



**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DEL
ECUADOR**

**FACULTAD DE CIENCIAS
ADMINISTRATIVAS**

**TESIS DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERÍA EN NEGOCIOS
INTERNACIONALES**

**FACTIBILIDAD DE VENTA DE BONOS DE CARBONO (CERs) A
TRAVÉS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA UTILIZANDO
MDL (MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO) EN EL
PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE A SER
CONSTRUIDO POR LA EMPRESA HEQ EP DEL GADPP.**

Grace Andrea Solano De la Sala Herrera

**Directora
MSC. María de Lourdes Guerra**

Septiembre 2013

Quito - Ecuador



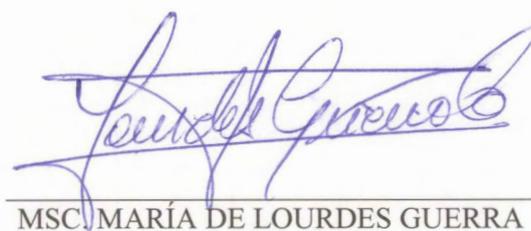
Yo, GRACE ANDREA SOLANO DE LA SALA HERRERA, declaro bajo juramento, que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador, para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, reglamento y leyes.



GRACE SOLANO DE LA SALA

Yo, MARÍA DE LOURDES GUERRA, Directora de tesis de la Srta. GRACE SOLANO DE LA SALA certifico que conozco a la autora del presente trabajo siendo ella la responsable exclusiva tanto de su originalidad y autenticidad, como de su contenido.



MSC MARÍA DE LOURDES GUERRA

Resumen

Uno de los temas en que se profundizó en este documento fue en la situación energética en el país, incentivar al uso de energías renovables como lo es la hidroelectricidad, para dejar a un lado el enorme consumo de combustibles fósiles, ya que con el desarrollo del país, la explotación petrolera y sus subsidios la demanda de energía aumenta. Pero con las sequías de los años 2009 y 2010 obligó al Gobierno Ecuatoriano a instaurar nuevas centrales termoeléctricas. Y según se analizó el balance de energía a nivel Nacional y la oferta de energía se concluyó que las energías renovables tienen una participación de alta importancia.

El Ecuador para cumplir con la responsabilidad de disminuir con la contaminación ambiental instauró una política de Estado de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, para reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

Mediante el estudio realizado el cual pudimos identificar si la venta de bonos de carbono, por mecanismos de desarrollo limpio, resultaba positiva para que el proyecto el Tigre sea más atractivo. Tomando en cuenta como ventaja los compromisos que asumieron distintos países en la disminución de gases de efecto invernadero, para la mejora del medio ambiente y protección a los ecosistemas.

En el estudio se determinó que con el desarrollo de Mecanismos de Desarrollo Limpio las empresas obtendrán réditos económicos, viabilidad financiera y mejora en el flujo de caja del proyecto. Su comercialización de bonos (CERs) como un bien canjeable se la realiza tanto en un mercado de carbono primario o secundario.

En el modelo financiero se tomó en cuenta las regulaciones del estado en la creación de las nuevas tarifas eléctricas. Para lo cual, se utilizó varios parámetros de rentabilidad en función de escenarios hipotéticos, se manejó una vida útil de 50 años, variación de precios de energía y un constante precio bajo de CERs. Obteniendo como resultado que el aporte de los CERs en el Proyecto El Tigre es esencial para que tenga más rentabilidad y mayores ingresos económicos.

Abstract

One of the topics analyzed was the deepened in the energy situation in the country, incentives to use renewable energy such as hydropower, to put aside the enormous consumption of fossil fuels, and with the development of country, oil exploitation and subsidies energy the energy demand increases . But with the droughts of 2009 and 2010 the government of Ecuador was forced to establish new power stations. And as discussed the energy National balance and power offer concluded that renewable energies have high importance participation in Ecuador.

The Ecuador to fulfill the responsibility to reduce environmental pollution, established a state policy for Mitigation and Adaptation to Climate Change to reduce the emission of greenhouse gases.

Through with the study we could identify whether the sale of carbon credits for Clean Development Mechanisms, was positive for hydroelectric project El Tigre to be more attractive. Based into the advantages of some countries, that made commitments about reducing effect gases, to improve the environment and protect the ecosystems.

The study found that with the development of Clean Development Mechanism companies gain economic returns, financial viability and improvement in the cash flow of the project. The marketing of CERs can be sold in two carbon market place primary or secondary.

In the financial model took the regulations of the state in the creation of new tariffs of electricity. For that, we used profitability parameters, based on hypothetical scenarios, and were considered a useful life of 50 years, variation of energy price and constant low price of CERs. The result of the contribution of CERs on hydroelectric project El Tigre is essential to make the project more profitable and have higher incomes.

“Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado. Un esfuerzo total es una victoria completa”.

“Cada cosa que obtenemos en la vida no llega como un regalo... llega como recompensa al esfuerzo por alcanzarla”

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amor, amistad, apoyo, ánimo y compañía, en las diferentes etapas de mi vida, quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

Este trabajo de tesis de grado está dedicado a Dios por bendecirme con la vida, a mis padres y hermanos que son el motor de mi lucha, porque gracias a su constante apoyo, hoy estoy culminando mi etapa universitaria, que ha sido un conjunto de tiempo invertido, largas noches de estudio, esfuerzos que han concluido con la cosecha de grandes recompensas y sueños cumplidos.

A todos mis amigos y compañeros gracias por los momentos que hemos compartido su soporte y amistad fueron parte fundamental para que llegue a esta etapa de mi vida.

Agradecimiento especial a la Universidad Internacional del Ecuador por transmitirme un espíritu innovador, positivo y visionario. Gracias por brindarnos a todos los estudiantes un ambiente ideal de estudio y sobretodo cuidar la educación de calidad con docentes especializados para potenciar nuestro desarrollo educativo. Además agradezco la dedicación, apoyo, paciencia y comprensión de MSC. María de Lourdes Guerra como Directora de esta tesis.

Agradezco a todos mis profesores, no solo de la carrera sino de toda la vida, porque de alguna forma formaron parte de lo que soy hoy en día.

Índice

Portada _____	1
Declaratoria de firmas _____	2
Resumen _____	3
Abstract _____	4
Dedicatoria _____	5
Agradecimiento _____	6
Índice _____	7
Introducción _____	15

CAPITULO I: PLAN DE TESIS

1.1 Selección y definición del tema de investigación _____	17
1.2 Planteamiento, formulación y sistematización del problema _____	17
1.2.1 Planteamiento del problema _____	17
1.2.2 Formulación del problema _____	20
1.2.3 Sistematización del problema _____	20
1.3 Objetivo de la investigación _____	20
1.3.1 Objetivo General _____	20
1.3.2 Objetivos Específicos _____	21
1.4 Justificación de la Investigación _____	21
1.4.1 Práctica _____	21
1.4.2 Teórico _____	22
1.4.3 Metodológico _____	22
1.5 Marco de Referencia _____	23
1.5.1 Marco Teórico _____	23
1.5.2 Marco Conceptual _____	25
1.6 Hipótesis de Trabajo _____	26
1.7 Metodología de Investigación _____	26
1.7.1 Métodos de investigación _____	26
1.7.2 Tipo de estudio _____	27
1.7.3 Fuentes de información _____	27

CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Situación Actual _____	29
2.1.1 Sector Eléctrico Ecuatoriano _____	32
2.1.1.1 Capacidad de Generación y oferta de energía _____	32
2.1.1.2 Balance de energía a nivel Nacional demanda Vs. Oferta de energía _____	33

2.1.1.3	Evolución del consumo de combustibles _____	39
2.1.1.4	Reservas de Energía _____	43
2.1.1.5	Comportamiento de la demanda Máxima del Sistema _____	44
2.1.1.6	Cobertura a Nivel Nacional _____	46
2.1.1.7	Evolución de la Producción anual de Energía Eléctrica a través de Energías Renovables _____	47
2.1.1.8	Proyectos adicionales de generación en construcción _____	49
2.1.1.9	Aporte del Proyecto Hidroeléctrico El tigre en la Matriz Energética Nacional. (Demanda futura) _____	50
2.1.1.10	La tarifa eléctrica _____	50
2.1.1.11	Evolución de los costos del servicio eléctrico (Pliego Tarifario) _____	52
2.1.1.12	Subsidios _____	53
2.1.1.13	Matriz Energética _____	54
2.1.1.14	Plan de Expansión de la Generación _____	59
2.1.1.15	Situación Hidrológica _____	60
2.1.1.16	Energías Renovables con fines de Generación Eléctrica _____	60
2.1.1.17	Proyectos de obras y estudios P.E.G. (Plan de Expansión de Generación) _____	61
2.1.1.18	Emisiones de Toneladas de CO2 _____	62

CAPITULO III:

MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO

3.1	Mecanismos de Desarrollo Limpio _____	63
3.1.1	Los Certificados de Emisiones _____	66
3.1.2	Oportunidades de negocios de los Mecanismos de Desarrollo Limpio _____	67
3.1.3	Proyectos MDL en el Ecuador _____	68
3.2	Etapas de un Proyecto MDL _____	70
3.2.1	La etapa de Diseño _____	71
3.2.2	Base de referencia o Línea base _____	71
3.2.3	Adicionalidad _____	72
3.2.4	Período de acreditación _____	73
3.2.5	Vigilancia _____	74
3.2.6	Repercusiones ambientales _____	74
3.2.7	Aprobación del País anfitrión _____	75
3.2.8	Validación _____	75
3.2.9	Registro _____	76
3.2.10	Implantación y Monitoreo _____	77
3.2.11	Verificación y Certificación _____	77
3.2.12	Actores Involucrados en el proyecto _____	78
3.2.13	Compra – Venta de Certificados de Bonos de Carbono _____	79

3.3	Aplicación de Mecanismos de Desarrollo Limpio_____	80
3.3.1	Aplicación de la metodología de línea de base_____	80
3.4	Bonos de Carbono_____	81
3.5	Ciclo del Carbono_____	82
3.5.1	Emisiones de Carbono CO2_____	82
3.5.2	Carbono en la atmósfera_____	82
3.5.3	Influencia Humana en el ciclo del carbono_____	84
3.6	Efecto invernadero_____	85
3.7	Calentamiento Global_____	87
3.7.1	Tendencias en el clima_____	89
3.7.2	Causas del Calentamiento Global_____	90
3.7.3	Soluciones al calentamiento global_____	91
3.7.4	Instrumentos económicos y regulatorios para abordar el cambio Climático_____	92
3.8	Justificación MDL para el Proyecto Hidroeléctrico el tigre_____	93
3.9	Descripción general de la actividad del proyecto_____	94
3.9.1	Tecnología de monitoreo de la actividad de proyecto_____	98
3.10	Identificación y descripción de Impactos Ambientales_____	98
3.10.1	Impactos sobre el medio físico_____	98
3.10.1.1	Calidad el aire en la etapa de construcción_____	98
3.10.1.2	Niveles de ruido en la etapa de construcción_____	99
3.10.1.3	Recurso hídrico etapa constructiva_____	100
3.10.1.4	Suelos, etapa de construcción_____	102
3.10.1.5	Paisaje, en la etapa de construcción_____	102
3.10.2	Impactos sobre el medio biótico_____	103
3.10.2.1	Flora, etapa de construcción_____	103
3.10.2.2	Fauna, etapa de construcción_____	103
3.10.3	Impactos sobre el componente social_____	104
3.10.3.1	Etapa de construcción_____	104
3.10.4	Área de influencia Directa del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre_____	105
3.10.5	Área de influencia Indirecta del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre_____	106
3.10.6	Análisis de sensibilidad y riesgos físicos_____	106
3.10.6.1	Medio Biótico_____	107
3.11	Análisis de Mecanismos de Desarrollo Limpio para el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre_____	108
3.11.1	Fuentes y gases que se encuentran en los Límites del proyecto_____	111
3.11.2	Descripción del escenario de línea base_____	112
3.11.3	Contexto de la Ley del Sector Eléctrico (LRSE) como escenario Hipotético_____	113
3.11.3.1	Argumentos para demostrar que el proyecto es factible en el marco del Mandato Constitucional 015 es un tipo de política E +_____	114
3.11.4	Análisis de adicionalidad del proyecto_____	116

3.12	Mercado de bonos de carbono _____	118
3.12.1	El mercado de carbono europeo (EU ETS)_____	122
3.13	Análisis Legal para los Mecanismo de Desarrollo Limpio _____	123
3.13.1	Marco Legal Nacional_____	124
3.13.2	Políticas Internacionales_____	126

CAPITULO IV:

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

4.1	Introducción_____	128
4.1.1	Objetivo _____	128
4.1.2	Alcance_____	128
4.1.3	Parámetros económicos y financieros_____	129
4.1.3.1	Valor Actual Neto_____	129
4.1.3.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)_____	129
4.1.3.3	Análisis Beneficio -Costo _____	130
4.1.3.4	Tarifa de energía generada_____	130
4.2	Costo de obras y equipamiento para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre_____	131
4.2.1	Costo de las Obras Civiles_____	131
4.2.1.1	Análisis de Precios Unitarios_____	131
4.2.2	Costo de Equipamiento Electromecánico e Hidromecánico_____	132
4.2.2.1	Equipamiento Electromecánico_____	132
4.2.2.2	Equipamiento Hidromecánico_____	132
4.2.2.3	Línea de Transmisión_____	132
4.2.3	Gastos Sociales y de Manejo Ambiental_____	132
4.3	Costo de inversión para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre _____	133
4.3.1	Cronograma de Inversión para la Construcción del Proyecto_____	134
4.4	Egresos_____	135
4.4.1	Costos de Operación y Mantenimiento anual_____	135
4.4.2	Mantenimiento Mayor cada 20 años_____	135
4.5	Ingresos _____	135
4.5.1	Generación Media Anual_____	135
4.5.2	Potencia Remunerable_____	136
4.5.3	Ingresos Totales por venta bonos de reducción de Carbono CO ₂ (CER'S)_____	137
4.5.4	Ingresos Totales por venta de energía_____	138
4.5.5	Tarifa establecida _____	138
4.6	Análisis Financiero del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre_____	139
4.6.1	Principales Supuestos _____	139

4.6.1.1 Vida útil _____	139
4.6.1.2 Tasa de descuento _____	139
4.6.1.3 Financiamiento _____	140
4.7 Resultados del análisis económico financiero _____	140
4.7.1 Datos generales _____	140
4.7.2 Indicadores de Rentabilidad _____	142
4.7.2.1 Tasa interna de retorno (TIR) _____	142
4.7.2.2 Valor Actual Neto _____	142
4.8 Punto de Equilibrio _____	143
4.9 Análisis de sensibilidad variando el costo de energía _____	144
4.9.1 Análisis de sensibilidad _____	144
4.9.2 Fluctuaciones precios de CERs _____	145

**CAPITULO V:
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1 Conclusiones _____	147
5.2 Recomendaciones _____	147

BIBLIOGRAFIA _____	149
GLOSARIO _____	152
ANEXOS _____	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1	Empresas Públicas_____	30
Tabla N°2	Producción Anual de energía eléctrica a nivel nacional _____	34
Tabla N°3	Balance de Energía a Nivel Nacional _____	36
Tabla N°4	Demanda anual de energía eléctrica a nivel Nacional por grupo de consumo_____	37
Tabla N° 5	Demanda y Oferta de Energía GWh_____	38
Tabla N° 6	Cobertura Nacional_____	47
Tabla N° 7	Evolución de los costos del servicio eléctrico_____	51
Tabla N°8	Descripción del proyecto_____	94
Tabla N° 9	Adicionalidad_____	109
Tabla N°10	Fuentes y gases_____	111
Tabla N° 11	Composición sectorial de la oferta de proyectos MDL_____	120
Tabla N° 12	Inversión Directa para la Construcción del PH El Tigre_____	133
Tabla N° 13	Desembolsos de la deuda_____	134
Tabla N° 14	Generación media anual _____	135
Tabla N° 15	Datos generales PH el Tigre_____	140
Tabla N° 16	Sensibilidad CERs _____	145

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N°1	Demanda y Oferta de Energía GWh_____	39
Gráfico N°2	Combustibles_____	41
Gráfico N°3	Total de Combustibles_____	42
Gráfico N°4	Proyección de Combustibles_____	43
Gráfico N°5	Consumo de Energía (kbep)_____	45
Gráfico N° 6	Cobertura a Nivel Nacional _____	47
Gráfico N° 7	Evolución de la Tarifa Eléctrica_____	51
Gráfico N°8	Impactos y desastres_____	89
Gráfico N° 9	Potencia Remunerable_____	137
Gráfico N° 10	Valor de CERs_____	146

INDICE DE IMAGENES

Imagen N° 1	Los criterios básicos que debe cumplir el proyecto para ser considerado una actividad de MDL _____	68
Imagen N° 2	Adicionalidad _____	72
Imagen N° 3	Etapas MDL _____	76
Imagen N° 4	Reducción de Emisiones _____	80
Imagen N° 5	Punto de Equilibrio _____	144

INDICE DE FIGURAS

Figura N°1	Ciclo del Carbono _____	84
Figura N° 2	Efecto Invernadero_____	86

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1	Protocolo de Kioto (Anexo A y B)_____	156
Anexo 2	Mandato Constitucional N° 15_____	159
Anexo 3	Diseño del proyecto_____	171
Anexo 4	Fondos de Carbono _____	172
Anexo 5	Costo Obras Civiles _____	173
Anexo 6	Resolución N° 03/04 del CONELEC (Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a disposición)_____	174
Anexo 7	Resolución No. 07/10 CONELEC (precio venta de energía)_____	182
Anexo 8	Tasa de Descuento _____	185
Anexo 9	Punto de equilibrio _____	187
Anexo 10	Evaluación Económica sin CERs_____	191
Anexo 11	Evaluación Económica con CERs escenario pesimista_____	196
Anexo 12	Evaluación Económica con CERs escenario normal_____	201
Anexo 13	Evaluación Económica con CERs escenario optimista_____	203
Anexo 14	Flujo de Inversión_____	205
Anexo 15	Histórico Precios CERs_____	210
Anexo 16	Factor de emisión _____	211

Introducción

El desarrollo de este estudio es verificar si es factible implementar lo que establece la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que tiene por objeto reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que ocasionan el calentamiento global. Ya que como parte del protocolo de Kioto se crearon tres mecanismos de mercado para mitigar el cambio climático, uno de ellos son los Mecanismos de Desarrollo Limpio, que permite que los países en desarrollo contribuyan con nuevos proyectos para obtener la reducción de emisiones.

El estado ecuatoriano quiere dar un giro a su matriz energética, ya que actualmente dependen de combustibles fósiles que afectan tanto a la economía del país y al calentamiento global, para lo cual se debe aprovechar las dos vertientes que posee el Ecuador tanto la del Pacífico y la del Río Amazonas. Uno de los impulsos que el país está teniendo son inversiones en proyectos para el uso de energías renovables y limpias, para que el país tenga un buen suministro de energía, evitando impactos ambientales. Para lo cual, el Ecuador ha conformado nuevas sociedades que dirijan de forma eficaz y eficiente el sector eléctrico fusionando varias empresas para obtener como resultado a la Corporación Nacional Eléctrica y la Corporación Eléctrica del Ecuador y Empresas Públicas que fueron creadas para gestionar y desarrollar actividades relacionadas con la energía eléctrica.

En los últimos años la producción de energía ha tenido un aumento a causa de mejores condiciones hidrológicas, pero a inicios del 2010 hubo una crisis energética debido al estiaje en el central Paute, lo que produjo una toma de medidas emergentes, limitando el consumo de energía y recurriendo a la instalación de centrales termoeléctricas y la importación de energía. Posterior a este evento y en vista que la demanda de energía no se pudo cubrir en su totalidad, se promovió las energías renovables que son casi inagotables, su efecto de contaminación es mínimo y sus costos son más económicos y se obtiene energía limpia. Con el aporte del Gobierno Nacional se han emprendido nuevos proyectos que ayudan a prevenir la contaminación por la emisión de gases, considerando los Mecanismos de Desarrollo Limpio con la comercialización de venta de bonos de carbono.

Uno de los proyectos que se está incentivando es El Tigre, su aporte para abastecer parte de la demanda de energía es de 80MW de potencia total, el cual será integrado al Sistema Nacional Interconectado, contribuyendo a la disminución de uso de combustibles fósiles, lo que conlleva a una reducción de emisiones de: efecto

invernadero, importación de energía e impactos ambientales. Y mejoramiento en los estilos de vida de las comunidades aledañas.

Y para determinar la factibilidad de incluir la venta de bonos de carbono mediante Mecanismos de Desarrollo Limpio, previo a la construcción se elabora un estudio de impacto ambiental para determinar las áreas de afectación directas o indirectas del proyecto. Se concluye con la elaboración de un análisis financiero considerando costos de inversión, ingresos por venta de energía producida y la venta de bonos de carbono, en función de varios escenarios. Los parámetros que se utilizarán para conseguir resultados son Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Análisis Costo Beneficio, que se concluirá con una sensibilización sobre la variación de los precios de energía.

CAPITULO I

PLAN DE TESIS

1.1 Selección y Definición del Tema de Investigación

FACTIBILIDAD DE VENTA DE BONOS DE CARBONO (CERs) A TRAVÉS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA LIMPIA UTILIZANDO MDL (MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO) EN EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE A SER CONSTRUIDO POR LA EMPRESA HEQ EP DEL GADPP.

1.2 Planteamiento, Formulación y Sistematización del Problema.

1.2.1 Planteamiento del Problema

HIDROEQUINOCCIO EP, interesado en el desarrollo energético de la Subcuenca del Río Guayllabamba asume el reto de construir el proyecto Hidroeléctrico el Tigre, ubicado en la confluencia del río San Dimas con el río Guayllabamba, cerca de las comunidades de Salcedo Lindo, San Dimas, Monte Olivo, Piedra amarilla y Naranjito correspondientes a las Provincias de Pichincha e Imbabura respectivamente.

Los estudios de Diseños del proyecto El Tigre fueron desarrollados por HIDROEQUINOCCIO EP a través de la contratación de consultoras especializadas en estudios de ingeniería, el diseño del proyecto determinó que es factible instalar una potencia de 80MW, que tendrá una potencia de 408 GWh/año.

La construcción de este proyecto seguirá todas las normas ambientales que se encuentran establecidas en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria en la implementación del proyecto. Por otro lado adoptando una política ambiental

encaminada a proteger el entorno, recuperar los ecosistemas, apoyar la reforestación y prevenir la contaminación.

Actualmente HIDROEQUINOCCIO se encuentra en la etapa de licitación y contratación para la construcción del Proyecto. Considerando que el proyecto producirá energía limpia, se requiere acudir a la venta de bonos de carbono, de cuyo beneficio y parte del financiamiento para la construcción del Proyecto. Actualmente el mercado de carbono surge en el mundo como una vía complementaria, alternativa y económicamente viable.

En concordancia como una alternativa al compromiso asumido por países, empresas e individuos, de disminuir las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero. De acuerdo a las condiciones actuales del medio ambiente y el calentamiento global, el mercado de la reducción de bonos de carbono toma fuerza, teniendo como único objetivo la mejora del medio ambiente y un mejor estilo de vida para la población.

Los Bonos de Carbono son uno de los tres mecanismos, propuestos en el Protocolo de Kioto, de descontaminación para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero. Los CERs (Carbon Emissions Reduction) se generan en la etapa de ejecución del proyecto y se extienden una vez acreditada dicha reducción.

Son créditos que se transan en el Mercado del Carbono a través de las directrices de la Naciones Unidas. Mediante el desarrollo de estos proyectos, las empresas obtienen un incentivo económico (por la comercialización de los Bonos de Carbono), además de mejorar sus prácticas y desempeño ambiental y ser más competitivas.

Los bonos son un bien canjeable que tienen un precio establecido según el mercado donde se comercialicen.

De esta manera se busca réditos económicos a través de utilizar procesos de generación de energía contribuyendo a la reducción de emisiones de CO₂ al ambiente. Renacen así, propuestas innovadoras que negocian miles de millones de dólares por dejar de contaminar utilizando MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO.

Las empresas Participantes del Proyecto (PP) deberán diseñar una actividad que involucra la reducción o absorción de gases con efecto invernadero (GEI). El Documento de Diseño del Proyecto (PDD) es el documento oficial de la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) para la presentación de un proyecto (MDL) Mecanismos de Desarrollo Limpio.

La actividad (MDL) Mecanismos de Desarrollo Limpio, debe ser aprobada por escrito por la Autoridad Nacional Designada (AND) de cada participante. La aprobación de la AND del país huésped incluye analizar la contribución al desarrollo sustentable.

La validación es una evaluación independiente de la actividad del proyecto en base al (PDD) Documento de Diseño del Proyecto. La realiza una Entidad Operacional Designada (EOD) registrada ante la Junta Ejecutiva (JE).

El registro es la aceptación formal de un proyecto validado como (MDL) Mecanismos de Desarrollo Limpio. La Junta Ejecutiva del MDL (JE) registra la actividad. Los participantes del Proyecto (PP) abonan una tarifa de registración. Los (PP) recogen la información necesaria para calcular las reducciones o absorciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que derivan del proyecto. Se observa el plan de monitoreo del (PDD) Documento de Diseño del Proyecto.

La (JE) Junta Ejecutiva emite los CERs (Carbon Emissions Reduction) equivalentes a las reducciones o absorciones verificadas. Se deducen CER para aplicar a gastos administrativos y costos derivados de asistencia al cambio climático en zonas vulnerables. Se distribuyen los CERs (Carbon Emissions Reduction) de acuerdo con el pedido de los participantes del proyecto.

Una vez certificada la reducción de emisiones de Proyecto propuesto la junta ejecutiva del MDL emitirá el documento respectivo denominado CERs (Carbon Emissions Reduction), los cuales están en toneladas de reducción de dióxido de carbono equivalente por el ingreso del proyecto al sistema, si este proceso se lo realiza con el apoyo de la Junta Ejecutiva MDL del protocolo de Kioto, ellos apoyan a introducir en

el mercado de valores los “CERs” y garantizarán el pago de los Certificados de Bonos de Carbono vendidos.

La junta ejecutiva MDL del protocolo de Kioto retendrá un porcentaje de ese ingreso, es una pequeña parte solamente, el resto es para el proyecto y sus beneficiarios.

Para que el proceso de obtención de Certificados de Bonos de Carbono no tenga ningún inconveniente se requiere cumplir con los estudios ambientales requeridos por la Autoridad Ambiental (Ministerio del Ambiente) de Aplicación Nacional los cuales culminan con la obtención de la Licencia Ambiental Respectiva.

1.2.2 Formulación del Problema

¿Es factible la venta de bonos de carbono del proyecto Hidroeléctrico el Tigre por utilizar los MDL?

1.2.3 Sistematización del Problema

¿Cuáles son las principales fortalezas y debilidades de utilizar MDL?

¿Cuáles son las principales oportunidades y amenazas que el entorno ofrece para la venta de bonos de carbono del proyecto Hidroeléctrico el Tigre?

¿Qué son los Mecanismos de Desarrollo Limpio?

¿Cuál es el mercado potencial para los Certificados de Bonos de Carbono?

¿Cuál es el procedimiento legal para la venta de bonos de carbono?

¿Cuál es la descripción del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre y sus costos de inversión?

1.3 Objetivo de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Determinar la opción de venta de bonos de carbono dentro del estudio financiero del proyecto hidroeléctrico El Tigre por la utilización de Mecanismos de Desarrollo Limpio.

1.3.2 Objetivos Específicos

Describir los Mecanismos de Desarrollo Limpio, con el fin de determinar las principales amenazas y oportunidades, así como sus fortalezas y debilidades para obtener un posible ingreso por medio de los CERs al proyecto en su financiamiento para la construcción, operación o mantenimiento.

Aplicar los Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre para reducir las emisiones de CO₂.

Estimar el mercado potencial para los Certificados de Bonos de Carbono.

Realizar una corrida financiera para el Proyecto Hidroeléctrico El Tigre y evaluar la conveniencia de incluir Bonos de Carbono como beneficio financiero para el Proyecto.

1.4 Justificación de la Investigación

1.4.1 Práctica

Uno de los temas que actualmente es necesario ponerle atención es la situación energética, la misma que está caracterizada por una dependencia total de combustibles fósiles. El modelo energético actual está llegando a su fin, a causa del agotamiento previsible de estas fuentes de energía en las próximas décadas. Y dejando a un lado cuántos años más alcanzarán las reservas de carbón, gas y petróleo, estamos obligados a reducir significativamente la quema de combustibles fósiles para evitar un cambio climático rápido que tendría consecuencias catastróficas.

Por lo tanto se considera que para los próximos años sea posible cubrir gran parte de la demanda de energía, a través de generación hidroeléctrica, éste proceso permitirá reducir las importaciones de combustible, protegiendo a la naturaleza, conservando un equilibrio ambiental, y reduciendo costos de importación al país.

En el aspecto social se generarán nuevas fuentes de empleo durante la construcción, operación y mantenimiento de la actividad del proyecto, las comunidades aledañas mejorarán sus beneficios básicos (carreteras, telecomunicaciones, salud y educación).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio ayuda a los países del tercer mundo a alcanzar objetivos de desarrollo sostenible y puede proporcionar ingresos adicionales en forma de Certificados de Bonos de Carbono al proyecto, el cual puede ser financieramente viable con el uso de CERs. La obtención de éstos certificados bajo el Mecanismos de Desarrollo Limpio puede mejorar el flujo de caja del proyecto.

1.4.2 Teórico

La construcción de embalses reduce la turbidez de las aguas, actuando el embalse como sistema de decantación.

La contribución positiva en la generación de energía, protección y suministro, es para usos en la parte doméstica e industrial de las zonas aledañas al Proyecto Hidroeléctrico El Tigre.

La construcción de una Hidroeléctrica con el tiempo podrá combinarse con otros beneficios, como riego, suministro de agua, caminos, y además al ornamento del terreno y turismo. Los costos de mantenimiento y explotación son bajos y las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía tienen una duración considerable.

1.4.3 Metodológico

La metodología que se utilizará en el desarrollo de la investigación nos permitirá determinar la factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre, así como también servirá para ampliar conocimientos, fortalecer o redefinir una teoría.

La metodología utilizada para la evaluación de los impactos ambientales del proyecto es la de Víctor Conesa Vitor¹, que consiste inicialmente en la identificación de las acciones y los factores del medio que, presumiblemente serán impactados por las

¹ Vicente Conesa Fdez. Vítora. (2009). 4ta Ed. Guía Metodológica para la evaluación del impacto ambiental.

actividades a desarrollarse. Las mismas que serán mitigadas o prevenidas por Planes de Manejo como:

- Prevención y mitigación de impactos, que brindarán directrices para minimizar las afectaciones provocadas por la eliminación de vegetación, controlar el ruido y vibraciones, manejo correcto arqueológico, etc.
- El programa de manejo de residuos sólidos y líquidos, propiciará las medidas para el manejo de residuos no peligrosos comunes y especiales.
- Programa de manejo de productos peligrosos, programa de revegetación y reforestación, de seguimiento y monitoreo, seguridad industrial y salud ocupacional, contingencia y riesgos, capacitación y educación ambiental, relaciones comunitarias y participación ciudadana; programa de abandono y entrega de área.

1.5 Marco de Referencia

1.5.1 Marco Teórico

Las Teorías que se van a utilizar para el desarrollo de la investigación son:

- a) Para el análisis del MDL: se utilizara la teoría del protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) , y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Mediante el cual se podrá realizar la presentación y una revisión técnica básica del cumplimiento de los requisitos establecidos del proyecto, en la etapa de evaluación se analiza el contenido del documento de proyecto y se verifica si cumple con los requerimientos nacionales e internacionales solicitados y la Aprobación Nacional es la confirmación oficial, que la propuesta cumple con los requerimientos nacionales establecidos, y por tanto amerita la emisión de la Carta de Aprobación. Existe otra etapa en la que se realizará un seguimiento a los proyectos conforme estos vayan desarrollándose.

El objetivo del (CMNUCC) es lograr que los países que participen en cuanto a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero puedan promover la generación de un desarrollo sostenible, de tal forma que se utilicen también energías no convencionales y así disminuya el calentamiento global.

- b) Este tipo de análisis, FODA, representará un esfuerzo para examinar la interacción entre las características particulares del proyecto y el entorno en el cual éste se encuentre. El resultado del análisis FODA, podrá ser de gran utilidad en el análisis del mercado y en las estrategias que se diseñen y que califiquen para ser incorporadas en el plan de tesis, ya que el diagnóstico del análisis FODA del proyecto, arrojará el resultado para reconocer en principio los elementos internos y externos que afectan tanto de manera positiva como negativa para la elaboración de este proyecto. De cuyo resultado se tratará de maximizar las fortalezas, superar las debilidades, aprovechar oportunidades y defenderse de las amenazas.

- c) Para el Modelo Financiero: Los métodos que se utilizan es el valor cronológico de los flujos de efectivo: Tasa Interna de Retorno (TIR) representa el retorno generado por determinada inversión, el cual representa la tasa de interés con que el capital invertido generaría exactamente la misma tasa de rentabilidad final. El TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el valor de oportunidad de la inversión. Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Valor Actual neto (VAN) es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, todo llevado al valor presente. Si el VAN es mayor a cero, quiere decir que la inversión deja ganancias. Si es igual a cero, entonces se está en el punto de equilibrio y no se producirán pérdidas ni ganancias. Si el VAN es menor que cero, quiere decir que la inversión va a dar como resultado pérdidas.

Por lo tanto estos resultados no son los definitivos ya que se deben comparar con otras alternativas que al final permitirán proyectar el resultado futuro de las decisiones que se planean tomar en el presente.

- d) El Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS) tiene como objetivo principal el preservar o conservar la salud de las personas, la calidad del aire ambiente, el bienestar de los ecosistemas y del ambiente en general.

1.5.2 Marco Conceptual

Los principales términos técnicos que van a emplearse durante el desarrollo del análisis son:

Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)²: Es un mecanismo aprobado dentro del Protocolo de Kioto para la obtención certificada CERs (Carbon Emissions Reduction) o bonos de reducción de carbono en el marco aplicable a los proyectos, entre países industrializados y países en desarrollo.

Plan Maestro de Electrificación-CONELEC: Es una herramienta integral que servirá para la toma de decisiones en el sector eléctrico, que permita garantizar la continuidad del abastecimiento de energía eléctrica a los habitantes del Ecuador.

SNI (Sistema Nacional Interconectado): Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.

Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI): Son los gases cuya presencia en la atmósfera contribuyen al cambio climático por el efecto invernadero producido.

Protocolo de Kioto (PK)³: es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

Factor de emisión (CO₂): Es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera por cada unidad de MW/h de energía eléctrica generada.

²Wong Jo, J. (2011) Los Mecanismos de Desarrollo Limpio en el Ecuador. Fundación Ecuador Libre. Ecuador.

³Merino Luis, R. (2006) Empresa y Energías Renovables. Cap. 4. Fundación Confederal. España. 49

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE): Se relaciona con la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador

Banco Interamericano de Desarrollo (BID): El BID es la principal fuente de financiamiento y habilidad multilateral para el desarrollo económico, social e institucional sostenible de América Latina y el Caribe.

Análisis FODA: Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

TIR (Tasa Interna de Retorno)⁴: Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

VAN (Valor Actual Neto): es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

1.6 Hipótesis de Trabajo

Es factible la opción de venta de bonos de carbono dentro del estudio financiero del PROYECTO HIDROELÉCTRICO El Tigre por la utilización de Mecanismos de Desarrollo Limpio.

1.7 Metodología de Investigación

1.7.1. Métodos de Investigación

Se utilizarán métodos teóricos disponibles e información recopilada en fuentes primarias y secundarias, como lo son:

- Análisis-Síntesis: Método analítico consiste en la disolución de las partes de un todo para estudiarlas en forma individual para que luego la síntesis realice la reconstrucción de todo lo descompuesto por el análisis.

⁴Portus, L. (1997) Matemática Financiera. 4ta Edición. 445 pág.

- **Inducción-Deducción:** Se utiliza con los hechos particulares, siendo deductivo en un sentido, de lo general a lo particular, e inductivo que va de lo particular a lo general.
- **Hipotético-Deductivo:** Se inicia con información que se somete a deducciones para generar nuevas hipótesis, con el fin de obtener nuevos resultados y proyecciones.
- **Modelación:** Es el método mediante el cual se crean preocupaciones conocidas a explicar la realidad. El modelo como sustituto del objeto de investigación.

1.7.2. Tipo de Estudio

El estudio se ejecutará de tipo descriptivo⁵ ya que se recolectarán datos sobre la base de la hipótesis, se enunciarán los supuestos y los procesos adoptados para clasificarlos y que sean lo más apropiados para realizar el estudio; con el fin de analizar e interpretar los datos obtenidos, en términos claros y exactos.

1.7.3. Fuentes de Información

Se utilizarán las siguientes fuentes primarias⁶:

- Entrevistas a ejecutivos, funcionarios, consultores, técnicos etc., con el objeto de recolectar información de una forma verbal y experiencias en la obtención y comercialización de bonos de carbono denominados CERs (Carbon Emissions Reduction)

Las fuentes secundarias son:

- Estudios de diseño definitivo del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre, investigaciones, estudios de impacto ambiental y otros documentos elaborados por HIDROEQUINOCCIO EP para aplicar (MDL) Mecanismos de Desarrollo Limpio.

⁵Chiriboga, Hurtado. (2007) Módulo de Investigación Aplicada a Proyectos. 1era Edición. ABYA-YALA. 33

⁶Chiriboga, Hu., (2007), p 73

- Procedimiento MDL Avalado por el Protocolo de KIOTO para la obtención de bonos de carbono denominados CERs (Carbon Emissions Reduction)
- Libros, revistas, periódicos, enciclopedias, comentarios, biografías, publicaciones periódicas relacionados con la obtención y comercialización de bonos de carbono también conocidos como CERs (Carbon Emissions Reduction).

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Situación Actual

La política del Gobierno ecuatoriano hoy en día es asegurar el abastecimiento permanente y continuo de la energía eléctrica, en las mejores condiciones y escenarios de calidad; a los menores costos posibles de producción y tarifa final, promoviendo e incentivando el desarrollo de la hidroelectricidad, la energía renovable y la eficiencia energética. La matriz energética del país depende, en una gran parte, de los combustibles fósiles que afectan significativamente la economía del país, para el calentamiento global. Esta excesiva dependencia ha provocado que el Ecuador se convierta en un país ambientalmente vulnerable, debido a que no todas las fuentes que producen energía son renovables. Con ese antecedente uno de los objetivos del Gobierno Nacional es cambiar la matriz energética, a través del impulso y uso de energías renovables y limpias: cinética, geotérmica, eólica, solar, bioenergía, hidroeléctrica.

El sector eléctrico ecuatoriano se rige a partir de 1999 por lo dispuesto en sus leyes y normativas. El Ecuador está en la etapa de transformación económica y social, dentro del cual la energía juega un papel fundamental ya que es un insumo que se utilizará en todas las actividades productivas. Esto quiere decir que el sector eléctrico también debe innovar e incentivar para explotar los recursos energéticos, realizando nuevas inversiones que permitan al país tener un suministro confiable que proteja al medio ambiente.

En el registro oficial de julio de 2008 se establecieron gestiones inmediatas que se basaron en aplicar una tarifa única, eliminar costos marginales⁷, financiamiento de los planes para inversión a través del Presupuesto General del Estado. Incentivando a la conformación de nuevas sociedades que manejen de forma eficaz y eficiente el sector

⁷Costos Marginales son los principales indicadores del mercado eléctrico y de su condición de adaptación entre oferta y demanda.

eléctrico para lo cual se creó la Corporación Nacional Eléctrica (CNEL) y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC).

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) se constituyó en diciembre de 2008 con la fusión de las 10 empresas eléctricas, que históricamente mantenían los indicadores de gestión más bajos. Teniendo como tarea principal el revertir dichos indicadores para mejorar la situación de las 10 empresas las cuales actualmente funcionan como gerencias regionales.

Mediante escritura pública suscrita el 13 de enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las empresas HIDROPAUTE S.A., HIDROAGOYAN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y TRANSELECTRIC S.A., a Diciembre del 2010 CELEC EP estuvo formada por siete unidades de negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión. Su finalidad es la provisión de servicio eléctrico el cual debe responder a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El objetivo de la fusión de estas empresas es que compartan y optimicen sus recursos. Cada una será una unidad autónoma de negocios, que respondan a objetivos del organismo; que cuenten con independencia técnica, administrativa y financiera

Con la Ley Orgánica de Empresas Públicas, se dio la oportunidad para la creación de nuevas empresas que gestionarán y desarrollarán actividades relacionadas con energía eléctrica. Las empresas que fueron creadas se muestran en la tabla 1:

TABLA N°1 EMPRESAS PÚBLICAS

Empresa	Decretoejecutivo	Fecha creación
HIDROPASTAZA EP	219	14 de enero de 2010
CELEC EP	220	14 de enero de 2010
COCA SINCLAIR EP	370	26 de mayo de 2010
HIDROLITORAL EP	400	17 de junio de 2010
HIDROTOAPI EP	Ordenanza002-HCPP-2010	14 de enero de 2010
HIDROEQUINOCCIOEP	Ordenanza005-HCPP-2010	14 de enero de 2010

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

En la actualidad, **HIDROAGOYAN** es una de las siete Unidades de Negocio de **CELEC E.P.**, que mantiene un contrato con la Empresa Pública Estratégica **HIDROPASTAZA E.P.** para la operación y mantenimiento de la central San Francisco, también ubicada en el cantón Baños de la Provincia de Tungurahua.

CELEC EP gestiona proyectos de Generación como: Hidráulicos, Térmicos y de Energías Renovables; también tiene proyectos de transmisión que se encuentran en obras de ejecución y en planificación.

El Proyecto del **Coca Codo Sinclair** de 1500 MW, es un proyecto ecológicamente limpio, con muy pocos efectos negativos sobre el ambiente; entre éstos se mencionan únicamente la posible penetración de trabajadores debido a la apertura de caminos de acceso a una zona poco poblada, y la reducción de caudales en la cascada de San Rafael.

HIDROLITORAL EP, realiza la ejecución del Detallamiento del Suministro y Construcción de la Presa y Tránsito así como de la Central Hidroeléctrica Baba, la misma que tendrá una capacidad instalada de 42 MW de potencia, incluye la Subestación Eléctrica Baba, la línea de Transmisión y demás obras conexas expresamente determinadas en el Diseño Básico Adoptado.

HIDROTOAPI EP realiza la ejecución del Proyecto hidroeléctrico Toachi- Pilatón que ha sido considerado como parte importante del desarrollo energético del país, en razón de sus características energéticas, sus parámetros económicos y por estar ubicado en la vertiente de drenaje del Pacífico.

El Honorable Consejo Provincial de Pichincha, en ejercicio de las atribuciones que le confieren los artículos 5, numeral 2, de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, y 29 literal a) de la Ley Orgánica de Régimen Provincial, el 14 de enero de 2010 expidió la Ordenanza de Creación de la Empresa **HIDROEQUINOCCIO EP**, que tiene como objeto la generación de energía eléctrica. Para lo cual, se faculta solicitar, recibir, ejercer, ejecutar, administrar y beneficiar concesiones para la construcción, instalación y operación de centrales de generación hidroeléctrica. Actualmente esta Empresa tiene a su cargo el desarrollo de los Proyectos; El Tigre ubicado en el Río Guayllabamba, 70 metros aguas abajo de la confluencia del Río San Dimas, en el Cantón Pedro Vicente Maldonado, para la ejecución de este proyecto se contempla la aplicación obligatoria de

todas las normas ambientales, encaminadas a disminuir los impactos al entorno; y el Proyecto Hidroeléctrico Palmira, el que además de aportar a la conservación ambiental mejorará el servicio e incrementará el índice de electrificación de la zona Noroccidental del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

2.1.1 Sector Eléctrico Ecuatoriano

El Sector Eléctrico Ecuatoriano ha evolucionado en los últimos años en las etapas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, por lo que la provisión de la energía eléctrica se ha convertido en uno de los servicios públicos principales que contribuirán al mejoramiento de la calidad de vida de la población.

2.1.1.1 Capacidad de Generación y Oferta de Energía

A diciembre del 2010, el porcentaje de participación del Sistema Nacional Interconectado en el sector eléctrico ecuatoriano fue de 88,28% (4.203,53MW), mientras que los Sistemas No Incorporados fueron del 11,72% (557,87 MW). A nivel nacional, el aporte de la energía termoeléctrica fue del 51,46% (2.450,38 MW), de la hidroeléctrica el 46,52% (2.215,19 MW), en tanto que el 2,01% (95,82 MW) correspondió a energía renovable no convencional. La producción de energía eléctrica se ha ido incrementando a causa de mejores condiciones hidrológicas, respecto al 2009, presentadas en las cuencas que alimentan las principales centrales hidroeléctricas y al ingreso de nueva generación en el parque eléctrico nacional

Para fines del 2009 e inicios del 2010 se presentó una crisis energética, provocada por el caudal mínimo de la central hidroeléctrica Paute que abastece al país, por lo que tuvieron que tomar medidas en una campaña de ahorro de energía limitando el consumo mensual a nivel Nacional. Uno de los principales causales es el cambio climático, lo que obligó a recurrir a la instalación de centrales termoeléctricas y a la importación de energía desde Colombia.

Colombia y Perú son también nuestros proveedores regulares de energía con 650MW nominales, el suministro de energía es variable, depende de muchos factores como la disminución de caudales en las cuencas hidrográficas y los altos costos de importación de combustibles fósiles utilizados para la generación termoeléctrica.

2.1.1.2 Balance de Energía a Nivel Nacional Demanda Vs. Oferta de Energía

Las energías renovables se muestran como una alternativa de alta importancia, ya que este tipo de energías son casi inagotables, su efecto de contaminación es mínimo, y lo más importante es que se puede obtener energía limpia a costos muy económicos en proyectos considerados Mecanismos de Desarrollo limpio.

Acorde a datos obtenidos por el CONELEC y según la Tabla N°2 el porcentaje que corresponde a energía renovable (hidráulica, solar, eólica y térmica) en el año 2010 fue del 43.54% (GWh) de producción anual de energía eléctrica a nivel nacional, lo que reflejan las estadísticas señaladas es que el potencial hídrico, solar, geotérmico, etc., del país no está siendo aprovechado al máximo, siendo que el Ecuador presenta condiciones favorables para el desarrollo de estas energías.

Las energías no renovables (MCI, TURBO GAS, TURBO VAPOR), poseen una gran desventaja, se agotarán a mediano plazo, ya que los combustibles que son la fuente de energía son extraídos de la naturaleza, su consumo provoca contaminación por la emisión de gases de efecto invernadero que son los principales causantes de la contaminación atmosférica y el cambio climático, adicionalmente el escenario se torna más crítico, una vez que la contaminación producida por el consumo y quema de combustibles fósiles es mayor que la capacidad de regeneración. Dentro de la Matriz energética ecuatoriana, el porcentaje de energía derivada de combustibles fósiles para el año 2010 fue del 52,17% (GWh) de producción anual de energía eléctrica a nivel nacional, lo cual es mayor que la energía renovable producida en el mismo año. Adicionalmente, la generación de este tipo de generación de Energía al requerir grandes cantidades de combustibles fósiles a costos altos, obliga al Gobierno Nacional a aplicar subsidios que bordean los 1000 millones de dólares al año.

El gobierno ecuatoriano ante lo expuesto propone la modificación de la matriz energética, de manera que la energía proveniente de fuentes renovables reemplace a la generación proveniente de combustibles fósiles, a través de la ejecución de estudio, diseño y construcción de proyectos estratégicos incentivando las inversiones, de esta forma se podrá reorientar al modelo energético nacional hacia un sistema eficaz y eficiente.

TABLA N°2 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

Producción anual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (GWh)															
Año	Renovable						No Renovable					Importación	% con relación a la producción	Total	Variación (%)
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor*	Total	% con relación a la producción	Térmica			Total	% con relación a la producción				
							MCI	Turbo-gas	Turbo-vapor						
1999	7.177,36	-	-	-	7.177,36	69,47%	291,27	538,21	2.301,28	3.130,76	30,30%	23,76	0,23%	10.331,88	0%
2000	7.359,01	-	-	-	7.359,01	69,34%	578,44	524,07	2.150,92	3.253,43	30,66%	-	-	10.612,44	2,72%
2001	6.886,29	-	-	-	6.886,29	62,20%	711,28	1.053,40	2.398,83	4.163,51	37,60%	22,23	0,20%	11.072,03	4,33%
2002	7.338,89	-	-	-	7.338,89	61,44%	695,65	1.313,98	2.539,04	4.548,67	38,08%	56,3	0,47%	11.943,86	7,87%
2003	7.007,12	-	-	-	7.007,12	55,32%	731,17	1.335,17	2.472,67	4.539,01	35,84%	1.119,61	8,84%	12.665,74	6,04%
2004	7.206,20	-	-	3,24	7.209,44	50,68%	1.366,84	1.739,72	2.268,84	5.375,40	37,78%	1.641,61	11,54%	14.226,46	12,32%
2005	6.677,55	-	0,01	102,86	6.780,42	44,82%	1.384,89	2.483,39	2.755,32	6.623,60	43,79%	1.723,45	11,39%	15.127,47	6,33%
2006	6.917,77	-	0,01	145,56	7.063,34	42,33%	2.103,16	3.136,13	2.813,22	8.052,51	48,26%	1.570,47	9,41%	16.686,32	10,30%
2007	8.789,16	0,96	0,02	218,75	9.008,89	49,51%	3.340,42	2.437,45	2.549,90	8.327,77	45,76%	860,87	4,73%	18.197,52	9,06%
2008	11.026,16	2,68	0,03	208,32	11.237,19	58,81%	3.243,67	1.839,86	2.287,80	7.371,33	38,58%	500,16	2,62%	19.108,69	5,01%
2009	9.225,41	3,20	0,01	216,52	9.445,14	48,72%	3.145,61	2.816,44	2.857,43	8.819,48	45,50%	1.120,75	5,78%	19.385,37	1,45%
2010	8.636,40	3,43	-	235,56	8.875,39	43,54%	4.087,07	3.820,33	2.727,06	10.634,46	52,17%	872,9	4,28%	20.382,76	5,15%
2011	11.133,09	3,34	0,06	278,20	11.414,69	52,27%	4.375,78	2.272,25	2.481,42	9.129,45	41,80%	1.294,59	5,93%	21.838,73	7,14%
2012**	12.623,20	2,60	0,15	267,68	12.893,63	56,98%	4.790,33	1.917,34	2.387,11	9.094,78	40,19%	639,77	2,83%	22.628,18	3,61%

Nota: * Se refiere a la energía obtenida de la Biomasa (Bagazo de Caña utilizado por la centrales de las empresas azucareras)

** Año móvil

Fuente CONELEC

Elaborado por Grace Solano de la Sala

El Balance de energía (energía total) a Nivel Nacional desde el periodo 2000-2010, como lo indica la Tabla No. 2, representa la generación total proveniente de todas las fuentes de energía, donde se reflejan, entre otras cosas, las cifras de importación incrementadas con Perú en 78.39GWh y con Colombia 794.51 GWh en el 2010 para el suministro de electricidad, con el objeto de disminuir la crisis energética que vivía el Ecuador, que provocó que sus ciudadanos vuelvan a sufrir cortes diarios de luz eléctrica.

La Tabla N° 3, representa la energía neta, es decir la energía disponible en el sistema Nacional Interconectado del País.

TABLA N°3 BALANCE DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL

año	Unidad	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
concepto												
Energía generada bruta (1)	GWh	10612,44	11049,8	11887,56	11546,13	12584,85	13404,02	15115,85	17336,65	18608,53	18264,95	19509,85
Energía importada desde Colombia	GWh	n.d	22,23	56,3	1119,61	1641,61	1716,01	1570,47	860,87	500,16	1058,20	794,51
Energía importada desde Perú	GWh	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	7,44	-	-	-	62,55	78,39
Energía bruta total	GWh	10612,44	11072,03	11943,86	12665,74	14226,46	15127,47	16686,32	18197,52	19108,69	19385,70	20382,75
Energía generada no disponible para servicio público (2)	GWh	n.d	49,37	287,41	337,76	1086,79	1219,3	1850,67	2540,75	2610,3	2219,64	2746,03
	%	n.d	0,40%	2,40%	2,70%	7,60%	8,10%	11,10%	14%	13,70%	11,50%	13,50%
Energía generada e importada para servicio público	GWh	10612,44	11022,66	11656,45	12327,98	13139,67	13908,17	14835,65	15656,77	16498,39	17166,06	17636,72

Fuente CONELEC

Elaborado por Grace Solano de la Sala

(1): Energía eléctrica generada por todo el parque generador del País (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público).

(2): Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecados, Ecoluz, EMAAP-Q, Enermax, Hidroimbabura, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabí, San Carlos).
n.d. -> no disponible, n.a.-> no aplica.

**TABLA N°4 REPRESENTA LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA
DEL ECUADOR POR GRUPO DE CONSUMO**

Demanda anual de energía eléctrica a nivel nacional por grupo de consumo (GWh)							
Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Variación (%)
2000	2.803,32	1.362,01	2.218,43	620,24	900,29	7.904,29	2,25%
2001	2.915,74	1.432,41	2.139,39	634,09	888,61	8.010,25	1,34%
2002	3.098,30	1.496,52	2.460,19	663,68	893,74	8.612,43	7,52%
2003	3.269,65	1.805,04	2.589,59	675,04	812	9.151,32	6,26%
2004	3.515,64	2.051,34	2.792,61	696,54	938,17	9.994,29	9,21%
2005	3.702,24	2.377,57	3.052,41	715,82	962,7	10.810,73	8,17%
2006	3.896,09	2.598,15	3.332,52	741,24	1.068,81	11.636,80	7,64%
2007	4.095,19	2.633,77	3.332,07	765,46	1.216,52	12.043,01	3,49%
2008	4.384,86	2.519,61	3.418,36	806,4	1.524,20	12.653,44	5,07%
2009	4.672,28	2.532,71	4.147,86	819,57	1.045,50	13.217,92	4,46%
2010	5.114,18	2.672,33	4.416,76	812,03	1.061,30	14.076,61	6,50%

*Año Móvil a julio de 2012

Fuente CONELEC

Elaborado por Grace Solano de la Sala

De las tablas anteriores se puede deducir que la producción de energía satisface la demanda para el país de 14.076,61 GWh, siendo que la producción anual de energía eléctrica a nivel Nacional es de 20.382,76 GWh en el 2010, de los cuales el 52.17% son energías no renovables y el 4.28% corresponde a importaciones de energía para cubrir dicha demanda. Por lo que se requiere incentivar a la inversión de nuevos proyectos de energía limpia que contribuirán al cuidado del medio ambiente.

TABLA N° 5 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA GWh

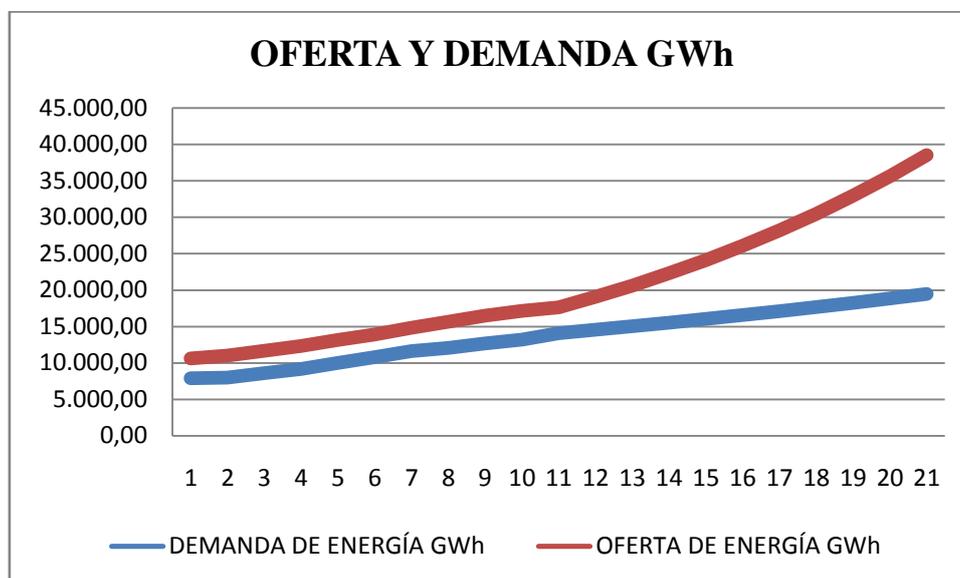
años	DEMANDA DE ENERGÍA GWh	OFERTA DE ENERGÍA GWh
2000	7.904,29	10.612,44
2001	8.010,25	11.022,66
2002	8.612,43	11.656,45
2003	9.151,32	12.327,98
2004	9.994,29	13.139,67
2005	10.810,73	13.908,17
2006	11.636,80	14.835,65
2007	12.043,01	15.656,77
2008	12.653,44	16.498,39
2009	13.217,92	17.166,06
2010	14.076,61	17.636,72

PROYECCIONES

2011	14.539,32	19.070,96
2012	15.017,24	20.621,84
2013	15.510,87	22.298,83
2014	16.020,72	24.112,20
2015	16.547,33	26.073,04
2016	17.091,26	28.193,33
2017	17.653,06	30.486,05
2018	18.233,33	32.965,21
2019	18.832,68	35.645,99
2020	19.451,72	38.544,77

Fuente Ecuador en Cifras CONELEC
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

GRAFICO N°1 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA GWh



Fuente Ecuador en Cifras CONELEC
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

El aumento de la demanda de energía GWh con relación al año 2010 fue de 6,50%, frente al aumento de oferta de energía GWh en el mismo año fue de 2,74%. Y en relación a la línea de tendencia creciente en las proyecciones al 2020 si se mantiene este incremento, el uso de combustibles aumentará significativamente. Para lo cual cabe recalcar que si la energía producida es de fuentes renovables (energía limpia), estos índices de combustibles se disminuirían y el impacto ambiental sería mínimo comparado con la contaminación que ocasionaría si estas estadísticas se mantuvieran, para un futuro se debería incentivar a la construcción de nuevos proyectos con el fin de evitar la emisión de gases de efecto invernadero CO₂.

2.1.1.3 Evolución del Consumo de Combustibles.

Con las tendencias actuales de crecimiento de la población, económico, y la demanda de energía, ocasiono que el consumo de energía sustentado en combustibles fósiles sea mayor, dando lugar a que la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO₂ aumenten en la atmósfera.

El Ecuador es un país que se encuentra en fase de desarrollo, su inicio se dio desde la explotación petrolera y los subsidios derivados del petróleo, por esta razón el Ecuador presenta un mayor crecimiento en la demanda de energía y con la modernización de la economía nos está conduciendo a un mayor consumo energético como se lo demuestra en la demanda actual.

Este crecimiento no se debe a un uso adecuado de la energía ni se está desarrollando un valor agregado en las diferentes actividades, al contrario es un consumo mayor para el transporte y para el sector residencial. El cambio de la matriz energética constituye que los combustibles fósiles sean la fuente principal de energía para el país y la hidroelectricidad en la principal fuente de electricidad, esto ocurre por la disminución de energías tradicionales como la biomasa (leña y carbón).

En los últimos años a causa de las sequías se vio la necesidad de utilizar la energía térmica para poder suplir la demanda, lo que nos hizo dependientes de los combustibles fósiles, sin embargo estos combustibles pueden ocasionar problemas en la salud, el ambiente y la productividad económica. En el año 2000 se incorpora una Central Hidroeléctrica de Hidronación la cual tiene como objetivo proteger la Cuenca Baja del Río Daule de las inundaciones, el riego y drenaje mediante una desviación a la Península de Santa Elena, además para proporcionar agua para riego y consumo de las poblaciones de Manabí, suministrar agua para consumo de la ciudad de Guayaquil y ciudades aledañas al río Daule y generar 600 millones de kilovatios de energía eléctrica para el Sistema Nacional Interconectado (SNI), mediante la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.

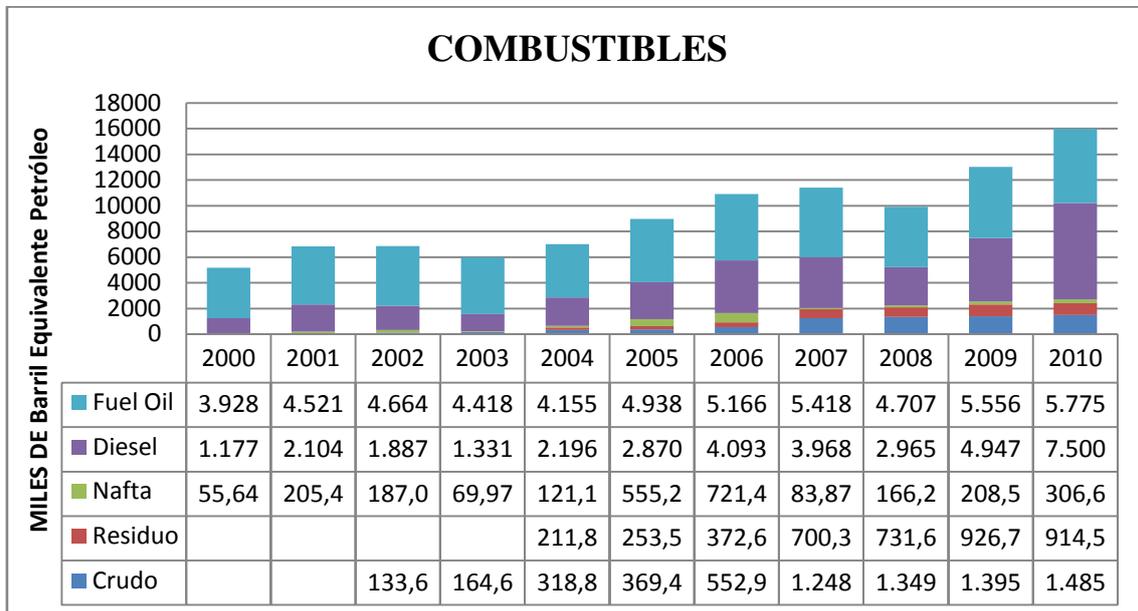
La disminución en el año 2003 y 2004 se debió a que en diciembre de 2002, se aprobó la Decisión 536⁸ “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los países miembros. Con esta decisión, en marzo de 2003, se inauguró la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador, con importantes beneficios para ambos Países Miembros.

En el 2008 la energía hidroeléctrica de la central Paute-Molino incrementó su producción de energía, las sequías en los años 2009 y 2010 obligaron a la utilización de centrales termoeléctricas que usan diésel. Lo que provocó que los porcentajes normales de consumo de energía cambien, ya que en época de caudales normales de los ríos, del total de energía que necesita el país, hasta un 70% se genera mediante las plantas hidroeléctricas, mientras que las empresas termoeléctricas producen 25% más dejando a la interconexión con hasta 5%.

Sin embargo, durante el caudal mínimo, estas cifras cambian, pues la producción de energía hidroeléctrica baja a 40% dejando que la dependencia de la energía termoeléctrica se dispare a 50% y la interconexión hasta en 10%.

⁸ Comunidad Andina. (2002). Integración de Electricidad. www.comunidadandina.org

GRÁFICO N°2 COMBUSTIBLES



Fuente CONELEC

Elaborado por Grace Solano de la Sala

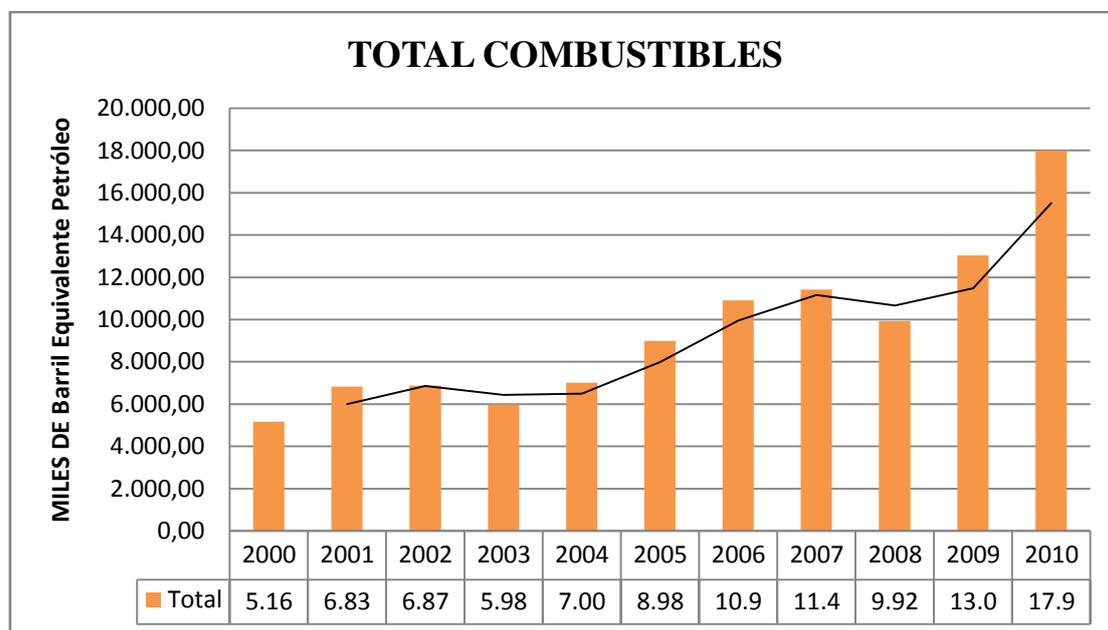
El Gráfico N° 2 nos muestra que la energía producida no renovable en el 2010 requirió de 7500,10 Barril Equivalente de Petróleo de diésel (BEP).

Barril Equivalente de Petróleo (BEP) es un término que se emplea para representar la cantidad de energía que es equivalente a la cantidad de energía que se encuentra en un barril de petróleo crudo.

La mayor importación de combustibles se debió principalmente a dos factores: el incremento en la demanda de diésel para las centrales termoeléctricas y las dos paradas de la Refinería de Esmeraldas.

Según datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el mayor consumo de diésel en las plantas termoeléctricas se registró entre enero y abril, cuando el país todavía padecía los efectos del estiaje que inició en octubre del 2008, lo que desencadenó apagones generalizados. Es por lo cual que en el 2010 se incrementa el consumo de combustibles, ya que se incorporan ocho centrales termoeléctricas al Sistema Nacional para superar la crisis, las cuales impulsaron el consumo de diésel.

GRÁFICO N°3 TOTAL DE COMBUSTIBLES

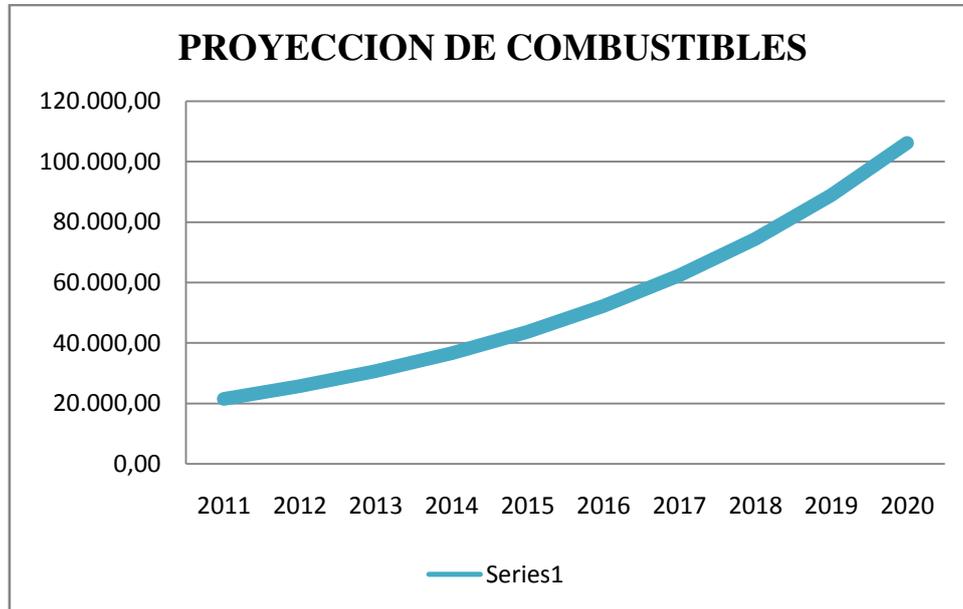


Fuente CONELEC
Elaborado por Grace Solano de la Sala

Según el total de combustibles (Gráfico N°3) el menor consumo de combustibles fue en el 2000, mientras que conforme pasó el tiempo el incremento se fue dando poco a poco, al llegar el 2010 el aumento de su consumo fue mayor, debido a la sequía se tomaron medidas emergentes que pudieran cubrir la demanda de energía, por lo que la medida que se encontró al alcance fue la de crear más termoeléctricas, esto provocó el mayor uso de combustibles, al igual que las refinerías y el transporte aportan a este incremento. Lo que ocasiona una mayor contaminación en el medio ambiente.

Si la demanda de combustibles continua, para el 2020 (Gráfico N° 4) se requerirá una cantidad de 106.219.03 Barriles Equivalentes de petróleo, por una demanda de energía eléctrica de 19451.72 GWh. El uso de combustibles fósiles son las actividades que más impacto medioambiental tienen.

GRÁFICO N° 4 PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES



Fuente CONELEC
Elaborado por Grace Solano de la Sala

2.1.1.4 Reservas de Energía

Una vez culminado el estiaje, y en vista de no haber podido cubrir la demanda de energía como se mencionó, se incrementaron las termoeléctricas. Para este año el estiaje, que se presenta entre octubre y marzo del siguiente año, es un período donde hay escasez de lluvias y afecta el rendimiento de las cuatro centrales hidroeléctricas más importantes del país: Paute, Mazar, San Francisco y Agoyán, ubicadas en la Sierra y que aprovechan los caudales de ríos que desembocan en el Amazonas. El Ecuador actualmente dispone de una reserva energética del 20% para afrontar la demanda en los próximos meses. Por lo que se espera sea suficiente para que no exista mayor riesgo de apagones.

El cierre del presente año, el 64% de la energía generada será producida por centrales hidroeléctricas, el 33% por energía termoeléctrica y el 1,2% vendrá de importaciones, a través de las líneas de interconexión con los países vecinos.

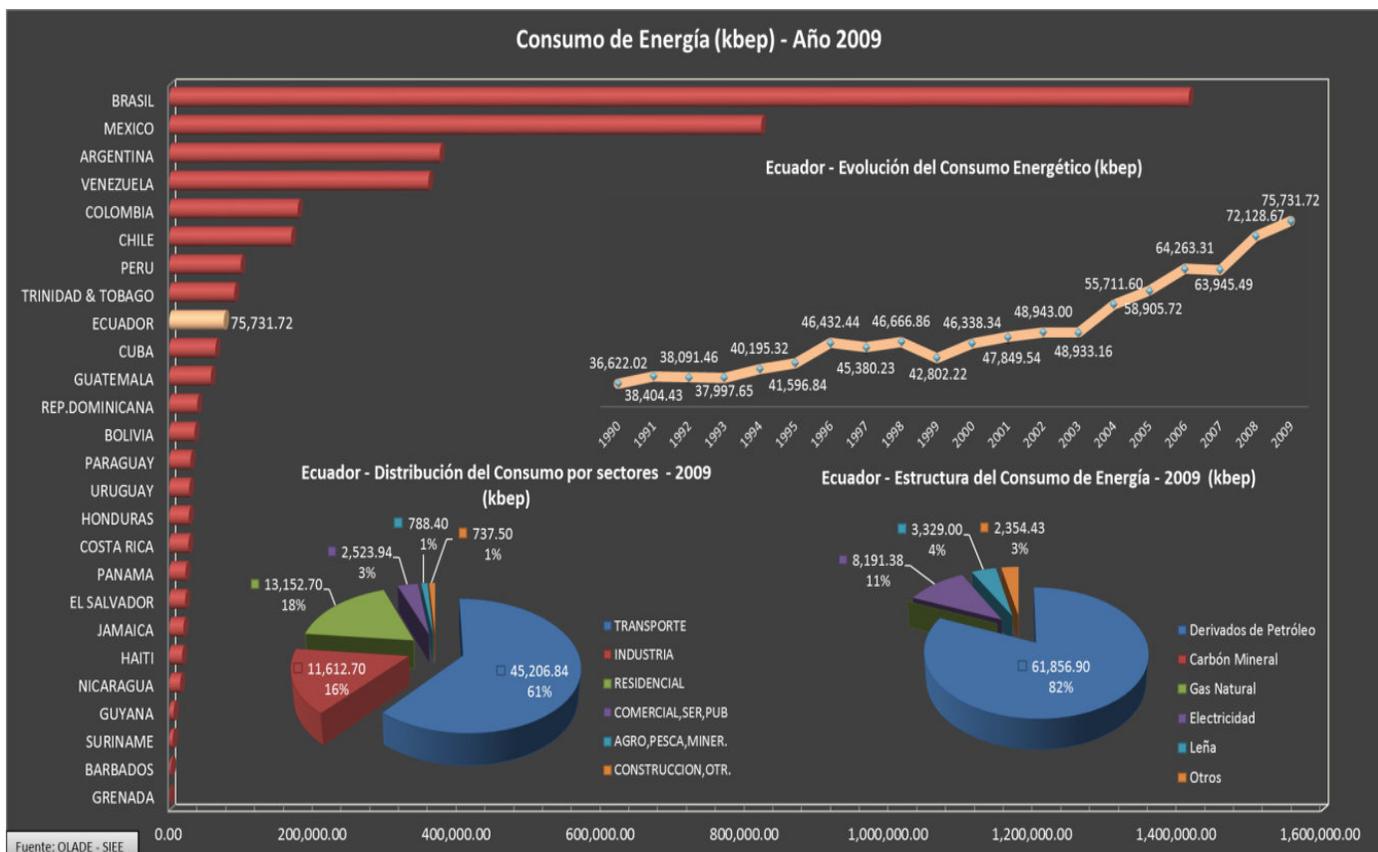
2.1.1.5 Comportamiento de la Demanda Máxima del Sistema

La demanda de energía determina la estructura y el tamaño del sistema energético. Se establece por la estructura económica y el tamaño del sistema energético, la estructura económica, la demografía, las tecnologías finales de uso de energía, la dotación de recursos naturales, patrones de consumo y estilos de vida, como también factores políticos y legales.

La demanda de energía se presenta desde el año 1999 hasta julio de 2012, para lo cual se puede observar un incremento de su demanda en el año 2011 de 1.83% con referencia al año 2010. Véase tabla N°4

Respecto al consumo de energías por sectores el petróleo y sus derivados es el que mayor demanda tiene, después está el de electricidad y leña. Interpretando estos datos puede afirmarse que, siguiendo la tendencia mundial y en América Latina, el consumo de energía del transporte es el principal motor de la demanda de energía con un 61%. El comercio aumentó un poco su participación en 3%, y se ha mantenido constante. Las actividades de agricultura, pesca y minería, decreció su participación al 1% como se muestra en el gráfico N° 4

GRÁFICO N°4 CONSUMO DE ENERGÍA (kbep)



Fuente: Indicadores Económico - Energéticos Regionales – Ecuador, Organización Latinoamericana de Energía
 Elaborado por: Grace Solano de la Sala

2.1.1.6. Cobertura a Nivel Nacional

En la tabla N°5 se muestra los porcentajes de cobertura en las Empresas de Distribución por provincia, estos datos fueron obtenidos del Censo de Población y Vivienda realizado en noviembre de 2010 por el INEC, el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 93,53%, siendo para el área Urbana el 94,82% y para la Rural el 89,03%.

TABLA N° 6 COBERTURA NACIONAL

EMPRESAS	Rural	Urbana
Eléctrica de Guayaquil		93,25%
E.E. Sur	87,40%	96,35%
E.E. Riobamba	87,18%	95,33%
E.E. Quito	98,52%	99,37%
E.E. Norte	94,17%	98,58%
E.E. Galápagos	96,65%	99,54%
E.E. Cotopaxi	87,22%	94,35%
E.E. Centro Sur	90,01%	97,42%
E.E. Azogues	92,28%	98,29%
E.E. Ambato	89,05%	97,49%
CNEL Sucumbíos	70,42%	91,06%
CNEL Sto. Domingo	85,18%	95,18%
CNEL Sta. Elena	84,05%	90,48%
CNEL Milagro	85,51%	94,06%
CNEL Manabí	85,23%	91,85%
CNEL Los Ríos	84,82%	98,62%
CNEL Guayas los Ríos	84,21%	90,42%
CNEL Esmeraldas	76,01%	92,28%
CNEL El Oro	94,32%	97,22%
CNEL Bolívar	82,81%	90,85%

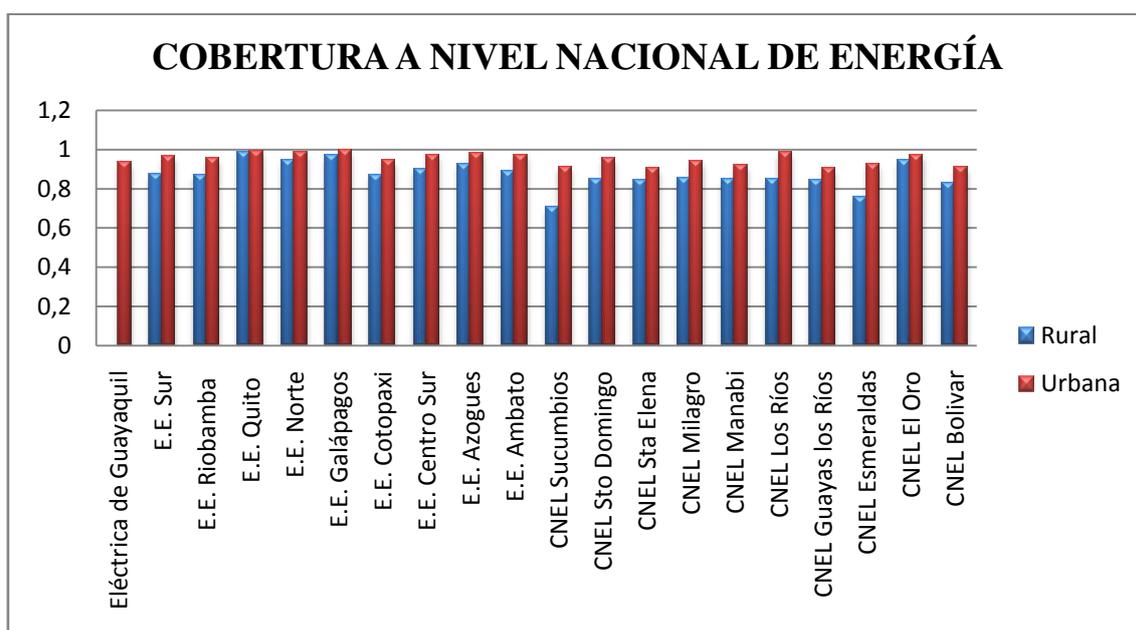
Fuente CONELEC

Elaborado por: Grace Solano de la Sala

En el gráfico N° 5 se puede evidenciar que las empresas que tiene menor cobertura son: CNEL Sucumbíos con 70.42% en la zona Rural, seguido por CNEL Esmeraldas 76.01% y la Empresa Eléctrica Quito es la que tiene mayor cobertura en la zona Rural con 98.52% y 99.37%.

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el que se destacó que Ecuador ocupó el tercer puesto de crecimiento económico de Latinoamérica en el 2011, lo que significa un incremento de tecnología, acceso a internet, transporte, nuevas empresas, crecimiento poblacional para generar mayor productividad del país, por lo que será inevitable el aumento de consumo de energía eléctrica.

GRÁFICO N°6 COBERTURA A NIVEL NACIONAL



Fuente CONELEC
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

2.1.1.7. Evolución de la Producción Anual de Energía Eléctrica a través de Energías Renovables.

A continuación se presenta un detalle de los proyectos de generación eléctrica, que se han incorporado recientemente o que se encuentran en construcción.

CELEC EP – CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MAZAR: constituye el primer aprovechamiento aguas arriba de la cuenca del río Paute, ubicándose en las inmediaciones de la unión de este río con el río Mazar, aguas arriba del embalse Amaluzá, que almacena el volumen de agua para la Central Hidroeléctrica Paute Molino (1075 MW), la más grande del país.

CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA PASCUALES 2: se encuentra ubicada en el Cantón Guayaquil, Provincia del Guayas, tiene una potencia de 132 MW, el tipo de central es una turbina a gas que utiliza combustible diesel y se encuentra en operación desde enero del 2010.

CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA MIRAFLORES TG1: situada en la ciudad de Manta, con una potencia instalada de 22 MW, el tipo de central TG turbina a gas de combustible a diesel, está en operación desde diciembre del 2009.

CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA QUEVEDO: ubicada en Quevedo, con una potencia instalada de 102 MW, en este tipo de central se utilizará motores de combustión interna, está en operación desde marzo del 2011.

CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA SANTA ELENA: tiene una potencia de 90.1MW, el tipo de central se utilizará motores de combustión interna y se encuentra en operación desde marzo del 2011.

CELEC EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO PAUTE SOPLADORA: se ubica aguas abajo del complejo hidroeléctrico Mazar- Molino, entre las provincias de Azuay y Morona Santiago y permite aprovechar el recurso hídrico utilizado por la central Paute–Molino. Tiene una potencia de 487 MW y un promedio de 2800 MWh/año. Sopladora formará parte del Complejo Hidroeléctrico Paute Integral, la mayor generadora de energía eléctrica en el país. Tiene un impacto ambiental mínimo, debido a que la mayoría de las obras son subterráneas y además no requiere de una represa.

ELECAUSTRO S.A – CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA: con una potencia instalada de 26 MW, ubicada en la provincia de Cañar, está en operación comercial desde marzo de 2011.

HIDROLITORAL EP – PROYECTO MULTIPROPÓSITO BABA: ubicada principalmente en el trasvase de las aguas a la represa Daule Peripa; el gran desafío de este proyecto es producir energía en el próximo invierno y de esta manera terminar con el proyecto de beneficios múltiples para el Ecuador, como lo es un gran desarrollo territorial, además se aprovechará el potencial turístico que tiene este sector. Con una potencia de 42 MW se incrementará en la Central Marcel Laniado por trasvase, ubicado en la provincia de Los Ríos en la vertiente del Pacífico. Se encuentra operando desde enero de 2012 y su operación comercial se estima en el segundo semestre del 2012.

HIDROTOAPI EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO TOACHIPILATÓN: se encuentra ubicado en los límites de las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi. El proyecto contará con una potencia instalada de 254,4 MW. Actualmente el proyecto se encuentra en proceso de construcción y se prevé su terminación de obra para mayo de 2015.

COCA CODO SINCLAIR EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR: Este proyecto está considerado como prioritario y de alto interés nacional, con el objeto de que cubra, para el 2015, alrededor del 36% de energía y 39% de potencia que requiere, e incluso tener la posibilidad de exportar energía a los países vecinos. El Proyecto Coca Codo Sinclair de 1500 MW, es un proyecto ecológicamente limpio, con muy pocos efectos negativos sobre el ambiente. La fecha estimada de operación en febrero 2016.

2.1.1.8. Proyectos Adicionales de Generación en Construcción

- Proyecto hidroeléctrico Minas-San Francisco, CELEC EP Enerjubones. Potencia: 276MW, energía media: 1.321GWh/año. Ubicado en las provincias de Azuay y El Oro.
- Proyecto termoeléctrico Jaramijó, CELEC EP. Potencia: 149MW, energía media: 97 GWh/año. Ubicado en la provincia de Manabí.
- Proyecto hidroeléctrico Del si Tanisagua, CELEC EP Gensur. Potencia: 116MW, energía media: 904GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- Proyecto hidroeléctrico Manduriacu, CELEC EP Enernorte. Potencia: 62MW, energía media: 356GWh/año. Ubicado en la provincia de Pichincha.
- Proyecto hidroeléctrico Quijos, CELEC EP Enernorte. Potencia: 50MW, energía media: 355GWh/año. Ubicado en la provincia de Napo.
- Proyecto termoeléctrico Jivino, CELEC EP. Potencia: 45 MW, energía media: 296 GWh/año. Ubicado en la provincia de Orellana.
- Proyecto termoeléctrico Santa Elena, CELEC EP. Potencia: 42MW, energía media: 276 GWh/año. Ubicado en la provincia de Santa Elena.

- Proyecto hidroeléctrico Mazar Dudas, Hidroazogues S.A. Potencia: 21MW, energía media: 125,3GWh/año. Ubicado en la provincia de Cañar.
- Proyecto eólico Villonaco, CELEC EP Gensur. Potencia: 16,5MW, energía media: 64 GWh/año. Ubicado en la provincia de Loja.
- Proyecto hidroeléctrico Victoria, EEQSA. Potencia: 10 MW, energía media: 63,8 GWh/año. Ubicado en la provincia de Napo.
- Proyecto hidroeléctrico Chorrillos, Hidrozamora EP. Potencia: 4MW, energía media: 21GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- Proyecto hidroeléctrico Isimanchi, EERSSA. Potencia: 2,25MW, energía media: 16,8 GWh/año. Ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe.
- Proyecto hidroeléctrico Buenos Aires, Empresa Eléctrica Norte S.A. Potencia: 1MW, energía media: 7GWh/año. Ubicado en la provincia de Imbabura.

2.1.1.9. Aporte del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre en la Matriz Energética Nacional. (Demanda Futura)

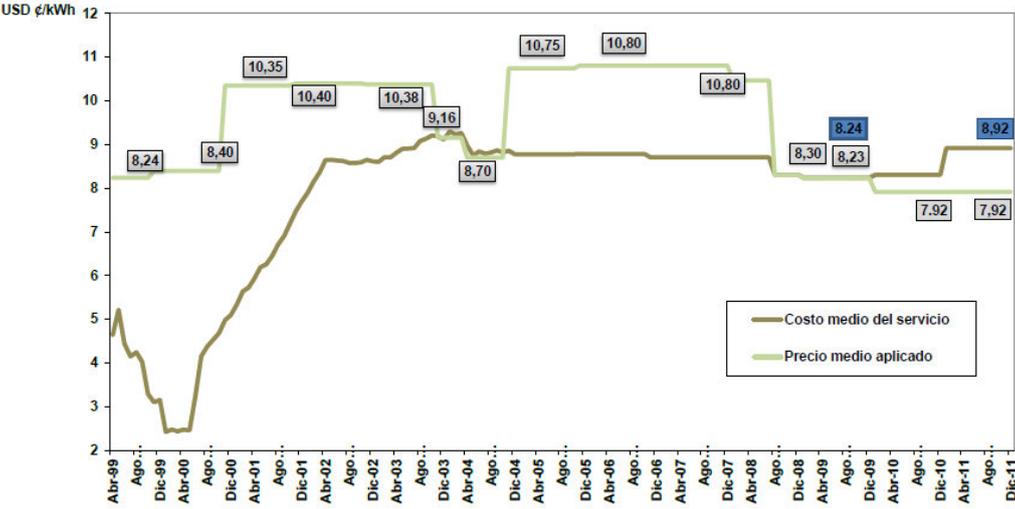
El Proyecto Hidroeléctrico El Tigre está ubicado en el Río Guayllabamba, 70 metros aguas abajo de la confluencia del Río San Dimas, en el Cantón Pedro Vicente Maldonado. Está compuesto por una presa de concreto compactado con rodillo (RCC) de 34,5 metros de altura. Su casa de máquinas se ubica a pie de presa, en la cual se instalarán dos grupos con 80 MW de potencia total que generarán una energía anual de 406,14 GWh, los cuales serán integrados al Sistema Nacional Interconectado por medio de una línea de transmisión de 230000 voltios hacia la subestación eléctrica del Proyecto Manduriacu.

2.1.1.10. La Tarifa Eléctrica

La tarifa eléctrica es el precio que debe pagar el usuario final regulado del servicio de electricidad, por la energía eléctrica que consume para satisfacer sus necesidades según sus modalidades de consumo y nivel de tensión al que se le proporciona el servicio.

GRÁFICO N° 7 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA (Abril 1999 – Diciembre 2011)



Fuente: Plan Maestro de Electrificación
 Elaborado por: Grace Solano de la Sala

2.1.1.11 Evolución de los Costos del Servicio Eléctrico (Pliego Tarifario)

TABLA N° 7 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA

Período		Nov. 2002	Nov. 2003	Abr. 2004 -	Nov. 2004 -	Nov. 2005 -	Ene. 2008 -	Ago. 2008 -	Ene. 2009 -	Ene. 2010 -	Ene. 2011 -
		Oct.2003	Mar. 2004	Oct. 2004	Oct.2005	Oct. 2006	Jul. 2008	Dic. 2008	Dic. 2009	Dic. 2010	Dic. 2011
						dic-07					
Precio referencial de generación	PRG	5,81	4,63	4,17	5,94	5,7	5,98	4,68	4,59	4,79	4,65
Componente de energía	PRG(E)	4,5	3,55	3,09	4,99	4,69	4,99	-	-	-	-
Componente de potencia	PRG(P)	1,31	1,08	1,08	0,96	1,01	0,99	-	-	-	-
Tarifa de transmisión	TT	0,76	0,71	0,71	0,69	0,66	0,64	0,47	0,47	0,46	0,53
Valor agregado de distribución	VAD	3,8	3,82	3,82	4,11	4,44	3,85	3,16	3,17	3,06	3,74
Tarifa media	TM	10,38	9,16	8,69	10,75	10,8	10,47	8,3	8,23	8,31	8,92

Fuente: Plan Maestro de Electrificación
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

Pliego Tarifario: Para poder aplicar el Pliego Tarifario se debe tener claro algunas definiciones que nos ayudarán a comprender de mejor manera. Contiene tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución y tarifas de alumbrado público.

Existen diferentes tipos de usuarios y consumos como los residenciales, general y alumbrado público.

La tarifa residencial se la utiliza para uso doméstico; la general es para actividades comerciales, servicios públicos y privados a la industria; la tarifa de alumbrado público se aplica a consumos por alumbrado público de calles, avenidas, plazas, parques, vías de circulación pública y sistemas de señalización luminosos utilizados para el control de tránsito.

También se consideran 3 grupos por características de consumo: alta tensión; media tensión y baja tensión.

2.1.1.12 Subsidios

Según la ley del sector eléctrico el subsidio beneficia a los consumidores del sector residencial, siempre y cuando no superaren el promedio residencial de la empresa eléctrica.

El subsidio de la tercera edad está enfocado a edades superiores a los 65 años y entidades gerontológicas. El subsidio representa el 50% del valor facturado, mientras que para las entidades gerontológicas el descuento se aplica para el total de consumo de energía.

Los usuarios de la tercera edad representan el 5% de los usuarios residenciales a nivel nacional.

Existe también el subsidio tarifa dignidad dispuesto en junio de 2007, donde se otorga un trato preferencial a los clientes residenciales que consumen hasta 110 KWh/mes en la Sierra y 130 KWh/mes en la Costa. Se estableció cobrar a dichos usuarios un precio

de 4 centavos de dólar por KWh, más un cargo fijo de 70 centavos de dólar por concepto de comercialización.

2.1.1.13 Matriz Energética

El Ecuador busca tener un crecimiento económico sostenido, escenario en el cual la disponibilidad de suministro energético es indispensable para el desarrollo de actividades productivas, en consecuencia se ha conducido al país a tomar medidas que contribuyan a la preservación y uso nacional de los recursos naturales. Una de estas alternativas de mayor impacto y menor costo es la eficiencia energética.

La eficiencia y el buen uso de la energía eléctrica, aplicados en los diferentes sectores de consumo, no implican de ninguna manera sacrificios en la calidad de vida de la población ni disminución en la productividad del país; por el contrario, la gran mayoría de las veces implican mejoramiento. Con la aplicación de políticas y programas de uso eficiente de la energía, se requiere una serie de acciones que comprometen a todos los sectores sociales, incluyendo la concientización del problema y el reconocimiento de las ventajas que se obtienen de su correcta aplicación. Existe un gran potencial para mejorar la forma en cómo se consume energía en el país a través de la eficiencia y el buen uso de la misma, particularmente en el sector eléctrico, con costos de implementación menores o iguales a lo que cuesta producir la energía, lo que representa una opción que debe explorarse y desarrollarse.

Crisis Ecológica: Hay una correlación entre el aumento de las emisiones de CO₂ y el incremento de la temperatura media del planeta.

Al 2004, las emisiones de CO₂ anuales aumentaron en alrededor de un 80% respecto de las emisiones de 1970, lo que influyó notoriamente en el aumento de la temperatura media mundial de 0,74 °C registrada en los últimos 100 años, de 1906 al 2005⁹. Si se continúa con estos porcentajes y si no se hace nada por evitarlo, en los próximos 50 años se pronostica que la temperatura podría incrementarse en al menos 2 °C, lo que produciría efectos negativos graves e irreversibles, afectando al ecosistema del planeta.

⁹ Cambio Climático (2007). Informe de síntesis. IPCC

En la Cumbre de Río que se llevó a cabo en 1992, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y evitar el cambio climático, se acordó suscribir el Convenio Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. En diciembre de 1997, las partes firmantes se reunieron en Kioto (Japón) para aprobar el denominado Protocolo de Kioto. En el que los países industrializados se comprometieron a reducir, en 5%, sus emisiones entre los años 2008-2012, con respecto a las emisiones del año.

Estos compromisos son de carácter mandatorio para los países industrializados, mientras que aún no existe exigencia alguna para los países en vías de desarrollo. Sin embargo, como probablemente algunos de los países industrializados podría no poder reducir la parte que le toca en su propio territorio, el convenio establece la posibilidad de que estos programas se realicen en países en vías de desarrollo, bajo la modalidad de proyectos de “implementación conjunta” y “mecanismos de desarrollo limpio”, los mismos que serían financiados por los países industrializados con la condición de que las reducciones que se logren, se contabilicen a su favor para cumplir con las metas establecidas en el Protocolo de Kioto.

Consumo Nacional: Para poder realizar programas de eficiencia energética eléctrica, se debe tener conocimiento de los usos finales de la energía en cada una de sus regiones y sectores. Las estadísticas del CONELEC evidencian que el 52% de la energía eléctrica es consumida por usuarios de la Empresa Eléctrica Quito y Eléctrica de Guayaquil.

Y en cuanto a sectores como el residencial su consumo es de un 36%, industrial 31%, comercial 19%, servicio de alumbrado público 6% y los subsectores el 7,54%. Para optimizar la eficiencia energética se las debe enfocar en estos sectores especialmente el residencial, industrial y comercial.

El panorama que se tiene del sector residencial es que debido a que la tarifa no cubre los costos de producción y al no existir una focalización de los subsidios desde hace varias décadas, en muchos casos se han formado malos hábitos de consumo en la población, lo que ha producido un consumo innecesario en algunos de los usos finales, además de la utilización de equipos y electrodomésticos de baja eficiencia energética. Por esta razón se tuvo que reformar las tarifas eléctricas lo que ocasionó que el consumo residencial se redujera, el objetivo no era ahorro de dinero sino entregar una señal de eficiencia

energética a la ciudadanía; que las personas utilicen racionalmente la energía y no la desperdicien.

Una de las medidas fue implementada debido al crecimiento de la demanda anual, lo que originó un déficit de oferta y un incremento en los costos de generación, desde el 2008 para el ahorro de energía fue la “Sustitución de 6’000.000 de focos incandescentes por focos ahorradores”, el mismo que fue implementado en todas las provincias del país. Para el 2010 el sector residencial consumió cerca de 36% del total de la energía eléctrica del país; pero además debe considerarse el alto porcentaje de demanda de gas licuado de petróleo (GLP) para el sector residencial, que ronda el 90% de la oferta total, este incremento se debió al uso de tres electrodomésticos: los calentadores instantáneos de agua o calefones, la cocina y la secadora de ropa, todo esto debido al precio público por unidad energética que promueven el uso del gas licuado de petróleo.

En el sector industrial o productivo, con fines de aplicación tarifaria se lo ha clasificado de la siguiente forma: industriales artesanales, industriales con demanda medidos en baja tensión, industriales con demanda medidos en media tensión, industriales con demanda horaria medidos en media tensión e industriales con demanda horaria medidos en alta tensión. Hay deficiencias en este sector provocadas por el inadecuado manejo energético y la baja renovación de tecnología con la que se desarrollan los procesos.

Se sabe que la mayoría de las instituciones públicas no han instaurado una cultura de buen uso de la energía, asimismo, por la antigüedad de las edificaciones muchas de ellas poseen iluminación ineficiente e instalaciones defectuosas, así como dispositivos que han cumplido con su vida útil tecnológica, principalmente equipos ofimáticos.

Como se lo había mencionado anteriormente para el control del crecimiento de la demanda así como el buen uso de la energía es indispensable el desarrollo de proyectos de eficiencia energética, para lo cual se tiene pensado hacer programas para el sector residencial como: proyecto de Sustitución de refrigeradores ineficientes, dotación de energía solar térmica para agua caliente sanitaria; programas en el sector público como: proyecto de acción inmediata para el uso eficiente de la energía, alumbrado público a nivel nacional y sustitución de lámparas de alumbrado público por lámparas más eficientes en Galápagos; programas del sector industrial como: proyecto de eficiencia para la industria en el Ecuador; y Acciones Transversales como el proyecto Campaña Masiva de Comunicación para incentivar el ahorro de energía.

Algunos de los proyectos más destacados se los describe a continuación:

Proyecto de sustitución de refrigeradores ineficientes: La renovación de artefactos eléctricos ineficientes, que consumen mucha electricidad y atentan contra el medio ambiente, se enmarca en el objetivo de reducir la demanda de energía en el sector residencial.

Se estima que un refrigerador con una antigüedad mayor a 12 años, consume cerca de 3 veces más energía que uno fabricado en la actualidad, esto debido al desarrollo tecnológico y el mejoramiento del diseño de estos equipos; sin embargo, los usuarios se han acostumbrado a pagar altos montos por concepto de consumo de electricidad, sin conocer que pueden tener ahorros significativos al sustituir sus refrigeradores por equipos nuevos de alta eficiencia.

Para poder analizar el ahorro energético y económico se tomaron en cuenta ciertos factores uno de ellos el crecimiento de la demanda anual 6%, la potencia de refrigeración eficiente e ineficiente. Por lo que el ahorro económico esperado en el lapso del quinto año oscila en 1'218.837,52 y ahorro de energía por 17.990,76 MWh/mes.

Proyecto de sistemas de energía solar térmica para agua caliente sanitaria: Este proyecto contribuirá con la disminución del consumo actual y futuro de derivados de petróleo y fomentar el desarrollo de la energía solar térmica en general. En los hogares ecuatorianos, especialmente en la sierra, donde el agua caliente se utiliza para aseo personal y otros usos domésticos como lavar la ropa, los utensilios de cocina, etc.

En el Ecuador es muy común el uso de calefones a gas para calentar el agua, son pocos los que utilizan calentadores solares, por lo tanto existe un promedio de 55,6KWh por mes consumido por duchas eléctricas; mientras que 180.000 calefones que usan gas licuado de petróleo con un consumo de 2 cilindros al mes por familia.

El promover el uso de la energía solar térmica reducirá el consumo de petróleo y la contaminación; generando fuentes de trabajo con la evolución de este mercado.

Proyecto alumbrado público a nivel nacional: El boletín estadístico del CONELEC evidencia que el consumo de energía de alumbrado público del año 2010 fue de 5.8%, señalando un crecimiento promedio desde el 2000-2010 de 2.91%. Usualmente en el país se utilizan lámparas de vapor de mercurio debido a su bajo costo, pero con el crecimiento de la demanda de energía y la necesidad de cuidar el medio ambiente, es necesario innovar en las tecnologías, con el propósito de ahorrar el consumo de energético y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂).

La norma ISO 50001¹⁰: De Sistemas de Gestión Energética, certifica la existencia de un sistema optimizado para el correcto uso de la energía en cualquier organización, esta sustituye a la norma UNE EN 16001, para lo cual desaparece el concepto de “aspecto energético”, para cambiarla por revisión energética y cálculo de la línea base.

La implementación de esta norma buscar brindar una herramienta que permita la reducción de los consumos de energía, los costos financieros y las emisiones de gases de efecto invernadero. De esta manera se obtendrá una conciencia de las medidas de ahorro energético.

El proyecto facilitará la implantación de una norma ecuatoriana de gestión compatible con la norma ISO 50001. Esta nueva norma establece un marco internacional para las instalaciones industriales, comerciales o institucionales, para administrar su energía, incluida la adquisición y uso.

Campaña masiva de comunicación para incentivar el ahorro de la energía: Conforme pasa el tiempo el consumo de energía se va incrementando, para lograr que las personas utilicen adecuadamente los recursos energéticos, se deben reforzar las acciones educativas para evitar que se generen las conductas de descuido de este uso.

Mediante este programa que debe constituir una acción permanente, se busca diseñar y ejecutar Campañas de Comunicación para incentivar y promover el buen uso del recurso energético en la ciudadanía, ya que en los periodos de escases, los factores climáticos no contribuyen a la generación de energía, dada la dependencia del sistema de generación hidroeléctrico del régimen de lluvias de las cuencas orientales, como es el caso del complejo hidroeléctrico Paute.

¹⁰ ESPECIALISTAS EN EFICIENCIA Y AHORRO DE ENERGÍA. Norma ISO 50001. www.creara.es .

Se deberá concientizar en la cultura energética que todos los procesos de generación, transmisión y uso final de la electricidad, tienen costos económicos, sociales e incluso impactos ambientales que pueden tener un alcance global. Estos casos son más comunes en la quema de combustibles fósiles que producen gases de efecto invernadero.

Sustitución de cocinas por eléctricos: En el marco del III Encuentro de Autoridades Eléctricas se presentó el proyecto por estufas a inducción, que llegarán a los hogares ecuatorianos a partir de 2015.

Ya que actualmente alrededor de 3 millones de familias ecuatorianas utilizan gas para la cocción de alimentos, cabe señalar que esto significa enormes recursos económicos para la economía estatal, a lo que hay que sumar el efecto ambiental y el riesgo del gas. Este proyecto se enmarca en la nueva ‘matriz energética’ que se impulsa.

Se dio inicio con “la sustitución de focos convencionales por focos ahorradores, se está desarrollando el proyecto ‘Renova’ a través de refrigeradoras que racionalizan el consumo de energía eléctrica; y todas estas acciones constituyen un ejemplo de la nueva concepción del servicio de electricidad que busca alcanzar el buen vivir”.

2.1.1.14 Plan de Expansión de la Generación

Con el Plan de Expansión de Generación se busca abastecer la demanda energética existente y futura del 2012 al 2021, de experiencias anteriores se recopila el análisis de las causas de la crisis energética, y no volver a tener un desequilibrio entre la oferta y la demanda que no se pueda solucionar. Por lo tanto, incentivar las inversiones en nuevas centrales con recursos renovables es uno de los principales objetivos del Plan de Expansión de la Generación, para así, impulsar a su vez el cambio de la matriz energética que cumplirá con criterios económicos y ambientales, dentro de la normativa legal vigente en materia energética.

El criterio de economía establece que la demanda de energía tiene que abastecerse, minimizando la suma de los costos de producción más el costo de inversión en la nueva generación. Se da prioridad a fuentes de generación alternativa como eólica y

geotérmica siendo que estas no participan como proyectos en el plan de expansión de generación, sino que son parte de la política energética del Estado ecuatoriano.

2.1.1.15 Situación Hidrológica

Las afluencias que se han obtenido estos últimos años, en conjunto con la dependencia de la energía de países vecinos, no nos dejaron ver la falta de inversión en generación, ya que con los recursos existentes se logró cubrir la demanda.

El Ecuador tiene dos vertientes: la del Pacífico y la del Río Amazonas aquí se encuentran las centrales hidroeléctricas más grandes, las vertientes desembocan en el Océano Atlántico; 31 sistemas hidrográficos; 79 cuencas hidrográficas; y 137 subcuencas hidrográficas.

Con la finalidad de utilizar adecuadamente los recursos renovables y garantizar el suministro de energía, es necesario tomar en cuenta que para abastecer al país y evitar problemas futuros se deberá tener en cuenta al menos el 10% de nivel de reserva.

2.1.1.16 Energías Renovables con Fines de Generación Eléctrica

El uso de energías renovables juega un papel muy importante hoy en día porque es una forma activa de colaborar en disminuir la contaminación y de combatir el cambio climático, permite que las personas y poblaciones que se encuentran alejadas de los centros urbanos tengan acceso a servicios como gas, electricidad, agua, combustible. Las tecnologías verdes permiten ahorrar recursos naturales, generar menos gases de efecto invernadero y residuos por lo que se cuida el medio ambiente. Se busca desarrollar actividades de forma menos nociva para no seguir profundizando los problemas ambientales existentes.

Las energías renovables llegarán a ser uno de los pilares del desarrollo económico social, y se disminuirá la dependencia de los combustibles que se están agotando. Estas energías son una herramienta para mejorar la calidad de vida de la población.

Debido a las diferentes condiciones geográficas que tiene el Ecuador se pueden crear diferentes tipos de energía como la eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa. Y tomando en cuenta el potencial hídrico se aprovechará al máximo y se balancearán las dos vertientes del Amazonas y el Pacífico todo esto se llevará a cabo una vez obtenidos los estudios de diseño definitivos que darán lugar a la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos, que disminuirán costos operativos y satisfacer la demanda nacional con la proyección de generar saldos para exportación que significaría importantes ingresos para el país.

De igual manera, la energía geotérmica es el calor contenido en el interior de la tierra que genera fenómenos geológicos a escala planetaria; el término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre; los residuos que produce son mínimos y ocasionan menor impacto ambiental que los originados por combustibles fósiles. Se realizaron estudios en el Ecuador de la energía geotérmica que se los debería retomar.

Otro tipo de energía que se la debe considerar la energía eólica procede de la energía del sol (energía solar), ya que son los cambios de presiones y de temperaturas en la atmósfera los que hacen que el aire se ponga en movimiento, provocando el viento, que los aerogeneradores aprovechan para producir energía eléctrica a través del movimiento de sus palas (energía cinética).

2.1.1.17 Proyectos de Obras y Estudios P.E.G. (Plan de Expansión de Generación)

Después de haber cumplido con los respectivos estudios, se llega a la conclusión que los proyectos previstos durante el 2012-2021, es necesario que el transcurso del 2012 se inicie o se continúe la construcción de los siguientes proyectos de generación:

- Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (1500 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Paute Sopladora (487 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Toachi - Pilatón (253 MW)
- Proyecto Termoeléctrico a Residuo, 2ª etapa (236 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua (116 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu (62 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Quijos (50 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Mazar – Dudas (21 MW)
- Proyecto Eólico Villonaco (16,5 MW)

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, donde se prevé la disminución del porcentaje de generación termoeléctrica.

El PEG es un proceso dinámico que debe ir actualizándose y buscando nuevos proyectos por el incremento de la demanda de energía, por lo que es considerable se continúen analizando proyectos que pueden ser factibles para cubrir dicha demanda y ser incluidos como equipamiento futuro, como lo son:

- Proyectos hidroeléctricos del río Guayllabamba: Chespí-Palma Real (460 MW), Tortugo (201 MW), Chontal (200 MW), Chirapí (169,2 MW), Llurimaguas (162 MW), Tigre (80 MW).
- Proyecto Termoeléctrico Shushufindi (135 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico La Unión (87,3 MW)
- Proyecto Hidroeléctrico Baeza (50 MW)
- Proyectos Geotérmicos Chachimbiro, Chalpatán, Chacana, Chalupas, Guapán, entre otros.
- Proyecto Eólico Salinas, Fases I y II (15 + 25 MW)
- Proyecto Eólico Huaschaca (50 MW)

2.1.1.18 Emisiones de Toneladas de CO₂

Para este año se tiene previsto que se emita 3,96¹¹ millones de toneladas de CO₂ emitidas por centrales térmicas; si para el 2015 se incorporan nuevas energías alternativas como la geotérmica y la eólica y a su vez se suman las hidroeléctricas estas emisiones se reducirían significativamente a 0,34 millones de toneladas de CO₂, priorizando siempre el cuidado ambiental.

¹¹ Datos obtenidos del CONELEC.

CAPITULO III

MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO

3.1 Mecanismos de Desarrollo Limpio

El Protocolo de Kioto (1997) constituye un importante paso dentro de los esfuerzos globales para proteger el ambiente y alcanzar un desarrollo sostenible, en el que por primera vez los gobiernos aceptaron restricciones legalmente vinculantes sobre sus emisiones de gases de Efecto Invernadero (GEI). El Protocolo también traza "nuevos horizontes" al establecer sus innovadores "mecanismos cooperativos", que apuntan a reducir el costo de disminuir esas emisiones.

El Protocolo de Kioto¹² sobre el cambio climático es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂) se origina por quema de combustibles fósiles y de biomasa, incendios forestales, etc.; gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) se da por cultivo de arroz, producción pecuaria, residuos sólidos urbanos, emisiones fugitivas, etc.; además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC) se origina por refrigeración, extinguidores, petroquímica, solventes en producción de espumas, aerosoles, producción y uso de halocarbonos; Perfluorocarbonos (PFC) se produce por refrigerantes, producción de aluminio, solventes, aerosoles, producción y uso de halocarbonos, etc. y Hexafluoruro de azufre (SF₆) lo produce los refrigerantes industriales, transformadores en redes de distribución eléctrica, producción de aluminio, magnesio y otros metales, producción y uso de halocarbonos.

Como parte esencial del protocolo de Kioto se crearon tres mecanismos de mercado o de flexibilidad para mitigar el cambio climático que son:

- El comercio de Emisiones (CE), permite cierta flexibilidad para la compra venta/transferencia de unidades de reducción de emisiones entre las partes.

¹² Plataforma sobre financiamiento de carbono para América Latina. Finanzas Carbono. Protocolo de Kioto

- Implementación Conjunta (IC), mediante este mecanismo los países que se encuentran en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto, pueden disponer de cierto grado de libertad e invertir en proyectos en otro país que se encuentren incluidos en el Anexo 1 y contabilizar las unidades de reducción de emisiones para alcanzar sus compromisos de reducción .
- El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por medio de este mecanismo permite la participación de los países que No estén en el Anexo I en el desarrollo de políticas y proyectos para contribuir a la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y al desarrollo sustentable y por ende a las metas globales de reducción de emisiones GEI. Permite a los países desarrollados (Anexo I) acreditar reducciones de emisiones generadas por proyectos realizados en países en desarrollo (no Anexo I) y obtener Certificados de Carbono o sus siglas en Inglés (CERs).

Los organismos principales que regulan el protocolo son la Junta Ejecutiva del MDL, que es el órgano encargado de supervisar la implementación del MDL, revisar y aprobar todo lo referido al desarrollo de proyectos mediante designación de diferentes grupos de trabajo; el Comité Supervisor de Implementación Conjunta tiene a su cargo revisar los estándares, procedimientos de monitoreo y Documentos de Diseño de Proyectos; y el Comité de Cumplimiento está encargado del cumplimiento de las previsiones del Protocolo.

La Junta Ejecutiva se compone de diez miembros elegidos entre las Partes del Protocolo de Kioto y otros diez miembros alternos. La integración de la Junta refleja la estructura regional de los grupos de negociación de Naciones Unidas e incluye:

- Un (1) miembro y un miembro alternativo de cada uno de los grupos regionales de las Naciones Unidas (África, Asia, Europa Occidental, Europa Oriental, Latino América y el Caribe).
- Dos (2) miembros y dos miembros alternos de Países Anexo I, estos países son: Australia, Austria, Bielorusia, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, República Checa, Dinamarca, Comunidad Económica Europea, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Latvia, Liechtenstein,

Lituania, Luxemburgo, Monaco, Holanda, Nueva Zelanda, Noriega, Polonia, Portugal, Rumania, Federación Rusa, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suiza, Suecia, Turquía, Ucrania, Gran Bretaña y Estados Unidos.

- Dos (2) miembros y dos miembros alternos de Países no-Anexo I, que son los que no tienen compromisos vinculantes para reducir sus emisiones.
- Un (1) miembro y un miembro alterno de los estados insulares en desarrollo

Los miembros de la Junta Ejecutiva son nominados por sus propios países y sirven por un periodo de dos años, con un máximo de dos períodos consecutivos. Los miembros alternos pueden participar de las reuniones pero sólo tiene derecho a voto en ausencia del miembro titular durante una reunión.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio o Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto establecido en su artículo 12, que permite a los gobiernos de los países industrializados (también llamados países desarrollados) y a las empresas (personas naturales o jurídicas, entidades públicas o privadas) suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo (también denominados países no incluidos en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto) como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (CERs) a menores costos que en sus mercados.

En un proyecto MDL, un país industrializado invierte recursos económicos o tecnológicos que ayuden a preservar el ambiente en el país en desarrollo; y, a cambio de esta transferencia, recibe créditos de carbono o Reducciones Certificadas de Emisiones conocidas como CERs por sus siglas en inglés. Los créditos pueden ser utilizados en el país inversor para lograr el objetivo de reducción de emisión de contaminantes. Esto quiere decir que el país industrial puede incrementar su producción sin aumentar la contaminación que ella genera.

Este mecanismo genera un ahorro de emisiones adicional al que se hubiera producido en el supuesto de haber empleado tecnología convencional, o no haber incentivado la capacidad de absorción de las masas forestales. Este ahorro de emisiones debe ser certificado por una Entidad Operacional Designada (EOD), acreditada por la Junta

Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE) así obtenidas pueden ser comercializadas y adquiridas por las entidades públicas o privadas de los países desarrollados o de las economías en transición para el cumplimiento de sus compromisos de reducción en el Protocolo de Kioto. Este mecanismo, además de contribuir a la reducción de emisiones de GEI, permite movilizar transferencia de tecnología y financiación pública y privada hacia esos países.

Proyectos habilitados para participar, en los Mecanismos de Desarrollo Limpio se incluirán los siguientes sectores:

- Mejoramiento de la eficiencia en el uso final de la energía
- Mejoramiento de la eficiencia en la oferta de energía
- Energía renovable
- Sustitución de combustibles
- Agricultura (reducción de las emisiones de CH₄ y N₂O)
- Procesos industriales (CO₂ de la industria cementera, etc., HFCs, PFCs, SF₆)
- Proyectos de "sumideros" (solo forestación y reforestación)

3.1.1 Los Certificados de Emisiones

Estos certificados son intercambiables con las demás unidades que generan los distintos compromisos y mecanismos del Protocolo de Kioto, pudiendo utilizarse las mismas para justificar una parte el cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de gases de efecto invernadero de las Partes Anexo I, o pudiendo distribuir con ellas en el comercio internacional de emisiones establecido por el artículo 17 del Protocolo de Kioto.

Artículo 17 del Protocolo de Kioto... "La Conferencia de las Partes determinará los principios, modalidades, normas y directrices pertinentes, en particular para la verificación, la presentación de informes y la rendición de cuentas en relación con el comercio de los derechos de emisión. Las Partes incluidas en el anexo B podrán participar en operaciones de comercio de los derechos de emisión a los efectos de cumplir sus compromisos dimanantes del artículo 3. Toda operación de este tipo será suplementaria a las medidas nacionales que se adopten para cumplir los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones dimanantes de ese artículo".

3.1.2 Oportunidades de Negocios de los Mecanismos de Desarrollo Limpio

Los ingresos derivados de la comercialización de las Reducciones Certificadas de Emisión de Carbono del Mecanismo de Desarrollo Limpio mejoran la viabilidad económica de los proyectos, originando un aumento de la demanda mundial en un número muy amplio de sectores: energías renovables, gestión de residuos, eficiencia energética, agua, generación eléctrica, procesos industriales, edificación, transporte, silvicultura, etc., acompañado por beneficios sociales tales como desarrollo rural, empleo y disminución de la pobreza, y en muchos de los casos, reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

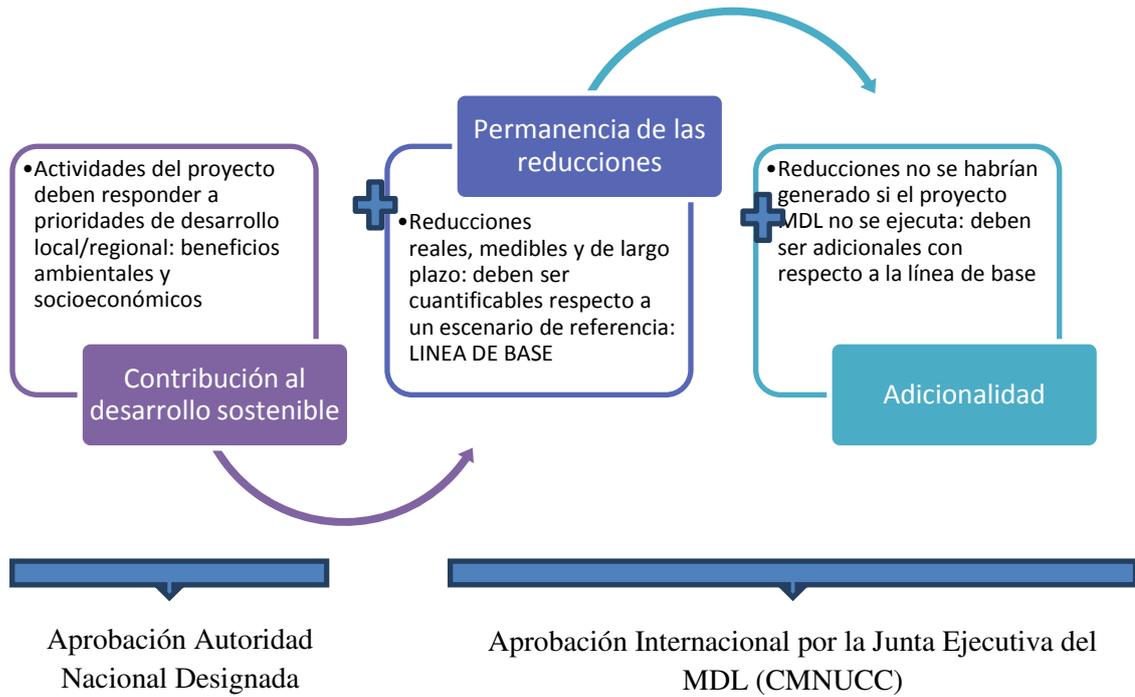
Además de incentivar hacia "inversiones verdes" en los países en desarrollo, el MDL ofrece una oportunidad para progresar simultáneamente en cuestiones vinculadas al clima, desarrollo y aspectos locales ambientales.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio y el de Aplicación Conjunta abre las puertas a un amplio abanico de empresas de distintos sectores.

Las oportunidades de negocio de este mercado afectan a todas aquellas empresas que participan en las diferentes etapas del ciclo del proyecto, desde la ingeniería y consultoría hasta la construcción, equipamiento, gestión y financiación, incorporándose además las empresas acreditadas para la validación de los proyectos y la certificación de las reducciones o absorciones de emisión.

Los criterios básicos que debe cumplir el proyecto para ser considerado una actividad de MDL son:

IMAGEN N° 1



Fuente: Investigación de campo
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.1.3 Proyectos MDL en el Ecuador

El Gobierno Ecuatoriano en concordancia con la responsabilidad de reducir la contaminación ambiental y disminuir todos los daños provocados por el cambio climático, estableció una política de Estado la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, mediante Registro Oficial de 17 de Julio de 2009.

Como resultado del aporte del Gobierno Nacional se ha emprendido en varios proyectos de Energía Renovable que ayudaran a prevenir la emisión de Gases de Efecto Invernadero y la utilización de Combustibles fósiles. Siendo algunos de esos proyectos los siguientes:

Coca Codo Sinclair, proyecto a filo de río que generará 1.500 MW de potencia nominal, entregará al Sistema Nacional Interconectado una energía promedio anual de 8.631 GWh, evitando la emisión de 4.4 millones de toneladas de CO2 anuales, que podrían comercializarse con los países suscriptores del Protocolo de Kyoto, para lo cual se requiere cumplir con toda la metodología de la Comisión Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Los beneficios que se obtiene con la venta de CERs (Reducciones Certificadas de Emisiones por sus siglas en inglés), permitirá obtener ingresos adicionales a la venta de energía que dará la viabilidad financiera para llevar a cabo el Proyecto Coca Codo Sinclair, con la posibilidad de venta anticipada para financiamiento de la construcción de la central hidroeléctrica.

El Proyecto **Hidroeléctrico Minas-San Francisco** presenta características favorables para su presentación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio. La Unidad de Negocio ENERJUBONES ha entrado dentro del ciclo de un proyecto MDL, encontrándose al momento elaborado el PDD del proyecto y en proceso la obtención de la Carta de Aprobación de la Autoridad Nacional del MDL así como la validación del proyecto.

Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S. A. contribuye a la reducción de la emisión global de gases de efecto invernadero mediante el **Proyecto San Carlos de Cogeneración con Bagazo**, el cual suministra energía obtenida a partir de biomasa al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y aporta al objetivo de disminuir el consumo de combustibles fósiles en actividades de generación eléctrica en Ecuador. En la “Carta de Aprobación” el Ministerio del Ambiente (AND - MDL) reconoce el aporte del Proyecto al Desarrollo Sostenible del Ecuador, ya que apoya a la lucha contra el calentamiento global mediante producción de energía renovable limpia, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero.

Como parte de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), se encuentran otros 13 proyectos en el Ecuador registrados ante Naciones Unidas para negociar certificados de carbono.

Uno de ellos es el que se desarrolla en el **relleno sanitario de El Inga**, en Quito, cuyo objetivo es quemar metano para reducir la producción de gases de efecto invernadero.

Otras propuestas calificadas en el Ecuador son las de inversión para la compra de millones de **focos ahorradores**(los mismos que deben tener un mayor cuidado al momento de desecharlos se los debe reciclar, ya que si estos llegan a romperse emanan una sustancia llamada mercurio que es perjudicial para la salud), el **proyecto de transporte subterráneo para Quito** y el **relleno sanitario Las Iguanas en Guayaquil**. Además de los que ya se ejecutaron a través de los ingenios azucareros **San Carlos y Valdez** que producen caña para hacer azúcar y utilizan el bagazo de caña de azúcar lo quemán en los calderos para la producción de vapor y energía eléctrica necesaria para el proceso industrial. Con la adquisición de calderas más eficientes y nuevos turbogeneradores así como un uso racionalizado de vapor en el proceso se puede generar ahora excedentes de energía eléctrica para ser vendidos al Sistema Nacional Interconectado.

Cada tonelada quemada de metano equivale a 21 toneladas de CO₂, por lo que la intención es vender 200 mil certificados al año a través de **El Inga** (un certificado por cada tonelada). De la venta de los bonos, los primeros 550 mil servirán para amortizar la inversión inicial que ha sido de tres millones.

¹³Proyecto eléctrico en un campo petrolero en la Amazonía **Edén Yuturi**, el campo está en Pañacocha, en la provincia de Sucumbíos, en la frontera entre Ecuador y Colombia, y demuestra el objetivo del Gobierno de explotar los recursos del país con el mínimo impacto ambiental posible, ya que reutilizará el gas sobrante para generar electricidad. Cada bono tendrá un Certificado de Reducción de Emisiones equivalente a una tonelada de dióxido de carbono (CO₂) que no se emite a la atmósfera.

Estos son algunos de los proyectos ecuatorianos que contribuyen a la reducción de gases de efecto invernadero.

3.2 Etapas de un Proyecto MDL

Lo más importante de un proyecto MDL es promover el desarrollo sostenible de las partes que no constan en el Anexo 1 del Protocolo de Kioto, y a su vez ayudar a los países que están en el anexo 1 en el cumplimiento de sus compromisos de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

¹³ Fuente: Comercio Exterior Ecuador. (2011). QUALITYSOFT CIA. LTDA

Las diferentes etapas que debe cumplir un proyecto MDL son:

3.2.1 La Etapa de Diseño:

Es en la que los participantes (PP) deberán evaluar la actividad del proyecto propuesto y los requisitos de elegibilidad. El Documento de Proyecto (DDP), el cálculo de la reducción de emisiones, y la metodología y plan de vigilancia de la actividad del proyecto.

El documento de proyecto debe ser validado por una Entidad Operacional Designada (EOD) contratada por los participantes. Asimismo debe ser sometido a información pública local e internacional, y a la aprobación y registro por la Junta Ejecutiva.

Para la fase de operación, el DDP establece un plan de vigilancia que permita a los participantes calcular periódicamente las reducciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero por las fuentes.

3.2.2 Base de Referencia o Línea Base

Es el escenario que representa las emisiones producidas por los Gases de Efecto Invernadero al no realizarse el proyecto MDL y la base de referencia abarca las emisiones de todas las categorías de gases, sectores y fuentes enumeradas en el Anexo A del Protocolo de Kioto dentro del ámbito del proyecto.

Tomando en consideración estas pautas se podrá representar con más exactitud las emisiones que se producen por GEI.

La base de referencia que se aplique debe permitir, calcular las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, comparar las emisiones de GEI, de la base de referencia, con las del proyecto.

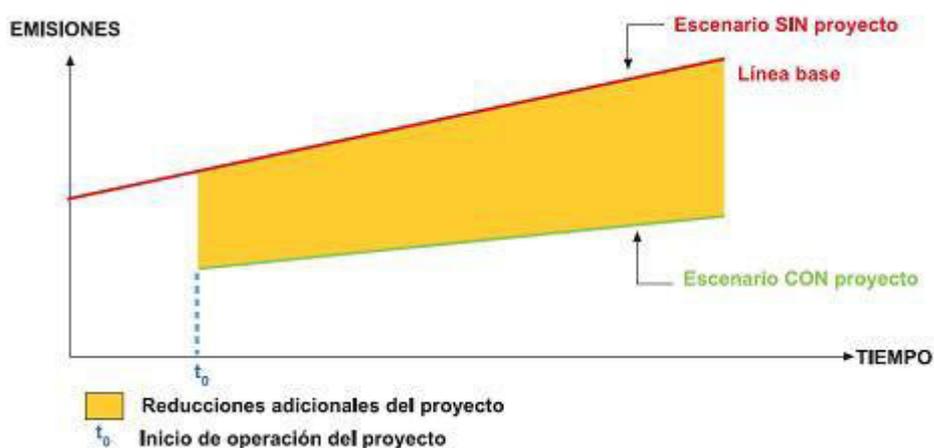
De este modo se tendría una estimación de la reducción de emisiones que se espera lograr con el proyecto propuesto y por otro lado poder comprobar que el proyecto es adicional, constatando que no está en la base de referencia, para que ésta represente realmente lo que ocurriría en ausencia del proyecto MDL.

3.2.3 Adicionalidad

Es el principal criterio ya que se define como la diferencia de acumulación de carbono entre la línea base, que corresponde a la situación sin proyecto, y la de ganancia, o situación con proyecto. Por otro lado la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto debe ser baja, que no haga atractiva la ejecución de dicho proyecto en condiciones normales.

Si la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero por fuentes es superior a la que se producirá al no realizarse el proyecto MDL se le llama adicionalidad. O es adicional si sus emisiones están por debajo de las de la base de referencia.

IMAGEN N° 2 ADICIONALIDAD



Fuente: Fundación Sustentable Chile menos CO2
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

La adicionalidad de un proyecto se puede determinar mediante:

- Una serie de preguntas que conlleve a la disminución de las opciones de bases de referencia.
- Una comparación cuantitativa o cualitativa de diferentes opciones potenciales de la base de referencia, con una constatación de que una opción diferente al proyecto MDL tiene mayores posibilidades de llevarse a cabo.

- Una descripción, cuantitativa o cualitativa, de una o más barreras a que debe enfrentarse el proyecto MDL, tal como:
 - Inversión ya que existirá una alternativa mejor financieramente que el proyecto MDL, pero que conduce a mayores emisiones.
- Una alternativa menos avanzada tecnológicamente que el proyecto MDL y que involucra un menor riesgo, debido a la mayor incertidumbre de la nueva tecnología o a que ésta cubre una menor proporción del mercado.
Pero se debe tomar en cuenta que la tecnología convencional conduce a mayores emisiones.
 - Las regulaciones o los requerimientos políticos podrían conllevar a la utilización de una tecnología con mayores emisiones que los del proyecto MDL.
- El tipo de proyecto MDL propuesto no es típico en el área geográfica de su implantación, y no es exigido por la legislación o regulación del País anfitrión.

3.2.4 Período de Acreditación

Se entiende por período de acreditación el tiempo en que una Entidad Operacional Designada (EOD) verifica y certifica las reducciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) debidas a la actividad del Proyecto, a fin de que la Junta Ejecutiva (JE) pueda dar su aprobación a la expedición de las reducciones certificadas de emisiones.

Los participantes deben indicar en el documento del proyecto, la fecha de iniciación y tiempo de funcionamiento del proyecto, así como el período de acreditación.

Los participantes pueden elegir entre un período de acreditación fijo máximo de diez años no renovable, o un período de siete años renovable como máximo dos veces, siempre que una Entidad Operacional Designada (EOD) determine en las renovaciones la validez de la base de referencia original e informe a la JE.

3.2.5 Vigilancia

La vigilancia incluye la recopilación y archivo de todos los datos necesarios para medir o estimar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del proyecto MDL, de la base de referencia y cálculo de las reducciones de emisiones debidas al proyecto (PP).

Los participantes deben desarrollar un Plan de Vigilancia utilizando una metodología de vigilancia aprobada por la Junta Ejecutiva, el mismo que se activara en la fase operativa del proyecto, para lo cual se consolidaron dos metodologías:

- ACM0001: “Metodología consolidada de base de referencia y de vigilancia para proyectos de gases de vertedero”
- ACM0002: “Metodología consolidada de base de referencia y de vigilancia para generación eléctrica conectada a la red de emisión cero, a partir de fuentes renovables”, las que están comprendidas en la metodología son hidráulica (en embalse existente, o en nuevo embalse con densidad de potencia mayor a 4 W/mo a filo de agua), eólica, geotérmica, solar, mareomotriz y de olas. La metodología es aplicable tanto para proyectos de construcción de nuevas centrales, así como para proyectos de rehabilitación, reemplazo o incremento de capacidad a una central de energía existente. La metodología no es aplicable para proyectos que reemplacen combustibles fósiles en el lugar del proyecto ni a centrales que operen con biomasa.

La ejecución y elaboración de un plan de vigilancia es requisito básico para la verificación, certificación y expedición de las reducciones certificadas de emisiones.

3.2.6 Repercusiones Ambientales

Al momento de realizar un proyecto MDL se deben analizar los impactos ambientales del proyecto, ya sean estos significativos o transfronterizos. Para lo cual se deberá exponer la manera de mitigarlos.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) se realiza previó a la implantación del proyecto, por lo que es el EIA que establece donde se ubica el área de influencia directa e indirecta de un proyecto, los límites del proyecto deben abarcar todas las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero.

Las reglas para la selección de cualquier proyecto MDL son proteger los ecosistemas, evitar impactos ambientales mínimos que se pueden producir y promover el cumplimiento de la normativa. Los proyectos deben ser consistentes con los objetivos y la evolución de los convenios sobre medio ambiente, al igual que con la legislación ambiental local y/o nacional. La metodología para calcular bases de referencia y fugas, debe de ser sólida.

3.2.7 Aprobación del País Anfitrión

El país participante debe ratificar el Protocolo de Kioto y la Autoridad Nacional Designada, realizar una carta de aprobación de participación voluntaria en la actividad MDL y una declaración de que el proyecto contribuye a su Desarrollo Sostenible.

Tomando en cuenta que los proyectos de Energía Renovables como los Hidroeléctricos, el desarrollo sostenible contribuye en el: desplazamiento de combustibles fósiles en la generación eléctrica, reducir así los gases de efecto invernadero; reducción de importación de energía; generación de plazas de trabajo durante la construcción, operación y mantenimiento del proyecto; y progreso en las comunidades en cuanto a sus beneficios de servicios básicos.

Es por tanto responsabilidad del país anfitrión someter el proyecto MDL a la aprobación de la Autoridad Nacional Designada (AND) del País anfitrión como paso previo al informe de validación de la EOD (Entidad Operativa Designada) y por tanto al registro del mismo por la Junta Ejecutiva del MDL. La AND pueden además establecer los requisitos que consideren oportunos para la aprobación de proyectos MDL en su territorio.

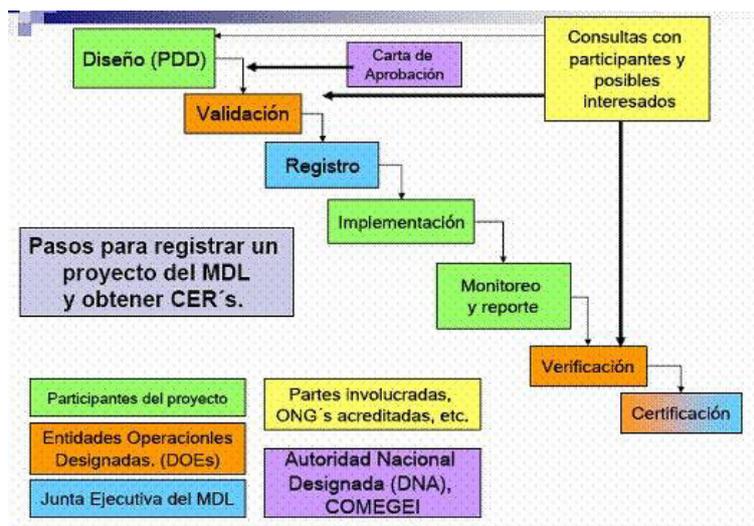
Por lo tanto, es conveniente mantener un contacto con la AND de la Parte anfitrión en la iniciación del proyecto, para verificar que el país cumple con todos los requisitos exigidos; orientar adecuadamente el desarrollo del proyecto y conocer qué reglamentos y normas se aplican en el país con respecto a los proyectos MDL.

3.2.8 Validación

Es una evaluación del diseño de un proyecto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La validación es un requisito que deben cumplir todos los proyectos

MDL. Evalúa si un proyecto es implementado tal como fue planificado, cumplirá con los requisitos de MDL y generará créditos negociables. El proyecto se registra.

IMAGEN N° 3 ETAPAS MDL



Fuente Instituto Nacional de Ecología
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.2.9 Registro

El registro es uno de los puntos decisivos en el ciclo de un proyecto: determina si el proyecto puede ser aceptado bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Junta Ejecutiva del MDL y por consiguiente, si es elegible para generar Reducción de Emisiones Certificadas (Certified Emission Reductions, CERs, por sus siglas en inglés), a partir de la fecha de registro o la fecha de inicio del período de acreditación, lo que ocurra más tarde.

Después de 8 semanas de haber presentado la solicitud, el proyecto MDL se considerará registrado, a no ser que una Parte relacionada con el proyecto o al menos tres miembros de la Junta Ejecutiva pidan una revisión del proyecto.

Esta revisión se referirá a los requisitos de validación, y finalizará como máximo en la segunda reunión de la Junta Ejecutiva celebrada después de la solicitud de revisión.

3.2.10 Implantación y Monitoreo

Una vez que el proyecto MDL ha sido registrado por la Junta Ejecutiva, pueden proceder a su implantación.

El Reporte de Monitoreo es una recopilación de todas las mediciones y cálculos realizados durante el período de evaluación, cuya extensión es definida por el dueño del proyecto; éste reporte incluye procedimientos de cálculo, monitoreo y reporte detallados.

El reporte necesita estar respaldado por registros (para las mediciones de datos), procedimientos documentales (metodologías de reporte) y registros de mantenimiento (en la forma de certificados de calibración, etc.).

Para poder cuantificar la reducción de emisiones lograda por la actividad de proyecto MDL, es necesario monitorear los siguientes parámetros relevantes:

Para todo tipo de proyecto los parámetros básicos a monitorear serán:

- Cantidad de electricidad neta suministrada por la central de energía a la red.
- Factor de emisión de CO₂.

Según el tipo de proyecto, se deben monitorear además los siguientes parámetros:

En el caso de Centrales hidroeléctricas:

- Capacidad instalada después implementado el proyecto.
- Área del embalse después de implementado el proyecto, medida cuando el reservorio está lleno.

3.2.11 Verificación y Certificación

La Verificación es la actividad de revisión periódica e independiente realizada por una Entidad Operacional Designada (DOE, por sus siglas en inglés), con el fin de comprobar a posteriori que la reducción de emisiones que ha sido monitoreada es real, y se lleva a cabo mediante una evaluación de la evidencia objetiva de acuerdo con criterios predeterminados.

Mediante la certificación se puede constatar que durante un período de tiempo especificado, la actividad del proyecto pudo alcanzar las reducciones de emisiones por fuentes de Gases de Efecto Invernadero. Cada participante determina con qué frecuencia se debe realizar una verificación durante la actividad del proyecto.

La Entidad Operacional Designada es la responsable en las etapas de verificación y certificación del ciclo del proyecto. Se debe tomar en cuenta que se encuentre toda la documentación de acuerdo a los requerimientos del diseño del proyecto; Se realizarán inspecciones al sitio, para recolectar datos que permita mejores resultados, examinar los resultados de la vigilancia comprobando que la metodología utilizada es la correcta, y para mantener una comunicación entre los participantes para resolver cualquier inconveniente que se presente. Finalmente se concluye con un informe de verificación que certificará por escrito, que durante el período de tiempo, la actividad del proyecto alcanzó la cantidad verificada de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero.

3.2.12 Actores Involucrados en el Proyecto

El diseño, implementación y operación de un proyecto de créditos de carbono requiere del involucramiento de un gran número de partes, actores y autoridades. Aunque las partes involucradas difieren entre uno y otro proyecto, las categorías generales y tipos de actores incluyen las siguientes:

- **Dueño del proyecto:** Es el operador y dueño de la instalación física del proyecto en la que tiene lugar la reducción de emisiones; éste puede ser un individuo, una empresa privada u otro tipo de organizaciones.
- **Proponente de Proyecto:** También llamado Desarrollador de Proyecto; es la persona u organización que tiene la intención de desarrollar un proyecto de reducción de emisiones.
- **Entidades:** Son los bancos, sociedades de inversión privada, inversionistas privados, organizaciones sin fines de lucro y otro tipo de organismos pueden hacer préstamos o invertir capital para financiar un proyecto.
- **Actores y Partes involucradas:** Son los individuos y organizaciones directa o indirectamente afectadas por el proyecto de reducción de emisiones. Entre los actores podemos contar a las partes interesadas en desarrollar un proyecto específico puede ser el dueño, desarrollador o fundador, las partes afectadas por el proyecto pueden ser la población local, la comunidad anfitriona, los

defensores de los derechos humanos y ambientales, y las autoridades nacionales e internacionales.

- **Entidades Auditoras Externas:** El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y muchos de los estándares voluntarios requieren que un auditor externo para que valide y verifique la línea de base del proyecto y su reducción de emisiones proyectada y lograda.
- **Brokers (Corredores) y Bolsas de Carbono:** en el mercado al mayoreo, los compradores y vendedores de créditos de emisiones pueden realizar transacciones con la ayuda de corredores o bolsas.

3.2.13 Compra – Venta de Certificados de Bonos de Carbono

Los mercados de carbono juegan un importante papel en dirigir fuentes de financiamiento hacia actividades de mitigación de cambio climático. Aunque existen diversas maneras de formalizar la compra-venta de certificados de carbono, los dos principales subgrupos de transacciones se definen como los mercados primario y secundario: el mercado primario involucra a proponentes de proyecto que están directamente relacionados con los compradores de certificados, usualmente a través de contratos a plazo; el mercado secundario involucra transacciones con certificados comercializados previamente, lo que usualmente ocurre entre corredores (brokers) y compradores de certificados secundarios.

3.3 Aplicación de Mecanismos de Desarrollo Limpio

La metodología ACM0002 en general es aplicable para proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables que se conecten a la red. Estas fuentes incluyen energía eólica, solar, geotérmica, de las mareas de mar y centrales hidroeléctricas. Es por tanto que la metodología más adecuada para los proyectos hidroeléctricos en el País, siempre y cuando satisfaga las condiciones de aplicabilidad:

- a) La construcción de una central hidroeléctrica nueva que no sustituya a ninguna otra central de generación basada en energía renovable, que haya estado operando en el mismo lugar previo a la realización del proyecto.
- b) Incremento de la capacidad instalada de una central existente.
- c) El re-potenciamiento de una central existente
- d) El replazo de una central existente.

Lo esencial de ACM0002 radica en la simplificación para la determinación del escenario de línea base para proyectos hidroeléctricos que entreguen energía al Sistema Nacional Interconectado.

Tal como lo requiere la aplicación de la metodología ACM0002 las siguientes herramientas también han sido utilizadas:

- "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico, v.02.2.1".
- "Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad, v.06.0.0".

3.3.1 Aplicación de la Metodología de Línea de Base¹⁴

La metodología ACM0002 contabiliza las emisiones de línea de base y las emisiones de proyecto, pero indica que no es necesario considerar fugas de emisiones (leakage, en inglés), por lo cual las reducciones de emisiones atribuibles a un proyecto corresponden a:

IMAGEN N° 4 REDUCCIÓN DE EMISIONES



Fuente: PDD Convención Marco de Las Naciones Unidas del Cambio Climático
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

Reducciones de emisiones Los proyectos reducen principalmente dióxido de carbono a través de la sustitución de plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles por fuentes de energías renovables.

Emisiones de línea de base Las emisiones del escenario de línea de base corresponden a las emisiones de dióxido de carbono (las emisiones de metano y de óxido nítrico son excluidas por considerarse de menor cuantía) asociadas al consumo de combustibles fósiles que hubiera sido utilizado, en las centrales de generación de energía que son desplazadas por el proyecto MDL.

¹⁴ Banco Internacional de Desarrollo (BID). (2010). Escenario de Línea Base Metodología MDL de gran escala para Generación y Suministro de Energía a una Red a partir de Fuentes Renovables Metodología para Generación de Energía

Emisiones del proyecto En la mayoría de los casos, las emisiones de centrales de generación con fuentes renovables se consideran iguales a cero. En particular, las emisiones asociadas a la construcción de los proyectos son consideradas menores y no son contabilizadas. Sin embargo, dada su naturaleza, algunos proyectos pueden involucrar emisiones significativas. Por tanto, dichas emisiones deben ser incluidas en el cálculo de las emisiones del proyecto.

3.4 Bonos de Carbono

Los Bonos de Carbono son uno de los tres mecanismos, propuestos en el Protocolo de Kioto, de descontaminación para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero - GEI o Gases de Efecto Invernadero.

Los CERs son uno de los tipos de Bonos de Carbono que existen, ya que “Bonos de Carbono” son el nombre que se le otorgó al conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones. Los Certificados de Emisiones Reducidas - CERs - se obtienen a partir de proyectos que se certifican bajo el modelo de Mecanismo de Desarrollo Limpio, como por ejemplo los de Eficiencia Energética, donde por la conversión a energías más limpias se dejan de emitir Gases de Efecto Invernadero - GEI. En el proyecto se incluye la medición de la reducción obtenida, los beneficios Económicos, Sociales y Ambientales y se realiza la presentación del Documento del Proyecto o Project Design Document -PDD ante los organismos certificadores para la obtención de los CERs.

Los bonos son un bien canjeable, tienen un precio establecido según el mercado donde se comercialicen.

El propósito de la comercialización de los Bonos de Carbono es hacer que las empresas “paguen” por contaminar, lo que no significa que sea un mecanismo para descontaminar, puesto que otorga el derecho a las compañías de los países del Anexo I (industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kioto) a comprarle a las empresas de los países en vías de desarrollo que realizan reconversiones en sus procesos u otros proyectos de reducción, los bonos que generan para compensar las cantidades de GEI que no reducen.

Son entonces los Bonos de Carbono un Mecanismo para incentivar las reducciones de generación de GEI y así contribuir con la disminución de los impactos en la aceleración

del Calentamiento Global y la interiorización en las prácticas y procesos industriales de Mecanismos de Desarrollo Limpio y sostenible.

3.5 Ciclo del Carbono

3.5.1 Emisiones de Carbono CO₂

Las emisiones de CO₂, llamadas también emisiones de dióxido de carbono (CO₂ es la forma química del dióxido de carbono), suelen tener dos tipos de origen:

- 1) El origen natural.
- 2) El origen antropogénico.

3.5.2. Carbono en la Atmósfera

La atmósfera es el almacén de carbono más pequeño, y reacciona de forma más sensible a los cambios. Sin embargo, la atmósfera tiene el mayor porcentaje de circulación de carbono a causa de procesos bioquímicos.

Aunque es una parte muy pequeña de la atmósfera, desempeña un papel importante en el sustento de la vida. Otros gases que contienen carbono en la atmósfera son el metano y los clorofluorocarbonos (completamente antropogénicos¹⁵). La concentración atmosférica total de estos gases de invernadero ha estado aumentando en décadas recientes, contribuyendo al calentamiento global.

El carbono es tomado de la atmósfera de varios modos¹⁶:

- Cuando el sol brilla, las plantas realizan la fotosíntesis para convertir dióxido de carbono en carbohidratos, liberando oxígeno en el proceso. Este proceso es más abundante en bosques relativamente nuevos, donde el crecimiento del árbol es todavía rápido.

¹⁵ Describe las contaminaciones ambientales en forma de desechos químicos o biológicos como consecuencia de las actividades económicas, tales como la producción de dióxido de carbono por consumo de combustibles fósiles.

¹⁶ Carbono en la atmósfera. www.ciclocarbono.com

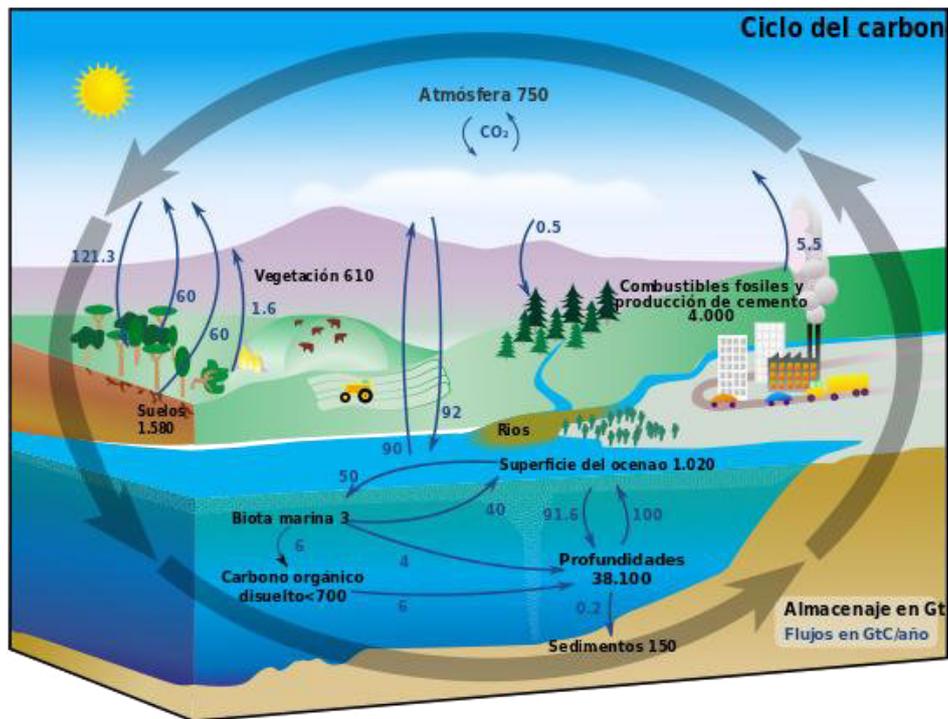
- En la superficie de los océanos, cerca de los polos, el agua del mar actúa como refrigerador y se forma más ácido carbónico¹⁷ cuando el CO₂ se hace más soluble. Esto está conectado con la circulación termohalina del océano, que transporta el agua superficial densa al interior del océano.
- En ciertas partes del océano con alta productividad biológica, los organismos convierten el carbono reducido en tejidos, y los carbonatos en partes del cuerpo duras como conchas y caparazones.
- La erosión de roca de silicato es cuando el ácido carbónico reacciona con la roca erosionada para producir iones de bicarbonato.

El carbono puede ser liberado a la atmósfera de muchos modos diferentes:

- Por la respiración realizada por plantas y animales. Esta es una reacción exotérmica e implica la ruptura de glucosa (u otras moléculas orgánicas) en dióxido de carbono y agua.
- Por tejidos muertos de animales y vegetales. Los hongos y las bacterias descomponen las moléculas para obtener carbono de los animales muertos y las plantas, y convierten el carbono a dióxido de carbono si hay oxígeno presente, o bien a metano si no lo hay.
- Por la combustión de material orgánico, que oxida el carbono que contiene, produciendo dióxido de carbono (y otros productos, como vapor de agua). Quemando combustibles fósiles como carbón, productos del petróleo y gas natural, se libera el carbono que ha sido almacenado en la geosfera durante millones de años.
- En la superficie de los océanos, donde el agua es más cálida, el dióxido de carbono disuelto se libera de vuelta a la atmósfera.
- Las erupciones volcánicas y el metamorfismo liberan gases en la atmósfera. Los gases volcánicos son, principalmente, vapor de agua, dióxido de carbono y dióxido de azufre.

¹⁷ El ácido carbónico es un ácido oxácido proveniente del dióxido de carbono (CO₂), puede atacar a muchos de los minerales que comúnmente forman las rocas calizas o margosas, descomponiéndolos por ejemplo en bicarbonato de calcio.

FIGURA N°1 CICLO DEL CARBONO



Fuente: Carbon and Climate
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.5.3 Influencia Humana en el Ciclo del Carbono

El almacenamiento de carbono en depósitos fósiles supone, en la práctica, una disminución de los niveles atmosféricos de dióxido de carbono. Las actividades antropogénicas (humanas), sobre todo la quema de combustibles fósiles y la deforestación, están incorporando nuevos flujos de carbono en el ciclo biológico provenientes de estos depósitos, con una influencia significativa en el ciclo global del carbono.

Estas actividades ocasionadas por los humanos transportan más CO₂ a la atmósfera del que es posible remover naturalmente a través de la sedimentación del carbono, causando así un aumento de las concentraciones atmosféricas de CO₂ en un corto periodo de tiempo (cientos de años).

Considerando lo antes mencionado se determina que el elevado potencial de algunos bosques para capturar el carbono atmosférico, tanto en el manto vegetal como en la materia orgánica del suelo, lo que aumenta la importancia de la manutención de ecosistemas con grandes cantidades de biomasa y suelos estables, con el objetivo de que

ciertos bosques se vuelvan sumideros de carbono a mediano o largo plazo y otros no se vuelvan fuentes de carbono.

3.6. Efecto Invernadero¹⁸

Como lo podemos evidenciar el efecto invernadero es un fenómeno atmosférico que se manifiesta por la retención del calor que proviene directamente del Sol, así como del que se refracta del suelo después de que el Sol lo ha calentado.

Esta retención de calor parecido a la que se realiza en los invernaderos, se incrementa por contaminantes como el dióxido de carbono procedente de la industria. El efecto invernadero contribuye que el dióxido de carbono tenga la capacidad de actuar como condensador de calor.

Los científicos conocen el efecto invernadero desde 1824, cuando Joseph Fourier¹⁹ calculó que la Tierra sería más fría si no hubiera atmósfera.

Este efecto invernadero es lo que hace que el clima en la Tierra sea apto para la vida. Sin él, la superficie de la Tierra sería unos 60 grados Fahrenheit más fría. En 1895, el químico suizo Svante Arrhenius²⁰ descubrió que los humanos podrían aumentar el efecto invernadero produciendo dióxido de carbono, un gas de invernadero.

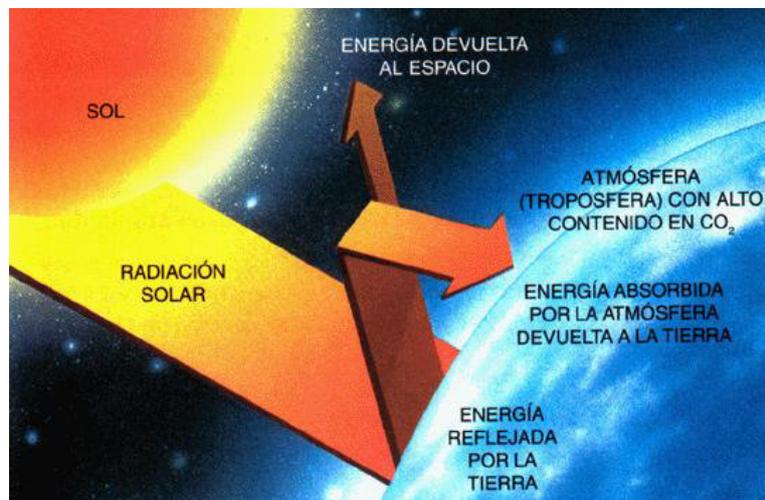
El CO₂ junto con estos gases de efecto invernadero actúa como una barrera, que impide que los rayos ultravioletas, se reflejen de una manera normal, por lo que la superficie de la tierra mantiene temperatura más alto que lo normal.

¹⁸ William M. Ciesla. Cambio Climático, bosque y ordenación forestal. Roma (1996). Cap. 2 Efecto Invernadero pág. 16.

¹⁹ Joseph Fourier matemático y físico francés conocido por sus trabajos sobre la descomposición de funciones periódicas en series trigonométricas convergentes llamadas Series de Fourier, método con el cual consiguió resolver la ecuación del calor. Fue el primero en dar una explicación científica al efecto invernadero en un tratado.

²⁰ Svante Arrhenius Físico y químico sueco realizó la primera constatación del efecto invernadero (aumento de la temperatura de la atmósfera debido al aumento en la concentración de dióxido de carbono) y una teoría que fija el origen de la vida en la tierra como consecuencia del transporte a través del espacio y debido a la presión de la radiación de esporas procedentes de regiones remotas del espacio (teoría panspérmica).

FIGURA N° 2 EFECTO INVERNADERO



Fuente: Portal del Cambio Climático
Elaborado por: Grace Solano de la Sala Herrera

El rápido incremento de los gases de invernadero ha generado problemas pues está cambiando el clima tan rápido que algunos seres vivos no pueden adaptarse. Igualmente, un clima nuevo y más impredecible impone desafíos únicos para todo tipo de vida.

Desde hace algunas décadas y de manera paulatina los gases de efecto invernadero ocasionaron consecuencias como grandes cambios en el clima a nivel mundial, el deshielo de los casquetes polares, lo que ha provocado el aumento del nivel del mar, de las temperaturas regionales y los regímenes de lluvia; afectando negativamente a la agricultura, aumentando la desertificación y cambios en las estaciones.

Las plantas químicas y las plantas generadoras de energía crean toneladas de contaminación de mercurio²¹ el cual entra en nuestros hogares y en nuestros cuerpos a través del pescado contaminado, conforme sube el mercurio, el clima puede cambiar de forma inesperada. Además del aumento del nivel del mar, las condiciones meteorológicas pueden pasar a ser más extremas. Esto implica tormentas mayores y más intensas, más lluvia seguida de sequías más prolongadas e intensas (un desafío para los cultivos), cambios en los ámbitos en los que pueden vivir los animales y pérdida del suministro de agua que históricamente provenía de los glaciares

²¹Natural Resources Defense Council. The earth's best defense.

Los gases que se encuentran en la atmósfera y causan el efecto invernadero son:

Dióxido de carbono (CO_2), es uno de los más importantes gases ya que las actividades del hombre influyen en gran parte tanto en la atmósfera como en sus potenciales efectos en el calentamiento global. Este gas es generado en la respiración de los animales y plantas, de la quema de combustibles fósiles y de la quema o descomposición de las plantas y los árboles.

Metano (CH_4), la fuente más importante del metano es la descomposición de microorganismos sin la presencia de oxígeno libre en el aire. Ese gas se lo puede encontrar en los arrozales y en los pantanos naturales. Estos se conocen como sumideros todo sistema o proceso por el que se extrae de la atmósfera un gas o gases y se almacena. Las formaciones vegetales actúan como sumideros por su función vital principal, la fotosíntesis (proceso por el que los vegetales captan CO_2 de la atmósfera o disuelto en agua y con la ayuda de la luz solar lo utilizan en la elaboración de moléculas sencillas de azúcares). Mediante esta función, los vegetales absorben CO_2 que compensa las pérdidas de este gas que sufren por la respiración y lo que se emite en otros procesos naturales como la descomposición de materia orgánica.

Óxido nitroso (N_2O), es gas producido en la deforestación y la quema de la biomasa, se encuentra también en la utilización de fertilizantes y quema de combustibles fósiles.

Óxidos de nitrógeno (NO_x), Ozono (O_3), monóxido de carbono (CO) y los clorofluorocarbonos (CFC) estos gases se dan en los procesos industriales.

No todos estos gases tienen el mismo efecto invernadero de calentamiento, debido a que se diferencia unos de otros por el tiempo de permanencia en la atmósfera antes que se descompongan

3.7. Calentamiento Global

Como se ha indicado antes, el clima es sólo una de las causas conducentes al cambio global. Como ocurre cuando hay causas de naturaleza múltiple, diferentes tensiones pueden prevalecer en situaciones diferentes. En este sentido, la vulnerabilidad de ciertos sistemas y actividades, tales como regiones de montaña, con cobertura de hielo/nieve; las áreas costeras bajas; la agricultura; el manejo de recursos hídricos y la generación de hidroenergía así como la salud humana, están reconocidas como

vulnerables, dentro de los escenarios proyectados del cambio climático. Además, el cambio climático puede empeorar algunos de los problemas ya existentes, como la desertificación, la disponibilidad de agua dulce (en ciertas regiones) y dar lugar a nuevos problemas, como la expansión de los rangos geográficos y latitudinales de algunas enfermedades humanas.

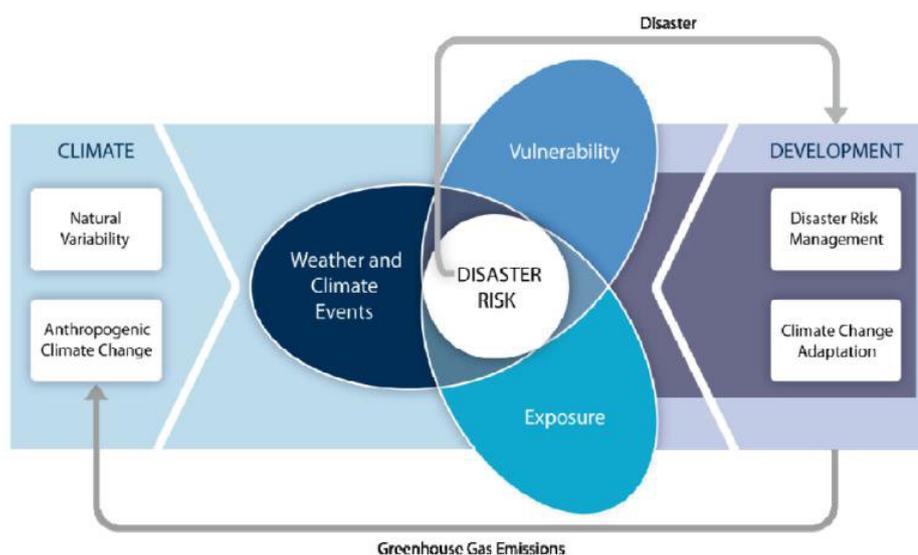
El calentamiento de la Tierra puede también resultar en algunos beneficios, como el mejoramiento de la agricultura a gran altitud y reducciones en los efectos de las enfermedades típicas del invierno. A este respecto, políticos y decisores necesitan estar informados sobre la vulnerabilidad y adaptabilidad de ecosistemas y actividades en sus países y en su región, así como en el mundo, para diseñar e implementar iniciativas de desarrollo sostenible, que aprovechen las ventajas de los cambios climáticos beneficiosos y para desarrollar estrategias relativas a sus intercambios comerciales internacionales, a la luz de las diferencias del impacto del cambio climático en el mundo.

Los mayores impactos del cambio del clima serán probablemente experimentados por los ecosistemas naturales y los sectores vinculados a la producción primaria, tales como agricultura, ganadería y pesca. Los recursos hídricos están en riesgo en muchas áreas. La salud y los asentamientos humanos, especialmente en las costas bajas y en áreas marginales desde el punto de vista ambiental y socioeconómico, son también vulnerables. Se espera que los impactos sean menos severos en el caso de la industria, el transporte y la infraestructura, fuera de áreas con tendencia a ser inundadas. Sin embargo, un aumento de la frecuencia y/o la severidad de los sucesos extremos pueden también afectarlos.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) fue creado conjuntamente en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial y por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, con la finalidad de evaluar la bibliografía científica y técnica sobre el cambio climático, los posibles impactos de un tal cambio y las opciones de adaptación a él y de mitigación de sus efectos. Desde su creación, el IPCC ha producido una serie de Informes de Evaluación, Informes Especiales, Documentos Técnicos, metodologías y otros productos, que se han convertido en obras de referencia habituales ampliamente utilizadas por responsables de políticas, científicos y otros expertos.

Como se puede observar en el gráfico N° 8 el clima tiene sus componentes naturales y antropógenos, lo que nos hace más vulnerables a los desastres naturales e impactos ambientales.

GRÁFICO N° 8 IMPACTOS AMBIENTALES



*Disaster risk management and climate change adaptation can influence the degree to which **extreme events translate into impacts and disasters***

ipcc
INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE

Fuente: <http://www.ipcc.ch/newsandevents> Intergovernmental panel of climate change
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.7.1 Tendencias en el Clima

Las tendencias climáticas durante el último siglo han sido investigadas por la mayoría de los países que poseen la cantidad de información suficiente (datos instrumentales y sustitutos confiables).

También se dispone de estudios sobre los valores medios y extremos de temperatura, humedad y precipitación, para distintas regiones de América Latina y distintos períodos de tiempo.

Algunos de estos estudios revelan un calentamiento significativo en el extremo sur de la Patagonia, al este de los Andes, que afectan a los máximos y mínimos y a los valores medios diarios, con incrementos, en cada una de estas variables mayores a 1° latitud. De acuerdo con algunos investigadores, al norte de alrededor de los 42° latitud, no se ha observado calentamiento. Este comportamiento es consistente con los valores de la

tensión de vapor y precipitación que, al norte a 40 ° latitud, han aumentado a partir de 1940 (Hoffmann et al, 1996).

3.7.2 Causas del Calentamiento Global

Existen varias teorías sobre las causas del Calentamiento Global, un grupo de científicos han dedicado décadas a entender lo que causa el calentamiento global. Han examinado los ciclos naturales y los eventos que tienen influencia sobre el clima. Sin embargo, la cantidad y patrón de calentamiento que se ha medido no puede explicarse únicamente mediante estos factores. La única forma de explicar este patrón es incluir el efecto de los gases de invernadero (GEI) emitidos por los humanos.

Para recopilar toda esta información, las Naciones Unidas utiliza el grupo de científicos llamados el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). El IPCC se reúne cada varios años para revisar los últimos hallazgos científicos y escribir un informe que resuma todo lo que se conoce sobre el calentamiento global, cabe mencionar que en la publicación del Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) durante la segunda parte de 2013, debe marcar un antes y un después en la forma en que las sociedades humanas y sus instituciones enfrenten la realidad del Cambio Climático.

Una de las primeras cosas que aprendieron los científicos es que existen varios gases de invernadero responsables del calentamiento y los humanos los emiten en una variedad de formas. La mayoría provienen de la combustión de combustibles fósiles de coches, fábricas y producción de electricidad. El gas responsable de la mayoría del calentamiento es el dióxido de carbono, también conocido como CO₂. Otros gases que contribuyen a este efecto son el metano que liberan los vertederos y la actividad agrícola (especialmente los sistemas digestivos de animales de pastoreo), óxido nitroso de los fertilizantes, gases utilizados para la refrigeración y los procesos industriales y la pérdida de bosques que, de lo contrario, podrían almacenar el CO₂.



Los diferentes gases de invernadero poseen capacidades de retención de calor muy diferentes. Algunos de ellos pueden retener aún más calor que el CO₂. Una molécula de metano produce más de 20 veces el calentamiento de una molécula de CO₂. El óxido

nitroso es 300 veces más poderoso que el CO₂. Otros gases, como los clorofluorocarbonos (que han sido prohibidos en la mayor parte del mundo porque también degradan la capa de ozono), tienen un potencial de retención de calor que es miles de veces mayor que el CO₂. Sin embargo, dado que sus concentraciones son mucho menores que el CO₂, ninguno de estos gases aumenta tanto el calor en la atmósfera como el CO₂.

Para comprender los efectos de todos estos gases juntos, los científicos tienden a hablar sobre todos los gases de invernadero en términos de la cantidad equivalente de CO₂. Desde 1990, las emisiones anuales han aumentado unos 6²² billones de toneladas métricas de “dióxido de carbono equivalente” en todo el mundo, un aumento de más del 20%.

3.7.3 Soluciones al Calentamiento Global

Muchos ciudadanos y gobiernos están trabajando intensamente para reducir los gases de efecto invernadero, como lo es Ecuador en su intensificación de cambio de su matriz energética.

La reducción de las emisiones de GEI por parte de una cierta cantidad de fuentes mediante las tecnologías que surjan durante las próximas décadas, en lugar de depender de que esta reducción provenga de un sólo sector.

Existen varios sectores que podrían rebajar su nivel de emisiones, y que, conjuntamente, podrían mantener este nivel tal y como está en la actualidad durante los próximos 50 años, lo que nos colocaría camino de estabilizarnos.

Estos sectores posibles, entre los que se incluyen mejoras en la eficiencia energética y en economía de combustible (de forma que se tenga que producir menos energía), y aumentos en energía solar y eólica, en el hidrógeno producido mediante fuentes renovables, en biocombustibles (obtenidos de los cultivos), en gas natural y en energía nuclear. También existe la posibilidad de recoger el dióxido de carbono que emiten los combustibles fósiles y almacenarlo bajo tierra, proceso denominado “secuestro de carbono²³”.

²² Causas Calentamiento Global. NationalGeographic. 1996-2013

²³ Captura y almacenamiento de carbono

Además de reducir los gases que enviamos a la atmósfera, podemos también aumentar la cantidad de gases que quitamos de la atmósfera. Las plantas y los árboles absorben CO₂ a medida que crecen, con lo que “secuestran” carbono de forma natural. Un aumento de áreas de bosques y la aplicación de ciertos cambios en la agricultura podrían incrementar la cantidad de carbono que almacenamos.

3.7.4 Instrumentos Económicos y Regulatorios para Abordar el Cambio Climático

Los principales instrumentos de política recomendados por la teoría económica para abordar el problema del cambio climático son de dos tipos: económicos y regulatorios.

Los instrumentos económicos influyen sobre el comportamiento de los emisores de GEI mediante la creación de incentivos económicos. Este tipo de instrumentos incluye por ejemplo los subsidios a la reducción de emisiones y los sistemas de comercio de permisos de emisión. Sobre este último se basan los llamados “mercados de carbono”.

Los instrumentos de precio, introducen un precio ligado a la conducta que se quiere fomentar: la empresa puede emitir gases de efecto invernadero (GEI) pero debe pagar por ello o bien se le paga para que deje de hacerlo.

Los sistemas de permisos negociables son instrumentos “de cantidad” dado que se basan en una distribución de las emisiones por la cantidad y en la creación de mercados: el regulador fija los niveles máximos de emisión admisibles y permite que las empresas negocien entre ellos permisos previamente otorgados.

Los instrumentos regulatorios imponen límites directos sobre el comportamiento de los emisores. Estos instrumentos incluyen a los estándares o cuotas de emisión (emisiones máximas tolerables), a las prohibiciones de utilizar determinados insumos, procesos o productos, a los estándares de fijación de cantidades por uso de energía y a los estándares tecnológicos para ciertos procesos.

3.8. Justificación MDL para el Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

Como se lo había mencionado en el Capítulo II, la política del Gobierno ecuatoriano hoy en día es asegurar el abastecimiento permanente y continuo de la energía eléctrica, en las mejores condiciones y escenarios de calidad y a los menores costos posibles de producción y tarifa final, promoviendo e incentivando el desarrollo de la hidroelectricidad, la energía renovable y la eficiencia energética.

El Plan de Expansión de Generación, es un proceso dinámico que debe ir actualizándose y buscando nuevos proyectos por el incremento de la demanda de energía, es considerable se continúen analizando proyectos que pueden ser factibles para cubrir dicha demanda y ser incluidos como equipamiento futuro.

Ya que si se continua la demanda de combustibles, para el 2020 se estima una cantidad de 106.219.03 Barriles Equivalentes de petróleo, por una demanda de energía eléctrica de 19451.72 GWh. El uso de combustibles fósiles son las actividades que más impacto medioambiental tienen.

El aporte que tiene el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre en la Matriz Energética es de 80 MW de potencia total que generarán una energía anual de 406,14 GWh, los cuales serán integrados al Sistema Nacional Interconectado por medio de una línea de transmisión de 230000 voltios hacia la subestación eléctrica del Proyecto Manduriacu.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio permite contribuir al desarrollo de políticas y proyectos para la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el desarrollo sustentable. Este mecanismo accede a transferencia de tecnología y financiación pública y privada mejorando la viabilidad económica de los proyectos, ocasionando beneficios sociales tales como desarrollo rural, empleo y disminución de la pobreza, y en muchos de los casos, reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

3.9. Descripción General de la Actividad del Proyecto.

El proyecto “Central Hidroeléctrica El Tigre” considera la construcción y operación de una central hidroeléctrica, la cual estará localizada sobre el río Guayllabamba, en el tramo que fluye en los límites de las provincias de Pichincha, Imbabura y Esmeraldas²⁴, al norte de Ecuador. La actividad de proyecto será desarrollada y operada por la empresa pública HIDROEQUINOCCIO EP.

TABLA N° 8 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

RESERVORIO	
Tipo	Hormigón
Elevación del nivel de cresta	354 msnm
Elevación del nivel de agua máximo de operación (NAMO)	355 msnm
Elevación del nivel de agua de máximo extraordinario (NAME)	358.3 msnm
Elevación del nivel de agua de mínimo operación (NAMINO)	352 msnm
Área de la cuenca	7,8667 km ²
Presa de gravedad	
Cota de la corona de la presa	360 msnm
Cota del fondo	308 msnm
Altura de la presa	52 m
Longitud de la corona	248 m
Desvío	
Número de conductos de desvío de 8 m x 8 m	3

²⁴El PH TIGRE inicialmente fue estudiado por HidroEquinoccio EP como parte del “Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba” (SHIG), que incluye entre otros proyectos a El Tigre, Tortugo, Manduriacu, Chirapi, Chontal y Chespi-Palma Real. A partir del 26 de noviembre, mediante la firma de un convenio la Prefectura de Pichincha transfirió los proyectos del SHIG, a excepción de la CHET, a CELEC EP. Referencia: <http://heq.com.ec/>

Capacidad de los conductos	2,077 m ³ /s
Vertedero libre	
Cota de la corona del vertedero de perfil tipo Creager	355 msnm
Longitud del vertedero libre	32 m
Salto en el vertedero con cota NAME	3.3 m
Caudal con cota NAME	409 m ³ /s
Bocatoma	
Caudal medio anual	215 m ³ /s
Caudal ecológico	9.1 m ³ /s
Cota de entrada de la obra de toma	335.65 msnm
Número de conductos forzados	2
Casa de máquinas	
Tipo	Cerrado
Dimensiones	79.86 m (largo), 21.29 m (ancho) y 5.54 m (alto)
Canal de restitución	
Tipo	Hormigón armado (ducto)
Dimensiones	19.23 m (largo) y 10.93 m (ancho)
Turbinas	
Tipo	Kaplan, eje vertical
Número de turbinas	2
Capacidad instalada	40 MW cada una (capacidad total 80 MW)
Caudal de diseño por cada una	174.14 m ³ /s
Eficiencia turbina para potencia nominal	93 %

Caída neta nominal	25.53 m
Altura neta	mínima: 23.03 m máxima: 27.19 m
Generadores	
Número de generadores	2
Tipo	síncronos, eje vertical
Potencia nominal	43.98 MVA
Subestación El Tigre	
Dimensiones	146 m x 96 m
Equipos	transformador 36/45/50 MVA
Voltaje	13.8 kV / 230 kV
Línea de transmisión	
Número de fases	3
Voltaje	230 kV
Longitud	20 km de la casa de máquinas a la subestación Manduriacu

Fuente: Estudio Diseño del Proyecto
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

La actividad de proyecto de acuerdo al plan de expansión de generación (CONELEC) la operación temprana del Proyecto será en enero del año 2017, tendrá una capacidad instalada de 80 MW (con dos turbinas tipo Kaplan de 40 MW cada una) y requerirá la construcción de un reservorio que ocupará un área de 60.8 ha. La generación de energía eléctrica neta anual promedio de la actividad de proyecto será de 406,14 GWh/año, la cual se entregará al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de la subestación del Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu.

La energía generada por la actividad del proyecto desplazará parte de la energía generada por las centrales eléctricas conectadas al SNI que usan combustibles fósiles, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En la situación actual (antes de la implementación de la actividad de proyecto) no existen centrales de energía que estén operando en el lugar del proyecto. De no implementarse la actividad de proyecto, el escenario de línea de base es el suministro de energía por las centrales conectadas al SNI (continuación de la situación actual).

La actividad de proyecto contribuye al desarrollo sostenible en los siguientes aspectos:

- Desplazamiento de combustibles fósiles en la generación eléctrica, reduciendo así la emisión de GEI y de otros gases contaminantes que afectan a la salud de las personas;
- Aumento de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables;
- Aumento de la fiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano;
- Reducción de la importación de electricidad;
- Impactos sociales positivos debido a la generación de empleo durante la construcción, operación y mantenimiento de la actividad de proyecto;
- Uso adecuado y sostenible de los recursos hídricos; y,
- Mejoramiento en las comunidades de los beneficios básicos (carreteras, telecomunicaciones, salud y educación).

Conforme al Anexo A del Protocolo de Kioto (PK), la actividad de proyecto se enmarca bajo el alcance sectorial 1 “Industrias de Energía – fuentes renovables/no-renovables”.

La Central Hidroeléctrica el Tigre estará conformada básicamente por una presa de gravedad de hormigón compactado con rodillo, vertedero de excesos, desagüe de fondo, obras de captación, casa de máquinas a pie de presa, subestación, caminos de acceso y líneas de transmisión para entregar la energía generada al SNI.

La construcción de la presa requiere a su vez de la construcción de un sistema de desvío conformado por un canal y dos ataguías ubicadas aguas arriba y aguas abajo de la presa.

La conexión al SNI seguirá la siguiente secuencia: la electricidad generada por la actividad de proyecto será transportada a través de una línea de transmisión de 30 km desde la subestación “El Tigre” (230 kV) hasta la subestación “Manduriacu” (230 kV), para luego ser entregada a la subestación “Santo Domingo”, la cual se encuentra conectada al SNI.

3.9.1 Tecnología de Monitoreo de la Actividad del Proyecto

La Central Hidroeléctrica el Tigre tendrá en el punto de entrega de la llegada a la subestación Manduriacu un sistema de medición comercial de energía neta, con comunicación en tiempo real con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)²⁵, mediante protocolos estandarizados por esta unidad.

En conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es controlado por el CENACE, por lo cual todo el hardware que se implemente para el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), así como los elementos y sistemas de medición, control y protección con los que deberá contar esta central, deberán ser compatibles con los requerimientos de supervisión y adquisición de datos de la entidad mencionada, incluyendo lo establecido en la Regulación CONELEC-005/08 “Requerimientos para la supervisión y control en el tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE”.

3.10. Identificación y Descripción de Impactos Ambientales

Se llama evaluación de impacto ambiental o estudio de impacto ambiental (EIA) al análisis, previo a su ejecución, de las posibles consecuencias de un proyecto sobre la salud ambiental, la integridad de los ecosistemas y la calidad de los servicios ambientales que estos están en condiciones de proporcionar. Para lo cual los impactos ambientales que tendría el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre se divide en:

3.10.1 Impactos sobre el Medio Físico

3.10.1.1 Calidad del Aire en la Etapa de Construcción.

Toda actividad constructiva dependiendo de su dimensión, genera alteraciones al medio natural, el medio físico se verá alterado de una manera perjudicial por la generación de polvo provocada por el transporte, movilización, disposición de material, movimiento de tierras, operación de los generadores en el campamento, operación de la maquinaria, emisión de polvo por actividad de canteras y polvo proveniente de las actividades de perforación superficial y subterránea.

²⁵El CENACE es una organización privada, cuyos miembros incluyen todas las compañías de generación, transmisión y distribución junto con los mayores consumidores. Contribuye con la coordinación del SNI y la gestión de las operaciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

De estar expuestos los pobladores directamente al polvo generado, estos pueden sufrir afectaciones a las vías respiratorias así como también los trabajadores responsables de la tarea constructiva.

En este caso el impacto será temporal, bajo, parcial, inmediato, a corto plazo, sin sinergia, simple, directo, irregular, recuperable principalmente para la fase inicial de la etapa constructiva.

De existir maquinaria y equipos que no cuenten con un permanente mantenimiento o no estén adecuadamente calibrados, estos pueden generar gases de combustión que alteren la calidad del aire.

Etapa de operación y mantenimiento: En esta etapa las actividades de la fase constructiva disminuyen considerablemente, así como el transporte de materiales y la movilización del personal y por lo tanto la generación de polvo también.

Este tipo de proyecto de igual manera favorece a este factor ya que no van a existir emisiones de gases por la combustión para la generación de energía en equipos auxiliares, tal como lo hacen las termoeléctricas.

3.10.1.2. Niveles de Ruido en la Etapa de Construcción

Los niveles de ruido serán incrementados principalmente por:

- La operación de la maquinaria en los sitios de construcción.
- Movilización de equipos y maquinaria por las carreteras dentro del área de influencia.
- Operación de las plantas de hormigón.
- Ejecución de perforaciones superficiales y detonaciones de explosivos.
- Explosiones en las canteras y las excavaciones de los túneles.

En ciertos casos al sobrepasar los decibeles permitidos por la normativa ambiental, se estaría alterando el factor de salud y seguridad laboral, por lo que en el Plan de Manejo Ambiental se deben recomendar las medidas preventivas o de mitigación de ser el caso, el impacto ocasionado será puntual, temporal, reversible a corto plazo y de intensidad media.

En el componente faunístico podrían existir alteraciones en las especies de aves, mamíferos y reptiles identificadas en la línea base biótica por el incremento de los niveles de ruido en las zonas cercanas a los frentes de trabajo.

Etapa operación y mantenimiento: En la etapa de operación los niveles de ruido disminuyen considerablemente en comparación con las actividades que se desarrollan en la fase constructiva. El funcionamiento de las turbinas genera altos niveles de ruido concentrándose en la casa de máquinas.

3.10.1.3 Recurso Hídrico Etapa Constructiva

La calidad del recurso hídrico puede ser alterada desde el punto de vista físico, químico y microbiológico, por las actividades de movilización y presencia del personal, la remoción de vegetación y evidentemente por el movimiento de tierras que provocará el aumento en la sedimentación de los cuerpos de agua, y la extracción de material para la construcción. Estos impactos son ciertos temporales, de intensidad baja a media, locales y reversibles a corto plazo y es probable que el uso de maquinaria y equipos que utilizan, combustibles, lubricantes, entre otras sustancias debido a un goteo o derrame de dichas sustancias puedan ocasionar un impacto perjudicial sobre la calidad del recurso agua.

Los impactos generados al recurso hídrico en la etapa constructiva del proyecto tanto para el área de la presa, casa de máquinas y subestación son muy similares y básicamente tienen que ver con:

- La remoción de la cobertura vegetal y el movimiento de tierras pueden generar aportes de contaminantes orgánicos y sedimentos a los cuerpos de agua.
- El uso de combustibles y lubricantes para los equipos y maquinaria que se utilizarán en esta etapa al no ser adecuadamente utilizados pueden ser derramados en un cuerpo de agua, esto puede ocasionar un impacto considerable.
- De no existir tratamiento a las aguas residuales generadas en la actividad constructiva, el recurso hídrico puede verse afectado por el consumo del oxígeno disuelto que estas producen al incrementar la Demanda Bioquímica de Oxígeno.

- La intervención temporal en el cauce del río y la construcción de ataguías, implicará incrementar aportes de sólidos en suspensión en el agua por el uso de materiales de construcción y el proceso que esto implica será de manera temporal, limitado a los sectores intervenidos.
- El manejo de residuos del desbroce y el llenado del embalse, tendrán el potencial de afectar negativamente al entorno.
- En el caso que los residuos vegetales se dispongan en un área que probablemente se encontrará a cielo abierto, estará expuesta a la acción de las lluvias que acelerarán el proceso de descomposición y arrastre de lixiviados. Al producirse la descomposición orgánica de la materia, probablemente se contaminarán las aguas de escorrentía, y consecuentemente los cuerpos hídricos receptores. No obstante, debido a que se trata de materia vegetal, el proceso puede considerarse semejante al ciclo normal de degradación en el medio.
- Así también se tendrá una potencial afectación a la calidad del sistema hídrico, debido a la acción de llenado del embalse. Básicamente, esta actividad ocasionará el represamiento del caudal de agua, de manera que aguas abajo existirá un menor flujo, siendo diferentes los parámetros de calidad de aguas, debido al no aporte del cuerpo hídrico principal en este caso el Río Guayllabamba.

Etapa de operación y mantenimiento: En la fase de operación el recurso hídrico puede verse afectado principalmente por la descomposición (proceso de eutrofización) de los residuos orgánicos producto del desbroce de vegetación de la etapa constructiva.

De igual manera se puede producir alteración de la calidad de agua durante la etapa de operación del proyecto Hidroeléctrico El Tigre ya que podría generar incremento de la turbidez en las aguas debido principalmente a la actividad anaerobia²⁶ realizada por las algas que al acumularse generan una gran cantidad de materia orgánica que queda suspendida en las aguas del embalse y por el material en suspensión producto de la sedimentación; sin embargo, se estima este será mínimo gracias a los trabajos de retiro de la cobertura vegetal y organismos que se llevará a cabo en los predios donde será el embalse. Así también se indica que las operaciones de descarga de las aguas turbinadas podrían generar el incremento de la turbidez en las inmediaciones de su descarga sobre el río Guayllabamba.

²⁶ Los organismos anaerobios o anaeróbicos son los que no utilizan oxígeno (O₂) en su metabolismo.

3.10.1.4 Suelos, Etapa de Construcción

Durante las operaciones constructivas considerando la intensidad del proyecto, podrían ocurrir algunos derrames de elementos contaminantes, ocasionados por situaciones fortuitas y/o por malas prácticas constructivas. Se señala que las actividades constructivas, relacionadas con la posibilidad de contaminación del suelo lo constituye el empleo de combustibles, aceites y grasas, durante el abastecimiento a los vehículos y maquinarias de obra (volquetas, camiones de carga, grúas, mezcladores, equipo de concreto, mezcladores, principalmente).

El inadecuado tratamiento de los residuos orgánicos generados por el personal pueden producir lixiviados que alterarían la calidad del suelo.

En la remoción de la cobertura vegetal y en el movimiento de tierras; el suelo superficial sufrirá alteraciones volviéndose más vulnerable ante los agentes erosivos. De igual manera el manejo inadecuado de los residuos peligrosos pueden afectar la calidad de este factor por lo que en el Plan de Manejo Ambiental deben constar todas las medidas preventivas del caso.

El impacto en esta etapa es perjudicial, permanente, a largo plazo, cierto, de intensidad media y local.

3.10.1.5 Paisaje, en la Etapa de Construcción

El impacto ambiental hacia el paisaje será perjudicial, permanente, variable a largo plazo, cierto, de intensidad alta y puntual ya que en el área de influencia directa específicamente a la altura del eje de presa en la confluencia de los ríos San Dimas y Guayllabamba se encuentra un atractivo turístico llamado El Salto del Tigre que consta dentro del inventario de atractivos del Gobierno Municipal de Pedro Vicente Maldonado; este atractivo natural se verá afectado completamente por el llenado del embalse.

Todas las actividades que se desarrollarán en la construcción de la infraestructura superficial, vías de acceso, subestación y línea de transmisión, generarán una variación en el paisaje natural, provocando un impacto negativo especialmente en los sectores que presentan una sensibilidad biótica media a alta.

Se deberán desalojar materiales de construcción como residuos de hormigón, pétreos, tuberías, accesorios, maderas, etc., a más de tierra sobrantes ya que la generación de residuos y el inadecuado manejo de estos puede generar sitios de almacenamiento temporal que alteren el paisaje natural.

Sin embargo el embalse se convierte en un atractivo artificial el mismo que puede ser aprovechado por los moradores de la zona para el desarrollo del turismo, con actividades como visitas a la infraestructura de la represa, inclusión de deportes acuáticos, pesca y demás actividades que se puedan desarrollar.

3.10.2 Impactos sobre el Medio Biótico

3.10.2.1. Flora, Etapa de Construcción

Por atravesar un área deforestada, cubierta de pastizales y utilizada para actividades ganaderas y cultivos de palmito y frutales, los trabajos de movimiento de tierras y remoción de la cobertura vegetal, no provocarán una alteración de la fisonomía natural de la vegetación o una pérdida del hábitat animal, por tanto los efectos potenciales causados por la construcción del proyecto son mínimos, los bosques secundarios identificados en la línea base se encuentran fuera del área en la que se provocaría mayor afectación que en este caso es el embalse, NAME²⁷ 358.

Los impactos identificados sobre el componente biótico serán temporales, puntuales, bajos, reversibles a corto plazo, y poco probables.

Las operaciones de la presa, embalse, casa de máquinas, permitirá conducir y derivar aguas del río Guayllabamba; lo cual implicará disminuir el caudal aguas abajo de este sector, alterando las condiciones normales del hábitat de la vegetación en estos sectores, referida principalmente a vegetación ribereña.

3.10.2.2 Fauna, Etapa de Construcción

El proceso de construcción implica, un incremento en el uso del agua, una afectación de la estructura física de las orillas, y en función de la cantidad de personas, un incremento del nivel de materia orgánica en los cuerpos de agua, en forma directa: lavado de

²⁷ NAME.- Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias, se refiere al nivel de agua más alto que puede alcanzar el embalse bajo cualquier condición.

materiales, uso del agua, servicios higiénicos o indirecta: por establecimiento de zonas específicas cuyos productos pueden llegar por efectos de las lluvias al río.

El retiro de la cobertura vegetal para el posterior llenado del embalse provoca que se reduzca el hábitat de fauna terrestre que se encuentran en los alrededores de la zona destinada al embalse, provocando su migración o pérdida. Otra de las formas directas de afectación es también la eliminación de la vegetación de las orillas: en el caso de árboles que disminuyen el efecto de sombra y en el caso de malezas acuáticas que reducen las zonas de puesta de huevos y de larvas de insectos (principales organismos de ecosistema dulceacuícolas).

En el sector de la cuenca del Río Guayllabamba del proyecto El Tigre existen barreras ecológicas que al parecer estarían delimitando las rutas de migración de las especies registradas en los otros proyectos. Las barreras ecológicas están relacionadas con sectores profundos del Río Guayllabamba donde la corriente es fuerte y turbulenta lo que impide las rutas de migraciones, la otra barrera ecológica se encuentra en el Río San Dimas donde una caída de agua (cascada) impide las rutas de migraciones de las especies.

La conformación del embalse puede generar la migración de especies hacia otros lugares, para esto es necesaria la implementación adecuada del plan de seguimiento y monitoreo que se propone en el Plan de Manejo Ambiental.

El embalse disminuirá el caudal, por tanto a menor caudal del río, se alteraría el normal hábitat de los organismos macro bentónicos a pesar que su presencia es casi nula en el río Guayllabamba.

Para esta etapa de operación el impacto será perjudicial, permanente, a largo plazo, poco probable, de intensidad baja y puntual.

3.10.3 Impactos sobre el Componente Social

3.10.3.1. Etapa de Construcción

La actividad previa al proceso constructivo generará expectativa sobre los pobladores del área de influencia principalmente por la generación de plazas de trabajo, así como mejora en las vías de acceso a los poblados y un impulso a su economía.

Hay que considerar que en los lugares donde se establecerán las diferentes unidades que serán parte del proyecto El Tigre se asentarán en predios particulares así como también el embalse no afectará centros poblados por lo que no se debe considerar que se generaría un impacto significativo que implique realizar un proceso de reubicación.

Los factores de caza y pesca pueden verse alterados ya que en la actualidad se identificaron ciertos lugares en donde la gente de la comunidad practica caza y pesca de subsistencia especialmente en la unión de los Ríos Guayllabamba y San Dimas, en el Plan de Manejo Ambiental se provee las medidas específicas para mitigar este impacto.

3.10.4 Área de Influencia Directa del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

El área de influencia directa es el territorio en el que se manifiestan los impactos ambientales directos, es decir aquellos que ocurren en el mismo sitio en el que se produjo la acción generadora del impacto ambiental, y al mismo tiempo, o en tiempo cercano, al momento de la acción que provocó el impacto.

El área de influencia directa del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre, abarca la porción del territorio donde potencialmente se manifestarán los efectos de las obras en forma directa.

Esta área incluye:

- El área afectada por la infraestructura física del proyecto, incluyendo la obra de captación, sitio de presa, el área inundada por el embalse, el sitio de implantación de la casa de máquinas, campamentos de obra y las vías de acceso o trochas para las obras tanto para las actividades de la etapa constructiva como para la etapa de operación.
- El principal cuerpo de agua afectado la calidad de agua y sedimento, además del régimen normal de caudal; será el tramo del Río Guayllabamba comprendido aguas abajo del sitio de presa hasta el final.
- Se considera el Río San Dimas y otros afluentes sin nombre, presentes que se encuentran aguas arriba del sitio de presa

Por tanto, se considera Área de Influencia Directa (AID), el área comprendida en un radio de 500 metros aguas arriba del embalse y 500 metros aguas abajo de la casa de máquinas, lo cual representa una superficie de 551 Ha.

Mientras que considerando el aspecto social el AID se toma el sitio de implantación del Proyecto y las facilidades complementarias para la construcción del Proyecto, además de la zona del embalse y 500 m. alrededor.

3.10.5 Área de Influencia Indirecta del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

El área de influencia indirecta es el territorio en el que se manifiestan los impactos ambientales indirectos –o inducidos-, es decir aquellos que ocurren en un sitio diferente a donde se produjo la acción generadora del impacto ambiental, y en un tiempo diferido con relación al momento en que ocurrió la acción provocadora del impacto ambiental.” (CONELEC, 2005).

Para la determinación del área de influencia indirecta, y considerando que el proyecto hidroeléctrico El Tigre es un proyecto que integrará el Sistema Nacional Interconectado, se ha considerado el Área de Influencia Indirecta como un polígono de radio de 2500 metros a partir del sitio de presa y el embalse.

Además se incluirán como parte del área de influencia indirecta a las subcuencas y microcuencas que aportan a este proyecto hidroeléctrico, para lo cual está considerada la microcuencas del río San Dimas, además de las microcuencas involucradas con la subcuenca del río Guayllabamba y los drenajes menores de la misma subcuenca y la microcuenca proveniente de una Quebrada Sin Nombre, que pertenecen a la cuenca del Rio Esmeraldas.

3.10.6 Análisis de Sensibilidad y Riesgos Físicos

La sensibilidad es el grado de vulnerabilidad de una determinada área frente a una acción o proyecto, que conlleva impactos, efectos o riesgos. Para la determinación de la sensibilidad se consideró el medio biótico y el medio socioeconómico.

3.10.6.1 Medio Biótico

- En relación a la sensibilidad biótica, no se registró sitios donde las especies presenten sensibilidad alta, estos tipos de vegetación se los clasifica por:
 - Bosques secundarios se caracterizan por presentar especies pioneras en diferentes estadios de regeneración natural, que han logrado prevalecer luego de la degradación que ha sufrido el bosque natural por la intervención antrópica o por fenómenos naturales. Este tipo de vegetación se presenta junto a las orillas del río Guayllabamba.
 - Los Cultivos son zonas abiertas donde el agricultor, tiempo atrás, degradó el bosque natural mediante procesos de tala creando agrosistemas de cultivos. En el área de influencia del proyecto se observan cultivos de subsistencia y comercio como: plátano, yuca, cacao, palmito, mandarina, naranja, limón, guayaba. Estos cultivos se encuentran cerca de las viviendas y la vía de acceso al proyecto.
 - Los Pastizales son zonas transformadas por la gente asentada en el lugar, en donde se realiza la crianza de ganado. Estos pastizales también se encuentran intercalados con vegetación secundaria y cultivos cerca de las viviendas y vía de acceso.
 - Las plantaciones forestales son zonas que la gente del lugar utiliza para la siembra y explotación de especies de importancia económica como: caña guadua, jacaranda. Este tipo de vegetación se encuentra intercalado con los cultivos, pastizales y vegetación secundaria.
 - Los bosques húmedos del noroccidente del país se han visto afectados por la alta fragmentación de sus hábitats, lo cual ha determinado la sustitución de la cobertura vegetal original por unidades territoriales de monocultivo o agropecuarias. En estas zonas la diversidad ecosistémica es homogénea, que se ha originado por los impactos antrópicos y por ende alberga bajos niveles de diversidad de la fauna. En términos generales las áreas del proyecto propuesto presentan sitios alterados, donde la fauna especialista ha desaparecido dando paso a la ocupación de especies más adaptadas a sitios abiertos –especies generalistas–, las cuales pueden soportar varios niveles de perturbación, llegando al punto de establecerse en los alrededores de las viviendas.

- En el caso del componente acuático, el punto de muestreo (Río San Dimas) se ubica en zona de sensibilidad media, pues los registros del componente acuático son significativos, que indica buenas condiciones tróficas para el desarrollo del componente acuático, el resto de fauna presentan sensibilidad baja.
- El componente social del Estudio de Impacto Ambiental Definitivo del Proyecto Hidroeléctrico Tigre, es requerido como instrumento que facilitará el desarrollo de la construcción, operación y mantenimiento del mismo, que a su vez aportará desde su perspectiva a fortalecer las acciones orientadas al desarrollo sustentable de los Cantones Pedro Vicente Maldonado y Cotacachi.
- En el análisis de sensibilidad social se determinó que el proyecto afectará directamente al turismo comunitario que tiene como punto focal la visita de la cascada del “Salto del Tigre”. Además, en el sitio de implantación de los componentes del proyecto, se determinó que no existen centros poblados, se verán afectados solo aquellos predios donde se conformará el embalse, en los cuales se identificó que no existen viviendas sino solo terrenos dedicados a la agricultura y ganadería.
- En el componente físico del Proyecto Hidroeléctrico El TIGRE, se estableció que el riesgo Sísmico, es considerado moderado; el riesgo volcánico es considerado bajo, el riesgo de inundaciones también es considerado bajo, y respecto al riesgo geotectónico se consideró moderado.
- En el Embalse del río Guayllabamba y de acuerdo al Estudio de Impacto Ambiental Definitivo, tomando como referencia las coordenadas que han sido especificadas, se constata que no existen evidencias culturales en torno a las locaciones prospectadas, y tampoco a lo largo de la zona que cubrirá el embalse, razón por la cual se concluye que la sensibilidad arqueológica es baja en los sitios puntuales de investigación, y que no se afectarán sitios arqueológicos al momento de proceder con la remoción de tierras, o cuando se forme el embalse del proyecto El Tigre.

3.11 Análisis de Mecanismos de Desarrollo Limpio para el Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

Para realizar el Análisis del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre y en base al PDD del proyecto, se utilizará la metodología acorde al Protocolo de Kioto que es la ACM0002 “Metodología consolidada de línea base para la generación de electricidad conectada a

la red a partir de fuentes renovables”, las herramientas para cumplir con esta metodología son:

- ”Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico.
- "Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad.

Y es aplicable a proyectos de generación de energía por fuentes renovables conectadas a la red que:

- a) Consideran la instalación de nuevas plantas de energía en sitios donde ninguna planta de generación renovable fue operada antes de la implementación de la actividad de proyecto (planta greenfield);
- b) Involucran la adición de capacidad;
- c) Involucran la rehabilitación de una(s) planta(s) existente(s); o
- d) involucran el reemplazo de una(s) planta(s) existente(s).

Revisando la aplicabilidad de la metodología, y en vista de que la actividad del proyecto corresponde a la instalación de una nueva planta de energía en un sitio donde ninguna planta de energía renovable había sido operada, esta cumple con la condición a), por lo cual la metodología ACM0002 fue considerada como la más apropiada, pero la metodología es aplicable siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

TABLA N° 9 ADICIONALIDAD

Condiciones de aplicabilidad	Cumplimiento de condiciones
La actividad de proyecto es la instalación, adición de capacidad, rehabilitación o reemplazo de una central/unidad de energía de uno de los siguientes tipos: central/unidad de energía hidroeléctrica (de filo de agua o con reservorio), central/unidad de energía eólica, central/unidad de energía geotérmica,	La actividad de proyecto considera la instalación de una nueva central hidroeléctrica con reservorio de 80 MW de capacidad nominal conectada al SNI.

<p>central/unidad de energía solar, central/unidad basada en mareas y central /unidad basada en olas.</p>	
<p>En el caso de adiciones de capacidad, rehabilitación, o reemplazos (excepto eólica, solar, mareas y olas): la central existente comenzó operación comercial al menos 5 años antes de la fecha de inicio del proyecto usado para el cálculo de la línea de base de emisiones y ningún aumento de capacidad o mejoramiento de la central se ha desarrollado entre el inicio de este periodo y la implementación de la actividad de proyecto.</p>	<p>Esta condición no aplica a la actividad de proyecto, ya que esta no considera la adición de capacidad, rehabilitación o reemplazo de una central existente.</p>
<p>En el caso de centrales hidroeléctricas, se debe cumplir una de las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La actividad del proyecto es implementada en un solo reservorio existente o en múltiples reservorios existentes, sin cambios en el volumen de cualquiera de los reservorios, o • La actividad de proyecto es implementada en un solo reservorio existente o en múltiples reservorios existentes, donde el volumen de cualquiera de los reservorios es incrementado y la densidad de potencia de cada reservorio, es mayor que 4 W/m^2, o • La actividad de proyecto resulta en un reservorio nuevo o en múltiples reservorios nuevos y la densidad de potencia de cada reservorio es mayor que 4 W/m^2. 	<p>La actividad del proyecto resulta en la construcción de un nuevo reservorio, cuya densidad de potencia es de 132 W/m^2.</p>
<p>Las actividades del proyecto no implica el cambio de combustibles fósiles a fuentes de energía renovables en el lugar de la actividad de proyecto, ya que en este caso la línea base puede ser el uso continuado de combustibles</p>	<p>La actividad del proyecto no implica el cambio de combustibles fósiles a fuentes de energía renovables, ya que donde se construirá el PH el Tigre no existe ninguna otra central</p>

fósiles en el lugar del proyecto.	hidroeléctrica.
La central eléctrica no consume biomasa.	La actividad del proyecto es una central hidroeléctrica de filo de agua. No es parte del proyecto la instalación de una central de energía de biomasa.
La central hidroeléctrica no resulta en la creación de un nuevo reservorio simple o en un incremento de un solo reservorio existente, cuya densidad de potencia de la central es menor que 4 W/m ² .	La actividad del proyecto resulta en la construcción de un nuevo reservorio, cuya densidad de potencia es de 132 W/m ² .

Fuente: formato de diseño del documento del proyecto
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.11.1 Fuentes y Gases que se encuentran en los Límites del Proyecto.

Los límites del proyecto deben ser evaluados en términos de las fuentes de emisiones y su extensión geográfica. En el límite del proyecto está la Central Hidroeléctrica el Tigre y todas las demás centrales de energía conectadas físicamente al Sistema Nacional Interconectado. Las fuentes que son consideradas dentro de los límites son:

TABLA N° 10 Fuentes y Gases

	Fuente	Gas	Incluido?	Justificación / explicación
Línea de Base	Emisiones de CO ₂ procedente de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles en las	CO ₂	Si	Principal fuente de emisión. En la línea de base, las emisiones de CO ₂ se deben a la operación de centrales de energía que queman combustibles fósiles y están conectadas a la red.

	centrales de energía	CH ₄	No	Fuente de emisión menor. Las fuentes de metano ²⁸ pueden ser naturales o producto de actividades humanas, las 3 principales fuentes son: Combustible fósil (Carbón, petróleo y gas), vertederos agrícola (estiércol)
		N ₂ O	No	Fuente de emisión menor. El óxido nitrógeno es causado por 3 factores: Fertilización artificial de la tierra, fuentes fijas y móviles de combustión de materiales de origen fósil y Estiércol.
	Para centrales hidroeléctricas, emisiones de CH ₄ procedente del reservorio.	CO ₂	No	Fuente de emisión menor
		CH ₄	No	Como la densidad de potencia de la actividad de proyecto es mayor a 10 W/m ² , las emisiones de CH ₄ son despreciables.
		N ₂ O	No	Fuente de emisión menor

Fuente: formato de diseño del documento del proyecto
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

3.11.2 Descripción del Escenario de Línea Base

De acuerdo a la metodología ACM0002, si la actividad de proyecto es la instalación de una nueva central o unidad de generación de energía renovable conectada a la red, el escenario de línea de base corresponde a:

"La electricidad entregada a la red por la actividad de proyecto hubiera sido generada por la operación de centrales de energía conectadas a la red y por adiciones de nuevas fuentes de generación, de acuerdo con el cálculo del factor de emisión del margen combinado de sistemas eléctricos, tal como se describe en la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico."

²⁸ Convención Marco del Cambio Climático. Gases de efecto invernadero. <http://www.tuimpacto.org/gases-de-efecto-invernadero.php>

El escenario de línea base identificado corresponde a la continuación de la situación actual de entrega de electricidad al SNI. La energía que hubiera sido generada por la Central Hidroeléctrica El Tigre, sería cubierta por la operación de centrales de energía que están actualmente conectadas a la red y por la adición de nuevas fuentes de generación y/o importación, como se refleja en los cálculos del factor de emisión del margen combinado.

El escenario de línea de base marco regulatorio se basa en el contexto de la Ley del Sector Eléctrico (LRSE, Ley Régimen del Sector Eléctrico), publicado en el Registro Oficial No. 43 del 10 de octubre de 1996. Este es un escenario hipotético ya que el Mandato Constituyente 015 (Mandato Constitucional 015 MC15²⁹), publicado el 23 de julio de 2008 se resolvió después de que el Protocolo de Kyoto comenzó a aplicar (EB22³⁰, Anexo 3, párrafo 7.a), que se clasifica como un E + política³¹, ya que su aplicación da ventajas a los más contaminantes a través de las tecnologías de generación de electricidad menos.

3.11.3 Contexto de la Ley del Sector Eléctrico (LRSE) como Escenario Hipotético

Proyectos de generación de energía aplicadas desde 1996 se rige por la Ley del Sector Eléctrico. LRSE fue creado en respuesta a la necesidad de reformar el sector, en particular con respecto a la participación de los sectores público y privado, y la apertura del sector energético a la competencia. Por lo tanto, trató de dotar al país de un servicio de calidad de alta potencia y fiabilidad, para garantizar el desarrollo económico y social en un marco de competitividad en el mercado de la electricidad, y para promover a las inversiones del sector privado. Durante los primeros años de la ley, se introdujeron reformas para promover la privatización de las empresas eléctricas, pero las reformas más tarde resultó ser infructuosa.

Más tarde, otro proceso, con miras a la transferencia de la administración a las compañías internacionales a través de un sistema de concesión, también fracasó, debido a la incertidumbre política y jurídica, así como consideraciones sobre el tamaño del

²⁹El objetivo de esta regulación es establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

³⁰ Aclaraciones sobre la consideración Nacional y/o políticas sectoriales y circunstancias en el escenarios de línea base.

³¹ Se llama tipo E +, a la política que aumentan las emisiones de GEI

mercado. El modelo adoptado por LRSE e implementado en el año 1999 a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, el mercado mayorista de electricidad), con base en los costos marginales, denota un grave deterioro, ya que económicamente privilegiaba termoeléctrica sobre los generadores hidroeléctricos por lo cual recibían ingresos equivalentes a los costos de equipos de generación ineficiente con combustibles caros, tales como nafta o diesel, en algunos casos entre 20 y 30 centavos de dólar / kWh (precios entre los más caros de América del Sur en 1999). De acuerdo a precios internacionales

Debido a la necesidad de satisfacer la demanda nacional de electricidad lo más rápidamente posible, los proyectos más rápidos en menor tiempo de implementación y bajos costos de inversión han sido privilegiados. Esto crea un ambiente que, a pesar de la voluntad política de desarrollar las energías renovables, no promueve el desarrollo de proyectos de energía hidroeléctrica o energías no convencionales renovables. Dada la incertidumbre financiera y el riesgo país alto del Ecuador, los inversores públicos y privados buscan maximizar los ingresos a corto plazo. Por lo tanto, los proyectos con baja intensidad de inversión de capital, tales como proyectos de termoeléctricas, son comercialmente menos riesgosos y por lo tanto más atractivo para los inversores que aquellos con alta intensidad de inversión de capital, tales como los proyectos hidroeléctricos.

Como consecuencia de lo anterior, se han ejecutado principalmente el uso de tecnologías de generación térmica. Entre 2007 (antes de la aplicación del Mandato Constitucional 15, MC15, en 2008) y 2010, la generación térmica en Ecuador aumentó de 5,426,983.33 MWh / año para 7,758,480.06 MWh / año, lo que representa un incremento del 42,9%, mientras que en el mismo período de tiempo que la generación hidroeléctrica disminuyó un 4,6% a partir 8,851,253.33 MWh / año en 2007 a 8,470,084.75 MWh / año en 2010.

3.11.3.1 Argumentos para Demostrar que El Proyecto es Factible en el Marco del Mandato Constitucional 015 es un Tipo de Política E +.

Desde la Ley del Sector Eléctrico (LRSE) dio como resultado las tarifas eléctricas más altas, por otro lado, la Asamblea Constituyente de Ecuador emitió (MC15) Mandato Constitucional N°15 (ver anexo 2). Este mandato establece las pautas mediante la cual el Gobierno pondrá en marcha los cambios necesarios para reformar el sector eléctrico

de Ecuador. Uno de los principales objetivos de esta reforma es la creación de tarifas unificadas. Para llegar a esto, se deben dar varios cambios en la estructura y el funcionamiento del mercado de la electricidad en Ecuador que fueron incluidos en este reglamento.

El cambio más importante desde el punto de vista de la evaluación de la adicionalidad corresponde a la eliminación del concepto de costes marginales. Otro de los objetivos que se persiguen con el (MC15) Mandato Constitucional N°15 está invirtiendo en la expansión del sistema eléctrico por el sector público ecuatoriano, a pesar de las limitaciones económicas del país y su limitada eficacia en la obtención de financiación, la deuda externa en particular. Estas reformas buscan estabilizar la industria, la fijación del precio de la energía mediante contratos a plazo, frenar la especulación y la volatilidad de los precios de la energía generada por los contratos al contado.

El MC15 y sus reglamentos y haciendo énfasis en particular al cálculo de los costos variables de operación, requieren que la TIR de cero, cercano a cero o incluso negativo para proyectos de generación de electricidad. Esto hace que el criterio de la maximización de la rentabilidad financiera de la inversión de los proyectos ya no sea relevante para la selección de proyectos de inversión utilizados tradicionalmente por los inversores. A pesar de esto, MC15 privilegia a los proyectos termoeléctricos más que a los proyectos hidroeléctricos porque los primeros son menos intensivos en inversión. Lógicamente, si el retorno financiero de todos los proyectos es pobre y los recursos de capital son escasos, la decisión racional sólo es invertir en las opciones de generación con los más bajos costos de inversión inicial para maximizar el uso de capital disponible.

Además, el MC15 compensa los mayores costos de operación de las centrales térmicas, sin el reconocimiento del costo de operación más bajo de las plantas hidroeléctricas (generación térmica más caro de operar, pero reciben un precio más alto, mientras que la generación hidroeléctrica cuesta menos, pero recibe un precio más bajo). Por lo tanto, los costos de generación más bajos de la energía hidroeléctrica ya no pueden compensar los mayores costos de inversión de esta tecnología, lo que elimina la ventaja comparativa de la energía hidroeléctrica a través de las centrales termoeléctricas.

El MC15 crea un sistema que favorece la construcción de plantas de generación térmica a través de centrales hidroeléctricas, como la inversión de capital es menor, dando lugar a rendimientos más atractivos del capital. Por otro lado, el sistema de pago se basa en un

fideicomiso y una lista de prioridades, donde queda claramente el orden de pago establecido, y los costos variables de generación hidroeléctrica de propiedad estatal se paga después de la distribución, transmisión, importación de energía, otros tipos de generación (incluyendo la generación termoeléctrica) y variables y los costos de operación y mantenimiento. Esta orden de pago aumenta el riesgo comparativo de hidroeléctrica en comparación con los generadores termoeléctricos.

3.11.4 Análisis de Adicionalidad del Proyecto

Para demostrar que la actividad de proyecto propuesto no corresponde al escenario de línea base, se ha desarrollado el análisis de adicionalidad conforme a lo establecido en la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad”, acorde con lo requerido por la metodología ACM0002. La herramienta de adicionalidad permite evaluar y demostrar la adicionalidad mediante la aplicación de los siguientes pasos:

Paso 1: Identificación de alternativas a la actividad de proyecto consistentes con las leyes y regulaciones actuales:

Sub-paso 1^a Definición de alternativas a la actividad de proyecto:

Conforme al párrafo 105 del Manual de Validación y Verificación, dado que la metodología aplicada establece las condiciones del escenario de línea base, no es necesario el análisis de alternativas diferentes. Considerando la línea base identificada, las alternativas realistas y creíbles para la Central Hidroeléctrica El Tigre corresponden a:

- (a) La actividad de proyecto propuesto llevada a cabo sin ser registrada como una actividad de proyecto MDL.
- (b) Continuación de la situación actual del suministro de electricidad, es decir, suministro de electricidad por las centrales de energía conectadas al SNI (la electricidad entregada a la red por la actividad del proyecto es generada por centrales existentes de energía conectadas a la red y por adiciones de nuevas fuentes de generación e importaciones).

Sub-paso 1b Consistencia con leyes y regulaciones de cumplimiento obligatorio:

Todas las alternativas identificadas en el sub-paso 1a cumplen con las leyes y regulaciones de la República del Ecuador, entre ellas la Ley Orgánica de Empresas Públicas.

Por lo tanto, no existen restricciones legales que podrían impedir la implementación del proyecto de la Central Hidroeléctrica El Tigre, sin los ingresos por la venta de reducciones certificadas de las emisiones (RCEs) (alternativa a) o la continuación de la situación actual (alternativa b).

Paso 2: Análisis de inversión

El análisis de inversión debe determinar si la actividad de proyecto propuesta no es el escenario más atractivo económicamente o financieramente; o si la actividad de proyecto no es factible económicamente o financieramente, sin el ingreso percibido por la venta de CERs.

Sub-paso 2a: Determinar el método de análisis apropiado

De acuerdo a la “Herramienta para la demostración y evaluación de adicionalidad” se puede aplicar una de tres opciones para el análisis de inversión:

- Análisis de costo simple (opción I);
- Análisis de comparación de inversiones (opción II); y,
- Análisis de benchmarking (opción III): Es el proceso continuo de medición de datos sobre productos, servicios y procesos propios con respecto a los competidores que están reconocidos como líderes en aquello que se desee competir y que contribuya a la mejora continua de los resultados para el proyecto.

Con la finalidad de demostrar que la actividad de proyecto propuesto no es económicamente o financieramente factible sin los ingresos de la venta de CERs se utilizará la Opción III: “Análisis de benchmark”.

Sub-paso 2b: Opción III – Aplicación del análisis de bechmark

El indicador que será usado es el retorno sobre el patrimonio (TIR del patrimonio), el cual tiene un benchmark de 17% de acuerdo a la “Guía para evaluar el análisis de inversión”.

Benchmark: Usado en este caso es el valor dado en el apéndice de la “Guía en la evaluación del análisis de inversión”. El valor del benchmark para proyectos

ecuatorianos del grupo 1 (en el que la Central Hidroeléctrica El Tigre está incluido) es 17%.

El valor establecido para el benchmark refleja el alto riesgo crediticio de Ecuador³².

Comparación de la TIR del patrimonio con el benchmark: La TIR del patrimonio es comparada con el benchmark para examinar la viabilidad financiera de la actividad de proyecto.

Sub-paso 2d: Análisis de sensibilidad

El propósito del análisis de sensibilidad es demostrar que el análisis financiero es firme y que las conclusiones son sólidas, incluso frente a cambios en las principales variables de entrada. Las variables incluidas en este análisis son las que constituyen más del 20% del total de costos o ingresos y las que resultan significativas por el desarrollador del proyecto, incluyendo la inversión inicial:

- **Capex, gastos de inversión:** son inversiones de capital que crean beneficios, se lo determina cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir un valor a un activo existente, con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.
- **Opex, gastos operacionales:** es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o proyecto.
- Precio de venta de la electricidad.
- Precio de venta de CERs
- Producción de energía
- Tasa de interés
- Capital compartido

3.12 Mercado de Bonos de Carbono

El mercado de carbono no está definido por un solo tipo de producto, un solo tipo de contrato o un solo sistema de compradores y vendedores. Los productos transados en el mercado de carbono se originan del establecimiento del Protocolo de Kyoto y otras iniciativas paralelas que persiguen reducir o absorber emisiones de GEI.

³² Referencia: Classification Moody's Rating for Bonds.

Existen dos productos principales derivados del MDL: los Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs por sus siglas en inglés) que pueden ser utilizados para cumplimientos dentro del Protocolo de Kyoto o para cumplir con límites de emisiones establecidas bajo el Régimen para el Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS). Las reducciones de emisiones verificadas (VER por sus siglas en inglés) pueden usarse en los mercados voluntarios.

Debido a los mayores riesgos de certificación y posterior expedición las emisiones verificadas (VER) muestra un precio inferior a los CERs, actualmente cercano al 40% por debajo del precio de los CERs. Los proyectos orientados a producir los Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) deben cumplir con un ciclo de proyectos que involucra al menos 10 pasos dentro de su ciclo de proyecto MDL.

Los vendedores de los instrumentos de reducciones de emisiones han sido generalmente los proponentes de un proyecto pero se nota la tendencia a que compradores intermediarios que luego revenden han aparecido en el mercado, actuando en esquemas evolutivos a la oferta unilateral.

Los principales compradores de CERs han sido los fondos multilaterales y unilaterales establecidos por instituciones internacionales, gobiernos o la empresa privada, el precio constituye el valor asignado a las unidades de emisiones reducidas de gases de efecto invernadero (GEI) de un proyecto, siendo actualmente el indicador de este precio el de los EUA dentro del EU ETS, el precio real de un CERs depende de factores tales como: modalidad de pago pactada, tipo de comprador, información disponible.

El marco institucional y técnico que ha sido creado para soportar el desarrollo del mercado basado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) así como el protocolo de Kyoto ha sido clave en este desarrollo de mercado. Hacia el futuro se espera que los esquemas comerciales de mercado sigan evolucionando y que aumenten en cantidad y tamaño.

La tendencia con respecto a la oferta y demanda de CERs se muestra alentadora, en referencia a los precios varios factores crean incertidumbre. Entre ellos están las decisiones planteadas en las políticas de los Estados Unidos con respecto al cambio climático, el grado de desarrollo de los mercados voluntarios nacionales o regionales, y

el resultado de las negociaciones del segundo periodo de cumplimiento (conocido como el post-Kyoto).

A largo plazo, no está claro que mercado pagará mejores precios o si los mercados estarán conectados, lo que indica que se debe observar con cuidado el comportamiento de los mercados dentro y fuera de Kyoto.

La valoración de los riesgos de las operaciones de reducciones de emisiones continua siendo un aspecto crítico para los actores involucrados, siendo este factor de riesgo necesario de considerar en los procesos de análisis de los proyectos en el MDL así como en la transacción de los CERs.

La Tabla 11 presenta información actualizada sobre la composición sectorial de oferta de proyectos en el MDL y sobre la composición de la oferta de proyectos MDL a nivel internacional por tipo de proyecto.

TABLA N° 11 COMPOSICIÓN SECTORIAL DE OFERTA DE PROYECTOS EN EL MDL

TIPO DE PROYECTO	% POR NUMERO DE PROYECTOS	% POR CANTIDAD DE CERs ESPERADOS
Biomasa	23%	7%
Hidro	17%	5%
Eficiencia Energética Industria	12%	6%
Viento	13%	5%
Agricultura	10%	4%
Gas de Rellenos Sanitarios	8%	12%
Cambio Combustibles Fósiles	4%	1%
Biogás ³³	4%	1%
Cemento	3%	2%
HFC ³⁴	2%	40%

³³ El **biogás** es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica

³⁴ Los hidrofluorocarburos (HFC) se emplean principalmente como refrigerantes, disolventes de limpieza y agentes para la fabricación de espumas.

Emisiones Fugitivas ³⁵	1%	4%
Solar	1%	0%
Geotermia	1%	1%
Eficiencia Energética Casas	0%	0%
N2O	1%	12%
Distribución Energía	0%	0%
Eficiencia Energía Servicios	0%	0%
Metano Minas Carbón	0%	0%
Mareas	0%	0%
Transporte	0%	0%
Forestación/ Reforestación	0%	0%
TOTAL	100%	100%
Categorías de sectores		
Reducciones de HFC Y N2O	2%	52%
Reducciones de CH4	22%	22%
Energías Renovables	59%	19%
Eficiencia Energética	13%	6%
Cambio de Combustibles	4%	1%
Forestación/ Reforestación	0%	0%
TOTAL	100%	100%

Fuente: United Nations Framework Convention on Climate Change
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

A nivel internacional es claro que en cuanto a tipos de proyectos, en el sector energía la principal participación proviene de proyectos de biomasa, hidroeléctricos, viento, eficiencia energética en industria y cambio de combustibles fósiles; siendo muy pocos los proyectos que están relacionados a otras fuentes renovables de energía así como eficiencia en otros sectores de uso final de la energía.

En el total de proyectos por categorías de sectores, los proyectos en el sector de energía renovable representan el 59% del total de proyectos y el 19% del total esperado de CERs. Los proyectos de eficiencia energética representan el 13% del total de proyectos y el 6% de la cosecha esperada de reducciones; y los proyectos de cambio de

³⁵ La suma de emisiones provenientes de descargas accidentales, fugas de equipos, pérdidas en la carga de tanques, quema en antorcha, y todas las demás emisiones directas excepto aquellas debidas al uso de combustibles.

combustibles fósiles representan un 4% de los proyectos y un 1% de los CERs esperados.

3.12.1 El Mercado de Carbono Europeo (EU ETS)

El sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea (European Union Emission Trading Scheme, o EU ETS, por sus siglas en inglés) es un sistema de comercio de permisos de emisión creado en el año 2005 con el objetivo de que los países europeos ganen experiencia y se prepararen para cumplir con sus compromisos cuantitativos de reducción de emisiones asumidos en el marco del Protocolo de Kyoto. Este sistema constituye la pieza fundamental de la política climática de la Unión Europea de cara al Protocolo e incluso más allá de él, pues el esquema promete seguir en vigencia luego del 2012, comprometiendo aún mayores esfuerzos de reducción de emisiones (21% o más para el 2020, respecto de los valores de 2005).

El mercado de carbono europeo es el más importante a nivel mundial y el que determina, en gran medida, la demanda y los precios en el resto de los mercados. Los permisos de emisión otorgados en el marco de este esquema son llamados “EUAs” (European Union Allowances).

Los participantes del EU ETS pueden reducir sus emisiones internamente (mediante recambio tecnológico, implementación de prácticas de eficiencia energética, etc.) o acudir al mercado, donde pueden comprar tanto EUAs de otras instalaciones excedentarias, o bien certificados de reducción de emisiones generados por proyectos realizados en países en desarrollo o en Europa del Este. Los certificados provenientes de proyectos de mitigación realizados en países en desarrollo, en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), se llaman “CERs” (Certified Emission Reductions) y los provenientes de países de Europa del Este y generados en el marco del Mecanismo de Implementación Conjunta (MIC) se llaman “ERUs” (Emission Reduction Units).

Las firmas dentro del EU ETS pueden comercializar sus permisos esencialmente de dos maneras: en el mercado spot (a mayor precio), a través de alguna de las plataformas de comercio europeas (como Bluenext o European Climate Exchange) o “over the counter” (OTC), es decir, comprando y vendiendo permisos de manera directa entre dos partes mediante un intermediario financiero (broker).

Existen otra clase de mercados que también incurren en la compra-venta de certificados como:

En el mercado primario: los realizadores de proyectos de mitigación en el mundo en desarrollo venden sus certificados de reducción de emisiones (CERs) (emitidos por el Comité Ejecutivo del MDL) a un comprador del mundo desarrollado, mediante la firma de un “Acuerdo de Compra Venta de Reducción de Emisiones” (ERPA por sus siglas en inglés). Las transacciones se realizan mayormente mediante contratos a futuro, es decir, antes de que los certificados sean efectivamente expedidos. Por tal motivo, los precios de los CERs primarios dependen en gran medida del riesgo específico de cada proyecto.

En el mercado secundario, lo que se comercializa son CERs ya emitidos. Aquí las operaciones tienen lugar entre entidades financieras y no involucran de manera directa a los desarrolladores de proyectos en países en desarrollo. Es decir que una fuerte actividad en el mercado secundario del MDL no implica que efectivamente se estén financiando y ejecutando numerosos proyectos de mitigación en los países en desarrollo, como sí ocurre, en cambio, si se da una fuerte actividad en el mercado primario. Los precios de los CERs secundarios están altamente ligados a la actividad del mercado europeo (EU ETS).

3.13. Análisis Legal para los Mecanismo de Desarrollo Limpio

Mecanismos de Desarrollo limpio: El MDL se encuentra definido en el Artículo 12 del Protocolo de Kioto y tiene como objetivo, por un lado ayudar a los Países que son Parte del Anexo I a cumplir con sus metas de limitación y reducción de emisiones de GEI, y por el otro, ayudar a los Países No Anexo I al logro de un desarrollo sostenible.

De acuerdo a la normativa del MDL, a la Autoridad Nacional MDL (AN-MDL) le compete, entre otros puntos, emitir Cartas de Aprobación de proyectos MDL en el Ecuador. Para el efecto, la AN-MDL adopta los respectivos procedimientos.

La estructura básica de la AN-MDL contempla un Presidente, el Coordinador y el Grupo de Evaluación. La Presidencia la ejerce el/a Ministro/a del Ambiente, quien nombra al Coordinador. El Grupo de Evaluación, se conforma de acuerdo a las particularidades de cada proyecto presentado.

El Ministerio del Ambiente es la Autoridad Nacional Designada por el país ante el Protocolo de Kyoto, para revisar y otorgar la Carta de Aprobación Nacional a los proyectos propuestos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio y Cartas de Respaldo a la Nota Idea de Proyecto dentro del MDL.

3.13.1 Marco Legal Nacional

La Constitución de la República del Ecuador expedida en el año 2008 da origen a una serie de transformaciones de índole política, social, económica y cultural en el área ambiental y de manera específica en el cambio climático.

Su disposición, por una parte responde a los compromisos adquiridos internacionalmente bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNCC) y, por otra consagra principios y derechos novedosos referentes a la naturaleza y la protección del ambiente que tanto a nivel nacional como internacional marcan un gran hito y nuevas responsabilidades³⁶.

El Gobierno Ecuatoriano consciente que el cambio climático es el principal desafío ambiental de este siglo, y que representa una de las mayores amenazas para el proceso de desarrollo y el bienestar humano a mediano y largo plazo, ha señalado como Política de Estado la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, mediante el Decreto Ejecutivo 1815 publicado en el Registro Oficial No. 636 de 17 de julio de 2009.

Este instrumento jurídico señala el Ministerio del Ambiente como la entidad; encargada de la formulación y ejecución de la Estrategia Nacional y el Plan que permita generar e implementar acciones y medidas tendientes a concienciar en el país la importancia de la lucha contra este proceso natural y antropogénico, y que incluya mecanismos de coordinación y articulación interinstitucional en todos los niveles del Estado.

Con el afán de cumplir este mandato la Subsecretaría de Cambio Climático del Ministerio del Ambiente se encuentra ejecutando una serie de programas, proyectos, medidas y actividades, que por un lado reduzcan la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera ,y por otro permita a los grupos vulnerables estar preparados para los posibles efectos del calentamiento global.

³⁶ Extracto Articulado de la Constitución

Para realizar la compra-venta de bonos de carbono CERs, se analizó si la ley de mercado de valores posee alguna regularización para esta comercialización, como resultado describe:

Art. 2.- Concepto de valor.- Para efectos de esta Ley, se considera valor al derecho o conjunto de derechos de contenido esencialmente económico, negociables en el mercado de valores, incluyendo, entre otros, acciones, obligaciones, bonos, cédulas, cuotas de fondos de inversión colectivos, contratos de negociación a futuro o a término, permutas financieras, opciones de compra o venta, valores de contenido crediticio de participación y mixto que provengan de procesos de titularización y otros que determine el Consejo Nacional de Valores.

Cualquier limitación a la libre negociación y circulación de valores no establecida por Ley, no surtirá efectos jurídicos y se tendrá por no escrita.

Y en la codificación de las Resoluciones del Consejo Nacional de Valores establece:

Art. 100.- Obligaciones de las bolsas de valores en relación a la negociación de valores extranjeros.- Para la negociación de valores de deuda pública emitida por estados, entidades de países extranjeros y organismos multilaterales de crédito, además, de las obligaciones señaladas en la Ley de Mercado de Valores y sus normas complementarias, las bolsas de valores deberán:

Contar con los documentos que les permita tener acceso a la información, características de dichos valores como el plazo, la tasa de interés, información histórica de las transacciones de bonos similares en el mercado donde se haya negociado, información sobre el entorno macroeconómico del país que se trate y calificación de riesgo internacional vigente a la fecha.

Las normativas a nivel nacional antes mencionadas, nos facilita la comprensión del manejo de los bonos en el bolsa de valores y la información requerida para tener un control sobre este mercado.

Haciendo referencia al mercado de bonos de carbono (CERs) y tomando en cuenta el Art. 2 del Decreto 1815, publicado en el Registro Oficial N°636, los proyectos de reducción de emisiones potencian un aprovechamiento de las oportunidades que ofrecen mercados internacionales para su comercialización. Para lo cual cabe mencionar que en la plataforma desarrollada por el Banco Interamericano de Desarrollo, señala que, existen fondos de carbono orientados a la inversión que pueden ser aprovechados por: instituciones financieras, agencias gubernamentales, banca de desarrollo o consultores. Los gobiernos, empresas privadas o una combinación de ambos convirtiéndose en inversionistas. El Banco Mundial se destaca como la entidad más grande en términos del número de Fondos administrados ver (Anexo N° 4).

Por la diversidad de proyectos de reducción de emisiones existen entidades adicionales que regulan la comercialización de los CERs que pueden ser:

- Gobiernos nacionales, especialmente de Países Anexo – I;
- Organismo de Crédito a la Exportación (OCE) y otras instituciones financieras en países desarrollados;

- Bancos multilaterales de crédito, como el Banco Mundial;
- Bancos de Desarrollo Regionales, como Banco Inter-Americano de Desarrollo y la Corporación Andina de Fomento (CAF)
- Empresas privadas en países industrializados
- Organismos No Gubernamentales medioambientales
- Organizaciones Filantrópicas o Fundaciones Internacionales

Se determina que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNCC) en lo referente a los bonos de carbono (CERs), aporta al fortalecimiento de las Economías Internacionales y el Medio Ambiente sin contraponerse con la Constitución de la República del Ecuador.

3.13.2 Políticas Internacionales

El Gobierno del Ecuador está desarrollando políticas, estrategias y acciones, tanto para afrontar los impactos que conlleva el cambio climático, como para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero; así mismo reconoce que, para combatir este problema global, es necesario un esfuerzo internacional conjunto, basado en las responsabilidades comunes pero diferenciadas que poseen los países, recalcando que aquellos considerados como desarrollados son los responsables históricos de este problema global.

Tomando en cuenta estos antecedentes, el Ecuador ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático el 23 de febrero de 1993, así como su Protocolo de Kyoto el 13 de enero del 2000; involucrándose en un proceso mundial para enfrentar el cambio climático.

Los Estados Parte, incluidos en el **Anexo I** de la CMNUCC, o llamados “**Países Anexo I**” son aquellos que tienen la obligatoriedad de realizar una reducción de sus emisiones y sobre quienes recae la mayor responsabilidad por las causas del cambio climático. Estos países son: Australia, Austria, Bielorusia, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, República Checa, Dinamarca, Comunidad Económica Europea, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Latvia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Monaco, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, Federación Rusa, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suiza, Suecia, Turquía, Ucrania, Gran Bretaña y Estados Unidos.

Por otro lado, los Estados Parte de la Convención, que no tienen compromisos vinculantes para reducir sus emisiones, son los llamados “**Países No Anexo I**”, entre los que se encuentra el **Ecuador**.

La Conferencia de los Estados Parte (COP, por sus siglas en inglés)

La Conferencia de las Partes es el órgano supremo de la Convención, en la cual, todos los países que son **Partes** toman las decisiones y realizan una revisión regular sobre la implementación de la misma. La COP se reúne una vez al año, generalmente en los últimos meses (noviembre – diciembre).

CAPITULO IV

ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

4.1 Introducción

En el presente capítulo se elabora el análisis financiero (beneficio - costo) del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre, considerando como costo la inversión requerida para la construcción de la obra cuya alternativa fue seleccionada en el estudio de Factibilidad y desarrollada en el estudio de Diseño del proyecto Anexo 3 y como beneficio los ingresos por venta de la energía producida y la venta de bonos de reducción de carbono resultantes, mediante procesos MDL, utilizando un modelo financiero que permitirá visualizar la variación de varios parámetros de rentabilidad en función de escenarios hipotéticos.

4.1.1 Objetivo

Evaluar los costos y lo beneficios del proyecto y determinará, para diferentes escenarios, los parámetros económicos y financieros básicos para definir la rentabilidad del proyecto como son: la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN), la relación beneficio costo (B/C); para el análisis de rentabilidad se considerará el valor presente del proyecto para diferentes tarifas y para 50 años de vida económica.

4.1.2 Alcance

En este capítulo se describe en forma breve la información relacionada con los costos y su evaluación, la producción energética, la metodología y tablas de cálculo utilizadas en el análisis financiero, así como conclusiones y recomendaciones de los resultados del análisis.

4.1.3 Parámetros Económicos y Financieros

4.1.3.1 Valor Actual Neto³⁷

El Valor Actual Neto es la forma mediante la cual se tome el valor presente del número de flujos futuros, que son dados por una inversión. Para posteriormente actualizar los valores mediante una tasa, los mismos que son: Valor Actual de Ingresos (VAI) que se le restara el Valor Actual de Egresos (VAE), y el valor obtenido menos la inversión inicial, es el valor actual neto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t = representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 = es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n = es el número de períodos considerado

k = Interés

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

4.1.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)³⁸

La TIR es el rendimiento futuro esperado de la inversión, según su resultado se puede determinar si es posible reinvertir en el proyecto. También se la puede definir como la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) es igual a cero.

La TIR es indispensable para establecer si un proyecto es rentable, ya que, a mayor TIR, mayor rentabilidad, de esta manera se puede tomar la decisión sobre aceptar o rechazar un proyecto.

³⁷ James C. Van Horne John M. Wachowicz, Jr. Administración Financiera, Ed 11. (2002). Cap. 13, pág. 335.

³⁸ James C. Van Horne John M. Wachowicz, Jr. Administración Financiera, Ed 11. (2002). Cap. 13, pág. 335.

Tasa Interna de Retorno:

$$\text{TIR} = \frac{\sum R_t}{(1 * i)^t} = 0$$

t= el tiempo del flujo de caja

i= la tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar

Rt= el flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t.

4.1.3.3 Análisis Beneficio - Costo³⁹

El análisis beneficio - costo es un instrumento financiero, que consiste en evaluar su rentabilidad, mediante la relación de los beneficios y costos de un proyecto ya sea existente, o uno nuevo.

Para poder obtener el beneficio - costo (B/C), es un resultado que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto

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

Según el análisis beneficio - costo, un proyecto será considerado rentable cuando la relación beneficio - costo es mayor que 1.

$$B/C > 1 \rightarrow \text{el proyecto es rentable}$$

4.1.3.4 Tarifa de Energía Generada

La Regulación No. CONELEC 006/08⁴⁰ señala que el componente de generación (CMG) será establecido por el CONELEC, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por los agentes y el CENACE.

³⁹Economía y Finanzas <http://www.eco-finanzas.com/>

Este componente se calcula como el promedio ponderado, durante el período en estudio, de los costos de energía provenientes de la suma de los costos fijos y costos variables de generación, resultantes de un despacho óptimo donde se considera las unidades o centrales de generación que cuentan con contratos regulados y aquella generación que opera en el mercado de corto plazo.

La tarifa de venta de la energía a nivel de generación de 0,04793 USD por KWh generado.

4.2. Costo de Obras y Equipamiento para la Construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

4.2.1 Costo de las Obras Civiles

Las cantidades principales de obra civil requeridas para la construcción del Proyecto fueron estimadas mediante el uso de un software de modelación en 3D resultante de los estudios de diseño del Proyecto, en el Anexo 5 se muestran ejemplos de su aplicación.

4.2.1.1 Análisis de Precios Unitarios

Una vez obtenidas las principales cantidades de obra civil para la construcción del Proyecto, dentro del Estudio de Diseño se elabora el análisis de los precios unitarios de los conceptos principales como son: hormigones, concreto lanzado, excavaciones, tratamientos y acero de refuerzo. Dichos análisis consideran la maquinaria, mano de obra y equipo necesarios para la planeación y construcción de todo el proyecto así el cronograma general para la construcción de las obras.

Dentro del estudio de diseño del Proyecto hay rubros que sus precios unitarios se obtienen “con precios índice acordes a precios de proyectos similares, mismos que están dentro del rango de los utilizados en mercados nacionales e internacionales para este tipo de proyectos; por lo tanto el resultado de su aplicación a las cantidades de obra estimadas da una buena aproximación al presupuesto directo del proyecto”.

⁴⁰ Plan Maestro de Electrificación. (2012-2020). Evaluación del Costo del Servicio y Tarifas al Consumidor.

La determinación de precios unitarios aplicados a las principales cantidades de obra civil, dan como resultado la obtención del presupuesto requerido para la construcción de Obra Civil del proyecto hidroeléctrico El Tigre.

4.2.2 Costo de Equipamiento Electromecánico e Hidromecánico

4.2.2.1 Equipamiento Electromecánico

En el estudio de Diseño del Proyecto, el costo de inversión del equipamiento electromecánico del proyecto hidroeléctrico, se estimó de acuerdo a costos índices de referencia de otros proyectos similares.

4.2.2.2 Equipamiento Hidromecánico

Para obtener los costos de inversión de los equipos hidrodinámicos, dentro del estudio de Diseño, se estimaron los costos en relación a los pesos de acero de cada equipo como compuertas, incluyendo las partes fijas y mecanismos de operación según su tipo (plana con ruedas, plana sin ruedas, radial, etc.). Para lo cual se emplean ecuaciones estadísticas proporcionadas en los documentos técnicos⁴¹.

4.2.2.3 Línea de Transmisión

El estudio de Diseño del Proyecto considera el costo de la Línea de Transmisión para evacuar la energía desde la subestación del P.H. El Tigre, hasta la subestación del P.H. Tortugo cuya longitud aproximada es de 7 km. De ésta última subestación se entregará la energía al Sistema Nacional Interconectado.

4.2.3 Gastos Sociales y de Manejo Ambiental

Se ha considerado que para los gastos sociales y manejo ambiental en la etapa de construcción, el valor es \$ 3.501.500,00 correspondiente al Estudio de Impacto Ambiental detallado en el programa del plan de manejo ambiental, este costo cubre: el programa de prevención y mitigación de impactos, manejo de residuos, productos peligrosos, rehabilitación y restauración de áreas afectadas y áreas intervenidas-

⁴¹ Design of Hydraulic Gates Water Power & Dam Construcción”, editada por P.C. Erbisti

revegetación, programa de monitoreo, control y seguimiento, seguridad industrial y salud ocupacional, contingencias y riesgos, programa de capacitación y educación ambiental y programa de participación ciudadana y relaciones comunitarias.

4.3. Costo de Inversión para la Construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, el presupuesto de inversión para la construcción del P.H. El Tigre, estimado dentro del estudio de Diseño desarrollado y aprobado por la Empresa Pública HIDROEQUINOCCIO, se distribuye de la siguiente forma:

**TABLA N° 12 INVERSIÓN DIRECTA
PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PH EL TIGRE**

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE (80 MW)

COSTO TOTAL DE INVERSIÓN

MONTO TOTAL DE INVERSIÓN		Valor Total
1. OBRAS CIVILES	(US\$)	105.006.708,00
2.EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO, MECAÁNICO Y ELÉCTRICO	(US\$)	58.261.770,00
3. COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN (1+2)	(US\$)	163.268.478,00
O. GESTIÓN SOCIO-AMBIENTAL (PMA valorado)	(US\$)	3.501.500,00
P. INGENIERÍA, FISCALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN (8% DE COSTO DIRECTO)	(US\$)	13.061.478,24

4. COSTOS INDIRECTOS	(US\$)	16.562.978,24
5. COSTO TOTAL DE CONSTRUCCIÓN (3+4)	(US\$)	179.831.456,24

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

4.3.1 Cronograma de Inversión para la Construcción del Proyecto

En el estudio de Diseño del Proyecto El Tigre se desarrolló el cronograma valorado de inversión para la construcción de las obras e instalación de equipamiento, en este cronograma se determina que en 44 meses se iniciaría la generación de la primera Unidad y en 48 meses de la segunda.

Considerando que a los 48 meses desde el inicio de la construcción del Proyecto El Tigre ya se ha completado la ejecución del Proyecto y se encuentran en operación las dos unidades de generación; para la aplicación de la evaluación financiera se utilizará cuatro años de inversión, de acuerdo al siguiente cronograma valorado:

TABLA N° 13 DESEMBOLSOS DE LA DEUDA

Periodo Construcción del proyecto	EQUITY	DEUDA 1	TOTAL
Desembolso Anual -4 25%	6.743.680	38.214.184	44.957.864
Desembolso Anual -3 20%	5.394.944	30.571.348	35.966.291
Desembolso Anual -2 45%	12.138.623	68.785.532	80.924.155
Desembolso Anual -1 10%	2.697.472	15.285.674	17.983.146
TOTAL 100%	26.974.718	152.856.738	179.831.456

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

4.4. EGRESOS

4.4.1 Costos de Operación y Mantenimiento Anual

De acuerdo al estudio de Diseño del Proyecto en donde principalmente se toma experiencias de proyectos hidroeléctricos similares, para la evaluación los costos de operación y mantenimiento están considerados, para la operación y mantenimiento del Proyecto Hidroeléctrico el valor que asciende a USD 1.608.974 anualmente.

4.4.2 Mantenimiento Mayor cada 20 años

Para el mantenimiento mayor, en el estudio de Diseño del Proyecto, se ha previsto realizarse para la evaluación cada 20 años, considerando el 8% de la inversión total del equipamiento electromecánico e hidromecánico.

4.5. Ingresos

4.5.1 Generación Media Anual

La determinación de la potencia instalada y la generación media anual es uno de los capítulos más importantes dentro del diseño del Proyecto pues este estudio es la base para determinar la factibilidad financiera del proyecto, además que para obtener la energía media se requiere tener desarrollado el estudio hidrológico completo y el diseño de obras y equipamiento mecánico. En la siguiente tabla se muestra el resumen de la generación media mensual esperada:

TABLA N° 14 GENERACIÓN MEDIA ANUAL

Generación media mensual

Mes	2 Unidades (GWh)
Ene	41,24
Feb	43,83

Mes	2 Unidades (GWh)
Mar	50,05
Abr	49,36
May	44,57
Jun	31,94
Jul	24,78
Ago	22,94
Sep	18,23
Oct	22,93
Nov	25,87
Dic	32,44
TOTAL	408,18

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

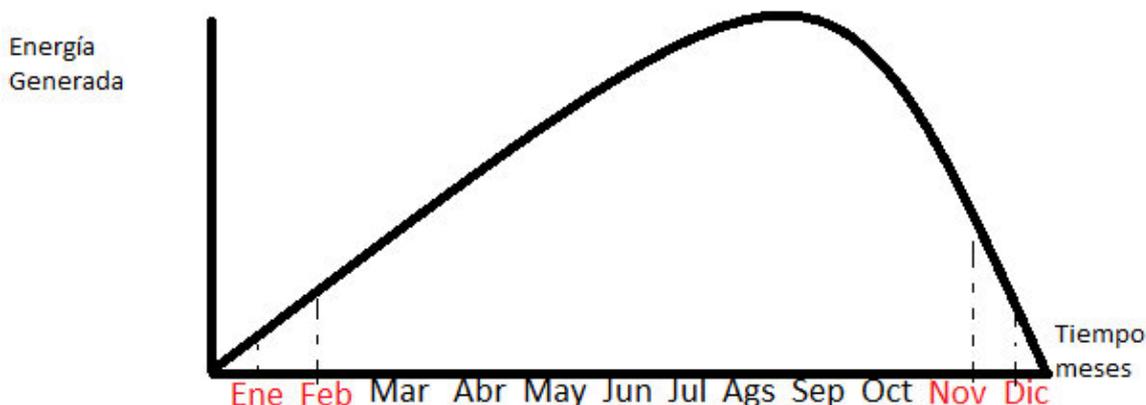
A la generación media anual, de la experiencia en este tipo de centrales, se debe descontar el 0,5 % por consumos propios del proyecto resultando una generación media anual neta de 406.14 GWh, esta cantidad de energía es la base para el cálculo dentro del desarrollo del modelo de evaluación financiera del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre.

4.5.2 Potencia Remunerable

El beneficio por potencia remunerable corresponde al promedio aritmético de las potencias garantizadas durante el período de noviembre a febrero según la Resolución No. 03/04 del CONELEC (ver anexo 6) que en su numeral 2 establece: el cálculo de la potencia remunerable a disposición, la misma que ayuda a cubrir la demanda máxima dentro de los meses enero, febrero, noviembre y diciembre conocidos como meses de estiaje.

Para lo cual según el Estudio de Diseño Definitivo del proyecto la potencia remunerable para El Tigre es de 50.05 MW.

GRÁFICO N° 9 POTENCIA REMUNERABLE



Fuente: CONELEC
Elaborado por: Grace Solano De la Sala

Beneficio Anual Potencia Remunerable = [(50,05 potencia remunerable) * (5,7 USD precio unitario potencia remunerable RESOLUCIÓN 007/10) * (1000 MW)] * 12= USD 3.423.420,00

4.5.3 Ingresos Totales por Venta Bonos de Reducción de Carbono CO₂ (CER'S)

El cálculo por ingresos de la venta de bonos de carbono en el proyecto se hace de acuerdo a la metodología ACM0002 (Versión 13.0.0), presentada por el Panel de cambio climático, en donde de acuerdo al análisis el factor de emisión de 534.8⁴² (ver anexo 16) tCO₂/GWh, y el proyecto tiene una energía de 406.14 GWh por año, las tCO₂ emitidas por el proyecto serían igual:

Toneladas de Co2 emitidas por el proyecto= 406.14GWh X 534.8 tCO₂/GWh= 217,203.67tCO₂.

Y según el dato del precio futuro a ser pagado por tCo₂ evitada por el proyecto, el precio es 2.98 US\$/tCO₂e, y lo que correspondería a los ingresos totales por la venta de bonos de carbono de:

⁴² Convención Macro de las Naciones Unidas. Metodología, Project Design documents form PDD. Factor de emisión. Pag 55

Ingresos Totales Venta de bonos de carbono =217,203.67tCO₂ X
 2.98US\$/tCO₂=647.266,94 US\$

4.5.4 Ingresos Totales por Venta de Energía

El precio de venta de la energía así como el beneficio por potencia remunerable están de acuerdo a lo aprobado por el CONELEC en la Resolución No. 07/10 (ver anexo 7) del 18 de febrero del 2010 y son: remuneración de la potencia para los meses de estiaje es de 5,70 USD/KW-mes y la tarifa de venta de la energía a nivel de generación de 4,793 USD cent/KWh generado, resultando como ingreso anual:

Beneficio Anual Potencia Remunerable	USD	\$ 3.423.420,00
Ingreso anual por venta de energía	USD	\$ 19.466.242,27
INGRESO ANUAL	TOTAL USD	\$ 22.889.662,27

4.5.5 Tarifa Establecida

Para poder establecer la tarifa se toma en consideración los valores explicados anteriormente y la energía generada por el proyecto de 406.14 GWh/año, para lo cual la tarifa sería igual a:

- **Para un escenario pesimista:**
 - Se toma en cuenta el tarifa de venta de energía a nivel de generación de 0.04793 USD por KWh establecido en la Resolución N° 07/10.
- **Para un escenario Normal**
 - Tarifa = $\frac{\text{INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA}}{\text{GENERACIÓN MEDIA ANUAL}}$

$$\frac{\$ 22.889.662,27}{406.140.000,00} = 0,056$$

- **Para un escenario Optimista**

- Se considera la tarifa por potencia remunerable de 5.70 usd cent/kWh, establecida en la Resolución N° 007/10 CONELEC.

4.6. Análisis Financiero del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre

El análisis financiero se realiza para estimar y comparar los principales parámetros en la evaluación financiera de un proyecto como son la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), la relación beneficio costo (B/C) de acuerdo a diferentes escenarios o condiciones financieras.

4.6.1.Principales Supuestos

4.6.1.1 Vida Útil

Se considera una vida útil económica del proyecto de 50 años, a pesar de que existen centrales en Ecuador y en el mundo que llevan 80 años de operación

Con éste periodo se realiza el flujo por mantenimiento, operación y beneficios, es decir, ingresos y egresos.

4.6.1.2 Tasa de Descuento

Es la tasa con la que se descuentan o actualizan los flujos netos de caja proyectados, es la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima que se espera ganar con la inversión, en el caso del Proyecto Hidroeléctrico el Tigre la tasa de descuento que se utilizará en el flujo económico es del 12% (ver anexo 8).

4.6.1.3 Financiamiento

El financiamiento se lo realizará en el 85% de la inversión proviene de un crédito extranjero que debe ser pagado a 15 años con un período de gracia de 4 años y una tasa de interés del 7,05%. Mientras que el 15 % restante del costo del proyecto procederá de recursos propios.

4.7. Resultados del Análisis Económico Financiero

De acuerdo a las condiciones descritas para el análisis y con la información de los costos de inversión y beneficios indicados se realizó el análisis en Excel del que se muestran los cuadros de flujo para cada parámetro económico analizado.

4.7.1 Datos Generales

Los datos considerados para el análisis económico y financiero para el proyecto son los siguientes:

TABLA N° 15 DATOS GENERALES PH EL TIGRE

DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada (KW)	80.000
Potencia Remunerable	50.05
Energía Media (Kw)	406.139,00
CERS (Ton. CO2e)	217.203,67

PRECIOS DE VENTA	AÑO 1 a 15	DESDE 16°
Precio de Energía Firme (US\$/MWh) PESIMISTA	47,93	47,93
Precio de Energía Firme (US\$/MWh) NORMAL	56,00	56,00

Precio de Energía Firme (US\$/MWh) OPTIMISTA	57,00	57,00
Toneladas anuales de CO2 emitidos proyecto (tCO2e/año)	217.203,67	217.203,67
Ingresos por CERS Precio de Ton. CO2e (Hasta el año 2012) US\$/tCO2e promedio (25 años) escenario normal	2,98	2,98

MONTO DE LA INVERSIÓN	
Inversión Total incluyendo DSRF	179.831.456
Inversión Total excluyendo DSRF	179.831.456
Operación y Mantenimiento (*) ANUAL	1.608.974
Período de Construcción (meses)	48

FLUJO DE INVERSIONES	(US\$)
Año 1	44.957.864
Año 2	35.966.291
Año 3	80.924.155
Año 4	17.983.146
FINANCIAMIENTO	(US\$)
Monto del Equity (US\$) recursos propios	26.974.718

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

4.7.2 Indicadores de Rentabilidad

4.7.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

TIR	Precio energía	12%
Escenario Pesimista sin CERs	\$ 4,793	10,75%
Escenario Pesimista	\$ 4,793	13%
Escenario Normal	\$ 5,600	25,89%
Escenario Optimista	\$ 5,700	27,53%

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

Considerando un periodo de vida útil económica de 50 años y un costo de la energía generada de 4.793⁴³ cvsUSD/Kwh para la energía a nivel de generación.

Para que un proyecto sea rentable la Tasa Interna de Retorno debe ser igual o superior a la tasa de descuento del proyecto. Por lo tanto la TIR para el proyecto el Tigre sin CERs no es rentable, pero incrementando los CERs en un escenario pesimista obtenemos una TIR del 13 % valor es superior a la tasa de descuento utilizada.

4.7.2.2 Valor Actual Neto

VAN	Precio energía	
Escenario Pesimista sin CERs	\$ 4,793	-\$ 5.317.387,51
Escenario Pesimista	\$ 4,793	\$ 57.839,79

⁴³ Resolución N° 07/10 CONELEC

Escenario Normal	\$ 5,600	\$ 28.571.133,14
Escenario Optimista	\$ 5,700	\$ 32.104.378,91

Fuente: Modelo Financiero
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

El Valor Actual Neto de una inversión se entiende por la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial, siendo que el proyecto tenga un VAN positivo es rentable y si el VAN es más alto es aún más rentable, por lo tanto en un periodo de vida útil económica de 50 años y la tasa de descuento mayor del 12% y considerando constante el costo de venta de la energía sería 4.793 cvsUSD/Kwh.

Obtenemos que la relación beneficio - costo es de 1,00 y el VAN es de USD \$ 57.839,79 por lo tanto el proyecto es rentable.

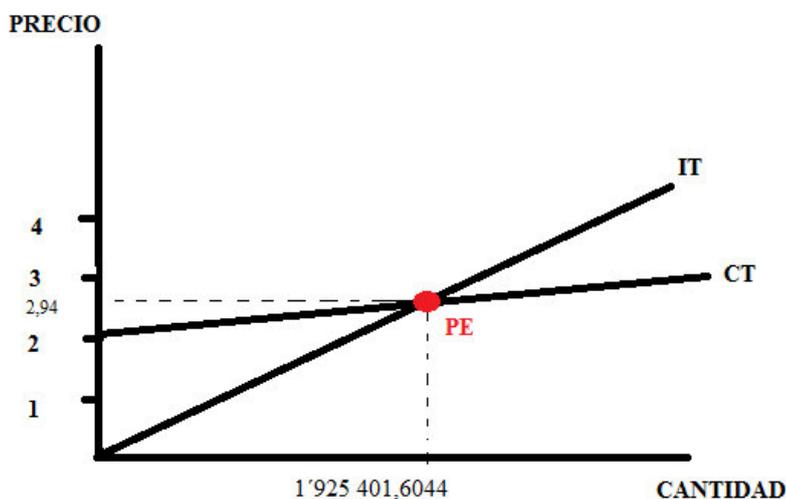
4.8. Punto de Equilibrio

El punto de equilibrio determina el precio mínimo de los bonos de carbono para que el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre no pierda y pueda obtener utilidad de CERs, el punto de equilibrio del precio de CERs es de 2.947 USD (ver anexo N°9) con el cual se deberá comercializar los CERs para no tener pérdidas y poder igualar los ingresos y costos del proyecto.

$$IT = CT$$

$$(IT \text{ venta energía} + IT \text{ venta bonos de carbono}) = CF + CV$$

IMAGEN N° 5 PUNTO DE EQUILIBRIO



Fuente: Contabilidad de Costos
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

4.9. Análisis de Sensibilidad Variando el Costo de Energía

Tomando en cuenta un periodo de vida útil de 50 años y considerando los precios de energía US\$ 4.793, 5.005, 5.700. Y se tomó en cuenta el precio promedio bajo de los CERs de US\$ 2.98. Como resultado se obtendrá 3 clases de escenarios: Normal, Pesimista y Optimista.

4.9.1 Análisis de sensibilidad

La variación del precio del precio de energía incide de manera importante en la rentabilidad del proyecto en virtud de que los precios se lleguen devaluar se analizó tres posibles escenarios los cuales se los detalla en la siguiente tabla N° 21:

TABLA N° 16 SENSIBILIDAD CERS

SENSIBILIDAD					
	Precio energía	Ingresos Netos	TIR	B/C	VAN
Escenario Pesimista sin CERS	\$ 4,793	\$ 1.308.091,72	10,75%	0,9696	-\$ 5.317.387,51
Escenario Pesimista	\$ 4,793	\$ 1.955.358,66	12,69%	1,0003	\$ 57.839,79
Escenario Normal	\$ 5,600	\$ 5.232.900,39	25,89%	1,1636	\$ 28.571.133,14
Escenario Optimista	\$ 5,700	\$ 5.639.039,39	27,53%	1,1838	\$ 32.104.378,91

Fuente: Modelo Financiero

Elaborado por: Grace Solano de la Sala

De acuerdo a la sensibilidad se puede concluir que el aporte de los CERS en el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre es esencial para que este proyecto sea más atractivo. Realizada la comparación si se toma en cuenta un escenario con una tarifa pesimista sin CERS la relación costo beneficio es menor a 1 se obtendría una considerable perdida para el proyecto y su tasa interna de retorno es de 10.75% valor que es menor a la tasa de descuento del 12% utilizada en esta evaluación. Pero si nos mantenemos en el mismo escenario pero le incrementamos el ingreso de los CERS el proyecto se vuelve rentable.

Y tomando en cuenta la tarifa de energía calculada para el Proyecto el Tigre de \$5,6 obtenemos el escenario normal, los indicadores de rentabilidad aumentan pudiendo comparar con la tasa de descuento actual del 12% con la TIR del escenario normal de 25,89%, el proyecto es rentable. Y en el tercer escenario se puede evidenciar que el proyecto es más atractivo, ya que se considera que el precio de la energía mejore mediante las regulaciones del estado y poder así conseguir como resultados mayores y mejores ingresos para el proyecto.

4.9.2 Fluctuaciones Precios de CERS

Para obtener el promedio del precio⁴⁴ de los CERS se recopilaron precios desde noviembre 2012 inicio del estudio que tiene como objeto la “Factibilidad de venta de

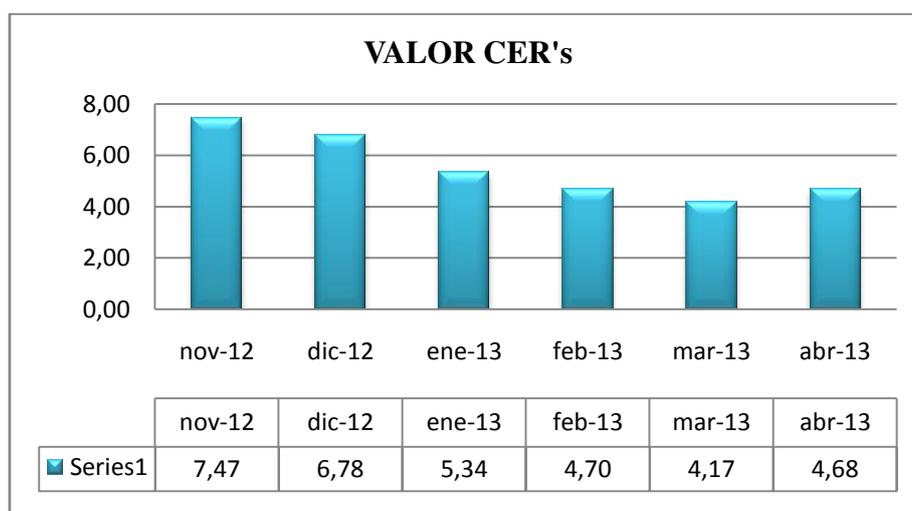
⁴⁴ Emisiones de carbono futuras. <http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

bonos por reducción de carbono a través de generación de energía limpia utilizando MDL (mecanismos de desarrollo limpio) en el Proyecto Hidroeléctrico el Tigre a ser construido por la Empresa HEQ EP del GADPP”, hasta el mes de abril de 2013.

Según el gráfico N° 10 del precio de los CERs se observa que existe un devaluación constante, teniendo como antecedente que según el primero periodo del protocolo de Kioto comprendido desde el 2008 al 2012 se encontraban incluidos los países industrializados y los países en vías de desarrollo, pero el segundo periodo del Protocolo de KIOTO en su decimoctava Conferencia sobre cambio climático ratificó el segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kyoto desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020, pero este proceso denotó un débil compromiso de los países industrializados, tales como Estados Unidos, Rusia, Japón y Canadá, los cuales decidieron no respaldar la prórroga, por tal motivo en el mes de noviembre de 2012 los CERs oscilan un precio de USD 7.47 y en el mes de marzo de 2013 disminuye a USD 4.17 (ver Anexo 15 histórico precios CERs) lo que ocasiona una devaluación de los precios de los certificados de bonos de carbono.

Para los países en vías de desarrollo sería una amenaza que los países industrializados no continúen con el Protocolo de Kioto, ya que no se pudieron cumplir con el objetivo de reducir los Gases de Efecto Invernadero, la rentabilidad de los ingresos por CERs de los proyectos de países en desarrollo disminuirían al igual que la oportunidad de ingresar en el mercado internacional de carbono.

GRÁFICO N° 10 PRECIOS CER'S



Fuente: Emisiones de Carbono Futuros
Elaborado por: Grace Solano de la Sala

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Una vez culminado el análisis financiero se determinó que los CERs implementados en el proyecto Hidroeléctrico El Tigre son fundamentales para que el proyecto obtenga una mejor rentabilidad.

Considerar que al incluir CERs la tasa interna de retorno del proyecto, supera a la tasa de descuento evaluada por lo que la rentabilidad y los ingresos son mayores para el proyecto.

El mercado ideal para los CERs es el europeo, siendo este un camino para ingresar en un mercado Internacional y comercializarlos para obtener réditos económicos para el desarrollo de proyectos.

De acuerdo a la investigación realizada se concluye que los MDL son atractivos para las inversiones verdes ya que reducen los índices de combustibles fósiles y disminuyen el impacto ambiental.

Los proyectos hidroeléctricos promovieron a una disminución de energía importada de un 4.28% a 1.2% que se estima de cierre para este año, lo que evidencia un incremento en la producción de energía Nacional que cubrirá la demanda de energía.

5.2 Recomendaciones

En vista de los beneficios que otorga utilizar Mecanismos de Desarrollo Limpio, el Ecuador debería incrementar su registro de proyectos MDL de energías renovables para la aprobación de la CMNUCC. Los beneficios que otorgan las energías renovables

contribuirían a disminuir la dependencia de las importaciones del petróleo y de otros combustibles fósiles, reducir el impacto ambiental, disminuir las emisiones de CO₂, crear empleo, incrementar la industria tecnológica e impulsar las actividades para la innovación y desarrollo tecnológico que necesita el Ecuador.

El incentivar para que los proyectos hidroeléctricos participen en la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), mejoraría la tecnología y nuevas prácticas de productividad. El Ecuador tendría la oportunidad de participar en el mercado internacional con la comercialización de los bonos de carbono CERs.

La implementación de CERs como Mecanismos de Desarrollo Limpio mejoraría la viabilidad económica de los proyectos; promovería el desarrollo rural, generaría empleo, incrementaría la competitividad en el mercado internacional. La única posible amenaza es la pérdida de interés de inversión por parte de los países desarrollados en proyectos de reducción de emisiones.

Se recomienda la creación de un fondo de carbono en Ecuador que integre políticas que beneficien al país y la aplicación de la misma normativa que motive a las empresas internacionales a invertir en nuestro país.

BIBLIOGRAFÍA

- Estudios de diseño definitivo del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre.
- Estudios de impacto ambiental del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, (2012-2021). Ecuador. Plan Maestro de Electrificación.
- Ricardo Lafferriere, (2008). El Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto. Argentina. Lulu.
- Procedimiento MDL Avalado por el Protocolo de KIOTO para la obtención de bonos de carbono denominados CER's (CarbonEmissionsReduction).
- Oliver Tickell, (2009). Como Gestionar el efecto invernadero global. Barcelona. Icaria
- Portus, L. (1997) Matemática Financiera. 4ta Edición. 445 pág.
- Van Horne, Wachowicz. (2002). Administración Financiera. México. Pearson Educación.
- Fred, D. (2008). Administración Estratégica. México. Décimo Primera Edición Pearson Educación.
- Chiriboga, Hurtado. (2007) Módulo de Investigación Aplicada a Proyectos. 1era Edición. ABYA-YALA. 33
- Merino Luis, R. (2006) Empresa y Energías Renovables. Cap. 4. Fundación Confederal. España. 49
- AUTORIDAD NACIONAL DESIGNADA PARA EL MDL EN ECUADOR (2004):
Memorias del Taller Nacional de Diálogo “Lineamientos para promover la inserción nacional en el emergente mercado del Carbono”. Ministerio del Ambiente de Ecuador/Comité Nacional del Clima de Ecuador CORDELI/UNEP RISO Centre. Quito, Ecuador.

MARY GÓMEZ. CAEMA. (2004). *Presentación sobre “Posibles Estructuras de Inversión MDL”*. Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente, Quito-Ecuador

CAMERON J., BAKER &McKENZIE (2000): *Issues Relating to Legal Environment for Climate ChangeProjects*.London.

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE DE ECUADOR (2003): *Guía para la obtención de cartas de respaldo y aprobación de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio*. Ecuador.

H. CONGRESO NACIONAL. (2004). LEY DE GESTIÓN AMBIENTAL

GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO

William M. Ciesla. *Cambio Climático, bosque y ordenación forestal*. Roma (1996).
Cap. 2 Efecto Invernadero pág. 16.

Comercio Exterior Ecuador. (2011). QUALITYSOFT CIA. LTDA

Banco Internacional de Desarrollo (BID). (2010). *Escenario de Línea Base Metodología MDL de gran escala para Generación y Suministro de Energía a una Red a partir de Fuentes Renovables Metodología para Generación de Energía*.

NationalGeographic. 1996-2013

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Classification Moody's Rating for Bonds.

Market Overview (2004).The Global Hub for Carbon Commerce
<http://www.CO2e.com>

GLOBAL ENVIRONMENT FUND (2004): *Financing for Renewable Energy*. Washing
www.thegef.org

CLIMÁTICO <http://www.ipcc.ch/ipccreports/sres/regional/pdf/amla.pdf>

GRUPO INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. http://ipcc-wg2.gov/SREX/images/uploads/IPCC_SREX_fact_sheet.pdf

NATIONAL GEOGRAPHIC <http://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/calentamiento-global/calentamiento-global-causas>

<http://www.socialcarbon.org/>

<http://www.barchart.com/quotes/futures/CQZ16>

MoodysInvestorsService

Carbono en la atmósfera. www.ciclocarbono.com

Convención Marco del Cambio Climático. Gases de efecto invernadero. www.tuimpacto.org.

<http://www.tuimpacto.org/gases-de-efecto-invernadero.php>

GLOSARIO

Antrópica: Conjunto de procesos de degradación del relieve y del subsuelo causado por la acción del hombre. (También se lo conoce con la denominación de Erosión Antrópica).

Agrosistemas: puede caracterizarse como un ecosistema sometido por el hombre a continuas modificaciones de sus componentes bióticos y abiótico, para la producción de alimentos y fibras.

Antropogénicos: Describe las contaminaciones ambientales en forma de desechos químicos o biológicos como consecuencia de las actividades económicas, tales como la producción de dióxido de carbono por consumo de combustibles fósiles.

Anaerobia: son los organismos anaerobios o anaeróbicos son los que no utilizan oxígeno (O₂) en su metabolismo.

Bagazo: Se denomina bagazo al residuo de materia después de extraído su jugo.

Biogás: es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica.

Caudal: El caudal de un río es fundamental en el dimensionamiento de presas y embalses.

Capex, gastos de inversión: son inversiones de capital que crean beneficios, se lo determina cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir un valor a un activo existente, con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.

CERs: Los bonos de carbono, representan el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono, por lo que, con su transacción se benefician la empresas que disminuyen su emisión, o directamente no los emiten, haciendo pagar, a las que sí emiten más de lo permitido.

Decantación: es un método mecánico de separación de mezclas heterogéneas, estas pueden estar formadas por un líquido y un sólido, o por dos líquidos.

Desertificación: es un proceso de degradación ecológica en el que el suelo fértil y productivo pierde total o parcialmente el potencial de producción.

Desbroce: consiste en la retirada de la totalidad de la cubierta vegetal, compuesta por tierra vegetal, hierba y arbustos, hasta una profundidad superior a la alcanzada por las raíces

Dióxido de carbono (CO₂): se origina por quema de combustibles fósiles y de biomasa, incendios forestales.

Estudio de Impacto Ambiental (EIA): Es el procedimiento técnico-administrativo que sirve para identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá un proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado.

Embalse: es un depósito de agua que se forma de manera artificial

Erosión: es la degradación y el transporte de suelo o roca que producen distintos procesos en la superficie de la Tierra u otros planetas-

Eutrofización: Designa el enriquecimiento en nutrientes de un ecosistema.

Geotectónico: Relativo a la forma disposición y estructura de las rocas y terrenos que constituyen la corteza terrestre.

Gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O): se da por cultivo de arroz, producción pecuaria, residuos sólidos urbanos, emisiones fugitivas, etc.;

Gases de Efecto Invernadero (GEI): gases de invernadero a los gases cuya presencia en la atmósfera contribuye al efecto invernadero.

Hexafluoruro de azufre (SF₆) lo produce los refrigerantes industriales, transformadores en redes de distribución eléctrica, producción de aluminio, magnesio y otros metales, producción y uso de halocarbonos.

Hidrofluorocarbonos (HFC) se origina por refrigeración, extinguidores, petroquímica, solventes en producción de espumas, aerosoles, producción y uso de halocarbonos.

Hidrofluorocarburos: (HFC) se emplean principalmente como refrigerantes, disolventes de limpieza y agentes para la fabricación de espumas.

Invernadero: El efecto invernadero es un fenómeno por el cual ciertos gases retienen parte de la energía emitida por el suelo tras haber sido calentado por la radiación solar.

Lixiviados: es el líquido resultante de un proceso de percolación de un fluido a través de un sólido. El lixiviado generalmente arrastra gran cantidad de los compuestos presentes en el sólido que atraviesa.

Macrobentónicos: un grupo de comunidades del mar.

Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL): es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto que permite a los gobiernos de los países industrializados y a las empresas suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de

desarrollo como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (RCE) a menores costos que en sus mercados.

Microcuenca: Son los afluentes a los ríos secundarios, entiéndase por caños, quebradas, riachuelos que desembocan y alimentan a los ríos secundarios.

Mitigar: El propósito de la mitigación es la reducción de la vulnerabilidad, es decir la atenuación de los daños potenciales sobre la vida y los bienes causados por un evento

Mitigación: Se denomina así al conjunto de procedimientos a través de los cuales se busca bajar a niveles no tóxicos y/o aislar sustancias contaminantes en un ambiente dado.

NAME: Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias, se refiere al nivel de agua más alto que puede alcanzar el embalse bajo cualquier condición.

Opex, gastos operacionales: es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o proyecto.

Perfluorocarbonos (PFC) se produce por refrigerantes, producción de aluminio, solventes, aerosoles, producción y uso de halocarbonos.

Potencia nominal

Reservorio: una acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce

Silicato: son el grupo de minerales de mayor abundancia.

Subcuenca: Los afluentes. Son los ríos secundarios que desaguan en el río principal. Cada afluente tiene su respectiva cuenca, denominada sub-cuenca.

Termohalina: Circulación a gran escala impulsada por la densidad del agua

Tróficas: describe el proceso de transferencia de sustancias nutritivas a través de las diferentes especies de una comunidad biológica, en el que cada uno se alimenta del precedente y es alimento del siguiente.

ANEXOS

ANEXO 1 PROTOCOLO DE KIOTO (ANEXO A Y B)

Anexo A

Gases de efecto invernadero

Dióxido de carbono (CO₂) Metano (CH₄)

Óxido nitroso (N₂O) Hidrofluorocarbonos (HFC) Perfluorocarbonos (PFC)
Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Sectores/categorías de fuentes

Energía

Quema de combustible

Industrias de energía

Industria manufacturera y construcción Transporte

Otros sectores Otros

Emisiones fugitivas de combustibles Combustibles sólidos

Petróleo y gas natural Otros

Procesos industriales Productos minerales

Industria química Producción de metales Otra producción

Producción de halocarbonos y hexafluoruro de azufre Consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre Otros

Utilización de disolventes y otros productos

Agricultura

Fermentación entérica Aprovechamiento del estiércol Cultivo del arroz

Suelos agrícolas

Quema prescrita de sabanas

Quema en el campo de residuos agrícolas Otros

Desechos

Eliminación de desechos sólidos en la tierra Tratamiento de las aguas residuales

Incineración de desechos

Otros

Anexo B

Parte	Compromiso cuantificado de limitación o reducción de las emisiones (% del nivel del año o período de base)
Alemania	92
Australia	108
Austria	92
Bélgica	92
Bulgaria*	92
Canadá	94
Comunidad Europea	92
Croacia*	95
Dinamarca	92
Eslovaquia*	92
Eslovenia*	92
España	92
Estados Unidos de América	93
Estonia*	92
Federación de Rusia*	100
Finlandia	92
Francia	92
Grecia	92
Hungría*	94
Irlanda	92
Islandia	110
Italia	92
Japón	94
Letonia*	92
Liechtenstein	92
Lituania*	92
Luxemburgo	92
Mónaco	92
Noruega	101
Nueva Zelandia	100
Países Bajos	92
Polonia*	94
Portugal	92
Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte	92
República Checa*	92
Rumania*	92
Suecia	92
Suiza	92
Ucrania*	100

* Países que están en proceso de transición a una economía de mercado.

ANEXO 2 REGULACIÓN No. CONELEC - 006/08

APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando:

Que, con fecha 23 de julio de 2008, la Asamblea Constituyente expidió el Mandato Constituyente No. 15, mediante el cual, se establecen varias disposiciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano;

Que, en el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, se faculta al Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios para que en un plazo de 30 días, se aprueben los nuevos pliegos tarifarios que permitan obtener una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución;

Que, es necesario articular los criterios que se aplicarán para establecer los pliegos tarifarios, con aquellos que se utilizarán para las transacciones de compraventa de potencia y energía entre los diferentes actores del sector eléctrico;

Que, es necesario realizar ajustes al marco jurídico vigente para el sector eléctrico, considerando las directrices establecidas en el Mandato Constituyente No. 15, para lo cual el CONELEC, a través de dicho Mandato, está facultado para emitir las regulaciones que se requieran para su aplicación; y,

En ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, y de los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que permite al CONELEC regular el sector eléctrico y dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, CENACE y clientes del sector eléctrico :

Resuelve:

Emitir la presente Regulación que permitirá aplicar el Mandato Constituyente No. 15, aprobado por la Asamblea Constituyente.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO.

El objetivo de la presente Regulación es establecer los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

2. ALCANCE.

La presente Regulación establece como alcance lo siguiente:

- a. Definir nuevas reglas comerciales para el funcionamiento del mercado.
- b. Establecer los nuevos parámetros regulatorios que se considerarán para el cálculo de las tarifas eléctricas.
- c. Aplicación de los pliegos tarifarios.
- d. Mecanismo de coordinación con el Ministerio de Finanzas.
- e. Proceso de transición

3. REGULACIONES COMPLEMENTARIAS.

Sin perjuicio de lo establecido en la presente Regulación, el CONELEC, en ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, emitirá regulaciones complementarias para la cabal aplicación de dicho Mandato.

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS

4. ESTRUCTURA DE COSTOS.

Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán: precio referencial de generación, costos del sistema de transmisión y costos del sistema de distribución.

5. CÁLCULO DE LA COMPONENTE DE GENERACIÓN

Es el valor que tendrá que pagar un consumidor final para cubrir los costos de la etapa de generación y corresponde al precio promedio ponderado de las compras efectuadas por los distribuidores en contratos regulados con generadores que estén en operación comercial, incluyendo todos los rubros correspondientes a la etapa de generación que no estén contemplados bajo la figura de contratos regulados y los ajustes necesarios por los costos de los servicios complementarios del mercado

La componente de generación será establecida por el CONELEC, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por los agentes y el CENACE.

Para el efecto, se considerarán los criterios establecidos en la presente Regulación para la liquidación comercial de las transacciones (numeral 17).

6. CÁLCULO DEL COSTO DE TRANSMISIÓN.

Para el cálculo de la tarifa de transmisión, que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión se considerará lo siguiente:

- a. Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- b. Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. El Transmisor mantendrá, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión que cubre los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, elaborado por el Transmisor y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

7. CÁLCULO DEL COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN.

Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente:

- a. Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- b. Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. Los distribuidores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión de las Distribuidoras, elaborado por las distribuidoras dentro de su correspondiente plan de expansión y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado asumirá y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

Las distribuidoras presentarán sus costos operativos auditados, para cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale la normativa específica.

8. TARIFA ÚNICA A NIVEL NACIONAL.

En función de lo establecido en el artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, con base a la información de las etapas de generación, transmisión y distribución, el CONELEC procederá a determinar la tarifa única a nivel nacional, para cada tipo de consumo, que deberá ser aplicada por los distribuidores.

Para efectos de este cálculo, se simulará como una única empresa de distribución. Los cargos resultantes de esta simulación se aplicarán en todas las Empresas Distribuidoras,

excepto en aquellas empresas que, a la fecha de expedición del Mandato Constituyente No.15, tengan una tarifa inferior a la tarifa única.

9. DIFERENCIA CON LA TARIFA ÚNICA A NIVEL NACIONAL y DÉFICIT TARIFARIO.

La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos propios); el CONELEC, para este caso, efectuará el cálculo de esta diferencia en forma mensual, conforme la regulación específica que se emita para tal efecto.

Dentro de este cálculo, el CONELEC incluirá todos los subsidios o compensaciones que estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.

El CONELEC, observando lo dispuesto en los Artículos 6 y 11 del Mandato Constituyente No. 15, comunicará anualmente al Ministerio de Finanzas, los valores que, por la aplicación de la tarifa única, ocasionen el déficit de las empresas distribuidoras, a fin de que se lo incluya en el Presupuesto General del Estado del año que corresponde la aplicación tarifaria. Los desembolsos del Ministerio de Finanzas serán en forma mensual, sobre la base del informe que, con igual periodicidad, presente el CONELEC.

10. AUDITORIAS.

Cuando el Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-, lo solicite, los Generadores, el Transmisor y los Distribuidores están obligados a contratar auditorias técnica-económicas independientes para evaluar los costos de cada una de sus componentes. Los informes de tales auditorias serán entregados al CONELEC y a los agentes respectivos.

11. PLAZOS PARA EL CALCULO TARIFARIO Y PERIODO DE VIGENCIA DE LAS TARIFAS.

El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión. Este pliego podrá ser revisado tantas veces cuantas el CONELEC lo considere necesario.

12. COORDINACIÓN CON ENTIDADES DEL GOBIERNO CENTRAL.

El CONELEC, con el apoyo del Ministerio de Electricidad, coordinará con las otras entidades del gobierno central y organismos del sector eléctrico las acciones que sean necesarias para que los desembolsos mensuales del Ministerio de Finanzas sea en forma oportuna, especialmente para evitar falta de liquidez en aquellos generadores termoeléctricos que requieren comprar combustible en forma anticipada.

CAPÍTULO III

FUNCIONAMIENTO DE MERCADO

13. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN Y DESPACHO ECONÓMICO.

El CENACE, para la planificación de la operación del sistema, a largo, mediano y corto plazo, seguirá observando la normativa vigente en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y los Reglamentos relacionados vigentes, aplicando modelos matemáticos aprobados por el CONELEC.

14. MERCADO DE LARGO PLAZO (CONTRATOS).

En el Mercado Eléctrico Mayorista se suscribirán los siguientes contratos:

- a. Contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos, se suscriban entre generadores privados y distribuidores;
- b. Contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores;
- c. Contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y Grandes Consumidores que se encuentren debidamente facultados.

15. CONTRATOS REGULADOS

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores, señalados en los literales a) y b) del numeral anterior tendrán las siguientes características:

- a. Serán liquidados por toda la producción real de energía eléctrica, y serán asignados a todas las empresas distribuidores en proporción a su demanda real medida.
- b. Contemplarán un cargo fijo relacionado con su disponibilidad y un cargo variable en función de su producción. El cargo fijo será liquidado, así no sea despachado por el CENACE, siempre que se mantenga disponible el generador o en los períodos de mantenimiento debidamente autorizados por el CENACE. Los cargos variables serán liquidados de acuerdo a la producción de energía eléctrica medida.
- c. Los contratos tendrán una duración mínima de un año; excepto para los generadores que usen energías renovables no convencionales cuya duración no podrá ser menor a diez años.

Los cargos variables que se fijen en los contratos regulados serán los que el CENACE considere como costos variables de producción para todos los procesos: planificación operativa, despacho y liquidación. Para aquellos generadores que no tengan suscritos contratos regulados, se observará la normativa vigente para la declaración de los costos variables de producción.

El cargo fijo será aprobado por el CONELEC, sobre la base de una anualidad que será determinada en una regulación específica a ser emitida. Este cálculo será auditado a petición del CONELEC.

Los contratos regulados serán liquidados (ex-post) por el Centro Nacional de Control de Energía, para lo cual deberán ser registrados en el CENACE. Los agentes contratantes, al momento del registro, informarán al CENACE los precios de los contratos (cargos fijos y cargos variables).

16. MERCADO DE CORTO PLAZO.

En el mercado de corto plazo o mercado ocasional, se liquidarán la producción de aquellos generadores privados que no tengan contratos regulados suscritos con los distribuidores, de acuerdo a la normativa vigente tanto para energía como para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. De manera similar, las transacciones internacionales de electricidad y la fijación de precios en este mercado, serán determinados conforme a la normativa específica vigente para cada caso.

17. LIQUIDACIÓN COMERCIAL DE LAS TRANSACCIONES.

El CENACE liquidará todas las transacciones comerciales, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del Mercado Eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos regulados de compraventa y la presente regulación, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

La liquidación de servicios complementarios del mercado, serán liquidadas y asignados por el CENACE, observando la normativa vigente, en todo lo que sea aplicable y que no se contraponga a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15.

A efectos de la liquidación de las transacciones comerciales, se observará lo siguiente:

- a. La producción de los generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, será valorada considerando sus costos reales, bajo la modalidad de anualidad de costos fijos más los costos variables de producción que constarán en los contratos regulados. En el caso que estos Generadores tengan contratos vigentes con Grandes Consumidores y reciban pago por Potencia Remunerable, este monto será descontado de la anualidad que deba recibir por costos fijos en los contratos regulados.
- b. La producción de los generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, será distribuido a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan dentro de su área de concesión. Por demanda de energía regulada se entenderá el consumo de energía de los usuarios regulados (no Grandes Consumidores ni Consumos Propios de Auto generadores) de la empresa distribuidora.
- c. La producción de los generadores privados, que suscriban contratos regulados con las empresas distribuidoras, observando las disposiciones de la presente regulación, será asignada a todas las distribuidoras en forma proporcional a la demanda de energía regulada de cada una de ellas.

- d. La producción de los generadores privados, que a la fecha de aprobación de la presente Regulación no hayan suscrito contratos regulados con las empresas distribuidoras, o serán liquidados conforme las reglas comerciales vigentes en el Mercado de Corto Plazo.

- e. Las transferencias provenientes de las transacciones internacionales de electricidad, serán valoradas conforme las reglas comerciales vigentes, hasta tanto los Organismos Reguladores acuerden términos comerciales diferentes a nivel de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Las importaciones serán distribuidas en forma proporcional a la demanda regulada de las empresas distribuidoras.

- f. La producción de los generadores no escindidos y pertenecientes a las empresas de distribución, será asignada a todas las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una ellas. Esta producción será valorada con el precio promedio de los contratos regulados entre los generadores pertenecientes al Estado y las empresas distribuidoras. El promedio se lo hará para cada tipo de generador: hidráulica, térmica - vapor, térmica combustión interna, turbina a gas, etc.

- g. Las pérdidas de energía totales de transmisión, para cada hora, serán el resultado de la suma de las energías netas medidas en las barras de generación, menos la suma de las energías medidas en los puntos de recepción de los Agentes que retiran energía del MEM. Estas pérdidas de energía serán repartidas o asignadas, a efectos de la liquidación, en forma proporcional a los retiros físicos de energía que cada Agente consumidor efectuó en esa hora. El costo de pérdidas de transmisión que corresponde a cada Agente del MEM, será igual a las pérdidas de energía de transmisión asignada al Agente, valorada con el costo del Mercado de Corto Plazo.

18. AUDITORIAS.

Las auditorias o pruebas que realice el CENACE o que soliciten los Agentes o el CONELEC, para verificar parámetros técnicos o comerciales, se harán con sujeción a lo establecido en la Regulación sobre los Procedimientos de Despacho y Operación o la norma que le complemente, modifique o sustituya.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: Jerarquía de la Regulación

Las disposiciones de esta regulación prevalecerán sobre cualquier otra normativa, relacionada con la materia.

SEGUNDA: Normativa complementaria

En aplicación del Artículo 1 del Mandato Constituyente, en la que faculta al CONELEC, sin limitación alguna a establecer los nuevos parámetros específicos que se requieran, se indica que en todo lo demás que no esté expresamente indicado en esta Regulación y que no se oponga a las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y en la presente Regulación, se observará lo dispuesto en la normativa vigente para el sector eléctrico.

TERCERA: La presente Regulación entrará en vigencia a partir de la fecha de su aprobación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Revisión del pliego tarifario

El CONELEC aprobará los nuevos pliegos tarifarios, determinados en base a las disposiciones de la presente Regulación, los mismos que entrarán en vigencia en forma inmediata a partir de la fecha de su aprobación.

SEGUNDA: Mecanismo de transición de mercado hacia la contratación regulada.

El Fondo de Solidaridad, a través de las empresas generadoras y distribuidoras en las cuales el Estado tiene participación suscribirán nuevos contratos, conforme a las disposiciones aquí emitidas en un plazo no mayor a 30 días a partir la fecha de vigencia de la presente Regulación.

TERCERA: Transacciones Internacionales de Electricidad.

Las transacciones internacionales de electricidad se seguirán ejecutando conforme los principios establecidos en la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, en los Acuerdos suscritos por el CONELEC con los restantes Organismos Reguladores, y

en la normativa específica emitida sobre la materia, previo a la aprobación de la presente Regulación.

La energía proveniente de las transacciones internacionales de electricidad, será distribuida a toda las empresas distribuidoras, en forma proporcional a la demanda de energía regulada que abastezcan dentro de su área de concesión. El mismo criterio será utilizado para el cálculo de las respectivas garantías.

Una vez que se cuenten con nuevos acuerdos con los Organismos Reguladores, estos serán incluidos dentro del ordenamiento jurídico del sector eléctrico ecuatoriano.

CUARTA: Procesos técnicos y comerciales del CENACE.

A partir de la aprobación de la presente Regulación, la Corporación CENACE dispondrá de 30 días para realizar las adecuaciones a sus procesos técnicos y comerciales, de forma de cumplir con los criterios establecidos en esta Regulación.

QUINTA: Contratos entre generadores privados y empresas distribuidoras.

El Fondo de Solidaridad, a través de las empresas distribuidoras, modificará los contratos vigentes con aquellos generadores privados que tengan contratos suscritos antes de la fecha de vigencia de esta Regulación, conforme a las disposiciones aquí emitidas. El plazo será no mayor a 30 días a partir de la fecha de vigencia de la presente Regulación.

Cualquier nuevo contrato de compraventa que cualquier generador privado deba suscribir para vender a las distribuidoras deberá ser del tipo de contrato regulado y asignado en forma proporcional a la demanda regulada de las empresas distribuidoras.

SEXTA: Contratos previamente suscritos entre empresas pertenecientes al Estado y empresas privadas.

- a. Los contratos suscritos, antes de la vigencia de la presente Regulación, entre generadores privados y las empresas distribuidoras, se seguirán ejecutando hasta su modificación en cumplimiento de la Disposición Transitoria Quinta. En caso no se

llegue a un acuerdo para su modificación, seguirán ejecutándose durante su período de vigencia pero no podrán ser renovados bajo ninguna circunstancia.

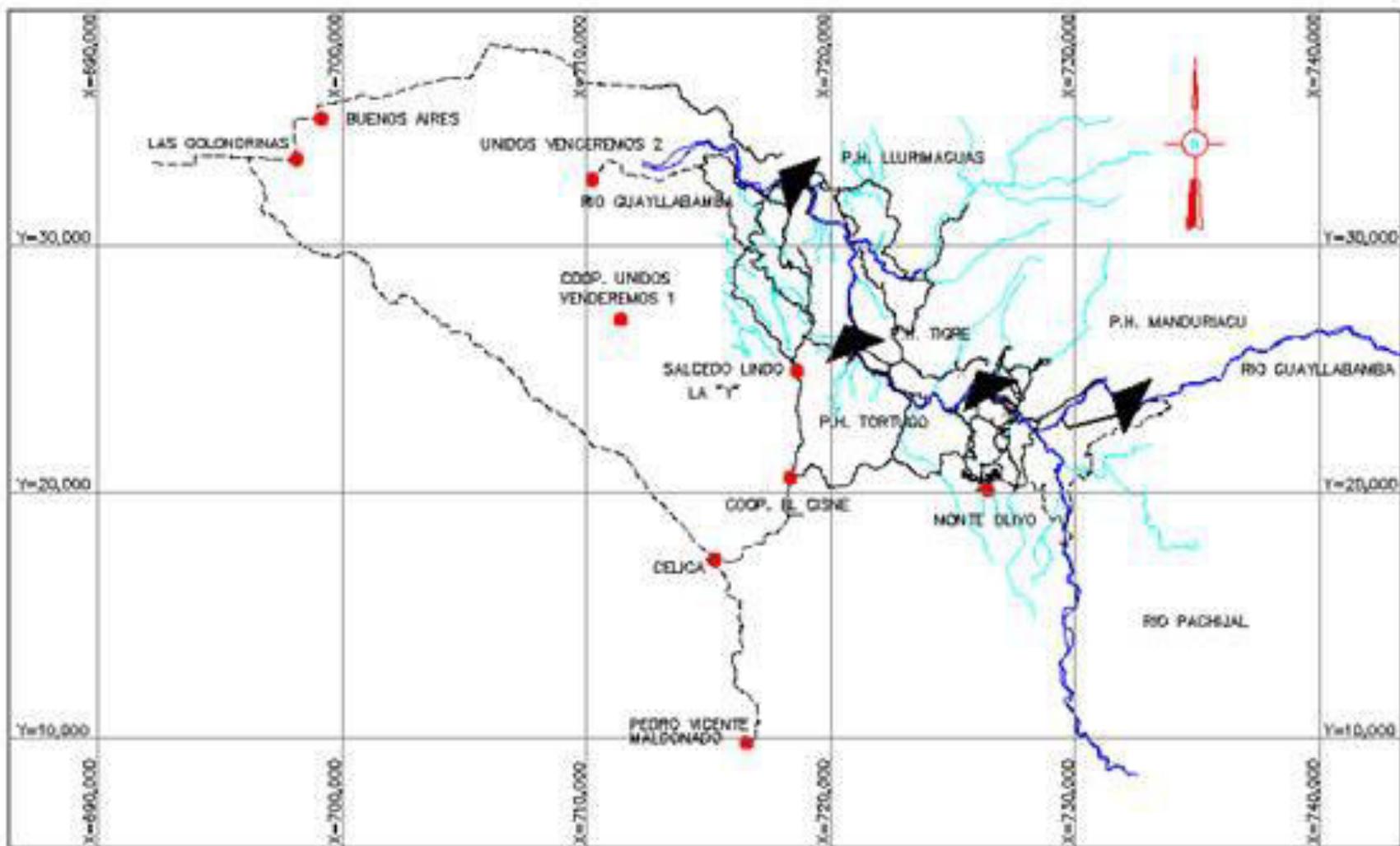
- b. Los contratos suscritos, antes de la vigencia de la presente Regulación, entre generadores pertenecientes al Estado, a través del Fondo de Solidaridad u Organismos de desarrollo regional o local, con grandes consumidores, seguirán ejecutando durante su periodo de vigencia y no podrán ser renovados.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 106/08, en sesión del 12 de agosto de 2008.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde

Secretario General del CONELEC

ANEXO 3 DISEÑO DEL PROYECTO



ANEXO 4 FONDOS DE CARBONO

Fondo	Sitio web
Fondo Alemán del Carbono	www.kfw.de/carbonfund
Fondo Japonés del Carbono	http://www.jbic.go.jp/en/index.html
Programa Latinoamericano del Carbono	www.caf.com
Fondo Prototipo de Carbono (FPC)	www.prototypecarbonfund.org
Fondo Europeo del Carbono	www.europeancarbonfund.org
Fondo Comunitario para el Desarrollo	www.communitycarbonfund.org
Fondo de los Países Bajos para el MDL (NCDF)	www.carbonfinance.org
Fondo Italiano del Carbono	www.carbonfinance.org
Fondo Español del Carbono	www.carbonfinance.org
Fondo Biocarbon	www.biocarbonfund.org
Fondo Danés del Carbono (DCF)	www.carbonfinance.org
Fondo Mexicano del Carbono (FOMECAR)	www.fomecar.com.mx
Fondo Argentino del Carbono (FAC)	http://www.ambiente.gov.ar/?idseccion=111
Fondo Peruano del Carbono (FONAM)	www.fonamperu.org
El Programa Austriaco para IC/MDL	http://www.ji-cdm-austria.at/en/portal/
Agencia Sueca de la Energía	www.stem.se
ICECAP Carbon Portfolio	www.icecapltd.com
Japan Carbon Finance	http://www.jcarbon.co.jp/

ANEXO 5 COSTO DE OBRAS CIVILES

INVERSIÓN DIRECTA PARA LA CONSTRUCCIÓN		
DEL PH EL TIGRE	USD	
		163,268,478
OBRAS CIVILES		105,006,708
TRABAJOS PRELIMINARES		10,045,652
OBRAS DE DESVIÓ		20,709,483
PRESA Y VERTEDEROS		25,153,930
CASA DE MAQUINAS		28,991,143
OBRA DE TOMA		17,848,692
SUBESTACIÓN		2,257,809
EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO	ELECTROMECAÁNICO	E 58,261,770
EQUIPOS HIDROMECAÁNICOS		14,461,770
EQUIPOS MECAÁNICOS		21,000,000
EQUIPOS ELÉCTRICOS		21,050,000
LÍNEA DE TRANSMISIÓN		1,750,000

INVERSIÓN TOTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PH EL TIGRE USD				
CONSTRUCCIÓN DE OBRA CIVIL				105.006.708
EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO	ELECTROMECAÁNICO	E		58.261.770
SUB TOTAL				163.268.478,00
GASTOS SOCIALES Y DE MANEJO AMBIENTAL				3.501.500,00
INGENIERÍA, ADMINISTRACIÓN	FISCALIZACIÓN	Y	8.00%	13.061.478,24
TOTAL USD				179.831.456,24

ANEXO 6 REGULACION No. CONELEC – 003/04

CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, conforme lo prescribe el Artículo 16 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista emitido mediante Decreto Ejecutivo No. 923 y publicado en el Registro Oficial No. 191 de 16 de octubre de 2003, corresponde al CONELEC emitir una regulación que determine el procedimiento de cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición, de manera que el CENACE pueda cumplir con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado.

Que, es necesario disponer de una reserva suficiente para abastecer la demanda eléctrica, manteniendo el parque generador en adecuadas condiciones operativas.

Que, es necesario reconocer una remuneración a los Agentes que tienen sus unidades generadoras disponibles y listas para entrar en operación cuando el sistema las requiera.

Que, es necesario considerar las condiciones reales de abastecimiento de energía para lo cual es conveniente contar con la disponibilidad del parque generador instalado en el país.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE :

Expedir la presente: **Regulación para el Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición**

Objetivo y Alcance

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.

Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición

Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima, misma que corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero.

El monto de la reserva técnica y su asignación serán determinados por el CENACE trimestralmente, conforme las disposiciones que constan en el numeral 2.2 .

2.1 Cálculo de la Potencia Remunerable para la demanda máxima del período.

El cálculo, se efectuará en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre – febrero. El cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre – febrero y las importaciones de energía. Comprende lo siguiente:

- a)** Para las plantas hidroeléctricas existentes y para efectos de este cálculo, se tomará la estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años, para todos los períodos noviembre – febrero. Basándose en ella, se calculará la producción de energía promedio de las plantas, en cada uno de los meses del período noviembre – febrero, producción que considera el efecto de la operación del embalse.

La estadística de producción deberá contener información depurada que refleje las condiciones normales de operación de la planta.

En caso de que la estadística operativa de producción de energía sea inferior a los 10 años, se tomará la estadística operativa existente.

- b)** Para nuevas plantas hidroeléctricas, se tomará en cuenta la estadística hidrológica. Basándose en ella se determinará mediante simulación operativa del sistema, las correspondientes producciones de energía media mensuales del período noviembre – febrero, en la cual estará considerado el efecto de la operación del embalse.
- c)** Con la producción de energía calculada en los literales a) y b), para las plantas hidroeléctricas, en el período noviembre – febrero, se determinará la potencia equivalente dividiendo la producción de energía para el número de horas del período noviembre – febrero. Estas potencias

equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas participarán en la asignación de la Potencia Remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

- d)** En el caso de plantas hidroeléctricas con embalses de regulación de propósito múltiple, u otras plantas con características especiales, cuyas producciones energéticas para el siguiente año no son determinadas por el CENACE, los Agentes entregarán para la aprobación del CENACE, un plan de producción para el período noviembre-febrero. Dicho plan de operación podrá ser calculado mediante la estadística operativa de producción, en forma similar a lo indicado en el literal a). Opcionalmente, los Agentes podrán presentar un plan de producción que garantice el 90% de cumplimiento mensual. La potencia media se determinará dividiendo la producción de energía declarada para el número de horas del período noviembre-febrero. Con esta potencia media, participarán en la asignación de potencia remunerable.

El CENACE podrá solicitar las modificaciones que fueren técnicamente justificables, para proceder a su aprobación. Una vez aprobado este plan, las centrales hidroeléctricas deberán ajustarse al mismo. En el caso de existir desvíos en defecto, al final del período noviembre -febrero, el CENACE reducirá el monto asignado de Potencia Remunerable en la misma magnitud. Este monto asignado reajustado, será aplicado para todo el período octubre – septiembre.

Si el CENACE rechaza el plan de operación, procederá al cálculo de la Potencia Remunerable como se indica en el literal a), así como a los reajustes correspondientes en casos de desvíos en defecto, tal como se indica en el inciso anterior.

- e)** Para las unidades termoeléctricas la potencia media corresponderá al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los Agentes y aprobados por el CENACE, para el período noviembre – febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponderán a los declarados para el mes de septiembre de cada año.
- f)** Las unidades termoeléctricas se agregarán con sus potencias medias, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda máxima del período noviembre - febrero.

- g) Las importaciones de energía serán consideradas por el CENACE de acuerdo a la estadísticas de precios y de capacidad operativa de las importaciones por los enlaces internacionales para el período noviembre - febrero. Esta incorporación es para fines de cobertura de la demanda mas no remunerativos.

Para el caso de nuevos enlaces internacionales se efectuará una estimación de las importaciones en función de precios y transferencias pronosticadas.

En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda máxima del período, se remunerará únicamente la magnitud de la potencia puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el MEM.

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los Generadores asignados para cubrir la demanda, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el siguiente período, octubre-septiembre.

2.2 Cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva Técnica

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo trimestral se lo efectuará, de acuerdo a lo que dispone el Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para los períodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la Reserva Técnica, se la hará de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en el inciso anterior.

Los Generadores asignados para cubrir la Reserva, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante el trimestre correspondiente.

Asignación de la Reserva Adicional de Potencia.

Si en la Programación semanal que realiza el CENACE se determina la necesidad de Reserva Adicional de Potencia y exista exceso de oferta, se efectuará un proceso de

licitación semanal, aplicando un procedimiento preparado por el CENACE y aprobado por el CONELEC. La adjudicación se hará en función de los menores precios ofertados, según los Artículos 17 y 18 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Los generadores asignados para cubrir la Reserva Adicional de Potencia, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante la semana para la que fue asignado.

Indisponibilidad de generación termoeléctrica

- a) Los Generadores Termoeléctricos no recibirán remuneración de potencia, durante los períodos de indisponibilidad de sus unidades, en cualquiera de los siguientes casos:
 - Mantenimientos programados o emergentes.
 - Salidas forzadas
 - Fuerza mayor, caso fortuito u ocasionado por terceros.
 - Falta de combustibles, repuestos, lubricantes u otros insumos.
 - Limitaciones operativas por regulaciones ambientales.
- b) Aquellas unidades termoeléctricas que no pueden operar en un régimen continuo, sea por características técnicas de sus equipos o por limitaciones en el tiempo de operación acumulado, recibirán la remuneración proporcional correspondiente al número máximo de horas de operación declaradas por el Agente.
- c) En caso de indisponibilidad parcial de potencia, no recibirán la remuneración correspondiente al segmento de potencia disminuido.
- d) La potencia media disponible, para cada unidad termoeléctrica, será calculada diariamente con la existencia actual de combustible y el rendimiento de la unidad a potencia efectiva declarado para el mes que transcurre. Para tal efecto, cada día los Generadores Termoeléctricos declararán al CENACE la potencia disponible de la unidad y las existencias de combustible.

Reliquidación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

El promedio de la Potencia Media Puesta a Disposición, durante el período noviembre – febrero, aportada realmente por cada unidad térmica, será la asignación de potencia remunerable que deberá utilizarse para todo el período octubre –

septiembre; por lo tanto, este nuevo valor se lo comparará con la PRPD asignada y se calculará la remuneración que corresponda, procediendo a la reliquidación de cada generador térmico en el período octubre – febrero y que será también el que se considere para el pago del resto del período, marzo a septiembre. La reliquidación será para el mercado interno y no afectará a las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades, por ingreso de unidades que estuvieron indisponibles en el período noviembre-febrero, o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la Potencia Remunerable se procederá de la siguiente manera:

- a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o unidades que estuvieron indisponibles en el período de noviembre-febrero o unidades repotenciadas, en el tercer trimestre del año (julio – septiembre), estas unidades serán consideradas dentro del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, para el siguiente período octubre- septiembre.
- b) Si las nuevas unidades, o unidades que estuvieron indisponibles en el período de noviembre-febrero, o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año: octubre - diciembre, enero – marzo y abril - junio, se las incorporará de la siguiente manera:
 - Se la incluirá para el cálculo de la Potencia Remunerable para la Reserva, en las revisiones trimestrales que efectúa el CENACE, en cumplimiento del Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
 - Si no existe déficit para la cobertura de la demanda y la reserva, se la considerará en los procesos de licitación de la Reserva Adicional de Potencia.

El CENACE determinará las fechas límites de declaración de la disponibilidad de los generadores para cada uno de los períodos mencionados en este numeral.

Los generadores que hayan declarado disponibilidad de un incremento de la capacidad de generación, en cualquiera de los casos arriba descritos, serán considerados en el Despacho Económico para las transacciones de energía desde la fecha de disponibilidad declarada.

Verificación de la Disponibilidad de las unidades generadoras.

Para verificar la disponibilidad, el CENACE podrá solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la Potencia Remunerable, en cualquier momento que lo considere necesario o a petición del CONELEC, o disponer la realización de una Auditoría Técnica. La verificación la efectuará el CENACE, en forma aleatoria a cada planta, por lo menos una vez cada tres meses, para aquellas unidades que no hubieran sido despachadas con frecuencia en este lapso.

Los costos de las pruebas de verificación de la disponibilidad o de la Auditoría Técnica serán a cargo del Generador propietario de la unidad. El Generador, por su parte, recibirá por la energía producida el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

En caso de que la prueba de disponibilidad resultare fallida y la unidad no opere de acuerdo a los requerimientos del CENACE, se descontará al Generador lo percibido por Potencia Remunerable. El descuento se lo hará desde la fecha de la última operación o verificación, lo que ocurra más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida. El descuento, por no pasar la prueba de verificación, en ningún caso podrá ser mayor a la remuneración por Potencia Remunerable correspondiente a tres meses, que reciba el Agente por la unidad que estuvo sometida a dicha verificación. El Agente podrá volver a recibir esta remuneración cuando la unidad concluya satisfactoriamente la siguiente prueba de verificación.

El descuento efectuado al Agente, por no pasar la prueba de verificación, será deducido en la liquidación a la demanda que realiza el CENACE.

Importación de energía

La importación de energía será considerada únicamente en el cálculo de la cobertura de la demanda del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo con los precios promedio de oferta obtenidos de la estadística operativa que disponga el CENACE, o estimaciones de precios para las nuevas interconexiones. Las remuneraciones de las Transacciones Internacionales de Electricidad se sujetan a la normativa específica vigente para dichas transacciones.

Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los procedimientos de aplicación de la presente Regulación para conocimiento de los Agentes, una vez aprobado por el CONELEC, y utilizará la mejor información que tenga disponible.

DISPOSICION TRANSITORIA

El CENACE efectuará el primer cálculo de la Potencia Remunerable, con la metodología indicada en la presente Regulación, para el período octubre 2004 – septiembre 2005.

Para este primer cálculo, los Agentes proporcionarán al CENACE la estadística de producción de energía de cada una de las centrales hidroeléctricas, en el término de una semana. En caso no lo hicieran, el CENACE utilizará la mejor información estadística de producción de energía que tenga disponible.

DISPOSICION FINAL

Esta Regulación reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 005/03, aprobada con Resolución No. 0200/03 de 3 de septiembre de 2003, por lo tanto esta última queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 226/04, en sesión de 20 de octubre de 2004.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

ANEXO 7 RESOLUCIÓN NO. 007/10

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD,

Considerando:

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 11 de la Regulación No. CONELEC – 006/08: APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15, “El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión...”;

Que, con base en lo dispuesto por el Mandato Constituyente No. 15, los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución;

Que, en sesión del día jueves 4 de febrero de 2010 se puso en conocimiento de los Señores Miembros del Directorio los resultados del “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios. Periodo Enero-Diciembre 2010”, remitido por la Dirección de Tarifas con Memorando No. DT-10-020 de 2 de febrero de 2010;

Que, en el Anexo 3 del documento titulado “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios. Periodo Enero-Diciembre 2010”, consta el texto del Pliego Tarifario que tendrá vigencia durante el año 2010;

Que, mediante Memorando No. DE-10-041 de 12 de febrero de 2010, la Dirección Ejecutiva puso en consideración de los Señores Miembros del Directorio la Propuesta de modificación al texto del Pliego Tarifario 2010 considerando lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 242 de 5 de febrero de 2010;

Que, mediante Memorando No. DE-10-042 de 12 de febrero de 2010, la Dirección Ejecutiva puso en consideración de los Señores Miembros del Directorio los resultados del análisis de sensibilidad del costo del servicio eléctrico para dos escenarios:

Escenario 1.- Costo de Generación excluyendo los valores correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, Escenario 2.- Las condiciones del Escenario 1, excluyendo adicionalmente el desembolso 2010 de la deuda de HIDROPASTAZA con el BNDES;

Que, mediante Memorando No. PG-10-0155 de 18 de febrero de 2010, remitido a la Dirección Ejecutiva, la Procuraduría del CONELEC concluye que, del análisis jurídico realizado, los costos correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, la deuda de HIDROPASTAZA S.A., ahora HIDROPASTAZA EP, con el BNDES, no deberían formar parte de los costos

imputables a la generación, sino que deberían ser asumidos directamente por el Ministerio de Finanzas;

RESUELVE

1. Acoger el Escenario 2 del Estudio Tarifario presentado por la Administración, a través de Memorando No. DE-10-042 de 12 de febrero de 2010.
2. Aprobar los costos anuales imputables al servicio de generación para el año 2010, para cada una de las empresas de generación eléctrica de propiedad del Estado, presentados en el Cuadro No. 2 del Escenario 2.
3. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), de 5,70 USD /kW-mes, para el mercado de corto plazo.
4. Aprobar el Costo Medio de Generación vigente en el período enero – diciembre 2010, en un valor de 4,793 USD¢/kWh, cuyo detalle se presenta en el Cuadro No. 3 del Escenario 2.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor, por el valor de 1,61 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, cuyo valor energizado es equivalente a 0,3241 USD¢/kWh, de conformidad con la información entregada por la CELEC - TRANSELECTRIC, que consta en el Cuadro No. 5 del Escenario 2.
6. Aprobar los Costos del Servicio de Distribución y Precios Medios correspondientes a cada una de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, conforme su detalle de cálculo que consta en el estudio y se muestra en el Cuadro No. 27 del Escenario 2, cuyo precio promedio nacional alcanza el valor de 0,0831 USD/kWh.
7. Aprobar los valores que constituyen los Peajes por Potencia en cada etapa funcional de distribución y los Peajes por Energía que corresponden al Reconocimiento por las Pérdidas de Transporte de la energía, presentados en los Cuadros Nos. 20 y 23 del Escenario 2.
8. Conocer el monto estimado de Déficit Tarifario de las Empresas Eléctricas de Distribución para el año 2010, cuyo detalle se muestra en el Cuadro No. 28 del Escenario 2.
9. Conocer el monto estimado de Déficit Operacional en Generación de la CNEL-Regional Sucumbíos y de la Empresa Eléctrica Galápagos S.A. para el año 2010, cuyo detalle se muestra en los Cuadros No. 29 y 30 del Escenario 2.
10. Mantener el procedimiento que se aplica para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de

energía eléctrica, según se recomienda en el numeral 7 del Informe del Análisis de Costos.

11. Aprobar el texto del Pliego Tarifario propuesto por la Dirección Ejecutiva mediante Memorando No. DE-10-041 de 12 de febrero de 2010, antes citado, el mismo que entrará en vigencia a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2010.

12. Aprobar los cargos tarifarios únicos para las empresas eléctricas de distribución del país, excepto para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores del cuadro adjunto al Memorando No. DE-10-041, antes citado.

13. Aprobar los cargos tarifarios para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores de los cuadros adjuntos al Memorando No. DE-10-041, antes citado.

14. Los valores de los cargos tarifarios aprobados en los numerales 12 y 13 serán aplicados a los consumidores en forma inmediata, sobre la base de los procesos de facturación de las empresas eléctricas de distribución.

15. Para la aplicación de lo dispuesto por el Art. No.8 del Decreto Ejecutivo No. 242, se considerará como Pequeños Industriales beneficiarios de la compensación por racionamientos a aquellos que no se acogieron a lo establecido en la Regulación CONELEC No. 006/09: Generación de Emergencia.

16. Solicitar al Gobierno Nacional el cubrimiento de los valores correspondientes al Déficit Tarifario y Déficit Operacional referidos en los numerales 8 y 9, conforme lo dispone el Mandato Constituyente No. 15, así como el reconocimiento del Déficit de Gestión, establecido según el Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico.

17. Solicitar al Gobierno Nacional el cubrimiento de los costos correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, la deuda de HIDROPASTAZA S.A., ahora HIDROPASTAZA EP, con el BNDES, sobre la base de los Decretos Ejecutivos Nos. 124, 206 y 244 de 6 de noviembre de 2009, 5 de enero y 8 de febrero de 2010, respectivamente; así como, el numeral 2.1.12 de la SEGUNDA DISPOSICIÓN TRANSITORIA de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Suplemento del Registro oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009 y el Decreto Ejecutivo No. 219 publicado en el Registro oficial No. 122 de 9 de febrero de 2009.

La presente Resolución, en los términos que anteceden, se aplicará a los consumos y servicios que se realicen a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2010”.

ANEXO 8 TASA DE DESCUENTO

VII. Calculo de la tasa de Descuento - Costo de Capital Propio		
Capital Asset Pricing Model CAPM		
Modelo de Valoración de Activos de Capital		
$E(Rtn) = E(Rtn)_{sin\ riesgo} + B (E(Rtn)_{mkt} - E(Rtn)_{sin\ riesgo})$		
<p>E(Rtn) = Retorno Esperado</p> <p>E(Rtn)_{sin riesgo} = rentabilidad que espera obtener el inversor de un activo sin riesgo</p> <p>E(Rtn)_{mkt} = rentabilidad que el inversor espera obtener si invierte en una cartera de inversiones que refleja la del mercado</p> <p>B = coeficiente que mide la relación entre el riesgo del activo y el riesgo del mercado. (desviación estándar de la rentabilidad del mercado)</p>		
PARAMETROS		
CAPM		
E(Rtn) _{sin riesgo}	4,53%	
E(Rtn) _{mkt}	12,00%	
B =	1,20	
E(Rtn) - Tasa de descuento capital propio	13,49%	Sin Financiamiento

VIII. Calculo de la tasa de Descuento - Costo de Capital Financiado		
Weighted Average Cost of Capital		
Costo Promedio de todas las fuentes de fondos ponderado por el peso relativo de pasivos del proyecto		
$WACC = kE * E/V + kD * (1 - tax) * D/V$		
<p>kE = costo del capital propio, obtenido por el CAPM.</p> <p>kD = costo de la deuda, obtenido del mercado o usando el CAPM</p> <p>(1 - tax) = ahorro impositivo por uso de la deuda</p> <p>E/V = relación objetivo de capital propio a total de financiamiento</p> <p>D/V = relación objetivo de deuda a total de financiamiento</p>		
PARAMETROS		
$WACC = kE * E/V + kD * (1 - tax) * D/V$		
kE	13,49%	
kD	12,00%	
(1 - tax)	1,00	
E/V	15,00%	
D/V	85,00%	
WACC - Tasa de descuento del proyecto financiado	12%	Con Financiamiento
		BANCO CENTRAL DEL ECUADOR TASAS DE INTERES VIGENTES BASICA DEL BANCO CENTRAL PASIVA REFERENCIAL PARA OPERACIONES EN DOLARES ACTIVA REFERENCIAL PARA OPERACIONES EN DOLARES LEGAL(vigente del 1 al 31 de julio de 2006) (*) MAXIMA CONVENCIONAL (vigente del 1 al 31 de julio de 2006) (*) (1)

CALCULO TASA DE DESCUENTO

Betas por Sectores					
Betas Menores a 0,8	Betas de 0,8 a 0,9	Betas de 0,9 a 1.0	Betas de 1.0 a 1.1	Betas de 1,1 a 1,2	Betas mayores a 1.2
Tabacos	Vinos y licores	Ing. Mecánica	Telecomunicaciones	Eléctricas 	Materiales de construcción
Combustibles	Diarios	Metales y minería	Ventas al detalle	Farmacéuticas	Contratista de Construcción
Navieras	Juegos y Juguetes	Motores	Alimento	Equipos de oficina	Electrónica
Astilleros	Químicos	Alimentos	Manufactureras varia	Entretenimientos	Radio
Restaurante	Seguros	papeles	Bancos	Bancos Corporativos	Televisión (Cable)
Productos forestales	Minería	Textiles	Fondos de Inversión	Bienes Raíces	Seguros de vida
	Electricidad	Financieros Varios	Cervecería		Biotecnología
	Atención Médica		Transporte aéreo		Petróleo

ANEXO 9 PUNTO DE EQUILIBRIO

PROYECTO HIDROELECTRICO EL TIGRE

EVALUACION ECONOMICA DEL ACCIONISTA (HEQ 15%, FINANCIAMIENTO 85%) CON CERS ESCENARIO NORMAL

ANUAL	DESEMBOLSOS							INGRESOS			VALORES ACTUALIZADOS				
	INVERSION PROPIA	Operación, Mantenimiento y Administracion	IMPUESTOS	COMISIONES Y GASTOS	DIVIDENDOS DEUDA 1	DIVIDENDOS DEUDA 2	TOTAL	POR VENTAS	POR VENTA DE CERS	NETOS	TOTAL DESEMBOLSOS	INGRESOS POR VENTAS	INGRESOS POR CERS	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
-4	0				\$ 1.414.170,81	\$ 0,00	1.414.171	0	0	-1.414.171	2.225.225	0	0	0	(2.225.225)
-3	0				\$ 3.742.113,52	\$ 0,00	3.742.114	0	0	-3.742.114	5.257.400	0	0	0	(5.257.400)
-2	0				\$ 7.244.905,83	\$ 0,00	7.244.906	0	0	-7.244.906	9.088.010	0	0	0	(9.088.010)
-1	0				\$ 9.964.465,07	\$ 0,00	9.964.465	6.488.747	320.151	3.155.566	11.160.201	7.267.397	320.151	7.691.090	(3.469.111)
1		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	16.212.634	17.380.573	571.698	17.952.272	1.739.638
2		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	14.475.566	15.518.369	510.445	16.028.814	1.553.248
3		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	12.924.613	13.855.687	455.755	14.311.441	1.386.828
4		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	11.539.833	12.371.149	406.924	12.778.073	1.238.240
5		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	10.303.422	11.045.669	363.325	11.408.993	1.105.571
6		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	9.199.484	9.862.204	324.397	10.186.601	987.117
7		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	8.213.825	8.805.539	289.640	9.095.180	881.355
8		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	7.333.772	7.862.089	258.607	8.120.696	786.924
9		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	6.548.011	7.019.722	230.899	7.250.622	702.610
10		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	5.846.439	6.267.609	206.160	6.473.769	627.331
11		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	5.220.034	5.596.079	184.072	5.780.151	560.117
12		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	4.660.745	4.996.500	164.350	5.160.849	500.104
13		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	4.161.379	4.461.160	146.741	4.607.901	446.522
14		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	3.715.517	3.983.179	131.019	4.114.197	398.680
15		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	3.317.426	3.556.410	116.981	3.673.391	355.964
16		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	2.961.988	3.175.366	104.447	3.279.813	317.825
17		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	2.644.632	2.835.148	93.256	2.928.404	283.773
18		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	2.361.278	2.531.382	83.265	2.614.647	253.368
19		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	2.108.284	2.260.163	74.343	2.334.506	226.222
20		3.939.445	0		16.549.177	0	20.488.622	19.466.242	640.302	-382.077	2.123.989	2.083.124	66.378	2.084.380	(39.609)
21		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	1.680.711	1.801.788	59.266	1.861.054	180.343
22		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	1.500.635	1.608.739	52.916	1.661.655	161.020
23		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	1.339.853	1.436.374	47.247	1.483.621	143.768
24		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	1.196.297	1.282.477	42.184	1.324.661	128.364
25		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	1.068.122	1.145.069	37.665	1.182.733	114.611
26		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	953.681	1.022.383	33.629	1.056.012	102.331
27		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	851.501	912.842	30.026	942.868	91.367
28		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	760.268	815.037	26.809	841.846	81.578

29		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	678.811	727.712	23.937	751.648	72.837
30		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	640.302	1.948.394	606.081	649.743	21.372	671.115	65.033
31		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	47.950	580.127	19.082	599.210	551.259
32		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	42.813	517.971	17.038	535.009	492.196
33		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	38.226	462.474	15.212	477.686	439.461
34		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	34.130	412.923	13.582	426.506	392.376
35		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	30.473	368.681	12.127	380.809	350.335
36		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	27.208	329.180	10.828	340.008	312.799
37		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	24.293	293.911	9.668	303.578	279.285
38		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	21.690	262.420	8.632	271.052	249.362
39		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	19.366	234.304	7.707	242.011	222.644
40		3.939.445	0		0	0	3.939.445	19.466.242	640.302	16.167.100	42.336	209.200	6.881	216.081	173.745
41		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	15.439	186.786	6.144	192.929	177.491
42		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	13.785	166.773	5.486	172.258	158.474
43		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	12.308	148.904	4.898	153.802	141.495
44		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	10.989	132.950	4.373	137.323	126.334
45		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	9.812	118.706	3.905	122.610	112.799
46		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	8.760	105.987	3.486	109.473	100.713
47		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	7.822	94.631	3.113	97.744	89.922
48		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	6.984	84.492	2.779	87.271	80.288
49		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	6.235	75.440	2.481	77.921	71.686
50		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	640.302	18.497.571	5.567	67.357	2.216	69.572	64.005
TOTAL	0	85.109.642	0	0	518.840.952	0	603.950.594	979.800.861	32.335.266	408.185.533	174.665.857,193	168.989.898,414	5.637.541	174.665.859	2
RELACION BENEFICIO/COSTO															
1,0000000															
VAN															
\$ 2,0															

durante el periodo de operación		
n	TC02	VATCO2
-1	108.601,84	121.634
1	217.203,67	193.932
2	217.203,67	173.153
3	217.203,67	154.601
4	217.203,67	138.037
5	217.203,67	123.247
6	217.203,67	110.042
7	217.203,67	98.252
8	217.203,67	87.725
9	217.203,67	78.326
10	217.203,67	69.934
11	217.203,67	62.441
12	217.203,67	55.751
13	217.203,67	49.777
14	217.203,67	44.444
15	217.203,67	39.682
16	217.203,67	35.431
17	217.203,67	31.634
18	217.203,67	28.245
19	217.203,67	25.219
20	217.203,67	22.517
21	217.203,67	20.104
22	217.203,67	17.950
23	217.203,67	16.027
24	217.203,67	14.310
25	217.203,67	12.777
26	217.203,67	11.408
27	217.203,67	10.185
28	217.203,67	9.094
29	217.203,67	8.120
30	217.203,67	7.250
31	217.203,67	6.473
32	217.203,67	5.780
33	217.203,67	5.160
34	217.203,67	4.607
35	217.203,67	4.114
36	217.203,67	3.673

37	217.203,67	3.279
38	217.203,67	2.928
39	217.203,67	2.614
40	217.203,67	2.334
41	217.203,67	2.084
42	217.203,67	1.861
43	217.203,67	1.661
44	217.203,67	1.483
45	217.203,67	1.325
46	217.203,67	1.183
47	217.203,67	1.056
48	217.203,67	943
49	217.203,67	842
50	217.203,67	752
		1.925.401,6044

PE

2,94793500000247

ANEXO 10 EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN CERS

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ACCIONISTA (HEQ 15%, FINANCIAMIENTO 85%) SIN CERS ESCENARIO PESIMISTA

ANUAL	DESEMBOLSOS							INGRESOS			VALORES ACTUALIZADOS		
	INVERSIÓN PROPIA	Operación, Mantenimiento y Administración	IMPUESTOS	COMISIONES Y GASTOS	DIVIDENDOS DEUDA 1	DIVIDENDOS DEUDA 2	TOTAL	POR VENTAS	POR VENTA DE CERS	NETOS	INCREMENTO DEL COSTO 0%		
											TOTAL DESEMBOLSOS	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
-4	0				\$ 1.414.170,81	\$ 0,00	1.414.171	0	0	-1.414.171	2.225.225	0	(2.225.225)
-3	0				\$ 3.742.113,52	\$ 0,00	3.742.114	0	0	-3.742.114	5.257.400	0	(5.257.400)
-2	0				\$ 7.244.905,83	\$ 0,00	7.244.906	0	0	-7.244.906	9.088.010	0	(9.088.010)
-1	0				\$ 9.964.465,07	\$ 0,00	9.964.465	6.488.747	0	-3.475.718	11.160.201	7.691.090	(3.469.111)
1		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	16.212.634	17.380.573	1.167.939
2		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	14.475.566	15.518.369	1.042.803
3		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	12.924.613	13.855.687	931.074
4		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	11.539.833	12.371.149	831.316
5		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	10.303.422	11.045.669	742.246
6		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	9.199.484	9.862.204	662.720
7		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	8.213.825	8.805.539	591.714
8		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	7.333.772	7.862.089	528.316
9		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	6.548.011	7.019.722	471.711
10		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	5.846.439	6.267.609	421.171
11		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	5.220.034	5.596.079	376.045
12		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	4.660.745	4.996.500	335.755
13		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	4.161.379	4.461.160	299.781
14		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	3.715.517	3.983.179	267.661
15		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	3.317.426	3.556.410	238.983
16		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	2.961.988	3.175.366	213.378
17		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	2.644.632	2.835.148	190.516
18		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	2.361.278	2.531.382	170.104
19		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	2.108.284	2.260.163	151.878
20		3.939.445	0		16.549.177	0	20.488.622	19.466.242		-1.022.379	2.123.989	2.018.002	(105.987)
21		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	1.680.711	1.801.788	121.076
22		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	1.500.635	1.608.739	108.104
23		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	1.339.853	1.436.374	96.521
24		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	1.196.297	1.282.477	86.180
25		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	1.068.122	1.145.069	76.946
26		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	953.681	1.022.383	68.702
27		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	851.501	912.842	61.341
28		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	760.268	815.037	54.769
29		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	678.811	727.712	48.901
30		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242		1.308.092	606.081	649.743	43.661

31		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	47.950	580.127	532.177	
32		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	42.813	517.971	475.158	
33		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	38.226	462.474	424.248	
34		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	34.130	412.923	378.793	
35		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	30.473	368.681	338.208	
36		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	27.208	329.180	301.972	
37		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	24.293	293.911	269.618	
38		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	21.690	262.420	240.730	
39		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	19.366	234.304	214.937	
40		3.939.445	0		0	0	3.939.445	19.466.242		15.526.797	42.336	209.200	166.863	
41		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	15.439	186.786	171.347	
42		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	13.785	166.773	152.988	
43		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	12.308	148.904	136.597	
44		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	10.989	132.950	121.961	
45		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	9.812	118.706	108.894	
46		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	8.760	105.987	97.227	
47		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	7.822	94.631	86.810	
48		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	6.984	84.492	77.509	
49		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	6.235	75.440	69.204	
50		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242		17.857.268	5.567	67.357	61.789	
TOTAL	0	85.109.642	0	0	518.840.952	0	603.950.594	979.800.861	0	375.850.267	174.665.857	169.348.470	-5.317.388	
													TASA INTERNA DE RETORNO	10,75%
													RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	0,9696
													VAN	-\$ 5.317.387,51

TABLA RESUMEN EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN CERs

	PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO				PERIODO DE OPERACIÓN DEL PROYECTO									
	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)					16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	1.414.171	3.742.114	7.244.906	9.964.465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO					1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	1.414.171	3.742.114	7.244.906	9.964.464	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA					19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242
INGRESOS POR CER'S														
TOTAL INGRESOS	0	0	0	0	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242
FLUJO NETO	-1.414.171	-3.742.114	-7.244.906	-9.964.464	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	3.939.445	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	18.158.151	20.488.622	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151								
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242

INGRESOS POR CER'S														
TOTAL INGRESOS	19.466.242													
FLUJO NETO	1.308.092	-1.022.379	1.308.092	1.308.092	1.308.092									

	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	0	0	0	0	0	0	0	0
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	1.608.974							
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242
INGRESOS POR CER'S														
TOTAL INGRESOS	19.466.242													
FLUJO NETO	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	1.308.092	17.857.268							

	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	3.939.445	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	1.608.974	3.939.445	1.608.974									
INGRESOS VENTA DE	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242

ENERGÍA												
INGRESOS POR CER'S												
TOTAL INGRESOS	19.466.242	19.466.242										
FLUJO NETO	17.857.268	15.526.797	17.857.268	17.857.268								
TASA INTERNA DE RETORNO											9,20%	
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO											0,9696	
VAN											\$ 57.839,79	

ANEXO 11 EVALUACIÓN ECONÓMICA CON CERS ESCENARIO PESIMISTA

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ACCIONISTA (HEQ 15%, FINANCIAMIENTO 85%) CON CERS ESCENARIO PESIMISTA

ANUAL	DESEMBOLSOS							INGRESOS			VALORES ACTUALIZADOS		
	INVERSIÓN PROPIA	Operación, Mantenimiento y Administración	IMPUESTOS	COMISIONES Y GASTOS	DIVIDENDOS DEUDA 1	DIVIDENDOS DEUDA 2	TOTAL	POR VENTAS	POR VENTA DE CERS	NETOS	INCREMENTO DEL COSTO 0%		
											TOTAL DESEMBOLSOS	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
-4	0				\$ 1.414.170,81	\$ 0,00	1.414.171	0	0	-1.414.171	2.225.225	0	(2.225.225)
-3	0				\$ 3.742.113,52	\$ 0,00	3.742.114	0	0	-3.742.114	5.257.400	0	(5.257.400)
-2	0				\$ 7.244.905,83	\$ 0,00	7.244.906	0	0	-7.244.906	9.088.010	0	(9.088.010)
-1	0				\$ 9.964.465,07	\$ 0,00	9.964.465	6.488.747	0	-3.475.718	11.160.201	7.691.090	(3.469.111)
1		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	16.212.634	17.958.490	1.745.856
2		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	14.475.566	16.034.366	1.558.800
3		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	12.924.613	14.316.399	1.391.786
4		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	11.539.833	12.782.499	1.242.666
5		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	10.303.422	11.412.945	1.109.523
6		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	9.199.484	10.190.130	990.646
7		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	8.213.825	9.098.330	884.505
8		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	7.333.772	8.123.509	789.737
9		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	6.548.011	7.253.133	705.122
10		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	5.846.439	6.476.012	629.573
11		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	5.220.034	5.782.153	562.119
12		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	4.660.745	5.162.637	501.892
13		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	4.161.379	4.609.497	448.118
14		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	3.715.517	4.115.622	400.105
15		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	3.317.426	3.674.663	357.237
16		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	2.961.988	3.280.949	318.961
17		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	2.644.632	2.929.419	284.787
18		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	2.361.278	2.615.552	254.274
19		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	2.108.284	2.335.315	227.030
20		3.939.445	0		16.549.177	0	20.488.622	19.466.242	647.267	-375.112	2.123.989	2.085.102	(38.887)
21		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	1.680.711	1.861.699	180.987
22		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	1.500.635	1.662.231	161.596
23		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	1.339.853	1.484.135	144.282
24		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	1.196.297	1.325.120	128.823
25		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	1.068.122	1.183.143	115.021
26		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	953.681	1.056.378	102.697
27		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	851.501	943.194	91.694
28		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	760.268	842.138	81.869
29		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	678.811	751.909	73.098
30		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	19.466.242	647.267	1.955.359	606.081	671.347	65.266

31		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	47.950	599.417	551.467
32		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	42.813	535.194	492.381
33		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	38.226	477.852	439.626
34		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	34.130	426.653	392.523
35		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	30.473	380.940	350.467
36		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	27.208	340.125	312.917
37		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	24.293	303.683	279.390
38		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	21.690	271.146	249.456
39		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	19.366	242.095	222.728
40		3.939.445	0		0	0	3.939.445	19.466.242	647.267	16.174.064	42.336	216.156	173.819
41		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	15.439	192.996	177.558
42		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	13.785	172.318	158.534
43		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	12.308	153.855	141.548
44		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	10.989	137.371	126.382
45		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	9.812	122.653	112.841
46		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	8.760	109.511	100.751
47		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	7.822	97.778	89.956
48		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	6.984	87.302	80.318
49		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	6.235	77.948	71.713
50		1.608.974	0		0	0	1.608.974	19.466.242	647.267	18.504.535	5.567	69.596	64.029
TOTAL	0	85.109.642	0	0	518.840.952	0	603.950.594	979.800.861	32.363.347	408.213.614	174.665.857	174.723.697	57.840
												TASA INTERNA DE RETORNO	13%
												RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	1,000331
												VAN	\$ 57.839,79

TABLA RESUMEN CON CERs ESCENARIO PESIMISTA

	PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO				PERIODO DE OPERACIÓN DEL PROYECTO									
	-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)					16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	1.414.171	3.742.114	7.244.906	9.964.465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO					1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	1.414.171	3.742.114	7.244.906	9.964.464	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA					19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242
INGRESOS POR CER'S					647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267
TOTAL INGRESOS	0	0	0	0	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509	20.113.509
FLUJO NETO	-1.414.171	-3.742.114	-7.244.906	-9.964.464	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	3.939.445	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	18.158.151	20.488.622	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151								
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242

INGRESOS POR CER'S	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267
TOTAL INGRESOS	20.113.509													
FLUJO NETO	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	-375.112	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359

	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	16.549.177	0	0	0	0	0	0	0	0
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	18.158.151	1.608.974							
INGRESOS VENTA DE ENERGÍA	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242
INGRESOS POR CER'S	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267
TOTAL INGRESOS	20.113.509													
FLUJO NETO	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	1.955.359	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535

	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
PAGO DEUDA (INTERESES+CAPITAL)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1.608.974	3.939.445	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974	1.608.974
TOTAL DESEMBOLOS	1.608.974	3.939.445	1.608.974									
INGRESOS VENTA DE	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242	19.466.242

ENERGÍA												
INGRESOS POR CER'S	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267	647.267
TOTAL INGRESOS	20.113.509	20.113.509										
FLUJO NETO	18.504.535	16.174.064	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535	18.504.535
TASA INTERNA DE RETORNO											10,62%	
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO											1,0003	
VAN											\$ 57.839,79	

ANEXO 12 EVALUACIÓN ECONÓMICA CON CERS ESCENARIO NORMAL

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL ACCIONISTA (HEQ 15%, FINANCIAMIENTO 85%) CON CERS ESCENARIO NORMAL

ANUAL	DESEMBOLSOS							INGRESOS			VALORES ACTUALIZADOS		
	INVERSIÓN PROPIA	Operación, Mantenimiento y Administración	IMPUESTOS	COMISIONES Y GASTOS	DIVIDENDOS DEUDA 1	DIVIDENDOS DEUDA 2	TOTAL	POR VENTAS	POR VENTA DE CERS	NETOS	INCREMENTO DEL COSTO 0%		
											TOTAL DESEMBOLSOS	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
-4	0				\$ 1.414.170,81	\$ 0,00	1.414.171	0	0	-1.414.171	2.225.225	0	(2.225.225)
-3	0				\$ 3.742.113,52	\$ 0,00	3.742.114	0	0	-3.742.114	5.257.400	0	(5.257.400)
-2	0				\$ 7.244.905,83	\$ 0,00	7.244.906	0	0	-7.244.906	9.088.010	0	(9.088.010)
-1	0				\$ 9.964.465,07	\$ 0,00	9.964.465	7.581.261	0	-2.383.204	11.160.201	8.986.043	(2.174.158)
1		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	16.212.634	20.884.867	4.672.232
2		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	14.475.566	18.647.203	4.171.636
3		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	12.924.613	16.649.288	3.724.675
4		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	11.539.833	14.865.436	3.325.603
5		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	10.303.422	13.272.710	2.969.288
6		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	9.199.484	11.850.634	2.651.150
7		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	8.213.825	10.580.924	2.367.098
8		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	7.333.772	9.447.253	2.113.481
9		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	6.548.011	8.435.047	1.887.036
10		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	5.846.439	7.531.292	1.684.854
11		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	5.220.034	6.724.368	1.504.334
12		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	4.660.745	6.003.900	1.343.155
13		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	4.161.379	5.360.625	1.199.246
14		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	3.715.517	4.786.272	1.070.755
15		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	3.317.426	4.273.458	956.031
16		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	2.961.988	3.815.587	853.599
17		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	2.644.632	3.406.774	762.142
18		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	2.361.278	3.041.763	680.484
19		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	2.108.284	2.715.860	607.575
20		3.939.445	0		16.549.177	0	20.488.622	22.743.784	647.267	2.902.429	2.123.989	2.424.875	300.885
21		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	1.680.711	2.165.067	484.355
22		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	1.500.635	1.933.095	432.460
23		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	1.339.853	1.725.978	386.125
24		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	1.196.297	1.541.052	344.754
25		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	1.068.122	1.375.939	307.817
26		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	953.681	1.228.517	274.836
27		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	851.501	1.096.890	245.389
28		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	760.268	979.366	219.098
29		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	678.811	874.434	195.623
30		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	22.743.784	647.267	5.232.900	606.081	780.745	174.663
31		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	47.950	697.093	649.143
32		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	42.813	622.405	579.592
33		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	38.226	555.719	517.493

34		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	34.130	496.177	462.047	
35		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	30.473	443.016	412.542	
36		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	27.208	395.550	368.341	
37		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	24.293	353.169	328.876	
38		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	21.690	315.330	293.639	
39		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	19.366	281.544	262.178	
40		3.939.445	0		0	0	3.939.445	22.743.784	647.267	19.451.606	42.336	251.379	209.042	
41		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	15.439	224.445	209.007	
42		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	13.785	200.398	186.613	
43		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	12.308	178.927	166.619	
44		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	10.989	159.756	148.767	
45		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	9.812	142.639	132.828	
46		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	8.760	127.356	118.596	
47		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	7.822	113.711	105.889	
48		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	6.984	101.528	94.544	
49		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	6.235	90.650	84.414	
50		1.608.974	0		0	0	1.608.974	22.743.784	647.267	21.782.077	5.567	80.937	75.370	
TOTAL	0	85.109.642	0	0	518.840.952	0	603.950.594	1.144.770.461	32.363.347	573.183.215	174.665.857	203.236.990	28.571.133	
													TASA INTERNA DE RETORNO	25,89%
													RELACIÓN BENEFICIO/COSTO	1,1636
													VAN	\$ 28.571.133,14

ANEXO 13 EVALUACIÓN ECONÓMICA CON CERS ESCENARIO OPTIMISTA

PROYECTO HIDROELECTRICO EL TIGRE

EVALUACION ECONOMICA DEL ACCIONISTA (HEQ 15%, FINANCIAMIENTO 85%) CON CERS

ANUAL	DESEMBOLSOS							INGRESOS			INCREMENTO DEL COSTO 0%		
	INVERSION PROPIA	Operación, Mantenimiento y Administracion	IMPUESTOS	COMISIONES Y GASTOS	DIVIDENDOS DEUDA 1	DIVIDENDOS DEUDA 2	TOTAL	POR VENTAS	POR VENTA DE CERS	NETOS	VALORES ACTUALIZADOS		
											TOTAL DESEMBOLSOS	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
-4	0				\$ 1.414.170,81	\$ 0,00	1.414.171	0	0	-1.414.171	2.225.225	0	(2.225.225)
-3	0				\$ 3.742.113,52	\$ 0,00	3.742.114	0	0	-3.742.114	5.257.400	0	(5.257.400)
-2	0				\$ 7.244.905,83	\$ 0,00	7.244.906	0	0	-7.244.906	9.088.010	0	(9.088.010)
-1	0				\$ 9.964.465,07	\$ 0,00	9.964.465	7.716.641	0	-2.247.824	11.160.201	9.146.508	(2.013.693)
1		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	16.212.634	21.247.491	5.034.857
2		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	14.475.566	18.970.974	4.495.408
3		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	12.924.613	16.938.370	4.013.757
4		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	11.539.833	15.123.544	3.583.711
5		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	10.303.422	13.503.165	3.199.742
6		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	9.199.484	12.056.397	2.856.913
7		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	8.213.825	10.764.640	2.550.815
8		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	7.333.772	9.611.286	2.277.513
9		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	6.548.011	8.581.505	2.033.494
10		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	5.846.439	7.662.058	1.815.620
11		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	5.220.034	6.841.123	1.621.089
12		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	4.660.745	6.108.146	1.447.401
13		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	4.161.379	5.453.702	1.292.322
14		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	3.715.517	4.869.377	1.153.859
15		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	3.317.426	4.347.658	1.030.231
16		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	2.961.988	3.881.837	919.849
17		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	2.644.632	3.465.926	821.294
18		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	2.361.278	3.094.577	733.298
19		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	2.108.284	2.763.015	654.731
20		3.939.445	0		16.549.177	0	20.488.622	23.149.923	647.267	3.308.568	2.123.989	2.466.978	342.989
21		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	1.680.711	2.202.659	521.947
22		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	1.500.635	1.966.660	466.024
23		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	1.339.853	1.755.946	416.093
24		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	1.196.297	1.567.809	371.512
25		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	1.068.122	1.399.829	331.707
26		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	953.681	1.249.848	296.167
27		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	851.501	1.115.935	264.435
28		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	760.268	996.371	236.102
29		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	678.811	889.617	210.806
30		1.608.974	0		16.549.177	0	18.158.151	23.149.923	647.267	5.639.039	606.081	794.301	188.219
31		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	47.950	709.197	661.247
32		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	42.813	633.212	590.399
33		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	38.226	565.368	527.142

34		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	34.130	504.793	470.663
35		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	30.473	450.708	420.234
36		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	27.208	402.418	375.209
37		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	24.293	359.301	335.008
38		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	21.690	320.805	299.115
39		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	19.366	286.433	267.067
40		3.939.445	0		0	0	3.939.445	23.149.923	647.267	19.857.745	42.336	255.744	213.407
41		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	15.439	228.342	212.904
42		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	13.785	203.877	190.093
43		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	12.308	182.033	169.726
44		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	10.989	162.530	151.541
45		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	9.812	145.116	135.304
46		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	8.760	129.568	120.807
47		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	7.822	115.685	107.864
48		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	6.984	103.291	96.307
49		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	6.235	92.224	85.988
50		1.608.974	0		0	0	1.608.974	23.149.923	647.267	22.188.216	5.567	82.343	76.775
TOTAL	0	85.109.642	0	0	518.840.952	0	603.950.594	1.165.212.791	32.363.347	593.625.544	174.665.857	206.770.236	32.104.379
												TASA INTERNA DE RETORNO	27,53%
												RELACION BENEFICIO/COSTO	1,1838
												VAN	\$ 32.104.378,91

ANEXO 14 FLUJOS DE INVERSIÓN

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE								
FLUJO DE INVERSIONES (US\$)								
DESEMBOLSOS			INVERSIÓN TOTAL (US\$)				INTERESES	ACUMULADO
SEMESTRAL	MESES	(%)	EQUITY	DEUDA 1	DEUDA 2	CAPITAL	INTERCALARIOS (D1)	DEUDA 1
								0
12,50%	1	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	18.130	3.184.515
	2	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	36.261	6.369.031
	3	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	54.391	9.553.546
	4	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	72.522	12.738.061
	5	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	90.652	15.922.577
	6	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	108.782	19.107.092
	TOTAL		3.371.840	19.107.092	0	22.478.932	380.738	
12,50%	7	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	126.913	22.291.608
	8	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	145.043	25.476.123
	9	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	163.174	28.660.638
	10	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	181.304	31.845.154
	11	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	199.434	35.029.669
	12	2,0833%	561.973	3.184.515	0	3.746.489	217.565	38.214.184
	TOTAL		3.371.840	19.107.092	0	22.478.932	1.033.433	
10,00%	13	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	232.069	40.761.797

	14	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	246.573	43.309.409
	15	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	261.078	45.857.021
	16	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	275.582	48.404.634
	17	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	290.086	50.952.246
	18	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	304.591	53.499.858
	TOTAL		2.697.472	15.285.674	0	17.983.146	1.609.979	
10,00%	19	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	319.095	56.047.471
	20	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	333.599	58.595.083
	21	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	348.104	61.142.695
	22	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	362.608	63.690.307
	23	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	377.112	66.237.920
	24	1,6667%	449.579	2.547.612	0	2.997.191	391.617	68.785.532
	TOTAL		2.697.472	15.285.674	0	17.983.146	2.132.134	
22,50%	25	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	424.251	74.517.660
	26	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	456.886	80.249.787
	27	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	489.521	85.981.915
	28	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	522.155	91.714.043
	29	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	554.790	97.446.170
	30	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	587.425	103.178.298
	TOTAL		6.069.312	34.392.766	0	40.462.078	3.035.028	
22,50%	31	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	620.060	108.910.426
	32	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	652.694	114.642.553
	33	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	685.329	120.374.681
	34	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	717.964	126.106.809
	35	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	750.598	131.838.936
	36	3,7500%	1.011.552	5.732.128	0	6.743.680	783.233	137.571.064
	TOTAL		6.069.312	34.392.766	0	40.462.078	4.209.878	

5,00%	37	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	790.485	138.844.870
	38	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	797.737	140.118.676
	39	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	804.990	141.392.482
	40	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	812.242	142.666.289
	41	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	819.494	143.940.095
	42	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	826.746	145.213.901
	TOTAL		1.348.736	7.642.837	0	8.991.573	4.851.694	
5,00%	43	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	833.998	146.487.707
	44	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	841.250	147.761.513
	45	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	848.502	149.035.319
	46	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	855.755	150.309.126
	47	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	863.007	151.582.932
	48	0,8333%	224.789	1.273.806	0	1.498.595	870.259	152.856.738
	TOTAL		1.348.736	7.642.837	0	8.991.573	5.112.771	
100,00%	TOTAL	100,00%	26.974.718	152.856.738	0	179.831.456	22.365.655	152.856.738
	%/Inversión Total		15,0%	85,0%	0,0%	100,00%		

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL TIGRE

REEMBOLSO DEL CRÉDITO (US\$)

PLAZO EN SEMESTRES	DEUDA 1			
	MONTO DE DEUDA	AMORTIZACIÓN CAPITAL	INTERESES A PAGAR	DIVIDENDO A PAGAR
	152.856.738			
1	149.878.590	2.978.148	5.296.440	8.274.588
2	146.797.249	3.081.340	5.193.248	8.274.588
3	143.609.142	3.188.108	5.086.481	8.274.588
4	140.310.567	3.298.575	4.976.014	8.274.588
5	136.897.697	3.412.869	4.861.719	8.274.588
6	133.366.573	3.531.124	4.743.464	8.274.588
7	129.713.097	3.653.477	4.621.112	8.274.588
8	125.933.028	3.780.068	4.494.520	8.274.588
9	122.021.981	3.911.047	4.363.542	8.274.588
10	117.975.418	4.046.563	4.228.025	8.274.588
11	113.788.643	4.186.776	4.087.813	8.274.588
12	109.456.796	4.331.846	3.942.742	8.274.588
13	104.974.853	4.481.943	3.792.645	8.274.588
14	100.337.612	4.637.241	3.637.347	8.274.588
15	95.539.692	4.797.920	3.476.668	8.274.588
16	90.575.525	4.964.167	3.310.422	8.274.588
17	85.439.352	5.136.174	3.138.415	8.274.588
18	80.125.211	5.314.140	2.960.448	8.274.588
19	74.626.937	5.498.274	2.776.314	8.274.588
20	68.938.150	5.688.787	2.585.801	8.274.588
21	63.052.248	5.885.902	2.388.686	8.274.588
22	56.962.401	6.089.847	2.184.741	8.274.588
23	50.661.543	6.300.858	1.973.730	8.274.588
24	44.142.362	6.519.181	1.755.407	8.274.588
25	37.397.293	6.745.069	1.529.520	8.274.588
26	30.418.510	6.978.783	1.295.805	8.274.588
27	23.197.914	7.220.596	1.053.992	8.274.588
28	15.727.126	7.470.788	803.801	8.274.588
29	7.997.478	7.729.648	544.940	8.274.588
30	0	7.997.478	277.110	8.274.588
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0
33	0	0	0	0
34	0	0	0	0
35	0	0	0	0
36	0	0	0	0
37	0	0	0	0
38	0	0	0	0
39	0	0	0	0

40	0	0	0	0
41	0	0	0	0
42	0	0	0	0
43	0	0	0	0
44	0	0	0	0
45	0	0	0	0
46	0	0	0	0
47	0	0	0	0
48	0	0	0	0
TOTAL		152.856.738	95.380.910	248.237.648

ANEXO 15 HISTÓRICO CERs

DIC 2012 - 16 ABRIL 2013					
Fecha	Último	Apertura	Máximo	Mínimo	Var. %
24.12.2012	7.08	7.19	7.27	7.03	-1.53%
21.12.2012	7.19	7.30	7.39	7.19	-3.23%
20.12.2012	7.43	7.22	7.43	7.12	3.27%
19.12.2012	7.20	6.96	7.35	6.87	3.15%
18.12.2012	6.97	6.67	6.99	6.66	4.03%
17.12.2012	6.71	6.82	6.93	6.49	-2.05%
14.12.2012	6.84	7.08	7.08	6.79	-1.30%
13.12.2012	6.93	6.93	6.97	6.80	-0.64%
12.12.2012	6.98	7.07	7.16	6.91	-1.48%
11.12.2012	7.08	7.35	7.39	7.01	-3.74%
10.12.2012	7.36	7.04	7.38	6.79	8.96%
07.12.2012	6.75	6.35	6.82	6.16	5.63%
06.12.2012	6.39	6.08	6.50	6.01	3.31%
05.12.2012	6.19	5.67	6.22	5.63	8.22%
04.12.2012	5.72	5.96	5.96	5.67	-4.35%
03.12.2012	5.98	6.03	6.18	5.93	-3.55%
02.12.2012	6.20	6.20	6.20	6.20	0.00%
30.11.2012	6.20	5.96	6.38	5.91	-5.56%
29.11.2012	6.57	6.79	6.84	6.56	-3.46%
28.11.2012	6.80	6.83	6.89	6.76	-0.80%
27.11.2012	6.86	6.76	6.87	6.67	0.51%
26.11.2012	6.82	7.04	7.07	6.74	-2.92%
23.11.2012	7.03	6.80	7.05	6.72	3.61%
22.11.2012	6.78	6.70	6.82	6.60	0.82%
21.11.2012	6.72	6.64	6.93	6.62	-0.52%
20.11.2012	6.76	6.67	6.78	6.46	0.52%
19.11.2012	6.72	6.83	6.97	6.57	-1.97%
16.11.2012	6.86	7.09	7.16	6.75	-4.46%
15.11.2012	7.18	7.88	7.91	7.08	-9.17%
14.11.2012	7.91	8.40	8.53	7.61	-5.72%
13.11.2012	8.38	8.90	8.90	8.29	-7.25%
12.11.2012	9.04	8.37	9.13	8.26	8.59%
09.11.2012	8.32	8.32	8.36	8.14	0.54%
08.11.2012	8.28	8.26	8.29	8.19	0.67%
07.11.2012	8.22	8.38	8.43	8.15	-1.50%
06.11.2012	8.35	8.31	8.38	8.23	1.03%
05.11.2012	8.27	8.12	8.28	7.88	1.54%
02.11.2012	8.14	8.04	8.14	7.87	1.24%
01.11.2012	8.04	8.22	8.24	8.01	0.00%

Más alto: 9.13 Más bajo: 2.98 Diferencia: 6.16 Promedio: 5.63 Var. %: -61.13

ANEXO 16 FACTOR DE EMISIÓN



Appendix 4: Further background information on ex ante calculation of emission reductions

The emission factor of the grid is determined following the tool to calculate the emission factor for an electricity system, as a combined margin emission factor, which is the combination of the operating margin emission factor and the build margin emission factor. Details of the calculation as well as the information used for this purpose are available in the spreadsheet prepared by the project developer. The table below summarizes the emission factor calculations.

Emission factor of the operating margin			
Year	2008	2009	2010
Net generation - low cost/must run (MWh)	11,677,153	10,1991,308	9,571,563
CO ₂ emissions- low cost/must run (tCO ₂)	0	0	0
Net generation - no low cost/must run (MWh)	4,409,638	6,156,234	7,758,480
CO ₂ emissions- no low cost/must run (tCO ₂)	3,177,628	4,500,927	5,786,969
λ_y	11.026826	0.000228	0
Operating margin emission factor (tCO ₂ /MWh)	0.7266	0.7319	0.7459
Average operating margin emission factor (tCO ₂ /MWh)		0.7266	6
Build margin emission factor			
Net generation in 2010 (MWh)		17,330,043	
Net generation in 2010 of power plants registered as project activities of CDM (MWh)		468,312	
20% of the net generation in 2010 (MWh)		3,175,104	
Electricity generation of the last five power plants that add capacity to the system. (MWh)		1,078,716	
Electricity generation by the power plants that add capacity involving 20% of the system's generation on 2010 (MWh)		3,372,824	
CO ₂ emissions of energy power plants that add capacity involving 20% of the system's generation. (tCO ₂)		1,157,162	
Build margin emission factor (tCO ₂ /MWh)		0.3431	
Combined margin emission factor			
Combined margin emission factor (tCO ₂ /MWh)		0.5348	

OPERACIÓN

CONSTRUCCIÓN

Table: Summary of the emission factor calculation