



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA

CENTRO DE POSTGRADOS

MAESTRÍA MBA

PROMOCIÓN XXVIII

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN DE
EMPRESAS

TEMA:

FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA 8MW

AUTORES: GARCÍA VÉLEZ DANILO ALFREDO
SUNTAXI PAUCAR CARLOS WLADIMIR

DIRECTOR: ING. MOSQUERA MARCO

SANGOLQUÍ

2016



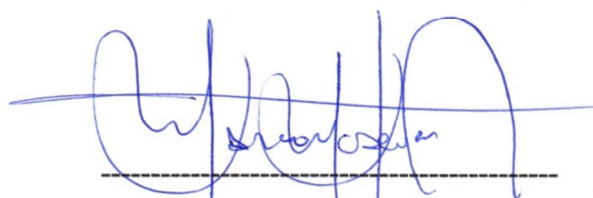
VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y VINCULACIÓN CON LA COLECTIVIDAD

MAESTRÍA MBA PROMOCIÓN XXVIII

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, “**FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 8MW**”, ha sido realizado por los Ingenieros **Danilo Alfredo García Vélez** y **Carlos Wladimir Suntaxi Paucar** revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio , el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a los Ingenieros **Danilo Alfredo García Vélez** e **Ing. Carlos Wladimir Suntaxi Paucar** para que lo sustente públicamente.

Sangolquí, 07 de junio del 2016



Ing. Marco Mosquera

Director



VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y VINCULACIÓN CON LA COLECTIVIDAD


MAESTRÍA MBA PROMOCIÓN XXVIII

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

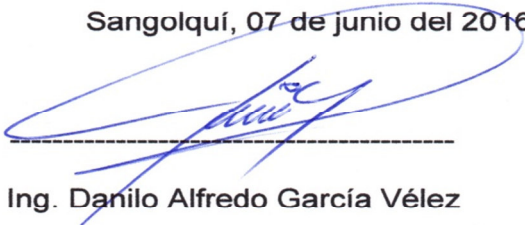
Yo, **Danilo Alfredo García Vélez** con cédula de identidad N.- 1900312297 y **Carlos Wladimir Suntaxi Paucar** con cédula de identidad N.- 1713254819 declaramos que este trabajo de titulación **“FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 8MW”** ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaramos que este trabajo es de nuestra autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Sangolquí, 07 de junio del 2016



Ing. Carlos Wladimir Suntaxi Paucar
CC: 1900312297



Ing. Danilo Alfredo García Vélez
CC: 1713254819



VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y VINCULACIÓN CON LA COLECTIVIDAD

MAESTRÍA MBA PROMOCIÓN XXVIII

AUTORIZACIÓN

Nosotros, Danilo Alfredo García Vélez y Carlos Wladimir Suntaxi Paucar, autorizamos a la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE publicar en la biblioteca virtual de la institución el presente trabajo de titulación **“FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 8MW”** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad

Sangolquí, 07 de junio del 2016

Ing. Carlos Wladimir Suntaxi Paucar

CC: 1900312297

Ing. Danilo Alfredo García Vélez

CC: 1713254819

DEDICATORIA

A mi Esposa Viviana y mis hijos David, Israel Cristiana y Daniel por el tiempo que sacrificamos para poder completar estos estudios y este documento.

Danilo

A mi Esposa Verónica, por su constante apoyo incondicional para la culminación de esta meta profesional.

Carlos

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a mi esposa Viviana por todo su apoyo y dedicación, lo cual me permitió completar este trabajo y culminar un escalón más dentro de la vida profesional.

Danilo

Agradezco a mi esposa por todo el tiempo sacrificado para completar este logro.

Carlos

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xiii
RESUMEN	xv
ABSTRAC	xvi
CAPÍTULO I	1
1.INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 La Energía en el Mundo	1
1.1.2 La Energía en el Ecuador	4
1.1.2.1 Situación actual del Sector Eléctrico	6
1.1.2.2 Subsidios en el Sector Eléctrico	8
1.1.2.3 Situación Actual del Sector Hidroeléctrico	8
1.1.3 Planteamiento del Problema	10
1.1.3.1 Descripción del Problema	10
1.1.3.2 Preguntas de Investigación	11
1.1.4 Objetivos	12
1.1.4.1 Objetivo General	12
1.1.4.2 Objetivos Específicos	12
1.1.5 Hipótesis	13
1.1.6 Justificación e Importancia	13
1.1.6.1 Falta de Inversión	13
1.1.6.1 Marco Legal	15
1.1.6.1 Medio Ambiente	17
CAPÍTULO II	21
2.ESTUDIO TÉCNICO Y LEGAL	21
2.1 Características generales del Proyecto	21

2.1.1	Ubicación	21
2.1.1.1	Acceso al proyecto	22
2.1.2	Características Hidrológicas de la Zona.....	23
2.1.2.1	Cuenca Hidrográfica	25
2.1.2.2	Características del Clima	25
	Temperatura... ..	25
	Humedad Relativa.....	26
2.1.1	Caudales	27
2.1.2	Poblaciones Cercanas	29
2.2	Determinación de la Capacidad de la Planta.....	32
2.2.1	Altura del Salto.....	32
2.2.2	Caudal de Equipamiento	33
2.3	Ingeniería del Proyecto.....	39
2.3.1	Hidrología.....	39
2.3.1.1	Hidrología Rio Pilatón	42
2.3.2	Principales Obras del Proyecto	45
2.3.2.1	Obras Civiles	45
2.3.2.1	Equipos de Generación y Transmisión	49
2.4	Bases Legales	54
2.4.1	Leyes del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	54
2.4.2	Reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano	71
2.4.3	Regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	82
CAPÍTULO III.....		93
3.ESTUDIO DE MERCADO.....		93
3.1	Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica.....	93
3.1.1	Demanda Histórica	93
3.1.2	Proyección de la Demanda.....	97
3.1.2.1	Resultados del Proyección de la Demanda Escenario Medio	
	Tercera Hipótesis del CONELEC.....	99
3.2	Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica	102
3.2.1	Plan de Expansión de la Generación.....	102
3.3	Balance de la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica.....	105
3.3.1	Balance en Potencia.....	106
3.3.2	Balance en Energía	107
3.4	Determinación de la Demanda Insatisfecha	109
3.5	Mercado Meta.....	111

3.6	Análisis de Precios	111
3.7	Proyección de Ventas.....	112
CAPÍTULO IV.....		113
4. ESTUDIO ORGANIZACIONAL		113
4.1	Filosofía Empresarial.....	113
4.1.1	Misión	113
4.1.2	Visión.....	113
4.1.5	Principios y Valores	114
4.3	Localización.....	116
4.3.1	Localización de la Planta	117
4.3.2	Localización de la Oficina Administrativa.....	118
4.4	Distribución de Planta y Oficina Administrativa	122
4.4.1	Distribución de Planta.....	122
4.4.2	Distribución de Oficina Administrativa	124
4.5	Estructura Organizacional	125
4.5.1	Estructura Orgánica.....	126
4.5.2	Estructura Organica - Funcional	126
4.5.3	Requerimientos de Personal	127
4.5.4	Perfiles Profesionales	127
CAPÍTULO V.....		137
5. ESTUDIO FINANCIERO		137
5.1	Inversiones Requeridas	137
5.1.1	Presupuesto de Construcción.....	137
5.1.2	Costos de Operación, Administración y Mantenimiento.	138
5.1.3	Capital de Trabajo.	142
5.1.4	Inversión Total del Proyecto.	142
5.2	Fuentes de Financiamiento	142
5.2.1	Costo del Capital.	142
5.2.1.1	El Costo de la Deuda.....	147
5.2.1.2	El Costo del Capital Propio o Patrimonio.....	147
5.2.2	Determinación de Tasa de Descuento.....	151
5.2.3	Estructura del Financiamiento.	153
5.3	Evaluación Financiera	155
5.3.1	Criterios de Evaluación Financiera	155
5.3.2	Construcción de flujos de caja.....	162
5.3.3	Evaluación el Proyecto utilizando el VAN y TIR.	166

5.3.4	Tiempo de Recuperación de la Inversión	168
5.4	Análisis de Riesgo	168
5.5	Análisis de Sensibilidad	174
CAPÍTULO VI.....		179
6.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		179
6.1	Conclusiones	179
6.2	Conclusiones Hipótesis	180
6.3	Recomendaciones.....	180
7.BIBLIOGRAFÍA.....		181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Subsidios para Electricidad y Agua (Millones de USD).....	8
Tabla 2: Principales Centrales Hidroeléctricas conectadas al SNI.....	9
Tabla 3: Resumen de Centrales de Generación recientemente incorporadas al SNI.....	9
Tabla 4: Proyectos Hidroeléctricos en Construcción.....	10
Tabla 5: Energía Producida por Centrales Hidroeléctricas	10
Tabla 6: Estaciones Hidrológicas cercanas al proyecto	24
Tabla 7: Caudales Característicos del Proyecto	29
Tabla 8: Santo Domingo de los Tsáchilas.....	31
Tabla 9: Datos Característicos del Proyecto Hidrotandapi.....	37
Tabla 10: Estación Toachi AJ Pilatón H161	38
Tabla 11: Caudales Estación Hidrológica H161	38
Tabla 12: Resumen de parámetros río Pilatón	43
Tabla 13: Caudales medios diarios y mensuales.....	44
Tabla 14: Características de las Turbina - Generador	49
Tabla 15: Características principales de los Generadores.....	50
Tabla 16: Reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano	71
Tabla 17: Regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano	82
Tabla 18: Consumo de Energía Eléctrica y Crecimiento en el período 2001 - 2010.....	96
Tabla 19: Indicadores de Crecimiento para la Demanda Eléctrica	98
Tabla 20: Proyección de Potencia (MW) Máxima Anual en Bornes de Generación - Escenario Medio.....	100
Tabla 21: Proyección de la Demanda en Bornes de Generación	101
Tabla 22: Plan de Expansión 2012 - 2021 por Tecnología	105
Tabla 23 : Factores de planta Típicos.....	108
Tabla 24 : Demanda Insatisfecha	110
Tabla 25: CONELEC: Tarifas de Energía para Centrales Hidroeléctricas .	111
Tabla 26: Evaluación alternativas para Microlocalización Oficinas Administrativas.....	121
Tabla 27: Descripción del cargo Gerente General de HidroTandapi.....	127

Tabla 28: Descripción del cargo Gerencia Técnica de HidroTandapi	128
Tabla 29: Presupuesto Constructivo Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza	137
Tabla 30: COSTO (Porcentaje de la Inversión) de OA&M	138
Tabla 31: Vida Útil de Proyectos	139
Tabla 32: Costo Variable por Tipo de Proyecto	140
Tabla 33: Costos OA&M y Variables para el Proyecto Hidroeléctrico.....	140
Tabla 34: Presupuesto de gastos administrativos.....	141
Tabla 35: Presupuesto de gastos operativos	141
Tabla 36: Inversión Total del Proyecto La Esperanza.....	142
Tabla 37: Valores de Depreciación	163
Tabla 38: Valor total de la inversión.....	164
Tabla 39: Datos del Proyecto y Supuestos Financieros.....	164
Tabla 40 : Resultados VAN y TIR para el proyecto La Esperanza.....	167
Tabla 41: Variables para la Simulación Monte Carlo	172

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de Energía Mundial, 1990 - 2035 (cuadrilones de BTU's) ²	
Figura 2: Generación Eléctrica Neta Mundial por tipo de combustible, 2008 - 2035 (trillones de kilovatios hora).....	3
Figura 3: Consumo de Energía Total en Ecuador por tipo, 2010.....	5
Figura 4: Ubicación de la Central Hidroeléctrica La Esperanza.....	22
Figura 5: Estaciones Hidrológicas cercanas al proyecto.....	24
Figura 6: Proyecto Hidrotandapi - Curvas de Duración General - Sitio de Captación.....	28
Figura 7: Parroquia Tandapi.....	30
Figura 8: Tipos de Escorrentía.....	35
Figura 9: Vertientes del Pacífico y Vertientes del Amazonas en Ecuador.....	40
Figura 10: Cuenca del Río Pilatón.....	43
Figura 11: Curva de Caudales medios diarios y mensuales estación H188 Pilatón Chicto AJ.....	44
Figura 12: Obras de Captación.....	46
Figura 13: Tanque de carga.....	47
Figura 14: Casa de Máquinas.....	48
Figura 15: Casa de Máquinas.....	48
Figura 16: Turbina.....	50
Figura 17: Generador.....	51
Figura 18: Válvula de Guarda, tipo Mariposa.....	52
Figura 19: Subestación Eléctrica.....	53
Figura 20: Líneas de Transmisión.....	54
Figura 21: Actores del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	55
Figura 22: Tabla 1 de la Regulación CONELEC 001-13.....	90
Figura 23: Tabla 2 de la Regulación CONELEC 001-13.....	90
Figura 24: Evolución del Consumo de Energía Eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	94
Figura 25: Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía Eléctrica del SNI.....	94

Figura 26: Tasa anual de variación del PIB y de la Demanda de Energía Eléctrica	95
Figura 27: Evolución del Consumo de Energía Eléctrica por Sectores	96
Figura 28: Proceso de proyección de la Demanda	99
Figura 29: Proyección de Potencia Máxima Anual en Bornes de Generación - Escenario Medio.....	100
Figura 30: Proyección de Demanda de Potencia (MW) y Energía (GWh) en Bornes de Generación – Escenario Medio.....	101
Figura 31: Plan de Expansión de Generación 2012 - 2016	103
Figura 32: Plan de Expansión de Generación 2017 - 2021	103
Figura 33: Proyección de la Potencia Instalada en el SNI 2012 - 2021	105
Figura 34: Balance de la Oferta y la Demanda de Potencia	106
Figura 35: Balance de la Oferta y la Demanda de Energía.....	109
Figura 36: :Demanda Insatisfecha	110
Figura 37: Cadena de Valor Hidro Tandapi	115
Figura 38: Alternativas Oficinas Administrativas	120
Figura 39: Mapa de la Microlocalización de las Oficinas Administrativas ...	122
Figura 40: Planta de la Casa de Máquinas y Distribución de áreas.....	123
Figura 41: Distribución Oficinas Administrativas	124
Figura 42: Estructura Orgánica - Funcional	126
Figura 43: Relación VAN vs TIR	161
Figura 44: VAN y Flujos de Efectivo del Proyecto La Esperanza.....	167
Figura 45: Distribución de Probabilidades del VAN	173
Figura 46: Distribución de Probabilidades del TIR.....	174
Figura 47: Análisis de Sensibilidad del VAN	176
Figura 48: Análisis de Sensibilidad del VAN	176
Figura 49: Análisis de sensibilidad del TIR	177
Figura 50: Análisis de sensibilidad del TIR	178

RESUMEN

El análisis de factibilidad económica-financiera del proyecto Hidroeléctrico Tandapi de 8MW desarrollado en el presente documento, aborda los aspectos regulatorios, hidrológicos, organizacionales y financieros necesarios para analizar la factibilidad del mismo. Se inicia el análisis con los datos hidrológicos de la cuenca del Rio Pilatón, en la que se ubica el proyecto, se continua mostrando las principales obras y equipos que lo conforman, para luego pasar a realizar un resumen de las principales leyes, reglamentos y regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano que afectan y fomentan este tipo de iniciativas. Con la información del Sector Eléctrico Ecuatoriano se realiza el respectivo Estudio de Mercado, realizando una balance de energía y potencia con lo cual se determina el mercado meta y una proyección de ventas. El Análisis Organizacional desarrolla la Filosofía Empresarial; determina la mejor ubicación para la planta y oficinas, elabora la Estructura organizacional y determina los perfiles profesionales del personal requerido dentro de la estructura orgánico-funcional. El Análisis Financiero comienza con la determinación de la inversión total del proyecto, el costo del capital y la determinación de la Tasa de Descuento. Posterior se continúa con la evaluación financiera, evaluando el proyecto en función del comportamiento del VAN, TIR y tiempo de recuperación de la inversión. Finalmente se realiza un análisis de riesgo utilizando la Simulación Montecarlo para determinar la distribución de probabilidades del VAN y TIR. , éste análisis se complementa con una análisis de sensibilidad de las principales variables que afectan el presupuesto del proyecto.

PALABRAS CLAVE

- **HIDROELÉCTRICA**
- **TASA DE DESCUENTO**
- **FILOSOFIA EMPRESARIAL**
- **VAN**
- **TIR**

ABSTRAC

The analysis of financial-economic feasibility for the project Hydroelectric Tandapi of 8MW is composed for four parts: regulator aspect, hydrologic, organizational and financial. The first point was the analysis of the hydrologic information of the Pilatón river basin and place. We reviewed the works and equipment necessary for the project, a summary of the main laws, and rules and regulations of Ecuadorian electricity sector, that encourage and affect such projects. With the information of Ecuadorian electrical sector we did the Market Study, analyzing the energy balance and power with which the target market and sales projection is determined. Organizational analysis develops business philosophy; it determines the best location for the industry and offices develops organizational structure and defines the professional curriculum of staff within the functional organic structure. The Financial Analysis begins with the determination of the total project investment, the cost of money and the determination of the discount rate. We used NPV Net Present Value, IRR Internal Rate of Return and period of payback for making the project evaluation. Finally a risk analysis using Monte Carlo simulation to determine the probability distribution of NPV and IRR is performed. This analysis is completed by a sensitivity analysis of the key variables affecting the project budget.

KEY WORDS

- **HIDROELECTRIC**
- **DISCOUNT RATE**
- **BUSINESS PHILOSOPHY**
- **VAN**
- **TIR**

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

1.1.1 La Energía en el Mundo

En la civilización moderna, la disponibilidad de energía está fuertemente ligada al nivel de bienestar, a la salud y a la duración de vida del ser humano. En realidad vivimos en una sociedad que se podría denominar como "energívora". En esta sociedad, los países más pobres muestran los consumos más bajos de energía, mientras que los países más ricos utilizan grandes cantidades de la misma. Sin embargo este escenario está cambiando de forma drástica, cambio que se acentuará en los próximos años, donde serán precisamente los países en vías de desarrollo quienes experimenten con mayor rapidez un aumento en su consumo de energía debido al incremento que tendrán tanto en sus poblaciones como en sus economías.

El consumo de energía en el mundo tiene un incremento del 53% hasta el 2035, según el informe de Perspectiva Internacional de Energía publicado en el 2011 (IEO2011) por la EIA (Administración de la Información Energética de USA). Pese a las recesiones que se ha tenido en los últimos tiempos, el consumo de energía ha tenido un fuerte incremento debido al robusto crecimiento de las economías de los países en vías de desarrollo.

La demanda energética de los países que pertenecen a la OECD (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico) crece lentamente a una tasa anual promedio de 0.6%, mientras que el consumo de

energía de los países con economías emergentes que no pertenecen a la OECD crece a un promedio anual del 2.3%.

La recesión en los Estados Unidos ha finalizado oficialmente, aunque la recuperación ha sido más débil que anteriores recesiones. La recuperación de Europa se ha demorado aún más. La recuperación de Japón había sido lenta antes del terremoto del 11 de marzo y ahora la recuperación es aún más incierta. En contraste con las economías de los países de OECD, las economías de Asia que están fuera del OECD han liderado la recuperación global, con este escenario el IEO2011 considera que el PIB mundial se incrementará en un promedio anual de 3,4% desde el 2008 hasta el 2035 (4,6% para los países no OECD y un 2,1% para los países de la OECD).

El consumo de energía futuro será impulsado por la demanda fuera de los países de la OECD. Considerando que el uso de la energía en los países fuera de la OECD fue un 7% mayor que los países de la OECD para el 2008, será un 38% mayor para el 2020 y en el 2035 esta diferencia será del 67%. Ver figura.

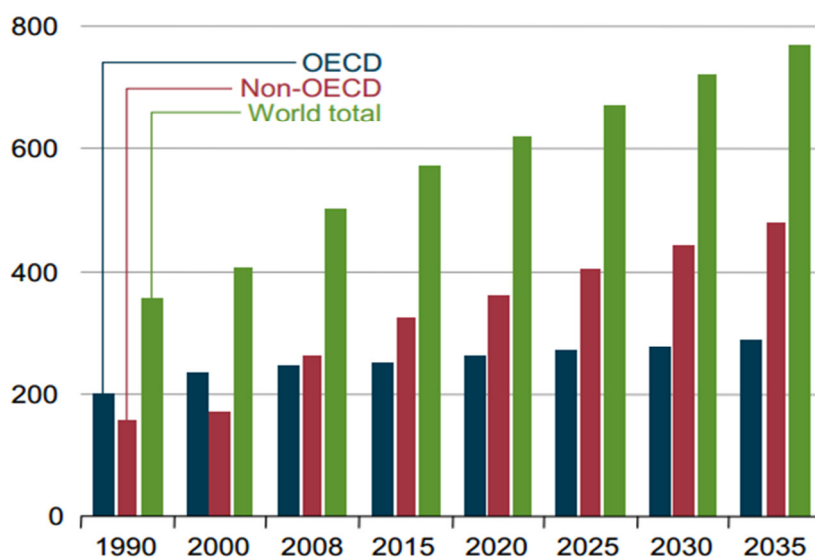


Figura 1: Consumo de Energía Mundial, 1990 - 2035 (cuadrilones de BTU's)

Fuente: EIA: International Energy Outlook, 2011

Para que el caso de la Energía Eléctrica (Electricidad), y de acuerdo al informe Perspectiva Internacional de Energía 2011 (IEO2011), se indica que la electricidad suministra cada vez más energía, a la demanda total de energía del mundo, y el consumo de electricidad crece más rápidamente que el consumo de combustibles líquidos, gas natural, o carbón en todos los sectores finales, excepto en el sector del transporte.

A continuación se presenta la proyección de la generación eléctrica hasta el 2035 por tipo de combustible. Como se puede observar, el carbón seguirá siendo la principal fuente de generación eléctrica, aunque en el 2035 cae su participación un 37% respecto al 2008.

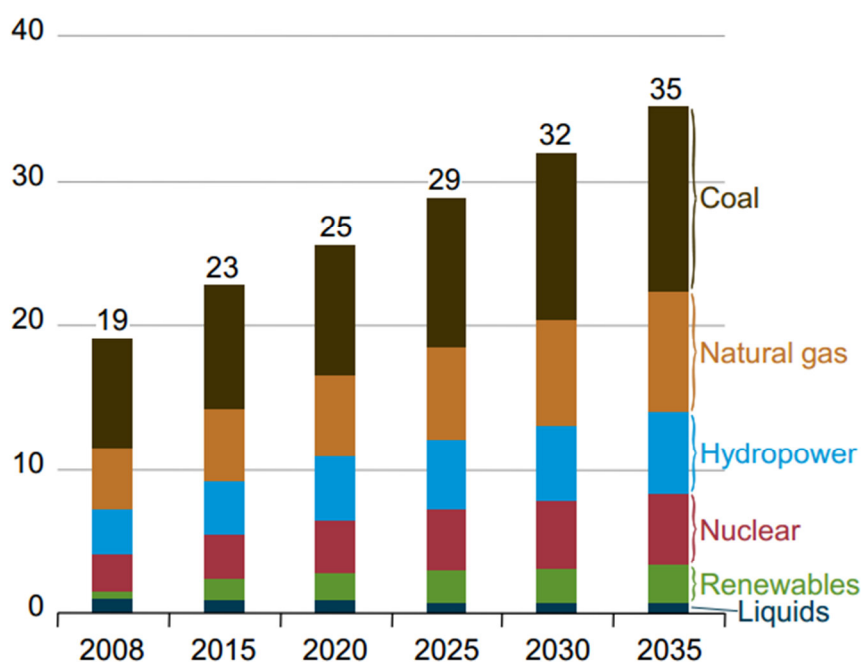


Figura 2: Generación Eléctrica Neta Mundial por tipo de combustible, 2008 - 2035 (trillones de kilovatios hora)

Fuente: EIA: International Energy Outlook, 2011

Con los precios del petróleo altos y esperando que los mismos se mantenga con esta tendencia, los combustibles para generación serán sustituidos donde sean posible, cayendo de un 5% en el 2008 hasta alrededor del 2% en el 2035.

En todo el planeta, la hidroelectricidad y el viento son los dos mayores contribuyentes al incremento de la generación de energía renovable. La hidroelectricidad aporta con un 55%, mientras que el viento con un 27%.

En los países que pertenecen al OECD, la mayoría de proyectos hidroeléctricos ya han sido realizados, mientras que en los países que están fuera de la OECD la hidroelectricidad es la fuente predominante para el crecimiento de la energía renovable.

1.1.2 La Energía en el Ecuador

Según los estándares mundiales, Ecuador es relativamente pequeño productor y exportador de petróleo. Sin embargo, el sector del petróleo juega un papel importante en la política del país y el bienestar económico. El sector petrolero representa cerca del 50 por ciento de los ingresos de exportación de Ecuador y alrededor de un tercio de todos los ingresos fiscales. A pesar de ser un exportador de crudo, Ecuador aún tiene que importar productos refinados del petróleo, debido a la falta de suficiente capacidad de refinación para satisfacer la demanda local. Como resultado, el país no siempre puede cosechar todos los beneficios de los altos precios mundiales del petróleo, mientras que estos altos precios traen mayores ingresos de exportación, también aumentan los precios sobre la importación de productos refinados.

Ecuador se reincorporó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 2007, tras abandonar la organización a finales de 1992. Ecuador es el más pequeño productor de petróleo de la OPEP. A pesar de un entorno de inversión cada vez más desafiante, el Ecuador ha logrado aumentar ligeramente la producción desde 2009.

La matriz energética de Ecuador depende en gran medida del petróleo, que representa aproximadamente el 70% del consumo total de energía del país en 2010. La energía hidroeléctrica es la segunda mayor fuente de energía, aunque su participación en la generación de electricidad de Ecuador, ha disminuido en los últimos años debido a las sequías. Las energías renovables no hidráulicas constituyen otra parte importante de la matriz energética de Ecuador, casi todos los cuales se atribuye al uso del bagazo (el residuo fibroso de la caña procesada) en la industria y el uso tradicional de la biomasa en los hogares rurales. Sin embargo, las estimaciones de consumo de biomasa de Ecuador son inherentemente imprecisos debido al hecho de que la leña tradicional no suele ser comprada y vendida en mercados comerciales fácilmente observables

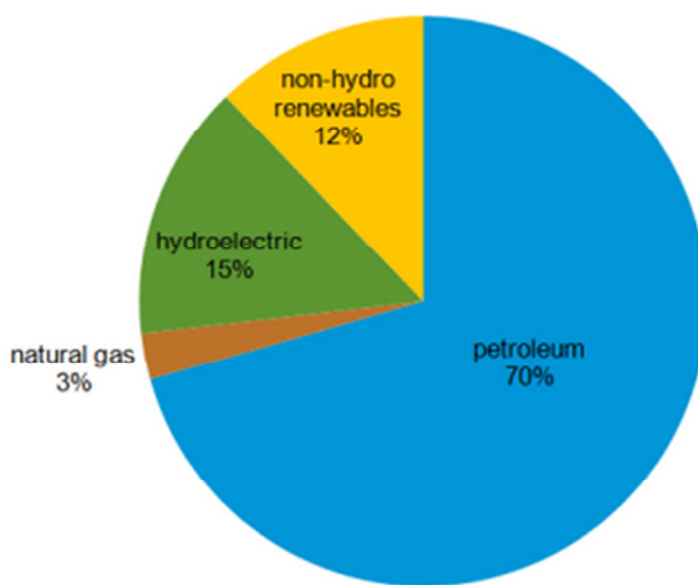


Figura 3: Consumo de Energía Total en Ecuador por tipo, 2010

Fuente: Administración de la Información Energética (EIA)

Ecuador genera 17 mil millones de kilovatios-hora (kWh) de electricidad en 2009, a partir de 4,9 gigavatios (GW) de capacidad instalada. La hidroelectricidad representa más del 50% de la generación del país. La otra gran fuente de suministro de energía eléctrica es el conjunto de centrales térmicas convencionales, que en su mayoría son equipadas para quemar el petróleo del país. También hay una pequeña cantidad de energía térmica a

bagazo, el viento y la energía solar son limitadas en su explotación, las mismas que están siendo apoyadas a través de incentivos en las tarifas de venta de energía. Ecuador tiene interconexiones de red con Colombia y Perú, las mismas que han permitido importar energía cuando la demanda ha superado a la oferta de su parque generador.

1.1.2.1 Situación actual del Sector Eléctrico

En la actualidad el país consume aproximadamente 3 veces más energía eléctrica que hace 20 años; la demanda eléctrica total pasó de 6348MWh en 1990 a 20383 MWh en 2010. Durante el mismo período la generación hidroeléctrica pasó de representar el 76% en la matriz energética, a solo un 42%. La generación térmica se incrementó del 21% al 52%, y la incorporación de centrales de biomasa representó un 1% de generación, para cubrir el restante 5% de la demanda de energía eléctrica el país ha debido importar electricidad de los sistemas eléctricos de los países vecinos (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012, pág. 155).

La demanda, la demanda máxima del sistema se presenta históricamente en el mes de diciembre de cada año, debido a las festividades propias de este mes. El 2010 no fue la excepción y la demanda máxima de potencia en bornes de generación fue 2879,2MW y ocurrió el martes 9 de diciembre a las 19:00, con un incremento de 11,15MW (4,03%) respecto al año 2009. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012).

En el año 2010, el consumo de energía se incrementó en el 6,1% (835MWh) respecto al año anterior, éste crecimiento obedeció especialmente comportamiento registrado por el sector industrial que registró un incremento de 10,56%.

El consumo de energía por tipo de cliente en el año 2010 representada en MWh fue: sector industrial 4416760,43 (31%), sector residencial 5114184,27 (36%), sector comercial 2672330,4 (19%), alumbrado público 812034,89 (6%) y otros con 1061303,67 8%. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

La cobertura del servicio eléctrico para el año 2010 nacional es de 93,35%, el área urbana en 94% y el área rural 89,03%; el 5,65% no tiene cobertura del servicio eléctrico; la población rural carente de servicio eléctrico, tiene entre sus actividades principales la agricultura, ganadería y pesca, mientras que el área urbano marginal las actividades están destinadas a pequeños negocios, artesanías y actividades informales. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

El 86,3% de la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas está concentrada en seis grandes centrales: Paute (1100 MW); San Francisco (230MW); Marcel Laniado (213MW); Mazar (160MW); Aگویán (156MW); y, Pucará (73MW). (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

Con respecto al consumo de combustibles fósiles durante el año 2010 para la generación de energía eléctrica fue de: 235,4 millones de galones fuel oil; 315,2 millones de galones de diésel 2; 14,6 millones de galones nafta; 38,4 millones de galones residuo; y, 60, 5 millones de galones de crudo. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

El tiempo de vida útil de una central hidroeléctrica es de 50 años en obra civil y 35 años en equipos, mientras que el período de vida útil de una generación térmica – turbinas (residuo) 40años en obra civil y 25 años en equipos; térmica – M.C.I.(fuel oil) 25 años en obra civil y 15 en equipos; térmica gas 25 años en obra civil y 15 años en equipos. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012, pág. 383)

1.1.2.2 Subsidios en el Sector Eléctrico

Según el informe presentado por el Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad, “Los subsidios Energéticos en el Ecuador” los montos que se están asumiendo por el Estado en combustible para la generación eléctrica son los que se muestran a continuación:

Tabla 1:
Subsidios para Electricidad y Agua (Millones de USD)

Año	Electricidad y Agua
2005	52,19
2006	74,18
2007	82,49
2008	112,62
2009	68,37
Enero - marzo 2010	27,64

Fuente: Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad, 2010

1.1.2.3 Situación Actual del Sector Hidroeléctrico

En el Sistema Nacional Interconectado (SNI), las mayores plantas hidroeléctricas están ubicadas principalmente en la vertiente del Amazonas, donde la época lluviosa ocurren de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo.

El 88% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por cinco grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado:

Tabla 2:
Principales Centrales Hidroeléctricas conectadas al SNI

Central	Capacidad (MW)	Vertiente
Paute Molino	1100	Amazonas
San Francisco	230	Amazonas
Marcel Laniado	213	Pacífico
Agoyán	156	Ar
Pucará	74	Ar

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020

En la siguiente tabla se muestran los proyectos hidroeléctricos recientemente incorporados al SIN.

Tabla 3: Resumen de Centrales de Generación recientemente incorporadas al SNI

Central	Capacidad (MW)	Año de Ingreso	Provincia	Empresa
Mazar	160	2010	Azuay	Hidropaute
San Francisco	230	2007	Tungurahua	Hidropastaza
Hidroabanico	37,5	2006	Morona Santiago	Hidroabanico
Calope	16,5	2006	Cotopaxi	Enermax
Sibimbe	15,8	2006	Los Ríos	Hidosibimbe
El Carmen	8,2	2000	Pichincha	EMAAP-Q
La Esperanza	6	2006	Manabí	Manageneración
Poza Honda	3	2007	Manabí	Manageneración
Perlabí	2,46	2004	Pichincha	Perlabí
Loreto	2,15	2002	Napo	Ecoluz

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020

De la misma manera se presenta un detalle de los proyectos hidroeléctricos que están en construcción:

Tabla 4:
Proyectos Hidroeléctricos en Construcción

Central	Capacidad (MW)	Tipo Inversión	Provincia	Empresa
Baba	42	Público	Los Ríos	Hidrolitoral
Ocaña	26	Público	Cañar	Elecaastro
Chorrillos	4	Público	Zamora Chinchipe	Hidrozamora
Sopladora	487	Público	Azuay	Hidropaute
Toachi - Pilatón	228	Público	Pichincha	Hidrotoapi
Coca Codo Sinclair	1500	Público	Napo	Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair
San José del Tambo	8	Privado	Bolívar	Hidrotambo
Sigchos	17,4	Privado	Cotopaxi	Tric Continua
San José de Minas	6	Privado	Pichincha	San Jose de minas SA
Apaqui	36	Privado	Carchi	Current energy of Ecuador S.A.
Pilaló 3	9,3	Privado	Cotopaxi	Qualtec
Amgamarca	66	Privado	Cotopaxi	Produaustro

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020

A diciembre del 2010 la energía producida por centrales hidroeléctricas incorporadas y no incorporadas al SNI es:

Tabla 5:
Energía Producida por Centrales Hidroeléctricas

S.N.I	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Incorporado	Hidráulica	2238,3	2211,54
No incorporado	Hidráulica	4,11	3,65

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021

1.1.3 Planteamiento del Problema

1.1.3.1 Descripción del Problema

La electricidad en el país es producida 51,56% (Potencia efectiva en el 2010) por centrales de generación térmicas, que queman en su mayoría derivados de petróleo y un porcentaje importante, 11,22% es importado a través de las interconexiones con Colombia y Perú.

El principal problema de Ecuador, es que existe un déficit de energía hidroeléctrica, el mismo que es suplido a través de importación de electricidad o producida internamente a través de centrales de generación térmica cuyos precios y subsidios hacen que la misma sea costosa, principalmente para el Estado, ya que tiene que subsidiar la energía para la mayoría de la población de uso doméstico y por otro lado para el Industrial que tiene que competir en un mercado globalizado con un precio de energía mayor.

Debido al déficit de producción de energía hidroeléctrica sumado a que no cubre a una población marginal en la prestación de este servicio, que además ocasiona importaciones onerosas de combustibles, y tomando en cuenta las características hídricas y geográficas del país. Existe una oportunidad de negocio para la generación de electricidad a través de centrales hidroeléctricas con capital privado.

La empresa Proyectos Integrales del Ecuador cuenta con el estudio técnico para el emprendimiento de una central hidroeléctrica de 8 MW sin embargo con el fin de iniciar operaciones y aprobación legal para la concesión, necesita el estudio de factibilidad económica y financiera del proyecto.

1.1.3.2 Preguntas de Investigación

- ¿Cuáles son los objetivos generales y específicos del proyecto?

- ¿Cuál es la situación energética a nivel mundial y a nivel de país, cual es la historia de la generación hidroeléctrica en el Ecuador, como es regulada y cuáles son las normas que tiene que cumplir?
- ¿Cuál es la situación actual, situación futura del sector hidroeléctrico?
- ¿Cuál es la cultura organizativa de la empresa auspiciante del proyecto de factibilidad y cuál es la estructura organizativa del proyecto?
- ¿Es factible o no el proyecto?
- ¿Cuáles son las conclusiones y recomendaciones que haría al proyecto?

1.1.4 Objetivos

1.1.4.1 Objetivo General

Realizar un análisis económico y financiero para determinar la factibilidad del proyecto Hidroeléctrico Tandapi de 8 MW.

1.1.4.2 Objetivos Específicos

- Determinar el marco legal, regulatorio y normativas del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
- Realizar el Análisis del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, su situación actual y su proyección,
- Analizar la demanda actual del sector Eléctrico Ecuatoriano y su proyección.
- Analizar la oferta actual del sector Eléctrico Ecuatoriano y su proyección.
- Analizar los precios del sector Eléctrico Ecuatoriano a nivel del Mercado Mayorista.
- Definir y diseñar la estructura organizacional del proyecto para su óptimo funcionamiento.
- Determinar los recursos financieros tanto internos como externos necesarios para ejecución y funcionamiento del proyecto.

- Realizar la evaluación financiera y la aplicación de los métodos de V.P.N., T.I.R, para determinar la factibilidad del proyecto.
- Realizar un análisis de sensibilidad y riesgo financiero del proyecto con el fin de determinar las variables más importantes que le afectan.

1.1.5 Hipótesis

“Toda idea de negocio puede ser un éxito o un fracaso; realizar un estudio de factibilidad financiero disminuye la posibilidad de fracaso.”

Hipótesis Nula

La REALIZACION DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO TANDAPI DE 8MW es viable económica y financieramente.

Hipótesis Alternativa

La REALIZACION DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO TANDAPI DE 8 MW no es viable económica y financieramente.

1.1.6 Justificación e Importancia

1.1.6.1 Falta de Inversión

Entre los primeros días de noviembre de 2009 y mediados de enero de 2010, el país enfrentó una crisis de abastecimiento de energía eléctrica causada por la presencia de una sequía extrema que produjo una disminución considerable de los caudales afluentes a las principales centrales hidroeléctricas del país.

Sin embargo, a más de la falta de agua en las centrales de generación, se presentó una secuencia de hechos que condujeron al sistema eléctrico a un desbalance entre la oferta de generación y el consumo de energía. Entre las principales causas de este desbalance se pueden indicar: falta de inversión en capacidad de generación, falta de un marco regulatorio estable que incentive la inversión, muy poca posibilidad del Estado para llevar adelante la planificación del sector eléctrico con carácter de obligatoria, un sistema no adaptado para enfrentar condiciones extremas de falta de lluvias y dependencia energética del sistema eléctrico de otros países.

En el período comprendido entre los años 2000 y 2010, la demanda de energía creció a un ritmo promedio de 5,5% anual y fue abastecida por una limitada expansión de la generación, por episodios hidrológicos con características superiores al promedio (como aquellos ocurridos en los años 2007 y 2008), y por las importaciones de energía de países vecinos (especialmente Colombia). Esta situación implicó un desbalance entre la oferta local de generación y la demanda, que no permitió mantener niveles mínimos de reserva de energía que garanticen su abastecimiento,

Las bajas reservas de energía que se suscitaron en los períodos de estiaje, obligaron a realizar cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres de los años 2005, 2006 y, aún más crítico, a cortes del servicio de energía eléctrica, a nivel nacional, en el último bimestre del año 2009 y principios de 2010 junto con la degradación de las condiciones de calidad del servicio eléctrico, permitiendo voltajes inferiores a los admitidos en la normativa, con el fin de evitar mayores bloques de corte de la demanda.

Según lo señalado, se observa que la falta de inversión en el parque generador presente en los últimos años, a pesar de contar con un esquema de mercado que permitía la participación privada dejando afuera la participación estatal, sumado al hecho de mantener generación térmica

obsoleta; fueron las causas del déficit que se presentó entre noviembre de 2009 y enero de 2010; más aún si se considera que la construcción de centrales hidroeléctricas de mediana capacidad requiere de períodos de tres a cuatro años y no fue planificada.

Por tanto, este tipo de proyectos hidroeléctricos viene a contribuir a mejorar la estabilidad y vulnerabilidad del sistema Eléctrico Ecuatoriano, debido a la falta de inversión que se ha tenido en este tipo de proyectos en los últimos años.

1.1.6.1 Marco Legal

CONELEC

Dados los cambios en la política energética del Gobierno Ecuatoriano en el periodo 2006 al 2012, y acogiendo las normativas y regulaciones del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, el sector de hidrogenación se ha fortalecido significativamente con la implementación de nuevas Centrales hidroeléctricas ; Sopladora, Toachi Pilatón, Manduriacu, Quijos y Delsitanisagua, en 2015. En tanto que en 2016, entrarán en operación Coca Codo Sinclair EP, que va a proveer 1500 MW.

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico emitido con fecha jueves 10 de octubre de 1996 en el Suplemento - Registro Oficial Código R.O.S.43, y en R.O 401 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, vigente desde el 2006-11-21, entre otros expresa:

Art. 1.- Objetivo.- El presente reglamento tiene como objetivo establecer normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

El Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, promueve la libre competencia en los mercados de producción de la electricidad y los generadores desarrollan su actividad de acuerdo a los reglamentos correspondientes, principalmente el de Concesiones, del Mercado Eléctrico Mayorista, de Garantías y de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.

MERCADO ELECTRICO

En el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se tiene:

Art. 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista.-

En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Art. 47.- Mercado Ocasional.- Los productores de energía eléctrica podrán vender energía en el mercado ocasional. Los productores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada período horario, determinado como el costo marginal horario. Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. A este precio se agregará el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esté comprometida en contratos.

Para las empresas distribuidoras, así como para los grandes consumidores, existen dos formas de ingresar al mercado eléctrico mayorista para comprar energía. El mercado a plazo o en el mercado ocasional o "spot".

- ***Mercado a plazo.***- Es aquel en que las partes ingresan en un contrato formal en el cual el generador se compromete a suministrar tanta energía que será pagada a tal precio por el distribuidor por un lapso de más de un año. Estos contratos son seguros, ya que el suministro de generación es controlado por el CENACE. En el caso de que el generador obligado no haya podido entregar la energía comprometida, el CENACE con otro generador suplirá la energía contratada, posteriormente facturando el costo al generador. De esta forma, en este tipo de mercado se puede tener una alta seguridad y confianza en el cumplimiento de los contratos pactados.
- ***Mercado Ocasional o “Spot”.***- Es el que ocurre en todo momento. Si un gran consumidor inscrito en el CONELEC, empieza a consumir energía sin contar con un contrato de largo plazo en firme con un generador, el CENACE le facturará la energía al precio “spot”, es decir el precio de mercado vigente para esa hora en ese día. Este precio “spot” es el costo marginal de la última unidad generadora despachada en el sistema. De esta manera se está realizando una compra en el mercado eléctrico mayorista; sin embargo, no se tiene seguridad del precio de facturación por el consumo de la energía

Según las normas y regulaciones vigentes desde el 2006, el Estado Ecuatoriano promueve e incentiva la participación de Inversionistas Privados en la Hidrogeneración para fortalecer este sector que ha permanecido estático durante algunas décadas por falta de políticas de Estado.

1.1.6.1 Medio Ambiente

Los Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto otorga un tipo de bonos llamados “certificados de reducción de emisiones”

(CERs) a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los aprovechamientos hidroeléctricos se encuentran entre los más populares de los proyectos susceptibles de recibir estos certificados.

MERCADO DE CARBONO

Con la existencia de un consenso científico cada vez mayor respecto a la responsabilidad del hombre en el fenómeno del calentamiento global, comenzaron a aparecer nuevas herramientas destinadas a paliar esta problemática. Quizá la más importante de estas sea el mercado de carbono, cuyo propósito es el de reducir las emisiones antropogénicas de los gases responsables del efecto invernadero (los “GEI”) de la manera menos costosa posible. (Marat, pág. 1)

El primer paso para la constitución de un mercado de carbono es la definición de un límite de emisiones para que las partes que se someten al acuerdo. Actualmente, el límite de emisiones más importante que existe es el **Protocolo de Kyoto**, un acuerdo internacional que involucra a la mayoría de los países del mundo (siendo EEUU la excepción más notable) y que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases provocadores del calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆). El límite se estableció en un porcentaje aproximado de un 95% del nivel del año 1990, a cumplirse en el período que va desde 2008 a 2012. Esta reducción es más importante de lo que parece a simple vista, ya que hasta 2012 las emisiones deben en primera instancia dejar de crecer, reducirse hasta el nivel de 1990 (22 años atrás), para finalmente disminuir un 5% extra. Adicionalmente, existe un acuerdo complementario que involucra solamente a las naciones europeas, conocido como el “Esquema de Transferencia de Emisiones de la Unión Europea” (EU ETS, por sus siglas en inglés). Este acuerdo establece que los límites

establecidos en el Protocolo de Kyoto tendrán vigencia desde el año 2005 (y no desde el 2008, como es el caso del Protocolo). De este modo, el EU ETS se convirtió en el primer mercado internacional “formal” de bonos de CO2 en entrar en vigencia (Marat, pág. 2)

Contrariamente a la creencia habitual, un mercado de CO2 no consiste meramente en la venta de permisos para emitir -por encima del límite-, con fines fiscales. En cambio, el mecanismo permite que aquellas partes que excedan el límite puedan adquirir permisos de aquellas cuyas emisiones se encuentren por debajo del límite. De este modo, el mecanismo “premia” la eficiencia ambiental y “castiga” a las entidades con mayor responsabilidad en cuanto a cantidad de emisiones. (Marat, pág. 3)

MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO

Las naciones en vías de desarrollo como China, India y los países africanos y latinoamericanos, en cambio, no tienen compromisos específicos. Sin embargo, el protocolo contempla una forma en que estos países también pueden cooperar a la mitigación de emisiones de GEI. Se trata del ***Mecanismo de Desarrollo Limpio*** (MDL), mediante el cual se establece que los proyectos limpios desarrollados en alguno de estos países –esto es, proyectos que reduzcan emisiones de CO2- reciban créditos por tales desplazamientos. Estos créditos, conocidos como “***certificados de reducción de emisiones*** (CERS, por sus siglas en inglés)”, “***bonos de carbono***” o simplemente “***bonos verdes***”, pueden ser vendidos a los países del protocolo que sí están obligados a reducir sus emisiones. De esta manera, el mecanismo estimula el desarrollo sustentable y la reducción de emisiones en los países en vías de desarrollo, haciendo más atractivos los proyectos “limpios” -y facilitando la transferencia de tecnología- gracias al

flujo de fondos adicional proveniente de la venta de los CERs. Paralelamente, otorga cierta flexibilidad a los países industrializados a la hora de cumplir sus propias metas de reducción. (Marat, pág. 4)

El requisito fundamental para que una tecnología sea elegible para recibir créditos de carbono es que pueda demostrarse que existe una reducción *medible* de emisiones. Esto implica medir tanto la cantidad de emisiones que existen antes de aplicar la tecnología en cuestión (escenario conocido como “línea de base”) y la cantidad de emisiones que se reducen como fruto de la implementación de la tecnología dada (Marat, pág. 5)

Los proyectos más populares son los de eficiencia energética, con el 40% del total de proyectos registrados, y los de energías renovables, con un 24% del total. Dentro de estos últimos, los aprovechamientos hidroeléctricos son uno de los más frecuentes, con el 12% del total de proyectos registrados hasta principios de 2008. (Marat, pág. 5)

La implementación de un proyecto Hidroeléctrico tiene una gran potencial ambiental debido a la reducción de toneladas de CO₂ que se evitan emitir al ambiente y adicional esto puede provocar un flujo positivo al proyecto para su evaluación financiera.

CAPÍTULO II

2. ESTUDIO TÉCNICO Y LEGAL.

2.1 Características generales del Proyecto

La información técnica mostrada a continuación es tomada del estudio técnico de prefactibilidad del presente proyecto. La información será presentada de tal manera de aterrizar la información técnica necesaria para la estimación de los volúmenes de obra necesarios, y la producción de energía eléctrica que se espera en el proyecto.

2.1.1 Ubicación

El proyecto está ubicado en las coordenadas 9956000 N, 744000 E y 9959000N, 741000E en la cuenca media del río Pilatón, afluente del río Toachi y río Blanco, que es tributario del río Esmeraldas que desemboca en la cuenca del Océano Pacífico.

Siguiendo la carretera de primer orden Aloag-Santo Domingo de los Tsachilas, a la altura del Km 44, se ubican las obras de captación en la cota 1360m.s.n.m. y la casa de máquinas estará ubicada a la altura del Km 47 En la cota 1210m.s.n.m.



Figura 4: Ubicación de la Central Hidroeléctrica La Esperanza

Fuente: Gobierno Provincial de Pichincha, Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos

2.1.1.1 Acceso al proyecto

El proyecto, tiene acceso directo desde la Carretera Quito-Aloag- Santo Domingo de los Tsáchilas ubicada a la margen izquierda del río Pilatón.

El sistema de conducción de agua será construida con Tubería de Acero reforzado, paralelo al cauce del Río Pilatón en la margen derecha y tendrá aproximadamente un recorrido de 3.8Km., al final de este tramo, se instalara el tanque de carga y la tubería de presión que conducirá el fluido a la casa de máquinas y su respectivo canal de descarga o restitución.

2.1.2 Características Hidrológicas de la Zona

Para la caracterización de las condiciones hidrometeorológicas de la zona de ubicación del Proyecto se recurrió a datos de estaciones ubicadas cerca de las obras y en cuencas hidrográficas vecinas, con el objetivo de obtener los parámetros necesarios para el diseño de las obras, así como la realización de la evaluación hidro-energética del recurso.

En el entorno del Proyecto se dispone de varias estaciones hidrométricas operadas por diferentes instituciones estatales, como el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - INAMHI, la Empresa de Alcantarillado y Agua Potable de la ciudad de Quito - EMAP Q, el Honorable Consejo Provincial de Pichincha - HCPP y las instituciones fiscales ya extinguidas como el INECEL y el INERHI.

De ellas, algunas continúan operando hasta la fecha. Sin embargo, no todas las estaciones han funcionado adecuadamente, siendo unas pocas las que disponen de períodos más o menos largos de información confiable, y que son las que se han utilizado en el presente estudio para la estimación de los caudales en el sitio de captación del Proyecto Hidroeléctrico.

Casi todas estas estaciones han sido operadas por el INECEL para los estudios de varios proyectos hidroeléctricos. Para la estimación de los caudales para el Proyecto se utilizó básicamente la información de las siguientes estaciones ubicadas en la cuenca del río Toachi:

Tabla 6:
Estaciones Hidrológicas cercanas al proyecto

ESTACIÓN	PERIODO REGISTRADO	NÚMERO DE ESTACION HIDROLÓGICA
Toachi AJ Pilatón	Ene/64-Actual	H161
Pilatón AJ Toachi	Feb/64-Actual	H156
Sarapullo AJ Toachi	Sep./67-Sep/88	No disponible
Toachi DJ Sarapullo	Sep./73-Feb/89	No disponible
Pilatón DJ Saca calzón	Oct/73-Dic/86	No disponible
Pilatón en La Esperie	Nov/92-Feb/98	No disponible

Fuente: INAMHI, Mapa de ubicación de la red hidrológica por cuencas hidrográficas

Las mismas que se encuentran ubicadas en el siguiente mapa:

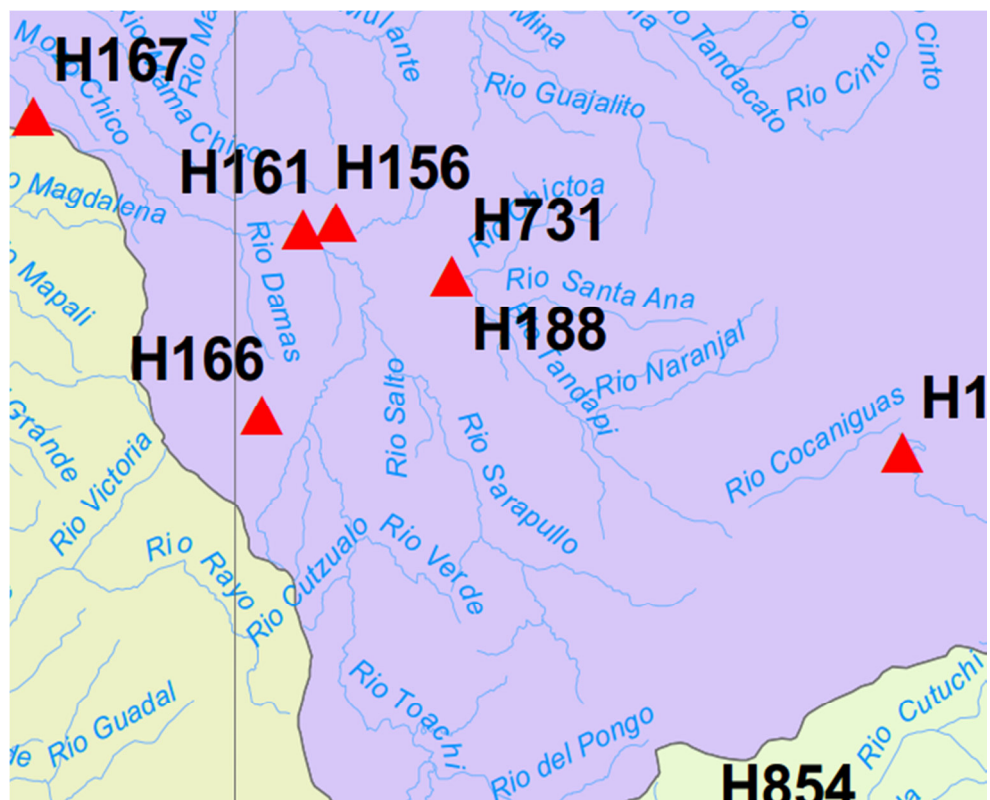


Figura 5: Estaciones Hidrológicas cercanas al proyecto

Fuente: INAMHI, Mapa de ubicación de la red hidrológica por cuencas hidrográficas

2.1.2.1 Cuenca Hidrográfica

El río Pilatón pertenece al sistema hidrográfico río Toachi - río Blanco, uno de los principales afluentes del río Esmeraldas que desemboca en la cuenca del Océano Pacífico.

El Proyecto se ubica en la cuenca media del río Pilatón, el área de drenaje hasta las obras de captación, en la cota 1360 msnm es de 302 km².

Esta cuenca, por ubicarse en la cabecera occidental de la Cordillera de Los Andes se caracteriza por su fuerte pendiente. (Aguirre, 2013)

2.1.2.2 Características del Clima

Temperatura

En la parte media de la cuenca, aguas arriba de las obras del Proyecto, la temperatura media es de 20 °C y en el sitio de las obras de generación entre las cotas 1.360 y 1.220 msnm es de 23 °C. Los mayores valores se registran en los meses de Enero a Mayo, coincidiendo con la época lluviosa, en tanto que el período comprendido entre Junio y Noviembre tiene valores inferiores. La variación entre medias mensuales de 1.5 °C y el gradiente térmico es de 1,2 °C cada 200m.

Los valores mínimos absolutos inferiores a 9 °C se presentan con mayor frecuencia en la época seca entre Junio y Octubre, la máxima de 31 °C se presenta en el periodo entre Enero a Abril, coincidiendo con el periodo de máximas lluvias. (Aguirre, 2013)

Humedad Relativa

La humedad relativa medida en porcentaje con respecto al aire saturado tiene un valor medio anual de 80 %, siendo mayor en invierno hasta 85% y menor en verano 65% variando en alrededor de 10 % como media entre los meses de invierno y verano. (Aguirre, 2013)

Vientos

Los vientos mensuales medios son superiores a 5 m/s en verano e inferiores en invierno. (Aguirre, 2013)

Heliofanía¹

El sol brilla en promedio anual 6 horas/día, variando de 7 horas/día en la época de verano a 3,5 horas/día en la temporada de invierno. (Aguirre, 2013)

Evaporación

La evaporación tanque inferida de tendencias regionales es de 1.100 mm/año, con valores mayores entre diciembre y marzo, coincidiendo con los de más altas temperaturas (Aguirre, 2013)

Lluvias

Apoyado en la estadística de valores mensuales de las estaciones cercanas al sitio del Proyecto y de la cuenca en estudio, se puede determinar dos períodos claramente definidos y que corresponden al régimen occidental.

¹ La heliofanía representa la duración del brillo solar u horas de sol, y está ligada al hecho de que el instrumento utilizado para su medición, heliofanógrafo, registra el tiempo en que recibe la radiación solar directa. La ocurrencia de nubosidad determina que la radiación recibida por el instrumento sea radiación solar difusa, interrumpiéndose el registro

El primero, el “período húmedo”, con lluvias mayores entre enero y mayo, siendo febrero el mes de mayor pluviosidad para la zona de ubicación del Proyecto.

El periodo de menores lluvias, “período seco”, corresponde a los meses de junio a septiembre, en el que llueve el 10 % del total anual, siendo agosto el mes más seco, seguido por julio y septiembre. (Aguirre, 2013)

Frecuencia y lluvias máximas en 24 horas

El análisis de lluvias máximas se analizó con el objetivo de establecer el patrón de lluvias expresado en términos de duración, cantidad y frecuencia que generan las crecidas que serán evacuadas a través del azud.

Como resultado del procesamiento de datos de las estaciones cercanas a la zona del Proyecto, se obtiene que para el sitio de presa la lluvia máxima media diaria, es de 65 mm y para un período de retorno de 10 años es de 120 mm.

Con los parámetros indicados, más las lluvias que se describen a continuación, el clima se clasifica como tropical - meso térmico – semi-húmedo a húmedo, con lluvia mínima en los meses de verano y con un pico de lluvias generalmente entre enero y abril. (Aguirre, 2013)

2.1.1 Caudales

La información de caudales se obtuvo de las estaciones hidrológicas y el detalle de los métodos utilizados para su estimación y extrapolación según se requirió se encuentra en el estudio técnico de prefactibilidad del presente proyecto. Información que no es parte del alcance del presente estudio, por lo cual se presentará la información de mayor relevancia y los datos necesarios que determinan la capacidad de generación de la central

hidroeléctrica de la cual se realizará el estudio de factibilidad económica y financiera.

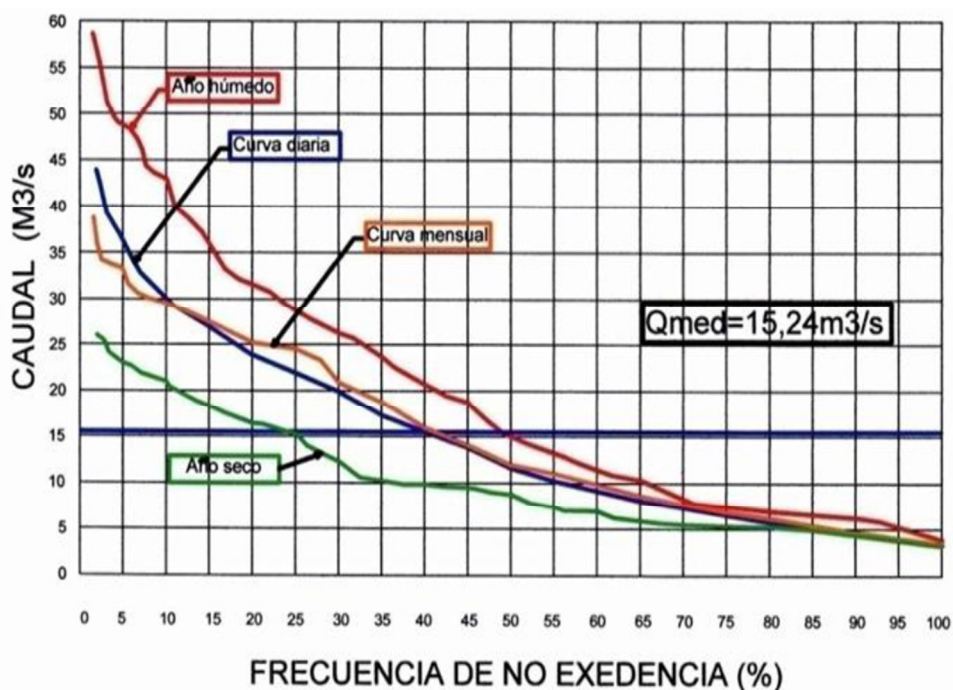


Figura 6: Proyecto Hidrotandapi - Curvas de Duración General - Sitio de Captación

Fuente: Estudio de Prefactibilidad Hidro San Carlos – Ing. Galo Aguirre

Caudal Ecológico

Durante la operación del Proyecto, en un tramo de unos 4 km, entre la captación y la restitución, el caudal se verá disminuido por la desviación hacia el Sistema de conducción de agua en 1,6m de diámetro.

Con la finalidad de mantener el equilibrio bio-acuático en el mencionado tramo del río, se consideró un caudal denominado ecológico igual al 10 % del caudal firme.

Cabe indicar que en el tramo de “afectación”, el río recibe importantes tributarios por la margen derecha que aumentan considerablemente el valor indicado. (Aguirre, 2013)

Caudales Característicos

Los caudales adoptados para la realización del diseño de las obras son los siguientes:

Tabla 7:
Caudales Característicos del Proyecto

DESCRIPCION	CAUDALES (m3/s)
Caudal 90 % mensual	4,68
Caudal de captación	6,70
Caudal medio mensual	15,20
Caudal de desvío	155,00
Caudal de diseño del azud - creciente	257,00

Fuente: Estudio de Prefactibilidad Hidro San Carlos – Ing. Galo Aguirre

2.1.2 Poblaciones Cercanas

Las principales poblaciones que se encuentran cercanas al proyecto son:

- Tandapi
- Santo Domingo de los Tsachilas

TANDAPI

Tandapi es la cabecera parroquial de la parroquia Manuel Cornejo Astorga perteneciente al Cantón Mejía de la Provincia de Pichincha.

Situada en la vía Machachi-Santo Domingo de los Colorados, Tandapi fue una pequeña población indígena que casi desapareció en épocas de la colonia, pero debido a su estratégica situación geográfica logró sobrevivir y fue parroquializada en 1883.

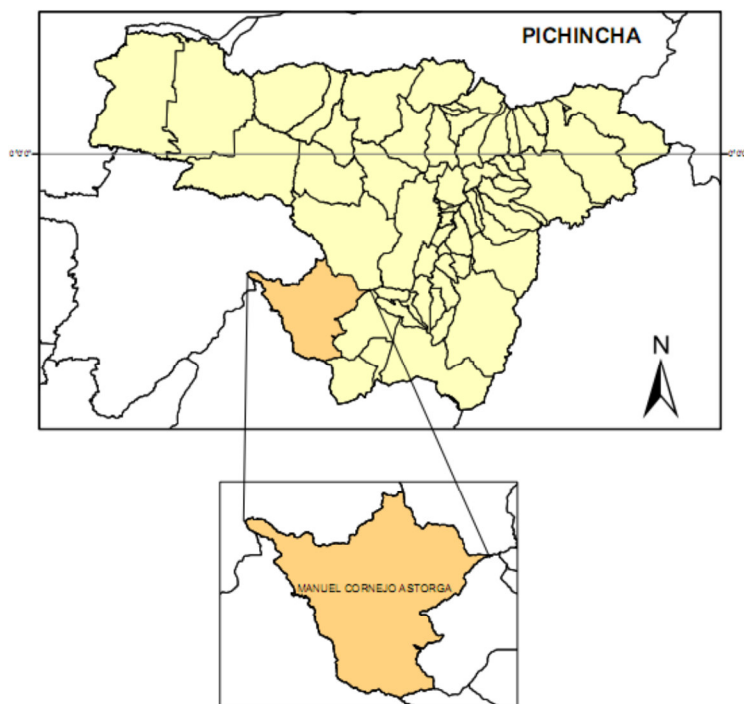


Figura 7: Parroquia Tandapi

Fuente: Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de la Parroquia Manuel Cornejo Astorga – Gobierno de Pichincha

Ubicación:

Se encuentra ubicada en el sector centro norte de Ecuador, dentro de la provincia de Pichincha, en el Cantón Mejía. Dentro del cantón Mejía, la parroquia Manuel Cornejo Astorga es la más extensa, y se ubica en el margen occidental de dicho cantón. (Gobierno de Pichincha, 2012)

Fecha de fundación:

20 de Enero de 1909

Límites:

Norte: Parroquias Lloa y Alluriquín

Sur: Provincia de Cotopaxi

Este: Parroquia Aloág

Oeste: Provincia de Cotopaxi

Altura:

1200 a 2000 msnm

Clima / Temperatura:

Comparte dos climas importantes, por estar en el centro, el ecuatorial y de alta montaña, y por estar al oeste el clima tropical mega térmico húmedo.

Superficie:

495,89 km².

SANTO DOMINGO DE LOS TSÁCHILAS

Santo Domingo de los Tsáchilas se encuentra ubicado en las estribaciones de la Cordillera Occidental a 133 Km de Quito, Capital del Ecuador.

Tabla 8:
Santo Domingo de los Tsáchilas

PROVINCIA	Santo Domingo de los Tsáchilas
CAPITAL	Santo Domingo
UBICACIÓN	A 133 Km. de Quito
EXTENSIÓN	3.523 Km ²
ALTITUD	655 msnm
TEMPERATURA MEDIA	22,9° centígrados
CLIMA	Tropical Húmedo
POBLACIÓN	450.000 mil habitantes

Fuente: Gobierno Autonomo Descentralizado Municipal de Santo Domingo

Límites:

Norte: Provincia de Esmeraldas y los cantones Puerto Quito y San Miguel de los Bancos.

Sur: Las provincias de los Ríos y Cotopaxi

Este: Los cantones de Quito y Mejía

Oeste: La provincia de Manabí.

Clima / Temperatura:

Se encuentra en una zona climática lluviosa subtropical, a una altura de 655 msnm, teniendo una temperatura promedio de 22, 9°C y un volumen de precipitaciones de 3000 a 4000 mm anuales.

2.2 Determinación de la Capacidad de la Planta

Los parámetros básicos que determinan el diseño de una central hidroeléctrica son la altura de salto y el caudal de equipamiento. Estos parámetros condicionan tanto el diseño como los costes de la instalación. A partir de ellos se determinará la potencia de la central y la energía que se prevé producirá la instalación.

2.2.1 Altura del Salto

Es la distancia vertical que recorre la masa de agua en el aprovechamiento hidroeléctrico de un tramo del río.

Se distinguen los siguientes tipos de saltos:

- Salto Bruto (H_b): es la distancia comprendida entre el nivel máximo aguas arriba del embalse y el nivel normal del río donde se descarga el caudal turbinado.
- Salto Útil (H_u): es el desnivel comprendido entre la superficie libre del agua en un momento dado y el nivel de desagüe de la turbina.
- Salto Neto (H_n): Es el resultado de restar al salto útil H_u las pérdidas de carga originadas por el paso del agua a través de la embocadura de la cámara de carga y de la tubería forzada y sus accesorios.

Una vez conocido la altura del salto total del aprovechamiento, hay que descontar unos metros debidos a los rozamientos que sufre el agua dentro de los conductos, desde la captación hasta la turbina. Como norma general se puede considerar una pérdida H_p , entre el 5% y el 10 % del total.

Por tanto, el salto realmente aprovechable estará condicionado por las características topográficas del terreno así como por las pérdidas de carga que tengan lugar en los diferentes elementos de la instalación. (EOI, 2011, pág. 90)

2.2.2 Caudal de Equipamiento

Para poder determinar la potencia a instalar y la energía producible a lo largo del año en una central hidroeléctrica, es imprescindible conocer el caudal circulante por el río en la zona próxima a la toma de agua.

Definición del caudal: Se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que atraviesa una superficie. Sus unidades en el sistema internacional son $[m^3/s]$. (EOI, 2011, pág. 90)

En general habrá que tener en cuenta que el caudal del río presenta variaciones acusadas a lo largo del año. Por tanto se hace imprescindible conocer el caudal medio diario circulante por el río durante un periodo de tiempo lo más amplio posible (generalmente se toman unos 20 años).

Esto se hace porque básicamente podemos asegurar que hay tres tipos de años, en lo que se refiere a la pluviosidad (seco, húmedo y normal), por lo tanto nuestro estudio deberá de abarcar, a ser posible, estos tres tipos de años.

Aforar es medir el caudal de una corriente de agua en un punto de la misma en un instante determinado.

En aquellos aprovechamientos en los que no existe una estación de aforo próxima a la central, se realiza un estudio hidrológico aplicando un modelo matemático de simulación basado en los datos de precipitaciones sobre la cuenca y caudales de una cuenca de similares características.

Los caudales de equipamiento se pueden estimar por los siguientes métodos:

- ***Estimación del caudal a partir del estudio de precipitaciones.***- En caso de no tener datos de aforos en la cuenca de estudio, el Estudio Pluviométrico² puede servir de base para la determinación de los caudales resultantes. Con los datos de este estudio y junto con la distribución de superficies podemos determinar la precipitación para la cuenca correspondiente.

Otro factor importante en este tipo de análisis es determinar la escorrentía, la misma que es la parte de la precipitación que llega a

² Se denomina pluviometría al estudio y tratamiento de los datos de precipitación que se obtienen en los pluviómetros ubicados a lo largo y ancho del territorio, obteniendo así unos datos de gran interés para las zonas agrícolas y regulación de las cuencas fluviales

alimentar a las corrientes superficiales, continuas o intermitentes de una cuenca.

Existen distintos tipos de escorrentías debido a sus diversas procedencias:

- *Escorrentía Superficial o Directa.*- Es la precipitación que no se infiltra y llega a la red de drenaje moviéndose sobre la superficie del terreno por acción de la gravedad. Corresponde a la precipitación que no se infiltra.
- *Escorrentía hipodérmica.*- Agua de la precipitación que circula durante poco tiempo y corta distancia en el subterráneo antes de llegar al río.
- *Escorrentía Subterránea.*- Es la precipitación que se infiltra hasta el nivel freático, circulando a través de acuíferos hasta alcanzar la red de drenaje.

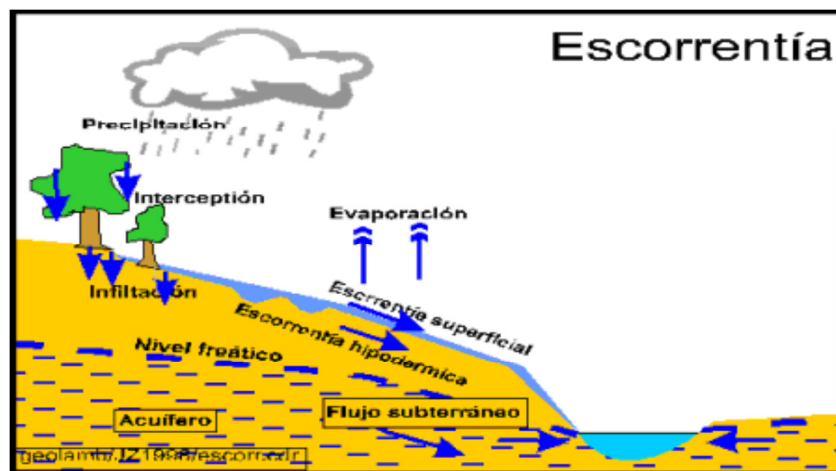


Figura 8: Tipos de Escorrentía

Fuente: EOI – Módulo Minihidráulicas – 2011, pag 93

- **Determinación del caudal por medición directa.**- Existen determinadas situaciones, en las que el establecimiento de una estación de aforos de medición indirecta, resulta prácticamente imposible. En estos casos, es necesario recurrir a aforos directos para obtener los caudales. Como ejemplos de estos sistemas se tienen: medición de aforos con molinete, con métodos químicos, con flotadores, con

trazadores radiactivos, y otros métodos para caudales muy pequeños como el desviar el curso del agua.

- **Determinación del caudal por medición indirecta.**- En las estaciones de aforos, se busca que el caudal que circula dependa únicamente del nivel de las aguas dentro del tramo que limita, pero no del nivel de aguas abajo. Esto es lo que se conoce como régimen en semimódulo. En caso de darse dicho régimen, se garantiza una relación unívoca entre caudales, Q , y nivel de aguas, h , esto es, se garantiza $Q = f(h)$, tendrá como única variable independiente la h .

Los dos elementos fundamentales en una estación de aforos, son la escala o limnómetro³ y el limnógrafo⁴, pudiendo en determinadas situaciones prescindir del limnógrafo

- **Extrapolación de datos de caudal en una cuenca.**- Existe la frecuente posibilidad de que ante el estudio de un determinado problema, se encuentre con la ausencia de estaciones de aforo en la región en estudio, o existiendo éstas, que los datos disponibles abarquen un reducido número de años. En estas situaciones, cabe la posibilidad de extrapolar datos de una cuenca próxima a la cuenca de estudio, siempre y cuando tanto las características de las cuencas, así como de sus áreas correspondientes, sean comparables.

Hay que indicar, que para que este método de extrapolación sea aceptable, es necesario que las cuencas sean comparables en cuanto a áreas, características físicas y climáticas

Finalmente, en cualquier caso, para el cálculo del caudal del equipamiento se deben obtener datos de caudales correspondientes a una

³ Limnómetro es un instrumento que permite registrar y transmitir la medida de la altura de agua (en un punto determinado) de un río, una cuenca.

⁴ Limnógrafo es el instrumento que registra gráficamente los niveles del agua en un punto determinando en el tiempo

serie de años lo suficientemente amplia como para incluir años secos, normales y húmedos.

Del estudio de prefactibilidad técnica se obtienen los siguientes datos para el proyecto.

Tabla 9:
Datos Característicos del Proyecto Hidrotandapi

DESCRIPCIÓN	PARÁMETROS
Rio aprovechable	Pilatón
Cuenca Hidrográfica	Rio Esmeraldas
Ancho del cauce	30m (Azud)
Cota de cierre del cauce	1.360m.s.n.m.
Altura de azud	2.8m
Cota de nivel máximo	1.365 m.s.n.m.
Cota de nivel mínimo	1.362 m.s.n.m.
Cota de restitución	1.200 m.s.n.m.
Caída ponderada bruta	138.3 m
Caída neta	136.8 m
Caudal de captación	6.7 m ³ /s
Factor de planta	1
Caudal de diseño	6.7 m ³ /s
Caudal medio del río	15 m ³ /s
Caudal de desvío de 20años	155 m ³ /s
Caudal de creciente de 1.000 años	257 m ³ /s
Longitud de canal de desvío	100 m
Longitud de sistema de conducción de agua	3.750 m
Diámetro de tubería de presión	1.6 m Ø
Casa de máquinas	1
Turbinas Francis	2
Velocidad de rotación	900 rpm.
Generadores sincrónicos	2
Potencia de cada generador	3971 KW.
Potencia total instalada	8.000 KW
Longitud línea de transmisión	11.000 m.
Longitud vías de acceso	500 m.

Fuente: Estudio de Prefactibilidad Hidro San Carlos – Ing. Galo Aguirre

Sin embargo, para este estudio y buscando verificar los datos del estudio de prefactibilidad del mismo, se obtuvo los datos del INAMHI para la estación hidrológica H161 TOACHI AJ PILATÓN⁵ que se muestra en la Tabla 10. Los datos obtenidos se muestran en el Anexo 1

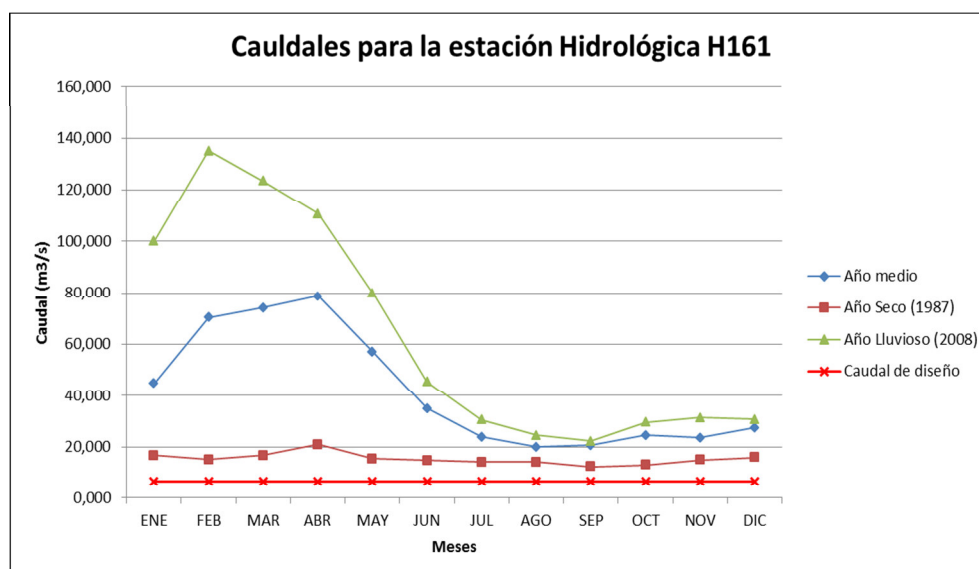
Tabla 10:
Estación Toachi AJ Pilatón H161

ESTACION H161	
NOMBRE	TOACHI AJ PILATÓN
PERIODO	1960 AL 2010
CODIGO	H161
LATITUD	0 ⁰ 18' 51" N
LONGITUD	78 ⁰ 57' 12" W
ELEVACION	820 m

Elaboración propia, Fuente: INAMHI

Con esta información se procedió a determinar el caudal promedio, el año seco, el año más lluvioso y el caudal que se ha determinado como caudal de diseño.

Tabla 11:
Caudales Estación Hidrológica H161



Elaboración propia, Fuente: INAMHI

⁵ Disponibles en la dirección: www.inamhi.gob.ec/index.php/agua/datos-historicos/caudales

Con lo cual se puede determinar que el caudal de diseño (6,7 m³/s) se encuentra dentro de los caudales esperados incluso para los años más secos, verificando de esta manera que el factor de la planta es uno (1) es decir que existe el caudal suficiente para que esté operativa los 365 días en el año.

2.3 Ingeniería del Proyecto

2.3.1 Hidrología

El Ecuador continental se divide en dos vertientes, 31 sistemas hidrográficos, 79 cuencas hidrográficas y 137 subcuencas hidrográficas. Las dos vertientes que están presentes en el país son: la del Pacífico y la del río Amazonas que desemboca en el Océano Atlántico. Ver Gráfico. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012, pág. 138)



Figura 9: Vertientes del Pacífico y Vertientes del Amazonas en Ecuador

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012 al 2021, pag 138

Las centrales hidroeléctricas más grandes del SNI se encuentran en la vertiente Amazónica, donde la época lluviosa ocurre, generalmente, entre abril y septiembre, mientras que la época de sequía se presenta de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas se programan preferentemente para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012, pág. 139)

Según el análisis de las características hidrológicas del País, desde el punto de vista hidroeléctrico, el análisis de la compensación hidrológica viene dado por diversos factores que determinan la naturaleza del

comportamiento climático: la posición geográfica sobre la línea ecuatorial, la presencia de sistemas atmosféricos, la Zona de Convergencia Intertropical, la Vaguada del Sur, el Anticiclón del Pacífico y el relieve. Todos estos determinan que el Ecuador presente una amplia gama de climas y microclimas.

En la región Litoral, el período lluvioso se presenta entre los meses de enero y junio, existiendo transición entre lluvias de la Costa con las de la Sierra, a través de lluvias y lloviznas entre junio y octubre. Las lluvias de la Costa se deben exclusivamente a la presencia de la Corriente Cálida del Niño y al desplazamiento que sufre la Corriente Fría de Humboldt.

En la Región Interandina, que es la zona central o alta que queda amurallada por dos cordilleras andinas, la época de lluvias es entre octubre y mayo, la misma que presenta lluvias débiles entre enero y marzo y lluvias de gran intensidad durante los meses de abril y mayo.

La Región Amazónica, por su parte, tiene la temporada de lluvias entre los meses de marzo y octubre, con la particularidad de presentar lluvias casi permanentes durante gran parte del año. Esta región presenta zonas de transición entre lluvias de la sierra y lluvias del oriente, generalmente en áreas localizadas entre las cordilleras Central y Oriental.

Se concluye que es muy marcada la sincronización que existe entre el inicio de la temporada de lluvias en la Región Amazónica y la finalización de la temporada de lluvias de la Región Litoral. Sin embargo, existe un período entre octubre y diciembre en el cual la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que se revierte en los bajos caudales de sus ríos. De los cual se puede concluir lo siguiente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

- La preponderancia del potencial energético amazónico sobre aquel del Pacífico, en una relación de 6 a 1, lo cual determina la necesidad de desarrollar los mejores aprovechamientos de la vertiente del Amazonas, como son las cuencas de los ríos Napo y Zamora.
- Para alcanzar el mejor balance hidroenergético, es muy importante el máximo desarrollo del potencial de la vertiente del Pacífico, particularmente, el de la cuenca del Río Esmeraldas (uno de cuyos tributarios es el río Guayllabamba) (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2012)

2.3.1.1 Hidrología Río Pilatón

Los principales ríos tributarios del Río Pilatón son:

- Río Chictoa
- Río Santa Ana
- Río Yamboya
- Río Naranjal
- Río Quinta Sol
- Río Mina
- Río Gunlea Grande

El Cuenca del Río Pilatón tiene una superficie de 501,58 km² y tiene un perímetro de 97,59 km. La longitud del río es de 35 km⁶. La cota máxima es de 4877 m y la cota mínima (al punto de la estación de estudio) es de 1400 m. (Juez, 2012)

⁶ Longitud desde el inicio del río hasta el punto (Latitud: 0° 20' 46'' S y Longitud: 78° 50' 36'' W), que corresponde a la estación Pilatón Chictoa AJ en La Esperie (H-188).

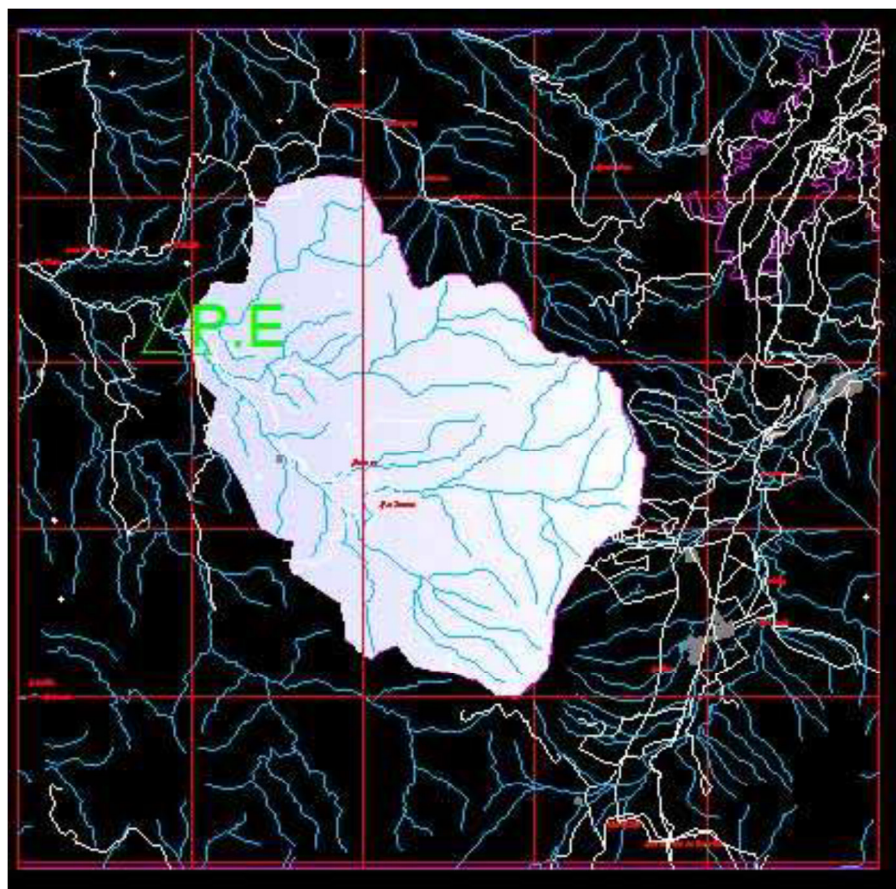


Figura 10: Cuenca del Río Pilatón

Fuente: UPS, Proyecto Hdrológico Pilatón Chictoa, Diego Juez

El resumen de los parámetros del Río Pilatón es:

Tabla 12:
Resumen de parámetros río Pilatón

PARAMETRO	TOTAL	UNIDAD
Área	501,58	km ²
Perímetro	97,59	km
Longitud del río	35	km
Cota máxima	4788	m
Cota mínima	1400	m
Tiempo de concentración	151,15	min
Índice de compacidad	1,22	
Factor de forma	0,41	Continua
Pendiente media del río	0,097	
Densidad de drenaje	0,67	km/km ²

Fuente: UPS, Proyecto Hidrológico Pilatón Chictoa, Diego Juez

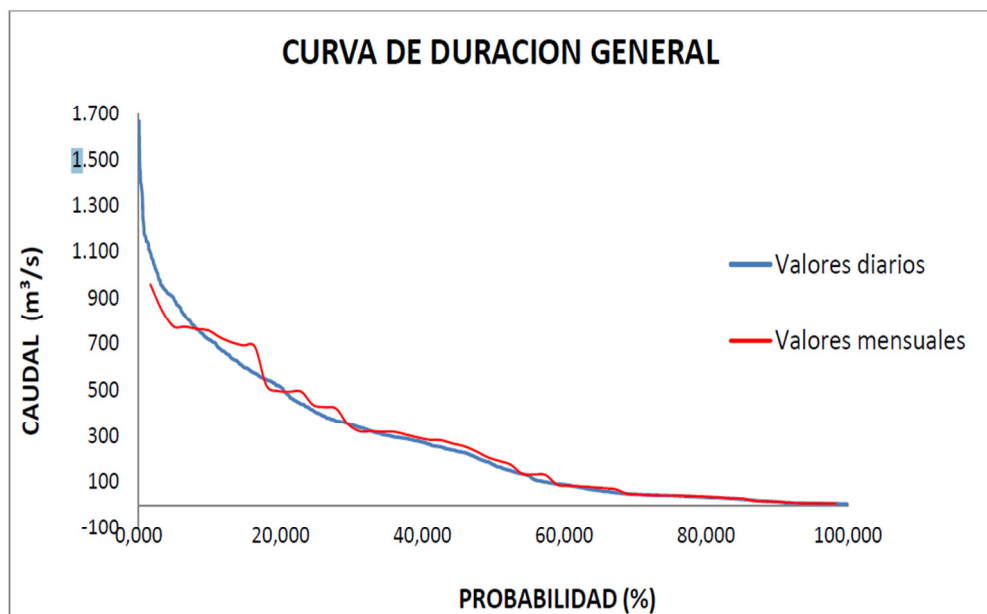


Figura 11: Curva de Caudales medios diarios y mensuales estación H188 Pilatón Chictoa AJ

Fuente: UPS, Proyecto Hdrológico Pilatón Chictoa, Diego Juez

De esta curvas se obtienen los caudales que corresponden a los caudales (Q80%, Q90%, Q95%) que serán utilizados para las obras de aprovechamiento: a) Obras de Riego (Q80%), b) Hidroeléctricas (Q90%) y c) Agua Potable (Q95%)

**Tabla 13:
Caudales medios diarios y mensuales**

	Medios Mensuales	Medios Diarios
%	Q (m3/s)	Q (m3/s)
95	8,284	8,424
90	14,944	14,273
80	36,802	34,286

Fuente: UPS, Proyecto Hdrológico Pilatón Chictoa, Diego Juez

De este cuadro se determinar que el valor de 14,273 m³/s es el caudal que puede ser utilizado para hidroelectricidad.

2.3.2 Principales Obras del Proyecto

2.3.2.1 Obras Civiles

En el siguiente gráfico se visualizan la disposición general de las obras que conforman el Proyecto Hidroeléctrico Hidrotandapi, con las siguientes características principales:

OBRAS DE TOMA

La obra de cierre estará constituida básicamente por un azud de hormigón de 2,80 m de alto sobre el nivel del cauce actual, cota 1360,00 m.s.n.m. y 30,00 m de longitud, que le da la capacidad suficiente para evacuar la crecida de diseño estimada en 257,00 m³/s (Tr = 1.000 años). Junto al azud, en la margen derecha, se instalará una compuerta de limpieza, que permitirá desalojar el material que se acumule frente a la reja de captación. En la margen izquierda está prevista la construcción de una escalerilla que permitirá el libre desplazamiento de los peces por el río.

Para captar el caudal de diseño se instalará una reja de 7,00 m² de sección en el muro de ala de la margen derecha, a continuación se construirá el desripiador que se encargará de retener el material grueso que atraviese la rejilla. Luego del desripiador se instalara un tubo GRP de 1,6m Ø con capacidad de conducir el caudal de diseño y de 590,00 m de longitud, aproximadamente, por el que se conducirá el caudal captado hacia el desarenador.



Figura 12: Obras de Captación

Fuente: Obra de Captación Proyecto Mira - Carchi

DESARENADOR

Está situado a 590,0 m de la obra de toma. Estará constituido por una cámara con capacidad para retener partículas de hasta 0,25 mm. Las dimensiones principales son: 36,00 m longitud, 8,00 m de ancho y 2,70 m de profundidad media. Paralelo al desarenador se tendrá el canal bypass que funcionará durante la limpieza del desarenador

CONDUCCIÓN

Está constituido por un tubo de acero de 1,6m de diámetro instalado bajo tierra, con una longitud de 3,8Km con capacidad de conducir 6.7 m³/s.

TUBERIA DE PRESIÓN

Comenzará con el tanque de carga construido en hormigón armado y continuará con 700 mts de tubería de acero de 1,6m de diámetro y un espesor de 10mm.



Figura 13: Tanque de carga

Fuente: Tanque de Carga Proyecto Mira - Carchi

CASA DE MAQUINAS

Será construida a cielo abierto aproximadamente 1,00 km aguas arriba de la confluencia del río Santa Ana con el río Pilatón

Alojará dos grupos generadores equipados con turbinas Francis, con capacidad para generar 4,00 MW cada uno, y todos los equipos e instalaciones requeridas para la buena operación de la central.

La restitución del caudal turbinado se realizará en la cota 1220,00 msnm del río Pilatón mediante un canal de sección rectangular.

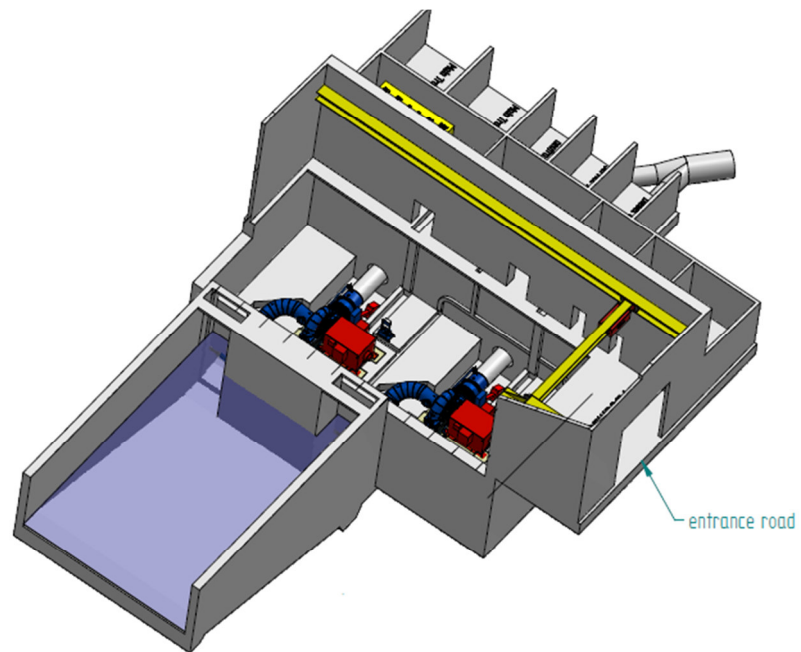


Figura 14: Casa de Máquinas

Fuente: Layout General de la propuesta de HIDROENERGY



Figura 15: Casa de Máquinas

Fuente: Casa de Máquinas Proyecto Mira - Carchi

LINEA DE TRANSMISIÓN

El Proyecto contará con una línea de transmisión de 12,00 km a 13,8 kV, que evacuará la energía hacia la subestación Tandapi perteneciente al Sistema de Distribución de propiedad de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.

La subestación y el patio de salida de la línea de transmisión se ubicarán junto a la casa de máquinas

2.3.2.1 Equipos de Generación y Transmisión

La casa de máquinas estará equipada con dos unidades turbogeneradores con turbinas Francis de eje vertical, con las siguientes características:

Tabla 14:
Características de las Turbina - Generador

PARAMETRO	VALORES	UNIDAD
Caída neta	136,8	m
Potencia Turbinada	4	MW
Caudal de diseño	3,35	m ³ /s
Frecuencia sistema	60	Hz
Revoluciones	900	r.p.m

Fuente: Estudio de Prefactibilidad Hidro San Carlos – Ing. Galo Aguirre

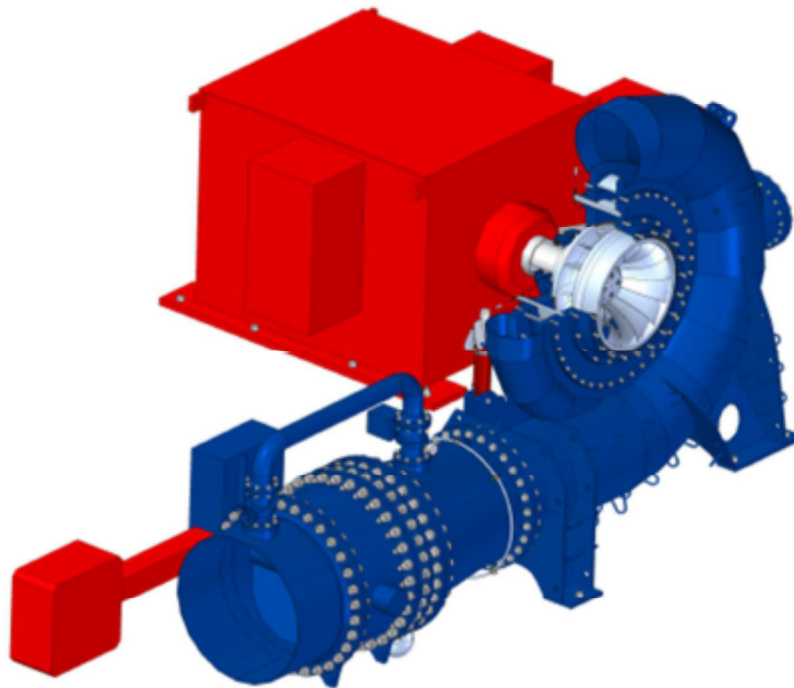


Figura 16: Turbina

Fuente: Propuesta de HIDROENERGY

GENERADORES

Los generadores de tipo sincrónico trifásico, son de eje vertical, acoplados a las turbinas Francis y tienen las siguientes características principales:

Tabla 15: Características principales de los Generadores

PARAMETRO	VALORES	UNIDAD
Potencia Nominal	4,5	KVA
Factor de potencia nominal	0,9	
Frecuencia	60	Hz
Tensión nominal	6,6	kV
Velocidad nominal	900	r.p.m

Fuente: Estudio de Prefactibilidad Hidro San Carlos – Ing. Galo Aguirre

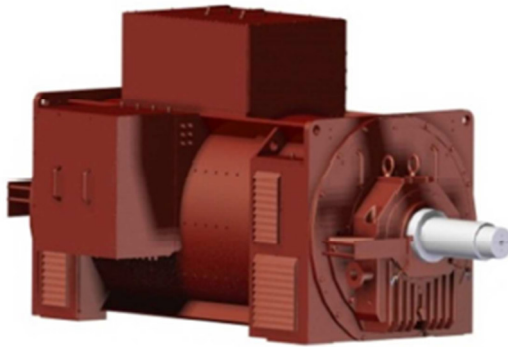


Figura 17: Generador

Fuente: Propuesta de HIDROENERGY

VALVULA DE GUARDIA Y PUENTE GRÚA

Cada turbina contará con una válvula de guardia tipo mariposa y la central estará equipada con un puente grúa que servirá para el montaje y mantenimiento de las unidades.

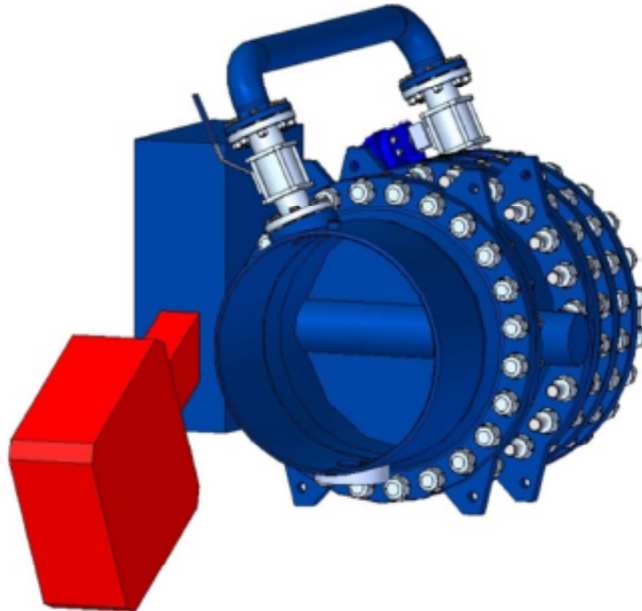


Figura 18: Válvula de Guarda, tipo Mariposa

Fuente: Propuesta de HIDROENERGY

SUBESTACION ELÉCTRICA

La central contará con su respectiva subestación del tipo convencional que se ubicará junto a la casa de máquinas, en donde se localizará el transformador principal que será trifásico, desde donde saldrán los cables hacia los pórticos de salida de la línea de transmisión.

Los tableros de control y el sistema SCADA se ubicarán en el interior de la casa de máquinas en lugares adecuados para el efecto.



Figura 19: Subestación Eléctrica

Fuente: Sub Estación Eléctrica Proyecto Calope.

LINEA DE TRANSMISION

El Despacho de la energía del Proyecto se efectuará a través de la línea de transmisión de 13,8 kV que se conectionará directamente con subestación Tandapi de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.

Esta línea irá instalada junto a la carretera de primer orden Quito - Alóag - Tandapi - Santo Domingo de los Colorados y tendrá una longitud de 7,0 km.



Figura 20: Líneas de Transmisión

Fuente:

2.4 Bases Legales

2.4.1 Leyes del Sector Eléctrico Ecuatoriano

La principal ley del Sector Eléctrico es la “LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO” (LRSE) emitida en el Registro Oficial No. 43 el 10 de Octubre del 1996. De la página web del CONELEC se obtuvo la versión codificada de la LRSE, la que se encuentra en el Anexo 2 del presente trabajo, sin embargo a continuación presentamos un detalle de los principales artículos que son relevantes para este proyecto.

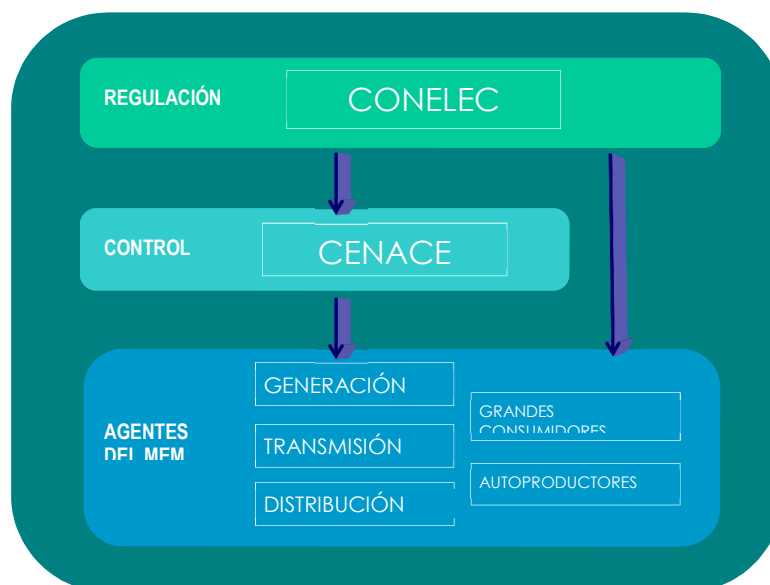


Figura 21: Actores del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Fuente: CONELEC, Elaboración propia

CAPITULO I

DISPOSICIONES FUNDAMENTALES

Art. 1.- Deber del Estado.-

El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Art. 2.- Concesiones y Permisos.

El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la

economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos:

- 1. Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o ,*
- 2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.*

(...)

Art. 5.- Objetivos.-

Fíjense los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;*
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;*
- c) Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;*
- d) Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;*

- e) *Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;*
- f) *Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;*
- g) *Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;*
- h) *Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;*
- i) *Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;*
- j) *Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,*
- k) *Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.*

(...)

CAPITULO III

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Art. 11.-

El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) *El Consejo Nacional de Electricidad;*
- b) *El Centro Nacional de Control de la Energía;*
- c) *Las empresas eléctricas concesionarias de generación;*

- d) *La Empresa Eléctrica concesionaria de transmisión; y,*
- e) *Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.*

CAPITULO IV

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC

Art. 12.- Constitución.-

Créase el Consejo Nacional de la Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley.

Tendrá su sede en la capital de la República, aprobará su estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiera para su funcionamiento. Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización.

Art. 13.- Funciones y Facultades.-

El CONELEC tendrá las siguientes funciones y facultades:

- a) *Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;*

b) *Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.*

(...)

g) *Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de esta Ley;*

(...)

n) *Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo;*

(...)

Art. 14.- Integración.-

El Directorio del CONELEC se integrará por cinco (5) miembros designados de la siguiente manera:

Un representante permanente del Presidente de la República, el cual presidirá el Directorio y durará en sus funciones los cuatro años del período presidencial, pudiendo ser libremente removido.

Los demás miembros del Directorio del CONELEC actuarán como vocales y serán designados para un período de cuatro (4) años, previo concurso público de oposición y merecimientos, promovido por un Comité Calificador, que se integrará para cada elección con siete ecuatorianos, seleccionados por:

- a) Tres por el Presidente de la República;*
- b) Uno por la Federación Nacional de las Cámaras de Industriales del Ecuador;*
- c) Uno por el Colegio Nacional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos del Ecuador; y,*
- d) Uno por la Asociación de Municipalidades del Ecuador, AME; y, por el Consorcio de Consejos Provinciales del Ecuador, CONCOPE.*

El séptimo miembro, será seleccionado con el voto mayoritario de los seis miembros.

(...)

CAPITULO V
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA CENACE

Art. 22.- Personalidad Jurídica.-

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se constituirá como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

Su organización y funcionamiento constará en su estatuto constitutivo.

El CENACE estará dirigido por un Directorio formado por:

- 1. Un Delegado Permanente del Presidente de la República quien lo presidirá;*
- 2. Dos Delegados de las empresas concesionarias de generación;*
- 3. Dos Delegados de las empresas concesionarias de distribución;*
- 4. Un Delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,*
- 5. Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.*

La designación de los delegados ante el Directorio de la Corporación, se efectuará de conformidad con el Reglamento respectivo.

Art. 23.- Función Global.-

El Centro Nacional de Control de Energía tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, según se detalla en el Capítulo VI de esta Ley, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

Art. 24.- Funciones Específicas.-

En especial, corresponde al Centro Nacional de Control de Energía:

- a) Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo;*
- b) Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad;*
- c) La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad;*
- d) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación;*

- e) *Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación;*
- f) *Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el in-cumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas;*
- g) *Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte;*
- h) *Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir; e,*
- i) *Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.*

(...)

CAPITULO VI

DE LAS EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Art. 26.- Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.-

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con esta Ley y la de Compañías. Las compañías a las que se

refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

(...)

Art. 30.- Permisos para Generación.-

La construcción y operación de centrales de generación de 50 Mw o menos, sea que se destinen a la Autogeneración o al servicio público, requerirán solamente de un permiso concedido por el CONELEC, sin necesidad de promoción alguna, por cuanto el permiso no implica el egreso de fondos públicos.

Las personas interesadas en la construcción y operación de este tipo de centrales solicitarán al CONELEC el permiso correspondiente, el que no podrá ser negado sino en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de las leyes sobre protección del medio ambiente; y,*
- b) Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el desarrollo de los recursos energéticos del sector eléctrico.*

Las entidades de desarrollo regional que a la fecha de la presente Ley, o en el futuro, tengan a su cargo la construcción de centrales hidroeléctricas, podrán por si mismas o a través de empresas que constituyan para el efecto, asumir la operación de tales plantas, previa la obtención de la concesión que le será otorgada por el CONELEC.

Art. 31.- Obligaciones de las Empresas de Generación.-

Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

(...)

Art. 42.- Autorización para el Uso de Fuentes Primarias de Energía.-

En el caso de contratos de concesión para construir y explotar una central hidroeléctrica o explotar una ya existente, la concesión respectiva deberá contar con la autorización de aprovechamiento de las aguas en las zonas en que ellas resulten indispensables para los fines de la generación eléctrica, de conformidad con lo que dispongan las leyes respectivas sobre la materia y respetando los derechos de terceros.

Para el uso y/o explotación de otras fuentes primarias de energía, la concesión contará con las autorizaciones que permita el empleo de tales fuentes primarias para la generación de energía eléctrica, de conformidad

con lo que dispongan las leyes respectivas sobre la materia y respetando los derechos de terceros.

(...)

CAPITULO VIII MERCADOS Y TARIFAS

Art. 45.- Del Mercado Eléctrico Mayorista.-

El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Art. 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista.-

En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Centro Nacional de Control de Energía. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.

Art. 47.- Mercado Ocasional.-

Los generadores podrán vender energía en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada período horario, determinado como el costo marginal horario. Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. A este precio se agregará el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esté comprometida en contratos.

Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE, conforme lo establece esta Ley; y,*

b) *Las compras que realicen los generadores, distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio marginal horario que fije el CENACE.*

A este precio se agregará el valor del costo de capacidad o potencia y el costo de las pérdidas del sistema nacional de transmisión, cargos que serán definidos en el reglamento respectivo.

Art. 48.- Remuneración de la Potencia Disponible no Despachada en el Mercado Ocasional.-

El Centro Nacional de Control de Energía fijará trimestralmente la reserva máxima de potencia puesta a disposición que el sistema necesita para el cumplimiento de las normas de calidad de servicio fijadas por el CONELEC bajo condiciones de operación normal.

Los generadores que pongan a disposición del mercado mayorista equipamientos de generación no comprometidos en contratos a plazo que no resulten despachados, percibirán de parte de los distribuidores y grandes consumidores una compensación mensual por el tiempo de puesta a disposición de su potencia en los tramos horarios que fije la reglamentación.

En caso de exceso de oferta de potencia puesta a disposición el Centro Nacional de Control de Energía realizará un proceso de licitación semanal y la adjudicación se hará en razón de los menores precios.

Art. 49.- Liquidación de las Transacciones Económicas.-

El precio de las ventas de energía que realicen los generadores, las remuneraciones de los generadores por puesta a disposición de potencia y las compras de los distribuidores y grandes consumidores en el mercado

ocasional serán liquidadas por el Centro Nacional de Control de Energía, que determinará los importes que deberán abonar y percibir los distintos participantes del mercado. Así mismo, el CENACE liquidará los importes que corresponda que los participantes abonen al transmisor.

Art. 50.- Incumplimiento de las Obligaciones de Pago.-

La falta de pago de las facturas que se emitan como resultado de las liquidaciones realizadas por el Centro Nacional de Control de Energía producirá, de pleno derecho, una multa por día de demora en el pago que fijará la reglamentación respectiva y los correspondientes intereses legales. Transcurrido el plazo que fije la reglamentación sin que se hayan abonado la totalidad de las sumas adeudadas, el Centro Nacional de Control de Energía pedirá al CONELEC la terminación de la concesión de acuerdo al contrato respectivo.

Art. 51.- De las Tarifas: Precios Sujetos a Regulación.-

Los precios sujetos a regulación se denominarán de aquí en adelante tarifas y corresponderán únicamente a los siguientes:

- a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE;*

- b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC, con la excepción señalada en el artículo 54;*

- c) *Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC;*

- d) *El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente, según el artículo 58 de esta Ley; y,*

- e) *Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONELEC.*

Art. 52.- Precios Libres.-

Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC.

El reglamento respectivo determinará a quien se considera gran consumidor, de acuerdo a los módulos de potencia y energía y demás parámetros que lo caracterizarán.

2.4.2 Reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano

A continuación se presenta una tabla con un resumen de los reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Tabla 16:
Reglamentos del Sector Eléctrico Ecuatoriano

REGLAMENTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO					
CODIGO	DOCUMENTO	DETALLE	ESTATUS	RELACIONADO	VIGENTE DESDE
R.O. No. 401	Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Establecer normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas	21/11/2006
R.O. 150	Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad	Contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización; y, regula las relaciones entre el distribuidor y el consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.	Vigente	Distribución	22/11/2005

Continua

R.O. No. 923	Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	Establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y del cumplimiento de las disposiciones que para el efecto se establecen en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su reglamento general, este reglamento y las regulaciones pertinentes dictadas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).	Vigente	Mercado Eléctrico Mayorista	16/10/2003
R.O. 735	Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad	Establece las normas para la administración de las transacciones técnicas y comerciales de importación y exportación de electricidad que se produzcan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	Vigente	Transacciones Internacionales	31/12/2002
R.O. 645	Reglamento de Garantías de pago de los contratos de compraventa de potencia y energía	Establece las normas para la garantía de la compraventa de la energía entre distribuidoras con capital del Estado y generadores.	Vigente	Generación, Distribución	21/08/2002
R.O. No. 598	Codificación del Reglamento de Tarifas	Establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión, Tarifas	17/06/2002
R.O. 408	Reglamento sobre el Control de Abusos de posiciones monopólicas en las Actividades del Sector Eléctrico	Establecer las normas para evitar abuso de posiciones monopólicas que: a) Vayan en desmedro de la competencia en la actividad de generación, b) Afecten el libre acceso a la transmisión y distribución; o, c) Afecten los intereses de los consumidores y la colectividad por efecto de la concentración de la distribución.	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión	10/09/2001

Continua

R.O. No. 396	Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas	Establece los procedimientos y medidas aplicables al sector eléctrico en el Ecuador, para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en todas sus etapas: construcción, operación - mantenimiento y retiro, se realicen de manera que se prevengan, controlen, mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos y se potencien aquellos positivos.	Vigente	Ambiental	23/08/2001
R.O. 365	Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución	Establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o de distribución, que requirieren los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM, así como las obligaciones que en relación a dicho libre acceso corresponden a los mismos, encargados de prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica.	Vigente	Distribución, Transmisión	10/07/2001
R.O. 134	Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado	Establece las normas para la administración técnica de la operación del Sistema Nacional Interconectado y las obligaciones que deben satisfacer cada uno de los Agentes en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Transmisor.	Vigente	Mercado Eléctrico Mayorista	23/02/1999
R.O.S. 373	Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural-Urbano Marginal, FERUM	Establece las normas generales que deben observarse para la planificación y aprobación de proyectos y para la ejecución de obras que se financien con los recursos económicos del FERUM.	Vigente	Distribución, Otro	31/07/1998
R.O.S. No. 290	Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica	Establecer las reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado podrá delegar en favor de otros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como regular la	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión	03/04/1998

Continua

		importación y exportación de energía eléctrica.			
R.O.S. 287	Reglamento Constitutivo del Consejo de Modernización del Sector Eléctrico, COMOSEL	Norma la conformación, funciones y funcionamiento del COMOSE	Vigente	Otro	31/03/1998

Fuente: Página web CONELEC

Del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicado en el Registro Oficial No. 401 publicado el 21 de Noviembre del 2006 se extrae lo siguiente:

Capítulo VI
DE LAS CONCESIONES, PERMISOS
Y LICENCIAS

Art. 41.- Autoridad concedente.- *El CONELEC es único organismo que en representación del Estado, otorgará concesiones, permisos o licencias a personas jurídicas constituidas o domiciliadas en el Ecuador con capacidad técnica y financiera para prestar el servicio público de transmisión o distribución y comercialización, o ejercer la actividad de generación de energía eléctrica, de conformidad con lo establecido en la ley.*

Art. 42.- Concesiones.- *La actividad de generación mayor de 50 MW (megavatios), y el servicio público de transmisión y distribución y comercialización de la energía eléctrica serán realizadas por las compañías anónimas creadas de conformidad con las leyes y autorizadas por el CONELEC, mediante un contrato de concesión.*

Art. 43.- Permisos.- *Los permisos para la construcción y operación de centrales de generación de 1 a 50 MW serán otorgados por el CONELEC.*

El CONELEC no podrá negar el permiso sino en los siguientes casos señalados en la ley:

- a) *Incumplimiento de las leyes sobre protección ambiental; y,*
- b) *De incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el uso y aprovechamiento adecuados de los recursos energéticos del país.*

En el caso de que se presenten dos o más solicitudes, dentro de un período no mayor a quince días calendario, para un mismo permiso, el CONELEC determinará el adjudicatario mediante la realización de un concurso privado, de acuerdo con las normas que para el efecto se dictarán. Este último procedimiento también se aplicará para concesiones y licencias.

Art. 44.- Duración.- *Las concesiones, permisos y licencias, para proyectos de generación serán otorgados de acuerdo con la regulación que para el efecto dicte el CONELEC, por un plazo de hasta 50 años.*

Del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica publicado en el Registro Oficial No.290 publicado el 03 de abril de 1998 se tiene los siguientes puntos importantes:

CAPITULO V: DE LOS PERMISOS

Sección I: Objeto y Duración de los Permisos

Artículo 54: Permisos en materia eléctrica.

Serán objeto de permisos otorgados por el CONELEC, los proyectos de generación y autogeneración que utilicen una o varias unidades de generación eléctrica de cualquier tipo, de manera que la capacidad total del proyecto no exceda de 50 MW.

Los proyectos que se instalen en el futuro y las centrales que se encuentren en operación, cuya capacidad sea inferior a 1 MW, no requerirán de un permiso; solamente deberán obtener el correspondiente registro en el

CONELEC, previa la presentación de la información referente a su ubicación, características técnicas generales y cumplimiento de los requisitos ambientales que sean aplicables de acuerdo a la normatividad ambiental vigente en el país y especial aquellos proyectos que se localicen dentro de las zonas de Patrimonio Nacional de Áreas Naturales Protegidas o en áreas del Patrimonio Forestal del Estado.

El registro, en el caso de proyectos, debe obtenerse antes del inicio de la construcción de las obras.

Artículo 55: Duración de los permisos en materia de energía eléctrica.

Para los proyectos de generación, se determinará el período de vigencia del respectivo contrato, de conformidad con el procedimiento que para tal efecto determinará el CONELEC mediante regulación. Los Permisos podrán ser renovados a juicio del CONELEC.

Otorgado el permiso por parte del CONELEC, mediante el acto administrativo correspondiente, el solicitante suscribirá con dicho organismo un contrato, por medio del cual se establecerán los derechos y obligaciones de las partes y el plazo de duración del permiso.

Artículo 56: Prórroga de la duración de los permisos.

El CONELEC, prorrogará el plazo de duración del permiso cuando ocurra una de las siguientes causas:

a) Por causas de fuerza mayor.

b) Por eventos que a juicio del CONELEC, constituyan causas que estando fuera del control del titular de un permiso hayan impedido la ejecución del mismo.

c) Por retraso de CONELEC, o de cualquier otra entidad gubernamental, en el otorgamiento o cumplimiento de

obligaciones derivadas de la legislación Ecuatoriana o contractuales que impidan el inicio, cumplimiento o desempeño de las obligaciones del titular de un permiso.

d) Por cualquier otra causa prevista en la Ley.

Sección II:

Procedimiento para Otorgamiento de Permisos

Artículo 57: Trámite de permisos.

*a) **Solicitud:** la solicitud para la obtención de un permiso, deberá ser presentada al CONELEC por la persona jurídica o natural interesada, la que deberá contener la misma información señalada en el Artículo 35, para las Concesiones Específicas. Las solicitudes deberán ser presentadas por duplicado, anexando la documentación antes señalada, incluyendo el valor de la inscripción que será el equivalente a US\$ 200.00 por cada MW de capacidad nominal declarada, para proyectos de generación. Los proyectos dedicados a la autogeneración están exonerados del pago del valor de inscripción antes citado. El CONELEC, fijará los valores de inscripción para las solicitudes correspondientes a transmisión y distribución.*

El CONELEC, en la fecha de recepción de la solicitud acusará recibo de la misma. Si la documentación presentada fuera incompleta concederá al interesado un plazo de diez días para que presente la documentación e información omitida. En caso de no completar la información rechazará la solicitud correspondiente por falta de interés del solicitante y el trámite se declarará concluido, perdiendo el peticionario su derecho preferente.

Si una persona natural o jurídica es titular de un permiso vigente, puede presentar una solicitud para uno nuevo, siempre que demuestre que el avance de actividades en el proyecto objeto del permiso anterior, está de acuerdo con el cronograma de actividades aprobado por el CONELEC.

b) Evaluación y resolución: el CONELEC, efectuará el análisis pertinente, debiendo emitir la resolución que corresponda dentro de los treinta días siguientes a la fecha de admisión de la solicitud, lo que se comunicará al solicitante por escrito.

En caso de que la resolución no sea favorable, también se le comunicará por escrito al solicitante, indicándole las razones de la negativa, quien podrá interponer el recurso de revisión por una sola vez, ante el Director Ejecutivo del CONELEC, presentando con el escrito de revisión, los documentos por los cuáles fundamente su recurso, bien sea que el mismo esté dirigido para corregir su proyecto, lo aclare o, de ser el caso, proporcionando la información adicional que considere adecuada. Este recurso será resuelto en el plazo de quince, días, el mismo que causará ejecutoria.

A la resolución favorable comunicada al solicitante, se adjuntará un Certificado de Permiso que le garantiza su derecho exclusivo respecto del permiso solicitado. En dicho certificado, el CONELEC establecerá el plazo máximo que se concede al solicitante para suscribir el contrato correspondiente. El CONELEC podrá extender el plazo por el lapso que lo considere adecuado, por causas plenamente justificadas.

c) Suscripción del contrato antes del vencimiento del plazo o su prórroga, según lo descrito en el párrafo precedente, se procederá a la firma del contrato. Si el contrato no se suscribe antes del vencimiento del plazo o su prórroga, por causas imputables al solicitante, el derecho a suscribir el permiso quedará automáticamente revocado.

Sin perjuicio de lo anterior y a efecto de agilizar el trámite para la formalización del contrato, las partes podrán iniciar de común acuerdo el proceso de negociación de los términos del mismo, a efectos de que, una vez que se hayan cumplido las restantes formalidades, pueda procederse a

su suscripción. El contrato deberá ser suscrito mediante escritura pública y deberá contener como mínimo lo siguiente:

- 1) Objeto del contrato.*
- 2) Plazo de duración.*
- 3) Obligaciones entre las partes.*
- 4) Causales de terminación.*
- 5) Zona geográfica para el desarrollo del proyecto materia del permiso.*
- 6) Solución de controversias.*

Para la suscripción de los contratos de permisos se requerirá la presentación de los estudios de factibilidad del proyecto y las garantías establecidas en el artículo 47 de este Reglamento.

No requerirán de garantías aquellos proyectos o aquellas centrales que se encuentren en operación, dedicados exclusivamente a la autogeneración.

Los pagos por concepto de inscripción, garantías y demás contribuciones al CONELEC, CENACE y otras aplicables a los Generadores, serán calculados de acuerdo a la magnitud de los excedentes que pongan el Autoproducer a disposición del MEM.

d) En caso de que el CONELEC, no resuelva la solicitud de permiso presentada dentro de los plazos establecidos, se entenderá otorgado al solicitante, quedando éste obligado a suscribir el contrato dentro del plazo máximo que le determinará el CONELEC, vencido el cual causará la revocatoria automática del permiso. En este caso, las obligaciones del solicitante, además de las determinadas en los reglamentos, se

determinarán por el contenido de su solicitud y deberán constar en el contrato.

e) En el caso de que se presenten ante el CONELEC, dos o más solicitudes dentro de un período no mayor a quince días para un mismo permiso, se procederá conforme lo determina el Artículo 38 de este reglamento.

Artículo 58: Causas de negativa para el otorgamiento de permisos.

CONELEC denegará el otorgamiento de un permiso, solamente por las causas establecidas en el artículo 30 de la Ley.

2.4.3 Regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano

A continuación se presenta una tabla con un resumen de las regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Tabla 17:
Regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano

CODIGO	DOCUMENTO	DETALLE	ESTATUS	RELACIONADO	VIGENTE DESDE
CONELEC 002/13	Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW (Regulación No. CONELEC 002/13)	Determinar el procedimiento que deben cumplir los proyectos de generación de energías renovables, menor a 1 MW, para obtener el Registro ante el CONELEC, así como su tratamiento en los aspectos comerciales, técnicos y de control.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista	21/06/2013
CONELEC 001/13	Regulación para La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC 001/13)	Establece el tratamiento para la participación de generadores, con energías renovables no convencionales, en el sector eléctrico ecuatoriano.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista	21/06/2013

Continua

CONELEC - 064/12	Resolución que Elimina el Concepto de Fondo de Reposición (Resolución No. CONELEC 064/12)	Eliminación del concepto de Fondo de Reposición para las etapas de generación, transmisión y distribución; se ajusta el concepto de costos de administración, operación y mantenimiento; se encarga a la Administración del CONELEC codificar la normativa relacionada.	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión, Tarifas	04/06/2012
CONELEC - 002/12	Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú aplicables durante el período transitorio acorde con lo dispuesto en la Decisión 757 de la Comunidad Andina (Regulación No. CONELEC 002/12)	Establece el tratamiento de los aspectos técnicos y comerciales a ser considerados por la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y los Agentes Habilitados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú en aplicación a las disposiciones establecidas en la Decisión 757 de la Comunidad Andina.	Vigente	Generación, Mercado Eléctrico Mayorista, Transacciones Internacionales	15/03/2012
CONELEC - 001/12	Autogeneradores Petroleros, Mineros o similares ubicados en Sistemas Eléctricos no Incorporados (Regulación No. CONELEC 001/12)	Regular la participación de las Empresas Petroleras, Mineras o similares, a los cuales el Estado les ha otorgado una concesión y que, por su ubicación, su demanda de servicio eléctrico no puede ser atendida por las empresas públicas de distribución.	Vigente	Generación	15/03/2012
CONELEC - 005/11	Criterios para remunerar a los generadores durante pruebas y operación experimental (Regulación No. CONELEC 005/11)	Determinar el procedimiento para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación, hidroeléctricas, termoeléctricas o renovables no convencionales, durante los períodos de prueba y de operación experimental, previstos en los respectivos contratos de concesión, permiso o licencia.	Vigente	Generación	12/05/2011

Continua

CONELEC - 003/11	Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración (Regulación No. CONELEC 003/11)	Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.	Vigente	Generación	14/04/2011
CONELEC - 002/11	Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica (Regulación No. CONELEC 002/11)	Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.	Vigente	Generación	14/04/2011
CONELEC- 006/10	Declaratoria de Alta Prioridad para el Sector Eléctrico (Regulación No. CONELEC 006/10)	El objetivo de la presente Regulación es establecer los procedimientos a los que deben ajustarse los interesados, sean públicos o privados, en obtener un Título Habilitante correspondiente, que hubieran iniciado sus trámites en forma previa a la entrada en vigencia de la Constitución de la República del Ecuador de 20 de octubre de 2008 que aspiren a desarrollar proyectos destinados al servicio público de electricidad o para los autogeneradores petroleros o mineros en sistemas aislados que hayan obtenido el Título Habilitante correspondiente en materia petrolera o minera, que se encuentren ubicados total o parcialmente dentro de las zonas del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales Protegidas, del Patrimonio Forestal del Estado o de los Bosques y Vegetación Protectores.	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión, Ambiental	02/09/2010

Continua

CONELEC-005/10	Títulos Habilitantes para la Participación de las Empresas Públicas en el Sector Eléctrico (Regulación No. CONELEC 005/10)	Establece los requisitos y procedimientos para que las empresas públicas obtengan del Órgano Público competente, en este caso el CONELEC, los Títulos Habilitantes para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad; para operar centrales de generación que se encuentran en producción, o, prestar el servicio público de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión	02/09/2010
CONELEC-004/10	Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el período de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina (Regulación No. CONELEC 004/10)	Establece los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo; y además, establecer los procedimientos para realizar la liquidación económica, por parte del CENACE, con el Administrador del mercado del país involucrado, derivada de una Transacción Internacional de Electricidad, sea importación o exportación	Vigente	Generación, Mercado Eléctrico Mayorista, Transacciones Internacionales	02/09/2010

Continua

CONELEC - 004/09	Regulación Complementaria No. 2 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 (Regulación No. CONELEC 004/09)	Establecer principios y parámetros regulatorios para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y para el análisis de costos para la determinación de tarifas, considerando la participación de nuevas empresas y los principios establecidos en las Regulaciones Nos. 006/08 y 013/08, aprobadas por el Directorio del CONELEC.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales	06/08/2009
CONELEC - 001/09	Participación de los Autogeneradores a través de la Cogeneración (Regulación No. CONELEC 001/09)	Establecer los parámetros regulatorios específicos para la participación del autoproducer, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico.	Vigente	Generación	12/02/2009
CONELEC - 013/08	Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 (Regulación No. CONELEC 013/08)	El objetivo de la presente Regulación es aplicar las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC – 006/08, especialmente en los temas relacionados con el funcionamiento del mercado eléctrico.	Vigente	Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión	27/11/2008
CONELEC - 010/08	Póliza de Seguro por Daños a Terceros (Regulación No. CONELEC 010/08)	Establecer el procedimiento, a ser aplicado por el concesionario o titular de permiso o licencia, para la elaboración del estudio de Análisis de Riesgos y la contratación de la póliza de seguro que cubra todos los riesgos de daños a terceros durante la construcción, operación, mantenimiento de sus instalaciones y suministro de servicio de energía eléctrica.	Vigente	Generación, Distribución, Transmisión	23/10/2008

Continua

CONELEC-005/08	Requerimientos Para la Supervisión y Control en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE (Regulación No. CONELEC- 005/08)	Define los requerimientos que deben cumplir los Agentes del MEM y el Transmisor, con relación a la supervisión y control en tiempo real que realiza el CENACE.	Vigente	Generación, Mercado Eléctrico Mayorista	19/06/2008
CONELEC-008/06	Despacho y Liquidación de Centrales Térmicas con Condiciones Técnicas Especiales (Regulación No. CONELEC 008/06)	Determinar el procedimiento para el despacho y liquidación de plantas térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), las mismas que por ciertas características técnicas, no puedan ser despachadas por unidad.	Vigente	Generación	07/12/2006
CONELEC-003/04	Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (Regulación No. CONELEC 003/04)	Establecer los procedimientos para la asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición - PRPD a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos y de la Reserva Adicional de Potencia y las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones	Vigente	Generación	20/10/2004
CONELEC-003/03	Declaración de Costos Variables de Producción (Regulación No. CONELEC 003/03)	Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.	Vigente	Generación	13/08/2003
CONELEC-001/02	Participación de los Autoprodutores con sus excedentes de Generación (Regulación No. CONELEC 001/02)	Regular la participación de los Autoprodutores, con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico mayorista.	Vigente	Generación	06/03/2002

Continua

CONELEC-004/00	Declaración de Costos de Arranque - Parada de Unidades Turbo - Vapor (Regulación No. CONELEC 004/00)	Establecer el procedimiento para la declaración de los costos de arranque – parada de las unidades turbo – vapor, para ser remuneradas en el caso en que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar estas unidades.	Vigente	Generación	04/07/2000
-----------------------	--	---	---------	------------	------------

Fuente: Página web del CONELEC

De CONELEC 001/13 Regulación para la participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, del 21 de junio del 2013 se extrae lo siguiente:

CAPITULO I: CONDICIONES PREFERENTES

4.1 Periodo Preferente

La duración de este periodo es de 15 años. Se contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante o Registro; y en este se reconocerán los precios establecidos en la Tablas 1 y 2, para todas aquellas empresas que hubieren suscrito dicho Título Habilitante o Registro hasta el 31 de diciembre del 2016.

4.1 Periodo Ordinario

Es el periodo comprendido, entre la terminación del periodo preferente hasta la finalización del plazo de concesión. Dentro de este periodo se reconocerán los precios conforme a lo indicado en el numeral 5.2 de la presente Regulación; en los demás aspectos, los generadores se sujetarán a las condiciones establecidas para una central convencional, de acuerdo a la normativa vigente a esa fecha.

5. Precios

5.1 Precios en el Período Preferente

Los precios a reconocerse durante el período preferente (definido en el numeral 4.1 de la presente Regulación), por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son los indicados en la Tabla No.1

Tabla No. 1
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	11,74	12,91
Solar termoeléctrica	25,77	28,34
Corrientes marinas	32,43	35,67
Biomasa y Biogás	11,08	12,19
Geotermia	13,81	15,19

Figura 22: Tabla 1 de la Regulación CONELEC 001-13

Fuente: Resolución CONELEC 001-13

Además, para centrales de generación hidroeléctricas de 50 MW, se reconocerán en el período preferente, los precios indicados en la Tabla No. 2 expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh.

Tabla No. 2
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Capacidad (MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	$C \leq 10$	7,81
	$10 < C \leq 30$	6,86
	$30 < C \leq 50$	6,51

*C = Capacidad Instalada

Figura 23: Tabla 2 de la Regulación CONELEC 001-13

Fuente: Resolución CONELEC 001-13

A las centrales que se acojan a las condiciones preferentes de la presente Regulación no se les pagará los cargos por potencia.

5.1 Precios en el Período Ordinario

En el período ordinario definido en el numeral anterior, las centrales renovables no convencionales, operarán en el sector eléctrico ecuatoriano con un tratamiento similar a cualquier generador de tipo convencional, de acuerdo a las normativas vigentes a esa fecha, y se considerará para el reconocimiento de precios los siguientes aspectos:

- a) *Para los generadores de la Tabla 1, el precio de venta de la energía en el periodo ordinario, se negociará con la normativa vigente a esa época.*
- b) *Para los generadores de la Tabla 2, el precio de venta de la energía en el periodo ordinario se liquidará, máximo, con el precio promedio de los contratos regulados de centrales o unidades de generación hidroeléctrica en operación de similares condiciones y características.*

(...)

8. Requisitos

El interesado en desarrollar un proyecto de generación, que desee acogerse a las condiciones establecidas en la presente Regulación, para su proceso de calificación ante el CONELEC, deberá cumplir obligatoriamente, con los requisitos indicados a continuación, sin perjuicio de otros que pueda solicitar el Consejo, en el proceso de obtención del Título Habilitante:

- 1. Escritura de constitución de la empresa como sociedad anónima, en la que se contemple como actividad principal social de ésta, la generación de energía eléctrica; y domiciliación para empresas extranjeras.*
- 2. Certificado de cumplimiento de obligaciones y existencia legal emitido por la Superintendencia de Compañías;*
- 3. Copia Certificada del nombramiento de representante legal;*
- 4. Pago de inscripción de la solicitud, equivalente a 200 USD/MW de capacidad declarada.*
- 5. Factibilidad de Conexión al Sistema de Transmisión o Distribución, otorgado por parte del Transmisor o Distribuidor, según corresponda;*
- 6. Memoria descriptiva del proyecto...*

7. *Estudios de prefactibilidad del proyecto, desarrollado por el interesado bajo las normas que el CONELEC establezca para el efecto...*
8. *Certificación Definitiva de Intersección del Ministerio del Ambiente que certifique que el Proyecto se encuentra o no, dentro del sistema nacional de áreas protegidas...*
9. *Estudio del Impacto Ambiental Preliminar – EIAP del Proyecto de generación y de su línea de interconexión...*
10. *Copia certificada de solicitud y aceptación del usos del recurso, por parte del organismo competente, en los casos que corresponda;*
11. *Esquema de financiamiento y carta certificada de financiamiento, en los cuales se demuestre la capacidad financiera para desarrollar el proyecto en todas sus etapas.*
12. *Cronograma valorado para la Ejecución del Proyecto;*

Para las etapas finales, previo a la obtención del Título Habilitante o el Registro, el generador deberá contar con los estudios definitivos, estudio de impacto ambiental definitivo y demás información solicitada por el CONELEC como parte del proceso de habilitación, de acuerdo a los plazos establecidos por el Consejo.

CAPÍTULO III

3. ESTUDIO DE MERCADO

El presente estudio de mercado se lo realiza analizando la información del Sector Eléctrico Ecuatoriano que se encuentra en numerosas fuentes secundarias, pero principalmente en la información que publican los entes gubernamentales encargados de la dirección de este sector, en especial el CONELEC.

3.1 Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica

3.1.1 Demanda Histórica

La demanda de energía y potencia del sistema eléctrico ecuatoriano ha mantenido un crecimiento sostenido durante la última década, registrándose una tasa media de crecimiento anual de energía en el periodo 2001 - 2010 de **6,3%**; la mayor tasa de crecimiento fue de 8,1% en el año 2006 y la menor fue de 3,7% en el año 2001. En el 2010, el consumo de energía del país creció 835 GWh respecto al 2009, convirtiéndose en el mayor incremento de la última década. En la Figura 24 y la Figura 25 se observa la evolución del consumo de energía eléctrica en Ecuador y las tasas de crecimiento anual respectivamente. (CONELEC, 2012, p. 98)

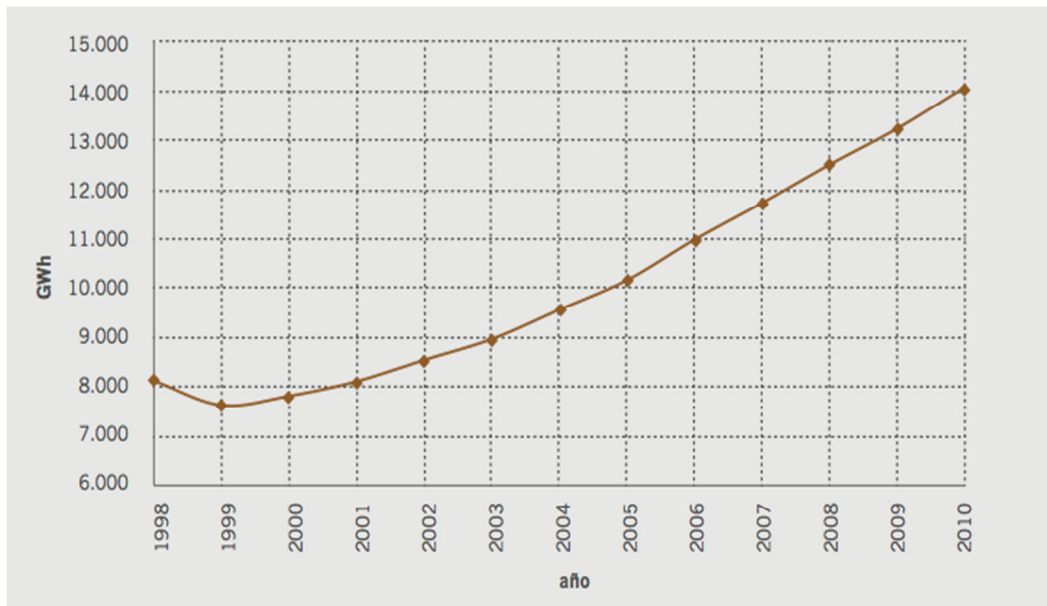


Figura 24: Evolución del Consumo de Energía Eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

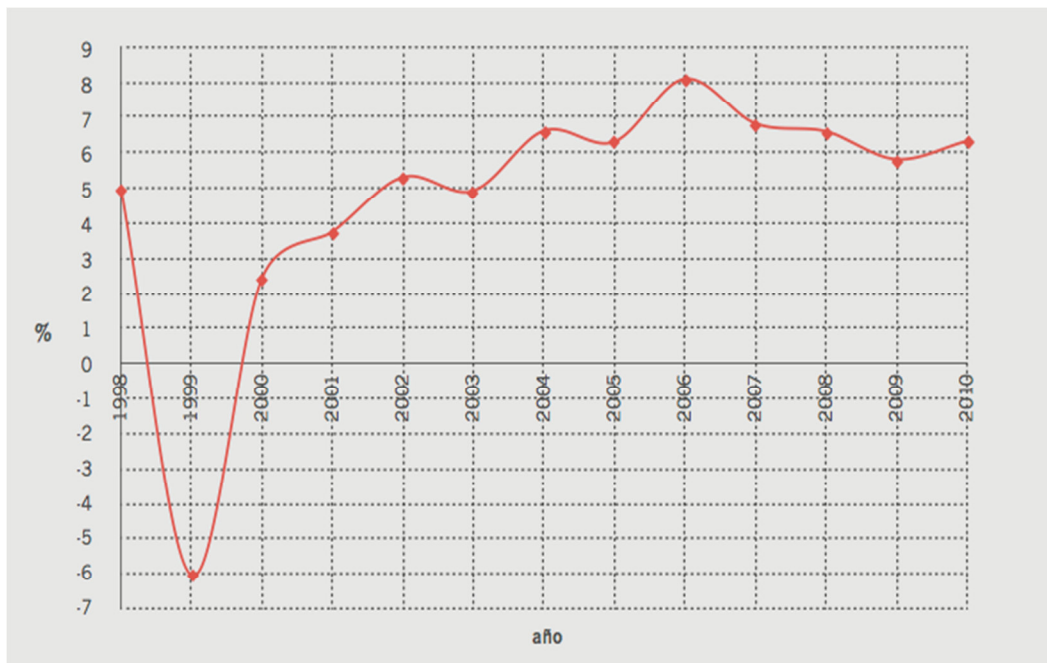


Figura 25: Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía Eléctrica del SNI

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Es conocido que la dinámica del consumo eléctrico de un país se constituye en una buena aproximación en la intención de cuantificar el ritmo de crecimiento y desarrollo de una economía, aún más, se considera la evolución de la demanda de energía eléctrica como un indicador de este y muchos la definen como “el motor del desarrollo”, pues tiene una relación directa con todos los sectores de la economía. (CONELEC, 2012, p. 100). Es así como a continuación se presenta gráficamente el comportamiento histórico del PIB y la demanda eléctrica (a partir de 1998).

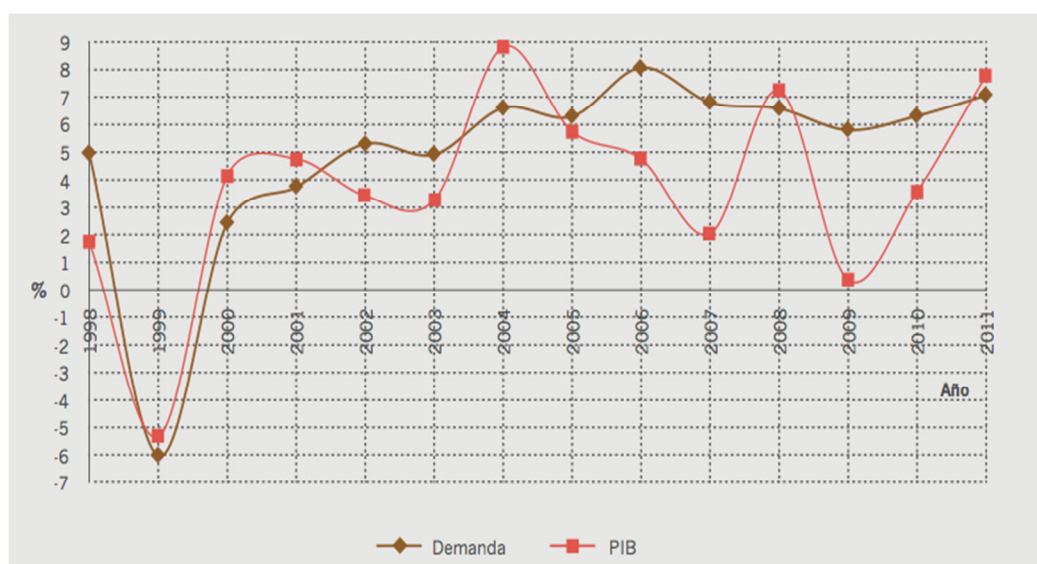


Figura 26: Tasa anual de variación del PIB y de la Demanda de Energía Eléctrica

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Entre los años 2001 y 2011, la composición relativa del consumo de energía se ha incrementado en el sector Industrial en 1,95%, en el Comercial en 2,02% y en la participación Residencial ha decrecido 0,55%. El crecimiento promedio anual del consumo total fue 6,4% en el periodo. (CONELEC, 2012, p. 102) El incremento del consumo de energía eléctrica se indica en la siguiente tabla:

Tabla 18:
Consumo de Energía Eléctrica y Crecimiento en el período 2001 - 2010

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		ALUMB. PÚBLICO Y OTROS		TOTAL	
	GWh	Variación Anual %	GWh	Variación Anual %	GWh	Variación Anual %	GWh	Variación Anual %	GWh	Variación Anual %
2001	2.897	4,4	1.412	5,0	2.399	9,5	1.421	-6,8	8.129	3,7
2002	3.093	6,8	1.566	10,9	2.423	1,0	1.476	3,9	8.559	5,3
2003	3.248	5,0	1.659	5,9	2.562	5,7	1.511	2,3	8.980	4,9
2004	3.516	8,3	1.807	9,0	2.743	7,0	1.506	-0,3	9.572	6,6
2005	3.677	4,6	1.947	7,7	2.958	7,8	1.593	5,8	10.174	6,3
2006	3.885	5,7	2.116	8,7	3.296	11,4	1.698	6,6	10.996	8,1
2007	4.103	5,6	2.231	5,4	3.617	9,7	1.793	5,6	11.744	6,8
2008	4.372	6,6	2.429	8,9	3.880	7,3	1.834	2,3	12.516	6,6
2009	4.687	7,2	2.581	6,3	3.994	3,0	1.979	7,9	13.241	5,8
2010	5.101	8,8	2.663	3,2	4.416	10,6	1.867	-5,7	14.047	6,1
2011	5.288	3,7	2.921	9,7	4.741	7,3	2.120	13,6	15.070	7,3
Crecimiento Anual promedio 2001-2011	6,2%		7,5%		7,1%		4,1%		6,4%	

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Así también se puede ver la Evolución de la demanda por Sector.

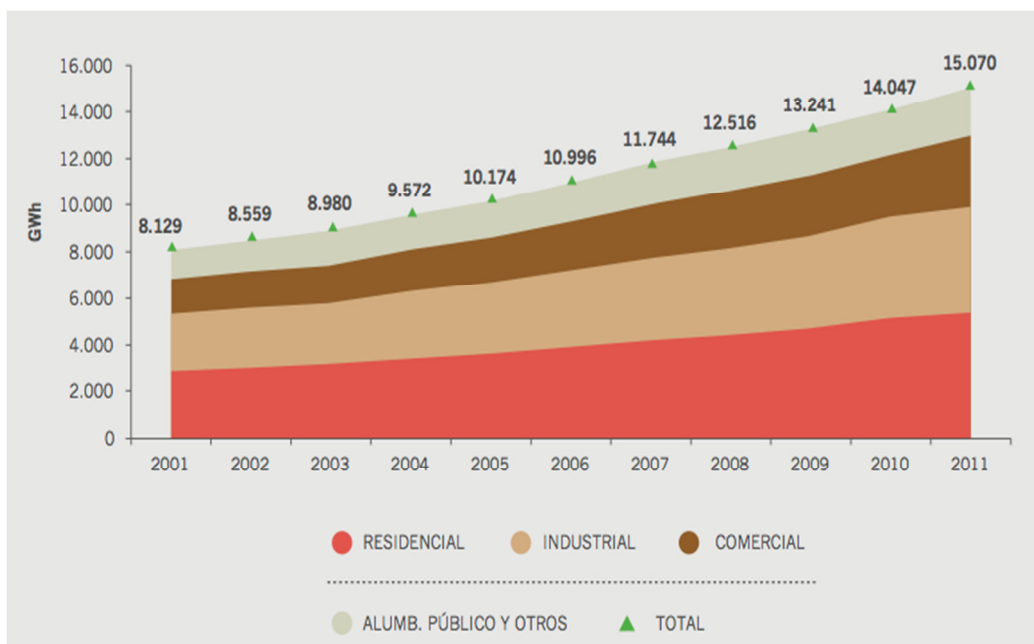


Figura 27: Evolución del Consumo de Energía Eléctrica por Sectores

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

3.1.2 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda eléctrica, es una herramienta indispensable para orientar las decisiones de inversión, así como para la formulación y desarrollo de proyectos que permitan asegurar la oferta de electricidad en condiciones de seguridad y confiabilidad.

La proyección de la demanda eléctrica consiste en pronosticar:

- Número de abonados
- Facturación de energía por sectores
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Alumbrado público y otros
- Demanda de energía y potencial a nivel de distribución (facturación más pérdidas técnicas y no técnicas)
- Demanda de energía y potencia a nivel de puntos de entrega del SNI.
- Demanda de energía potencial a nivel de bornes de generación (generación bruta).

La proyección considera tres escenarios correspondientes a la dinámica de crecimiento de la población y de los sectores productivos: a) menor, b) medio y c) mayor. Estos escenarios de crecimiento de la demanda de electricidad tienen como componentes, entre otros, la cobertura del servicio eléctrico, el crecimiento del PIB de forma referencial y la sensibilidad al precio de la energía eléctrica. (CONELEC, 2012, p. 106)

A continuación se presentan los indicadores⁷ para el escenario medio

⁷ Los indicadores de cobertura han sido calculados de acuerdo a la información del CENSO NACIONAL DE POBLACION Y VIVIENDA del 2010.

Tabla 19:
Indicadores de Crecimiento para la Demanda Eléctrica

Expectativa Escenario Medio	META %
Cobertura nacional año 2013	97**
Cobertura nacional año 2017	99,74
PIB anual medio, años 2010-2020	4,3

**A final del 2013

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

El CONELEC en el Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 realizó la proyección de los escenarios basándose en cuatro hipótesis que se resumen a continuación:

- a) Línea de base de proyección, en la cual se consideran el control de las pérdidas no técnicas de energía y los programas de reemplazo de focos ahorradores. El crecimiento anual promedio previsto para el periodo 2011-2021, es de 4,5%. (CONELEC, 2012, p. 108)
- b) A la línea base de proyección se le ha agregado cargas especiales del tipo industrial cuya infraestructura están ejecutándose o ya existe. Ejemplos: Industria Minera, Metro de Quito, Tranvía Cuenca, Refinería del Pacífico, etc. (CONELEC, 2012, p. 109)
- c) Toma en cuenta la segunda hipótesis, más la incorporación progresiva de la cocción y calentamiento de agua mediante la sustitución del gas licuado de petróleo (GLP) como fuente energética, para utilizar dispositivos que utilicen electricidad como: cocinas eléctricas y calentadores de agua, entre los principales. (CONELEC, 2012, p. 109)
- d) Se considera la tercera hipótesis más la incidencia en la demanda eléctrica de los proyectos de eficiencia energética que lleva en adelante el MEER. El crecimiento anual promedio previsto para el periodo 2011-2021 es de 6,8%.

3.1.2.1 Resultados del Proyección de la Demanda – Escenario Medio – Tercera Hipótesis del CONELEC

De las hipótesis planteadas, se ha escogido la tercera, por ser la de mayor prioridad para las expectativas a mediano y largo plazo, tanto para el sector eléctrico como de la economía nacional.

Como resultado de la hipótesis escogida, se obtiene la proyección de la energía facturada a los clientes finales de las empresas de distribución, luego se suman las pérdidas de los sistemas de distribución, para obtener la energía a nivel de barras de las subestaciones del SNT (Sistema Nacional de Transmisión). Finalmente se deberá sumar las pérdidas en el SNT y los consumos de auxiliares de los generadores para obtener la energía en bornes de generación (generación bruta). Con este método se obtienen los requerimientos de energía y potencia que tendrá el SIN (Sistema Nacional Interconectado) a futuro. En el siguiente gráfico se muestra un resumen de lo mencionado.

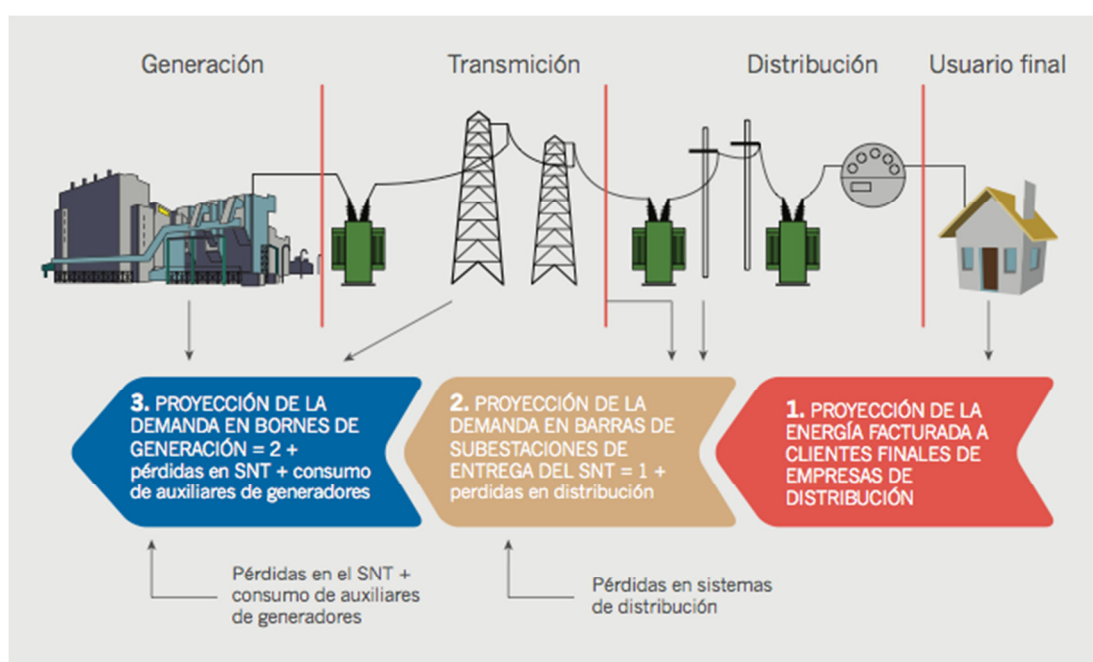


Figura 28: Proceso de proyección de la Demanda

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Con lo que se obtiene las siguientes proyecciones de la Potencia en bornes de Generación según las hipótesis indicadas anteriormente y para el escenario medio.

Tabla 20:
Proyección de Potencia (MW) Máxima Anual en Bornes de Generación - Escenario Medio

PROYECCIÓN DE POTENCIA (MW) MÁXIMA ANUAL EN BORNES DE GENERACIÓN - ESCENARIO MEDIO				
Hipótesis	Hipótesis 1: Línea base de proyección	Hipótesis 2: H1 + Industrias	Hipótesis 3: H2 + Cocción con electricidad	Hipótesis 4: H3 + Eficiencia Energética
2011	3.027	3.052	3.052	3.052
2012	3.157	3.234	3.234	3.226
2013	3.305	3.563	3.563	3.548
2014	3.457	3.861	3.892	3.848
2015	3.615	4.120	4.182	4.108
2016	3.781	4.663	4.763	4.639
2017	3.952	4.946	5.117	4.992
2018	4.131	5.134	5.371	5.247
2019	4.316	5.336	5.613	5.489
2020	4.509	5.534	5.838	5.714
2021	4.709	5.739	6.044	5.920
Crecimiento anual promedio 2011-2021	4,5%	6,5%	7,1%	6,8%

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

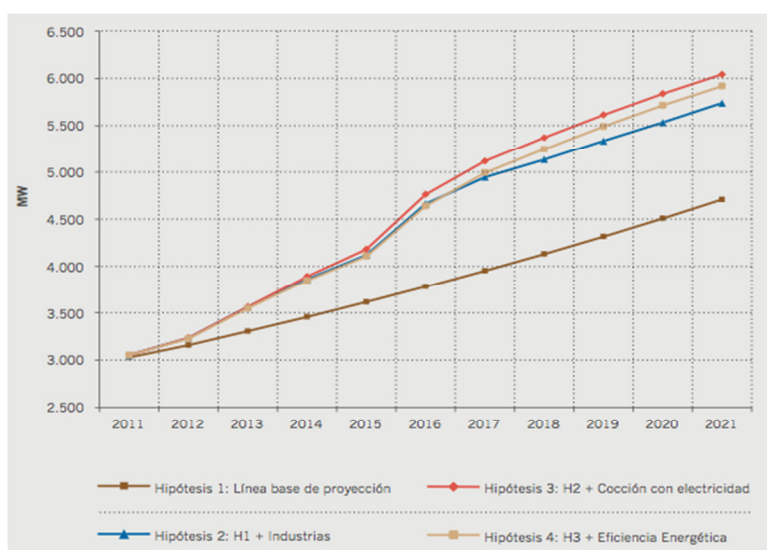


Figura 29: Proyección de Potencia Máxima Anual en Bornes de Generación - Escenario Medio

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Tabla 21:
Proyección de la Demanda en Bornes de Generación

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
2011	3.034	3.052	3.069	18.497	18.645	18.831
2012	3.177	3.226	3.277	19.329	19.663	20.052
2013	3.474	3.548	3.629	20.538	21.056	21.617
2014	3.748	3.848	3.965	22.388	23.133	23.925
2015	3.974	4.108	4.262	23.997	24.965	25.997
2016	4.457	4.639	4.845	27.623	28.930	30.328
2017	4.766	4.992	5.247	29.821	31.422	33.138
2018	4.980	5.247	5.545	31.130	32.989	34.985
2019	5.179	5.489	5.834	32.383	34.516	36.808
2020	5.357	5.714	6.110	33.522	35.958	38.579
2021	5.513	5.920	6.369	34.539	37.299	40.270
Crecimiento anual promedio 2011-2021	6,2%	6,8%	7,6%	6,4%	7,2%	7,9%

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

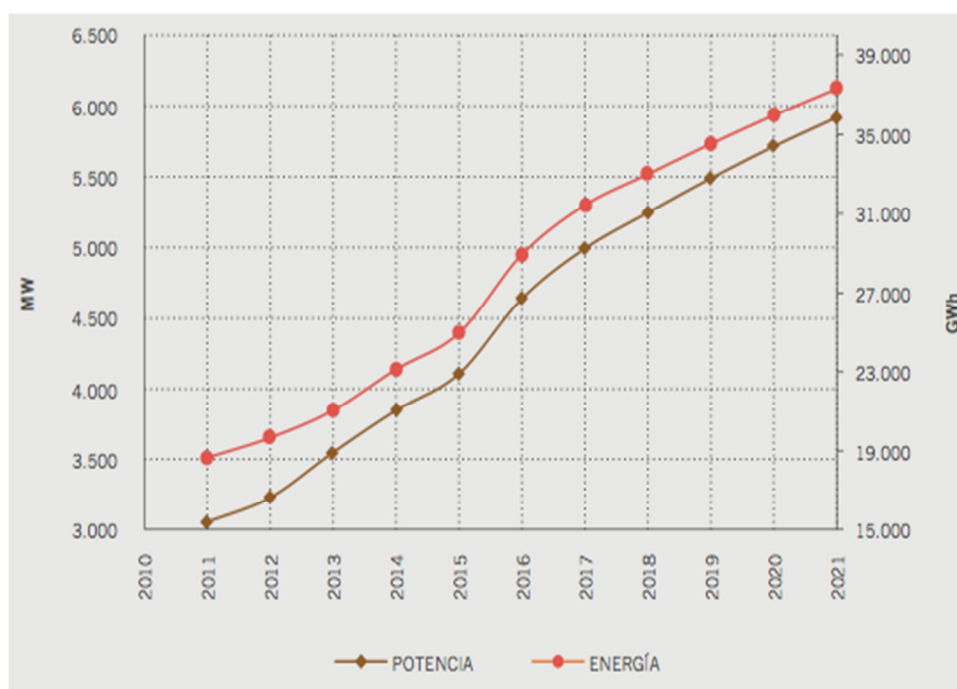


Figura 30: Proyección de Demanda de Potencia (MW) y Energía (GWh) en Bornes de Generación – Escenario Medio

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

3.2 Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica

Gracias a la disponibilidad de recursos hídricos con que cuenta el país, se ha planteado la política del aprovechamiento intensivo de las diferentes cuencas hidrográficas, a fin de explotar y balancear las dos vertientes que poseen potencial hidroeléctrico en el país. Todo ello, mediante la realización de estudios e investigaciones para llevar a la fase de construcción a los proyectos hidroeléctricos, que permitirán disminuir sustancialmente los costos operativos del SNI y satisfacer la demanda nacional con la posibilidad de generar saldos para exportación, que pudieran significar un importante ingreso de divisas para el país. (CONELEC, 2012, p. 155)

3.2.1 Plan de Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) se ha realizado bajo las siguientes consideraciones:

- a) Demanda: Escenario medio de crecimiento, tercera hipótesis presentada en el capítulo anterior.
- b) Las características de potencia, energía e inversiones necesarias de los proyectos públicos, son aquellos valores proporcionados por cada una de las empresas de generación.
- c) No se incluyen las interconexiones con países vecinos: 500 MW con Colombia y 100 MW con Perú.
- d) Se han tomado en cuenta los siguientes bloques de generación térmica a retirarse en el largo plazo: central térmica a gas Aníbal Santos (-91 MW) y generación perteneciente a las

empresas de Distribución (-166 MW), para las cuales no se ha solicitado financiamiento para su rehabilitación o mejoras.

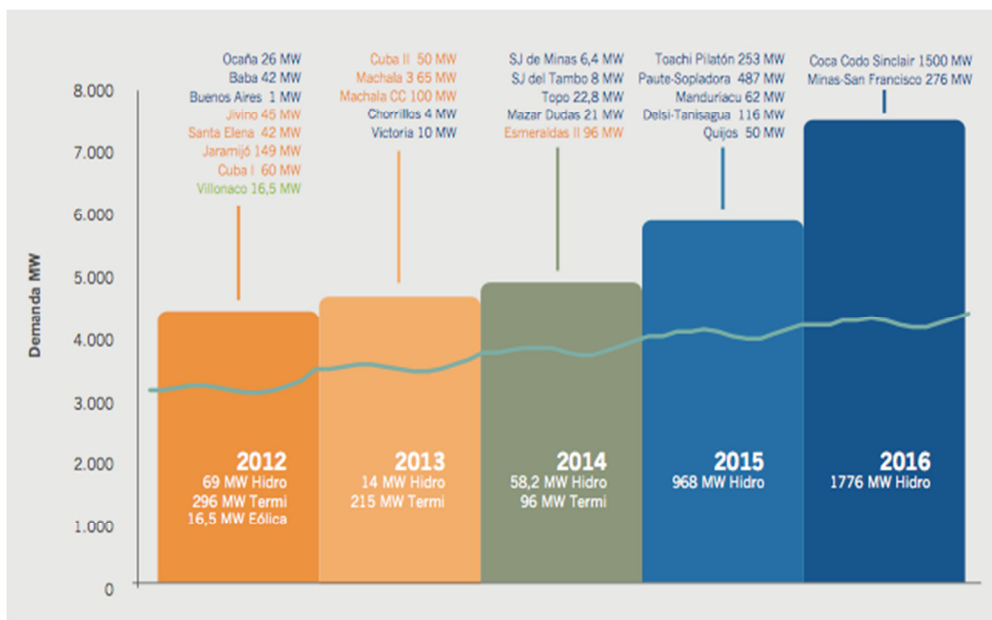


Figura 31: Plan de Expansión de Generación 2012 - 2016

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

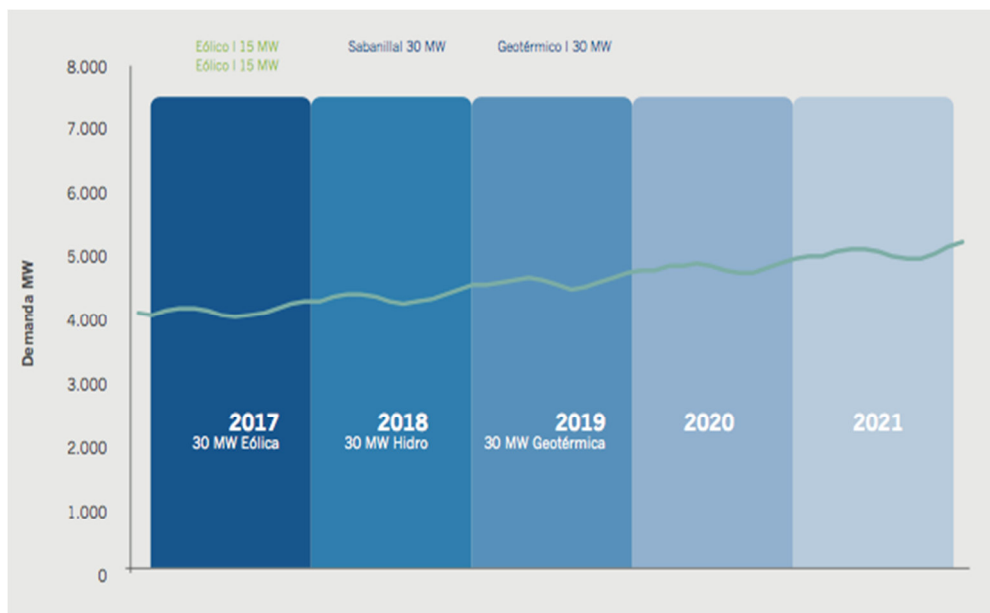


Figura 32: Plan de Expansión de Generación 2017 - 2021

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

En los gráficos anteriores se observa la necesidad de instalar, en el periodo comprendido entre los años 2012 hasta 2014, una potencia de 416 MW en generación térmica que utilice como combustibles residuos de petróleo y gas natural, de manera de garantizar los niveles de reserva adecuados en los meses de estiaje. En este mismo periodo, es factible el ingreso de 102 MW en centrales hidroeléctricas de pequeña y mediana capacidad que están en proceso de ejecución o que requieren de 2 a 3 años de construcción y 16,5 MW eólica del proyecto Villonaco.

El ingreso de proyectos hidroeléctricos de mayor escala en la vertiente del Pacífico y Amazonas es factible a partir del primer trimestre del año 2015.

El PEG propuesto permitirá que a partir del año 2015 disminuya el porcentaje de participación de generación termoeléctrica en la matriz energética del SNI; siendo esta última (termoeléctrica), la generación que permitirá mantener las condiciones operativas de calidad, seguridad y confiabilidad en el abastecimiento de la demanda.

En términos globales, para cumplir con el criterio de seguridad, el Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021 propone la instalación de: 612 MW de generación térmica que utilice como combustible fuel oil y gas natural: 3064 MW en centrales de generación hidroeléctrica, ubicadas en las dos vertientes hidrográficas; en lo referente a energías renovables no convencionales, se prevé el ingreso de tres centrales eólicas que suman 46,5 MW; así como dos proyectos geotérmicos de 50 y 30 MW para el 2017 y para el 2019, respectivamente.

En la siguiente Tabla se presenta en etapas anuales los requerimientos de capacidad instalada por tipo de tecnología.

Tabla 22:
Plan de Expansión 2012 - 2021 por Tecnología

Año	Hidroeléctrica MW	Térmica MW	Eólica MW	Geotérmica MW
2012	69	236	16,5	
2013	33,1	180		
2014	58,8	196		
2015	1097			
2016	1776			
2017			30	50
2018	30			
2019				30
2020				
2021				
Total	3063,9	612	47	80

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

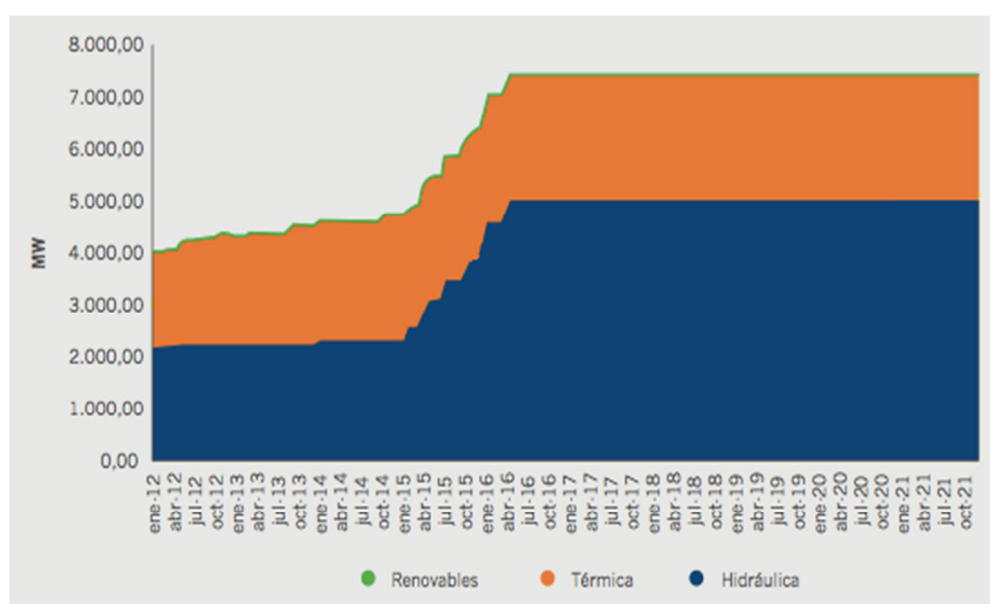


Figura 33: Proyección de la Potencia Instalada en el SNI 2012 - 2021

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

3.3 Balance de la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica

Con la información que se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta un balance entre la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica para Ecuador.

Para este balance se ha considerado las políticas que el Gobierno

Para este balance se ha considerado las políticas que el Gobierno Nacional se encuentra implementando para lograr un cambio de la Matriz Energética en el Ecuador. Este cambio principalmente apunta al uso de energías renovables en lugar de depender de fuentes no renovables como los hidrocarburos.

Otro aspecto importante a considerar dentro de este balance, es la posible eliminación de los subsidios a los combustibles y los grandes recursos económicos que estos representan para la economía nacional.

3.3.1 Balance en Potencia

Partiendo de la información presentada por el CONELEC para el año 2011 y tomando la información proporcionada por este ente, tanto a la proyección de la demanda (potencia) como los proyectos de generación que se van a incorporar al SNI, se tiene la siguiente información:

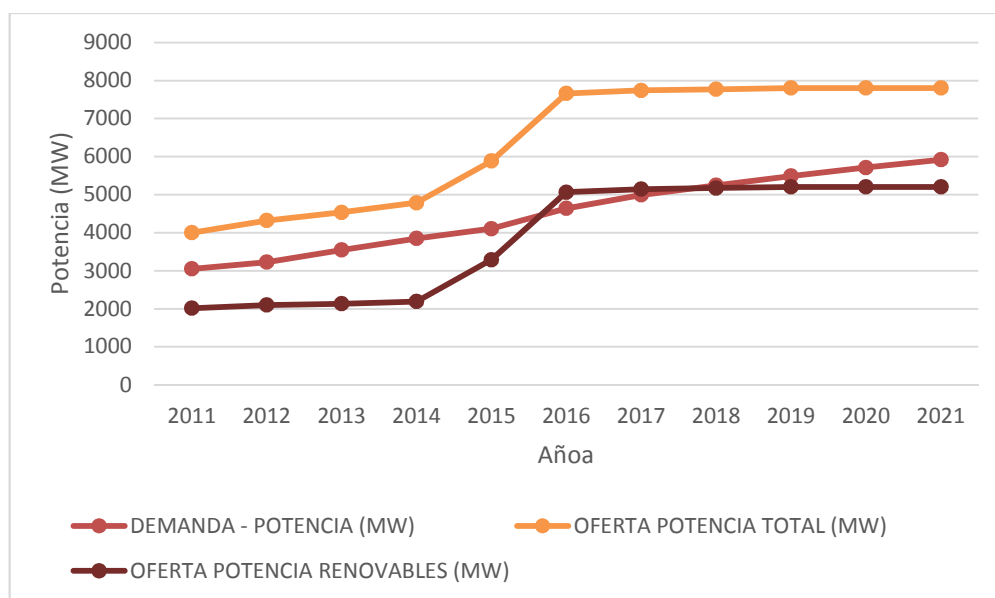


Figura 34: Balance de la Oferta y la Demanda de Potencia

Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

En la gráfica se puede apreciar que la Demanda Proyecta no supera a la Oferta Total de energía en todo el periodo de análisis, sin embargo al analizar esta Demanda Proyectada versus las Oferta Renovables (potencia

de plantas de generación eléctricas con fuentes renovables como: hidroeléctricas, eólica, solar y geotérmica), a partir del 2018 la Demanda Proyectada supera a este tipo de fuentes, lo que ocasiona que se deba encender el parque termoeléctrico con los debidos sobre costos por combustibles.

3.3.2 Balance en Energía

En la regulación CONELEC – 01/13 de mayo del 2013 se establece que a las empresas generadoras de energía eléctrica ya no se les pagará por la potencia instalada, sino únicamente por la Energía Generada y entregada al SNI.

Por otro lado, para realizar el balance de entre la Oferta y la Demanda considerando la Energía que cada Central de Generación puede entregar, se debe considera el **factor de planta** el mismo que se define de la siguiente manera:

El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central durante un periodo de tiempo (generalmente un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo de tiempo. (EOI, 2011, p. 110)

Para poder analizar la Energía que proporcionarán los proyectos que van a ingresar al SNI, según la información proporcionada por el CONELEC se utilizar los siguientes factores de planta típicos de acuerdo a tipo de Central de Generación.

Tabla 23 :
Factores de planta Típicos

Tipo de Central	Factor de Planta
Parque Eólico	20% - 40%
Parque Fotovoltaico	10% - 15%
Central Hidroeléctrica	60%
Central nuclear	60% - 98%
Central termoeléctrica	70% - 90%
Central de Ciclo Combinado	60%

Elaboración propia. Fuente: (EOI, 2011, p. 112)

Finalmente, tomando en cuenta que el proyecto Hidroeléctrico Coca-Codo-Sinclair es uno de los proyectos más importantes que van a ingresar dentro de la proyección que realiza el CONELE para los años 2012 – 2021, se considera el factor de planta de esta Central entre 60% - 75% según la información que se encuentra disponible. (El Comercio, 2010) (El Ciudadano, 2009)

Con estas consideraciones se presenta la siguiente gráfica del Balance entre la Oferta y la Demanda, considerando la energía que requiere y se inyecta al SNI.

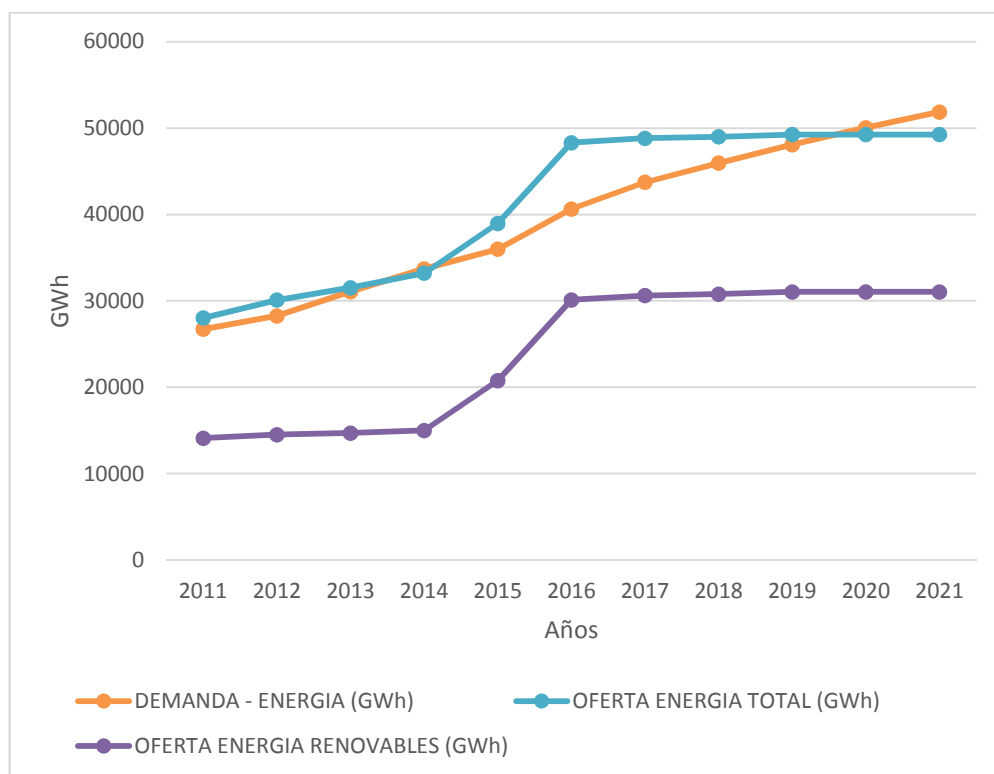


Figura 35: Balance de la Oferta y la Demanda de Energía

Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

En esta gráfica se puede apreciar como a lo largo del periodo para el cual se realiza el análisis (2012 – 2021) la demanda es cubierta únicamente al considerar la energía total del sistema (centrales de generación con fuentes renovables y no renovables) a excepción del año 2021. Si se consideran las centrales de Generación con fuentes de energía renovables, la demanda no es satisfecha para todo el periodo.

3.4 Determinación de la Demanda Insatisfecha

Para determinar la Demanda Insatisfecha se considera toda la energía que requiere el SNI a ser suplida sin la necesidad de que se deban colocar subsidios y así poder mantener el precio de venta a los consumidores.

Tabla 24 :
Demanda Insatisfecha

AÑO	DEMANDA - ENERGIA (GWh)	OFERTA ENERGIA TOTAL (GWh)	OFERTA ENERGIA RENOVABLES (GWh)	DEMANDA INSATISFECHA (GWh)
2011	26736	28032	14121	12614
2012	28260	30092	14527	13733
2013	31080	31527	14701	16379
2014	33708	33210	15010	18698
2015	35986	38976	20776	15210
2016	40638	48310	30111	10527
2017	43730	48827	30628	13102
2018	45964	48985	30785	15179
2019	48084	49248	31048	17036
2020	50055	49248	31048	19007
2021	51859	49248	31048	20811

Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

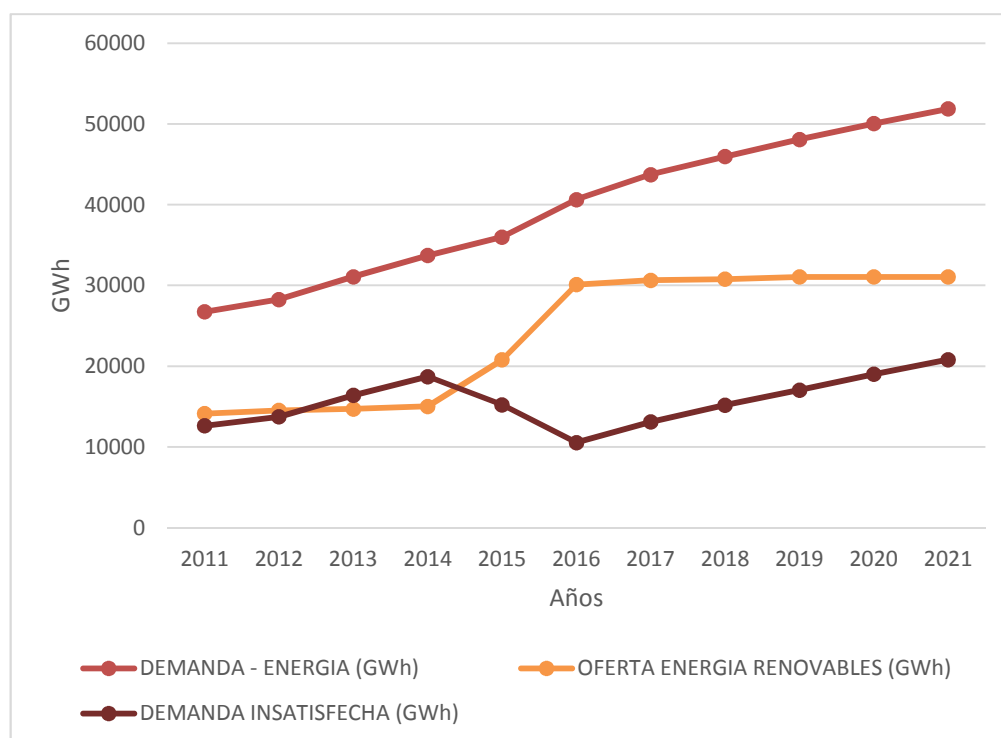


Figura 36: : Demanda Insatisfecha

Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

3.5 Mercado Meta

Con la información de la Tabla 8 y la Tabla 10, donde se indica que el caudal de diseño es siempre menor al caudal del año más seco que se tiene para el sitio de la implementación, por lo que se considera que el factor de planta para esta central es de 0,95.

Con esta consideración se determina que la potencia que se puede entregar al SNI es de:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} * \text{Tiempo de generación (horas)}$$

La energía a entregar es de: 67,26 GWh para un año de funcionamiento.

3.6 Análisis de Precios

En la regulación CONELEC – 01/13 de mayo del 2013 se establece para las Centrales de Generación Hidroeléctrica nuevas tarifas para la Energía a entregar al SNI. Esta información se presenta a continuación.

Tabla 25:
CONELEC: Tarifas de Energía para Centrales Hidroeléctricas

Tabla No. 2
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Capacidad (MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	C ≤ 10	7,81
	10 < C ≤ 30	6,86
	30 < C ≤ 50	6,51

*C = Capacidad Instalada

Elaboración propia. Fuente: (CONELEC, 2013)

Debido a las características del presente proyecto (8MW) el valor por kWh de Energía es de 7,81 centavos de USD, o 78.100,00 USD por GWh.

3.7 Proyección de Ventas

Con la información anterior, la proyección de venta anual para la planta hidroeléctrica de 8 MW, con un factor de planta de 0,95, es de: 5'473.248,00 USD.

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIO ORGANIZACIONAL

4.1 Filosofía Empresarial

4.1.1 Misión

Generar eficientemente Energía Hidroeléctrica y entregarla al sistema nacional interconectado ecuatoriano, con la colaboración de un equipo de trabajo altamente motivado y capacitado que permita cuidar el medio ambiente y garantizar la rentabilidad de los accionistas de la organización.

4.1.2 Visión

“HIDRO TANDAPI” para el 2017 será una empresa hidroeléctrica rentable y eficiente en el sector hidroeléctrico, generando 8MW que se entregarán al sistema nacional interconectado ecuatoriano.

4.1.3 Estrategia empresarial

Maximizar la generación de Energía Hidroeléctrica de manera eficiente y minimizando los tiempos de parada por medio de la implementación y ejecución de un sistema de mantenimiento preventivo y correctivo con la colaboración de un equipo de trabajo altamente motivado y comprometido con la organización.

4.1.4 Objetivos estratégicos

- Maximizar la generación hidroeléctrica con la combinación eficiente de los recursos hídricos disponibles en el tiempo y la eficiencia de los equipos de generación.

- Mantener en perfectas condiciones operativas los equipos e instalaciones de la Central Hidroeléctrica mediante un cronograma de mantenimiento preventivo, de tal manera de minimizar los tiempos de parada de la planta.
- Realizar un programa de capacitación y desarrollo del personal con el fin de obtener altos estándares de motivación y compromiso con la organización.

4.1.5 Principios y Valores

Principios:

Fomentar el trabajo en equipo.- fundamental para garantizar el óptimo funcionamiento de la hidroeléctrica.

Responsabilidad con las poblaciones cercana.- Colaborar con el desarrollo sostenido de la población circundante.

Valores:

Honestidad.- Considerando que es un valor que es muy importante para el desarrollo del proyecto y la organización.

Responsabilidad social.- Con los pobladores de esa región, mejorando su calidad de vida.

Responsabilidad ambiental.- Realizar un trabajo de construcción y operación que minimice el impacto ambiental.

Profesionalismo.- Fomentar la capacitación continua de los colaboradores de tal manera de garantizar la mejora continua en la organización.

4.2 Cadena de Valor



Figura 37: Cadena de Valor Hidro Tandapi

Elaboración: Propia

4.2.1 Procesos Misionales

Generación:

- Monitoreo de caudales.
- Operación de equipos.
- Mantenimiento preventivo.

Comercialización:

- Negociación transmisión.
- Negociación consumidores.

4.2.2 Procesos de apoyo

Gestión Administrativa:

- Administración de Activos.
- Manejo de proveedores y adquisiciones.
- Manejo de la Logística de la Organización.

Gestión de Talento humano:

- Contratación de Personal.
- Administración de compensaciones y beneficios.
- Administración de personal.
- Mantenimiento de condiciones laborales.
- Capacitación

Gestión Financiera Contable:

- Contabilidad.

4.2.3 Procesos estratégicos**Planificación presupuestaria:**

- Elaboración del presupuesto
- Control y manejo del presupuesto

Planificación Operativa:

- Planificación de actividades de operación y mantenimiento
- Control de indicadores

4.3 Localización

Un estudio de localización suele hacerse en dos niveles:

- *Nivel 1 Macrolocalización.*- Es el análisis orientado a determinar la región o zona donde se ubicará el proyecto, entre una gama de alternativas que pueden darse en un contexto internacional, nacional, regional o local.
- *Nivel 2 Microlocalización.*- Es una análisis orientado a precisar en detalle la ubicación exacta de un proyecto de desarrollo en una microrregión o zona predeterminada. (Mendez, 2014, p. 146)

Existen varios métodos para determinar la localización de un proyecto tales como:

- *Calificación por puntos.*- Este método es el más utilizado porque permite evaluar cada alternativa en función de varios factores o variables condicionales. La clave está en identificar según el tipo del proyecto aquellos factores que se pertinentes para determinar su ubicación.
- *Método del Transporte.*- Este método se fundamenta en el factor transporte como determinante de economía espacial, tanto en el aprovisionamiento de materias primas e insumos como en centros de distribución de productos o de prestación de servicios.
- *Método de grilla.*- Es un criterio práctico para determinar rápidamente la localización aproximada de una unidad de producción, bajo el supuesto de que el factor determinante de la localización es la concentración de la demanda del bien o servicio. Su aplicación requiere un mapa a escala apropiada en el que se ubiquen los centros de consumo con las respectivas fracciones de mercado.
- *Método del análisis dimensional.*- Es un método utilizado para establecer un orden de prioridad entre las alternativas de localización y consiste en comparar las alternativas de localización de dos en dos y sistemáticamente eliminar una de las dos, mediante un índice de comparación.

4.3.1 Localización de la Planta

En el punto 2.1.1 se muestra la ubicación de la Central de Generación Hidroeléctrica, cuya ubicación se debe a que en este sitio, debido a las diferencias de altura es factible la utilización del recurso hídrico para una central hidroeléctrica.

- **Macrolocalización:** En la carretera de primer orden Aloag-Santo Domingo de los Tsachilas, a la altura del Km 44 y Km 47. Parroquia Manuel Cornejo Astorga, a 2 km de la población de Tandapi.
- **Microlocalización:** El proyecto está ubicado en las coordenadas 9956000 N, 744000 E y 9959000N, 741000E en la cuenca media del río Pilatón

4.3.2 Localización de la Oficina Administrativa

Para la ubicación de las oficinas Administrativas se utiliza los métodos de transporte y el método de calificación por puntos.

- **Macrolocalización: Método del Transporte.**
 - Debido a que la planta se encuentra ubicada en la carretera Aloag-Santo Domingo, es necesario que las oficinas Administrativas estén ubicadas cerca de una vía que permita el acceso a esta carretera.
 - Por otro lado, debido a que las oficinas principales del CENACE y CONELEC se encuentran en la ciudad de Quito, es necesario que las oficinas Administrativas se encuentren también en Quito.

Debido a los dos puntos anteriores, la Macrolocalización de las Oficinas Administrativas debe ser en la ciudad de Quito cerca de una vía de acceso que permita una rápida conexión a la carretera Aloag-Santo Domingo.

- **Microlocalización:** Para la Microlocalización se utiliza el método de calificación por puntos, y los parámetros a evaluar son:
 - **Distancia a carretera Aloag-Sto. Domingo.**

Para este parámetro se estima que la principal vía que puede conectar con la vía Aloag-Sto. Domingo, y que atraviesa toda la

ciudad de Quito, es la Av. Simón Bolívar, a través de esta vía se evalúa la distancia a Aloag.

- Tráfico en la Vía de Salida

Debido a que en Quito la circulación cada vez se ha vuelto mas complicada, uno de los parámetros debe ser que tan congestionada o no es la vía de salida a la Av. Simón Bolívar.

- Transporte del personal Administrativo

Este parámetro tiene que ver con el fácil acceso que puede tener el personal administrativo para llegar a las oficinas

- Sector Empresarial Cercano

Este parámetro tiene que ver con que el sector donde se encuentren las oficinas administrativas, también se encuentre cerca de otras empresas relacionadas y empresas de servicios del giro del negocio.

Las alternativas para esta Microlocalización se tomarán en función de las salidas que se tenga a la Av. Simón Bolívar, Según se muestra en el mapa.

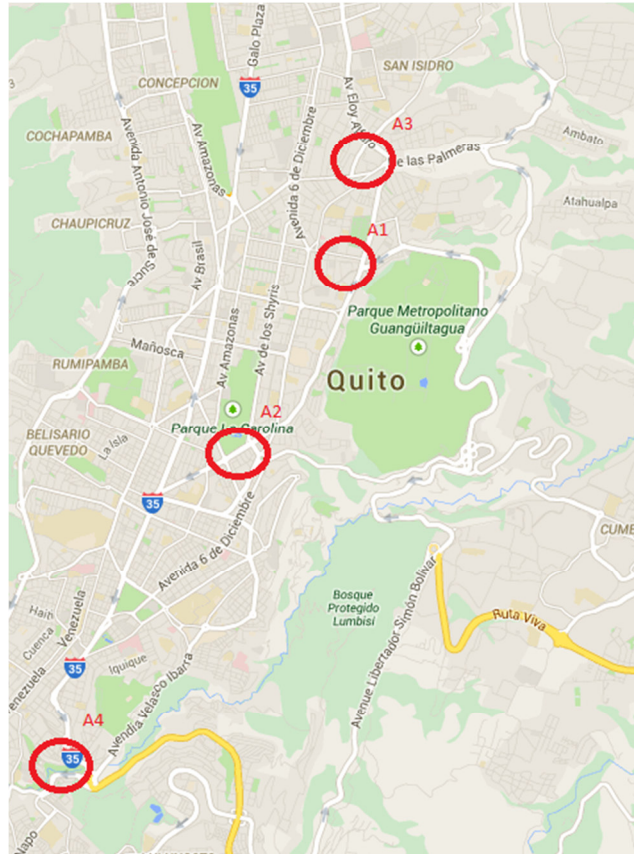


Figura 38: Alternativas Oficinas Administrativas

Elaboración: Propia

- Alternativa 1: Cercanías de la Av. Granados.
- Alternativa 2: Cercanías al Acceso al Tunel de Guayasamin.
- Alternativa 3: Cercanías de la intersección de la Av. Eloy Alfaro y Av. El Inca
- Alternativa 4: Cercanías al Trebol.

La evaluación para estas alternativas se muestra en la siguiente gráfica

Tabla 26:
Evaluación alternativas para Microlocalización Oficinas Administrativas

ITEM	FACTOR RELEVANTE	CRITERIOS DE EVALUACION	PESO (SUMA 100%)	ALTERNATIVAS							
				A1		A2		A3		A4	
				CALF	PESO POND	CALF	PESO POND	CALF	PESO POND	CALF	PESO POND
1	Distancia Alojag	mayor a 60 km = 0,2 entre 40 km y 60 km = 0,6 menor a 40km = 1	30%	0,2	6,0%	0,6	18,0%	0,2	6,0%	1	30,0%
2	Tráfico	1 carriles de salida = 0,2 2 carriles de salida = 0,6 mas de 2 carriles de salida = 1	30%	0,6	18,0%	0,2	6,0%	1	30,0%	0,6	18,0%
3	Transporte Personal	Existe servicios de transporte publico masivo* menos de 3 cuadras = 1 Existe servicios de transporte publico masivo* mas de 3 cuadras y menor a 10 cuadras = 0,6 Existe servicios de transporte publico masivo* mas de 10 cuadras = 0,2	20%	0,6	12,0%	1	20,0%	0,6	12,0%	0,2	4,0%
4	Sector Empresarial	Existen muchas empresas en el sector = 1 Existen algunas empresas en el sector = 0,6 Existen pocas empresas en el sector = 0,2	20%	1	20,0%	1	20,0%	0,2	4,0%	0,2	4,0%
			100%	56,0%		64,0%		52,0%		56,0%	

A1 = Granados

A2 = Carolina

A3 = El Inca y Eloy Alfaro

A4 = Trebol

* Tales como Metrovía, Trole, etc.

Elaboración: Propia

De la Tabla anterior se determina que la mejor ubicación para las Oficinas Administrativas se encuentra en los alrededores del Parque la Carolina orientadas hacia la salida por el Túnel de Oswaldo Guayasamin, esto se muestra en la siguiente figura.

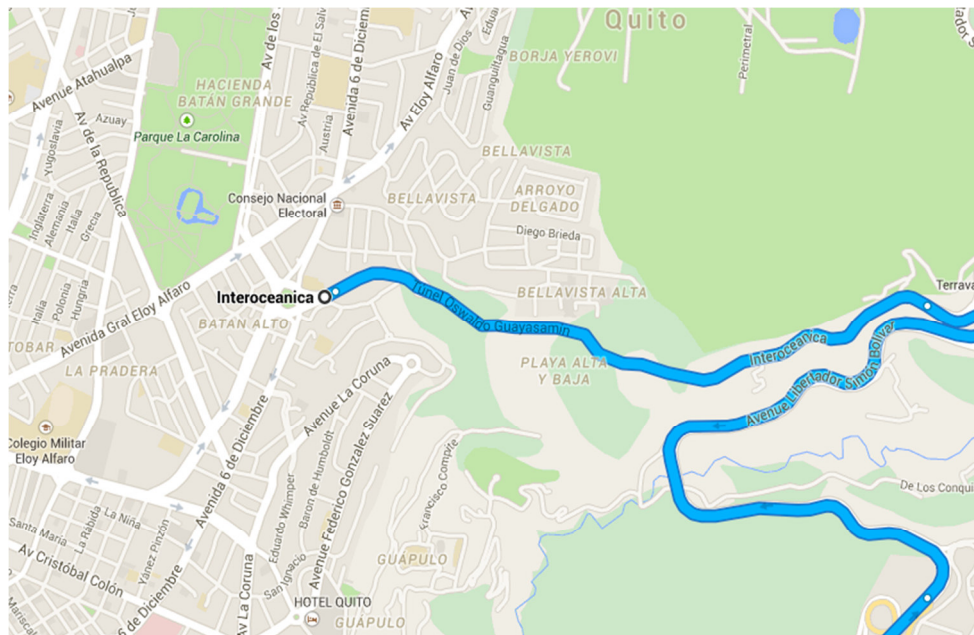


Figura 39: Mapa de la Microlocalización de las Oficinas Administrativas

Elaboración: Propia

4.4 Distribución de Planta y Oficina Administrativa

4.4.1 Distribución de Planta

La Distribución de la Planta de Generación Hidroeléctrica consta principalmente de las siguientes áreas:

- Captación
- Tubería de conducción
- Tanque de carga
- Tubería de presión
- Casa de Máquinas
- Subestación Eléctrica

De las áreas antes indicadas, en las que principalmente se tendrá presencia de personal de operación y mantenimiento, es en la casa de máquinas, por tanto nos enfocaremos en esta área para establecer una

distribución general de la misma. En la figura que se muestra a continuación se indican las principales áreas de la casa de máquinas.

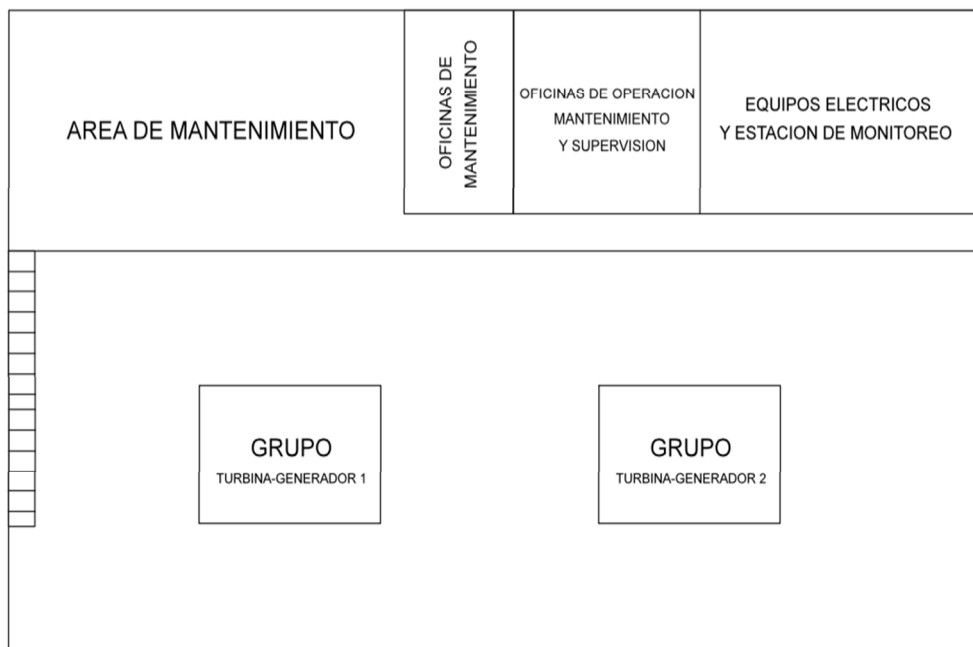


Figura 40: Planta de la Casa de Máquinas y Distribución de áreas

Elaboración: Propia

La descripción de cada área y el personal involucrado se detalla a continuación:

- **Área de Mantenimiento.**- En esta área se realizarán los trabajos de mantenimiento de los grupos Turbina-Generador, cuando sea necesario y de cualquier otro equipo que lo requiera. Se ubicarán repuestos y herramientas mayores.
- **Oficinas de Mantenimiento.**- En esta área se ubicarán el técnico eléctrico y el técnico mecánico, así como herramientas menores y repuestos electrónicos.
- **Oficinas de Operación, Mantenimiento y Supervisión.**- En esta oficina se encontrará el Gerente Técnico, Jefe de Operación, Mantenimiento y los Supervisores de Operación y de SSA.

4.4.2 Distribución de Oficina Administrativa

La distribución de las Oficinas Administrativas, es la que se muestra en la siguiente figura.



Figura 41: Distribución Oficinas Administrativas

Elaboración: Propia

La descripción de cada área y el personal involucrado se detalla a continuación:

- *Gerencia General.*- Es la oficina del Gerente General.
- *Financiero.*- En esta área se encontrará el coordinador financiero.
- *Talento Humano.*- En esta área se encontrará el personal de Talento Humano.
- *Área personal de la Planta.*- Esta área está destinada para que en el caso que el personal de planta deba trasladarse a las oficinas Administrativas, puede ubicarse temporalmente.
- *Recepción.*- En esta área estará la persona de recepción que a su vez realizará las funciones de secretaría.

4.5 Estructura Organizacional

En cada proyecto de inversión se presenta características específicas y normalmente únicas, que obligan a definir una estructura organizativa acorde con los requerimientos propios que exija su ejecución.

Diversas teorías se han desarrollado para definir el diseño organizacional del proyecto. La teoría clásica de la organización se basa en los principios de administración propuestos por Henri Fayol:

- a) El principio de la división del trabajo para lograr la especialización.
- b) El principio de la unidad de dirección postula la agrupación de actividades que tienen un objetivo común, bajo la dirección de un solo administrador
- c) El principio de centralización, que establece el equilibrio entre la centralización y descentralización
- d) El principio de autoridad y responsabilidad.

Por otro lado, la teoría de la organización burocrática, de Max Weber, señala que la organización debe adoptar ciertas estrategias de diseño para racionalizar las actividades colectivas. Entre éstas se destacan la división del trabajo, la coordinación de las tareas, la delegación de autoridad y el manejo impersonal y formalista del funcionario.

La tendencia, actual, sin embargo, es que el diseño organizacional se haga de acuerdo con la situación de cada proyecto. (Nassir S. , 2008, p. 227)

Los factores organizacionales más relevantes que deben tenerse en cuenta en la preparación del proyecto, se agrupan en cuatro áreas decisionales específicas:

- a) Participación de unidades externas al proyecto.

- b) Tamaño de la estructura organizativa.
- c) Tecnología administrativa
- d) Complejidad de las tareas administrativas

4.5.1 Estructura Orgánica

La estructura orgánica del proyecto hidroeléctrico será:

- Nivel Directivo:** Accionistas, Gerente General y/o representante legal;
- Nivel Técnico/Operativo:** Operadores, Técnico Eléctrico y Técnico mecánico.
- Nivel Administrativo:** Dirección financiera y Talento Humano.

4.5.2 Estructura Orgánica - Funcional

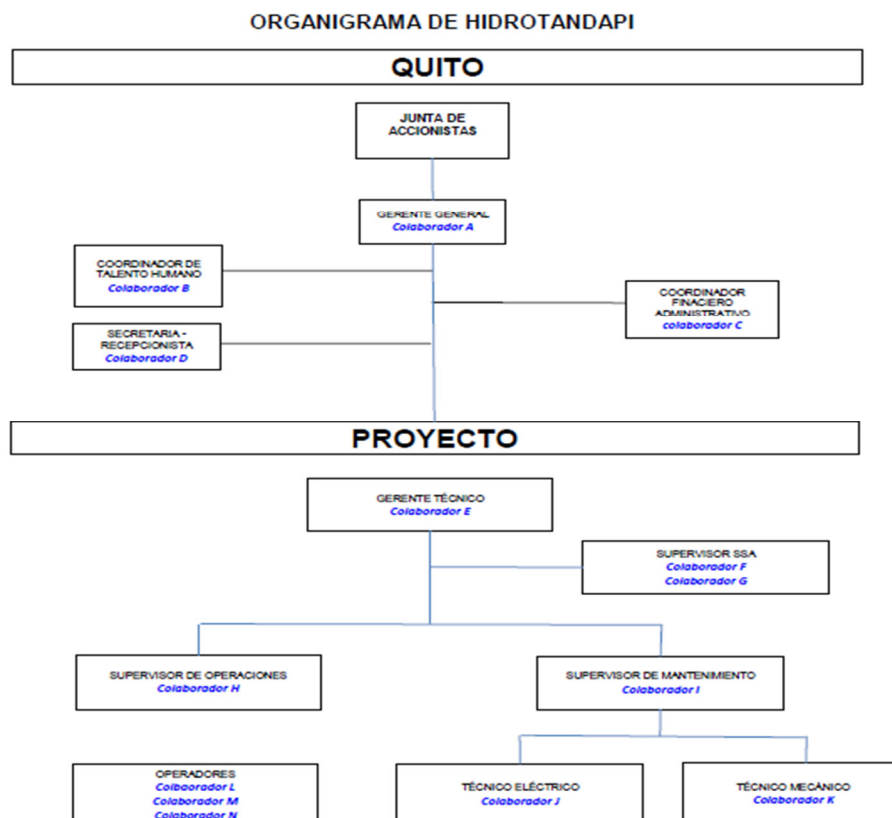


Figura 42: Estructura Orgánica - Funcional

Elaboración: Propia

4.5.3 Requerimientos de Personal

4.5.4 Perfiles Profesionales

La información contenida en las siguientes tablas de perfiles servirá de apoyo para la contratación y capacitación del personal

a) **Gerencia General de HidroTandapi**

Tabla 27:

Descripción del cargo Gerente General de HidroTandapi

Nombre del Cargo:		<i>Gerencia General</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Administrador • Profesional en el área de producción • 3er nivel de formación 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Liderazgo ▪ Pensamiento estratégico ▪ Pensamiento lógico ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Eficiente admini Continua del tiempo ▪ Auto dirección basada en el valor ▪ Empatía en el trato con el personal 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 7 años trabajando en empresas de producción. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimientos en Administración de Empresas 			
Edad:	Sexo:		
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 35 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Indistinto 		
Objetivo del Cargo: Dar lineamientos para la planificación de producción, analizar su información para establecer los indicadores de gestión, proponer acciones de mejora y dar seguimiento.			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> • Enviar el programa anual actividades a la gerencia general. • Convocar y presidir la Junta Directiva. • Ejercer la representación legal. • Celebrar los contratos de en el Mercado Eléctrico Mayorista • Elaborar y evaluar planes, programas y actividades. • Responder por la buena marcha, el orden y la correcta administración. • Propiciar un ambiente apto y ameno para que todos los miembros del centro se integren de forma adecuada. • Controlar y dirigir al personal • Gestionar los recursos necesarios para la adecuada operación de la Hidroeléctrica Tandapi. • Planificar y desarrollar los planes de capacitación de su personal. • Evaluar anualmente el desempeño del personal a su cargo 			
Supervisa a:		Es supervisado por:	
Gerencia Técnica Proyecto HidroTandapi		Junta de Accionistas	
Coordinador Financiero Administrativo			

Continua

**Coordinador de Talento Humano
Secretaría Recepcionista**

Elaboración Propia

b) **Gerencia Técnica de HidroTandapi:**

Tabla 28:

Descripción del cargo Gerencia Técnica de HidroTandapi

Nombre del Cargo:		Gerencia Técnica
Formación Académica:		Competencias:
<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero Mecánico u Eléctrico 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Liderazgo ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Eficiente administración del tiempo ▪ Tener Iniciativa, creatividad e innovación ▪ Personalidad sincera
Experiencia:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 5 años trabajando en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 		
Requisitos:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento técnico en mantenimiento y operación de empresas hidroeléctricas. ▪ Conocimiento de inglés técnico. ▪ Conocimiento de seguridad industrial. ▪ Conocimiento Sistemas de Potencia, Máquinas y generadores de alta y mediana tensión. ▪ Conocimiento Relaciones Humanas 		Continúa
Edad:	Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 28 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Masculino 	
<p>Objetivo del Cargo: Dar lineamientos para la planificación de operación y mantenimiento de la empresa hidroeléctrica, analizar su información para establecer los indicadores de gestión, proponer acciones de mejora y dar seguimiento.</p>		
Funciones y Responsabilidades:		
<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar el funcionamiento de la parte operativa y de mantenimiento de la Hidroeléctrica. • Dirigir y gestionar los Contratos con empresas de servicios del medio, según se requiera. • Analizar la información que entrega el jefe de operación y mantenimiento. <ul style="list-style-type: none"> • Enviar los reportes necesarios a gerencia. 		
Supervisa a:		Es supervisado por:
Supervisor de Operaciones Supervisor de Mantenimiento Supervisor de SSA.		Gerencia General

Elaboración Propia

c) **Coordinador Financiero - Administrativo de HidroTandapi:**

Tabla 7:
Descripción del cargo Coordinador Financiero - Administrativa HidroTandapi

Nombre del Cargo:		<i>Coordinadora Financiero Administrativo</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Ing. Finanzas y Auditoría 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Personalidad ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Eficiente administración del tiempo ▪ Liderazgo ▪ Auto dirección basada en el valor 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 4 años. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento Sistemas de Gestión. ▪ Conocimiento Relaciones Humanas. ▪ Conocimiento Legislación Tributaria. 			
Edad:	Sexo:	Continúa	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 27 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Femenino 		
Objetivo del Cargo:			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> • Autorizar adquisiciones de materiales. • Supervisar que las obligaciones con proveedores y Estado se encuentren al día. • Elaborar informes y enviar a gerencia general. • Realizar los procedimientos de contabilidad que solicita el Servicio de Rentas Internas. 			
Supervisa a:		Es supervisado por:	
Asistente Administrativa (Si se requiere)		Gerencia General	

Elaboración Propia

d) **Coordinador de Talento Humano de HidroTandapi**

Tabla 15:
Descripción del cargo Coordinador de Talento Humano HidroTandapi.

Nombre del Cargo:		<i>Coordinador Talento Humano</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Bachiller en Administración o cursar Segundo año de Ingeniería Comercial 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Capacidad de trabajo bajo presión 	

Continúa

Experiencia:		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad ▪ Trabajo en equipo
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 2 años como Asistente de recursos humanos. 		
Requisitos:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento Código de trabajo. ▪ Conocimiento Recursos humanos. ▪ Conocimiento Salud Ocupacional. 		
Edad:	Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 20 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Femenino 	
Objetivo del Cargo: Tener al día en las obligaciones con los empleados y el IESS		
Funciones y Responsabilidades:		
<ul style="list-style-type: none"> • Realizar la gestión operativa de pago a los empleados. • Evaluar al personal y capacitar. • Realizar Roles de Pago • Enviar los reportes necesarios a la Gerencia Administrativa. 		
Supervisa a:		Es supervisado por: Gerencia General

Elaboración Propia

e) **Secretaría (o) Recepcionista (o) de HidroTandapi**

Tabla 14:
Descripción del cargo Secretaría(o) Recepcionista (o) de HidroTandapi.

Nombre del Cargo:	Secretaria(o) Recepcionista(o)
Formación Académica:	Competencias:
<ul style="list-style-type: none"> • Bachiller en Contabilidad y Auditoría 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad ▪ Trabajo en equipo ▪ Organización
Experiencia:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 2 años como Asistente o auxiliar Administrativa 	
Requisitos:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimientos de Logística y Transporte ▪ Conocimiento Técnicas de archivo. ▪ Conocimiento Sistemas de gestión 	

Continúa

Edad:		Sexo:	
• Mínimo: 20 años		• Femenino	
• Máximo: ---			
Objetivo del Cargo: Secretaría(o) de Gerencia General y Recepcionista de las oficinas en Quito.			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> • . • 			
Supervisa a:		Es supervisado por:	
		Gerencia Administrativa	

Elaboración Propia

f) Supervisor de Operaciones de HidroTandapi

Tabla 8:
Descripción del cargo Supervisor de Operación de HidroTandapi

Nombre del Cargo:		<i>Supervisor de Operaciones</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero Eléctrico u Ingeniero Mecánico 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Liderazgo ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 2 años trabajando en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento de inglés técnico. ▪ Conocimiento de seguridad industrial. ▪ Conocimiento Sistemas de Potencia, Máquinas y generadores de alta y mediana tensión. ▪ Conocimiento de protecciones eléctricas. ▪ Conocimiento Relaciones Humanas 			
Edad:		Sexo:	
• Mínimo: 27 años		• Masculino	

Continua

<ul style="list-style-type: none"> • Máximo: --- 	
Objetivo del Cargo: Dar lineamientos para la planificación de operación y seguridad industrial de la empresa hidroeléctrica, analizar su información para establecer los indicadores de gestión, proponer acciones de mejora y dar seguimiento.	
Funciones y Responsabilidades:	
<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar el funcionamiento de la parte operativa y seguridad industrial de la Hidroeléctrica. • Analizar la información que entrega el supervisor de operación y seguridad industrial. • Enviar los reportes necesarios a la Gerencia Técnica. 	
Supervisa a: Operadores	Es supervisado por: Gerencia Técnica

Elaboración Propia

g) Supervisor de Mantenimiento de HidroTandapi

Tabla 9:

Descripción del cargo Supervisor de Mantenimiento de HidroTandapi.

Nombre del Cargo:		Supervisor de Mantenimiento
Formación Académica:		Competencias:
<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero Mecánico 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Liderazgo ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Capacidad para trabajo en equipo ▪ Capacidad de análisis ▪ Habilidad para tomar decisiones
Experiencia:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 2 años en funciones de operación o mantenimiento de centrales hidroeléctricas. 		
Requisitos:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento de inglés técnico. ▪ Conocimiento de seguridad industrial. ▪ Conocimiento Mantenimiento en generadoras hidroeléctricas. ▪ Manejo de personal ▪ Computación ▪ Conocimiento Relaciones Humanas 		
Edad:	Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 26 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Masculino 	
Objetivo del Cargo: Dar lineamientos para la planificación de mantenimiento de la central hidroeléctrica, analizar su información para establecer los indicadores de gestión, proponer acciones de mejora y dar seguimiento.		
Funciones y Responsabilidades:		

Continúa

<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar el mantenimiento de la central hidroeléctrica. • Analizar los reportes de mantenimientos que entrega el técnico eléctrico y el técnico mecánico. • Enviar los reportes necesarios a la Gerencia Técnica. 	
Supervisa a: Técnico eléctrico y Técnico mecánico.	Es supervisado por: Gerencia Técnica

Elaboración Propia

h) Supervisor de seguridad, salud y ambiente de HidroTandapi.

Tabla 11:
Descripción del cargo Supervisor de seguridad, salud y ambiente de HidroTandapi.

Nombre del Cargo:		Supervisor de SSA
Formación Académica:		Competencias:
<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniero Industrial 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Liderazgo ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad
Experiencia:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 2 años trabajando en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 		
Requisitos:		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento Combate de Incendios. ▪ Conocimiento Evaluación de riesgos. ▪ Conocimiento Contratación privada. 		
Edad:	Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 27 años • Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> • Masculino 	
Objetivo del Cargo: Programar, supervisar y dirigir las actividades para mantener índices de Gestión en lo referente a la seguridad industrial acordes con la Legislación Nacional e Internacional.		
Funciones y Responsabilidades:		
<ul style="list-style-type: none"> • Supervisar y dirigir y controlar la ejecución del mantenimiento de los equipos mecánicos y eléctricos en base a las normas y procedimientos técnicos y administrativos. • Enviar los reportes necesarios al Jefe de Operaciones. 		
Supervisa a:		Es supervisado por:
		Gerente Técnico

Elaboración Propia

i) Técnico Eléctrico de HidroTandapi

Tabla 12:
Descripción del cargo técnico eléctrico HidroTandapi.

Nombre del Cargo:		<i>Técnico Eléctrico</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Bachiller técnico (electricista) 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad ▪ Trabajo en equipo 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 1 año en funciones de mantenimiento en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento análisis y diseño de circuitos eléctricos. ▪ Conocimiento inglés técnico. ▪ Conocimiento de protecciones eléctricas. 			
Edad:		Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 20 años • Máximo: --- 		<ul style="list-style-type: none"> • Masculino 	
Objetivo del Cargo: Ejecución de tareas variadas de instalación, mantenimiento y reparación de los equipos eléctricos.			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> • Realizar el mantenimiento preventivo de los equipos eléctricos en base a las normas y procedimientos técnicos. • Enviar los reportes necesarios al Jefe de Mantenimiento 			
Supervisa a:		Es supervisado por:	
		Supervisor de Mantenimiento	

Elaboración Propia

j) Técnico Mecánico de HidroTandapi

Tabla 13:
Descripción del cargo técnico mecánico de HidroTandapi.

Nombre del Cargo:		<i>Técnico Mecánico</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> Bachiller técnico (Mecánico) 		<ul style="list-style-type: none"> Flexibilidad Capacidad de trabajo bajo presión Atención y memoria para muchos detalles Personalidad y sinceridad Trabajo en equipo 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> Mínimo 1 año en funciones de mantenimiento en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> Conocimiento análisis y diseño de circuitos eléctricos. Conocimiento inglés técnico. Conocimiento de protecciones eléctricas. 			
Edad:	Sexo:		
<ul style="list-style-type: none"> Mínimo: 20 años Máximo: --- 	<ul style="list-style-type: none"> Masculino 		
Objetivo del Cargo: Ejecución de tareas variadas de instalación, mantenimiento y reparación de los equipos mecánicos.			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> Realizar el mantenimiento de los equipos mecánicos en base a las normas y procedimientos técnicos. Enviar los reportes necesarios al Jefe de Mantenimiento 			
Supervisa a:		Es supervisado por: Supervisor de Mantenimiento	

Elaboración Propia

k) Operadores

Tabla 16:
Descripción del cargo operadores.

Nombre del Cargo:		<i>Operadores</i>	
Formación Académica:		Competencias:	
<ul style="list-style-type: none"> • Bachiller técnico (Mecánico) 		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidad ▪ Capacidad de trabajo bajo presión ▪ Atención y memoria para muchos detalles ▪ Personalidad y sinceridad ▪ Trabajo en equipo 	
Experiencia:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mínimo 1 año en funciones de mantenimiento en empresas de producción, de preferencia sector hidroeléctrico. 			
Requisitos:			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conocimiento análisis y diseño de circuitos eléctricos. ▪ Conocimiento inglés técnico. ▪ Conocimiento de protecciones eléctricas. 			
Edad:		Sexo:	
<ul style="list-style-type: none"> • Mínimo: 20 años • Máximo: --- 		<ul style="list-style-type: none"> • Masculino 	
Objetivo del Cargo: Operación del cuarto de máquinas.			
Funciones y Responsabilidades:			
<ul style="list-style-type: none"> • Realizar la operación del cuarto de máquinas. • Enviar los reportes necesarios al Supervisor de Operaciones 			
Supervisa a:		Es supervisado por:	
		Supervisor de Operaciones	

Elaboración Propia

CAPÍTULO V

5. ESTUDIO FINANCIERO

5.1 Inversiones Requeridas

5.1.1 Presupuesto de Construcción.

Tabla 29:

Presupuesto Constructivo Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza

Presupuesto Constructivo Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza					
ITEM	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Sub Total
1	Captación				800.000,00
	Estructuras de Obra de Toma				230.000,00
	Descarga de Fondo				120.000,00
	Tubería de Conducción y de Presión				5.350.021,50
5,1	Tubería de Conducción de 1.7m de Diámetro y 6mm de espesor, en Acero ASTM A572-50.	ml	3750,00	1.118,51	4.194.412,50
5,1	Tubería de Conducción de 1.7m de Diámetro y 10mm de espesor, en Acero ASTM A572-50.	ml	700,00	1.650,87	1.155.609,00
	Casa de maquinas y canal de desfogue				1.200.000,00
	Canal de restitución	GL			360.000,00
	Otras Obras de infraestructura	GL			120.000,00
					SUB TOTAL OBRAS CIVILES 8.180.021,50
	Equipos electromecánica	GL			4.554.159,13
9.1	Turbina, Generador, Valvula Maiposa y Equipos Auxiliares (4,25 kW)	Unid	2	1.453.579,56	2.907.159,13
9.2	Puente grúa 25Tn para Montajes y Desmontajes	Gl	1	120.000,00	120.000,00
9.3	Sub Estación de Salida, 1 Bahía de 69kV	Gl	1	250.000,00	250.000,00
9.4	Transformador de Salida 10 MW 13.8kV/69kV	Gl	1	500.000,00	500.000,00
9.5	Planta de Emergencia	Unid	1	25.000,00	25.000,00
9.6	Sistema de Comunicación	Unid	1	20.000,00	20.000,00
9.7	Sistema de Medición	Unid	1	30.000,00	30.000,00
9.8	Línea de Transmisión a 69 kV	Km	10	65.000,00	650.000,00
9.9	Malla de Tierra	GL	1	15.000,00	15.000,00
9.10	FO entre captación y Casa Maquinas	km	4	3.000,00	12.000,00
9.11	Intrumentos y Telemetría Obra de Toma	GL	1	25.000,00	25.000,00
					SUB TOTAL OBRAS ELECTRO MECANICAS 4.554.159,13
10	Imprevistos de Construcción				254.683,61
10,1	Imprevistos Obras Civiles	%	2,00%		163.600,43
10,2	Imprevistos Obras Electromecánicas	%	2,00%		91.083,18
					TOTAL COSTO CONSTRUCTIVO 12.988.864,24
	Gastos de Preinversión y Desarrollo	GL			2.413.273,96
11,1	Estudios Previos y Diseño Final	%	2,5%		324.721,61
11,2	Adquisición de Terrenos y Servidumbres	ha	16	25.000,00	400.000,00
11,3	Gestión y Mitigación Ambiental	GL	1,5%		194.832,96
11,4	Asesorías Legales y Fiscales	GL	1,0%		129.888,64
11,5	Supervisión y Administración de la Construcción	%	2,0%		259.777,28
11,6	Gestiones y Utilidad del Contrato de Construcción	%	7,0%		909.220,50
11,7	Seguros durante construcción	%	1,50%		194.832,96
					INVERSION TOTAL DEL PROYECTO 15.402.138,19
					COSTO POR KILOWATT INSTALADO 1.925,27

Fuente: Elaboración Propia con asesoría del Departamento de Presupuestos PIL HIDRO

5.1.2 Costos de Operación, Administración y Mantenimiento.

Según el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012 – 2021, en la página 430 se indica que con base a la experiencia de mercado del 2011 y a lo asignado a las empresas de generación dentro del Estudio de Costos del 2012, aprobado por el Directorio del CONELEC, aplicando una tasa de variación anual por compensación inflacionaria a los niveles de costos, gastos y precios según índices publicados por el Banco Central del Ecuador, como un porcentaje fijo de la inversión, para la Operación, Administración y Mantenimiento (OA&M) se indican en la siguiente tabla:

Tabla 30:
COSTO (Porcentaje de la Inversión) de OA&M

COSTO OA&M	
Inversión	Porcentaje
Generación	
Hidroeléctrica	2.5
Termoeléctrica	3.0
Eólica	2.0
Geotérmica	2.5
Transmisión	3.0
Distribución	12.0

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 430)

De acuerdo al estudio tarifario realizado por el CONELEC, se ha establecido diferentes años de vida útil, para los activos que constituyen los proyectos, partiendo de esta base, se han establecido los correspondientes promedios que se sintetizan en la siguiente tabla:

Tabla 31:
Vida Útil de Proyectos

VIDA ÚTIL PROYECTOS		
Inversión	Vida Útil (años)	
	Obra Civil	Equipos
Generación		
Hidroeléctrica	50	35
Térmica - Turbinas	40	25
Térmica - M.C.I	25	15
Térmica - Gas	25	15
Eólica	25	15
Geotérmica	40	25
Transmisión	50	35
Distribución	20	20

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 430)

Estos componentes sumados a los gastos financieros en su conjunto, determinan el costo fijo del proyecto, mientras que, complementariamente, el costo variable de acuerdo a la energía que se prevé generará, transportará y distribuirá acorde a la naturaleza de la central, se encuentra modelada bajo las tarifas presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 32:
Costo Variable por Tipo de Proyecto

COSTO VARIABLE POR TIPO DE PROYECTO				
Tipo de Proyecto	Tipo de Combustible	Rendimiento combustible (kWh/gal)	Precio de combustible (USD/gal)	C. Variable (USD/MWh)
Hidroeléctrica				2,00
Térmica - Turbinas	Residuo	16,65	0,293	17,60
Térmica - M.C.I	Fuel oil	13,5	0,5371	39,79
Térmica - Gas	Gas	10500*	2,75**	39,71
Eólico				2,00
Geotérmico				2,00

Nota:

- * BTU/Pie³
- ** USD/MM BTU

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 431)

De la Información anterior se determina lo siguiente:

Tabla 33:
Costos OA&M y Variables para el Proyecto Hidroeléctrico

	CONELEC	PROYECTO (USD)	
Inversión		15 402 138	
		Anual	Mensual
Costo de Operación Administración y Mantenimiento (OA&M)	2,5% de la Inversión	385 053	32 088
Costo Variable	0,002 USD por kWh entregado	133 152	11 096

Elaboración Propia

Por otro lado para validar los parámetros establecidos por el CONELEC, en nuestro proyecto, hemos realizado el ejercicio de evaluar los

costos de operación y mantenimiento, de acuerdo a nuestra realidad y compararlos con los datos anteriormente presentados.

Tabla 34:
Presupuesto de gastos administrativos

Presupuesto de gastos administrativos		
Cuenta	Valor Mensual	Total
Sueldos y Salarios	5.832,53	188.756,20
Arriendos de Oficina	800	9600
Servicios Básicos	150	1800
Internet	35	420
Suministros de Oficina	200	2400
Movilización quito	500	6000
Total gastos administrativos		208976,2

Elaboración Propia

Tabla 35:
Presupuesto de gastos operativos

Presupuesto de gastos operativos		
Cuenta	Valor Mensual	Total
Sueldos y Salarios	9.897,15	118765,8
Movilización Hospedaje y Alimentación Campo	5775	69300
TOTAL CAPITAL DE TRABAJO		188065,8

Elaboración Propia

Presupuesto de costo y gasto de operación y mantenimiento es de: 397042
usd

Por lo cual establecemos que el factor indicado por el CONELEC se encuentra dentro del rango calculado.

5.1.3 Capital de Trabajo.

Para el capital de trabajo se consideran únicamente los costos de Operación, Administración y Mantenimiento (OA&M) más los gastos por Transmisión y Distribución para un periodo de 6 meses, tiempo en el que se estima recuperar el flujo de efectivo de la energía entregada, facturada y cobrada, este valor es de 255.744 USD.

5.1.4 Inversión Total del Proyecto.

La Inversión Total del Presente proyecto se resume en la siguiente tabla:

Tabla 36:
Inversión Total del Proyecto La Esperanza

Costos de Construcción del Proyecto	15 402 138
Capital de Trabajo (6 meses)	255 774

Elaboración Propia

5.2 Fuentes de Financiamiento

Antes de determinar las fuentes de financiamiento que aplican para este proyecto en particular vamos a revisar los posibles escenarios que y el costo del dinero que aplicaría para el mismo.

5.2.1 Costo del Capital.

El Costo del capital (dinero) corresponde a aquella tasa que se utiliza para determinar el valor actual de los flujos futuros que genera el proyecto y representa la rentabilidad que le debe exigir a la inversión por renunciar a su uso alternativo de los recursos en proyectos de riesgos similares.

Si los proyectos estuviesen libre de riesgo, no habría mayor dificultad en determinar el costo del capital. No obstante, la gran mayoría de los

proyectos no están libres de riesgos, por los que se les debe exigir un premio sobre la tasa libre de riesgo. (Nassir S. , 2008, pág. 344)

La estimación del costo del capital es un punto de constante controversia entre los analistas. Un estudio realizado por la Escuela de Negocio de la Universidad de Chicago determinó que el 42% de los analistas y académicos utilizan modelos lineales basados en el CAMP (Modelo de Valorización de Activos de Capital) para la estimación del costo de capital o tasa de descuento relevante, el 14% utilizan modelos multifactoriales, el 10% utilizan tasas de descuento basadas en políticas corporativas y el 34% restante en lo llaman “olfato”.

Más allá de pronunciarse acerca de cuál es el método más adecuado, es preferible señalar cuando resulta conveniente utilizar un método u otro y cuáles deberían ser las aprensiones que hay que tener en consideración al momento de calcular el costo de capital. Para ello nos situaremos en cuatro distintos escenarios, en los cuales, por el origen del proyecto, la estimación del costo del capital es diferente.

- **Escenario A: Empresa en funcionamiento con capital propio.-** Si la idea del proyecto en estudio lo está llevando a cabo a una empresa que no tiene deuda o que dispone de un grado de endeudamiento transitorio que no representa su estructura de endeudamiento óptima de largo plazo, y pretende financiar el proyecto con recursos propios, o solicitar un préstamo específico para su financiamiento a un plazo conocido, la tasa de descuento relevante para el descuento de flujos deberá estimarse en función del K_e , es decir, en función del retorno exigido al patrimonio, parámetro que puede ser estimado por el CAPM, utilizando el beta desapalancado o sin deuda, de la industria en la cual opera el proyecto.

Aun cuando la empresa solicite un crédito específico para el financiamiento del proyecto, los analistas coinciden en que su tasa de

descuento relevante debería ser K_e y no aquella basada en el costo promedio ponderado, ya que, al ser un crédito específico, cada vez que la empresa amortiza capital en el pago de las distintas cuotas, la relación deuda/activos disminuye, hasta que llegue el momento en el cual la deuda se hace cero, momento en el cual se igualan los activos y el patrimonio. Cuando ello ocurre, la relación deuda/activos es cero y la relación patrimonio/activo es 1, con lo cual se igualan K_o con K_e , tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$k_o = r_{wacc} = K_d * \frac{D}{A} + K_e * \frac{P}{A}$$

Debido a la distorsión se la deuda presenta a la tasa ponderada, ya que la misma va cambiando, mientras se paga la deuda, acercándose cada vez a la tasa exigida por el patrimonio. Es por esta razón que algunos analistas descuentan flujos financiados a la tasa del patrimonio, ya que sostiene que a largo plazo, una vez que se elimine el endeudamiento, la tasa de descuento relevante para la empresa siempre será el retorno exigido al patrimonio. Por estas distorsiones que éste método puede generar, diversos analistas utilizan el concepto del VAN ajustado. Este método consiste en proyectar los flujos del proyecto puro y descontarlos a la tasa del proyecto y, por otra parte, proyectar independientemente el flujo de la deuda, descontando dichos flujos a la tasa de la deuda, es decir, obteniendo el VAN de la deuda. Una vez estimados ambos VAN, proyecto y deuda, se procede a sumarlos linealmente para obtener el VAN ajustado.

- **Escenario B: Empresa en funcionamiento con estructura de endeudamiento óptima.-** Si el proyecto es llevado a cabo por una empresa en funcionamiento que mantiene una estructura de endeudamiento óptima de largo plazo, la situación es distinta, ya que diferencia de la situación anterior, la relación deuda/activos y patrimonio/activos es estable a través del tiempo, ya que la empresa

para maximizar su valor mantiene permanente y constantemente un cierto nivel de deuda en el largo plazo. Cuando ello ocurre, la tasa corporativa estimada por el WACC (Weighted Average Cost of Capital) o CCPP (Costo de Capital Promedio Ponderado) puede ser representativa.

En efecto, la teoría financiera indica que el valor de una empresa con deuda es mayor que el valor de una empresa sin deuda, debido al beneficio tributario que genera la posibilidad de imputar a gastos los intereses del crédito. Sin embargo, cuando el nivel de endeudamiento empieza a aumentar por encima del nivel óptimo, la empresa comienza a perder valor. Es por ello que se dice que existe un nivel de endeudamiento óptimo o libre de riesgo. Este nivel de deuda libre de riesgo, es decir, totalmente controlable, implica que la probabilidad de quiebra es muy cercano a cero. Cuando la deuda es mayor a su nivel óptimo, el valor de ésta disminuye, debido a que los costos del endeudamiento crecen cuando la probabilidad de quiebra aumenta.

Cuando una empresa evalúa la adquisición de una empresa competidora, o lanzamiento de producto similar a la familia de productos que actualmente posee, un cambio tecnológico o una decisión de aplicación, la tasa de descuento corporativa representa un buen aproximado para el descuento de los flujos proyectados, ya que el nivel de riesgo es similar. Sin embargo, cuando la empresa está evaluando proyectos que no tienen relación directa con la industria en la que está inserta, en donde los niveles de riesgo son diferentes, la aplicación de tasas corporativas par el descuento de los flujos pueden terminar generando distorsiones importantes.

- **Escenario C: Inversionista particular con capital propio.**- Éste es el escenario menos complejo de evaluar en términos de estimación de tasas, ya que el efecto que ocasionan un cierto nivel de endeudamiento pasa a ser irrelevante. Cuando este es el escenario se debe estimar la tasa del proyecto puro, ya que cuando no existe deuda, el retorno exigido a los activos es el mismo que el retorno exigido al patrimonio. En este caso los analistas estiman las tasas de descuento relevantes

mediante el uso del CAMP puto, es decir, considerando el beta desapalancado de la industria en cuestión.

- **Escenario D: Inversionista particular con crédito bancario.**- Cuando éste es el escenario, más allá de cuestionarse cuál debería ser la tasa ponderada relevante, que por lo demás en el largo plazo tiende a igualarse con la tasa exigida al patrimonio, tal como se analizó en el escenario A, resulta conveniente construir independientemente los flujos de caja de la operación y el financiamiento, con el fin de asilar los efectos operacionales de los financieros y luego descontar los flujos respectivos a las tasas correspondientes, para luego proceder a fusionar ambos VAN y estimar el VAN ajustado del proyecto.

Los recursos que el inversionista destina al proyecto proviene de dos fuentes generales: recursos propios y préstamos de terceros. El costo de utilizar los recursos propios corresponde a un costo de oportunidad (o lo que deja de ganar por no haberlos invertido en otro proyecto alternativo de similar nivel de riesgo). El costo de los préstamos de terceros corresponde al interés de los préstamos corregidos por su efecto tributario, puesto que son deducibles de impuestos. Las principales fuentes de financiamiento se clasifican generalmente en internas y externas. Entre las fuentes internas se destacan la emisión de acciones y las utilidades retenidas en cada periodo después de impuestos. Entre las externas sobresalen los créditos y proveedores, los préstamos bancarios de corto y largo plazo y los arriendos financieros y leasing.

El costo de utilizar los recursos que prevé cada una de estas fuentes se conoce como costo de capital. Aunque la definición pudiera parecer clara, la determinación de este costo en general, es complicada. La complejidad del tema justifica que muchos textos de finanzas destinen parte importante a su análisis, cuyo estudio se encuentra fuera del alcance de este proyecto. Sin embargo a continuación se presenta un resumen de los elementos más importantes.

5.2.1.1 El Costo de la Deuda.

La medición del costo de la deuda, ya sea que la empresa utilice bonos o préstamo, se basa en el hecho de que éstos deben reembolsarse en una fecha futura específica, en un monto por lo general mayor que el obtenido originalmente.

El costo de la deuda se simboliza por k_d y representa el costo antes de impuestos. Dado que al endeudarse los intereses del préstamo se deducen de las utilidades y permiten una menor tributación, es posible incluir directamente en la tasa de descuento el efecto sobre los tributos que obviamente serán menores, ya que los intereses son deducibles para el cálculo del impuesto. El costo de la deuda después de impuestos será:

Ecuación 1

$$k_d(1 - t)$$

Donde (t) representa la tasa de impuestos.

Los beneficios tributarios sólo se logran si la empresa que lleva a cabo el proyecto tiene, como un todo, utilidades contables.

5.2.1.2 El Costo del Capital Propio o Patrimonio.

El capital patrimonial es aquella parte de la inversión que debe financiarse con recursos propios. En una empresa constituida, los recursos propios pueden provenir de la propia generación de la operación de la empresa, mediante la retención de las utilidades (rehusando el pago de dividendos) para reinvertirlas en nuevos proyectos, u originarse en nuevos aportes de socios.

El costo de capital propio se puede calcular mediante el uso de la tasa libre de riesgo (R_f) más un premio por riesgo (R_p), es decir:

Ecuación 2

$$k_e = R_f + R_p$$

Donde (k_e) es el costo del capital propio.

La tasa que se utiliza como libre de riesgo es generalmente la tasa de los documentos de inversión colocados en el mercado de capitales por los gobiernos.

El premio por riesgo corresponde a una exigencia que hace el inversionista por tener que asumir un riesgo al optar por una inversión distinta a aquella que le reporta una rentabilidad asegurada. La mayor rentabilidad se puede calcular como la media observada históricamente entre la rentabilidad del mercado (R_m) y la tasa libre de riesgo. Esto es:

Ecuación 3

$$R_p = R_m - R_f$$

Cuando un inversionista evalúa llevar a cabo determinada inversión, no solo evalúa y cuantifica el riesgo asociado con la propia inversión, sino que además evalúa y cuantifica ésta al conjunto de inversiones que él mantiene, mediante la correlación de la rentabilidad de la inversión particular con la rentabilidad esperada del mercado.

Modelo de los precios de los activos para determinar el costo del patrimonio CAMP (Capital asset pricing model)

El enfoque del CAMP tiene como fundamento central que la única fuente de riesgo que afecta la rentabilidad de las inversiones es el riesgo del mercado, el cual es medido mediante el beta (β), que relaciona el riesgo del proyecto con el riesgo del mercado. El beta mide la sensibilidad de un cambio de la rentabilidad de una inversión individual al cambio de la rentabilidad del mercado en general. Es por ello que el riesgo del mercado siempre será igual a 1. Si un proyecto muestra una beta superior a 1, significa que ese proyecto es más riesgoso respecto al riesgo del mercado. Una inversión con un beta menor a 1, significa que es una inversión menos riesgosa que el riesgo del mercado. Una inversión con una beta igual a cero significa que es una inversión libre de riesgo.

De este modo, para determinar el costo de capital propio o patrimonial, debe utilizarse la siguiente ecuación:

Ecuación 4

$$k_e = Rf + [E(Rm) - Rf]\beta_i$$

Donde $E(Rm)$ es el retorno esperado del mercado.

A continuación se analiza particularmente la metodología y las fuentes de información que deben utilizarse para cada caso.

a) Cálculo del $E(Rm)$

El parámetro más aproximado para la estimación de la rentabilidad esperada del mercado en un país específico está determinado por el rendimiento accionario de la bolsa de valores local. Debido a que la evaluación del proyecto debe hacerse a largo plazo, es por ello que se debe considerar para este parámetro un promedio de los últimos 60 meses.

Este rendimiento debe ser ajustado por el cambio en el nivel de precios de la economía para así obtener la rentabilidad real.

b) Cálculo del Rf

La tasa libre de riesgo corresponde a la rentabilidad que se podría obtener a partir de un instrumento libre de riesgo, generalmente determinada por el rendimiento de algún documento emitido por un organismo fiscal. La tasa libre de riesgo por excelencia corresponde al rendimiento que ofrecen los bonos del tesoro de Estados Unidos; sin embargo cada país tiene su propia institución.

c) Cálculo del Beta

La relación que existe entre el riesgo del proyecto, respecto al riesgo del mercado se conoce como Beta (β). El beta mide la sensibilidad de un cambio de la rentabilidad de una inversión individual al cambio de la rentabilidad del mercado en general. La teoría financiera señala que la fórmula para determinar el beta de una determina inversión es:

Ecuación 5

$$\beta_i = \frac{Cov(R_i, R_m)}{Var(R_m)}$$

Donde R_i representa la rentabilidad del sector i y R_m la rentabilidad del mercado.

Sin embargo, cuando no se dispone de información del retorno de una empresa o industria para calcular el beta, algunas compañías que se transan en bolsa tienen incorporado el cálculo del beta. Es importante señalar que los betas de las empresas generalmente incluyen el efecto en riesgo que provocan el endeudamiento, es decir, son betas que incorporan tanto riesgo operacional como riesgo financiero, por lo que resulta indispensable desapalancarlo para eliminar el riesgo financiero, propio de la estructura de financiamiento que tiene la empresa. Para lograr lo anterior se considera la siguiente fórmula:

Ecuación 6

$$\beta^{c/d} = \beta^{s/d} + (1 - tc) * \left(\frac{D}{P}\right) * \beta^{s/d}$$

Dónde:

$\beta^{s/d}$ = Beta de la firma desapalancado o sin deuda

$\beta^{c/d}$ = Beta de la firma apalancado o con deuda

tc = Tasa de impuestos a las utilidades generadas por la empresa

D = Componente de deuda en la estructura de la empresa

P = Componente de Patrimonio en la estructura de la empresa

El beta sin deuda es menor que el beta con deuda, ya que se le está eliminando el riesgo financiero. Con estos datos se aplica CAMP para determinar la tasa de descuento del sector en estudio.

Otro de los problemas comunes es cuando no existe ninguna empresa del sector que se transe en bolsa local. En este caso se debe tomar como referencia una empresa estadounidense del rubro que se transe en la bolsa de ese país. Dichas empresas se utilizan generalmente por ser éste un mercado más completo y más profundo que los mercados latinoamericanos. Con estos parámetros se debe utilizar CAMP y obtener la tasa de descuento considerando parámetros estadounidenses. Sin embargo que la tasa obtenida es para Estados Unidos y no para el país donde se desarrollará el proyecto, se debe aplicar un ajuste por riesgo/país. El riesgo/país es un índice que intenta medir el grado de riesgo que tiene un país para las inversiones extranjeras y está dado por la sobretasa que paga un país por sus bonos en relación a la tasa que paga el Tesoro de Estados Unidos. (Nassir S. , 2008, págs. 353-364)

5.2.2 Determinación de Tasa de Descuento.

En función de lo anterior se procederá a determinar la tasa de descuento para nuestro proyecto. Debido a que no tenemos suficiente información para el Ecuador, tomaremos como referencia la información del mercado de Estados Unidos y luego lo ajustaremos por el índice de riesgo país. A continuación se desarrollará la metodología paso a paso.

- a) Se determina el rendimiento del mercado $E(R_m)$, que aproximadamente es el rendimiento de la bolsa local, para nuestro

caso, Estados Unidos, es el Dow Jones Industrial (DJI), cuyo valor para los últimos 60 meses es: 10,5%. El detalle de este análisis se encuentra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

- b) El valor de $E(Rm)$ debe ser ajustado por el índice de precios (IPC) de Estados Unidos, el mismo que para los últimos 60 meses, tiene un promedio de anual de 0,87%. El detalle del análisis se encuentra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Con esto datos, el valor $E(Rm)$ ajustado por el IPC es de $10.5\% - 0.87\% = 9.63\%$.

- c) Para el cálculo de la tasa libre de Riesgo Rf , se utiliza la rentabilidad de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos de los últimos 60 meses. El rendimiento anual es del 3.55%. El detalle del análisis se encuentra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- d) Para la determinación del Beta (β) se ha escogido una empresa de Estados Unidos, que se encuentra operando en el mismo sector que nuestro proyecto. La Empresa escogida es Brookfield Renewable Energy Partners⁸, la misma que cotiza en la bolsa de New York, cuyos datos se encuentran en el **¡Error! No se encuentra el origen e la referencia..** El Beta de esta empresa es: 0.35.
- e) Para calcular la beta desapalancada o sin deuda, se utiliza la Ecuación 6, y los valores de Deuda (13 758 Millones de USD) y Patrimonio (6 091 Millones de USA) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** La Tasa de impuesto a las utilidades generadas por la empresa en Estados Unidos es del 35%, con lo que se tiene:

$$\beta^{s/d} = \frac{\beta^{c/d}}{(1 + (1 - tc) * \frac{D}{P})}$$

$$\beta^{s/d} = \frac{0.35}{(1 + (1 - 0.35) * \frac{13\,758}{6\,091})}$$

$$\beta^{s/d} = 0.1418$$

⁸ www.brookfieldrenewable.com

f) Aplicando la Ecuación 4 tenemos:

$$k_e = 3.55\% + [9.63\% - 3.55\%] * 0.1418$$

$$k_e = 4.37\%$$

Este valor aplica para Estados Unidos, por lo que tenemos que ajustar la misma a la realidad Ecuatoriana a través de índice de riesgo país. Según el Banco Central Ecuatoriano el riesgo país en el mes de marzo del 2015 es del 5.69%.

Por tanto, al ajustar la tasa de descuento a través del riesgo país, se tiene:

$$k_e = 4.37\% + 5.69\%$$

$$k_e = 10.06\%$$

Con esta tasa de descuento se procederá con el análisis financiero y se determina el costo del capital propio.

5.2.3 Estructura del Financiamiento.

Para la realización de este proyecto se tiene algunas fuentes de Financiamiento entre las cuales tenemos:

- a) **Empresa en funcionamiento con capital propio.**- Proviene de aportes de los propietarios o de fondos propios autogenerados (utilidades). Éstas no tienen un costo directo pero sí un costo de oportunidad.
- b) **Fuentes externas.**- Proviene de bancos, otras entidades financieras o del mercado de capitales. Algunas no son vinculantes (no se pierde

control) y otras si (incorporar un socio). Éstas tienen un costo directo porque o se pagan intereses o se comparten utilidades. Los intereses inciden en el estado de resultados proyectado y en el flujo de fondos proyectado. (Nassir S. , 2008)

La Empresa Proyectos Integrales de Ecuador PIL S.A. (PIL) es una empresa que se encuentra funcionando en el Ecuador por más de 13 años, cuya facturación para el año 2013 estuvo sobre los veintiún millones de dólares. PIL (PIL HIDRO) pertenece a un grupo de inversionistas cuya sede principal se encuentra en Colombia, pero que cuenta con operaciones en Ecuador, Perú, Bolivia y Estados Unidos, con una facturación anual en conjunto (empresas del grupo) sobre los sesenta millones de dólares. PIL es la directa interesada en el desarrollo, financiamiento, ingeniería, construcción, operación y mantenimiento del presente proyecto.

El esquema de financiamiento para el presente proyecto se plantea de la siguiente manera:

- a) Proyectos Integrales del Ecuador PIL S.A. colocará la contrapartida requerida para el proyecto a través de la ejecución de trabajos, principalmente en los rubros de Dirección, Supervisión, Ingeniería y ciertas actividades de construcción, las mismas que serán realizadas dentro de la operación de la empresa.
- b) Se buscará un préstamo a través de la Corporación Financiera Nacional, para lo cual se colocará como garantías los flujos y activos de la empresa con sus sedes en Ecuador y Perú. El porcentaje de financiamiento que se buscará es del 70% con desembolsos paulatinos de acuerdo a los requerimientos del flujo de efectivo, durante la etapa de construcción que se estima durará 24 meses. Los pagos del préstamo, tanto intereses como capital se le cancelarán a partir del tercer año.

5.3 Evaluación Financiera

5.3.1 Criterios de Evaluación Financiera.

Existen varios métodos para la evaluación, los cuales son agrupados en dos:

- a) Métodos de Evaluación Simple
- b) Métodos de Evaluación Complejos

Los Métodos de Evaluación Simple, no consideran el valor del dinero en el tiempo y normalmente utilizan información derivada de estados financieros como el Balance General y el Estado de Resultados. Mientras que los de Evaluación Complejos, sí toman en cuenta el valor del dinero, a través del tiempo y se basan, normalmente, en información derivada de flujos de efectivo. (Arboleda, 2003, p. 156)

Métodos de Evaluación Simple:

- ***Tasa Promedio de Rentabilidad (TPR).***- Está basado en procedimientos contables y se define como: la relación que existe entre el promedio anual de las utilidades netas y la inversión promedio de un proyecto.

Ventajas:

- Es fácil su aplicación, debido a que utiliza información contable.
- El resultado que se obtiene, se compara con la tasa exigida (Costo de Capital) para aprobarlo o rechazarla.

Desventajas:

- No considera los ingresos netos que produce la inversión, sino la utilidad contable.

- No considera el valor del dinero en el tiempo.
- Considera que los ingresos generados por el proyecto, tienen el mismo peso, o sea, que resulta lo mismo que los ingresos mayores se generen al principio que al final del proyecto.

- **Rentabilidad sobre la Inversión (RSI).**- Se define como el cociente en porcentaje de la utilidad neta del ejercicio, entre la inversión total (Total de Activos) y es un índice de eficiencia.

Ventajas:

- Es fácil su aplicación, debido a que utiliza información contable.
- El resultado obtenido se compara con la tasa exigida para el tipo de empresa.

Desventajas:

- No considera los ingresos netos que produce la inversión, sino la utilidad contable.
- No considera el valor del dinero en el tiempo, considerando en forma indistinta las utilidades que genera en los primeros o últimos años.

- **Rentabilidad sobre el Activo Fijo (RAF).**- Es la relación porcentual que guarda la utilidad neta del ejercicio y la suma de los activos fijos. Las ventajas y desventajas son las mismas de los métodos anteriores.

- **Relación Ventas sobre la Utilidad.**- Es la relación porcentual entre la utilidad neta y las ventas netas en un periodo determinado, éste índice sirve para medir la eficiencia porcentual en los diferentes tipos de industrias existentes.

- **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI o PAY OUT).**- Se define como el tiempo necesario para que los beneficios netos del proyecto, amorticen el capital invertido, o sea, se utiliza para conocer

en cuanto tiempo una inversión genera recursos suficientes para igualar el monto de dicha inversión.

Ventajas:

- Los resultados obtenidos son fáciles de interpretar.
- Indica un criterio adicional para seleccionar, entre varias alternativas que presentan iguales perspectivas de rentabilidad y riesgo.
- Es de gran utilidad cuando el factor más importante de un proyecto es el tiempo de recuperación.

Desventajas:

- Cuando el tiempo de recuperación deseado es corto, se rechaza proyectos que podrían considerarse aceptables en otras condiciones.
- No considera la magnitud de los flujos de efectivo que ocurren después de la amortización.
- Hace caso omiso la rentabilidad de un proyecto de inversión.
(Arboleda, 2003, pp. 157-162)

Métodos de Evaluación Compleja:

Frecuentemente los proyectos de inversión suponen ingresos en diferentes periodos de tiempo, cuando esto sucede, es conveniente analizar sus ingresos y sus gastos dentro de cada periodo y posteriormente, compararlos sobre una misma base de tiempo

Dentro de estos métodos están:

- a) VPN (Valor Presente Neto) o VAN (Valor Actual Neto)
- b) TIR (Tasa Interna de Retorno)

c) B/C (Relación Beneficio Costo)

(Mendez, 2014, p. 312)

Criterio del Valor Actual Neto (VAN).- Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. (Nassir S. , 2008, p. 321). El valor presente de una suma de dinero es aquella cantidad que se debe invertir hoy para asegurar una suma de dinero en el futuro, durante uno o más periodos. (Mendez, 2014, p. 312)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (\text{Nassir S. , 2008, p. 322})$$

Donde:

BN_t = Beneficio Neto del flujo del periodo t

i = Tasa de descuento

I_0 = La inversión inicial.

Los supuestos básicos bajo los cuales se calcula el VPN son los siguientes:

- Asume que los beneficios netos generados por el proyecto se reinvierten a la tasa de interés de oportunidad.
 - La diferencia entre la inversión en el proyecto y el capital total disponible para invertir en general, se invierten a la tasa de oportunidad utilizada en el proyecto. (Mendez, 2014, p. 312)
- $VAN > 0$: Significa que el proyecto permite recuperar lo invertido, los intereses (costo de oportunidad) y una suma adicional.
 - $VAN = 0$: Significa que el proyecto tan sólo permite recuperar los que se invirtió más los intereses (costo de oportunidad).

- VAN<0: Significa que el proyecto ni siquiera permite recuperar lo invertido en él, ni sus intereses.

El VAN es el método más conocido y de mayor aceptación por la facilidad para calcular e interpretar datos. (Mendez, 2014, p. 315)

Criterio de la Tasa Interna de Retorno (TIR).- El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una tasa única de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

Según menciona Mierman Y Smith⁹ la TIR “representa la tasa de interés más alta que el inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuese produciendo”. Aunque esta es una apreciación muy particular de estos autores, en la misma no se incluye los conceptos de costo de oportunidad, riesgo ni evaluación de contexto de la empresa en conjunto, sin embargo sirve para aclarar la intención del criterio. (Nassir S. , 1990, pág. 303)

El TIR es la tasa de interés que utilizada en el cálculo del VPN, hace que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero. En otras palabras, indica la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto apenas será aceptable. (Mendez, 2014, p. 316)

Matemáticamente se representa así:

Ecuación 7

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (\text{Nassir S. , 2008, p. 323})$$

Dónde:

⁹ Bierman y Smidt, El presupuesto, pag 39

$r = TIR =$ La tasa que hace que el VAN sea cero¹⁰.

Tradicionalmente esta ecuación se resuelve por prueba y error y usando tablas financieras; además este proceso se puede facilitar aplicando programas de calculadoras u hojas electrónicas. La regla de decisión para el criterio de la TIR es de carácter normativo y establece lo siguiente:

- Si la TIR es mayor que la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), se debe aceptar.
- Si la TIR es igual a la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), es indiferente.
- Si la TIR es menor que la tasa mínima aceptable (tasa de oportunidad), se debe rechazar.

Esta regla coincide con la VPN en cuanto se aplica para aceptar o rechazar alternativas, pero difiere que la TIR no se utiliza para priorizar alternativas; es decir; una alternativa con mayor TIR no implica que sea la mejor. (Mendez, 2014, p. 317)

Las dos técnicas de evaluación de proyectos analizados, la TIR y el VAN, pueden en ciertas circunstancias conducir a resultados contradictorios. Ello puede ocurrir cuando se evalúa más de un proyecto con finalidad de jerarquizarlos, tanto por tener un carácter de alternativas mutuamente excluyentes como por existir restricciones de capital para implementar todos los proyectos aprobados.

¹⁰ Esta ecuación debe ser resuelta con la ayuda de funciones en equipos de cómputo o calculadoras financieras.

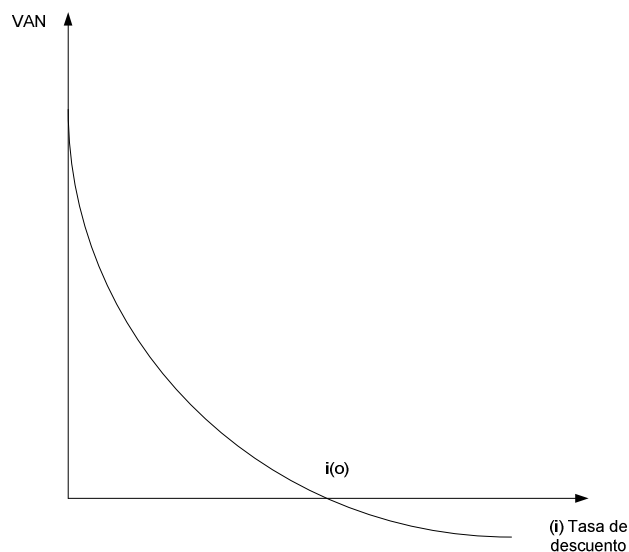


Figura 43: Relación VAN vs TIR

Fuente: Preparación y Evaluación de proyectos, Nassir SAPAG, pag 306

Si la Tasa de descuento es cero el VAN es la suma algebraica de los flujos de caja del proyecto. A medida que se actualiza a una tasa de descuento mayor, el VAN va decreciendo. Al cruzar el origen (VAN igual a cero), la tasa de descuento $i(o)$ se iguala a la tasa interna de retorno (TIR).

Si el criterio del VAN indica la aceptación de un proyecto cuando éste es cero o positivo y si el criterio de la TIR indica su aceptación cuando la tasa de retorno es mayor o igual a la tasa de descuento, ambas conducirán necesariamente al mismo resultado. (Nassir S. , 2008, p. 323)

Relación Beneficio-Costo.- Un tercer indicador de la rentabilidad de un proyecto es la relación beneficio-costo. Para su cálculo se traen a valor presente los ingresos brutos y este valor se divide por el valor presente de los costos brutos.

Ecuación 8

$$RBC = \frac{VPI}{VPC} \text{ (Mendez, 2014, p. 322)}$$

Dónde:

RBC = Relación Beneficio-Costo

VPI = Valor presente de los ingresos brutos

VPC = Valor presente de los costos brutos

En el costo bruto se incluye la inversión y los costos operativos del proyecto; sin embargo, dado que este indicador es sensible a la clasificación de los ingresos y los costos; esto es, que en un mismo proyecto se podrían obtener diferentes relaciones beneficio-costo dependiendo de la clasificación que se maneje.

El cálculo de este indicador en forma similar al VPN, está en función de la tasa de interés de oportunidad. La regla de decisión para el criterio de la RBC es normativa y establece:

- Si la RBC es mayor que 1, se debe aceptar el proyecto. Refleja que el valor presente de los beneficios es mayor que el de los costos.
- Si la RBC es menor que 1, se debe rechazar el proyecto. Indica que el valor presente de los beneficios es menor que el de los costos.
- Si la RBC es igual a 1 es indiferente la realización o rechazo del proyecto. En este caso los beneficios netos apenas compensan el costo de oportunidad del dinero. (Mendez, 2014, p. 322)

5.3.2 Construcción de flujos de caja.

El estado de flujo de efectivo contiene todas las actividades del efectivo, tanto ingresos como desembolsos, de una empresa, durante un período determinado. Explica además, las causas de los cambios en el efectivo, suministrando información sobre las actividades operativas, de financiamiento y de inversión. (Horngreen, 2000)

Los métodos para la elaboración de flujos de efectivos son:

- a) Directos
- b) Indirectos

Método Directo.- Técnica que calcula el efectivo neto obtenido con las actividades operativas como cobros menos desembolsos operativos. (Horngreen, 2000)

Método Indirecto.- Técnica que se ajusta a la utilidad neta acumulada para reflejar únicamente las entradas y salidas de efectivo. (Horngreen, 2000)

Los supuestos financieros considerados para este análisis son los siguientes:

a) DEPRECIACIONES

De acuerdo a la normativa tributaria que se aplica para el registro de ingresos y gastos, está contenida en la Ley de Régimen Tributario Interno, los porcentajes de depreciación de activos fijos son:

Tabla 37:
Valores de Depreciación

Porcentajes máximos de depreciación de activos fijos		
Activo Fijo	Porcentaje	Años
Inmuebles (excepto terrenos), naves, aeronaves, barcasas y similares	5% anual	20 años
Instalaciones, maquinarias, equipos y muebles	10% anual	10 años
		Continua
Vehículos, equipos de transporte y equipo caminero móvil	20% anual	5 años
Equipo de cómputo y software	33% anual	3 años

Fuente: SRI, Elaboración Propia

b) TASA DE INTERES FINANCIAMIENTO

Se asume una tasa de interés del 11% a 10 años plazo, y el tiempo de gracia para empezar a pagar el préstamo es de 24 meses, según información de la CFN, para mayor detalle revisar Tabla 39

c) SUPUESTO DE FINANCIAMIENTO

Tabla 38:
Valor total de la inversión

<i>Valor total de la inversión</i>		
Costo de Construcción	12 988 864	USD
Gastos de Desarrollo	2 413 274	USD
Valor total del proyecto	15 402 138	USD
Monto del préstamo	10 274 192	USD
Monto de la contrapartida	5 127 947	USD

Elaboración Propia

Tabla 39:
Datos del Proyecto y Supuestos Financieros

Nombre del Proyecto	La Esperanza	
Tipo de Proyecto	Mini hidroeléctrica	
País	Ecuador	
Localización	Parroquia Manuel Cornejo Astorga	
Desarrollador	HIDROTANDAPI	
Potencia a instalar	8 000	Continua
Factor de Planta	95.00%	
Generación promedio anual	66 576 000	kWh
Costo por KW instalado (sin gastos financieros durante construcción)	1 925	USD/kW

Periodo de operación	15	años
Periodo de construcción	24	meses
Porcentaje de los aportes de Capital (Gastos construcción)	30.0%	-
Tasa de Descuento	10.06%	-
Tasa de interés	11.00%	-
Plazo del préstamo	10	años
Periodo de Gracia	24.0	meses
<u>Tarifa promedio proyectada</u>	<u>0.0781</u>	<u>USD/kWh</u>
Escalamiento anual	0.0%	-
Costos de operación, administración y mantenimiento	2.5%	de la inversión
Tasa del impuesto sobre las utilidades	22%	-
Costo Transmisión, Comercialización	0.002	USD/kWh
Precio neto	0.0779	USD/kWh

Elaboración Propia

d) VALOR DE DESECHO DEL PROYECTO

El valor de Desecho o Salvamento del Proyecto, se determinará por los siguientes métodos:

- Método Contable.- Corresponde al valor en libros de los activos del proyecto.
- Método Comercial.- Corresponde al valor del mercado de los activos del proyecto, corregidos por su efecto tributario.
- Método Económico.- Es el valor actual de un flujo promedio perpetuo. Se supone que el proyecto es capaz de generar desde el momento que se evalúa hacia adelante. (Hernández A. , 2001, págs. 137-138)

Para nuestro proyecto utilizaremos el último método, debido a que una vez terminado el periodo de concesión (15 años), el proyecto tiene la capacidad de seguir generando beneficios.

Para el cálculo del valor de Desecho se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 9: Valor de Desecho

$$\text{Valor Desecho} = \frac{\text{Beneficio Neto}_k - \text{Depreciación}_k}{i}$$

Donde:

Beneficio Neto_k = Es el beneficio neto en el año k

Depreciación_k = Depreciación de los activos en el año k

i = Tasa exigida como costo de capital.

Con la información que se encuentra en el [Anexos\Anexo 3 Flujos de Efectivo del Proyecto Hidroeléctrico la Esperanza \(1\).pdf](#) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para el año 14 (que corresponde al año 16 si contamos los dos años de construcción del proyecto). Para el costo de capital tomaremos la tasa de descuento determinada en el punto 5.2.2, con lo cual tenemos lo siguiente:

$$\text{Valor Desecho} = \frac{2\,425\,222 - 770\,107}{10.06\%}$$

$$\text{Valor Desecho} = 16\,453\,640 \text{ USD}$$

5.3.3 Evaluación el Proyecto utilizando el VAN y TIR.

Para el análisis se considera que el tiempo de Registro del presente proyecto, que entrega el CONELEC es de 15 años, sin embargo, el tiempo estimado para la construcción del proyecto es de 2 años, por lo tanto la proyección de los flujos de efectivo se la realizo para 13 años, este detalle se encuentra en el Anexo 3.

Los resultados del VAN y el TIR son los que se muestran a continuación

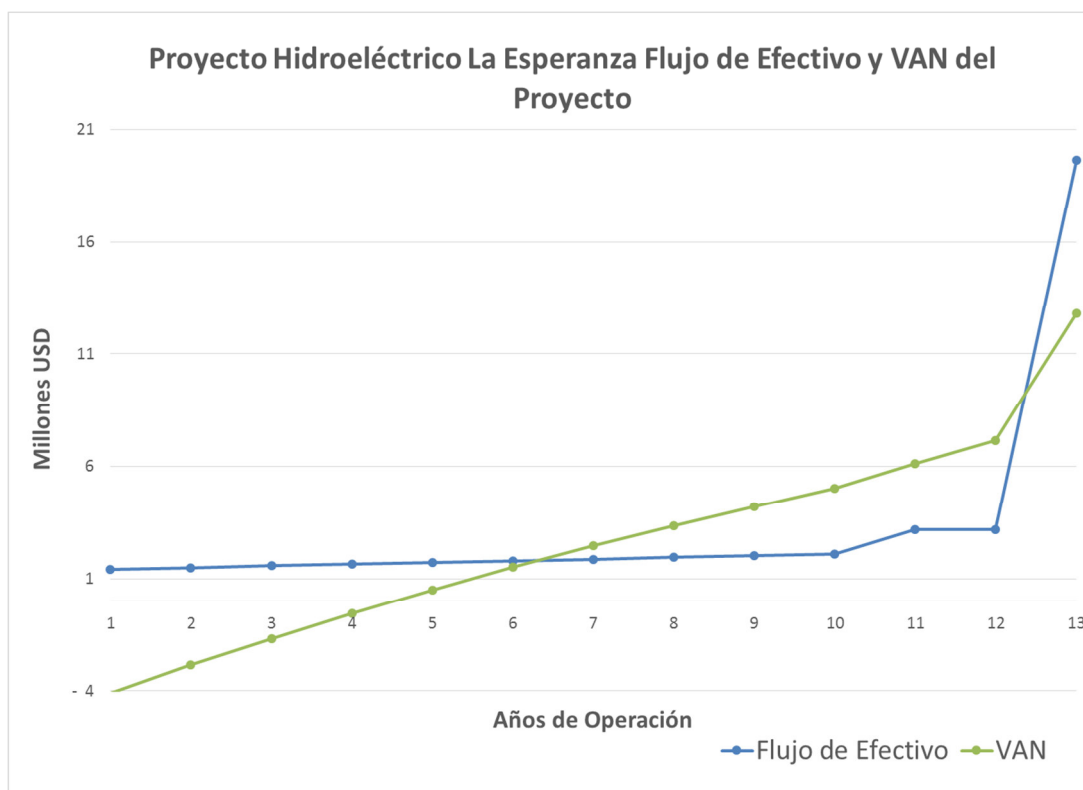


Figura 44: VAN y Flujos de Efectivo del Proyecto La Esperanza

Elaboración Propia

Tabla 40 :

Resultados VAN y TIR para el proyecto La Esperanza

Resultados para un periodo de operación de 13 años		
Resultados sin la incorporación de los CREs		
Tasa interna de retorno	-	32,54%
Valor actual neto	12.796.619	USD

Elaboración Propia

La relación Beneficio-Costo, es igual a 2,5 veces del valor invertido.

5.3.4 Tiempo de Recuperación de la Inversión

El tiempo de recuperación de la inversión para este proyecto, bajo las condiciones establecidas es de 4 años. Debido a que la suma de los flujos netos de los 4 primeros años es de 6 124 029 USD, que es superior a la inversión inicial de los accionistas.

5.4 Análisis de Riesgo.

Podemos analizar el riesgo porque existe una infinidad de situaciones reales que puede alterar el resultado que esperamos. Entre aquellas situaciones podemos citar:

Cambios de gobierno

Condiciones climatológicas

Crecimiento, Recesión o Crisis Económicas

El comportamiento único de los flujos de caja supuestos para el cálculo de VAN y el TIR es incierto, pues no es posible conocer con anticipación cuál de todos los hechos que pueden ocurrir y que tienen efectos en los flujos de caja ocurrirán efectivamente. Al no tener certeza sobre los flujos futuros de caja que ocasionará cada inversión, se estará en una situación de riesgo o incertidumbre. (Nassir S. , 2008, p. 371)

En toda inversión existen dos clases de riesgos

- 1) Un riesgo que disminuye a medida que se diversifica el portafolio
- 2) Un riesgo que se mantiene, sin importar la diversificación del portafolio.

Riesgo en los proyectos.- El riesgo en un proyecto se define como la variabilidad de los flujos de caja reales respecto a estimados. Mientras más

grande sea esta variabilidad, mayor es el riesgo del proyecto.

Riesgo define una situación donde la información es de naturaleza aleatoria, en que se asocia una estrategia a un conjunto de resultados posibles, cada uno de los cuales tiene asignada una probabilidad. La incertidumbre caracteriza a una situación donde los posibles resultados de una estrategia no son conocidos y, en consecuencia, sus probabilidades de ocurrencia no son cuantificables. (Nassir S. , 2008, p. 372)

Una diferencia menos estricta entre riesgo e incertidumbre identifica al riesgo como la dispersión de la distribución de probabilidades del elemento en estudio o los resultados calculados, mientras que la incertidumbre es el grado de falta de confianza respecto a que la distribución de probabilidades estimadas sea la correcta. (Nassir S. , 2008, p. 372)

La Medición del Riesgo.- La falta de certeza de las estimaciones del comportamiento futuro se puede asociar normalmente con distribución de probabilidad de los flujos de caja generados por el proyecto. Su representación gráfica permite visualizar la dispersión de los flujos caja, asignando un riesgo mayor a aquellos proyectos cuya dispersión sea mayor. Existen, sin embargo, modos precisos de medición que manifiestan su importancia principalmente en la comparación de proyectos o entre alternativas de un mismo proyecto, el más común es la desviación estándar, que se calcula mediante la siguiente expresión:

Ecuación 10

$$\sigma = \sqrt{\sum_{xA1}^n (A_x - \bar{A})^2 P_x} \quad (\text{Nassir S. , 2008, p. 373})$$

Donde A_x es el flujo de caja de la posibilidad x , P_x es su probabilidad de ocurrencia, y \bar{A} es el valor esperado de la distribución de la probabilidad de los flujos de caja que se obtienen de:

Ecuación 11

$$\bar{A} = \sum_{xA1}^n A_x P_x \quad (\text{Nassir S. , 2008, p. 373})$$

Si \bar{A} correspondiera al valor esperado del valor actual neto, ante igualdad de riesgo se elegiría el proyecto que exhiba el mayor valor esperado. Cuando mayor sea la dispersión esperada de los resultados de un proyecto, mayores serán su desviación estándar y su riesgo. (Nassir S. , 2008, p. 373)

Métodos para tratar el riesgo.- Para incluir el efecto del factor riesgo en la evaluación de proyectos de inversión se han desarrollado diversos métodos o enfoques que no siempre conducen a un resultado idéntico. La información disponible es, una vez más, uno de los elementos determinantes en la elección de uno u otro método.

El criterio subjetivo es uno de los métodos comúnmente utilizados. Se basa en consideraciones de carácter informal de quien toma la decisión, sin incorporar específicamente el riesgo del proyecto, salvo en su apreciación personal. Se ha intentado mejorar este método que se tenga en cuenta la expectativa media y la desviación estándar del VAN, lo cual, aunque otorga un carácter más objetivo a la inclusión del riesgo, no logra incorporarlo en toda su magnitud. De igual manera, el análisis de fluctuaciones de los valores optimistas, más probables y pesimistas del rendimiento del proyecto, sólo disminuye el grado de subjetividad de la evaluación del riesgo, sin eliminarla.

Los métodos basados en mediciones estadísticas son quizá los que logran superar de mejor manera, aunque no definitivamente, el riesgo asociado con cada proyecto. Para ello analizan la distribución de probabilidades de los flujos futuros de caja para presentar a quien tome la decisión de aprobación o rechazo los valores probables de los rendimientos

y de la dispersión de su distribución de probabilidad. (Nassir S. , 2008, p. 375)

Métodos de Simulación de Monte Carlo.- El modelo de Monte Carlo, llamado también método de ensayos estadísticos, es una técnica de simulación de situaciones inciertas que permiten definir valores esperados para variables no controlables, mediante la selección aleatoria de valores, donde la probabilidad de elegir entre todos los resultados posibles está en estricta relación con sus respectivas distribuciones de probabilidades.

En la actualidad se dispone de varios software que solucionan fácilmente esta tarea. Programas que permiten asignarle a determinadas variables un comportamiento aleatorio posible de definir por medio de una distribución de probabilidades que se elige entre varias opciones que ofrece cada paquete: normal, triangular, uniforme, beta, exponencial, Pareto, etc.

De esta manera el programa selecciona un valor aleatorio al azar para cada variable elegida, el cual está acorde con la distribución de probabilidades asignada a cada una. Al pedir que se ejecuten, por ejemplo, mil iteraciones, permite obtener valores actuales netos, los cuales presenta en un resumen gráfico con los resultados de la simulación. Además de entregar información estadística, indica el porcentaje de los escenarios en que el VAN es igual o superior a cero. (Nassir S. , 2008, p. 386)

Para el análisis de riesgo del presente proyecto se utilizó el paquete informático @risk versión 6.2 desarrollado por la empresa PALISADE. Para el análisis se definió las siguientes variables de entrada y su respectiva distribución estadística.

Para determinar las variables de entrada con a las cuales se desarrollaría la Simulación Monte Carlo, se analizó las principales etapas del

proyecto y se determinó que variables incidirían determinadamente en cada etapa, esto se resume de la siguiente manera:

- ETAPA CONSTRUCCION
 - Presupuesto de construcción en función del tamaño de la planta a construirse.
 - Tasa de Interés de la financiación.

- ETAPA DE PRODUCCION
 - Energía a producirse, factor de planta.
 - Precio de venta de la energía producida
 - Costos de Operación y Mantenimiento.
 -

Tabla 41:
Variables para la Simulación Monte Carlo

Variable	Tipo	Valor Pesimista	Valor Más Probable	Valor Optimista
Factor de Planta	PERT	61%	74%	85,9%
Costo Unitario (USD/kW)	PERT	\$ 1.500,00	\$ 2.015,00	\$ 2.500,00
		Media	Desviación	Continua
Costos de Operación y Mantenimiento	Normal	2,50%	0,5%	
Tasa de Interés	Normal	10,21%	0,68%	
Precio de Venta Energía	Normal	0,0781	0,01562	Continua

Elaboración Propia

Los datos de la Tabla anterior fueron obtenidos de la siguiente manera:

- a) Los valores del Factor de Planta y el Costo Unitario fueron obtenidos de la información proporcionada en el Anexo 5.1 del Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021 realizado por el CONELEC para proyectos Hidroeléctricos entre 5 y 20 MW. Para mayor detalle ver Anexo 4 de este documento.

- b) Para el Costos de Operación y Mantenimiento se estimó una variación del 20% sobre la media establecida para cada valor.
- c) Para la Tasa de interés, la desviación se determinó entre el valor referencial y el valor máximo proporcionados por el Banco Central del Ecuador para el segmento productivo empresarial.

Adicional, se debe clarificar que la distribución PERT, es una alternativa a la distribución Triangular, que utiliza los mismos tres parámetros pero usa una curva más suave y elimina las colas. Al igual que la distribución triangular hace hincapié sobre el valor más probable. (Ordoñez) PALISADE.

A continuación se presenta la información obtenida de la simulación Monte Carlos, con el uso del software @Risk.

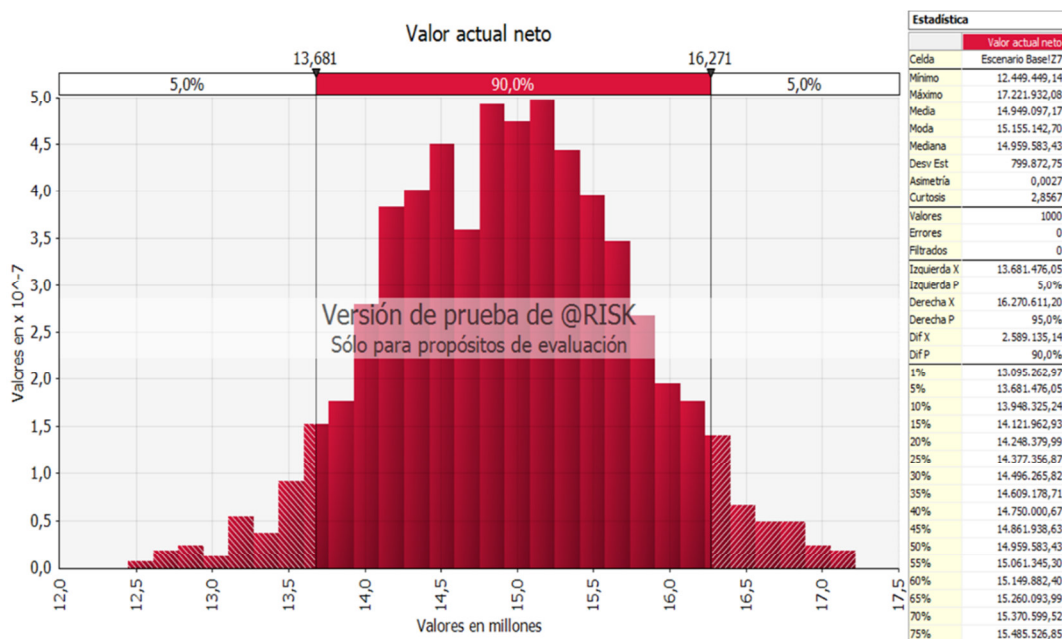


Figura 45: Distribución de Probabilidades del VAN

Fuente: Elaboración Propia

Según el análisis Monte Carlo, la distribución de probabilidades indica que el 90% de los casos el VAN va a estar entre 13 y 16 millones de dólares, y no existen valores menores o iguales a cero.

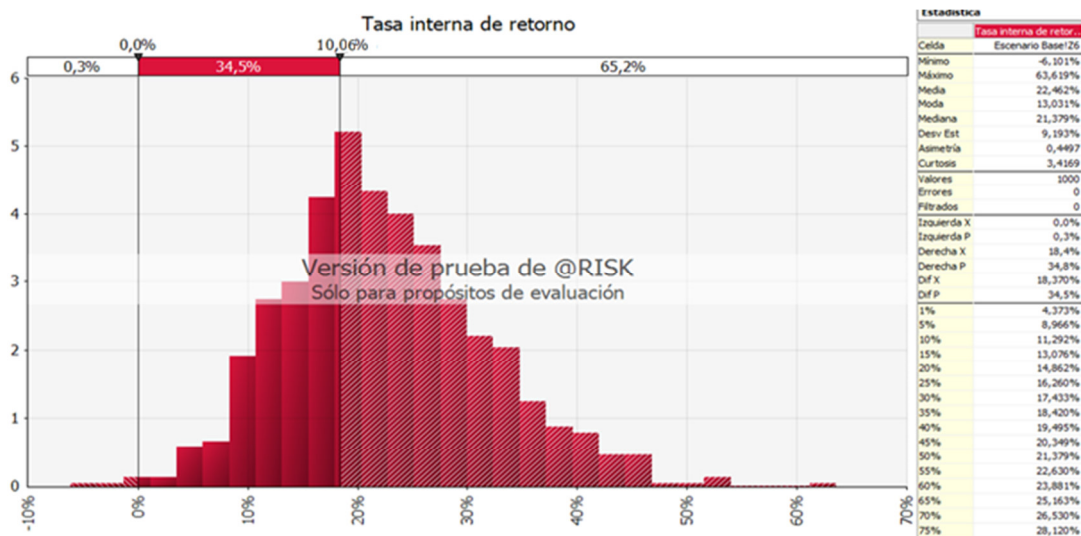


Figura 46: Distribución de Probabilidades del TIR

Fuente: Elaboración Propia

El análisis Monte Carlo nos muestra que hay una probabilidad del 0,3% de que el TIR sea menor o igual que cero, así mismo la probabilidad de que el TIR sea menor o igual a la tasa de descuento es del 34,5%. Finalmente la probabilidad de que el TIR sea mayor a la tasa de descuento es del 65,2%.

5.5 Análisis de Sensibilidad

La Importancia del análisis de sensibilidad se manifiesta en el hecho de que los valores de las variables que se han utilizado para llevar a cabo la evaluación del proyecto pueden tener desviaciones con efectos considerables en la medición de sus resultados.

La evaluación del proyecto será sensible a las variaciones de uno o más parámetros si, al incluir estas variaciones en el criterio de evaluación empleado, la decisión inicial cambia.

Visualizar que variables tienen mayor efecto en el resultado frente a distintos grados de error en su estimación permite decidir acerca de la necesidad de realizar estudios más profundos de esas variables, para

mejorar las estimaciones y reducir el grado de riesgo por error. (Nassir S. , 2008, pág. 399)

Modelo Unidimensional de la Sensibilización del VAN.- El análisis unidimensional de la sensibilización del VAN determina hasta donde puede modificarse el valor de una variable para que el proyecto siga siendo rentable.

Modelo Multidimensional de la Sensibilización del VAN.- La operatividad de los modelos de sensibilización radica en la mayor o menor complejidad de sus procedimientos. El análisis multidimensional, a diferencia del unidimensional, además de incorporar el efecto combinado de dos o más variables, busca determinar en qué manera varía el VAN frente a cambios en los valores de las variables como una forma de definir el efecto en los resultados de la evaluación de errores en las estimaciones.

La simulación Monte Carlo permite considerar una gran cantidad de combinaciones posibles respecto a las variables que afectan los resultados de un proyecto o negocio.

Utilizando las herramientas de simulación que posee el software @Risk se ha procedido a realizar el análisis de sensibilidad, obteniéndose los siguientes resultados.

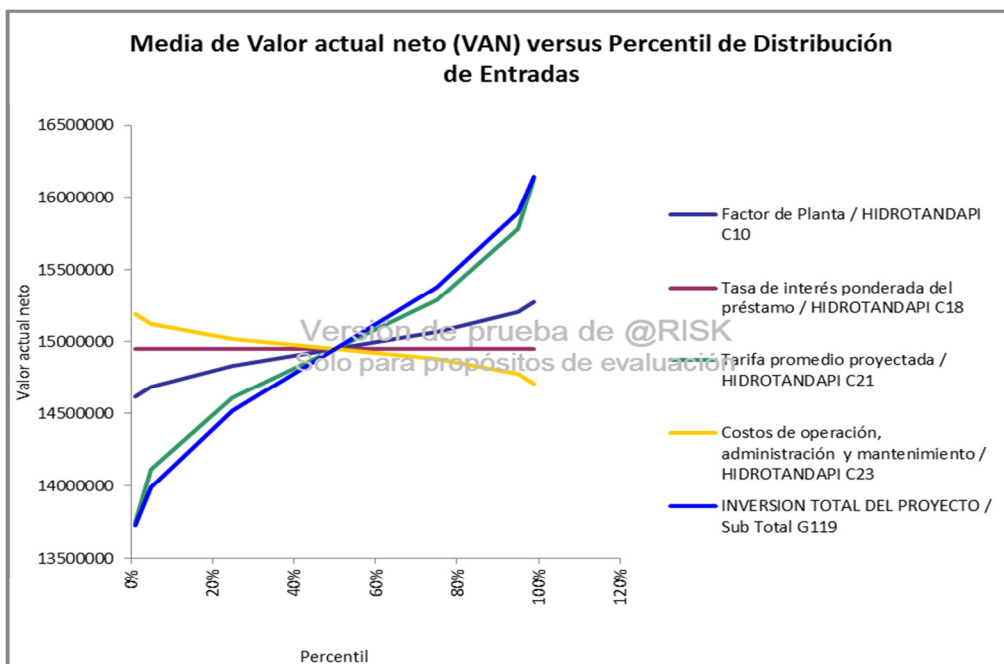


Figura 47: Análisis de Sensibilidad del VAN

Fuente: Elaboración Propia

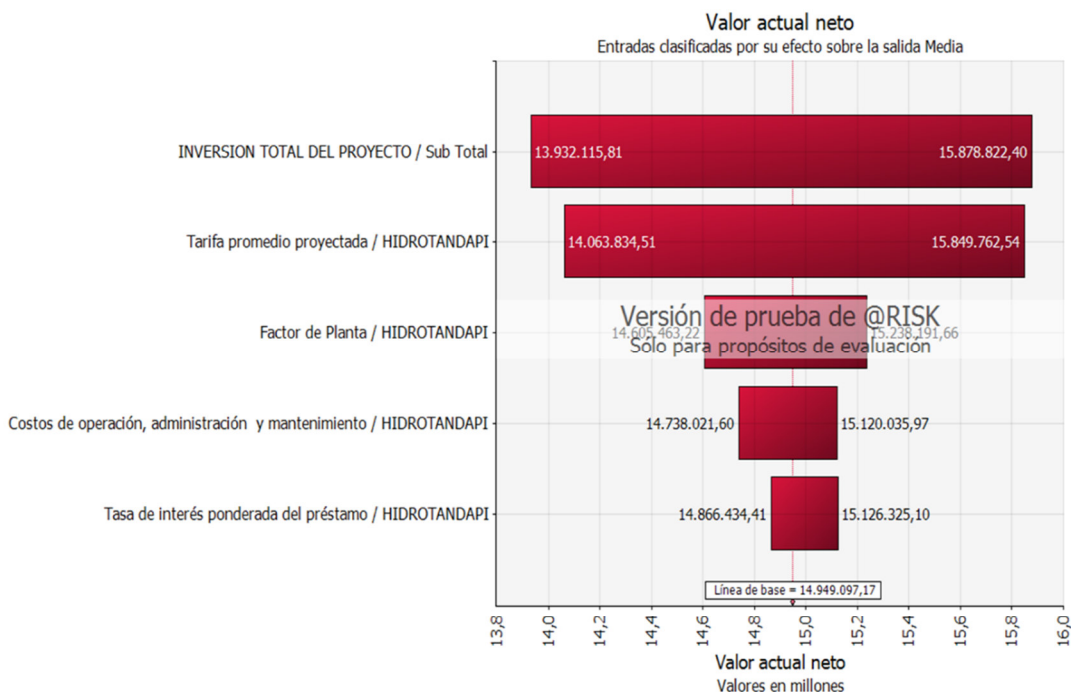


Figura 48: Análisis de Sensibilidad del VAN

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en las gráficas anteriores, el valor que puede tomar el VAN es muy sensible a cambio de la Tarifa por kW/h Vendido y al presupuesto para la implementación del proyecto. La sensibilidad que presenta ante los otros parámetros es menor.

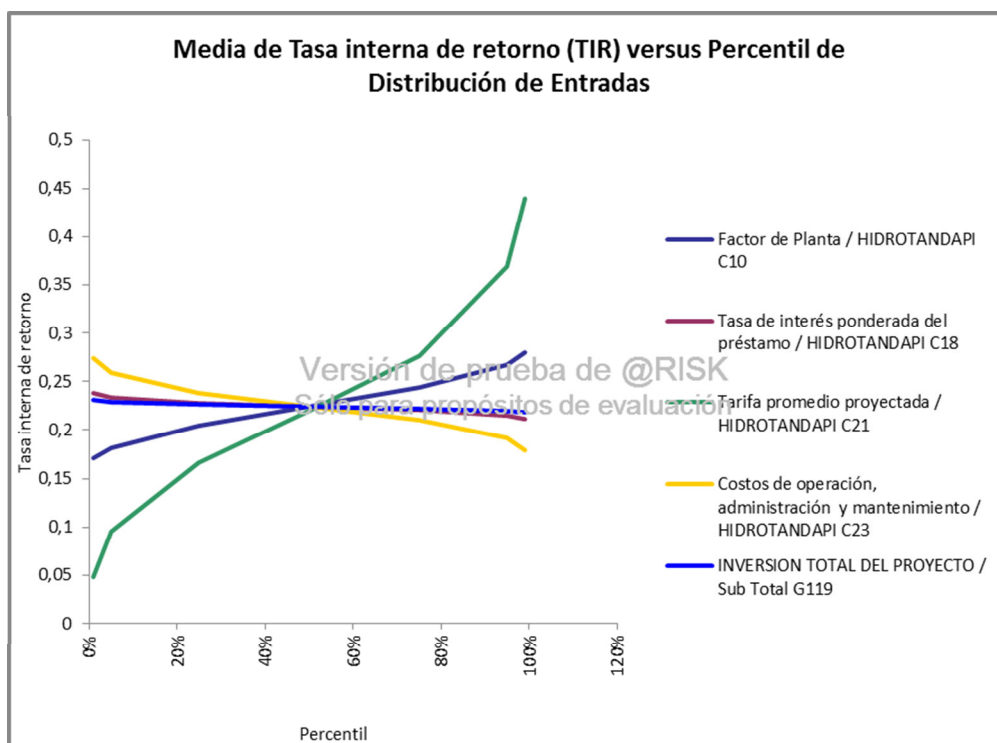


Figura 49: Análisis de sensibilidad del TIR

Fuente: Elaboración Propia

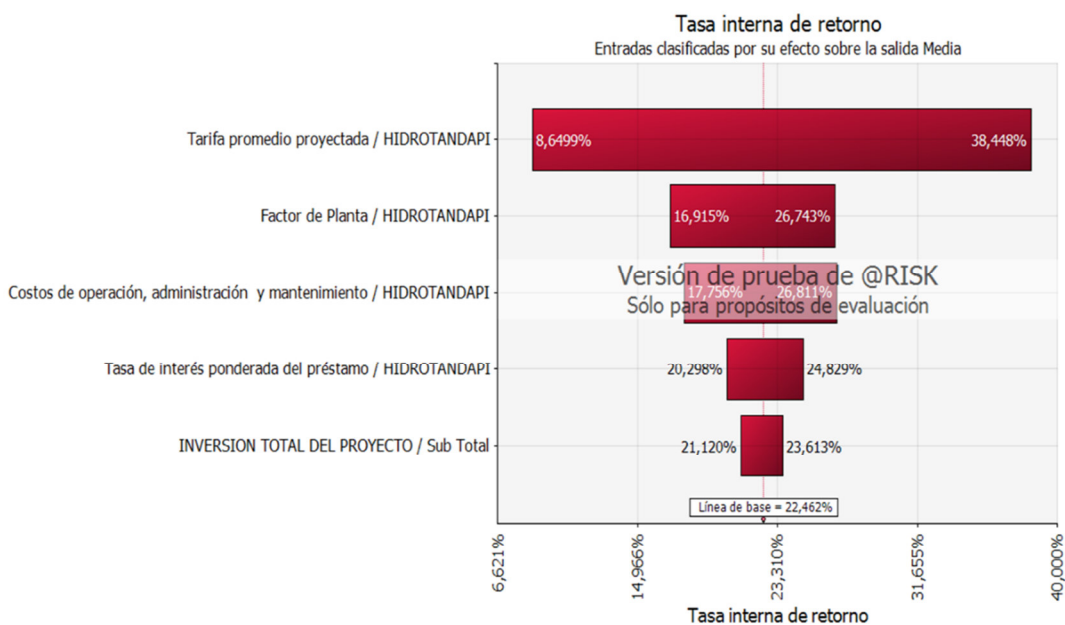


Figura 50: Análisis de sensibilidad del TIR

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en las gráficas anteriores el Valor que puede tomar el TIR es muy sensible, principalmente, a los cambios que puede tener la Tarifa por kW/h vendido.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El Ecuador posee gran potencial hidroeléctrico. De las dos vertientes que posee el Ecuador (Vertiente del Pacífico y Vertiente del Amazonas), la vertiente del pacífico presenta un menor potencial, sin embargo esta área del territorio tiene desarrollado su estructura para evacuar la energía producida (líneas de transmisión). Por otro lado la vertiente del Amazonas posee un mayor potencial hidroeléctrico, pero no tiene desarrolladas líneas de trasmisión que permitan evacuar la energía, lo que ocasiona que para proyectos mini hidroeléctricos, asumir el costo de construir largas líneas de transmisión, harían que la inversión inicial sea mayor provocando que los mismo no sean viables. Esta situación no afecta a proyectos hidroeléctricos mayores.
- Las leyes ecuatorianas y el marco regulatorio eléctrico presentan un excelente escenario para la inversión privada en mini y micro proyectos hidroeléctricos y en general en proyectos con fuentes de energías renovables.
- En el país se están desarrollando centrales hidroeléctricas que a futuro ingresarán en operación, sin embargo, por otro lado, el gobierno está implementado políticas para disminuir los subsidios que tiene con el consumo de combustibles fósiles, estas políticas ocasionará que la demanda de energías renovables (entre ellas hidroeléctricas) se incremente, esto se puede observar en la Figura 35: Balance de la Oferta y la Demanda de Energía , lo que permite que los proyectos de generación eléctrica renovable presenten una gran demanda a futuro.

6.2 Conclusiones Hipótesis

- Con una VAN de 12'796.619 USD, un TIR del 32,54%, con la información del proyecto y los supuestos financieros mostrados en la Tabla 39, se puede concluir que el proyecto es económico y financieramente viable.
- Según la Figura 47 y Figura 49, el proyecto es sensible principalmente al valor de la tarifa que se va a obtener por venta de energía y al presupuesto total del mismo.
- En el análisis de Riesgo se determinó que según el análisis Monte Carlo, la distribución de probabilidades indica que el 90% de los casos el VAN va a estar entre 13 y 16 millones de dólares, y no existen valores menores o iguales a cero y para el TIR se obtuvo que hay una probabilidad del 0,3% de sea menor o igual que cero, así mismo la probabilidad de que el TIR sea menor o igual a la tasa de descuento es del 34,5% y finalmente la probabilidad de que el TIR sea mayor a la tasa de descuento es del 65,2%.

6.3 Recomendaciones

- El país debería complementar y fomentar mayormente este tipo de iniciativas, a través de proporcionar créditos con menores requerimientos de garantías y tasas competitivas. Esto considerando que el estado es propietario del recurso hídrico y es quien autoriza los permisos de concesión necesarios para el desarrollo de los proyectos, así como también que es el estado a quien se revertirán estos proyectos al final de la concesión.
- Debido a que este proyecto es de iniciativa privada, es recomendable que el presupuesto sea ajustado para maximizar el beneficio del recurso hídrico y minimizando en lo posible la inversión inicial, de tal manera de

poder darle viabilidad al mismo y aprovechar el periodo de gracia y el precio de venta de la energía que se tiene en este período.

7. BIBLIOGRAFÍA

Academia Ecuatoriana del Derecho. (2006). *La Compañía Anónima*. Quito: Ediciones Legales S.A.

Aguirre, I. G. (2013). *Proyecto Hidroeléctrico San Carlos - Prefactibilidad*.

Arboleda, G. (2003). *Proyectos Formulación, Evaluación y Control*. Cali: Carvajal Soluciones de Comunicación.

Banco Central del Ecuador. (2011). *Ecuador: Informe mensual de Inflación Agosto 2011*. Quito: Banco Central del Ecuador.

Banco Central del Ecuador. (2011). *Estadísticas Macroeconómicas, Septiembre 2011*. Quito: Banco Central del Ecuador.

Banco Central del Ecuador. (24 de 09 de 2014). *Página Web del Banco Central del Ecuador*. Obtenido de www.bce.fin.ec

Berenson, D. L. (2006). *Estadística para Administración*. Person.

CONELEC. (2012). *Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021*.

CONELEC. (2013). *Regulación No. CONELEC - 001/13*. Quito.

El Ciudadano. (2009). Ministro de Electricidad responde cuestionamientos al proyecto Coca Codo Sinclair. *El Ciudadano*.

El Comercio. (2010). La potencia del Coca-Codo, en entredicho. *El Comercio*.

EOI. (2011). *Energía Minihidráulica - Master Executive TICAL*. Madrid: EOI.

Gobierno de Pichincha. (2012). *Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de la Parroquia Manuel Cornejo Astorga*. Quito.

Hernández, A. (2001). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión* (Cuarta Edición ed.). Madrid: Ecafsa.

Hernández, S. (1991). *Metodología de la Investigación*. Mexico: McGraw Hill.

Horngreen, C. T. (2000). *Introducción a la Contabilidad Financiera*. Mexico: Pearson Educación.

INAMHI. (s.f.). *Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología*. Recuperado el 26 de 05 de 2013, de www.inamhi.gob.ec

Juez, D. (2012). Proyecto Hidrológico Pilatón Chictia AN en la Esperie. Quito.

Malhotra, N. K. (2008). *Investigación de Mercados*. Mexico: Pearson Educacion.

Marat, L. M. (s.f.). *Fundacion del Tucumán*. Obtenido de www.cadp.org.ar

Mendez, R. (2014). *Formulación y Evaluación de Proyectos*. Icotec.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovables. (2012). *Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021*. Quito.

Nassir, S. (1990). *Preparación y Evaluación de Proyectos, 2da Edición*. Mexico: Macgraw Hill.

Nassir, S. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*. Bogotá: Mcgraw Hill.

Ordoñez, J. (s.f.). *Usando @RISK en análisis de riesgo de costos*. (Palisade, Intérprete)

Romero, D. C. (2001). *Curso de Derecho Societario*. Loja : Editorial UTPL.

Romero, D. C. (2004). *Derecho Societario*. Loja: Editorial UTPL.

Superintendencia de Compañías. (2006). Registro oficial 196, 26-1-2006. Quito: Ediciones Legales S.A.