



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO DE PUNO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ECONÓMICA**



**EVALUACION ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO**

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA RIO BLANCO, DISTRITO DE**

**SAN GABÁN, PROVINCIA DE CARABAYA, DEPARTAMENTO**

**DE PUNO, PARA EL PERIODO DE 2017-2047**

**TESIS**

**PRESENTADA POR:**

**BACH. THALIA ALISSA QUISPE LARICO**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ECONOMISTA**

**PUNO – PERÚ**

**2019**



## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Luis y Matilde por su apoyo constante,  
por motivarme a lograr cada objetivo y superarme cada día como persona y  
profesional.

A mis hermanas por inspirarme a dar cada paso y ser un ejemplo para ellas.

*Thalia Alissa Quispe Larico*



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mi familia por darme la fuerza de dar este paso, a la Universidad Nacional del Altiplano, por ser la casa de estudios que me brindó la oportunidad de formarme profesionalmente y a los docentes a la Facultad de Ingeniería Económica por las enseñanzas y conocimientos impartidos.

A mi asesor M. Sc. William Gilmer Parillo Mamani y miembros de jurado, M. Sc. Ángel David Aroquipa Velásquez, Dr. Polan Franbalt Ferro Gonzales y M. Sc. Marcial Mamani Guevara por su orientación y guía para culminar este trabajo.

Al Ing. Víctor Sotelo, por guiarme en la realización de este trabajo.

*Thalia Alissa Quispe Larico*



## ÍNDICE GENERAL

**DEDICATORIA**

**AGRADECIMIENTOS**

**ÍNDICE GENERAL**

**ÍNDICE DE FIGURAS**

**ÍNDICE DE TABLAS**

**ÍNDICE DE ACRÓNIMOS**

**RESUMEN .....10**

**ABSTRACT.....11**

### **CAPÍTULO I**

#### **INTRODUCCIÓN**

**1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....13**

**1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS .....14**

1.2.1. Planteamiento de problema.....14

1.2.2. Planteamiento de objetivos .....15

### **CAPÍTULO II**

#### **REVISIÓN DE LITERATURA**

**2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....16**

**2.2. MARCO TEÓRICO .....20**

2.2.1. Proyecto de inversión.....20

2.2.2. Central Hidroeléctrica.....21

2.2.3. Recursos Energéticos Renovables (RER) .....23

2.2.4. Estudio del mercado eléctrico .....25

2.2.5. Evaluación económica .....26

2.2.6. Evaluación financiera.....36

2.2.7. Análisis de sensibilidad.....37

2.2.8. Análisis de riesgo.....37

**2.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....38**

2.3.1. Hipótesis general .....38

2.3.2. Hipótesis específica .....38



## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

<b>3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>39</b>
3.1.1. Método descriptivo: .....	39
3.1.2. Método inductivo.....	40
<b>3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA .....</b>	<b>41</b>
<b>3.3. FUENTES DE INFORMACIÓN.....</b>	<b>41</b>
<b>3.4. ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....</b>	<b>42</b>
3.4.1. Normatividad Vigente.....	42
3.4.2. Estructura del Sector Electricidad .....	45
3.4.3. Generación de Energía Eléctrica .....	46
3.4.4. Balance Oferta – Demanda .....	47

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

<b>4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DEL PROYECTO .....</b>	<b>51</b>
4.1.1. Ubicación de la zona del proyecto.....	51
4.1.2. Acceso a la zona de proyecto .....	53
<b>4.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>54</b>
<b>4.3. ESQUEMA DEL PROYECTO .....</b>	<b>55</b>
4.3.1. Alternativa propuesta .....	55
<b>4.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.....</b>	<b>55</b>
4.4.1. Monto de inversión .....	56
4.4.2. Ingresos .....	57
4.4.3. Producción de energía.....	57
4.4.4. Egresos.....	58
4.4.5. Depreciación.....	60
4.4.6. Incentivos a la inversión .....	61
4.4.7. Otros .....	61
4.4.8. Flujo de evaluación del proyecto.....	62
4.4.9. Flujo de caja económico .....	65
<b>4.5. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO .....</b>	<b>68</b>
4.5.1. Flujo de financiamiento .....	69
<b>4.6. INDICADORES .....</b>	<b>72</b>



<b>4.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....</b>	<b>74</b>
<b>4.8. ANÁLISIS DE RIESGO .....</b>	<b>76</b>
<b>V. CONCLUSIONES .....</b>	<b>78</b>
<b>VI. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>79</b>
<b>VII. REFERENCIAS .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>85</b>

**Área** : Economía de la Empresa y Mercados

**Tema** : Preparación de Megaproyectos de Inversión Pública o Privada en Base a las Ventajas Comparativas del Dpto. de Puno.

**FECHA DE SUSTENTACIÓN:** 05 de julio del 2019.



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Funcionamiento de una central hidroeléctrica. ....	23
<b>Figura 2.</b> Evolución de Precios – Hidroeléctricas.....	28
<b>Figura 3.</b> Ubicación del proyecto.....	52
<b>Figura 4.</b> Ubicación de los Componentes de la CH Rio Blanco.....	55
<b>Figura 5.</b> Análisis de riesgo para el VAN proyectado.....	77
<b>Figura 6.</b> Análisis de riesgo para el TIR proyectado.....	77



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Resultado de los indicadores económicos de central hidroeléctrica en el distrito de Comas.....	18
<b>Tabla 2.</b> Proyección de la demanda 2017-2020 .....	26
<b>Tabla 3.</b> Demanda SEIN, 2017-2028 .....	48
<b>Tabla 4.</b> Programa de obras de generación, 2017 – 2023 .....	49
<b>Tabla 5.</b> Crecimiento de la oferta eléctrica, 2005-2016 .....	50
<b>Tabla 6.</b> Distancias de Juliaca a la zona del proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco .....	53
<b>Tabla. 7</b> Características generales de la central hidroeléctrica .....	56
<b>Tabla 8.</b> Monto de Inversión .....	57
<b>Tabla 9.</b> Producción de energía.....	58
<b>Tabla 10.</b> Programa de desembolsos .....	58
<b>Tabla 11.</b> Costos de operación .....	59
<b>Tabla 12.</b> Indicadores Tributarios .....	60
<b>Tabla 13.</b> Incentivos a la inversión.....	61
<b>Tabla 14.</b> Flujo de caja.....	62
<b>Tabla 15.</b> Flujo de caja económico.....	65
<b>Tabla 16.</b> Datos del Financiamiento.....	68
<b>Tabla 17.</b> Flujo de caja con financiamiento.....	69
<b>Tabla 18.</b> Resultados de los Indicadores.....	73
<b>Tabla 19.</b> Resultados de los Indicadores con tasa de descuento de 12%.....	73
<b>Tabla 20.</b> Sensibilidad del monto de la inversión .....	74
<b>Tabla 21.</b> Sensibilidad del precio de la energía.....	75
<b>Tabla 22.</b> Sensibilidad del precio de la energía y del monto de la inversión.....	75
<b>Tabla 23.</b> Sensibilidad del precio de la energía y del monto de la inversión (Tasa de descuento de 12%) .....	76
<b>Tabla 24.</b> Supuestos para el VAN y TIR económico .....	76



## ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RER	Recursos Energéticos Renovables
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
IGV	Impuesto General a las Ventas
IR	Impuesto a la Renta
USD	Dólar de Estados Unidos

### INSTITUCIONES

INEA	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
ESHA	European Small Hydropower Association
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
MINEM	Ministerio de Energía y Minas del Perú
DGE	Dirección General de Electricidad
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
SAN GABÁN S.A.	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.



## RESUMEN

El presente trabajo se efectúa a fin de demostrar la viabilidad económica y financiera de desarrollar el proyecto de Central Hidroeléctrica en el Rio Blanco situado en el distrito de San Gabán, provincia de Carabaya, departamento de Puno. Para este fin, se consideró analizar los aspectos económicos de la generación eléctrica, el marco regulatorio, los escenarios de precios futuros, inversión total del proyecto, para evaluar económica y financieramente el proyecto; calculando los indicadores económicos tradicionales: Valor Actual Neto, Relación Beneficio Costo, Tasa Interna de Retorno y periodo de recuperación, asimismo se realizar el análisis de sensibilidad y riesgos del proyecto. La Central Hidroeléctrica Rio Blanco cuenta con una capacidad de generación de 19.8 MW considerándose un proyecto del tipo RER (Recursos Energéticos Renovables), el cual efectúa su venta al mercado de Subasta RER convocadas por el OSINERGMIN. Con estas consideraciones, la central hidroeléctrica garantiza la viabilidad económica y financiera. Asimismo teniendo en cuenta que durante el período de construcción del proyecto se requieren fuertes inversiones anuales, se consideró necesaria la búsqueda de una fuente de financiamiento para la construcción de la Central Hidroeléctrica Rio Blanco para cubrir el 60% de inversión, con lo cual los indicadores del proyecto se hacen aún más atractivos. Para el análisis de sensibilidad se tomó el monto de inversión y los precios como variables por ser los más sensibles significativos para el proyecto. Y por último se realizó el análisis de riesgo con una distribución triangular, teniendo como variables de entrada la energía producida y el precio por MW/hr; determinando como este influye en los resultados de los indicadores del VAN - TIR económico y financiero.

**Palabras Clave:** Central Hidroeléctrica, proyectos RER, evaluación económica, evaluación financiera, análisis de sensibilidad y análisis de riesgo.



## ABSTRACT

The present work is carried out in order to demonstrate the economic and financial feasibility of developing the Hydroelectric Power Plant project in the Rio Blanco located in the district of San Gabán, province of Carabaya, department of Puno. For this purpose, it will be considered to analyze the economic aspects of electricity generation, the regulatory framework, future price scenarios, total project investment, to evaluate the project economically and financially; calculating the traditional economic indicators: Net Present Value, Cost Benefit Ratio, Internal Rate of Return and recovery period, as well as the sensitivity and risk analysis of the project. The Rio Blanco Hydroelectric Plant has a generation capacity of 19.8 MW, considering it a RER-type project, which makes its sale to the RER Auction market called by OSINERGMIN. With these considerations, the hydroelectric plant guarantees economic and financial viability. Also taking into account that during the construction period of the project heavy annual investments are required, it was considered necessary to search for a source of financing for the construction of the Rio Blanco Hydroelectric Plant to cover 60% of investment, with which the indicators of the project become even more attractive. For the sensitivity analysis, the investment amount and the prices were taken as the most significant variables for the project. And finally, the risk analysis was carried out with the triangle method, having as input variables the energy produced and the price per MW / hr; determining how this influences the results of the economic and financial VAN - TIR indicators.

Palabras Clave: Hydroelectric plant, RER projects, economic evaluation, financial evaluation, sensitivity analysis and risk analysis



# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico es una pieza clave para el desarrollo económico y social de un país, debido a que la electricidad es un insumo fundamental para la producción de la mayor parte de los bienes y servicios de una economía. Asimismo, es un componente esencial en la creación de bienestar y calidad de vida de los ciudadanos del país, por ello, es necesario que el suministro de electricidad sea suficiente, confiable, seguro y competitivo ahora y en el futuro, para lo cual se requiere que todos los segmentos de la industria crezcan en forma articulada y con claros incentivos para que la oferta y la demanda sean sostenibles en el tiempo. Es por ello que, en los últimos años, ha tomado impulso la inversión en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables (en adelante RER), dentro de ellas las centrales hidráulicas que cuentan con una potencia instalada menor a 20 MW, dado que esta tecnología renovable es la forma más amigable de conservar el medio ambiente que se conoce para la producción de electricidad. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones con la corriente de un río. Para lo cual es necesario efectuar la formulación y evaluación de las inversiones para precisar con exactitud los beneficios, costos y riesgos de invertir el dinero.

La cuenca del río San Gabán fue objeto de diversos estudios de aprovechamiento hídrico desde la década de los 90, en ese entonces se elaboraron los estudios de los proyectos CH San Gabán I y II, siendo ejecutado el segundo por presentar mejores indicadores económicos. A su vez se previó un tercer aprovechamiento, CH San Gabán III, inmediatamente después del ahora operativo CH San Gabán II, sus estudios fueron culminados en el 2013 por la consultora S & Z Consultores Asociados. En el 2016 el



proyecto fue adjudicado al Consorcio Hydro Global Perú S.A.C. quienes elaboraron el estudio definitivo proyectando a la central en 205 MW de potencia instalada.

Por otro lado, se cuenta con un río afluente del río San Gabán, que será objeto de estudio de la presente tesis, el cual consistirá en realizar una evaluación económica y financiera para la instalación de una mini central hidroeléctrica denominado “Central Hidroeléctrica Río Blanco”, cuya ubicación es muy próxima a las instalaciones de la futura CH San Gabán III.

Para el estudio de la CH Río Blanco, primeramente analiza los aspectos económicos de la generación eléctrica, el marco regulatorio, se determina la brecha oferta – demanda del SEIN para un periodo operativo de 30 años, misma que evidenciará la importancia de este proyecto. Finalmente, para la evaluación de viabilidad de la tesis como proyecto de inversión, considerando este como atractivo por ser un proyecto RER, ya que la energía generada será entregada y vendida en su totalidad al SEIN a un precio constante.

## **1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

En la coyuntura actual, el Perú afronta un superávit en producción de energía, sin embargo, dado que el crecimiento económico es acelerado, por ende y de manera proporcional, también la demanda energética, se hace necesario el desarrollo de proyectos que garanticen la continuidad del crecimiento económico, sostenibles en el tiempo y respetuosos con el medio ambiente, teniendo en cuenta que el periodo de maduración para el estudio y ejecución de estos proyectos son largos. Asimismo se han venido manejando políticas que impulsan la construcción de centrales que aprovechen las fuentes renovables y el gas natural. Este último, que ha sido muy promocionado, se estima que se agotará entre unos 20 – 30 años según informes oficiales.



Bajo este contexto, queda evidenciada la necesidad de migrar al uso de fuentes energéticas renovables, que además de generar poco impacto en el medio ambiente, ofrecen mayores beneficios económicos por las políticas manejadas en el sector eléctrico.

La generación de energía eléctrica en el Perú concentra sus fuentes de energía en recursos hídricos (56.6%) y gas natural (37.2%)<sup>1</sup>, sin embargo se observa una mayor participación de fuentes alternativas, aunque su presencia aún es muy limitada. Asimismo, la producción proviene básicamente del centro del país y de seis principales compañías, lo cual incrementa el riesgo de abastecimiento, en caso de desastres naturales o fallas técnicas.

La permanencia de la demanda de energía eléctrica. La producción de energía eléctrica se estabiliza como consecuencia del crecimiento vegetativo de la población, por lo que la variabilidad de la demanda por energía eléctrica suele ser menor al del PBI. Este crecimiento de la demanda de energía se pone en riesgo de abastecimiento e incremento tarifario ante las obras paralizadas del Gaseoducto Sur Peruano (GSP) y el natural consumo de las reservas del Gas de Camisea.

## **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS**

### **1.2.1 Planteamiento de problema**

#### **Problema General:**

¿Es viable económicamente el proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco?

---

<sup>1</sup> Pacific Credit Rating. (2018). Informe trimestral ENEL GENERACIÓN PERÚ SAA (31 de mayo) Generación Eléctrica (pag 4)



### **Problemas Específicos:**

1. ¿Qué demuestran los indicadores económicos del proyecto Central Hidroeléctrica en situación sin deuda y con deuda?
2. ¿Cuán sensible es el proyecto a posibles escenarios de cambio de las principales variables económicas y los riesgos a los que se enfrenta?

### **1.2.2 Planteamiento de objetivos**

#### **Objetivo General:**

Demostrar la viabilidad económica a través de la evaluación económica y financiera del proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco.

#### **Objetivos específicos:**

1. Determinar los indicadores económicos del proyecto en la situación sin deuda y con deuda (económico y financiero) del proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco.
2. Analizar cuan sensible es el proyecto a posibles escenarios de cambio de las principales variables económicas y los riesgos a los que se enfrenta.



## CAPÍTULO II

### REVISIÓN DE LITERATURA

#### 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Alarcón Patricia; Rocha Fifel (2008) Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico, series publicaciones ESAN, analizan la problemática del sector eléctrico peruano relacionada con el retraso de inversiones en nuevas centrales de generación. Considerando los antecedentes normativos y las medidas adoptadas por el Estado para afrontar la crisis vigente. Inician el estudio analizando el marco normativo vigente con el fin de evaluar si con el escenario legal el mercado eléctrico peruano es estable y confiable para los potenciales inversionistas. Asimismo se desarrolló dos evaluaciones financieras de proyectos de generación: una planta hidráulica y una planta térmica a gas natural (el gas de Camisea), con el propósito de determinar cuál resulta más eficiente para el sistema de licitación del suministro de energía a precio firme. Una vez realizadas estas evaluaciones, se concluyó que las medidas adoptadas, es decir el sistema de licitaciones, incentiva las inversiones en plantas de generación térmica, debido a que el plazo de 10 años de los contratos de suministro alcanza únicamente para el repago de estas, pero no para las hidráulicas, por los altos gastos de inversión que estas requieren. Según lo analizado, en 10 años no se pagan las inversiones en centrales hidroeléctricas, para lograr esto se necesitan aproximadamente 15 años; en cambio, para las centrales térmicas el plazo de 10 años es suficiente, pues el pago de este tipo de centrales se produce en un plazo menor.

Ulloa Hernan, Saldias Hernaldo. (2008). Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile (Tesis de pregrado) Pontificia Universidad



Católica de Chile. Realiza una evaluación comparativa, tanto cualitativa como cuantitativa, entre las distintas tecnologías ERNC (energías renovables no convencionales), con el fin de determinar cuáles tecnologías son económicamente viables a largo plazo, asimismo estudia si con el actual marco legal, más la nueva ley, los fondos y mecanismos de incentivos existentes, existe una opción real de que se abra un nuevo mercado al que puedan ingresar empresas distintas de las que tienen el actual control del mercado eléctrico chileno. Llega a la conclusión de que la tecnología más económica dentro de las ERNC es la generación hidráulica a pequeña escala (menores a 40MW). Asimismo se aprecia que como las tecnologías de generación hidroeléctrica <40MW, geotérmica y de biomasa son rentables sin la necesidad de la aplicación de la Ley de ERNC, sin embargo la generación utilizando biomasa presenta un potencia de generación a nivel nacional menor, mientras que la geotérmica presenta altos costos de explotación y alto riesgo, también es claro como la energía solar presenta costos elevadísimos septuplicando el costo de una mini hidráulica.

Canchaya Christopher; Chero Luis (2014). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de concepción perteneciente al departamento de Junín. (Tesis de pregrado) Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Lima. (Cap 8). Realiza los estudios económicos del proyecto para 2 tipos de escenarios: 1. Los grupos electrógenos a combustible diésel; 2. Construcción de la pequeña central hidroeléctrica y determina la alternativa con la cual el proyecto obtiene la mayor rentabilidad. Para la determinación de los indicadores económicos se usaron el TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto). Para la aplicación del VAN se considera a una tasa de descuento de 12%, el cual es el rendimiento mínimo que debe generar el proyecto y que emplean empresas del sector de energía y minas para financiar proyectos a largo plazo, esto incluye el riesgo país y el

costo de acciones preferentes. Los ingresos y egresos del proyecto se obtienen de la multiplicación de la potencia y energía del proyecto por sus respectivos precios, que muestra el flujo de caja del proyecto. A partir del flujo económico que se muestra en la siguiente tabla se han obtenido los indicadores económicos siguientes:

**Tabla 1.**

*Resultado de los indicadores económicos de central hidroeléctrica en el distrito de Comas*

CASO	VAN (12%)	TIR
Escenario 1a	-325,466.40 US\$	8.6%
Escenario 1b	263,805.31 US\$	17.3%
Escenario 2	2'760,682.30 US\$	38.1%
Escenario 3	2'667,033.94 US\$	37.3%

*Nota.* Tomado de Canchaya Christopher; Chero Luis (2014, pag. 105)

Mendiola, Alfredo; Acuña, Julio; Campos, Danilo; Moreno, Hernán; Salinas, Enrique; Aguirre, Carlos. (2012). Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica: análisis comparativo entre el Perú y Colombia. Universidad ESAN, Lima. En el capítulo la evaluación del nivel de atracción para la inversión privada se realiza mediante el análisis de la generación de valor, medido por el valor actual neto de cada proyecto y ajustado a las características de cada mercado. Asimismo, para el cálculo del valor actual se elaboró el flujo de caja esperado, tomando como referencia los ingresos y egresos proyectados para cada país como escenario base, luego se incorpora cada variable por separado para evaluar su impacto en el valor del proyecto.

S&Z Consultores Asociados. (2012). proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III. El objetivo del proyecto es incrementar el suministro de energía eléctrica a través de fuentes renovables y, al generar electricidad en la región sur del país, fortalecer el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Los resultados de la evaluación



económica y financiera del proyecto muestra indicadores económicos atractivos (VAN, TIR, B/C).

Valor Actual Neto (Nuevos Soles) 823,579,575

Tasa Interna Retorno (%) 16.61

Es necesario precisar que esta empresa vino desarrollando estudios como San Gabán I, San Gabán IV.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Nicaragua (2011) Metodología de Preinversión de Proyectos de Energía, realiza el análisis de demanda y análisis de oferta, a efectos de precisar la brecha que el proyecto atendería, de forma total o parcial. Luego orienta sobre las consideraciones y análisis del tamaño, localización, y tecnología del proyecto. La metodología para la Evaluación del Proyecto, se expone en detalle sobre la forma de medir y valorar los beneficios de proyectos de energía, tanto de proyectos de generación, transmisión (reforzamientos y extensiones), y distribución.

Leon Balmaceda, Nicolás. (2008). Evaluación Técnico – Económica de una Central Hidroeléctrica de Pasada pequeña en el Rio Picoiquen en Angol (tesis de pregrado). Universidad de Chile. Desarrolló la evaluación económica mediante la metodología de Beneficio – Costo, se calcularon los indicadores económicos tradicionales en distintos escenarios hidrológicos. En promedio, se llegó a un VAN de US\$ 22.000.000 con una tasa de descuento del 10% sobre el total de los activos y una TIR del 18%, que al incluir en la sensibilización económica la participación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, derivado del Protocolo de Kioto, se concluyó que es recomendable vender bonos de CO2 para mejorar aún más la rentabilidad del proyecto.



García Ximena; Villasante Carmen; Cabrera Claudia (2008) Evaluación económico – financiera proyecto de 10 MW generación de electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa. En dicho estudio se evaluó la rentabilidad del proyecto y realizaron sensibilidades respecto a distintos factores: plazo del proyecto, costo de operación y mantenimiento, costo de adquisición de la biomasa, precio de venta de la energía, tasa de descuento y la estructura de financiamiento del proyecto, a partir del análisis de los resultados obtenidos, se concluyó que es posible obtener tasas de rentabilidad atractivas (mayores a 12%)

Arango María; Echeverri Yeimy; Gómez Diego; Trujillo Rodrigo (2008) Estudio para definir la factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental del proyecto hidroeléctrico Río Buey (tesis de pregrado) Universidad de Medellín. Colombia. La evaluación del proyecto hidroeléctrico río Buey se realizó para determinar el VPN, considerando varias sensibilidades del mismo al porcentaje de endeudamiento, al escenario de generación considerado y al porcentaje de venta de energía en el largo plazo. Para el caso base analizado se obtuvo un VPN (WACC = 9.00%) de 7,197,086 millones de dólares, valor mayor que cero lo que indica que la inversión es atractiva. La TIR del caso base dio 9.47%, que es superior al WACC indicando que la inversión es atractiva. La relación beneficio costo obtenida fue de 1.34, valor superior a uno, indicando que el proyecto es atractivo.

## **2.2 MARCO TEÓRICO**

### **2.2.1 Proyecto de inversión**

Un proyecto de inversión es un plan que si se le asigna determinado monto de capital y se le proporciona insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil al ser humano o a la sociedad en general. (Urbina, G.B. 2010 pag. 2)



Un proyecto de inversión se define como: “la unidad de actividad económica, cuyo objetivo es producir bienes o servicios para atender determinadas necesidades, requiriendo la utilización de recursos escasos, tanto para su ejecución, como para su funcionamiento”. (Velásquez, 2000 pag.45)

Un proyecto desde el punto de vista económico consiste en la búsqueda de múltiples soluciones inteligentes a un problema: es una estrategia de satisfacción de una necesidad humana no satisfecha. Dichos proyectos, cualesquiera que sean, antes de ser implementados deben ser evaluados para determinar cuál es la solución más económica, la más eficiente, la más eficaz para solucionar el problema o necesidad y poder decidir cuál será la que se implementará definitivamente. Las Ciencias Económicas han desarrollado una serie de técnicas para realizar la evaluación económica de proyectos, independientemente de la corriente económica que impere en la evaluación, y dichas técnicas siempre tienden a medir los costes de las distintas alternativas del proyecto y conocer las ventajas y desventajas, cualitativas y cuantitativas, que implican la asignación de recursos escasos en el proyecto.

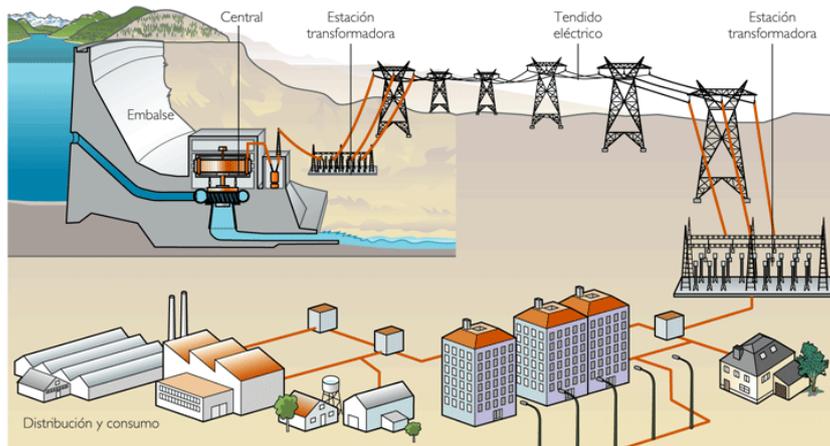
### **2.2.2 Central Hidroeléctrica:**

Las centrales hidroeléctricas son infraestructuras creadas por el hombre que transforman la energía hidráulica en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas producen energía renovable, que se caracteriza por utilizar recursos autosustentables y que se regeneran naturalmente. A pesar de que la construcción de la infraestructura que requieren suele ser costosa, tiende a ser una de las alternativas más baratas para generar electricidad ya que sus costos de mantenimiento y explotación son bajos al utilizar como materia prima el agua circula por efluentes naturales. (Vásquez, C. 2014, pág. 4)



## Funcionamiento

La energía del agua proviene de su energía potencial gravitacional o de su energía cinética. Una central hidroeléctrica convencional consiste en construir una presa para lograr almacenar el agua o para crear un pequeño remanso; siendo actualmente, el primer caso, la única manera de almacenar energía en grandes cantidades para utilizarla en el momento que se considere óptimo (por ejemplo, para el pico de potencia diario de un sistema eléctrico o para proporcionar el déficit de potencia cuando otra central programada falle en suministrar). Además la existencia de la presa permite que el embalse (o reservorio) aumente su cota logrando así crear o incrementar el salto, en beneficio del propósito de producir energía ya que la potencia generada es directamente proporcional al salto. En la Ilustración 1 se muestra el esquema típico de lo mencionado. El agua del reservorio es captada en la entrada por un canal o tubería forzada, donde la energía potencial gravitacional se convierte en energía de flujo y cinética (debido la presión y velocidad del fluido respectivamente, en coherencia con el principio de Bernoulli). La tubería forzada lleva el caudal hacia la turbina, donde actúa sobre los álabes de la misma transformando así la energía hidráulica en energía cinética rotacional. El eje de la turbina está a su vez unido a un generador, que es el encargado de transformar la energía rotacional a la esperada energía eléctrica. Finalmente la electricidad, en forma de corriente alterna, debe pasar por un transformador que eleva su tensión y disminuye su intensidad con el objetivo de transportarla con un mínimo de pérdidas. Cabe indicar que luego de haber cedido su energía, el agua es restituida a su cauce natural aguas abajo. (Vásquez, C. 2014)



**Figura 1.** Funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Nota. Tomado de “Modelo informático de una central hidroeléctrica con control de velocidad y regulación primaria” de Vásquez, Carlos (2014, pág. 5)

### **2.2.3 Recursos Energéticos Renovables (RER):**

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. (Osinergmin, 2017).

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ella (Méndez, J. & Cuervo, R., 2007, pág. 17).

Con las energías renovables se pueden obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad (Méndez, J. & Cuervo, R., 2007, pág. 18).

De acuerdo al Decreto Legislativo N° 1002, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los



20 MW. Toda generación con RER tiene prioridad en el despacho diario de carga que efectúa el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0), independientemente si el Generador RER es Adjudicatario o no. (El Peruano, 2008)

Las fuentes de energía renovable, son aquellas que por sus características se convierte en inagotable, aunque sea intermitente su disponibilidad, y su aprovechamiento no causa alteraciones graves al medio ambiente. Este tipo de energía, se define como aquella que administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible no disminuye a medida que se aprovecha (Hermosillo, 1995. Pág. 10).

De acuerdo a un comunicado de prensa este tipo de energía, tiene características importantes destacando principalmente su naturaleza inagotable y renovable, así mismo, es limpia, inagotable y es una alternativa a la actual dependencia del petróleo y de otras alternativas menos seguras y más contaminantes (Procobre.Org., 2008).

Existen varias fuentes de energía renovables, de las cuales se pueden mencionar:

- Energía mareomotriz
- Energía hidráulica
- Energía eólica
- Energía solar

La actividad de generación de electricidad se clasifica en virtud del tipo de energía primaria que es utilizada como materia prima para realizar dicha actividad. Existen dos tipos de generación de energía eléctrica, aquella que usa energías primarias



las convencionales; y, otra que utiliza energías primarias no convencionales. (Dammert A., 2009)

Generación con fuentes convencionales, Dentro de esta sub clasificación se encuentran aquellas que tienen una larga tradición de uso: (i) generación con energía hidráulica (agua); y, (ii) generación con energía térmica (diésel, carbón o gas natural).

Generación con fuentes no convencionales, Dentro de esta sub clasificación se encuentran: (i) generación con energía nuclear (uranio, plutonio, entre otros), (ii) generación con energía eólica (viento), generación con energía solar (luz y calor solar), (iii) generación con energía geotérmica (calor de la tierra); y, (iii) generación con biomasa (leña, bosta, bagazo y biogás) y las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los 20MW (agua). Estas fuentes no convencionales son las llamadas comúnmente, renovables, entendidas como inagotables. (Dammert A., 2009)

#### **2.2.4 Estudio del mercado eléctrico**

Su importancia radica en la confiabilidad del proyecto para el inversionista, es decir, que el proyecto reditúa la inversión justificada en la garantía de que la energía producida será vendida en un mercado energético creciente.

#### **Crecimiento del SEIN – Diagnóstico COES**

La expansión del sistema, como Proceso Básico del Diagnóstico de condiciones operativas del SEIN, comprende la proyección de la demanda y el plan de obras de generación. La proyección de la demanda del SEIN, está conformada por dos componentes: la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de

grandes proyectos. El programa de obras de generación está conformado por proyectos de generación con mayor certidumbre de ingreso en operación. (COES, 2017)

**Tabla 2.**

*Proyección de la demanda 2017-2020*

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2017	49,105	1.6%	6,656	2.5%
2018	51,297	4.5%	6,823	2.5%
2019	54,070	5.4%	7,103	4.1%
2020	58,474	8.1%	7,676	8.1%
2021	61,905	5.9%	7,974	3.9%
2022	65,886	6.4%	8,525	6.9%
2023	69,308	5.2%	8,900	4.4%
2024	72,394	4.5%	9,295	4.4%
2025	78,370	8.3%	10,124	8.9%
2026	81,373	3.8%	10,400	2.7%
2027	83,509	2.6%	10,686	2.7%
2028	85,215	2.0%	10,930	2.3%
<b>PROMEDIO 2018 - 2028 (*)</b>	<b>5.1%</b>		<b>4.6%</b>	

*Nota.* Tomado de COES – SINAC (Año base 2017 histórico)

### 2.2.5 Evaluación económica

Es la determinación de la tasa de rendimiento mínima aceptable y el cálculo de los flujos netos de efectivo, que son calculados a partir ingresos, costos totales de la inversión inicial, depreciación y amortización de toda la inversión en un horizonte de tiempo seleccionado. (Baca Urbina, 2010)

La evaluación económica de proyectos pretende medir, objetivamente, una serie de magnitudes cuantificables que, mediante el uso de técnicas cuantitativas, generan una serie de indicadores que faciliten la toma de decisiones. El hecho de que existan procedimientos matemáticos como fundamento, no significa que para un mismo proyecto existan distintos criterios de evaluación. Los distintos métodos son válidos, en la medida en que surgen de la realidad misma de la cual forma parte el proyecto y en la



que deberá producir sus beneficios. La correcta valoración de los beneficios esperados es la que al final permite realizar la evaluación más adecuada (Sapag y Sapag, 2008).

### **2.2.5.1 Vida útil de la planta**

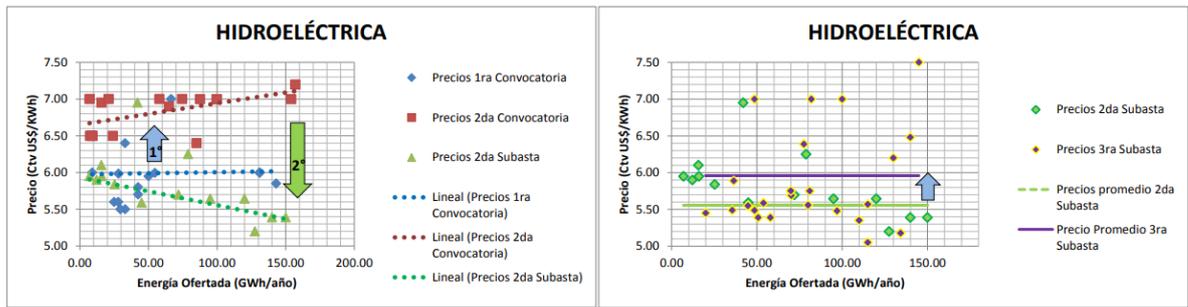
Es un parámetro extraordinariamente importante para el análisis económico y financiero y cálculo de la rentabilidad de un proyecto de inversión, es la posible vida útil de los sistemas técnicos, construcciones y otras instalaciones que ocurren en él; es por este motivo que hay que estudiar, en el marco de un análisis de sensibilidad, cuál sería la rentabilidad de las inversiones, suponiendo diferentes alternativas de la vida útil. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

### **2.2.5.2 Inversión**

Este es un parámetro fundamental para todos los métodos de cálculo de rentabilidad de proyectos de energía y uso racional de energía, es el volumen de las inversiones necesarias. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

### **2.2.5.3 Precios**

Los precios para la evaluación de este tipo de proyectos se realizan en cumplimiento al contrato resultante de la subasta. En la primera subasta como consecuencia de la publicación de los precios máximos de la primera convocatoria, el precio ofertado promedio subió para la segunda convocatoria. No obstante ello, para la segunda subasta, los precios ofertados tendieron a reducirse inclusive por debajo de los precios ofertados en la primera convocatoria de la primera subasta. Para la tercera subasta, el precio promedio se incrementó de 5,56Ctv US\$ / kWh a 5,96Ctv US\$ / kWh.



**Figura 2.** Evolución de Precios – Hidroeléctricas

Nota. Tomado de Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en el Perú de Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

#### 2.2.5.4 Ingresos

Los ingresos para los proyectos RER, brinda estabilidad económica al garantizarle los ingresos que le correspondan según los términos establecidos en el contrato resultante de la subasta RER. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación es entre veinte y treinta años, queda establecido en las bases de la subasta (Osinermin, 2014)

#### 2.2.5.5 Costos

El costo hace referencia al conjunto de erogaciones en que se incurre para producir un bien o servicio, como es la materia prima, insumos, mano de obra energía para mover máquinas, etc. (Rubio, n.d.)

#### 2.2.5.6 Costos de inversión

Los activos fijos se definen como bienes no destinados a la venta y son necesarios para la producción de la empresa, en el caso de hidroeléctricas, los activos fijos son: Obras civiles: Bocatoma, canal de conducción, desarenador, cámara de carga, casa de máquinas, canal de descarga, obras complementarias, otros. Maquinaria y



equipo electromecánico: Tubería forzada, turbina y regulador, generador y accesorios, sub estación de salida, línea de transmisión, otros. (Debitoor.es, n.d.)

Los activos intangibles son definidos por su propio nombre, no son tangibles, no pueden ser percibidos físicamente. Es por tanto de naturaleza inmaterial. En el caso de hidroeléctricas, los activos intangibles son: estudios de pre inversión, asesoría técnica y supervisión, intereses durante la construcción, gastos generales, otros. (Debitoor.es, n.d.)

#### **2.2.5.7 Costos de Personal**

Los costos del personal técnico y administrativo pueden representar una parte considerable de los costos corrientes totales de un proyecto de inversión, es recomendable efectuar en primera medida un registro muy exacto del personal necesario, diferenciando cantidad, nivel de calificación y periodo de servicio. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

#### **2.2.5.8 Costos de operación y mantenimiento**

Comienza con una sub-etapa intermedia entre esta y la anterior, llamada “puesta en marcha” o “puesta en servicio” de las instalaciones, durante la cual se calibran las operaciones unitarias del proceso para proceder después con las labores de operación y mantenimiento rutinarias. Durante esta etapa se ejecutan todos los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo para que los equipos instalaciones del proyecto siempre estén disponibles para operar dentro de las condiciones prevista en el diseño (Bolívar, H. 2001)



### **2.2.5.9 Gastos**

Son el conjunto de erogaciones destinadas a la distribución o venta del producto, y a la administración e incluso al mantenimiento de la planta física de la empresa.

(Rubio, n.d.)

### **2.2.5.10 Gastos de administración**

Tiene que ser considerados en la investigación de rentabilidad, en los proyectos de esta magnitud hay que estudiar si se incurrirá en gastos por concepto de alquiler de oficina, teléfono, material de oficina y similares, estimando su posible monto. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

### **2.2.5.11 Impuesto**

#### **2.2.5.11.1 Impuesto general a las ventas (IGV)**

El IGV es un impuesto aplicado a la venta de bienes muebles y servicios en función del valor del producto vendido. Su propósito es gravar el mayor valor agregado que adquieren los bienes en cada una de sus etapas productivas. La figura del crédito fiscal permite al contribuyente recuperar el impuesto pagado en la etapa anterior, lo que evita una sucesiva imposición que grave impuesto sobre impuesto. En la actualidad, la tasa aplicable es del 18% sobre el valor del bien. (Mendiola et al., 2012)

#### **2.2.5.11.2 Impuesto a la renta (IR)**

Es un tributo anual que se aplica, entre otras rentas o ingresos, a las ganancias provenientes de fuentes peruanas, obtenidas como resultado de operaciones con terceros. Se consideran como rentas de fuente peruana, sin importar la nacionalidad o



domicilio de las partes que intervengan en las operaciones y el lugar de celebración o cumplimiento de los contratos, las siguientes:

- Las producidas por predios situados en el territorio del país.
- Las producidas por capitales, bienes o derechos —incluidas las regalías— situados físicamente o colocados o utilizados económicamente en el país.
- Las originadas en el trabajo personal o en actividades civiles, comerciales o de cualquier índole que se lleven a cabo en el territorio del Perú.
- Las obtenidas por la enajenación de acciones o participaciones representativas del capital de empresas o sociedades constituidas en el Perú.

El periodo gravable para este impuesto comienza el 1 de enero de cada año y finaliza el 31 de diciembre. La tasa aplicable es de 28%. (Mendiola et al., 2012)

### **2.2.5.11.3 Aporte por regulación de OSINERGMIN**

La Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, establece un aporte a favor de los organismos reguladores que no podrá exceder del 1% del valor de la facturación anual de las empresas bajo su ámbito.

Bajo ese concepto, las empresas generadoras de energía hidráulica deberán considerar para el cálculo del aporte lo siguiente:

- La totalidad de la facturación de energía y potencia efectuada a sus clientes, ya sean empresas distribuidoras, clientes libres u otro tipo de clientes.
- La transferencia de energía activa, reactiva y potencia a otras empresas integrantes del COES, en calidad de excedentario. (Mendiola et al., 2012)



#### **2.2.5.11.4 Contribución al COES por operación del sistema**

Conforme lo determina la Ley 28832, los agentes participantes del SEIN aportarán al presupuesto de operación del COES. Para el caso de generadores de energía, este aporte se calcula a partir del monto registrado del año anterior de las inyecciones de potencia y energía valorizadas al precio básico de la potencia de punta y al costo marginal de corto plazo, respectivamente. El aporte no puede ser mayor al 0.75% de dicho total.

#### **2.2.5.11.5 Contribuciones por el uso de agua**

De acuerdo con el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 214 de su reglamento, tanto los concesionarios como las empresas dedicadas a la actividad de generación «[...] que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso».

Asimismo, se señala un valor no mayor al 1% del precio de la energía a nivel de generación, en hora fuera de punta en barra, como factor por ser aplicado a la energía media estimado. (Mendiola et al., 2012)

#### **2.2.5.12 Depreciación**

La depreciación es la distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil.

Para propósitos contables se determina a partir de la estimación de la vida útil y para propósitos tributarios los edificios son depreciados en línea recta aplicando una



tasa anual del 5% y los demás bienes tienen un límite de depreciación de acuerdo a las normas del Impuesto a la Renta.

### **2.2.5.13 Estímulos a la inversión**

#### **2.2.5.13.1 Recuperación anticipada del IGV**

La norma establece un régimen especial que consiste en la devolución del IGV que gravó las importaciones y/o las adquisiciones locales de bienes de capital nuevos, bienes intermedios nuevos, servicios y contratos de construcción realizados en la etapa pre productiva, que serán empleados por los beneficiarios del régimen directamente para la ejecución de los proyectos previstos en los contratos de inversión y que se destinen a la realización de operaciones gravadas con el IGV o a exportaciones.

La Ley 28876 del año 2006 amplía los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV, de manera específica, a las empresas que utilicen recursos hidráulicos y energías renovables en la generación de energía eléctrica. (Mendiola et al., 2012)

#### **2.2.5.13.2 Depreciación acelerada**

Un mecanismo para incentivar las inversiones en infraestructura es la denominada depreciación acelerada, que posibilita un menor pago de impuestos en los primeros años del proyecto. Estos se trasladan a los años en los que el proyecto está más estable y maduro.

La ley faculta la depreciación acelerada de hasta el 20% anual para la inversión en proyectos hidroeléctricos y de otros recursos renovables. En la actualidad, la normativa en el sector eléctrico ha entregado este beneficio a los proyectos en centrales



hidráulicas. Es decir, los nuevos proyectos gozan de este beneficio. (Mendiola et al., 2012)

#### **2.2.5.14 Tasa de descuento (i)**

Cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, se usa una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados. (Urbina, G. B., 2010)

#### **2.2.5.15 Valor actual neto (VAN)**

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Al 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.

La ecuación para calcular el VAN para un periodo T es:

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+i)^t} - I$$

Dónde:

t = periodo evaluado

T = número de periodos

Ft = Flujo de dinero en el periodo t



$i$  = Tasa de descuento

$I$  = Inversión realizada

Los criterios de evaluación son: si  $VAN \geq 0$ , se acepta la inversión; si  $VAN < 0$ , se rechaza. (Urbina, G. B., 2010).

#### 2.2.5.16 Tasa interna de retorno

Es la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+i)^t} - I = 0$$

Criterio de aceptación: si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable. (Urbina, G. B., 2010)

#### 2.2.5.17 Relación Beneficio - Costo (B/C)

La lógica del Índice Beneficio-Costo, también conocido como Relación Beneficio-Costo, es en síntesis, la suma de todos los ingresos y costos actualizados, es decir, llevados a valores presentes del año 0, y luego divididos.

$$\frac{B}{C} = \frac{|\sum \text{Ingresos actualizados}|}{|\sum \text{Egresos actualizados}|}$$

El criterio para aceptar o rechazar es: si el B/C es  $> 1$ , significa que los ingresos son mayores que los costos, haciendo el proyecto aceptable; y si es  $< 1$ , implica lo opuesto. (Urbina, G. B., 2010)



### 2.2.5.18 Periodo de recuperación de la inversión

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelarnos con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial. En teoría existen dos tipos de PRI, el que no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y el que sí lo hace (PRI Descontado).

Para calcular el PRI se usa la siguiente fórmula:

$$PRI = A + \frac{I - C}{D}$$

Dónde:

A = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

I = Inversión Inicial

C = Flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión

D = Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión. (Urbina, G. B., 2010)

### 2.2.6 Evaluación financiera

Se ocupa de analizar las posibles fuentes de los recursos necesarios para realizar el proyecto y la forma en que se aplicaran dentro del mismo, esto es, se analiza el origen y destino del financiamiento. También se revisa la capacidad de pago de proyecto y se estudia la relación del proyecto y los recursos disponibles, con la capacidad de pago y las condiciones financieras del individuo, o empresa que realizara el proyecto de inversión. (Héctor Bolívar)



### 2.2.7 Análisis de sensibilidad

Actualmente se considera casi imprescindible un análisis de sensibilidad (Briggs y Sculppher, 1995). A un nivel básico, el análisis de sensibilidad posee tres pasos fundamentales (Drummond, Stoddart y Torrance, 1991):

- a. Considerar como objeto de discusión las estimaciones realizadas en el análisis que no existían estimaciones disponibles y se hicieron conjeturas informadas objeto de discusión debido a imprecisiones conocidas en el procedimiento de valoración; objeto de discusión debido a discusiones metodológicas o al diferente valor potencial de los juicios (por ejemplo, la elección de la tasa de descuento).
- b. Situar los límites superior e inferior sobre la amplitud de las estimaciones. Dependiendo de la fuente de incertidumbre o de la discusión sobre las estimaciones, estos límites podrían establecerse: considerando pruebas empíricas de otros estudios de investigación, considerando la práctica aceptada en la literatura, solicitando juicios de aquellos que tendrán que tomar decisiones basándose en el estudio de coste efectividad.
- c. Calcular los resultados del estudio basándose en combinaciones de la “mejor posibilidad”, la “más conservadora” y la “menos conservadora” de las variables involucradas (Drummond, Stoddart y Torrance, 1991, pp. 102-103).

### 2.2.8 Análisis de riesgo

El Análisis de Riesgo o Método de simulación probabilística permite introducir la dinámica en el análisis de evaluación Costo-Beneficio de los proyectos de inversión, mediante el empleo de la técnica de simulación de Monte Carlo. De esta manera, se



incorpora al análisis costo-beneficio una evaluación de la incertidumbre asociada a las principales variables del proyecto y de esta manera estimar el impacto del riesgo sobre la rentabilidad del proyecto.

## **2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.3.1 Hipótesis general**

Si la evaluación económica y financiera demuestra que el proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco es viable, este podrá continuar con la realización de otros estudios de preinversión para su ejecución futura.

### **2.3.2 Hipótesis específica**

- Los indicadores económicos del proyecto en situación sin deuda y con deuda (económico y financiero) demuestran la viabilidad del proyecto.
- Ante posibles cambios de las principales variables económicas y riesgos el proyecto es viable.



## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación es de carácter descriptivo y deductivo para relacionar la inferencia predictiva (observación a través de los sentidos), con la proposición de dar conclusión a través de la razón.

##### 3.1.1 Método descriptivo:

Según Luna (1996), el método descriptivo es de aplicación en la investigación de temas relacionados a las ciencias sociales donde a través de la descripción:

- Se analiza individualmente cada pregunta.
- Se conjuga las respuestas que tratan sobre el mismo factor.
- Se redacta el documento con el análisis.

Es el conjunto de procedimientos que permite obtener la información, sobre el hecho real y situación actual de las cosas, a partir de los resultados nos permite interpretar en base a datos y aspectos indagados.

Este método permitirá conocer información sobre desarrollos similares e indicadores exigidos para la evaluación del proyecto, además, se consultarán diversas fuentes económicas y financieras, que permitirán establecer y proyectar claramente las diferentes variables que afectarán el proyecto en estudio.

El método descriptivo busca un conocimiento inicial de la realidad que se produce de la observación directa del investigador y del conocimiento que se obtiene



mediante la lectura o estudio de las informaciones aportadas por otros autores. Se refiere a un método cuyo objetivo es exponer con el mayor rigor metodológico, información significativa sobre la realidad en estudio con los criterios establecidos por la academia. (Abreu, L., 2014. Pág. 198-199)

### **3.1.2 Método inductivo**

Es aquella orientación que va de lo general a lo específico; es decir que, de un enunciado general del que se va desentrañando partes o elementos específicos. (Caballero, 2004)

Este método permitió lograr evaluar a mayor nivel de detalle las diferentes variables del proyecto. En el estudio de evaluación de proyectos se calcularon de los costos e ingresos del proyecto, para así realizar el flujo de caja donde se determinarán los indicadores económicos; asimismo se realizó el análisis de la sensibilidad en la que se consideró diversos escenarios sobre el caso Base, llevando algunas variables a escenarios optimistas y pesimistas. Las principales variables que afectan los indicadores económicos son: el costo de inversión, el precio de la energía, el volumen de producción de la energía de la central, la tasa de interés del préstamo. Y por último el análisis de riesgo, en el que se utilizó el Programa Risk Simulator, que permitió combinar una serie de probabilidades, mostrando los resultados para situaciones Pesimista y Optimista, partiendo de una situación base y que corresponde al proyecto analizado desde el punto de vista privado

El método inductivo plantea un razonamiento ascendente que fluye de lo particular o individual hasta lo general. Se razona que la premisa inductiva es una reflexión enfocada en el fin. Puede observarse que la inducción es un resultado lógico y metodológico de la aplicación del método comparativo (Abreu, L., 2014. Pág. 200)



## **3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA**

### **Población**

El universo del presente trabajo de investigación es el sector de generación de energía eléctrica peruano.

### **Muestra**

La muestra considerada para el trabajo de investigación es la Central Hidroeléctrica Rio Blanco, ubicada en el distrito de San Gabán, provincia de Carabaya, departamento de Puno.

## **3.3 FUENTES DE INFORMACIÓN**

### **Análisis de documentos**

- Se realiza la revisión de todo un conjunto de materiales bibliográficos, temáticos y cualquier otra fuente de información documental que permitió alcanzar los objetivos propuestos,
- Se obtiene datos de fuente primaria, con respecto a la inversión, presupuesto y capacidad del proyecto las cuales se ha estructurado los cuadros para demostrar el sustento de la presente investigación.
- Se proyecta el flujo económico y financiero de la unidad de generación a partir del año 2017 hasta el año 2047 y finalmente demostrar la viabilidad económica del proyecto.



## 3.4 ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

### 3.4.1 Normatividad Vigente

El marco regulatorio del sector eléctrico empezó con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, para fomentar la eficiencia económica, estableciendo los criterios de operación y responsabilidades de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y dando por terminado el monopolio que hasta ese entonces mantenía el Estado para las tres actividades del sector. En línea con esta ley, en el año 1997 se añadió al marco regulatorio la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, para evitar la colusión vertical y los problemas de concertación de precios que pudieran existir entre las empresas u operaciones del sector. Así mismo, con el objetivo de incentivar la inversión privada se promulgó en julio 2006 la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006), en el cual se establecen las bases para las licitaciones, las operaciones en el mercado de corto plazo, las responsabilidades del COES, y la segmentación por tipos de clientes libres y regulados.

De la misma manera Uno de los principales objetivos de la Política Energética Nacional 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, es contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia para desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible. En tal sentido, a partir de 2008, se inició en el Perú el desarrollo de los RER como producto de un nuevo marco normativo que



contempla la realización de subastas competitivas y periódicas para viabilizar la explotación y participación de proyectos de generación RER. El Decreto Legislativo N° 1002 (DL N° 1002) declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de una nueva generación eléctrica mediante recursos renovables y establece incentivos para la promoción de proyectos RER, tales como:

- i. Prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).
- ii. En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y distribución eléctrica del SEIN, los generadores RER tendrán prioridad para conectarse.
- iii. Tarifas estables a largo plazo (20 años) determinadas mediante subastas.
- iv. Compra de toda la energía producida.

Asimismo, establece un mecanismo de mercado basado en subastas para la adjudicación de los proyectos RER y señala que las convocatorias de estas subastas deben tener una periodicidad no menor de dos años. De igual forma, señala que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el encargado de definir los requerimientos de energía, elaborar y aprobar las bases y firmar los contratos resultantes de la subasta, mientras que Osinergmin es el encargado de conducir la subasta, fijar los precios máximos y supervisar los contratos resultantes. Con el objetivo de promover el desarrollo de nuevos proyectos RER, el DL N° 1002 establece que cada cinco años el MEM determinará un porcentaje objetivo de



participación RER dentro de la matriz eléctrica del país. De igual forma, establece el procedimiento administrativo para anunciar las subastas de energías renovables y adjudicar concesiones para el desarrollo de la generación de electricidad, así como los requisitos para la presentación, evaluación y adjudicación de ofertas, comercialización y las tarifas de generación de energías renovables.

Igualmente, como organismos encargados de la supervisión y/o promoción de los objetivos anteriormente planteados se estableció como promotores al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión); y como reguladores al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), el Ministerio del Ambiente (MINAM) y la Defensoría del Pueblo.

Además, es de importancia la Ley N°27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) para asistir a los consumidores de menores ingresos; el decreto legislativo N° 1002 creada para promover la inversión en generación de electricidad con el uso de energías renovables, y últimamente la resolución la N° 074-2016-OS/CD, referida a la aplicación del ingreso asegurado al Gaseoducto Sur, el cual según resolución N° 011-2017-OS/CD fue suspendido el 25 de enero del 2017.



### 3.4.2 Estructura del Sector Electricidad

Las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: i) Generación, que consiste en la producción de energía, ii) Transmisión, que consiste en el transporte de energía de alta tensión, iii) Distribución, relacionado al transporte de energía de media y baja tensión, iv) Comercialización, el cual está relacionado a las transacciones monetarias y v) Operación, encargado de coordinar las transacciones físicas de energía entre la oferta y demanda<sup>2</sup>.

Los intercambios físicos de energía en el Perú empiezan con el mandato del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual ordena primero inyectar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la energía producida por las generadoras más eficientes, con el objetivo de formar un pool de energía al menor costo posible. Esta energía es transportada por las empresas de Transmisión hacia las subestaciones reductoras de voltaje para luego ser transportada por las distribuidoras o despachada a los clientes libres<sup>3</sup>. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados<sup>4</sup>, aunque las distribuidoras también pueden abastecer a los clientes libres.

Por otro lado, los intercambios monetarios se definen en base a clientes mayoristas y minoristas. La primera, se refiere a la comercialización que existe entre generadores, distribuidores y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización con los usuarios regulados. Dependiendo del tipo de mercado,

---

<sup>2</sup> Pacific Credit Rating (PCR), Informe Sectorial Perú – Sector Electricidad, abr 2017

<sup>3</sup> Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kw. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

<sup>4</sup> Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kw. Suelen ser los hogares



los mecanismos de asignación de precios pueden basarse en contratos bilaterales, licitaciones y tarifas reguladas.

### 3.4.3 Generación de Energía Eléctrica

Las actividades de generación en el Perú están normadas dentro de un esquema de libre competencia en el que cualquier compañía se puede establecer como generadora, sin embargo, el mercado aún muestra cierta concentración de la producción en las cinco principales compañías 5 que producen el 57.4% del total de energía eléctrica. Asimismo, el 80.3%<sup>6</sup> de esta producción proviene del centro del país, lo que limita el suministro hacia las demás zonas productivas y complejos mineros que se encuentran dispersos en todo el territorio peruano, asimismo pone en riesgo la producción de energía en caso como

Adicionalmente, a junio 2017, las compañías de generación obtuvieron los recursos energéticos principalmente del agua (63.0%) y el gas natural (31.4%), observándose un incremento de 24.0% respecto a junio 2016 del recurso agua y la disminución de 24.2% del recurso gas natural. En relación a los recursos hídricos, el país es provisto de 16 cuencas hidrográficas que favorecen y fomentan la inversión en Centrales Hidroeléctricas, sin embargo, debido a la estacionalidad del ciclo hidrológico, y el crecimiento de la demanda de energía, el Estado ha visto oportuno la diversificación hacia otras fuentes de energía. Por tanto, se ha ido fomentando el mayor uso de energía renovable y Gas natural (GN). La capacidad de suministrar este último, se ve limitada por la reducida disponibilidad de redes de distribución de gas en el Perú, y las obras

---

<sup>5</sup> A junio 2017, las principales empresas de generación son: Engie (17.4%), Electroperú (14.2%), Enel Generación Perú (10.7%), Fénix Power Perú (9.1%) y Kallpa Generación (8.1%).

<sup>6</sup> Con información disponible a Dic.16



paralizadas del Gaseoducto Sur Peruano 7(GSP), que según el informe del COES<sup>8</sup> se indica que de no disponer del GSP al 2024, el costo marginal promedio mensual máximo al 2028 se elevaría de 62 US\$/MWh hasta 284 US\$/MWh. Esto en línea con la puesta en operación de las centrales eléctricas del Nudo Energético del Sur, que de no contar con el gas natural seguirán operando con Diésel.<sup>9</sup>

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía, sin embargo, en periodos de bajo crecimiento económico, la demanda de energía se sustenta por el consumo y el crecimiento de la población, en tanto la variabilidad de la demanda por energía eléctrica resulta siendo menor al del PBI. Al primer semestre 2017, el total de energía producida fue de 26,227 GWh, superior en 2.2% a lo registrado en similar periodo de 2016.

#### **3.4.4 Balance Oferta – Demanda**

Se ha establecido el crecimiento esperado de la demanda y la oferta de generación a nivel SEIN, teniendo como base las proyecciones del COES-SINAC. Se han considerado la totalidad de los proyectos de transmisión que el MEM ha entregado en concesión y los que están en proceso de licitación, así como también los proyectos que recomienda el COES-SINAC dentro de la Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028.

---

<sup>7</sup> Se tiene proyectado que la adjudicación a un nuevo concesionario se realice en el primer semestre de 2018

<sup>8</sup> Informe de Diagnostico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 – 2028, actualizado 27/02/2017

<sup>9</sup> Para el 2024 de no contar con el Gas Natural del GSP, el diésel deberá ser importado

### 3.4.4.1 Proyección de la demanda a nivel del SEIN

Para el periodo 2017-2028 se consideró la información publicada por el COES en su portal web, sección Estadísticas Anuales.

**Tabla 3.**

*Demanda SEIN, 2017-2028*

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2017	49,105	1.6%	6,656	2.5%
2018	51,297	4.5%	6,823	2.5%
2019	54,070	5.4%	7,103	4.1%
2020	58,474	8.1%	7,676	8.1%
2021	61,905	5.9%	7,974	3.9%
2022	65,886	6.4%	8,525	6.9%
2023	69,308	5.2%	8,900	4.4%
2024	72,394	4.5%	9,295	4.4%
2025	78,370	8.3%	10,124	8.9%
2026	81,373	3.8%	10,400	2.7%
2027	83,509	2.6%	10,686	2.7%
2028	85,215	2.0%	10,930	2.3%
<b>PROMEDIO 2018 - 2028 (*)</b>	<b>5.1%</b>		<b>4.6%</b>	

*Nota.* Tomado de COES – SINAC (Año base 2017 histórico)

### 3.4.4.2 Proyección de la oferta a nivel del SEIN

En la Tabla 2 se muestra el programa de obras de generación para el periodo 2017 – 2023, el cual está conformado por proyectos de generación con mayor certidumbre de ingreso en operación.

**Tabla 4.**

*Programa de obras de generación, 2017 – 2023*

AÑO	PROYECTO	EMPRESA	POT. INST. MW
2017	C.H. Angel I	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Angel II	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Angel III	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Cola I	Hidroeléctrica Cola S.A.	13.1
	C.H. La Virgen	La Virgen S.A.C.	84.0
	C.H. Nueva Esperanza	Nueva Esperanza Energy S.A.C.	9.2
	C.H. Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	19.9
	C.H. Pucará	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco S.A.	156.0
	C.H. Raura II	Amazonas Generación S.A.	13.0
	C.H. Santa Lorenza I	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	18.7
	C.H. Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	15.0
	C.S. Intipampa	Enersur	40.0
	C.T. Iquitos Nueva	Genrent del Perú S.A.C.	70.0
	C.T. Malacas	Enel Generación Piura S.A.	52.8
2018	C.E. Duna	GR Taruca S.A.C.	18.0
	C.E. Huambos	GR Paino S.A.C.	18.0
	C.E. Parque Nazca	Enel Green Power Perú S.A.	126.0
	C.H. Ayanunga	Energética Monzón	20.0
	C.H. Carhuac	Andean Power S.A.	20.0
	C.H. Centauro I y III	Corporación Minera del Perú S.A.	25.0
	C.H. Colca	Empresa Generación Eléctrica Colca S.A.C.	12.1
	C.H. Her 1	Enel Generación Perú S.A.A.	0.7
	C.H. Huatziroki	Empresa de Generación Hidráulica Selva S.A.	19.2
	C.H. Hydrika 1	Empresa Hydrica 1 S.A.C.	6.6
	C.H. Hydrika 2	Empresa Hydrica 2 S.A.C.	4.0
	C.H. Hydrika 3	Empresa Hydrica 3 S.A.C.	10.0
	C.H. Hydrika 4	Empresa Hydrica 4 S.A.C.	8.0
	C.H. Hydrika 5	Empresa Hydrica 5 S.A.C.	10.0
	C.H. Karpa	Hidroeléctrica Karpa S.A.C.	19.0
	C.H. Marañón	Empresa Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	18.4
	C.H. Tulumayo IV	Egejunín Tulumayo IV S.A.C.	56.2
	C.H. Zaña 1	Electro Zaña S.A.C.	13.2
C.S. Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	144.5	
C.T. Santo Domingo de los Olleros	Termochilca	100.0	
2019	C.H. Hydrika 6	Hydrika 6 S.A.C.	8.9
	C.H. Pallca	Andean Power S.A.C.	10.1
AÑO	PROYECTO	EMPRESA	POT. INST. MW
2020	C.B. Callao	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2.0
	C.B. Huaycoloro II	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2.0
	C.H. Alli	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	14.5
	C.H. Kusa	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	15.6
	C.H. Laguna Azul	Hidroeléctrica Laguna Azul S.R.L.	20.0
	C.H. Molloco	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C.	278.0
	C.H. Olmos I	Sindicato Energético S.A. - SINERSA	51.0
2021	C.H. Belo Horizonte	Odebrecht S.A.C.	180.0
	C.H. Cativen I-II	Compañía Minera Poderosa S.A.	29.0
	C.H. Curibamba	Enel Generación Perú S.A.	195.0
	C.H. Tulumayo V	Egejunín Tulumayo V S.A.C.	83.2
2022	C.H. Veracruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	635.0
2023	C.H. Chadín II	AC Energía S.A.	600.0
	C.H. San Gabán III	Hydro Global Perú	205.8

*Nota.* Tomado de COES – SINAC,

La mayoría de estos proyectos tienen una fecha contractual de ingreso en operación comercial resultado de las subastas y licitaciones, otros cuentan con estudios de Pre Operatividad aprobado, en cuyo caso las fechas de ingreso en operación comercial se han estimado en función a la información presentada en dichos estudios.

**Tabla 5.**

*Crecimiento de la oferta eléctrica, 2005-2016*

AÑO	POTENCIA INSTALADA MEM	POTENCIA INSTALADA - COES			TOTAL SEIN	CREC. SEIN %
		HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR - EÓLICA BIOMASA		
2004	6,016.40	2,813.56	1,831.90		4,645.55	
2005	6,200.60	2,982.94	1,806.62		4,789.56	3.1%
2006	6,658.10	2,996.98	2,112.68		5,109.66	6.7%
2007	7,027.50	2,946.93	2,424.14		5,371.07	5.1%
2008	7,157.90	2,938.18	2,387.61		5,325.79	-0.8%
2009	7,986.50	2,948.18	3,052.42		6,000.60	12.7%
2010	8,612.60	3,199.96	3,499.24		6,699.20	11.6%
2011	8,691.40	3,213.40	3,532.90		6,746.30	0.7%
2012	9,699.10	3,244.50	4,291.60	84.00	7,620.10	13.0%
2013	11,050.70	3,275.20	4,980.80	84.00	8,340.00	9.4%
2014	11,202.70	3,413.00	5,592.70	242.00	9,247.70	10.9%
2015	12,188.60	3,926.50	5,981.50	242.00	10,150.00	9.8%
2016	14,950.70	4,948.10	7,487.60	339.20	12,774.90	25.9%

*Nota.* Tomado de COES - SINAC



## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

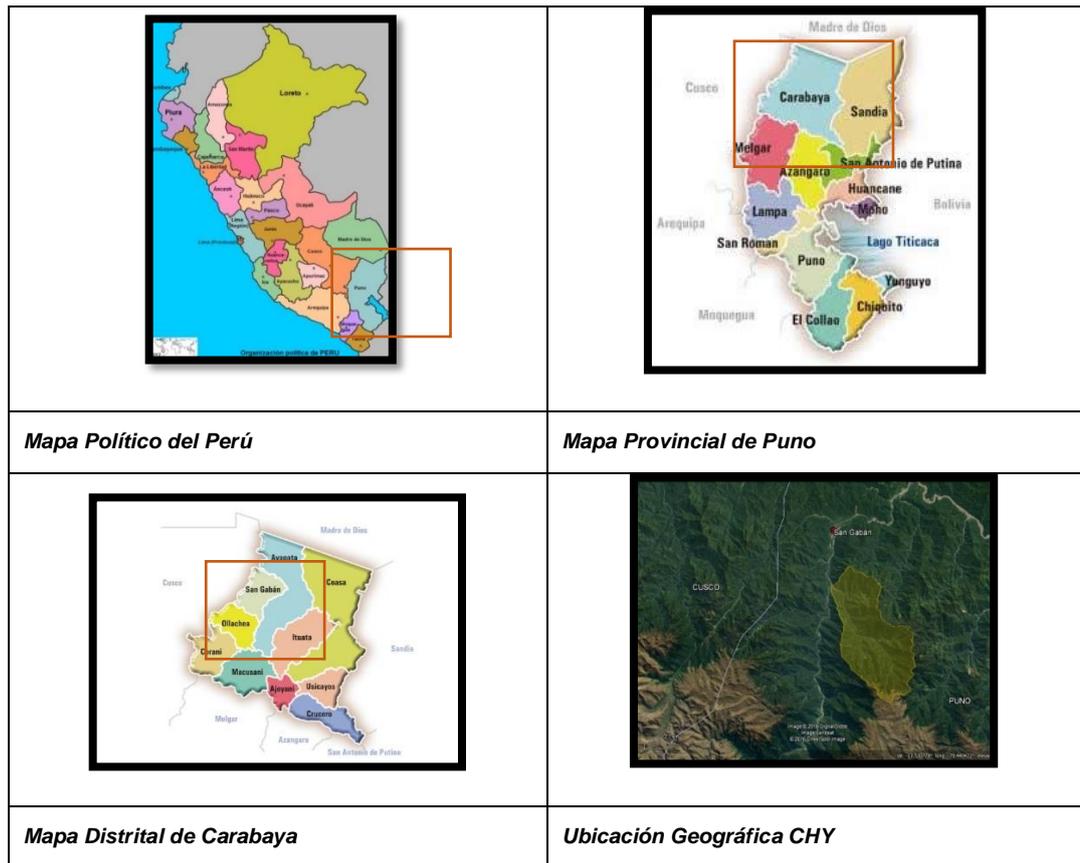
#### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DEL PROYECTO

##### 4.1.1 Ubicación de la zona del proyecto

El ámbito de desarrollo del Estudio se ubica políticamente dentro de la Jurisdicción del Distrito de San Gabán, aproximadamente a 350 Km en dirección norte de la ciudad de Puno.

El emplazamiento de la central está situado a lo largo del río Blanco, entre la parte alta de la cuenca y su confluencia con el río San Gabán. La zona se encuentra entre las cotas 1200 msnm (bocatoma) y 700 msnm (descarga).

REGIÓN	:	Puno
PROVINCIA	:	Carabaya
DISTRITO	:	San Gabán



**Figura 3.** Ubicación del proyecto

Hidrográficamente la sub cuenca del río Blanco, tiene como límites por el:

- Norte : La Cuenca del río San Gabán
- Sur : La Cuenca del río Ayapata
- Oeste : La Cuenca del río San Gabán
- Este : La Cuenca del río Inambari

### Demarcación Política

Políticamente pertenece al Distrito de San Gabán, Provincia de Carabaya y Región de Puno.

#### 4.1.2 Acceso a la zona de proyecto

El acceso a la zona del proyecto se realiza por vía terrestre desde la ciudad de Juliaca, por la carretera Interoceánica Tramo IV, hasta Macusani, recorriendo 190 km, de donde sigue hasta Ollachea con 55 km, y de allí hasta el puente Arica con 45 km, lo cual da un total de 290 km desde Juliaca hasta el Puente Arica, que en camioneta se recorre en aproximadamente cuatro horas y media (4:30 horas). En la Tabla 6 se muestran las distancias para llegar desde Juliaca a la zona del proyecto.

**Tabla 6.**

*Distancias de Juliaca a la zona del proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco*

Tramo	Distancia		Tipo de vía	Medio de transporte	Vía Principal
	Parcial (km)	Tiem. (min)			
Juliaca – Macusani	210	180	Asfaltada	Camioneta	Juliaca – Macusani
Macusani – Ollachea	55	45	Asfaltada	Camioneta	Macusani – San Gabán
Ollachea – Puente Arica	55	45	Asfaltada	Camioneta	Macusani – San Gabán

*Nota.* Recopilación de Proyecto San Gabán III Distancias de Juliaca a Central Hidroeléctrica Rio Blanco

Para llegar a la ubicación del proyecto, existe una carretera que requiere ser restaurada y senderos peatonales, productos de la actividad agrícola de los lugareños, pero el 80 % del recorrido restante es a través del cauce del río, lo que dificulta el acceso en época de avenida, por lo que requerirá abrir senderos peatonales para el desplazamiento del personal y especialistas para la ejecución de posteriores estudios. La zona es en su mayoría de tupida vegetación arbustiva y arbórea, pero también existen tramos que requerirán de voladuras para aperturar el acceso.



## 4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “Central Hidroeléctrica Rio Blanco” aprovecha el agua disponible en el río Blanco, con un caudal de 6.7 m<sup>3</sup>/s, en una caída bruta de 439.15 m. El agua es captada posterior a la afluencia del río Juchuy Yuraq, pasando por un desarenador y luego una cámara de carga, desde donde inicia la conducción a través de un túnel subterráneo de 6200 m. de longitud y mediante una tubería de presión de 500.0 m de longitud, el agua pasa por dos turbinas pelton de eje vertical para generar 1989 MW en cada una.

El agua turbinada después de la generación de energía, será conducida por un túnel hacia el río Blanco, y la descarga será muy próxima a la confluencia con el río San Gabán.

La energía generada en la Central Hidroeléctrica Rio Blanco será transmitida por una línea de 138.0 KV hacia la subestación de la Central Hidroeléctrica San Gabán II.

El proyecto está compuesto por las siguientes obras a construirse:

- Presa Derivadora y Bocatoma
- Desarenador y Cámara de Carga
- Túnel de Aducción
- Chimenea de Equilibrio
- Tubería Forzada
- Casa de máquinas

- Línea de transmisión de 138.0 KV
- Equipamiento electromecánico

### 4.3 ESQUEMA DEL PROYECTO

#### 4.3.1 Alternativa propuesta

Se ha formulado la alternativa de ubicación de la Central Hidroeléctrica Río Blanco. Se dispone la ubicación de las obras de cabecera en la convergencia del río Blanco con la quebrada Juchuy Yuraq, y la casa de máquinas y obras de cola muy próximas a la confluencia del río Blanco con el río San Gabán.



**Figura 4.** Ubicación de los Componentes de la CH Río Blanco

### 4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La Evaluación Económica del Proyecto Central Hidroeléctrica Río Blanco se ha realizado a Precios de Mercado (Evaluación Privada). Con capacidad de generación de 19.8 MW.

Se consideró que el proyecto será subastado como Central Hidroeléctrica RER por lo que la tarifa ofertada (precios monómicos) será acorde a las bases de la Cuarta Subasta RER, convocada por el OSINERGMIN, lo que ha permitido obtener resultados a condiciones de competencia.

**Tabla. 7**

*Características generales de la central hidroeléctrica*

Descripción	
Capacidad MW	19.80
Horizonte de evaluación	2017 - 2049
Etapas preoperativa	3 años

Fuente: Elaboración propia

#### **4.4.1 Monto de inversión**

Para la elaboración del modelo de evaluación, se estima el mismo monto de inversión de CINCUENTA Y UNO MILLONES CON CIENTO VEINTITRÉS MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y UNO CON 00/100 DÓLARES AMERICANOS (US\$ 51'123,861.00) incluido el I.G.V. Este monto se determina tomando como referencia costos de otros proyectos de la misma índole, monto que incluye las inversiones requeridas para la construcción, los suministros, el montaje, la construcción de obras civiles y los equipos



**Tabla 8.**

*Monto de Inversión*

<b>Inversiones (Miles de \$)</b>	
Obra Civil	16,937.13
Máquinas y equipos	34,186.73
<b>Total Inversiones</b>	<b>51,123.86</b>

Fuente: Elaboración propia

#### **4.4.2 Ingresos**

La Central Hidroeléctrica Rio Blanco, por ser una central de generación RER, tendrá un ingreso anual garantizado, que será producto de las inyecciones netas de la energía entregada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN (energía adjudicada) con la tarifa de adjudicación (precio monómico). Se tomó como referencia las bases de las subastas RER, convocadas por el OSINERGMIN

#### **4.4.3 Producción de energía**

La central hidroeléctrica considera una potencia instalada de 19.8 MW, con factor de carga para la central hidroeléctrica de 75%, establecido por el promedio nacional de utilización de la capacidad instalada para el año 2018. En la tabla 9 detalla las características técnicas de producción por tipo de generación.

**Tabla 9.***Producción de energía*

Descripción	
Capacidad MW	19.80
Factor de planta (%)	72.00%
Horas año	8,760.00
Energía producida MWh	125,592.42

Fuente: Elaboración Propia

**4.4.4 Egresos****4.4.4.1 Egreso por construcción**

Durante los tres (03) primeros años se realizan el gasto por concepto de construcción, dicho flujo es negativo durante ese periodo (revisar tabla de flujo). Este monto incluye los costos fijos como materiales, mano de obra, equipos e incluye también los gastos generales

**Tabla 10.***Programa de desembolsos*

Programa de desembolsos			
Descripción	2,019	2,020	2,021
Obras civiles	3,387.43	6,774.85	6,774.85
Obras electromecánicas	6,837.35	13,674.69	13,674.69
Total desembolso	10,224.77	20,449.54	20,449.54

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.4.2 Egresos por operación y mantenimiento

Estos montos por operación y mantenimiento, asignados anualmente durante todo el ciclo de vida de la Central Hidroeléctrica Rio Blanco.

**Tabla 11.**

*Costos de operación*

Costos de operación en miles de US\$		
Conceptos	Costo	Variación
Peaje SPT + GRP	0.00%	0.00%
Peaje secundario	0.00%	0.00%
Personal técnico	5.00	
Personal profesional	8.00	
Sueldo personal técnico (dólares/mes)	1,000.00	2.00%
Sueldo personal profesional (dólares/mes)	1,500.00	2.00%
Costos de personal (X14 sueldos)	238.00	2.00%
Costos de mantenimiento (US\$/MWh)	1.00	1.92%

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.4.3 Egresos COES

El pago que se realiza al COES es de aproximadamente el 0.5% del total de los ingresos, a cargo de una empresa generadora se encarga de la construcción y operación.

#### 4.4.4.4 Egresos OSINERGMIN

El pago que se realiza a OSINERGMIN es de aproximadamente el 1% del total de los ingresos.

#### 4.4.4.5 Pago por regulación

En cuanto al canon de agua, en el caso peruano, de acuerdo con lo señalado en el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el valor del aporte se establece como un porcentaje sobre los ingresos del generador: este valor es del 1% de sus ingresos anuales (Minem, 2009)

#### 4.4.4.6 Indicadores tributarios

En la Tabla 12 se presentan las principales obligaciones aplicables a un proyecto de generación hidroeléctrica en ambos países, así como las tasas impositivas vigentes a marzo del 2011

**Tabla 12.**

*Indicadores Tributarios*

Indicadores Tributarios	
Impuesto a la renta	30%
Impuesto General a las Ventas	18%
Participación de los trabajadores	5%

*Nota:* Recopilación SUNAT

#### 4.4.5 Depreciación

Para las centrales hidroeléctricas está vigente el incentivo de depreciación acelerada según el Decreto Legislativo 1058. En aplicación de esta norma se podrán depreciar los equipos, las instalaciones y las edificaciones a no más del 20% como tasa global anual. Además, de acuerdo con la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT) y las normas internacionales de contabilidad, los gastos financieros

en los que se incurra durante toda la etapa preoperativa deberán computarse como costo y no como gasto, por lo cual se activarán y amortizarán igual que los activos fijos.

Desde el punto de vista privado, se ha realizado tomando en cuenta que las obras civiles se deprecian en 10 años y el equipamiento electromecánico en 6 años.

#### 4.4.6 Incentivos a la inversión

Con el objetivo de fomentar la inversión en cada región, tanto el Estado peruano como el colombiano han desarrollado diversos incentivos a la inversión privada en proyectos de infraestructura en el sector de generación hidroeléctrica, tal como se puede apreciar en el Tabla 13.

**Tabla 13.**

*Incentivos a la inversión*

Incentivos	
Depreciación de maquinaria	6 años
Depreciación de obras civiles	10 años
Recuperación anticipada del IGV	18%

#### 4.4.7 Otros

- Se considerará una tasa de descuento del 12% de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Tipo de cambio de 3.22

#### 4.4.8 Flujo de evaluación del proyecto

**Tabla 14.**

*Flujo de caja*

FLUJO DE CAJA	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
miles de \$											
Ingresos por potencia				0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por energía				7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789
TOTAL DE INGRESOS	0	0	0	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789

#### COSTOS DE CONSTRUCCION

TOTAL DE COSTOS DE CONSTRUCCION	10,224.77	20,449.54	20,449.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EGRESOS											
Peaje de interconexión				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peajes secundarios				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Contribución por canon de agua				77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución OSINERGMIN				77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución COES				38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95
Costos de operación				238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00
Costos de mantenimiento				129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82
TOTAL DE EGRESOS				562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54

Utilidad Bruta	10,224.77	20,449.54	20,449.54	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53
Depreciación				6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	3,418.67
Base Imponible	10,224.77	20,449.54	20,449.54	985.01	985.01	985.01	985.01	985.01	985.01	985.01	3,807.86
Impuesto				275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	1,066.20
Utilidad después del impuesto	10,224.77	20,449.54	20,449.54	709.20	709.20	709.20	709.20	709.20	709.20	709.20	2,741.66
Participación de trabajadores				35.46	35.46	35.46	35.46	35.46	35.46	35.46	137.08
Utilidad después de participación de trabajadores	10,224.77	20,449.54	20,449.54	6,915.27	6,915.27	6,915.27	6,915.27	6,915.27	6,915.27	6,023.25	6,023.25
Credito Fiscal				275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	275.80	1,066.20
UTILIDAD NETA	10,224.77	20,449.54	20,449.54	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,089.45	7,089.45

Continúa

**FLUJO DE CAJA**

miles de \$	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos por potencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por energía	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789
TOTAL DE INGRESOS	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789

**COSTOS DE CONSTRUCCION**

TOTAL DE COSTOS DE CONSTRUCCION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
---------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

<b>EGRESOS</b>										
Peaje de interconexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peajes secundarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Contribución por canon de agua	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución OSINERGMIN	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución COES	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95
Costos de operación	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00
Costos de mantenimiento	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82
TOTAL DE EGRESOS	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54

Utilidad Bruta	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53
Depreciacion	3,418.67	3,418.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Base Imponible	3,807.86	3,807.86	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53
Impuesto	1,066.20	1,066.20	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43
Utilidad despues del impuesto	2,741.66	2,741.66	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10
Participacion de trabajadores	137.08	137.08	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16
Utilidad despues de participacion de trabajadores	6,023.25	6,023.25	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95
Credito Fiscal	1,066.20	1,066.20	1,878.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UTILIDAD NETA	7,089.45	7,089.45	6,821.89	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95

Continua

**FLUJO DE CAJA**

miles de \$	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Ingresos por potencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por energía	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789
TOTAL DE INGRESOS	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789	7,789

**COSTOS DE CONSTRUCCION**

	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
TOTAL DE COSTOS DE CONSTRUCCION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>EGRESOS</b>												
Peaje de interconexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Peajes secundarios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Contribución por canon de agua	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución OSINERGMIN	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89	77.89
Contribución COES	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95	38.95
Costos de operación	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00	238.00
Costos de mantenimiento	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82	129.82
TOTAL DE EGRESOS	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54	562.54

Utilidad Bruta	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53
Depreciacion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Base Imponible	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53	7,226.53
Impuesto	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43	2,023.43
Utilidad despues del impuesto	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10	5,203.10
Participacion de trabajadores	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16	260.16
Utilidad despues de participacion de trabajadores	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95
Credito Fiscal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>UTILIDAD NETA</b>	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95

#### 4.4.9 Flujo de caja económico

**Tabla 15.**

*Flujo de caja económico*

Depreciacion	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Depreciación obras civiles				2,822.85	2,822.85	2,822.85	2,822.85	2,822.85	2,822.85	0.00	0.00
Depreciación maquinarias y equipos				3,418.67	3,418.67	3,418.67	3,418.67	3,418.67	3,418.67	3,418.67	3,418.67
Total depreciación anual	0.00	0.00	0.00	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	6,241.53	3,418.67	3,418.67
<b>Credito Fiscal</b>	<b>-3</b>	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Credito Fiscal				276	552	827	1,103	1,379	1,655	2,721	3,787
UTILIDAD NETA	10,224.77	20,449.54	20,449.54	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,191.07	7,089.45	7,089.45
<b>FLUJO DE CAJA ECONOMICO</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
miles de \$	0.00	0.00	0.00	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,855.28	8,855.28
Flujo de Beneficios				8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,064.88	8,855.28	8,855.28
Flujo de Costos	10,224.77	20,449.54	20,449.54	873.81	873.81	873.81	873.81	873.81	873.81	1,765.83	1,765.83
<b>FLUJO ECONOMICO</b>	<b>10,224.77</b>	<b>20,449.54</b>	<b>20,449.54</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,191.07</b>	<b>7,089.45</b>	<b>7,089.45</b>

Continúa

Depreciacion	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Depreciación obras civiles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Depreciación maquinarias y equipos	3,418.67	3,418.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total depreciación anual	3,418.67	3,418.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Credito Fiscal	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Credito Fiscal	4,853	5,920	7,943	9,966	11,990	14,013	16,037	18,060	20,084	22,107	24,130
UTILIDAD NETA	1,066.20	1,066.20	1,878.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	7,089.45	7,089.45	6,821.89	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95

FLUJO DE CAJA ECONOMICO	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Flujo de Beneficios	8,855.28	8,855.28	9,668.02	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08
Flujo de Costos	1,765.83	1,765.83	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13
FLUJO ECONOMICO	7,089.45	7,089.45	6,821.89	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95

Continúa

Depreciacion	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Depreciación obras civiles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Depreciación maquinas rias y equipos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total depreciación anual	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Credito Fiscal	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2047	2047
	26,154	28,177	30,201	32,224	34,248	36,271	38,294	40,318	40,318	42,341	42,341
Credito Fiscal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UTILIDAD NETA	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95

FLUJO DE CAJA ECONOMICO	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
miles de \$	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08
Flujo de Beneficios	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13	2,846.13
Flujo de Costos	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95	4,942.95
FLUJO ECONOMICO	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08	7,789.08



## 4.5 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta que durante el período de construcción del proyecto se requieren fuertes inversiones anuales, se consideró necesaria la búsqueda de una fuente de financiamiento para la construcción de la Central Hidroeléctrica Rio Blanco para cubrir el 60% de inversión. El empréstito con la banca internacional tiene como período de gracia el tiempo que permanece la inversión y se comienza a pagar a partir del primer año de operación del proyecto a una tasa del 8%.

**Tabla 16.**

*Datos del Financiamiento*

DATOS DEL CREDITO	
Monto de crédito (60% del monto total)	35786.70
Tasa efectiva anual	8%
Número de pagos	15.00
periodos de gracia	3.00

#### 4.5.1 Flujo de financiamiento

**Tabla 17.**

*Flujo de caja con financiamiento*

Servicio de la Deuda	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	-3.00	-2.00	-1.00	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00
Prestamo	7157.34	21472.02	35786.70	35786.70	34468.69	33045.25	31507.92	29847.61	28054.48	26117.89	24026.38
Pago de cuotas	0.00	0.00	0.00	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94
Intereses	0.00	0.00	0.00	2862.94	2757.50	2643.62	2520.63	2387.81	2244.36	2089.43	1922.11
Amortizacion	0.00	0.00	0.00	1318.01	1423.45	1537.32	1660.31	1793.14	1936.59	2091.51	2258.83
Saldo Final	7157.34	21472.02	35786.70	34468.69	33045.25	31507.92	29847.61	28054.48	26117.89	24026.38	21767.54

#### FLUJOS DE FINANCIAMIENTO

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prestamo	7157.34	14314.68	14314.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago de cuotas	0.00	0.00	0.00	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94
Escudo fiscal por intereses	0.00	0.00	0.00	858.88	827.25	793.09	756.19	716.34	673.31	626.83	576.63
Saldo Final	7157.34	14314.68	14314.68	-3322.06	-3353.70	-3387.86	-3424.75	-3464.60	-3507.64	-3554.11	-3604.31

#### FLUJO DEL ACCIONISTA

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Flujo del accionista	-3067.43	-6134.86	-6134.86	3869.01	3837.38	3803.22	3766.32	3726.47	3683.44	3535.34	3485.14

Continua



Servicio de la Deuda	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00
Prestamo	21767.54	19328.00	16693.30	13847.82	10774.70	7455.73	3871.24	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago de cuotas	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	0.00	0.00	0.00	0.00
Intereses	1741.40	1546.24	1335.46	1107.83	861.98	596.46	309.70	0.00	0.00	0.00	0.00
Amortizacion	2439.54	2634.70	2845.48	3073.12	3318.97	3584.49	3871.24	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo Final	19328.00	16693.30	13847.82	10774.70	7455.73	3871.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

FLUJOS DE FINANCIAMIENTO

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Prestamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago de cuotas	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	4180.94	0.00	0.00	0.00	0.00
Escudo fiscal por intereses	522.42	463.87	400.64	332.35	258.59	178.94	92.91	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo Final	-3658.52	-3717.07	-3780.31	-3848.60	-3922.35	-4002.01	-4088.03	0.00	0.00	0.00	0.00

FLUJO DEL ACCIONISTA

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Flujo del accionista	3430.93	3372.38	3041.58	1094.35	1020.60	940.94	854.92	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95

Continua



Servicio de la Deuda	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00
Prestamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago de cuotas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Intereses	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Amortizacion	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo Final	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

FLUJOS DE FINANCIAMIENTO

	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Prestamo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00
Pago de cuotas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escudo fiscal por intereses	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo Final	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00

FLUJO DEL ACCIONISTA

	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Flujo del accionista	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4942.95	4943.95	4944.95



## 4.6 INDICADORES

### **Desde el punto de vista económico:**

Según la evaluación económica realizada, se obtuvo un VAN (tasa de descuento= 8.00%) de 20'201,629 USD (veinte millones doscientos un mil seiscientos veintinueve dólares americanos), valor mayor que cero lo que indica que la inversión es atractiva.

La TIR del caso base dio 11.21%, que es superior a la tasa de descuento (8%) indicando que la inversión es atractiva.

La relación beneficio costo obtenida fue de 1.281, valor superior a uno, indicando que el proyecto es atractivo. Se obtuvo a través del cálculo del VAN de los ingresos contra la suma de los VAN de los egresos.

El periodo de recuperación de la inversión se dará en el año 11.

### **Desde el punto de vista financiero:**

Según la evaluación financiada al 60%, se obtuvo un VAN (tasa de descuento= 8.00%) de 25'445,940 USD (veinticinco millones cuatrocientos cuarenta y cinco mil novecientos cuarenta dólares americanos), valor mayor que cero lo que indica que la inversión es atractiva.

La TIR del caso base dio 19.99%, que es superior a la tasa de descuento (8%) indicando que la inversión es atractiva.

La relación beneficio costo obtenida fue de 1.237, valor superior a uno, indicando que el proyecto es atractivo. Se obtuvo a través del cálculo del VAN de los ingresos contra la suma de los VAN de los egresos.

El periodo de recuperación de la inversión se dará en el año 5.

**Tabla 18.**

*Resultados de los Indicadores*

Indicadores	Económico	Financiero
Tasa de Descuento	8%	8%
Valor Presente de Ingresos (\$)	91993.99	133025.00
Valor Presente de Egresos (\$)	71792.36	91,653.59
<b>Valor Actual Neto (\$)</b>	<b>20201.629</b>	<b>25445.940</b>
TIR del Flujo de Caja	11.21%	19.99%
Razón Beneficio/Costo	1.281	1.237
Periodo de recuperación	11 años	5 años

**Tabla 19.**

*Resultados de los Indicadores con tasa de descuento de 12%*

Indicadores	Economico	Financiero
Tasa de Descuento	12%	12%
Valor Presente de Ingresos (\$)	66057.236	106,230.45
Valor Presente de Egresos (\$)	<b>64,278.55</b>	<b>92,754.40</b>
<b>Valor Actual Neto (\$)</b>	<b>1,778.68</b>	<b>13,476.06</b>
TIR del Flujo de Caja	11.21%	19.99%
Razón Beneficio/Costo	1.028	1.145
Periodo de recuperacion	11.000	5.000

#### 4.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con base en el Flujo de Caja Neto (FCN) implementado para el proyecto Central Hidroeléctrica Río Blanco se seleccionaron las siguientes variables, que por experiencia en este tipo de proyectos son de las más relevantes, para determinar la sensibilidad del VAN a la variación de las mismas entre un -20% y un +20% del valor base:

- Inversión (Miles de US\$)
- Precio en bolsa de la energía (US\$/MWh)

**Tabla 20.**

Sensibilidad del monto de la inversión

MONTO DE INVERSION				
Var	VAN Economico	VAN Financiero	TIR Economico	TIR Financiero
-20%	29,757.47	33,952.92	14.2%	28.2%
-15%	27,368.51	31,826.17	13.3%	25.9%
-10%	24,979.55	29,699.43	12.6%	23.7%
-5%	22,590.59	27,572.68	11.9%	21.8%
0%	20,201.63	25,445.94	11.2%	20.0%
5%	17,707.40	23,213.93	10.6%	18.3%
10%	15,151.21	20,919.95	10.0%	16.8%
15%	12,595.02	18,625.98	9.5%	15.4%
20%	10,038.83	16,332.00	9.0%	14.1%

**Tabla 21.**

*Sensibilidad del precio de la energía*

PRECIO				
Var	VAN Economico	VAN Financiero	TIR Economico	TIR Financiero
-20%	5,966.65	11,210.96	8.5%	12.9%
-15%	9,101.37	14,345.68	9.1%	14.5%
-10%	12,822.11	18,066.42	9.8%	16.3%
-5%	16,542.85	21,787.16	10.5%	18.2%
0%	20,201.63	25,445.94	11.2%	20.0%
5%	23,415.64	28,659.95	11.8%	21.6%
10%	26,504.91	31,749.22	12.4%	23.2%
15%	29,221.40	34,465.71	12.8%	24.7%
20%	31,476.82	36,721.13	13.3%	26.1%

**Tabla 22.**

*Sensibilidad del precio de la energía y del monto de la inversión*

		INVERSION								
		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
PRECIO DE SUBASTA	-20%	15,605.39	13,635.23	11,079.04	8,522.85	5,966.65	3,953.08	1,396.89	1,159.30	3,715.50
	-15%	19,326.14	16,769.95	14,213.75	11,657.56	9,101.37	7,170.70	4,614.51	2,058.31	497.88
	-10%	23,046.88	20,490.69	17,934.50	15,378.30	12,822.11	10,265.92	7,709.72	5,153.53	3,262.36
	-5%	26,543.46	24,154.50	21,655.24	19,099.05	16,542.85	13,986.66	11,430.47	8,874.27	6,318.08
	0%	29,757.47	27,368.51	24,979.55	22,590.59	20,201.63	17,707.40	15,151.21	12,595.02	10,038.83
	5%	32,621.82	30,413.47	28,193.56	25,804.60	23,415.64	21,026.68	18,637.72	16,248.76	13,759.57
	10%	35,064.18	33,050.89	30,921.61	28,713.26	26,504.91	24,240.68	21,851.73	19,462.77	17,073.81
	15%	37,228.87	35,283.79	33,270.50	31,257.21	29,221.40	27,013.05	24,804.70	22,596.35	20,287.81
	20%	38,997.51	37,194.89	35,392.27	33,490.11	31,476.82	29,463.53	27,450.25	25,312.84	23,104.49

**Tabla 23.**

*Sensibilidad del precio de la energía y del monto de la inversión (Tasa de descuento de 12%)*

		INVERSION								
		1,778.68	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
PRECIO DE SUBASTA	-20%	1,039.46	1,151.48	3,707.67	6,263.86	8,820.05	11,050.13	13,606.32	16,162.51	18,718.71
	-15%	3,790.85	1,234.65	1,321.54	3,877.73	6,433.93	8,600.25	11,156.44	13,712.64	16,268.83
	-10%	6,542.23	3,986.03	1,429.84	1,126.35	3,682.54	6,238.74	8,794.93	11,351.12	13,492.83
	-5%	9,143.35	6,699.26	4,181.22	1,625.03	931.16	3,487.36	6,043.55	8,599.74	11,155.93
	0%	11,555.07	9,110.98	6,666.88	4,222.78	1,778.68	735.97	3,292.17	5,848.36	8,404.55
	5%	13,723.74	11,405.19	9,078.60	6,634.50	4,190.40	1,746.31	697.79	3,141.89	5,653.17
	10%	15,592.02	13,414.08	11,152.53	8,833.97	6,515.42	4,158.03	1,713.93	730.17	3,174.27
	15%	17,258.32	15,131.37	12,953.43	10,775.49	8,581.31	6,262.76	3,944.20	1,625.65	762.55
	20%	18,628.55	16,608.10	14,587.64	12,492.77	10,314.83	8,136.89	5,958.95	3,691.54	1,372.99

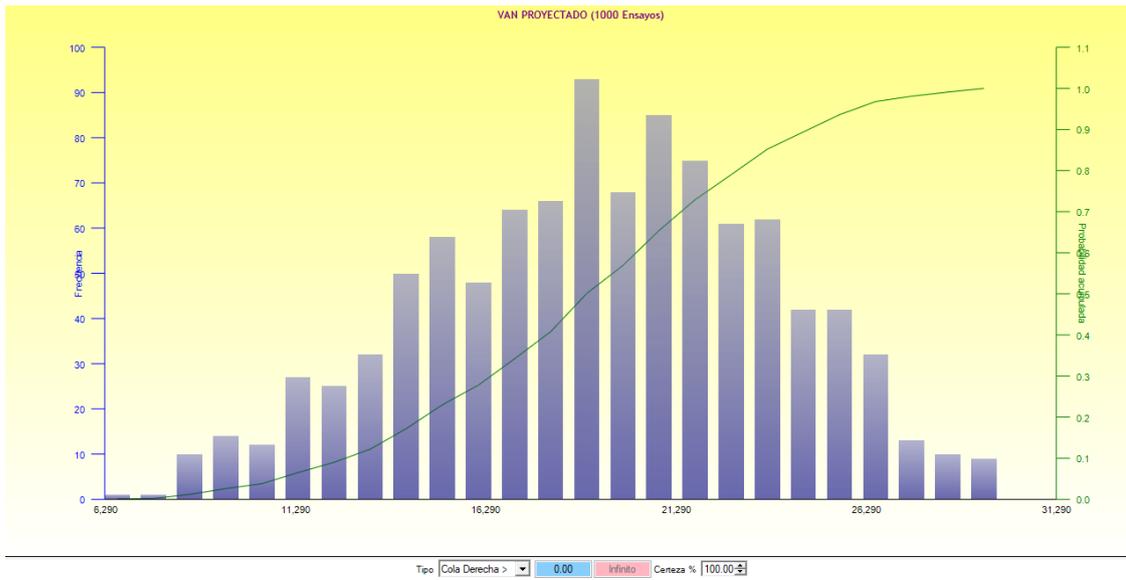
#### 4.8 ANÁLISIS DE RIESGO

Se realizó un análisis de riesgo utilizando el Risk Simulator para las variables VAN y TIR, se ejecutó 1000 corridas en el programa, se obtuvo un reporte, donde se muestran las gráficas con los resultados obtenidos donde se observa una alta probabilidad de valores positivos para el VAN y una Tasa Interna de Retorno superior al costo de capital de la Empresa.

**Tabla 24.**

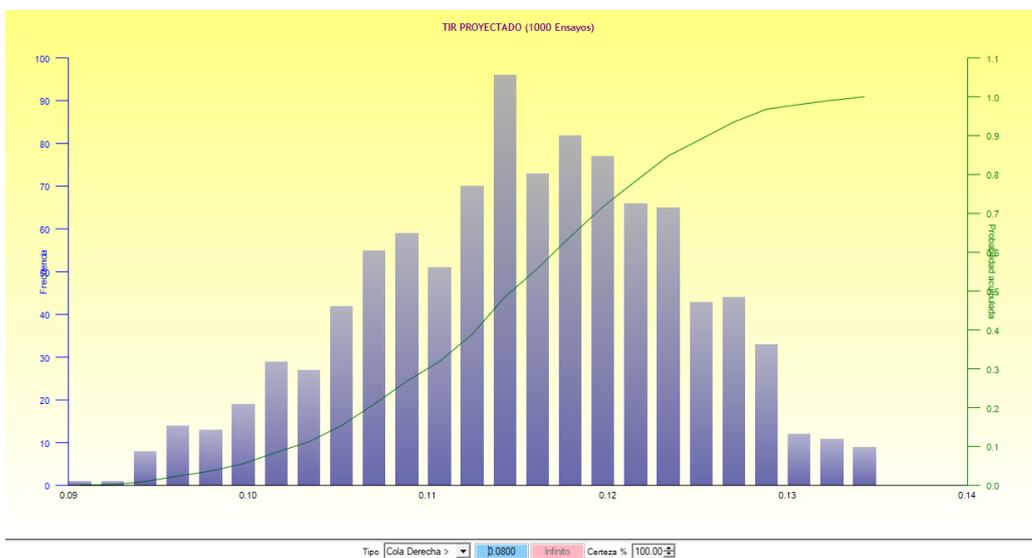
*Supuestos para el VAN y TIR económico*

DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR DE PARÁMETROS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO			
	Bajo	Medio	Alto
Energía	110345.29	129817.99	149290.68
Precio	55	60.00	65



**Figura 5.** Análisis de riesgo para el VAN proyectado

- Hay un 100% de probabilidad de que el VAN sea mayor que 0, con ello se asegura que el proyecto es rentable.



**Figura 6.** Análisis de riesgo para el TIR proyectado

- Existe un 100% de probabilidad de que el TIR sea mayor que 8%.



## V. CONCLUSIONES

Se concluye que el proyecto Central Hidroeléctrica Río Blanco es viable económica y financieramente, de acuerdo a los indicadores obtenidos.

- Los indicadores económicos resultantes de la evaluación una tasa de descuento del 8.00% fueron VAN económico de 20 201 629 USD y VAN financiero de 25 445 940 USD, valores mayores que cero; sin embargo con una tasa del 12% (de acuerdo a la ley de concesiones eléctricas) se obtuvo VAN económico de 1 778 680 USD y VAN financiero de 13 476 060 USD. Asimismo se obtuvo que la TIR económico es de 11.21%, y un TIR financiero de 19.99% superiores a la tasa de descuento (8%); sin embargo considerando la tasa de descuento del 12% (Ley concesiones) el TIR económico es menor a la tasa. De la misma forma con la tasa de descuento del 8% la relación beneficio costo económico y financiero fueron de 1.281 y 1.237 respectivamente, y con la tasa de descuento del 12% es 1.028 y 1.145. De la misma manera el periodo de recuperación de la inversión en el año 11 para una evaluación sin financiamiento y de 5 años con financiamiento, por lo que indica que proyecto de inversión es viable.
- El proyecto con una tasa de descuento del 8% ante variación del monto de inversión y del precio entre un -20% y un +20% del valor base los indicadores económicos (VAN y TIR) siguen siendo mayores a 0, por lo que no es sensible ante posibles escenarios de cambio; sin embargo al considerar la tasa de descuento del 12% tiene un alto grado de sensibilidad, que al disminuir el precio o aumentar el monto de inversión al 5%, el VAN es negativo; y el riesgo a que el VAN y TIR con la tasa del 8% sean menores que 0 son nulos.



## VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener el presente trabajo como base para realizar una futura Evaluación Económica – Financiera del proyecto Central Hidroeléctrica Rio Blanco o realizar una evaluación de un proyecto tipo RER.
- Dado los resultados, se recomienda financiar el proyecto, a fin apalancar y tener mejores indicadores económicos que respalden el proyecto.
- Se recomienda tener en cuenta para futuros análisis y/o ejecución, con una tasa de descuento del 12% el proyecto tiene un alto grado de sensibilidad y riesgo de los indicadores VAN y TIR.



## VII. REFERENCIAS

- Abreu, J. L. (2014). El Método de la Investigación Research Method. Daena: International Journal of Good Conscience, 9(3), 195-204.
- Alarcón Hidalgo, P., & Rocha Miranda, F. (2008). Inversión en generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico.
- Arango María; Echeverri Yeimy; Gómez Diego; Trujillo Rodrigo (2008) Estudio para definir la factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental del proyecto hidroeléctrico Río Buey (tesis de pregrado) Universidad de Medellín.
- Bolívar Villagómez, Héctor (2001) Elementos para la evaluación de proyectos de inversión. Mexico, UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Canchaya Cortez, C. R., & Chero Valencia, L. E. (2015). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de Concepción perteneciente al departamento de Junín.
- COES. (2017). Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2019 - 2028.
- Congreso de la República del Perú (1997). Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico. Ley 26876. Diario Oficial El Peruano, 19 de noviembre.
- Dammert Lira, A. Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: el mecanismo de subastas.
- De Concesiones Eléctricas, L. (1992). DECRETO LEY N° 25844.



- Debitoor.es. (n.d.). Glosario de contabilidad | Debitoor. [online] Available at: <https://debitoor.es/glosario> [Accessed 6 May 2017].
- Drummond, Stoddart y Torrance, 1991Experiencia\_del\_Peru.pdf (Accessed 6 May 2017).
- El Peruano, D. O. (2008). Decreto Legislativo N 1002. Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, (10219), 371670-371673.
- Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (2012) proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III.
- Formación, E. (2007). Energía solar fotovoltaica. FC Editorial.
- Hermosillo, J. J. (1995). Energía Solar. *Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Occidente. México*. Pagina 10.
- Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativa, Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas [Book].- Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 1997.- Torres Q., Ernesto
- Leon Balmaceda, Nicolás. (2008). Evaluación Técnico – Económica de una Central Hidroeléctrica de Pasada pequeña en el Río Picoiquen en Angol (tesis de pregrado). Universidad de Chile.
- García Ximena; Villasante Carmen; Cabrera Claudia (2008) Evaluación económico – financiera proyecto de 10 MW generación de electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa



- Méndez, J., & Cuervo, R. (2007). Energía solar fotovoltaica. Fundación Confemetal, Madrid, 17-18.
- Mendiola, A., Acuña Bastidas, J., Campos Flores, L. D., Moreno Motta, H., Salinas Vargas, E. F., & Aguirre, C. (2012). Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica: análisis comparativo entre el Perú y Colombia.
- Ministerio de Energía y Minas. (2015). Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014. Lima: MEM
- Ministerio de Energía y Minas. (2013). Balance Oferta / Demanda 2013-2017, 1-2. Lima, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2015). Resolución Vice Ministerial N° 031-2015- MEM/VME. Lima, Perú.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Nicaragua (2011) Metodología de Pre inversión de Proyectos de Energía.
- OSINERGMIN. (2014), Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en el Perú.
- OSINERGMIN. (2017). Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación. [online] osinergmin.gob. Available at: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Electrica-O%E2%80%8Bperacion-diciembre-2016.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Electrica-O%E2%80%8Bperacion-diciembre-2016.pdf) [Accessed 6 May 2017].



OSINERGMIN. (2017). Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación. [online] osinergmin.gob. Available at: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Electrica-Construccion-enero-2017.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Electrica-Construccion-enero-2017.pdf) [Accessed 6 May 2017].

Pacific Credit Rating. (2018). Informe trimestral ENEL GENERACIÓN PERÚ SAA (31 de mayo) Generación Eléctrica (pag 4)

Pacific Credit Rating (PCR), Informe Sectorial Perú – Sector Electricidad, abr 2017

Pacific Credit Rating (jun - 2016) Resumen Informe Sector Electricidad.

Pacific Credit Rating (mar - 2016) Resumen Informe Sector Electricidad.

Rubio, A. (n.d.). Gerencie.com. Lo que contadores y empresarios deben saber. [online]

Sapag, C. N. (2011). Evaluación de proyectos de inversión (2da. Ed.).

Sapag, C. N, Sapag, C. R (2008) Preparación y evaluación de proyectos (5ta. Ed.).

Urbina, G. B. (2010). Evaluación de proyectos sexta edición. Pagina 2

S&Z Consultores Asociados. (2012). Estudio de Factibilidad Central Hidroeléctrica San Gabán III. Primera). Lima, Perú: San Gabán S.A.

Ulloa, Hernaldo. (2008). Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile (Doctoral dissertation, PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE).



Vásquez Chang, C. E. (2014). Modelo informático de una central hidroeléctrica con control de velocidad y regulación primaria (Master's thesis, España/Universidad Politécnica de Madrid/2014). 4-5

Velásquez, Arturo. (2000). Proyectos de inversión: cómo hacer estudios de factibilidad de proyectos y negocios. Lima: Universidad Ricardo Palma. Página 45

## ANEXOS

### A. Calculo de potencia

	31.00		28.00		31.00		30.00		31.00		30.00		31.00		30.00		31.00		30.00		31.00		TOTAL			
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT		NOV	DIC	
<b>m<sup>3</sup>/s</b>	19.08	19.50	17.64	9.78	4.36	2.86	2.38	2.31	2.52	3.91	6.48	11.09	6.70	6.70	6.70	6.70	4.36	2.86	2.38	2.31	2.52	3.91	6.48	6.70	0.72	
<b>mmc</b>	17.95	16.21	17.95	17.37	11.68	7.41	6.37	6.19	6.53	10.47	16.80	17.95	17.95	16.21	17.95	17.37	11.68	7.41	6.37	6.19	6.53	10.47	16.80	17.95	152.86	
<b>MW</b>	19.8	19.8	19.8	19.8	12.9	8.5	7.0	6.8	7.5	11.6	19.2	19.8	19.8	19.8	19.8	19.8	12.9	8.5	7.0	6.8	7.5	11.6	19.2	19.8	19.8	
<b>Potencia Firme en la Central Hidroeléctrica Rio Blanco</b>	20.1	20.1	20.1	19.5	13.2	7.2	7.4	7.6	8.8	13.2	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	19.5	13.2	7.2	7.4	7.6	8.8	13.2	20.1	20.1	20.1	
<b>Potencia Remunerable en la Central Hidroeléctrica Rio Blanco</b>	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	13.87	
<b>Energia Generada en la Central</b>	14,743.8	13,316.9	14,743.8	14,268.2	9,594.4	6,090.6	5,237.3	5,083.3	5,366.5	8,604.2	13,799.6	14,743.8	14,743.8	13,316.9	14,743.8	14,268.2	9,594.4	6,090.6	5,237.3	5,083.3	5,366.5	8,604.2	13,799.6	14,743.8	125,592	
<b>Total Generado</b>																										

## B. FINANCIAMIENTO CENTRAL HIDROELECTRICA MOQUEGUA

El Peruano Miércoles 5 de noviembre de 2014	<b>NORMAS LEGALES</b>	<b>536777</b>
<p>Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;</p> <p><b>DECRETA:</b></p> <p><b>Artículo 1.- Aprobación y condiciones de la operación de endeudamiento con el BID</b></p> <p>1.1 Apruébese la operación de endeudamiento externo a ser acordada entre la República del Perú y el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, hasta por la suma de US\$ 15 000 000,00 (QUINCE MILLONES Y 00/100 DOLARES AMERICANOS), destinada a financiar parcialmente el proyecto "Mejoramiento del Sistema de Información Estadística Agraria y del Servicio de Información Agraria para el Desarrollo Rural del Perú".</p> <p>1.2 La cancelación de dicha operación de endeudamiento externo será en dos (02) cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales, con vencimientos el 15.04.2022 y el 15.10.2022. Devengará una tasa de Interés basada en la LIBOR a 03 (tres) meses, más un margen a ser determinado por el BID de acuerdo con su política sobre tasas de Interés.</p> <p>1.3 El referido endeudamiento externo estará sujeto a una comisión de crédito sobre el saldo no desembolsado del préstamo, que será establecido periódicamente de conformidad con las disposiciones aplicables de la política del BID, sin que exceda el 0,75% anual.</p> <p>1.4 Durante el periodo de desembolso no habrá comisión de inspección y vigilancia, salvo que el BID la restituya, en cuyo caso no podrá cobrarse en un semestre determinado más de 1% del monto de financiamiento dividido por el número de semestres comprendidos en el plazo original de desembolsos.</p> <p><b>Artículo 2.- Facilidad de Conversión de Moneda y Facilidad de Conversión de Tasa de Interés</b></p> <p>2.1 Autorícese al Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público, para que en el marco de la operación de endeudamiento externo que se aprueba en el Artículo 1 de este Decreto Supremo, pueda ejercer los instrumentos financieros denominados "Facilidad de Conversión de Moneda" y "Facilidad de Conversión de Tasa de Interés", mencionados en la parte considerativa de este decreto supremo.</p> <p>2.2 Para tal fin, se autoriza al Director General de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas a suscribir, en representación de la República del Perú, las instrucciones de conversión, así como toda la documentación que se requiera para implementar los referidos instrumentos financieros.</p> <p><b>Artículo 3.- Unidad Ejecutora</b></p> <p>La Unidad Ejecutora del proyecto "Mejoramiento del Sistema de Información Estadística Agraria y del Servicio de Información Agraria para el Desarrollo Rural del Perú" será el Ministerio de Agricultura y Riego, a través del Programa de Desarrollo Productivo Agrario Rural - AGRO RURAL.</p> <p><b>Artículo 4.- Suscripción de documentos</b></p> <p>Autorícese al Ministro de Economía y Finanzas, o a quien él designe, a suscribir en representación de la República del Perú, el contrato de préstamo de la operación de endeudamiento externo que se aprueba en el Artículo 1 de este Decreto Supremo; así como al Director General de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas a suscribir los documentos que se requieren para implementar la citada operación.</p> <p><b>Artículo 5.- Servicio de deuda</b></p> <p>El servicio de amortización, intereses, comisiones y demás gastos que ocasione la operación de endeudamiento externo que se aprueba mediante el Artículo 1 del presente Decreto Supremo, será atendido por el Ministerio de Economía y Finanzas con cargo a los recursos presupuestarios asignados al pago del servicio de la deuda pública.</p> <p><b>Artículo 6.- Refrendo</b></p> <p>El presente Decreto Supremo es refrendado por la Presidenta del Consejo de Ministros, el Ministro de</p>	<p>Agricultura y Riego y por el Ministro de Economía y Finanzas.</p> <p>Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cuatro días del mes de noviembre del año dos mil catorce.</p> <p><b>OLLANTA HUMALA TASSO</b> Presidente Constitucional de la República</p> <p><b>ANA JARA VELÁSQUEZ</b> Presidenta del Consejo de Ministros</p> <p><b>JUAN MANUEL BENITES RAMOS</b> Ministro de Agricultura y Riego</p> <p><b>ALONSO SEGURA VASI</b> Ministro de Economía y Finanzas</p> <p><b>1159761-1</b></p> <p><b>Aprueban Operaciones de Endeudamiento Externo con el JICA</b></p> <p><b>DECRETO SUPREMO N° 307-2014-EF</b></p> <p>EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA</p> <p>CONSIDERANDO:</p> <p>Que, el numeral 4.1 del Artículo 4 de la Ley N° 30116, Ley de Endeudamiento del Sector Público para el Año Fiscal 2014, autoriza al Gobierno Nacional a acordar operaciones de endeudamiento externo hasta por un monto equivalente a la suma de US\$ 2 366 910 000,00 (DOS MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SEIS MILLONES NOVECIENTOS DIEZ MIL Y 00/100 DÓLARES AMERICANOS);</p> <p>Que, como consecuencia de la reasignación efectuada al amparo de lo dispuesto en el numeral 4.3 del citado Artículo 4, entre los montos de endeudamiento previstos en los numerales 4.1 y 4.2 del mismo, el monto máximo de endeudamiento externo autorizado para el Año Fiscal 2014, asciende a US\$ 1 505 506 491,23 (MIL OCHOCIENTOS CINCO MILLONES QUINIENTOS SEIS MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y UNO Y 23/100 DÓLARES AMERICANOS);</p> <p>Que, en el marco de la citada autorización, la República del Perú acordará una operación de endeudamiento externo con el Japan International Cooperation Agency - JICA, hasta por la suma de ¥ 6 944 000 000,00 (SEIS MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MILLONES Y 00/100 YENES JAPONESES), destinada a financiar parcialmente el Proyecto "Instalación de las Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3";</p> <p>Que, tal endeudamiento se efectuará con cargo al Sub-Programa Sectores Económicos y Sociales referido en el literal a) del numeral 4.1 del Artículo 4 de la Ley N° 30116;</p> <p>Que, en lo que respecta a disponibilidad presupuestaria de la Contrapartida Nacional requerida por esta operación de endeudamiento externo, se cuenta con la opinión favorable de la Gerencia de Administración y Finanzas de la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR;</p> <p>Que, la operación de endeudamiento externo ha cumplido con los requisitos establecidos en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 28563, Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento, aprobado por el Decreto Supremo N° 005-2014-EF; y la Ley N° 30116;</p> <p>Que, sobre el particular han opinado favorablemente la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público y la Oficina General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Economía y Finanzas;</p> <p>Que, asimismo la Contraloría General de la República ha informado previamente sobre la citada operación de endeudamiento externo, en aplicación del literal i) del Artículo 22 de la Ley N° 27785, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Control y de la Contraloría General de la República;</p> <p>De conformidad con lo dispuesto por el Texto Único Ordenado de la Ley N° 28563, aprobado por el Decreto</p>	

Supremo N° 006-2014-EF, la Ley N° 30116, y por la Resolución Directoral N° 05-2006-EF/75.01, que aprueba la "Directiva para la Concertación de Operaciones de Endeudamiento Público"; y

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

DECRETA:

**Artículo 1.- Aprobación y condiciones de la operación de endeudamiento**

1.1 Apruébese la operación de endeudamiento externo a ser acordada entre la República del Perú y el Japan International Cooperation Agency - JICA, hasta por la suma de ¥ 6 944 000 000,00 (SEIS MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MILLONES Y 00/100 YENES JAPONESES), destinada a financiar parcialmente el Proyecto "Instalación de las Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3".

1.2 La cancelación de dicha operación de endeudamiento externo será en 20 (veinte) años, que incluye un periodo de gracia de 06 (seis) años, mediante cuotas semestrales, consecutivas y en lo posible iguales. La operación de endeudamiento externo devengará una tasa de interés del 0,4 % anual sobre el monto desembolsado y pendiente de pago para la parte del préstamo que se destine a obras civiles y equipamiento del proyecto; y una tasa de interés del 0,01% anual sobre el monto desembolsado y pendiente de pago para la parte del préstamo que se destine a servicios de consultoría del citado proyecto.

1.3 El referido endeudamiento externo estará sujeto a una comisión inicial del 0,2% anual sobre monto total del préstamo.

**Artículo 2.- Unidad Ejecutora**

La Unidad Ejecutora del Proyecto "Instalación de las Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3" será la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR.

**Artículo 3.- Convenio de Traspaso**

El Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público, traspasará a la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR, los recursos que resulten de la operación de endeudamiento externo que se aprueba en

el Artículo 1 del presente de decreto supremo, mediante un Convenio de Traspaso de Recursos, a ser suscrito por dichas entidades, el mismo que será aprobado mediante Resolución Ministerial.

**Artículo 4.- Suscripción de documentos**

Autorícese al Ministro de Economía y Finanzas, o a quien él designe, a suscribir en representación de la República del Perú, el contrato de préstamo de la operación de endeudamiento externo que se aprueba en el Artículo 1 de este decreto supremo; así como al Director General de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas a suscribir los documentos que se requieren para implementar la citada operación.

**Artículo 5.- Servicio de deuda**

El servicio de amortización, intereses, comisiones y demás gastos que ocasione la operación de endeudamiento externo que se aprueba mediante el Artículo 1 del presente decreto supremo, será atendido por el Ministerio de Economía y Finanzas con cargo a los recursos que oportunamente proporcione la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR.

**Artículo 6.- Refrendo**

El presente Decreto Supremo será refrendado por la Presidenta del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas y por el Ministro de Economía y Finanzas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cuatro días del mes de noviembre del año dos mil catorce.

OLLANTA HUMALA TASSO  
Presidente Constitucional de la República

ANA JARA VELÁSQUEZ  
Presidenta del Consejo de Ministros

ELEODORO MAYORGA ALBA  
Ministro de Energía y Minas

ALONSO SEGURA VASI  
Ministro de Economía y Finanzas

1159761-2