



VICERRECTORÍA DE POSTGRADO, INVESTIGACIÓN Y ASUNTOS INTERNACIONALES

PROPUESTA DE METODOLOGÍA E INDICADOR DE INVERSIÓN PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON CAPACIDAD HASTA 5 MW EN REPÚBLICA DOMINICANA

Tesis presentada por:
Cristóbal Enrique Román González
Matrícula: 07-0151

Para la obtención del grado de Magíster en
Gerencia de Proyectos;
Mención en Planificación y Control de Proyectos

Asesor de contenido: Ing. Leocadio Lebrón
Asesor metodológico: Ing. Rafael Ruiz

Santo Domingo, República
Dominicana

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer, en primer lugar a Dios, por la salud, el tiempo y los conocimientos que nos ha otorgado para poder llevar a cabo el desarrollo del presente documento; en segundo lugar a mi familia, por su presencia, apoyo y comprensión ante la gran cantidad de tiempo que les hurté para dedicárselo al presente documento.

En tercer lugar, pero no siendo menor el grado de agradecimiento, a las siguientes personas:

Al Ing. Leocadio Lebrón, por su constante seguimiento y múltiples revisiones, no sólo desde el punto de vista técnico, dado su reconocida experiencia dentro del sector eléctrico dominicano, realizando observaciones de orden y contenido, así como de estilo en la redacción. En ese mismo orden, al Ing. Jeremías Santana, Ing. Hugo Morales e Ing. Bolívar Montas.

Al Ing. Rafael Ruíz, quien desde el inicio de la conformación del presente documento mostró una completa disposición para aportar sus conocimientos, y que a pesar de su vasta experiencia relacionada al área de proyectos hidroeléctricos, no se limitó a realizar observaciones técnicas, realizando observaciones y sugerencias que permitieron mejorar el nivel de presentación y organización del presente documento.

Al Ing. Ernesto Caamaño, que nos dedicó el tiempo para realizar observaciones de orden técnico-económico, dada su vasta experiencia en el área comercial de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).

Al Lic. Carlos Contreras, que como catedrático y profesional en las áreas de la contabilidad, las finanzas y proyectos, nos permitió enriquecer este documento con sus observaciones, así como fortalecer la redacción del texto con la revisión de los términos económicos y financieros empleados; así como al Ing. Carlos Severino, quien trabajó en las revisiones junto con el Sr. Contreras.

Y por último, pero no quedando menos agradecido de los Ing. Víctor Beras y Jehová Peña, quienes estuvieron presentes colaborando en los inicios del presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	ii
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes: La Problemática y sus Oportunidades	1
PRIMERA PARTE GENERALIDADES	6
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	7
1.1 Antecedentes del Tema	7
1.2 Delimitación Temática.....	8
1.3 Planteamiento de los Problemas de Investigación.....	10
1.4 Justificación	11
1.5 Motivación.....	12
1.6 Objetivos.....	13
1.7 Obtención de los Datos de la Investigación.....	14
1.8 Tratamiento de los Datos e Informaciones	14
1.9 Método Científico.....	14
1.10 Tipo de Investigación.....	16
SEGUNDA PARTE MARCO TEÓRICO	17
CAPÍTULO II: ANÁLISIS SITUACIONAL ENERGÉTICO E HIDROELÉCTRICO	18
2.1 Panorama Mundial.....	18
2.2 Panorama Regional.....	24
2.3 República Dominicana	31
CAPÍTULO III: HIDROELÉCTRICAS: PUNTOS RELEVANTES DE SU LEGISLACIÓN...36	36
3.1 Antecedente del Marco Legal.....	36
3.2 Alcance, Objetivos y Ámbito de Aplicación de Ley No. 57-07.....	37
3.3 Concesiones	38
3.4 Incentivos Generales	39
3.5 Régimen Económico.....	41
TERCERA PARTE MARCO METODOLÓGICO	43
CAPÍTULO IV: INDICADOR DE INVERSIÓN EN REPÚBLICA DOMINICANA.....	44
4.1 Indicadores Utilizados para Determinar la Viabilidad Económica-Financiera	44
4.2 Indicador de Inversión.....	49
4.3 Variables a Considerar.....	50
4.4 Metodología para Determinar el Valor del Indicador de Inversión por Potencia Efectiva	53
CAPÍTULO V: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	59
5.1 Desarrollo de la Metodología.....	59
5.2 Análisis del Desarrollo	67
5.3 Análisis de Sensibilidad.....	68
CUARTA PARTE CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80
ANEXOS	85
APÉNDICE	92

Índice de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Indexación del precio de la energía eléctrica.....	61
Tabla 2 Parámetros de rangos de eficiencias.....	64
Tabla 3 Escenario Base.....	66
Tabla 4 Indicadores de inversión de Escenario Base para vida útil de 20, 25 y 30 años.....	67
Tabla 5 Escenarios para el análisis de sensibilidad.....	68
Tabla 6 Indicadores de inversión y variaciones con el Escenario Base, 25 años vida útil.....	70
Tabla 7 Escenarios adicionales para el análisis de sensibilidad.....	71
Tabla 8 Indicadores de inversión y variaciones de escenarios No.9 - No.11, 25 años vida útil....	72
Tabla 9 Inversión por potencia instalada, escenarios Base, 7-11, 25 años de vida útil.....	73
Tabla 10 Indicadores de inversión y variaciones, 25 años vida útil.....	77

Índice de Figuras

	Pág.
Figura 1. Población mundial.....	18
Figura 2. Correlación Población mundial - Consumo energético.....	18
Figura 3. Participación mundial del consumo primario de energía por fuente, 2010.....	20
Figura 4. Evolución costos electricidad por tecnología en la Unión Europea, 1980-1995.....	21
Figura 5. Comparación de costos de electricidad por tecnología. 2007.....	21
Figura 6. Relación temperatura y emisión de dióxido de carbono (CO ₂).....	22
Figura 7. Potencial hidroeléctrico por continente.....	24
Figura 8. Generación de electricidad en América Latina por fuente para el año 2009.....	26
Figura 9. Precios referenciales medios de energía eléctrica para América Latina (US\$/kWh).....	27
Figura 10. Precios de la electricidad en el sector residencial para América Latina.....	28
Figura 11. Precios de la electricidad en el sector industrial para América Latina.....	28
Figura 12. Precios de la electricidad en el sector comercial para América Latina.....	29
Figura 13. Potencial hidroeléctrico para América Latina.....	29
Figura 14. Capacidad instalada hidroeléctrica para América Latina.....	30
Figura 15. Comparación producción de electricidad por fuente para el 2009.....	32
Figura 16 Variables consideradas en un flujo de efectivo para proyectos hidroeléctricos.....	46
Figura 17. Costos de O&M, fijos y variables.....	47
Figura 18. Variables de mayor incertidumbre en proyectos hidroeléctricos.....	48
Figura 19. Flujograma metodología cálculo del indicador de inversión por potencia efectiva.....	58
Figura 20. Histórico y crecimiento IPCUSA.....	61

INTRODUCCIÓN

Antecedentes: La Problemática y sus Oportunidades

La humanidad, desde sus inicios, ha sido dependiente de las fuentes energéticas. Dentro de las de mayor explotación se encuentran los combustibles fósiles, recursos finitos.

Los precios de los combustibles se han visto afectados por el incremento de la demanda, la reducción de las reservas mundiales y los conflictos en países productores.

El petróleo es, entre los combustibles, el de mayor demanda y su utilización resulta clave en el funcionamiento de la economía mundial. Pocas materias primas tienen el poder de impactar a tanta gente y sectores de la economía, como el petróleo. El alza de los precios del petróleo se refleja directamente en la tarifa eléctrica, los costos del transporte y la canasta alimenticia, siendo éstos los tres factores de mayor importancia dentro de la economía, que afectan directamente a la población.

La República Dominicana no dispone de volúmenes comercializables de fuentes de combustibles fósiles conocidas hasta el presente, lo que contribuye a la dependencia externa. Para el año 2010, el 11.7% de la energía eléctrica del país provino de fuentes hídricas y el 88.3% de combustibles fósiles, de los cuales el petróleo fue la fuente para producir el 46.6% de la energía eléctrica, de acuerdo a los datos contenidos en la *Memoria Anual y Estadística de Operación correspondiente al año 2010*, emitida por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC-SENI).

Con la firma de acuerdos internacionales, como el tratado de libre comercio entre República Dominicana, Centroamérica y Estados Unidos de América (DR-CAFTA), entre otros, entran en vigencia tratados de apertura comercial recíproca entre la República Dominicana y países, tales como El Salvador, Estados Unidos, Guatemala, Honduras y Nicaragua, cuyas economías descansan mayoritariamente en una canasta energética a partir de fuentes renovables y un bajo componente proveniente de los derivados del petróleo, teniendo éstos una ventaja competitiva frente a la economía y los productores de la República Dominicana.

Los combustibles fósiles son los principales causantes de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. A raíz de esta problemática ambiental, un gran número de países se han comprometido a realizar acciones con el fin de disminuir o dar solución a dicha problemática. La República Dominicana es signataria y ha ratificado en diferentes convenciones internacionales, como la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, el compromiso de realizar acciones a favor de la producción de energía a partir de fuentes renovables.

El país cuenta con fuentes primarias de energía renovable, las cuales no han sido aprovechadas de manera óptima.

El Estado Dominicano ha reconocido como deber "...fomentar el desarrollo de fuentes de energías renovables, para la consolidación del desarrollo y el crecimiento macro económico, así como la estabilidad y seguridad estratégica de la República Dominicana...", tal como es citado en la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales.

Hasta octubre de 2011, fecha en que los parques eólicos Quilvio Cabrera y Los Cocos, ubicados en la provincia Pedernales, entran en operación comercial, el país aún no contaba con proyectos de explotación comercial de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, exceptuando los proyectos hidroeléctricos de propiedad estatal.

En el caso de la energía hidráulica, el país cuenta con centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), propiedad del Estado Dominicano. Existen pequeñas instalaciones hidroeléctricas que no son de propiedad estatal, instaladas en comunidades rurales, no conectadas al SENI, en donde cumplen más bien un fin social. Estas inversiones han sido realizadas por organismos de ayuda social, por el Estado dominicano y por auto-consumidores.

Hasta mayo 2007, la legislación dominicana establecía que la generación de electricidad de origen hidráulica sólo podía ser de propiedad estatal. No es hasta esa fecha que es promulgada la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, con el objeto de incentivar y regular el desarrollo de proyectos que utilicen fuentes de energía renovable, permitiendo que el sector privado pudiese ser propietario de centrales hidroeléctricas que no superen los 5 MW, anulando el efecto prohibitivo establecido por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

La República Dominicana cuenta con un potencial energético poco explotado en el área de los pequeños proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes hidráulicas; proceso que cuenta con una tecnología conocida y de fácil implementación.

La factibilidad de inversión en proyectos hidroeléctricos depende, en cada caso, de su viabilidad técnica, económica-financiera, social y medioambiental. Dentro de ciertos parámetros, este tipo de proyecto es factible.

Los proyectos hidroeléctricos realizados hasta la fecha, propiedad del Estado, en la mayoría de los casos no sólo han sido creados con el objeto de generar electricidad, sino de suministro de agua potable, irrigación de cultivos, control de avenidas, y por último el de generar electricidad, priorizados en el mismo orden en que fueron mencionados. A razón de que la generación de electricidad es una actividad de cuarto orden y de que las inversiones de los proyectos están enfocadas a múltiples servicios, al visualizar los costos por unidad de potencia instalada resultan muy elevados, por lo que no deben ser referencia frente a proyectos exclusivamente de producción de energía eléctrica.

Basado en la experiencia internacional, se puede recurrir a parámetros de costos de inversión por unidad de potencia instalada, para ser utilizados como referencia para análisis de pre-factibilidad, sin embargo, estos parámetros se encuentran dentro de un amplio rango de valores, debido a que cada proyecto contiene múltiples variables de gran incidencia en sus costos, como lo son el tipo de suelo, la topografía, la distancia del proyecto a los puntos de consumo, entre otros.

Esos amplios rangos de costos de inversión por unidad de potencia instalada arrojan gran nivel de incertidumbre para los posibles inversionistas, cuando el proyecto se encuentra en una fase preliminar en la que aún no se han realizado estudios a fondo para llegar a un nivel de mayor certidumbre en cuanto a los costos. Por otro lado, el marco legal y económico

de cada país y cada mercado eléctrico, define para cada caso límites distintos de inversión por unidad de potencia para lograr la viabilidad económica y financiera.

La falta de indicadores de inversión, para hidroeléctricas en República Dominicana, que permitan a posibles inversionistas tomar decisiones con mayor nivel de certeza nos ha motivado a indagar en los mismos, buscando indicadores que cierren esta brecha de incertidumbre basándose en las condiciones específicas de República Dominicana, tanto de su legislación como de su mercado de energía.

PRIMERA PARTE

GENERALIDADES

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1 Antecedentes del Tema.

Con la participación y firma de convenios internacionales, realizados en las últimas dos décadas, la República Dominicana ha dejado en manifiesto el haber reconocido la necesidad de promover el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

El desarrollo de proyectos hidroeléctricos conectados al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se circunscribió a proyectos propiedad del Estado Dominicano, a raíz de limitantes legales para el sector privado. No es hasta el año 2007 que es promulgada la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, la cual permite al sector privado el aprovechamiento hidroeléctrico hasta 5 MW, anulando el efecto prohibitivo.

Se realizó una búsqueda de textos relacionados al tema de desarrollo en las principales bibliotecas de Santo Domingo, tanto públicas como privadas, y se constató que en su mayoría los textos fueron realizados previo a la promulgación a la Ley No. 57-07, por lo que no contemplan las condiciones de dicho marco legal; y para el caso de los textos elaborados luego de promulgada la Ley, no están dirigidos a indagar en metodologías de valorización de indicadores de inversión en proyectos hidroeléctricos que contemplen la realidad legal, técnica y económica de la República Dominicana.

1.2 Delimitación Temática.

Los indicadores de inversión generalmente utilizados para proyectos hidroeléctricos son valores promedios de experiencias reales que se encuentran en un rango de aceptación general por expertos en el área en cuestión. Estos valores están asociados a las diferentes realidades de cada proyecto, tecnología, localidad, nación en el que se desarrollen, entre otras, por lo que se hace necesario la investigación, estudio y análisis de indicadores de inversión que contemplen las condiciones específicas de República Dominicana para proyectos hidroeléctricos conectados al SENI a ser desarrollados con inversión privada.

1.2.1 Alcance.

En el presente trabajo se determina una metodología para calcular y valorizar indicadores de inversión para proyectos hidroeléctricos con capacidad no mayor a los 5 MW, conectados al SENI, contemplando todas las condiciones legales, técnicas y económicas que se suscitan para este tipo de proyectos en la República Dominicana.

1.2.2 Límites teóricos.

La limitante legal existente hasta promulgada la Ley No. 57-07 en el año 2007 y su reglamento de aplicación en el 2008, que impedía al sector privado la posesión de centrales hidroeléctricas, no había motivado la investigación, estudio y análisis a profundidad de los temas relacionados a la inversión privada en centrales hidroeléctricas en República Dominicana orientados desde un punto de vista comercial.

Luego de promulgados, la Ley No. 57-07 y su reglamento de aplicación, éstos se convierten en los pilares de referencia, no sólo legal o de procedimiento administrativo, sino técnico y económico.

A pesar de haber transcurrido un período de tiempo de unos cuatro años desde la promulgación del reglamento de aplicación de la Ley, aún no se han desarrollado proyectos hidroeléctricos de inversión privada conectados al SENI, lo que no ha permitido un abundante desarrollo teórico y práctico asociado a la realidad de la República Dominicana.

Los aspectos técnicos, sociales y medioambientales no serán parte de los temas de desarrollo del presente trabajo, considerando que los promotores o inversionistas deberán cumplir para cada proyecto con los requerimientos legales y normativos relacionados a lo técnico, social y medioambiental, manteniendo para este trabajo un enfoque económico- financiero. Sin embargo, debe considerarse todos los costos asociados a los estudios, licencias y permisos técnicos, sociales y medioambientales requeridos para el desarrollo del proyecto; así mismo, los costos de mitigación de daños sociales y medioambientales.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio no será considerado en el presente documento, por lo que los egresos e ingresos asociados a los Certificados de Reducción de Emisiones (CRE) no serán variables a considerar, debido a que ampliaría el alcance del presente documento. Sin embargo, la metodología de cálculo permite considerar los flujos relacionados a esta actividad dentro del flujo de efectivo del proyecto.

1.2.3 Límites temporales.

Para el desarrollo y los análisis de los escenarios contemplados para proyectos hidroeléctricos se consideraron períodos de recuperación de la inversión y de vida útil de hasta 30 años, tomando como punto de partida el año 2012 (período 2012-2042). La metodología planteada permite a su usuario la posibilidad de elegir el período según su criterio o necesidades particulares de algún caso específico.

1.2.4 Límites espaciales.

Debido a la aplicación territorial de las leyes, y de que en el presente trabajo se toma como uno de los ejes principales de partida una de las leyes de República Dominicana, el mismo se circunscribe al territorio de la República Dominicana.

Otra de las limitantes consideradas está en sólo considerar los proyectos conectados al SENI, ya que los sistemas no conectados al SENI requieren de una estructura física y de personal para la distribución de la energía eléctrica y el cobro de la misma a múltiples usuarios de una zona determinada; así mismo se adicionaría la incertidumbre del precio de la energía, ya que la legislación vigente no establece precios para dichos casos.

1.3 Planteamiento de los Problemas de Investigación.

Durante la vigencia que ha tenido la Ley No. 57-07, la cual ha sido de aproximadamente unos cinco años a la fecha de publicación de este documento, no se han desarrollado proyectos hidroeléctricos conectados al SENI, de propiedad privada, lo que hace

escasos los documentos de análisis relacionados a la realidad económica-financiera resultante de la aplicación de la Ley No. 57-07. Se hace necesario mencionar que de lo anterior no sólo se hace notar la carencia de proyectos, sino que es posible que el tiempo transcurrido no haya sido suficiente para que promotores investigaran, analizaran, realizaran los trámites administrativos requeridos y por último desarrollaran proyectos durante el tiempo de vigencia que ha tenido la Ley No. 57-07.

1.4 Justificación.

Previo a la escogencia del tema de investigación correspondiente a este trabajo, se estuvo laborando un tema referente al análisis de factibilidad económica-financiera de proyectos hidroeléctricos no mayores a 5 MW en República Dominicana tomando un caso de estudio para su análisis y desarrollo; dicho trabajo pretendía ver el tema desde lo general y valorizarlo en lo particular. En el momento de pretender dar valor a todas las variables significativas identificadas, nos dimos cuenta de que una de las variables de mayor incidencia, como lo es el monto de inversión, tenía un alto nivel de incertidumbre, ya que depende en cada caso de la topografía, la tecnología a instalar, obras civiles que dependen del tipo de suelo, la solución de transmisión eléctrica, así como de un diseño óptimo, entre otros factores.

Esto nos llevó a visualizar dos razones por las cuales cambiar o modificar el curso del trabajo, por un lado los resultados sólo servirían para un caso específico, lo que limita el aporte social del trabajo y por otro lado el alcance sería demasiado amplio a razón de que la valorización del monto de inversión debe ser sustentada en la elección de una tecnología y en

una infraestructura específica, lo cual debe a su vez ser sustentado por un diseño y éste a su vez por estudios específicos de suelo, topográficos, hidrológicos, entre otros.

Todo lo anterior nos llevó a reflexionar sobre el enfoque del trabajo. Siendo el monto de inversión la variable de mayor incertidumbre, en vez de tratar de obtener resultados de factibilidad financiera en base a un monto de inversión complejo de determinar y sustentar, este podía pasar a ser el valor objetivo a determinar; y lo que en un principio fue el objetivo, pasaría a ser parte de las variables para determinar el monto de inversión.

1.5 Motivación

El presente documento fue concebido y realizado desde un punto de vista general, para que sus resultados puedan ser utilizados para la decisión del desarrollo de cualquier proyecto hidroeléctrico, independientemente de los factores externos que hacen único a cada proyecto, resultando beneficioso para posibles inversionistas y desarrolladores de proyectos hidroeléctricos, así como para la República Dominicana. Gran parte de la decisión de cambiar el enfoque de este trabajo, tal como se describe en la Justificación, desde un análisis particular a un análisis general, radica en el aporte social que cada enfoque brinda.

Los posibles inversionistas podrán, tanto tomar los valores resultantes en este trabajo como el método aplicado para determinarlos, con el fin de comparar el valor del monto de inversión límite para alcanzar una rentabilidad deseada con respecto al monto de inversión estimado para el proyecto. A través de este tipo de comparaciones los inversionistas podrán decidir cuáles proyectos desarrollar.

El aporte va más allá de los interesados en las inversiones de proyectos hidroeléctricos, ya que el enfoque del método puede ser aplicado a proyectos de producción distintos a los de energía eléctrica.

1.6 Objetivos.

Objetivo General:

Determinar un indicador para la inversión, relacionado a la producción de energía eléctrica, que refleje el valor de equilibrio para el cual se alcanza la viabilidad financiera de un proyecto de generación hidroeléctrica en la República Dominicana, de capacidad hasta 5 MW, considerando los incentivos y restricciones establecidos por la legislación vigente.

Objetivos Específicos:

1. Determinar cuál será el indicador de inversión, relacionado a la producción de energía proveniente de cualquiera de las tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable, adecuado para determinar el equilibrio financiero.
2. Plantear una metodología para determinar el valor del indicador de inversión para el cual los proyectos alcanzarían el equilibrio financiero.
3. Determinar las variables a considerar para el desarrollo de la metodología planteada.
4. Determinar el valor del indicador de inversión que permite el equilibrio financiero, con relación a valores establecidos de las variables determinadas.

5. Realizar un análisis de sensibilidad del indicador de inversión con relación a las variables consideradas.

1.7 Obtención de los Datos de la Investigación.

Los datos básicos fueron obtenidos consultando la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, así como de su Reglamento de Aplicación; datos complementarios fueron obtenidos de consultas a documentos de referencia internacional, vía internet y de manera física.

1.8 Tratamiento de los Datos e Informaciones.

Los datos e informaciones han sido organizados para poder ser procesados y obtener, de una metodología más adelante planteada, resultados específicos para su análisis. Para la realización de los cálculos, gráficos, y redacción se utilizaron las herramientas Word, Excel, Power Point y Visio, de Microsoft Office 2010.

1.9 Método Científico.

De acuerdo a las distintas clasificaciones de métodos científicos, el método científico utilizado es el Método Científico de Mario Bunge, el cual es desarrollado bajo la siguiente estructura:

- I. Planteamiento del problema
 - a. Reconocimiento de los hechos
 - b. Descubrimiento del problema
 - c. Formulación del problema
- II. Construcción del modelo teórico
 - a. Selección de los factores pertinentes
 - b. Planteamiento de la hipótesis central
 - c. Traducción matemática
- III. Deducciones de consecuencias particulares
 - a. Búsqueda de soportes racionales
 - b. Búsqueda de soportes empíricos
- IV. Aplicación de la prueba
 - a. Diseño de la prueba
 - b. Aplicación de la prueba
 - c. Recopilación de datos
 - d. Inferencia de conclusiones
- V. Introducción de las conclusiones en la teoría
 - a. Comprobación de las conclusiones con las predicciones
 - b. Reajuste del modelo
 - c. Sugerencias acerca del trabajo anterior

1.10 Tipo de Investigación.

El presente trabajo fue desarrollado apoyado en una investigación documental, a partir de fuentes de información bibliográfica.

SEGUNDA PARTE

MARCO TEÓRICO

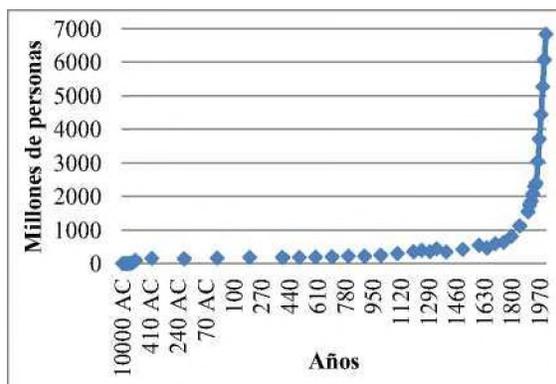
CAPÍTULO II: ANÁLISIS SITUACIONAL ENERGÉTICO E HIDROELÉCTRICO

El presente Capítulo contiene un análisis situacional, visto desde lo general a lo particular, partiendo de la situación energética mundial, regional y particular de la República Dominicana, culminando con el subsector hidroeléctrico de la República Dominicana.

2.1 Panorama Mundial.

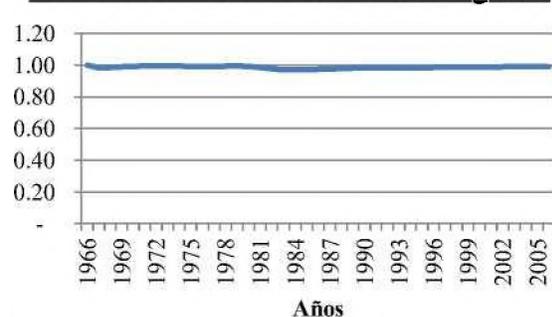
El desarrollo de la humanidad, tanto demográfico como en su calidad de vida, ha mantenido un crecimiento paralelo a la expansión de los recursos económicos. A mediados del siglo XVIII, comienza a producirse una gran expansión demográfica, producto de los cambios ocurridos a causa de las revoluciones agraria, industrial y tecnológica, paralelo con las crecientes explotaciones de fuentes energéticas, permitiendo la obtención de excedentes en la producción, en sentido general.

Figura 1. Población mundial



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por US Census Bureau, *Historical Estimates of World Population*, recuperado de: <http://www.census.gov/ipc/www/worldhis.html>

Figura 2. Correlación Población mundial- Consumo energético



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por US Census Bureau, *Historical Estimates of World Population*, recuperado de: <http://www.census.gov/ipc/www/worldhis.html> y BP, *Statistical Review of World Energy 2011*, Primary Energy: Consumption, recuperado de: <http://www.bp.com/statisticalreview>

El incremento en la explotación de las fuentes energéticas ha sido uno de los factores de mayor incidencia para el desarrollo y crecimiento demográfico, existiendo una alta correlación entre la poblacional mundial y la explotación de los recursos energéticos, tal como se visualiza en la Figura 2.

La humanidad ha contado por siglos con el uso de tecnologías en base a energía renovable, como los molinos de viento e hidráulicos, brindándole la facilidad de realizar trabajo mecánico. Los romanos y griegos aprovechaban la energía del agua utilizando ruedas para moler trigo. Con el avance de la tecnología, estas energías pudieron ser transformadas en energía eléctrica.

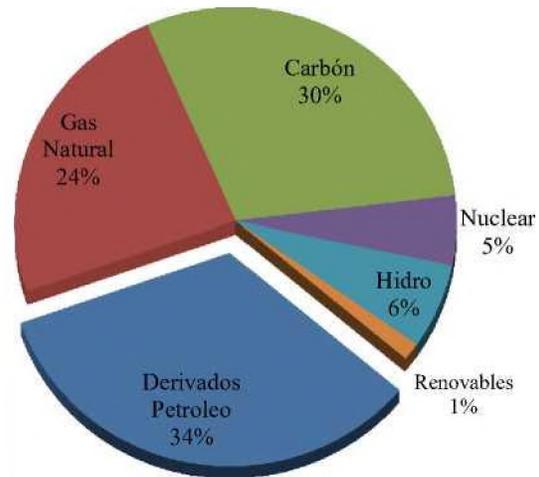
El avance de este tipo de tecnologías quedó rezagado por el hallazgo y explotación masiva de los combustibles fósiles, por el bajo costo de los mismos y la facilidad de transportarlos de un lugar a otro para el aprovechamiento de su energía en los lugares que se requiriera.

El alza de precios del petróleo en el período 1973-1979, dio origen a una crisis energética mundial, que favoreció la explotación de los recursos renovables, en busca de crear independencia frente a los recursos fósiles, limitados en volumen y tiempo.

En la actualidad existe una alta dependencia energética de las fuentes fósiles. En el año 2010, el 93% del consumo mundial de energía fue a partir de fuentes térmicas convencionales, el 6% de hidroeléctricas y el 1% de fuentes renovables, según el informe de BP, antigua British Petroleum, *Statistical Review of World Energy June 2011*.

Existe una relación directa entre el precio de cada combustible y el tiempo de disponibilidad, según sus reservas y el ritmo de consumo. Según BP, en su informe *BP Statistical Review of World Energy June 2011*, tomando como parámetro los datos del año 2010, las reservas de petróleo se agotarían en unos 46.2 años, las de gas natural en unos 58.6 años y las de carbón mineral en unos 118 años.

Figura 3. Participación mundial del consumo



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por BP, *Statistical Review of World Energy June 2011*, recuperado de: <http://www.bp.com/statisticalreview>

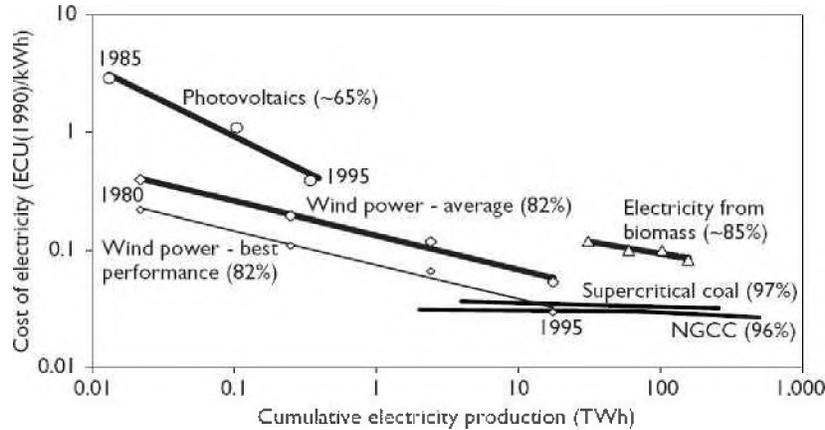
Los altos precios del petróleo, ejercen presión sobre los precios del carbón y el gas natural, haciendo el mercado de los combustibles muy sensible, factores que preocupan con relación a las perspectivas del mercado energético a futuro y sobre todo su influencia en la seguridad del abastecimiento de energía global.

A pesar del incesante incremento de los precios de los combustibles fósiles, el costo promedio de producción de energía eléctrica a partir de este tipo de combustible aún sigue siendo menor que los costos promedios de producción de tecnologías basadas en energías renovables.

A medida que la crisis de los combustibles afecta las economías de los países, mayor cantidad de recursos se destinan para la investigación y desarrollo de las tecnologías basadas en fuentes renovables, haciéndolas más eficientes y económicas. El incremento de precios en

la energía producida en base a combustibles convencionales ha permitido que las tecnologías para producción de energía basadas en fuentes no convencionales se hagan cada vez más factibles económicamente.

Figura 4. Evolución costos electricidad por tecnología en la Unión Europea, 1980-1995

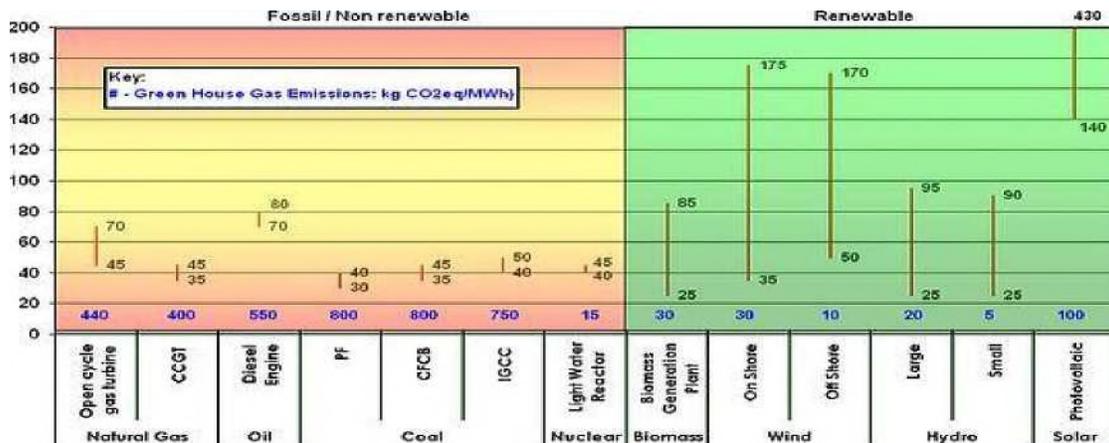


Costo de la electricidad producida a partir de algunas tecnologías instaladas en la Unión Europea 1980-1995. Los números en paréntesis son estimaciones de progreso expresadas en porcentaje. Los datos de tecnologías renovables son del proyecto EU-ATLAS. La curva correspondiente al Ciclo Combinado de Gas Natural (NGCC), fue calculada para Estados Unidos basada en la información en Claeson (1999). El porcentaje de progreso expresado para la tecnología de plantas de carbón supercrítica está basada en un estudio de Joskow y Rose (1985) de Estados Unidos. Para las tecnologías de combustibles fósil, el precio del combustible fue tomado constante a los niveles de 1995. Los datos de EU-ATLAS son publicados cada cinco años. Las dos curvas de generación eólica muestran el costo promedio de producción y el costo de producción de los parques de mayor rendimiento.

Fuente: International Energy Agency. *Experience Curves for Energy Technology Policy*. 9. Paris: IEA PUBLICATIONS (2000). Pág.21.

Figura 5. Comparación de costos de electricidad por tecnología, 2007

Comparison of Electricity Costs by Technology, 2007 - €/MWh (with a low range)



SQUinre-: CNC RÖT POLKTT FOP. <
 U^i>ft -(SicXIQir?) I Z>
 IP I ZPO? i::0**<5TOTi 1 hn.il

Adicional a la preocupación de limitaciones de precios, disponibilidad y dependencia, la preocupación general por el fenómeno del calentamiento global, en buena parte debida a las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x en los procesos de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, y las incertidumbres planteadas por el futuro de los residuos nucleares, han colocado nuevamente en la palestra las ventajas de generar electricidad con recursos renovables.

Figura 6. Relación temperatura y emisión de

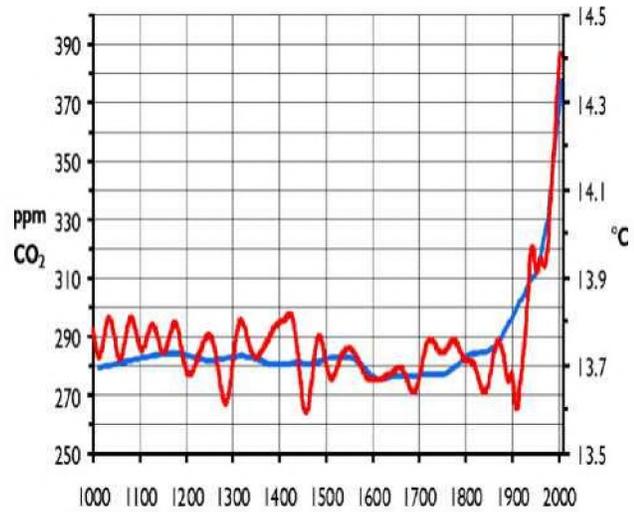


Gráfico de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera terrestre (línea azul) y la temperatura media global (línea roja), en los últimos 1000 años.

Recuperado de:

<http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/9/90/CO2-Temp.png>

Existe una relación entre las emisiones de gases de efecto invernadero por año y el incremento de la temperatura promedio mundial.

Según el Ministerio de Medio Ambiente de España, el 78% de las emisiones de los gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto tienen origen energético.

Existe una concientización cada vez mayor sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía eléctrica. Esto se debe, en parte, al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático, la lluvia ácida y el agujero de la capa de ozono.

Esos hechos han provocado que en las dos últimas décadas se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que tienen como objeto alcanzar un modelo de desarrollo sostenible, como la Cumbre de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) y de Johannesburgo (2002); el Protocolo de Kioto, adoptado en la Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005; la Declaración del Milenio (2000); y el Plan de Acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004.

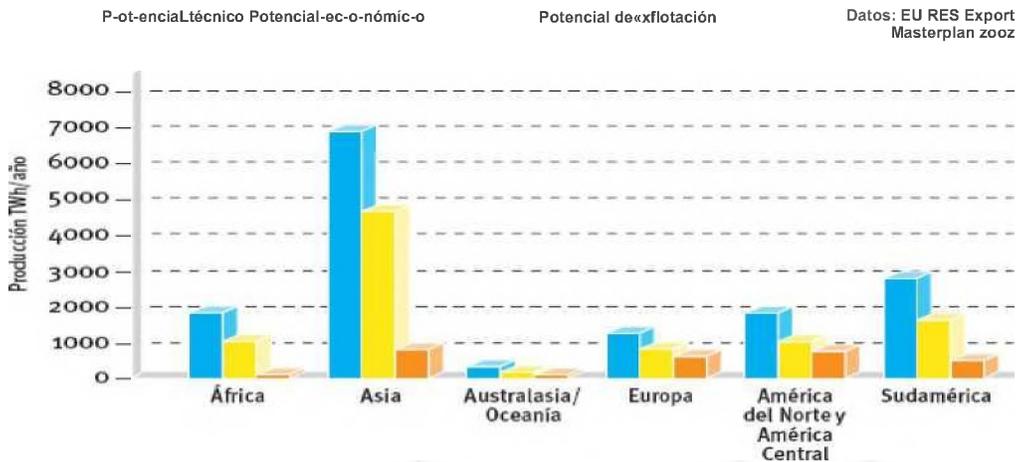
El Protocolo de Kioto, en su Artículo 12, estableció un acuerdo sobre Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), que permite a los gobiernos de los países industrializados y a las empresas suscribir acuerdos para cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero, invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en vía de desarrollo, como una alternativa para adquirir Certificados de Reducción de Emisiones (CRE).

Cada vez, más países tienen como objetivo prioritario generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables. La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte con otras tecnologías las ventajas de ser renovable, autóctona y limpia.

La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial, para el decenio 2000-2010, representó aproximadamente el 16% del total de la energía eléctrica producida en esa década, de acuerdo a valores presentados por BP en su informe *BP Statistical Review of World Energy June 2011*. A gran escala esta fuente de energía tiene un campo de expansión limitado, debido a que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes

cuentan con una o varias centrales hidroeléctricas, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden encontrar obstáculos para su desarrollo de carácter financiero, ambiental y social; sin embargo, a menor escala, ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados, además de que a menor escala se presenta mayor facilidad para superar los obstáculos financieros, sociales y medioambientales.

Figura 7. Potencial hidroeléctrico por continente



Fuente: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA DE ESPAÑA. (2006). *Manuales de*

2.2 Panorama Regional.

Los recursos combustibles son abundantes en los países de América Latina. Sin embargo, estos recursos no están uniformemente distribuidos, sino que se concentran en algunos países. La mayoría de los países de la región, especialmente en América Central y el Caribe, son importadores netos de combustibles.

A raíz de la crisis energética internacional, a principios de los años setenta, los países de América Latina se reunieron para analizar cómo enfrentarla. Iniciaron un intenso proceso

que culminó el 2 de noviembre de 1973 con la suscripción del Convenio de Lima, instrumento constitutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ratificado por 26 países de América Latina. De éstos, 12 se encuentran en Sudamérica: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela; 7 en el Caribe: Barbados, Cuba, Grenada, Haití, Jamaica, Trinidad & Tobago y República Dominicana; 6 en Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá; y 1 en Norteamérica: México.

Dentro de los países miembros de OLADE, las reservas de hidrocarburos se concentran en unos diez grandes productores, encabezados por Venezuela y México, que también se incluyen entre los diez países productores de petróleo más importantes del mundo.

De acuerdo al informe *BP Statistical Review of World Energy June 2011*, para finales del año 2010, Venezuela mantiene las mayores reservas confirmadas de petróleo de la región, con más del 84% de toda la región en su conjunto; los demás países de la región con reservas petroleras confirmadas significativas, son: Brasil (5.7%), México (4.5%), Ecuador (2.5%), Argentina (1.0%), Colombia (0.8%), Perú (0.5%) y Trinidad y Tobago (0.3%).

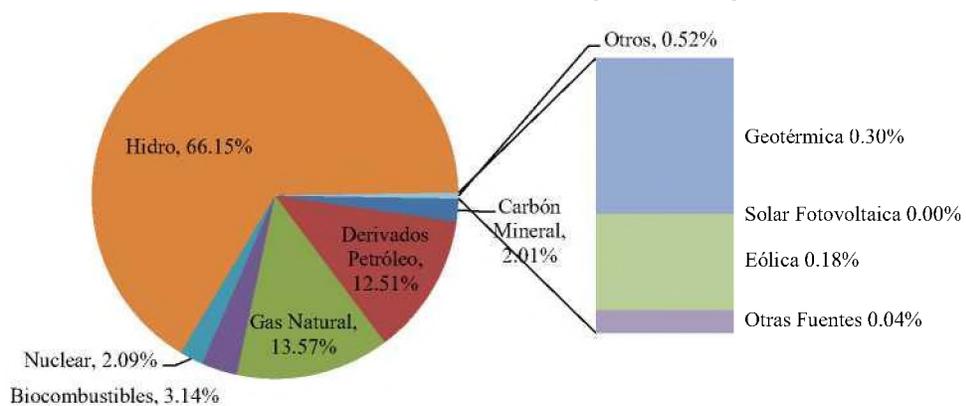
La explotación de yacimientos de gas natural es una actividad importante en la región de América Latina, ya que crece la demanda a nivel mundial, por motivos ambientales y económicos. Los países con grandes reservas confirmadas de gas natural son: Venezuela (69%), México (6.2%), Brasil (5.3%), Trinidad y Tobago (4.6%), Perú (4.5%), Argentina (4.4%), Bolivia (3.6%), y Colombia (1.6%), de acuerdo al informe *BP Statistical Review of World Energy June 2011*.

Bolivia tiene grandes reservas, pero enfrenta graves divergencias internas sobre cómo desarrollar sus recursos de gas natural, y sin negociar el acceso al mar por un puerto chileno (país con el cual tiene históricamente un conflicto territorial de acceso a la costa) o por un puerto peruano, opción que sería más costosa.

Venezuela, con las mayores reservas de la región, aún no comienza a aprovechar su gas natural; gran parte de este gas es reinyectado en los pozos petroleros para maximizar la producción de petróleo. Sin embargo, Trinidad y Tobago, con quien comparte límites marítimos, aprovechó la oportunidad de convertir su gas natural en gas natural licuado, siendo el mayor productor de gas natural licuado a nivel mundial de los últimos tres decenios.

Según la International Energy Agency (IEA), la participación por fuente de energía en la generación de energía eléctrica en América Latina, para el año 2009, fue de 66.15% de hidroelectricidad, 13.57% de gas natural, 12.51% de combustibles derivados del petróleo, 3.14% de biocombustibles, 2.09% de centrales nucleares, 2.01% de carbón mineral y 0.52% de fuentes geotérmicas, eólicas, solar y otras.

Figura 8. Generación de electricidad en América Latina por fuente para el año 2009

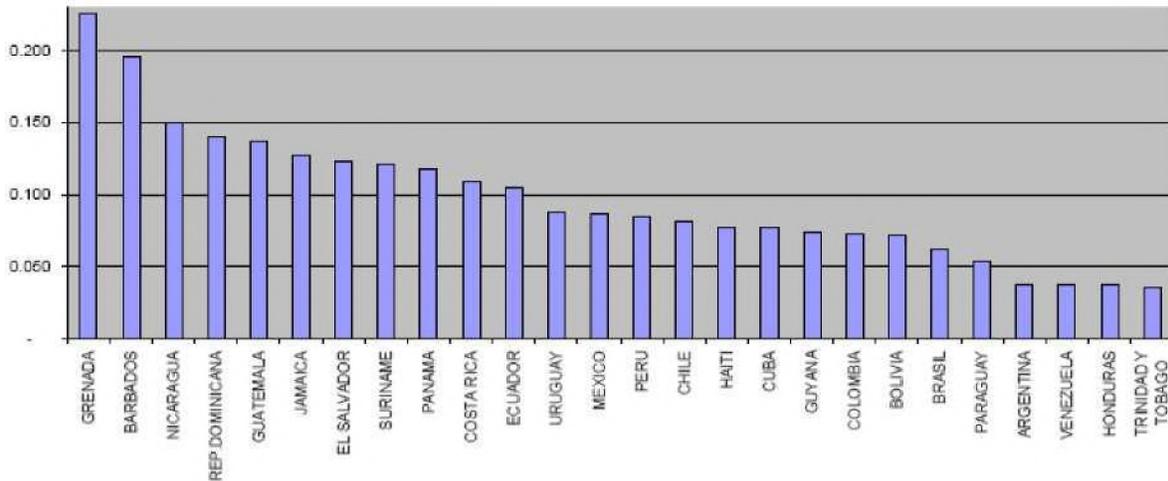


Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por International Energy Agency (IEA), recuperado de: http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=21

Cada vez son más los países de Centro América y Sur América que se encuentran interconectados a través de sus redes eléctricas y de gasoductos; esto permite aprovechar de mejor manera los recursos y complementariedades de la oferta, así como las no simultaneidades de la demanda.

Los precios de la electricidad son difícilmente comparables entre países, por la diversidad de esquemas tarifarios, por las tasas de cambio variables y por la creciente participación de autoprodutores, cogeneradores y usuarios no regulados, cuyos datos de precios no siempre son asequibles.

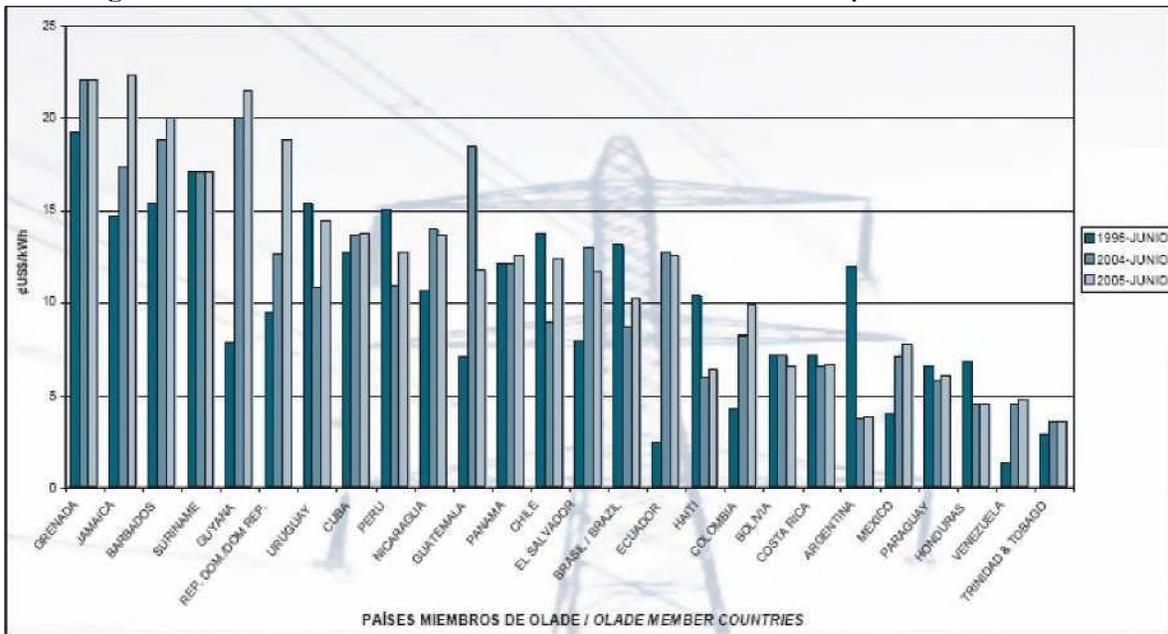
Figura 9. Precios referenciales medios de energía eléctrica para América Latina (US\$/kWh)



Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas 2005.

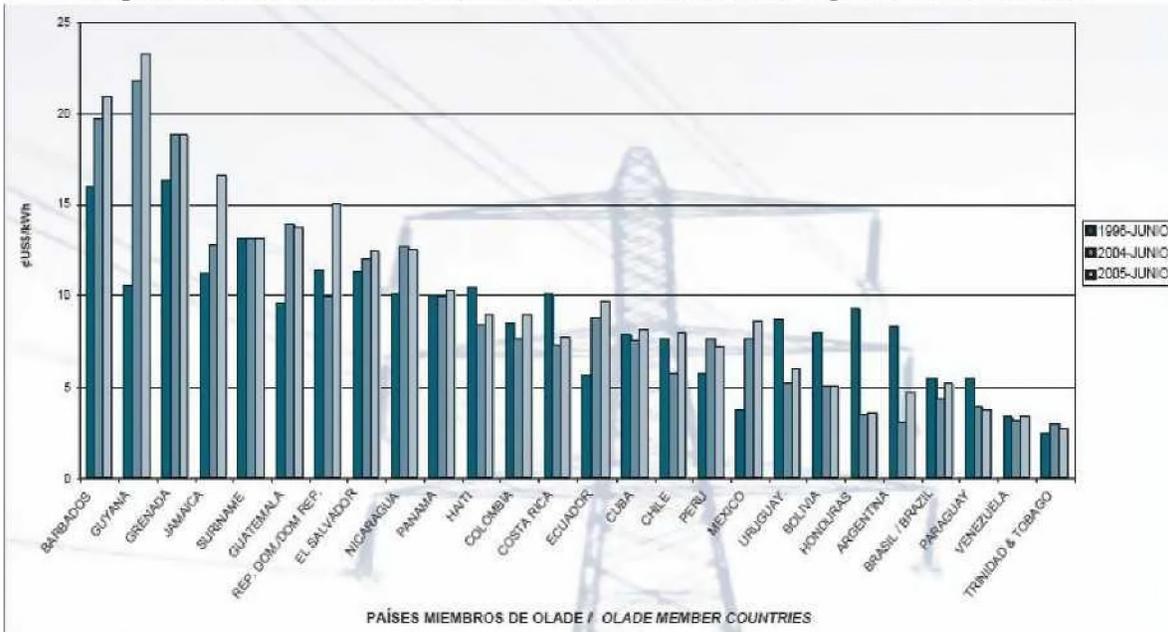
Los precios medios de la electricidad en América Latina, expresados en centavos de dólar por kilovatio-hora (UScent/kWh), resultan de aproximadamente: 6.9 en total; 8.08 para usuarios residenciales; 8.97 para comerciales; y 4.99 para industriales. Las diferencias en los precios entre países son bastante considerables.

Figura 10. Precios de la electricidad en el sector residencial para América Latina



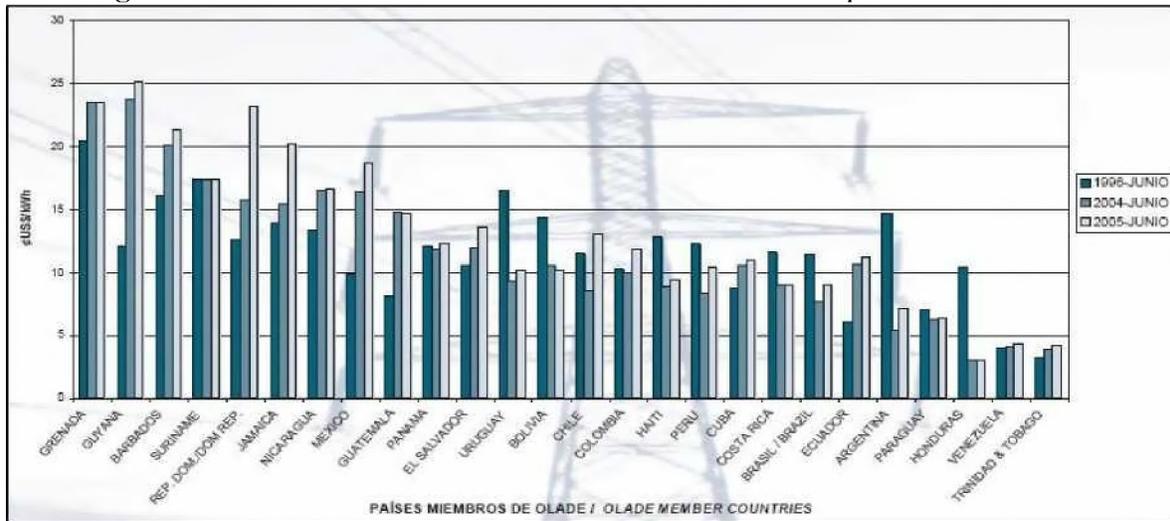
Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas 2005.

Figura 11. Precios de la electricidad en el sector industrial para América Latina



Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2005.

Figura 12. Precios de la electricidad en el sector comercial para América Latina

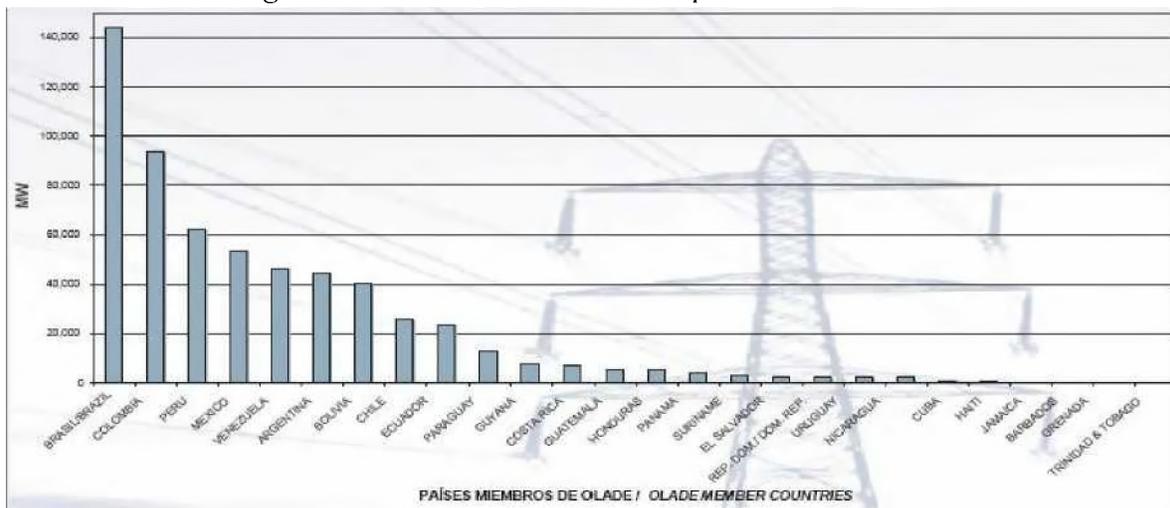


Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2005.

Los países con menores precios medios de electricidad, por debajo de 5 centavos de dólar por kWh, han sido Trinidad y Tobago, Argentina, Honduras y Venezuela; entre los que mantienen precios medios superiores a 15 centavos de dólar por kWh, se encuentran República Dominicana, Grenada y Barbados.

Existe un gran potencial hidroeléctrico en la región, siendo los países con mayor potencial Brasil, Colombia, Perú, México, Venezuela, Argentina y Bolivia.

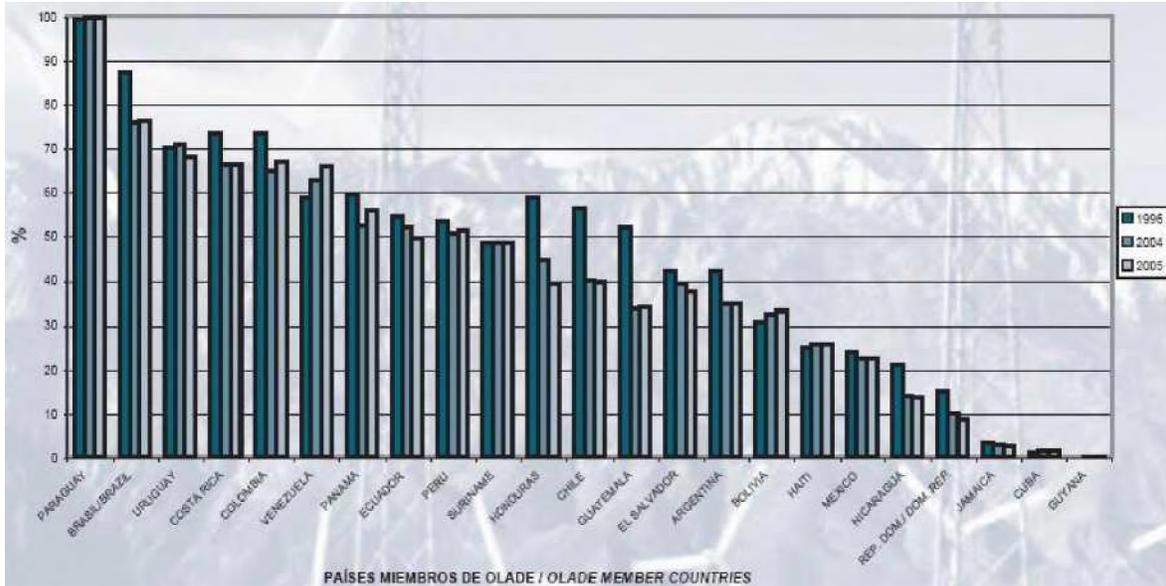
Figura 13. Potencial hidroeléctrico para América Latina



Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2005.

La matriz energética de la mayoría de los países de la región tiene un alto porcentaje de generación hidroeléctrica, lo que en muchos casos los hace más competitivos en términos del costo de la energía, y menos afectados por los incrementos de los precios de los combustibles.

Figura 14. Capacidad instalada hidroeléctrica para América Latina



Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2005.

Durante el año 2004, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes hídricas en la región fue de 56% del total de energía producida. Adicionalmente, el aporte de la biomasa es relevante, especialmente en leña y en bagazo de caña de azúcar. En energía geotérmica se destaca la capacidad instalada en México de 960 MW, que continúa siendo la tercera a nivel mundial. Hay otras fuentes de energía que están incrementando su participación, como es el caso de la energía eólica.

América Latina es una de las regiones que más proyectos ha presentado dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para reducir las emisiones de estos gases contaminantes. Del total de proyectos MDL en el mundo, América Latina y el Caribe tienen

cerca del 40%, con un portafolio identificado de cerca de 80 proyectos, donde un gran porcentaje de la participación proviene de la hidroelectricidad.

2.3 República Dominicana.

2.3.1 Sector energético y eléctrico.

La República Dominicana no dispone de fuentes de combustibles fósiles en volúmenes comercializables, conocidas hasta el presente; convirtiéndola en una importadora neta de combustibles derivados del petróleo, gas natural y carbón mineral, lo que contribuye a la dependencia externa, en lo que respecta a combustibles.

La producción de energía eléctrica en el año 2010 fue de 12,271.6 GWh, de los cuales corresponden 11.69% a energía proveniente de las hidroeléctricas, 15.11% de carbón mineral, 27.24% de gas natural y 46.61% de Fuel Oil No. 6 y No. 2, combustibles derivados del petróleo, según la *Memoria Anual y Estadística de Operación correspondiente al año 2010*, emitida por el OC-SENI.

La República Dominicana es uno de los países más afectados por los altos precios de los combustibles, debido a la composición de su parque de generación. Su sistema eléctrico no está interconectado con otros países.

Comparando la matriz de fuentes utilizadas para la generación de electricidad para el año 2009, entre República Dominicana, América Latina y el mundo, se puede constatar que:

- Mundialmente la fuente de mayor uso es el carbón mineral (48%), por ser sus costos relativamente bajos y mantener precios de poca volatilidad.
- América Latina, a pesar de contar con países productores de grandes volúmenes de carbón mineral, más que consumidores son exportadores, ya que su principal fuente de energía eléctrica es proveniente de centrales hidroeléctricas (66%), lo cual les permite tener una independencia de los combustibles fósiles, específicamente los derivados del petróleo;
- República Dominicana, mantiene una alta dependencia de las fuentes fósiles (90%), específicamente de los derivados del petróleo (64%), contando con un 10% de su energía eléctrica proveniente de centrales hidroeléctricas, pasando a ser uno de los países con mayor desventaja desde el punto de vista de la composición de la matriz energética, al mantener una predominante participación de fuentes procedentes de derivados del petróleo, una de las fuentes convencionales más costosas.

Figura 15. Comparación producción de electricidad por fuente para el 2009

70%						
60%						
50%						
40%						
30%						
20%						
10%						
0%						
	Carbón Mineral	Derivados Petróleo	Gas Natural	Hidro	Nuclear	Otras Fuentes
Mundial	48%	6%	26%	20%	16%	4%
Latino America	2%	13%	14%	66%	2%	4%
Rep. Dom.	13%	64%	13%	10%	0%	0%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por International Energy Agency (IEA), recuperado de: <http://www.iea.org/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat>

El porcentaje de participación de los derivados del petróleo como combustible para la generación de electricidad de República Dominicana es siete veces mayor que el promedio mundial, afectando de manera predominante los costos del sistema de generación de energía eléctrica; para el caso del carbón mineral, que es entre los combustibles fósiles el que conlleva a menores costos de producción de la energía eléctrica, se utiliza un porcentaje inferior a la mitad del promedio mundial. Las proporciones de generación de electricidad a partir de gas natural y fuentes hídricas de República Dominicana se mantienen dentro de los parámetros del promedio mundial de participación, mientras que no cuenta con centrales nucleares para generación de electricidad.

La República Dominicana cuenta con gran potencial para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable; muestra de ello son los múltiples proyectos que existen en su etapa de formulación para ser aprovechados de manera comercial, tal como se muestra en la página WEB de la CNE, http://cne.gov.do/app/do/concesiones_concesiones.aspx.

En la rama de la energía solar se han realizado proyectos de electrificación rural con paneles fotovoltaicos en zonas aisladas de la red nacional. En el Plan Energético Nacional (PEN) 2004-2015 se menciona que por información de distribuidores locales existen más de 20,000 sistemas fotovoltaicos instalados en zonas rurales, para uso residencial, escuelas, puestos de salud y pequeñas actividades productivas como el bombeo de agua.

En el 2010, se generaron en base a fuentes hidroeléctricas 1,434.45 GWh, un 11.69% del total de la energía eléctrica generada, con un conjunto de centrales de una capacidad total instalada de 523.2 MW.

2.3.2 Potencial hidroeléctrico.

La República Dominicana, por pertenecer a un territorio insular, no cuenta con un área geográfica extensa que contenga grandes cuencas hidrográficas que permitan la formación de ríos de gran caudal, en comparación con los países situados en territorio continental. Carece de un estudio profundo y completo de todo el potencial hidroeléctrico con que cuenta.

De acuerdo a los datos e informaciones publicados por el OC-SENI, en su documento *Informe Memoria Anual y Estadísticas de Operación correspondiente al año 2010*, Tablas No. 8, 49, y 51, los 523.2 MW de capacidad instalada de potencia provenientes de centrales hidroeléctricas, los componen unas 25 centrales, compuestas a su vez por 38 unidades generadoras, propiedad de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), con un promedio de potencia efectiva para el año 2010 de 165.5 MW, equivalente a un 31% de su capacidad instalada, esto debido a las limitaciones de condiciones hidrológicas y los otros usos que se le da al agua.

A pesar de las limitantes naturales que se puedan presentar, existe un alto potencial hidroeléctrico pendiente por aprovechar con proyectos que van desde una escala considerable hasta pequeños proyectos de centrales hidroeléctricas.

La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), en su Plan de Expansión 2006-2012, presenta unos cinco proyectos en fase de construcción, con una potencia nominal en su conjunto, de 116.9 MW; siete proyectos contratados, con una potencia nominal de 189.1 MW; cinco proyectos diseñados, con una potencia nominal de 158.8 MW; tres proyectos con los estudios de factibilidad realizados, con una potencia

nominal de 57.4 MW; y siete proyectos con los estudios de prefactibilidad realizados, con una potencia nominal de 404.6 MW, para un total de 926.8 MW.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) (2008) en su Informe Final Diagnóstico Y Definición De Líneas Estratégicas Del Subsector Fuentes De Energía Nuevas Y Renovables (FENR) Y Dominicana, señala que en el pasado se realizaron esfuerzos para estimar el potencial hidroeléctrico de la República Dominicana, sin embargo, aún no se cuenta con información detallada y profunda sobre dicho potencial; se requiere de una evaluación más extensa, incluyendo la actualización de los estudios anteriormente realizados.

En la década de los años 70, el Instituto Dominicano de Recursos Hidráulicos (INDRHI) y la Misión de la República China realizaron una identificación preliminar de proyectos hidroeléctricos. Se determinaron 20 sitios en la región Oeste, Sur y Este, y en las cuencas Yaque del Norte, Yaque del Sur y Yuna, con un potencial total superior a los 12 MW, en proyectos con potencias desde 84 kW hasta 2,400 kW¹.

El Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) identificó sitios de posibles desarrollos con potenciales que varían entre 1.5 kW y 253 kW. Para nueve de ellos se estimaron los costos de inversión con valores promedio entre 2,500 y 15,000 US\$/kW, con una media de 7,700 US\$/kW².

¹ Comisión Nacional de Energía (CNE). (2008). Informe Final Diagnóstico Y Definición De Líneas Estratégicas Del Subsector Fuentes De Energía Nuevas Y Renovables (Fenr) Y Dominicana. p.5-06.

² Comisión Nacional de Energía (CNE). (2008). Informe Final Diagnóstico Y Definición De Líneas Estratégicas Del Subsector Fuentes De Energía Nuevas Y Renovables (Fenr) Y Dominicana. p.5-07.

CAPÍTULO III: HIDROELÉCTRICAS: PUNTOS RELEVANTES DE SU LEGISLACIÓN

El presente Capítulo expone los puntos relevantes de la legislación con relación al desarrollo de proyectos de explotación de energía provenientes de fuentes hidráulicas, no mayores a 5 MW; en el mismo se detallarán los antecedentes legales, los incentivos, los derechos y obligaciones para los productores de energía renovable, específicamente de proyectos que aprovechen fuentes hidráulicas.

3.1 Antecedente del Marco Legal.

En el año 2001 fue promulgada la Ley General de Electricidad, No. 125-01, la cual establece, tanto en el Artículo 41, Párrafo IV, como en su Artículo 131, restricciones a las empresas privadas con relación a la propiedad y operación de centrales hidroeléctricas. Dichos artículos son citados a continuación:

Artículo. 41.-

“Párrafo IV.- En ningún caso podrá concesionarse ni autorizarse empresas generadoras de origen hidráulica ni de transmisión de electricidad, las cuales permanecerán bajo propiedad y operación estatal.”

“Art. 131.- Queda establecido que el sistema de transmisión y la generación eléctrica por cualquier medio hidráulico, solo podrán ser establecidos y operados por el estatales.”

No es hasta el año 2007 que es promulgada la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales (que en lo adelante llamaremos como Ley No. 57-07), la cual en el Artículo 5, Párrafo II, permite al sector privado el aprovechamiento hidroeléctrico, anulando el efecto prohibitivo del Párrafo IV del Artículo 41 y el Artículo 131 de la Ley No. 125-01.

El Párrafo II del Artículo 5 de la Ley No. 57-07 se lee como sigue:

“En el caso de potenciales hidroeléctricos que no superen los 5 MW, el Estado permitirá y otorgará concesiones a empresas privadas o particulares, que cumplan con los reglamentos pertinentes de la presente ley, interesados en explotar los potenciales hidroeléctricos existentes naturales o artificiales que no estén siendo explotados, aún en infraestructuras del propio Estado. Como excepción al Párrafo IV del Artículo 41 y 131 de la Ley General de Electricidad. ...”.

3.2 Alcance, Objetivos y Ámbito de Aplicación de Ley No. 57-07.

La Ley No. 57-07 constituye el marco normativo y regulatorio básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional, para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable y que procuren acogerse a los incentivos.

Dentro de sus objetivos está estimular los proyectos de inversión privada, basados en fuentes renovables de energía, proveyendo incentivos que permitan su desarrollo y sostenibilidad financiera.

Para el caso hidroeléctrico, podrán acogerse a los incentivos, previa demostración de su viabilidad física, técnica, medioambiental, social y financiera, todos los proyectos de instalaciones públicas, privadas, mixtas, corporativas y/o cooperativas de producción de energía renovable, cuya potencia no supere los 5 MW.

3.3 Concesiones.

Las empresas interesadas en generar electricidad para ser conectadas al SENI y disfrutar de los incentivos establecidos en la Ley No. 57-07 y su Reglamento de Aplicación, requerirán de Concesiones. En primera instancia se requiere de la Concesión Provisional para poder realizar las prospecciones, análisis y estudios que determinarán la factibilidad del proyecto, y luego una Concesión Definitiva para su ejecución y puesta en marcha.

Dos de los requerimientos más relevantes para que se le pueda otorgar la Concesión Provisional a un solicitante son: a) El pago de RD\$ 105,000.00 a la CNE, por concepto de evaluación de la petición, y de los servicios administrativos prestados, y b) Un acuerdo con los propietarios de los terrenos para poder desarrollar los estudios.

La Concesión Definitiva se otorgará por un plazo no superior a 40 años, pudiéndose renovar por un nuevo período de 20 años.

Para la solicitud de Concesión Definitiva es requerido presentar distintos documentos para cada tipo de tecnología. Para proyectos basados en energía proveniente de centrales hidráulicas los documentos de mayor relevancia son:

1. El estudio de impacto medioambiental con copia de la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, en la que se indique que no se presentan afecciones ambientales, con la definición de las medidas correctoras o de mitigación.
2. El análisis del recurso hidráulico.
3. El estudio de evacuación de la energía eléctrica producida.
4. El contrato con el propietario del terreno, donde se consigne un pago anual mínimo equivalente en pesos (RD\$) de mil dólares (US\$1,000.00), por cada Megavatio (MW) de potencia nominal instalado. Este valor se indexará de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos de América “all cities, all items”.

3.4 Incentivos Generales.

A continuación se hace mención de los incentivos establecidos en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, para las empresas que posean Concesión Definitiva:

1. Exención del pago de los impuestos aduanales de los equipos, maquinarias y accesorios importados, para la producción de energía de fuentes renovables, incluyendo los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI.
2. Exención del pago del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) y de todos los impuestos a la venta final de los equipos mencionados en el párrafo anterior.
3. Exención del pago de Impuesto Sobre la Renta (ISR) por un período de diez años a partir del inicio de las operaciones, con vigencia máxima hasta el año 2020.

4. Reducción a 5% del impuesto por concepto de pago de intereses por financiamiento externo establecido en el Artículo 306 del Código Tributario, modificado por la Ley de Reforma Tributaria No. 557-05, para aquellos proyectos desarrollados bajo el amparo de la Ley No. 57-07.
5. Incentivo fiscal, para los autoprodutores, donde se otorga hasta un 75% del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los propietarios o inquilinos de viviendas familiares, casas comerciales o industriales que cambien o amplíen para sistemas de fuentes renovables en la provisión de su autoconsumo energético privado. Dicho crédito fiscal será descontado en los tres años siguientes al impuesto sobre la renta anual a ser pagado por el beneficiario en proporción del 33.33%.
6. Despacho de electricidad asegurado, por parte del Organismo Coordinador (OC).
7. Derecho a transferir energía eléctrica al SENI, a través de las facilidades de la Empresa de Transmisión o cualquiera de las empresas distribuidoras.
8. Obligación por parte de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) o las empresas distribuidoras de electricidad, de comprar los excedentes de energía a precios regulados.
9. Derecho a suscribir contratos de suministro de energía con cualquier agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con precios de la energía no regulados, excluyendo de estos agentes a la CDEEE y las empresas distribuidoras.
10. Derecho al reembolso de costos incurridos para transportar su energía (líneas y equipos de interconexión) hasta los puntos para su evacuación a través de las redes de las empresas distribuidoras, así como de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

11. Derecho al acceso, uso y ocupación de los bienes estatales, municipales, de dominio público y particulares, individualizados en la concesión, que fueren necesarios para la construcción y la operación de las instalaciones.
12. Derecho a aprovechar los certificados por reducción de emisiones que puedan derivarse del proyecto.

3.5 Régimen Económico.

El Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07 contempla una lista de precios para cada tipo de tecnología, donde se establece que en los años 2009 y 2010 se incrementaría a una tasa anual de 4% y a partir del 1 de enero de 2011 se aplicará anualmente el incremento del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los Estados Unidos de América “all cities, all items”. Este esquema de retribución tendrá validez hasta el 1 de enero de 2018.

A partir del 1 de enero de 2018, durante un período de diez (10) años, los precios serán calculados tomando como precio de partida el precio de retribución establecido para el año 2018, que anualmente se incrementará por el IPC de los Estados Unidos de América “all cities, all items” menos 1 punto porcentual.

Luego del 1 de enero de 2028, la CNE será la responsable de emitir anualmente la Resolución de las retribuciones de referencia que regirán.

La retribución anual de referencia para centrales hidroeléctricas conectadas al SENI establecida en el reglamento, para el año 2008 es de 7.35 centavos de dólar por kilovatio-hora (UScent/kWh).

La retribución anual de referencia, para cada una de las tecnologías es la siguiente:

a) Eólica conectada al SENI	12.52 UScent/kWh
b) Eólica de autoproducción para venta al SENI	4.87 UScent/kWh
c) Biomasa eléctrica conectada al SENI	11.60 UScent/kWh
d) Biomasa eléctrica de autoproducción para venta al SENI	4.87 UScent/kWh
e) Residuos Sólidos Urbanos eléctrica para venta al SENI	8.50 UScent/kWh
f) Fotovoltaica conectada a red de potencia superior a 25 kW	53.50 UScent/kWh
g) Fotovoltaica de autogeneración de potencia superior a 25 kW al SENI	10.00 UScent/kWh
h) Fotovoltaica conectada a red de potencia igual o menor a 25 kW	60.00 UScent/kWh
i) Fotovoltaica de autoproducción igual o menor a 25 kW al SENI	10.00 UScent/kWh
j) Minihidro conectada al SENI	7.35 UScent/kWh
k) Minihidro de autoproducción para venta al SENI	4.87 UScent/kWh

Los generadores de energía renovable en régimen especial deberán pagar una contribución de un uno por ciento (1%) de sus ventas brutas, el cual se distribuirá ochenta por ciento (80%) para la CNE y veinte por ciento (20%) para la Superintendencia de Electricidad (SIE).

TERCERA PARTE
MARCO METODOLÓGICO

CAPÍTULO IV: INDICADOR DE INVERSIÓN EN REPÚBLICA DOMINICANA

En este Capítulo se determinará un indicador para la inversión, relacionado a la producción de energía eléctrica, así como el valor de equilibrio del mismo, para el cual se alcanza la viabilidad financiera de un proyecto de generación hidroeléctrica en la República Dominicana de capacidad hasta 5 MW, considerando los incentivos y restricciones establecidos por la Ley No. 57-07.

Luego de identificado el indicador a utilizar, se planteará una metodología para determinar el valor que permita el equilibrio financiero; se determinarán las variables a considerar para el desarrollo de la metodología, se determinará el valor que permite el equilibrio financiero para un caso base; y se realizará un análisis de sensibilidad del indicador de inversión con relación a las variables consideradas.

4.1 Indicadores Utilizados para Determinar la Viabilidad Económica-Financiera.

La factibilidad de invertir en proyectos hidroeléctricos depende, en cada caso, de su viabilidad técnica, económica-financiera, social y medioambiental. Dentro de ciertos parámetros, este tipo de proyecto es factible. Enfocándonos en proyectos viables social, medioambiental y técnicamente, nos centraremos en examinar en la parte económica- financiera los indicadores de viabilidad.

De los indicadores más utilizados para la evaluación económica-financiera de los proyectos se encuentran: la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), el

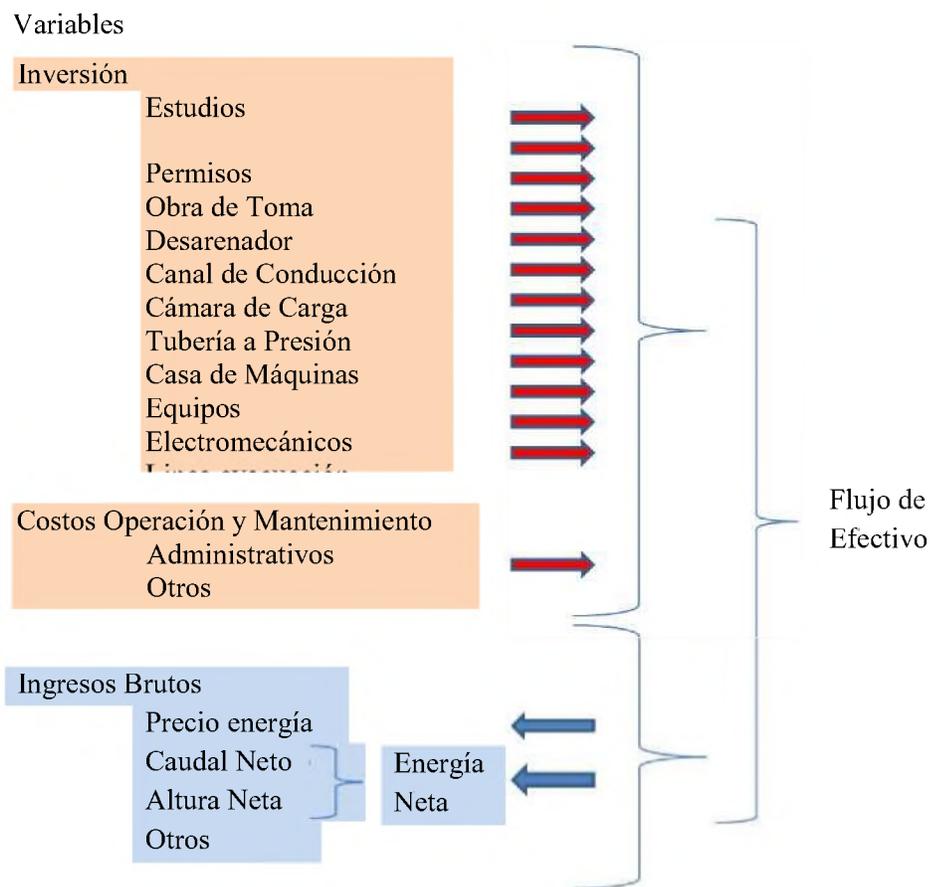
Período de Retorno de la Inversión, la relación Beneficio/Costo y la relación Inversión/Potencia Instalada.

Para determinar los primeros cuatro indicadores mencionados en el párrafo anterior, en primera instancia es necesario construir un flujo de efectivo estimado, el cual de manera simplista está compuesto por dos variables principales: los costos, que van desde la inversión hasta los costos de operación y mantenimiento, y los ingresos brutos, que dependen de los precios y la cantidad de energía producida; y para determinar el último de los indicadores mencionados, es necesario estimar la inversión y la potencia a instalar, por lo que se hace común para los indicadores mencionados el tener determinado cuál será el monto de inversión del proyecto en cuestión.

Tanto los costos como los ingresos, son dependientes de una gran cantidad de variables, tal como se muestra en la Figura 16.

Algunas de las variables pueden ser supuestas sin mayores inconvenientes, como es el caso de los ingresos brutos y los costos. Los ingresos brutos son dependientes del precio de la energía, que para un análisis conservador se puede acoger el establecido en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, y la producción de energía, la cual puede ser estimada del producto de la altura neta, el caudal turbinado y la eficiencia de la turbina, el generador y el transformador.

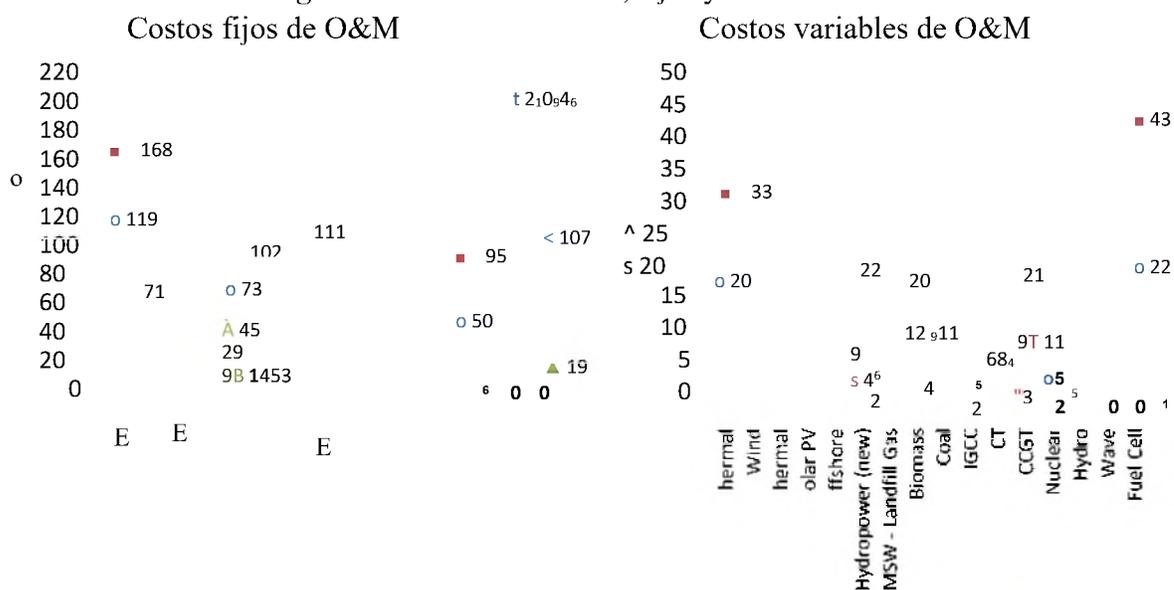
Figura 16. Variables consideradas en un flujo de efectivo para proyectos hidroeléctricos



Con respecto a los costos de operación y mantenimiento (O&M), según los valores obtenidos de experiencias nacionales e internacionales, representan un porcentaje insignificante dentro del flujo de efectivo, y resultan de poca incidencia en los cálculos de rentabilidad, por lo que dichos parámetros pueden ser acogidos para realizar análisis preliminares de factibilidad.

Según el documento *Manuales sobre energía renovable, Hidráulica a pequeña escala*, los costos de operación y mantenimiento generalmente fluctúan entre US\$ 0.01 y US\$ 0.02 por kWh.

Figura 17. Costos de O&M, fijos y variables

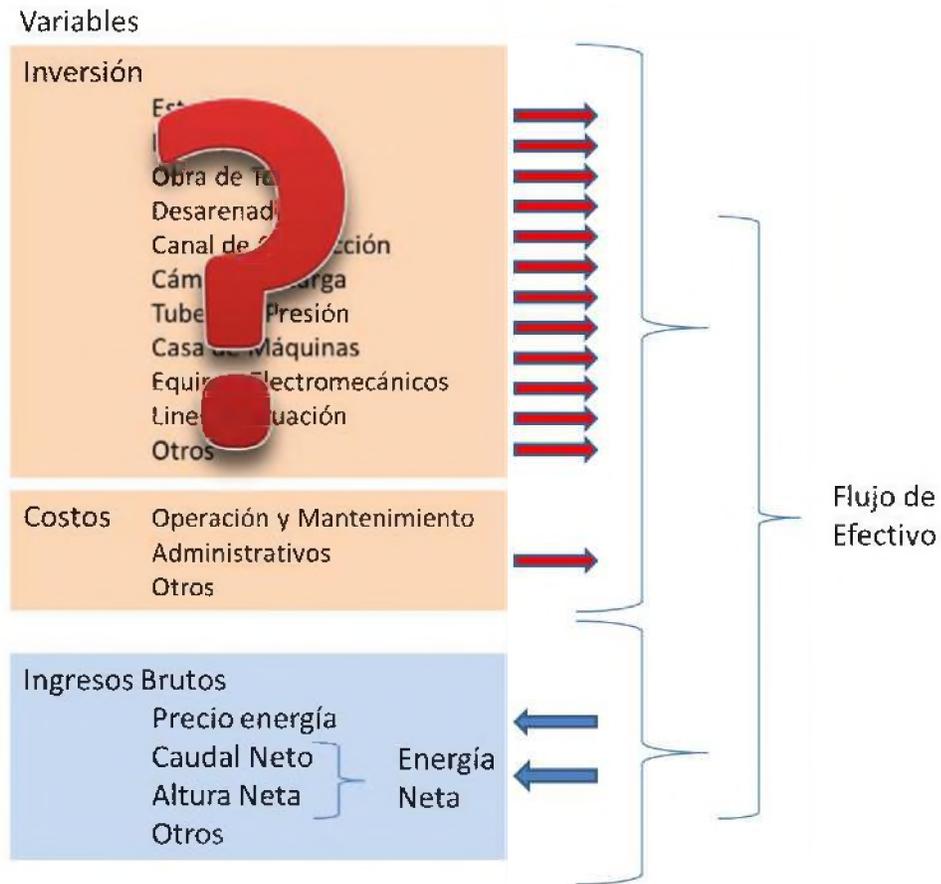


Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL), recuperado de: http://www.nrel.gov/analysis/tech_costs.html

Sin embargo el monto de inversión, que incide de manera relevante en la factibilidad económica-financiera, es dependiente de un gran número de variables, cada una con un amplio margen de incertidumbre previo a la realización de estudios específicos como son los estudios de suelo, topográficos, entre otros, siendo estos los que reducirían la brecha de incertidumbre.

Por tal razón, muchas veces son utilizados como referencia indicadores de costos de inversión de proyectos hidroeléctricos basados en la experiencia internacional y nacional, siendo uno de los indicadores más utilizados en estos casos el de Inversión por Potencia Instalada, expresado comúnmente en \$/kW o \$/MW.

Figura 18. Variables de mayor incertidumbre en proyectos hidroeléctricos



El indicador Inversión por Potencia Instalada puede dar una idea al inversionista del monto de inversión de un proyecto determinado, al provenir de experiencias en proyectos existentes, sin embargo, no brinda la oportunidad de determinar la viabilidad económica-financiera del proyecto, al no relacionar la inversión con la producción; es decir, para una misma relación de costo de inversión por potencia instalada de diferentes proyectos, se puede tener distintos niveles de rentabilidad para cada uno, debido a que los ingresos dependen de la producción de energía, y ésta a su vez del caudal neto, la altura neta y la eficiencia de cada uno de los componentes de la central hidroeléctrica.

La falta de indicadores de inversión que permitan a posibles inversionistas tomar decisiones con mayor nivel de certidumbre, ha motivado la búsqueda de indicadores que cierren esta brecha de incertidumbre, basándose en las condiciones específicas de República Dominicana, tanto de su legislación como de su mercado de energía.

4.2 Indicador de Inversión.

Considerando lo tratado en el numeral 4.1 del presente Capítulo, de que el mayor nivel de incertidumbre y de incidencia en la factibilidad de un proyecto hidroeléctrico se encuentra en el monto de inversión de cada proyecto, se ha resuelto simplificar la evaluación económica-financiera, creando un indicador que considerando las condiciones de la República Dominicana y las variables de mayor certidumbre, arroje como resultado el monto de inversión relacionado a la producción o potencia efectiva unitaria.

La diferencia del indicador propuesto frente a los indicadores anteriormente citados, es que el monto de inversión no será un insumo para el cálculo, sino un resultado que será relacionado con la producción o potencia efectiva.

A razón de que las transacciones monetarias por concepto de compra y venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) dominicano se realizan en dólares de los Estados Unidos de América (US\$), y de que el valor del US\$ tiene menor inflación que el Peso Dominicano (RD\$), se expresará la inversión en lo adelante en US\$.

La producción o energía neta, para cada proyecto, es el resultado del producto de la potencia media, la eficiencia y el tiempo. La potencia está definida por la capacidad de

producción en una hora. La eficiencia es el cociente de la producción luego de considerar las pérdidas de energía en todos los componentes de la central, ya sea por fricción o transformación de la misma en calor, y la potencia teórica total sin considerar las pérdidas. El tiempo a considerar será de una hora, por lo que siendo la energía considerada de manera horaria, ésta será igual a la potencia efectiva.

El indicador se denominará Inversión por Potencia Efectiva expresado en $\text{US\$/kW}_{\text{Efect}}$, lo que es equivalente a la Inversión por Energía Promedio Horaria expresada en $\text{US\$/kWh / hora}$.

4.3 Variables a Considerar.

Las variables a considerar para calcular el indicador de Inversión por Potencia Efectiva serán:

1. La Tasa Interna de Retorno (TIR) deseada para el proyecto.
2. El Valor Actual Neto (VAN).
3. El período de recuperación de la inversión, expresada en años.
4. La vida útil del proyecto, expresada en años.
5. Los costos variables (O&M variable), expresados en $\text{US\$/kWh}$.
6. Los costos fijos (O&M fijo y uso de terreno), expresados en $\text{US\$/kW-año}$.
7. El precio de la energía, expresado en $\text{US\$/kWh}$.
8. La Potencia Efectiva, expresada en kW.
9. El Impuesto Sobre la Renta (ISR).
10. El Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (IPC).

Los períodos de recuperación de la inversión y de vida útil del proyecto, fueron considerados con igual valor, con el objetivo de simplificar el análisis, por lo que en lo adelante cuando se hace mención del término “vida útil” también se está haciendo referencia a período de repago de la inversión. Sin embargo, de ser necesario considerar distintos períodos para la recuperación de la inversión y la vida útil del proyecto, se requeriría considerar sus incidencias en el flujo de efectivo que sería parte de la evaluación y análisis.

El concepto de depreciación no fue considerado explícitamente, pero sí de manera implícita al considerar un repago de la inversión durante la vida útil del proyecto, lo que lo hace equivalente a la aplicación del método de depreciación lineal. Según el caso, pudiese disponerse de esos recursos económicos para la reposición del proyecto o para finalizar el proyecto con el repago del capital completo. Existe un efecto contable que diferencia un ejercicio del otro, y está relacionado con el pago de los impuestos, ya que el flujo del repago de la inversión sería visto como un beneficio el cual quedaría grabado con el Impuesto Sobre la Renta (ISR) a partir del año 2021 (año en que la Ley No. 57-07 levanta la exención del pago del ISR a los productores de energía renovable), mientras que de realizarlo mediante depreciación, esa fracción del flujo de ingresos quedaría libre del ISR, lo que sería un beneficio adicional sobre los escenarios planteados en el presente documento.

El valor de salvamento o valor residual no fue considerado, para la simplificar el análisis, ya que los componentes de la inversión (activos intangibles, obras civiles, equipos electromecánicos, otros) tendrían distintas proporciones para cada proyecto. Dado los períodos de tiempo de vida útil considerados en este documento, el valor de salvamento de los equipos electromecánicos quedarían afectados de manera considerable por la obsolescencia, por lo que podría su valor ser estimado de acuerdo al valor del metal al año de

finalización de la vida útil del proyecto, lo que lo hace insignificante frente al flujo de efectivo considerado durante la vida útil del proyecto.

Los aspectos técnicos, sociales y medioambientales no serán parte de los temas de desarrollo del presente trabajo, considerando que los promotores o inversionistas deberán cumplir para cada proyecto con los requerimientos legales y normativos relacionados a lo técnico, social y medioambiental, manteniendo para este trabajo un enfoque económico-financiero. Sin embargo, debe considerarse como parte de la inversión todos los costos asociados a los estudios, licencias y permisos técnicos, sociales y medioambientales requeridos para el desarrollo del proyecto; así mismo, los costos de mitigación de daños sociales y medioambientales para ser incluidos en los flujos de efectivo a considerar en la metodología. Siendo el Estudio de Impacto Ambiental y la Licencia Medioambiental son requisitos para la solicitud de concesión, el inversionista podrá tener previo al desarrollo del proyecto, las actividades requeridas para la mitigación de los efectos negativos del proyecto al medioambiente, teniendo la oportunidad de considerarlas y valorizarlas.

El efecto negativo social y medioambiental producido por el desarrollo de proyectos de este tipo, es considerado como mínimo, ya que no ocupan grandes extensiones de terreno tal como ocurre con los grandes embalses hidroeléctricos que afectan la flora y fauna de manera drástica.

Las variables no consideradas en este documento, pueden ser introducidas de acuerdo a los criterios que sean considerados para determinar el monto de inversión de un proyecto específico.

4.4 Metodología para Determinar el Valor del Indicador de Inversión por Potencia Efectiva.

Se tomará como punto de partida la tasa interna de retorno (TIR) deseada para el proyecto, el período de vida útil estimada del proyecto el cual será considerado igual al período de recuperación de la inversión, el flujo de caja operacional y un valor actual neto (VAN) de cero (0), para poder encontrar el valor de inversión.

Representación matemática:

De la ecuación para determinar el VAN, se puede despejar el valor de inversión.

$$V = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I = 0 \quad \text{Ec(1)} \quad ; \quad I = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad \text{Ec(2)}$$

Donde:

- F_t es el flujo de caja operacional para cada período t .
- t es el período, y su valor va desde 0 a n , en números enteros.
- n es el número total de períodos.
- I es el valor de la inversión inicial.

El flujo de caja operacional es el resultado del producto del precio de la energía (PE_t), la potencia efectiva (P_{efect}) y el tiempo, menos los costos, tanto fijos como variables, afectado por la tasa impositiva. Podrán ser considerados, dentro del flujo, otros ingresos y egresos, de acuerdo a la realidad de cada caso.

Representación matemática:

$$V_t = P_{t} \cdot P_{efect} \cdot \left[\frac{hr}{año} \cdot Costo_{Variable_t} + Costo_{Fijo_t} \right] \cdot (1 + C)^J \cdot (1 + ISR)$$

Ec(3)

Donde:

- P_{Et} es el precio de la energía para cada período t.
- P_{efect} es la potencia efectiva.
- $hr/año$ es la cantidad de horas que comprende un período t.
- $Costo_{Variable_t}$ es el valor del costo variable por cada unidad de potencia efectiva por cada hora.
- $Costo_{Fijo_t}$ es el valor de costo fijo para cada período t por potencia efectiva.
- C es el cargo a pagar a la CNE y la SIE establecido en el Artículo 112 del Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07.
- ISR es el impuesto sobre la renta.

Ecuación (3) simplificada:

$$V_t = P_{t} \cdot P_{efect} \cdot \left[\frac{hr}{año} \cdot Costo_{Variable_t} + Costo_{Fijo_t} \right] \cdot (1 + C)^J \cdot (1 + ISR)$$

Ec(4)

Los costos tanto variables como fijos pueden expresarse matemáticamente de la siguiente manera:

$$Cost_{OyM} = O\&M_{Variable} \times IPC_t \times IPC_{t-1} \quad Ec(5)$$

Donde:

- $O\&M_{Variable_t}$ es el valor de operación y mantenimiento por cada unidad de potencia efectiva por cada hora.
- IPC_t es el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América “all cities, all items” promedio para el período t.
- IPC_{t-1} es el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América “all cities, all items” promedio para el período previo al período t.

$$Cost_{Opit} = O\&M_{Fijo} \times IPC_{t-2} + Cost_{Terreno} \times IPC_{t-2} \quad Ec(6)$$

Donde:

- $O\&M_{Fijo_t}$ es el valor de operación y mantenimiento fijo para cada período t por potencia efectiva.
- $Cost_{Terreno_t}$ es el valor establecido en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, donde se consigna un pago anual mínimo por cada megavatio (MW) de potencia nominal instalado, al propietario del terreno; valor que será indexado con el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos de América “all cities, all items”.
- IPC_{t-2} es el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América “all cities, all items” promedio para el período previo al período t-1.

Precio de la Energía: El Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07 establece un precio de la energía base para el año 2008 de 7.35 centavos de dólar por kilovatio-hora

(UScent/kWh), el cual se incrementa a una tasa de un 4% anual para los años 2009 y 2010, y a partir del 1 de enero de 2011 se aplica anualmente el incremento a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los Estados Unidos de América “all cities, all items”. Este esquema de retribución tendrá validez hasta el 1 de enero de 2018.

Representación matemática del PEt para el período 2008-2010:

$$PE_{2008} = 0.0735 \text{ \$/kWh}$$

$$PE_{2009} = PE_{2008} \times 1.04$$

$$PE_{2010} = PE_{2009} \times 1.04 = PE_{2008} \times (1.04)^2$$

Para cualquier año del período comprendido entre el 1 de enero 2011 y el 1 de enero de 2018, el PEt se puede representar por la siguiente ecuación:

$$PE_t = PE_{2008} \times (1.04)^t \quad Ec(7)$$

A partir del 1 de enero de 2018 y durante un período de diez (10) años, hasta el 31 de diciembre de 2027, los precios serán calculados tomando como precio de partida el precio establecido para el año 2018, que anualmente se incrementará por el IPC de los Estados Unidos de América “all cities, all items” menos 1 punto porcentual.

$$PE_t = PE_{2018} \times [1 + (\text{IPC} - 1\%)]^n \quad Ec(8)$$

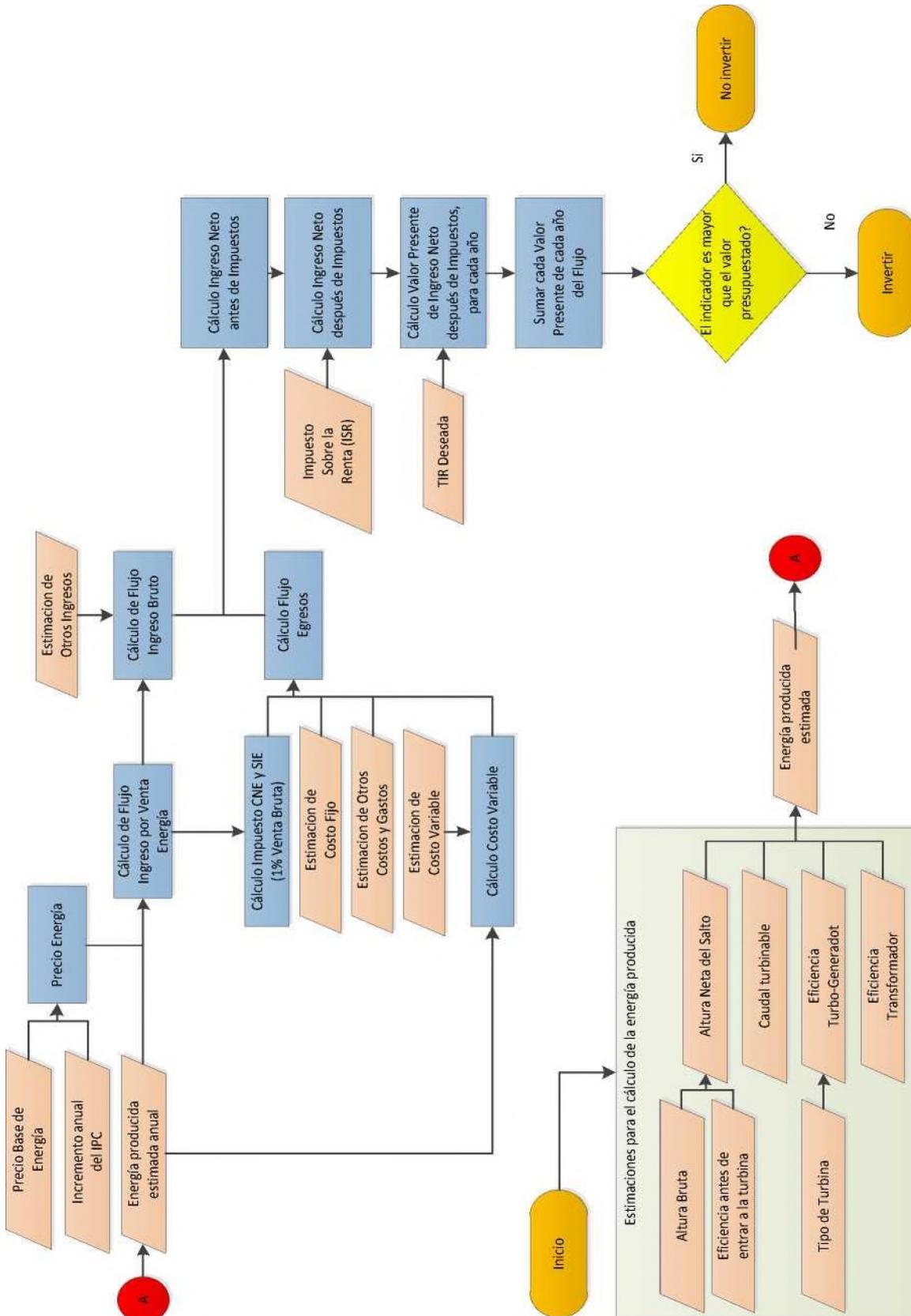
Donde:

- PE_{t-1} es el precio de la energía para el período previo al período t .

Luego del 1 de enero de 2028, la CNE será la responsable de emitir anualmente la Resolución de las retribuciones anuales de referencia que regirán, lo que crea alta incertidumbre en el valor del precio de la energía, por lo que nos acogeremos a estimarlo calculándolo con la ecuación anteriormente planteada.

En la Figura 19 se presenta un flujograma donde se ilustra el proceso a seguir para desarrollar la metodología para determinar el valor del indicador de Inversión por Potencia Efectiva, así como el proceso posterior de decisión de invertir o no, ya sea en el desarrollo del proyecto o en estudios que arrojen datos con menor margen de incertidumbre.

Figura 19. Flujograma metodología cálculo del indicador de inversión por potencia efectiva



CAPÍTULO V: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

5.1 Desarrollo de la Metodología.

En el presente numeral se desarrollarán las expresiones matemáticas y la metodología detallada en el numeral 4.4, para obtener el valor de inversión inicial correspondiente a las variables y consideraciones tomadas. Para cada variable considerada se hará una breve explicación de lo que representa y de la justificación de los valores adoptados.

Para desarrollar la Ecuación 2, que determina el monto de inversión, se desarrolla primero la Ecuación 4, para determinar el flujo de caja operacional (Fi), expresada matemáticamente de la manera siguiente:

$$F_i = P_{efect} \cdot [C^{hr/año} \cdot Variable_{hr/año} - Fijo_i] \cdot (1 - ISR)^{-1} \quad Ec(4)$$

Potencia efectiva:

Valor a considerar para la P_{efect} : 1.00 kW

Se considera un valor de potencia efectiva de 1.00 kW, con el fin de que los resultados monetarios sean en función de un valor unitario de potencia efectiva o energía.

Precio de la energía:

Para el período 2008-2010

$$P^{Base} = 0.0735 \text{ US\$/kWh}$$

$$PE_{2008} = P^{Base} \times 1.04 = 0.0764 \text{ US\$/kWh}$$

$$PE_{2010} = P^{Base} \times (1.04)^2 = 0.0795 \text{ US \$/kWh}$$

Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2011 y 1 de enero de 2018:

$$PE_t = P^{Base} \times (1.04)^{t-2008} \quad Ec(7)$$

Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y 1 de enero de 2028:

$$PE_t = P^{Base} \times [1 + ((IPC_{t-2} - 1) - 1\%)]^{t-2018} \quad Ec(8)$$

A razón de que a partir del 1 de enero de 2028 no se tiene certidumbre del valor que la CNE asignará al PE_t, para realizar el análisis del presente trabajo, se estimarán los valores utilizando la misma ecuación establecida para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y 1 de enero de 2028.

Los valores asumidos para el PE de cada año a partir del 2011, dependen del IPC de los años último y penúltimo para su indexación, tal como se visualiza en las ecuaciones No. 7 y No. 8. En la Tabla 1 se presentan los valores de PE considerados, según los valores proyectados del IPC.

Índice de Precios al Consumidor (IPC): Los valores considerados del IPC de los Estados Unidos de América “all cities, all items” serán calculados a partir de los valores históricos registrados hasta el año 2011, utilizando un incremento de un 2% anual a partir del año 2012, valor el cual corresponde con el incremento promedio anual de los últimos 10 años, tal como se muestra en la Tabla 1.



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por United States Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, *Consumer Price Index History Table*, recuperado de <http://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt>

Tabla 1
Indexación del precio de la energía eléctrica

Años			Precio	Años			Precio	Años			Precio	
Incremento			Energía	Incremento			Energía	Incremento			Energía	
Flujo Año	PE	IPC	(US\$/kWh)	Flujo Año	PE	IPC	(US\$/kWh)	Flujo Año	PE	IPC	(US\$/kWh)	
2008		215	0.0735	8	2020	0.02	269	0.0946	20	2032	0.02	341
2009	4.0%	215	0.0764	9	2021	2.0%	274	0.0956	21	2033	2.0%	348
2010	4.0%	218	0.0795	10	2022	2.0%	280	0.0965	22	2034	2.0%	355
2011	3.2%	225	0.0806	11	2023	2.0%	285	0.0975	23	2035	2.0%	362
0	2012	2.0%	230	12	2024	2.0%	291	0.0985	24	2036	2.0%	369
1	2013	2.0%	234	13	2025	2.0%	297	0.0995	25	2037	2.0%	377
2	2014	2.0%	239	14	2026	2.0%	303	0.1005	26	2038	2.0%	384
3	2015	2.0%	244	15	2027	2.0%	309	0.1015	27	2039	2.0%	392
4	2016	2.0%	248	16	2028	2.0%	315	0.1025	28	2040	2.0%	400
5	2017	2.0%	253	17	2029	2.0%	321	0.1035	29	2041	2.0%	408
6	2018	2.0%	258	18	2030	2.0%	328	0.1045	30	2042	2.0%	416
7	2019	2.0%	264	19	2031	2.0%	334	0.1056				

Costo variable: Se denomina costo variable ($Costo_{Variable_t}$) al costo unitario variable de operación y mantenimiento ($O\&M_{Variable_t}$), el cual será expresado en dólares por unidad de potencia efectiva por cada hora (US\$/kWh). Tomando como referencia los costos de $O\&M_{Variable_t}$ ofrecidos por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el año

2009, el cual es el laboratorio de investigación de energías renovables del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se consideran valores, como referencia, entre 0.0024 y 0.0053 US\$/kWh.

$$Cost_{Variable_t} = O\&M_{Variable_t} \cdot \left(\frac{1}{IP_{Ct-i}} \right) \quad Ec(5)$$

Valor a considerar para el $O\&M_{Variable_2009}$: 0.0053 US\$/kWh

Costo fijo: El costo fijo ($Costo_{Fijo_t}$) está compuesto por el valor de operación y mantenimiento fijo ($O\&M_{Fijo_t}$) para cada período t por potencia efectiva, el cual expresaremos en US\$/kW_{efect} durante todo un año y el costo por uso de suelo ($Costo_{Terreno_t}$) en que se incurriría en caso de que el promotor del proyecto no sea propietario del terreno en el que se desarrollaría, cuyo monto mínimo está normado en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, el cual será valorizado para un año en US\$/kW_{efect}.

$$Cost_{Fijo_t} = O\&M_{Fijo_t} \cdot X^{(t)} + Cost_{OT,ren,j} \cdot X^{(t)} \quad Ec(6)$$

Se denomina operación y mantenimiento fijo ($O\&M_{Fijo_t}$) al costo anual de operación y mantenimiento independiente de la producción energética de la unidad generadora, el cual será expresado en dólares por unidad de potencia efectiva (US\$/kW_{efect}). Tomando como referencia los costos de $O\&M_{Fijo_t}$ ofrecidos por el NREL para el 2009, se pueden considerar valores entre 14.44 y 15.52 US\$/kW_{efect}-año como referencia.

Valor a considerar de $O\&M_{Fijo_2009}$: 15.52 US\$/kW_{efect}-año

Se estimará que el terreno en donde se desarrollaría el proyecto tiene un costo ($\text{Costo}_{\text{Terreno}_t}$) de referencia igual al establecido como mínimo en el Reglamento de Aplicación, de un pago anual mínimo equivalente de mil dólares (US\$1,000.00) por cada Megavatio (MW) de potencia instalada ($P_{\text{Instalada}}$), y se indexará de acuerdo al IPC de Estados Unidos de América “all cities, all items”; lo que equivale a 1.00 US\$/kW-año.

Debido a que el $\text{Costo}_{\text{Terreno}_t}$ está expresado en base a la potencia instalada y que en el presente documento se utiliza el parámetro del kW de potencia efectiva para el cálculo de los flujos de efectivo, se calculará el $\text{Costo}_{\text{Terreno}_t}$ en base a la potencia efectiva dividiendo el $\text{Costo}_{\text{Terreno}_t}$ en base a la potencia instalada entre una eficiencia del sistema de 65%, valor tomando como referencia de Coz, F., Sánchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodríguez, L., Miranda, H., et al. (1995). *Manual de Mini y Microcentrales Hidraulicas: Una guía para el desarrollo de proyectos*.

$$\text{Costo}_{\text{Terreno}_2008} = 1.00 \text{ US\$/kW-año} / 0.65 = 1.54 \text{ US\$/kW}_{\text{Efect}}\text{-año}$$

Tabla 2

Parámetros de rangos de eficiencias

Fuente	Turbina	Generador	Transformador	Total
A				85% ³
B				80%-85% ⁴
C				50%-70% ⁵
D	80%	85%	96%	65% ⁶
E	88%-92% ⁷	90%-95%		79%-87%
F				>70% ⁸
G				80% ⁹

Compensación CNE-SIE (C): El Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, en su Artículo 112, establece como obligación para los generadores el pago de una contribución de un uno por ciento (1%) de sus ventas brutas.

Valor de Compensación establecido: 1.0% de las Ventas Brutas

Impuesto Sobre la Renta (ISR): El Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, exonera del pago del ISR a los productores de energía proveniente de fuentes renovables hasta el año 2020.

³ Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006), *Manuales de Energías Renovables 6: Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid, España. Pág. 36.

⁴ Union of the Electricity Industry – Eurelectric, (2003). *Efficiency in Electricity Generation*. Pág. 10.

⁵ Canada. Natural Resources of Canada, Hydraulic Energy Program, Renewable Energy Technology Program, CANMET Energy Technology Centre (CETC), Renewable and Electrical Energy Division (REED), Electricity Resources Branch, Natural Resources Canada (NRCan). (2004), *Micro-Hydropower Systems: A Buyer's Guide*. Canada. Pág. 7 y 8.

⁶ Coz, F., Sánchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodríguez, L., Miranda, H., et al. (1995), *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: Una guía para el desarrollo de proyectos*. Lima, Perú. Intermediate Technology Development Group (ITDG-PERU). Pág.4.

⁷ Comisión Europea, Dirección General De Energía (DG XVII), European Small Hydropower Association (ESHA). (1998), *Manual De Pequeña Hidráulica, Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. Bruselas, Bélgica. Celso Penche. Pág. 188 y 198.

⁸ Biomass Users Network (BUN-CA) (ed). (2002), *Manuales sobre energía renovable, Hidráulica a pequeña escala* (1ra ed.). San José, Costa Rica. Pág. 31.

⁹ Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A., Ente Vasco de la Energía (Ed.). (1995), *Minihidráulica En El País Vasco* (1ra ed.). Bilbao, España. Pág. 30.

Valor de ISR considerado a partir del 2020: 25%¹⁰

Tiempo para un Período t:

$t_{hr/año}$ es la cantidad de horas que comprende un período t, de 8,760 hr/año.

Tasa Interna de Retorno (TIR) deseada:

Valor de TIR considerado: 20%

Con los parámetros descritos y valorizados, se procede a la realización de los cálculos con las fórmulas planteadas anteriormente. Las fórmulas fueron desarrolladas con los valores planteados en este Capítulo, utilizando una hoja de cálculo del programa Excel 2010. En la Tabla 3 se presenta la hoja de cálculo con los valores de entrada y salida de datos; en los anexos se presenta la Tabla B1 la cual muestra las fórmulas utilizadas en cada celda de la hoja de cálculo presentada en la Tabla 3.

¹⁰ Congreso Nacional. (1992), *Código Tributario De La Republica Dominicana*.

Tabla 3
Escenario Base

Años Flujo	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto		Egresos			Ingreso Neto		Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
	Año	PE						IPC	Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)			Ingreso - Egreso (US\$)
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54					
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54					
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56					
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61					
	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.64	7.43		663.14	552.61	552.61
	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.68	7.58		676.40	469.72	1,022.33
	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.71	7.73		689.93	399.26	1,421.60
	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.74	7.89		703.72	339.37	1,760.97
	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.78	8.05		717.80	288.47	2,049.44
	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.81	8.13		724.19	242.53	2,291.97
	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.85	8.21		730.63	203.90	2,495.87
	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.89	8.29		737.11	171.43	2,667.30
	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.92	8.37	185.91	557.74	108.09	2,775.39
	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.96	8.46	187.56	562.67	90.88	2,866.27
	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	2.00	8.54	189.22	567.65	76.40	2,942.67
	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	2.04	8.63	190.89	572.66	64.23	3,006.90
	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	2.08	8.71	192.57	577.71	53.99	3,060.89
	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	2.12	8.80	194.26	582.79	45.39	3,106.28
	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.17	8.89	195.97	587.91	38.16	3,144.44
	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.21	8.98	197.69	593.07	32.08	3,176.52
	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.25	9.07	199.42	598.27	26.97	3,203.48
	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.30	9.16	201.17	603.50	22.67	3,226.15
	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.35	9.25	202.92	608.77	19.06	3,245.21
	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.39	9.34	204.69	614.08	16.02	3,261.23
	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.44	9.44	206.48	619.43	13.46	3,274.69
	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.49	9.53	208.27	624.81	11.32	3,286.01
	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.54	9.62	210.08	630.23	9.51	3,295.52
	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.59	9.72	211.90	635.69	8.00	3,303.52
	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.64	9.82	213.73	641.18	6.72	3,310.24
	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.69	9.92	215.57	646.72	5.65	3,315.89
	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.75	10.02	217.43	652.29	4.75	3,320.64
	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.80	10.12	219.30	657.90	3.99	3,324.63
	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.86	10.22	221.18	663.54	3.35	3,327.98
	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.92	10.32	223.08	669.23	2.82	3,330.80

Eficiencia
0.65

TIR deseada
20%

5.2 Análisis del Desarrollo.

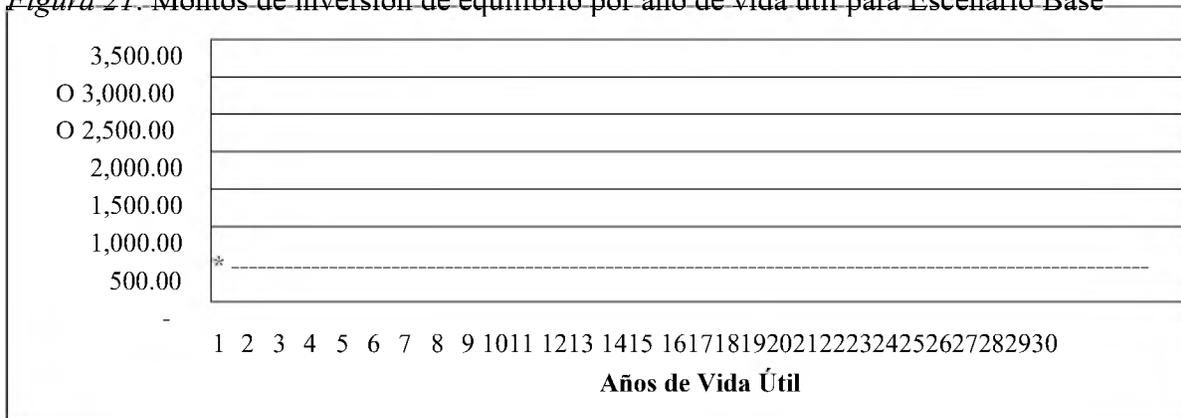
Bajo las condiciones legales e impositivas de la República Dominicana, períodos de vida útil de 20, 25 y 30 años, y una tasa de retorno deseada de 20%, de acuerdo a los resultados, la inversión no puede ser mayor a 3,261.23, 3,310.24 y 3,330.80 US\$/kW_{efect}, respectivamente, tal como se muestra en la Tabla 3, y de manera resumida en la Tabla 4.

Tabla 4
Indicadores de inversión de Escenario Base para vida útil de 20, 25 y 30 años

Vida Util (Años)	Inversión (US\$/kW Efectivos)	Variación
20	3,261.23	-1.5%
25	3,310.24	0.0%
30	3,330.80	0.6%

Esos indicadores muestran el límite de Inversión por Potencia Efectiva para el cual se alcanza una tasa de rentabilidad deseada de un 20% en un tiempo de vida útil estimado. Los indicadores de Inversión por Potencia Efectiva presentan variaciones menores al 2%, entre el rango de 20 a 30 años de vida útil, con respecto al resultado correspondiente a 25 años de vida útil.

Figura 21. Montos de inversión de equilibrio por año de vida útil para Escenario Base



Con fines de comparar los resultados con parámetros como el de Inversión por Potencia Instalada, se divide el resultado de Inversión por Potencia Efectiva entre la eficiencia del sistema, la cual depende del tipo de tecnología a instalar, la curva de eficiencia dada por el fabricante de cada equipo, el mantenimiento, desgastes durante la vida útil, entre otros factores, por lo que para cada proyecto será diferente.

Partiendo del valor de eficiencia tomado para el caso base en el numeral 5.1, de 65%, y los valores de Inversión por Potencia Efectiva de la Tabla 4, la Inversión por Potencia Instalada relacionada a estos valores es de alrededor de los 5,000 US\$/kW.

5.3 Análisis de Sensibilidad.

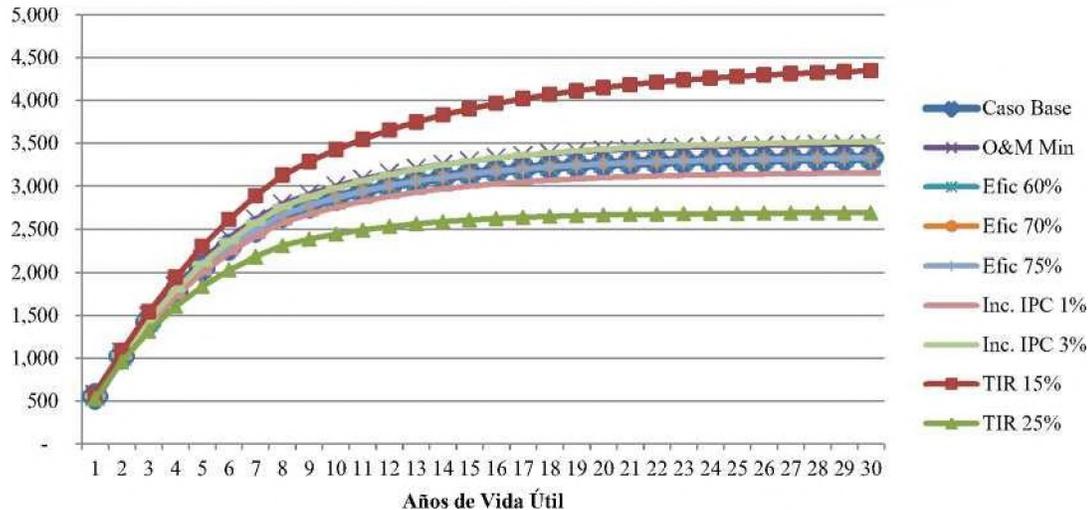
Para realizar el análisis de sensibilidad, se han considerado escenarios que parten de los datos del Escenario Base con variaciones en las variables indicadas en la Tabla 5.

Tabla 5
Escenarios para el análisis de sensibilidad

Escenarios	O&M		Eficiencia Sistema	Incremento Anual del IPC	TIR Deseada
	Variable (US\$/kWh)	Fijo (US\$/kW-año)			
Base	0.0057	15.52	65%	2%	20%
No.1	0.0025	14.44			
No.2			60%		
No.3			70%		
No.4			75%		
No.5				1%	
No.6				3%	
No.7					15%
No.8					25%

Utilizando la hoja de cálculo de la Tabla B1, se realizaron cálculos para obtener los resultados de los valores de Inversión por Potencia Efectiva para cada año de cada escenario, dichos resultados se presentan de manera gráfica en la Figura 22, y como valor para un período de 25 años de vida útil en la Tabla 6, para la simplificación de la presentación de los datos numéricos, ya que las variaciones de ± 5 años en base a 25 años de vida útil son menores al 2% para todos los escenarios, exceptuando el Escenario No. 7 (TIR=15%) en el que la variación entre la vida útil de 20 y 25 años es de aproximadamente 3%.

Figura 22. Resultado gráfico de los escenarios del Caso Base al No.8



Los valores obtenidos para los escenarios del No. 1 al No. 6 dan como resultado variaciones menores al 6% con respecto al Escenario Base. Sin embargo, para los escenarios No. 7 y No. 8, los resultados presentan variaciones considerables del orden del 19% al 29% con respecto al Escenario Base. Estos resultados muestran la alta sensibilidad del indicador de Inversión por Potencia Efectiva frente a la Tasa Interna de Retorno deseada.

Tabla 6

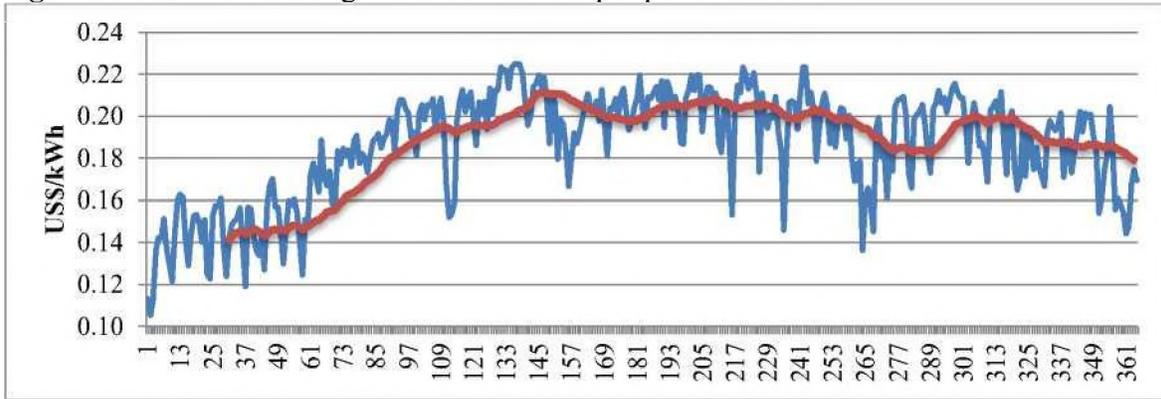
Indicadores de inversión y variaciones con el Escenario Base, 25 años vida útil

Escenarios	Variables	Inversión	Variación
Modificadas		(US\$/kW Efectivos)	
Base		3,310.24	0.0%
No.1	< O&M	3,470.85	4.9%
No.2	Eficiencia 60%	3,309.54	0.0%
No.3	Eficiencia 70%	3,310.84	0.0%
No.4	Eficiencia 75%	3,311.36	0.0%
No.5	Incremento CPI 1%	3,140.56	-5.1%
No.6	Incremento CPI 3%	3,494.60	5.6%
No.7	TIR 15%	4,281.68	29.3%
No.8	TIR 25%	2,684.66	-18.9%

Los productores con Concesión Definitiva, incluidos en el Registro del Régimen Especial de proyectos inscritos para disfrutar de los incentivos de la Ley No. 57-07, según el Artículo 66 del Reglamento de Aplicación de esta ley, tienen el derecho de percibir de las empresas distribuidoras, CDEEE u otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por la venta de la energía eléctrica producida, la retribución prevista en el contrato. El precio de la energía a ser transado, tanto con las empresas distribuidoras como con la CDEEE, es el establecido por el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, explicado en los capítulos anteriores; sin embargo, los precios de energía a ser transados con otros agentes del MEM, serán producto de un acuerdo entre las partes involucradas.

En el MEM existe un mercado libre de energía, llamado Mercado Spot. El Mercado Spot es definido en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 125-01 como "... el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia."

Figura 23. Precios de energía en el Mercado Spot para el año 2011



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por Organismo Coordinador-SENI, Informes de Costo Marginal Horario

Tomando como referencia escenarios en los que la energía no sería comercializada directamente con la CDEEE ni con las empresas distribuidoras, sino a través del Mercado Spot, con Usuarios No Regulados (UNR) o con empresas generadoras, a precios distintos a los establecidos por el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, se consideran escenarios adicionales a los planteados, denominados escenarios No. 9, 10 y 11, con precios de venta de energía para el año 2008 de 0.10, 0.15 y 0.20 US\$/kWh respectivamente, con un incremento anual asociado al crecimiento anual del IPC.

Tabla 7
Escenarios adicionales para el análisis de sensibilidad

Escenarios	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Eficiencia Anual del IPC	Incremento Deseada (US\$/kWh)	TIR	Precios Energía
Base	0.0057	15.52	65%	2%	20%	Ley No.57-07
No.1	0.0025	14.44				
No.2			60%			
No.3			70%			
No.4			75%			
No.5				1%		
No.6				3%		
No.7					15%	
No.8					25%	
No.9						0.10
No.10						0.15
No.11						0.20

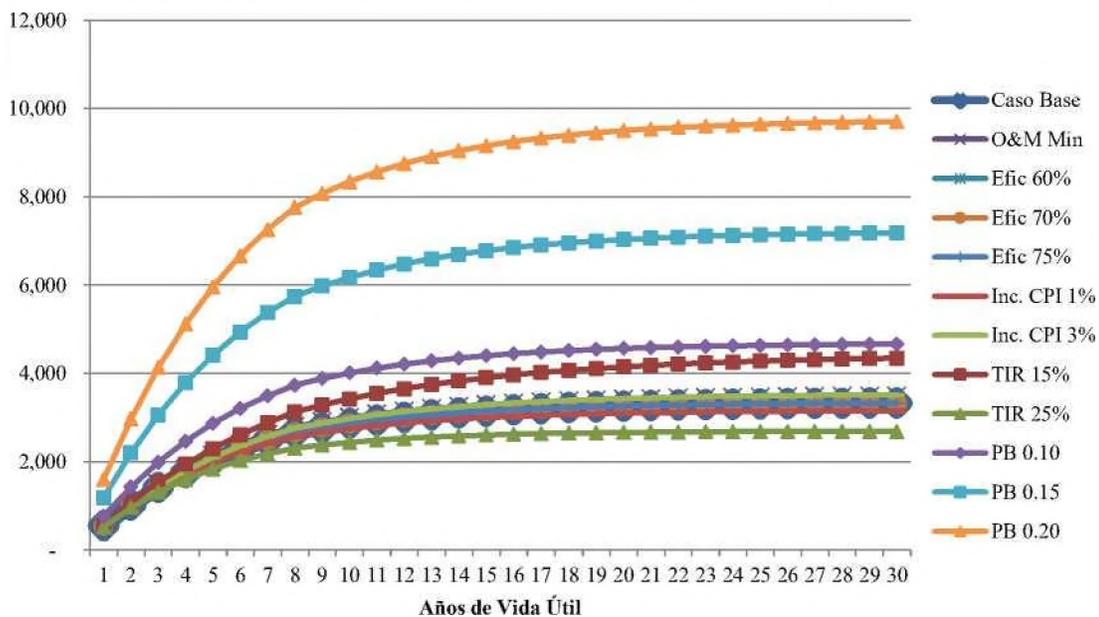
En la Tabla 8, se presenta un resumen de los resultados de los escenarios Base, No. 9, 10 y 11, para un período de vida útil de 25 años.

Tabla 8
Indicadores de inversión y variaciones de escenarios No. 9 - No. 11, 25 años vida útil

Escenarios	Variables Precios Energía Modificadas	(US\$/kWh) (US\$/kW Efectivos)	Inversión	Variación
Base		0.0735	3,310.24	0% 40%
No.9	PEBase 0.10	0.10	4,637.72	116%
No.10	PEBase 0.15	0.15	7,142.41	191%
No.11	PEBase 0.20	0.20	9,647.11	

Los valores de los indicadores de Inversión por Potencia Efectiva para cada año de cada escenario, se presentan de manera gráfica en la Figura 24.

Figura 24. Resultado gráfico de los escenarios del caso Base al No. 11



Los resultados muestran que más que la TIR deseada, los precios de energía representan una variable de alta incidencia en el indicador de Inversión por Potencia Efectiva. Con respecto al Escenario Base, el Escenario No. 9 presenta un incremento del 40%, el Escenario No. 10 un incremento del 116% y el Escenario No. 11 un incremento del 191%.

Con fines de comparar los resultados con montos como el de Inversión por Potencia Instalada, se multiplica el resultado de Inversión por Potencia Efectiva por la eficiencia del sistema; partiendo de los valores de eficiencia expresados en la Tabla 2, tomando valores de 65% y 85% de eficiencia del sistema, y los valores de Inversión por Potencia Efectiva de cada escenario podemos obtener los resultados presentados en la Tabla 9 para un período de 25 años de vida útil y en las figuras 25 y 26 para los diferentes períodos de vida útil.

Tabla 9

Inversión por potencia instalada, escenarios Base, 7-11, para 25 años de vida

Escenarios	Variables	Eficiencia	
	Modificadas	65%	85%
Base		2,152.38	2,813.70
No.7	TIR 15%	2,783.09	3,639.43
No.8	TIR 25%	1,745.03	2,281.96
No.9	PE Base 0.10	3,014.52	3,942.06
No.10	PE Base 0.15	4,642.57	6,071.05
No.11	PE Base 0.20	6,270.62	8,200.04

Para una mayor eficiencia, mayor el límite del valor de inversión por potencia instalada para una misma tasa de retorno deseada.

Figura 25. Resultado gráfico de los escenarios Base, 7-11, para un 65% de eficiencia

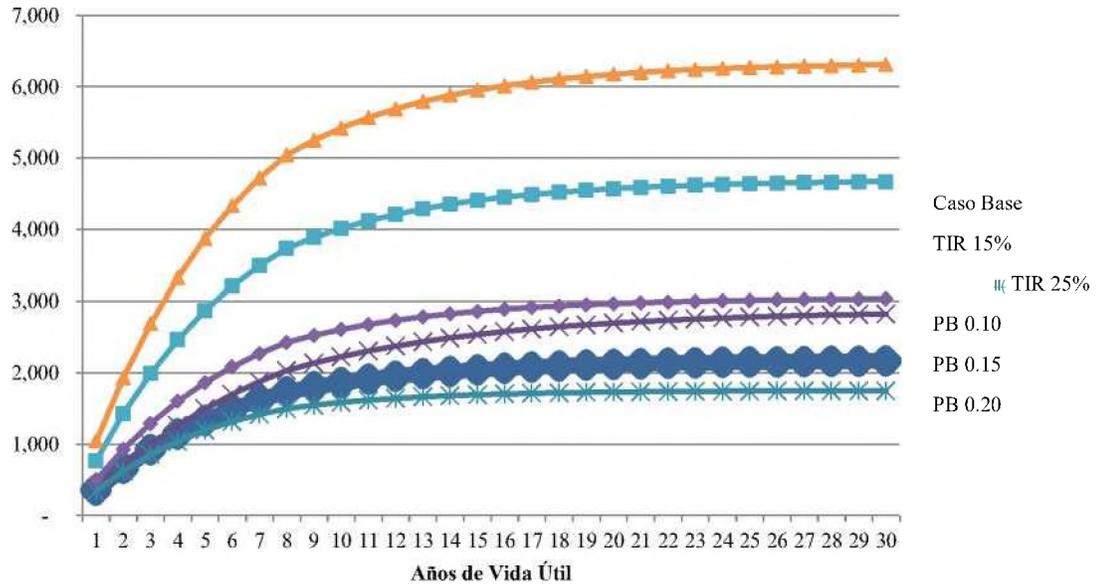
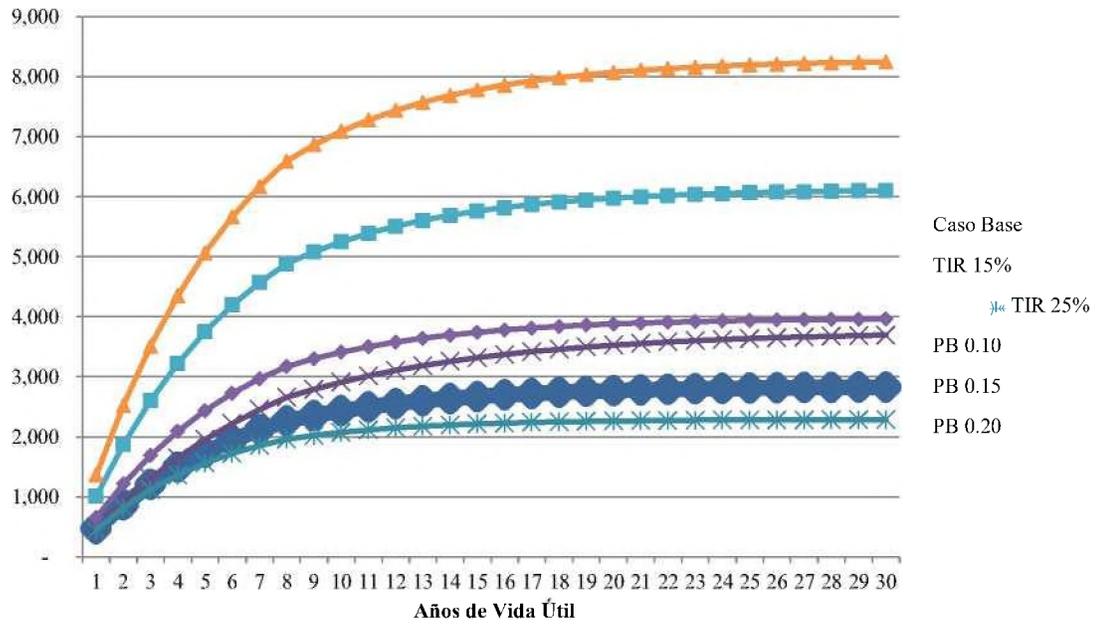


Figura 26. Resultado gráfico de los escenarios Base, 7-11, para un 85% de eficiencia



CUARTA PARTE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Los objetivos enunciados en el presente documento se lograron en su totalidad.

Se determinó el indicador de inversión relacionado a la producción de energía, siendo éste la Inversión por Potencia Efectiva ($\$/kW_{\text{efect}}$), equivalente a la Inversión por Energía Promedio Horaria ($\$/(\text{kWh} / \text{hora})$). Se planteó una metodología para determinar el valor del indicador de Inversión por Potencia Efectiva que permite el equilibrio financiero, a partir de variables que fueron identificadas como significativas, para un proyecto hidroeléctrico en la República Dominicana.

Las variables consideradas en la metodología fueron la Tasa Interna de Retorno (TIR) deseada para el proyecto, el Valor Actual Neto (VAN), el período de recuperación de la inversión, la vida útil del proyecto, los costos de O&M, los costos de uso de terreno, el precio de la energía, la potencia efectiva, el Impuesto Sobre la Renta (ISR) y el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (IPC). La metodología planteada es flexible en cuanto a las variables a ser consideradas para cada caso, así como la consideración de flujos de efectivos particulares.

A partir de la metodología planteada, se construyó un caso base, procediendo luego a la realización de un análisis de sensibilidad el cual permite visualizar la incidencia de las variables consideradas sobre el indicador de inversión.

El análisis de sensibilidad presentó en sus resultados, para los escenarios extremos de las variables O&M, eficiencia e incremento anual del IPC, variaciones porcentuales menores al 6% con respecto al indicador de Inversión por Potencia Efectiva del Escenario Base, lo que demuestra que dichas variables son de poca incidencia al comparlas con variables como la TIR deseada y la de precios de energía, en las que con los valores de los escenarios planteados su incidencia provocó variaciones considerables con respecto al indicador del Escenario Base, del orden del 20% al 30% para el caso de la variables TIR deseada, y de 40% a 191% para el caso de los precios de energía, tal como se muestra en la Tabla 10. Los resultados de Inversión por Potencia Efectiva para los escenarios de ± 5 años en base a 25 años de vida útil ofrecen variaciones menores al 3%.

Tabla 10

Indicadores de inversión y variaciones, 25 años vida útil

Escenarios	Modificadas	(US\$/kW Efectivos)	Variación
Base		3,310.24	0.0%
No.1	< O&M	3,470.85	4.9%
No.2	Eficiencia 60%	3,309.54	0.0%
No.3	Eficiencia 70%	3,310.84	0.0%
No.4	Eficiencia 75%	3,311.36	0.0%
No.5	Incremento CPI 1%	3,140.56	-5.1%
No.6	Incremento CPI 3%	3,494.60	5.6%
No.7	TIR 15%	4,281.68	29.3%
No.8	TIR 25%	2,684.66	-18.9%
No.9	PE Base 0.10	4,637.72	40.1%
No.10	PE Base 0.15	7,142.41	115.8%
No.11	PE Base 0.20	9,647.11	191.4%

Con valores de eficiencia para el sistema de 65% y 85%, se calcularon valores de indicadores de Inversión por Potencia Instalada, los cuales presentan resultados que van desde los 2,152 a los 8,200 dólares por kW, según las condiciones del escenario, tal como se muestra en la Tabla 9 y en las figuras 25 y 26 para los diferentes períodos de vida útil, donde

para una mayor eficiencia, mayor el límite del valor de inversión por potencia instalada para una misma tasa de retorno deseada.

A pesar de no considerarse los aspectos técnicos, sociales y medioambientales, entendiendo que los promotores o inversionistas deberán cumplir para cada proyecto con los requerimientos legales y normativos relacionados, se debe considerar como parte de la inversión todos los costos asociados a los estudios, licencias y permisos técnicos, sociales y medioambientales; así mismo, los costos de mitigación de daños sociales y medioambientales de cada proyecto deben ser considerados en los flujos de efectivo para ser aplicado en la metodología. Dado que el Estudio de Impacto Ambiental y la Licencia Medioambiental son requisitos para la solicitud de concesión, el inversionista podrá tener previo al desarrollo del proyecto, las actividades requeridas para la mitigación de los efectos negativos del proyecto al medioambiente, teniendo la oportunidad de considerarlas y valorizarlas.

El efecto negativo social y medioambiental producido por el desarrollo de proyectos de este tipo, es considerado como mínimo, ya que no ocupan grandes extensiones de terreno tal como ocurre con los grandes embalses hidroeléctricos que afectan la flora y fauna de manera drástica.

Con referencias como las ofrecidas, así como el método de cálculo desarrollado en este documento, en el que se puede simular las condiciones que aplican para la República Dominicana, los potenciales inversionistas podrán tener mayor certeza de los montos máximos de inversión de acuerdo a las condiciones técnicas de cada proyecto así como las condiciones económicas y financieras requeridas por ellos mismos.

RECOMENDACIONES

La metodología para determinar el indicador de inversión por unidad de potencia efectiva puede aplicarse a otras tecnologías de energías renovables, incluso para otros productos distintos a la energía eléctrica, en los que pueda analizarse un indicador de inversión por unidad colocada o vendida, ya sea la unidad en volumen o peso. Para ello es necesario identificar las variables de incidencia pertinentes para cada caso y el rango de valores para cada variable; por lo que esto puede dar origen de análisis para otros trabajos de investigación, nacionales o internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, F. (1999). *El Proyecto de Investigación, Guía para su elaboración* (3ra. ed.). Caracas: Ed. Oriol Ediciones. ISBN: 980-07-3868-1.
- American Psychological Association. (2010). *Manual de Publicaciones de la American Psychological Association* (3ª ed.) (traducción de Publication Manual of the American Psychological Association, 6th ed). México, D.F.: El Manual Moderno. ISBN: 978-607-448-052-8.
- Biomass Users Network (BUN-CA) (ed). (2002). *Manuales sobre energía renovable, Hidráulica a pequeña escala* (1ra ed.). San José, Costa Rica.
- BP. *Statistical Review of World Energy 2011, Primary Energy: Consumption*, recuperado de: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Canada. Natural Resources of Canada, Hydraulic Energy Program, Renewable Energy Technology Program, CANMET Energy Technology Centre (CETC), Renewable and Electrical Energy Division (REED), Electricity Resources Branch, Natural Resources Canada (NRCan). (2004). *Micro-Hydropower Systems: A Buyer's Guide*. Canada.
- Cisnero, E. (2006). *Cómo elaborar Trabajos de Grado*. Bogotá, Colombia. ECOE ediciones.
- Comisión Europea, Dirección General De Energía (DG XVII), European Small Hydropower Association (ESHA). (1998). *Manual De Pequeña Hidráulica, Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. Bruselas, Bélgica. Celso Penche.

Comisión Nacional de Energía (CNE), Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC), Cooperación Técnica Alemana (GTZ). (2006). *Micro Centrales Hidroeléctricas para la Electrificación Rural, La Experiencia en la República Dominicana*. Santo Domingo, República Dominicana.

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2008). *Informe Final Diagnóstico Y Definición De Líneas Estratégicas Del Subsector Fuentes De Energía Nuevas Y Renovables (FENR) Y Dominicana*.

Comisión Nacional de Energía (CNE). *Potencial Hidráulico para Pequeñas, Mini Y Microhidroeléctricas en la República Dominicana*.

Congreso Nacional. (1992). *Código Tributario De La Republica Dominicana*.

Congreso Nacional. (2001). *Ley General de Electricidad, No.125-01*. República Dominicana.

Congreso Nacional. (2007). *Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales*. República Dominicana.

Congreso Nacional. (2008). *Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07*. República Dominicana.

Coz, F., Sánchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodríguez, L., Miranda, H., et al. (1995). *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: Una guía para el desarrollo de proyectos*.

D'Oleo, F. (2004). *Guía Técnica Metodológica para la elaboración y redacción de proyectos de Investigación, Monografías y Tesis*. República Dominicana. Editora Superior Educativa.

Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), *Plan de Expansión 2006-2012*.

European Biomass Industry Association. *Fuel Cost for Electricity generation - a key driver for bioenergy*, recuperado de: <http://www.eubia.org/114.0.html>

Fernández, P. *Turbinas Hidráulicas*. n.d., recuperado de: <http://libros.redsauce.net/>

García, B. (2007). *Redacción: Métodos de organización y expresión del pensamiento* (8va ed). República Dominicana: Master Print. ISBN: 99934-45-03-7.

Gutiérrez, N. (2002). *Minicentral Hidroeléctrica*. Universitat Rovira I Virgili.

Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A., Ente Vasco de la Energía (Ed.). (1995). *Minihidráulica En El País Vasco* (1ra ed.). Bilbao, España.

International Energy Agency. (2000). *Experience Curves for Energy Technology Policy*. 9. Paris: IEA PUBLICATIONS.

Jeffrey, T.D., Thomas, T.H., Smith, A.V., Glover, P.B., Fountain, P.D. (1992), *Hydraulic Ram Pumps: A guide to ram pump water supply systems*. ITDG Publishing

- Mini Hydraulics Laboratory (MHyLab), European Small Hydropower Association (ESHA), SCPTH. (2005). *Checklist Sobre Minihidráulica, Estudio De Pre Factibilidad De Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006). *Manuales de Energías Renovables 6: Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid, España.
- Muguerza, D. (s.f.). *Micro Centrales Hidroeléctricas*.
- Muñoz, C. (1998). *Cómo Elaborar y Asesorar una Investigación de Tesis*. México, Naucalpan de Juárez: Prentice Hall Hispanoamérica. ISBN: 970-17-0139-9.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). *Utility-Scale Energy Technology Capital Costs*, recuperado de: http://www.nrel.gov/analysis/tech_costs.html
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). *Estadísticas Energéticas 2005*.
- Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC-SENI), *Memoria Anual y Estadística de Operación correspondiente al año 2010*.
- Pérez, J. (2008). *Modelos De Explotación A Corto Plazo De Centrales Hidroeléctricas. Aplicación A La Generación Hidroeléctrica Con Velocidad Variable*. Madrid, España. Departamento de Ingeniería Civil: Hidráulica Y Energética.
- Prado, G. (2006). *Estudio De Scaling Up En Micro Centrales Hidroeléctricas: Experiencias De Soluciones Prácticas – ITDG*. Lima, Perú.

Rodríguez, L. (2000). *Obras Civiles en Microcentrales Hidráulicas*. Programa de Energía de ITDG-Perú, Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Sarasúa, J. (2009). *Control De Minicentrales Hidroeléctricas Fluyentes. Modelado Y Estabilidad*. Madrid, España. Departamento de Ingeniería Civil: Hidráulica Y Energética.

Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2006). *Indicadores de Sostenibilidad del Recurso Hídrico en la República Dominicana*.

The British Hydropower Association (ed). (2005). *A Guide To Uk Mini-Hydro Developments*.

Union of the Electricity Industry – Eurelectric, (2003). *Efficiency in Electricity Generation*.

Unite State Census Bureau. *Historical Estimates of World Population*, recuperado de: <http://www.census.gov/ipc/www/worldhis.html>

United States Department of Labor. Bureau of Labor Statistics. *Consumer Price Index History Table*, recuperado de: <ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiiai.txt>

World Bank's, UK Department for International Development, The Intermediate Technology Development Group (ITDG). (2000). *Best Practices For Sustainable Development Of*

ANEXOS

Anexo A

**Análisis del Indicador de Inversión por Potencia Efectiva
para Centrales Hidroeléctricas Menores de 5 MW de Propiedad Estatal
en República Dominicana**

Se realizó un análisis para determinar el indicador de Inversión por Potencia Efectiva de centrales hidroeléctricas existentes, propiedad del Estado Dominicano, con unidades de capacidad menor a 5 MW.

El Estado Dominicano es propietario de 11 centrales hidroeléctricas, compuestas por 17 unidades de turbo-generadores, con capacidad menor a 5 MW.

Tabla A1
Unidades hidroeléctricas de propiedad Estatal

Unidades	Provincia	Año Inicio Operación	Potencia Instalada (MW)
Aniana Vargas I y II	Monseñor Nouel	2003	0.60
Baiguaque I y II	Santiago	1996	1.20
Contra Embalse Monción I y II	Valverde	1998	3.21
Domingo Rodríguez I y II	San Juan	2004	3.90
El Salto	La Vega	1995	0.65
Los Anones	Peravia	1999	0.11
Magueyal I y II (Desde Oct 2008)	Azua	2008	3.20
Nizao-Najayo	Peravia	1994	0.33
Rosa Julia de la Cruz	María Trinidad Sánchez	2006	0.85
Las Barías (Desde Abril 2009)	Peravia	2009	0.90
Los Toros I	Azua	2001	4.85
Los Toros II	Azua	2001	4.85
			24.65

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por OC-SENI, *Memoria Anual 2010*, Tabla 1,

Considerando el registro histórico de energía eléctrica producida por cada central, para el período 2007-2010, se calculó la potencia efectiva promedio.

Tabla A2
Producción de energía y potencia efectiva 2007-2010

Unidades	Potencia Instalada	Energía (MWh)				Potencia Efectiva (MW)				Promedio
	MW	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010	
Aniana Vargas I y II	0.60	1,360	910	478	827	0.16	0.10	0.05	0.09	0.10
Baguaque I y II	1.20	1,890	1,580	1,683	2,282	0.22	0.18	0.19	0.26	0.21
Contra Embalse Monción I y II	3.21	19,700	14,231	12,750	19,118	2.25	1.62	1.46	2.18	1.88
Domingo Rodríguez I y II	3.90	8,900	11,163	12,573	12,789	1.02	1.27	1.44	1.46	1.30
El Salto	0.65	3,300	3,685	3,369	2,593	0.38	0.42	0.38	0.30	0.37
Los Anones	0.11	424		2	73	0.05	-	0.00	0.01	0.01
Magueyal I y II (Desde Oct 2008)	3.20		3,216	11,873	9,906		1.47	1.36	1.13	1.32
Nizao-Najayo	0.33	420		164	210	0.05		0.02	0.02	0.03
Rosa Julia de la Cruz	0.85	2,000	2,314	1,767	1,757	0.23	0.26	0.20	0.20	0.22
Las Barías (Desde Abril 2009)	0.90			3,227	3,780			0.49	0.43	0.46
Los Toros I	4.85	26,200	25,086	34,972	16,706	2.99	2.86	3.99	1.91	2.94
Los Toros II	4.85	26,200	24,259	22,178	18,702	2.99	2.77	2.53	2.13	2.61
	24.65	90,394	86,444	105,035	88,743	10.32	9.87	11.99	10.13	10.66

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por OC-SENI, *Memoria Anual 2007*, *Memoria Anual 2008*, *Memoria Anual 2009* y *Memoria Anual 2010*.

Haciendo uso de la metodología para determinar el indicador de Inversión por Potencia Efectiva se consideraron 2 escenarios; el Escenario No.1, visto como una inversión privada, considerado con una tasa interna de retorno (TIR) del 20% y precios de la energía calculados de acuerdo a la Ley No. 57-07; y el Escenario No.2, visto como una inversión Estatal, considerado con una TIR del 12% y precios promedios de energía que parten de un valor base de 0.15 US\$/kWh indexado por el IPC para simplificar una simulación de precios del Mercado Spot, dejando de considerar el pago por servidumbre y el impuesto sobre la renta (ISR). El valor del indicador de inversión por potencia efectiva para el Escenario No.1 fue de 3,330.80 US\$/kW_{Efect.}, y para el Escenario No.2, de 12,772.31 US\$/kW_{Efect.}

Con el valor del indicador de inversión por potencia efectiva de cada escenario y la potencia efectiva de cada central, se calculó el monto límite de inversión para cada una de las centrales, según las condiciones de cada escenario, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla A3

Monto límite de inversión

Unidades	US\$	
	Privado	Estatal Spot
Aniana Vargas I y II	339,845	1,303,170
Baiguaque I y II	706,728	2,710,022
Contra Embalse Monción I y II	6,254,593	23,983,898
Domingo Rodríguez I y II	4,317,930	16,557,558
El Salto	1,230,691	4,719,213
Los Anones	47,368	181,637
Magueyal I y II (Desde Oct 2008)	4,390,793	16,836,960
Nizao-Najayo	100,674	386,046
Rosa Julia de la Cruz	745,135	2,857,299
Las Barías (Desde Abril 2009)	1,536,555	5,892,082
Los Toros I	9,787,450	37,531,010
Los Toros II	8,682,443	33,293,743
	35,516,177	136,190,526

Es necesario resaltar que los valores resultantes de la metodología para determinar la inversión por potencia efectiva, son correspondientes a la parte de inversión hidroeléctrica, excluyendo los costos de inversión de otros servicios como el suministro de agua potable, irrigación de cultivos y control de avenidas; por esta razón estos valores no deben ser comparados con montos de inversión que incluyan estos servicios antes mencionados.

Habiendo calculado un monto límite de inversión, para cada escenario, podemos calcular el monto unitario de inversión límite por potencia instalada, de acuerdo a las condiciones de producción de energía estimada y las condiciones de los escenarios planteados.

Tabla A4

Monto límite de inversión por potencia

Unidades	US\$/kW Instalado	
	Privado	Estatal Spot
Aniana Vargas I y II	566	2,172
Baiguaque I y II	589	2,258
Contra Embalse Monción I y II	1,948	7,472
Domingo Rodríguez I y II	1,107	4,246
El Salto	1,893	7,260
Los Anones	431	1,651
Magueyal I y II (Desde Oct 2008)	1,372	5,262
Nizao-Najayo	305	1,170
Rosa Julia de la Cruz	877	3,362
Las Barías (Desde Abril 2009)	1,707	6,547
Los Toros I	2,018	7,738
Los Toros II	1,790	6,865
	1,441	5,525

La producción de energía de cada proyecto no sólo depende de las variables propias del proyecto, sino también de externalidades que afectan dicha producción como el caso de la disponibilidad de servicio energético en las redes de transmisión o distribución. Si las redes para evacuar la energía pertenecen a un circuito en la que se da cortes por gestión de demanda, la producción de energía se verá afectada, ya que no podrá entregar energía en las horas de desabastecimiento. El cambio en las variables internas y externas que afectan la producción de energía, inciden directamente en el monto de inversión, incrementándolo o disminuyéndolo, según el cambio de la variable.

Anexo B

Tabla B1

Fórmulas referenciadas de la hoja de cálculo de la Tabla 3

											Eficiencia				TIR deseada					
											0.65				0.2					
Incremento											Ingreso Bruto		Egresos		Ingreso Neto					
											Potencia Efectiva (kW)		Pago Servidumbre (US\$)		Compensación CNE-SIE (US\$)		Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)		Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
Años	Flujo	Año	PE	IPC	Precio Energia (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kWh-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Venta Energia (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)		
12	2008	2008	0.02	215	0.0735	Max.	Max.	1	8760											
13	2009	2009	0.04	215	=+F13*(1+D14)	=+BUSCARV(G\$13,\$F\$2:\$H\$4,2,FALS)	=+BUSCARV(H\$13,\$F\$2:\$H\$4,3,FALS)	1	8760				=+O14*E14/E13							
14	2010	2010	0.04	218	=+F14*(1+D15)	=+G14*E15/E14	=+H14*E15/E14	1	8760											
15	2011	2011	=+E16/E15-1	225	=+F15*(E15/E14)	=+G15*E16/E15	=+H15*E16/E15	1	8760											
16	2012	2012	0.02	=+E16*(1+D17)	=+F16*(E16/E15)	=+G16*E17/E16	=+H16*E17/E16	1	8760				=+O16*E16/E15							
17	2013	2013	0.02	=+E17*(1+D18)	=+F17*(E17/E16)	=+G17*E18/E17	=+H17*E18/E17	1	8760	=+F18*118*J18	=+G18*118*J18	=+H18*118	=+O17*E17/E16	=+L18*1%		=+L18-M18-N18-O18-P18-Q18	=-VA(\$T\$10,\$B18,,\$R18)	=SUMA(\$T\$18:T18)		
18	2014	2014	0.02	=+E18*(1+D19)	=+F18*(E18/E17)	=+G18*E19/E18	=+H18*E19/E18	1	8760	=+F19*119*J19	=+G19*119*J19	=+H19*119	=+O18*E18/E17	=+L19*1%		=+L19-M19-N19-O19-P19-Q19	=-VA(\$T\$10,\$B19,,\$R19)	=SUMA(\$T\$18:T19)		
19	2015	2015	0.02	=+E19*(1+D20)	=+F19*(E19/E18)	=+G19*E20/E19	=+H19*E20/E19	1	8760	=+F20*120*J20	=+G20*120*J20	=+H20*120	=+O19*E19/E18	=+L20*1%		=+L20-M20-N20-O20-P20-Q20	=-VA(\$T\$10,\$B20,,\$R20)	=SUMA(\$T\$18:T20)		
20	2016	2016	0.02	=+E20*(1+D21)	=+F20*(E20/E19)	=+G20*E21/E20	=+H20*E21/E20	1	8760	=+F21*121*J21	=+G21*121*J21	=+H21*121	=+O20*E20/E19	=+L21*1%		=+L21-M21-N21-O21-P21-Q21	=-VA(\$T\$10,\$B21,,\$R21)	=SUMA(\$T\$18:T21)		
21	2017	2017	0.02	=+E21*(1+D22)	=+F21*(E21/E20)	=+G21*E22/E21	=+H21*E22/E21	1	8760	=+F22*122*J22	=+G22*122*J22	=+H22*122	=+O21*E21/E20	=+L22*1%		=+L22-M22-N22-O22-P22-Q22	=-VA(\$T\$10,\$B22,,\$R22)	=SUMA(\$T\$18:T22)		
22	2018	2018	0.02	=+E22*(1+D23)	=+F22*(1+((E22/E21-1)-1%))	=+G22*E23/E22	=+H22*E23/E22	1	8760	=+F23*123*J23	=+G23*123*J23	=+H23*123	=+O22*E22/E21	=+L23*1%		=+L23-M23-N23-O23-P23-Q23	=-VA(\$T\$10,\$B23,,\$R23)	=SUMA(\$T\$18:T23)		
23	2019	2019	0.02	=+E23*(1+D24)	=+F23*(1+((E23/E22-1)-1%))	=+G23*E24/E23	=+H23*E24/E23	1	8760	=+F24*124*J24	=+G24*124*J24	=+H24*124	=+O23*E23/E22	=+L24*1%		=+L24-M24-N24-O24-P24-Q24	=-VA(\$T\$10,\$B24,,\$R24)	=SUMA(\$T\$18:T24)		
24	2020	2020	0.02	=+E24*(1+D25)	=+F24*(1+((E24/E23-1)-1%))	=+G24*E25/E24	=+H24*E25/E24	1	8760	=+F25*125*J25	=+G25*125*J25	=+H25*125	=+O24*E24/E23	=+L25*1%		=+L25-M25-N25-O25-P25-Q25	=-VA(\$T\$10,\$B25,,\$R25)	=SUMA(\$T\$18:T25)		
25	2021	2021	0.02	=+E25*(1+D26)	=+F25*(1+((E25/E24-1)-1%))	=+G25*E26/E25	=+H25*E26/E25	1	8760	=+F26*126*J26	=+G26*126*J26	=+H26*126	=+O25*E25/E24	=+L26*1%	=+(L26-M26-N26-O26-P26-Q26)	=-VA(\$T\$10,\$B26,,\$R26)	=SUMA(\$T\$18:T26)			
26	2022	2022	0.02	=+E26*(1+D27)	=+F26*(1+((E26/E25-1)-1%))	=+G26*E27/E26	=+H26*E27/E26	1	8760	=+F27*127*J27	=+G27*127*J27	=+H27*127	=+O26*E26/E25	=+L27*1%	=+(L27-M27-N27-O27-P27-Q27)	=-VA(\$T\$10,\$B27,,\$R27)	=SUMA(\$T\$18:T27)			
27	2023	2023	0.02	=+E27*(1+D28)	=+F27*(1+((E27/E26-1)-1%))	=+G27*E28/E27	=+H27*E28/E27	1	8760	=+F28*128*J28	=+G28*128*J28	=+H28*128	=+O27*E27/E26	=+L28*1%	=+(L28-M28-N28-O28-P28-Q28)	=-VA(\$T\$10,\$B28,,\$R28)	=SUMA(\$T\$18:T28)			
28	2024	2024	0.02	=+E28*(1+D29)	=+F28*(1+((E28/E27-1)-1%))	=+G28*E29/E28	=+H28*E29/E28	1	8760	=+F29*129*J29	=+G29*129*J29	=+H29*129	=+O28*E28/E27	=+L29*1%	=+(L29-M29-N29-O29-P29-Q29)	=-VA(\$T\$10,\$B29,,\$R29)	=SUMA(\$T\$18:T29)			
29	2025	2025	0.02	=+E29*(1+D30)	=+F29*(1+((E29/E28-1)-1%))	=+G29*E30/E29	=+H29*E30/E29	1	8760	=+F30*130*J30	=+G30*130*J30	=+H30*130	=+O29*E29/E28	=+L30*1%	=+(L30-M30-N30-O30-P30-Q30)	=-VA(\$T\$10,\$B30,,\$R30)	=SUMA(\$T\$18:T30)			
30	2026	2026	0.02	=+E30*(1+D31)	=+F30*(1+((E30/E29-1)-1%))	=+G30*E31/E30	=+H30*E31/E30	1	8760	=+F31*131*J31	=+G31*131*J31	=+H31*131	=+O30*E30/E29	=+L31*1%	=+(L31-M31-N31-O31-P31-Q31)	=-VA(\$T\$10,\$B31,,\$R31)	=SUMA(\$T\$18:T31)			
31	2027	2027	0.02	=+E31*(1+D32)	=+F31*(1+((E31/E30-1)-1%))	=+G31*E32/E31	=+H31*E32/E31	1	8760	=+F32*132*J32	=+G32*132*J32	=+H32*132	=+O31*E31/E30	=+L32*1%	=+(L32-M32-N32-O32-P32-Q32)	=-VA(\$T\$10,\$B32,,\$R32)	=SUMA(\$T\$18:T32)			
32	2028	2028	0.02	=+E32*(1+D33)	=+F32*(1+((E32/E31-1)-1%))	=+G32*E33/E32	=+H32*E33/E32	1	8760	=+F33*133*J33	=+G33*133*J33	=+H33*133	=+O32*E32/E31	=+L33*1%	=+(L33-M33-N33-O33-P33-Q33)	=-VA(\$T\$10,\$B33,,\$R33)	=SUMA(\$T\$18:T33)			
33	2029	2029	0.02	=+E33*(1+D34)	=+F33*(1+((E33/E32-1)-1%))	=+G33*E34/E33	=+H33*E34/E33	1	8760	=+F34*134*J34	=+G34*134*J34	=+H34*134	=+O33*E33/E32	=+L34*1%	=+(L34-M34-N34-O34-P34-Q34)	=-VA(\$T\$10,\$B34,,\$R34)	=SUMA(\$T\$18:T34)			
34	2030	2030	0.02	=+E34*(1+D35)	=+F34*(1+((E34/E33-1)-1%))	=+G34*E35/E34	=+H34*E35/E34	1	8760	=+F35*135*J35	=+G35*135*J35	=+H35*135	=+O34*E34/E33	=+L35*1%	=+(L35-M35-N35-O35-P35-Q35)	=-VA(\$T\$10,\$B35,,\$R35)	=SUMA(\$T\$18:T35)			
35	2031	2031	0.02	=+E35*(1+D36)	=+F35*(1+((E35/E34-1)-1%))	=+G35*E36/E35	=+H35*E36/E35	1	8760	=+F36*136*J36	=+G36*136*J36	=+H36*136	=+O35*E35/E34	=+L36*1%	=+(L36-M36-N36-O36-P36-Q36)	=-VA(\$T\$10,\$B36,,\$R36)	=SUMA(\$T\$18:T36)			
36	2032	2032	0.02	=+E36*(1+D37)	=+F36*(1+((E36/E35-1)-1%))	=+G36*E37/E36	=+H36*E37/E36	1	8760	=+F37*137*J37	=+G37*137*J37	=+H37*137	=+O36*E36/E35	=+L37*1%	=+(L37-M37-N37-O37-P37-Q37)	=-VA(\$T\$10,\$B37,,\$R37)	=SUMA(\$T\$18:T37)			
37	2033	2033	0.02	=+E37*(1+D38)	=+F37*(1+((E37/E36-1)-1%))	=+G37*E38/E37	=+H37*E38/E37	1	8760	=+F38*138*J38	=+G38*138*J38	=+H38*138	=+O37*E37/E36	=+L38*1%	=+(L38-M38-N38-O38-P38-Q38)	=-VA(\$T\$10,\$B38,,\$R38)	=SUMA(\$T\$18:T38)			
38	2034	2034	0.02	=+E38*(1+D39)	=+F38*(1+((E38/E37-1)-1%))	=+G38*E39/E38	=+H38*E39/E38	1	8760	=+F39*139*J39	=+G39*139*J39	=+H39*139	=+O38*E38/E37	=+L39*1%	=+(L39-M39-N39-O39-P39-Q39)	=-VA(\$T\$10,\$B39,,\$R39)	=SUMA(\$T\$18:T39)			
39	2035	2035	0.02	=+E39*(1+D40)	=+F39*(1+((E39/E38-1)-1%))	=+G39*E40/E39	=+H39*E40/E39	1	8760	=+F40*140*J40	=+G40*140*J40	=+H40*140	=+O39*E39/E38	=+L40*1%	=+(L40-M40-N40-O40-P40-Q40)	=-VA(\$T\$10,\$B40,,\$R40)	=SUMA(\$T\$18:T40)			
40	2036	2036	0.02	=+E40*(1+D41)	=+F40*(1+((E40/E39-1)-1%))	=+G40*E41/E40	=+H40*E41/E40	1	8760	=+F41*141*J41	=+G41*141*J41	=+H41*141	=+O40*E40/E39	=+L41*1%	=+(L41-M41-N41-O41-P41-Q41)	=-VA(\$T\$10,\$B41,,\$R41)	=SUMA(\$T\$18:T41)			
41	2037	2037	0.02	=+E41*(1+D42)	=+F41*(1+((E41/E40-1)-1%))	=+G41*E42/E41	=+H41*E42/E41	1	8760	=+F42*142*J42	=+G42*142*J42	=+H42*142	=+O41*E41/E40	=+L42*1%	=+(L42-M42-N42-O42-P42-Q42)	=-VA(\$T\$10,\$B42,,\$R42)	=SUMA(\$T\$18:T42)			
42	2038	2038	0.02	=+E42*(1+D43)	=+F42*(1+((E42/E41-1)-1%))	=+G42*E43/E42	=+H42*E43/E42	1	8760	=+F43*143*J43	=+G43*143*J43	=+H43*143	=+O42*E42/E41	=+L43*1%	=+(L43-M43-N43-O43-P43-Q43)	=-VA(\$T\$10,\$B43,,\$R43)	=SUMA(\$T\$18:T43)			
43	2039	2039	0.02	=+E43*(1+D44)	=+F43*(1+((E43/E42-1)-1%))	=+G43*E44/E43	=+H43*E44/E43	1	8760	=+F44*144*J44	=+G44*144*J44	=+H44*144	=+O43*E43/E42	=+L44*1%	=+(L44-M44-N44-O44-P44-Q44)	=-VA(\$T\$10,\$B44,,\$R44)	=SUMA(\$T\$18:T44)			
44	2040	2040	0.02	=+E44*(1+D45)	=+F44*(1+((E44/E43-1)-1%))	=+G44*E45/E44	=+H44*E45/E44	1	8760	=+F45*145*J45	=+G45*145*J45	=+H45*145	=+O44*E44/E43	=+L45*1%	=+(L45-M45-N45-O45-P45-Q45)	=-VA(\$T\$10,\$B45,,\$R45)	=SUMA(\$T\$18:T45)			
45	2041	2041	0.02	=+E45*(1+D46)	=+F45*(1+((E45/E44-1)-1%))	=+G45*E46/E45	=+H45*E46/E45	1	8760	=+F46*146*J46	=+G46*146*J46	=+H46*146	=+O45*E45/E44	=+L46*1%	=+(L46-M46-N46-O46-P46-Q46)	=-VA(\$T\$10,\$B46,,\$R46)	=SUMA(\$T\$18:T46)			
46	2042	2042	0.02	=+E46*(1+D47)	=+F46*(1+((E46/E45-1)-1%))	=+G46*E47/E46	=+H46*E47/E46	1	8760	=+F47*147*J47	=+G47*147*J47	=+H47*147	=+O46*E46/E45	=+L47*1%	=+(L47-M47-N47-O47-P47-Q47)	=-VA(\$T\$10,\$B47,,\$R47)	=SUMA(\$T\$18:T47)			

Anexo C

**Disco Compacto Conteniendo el Documento de Tesis
y la Hoja de Cálculo de la Metodología**

APÉNDICES

Apéndice A

Escenarios planteados para el Análisis de Sensibilidad

Se consideró un escenario base y ocho escenarios adicionales que sirvieron para realizar un análisis de sensibilidad, para observar el nivel de incidencia de las variables significativas en los resultados del indicador de inversión por potencia efectiva.

Para todos los escenarios se consideró:

- Una potencia efectiva de 1.00 kW, con el fin de que los resultados monetarios sean en función de un valor unitario.
- La metodología de incremento del precio de energía, tal como lo establece la Ley No. 57-07 hasta el 1 de enero de 2028, a partir de esa fecha se estimarán los valores utilizando la misma ecuación establecida para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y 1 de enero de 2028.
- El cargo establecido en la Ley No. 57-07 de compensación a la CNE y SIE, de un uno por ciento (1%) de las ventas brutas.
- La exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta (ISR) hasta el año 2020.
- El Tiempo para un período t de 8,760 hr/año.
- Una indexación de los costos utilizando el incremento del del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los Estados Unidos de América “all cities, all items”.
- El costo del terreno donde se desarrollaría el proyecto igual al establecido como mínimo en el Reglamento de Aplicación, de un pago anual equivalente de mil dólares (US\$1,000.00) por cada Megavatio (MW) de potencia instalada, indexado de acuerdo al IPC de Estados Unidos de América “all cities, all items”.

Debido a que el costo del terreno está expresado en base a la potencia instalada y que en el presente documento se utiliza la potencia efectiva para el cálculo de los flujos de efectivo, se calculará el costo del terreno en base a la potencia efectiva dividiendo el costo del terreno en base a la potencia instalada entre la eficiencia del sistema.

Escenario Base

En el Escenario Base se utilizó:

- El precio base de energía de 0.0735 US\$/kWh, establecido por la Ley No. 57-07.
- Un incremento del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de los Estados Unidos de América “all cities, all items” del 2% anual a partir del año 2012.
- El valor del costo variable de operación y mantenimiento de 0.0053 US\$/kWh. El cual es el mayor valor de referencia de los valores ofrecidos por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el año 2009, el cual es el laboratorio de investigación de energías renovables del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- El valor del costo fijo de operación y mantenimiento de 15.52 US\$/kW_{efect}-año. El cual es el mayor valor de referencia de los ofrecidos por el NREL para el año 2009.
- El costo del terreno de 1.54 US\$/kW_{efect}-año, resultado de dividir 1.00 US\$/kW-año entre una eficiencia del sistema del 65%.
- Una Tasa Interna de Retorno (TIR) deseada del 20%.

Escenario No. 1

Partiendo de las premisas planteadas para el Escenario Base, para el Escenario No. 1 se consideró una variación en los costos de operación y mantenimiento, tomando como referencia los valores mínimos del rango ofrecido por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el año 2009:

- El valor del costo variable de operación y mantenimiento de 0.0025 US\$/kWh.
- El valor del costo fijo de operación y mantenimiento de 14.44 US\$/kW_{efect}-año.

Escenarios No. 2, 3 y 4

Partiendo de las premisas planteadas para el Escenario Base, para el Escenario No. 2, 3 y 4 se consideraron valores de eficiencia de 60%, 70% y 75%, respectivamente.

Escenarios No. 5 y 6

Partiendo de las premisas planteadas para el Escenario Base, para el Escenario No. 5 y 6 se consideraron valores de incremento anual del IPC de 1% y 3%, respectivamente. Ambos escenarios con variaciones del 50% con respecto al Escenario Base.



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por United States Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, *Consumer Price Index History Table*, recuperado de [ftp://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.ai.txt](http://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpi.ai.txt)

Escenarios No. 7 y 8

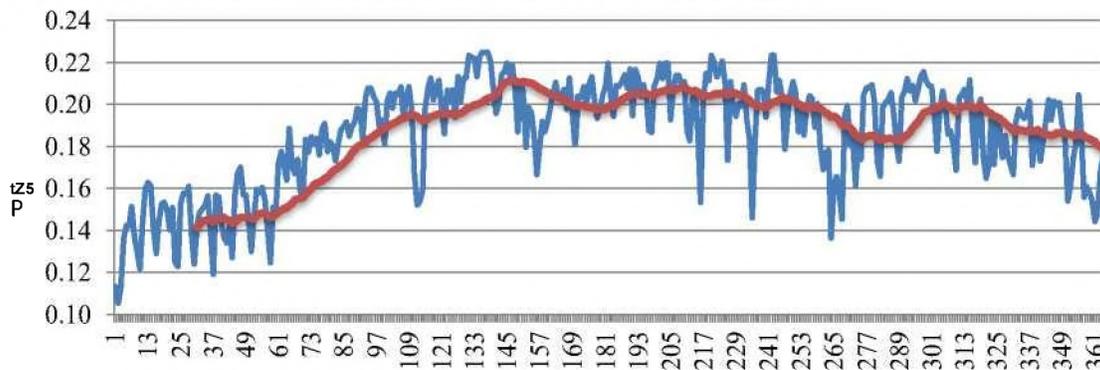
Partiendo de las premisas planteadas para el Escenario Base, para el Escenario No. 7 y 8 se consideraron valores de la Tasa Interna de Retorno deseada de 15% y 25%, respectivamente. Ambos escenarios con variaciones del 25% con respecto al Escenario Base.

Escenarios No. 9, 10 y 11

Dado que los productores de energía renovable tienen el derecho de vender la energía a otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, a precios distintos a los regulados por la Ley No. 57-07 para la venta de energía a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y las empresas distribuidoras, se han creado los escenarios No.9, 10 y 11 para analizar la sensibilidad del valor del indicador frente a variaciones de precios de venta de la energía.

En el MEM existe un mercado libre de energía, llamado Mercado Spot, en el que se transa la energía de manera horaria siguiendo las reglas de todo mercado de oferta y demanda. Las transacciones económicas se realizan al costo marginal.

Figura A2. Precios de energía en el Mercado Spot para el año 2011



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos publicados por Organismo Coordinador-SENI, Informes de Costo Marginal Horario

Para los escenarios No.9, 10 y 11 se consideraron precios de la energía mayores a los precios regulados establecidos en el Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, e inferiores a los registrados para el año 2011 en el Mercado Spot, de 0.10, 0.15 y 0.20 US\$/kWh respectivamente, con un incremento anual asociado al crecimiento anual del IPC.

Tabla A1
Escenarios planteados

Escenarios	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Eficiencia Anual	Incremento del IPC	TIR Deseada (%)	Precios Energía (US\$/kWh)
Base	0.0057	15.52	65%	2%	20%	Ley No.57-07
No.1	0.0025	14.44				
No.2			60%			
No.3			70%			
No.4			75%			
No.5				1%		
No.6				3%		
No.7					15%	
No.8					25%	
No.9						0.10
No.10						0.15
No.11						0.20

o Base

Años Flujo	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Eficiencia					TIR deseada		Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)			
	Año	PE						IPC	Bruto		Neto			Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)		20%		
			Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)		ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)								
0	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760										
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54						
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54						
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56						
	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61						
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.64	7.43		663.14	552.61	552.61	
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.68	7.58		676.40	469.72	1,022.33	
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.71	7.73		689.93	399.26	1,421.60	
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.74	7.89		703.72	339.37	1,760.97	
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.78	8.05		717.80	288.47	2,049.44	
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.81	8.13		724.19	242.53	2,291.97	
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.85	8.21		730.63	203.90	2,495.87	
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.89	8.29		737.11	171.43	2,667.30	
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.92	8.37	185.91	557.74	108.09	2,775.39	
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.96	8.46	187.56	562.67	90.88	2,866.27	
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	2.00	8.54	189.22	567.65	76.40	2,942.67	
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	2.04	8.63	190.89	572.66	64.23	3,006.90	
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	2.08	8.71	192.57	577.71	53.99	3,060.89	
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	2.12	8.80	194.26	582.79	45.39	3,106.28	
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.17	8.89	195.97	587.91	38.16	3,144.44	
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.21	8.98	197.69	593.07	32.08	3,176.52	
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.25	9.07	199.42	598.27	26.97	3,203.48	
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.30	9.16	201.17	603.50	22.67	3,226.15	
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.35	9.25	202.92	608.77	19.06	3,245.21	
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.39	9.34	204.69	614.08	16.02	3,261.23	
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.44	9.44	206.48	619.43	13.46	3,274.69	
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.49	9.53	208.27	624.81	11.32	3,286.01	
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.54	9.62	210.08	630.23	9.51	3,295.52	
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.59	9.72	211.90	635.69	8.00	3,303.52	
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.64	9.82	213.73	641.18	6.72	3,310.24	
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.69	9.92	215.57	646.72	5.65	3,315.89	
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.75	10.02	217.43	652.29	4.75	3,320.64	
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.80	10.12	219.30	657.90	3.99	3,324.63	
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.86	10.22	221.18	663.54	3.35	3,327.98	
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.92	10.32	223.08	669.23	2.82	3,330.80	

Escenario No. A3
Variación de los costos de O&M

Años Flujo	Año	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Eficiencia						Ingreso Neto (US\$)	TIR deseada	
		PE	IPC						Ingreso Bruto		Egresos			Ingreso - Egreso (US\$)		Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)
									Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)				
	2008		215	0.0735	Min.	Min.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0025	14.44	1.0	8760				1.54					
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0025	14.64	1.0	8760				1.54					
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0026	15.11	1.0	8760				1.56					
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0027	15.41	1.0	8760				1.61					
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0027	15.72	1.0	8760	743.37	23.97	15.72	1.64	7.43	694.59	578.83	578.83	
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0028	16.04	1.0	8760	758.23	24.45	16.04	1.68	7.58	708.49	492.00	1,070.83	
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0028	16.36	1.0	8760	773.40	24.94	16.36	1.71	7.73	722.66	418.20	1,489.04	
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0029	16.68	1.0	8760	788.87	25.44	16.68	1.74	7.89	737.11	355.47	1,844.51	
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0030	17.02	1.0	8760	804.64	25.95	17.02	1.78	8.05	751.85	302.15	2,146.66	
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0030	17.36	1.0	8760	812.69	26.47	17.36	1.81	8.13	758.92	254.16	2,400.82	
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0031	17.71	1.0	8760	820.82	27.00	17.71	1.85	8.21	766.05	213.79	2,614.61	
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0031	18.06	1.0	8760	829.02	27.54	18.06	1.89	8.29	773.25	179.83	2,794.45	
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0032	18.42	1.0	8760	837.31	28.09	18.42	1.92	8.37	585.38	113.45	2,907.90	
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0033	18.79	1.0	8760	845.69	28.65	18.79	1.96	8.46	590.87	95.43	3,003.33	
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0033	19.16	1.0	8760	854.14	29.22	19.16	2.00	8.54	596.41	80.27	3,083.60	
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0034	19.55	1.0	8760	862.69	29.81	19.55	2.04	8.63	602.00	67.52	3,151.12	
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0035	19.94	1.0	8760	871.31	30.40	19.94	2.08	8.71	607.63	56.79	3,207.91	
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0035	20.34	1.0	8760	880.03	31.01	20.34	2.12	8.80	613.31	47.77	3,255.68	
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0036	20.74	1.0	8760	888.83	31.63	20.74	2.17	8.89	619.05	40.18	3,295.85	
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0037	21.16	1.0	8760	897.71	32.27	21.16	2.21	8.98	624.83	33.80	3,329.65	
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0038	21.58	1.0	8760	906.69	32.91	21.58	2.25	9.07	630.66	28.43	3,358.08	
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0038	22.01	1.0	8760	915.76	33.57	22.01	2.30	9.16	636.54	23.91	3,381.99	
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0039	22.45	1.0	8760	924.92	34.24	22.45	2.35	9.25	642.47	20.11	3,402.10	
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0040	22.90	1.0	8760	934.17	34.92	22.90	2.39	9.34	648.45	16.91	3,419.01	
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0041	23.36	1.0	8760	943.51	35.62	23.36	2.44	9.44	654.48	14.23	3,433.24	
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0041	23.83	1.0	8760	952.94	36.34	23.83	2.49	9.53	660.57	11.97	3,445.20	
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0042	24.31	1.0	8760	962.47	37.06	24.31	2.54	9.62	666.70	10.06	3,455.27	
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0043	24.79	1.0	8760	972.10	37.80	24.79	2.59	9.72	672.89	8.46	3,463.73	
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0044	25.29	1.0	8760	981.82	38.56	25.29	2.64	9.82	679.13	7.12	3,470.85	
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0045	25.79	1.0	8760	991.64	39.33	25.79	2.69	9.92	685.43	5.99	3,476.84	
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0046	26.31	1.0	8760	1,001.55	40.12	26.31	2.75	10.02	691.77	5.04	3,481.87	
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0047	26.84	1.0	8760	1,011.57	40.92	26.84	2.80	10.12	698.17	4.24	3,486.11	
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0048	27.37	1.0	8760	1,021.68	41.74	27.37	2.86	10.22	704.62	3.56	3,489.67	
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0049	27.92	1.0	8760	1,031.90	42.57	27.92	2.92	10.32	711.13	3.00	3,492.67	

Escenario No. A4
Eficiencia del 60%

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto		Egresos			Ingreso - Egreso (US\$)	TIR deseada 20%	
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	Pago O&M Fijo (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)		Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760								
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760								
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760								
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760								
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760								
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.78	7.43	663.00	552.50	552.50
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.81	7.58	676.26	469.62	1,022.12
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.85	7.73	689.78	399.18	1,421.30
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.89	7.89	703.58	339.30	1,760.61
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.93	8.05	717.65	288.41	2,049.01
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.96	8.13	724.04	242.48	2,291.49
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	2.00	8.21	730.47	203.86	2,495.36
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	2.04	8.29	736.96	171.39	2,666.75
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	2.08	8.37	557.62	108.07	2,774.82
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	2.13	8.46	185.87	187.52	2,865.67
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	2.17	8.54	189.17	187.52	2,942.05
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	2.21	8.63	190.84	190.84	3,006.27
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	2.26	8.71	192.53	192.53	3,060.25
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	2.30	8.80	194.22	194.22	3,105.63
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.35	8.89	195.93	195.93	3,143.78
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.39	8.98	197.64	197.64	3,175.85
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.44	9.07	199.38	199.38	3,202.81
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.49	9.16	201.12	201.12	3,225.47
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.54	9.25	202.88	202.88	3,244.53
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.59	9.34	204.64	204.64	3,260.54
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.64	9.44	206.42	206.42	3,274.00
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.70	9.53	208.22	208.22	3,285.31
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.75	9.62	210.02	210.02	3,294.83
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.81	9.72	211.84	211.84	3,302.82
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.86	9.82	213.67	213.67	3,309.54
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.92	9.92	215.52	215.52	3,315.19
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.98	10.02	217.37	217.37	3,319.93
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	3.04	10.12	219.24	219.24	3,323.92
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	3.10	10.22	221.12	221.12	3,327.28
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	3.16	10.32	223.02	223.02	3,330.10

Escenario No. A5
Eficiencia del 70%

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto			Egresos			Ingreso Neto Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)			
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.43					
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.43					
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.45					
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.50					
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.52	7.43		663.25	552.71	552.71
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.56	7.58		676.52	469.80	1,022.51
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.59	7.73		690.05	399.33	1,421.85
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.62	7.89		703.85	339.43	1,761.28
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.65	8.05		717.93	288.52	2,049.80
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.68	8.13		724.32	242.57	2,292.37
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.72	8.21		730.76	203.94	2,496.31
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.75	8.29		737.25	171.46	2,667.77
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.79	8.37	185.95	557.84	108.11	2,775.89
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.82	8.46	187.59	562.78	90.89	2,866.78
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	1.86	8.54	189.25	567.76	76.41	2,943.19
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	1.90	8.63	190.92	572.77	64.24	3,007.43
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	1.93	8.71	192.61	577.82	54.01	3,061.44
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	1.97	8.80	194.30	582.91	45.40	3,106.84
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.01	8.89	196.01	588.03	38.17	3,145.01
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.05	8.98	197.73	593.19	32.08	3,177.09
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.09	9.07	199.46	598.39	26.97	3,204.06
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.14	9.16	201.21	603.62	22.67	3,226.73
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.18	9.25	202.97	608.90	19.06	3,245.79
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.22	9.34	204.74	614.21	16.02	3,261.81
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.27	9.44	206.52	619.56	13.47	3,275.28
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.31	9.53	208.31	624.94	11.32	3,286.60
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.36	9.62	210.12	630.36	9.52	3,296.12
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.40	9.72	211.94	635.83	8.00	3,304.11
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.45	9.82	213.77	641.32	6.72	3,310.84
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.50	9.92	215.62	646.86	5.65	3,316.49
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.55	10.02	217.48	652.44	4.75	3,321.24
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.60	10.12	219.35	658.05	3.99	3,325.23
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.65	10.22	221.23	663.70	3.36	3,328.58
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.71	10.32	223.13	669.39	2.82	3,331.40

Escenario No. A6
Eficiencia del 75%

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto			Egresos			Ingreso Neto		TIR deseada 20%	
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760										
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.33						
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.33						
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.35						
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.40						
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.42	7.43		663.35	552.80	552.80	
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.45	7.58		676.62	469.88	1,022.67	
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.48	7.73		690.15	399.39	1,422.07	
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.51	7.89		703.96	339.49	1,761.55	
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.54	8.05		718.04	288.56	2,050.11	
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.57	8.13		724.43	242.61	2,292.72	
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.60	8.21		730.87	203.97	2,496.70	
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.63	8.29		737.37	171.49	2,668.19	
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.67	8.37	185.98	557.93	108.13	2,776.32	
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.70	8.46	187.62	562.87	90.91	2,867.22	
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	1.73	8.54	189.28	567.85	76.43	2,943.65	
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	1.77	8.63	190.95	572.86	64.25	3,007.90	
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	1.81	8.71	192.64	577.92	54.01	3,061.91	
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	1.84	8.80	194.33	583.00	45.41	3,107.32	
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	1.88	8.89	196.04	588.13	38.17	3,145.49	
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	1.92	8.98	197.76	593.29	32.09	3,177.58	
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	1.95	9.07	199.50	598.49	26.98	3,204.56	
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	1.99	9.16	201.24	603.73	22.68	3,227.24	
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.03	9.25	203.00	609.01	19.06	3,246.30	
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.07	9.34	204.77	614.32	16.02	3,262.32	
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.11	9.44	206.56	619.67	13.47	3,275.79	
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.16	9.53	208.35	625.06	11.32	3,287.12	
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.20	9.62	210.16	630.48	9.52	3,296.63	
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.24	9.72	211.98	635.95	8.00	3,304.63	
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.29	9.82	213.82	641.45	6.72	3,311.36	
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.34	9.92	215.66	646.99	5.65	3,317.01	
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.38	10.02	217.52	652.56	4.75	3,321.76	
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.43	10.12	219.39	658.18	3.99	3,325.75	
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.48	10.22	221.28	663.83	3.36	3,329.11	
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.53	10.32	223.17	669.52	2.82	3,331.93	

Escenario No. A7
Incremento del IPC de

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto			Egresos			Ingreso Neto		TIR deseada 20%	
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760										
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54						
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54						
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56						
0	2012	1.0%	227	0.0832	0.0060	16.40	1.0	8760				1.61						
1	2013	1.0%	230	0.0840	0.0061	16.56	1.0	8760	736.08	53.20	16.56	1.63	7.36		657.32	547.77	547.77	
2	2014	1.0%	232	0.0849	0.0061	16.73	1.0	8760	743.44	53.73	16.73	1.64	7.43		663.90	461.04	1,008.81	
3	2015	1.0%	234	0.0857	0.0062	16.90	1.0	8760	750.87	54.27	16.90	1.66	7.51		670.54	388.04	1,396.85	
4	2016	1.0%	236	0.0866	0.0063	17.07	1.0	8760	758.38	54.81	17.07	1.68	7.58		677.24	326.60	1,723.46	
5	2017	1.0%	239	0.0874	0.0063	17.24	1.0	8760	765.97	55.36	17.24	1.69	7.66		684.01	274.89	1,998.35	
6	2018	1.0%	241	0.0874	0.0064	17.41	1.0	8760	765.97	55.92	17.41	1.71	7.66		683.27	228.83	2,227.17	
7	2019	1.0%	244	0.0874	0.0064	17.58	1.0	8760	765.97	56.48	17.58	1.73	7.66		682.52	190.48	2,417.65	
8	2020	1.0%	246	0.0874	0.0065	17.76	1.0	8760	765.97	57.04	17.76	1.74	7.66		681.76	158.56	2,576.21	
9	2021	1.0%	249	0.0874	0.0066	17.94	1.0	8760	765.97	57.61	17.94	1.76	7.66	170.25	510.75	98.99	2,675.19	
10	2022	1.0%	251	0.0874	0.0066	18.12	1.0	8760	765.97	58.19	18.12	1.78	7.66	170.06	510.17	82.40	2,757.59	
11	2023	1.0%	254	0.0874	0.0067	18.30	1.0	8760	765.97	58.77	18.30	1.80	7.66	169.86	509.58	68.58	2,826.17	
12	2024	1.0%	256	0.0874	0.0068	18.48	1.0	8760	765.97	59.36	18.48	1.81	7.66	169.66	508.99	57.09	2,883.26	
13	2025	1.0%	259	0.0874	0.0068	18.66	1.0	8760	765.97	59.95	18.66	1.83	7.66	169.46	508.39	47.52	2,930.78	
14	2026	1.0%	261	0.0874	0.0069	18.85	1.0	8760	765.97	60.55	18.85	1.85	7.66	169.26	507.79	39.55	2,970.33	
15	2027	1.0%	264	0.0874	0.0070	19.04	1.0	8760	765.97	61.15	19.04	1.87	7.66	169.06	507.18	32.92	3,003.25	
16	2028	1.0%	266	0.0874	0.0071	19.23	1.0	8760	765.97	61.77	19.23	1.89	7.66	168.86	506.57	27.40	3,030.65	
17	2029	1.0%	269	0.0874	0.0071	19.42	1.0	8760	765.97	62.38	19.42	1.91	7.66	168.65	505.94	22.80	3,053.45	
18	2030	1.0%	272	0.0874	0.0072	19.62	1.0	8760	765.97	63.01	19.62	1.93	7.66	168.44	505.32	18.98	3,072.43	
19	2031	1.0%	275	0.0874	0.0073	19.81	1.0	8760	765.97	63.64	19.81	1.95	7.66	168.23	504.68	15.80	3,088.23	
20	2032	1.0%	277	0.0874	0.0073	20.01	1.0	8760	765.97	64.27	20.01	1.96	7.66	168.01	504.04	13.15	3,101.37	
21	2033	1.0%	280	0.0874	0.0074	20.21	1.0	8760	765.97	64.92	20.21	1.98	7.66	167.80	503.40	10.94	3,112.32	
22	2034	1.0%	283	0.0874	0.0075	20.41	1.0	8760	765.97	65.57	20.41	2.00	7.66	167.58	502.74	9.11	3,121.42	
23	2035	1.0%	286	0.0874	0.0076	20.62	1.0	8760	765.97	66.22	20.62	2.02	7.66	167.36	502.08	7.58	3,129.00	
24	2036	1.0%	289	0.0874	0.0076	20.82	1.0	8760	765.97	66.88	20.82	2.04	7.66	167.14	501.42	6.31	3,135.31	
25	2037	1.0%	291	0.0874	0.0077	21.03	1.0	8760	765.97	67.55	21.03	2.06	7.66	166.91	500.74	5.25	3,140.56	
26	2038	1.0%	294	0.0874	0.0078	21.24	1.0	8760	765.97	68.23	21.24	2.09	7.66	166.69	500.06	4.37	3,144.93	
27	2039	1.0%	297	0.0874	0.0079	21.45	1.0	8760	765.97	68.91	21.45	2.11	7.66	166.46	499.38	3.64	3,148.56	
28	2040	1.0%	300	0.0874	0.0079	21.67	1.0	8760	765.97	69.60	21.67	2.13	7.66	166.23	498.68	3.03	3,151.59	
29	2041	1.0%	303	0.0874	0.0080	21.89	1.0	8760	765.97	70.30	21.89	2.15	7.66	165.99	497.98	2.52	3,154.10	
30	2042	1.0%	306	0.0874	0.0081	22.10	1.0	8760	765.97	71.00	22.10	2.17	7.66	165.76	497.27	2.09	3,156.20	

Escenario No. A8
Incremento del IPC de

Años Flujo	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Eficiencia 0.65					TIR deseada 20%		Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)		
	Año	PE						Bruto			Neto		Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)			
								Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)				Ingreso - Egreso (US\$)	
0	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54					
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54					
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56					
	2012	3.0%	232	0.0832	0.0061	16.72	1.0	8760				1.61					
1	2013	3.0%	239	0.0857	0.0063	17.23	1.0	8760	750.65	55.33	17.23	1.66	7.51		668.93	557.44	557.44
2	2014	3.0%	246	0.0883	0.0065	17.74	1.0	8760	773.17	56.99	17.74	1.71	7.73		689.00	478.47	1,035.92
3	2015	3.0%	253	0.0909	0.0067	18.28	1.0	8760	796.37	58.70	18.28	1.76	7.96		709.67	410.69	1,446.61
4	2016	3.0%	261	0.0936	0.0069	18.82	1.0	8760	820.26	60.46	18.82	1.81	8.20		730.96	352.51	1,799.11
5	2017	3.0%	269	0.0964	0.0071	19.39	1.0	8760	844.87	62.27	19.39	1.87	8.45		752.89	302.57	2,101.68
6	2018	3.0%	277	0.0984	0.0073	19.97	1.0	8760	861.76	64.14	19.97	1.92	8.62		767.11	256.90	2,358.59
7	2019	3.0%	285	0.1003	0.0075	20.57	1.0	8760	879.00	66.07	20.57	1.98	8.79		781.59	218.13	2,576.71
8	2020	3.0%	294	0.1023	0.0078	21.19	1.0	8760	896.58	68.05	21.19	2.04	8.97		796.34	185.20	2,761.92
9	2021	3.0%	302	0.1044	0.0080	21.82	1.0	8760	914.51	70.09	21.82	2.10	9.15	202.84	608.52	117.93	2,879.85
10	2022	3.0%	311	0.1065	0.0082	22.48	1.0	8760	932.80	72.19	22.48	2.16	9.33	206.66	619.98	100.13	2,979.98
11	2023	3.0%	321	0.1086	0.0085	23.15	1.0	8760	951.46	74.36	23.15	2.23	9.51	210.55	631.65	85.01	3,065.00
12	2024	3.0%	330	0.1108	0.0087	23.84	1.0	8760	970.49	76.59	23.84	2.30	9.70	214.51	643.54	72.18	3,137.17
13	2025	3.0%	340	0.1130	0.0090	24.56	1.0	8760	989.90	78.89	24.56	2.36	9.90	218.55	655.64	61.28	3,198.45
14	2026	3.0%	351	0.1153	0.0093	25.30	1.0	8760	1,009.69	81.25	25.30	2.44	10.10	222.65	667.96	52.02	3,250.48
15	2027	3.0%	361	0.1176	0.0096	26.06	1.0	8760	1,029.89	83.69	26.06	2.51	10.30	226.83	680.50	44.17	3,294.64
16	2028	3.0%	372	0.1199	0.0098	26.84	1.0	8760	1,050.49	86.20	26.84	2.58	10.50	231.09	693.27	37.50	3,332.14
17	2029	3.0%	383	0.1223	0.0101	27.64	1.0	8760	1,071.50	88.79	27.64	2.66	10.71	235.42	706.27	31.83	3,363.98
18	2030	3.0%	395	0.1248	0.0104	28.47	1.0	8760	1,092.93	91.45	28.47	2.74	10.93	239.83	719.50	27.03	3,391.00
19	2031	3.0%	406	0.1273	0.0108	29.33	1.0	8760	1,114.78	94.20	29.33	2.82	11.15	244.32	732.97	22.94	3,413.94
20	2032	3.0%	419	0.1298	0.0111	30.21	1.0	8760	1,137.08	97.02	30.21	2.91	11.37	248.89	746.68	19.48	3,433.42
21	2033	3.0%	431	0.1324	0.0114	31.11	1.0	8760	1,159.82	99.93	31.11	3.00	11.60	253.55	760.64	16.53	3,449.95
22	2034	3.0%	444	0.1350	0.0118	32.05	1.0	8760	1,183.02	102.93	32.05	3.08	11.83	258.28	774.85	14.04	3,463.99
23	2035	3.0%	457	0.1377	0.0121	33.01	1.0	8760	1,206.68	106.02	33.01	3.18	12.07	263.10	789.31	11.91	3,475.90
24	2036	3.0%	471	0.1405	0.0125	34.00	1.0	8760	1,230.81	109.20	34.00	3.27	12.31	268.01	804.03	10.11	3,486.02
25	2037	3.0%	485	0.1433	0.0128	35.02	1.0	8760	1,255.43	112.47	35.02	3.37	12.55	273.00	819.01	8.59	3,494.60
26	2038	3.0%	500	0.1462	0.0132	36.07	1.0	8760	1,280.54	115.85	36.07	3.47	12.81	278.09	834.26	7.29	3,501.89
27	2039	3.0%	515	0.1491	0.0136	37.15	1.0	8760	1,306.15	119.32	37.15	3.58	13.06	283.26	849.78	6.19	3,508.08
28	2040	3.0%	530	0.1521	0.0140	38.26	1.0	8760	1,332.27	122.90	38.26	3.68	13.32	288.52	865.57	5.25	3,513.33
29	2041	3.0%	546	0.1551	0.0145	39.41	1.0	8760	1,358.92	126.59	39.41	3.79	13.59	293.88	881.65	4.46	3,517.78
30	2042	3.0%	563	0.1582	0.0149	40.59	1.0	8760	1,386.09	130.39	40.59	3.91	13.86	299.34	898.01	3.78	3,521.57

Escenario No. A9
TIR deseada del 15%

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto		Egresos			Ingreso Neto		TIR deseada 15%	
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54					
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54					
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56					
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61					
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.64	7.43		663.14	576.64	576.64
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.68	7.58		676.40	511.45	1,088.09
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.71	7.73		689.93	453.64	1,541.73
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.74	7.89		703.72	402.36	1,944.09
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.78	8.05		717.80	356.87	2,300.96
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.81	8.13		724.19	313.09	2,614.05
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.85	8.21		730.63	274.67	2,888.72
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.89	8.29		737.11	240.96	3,129.68
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.92	8.37	185.91	557.74	158.54	3,288.23
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.96	8.46	187.56	562.67	139.08	3,427.31
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	2.00	8.54	189.22	567.65	122.01	3,549.32
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	2.04	8.63	190.89	572.66	107.03	3,656.36
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	2.08	8.71	192.57	577.71	93.89	3,750.25
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	2.12	8.80	194.26	582.79	82.37	3,832.62
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.17	8.89	195.97	587.91	72.25	3,904.87
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.21	8.98	197.69	593.07	63.38	3,968.25
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.25	9.07	199.42	598.27	55.59	4,023.84
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.30	9.16	201.17	603.50	48.77	4,072.61
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.35	9.25	202.92	608.77	42.78	4,115.38
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.39	9.34	204.69	614.08	37.52	4,152.90
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.44	9.44	206.48	619.43	32.91	4,185.81
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.49	9.53	208.27	624.81	28.87	4,214.68
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.54	9.62	210.08	630.23	25.32	4,240.00
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.59	9.72	211.90	635.69	22.21	4,262.21
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.64	9.82	213.73	641.18	19.48	4,281.68
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.69	9.92	215.57	646.72	17.08	4,298.77
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.75	10.02	217.43	652.29	14.98	4,313.75
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.80	10.12	219.30	657.90	13.14	4,326.89
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.86	10.22	221.18	663.54	11.52	4,338.41
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.92	10.32	223.08	669.23	10.11	4,348.52

Escenario No. A10
TIR deseada del 25%

Años Flujo	Incremento			Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto			Egresos			Ingreso Neto		TIR deseada 25%	
	Año	PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
	2008		215	0.0735	Max.	Max.	1.0	8760										
	2009	4.0%	215	0.0764	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54						
	2010	4.0%	218	0.0795	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54						
	2011	3.2%	225	0.0806	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56						
0	2012	2.0%	230	0.0832	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61						
1	2013	2.0%	234	0.0849	0.0062	16.89	1.0	8760	743.37	54.26	16.89	1.64	7.43		663.14	530.51	530.51	
2	2014	2.0%	239	0.0866	0.0063	17.23	1.0	8760	758.23	55.35	17.23	1.68	7.58		676.40	432.89	963.40	
3	2015	2.0%	244	0.0883	0.0064	17.58	1.0	8760	773.40	56.45	17.58	1.71	7.73		689.93	353.24	1,316.65	
4	2016	2.0%	248	0.0901	0.0066	17.93	1.0	8760	788.87	57.58	17.93	1.74	7.89		703.72	288.25	1,604.89	
5	2017	2.0%	253	0.0919	0.0067	18.29	1.0	8760	804.64	58.73	18.29	1.78	8.05		717.80	235.21	1,840.10	
6	2018	2.0%	258	0.0928	0.0068	18.65	1.0	8760	812.69	59.91	18.65	1.81	8.13		724.19	189.84	2,029.94	
7	2019	2.0%	264	0.0937	0.0070	19.02	1.0	8760	820.82	61.11	19.02	1.85	8.21		730.63	153.22	2,183.17	
8	2020	2.0%	269	0.0946	0.0071	19.40	1.0	8760	829.02	62.33	19.40	1.89	8.29		737.11	123.67	2,306.83	
9	2021	2.0%	274	0.0956	0.0073	19.79	1.0	8760	837.31	63.58	19.79	1.92	8.37	185.91	557.74	74.86	2,381.69	
10	2022	2.0%	280	0.0965	0.0074	20.19	1.0	8760	845.69	64.85	20.19	1.96	8.46	187.56	562.67	60.42	2,442.11	
11	2023	2.0%	285	0.0975	0.0076	20.59	1.0	8760	854.14	66.14	20.59	2.00	8.54	189.22	567.65	48.76	2,490.87	
12	2024	2.0%	291	0.0985	0.0077	21.00	1.0	8760	862.69	67.47	21.00	2.04	8.63	190.89	572.66	39.35	2,530.22	
13	2025	2.0%	297	0.0995	0.0079	21.42	1.0	8760	871.31	68.82	21.42	2.08	8.71	192.57	577.71	31.76	2,561.98	
14	2026	2.0%	303	0.1005	0.0080	21.85	1.0	8760	880.03	70.19	21.85	2.12	8.80	194.26	582.79	25.63	2,587.61	
15	2027	2.0%	309	0.1015	0.0082	22.29	1.0	8760	888.83	71.60	22.29	2.17	8.89	195.97	587.91	20.69	2,608.30	
16	2028	2.0%	315	0.1025	0.0083	22.74	1.0	8760	897.71	73.03	22.74	2.21	8.98	197.69	593.07	16.69	2,624.99	
17	2029	2.0%	321	0.1035	0.0085	23.19	1.0	8760	906.69	74.49	23.19	2.25	9.07	199.42	598.27	13.47	2,638.46	
18	2030	2.0%	328	0.1045	0.0087	23.65	1.0	8760	915.76	75.98	23.65	2.30	9.16	201.17	603.50	10.87	2,649.33	
19	2031	2.0%	334	0.1056	0.0088	24.13	1.0	8760	924.92	77.50	24.13	2.35	9.25	202.92	608.77	8.77	2,658.11	
20	2032	2.0%	341	0.1066	0.0090	24.61	1.0	8760	934.17	79.05	24.61	2.39	9.34	204.69	614.08	7.08	2,665.19	
21	2033	2.0%	348	0.1077	0.0092	25.10	1.0	8760	943.51	80.63	25.10	2.44	9.44	206.48	619.43	5.71	2,670.90	
22	2034	2.0%	355	0.1088	0.0094	25.60	1.0	8760	952.94	82.24	25.60	2.49	9.53	208.27	624.81	4.61	2,675.51	
23	2035	2.0%	362	0.1099	0.0096	26.12	1.0	8760	962.47	83.89	26.12	2.54	9.62	210.08	630.23	3.72	2,679.23	
24	2036	2.0%	369	0.1110	0.0098	26.64	1.0	8760	972.10	85.56	26.64	2.59	9.72	211.90	635.69	3.00	2,682.23	
25	2037	2.0%	377	0.1121	0.0100	27.17	1.0	8760	981.82	87.28	27.17	2.64	9.82	213.73	641.18	2.42	2,684.66	
26	2038	2.0%	384	0.1132	0.0102	27.72	1.0	8760	991.64	89.02	27.72	2.69	9.92	215.57	646.72	1.95	2,686.61	
27	2039	2.0%	392	0.1143	0.0104	28.27	1.0	8760	1,001.55	90.80	28.27	2.75	10.02	217.43	652.29	1.58	2,688.19	
28	2040	2.0%	400	0.1155	0.0106	28.83	1.0	8760	1,011.57	92.62	28.83	2.80	10.12	219.30	657.90	1.27	2,689.46	
29	2041	2.0%	408	0.1166	0.0108	29.41	1.0	8760	1,021.68	94.47	29.41	2.86	10.22	221.18	663.54	1.03	2,690.49	
30	2042	2.0%	416	0.1178	0.0110	30.00	1.0	8760	1,031.90	96.36	30.00	2.92	10.32	223.08	669.23	0.83	2,691.31	

Escenario No. A11
 Precio base de la energía de 0.10

Años Flujo	Año	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Bruto					Neto			TIR deseada 20%	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)	
		PE	IPC						Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)	ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)			
																			0.65
0	2008		215	0.1000	Max.	Max.	1.0	8760											
	2009	4.0%	215	0.1040	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54							
	2010	4.0%	218	0.1082	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54							
	2011	3.2%	225	0.1097	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56							
	2012	2.0%	230	0.1132	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61							
1	2013	2.0%	234	0.1155	0.0062	16.89	1.0	8760	1,011.38	54.26	16.89	1.64	10.11		928.47	773.73		773.73	
2	2014	2.0%	239	0.1178	0.0063	17.23	1.0	8760	1,031.61	55.35	17.23	1.68	10.32		947.04	657.67		1,431.39	
3	2015	2.0%	244	0.1201	0.0064	17.58	1.0	8760	1,052.24	56.45	17.58	1.71	10.52		965.98	559.02		1,990.41	
4	2016	2.0%	248	0.1225	0.0066	17.93	1.0	8760	1,073.29	57.58	17.93	1.74	10.73		985.30	475.16		2,465.58	
5	2017	2.0%	253	0.1250	0.0067	18.29	1.0	8760	1,094.75	58.73	18.29	1.78	10.95		1,005.01	403.89		2,869.47	
6	2018	2.0%	258	0.1262	0.0068	18.65	1.0	8760	1,105.70	59.91	18.65	1.81	11.06		1,014.27	339.68		3,209.14	
7	2019	2.0%	264	0.1275	0.0070	19.02	1.0	8760	1,116.76	61.11	19.02	1.85	11.17		1,023.61	285.67		3,494.81	
8	2020	2.0%	269	0.1288	0.0071	19.40	1.0	8760	1,127.92	62.33	19.40	1.89	11.28		1,033.02	240.25		3,735.06	
9	2021	2.0%	274	0.1300	0.0073	19.79	1.0	8760	1,139.20	63.58	19.79	1.92	11.39	260.63	781.89	151.54		3,886.60	
10	2022	2.0%	280	0.1313	0.0074	20.19	1.0	8760	1,150.60	64.85	20.19	1.96	11.51	263.02	789.07	127.44		4,014.04	
11	2023	2.0%	285	0.1327	0.0076	20.59	1.0	8760	1,162.10	66.14	20.59	2.00	11.62	265.44	796.31	107.17		4,121.21	
12	2024	2.0%	291	0.1340	0.0077	21.00	1.0	8760	1,173.72	67.47	21.00	2.04	11.74	267.87	803.60	90.13		4,211.34	
13	2025	2.0%	297	0.1353	0.0079	21.42	1.0	8760	1,185.46	68.82	21.42	2.08	11.85	270.32	810.96	75.80		4,287.13	
14	2026	2.0%	303	0.1367	0.0080	21.85	1.0	8760	1,197.31	70.19	21.85	2.12	11.97	272.79	818.38	63.74		4,350.87	
15	2027	2.0%	309	0.1380	0.0082	22.29	1.0	8760	1,209.29	71.60	22.29	2.17	12.09	275.29	825.86	53.60		4,404.48	
16	2028	2.0%	315	0.1394	0.0083	22.74	1.0	8760	1,221.38	73.03	22.74	2.21	12.21	277.80	833.39	45.08		4,449.55	
17	2029	2.0%	321	0.1408	0.0085	23.19	1.0	8760	1,233.59	74.49	23.19	2.25	12.34	280.33	840.99	37.91		4,487.46	
18	2030	2.0%	328	0.1422	0.0087	23.65	1.0	8760	1,245.93	75.98	23.65	2.30	12.46	282.88	848.65	31.88		4,519.34	
19	2031	2.0%	334	0.1437	0.0088	24.13	1.0	8760	1,258.39	77.50	24.13	2.35	12.58	285.46	856.38	26.81		4,546.14	
20	2032	2.0%	341	0.1451	0.0090	24.61	1.0	8760	1,270.97	79.05	24.61	2.39	12.71	288.05	864.16	22.54		4,568.68	
21	2033	2.0%	348	0.1465	0.0092	25.10	1.0	8760	1,283.68	80.63	25.10	2.44	12.84	290.67	872.01	18.95		4,587.64	
22	2034	2.0%	355	0.1480	0.0094	25.60	1.0	8760	1,296.52	82.24	25.60	2.49	12.97	293.30	879.91	15.94		4,603.58	
23	2035	2.0%	362	0.1495	0.0096	26.12	1.0	8760	1,309.48	83.89	26.12	2.54	13.09	295.96	887.89	13.40		4,616.98	
24	2036	2.0%	369	0.1510	0.0098	26.64	1.0	8760	1,322.58	85.56	26.64	2.59	13.23	298.64	895.92	11.27		4,628.25	
25	2037	2.0%	377	0.1525	0.0100	27.17	1.0	8760	1,335.81	87.28	27.17	2.64	13.36	301.34	904.02	9.48		4,637.72	
26	2038	2.0%	384	0.1540	0.0102	27.72	1.0	8760	1,349.16	89.02	27.72	2.69	13.49	304.06	912.18	7.97		4,645.69	
27	2039	2.0%	392	0.1556	0.0104	28.27	1.0	8760	1,362.66	90.80	28.27	2.75	13.63	306.80	920.41	6.70		4,652.39	
28	2040	2.0%	400	0.1571	0.0106	28.83	1.0	8760	1,376.28	92.62	28.83	2.80	13.76	309.57	928.70	5.63		4,658.03	
29	2041	2.0%	408	0.1587	0.0108	29.41	1.0	8760	1,390.04	94.47	29.41	2.86	13.90	312.35	937.05	4.74		4,662.76	
30	2042	2.0%	416	0.1603	0.0110	30.00	1.0	8760	1,403.94	96.36	30.00	2.92	14.04	315.16	945.47	3.98		4,666.75	

Escenario No. A12
 Precio base de la energía de 0.15 US\$/kWh

Años Flujo	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Ingreso Bruto		Egresos				Ingreso Neto (US\$)	TIR deseada		
	Año	PE						IPC	Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)		ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)	Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)
			0.65	0.65	Pago	20%											
0	2008		215	0.1500	Max.	Max.	1.0	8760									
	2009	4.0%	215	0.1560	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54					
	2010	4.0%	218	0.1622	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54					
	2011	3.2%	225	0.1645	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56					
	2012	2.0%	230	0.1698	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61					
1	2013	2.0%	234	0.1732	0.0062	16.89	1.0	8760	1,517.07	54.26	16.89	1.64	15.17	1,429.11	1,190.92	1,190.92	
2	2014	2.0%	239	0.1766	0.0063	17.23	1.0	8760	1,547.41	55.35	17.23	1.68	15.47	1,457.69	1,012.28	2,203.20	
3	2015	2.0%	244	0.1802	0.0064	17.58	1.0	8760	1,578.36	56.45	17.58	1.71	15.78	1,486.84	860.44	3,063.64	
4	2016	2.0%	248	0.1838	0.0066	17.93	1.0	8760	1,609.93	57.58	17.93	1.74	16.10	1,516.58	731.37	3,795.02	
5	2017	2.0%	253	0.1875	0.0067	18.29	1.0	8760	1,642.13	58.73	18.29	1.78	16.42	1,546.91	621.67	4,416.69	
6	2018	2.0%	258	0.1893	0.0068	18.65	1.0	8760	1,658.55	59.91	18.65	1.81	16.59	1,561.59	522.97	4,939.66	
7	2019	2.0%	264	0.1912	0.0070	19.02	1.0	8760	1,675.13	61.11	19.02	1.85	16.75	1,576.40	439.95	5,379.61	
8	2020	2.0%	269	0.1931	0.0071	19.40	1.0	8760	1,691.89	62.33	19.40	1.89	16.92	1,591.35	370.10	5,749.70	
9	2021	2.0%	274	0.1951	0.0073	19.79	1.0	8760	1,708.80	63.58	19.79	1.92	17.09	1,204.82	233.50	5,983.20	
10	2022	2.0%	280	0.1970	0.0074	20.19	1.0	8760	1,725.89	64.85	20.19	1.96	17.26	1,216.23	196.43	6,179.63	
11	2023	2.0%	285	0.1990	0.0076	20.59	1.0	8760	1,743.15	66.14	20.59	2.00	17.43	1,227.74	165.24	6,344.87	
12	2024	2.0%	291	0.2010	0.0077	21.00	1.0	8760	1,760.58	67.47	21.00	2.04	17.61	1,239.35	139.00	6,483.87	
13	2025	2.0%	297	0.2030	0.0079	21.42	1.0	8760	1,778.19	68.82	21.42	2.08	17.78	1,251.06	116.93	6,600.80	
14	2026	2.0%	303	0.2050	0.0080	21.85	1.0	8760	1,795.97	70.19	21.85	2.12	17.96	1,262.88	98.36	6,699.16	
15	2027	2.0%	309	0.2071	0.0082	22.29	1.0	8760	1,813.93	71.60	22.29	2.17	18.14	1,274.80	82.74	6,781.90	
16	2028	2.0%	315	0.2091	0.0083	22.74	1.0	8760	1,832.07	73.03	22.74	2.21	18.32	1,286.83	69.60	6,851.51	
17	2029	2.0%	321	0.2112	0.0085	23.19	1.0	8760	1,850.39	74.49	23.19	2.25	18.50	1,298.96	58.55	6,910.05	
18	2030	2.0%	328	0.2133	0.0087	23.65	1.0	8760	1,868.89	75.98	23.65	2.30	18.69	1,311.21	49.25	6,959.30	
19	2031	2.0%	334	0.2155	0.0088	24.13	1.0	8760	1,887.58	77.50	24.13	2.35	18.88	1,323.55	41.43	7,000.73	
20	2032	2.0%	341	0.2176	0.0090	24.61	1.0	8760	1,906.46	79.05	24.61	2.39	19.06	1,336.01	34.85	7,035.58	
21	2033	2.0%	348	0.2198	0.0092	25.10	1.0	8760	1,925.52	80.63	25.10	2.44	19.26	1,348.57	29.31	7,064.89	
22	2034	2.0%	355	0.2220	0.0094	25.60	1.0	8760	1,944.78	82.24	25.60	2.49	19.45	1,361.25	24.66	7,089.55	
23	2035	2.0%	362	0.2242	0.0096	26.12	1.0	8760	1,964.23	83.89	26.12	2.54	19.64	1,374.03	20.74	7,110.29	
24	2036	2.0%	369	0.2265	0.0098	26.64	1.0	8760	1,983.87	85.56	26.64	2.59	19.84	1,386.93	17.45	7,127.74	
25	2037	2.0%	377	0.2287	0.0100	27.17	1.0	8760	2,003.71	87.28	27.17	2.64	20.04	1,399.94	14.67	7,142.41	
26	2038	2.0%	384	0.2310	0.0102	27.72	1.0	8760	2,023.75	89.02	27.72	2.69	20.24	1,413.06	12.34	7,154.76	
27	2039	2.0%	392	0.2333	0.0104	28.27	1.0	8760	2,043.98	90.80	28.27	2.75	20.44	1,426.29	10.38	7,165.14	
28	2040	2.0%	400	0.2357	0.0106	28.83	1.0	8760	2,064.42	92.62	28.83	2.80	20.64	1,439.64	8.73	7,173.87	
29	2041	2.0%	408	0.2380	0.0108	29.41	1.0	8760	2,085.07	94.47	29.41	2.86	20.85	1,453.11	7.35	7,181.22	
30	2042	2.0%	416	0.2404	0.0110	30.00	1.0	8760	2,105.92	96.36	30.00	2.92	21.06	1,466.69	6.18	7,187.40	

Escenario No. A13

Precio base de la energía de 0.20 US\$/kWh

Años Flujo	Incremento		Precio Energía (US\$/kWh)	O&M Variable (US\$/kWh)	O&M Fijo (US\$/kW-año)	Potencia Efectiva (kW)	Horas/año	Eficiencia 0.65					TIR deseada 20%					
	Año	PE						IPC	Bruto		Neto			Valor Actual de cada flujo al año 0 (US\$)	Inversión Inicial para VAN = 0 (US\$)			
			Venta Energía (US\$)	O&M Variable (US\$)	O&M Fijo (US\$)	Pago Servidumbre (US\$)	Compensación CNE-SIE (US\$)		ISR (US\$)	Ingreso - Egreso (US\$)								
0	2008		215	0.2000	Max.	Max.	1.0	8760										
	2009	4.0%	215	0.2080	0.0057	15.52	1.0	8760				1.54						
	2010	4.0%	218	0.2163	0.0058	15.73	1.0	8760				1.54						
	2011	3.2%	225	0.2193	0.0060	16.24	1.0	8760				1.56						
	2012	2.0%	230	0.2264	0.0061	16.56	1.0	8760				1.61						
1	2013	2.0%	234	0.2309	0.0062	16.89	1.0	8760	2,022.76	54.26	16.89	1.64	20.23		1,929.74	1,608.12	1,608.12	
2	2014	2.0%	239	0.2355	0.0063	17.23	1.0	8760	2,063.22	55.35	17.23	1.68	20.63		1,968.33	1,366.90	2,975.01	
3	2015	2.0%	244	0.2402	0.0064	17.58	1.0	8760	2,104.48	56.45	17.58	1.71	21.04		2,007.70	1,161.86	4,136.88	
4	2016	2.0%	248	0.2450	0.0066	17.93	1.0	8760	2,146.57	57.58	17.93	1.74	21.47		2,047.85	987.58	5,124.46	
5	2017	2.0%	253	0.2499	0.0067	18.29	1.0	8760	2,189.50	58.73	18.29	1.78	21.90		2,088.81	839.45	5,963.91	
6	2018	2.0%	258	0.2524	0.0068	18.65	1.0	8760	2,211.40	59.91	18.65	1.81	22.11		2,108.91	706.27	6,670.18	
7	2019	2.0%	264	0.2550	0.0070	19.02	1.0	8760	2,233.51	61.11	19.02	1.85	22.34		2,129.20	594.22	7,264.40	
8	2020	2.0%	269	0.2575	0.0071	19.40	1.0	8760	2,255.85	62.33	19.40	1.89	22.56		2,149.67	499.94	7,764.34	
9	2021	2.0%	274	0.2601	0.0073	19.79	1.0	8760	2,278.41	63.58	19.79	1.92	22.78	542.58	1,627.75	315.47	8,079.81	
10	2022	2.0%	280	0.2627	0.0074	20.19	1.0	8760	2,301.19	64.85	20.19	1.96	23.01	547.80	1,643.39	265.42	8,345.23	
11	2023	2.0%	285	0.2653	0.0076	20.59	1.0	8760	2,324.20	66.14	20.59	2.00	23.24	553.06	1,659.17	223.30	8,568.53	
12	2024	2.0%	291	0.2680	0.0077	21.00	1.0	8760	2,347.44	67.47	21.00	2.04	23.47	558.36	1,675.09	187.87	8,756.40	
13	2025	2.0%	297	0.2707	0.0079	21.42	1.0	8760	2,370.92	68.82	21.42	2.08	23.71	563.72	1,691.16	158.06	8,914.47	
14	2026	2.0%	303	0.2734	0.0080	21.85	1.0	8760	2,394.63	70.19	21.85	2.12	23.95	569.13	1,707.38	132.98	9,047.45	
15	2027	2.0%	309	0.2761	0.0082	22.29	1.0	8760	2,418.57	71.60	22.29	2.17	24.19	574.58	1,723.75	111.88	9,159.33	
16	2028	2.0%	315	0.2789	0.0083	22.74	1.0	8760	2,442.76	73.03	22.74	2.21	24.43	580.09	1,740.27	94.13	9,253.46	
17	2029	2.0%	321	0.2816	0.0085	23.19	1.0	8760	2,467.19	74.49	23.19	2.25	24.67	585.65	1,756.94	79.19	9,332.65	
18	2030	2.0%	328	0.2845	0.0087	23.65	1.0	8760	2,491.86	75.98	23.65	2.30	24.92	591.25	1,773.76	66.62	9,399.27	
19	2031	2.0%	334	0.2873	0.0088	24.13	1.0	8760	2,516.78	77.50	24.13	2.35	25.17	596.91	1,790.73	56.05	9,455.32	
20	2032	2.0%	341	0.2902	0.0090	24.61	1.0	8760	2,541.95	79.05	24.61	2.39	25.42	602.62	1,807.86	47.16	9,502.48	
21	2033	2.0%	348	0.2931	0.0092	25.10	1.0	8760	2,567.37	80.63	25.10	2.44	25.67	608.38	1,825.14	39.67	9,542.15	
22	2034	2.0%	355	0.2960	0.0094	25.60	1.0	8760	2,593.04	82.24	25.60	2.49	25.93	614.19	1,842.58	33.38	9,575.53	
23	2035	2.0%	362	0.2990	0.0096	26.12	1.0	8760	2,618.97	83.89	26.12	2.54	26.19	620.06	1,860.18	28.08	9,603.61	
24	2036	2.0%	369	0.3020	0.0098	26.64	1.0	8760	2,645.16	85.56	26.64	2.59	26.45	625.98	1,877.94	23.62	9,627.23	
25	2037	2.0%	377	0.3050	0.0100	27.17	1.0	8760	2,671.61	87.28	27.17	2.64	26.72	631.95	1,895.85	19.87	9,647.11	
26	2038	2.0%	384	0.3080	0.0102	27.72	1.0	8760	2,698.33	89.02	27.72	2.69	26.98	637.98	1,913.94	16.72	9,663.82	
27	2039	2.0%	392	0.3111	0.0104	28.27	1.0	8760	2,725.31	90.80	28.27	2.75	27.25	644.06	1,932.18	14.07	9,677.89	
28	2040	2.0%	400	0.3142	0.0106	28.83	1.0	8760	2,752.56	92.62	28.83	2.80	27.53	650.20	1,950.59	11.83	9,689.72	
29	2041	2.0%	408	0.3174	0.0108	29.41	1.0	8760	2,780.09	94.47	29.41	2.86	27.80	656.39	1,969.16	9.95	9,699.68	
30	2042	2.0%	416	0.3205	0.0110	30.00	1.0	8760	2,807.89	96.36	30.00	2.92	28.08	662.63	1,987.90	8.37	9,708.05	

Apéndice B

Términos Técnicos

1. **Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):** Es cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, autoproductores y cogeneradores que vendan sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas y Estatales mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores independientes de energía (IPPs), cuya operación sea coordinada por el Organismo Coordinador o realice transacciones económicas en el mercado eléctrico mayorista.
2. **Altura Neta:** Es la energía del agua que se pone a disposición de la turbina.
3. **Autoproducción:** Son aquellas entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo y eventualmente venden excedentes de potencia o energía eléctrica a terceros.
4. **Capacidad o Potencia:** Es la velocidad a la que se consume la energía. Se mide en joule por segundo (J/seg), equivalente a 1 Watt (W). Mil Watts es igual a 1 kilowatt (kW). Un millón de Watts es igual a 1 Megawatt (MW). El término vatio es la castellanización de Watt.
5. **Cogeneradores:** Son aquellas entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos a fin de generar electricidad para su consumo propio y, eventualmente, para la venta de sus excedentes.
6. **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Es la institución estatal encargada principalmente de trazar la política del Estado dominicano en el sector energía y la responsable de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley No.57-07.
7. **Concesión Definitiva:** Autorización del Poder Ejecutivo, que previo cumplimiento de las formalidades y los procedimientos establecidos en el Reglamento de Aplicación de la Ley No.57-07 y los que resulten aplicables de la Ley No. 125-01 y sus modificación contenido en la Ley No. 186-07, y el Reglamento para su aplicación con su respectiva modificaciones, otorga al interesado el derecho a construir y a explotar obras eléctricas.
8. **Concesión Provisional:** Resolución administrativa de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que otorga la facultad de ingresar a terrenos públicos o privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas.

9. **Eficiencia:** es la relación entre la energía útil y la energía invertida en un proceso o un dispositivo.
10. **Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID):** empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades hidroeléctricas construidas por el Estado.
11. **Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED):** empresa estatal cuyo objetivo principal es operar un sistema de transmisión interconectado para dar servicio de transporte de electricidad a todo el territorio nacional.
12. **Empresa distribuidora:** Empresa cuyo objetivo principal es operar un sistema de distribución de electricidad y es responsable de abastecer de energía eléctrica a sus usuarios finales.
13. **Energía eléctrica:** Es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico, y obtener trabajo.
14. **Energía hidráulica:** Es la energía que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas.
15. **Energía renovable:** Es la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.
16. **Fuentes de energías renovables o Fuentes renovables de energía:** Incluye todas aquellas fuentes que son capaces de ser continuamente restablecidas después de algún aprovechamiento, sin alteraciones apreciables al medio ambiente o son tan abundantes para ser aprovechables durante milenios sin desgaste significativo.
17. **Fuentes energéticas:** son elaboraciones naturales más o menos complejas de las que el ser humano puede extraer energía para realizar un determinado trabajo u obtener alguna utilidad
18. **Fuentes fósiles:** es aquella que procede de la biomasa obtenida hace millones de años y que ha sufrido grandes procesos de transformación hasta la formación de sustancias de gran contenido energético como el carbón, el petróleo, o el gas natural, etc.

19. **Fuentes hídricas o fuentes hidroeléctricas:** aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas.
20. **Fuentes primarias de energía:** Son las relativas al origen físico natural, no tecnológico, de donde proviene una energía a ser explotada, transformada o generada.
21. **Generación hidroeléctrica:** transformación de la energía del agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica la cual transmite la energía mecánica a un generador donde se transforma en energía eléctrica.
22. **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):** Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.
23. **Mercado Spot:** Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia.
24. **Organismo Coordinador (OC-SENI):** Es una institución constituida por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, cuya función es planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, el sistema de transmisión, distribución y comercialización que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
25. **Sistema Aislado:** Es todo sistema eléctrico que no está integrado al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
26. **Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI):** Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador.
27. **Superintendencia de Electricidad (SIE):** Es la institución de carácter estatal encargada de la regulación del sector energético nacional.
28. **Usuario No Regulado (UNR):** Es aquel agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuya demanda mensual sobrepasa los 2 megavatios.

