



FACULTAD DE POSTGRADO

TESIS DE POSTGRADO

**ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE DERIVADOS
FINANCIEROS EN EL OTORGAMIENTO DE
FINANCIAMIENTO PARA EL DESARROLLO DE
PEQUEÑOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN
HONDURAS**

SUSTENTADO POR:

MARCELA RAUDALES DÍAZ

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE

MÁSTER EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

**TEGUCIGALPA, FRANCISCO MORAZÁN, HONDURAS,
C.A.**

ABRIL 2016

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA
UNITEC**

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

**RECTOR
LUIS ORLANDO ZELAYA MEDRANO**

**SECRETARIO GENERAL
ROGER MARTÍNEZ MIRALDA**

**VICERRECTOR ACADÉMICO
MARLON BREVÉ REYES**

**DECANO DE LA FACULTAD DE POSTGRADO
JOSÉ ARNOLDO SERMEÑO**

**ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE DERIVADOS
FINANCIEROS EN EL OTORGAMIENTO DE
FINANCIAMIENTO PARA EL DESARROLLO DE
PEQUEÑOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN
HONDURAS**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MÁSTER EN
GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

**ASESOR METODOLÓGICO
WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO**

**ASESOR TEMÁTICO
RAMÓN ARNULFO CARRASCO ZÚNIGA**

**MIEMBROS DE LA TERNA
JORGE CENTENO
MOISES STARKMAN
MARIO ZELAYA**

RESUMEN

A lo largo de los últimos años el país ha fomentado la inversión en energías renovables, sin embargo a raíz del nuevo marco regulatorio han surgido cuestionamientos en todos los relacionados. La nueva ley modifica el esquema de operación del país, desregulando el subsector y separando operaciones, y además dicta que las ofertas de energía se realizan mediante procesos licitatorios. Se efectúa simulación presentando como base la venta de energía al Mercado Eléctrico Regional, aspecto que cuenta con bastante riesgo por no tener por un periodo de años determinado un Contrato de Compra y Venta de energía (PPA). El precio de la energía eléctrica se ha caracterizado por presentar grandes fluctuaciones ya sea en periodos de tiempo cortos o largos, lo que incrementa el riesgo de los generadores y por tanto la utilidad esperada. En seguimiento a lo anterior, el objetivo principal es demostrar que el uso de derivados financieros disminuye el riesgo de proyectos hidroeléctricos.

Palabras Claves: Derivados, Riesgo, Marco Regulatorio, Desregulado y Volatilidad.

ABSTRACT

Over recent years the country has encouraged investment in renewable energy, nevertheless due to the new regulatory framework have emerged doubts in all the related people. The new law modifies the operation scheme of the country, deregulating the subsector and separating operations, and also dictates that the energy offers has to be made through bidding processes. Simulation is done presenting as a basis energy sales to the Regional Electricity Market, aspect that has considerable risk by not having for a certain number of years a Purchase and Sale Contract (PPA). The Price of electricity has characterized for presenting wide fluctuations either short or long periods of time, which increases the risk of generators and therefore the expected utility. Following the above, the main objective is to demonstrate that the use of financial derivatives reduces the risk of hydroelectric projects.

Keywords: Derivatives, Risk, Regulatory Framework, Deregulated and Volatility.

DEDICATORIA

Por ese amor incondicional, por ser una guía en el camino y por su gran ayuda para construir los pasos necesarios para el cumplimiento de esta meta, este trabajo está dedicado a mis padres.

AGRADECIMIENTO

Sin duda alguna existen personas que ayudaron en gran medida al desarrollo de este trabajo; le agradezco al actuario Rafael Reyes por su dedicación y disponibilidad en todo momento, a mi familia por su indispensable sustento, a mis asesores Wilfredo Flores y Arnulfo Carrasco por compartir su conocimiento y a los profesionales Rolando Castillo, Mario Fernando Cerna, Luis Cardona, Sergio Avilés, Otto Gutiérrez, Ary Ávila y Emiliano Paz, por brindar el apoyo requerido.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1) INTRODUCCIÓN	1
1.2) ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	2
1.3) DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.4) OBJETIVOS.....	5
1.4.1) OBJETIVO GENERAL	5
1.4.2) OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.5) JUSTIFICACIÓN.....	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1) ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	7
2.1.1) ANÁLISIS DEL MACRO-ENTORNO	7
2.1.1.1) CAMBIO CLIMÁTICO	7
2.1.1.2) FONDOS DE INVERSIÓN CLIMÁTICOS.....	8
2.1.1.3) ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA.....	10
2.1.1.4) MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	13
2.1.1.5) SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC).....	13
2.1.1.6) MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO.....	15
2.1.2) ANÁLISIS DEL MICRO-ENTORNO.....	20
2.1.2.1) DATOS GENERALES DE HONDURAS.....	20
2.1.2.2) ORGANISMOS REGULADORES EN HONDURAS.....	21
2.1.2.3) BANCA DE DESARROLLO	22
2.2) TEORÍAS DE SUSTENTO.....	27
2.2.1) GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO.....	27
2.2.1.1) BENEFICIOS GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO.....	28
2.2.1.2) PROYECTO “ACELERANDO LAS INVERSIONES EN ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA (ARECA)”.....	29
2.2.2) INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	30
2.2.2.1) DERIVADOS FINANCIEROS.....	30
2.2.2.2) POSICIÓN DE DERIVADOS FINANCIEROS.....	32

2.2.2.3)	FUNCIONAMIENTO DE DERIVADOS FINANCIEROS	34
2.2.2.4)	DERIVADOS EN EL MERCADO ENERGÉTICO	36
2.2.2.5)	DERIVADOS CLIMÁTICOS.....	38
2.2.3)	EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	39
2.2.3.1)	RIESGO CREDITICIO	39
2.2.3.2)	RIESGO DE MERCADO	39
2.2.3.3)	RIESGO PAÍS	40
2.2.3.4)	RIESGO TÉCNICO	41
2.2.3.5)	RIESGO DE CONSTRUCCIÓN	41
2.2.4)	MÉTODOS DE EVALUACIÓN	42
2.3)	MARCO LEGAL	43
2.3.1)	LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	43
2.3.2)	LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	43
2.3.3)	LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES	44
2.3.4)	REFORMA LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES	45
2.3.5)	LEY DEL SISTEMA FINANCIERO	45
	CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	46
3.1)	CONGRUENCIA METODOLÓGIA.....	46
3.1.1)	VARIABLES.....	46
3.1.2)	HIPÓTESIS	46
3.2)	ENFOQUES Y MÉTODOS.....	47
3.3)	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	47
3.3.1)	UNIDAD DE ANÁLISIS.....	49
3.3.2)	UNIDAD DE RESPUESTA.....	49
3.4)	TÉCNICAS APLICADAS	49
3.5)	FUENTES DE INFORMACIÓN	50
3.5.1)	FUENTES PRIMARIAS.....	50
3.6)	LIMITANTES DEL ESTUDIO	50
	CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS	51

4.1) NODOS	51
4.2) SIMULACIÓN MONTE CARLO	57
4.3) DESCRIPCIÓN Y RESULTADOS DE DERIVADOS FINANCIEROS	64
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES.....	70
CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD.....	71
CAPÍTULO VII. BIBLIOGRAFÍA	74
CAPÍTULO VIII. ANEXOS	81
8.1) ENTREVISTAS	81
8.2) FORMULARIO GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO PROYECTO ARECA.....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo total de energía por millón de dólares del PIB	2
Figura 2. Gases de Efecto Invernadero producido por energía eléctrica de fuentes fósiles	8
Figura 3. Generación de Energía Eléctrica por País y Fuente en GWh	12
Figura 4. Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central.....	14
Figura 5. Esquema de Modelo Vertical	15
Figura 6. Esquema de Modelo Desregulado	17
Figura 7. Capacidad Instalada de Honduras, a Diciembre 2014.....	20
Figura 8. Organismos Reguladores en Honduras	21
Figura 9. Principales Derivados Financieros	31
Figura 11. Volatilidad del Precio de Mercado de Forwards para West Texas Intermediate (WTI) y North Sea Brent (Brent).....	34
Figura 13. Comportamiento de Precios de Guatemala de RTR Básica	52
Figura 14. Comportamiento de Precios de Honduras de RTR Básica	53
Figura 15. Comportamiento de Precios de Nodos de Control de Guatemala	55
Figura 16. Comportamiento de Precios de Nodos de Control de Honduras.....	56
Figura 17. Precios Reales de Energía	57
Figura 21. Distribución de Volatilidad sin Utilizar Derivado Financiero	66
Figura 22. Distribución de Volatilidad utilizando Swap	67
Figura 23. Distribución de Volatilidad utilizando Opción Put	68

Figura 24. Distribución de Volatilidad utilizando Opción Call.....	68
Figura 25. Aspectos Necesarios para la Aplicabilidad del Tema	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Detalle de Garantías Parciales de Crédito otorgadas por el BCIE.....	29
Tabla 2. Nodos RTR Básica.....	52
Tabla 3. Nodos de Control	54
Tabla 4. Tipos de Saltos del Precio.....	59
Tabla 5. Proporción de Saltos Grandes.....	59
Tabla 6. Conteo de Saltos en Precios Simulados	61
Tabla 7. Resultados de Simulación de Flujos	65

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1) INTRODUCCIÓN

En línea con el crecimiento demográfico y el crecimiento económico, debe ir la capacidad instalada ofrecida por un país. Aún más tomando en cuenta que gracias a la globalización y a los tratados entre países, ya no es suficiente satisfacer las necesidades propias, sino estar a la vanguardia para introducirse en el negocio internacional; por ello se afirma la importancia del desarrollo del subsector eléctrico.

El subsector eléctrico es un factor indispensable para la obtención del desarrollo deseado, aún más importante para la obtención de un desarrollo sostenible, es en este punto donde entran las energías renovables. En la búsqueda de este desarrollo, se han unido o creado organizaciones enfocadas en este objetivo, las cuales promueven e incentivan inversiones en proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables.

Definitivamente la existencia de las estas organizaciones son un aspecto clave para el desarrollo de proyectos renovables, sin embargo son de igual o mayor importancia las condiciones políticas y regulatorias de un país. Dichas condiciones pueden ser el punto decisivo para concretar inversión en estos proyectos y pueden marcar una tendencia en la rentabilidad esperada de una inversión.

En seguimiento a lo anterior, se estudia el riesgo que se genera en Honduras a raíz de un cambio regulatorio en el subsector eliminando los contratos PPA; al conocer el riesgo se analiza la manera en cómo se puede disminuir el mismo para así, demostrar cómo un incremento de riesgo no necesariamente marca una disminución en inversión.

1.2) ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

Es un principio económico que para que se desarrolle una nación es necesario que exista un adecuado sistema de energía; un país, comunidad o sociedad sin energía difícilmente logrará obtener un desarrollo significativo. La falta de energía genera dificultades ambientales, económicas y sociales; en tal sentido, es crucial para el país seguir promoviendo inversiones en este rubro. En la Figura 1 se observa el consumo total de energía por millón de dólares del PIB a 2012.

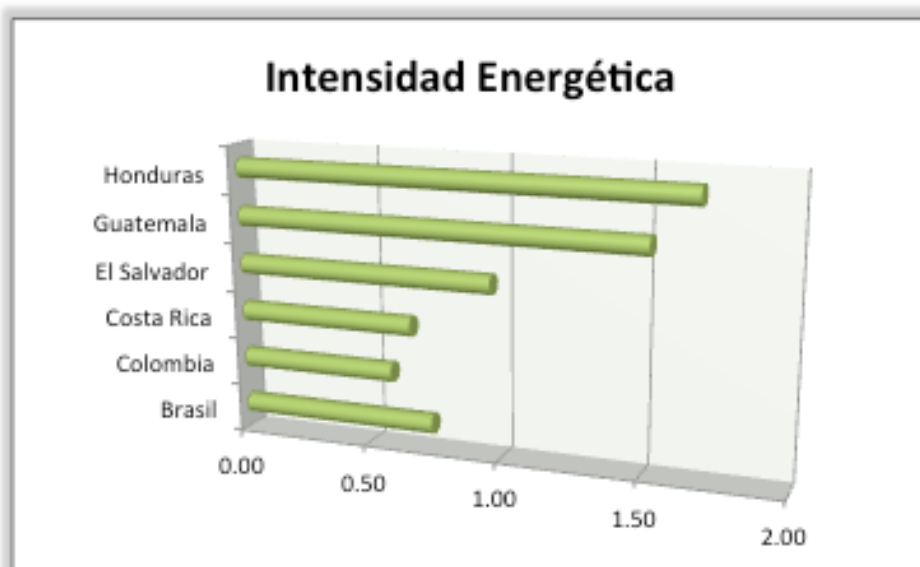


Figura 1. Consumo total de energía por millón de dólares del PIB

Fuente: (CEPALSTAT, 2012)

Un buen manejo del subsector eléctrico es vital para alcanzar el objetivo de desarrollo del país. Por ello las naciones se interesan en adoptar nuevas tendencias, reglamentos y formas que hagan que el subsector sea más eficiente. Es siguiendo esta línea que cada vez se ven más países que adoptan un mercado energético desregularizado.

Existe incertidumbre sobre las consecuencias de mantener un mercado energético desregulado o un mercado regulado. La efectividad de cualquiera de los dos tipos de mercados dependerá de la manera en que sean establecidas las reglas para así no desalentar la inversión y no provocar un aumento desmesurado de precios, entre otros.

Honduras anteriormente tenía un esquema de mercado energético cerrado; es a partir del año 2014 donde se aprueba la ley que modifica las condiciones del mercado y se crean las pautas para un mercado desregulado.

Surgen cuestionamientos sobre las nuevas condiciones del subsector, donde se ven temas como beneficios, desventajas, incremento del riesgo, aumento de inversiones, disminución o aumento de precios y demás.

1.3) DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El problema estudiado en este trabajo se enfoca es el incremento de riesgo para los productores de energía renovable, a raíz de la aprobación de la nueva ley del subsector eléctrico. El cambio de regulación supone un tipo de modelo de operación distinto y puede suponer una limitante para los productores renovables. Este mayor riesgo tiene un efecto directo en la disponibilidad de financiamiento de las instituciones financieras y en la posibilidad de optar a financiamiento por parte de los productores.

El incremento de riesgo surge por la eliminación de los PPA (Power Purchase Agreement), el cual se otorgaba a los productores de energía garantizando la compra de energía generada.

1.4) OBJETIVOS

1.4.1) OBJETIVO GENERAL

Demostrar los beneficios del uso de derivados financieros en pequeños proyectos hidroeléctricos en Honduras, a raíz del incremento del riesgo debido a la eliminación de los contratos PPA, establecido en el nuevo marco regulatorio del subsector eléctrico de Honduras.

1.4.2) OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- A. Analizar la aplicabilidad de derivados financieros en proyectos de generación de energía hidroeléctrica de hasta 5 MW.
- B. Revisar la manera en que un banco de desarrollo como el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), analiza el riesgo de pequeños proyectos de generación de energía hidroeléctrica en Honduras.
- C. Detallar los beneficios, tanto para la banca de desarrollo como para el beneficiario final, de la aplicación de garantías parciales de crédito a otorgar en pequeños proyectos de generación de energía hidroeléctrica.
- D. Analizar el uso de Futuros, Opciones, Forwards y Swaps como fuente de financiamiento para el desarrollo de pequeños proyectos de generación hidroeléctrica en Honduras.
- E. Demostrar que el uso de derivados financieros reduce la volatilidad de los flujos de un pequeño proyecto de generación hidroeléctrica.

1.5) JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo se realiza con la expectativa de entender las complicaciones que surgen a raíz de un incremento de riesgo con la eliminación de los PPA, impactando en el acceso a financiamiento para proyectos de generación de energía renovable de pequeña escala, principalmente en proyectos hidroeléctricos. Posteriormente se buscará clarificar los métodos de financiamiento que actualmente existen para este tipo de emprendedurías en el mercado Hondureño. Finalmente proponiendo un sistema hipotético con nuevos esquemas de financiamiento inicial, basado en el uso de herramientas financieras como futuros, opciones, swaps y forwards.

Se pretende que este documento sirva como apoyo para estudios económicos y financieros posteriores y como un incentivo que proponga el desarrollo de un mercado de instrumentos financieros que traiga consigo una mayor facilidad de inversión en proyectos energéticos basados en fuentes renovables.

Es sumamente importante para el desarrollo del mercado energético hondureño analizar la manera en que los pequeños productores de energía eléctrica puedan acceder a créditos para poder realizar inversiones en este rubro. El uso de derivados financieros será un medio por el cual, tanto productores de energía como banqueros, se sentirán con mayor confianza al momento de realizar una inversión. En algunas circunstancias será la razón por la cual se decida invertir en generación de energía.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1) ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este apartado se analizará el macro entorno, comenzando a establecer de manera general la importancia del subsector eléctrico en la lucha contra el cambio climático para lo cual se mencionan los fondos de inversión creados en esta vía, además se mencionan algunas inversiones en materia renovable establecidas en la región, el Mercado Eléctrico Regional y el Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central, el cual toma parte determinante en el análisis del proceso de desregularización liberalización de un mercado.

Además se analizará el micro entorno, entendiendo como tal el análisis de la situación propiamente de Honduras. Se comienzan a establecer algunos datos generales del país en materia energética, se mencionan los organismos que regulan el país y, en relación a la inversión que se realiza en el país en materia renovable, se mencionan algunos bancos de desarrollo presentes.

2.1.1) ANÁLISIS DEL MACRO-ENTORNO

2.1.1.1) CAMBIO CLIMÁTICO

La producción de energía a partir de fuentes fósiles es en gran medida una de las causantes de la actual problemática en relación al cambio climático. En este sentido, se hace una pequeña referencia al mismo.

Sivaramanan (2015) menciona:

La temperatura global ha aumentado alrededor de 1.4 °F desde 1980, los niveles de CO₂ han alcanzado 400.71 partes por billón, la pérdida de bosques alrededor del mundo entre los periodos de 2000 y 2012 es 1.5 millones de kilómetros cuadrados, la reducción del hielo terrestre es 287 millones de toneladas métricas por año, el aumento del nivel del mar es 3.2 milímetros por año y pérdida de la capa de hielo del ártico a una tasa de 13.3% por década. (p. 1)

El Cambio Climático ha tenido efectos negativos en muchos y diferentes aspectos, uno de ellos es la disminución de biodiversidad ocasionado en su gran mayoría por pérdida de

hábitat de las especies, pérdida de ecosistemas marinos. Además, se observan efectos en la salud de la humanidad como ser enfermedades respiratorias, enfermedades dermatológicas, cáncer de piel y enfermedades infecto-contagiosas. Aunado a ellos se refleja pérdidas económicas al verse afectados los cultivos de los cuales son dependientes una gran cantidad de familias en todos los países (Sivaramanan 2015).

Al sector energía se le atribuyen la emisión de los siguientes gases: Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido Nitroso (N₂O) y Ozono (O₃). Por lo que se convierte en un factor clave en la lucha contra el cambio climático (Sivaramanan 2015).

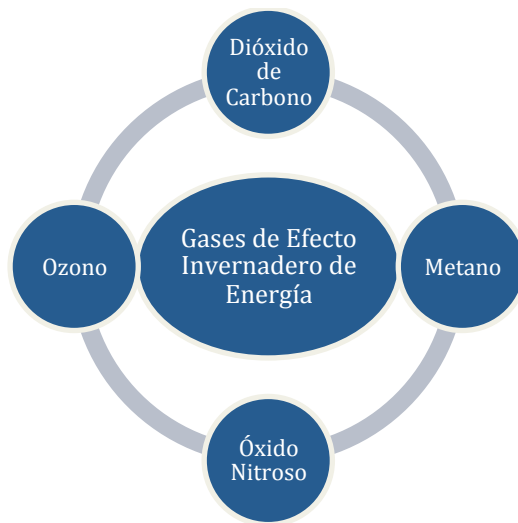


Figura 2. Gases de Efecto Invernadero producido por energía eléctrica de fuentes fósiles

Fuente: (Sivaramanan, 2015).

2.1.1.2) FONDOS DE INVERSIÓN CLIMÁTICOS

Como reflejo sobre el interés existente en inversiones enfocadas en generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se han creado fondos específicamente para luchar contra el cambio climático, los cuales promueven el desarrollo de energía que genere bajas emisiones de Carbono y la creación de instrumentos y estructuras que brinden mayor seguridad al bienestar de las personas. A continuación se citan algunos de los fondos existentes:

Fondo Verde para el Clima (GCF, Green Climate Fund): Se constituyó en el año 2011 como el organismo financiero de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Desarrollado para contribuir al objetivo mundial de mitigación y adaptación al cambio climático con la movilización de 100 mil millones de dólares por año a partir del 2020 (Finanzas Carbono, 2015).

Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM o GEF, Global Environment Fund): Fue establecido en 1991 con el fin de brindar donaciones y financiamiento para cubrir costos que se incrementan en un proyecto cuando el mismo se hace buscando beneficios ambientales mundiales. Mediante su Programa de Pequeñas Donaciones, ha realizado más de 20,000 donaciones a organizaciones comunitarias por un total de mil millones (BID, 2015).

Fondo de Adaptación (AF, Adaptation Fund): Fue establecido para financiar proyectos y programas que estén orientados a adaptación en países en vías de desarrollo, que son parte del Protocolo de Kyoto. Ha comprometido alrededor de 331 millones de dólares en 54 países (Adaptación, 2012).

Fondo de Inversión en el Clima (CIF, Climate Investment Funds): Creado por el Banco Mundial en el año 2008, cuenta con alrededor de 6 mil millones de dólares anuales. El CIF cuenta con dos fondos: El Fondo de Tecnología Limpia y el Fondo Estratégico para el Clima. Creado para ayudar a los países en desarrollo a obtener un desarrollo mediante emisiones de carbono bajas y con capacidad de adaptación al cambio climático (BID, 2012).

Fondo Francés para el Medio Ambiente Mundial: Creado por el Gobierno de Francia para apoyar y desarrollar respuestas a los efectos del cambio climático. Para ser financiado un proyecto deberá tener un impacto positivo significativo sobre el medio ambiente mundial, que contribuyan al desarrollo económico y social del país beneficiario (Regatta, 2015).

En general se observa un mayor interés por parte de organizaciones de distintos tipos para luchar contra el cambio climático, contribuyendo con la generación de energía a partir de fuentes renovables, los fondos tienen un especial enfoque en los países en vías de desarrollo al ser estos los más vulnerables a todos los efectos generados por el cambio climático.

2.1.1.3) ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA

Con el fin de tener un conocimiento de manera general sobre la relevancia que tienen las inversiones en energía renovable y sobre ciertas condiciones del mercado, se detalla a grandes rasgos sobre algunos aspectos relacionados al subsector eléctrico y al sector financiero en los países centroamericanos:

a. Guatemala:

Debido a la Política Monetaria del país, desde el año 2010 las tasas activas han comenzado a bajar, tanto para los créditos en dólares como en quetzales. En el sector eléctrico, las tasas dependen del monto del financiamiento; Para préstamos de 1 a 5 millones, la tasa promedio ponderada es de aproximadamente 9.80% para créditos en quetzales y de 6.03 para créditos en dólares (Superintendencia de Bancos de Guatemala, 2015).

En Guatemala así como en los demás países centroamericanos se solicita el 30% de equity para los proyectos de generación de energía. Entre los bancos que ya han otorgado financiamientos a proyectos de energía renovable se pueden destacar: Industrial, G&T Continental, Reformador, Ficohsa Guatemala y Agromercantil.

b. Costa Rica:

La meta de Costa Rica para el año 2021 es tener una matriz energética 100% renovable, para ello se está planificando de manera que la matriz no perjudique al país por temas de cambio climático y además asegurándose que la explotación de los recursos sea de manera sostenible (AFP, 2015).

Las tasas activas en moneda nacional oscilan de 7 a 15%, mientras que en moneda extranjera están alrededor de 5 a 8%. (Banco Mundial, 2015). La tasa de Política Monetaria a octubre del 2015 bajó a 2.25% con el fin de fomentar la inversión y el desarrollo (Central American Data, 2015).

c. Honduras:

Con el propósito de generar mayor competencia en el mercado eléctrico se aprobó el decreto 10-2015 el cual establece que los institutos de previsión pueden ofertar en licitaciones dictadas por la ENEE (energias4e, 2014).

A Banco Ficohsa le fue otorgada una línea de crédito por un valor de sesenta millones de dólares, por el FMO y el Banco Latinoamericano de Comercio Exterior. Fondo realizado para financiar proyectos de energía renovable, proyectos que promuevan un uso eficiente de la energía y proyectos para el desarrollo de las PYMES. Además dicho banco fue seleccionado como fiduciario del proyecto de energía eólica para administrar el fideicomiso mediante el cual la empresa Energía Eólica de Honduras S.A. recibió fondos del Banco de Exportación e Importación de Estados Unidos Eximbank y el BCIE con el propósito de financiar el proyecto de energía de 102 Megawatts y además construcción de una subestación eléctrica (Ficohsa, 2015).

d. Nicaragua:

La inversión en energía renovable en Nicaragua se verá incrementada tras la confirmación de la existencia de un fondo de 20 millones de dólares, que Estados Unidos brinda al país con el objetivo de aprovechar los recursos renovables existentes en el mismo (energías4E, 2015).

e. El Salvador:

En octubre del 2015 la Compañía AES inauguró en Moncagua la planta de generación fotovoltaica con un costo de inversión de 4 millones de dólares y generación de 2.5

megavatios de energía. Adicionalmente la misma empresa planea invertir 45 millones de dólares siempre en la rama fotovoltaica para generar 30 megavatios (energias4e, 2015).

En general se ha visto en Centroamérica un incremento de interés en el tema de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, este interés ha sido tanto de empresarios e inversionistas como del Estado.

A continuación se presenta mapa que refleja la generación de energía eléctrica a diciembre del año 2014 el cual está distribuido de la siguiente manera: 9.7 GWh en Guatemala, 7.7 GWh en Honduras, 5.8 GWh en El Salvador, 3.9 GWh en Nicaragua, 10.11 GWh en Costa Rica y 9.1 GWh en Panamá (Rojas & Ventura, 2014).

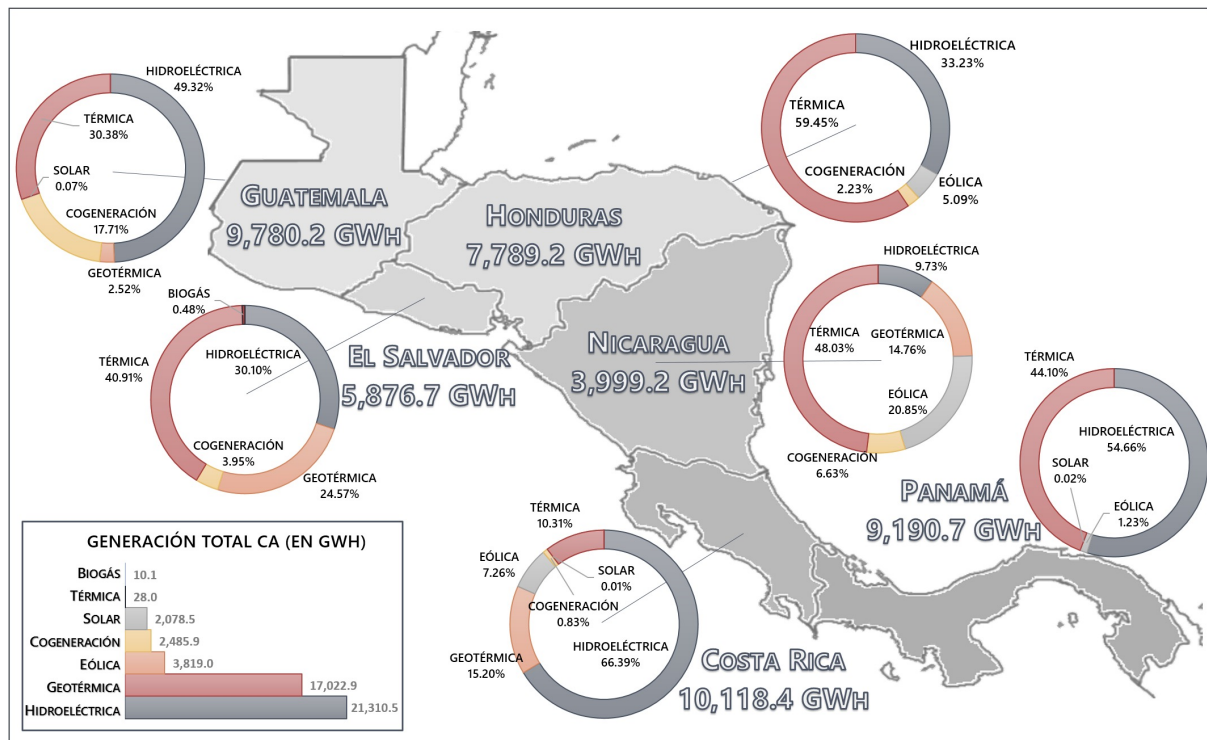


Figura 3. Generación de Energía Eléctrica por País y Fuente en GWh

Fuente: Elaboración propia con datos de CEPAL, 2014.

2.1.1.4) MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

Para efectos de este trabajo se considera que la venta de energía eléctrica se realizará al Mercado Eléctrico Regional, tomando en cuenta que no será necesario el uso de derivados financieros en el país debido a que en el país se realizan contratos de compra y venta de energía para quienes ganen la licitación.

El Mercado Eléctrico Regional (MER) fue creado con el objetivo de lograr la interconexión centroamericana para satisfacer la demanda energética de los países miembros, generar competitividad, reducir costos y crear condiciones para hacer más atractiva la inversión en proyectos de generación eléctrica (Proyecto Mesoamérica, 2015).

El MER se rige por un Tratado y dos Protocolos, los cuales establecen como principios la Competencia, Gradualidad y Reciprocidad. En este sentido, es necesario que los países miembros vayan adoptando las condiciones que se acoplen al funcionamiento de este mercado, como ser la inclusión de nuevos agentes de mercado (Proyecto Mesoamérica, 1996).

Esta es una de las razones por la cual Honduras inicia un proceso de desregularización, para crear ese ambiente propicio para la integración de una mayor cantidad de organizaciones que participen en la compra – venta de energía.

2.1.1.5) SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC)

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y su primer protocolo crearon el Ente Operador Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y fue ahí donde se definió que la Empresa Propietaria de la Red desarrollaría el primer sistema de interconexión regional, SIEPAC (EPR, 2015).

Consiste en una línea de transmisión de 1,790 kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central. La inversión para realizar la red fue de \$505 millones y de 4 cooperaciones técnicas no reembolsables aportadas por el BID. La línea SIEPAC se conecta a las redes nacionales de cada país (ProyectoMesoamerica, 2015).

Tiene dos grandes objetivos: Apoyar la consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional mediante la creación de mecanismos que facilite la participación del sector privado y, establecer infraestructura de interconexión eléctrica para realizar intercambios de energía entre los participantes (CRIE, 2014).



Figura 4. Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central

Por parte de la Comisión Regional de Integración Económica se han tenido avances en términos de contratos en el MER, como ser el desarrollo de una nueva normativa para regular contratos de energía por plazos de hasta un año (Central American Data, 2016).

Con el fin de mantener una operación adecuada se han creado los Centros de Monitoreo los cuales son los responsables del mantenimiento, control y coordinación en tiempo real de las instalaciones de bahía y equipo de la línea (EPR, 2015)

2.1.1.6) MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO

En esta sección se describirán los modelos energéticos mediante los cuales se rige un país (Vertical y Desregulado). Un mercado es llamado vertical cuando es una sola organización la responsable de realizar todas las principales actividades para llevar energía eléctrica a los puntos de entrega.

A continuación se presenta esquema de la estructura de un mercado liberalizado:

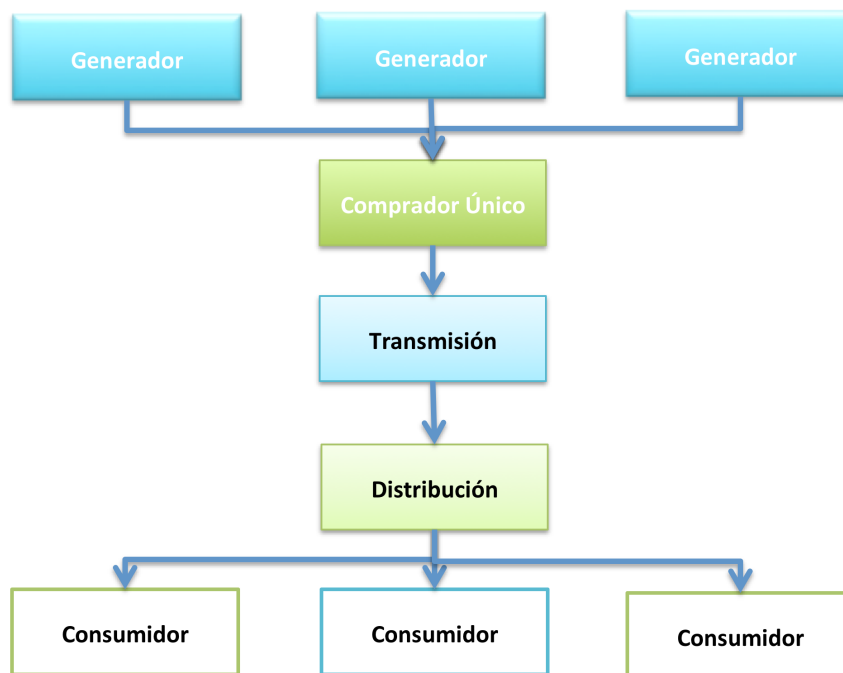


Figura 5. Esquema de Modelo Vertical

Fuente: (Hunt, 2002)

Existen distintos motivos para modificar la estructura de un mercado eléctrico regulado con una orientación vertical a un mercado eléctrico desregulado: motivos económicos, donde figura la globalización de productos energéticos y la necesidad de crecimiento y desarrollo de un país; motivos técnicos, figura la búsqueda de disminución de pérdidas y

la reducción de costos y; motivos políticos, figura la búsqueda de eficiencia económica mediante la creación de un marco competitivo óptimo (Fernández, 2003).

La competencia en cualquier mercado propicia la búsqueda de eficiencia ya que las organizaciones se preocuparán por incrementar sus ganancias, lo cual probablemente debe realizarse encontrando las formas de disminuir costos (debido a que aumentando los precios del activo puede ocasionar pérdidas de demanda), lo que se deriva en procesos más eficientes (Rothwell & Gómez, 2003).

Se define que en un mercado regulado quien toma mayor riesgo es el consumidor entendiendo que no tiene opciones de compra, sin embargo también es el que tiene mayores beneficios al ser El Estado el que toma decisiones y cubre gran parte de los costos. Definitivamente el riesgo de la inversión es un aspecto que se toma en consideración; dependiendo de quien tenga el riesgo se realizará un esfuerzo por mejorar (Rothwell & Gómez, 2003).

“La gran diferencia entre regulado y competencia tiene que ver con quien toma la responsabilidad por varios riesgos” (Hunt, 2002, p. 29).

La liberalización de un mercado puede abarcar distintas etapas o formas, dependerá de las autoridades del país que tanto se decida abrir un mercado y que consecuencias tendrá este hecho. A continuación se refleja de manera gráfica como se organiza y distribuye un mercado liberalizado.

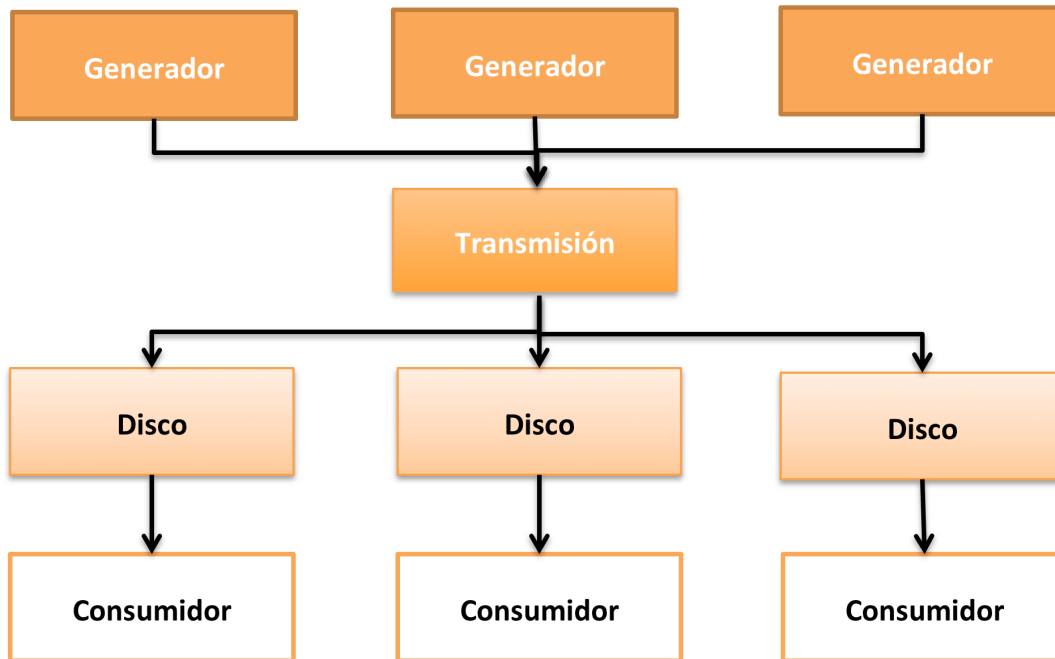


Figura 6. Esquema de Modelo Desregulado

Fuente: (Hunt, 2002)

La desregularización del subsector eléctrico tiene gran impacto en un país; puede significar una considerable mejora en el nivel de eficiencia del mercado (si se realiza de la manera adecuada), una oportunidad de negocio para distintas empresas y posibilidades de elección de consumo para los habitantes. Se mencionan a grandes rasgos, ciertos países y regiones que cuentan con un mercado energético liberalizado:

a. Latinoamérica

La liberalización del mercado en América Latina significó oportunidades de inversión que fueron aprovechadas por empresas estadounidenses y europeas, generando una desventaja para los países latinoamericanos, debido a que las empresas de estos países accedieron al mercado para la obtención de altas tasas de rentabilidad.

“Según datos del Banco Mundial, la venta de empresas estatales durante la década de 1990 originó en el mundo un ingreso fiscal de 53.4 mil millones de dólares, equivalente al 17% del total generado por este concepto” (Balbotín, 2008, p.12).

b. Chile

La estructuración del mercado liberalizado se divide en cuatro niveles: formulación y evaluación de políticas públicas, formulación de normas específicas, fiscalización de cumplimiento de normas y resolución de conflictos entre agentes privados (Marquez, 2010).

Chile fue el primer país en modificar su modelo de regulación; en los años 80 el país chileno buscó establecer un conjunto de normas y preceptos que consolidaran una estructura económica basada en libertad de elección, derecho de propiedad privada y neutralidad del Estado. Las empresas que pertenecían al Estado comenzaron a privatizarse su mayoría en la segunda mitad de los años ochenta.

c. Unión Europea

La Unión Europea tiene como objetivo la creación de un mercado más eficaz, seguro y competitivo; razón por la que se comenzó el proceso de liberalización. El proceso se desarrolló básicamente en tres etapas: La primera comenzó a partir de los años 90, enfocada en la normativa de precios para los consumidores finales; en la segunda se establecieron normas a las que debían apegarse los países, básicamente respecto a la aclaración de espacios liberalizados y de empresas reguladas y; la tercera comenzó en el año 2003 donde se estableció la libre elección del consumidor (Balbotín, 2008).

d. España:

La liberalización del mercado eléctrico en España tuvo lugar en 1998; en un inicio, el consumidor tenía la potestad de quedarse con su distribuidor original o de cambiarse a otro comercializador. Sin embargo, en el año 2009 los distribuidores dejan de comercializar, por lo que todos los consumidores tenían que cambiarse a las empresas que estaban en el mercado. La atención comercial es un valor añadido que brindan las empresas comercializadoras para mantenerse en el mercado (Consejería de Universidades, Empresa e Investigación, 2008).

e. Honduras:

La incertidumbre en Honduras radica en el incremento de un mayor riesgo que generará la inexistencia de PPA, al considerarse que solamente las empresas que ganan licitaciones contarán con un contrato de compra - venta. Al tener precios bajos de combustibles fósiles, se tiene la certeza que el precio licitado para generación térmica será más bajo que el de generación por fuentes renovables, por lo que surgen cuestionamientos sobre nuevas inversiones de energías renovables. Bajo este contexto se presume que se deben buscar alternativas con el fin de que no disminuya la inversión de energía a partir de fuentes renovables.

En la sección 2.3 del presente capítulo se hace una mayor referencia sobre el nuevo marco regulatorio del país; en términos generales se cambia completamente el modelo de regulación, se eliminan los PPA, se abren las puertas a la competencia, se separan las operaciones y se crean entes que anteriormente no existían como ser la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (la cual se define en la sección 2.1.2.2 de este capítulo).

2.1.2) ANÁLISIS DEL MICRO-ENTORNO

2.1.2.1) DATOS GENERALES DE HONDURAS

Honduras finalizó el año 2014 con una población de 8,260,749 habitantes, un aumento de 163,061 personas respecto a 2013. Según datos del Índice Nacional de Estadísticas (INE) la tasa de crecimiento demográfico fue 1.99% a finales del año 2013.

Datos de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) muestran que al año 2012 se contaba con una intensidad energética de 1.69 (miles de barriles por millón de dólares PIB) (Rojas & Ventura, 2014).

Es el país más afectado en el periodo de 1994-2013 con un índice de Riesgo Climático en el 2015 de 10.33, por lo que es pertinente como país realizar acciones de mitigación y adaptación al cambio climático (Sönke Kreft, 2014).

A diciembre 2014 Honduras tuvo un incremento del 2.4% respecto a su capacidad instalada, con un total de 1,850.2 MW. Esa capacidad está distribuida de la siguiente manera: 624.5 en Hidroeléctrica, 152 en Eólica, 154.3 en Cogeneración y 919.4 en Térmica. Se concluye que la matriz energética de Honduras se compone de 919.4 (49.69%) no renovable y 930.8 (50.31%) renovable; conformada 28.6% de inversión pública y 71.4% de inversión privada (Rojas & Ventura, 2014).

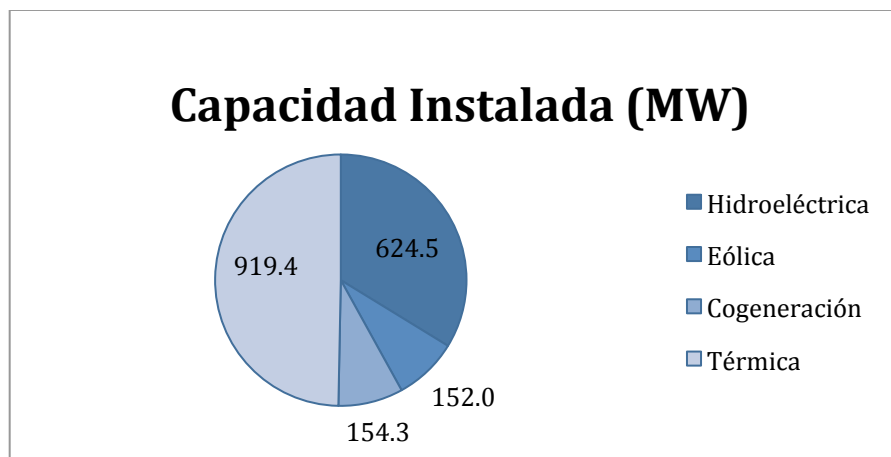


Figura 7. Capacidad Instalada de Honduras, a Diciembre 2014.

Fuente: (Rojas & Ventura, 2014)

En los últimos años se han realizado considerables inversiones en materia de energía renovable. El Climascopio del BID ubica a Honduras en la posición 14 de 55 economías estudiadas respecto a la inversión de energía renovable, lo que representó una mejoría de 11 escalones respecto a 2013. El Banco Central de Honduras destacó en su índice mensual de actividad económica que el suministro de electricidad creció 4.9%, esto impulsado por las inversiones realizadas en energía renovable (Tiempo, 2015).

2.1.2.2) ORGANISMOS REGULADORES EN HONDURAS

En el contexto del análisis realizado en este trabajo, Honduras cuenta con un organismo que regula el sector financiero y un organismo encargado de regular el subsector eléctrico, los cuales son responsables de fijar políticas y reglamentos, y además de supervisar porque se cumplan las condiciones indicadas.



Figura 8. Organismos Reguladores en Honduras

a. Comisión Nacional de Bancos y Seguros (CNBS)

Es el organismo encargado de velar por la estabilidad y solvencia del sistema financiero; regula que las instituciones financieras y demás supervisados mantengan una gestión de riesgo adecuada, de manera tal que no ponga en riesgo el bienestar de los usuarios y por tanto de la economía hondureña. Además vigila al sistema en lo referente a prevención de lavado de activos, asegurándose que las instituciones lleven una gestión correcta respecto a la materia (Comisión Nacional de Bancos y Seguros, 2015).

b. Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Creada para regular el subsector eléctrico, en lo concerniente a cumplimiento de leyes y reglamentos; facultada para aplicar sanciones por infracciones, otorgar licencias de operación para transmisión y distribución, definir metodología para el cálculo de tarifas, y demás funciones necesarias para asegurar el cumplimiento de objetivos del subsector. En general es la encargada de velar por que el sistema eléctrico del país funcione de la manera más idónea y eficiente (Congreso Nacional, 2014).

2.1.2.3) BANCA DE DESARROLLO

Los bancos de desarrollo se tornan en un aspecto importante para el desarrollo sostenible de Honduras debido a la cantidad y la magnitud de proyectos en los que estos se involucran. Para efectos de este trabajo, se describen brevemente cinco distintas fuentes de financiamiento existentes en el país, las cuales son: KFW, BID, EXIMBANK, Banco Mundial y BCIE. Cabe resaltar que de las fuentes anteriormente mencionadas, solamente el BCIE se analiza de manera más profunda.

a. BANCO ALEMAN DE DESARROLLO (KFW)

El banco financia inversiones que apoyen programas de reformas macroeconómicas y sectoriales, es ejecutado por la Cooperación Financiera Alemana con los países en vías de desarrollo y orientado por el Gobierno Federal de Alemania.

El KFW apoya a los ciudadanos hondureños brindando facilidades a las MIPYMES, vivienda, desarrollo social, medio ambiente y apoyo al desarrollo de infraestructura necesaria para brindar el derecho de educación a los jóvenes.

Las organizaciones internacionales enfocados en la lucha contra el Cambio Climático orientan a un país industrializado como Alemania, a que promueva la adaptación al Cambio Climático, para así evitar los efectos que arrastra el mismo (kfw-entwicklungsbank, 2015).

b. BANCO INTERAMERICANO DE HONDURAS (BID)

El BID fue creado en 1959 para mejorar la calidad de vida de los habitantes de América Latina y el Caribe. Presenta distintas prioridades, entre las que se observan la reducción de la pobreza y desigualdad social, promoción al desarrollo a través del sector privado, fomento de cooperación regional y abordaje al tema de Cambio Climático, energía renovable y sostenibilidad ambiental.

Para el sector energía ha financiado 54 millones de dólares y para programas de medio ambiente y desastres naturales 19 millones de dólares. En total como ayuda a todos los sectores ha desembolsado \$955.88 millones. A continuación se mencionan algunos proyectos realizados por el BID (BID, 2015):

Programa de Transmisión para Energía Renovable en las Zonas Occidente y Norte: Brinda apoyo a Honduras promoviendo mejora y expansión de la infraestructura de transmisión, con el objetivo de apoyar la generación de energía renovable al brindar mayores posibilidades de conexión. El financiamiento del BID asciende a \$25,500.00, el cual está en etapa de preparación (BID, 2015).

Evaluación de Recursos Renovables en Islas de la Bahía: El objetivo de este programa es apoyar el aumento de generación de electricidad proveniente de fuentes renovables mediante la facilidad de una cooperación técnica no reembolsable por un total de 591 mil dólares (BID, 2015).

c. BANCO DE EXPORTACIONES - IMPORTACIONES DE ESTADOS UNIDOS (EXIM BANK)

Agencia oficial de créditos de exportación de los Estados Unidos de América, es un brazo ejecutivo independiente y autosostenible del gobierno, cuya misión es apoyar al desarrollo de trabajos en los Estados Unidos facilitando la exportación de bienes y servicios de su país. Cuando los prestamistas del sector privado no pueden o eligen no proveer financiamientos, el EXIM Bank provee las herramientas financieras necesarias

para que los negocios americanos puedan competir por ventas a nivel mundial (EXIMBANK, 2015).

Craig O'Connor, el director de Energías Renovables y Exportaciones Ambientales del EXIM Bank en el año 2012, describe como es una alta prioridad para EXIM Bank apoyar proyectos de energía renovable y exportaciones ambientales de corto, mediano y largo plazo que garanticen trabajar con productos o servicios importados de Estados Unidos; presentando casos de apoyo prestados a Brasil, Italia, Honduras, Chile, India, Turquía y Barbados (O'Connor, 2011).

El caso de estudio presentado por O'Connor incluye el préstamo de \$159 millones a 18 años con tasa fija a Energía Eólica de Honduras S.A. (EEHSA), cuando financiaba la compra de 51 turbinas de viento (Gamesa G87 de 2MW) para el proyecto del parque eólico de 102MW de Cerro de Hula. EXIM Bank tiene garantías de que el préstamo será pagado dada la concesión de 50 años de EEHSA sobre el parque y la existencia de un PPA de 20 años otorgado por la ENEE. Este proyecto fue el más grande en Centroamérica hasta ese momento y tiene capacidad para generar el 6% de la demanda energética de Honduras (O'Connor, 2011).

d. BANCO MUNDIAL

En el caso de Honduras, el Banco Mundial ha brindado apoyo por \$390 millones en los últimos 5 años en varios sectores. En el sector energía se identifican algunos proyectos notorios:

El Proyecto para el aumento de la Eficiencia del sector de la Energía Eléctrica: Realizado entre los años 2009 y 2015, con el objetivo de mejorar los resultados financieros y de explotación de la ENEE, con una inversión por parte del banco de \$30 millones (Banco Mundial, 2015).

El Proyecto de Electrificación Rural: Iniciado en el año 2005 y proyectado a finalizar en el 2016, que cuenta con el objetivo de mejorar el acceso, calidad y sostenibilidad de

servicios de infraestructura para los pobladores de zonas rurales que viven en estado de pobreza, que representa un compromiso igual a \$47 millones (Banco Mundial, 2015).

El Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza: Trabajado desde el año 2004 hasta el 2015, donde se apoyó el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico de 12MW en el departamento de La Esperanza a través de la compra de reducciones de emisión de gases de efecto invernadero. La expectativa es que el proyecto reduzca emisiones de 39,000 toneladas de CO2 en promedio anualmente, vendidos a \$4.50 por tonelada (Banco Mundial, 2015).

e. BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA (BCIE)

Fue creado en 1960 por los gobiernos de los cinco estados centroamericanos con el objetivo de promover integración regional y el desarrollo económico y social de los países fundadores (BCIE, 2015).

El banco se involucra en proyectos tanto públicos como privados, siempre que los mismos estén en línea a su Estrategia Institucional y orientados a sus áreas de focalización, entre las cuales están: Desarrollo Humano e Infraestructura Social, Energía, Desarrollo Rural y Medio Ambiente, Infraestructura Productiva, Finanzas para el Desarrollo y Servicios para Competitividad (BCIE, 2015).

El banco ha financiado a nivel regional diversidad de proyectos de infraestructura, entre ellos aeropuertos, carreteras, alcantarillado, escuelas, además ha financiado proyectos de agricultura, industria, desarrollo rural, MIPYMES y demás.

En el área de energía se destaca la Iniciativa MIPYMES Verdes, creado con el propósito de contribuir a la protección del clima y del medio ambiente. Con esta iniciativa además de ser un apoyo en la lucha contra el Cambio Climático, se contribuye al desarrollo de las micro, pequeñas y medianas empresas. El programa se dirige a inversiones enfocadas en energía renovable y eficiencia energética (MIPYMES Verdes).

Sin duda alguna, el BCIE funge como un actor clave en el proceso de cambio de la matriz energética de los países centroamericanos, esto tomando en cuenta que de la nueva capacidad instalada, el 80% ha sido financiado en algún porcentaje por el BCIE (BCIE, 2015).

2.2) TEORÍAS DE SUSTENTO

En esta sección se presenta la temática relacionada a garantías parciales de crédito, derivados financieros, evaluación de proyectos y el marco regulatorio de Honduras.

2.2.1) GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO

La importancia que se le da en este trabajo al tema de las garantías parciales de crédito, está dada por ser uno de los mecanismos financieros utilizados actualmente en el proceso de otorgamiento de créditos. Este mecanismo financiero se utiliza para cubrir el riesgo crediticio que presenta todo tipo de proyecto renovable. Por ende se utilizará para estos fines, como un punto de comparación entre lo que se realiza actualmente y lo que se propone como resultados de este trabajo. Posterior a la comparación entre garantías y derivados financieros se revisará si podría sustituirse un instrumento por otro.

Al recibir una institución financiera una solicitud de crédito por parte de un generador de energía eléctrica se realiza un análisis del proyecto, de la documentación recibida y de la empresa solicitante. Además la institución financiera requiere ciertas condiciones para otorgar el financiamiento, una de ellas es la garantía bancaria. Una garantía bancaria se solicita ya que es el medio por el cual la institución financiera se asegura el cumplimiento de una obligación.

Este es el punto en el que muchos proyectos se ven detenidos, donde la institución no puede tomar más riesgo del que le es permitido, debido a que los generadores no cuentan con el requerimiento de capital. Este hecho se aplica mayormente en pequeños productores de energía, por lo que este trabajo se enfoca en proyectos hidroeléctricos de hasta 5 MW.

A raíz de esas dificultades entran los organismos multilaterales como una alternativa para que el proyecto sea realizado. Los organismos multilaterales se ven involucrados en proyectos que generan desarrollo económico y social, por tanto, brindan garantías parciales de crédito para el desarrollo de proyectos de generación de energía.

Este tipo de garantías son enfocadas principalmente en países en vías de desarrollo con el objetivo de ayudar al sector productivo, educativo, energético y ambiental. Al unir esfuerzos en este tipo de proyectos no sólo se favorece la disminución de gases de efecto invernadero sino que también se promueve el desarrollo económico de la comunidad en donde se realiza el proyecto.

Según lo investigado en el BCIE, al igual que cualquier financiamiento se realiza el análisis debido para determinar si el proyecto está bien estructurado, si tiene los estudios requeridos para un proyecto hidroeléctrico y si se cuenta con requerimientos ambientales. Generalmente se brinda un porcentaje entre el 60% y el 70% de la garantía, con el fin de que el restante lo cubra el desarrollador, de tal manera que ambos estén expuestos a riesgo y haya un mayor compromiso por el éxito del proyecto.

2.2.1.1) BENEFICIOS GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO

A continuación se hará una breve descripción sobre los beneficios que se obtienen mediante el uso de este producto financiero:

- A. Un factor a resaltar es que el otorgamiento de garantías parciales de crédito disminuye el riesgo de la institución financiera que otorga el crédito.
- B. Brinda al desarrollador la oportunidad de optar a crédito para poder realizar el proyecto.
- C. Incentiva el desarrollo del país, ya que al haber energía eléctrica en una comunidad o municipio, se les está dando la posibilidad de realizar mayores actividades en busca del crecimiento económico de las familias habitantes.
- D. Mediante el desarrollo de proyectos de generación de energía a través de fuentes renovables se logra contribuir a la disminución de gases de efecto invernadero.
- E. Este tipo de instrumentos beneficia a la banca de desarrollo debido a que se logran los objetivos de apoyo al desarrollo del país, reducción de la pobreza y promoción de mejores condiciones de vida.

2.2.1.2) PROYECTO “ACELERANDO LAS INVERSIONES EN ENERGÍA RENOVABLE EN CENTROAMÉRICA (ARECA)”

El BCIE junto con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y el Fondo Mundial para el Medio Ambiente, desarrollaron el Programa “Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica” (ARECA), el cual tiene como objetivo reducir la emisión de gases de efecto invernadero promoviendo el uso de sistemas de generación de energía renovable, y por consiguiente contribuir en el desarrollo económico de la región. Previo al desarrollo del programa se identificaron barreras para el desarrollo de proyectos renovables: Falta de conocimiento del tema, disponibilidad de información, costo elevado de inversión y falta de acceso a financiamiento disponible.

La estructuración del programa consiste en (Proyecto ARECA, 2010):

- A. Otorgamiento de garantía igual a un 75% de la inversión total, en créditos iguales o inferiores a \$500,000.00.
- B. Otorgamiento de garantía igual a un 35% de la inversión total más un monto base de \$200,000.00, en créditos que superen los \$500,000.00. El límite máximo de la garantía es igual a \$1,000,000.00.

A continuación se reflejan los montos de los proyectos en los que se ha intervenido, la información fue proporcionada por el BCIE:

Tabla 1. Detalle de Garantías Parciales de Crédito otorgadas por el BCIE

No.	País	Año	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Monto Otorgado en GPC en US\$
1	Honduras	2012	Hidráulica	2.975	\$1,000,000.00
2	Honduras	2012	Hidráulica	1.3	\$865,000.00
3	Honduras	2013	Hidráulica	2.117	\$1,000,000.00
4	Costa Rica	2014	Solar Térmico	0.063	\$135,000.00
5	Guatemala	2014	Hidráulica	0.598	\$669,000.00
6	Costa Rica	2014	Solar	0.032	\$56,250.00
7	Costa Rica	2014	Solar	0.187	\$307,500.00
8	Costa Rica	2015	Fotovoltaica	0.0073	\$12,750.00
9	Costa Rica	2015	Fotovoltaica	0.0105	\$15,375.00
				7.289	\$3,060,875.00

Fuente: Datos proporcionados por el BCIE, 2015.

2.2.2) INSTRUMENTOS FINANCIEROS

La energía tiene muchas características que la convierten en un elemento aparte de imprescindible para el desarrollo, vital para el bienestar de las personas. Sin embargo, ciertos aspectos propios de la energía deben ser analizados cuidadosamente para usarla de manera eficiente, que hacen al mismo tiempo, que se convierta en un commodity más complicado que el resto. Entre esos aspectos se destacan el costo de guardarla, demanda inelástica, costo de transmitirla y que es irremplazable (Deng & Oren, 2006).

El riesgo asociado a la liberalización del mercado ha hecho que los inversionistas busquen opciones para cubrirse del mismo; los instrumentos financieros pueden hacer esto posible.

2.2.2.1) DERIVADOS FINANCIEROS

Un derivado es un instrumento financiero cuyo valor está dado por el de un valor subyacente. Es posible definir el subyacente como el precio de energía eléctrica, el precio del petróleo, el precio del dólar, entre otras variables amarradas al desempeño financiero de un proyecto energético. Los beneficios que ofrecen este tipo de instrumentos permiten a las empresas administrar sus resultados financieros de una manera más eficiente y programada.

La variable subyacente de un derivado suele ser alguna de las siguientes: el valor de algún bien o servicio (que se transaccione en un mercado formal), tasas de interés, precios de venta de divisas, el precio de acciones o valores de alguna empresa, o incluso otros derivados. Existen muchos otros subyacentes posibles, pero estos son los más utilizados (Harris, 2006).

Los derivados que se analizarán en el presente trabajo son los que se presentan a continuación:

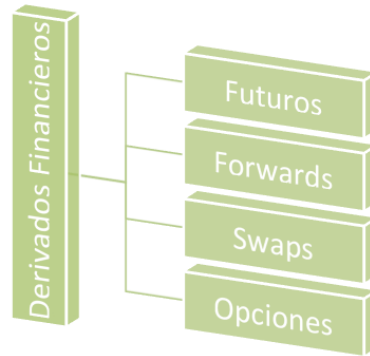


Figura 9. Principales Derivados Financieros

Fuente: (Durbin, 2011)

- A. **Forwards:** Acuerdo de comprar o vender un activo en un momento futuro a un precio específico. Es un tratado bilateral entre dos partes (Bajpai & Singh).
- B. **Futuros:** Se comportan operativamente igual a los Forwards, pero este tipo de contratos son accesibles a compra - venta en el mercado libre organizado, como un activo en la bolsa de valores (Bajpai & Singh).
- C. **Opciones:** Las opciones pueden ser de dos tipos. Una opción de compra da derecho a una parte a comprar un activo a un precio específico en un momento futuro, mas no la obligación de hacerlo. La opción de venta da derecho a una parte a vender un activo a un precio específico pero no la obligación de hacerlo (Hull, 2009).
- D. **Swap:** La diferencia de un Swap con un Forward radica en el que el primero tiene distintos momentos de ejecución, establecido en un solo contrato (Deng & Oren, 2006).

Cabe destacar que en Honduras el lugar donde se llevan a cabo títulos valores, como bonos, certificados, pagarés y otros, es la Bolsa Centroamericana de Valores. Está regulado por la Comisión Nacional de Bancos y Seguros. Las empresas interesadas se registran en la BCV con el fin de cotizar, obtener financiamiento flexible y diversificación del riesgo mediante alternativas de inversión (BCV, 2013).

2.2.2.2) POSICIÓN DE DERIVADOS FINANCIEROS

Para realizar un contrato derivado debe existir ya sea alguien que posea un bien o alguien que requiera un bien, según ello se toman posiciones de comprador o de vendedor (McDonald, 2002).

Se refleja gráfico que establece la relación entre utilidad y precio del bien subyacente, para la posición de un comprador y para la posición de un vendedor.

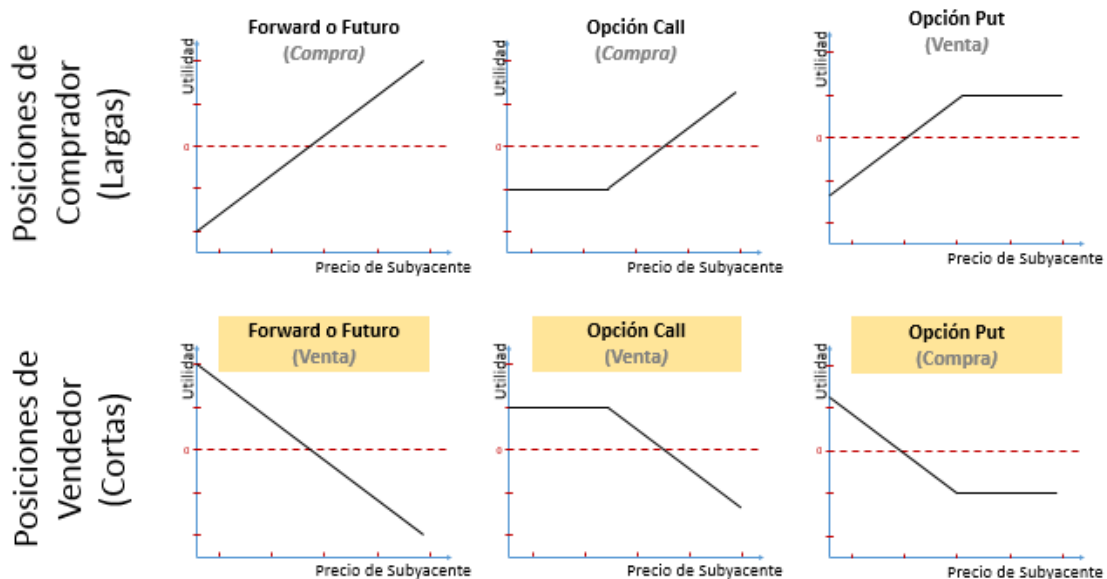


Figura 10. Posición de Derivados Financieros

Fuente: (McDonald, 2002).

La figura número 10 refleja la utilidad que se puede obtener con cada derivado a medida que disminuya o aumente el precio del subyacente en el mercado, ya sea si se está comprando el bien subyacente o si se está vendiendo.

Para las posiciones de vendedor se reflejan tres gráficos, el del Forward o Futuro establece que si se cuenta con uno de estos instrumentos, a medida que disminuya el precio de un bien en el mercado, el que posee el bien y el derivado obtendrá mayor

ganancia, por ejemplo, si la energía cuesta \$90 MWh el vendedor tiene una utilidad determinada pero si el precio de la energía en el mercado baja a \$40 MWh la ganancia del vendedor respecto al mercado se incrementará ya que tiene pactada la venta a un precio mayor.

En la posición de un vendedor para la Opción Call se establece que a medida que el precio del bien aumente en el mercado, el vendedor obtendrá una ganancia menor ya que se tiene un valor fijado. Por ejemplo, al vendedor le comprarán la energía como máximo a un precio de \$90 MWh, si la energía está a menor precio, al vendedor le pagan el precio de mercado, si aumenta de ese valor le pagan \$90 MWh, por lo tanto su utilidad disminuirá.

En la posición de un vendedor para la Opción Put se refleja que a medida que el precio del bien subyacente disminuya, el vendedor del bien obtendrá una mayor utilidad, ya que tiene pactado un precio mayor. Si el precio aumenta, el vendedor podrá obtener una ganancia igual al valor del mercado, ya que tiene la opción mas no la obligación de ejecutar el contrato (McDonald, 2002).

Un factor de suma importancia, razón por la cual se quiere un derivado financiero, es el riesgo que existe en la variabilidad del precio de un bien. Debido a la naturaleza de los mercados donde actúan agentes de compra y venta existe, en bastantes mercados, la posibilidad de variaciones en el precio de un bien. Un ejemplo de ello es el petróleo, el cual puede considerablemente cambiar de valor en periodos de un mes (Durbin, 2011).

Definitivamente la volatilidad de los precios del valor subyacente afecta el precio del derivado; ejemplificando lo anterior, se presenta gráfica donde se refleja la volatilidad del precio de mercado de forward para la transacción de dos crudos:

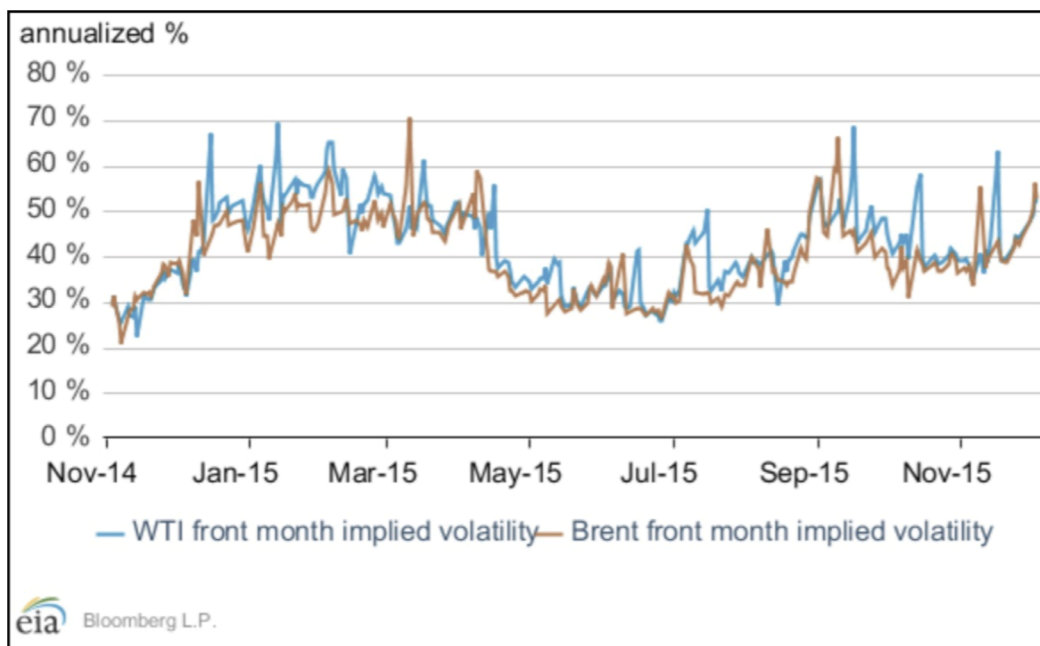


Figura 11. Volatilidad del Precio de Mercado de Forwards para West Texas Intermediate (WTI) y North Sea Brent (Brent)

Fuente: (Energy Information Administration, 2015).

2.2.2.3) FUNCIONAMIENTO DE DERIVADOS FINANCIEROS

Como se mencionó anteriormente un derivado es un contrato en el que se definen las condiciones específicas bajo las cuales un pago o intercambio de bienes se hará en un futuro, y en el cual el valor de pago entre las partes depende del valor de un bien o una variable subyacente.

Las condiciones específicas del contrato de un derivado pueden ser, pero no están limitadas a: Fechas de valuación o de ejecución de la transacción, definición del activo o indicador subyacente, valores límites mínimos o máximos de pago para alguna o ambas partes, periodo de validez del contrato y finalmente todas las obligaciones contractuales para las partes involucradas (McDonald, 2002).

Debido a que los subyacentes usualmente son variables expuestas a que su valor varíe en el tiempo, el contrato supone un riesgo para las partes contratantes. De esta manera, la valoración de estos contratos se desarrolla a través de métodos estocásticos de análisis de

riesgos, en los que se descuentan los flujos probables que el contrato produciría para cada una de las partes a un valor presente, dando a cada uno de los participantes del contrato el valor justo por el precio pagado comparado al riesgo que está tomando, establecido por las condiciones del contrato (McDonald, 2002).

Una de las grandes ventajas de los contratos derivados contra la compra/venta de bienes o servicios como herramienta para gestión de riesgo financiero es el hecho que los derivados no amarran a los contratantes a hacer un verdadero intercambio del subyacente. Los derivados permiten plantear una transacción sobre un bien que no se posee, o sobre uno que no se desea comprar, ofreciendo mayores libertades en las condiciones de los contratos y liberando de los costos que conllevaría amarrar la transacción a un intercambio físico del subyacente (Deng & Oren, 2006).

Dado que poseer el bien que se utiliza como subyacente no es una obligación en el contrato, existen dos formas de ejecutar el pago o intercambio definido en el contrato: La primera opción es un literal intercambio de bienes al precio resultante de lo definido en el contrato; la segunda, y más utilizada alternativa, es hacer una liquidación en efectivo, donde la parte que haya pactado una posición de intercambio menos ventajosa que la que se presentaría en un intercambio normal en el mercado debe realizar un pago a la otra parte del contrato por el valor de la desventaja contra mercado (Deng & Oren, 2006).

Como ejemplo, si la parte A pactó venderle a la parte B crudo de petróleo a \$60 por barril en un momento específico y el precio del crudo llegado ese momento es de \$65 por barril, la parte A únicamente pagará su pérdida contra mercado de \$5 por barril (podría haber vendido el crudo a \$65 cada barril en el mercado pero está amarrado por el contrato a venderlo a \$60) y el contrato se da por terminado. Si la parte B requiere el crudo, podrá comprarlo a \$65 en el mercado, habiéndole costado a él para cualquier sentido práctico \$60.

Los contratos derivados se pueden segmentar también por el lugar donde se transaccionan. Los acuerdos extrabursátiles son realizados independientemente por dos partes, y son celebrados y firmados entre estas partes como un acuerdo legal. Los acuerdos bursátiles están ya especificados en un mercado formal; sus condiciones ya están definidas por el mercado y son de más fácil acceso a compra, y pueden ser comprados sin necesidad de costos legales fuertes (Büyüksahin, Haigh, Harris , Overdahl, & Robe, 2008).

Además, los contratos derivados se pueden separar entre opciones y amarres: Los amarres (swaps, futuros y forwards), obligan a los contratantes a aplicar los términos definidos en el contrato. Las opciones otorgan la decisión al comprador del derivado de ejercer o no ejercer los términos definidos en el contrato, hasta cierto nivel.

2.2.2.4) DERIVADOS EN EL MERCADO ENERGÉTICO

Entre algunas aplicaciones de los derivados financieros en el mercado energético, se encuentran (Deng & Oren, 2006):

- Cubrir la producción de un generador.
- Cubrir al inversionista.
- Amarrar utilidades fijas a un generador con un costo fijo por unidad producida, colocando forwards, futuros o opciones de venta sobre electricidad. Si el precio de ejecución de las opciones es mayor al costo fijo por unidad del generador, la generación de utilidades se normaliza y está garantizada.
- En el caso que un generador eléctrico requiera insumos que tengan un precio relacionado al valor del petróleo, es posible utilizar una cobertura cruzada en la que se proteja el precio de venta y el costo de los insumos utilizados asegurando la generación de utilidades.
- Asegurar la adecuación de la generación
- Cubrir riesgos volumétricos.

Existen diferentes mercados estandarizados a nivel mundial que transaccionan derivados de energía en el mundo. Por ejemplo, NASDAQ OMX tiene productos basados en el mercado eléctrico de Inglaterra, Dinamarca y los países nórdicos; Carbón, Subsidios de la UE y Certificados de Emisión Eléctrica. NYMEX (El intercambio mercantil de Nueva York), tiene derivados basados en carbón, etanol, electricidad, gas natural y productos refinados. Como ejemplo final, OMIP transacciona derivados basados en los mercados eléctricos de Inglaterra, España y Portugal (Lucio, 2011).

Uno de los mercados de derivados financieros basados en energía más desarrollados de América Latina, se encuentra en Colombia, donde Derivex es el Mercado en el cual se transaccionan los derivados de ‘Commodities Energéticos’ (Lucio, 2011).

En una entrevista para Dinero.com, Alejandro Lucio, el gerente general de Derivex S.A. en el 2011, menciona que los productores tienen la posibilidad de fijar flujos ante la volatilidad de los precios de energía gracias a los instrumentos financieros. El objetivo final es administrar el costo final que se paga o cobra por el uso, distribución y venta de energía eléctrica mediante la combinación de herramientas financieras, generando ahorros considerables en la gestión financiera de las compañías (Lucio, 2011).

A pesar de que su comportamiento suena como el de un seguro, los derivados son diferentes en el sentido que los seguros están hechos para cubrir eventos de baja probabilidad y alto impacto, más extensivos en coberturas y que dependen de la ocurrencia de un evento de pérdida para un activo. Los derivados pueden anticipar eventos de baja severidad y alta probabilidad; riesgos muy específicos que no requieran una pérdida específica a un activo sino que varían de acuerdo a un valor subyacente. Adicionalmente, el proceso de ejercer el contrato de un derivado es mucho más simple que el del seguro; no hay necesidad de comprobar legalmente que existieron pérdidas a activos.

2.2.2.5)DERIVADOS CLIMÁTICOS

Se han creado otro tipo de derivados que tienen como enfoque el clima, los cuales son un tipo especial de contrato de derivados que paga una cantidad específica en el evento que cierta condición climática afecte adversamente los flujos de ingresos de un negocio. Implican pagos que dependen de un parámetro meteorológico medido objetivamente como ser temperatura promedio, velocidad del viento, niveles de lluvia,, entre otros (Vega, 2012).

El valor subyacente de un derivado climático y por tanto, la base en la cual se basa su precio y sus pagos es un índice de variables climáticas a las que se les ha otorgado un valor en dólares. Por ejemplo, uno de los índices más utilizados es el ‘Heating Degree Day’ (Grados de Calor al Día), que provee una medición diaria de la demanda de calor requerida en los edificios basados en la temperatura al descubierto en alguna región (Lowder, 2012).

Estos derivados son muy utilizados, por ejemplo en las industrias de viento y solares. Las variables relevantes para el viento son la velocidad del viento y la cantidad de sol que sirve para generación en un horario específico. De esta manera, las industrias energéticas son capaces de cubrirse contra el riesgo del clima ligado a la producción; el riesgo que la cantidad de los recursos que requieren durante un periodo de contrato queden cortos a lo necesario para generar energía, y por tanto flujos que permitan cubrir deudas. Dependiendo de la estructuración de este tipo de coberturas, es posible no sólo mitigar riesgos, sino reducir de manera segura la volatilidad de los flujos que ofrecen los recursos naturales (Lowder, 2012).

Otra empresa de energía que utilizaba derivados climáticos era la empresa Enron la cual fue muy conocida por ser empresa líder en gas y electricidad y luego se vio envuelta en procesos fraudulentos. Esta empresa comenzó a utilizar derivados climáticos en 1996 haciendo uso de un Swap. En 2001 el mercado de derivados de clima tenía alrededor de 4,000 contratos y \$ 4,200 millones. En ese tiempo comenzaron a emitirse futuros derivados del clima (Rodriguez, 2012).

2.2.3) EVALUACIÓN DEL RIESGO

Como es sabido, en toda inversión hay exposición al riesgo, la decisión de si emprender o no un proyecto dependerá de qué tan riesgoso es el mismo, de la aversión al riesgo que tenga el inversionista y de la estrategia de manejar el mismo. Definitivamente un inversionista tratará en la medida de lo posible, de disminuir al máximo su riesgo. Esa disminución es realizada siempre tomando en consideración la rentabilidad de la inversión, ya que si la misma disminuye considerablemente, muy probablemente no se realizará la inversión.

En línea con la naturaleza de este trabajo, se definirán algunos riesgos que conlleva un proyecto hidroeléctrico, sin embargo no se ahondará en cada uno de ellos, por mantener un enfoque financiero.

2.2.3.1)RIESGO CREDITICIO

Dentro del riesgo financiero, se analizan distintos aspectos, uno de ellos es el riesgo crediticio. Es el riesgo con el que corre una institución por pérdidas debido al incumplimiento de las obligaciones financieras o contractuales.

El análisis de este tipo de riesgo el banco lo realiza por cada solicitante, el cual sigue la línea de la política de riesgo existente en cada institución. Dentro de la política de riesgo se asegura que se establezca correctamente el mercado objetivo, el alcance de los productos y los parámetros aceptables de riesgo.

2.2.3.2)RIESGO DE MERCADO

Este riesgo es el que asume una institución o un inversionista en cuanto a que el valor de la energía eléctrica disminuya debido a cambios en las condiciones de mercado. Este tipo de riesgo es necesario tomarlo en cuenta, sin embargo siempre habrá cierto nivel de incertidumbre debido al desconocimiento sobre cambios en condiciones de mercado. Dentro de este riesgo se establecen tres puntos importantes: Precio del bien, Tasa de Interés y Tipo de Cambio.

El precio de la electricidad es afectado por las condiciones de oferta y demanda, por fluctuaciones en insumos utilizados para generar energía (en el caso de generación no renovable), por condiciones climáticas y por modificaciones en la reglamentación del país.

La tasa de interés se ve afectada directamente por la tasa de Política Monetaria (TPM) dictada por el Banco Central de Honduras (BCH). La TPM es la tasa que utiliza el BCH para definir la tasa base que deberán seguir los bancos comerciales. Para controlar la liquidez del mercado, es decir, la cantidad de dinero que circula en el mercado, el BCH toma una postura expansionista o contraccionista, para lo cual se modifica la TPM como guía para las demás tasas. Uno de los objetivos más importantes de la tasa es controlar la inflación del país, por lo que la misma es revisada periódicamente en función de dictaminar si se modifica o si se mantiene; a julio del 2015 la TPM en Honduras fue de 6.25% (Banco Central de Honduras , 2015).

Si el BCH decide mantener una política expansionista, disminuye la TPM para que de esta manera los bancos comerciales le disminuyan a las tasas activas y por ende, exista una mayor posibilidad de acceso a crédito. Si decide mantener una política contraccionista aumenta la TPM para que las variables se muevan al contrario; esta política se realiza cuando es necesario controlar la inflación.

En Honduras anteriormente se mantenía un tipo de cambio fijo, sin embargo alrededor del año 2012 el tipo de cambio comenzó a fluctuar debido a las condiciones del país. El Tipo de Cambio afecta directamente el país ya que genera cambios en las importaciones, exportaciones y definitivamente, en los créditos.

2.2.3.3)RIESGO PAÍS

Se refiere a la exposición de impago de una operación u obligación asumida por un país. Se establece que el riesgo país abarca una serie de factores enmarcados en el sector económico, político, social y financiero. Debido a la cantidad e importancia de las

operaciones internacionales realizadas, el riesgo país comienza a tomar mayor relevancia a partir de la década de los 70's (Morales & Tuesta).

Cabe resaltar que la empresa Standard and Poor's mejoró la calificación del país pasando de "B" a "B+", debido en gran parte a la recaudación fiscal realizada a lo largo del año (Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano, 2015).

2.2.3.4)RIESGO TÉCNICO

Este tipo de riesgo se refiere al análisis que realiza el banco propiamente del proyecto a realizar. Se presenta el riesgo asociado a condiciones naturales del sitio: Un proyecto hidroeléctrico se ve directamente afectado por las condiciones naturales del sitio donde se construirá el proyecto. Por lo que en este aspecto el Banco revisa los estudios presentados por el generador, como ser, estudios geológicos, sísmicos y topográficos. Además se revisa información histórica sobre medición de los recursos, en este caso estudios hidrológicos son determinantes.

2.2.3.5)RIESGO DE CONSTRUCCIÓN

En proyectos hidroeléctricos este es un riesgo que se incrementa debido a que la etapa de construcción suele ser larga y en algunas ocasiones surgen situaciones que no se han contemplado. La fase de construcción está expuesta a retrasos, falta de presupuesto, falta de material, problemas de ejecución y demás. Por lo que se analiza la probabilidad que el proyecto se termine a tiempo, con el presupuesto programado y con los diseños establecidos.

2.2.4) MÉTODOS DE EVALUACIÓN

Son muchos los documentos que dan soporte a un proyecto, entre la documentación que se debe entregar en la solicitud de crédito para desarrollar el proyecto, se indican (Thumann & Woodroof, 2009):

- A. Estados Financieros
- B. Estado de Resultados proyectado
- C. Contratos
- D. Descripción del equipo a instalar
- E. Plan de medición y evaluación
- F. Cartas de referencia
- G. Cronograma de construcción

En la actualidad los métodos más usados para evaluar un proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno.

a. Valor Actual Neto

El valor actual neto consiste en aplicar un fórmula aritmética para saber el valor que tiene un proyecto, dependiendo de la tasa de interés que se le aplique. Es la suma de los saldos de flujos de caja descontados a una tasa (Miranda, 2005).

b. Tasa Interna de Retorno

Esta es una medida de rentabilidad muy utilizada, la cual establece en porcentaje como se comportará la inversión. Tasa interna de interés que iguala el valor presente de los egresos y el valor presente de los ingresos. Esta tasa es la que permite que el valor actual neto sea cero, como mínimo los inversionistas solicitan que esta tasa sea mayor a la tasa de descuento (Miranda, 2005).

2.3) MARCO LEGAL

2.3.1) LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ley Marco del Subsector Eléctrico fue publicada el 26 de noviembre de 1994 mediante Decreto No. 158-94. Pautó las condiciones con las cuales se reguló el mercado eléctrico hondureño durante muchos años. Existían distintas figuras cada una con sus funciones establecidas; el Gabinete Energético, encargado de definir y formular las políticas del subsector; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), se le concedieron distintas facultades relacionadas a tarifas, aprobaciones y contratos; y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), encargada de la operatividad del subsector, como ser el despacho diario (Congreso Nacional, 1994).

Esta ley marcaba las pautas para que se comenzara a desregular el mercado ya que establecía llamados a licitaciones para el sistema de distribución, sin embargo este hecho no se llevó a cabo y la ENEE siguió realizando las mismas funciones.

Un aspecto que les daba seguridad tanto a los generadoras como a las instituciones bancarias es el hecho que la ley establecía que los contratos debían tener una duración entre 10 y 15 años, los cuales podían ser renovados sin dificultad.

2.3.2) LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Mediante esta ley se deroga la Ley Marco del Subsector Eléctrico, mediante la publicación del Decreto No. 404 – 2013. Se crean nuevas figuras como la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y el Operador del Sistema. (Congreso Nacional, 2014)

En esta ley se amplían un poco las opciones de venta de las empresas generadoras ya que podrán vender a empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras, comercializadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.

Las distribuidoras realizan compras de capacidad y energía, por medio de licitaciones públicas internacionales con contratos de 10 años, si no cubren su demanda también pueden comprar en el mercado de oportunidad. Es acá donde se elimina el actual proceso para la firma de contratos PPA, realizándose solamente para los generadores una vez que han ganado una licitación.

Se tiene la certeza de que se encarecerá el precio de la energía debido a que las tarifas reflejarán los verdaderos costos de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la CREE.

Los contratos actuales de las empresas generadoras serán respetados hasta el vencimiento del mismo. Posteriormente, las generadoras pueden vender al mercado de oportunidad y también participar en las licitaciones llevadas a cabo por las distribuidoras.

2.3.3) LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES

Con el fin de fortalecer la inversión en generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se creó el Decreto No. 70 - 2007 que establece los parámetros y beneficios con los que cuentan inversiones de este tipo.

Con esta ley se intentó, además de promover la inversión en energía renovable, disminuir la vulnerabilidad del país en relación a la dependencia de combustibles fósiles, crear fuentes de trabajo en el sector rural y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos.

La ley logró sus objetivos al brindar incentivos, como exoneración del pago de impuestos, tasas, derechos de importación, exoneración del impuesto sobre la renta y demás. Se establece que los generadores podían vender energía de manera directa a un gran consumidor, a la ENEE y fuera del territorio nacional.

Un punto importante establecido en la ley es que se deja de lado el despacho económico al estar la ENEE obligada a recibir y despachar toda la energía producida a través de fuentes renovables.

2.3.4) REFORMA LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES

En el año 2013 se publica Decreto No. 138 – 2013 como reforma al Decreto 70 – 2007. En esta reforma se aclaran varios puntos, se establece que la ENEE debe pagar por potencia y por energía, además se aclara que los proyectos solares sí cuentan con todos los incentivos a las energías renovables (Congreso Nacional, 2013).

Se establece que los proyectos de generación de energía pueden ser ubicados en áreas protegidas siempre y cuando se realicen las obras de mitigación necesarias y se cuente con las autorizaciones correspondientes. Se introduce cláusula donde se confirma que los usuarios que tengan instalaciones renovables menores a 250 KW, pueden entregar producción a la red y contabilizarla mediante un medidor bidireccional, así el usuario solamente deberá pagar lo resultante del balance neto. Además se menciona la importancia de la socialización, la cual deberá realizarse desde el comienzo del proyecto.

2.3.5) LEY DEL SISTEMA FINANCIERO

La Ley del Sistema Financiero de Honduras en el Decreto 129-2004, en el artículo 46 titulado ‘Operaciones Bancarias’ establece que, entre las operaciones que podrán realizar los bancos se encuentra la emisión de productos derivados y la prestación de servicios de asesoría técnica para estructuración de servicios financieros.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla la manera en la que se realizará la investigación, describiendo los métodos a utilizar para lograr la obtención de resultados.

3.1) CONGRUENCIA METODOLÓGICA

Con el fin de establecer claramente el proceso de investigación, se definirán a continuación las variables relacionadas al planteamiento del problema, mismas que serán analizadas al momento de aplicar el enfoque correspondiente.

3.1.1) VARIABLES

La variable considerada como independiente en el presente trabajo es el precio de la energía eléctrica.

Las variables dependientes serán el costo de inversión por utilización de instrumentos derivados y la volatilidad de los flujos financieros, la cual será medida a través de la desviación estándar.

Si bien es cierto la variable independiente suele estar vinculada a situaciones existentes en el mercado lo que puede llegar a definirla como dependiente, sin embargo se considerará como independiente para fines del presente trabajo.

3.1.2) HIPÓTESIS

Hipótesis de Investigación: El uso de derivados financieros disminuye el riesgo de proyectos hidroeléctricos de hasta 5 MW.

Hipótesis Nula: El uso de derivados financieros no disminuye el riesgo de proyectos hidroeléctricos de hasta 5 MW.

3.2) ENFOQUES Y MÉTODOS

Para la obtención de óptimos resultados se analizaron los distintos enfoques existentes, con el fin de concluir si la investigación debe abordarse por un enfoque cuantitativo o cualitativo.

Mediante un análisis cuantitativo se pueden lograr objetivos según planteamientos exploratorios, descriptivos, correlacionales o explicativos; la elección del tipo de investigación es determinada según el alcance que se desea tener y según el grado y tipo de información que se pueda obtener (Hernández, Fernández , & Baptista, 2010).

Mediante un enfoque cualitativo se pueden lograr los objetivos de la investigación mediante diseños narrativos, etnográficos, de investigación y teoría fundamentada; la elección depende del tipo de abordaje que se le quiera dar y el tema de la investigación (Hernández, Fernández , & Baptista, 2010).

Con el propósito de utilizar las ventajas que presentan ambos enfoques y lograr una perspectiva más amplia, se utilizará un Enfoque Mixto. Por medio de este enfoque se podrán analizar las distintas variables que afectan o enriquecen el problema de la investigación.

3.3) DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El término diseño es el plan específico o la estrategia que se utilizará para obtener la información (Hernández, Fernández , & Baptista, 2010).

Se realizará la investigación cuantitativa y cualitativa paralelamente, debido a que los análisis de una no son necesarios para comenzar el análisis de la otra; por lo que se concluye que se utilizará un Diseño Concurrente.

El diseño en el aspecto cuantitativo será a nivel correlacional, donde se establecerá la relación causa – efecto. La relación causal que se demostrará es la reducción de volatilidad en los flujos financieros versus el uso de derivados financieros, estudiando el efecto que provoca utilizar estos instrumentos en un proyecto hidroeléctrico. Es decir, se verificará si se reduce la volatilidad en los retornos financieros si se utilizan instrumentos financieros.

El aspecto cualitativo se abordará mediante revisión de literatura y mediante la inclusión de entrevistas realizadas a profesionales del área, con lo que se obtendrá información de primera mano sobre el conocimiento de estos. Se estima que estas entrevistas darán mayor fortaleza al análisis. A continuación se presenta diagrama a seguir en la investigación para la obtención de los resultados deseados:

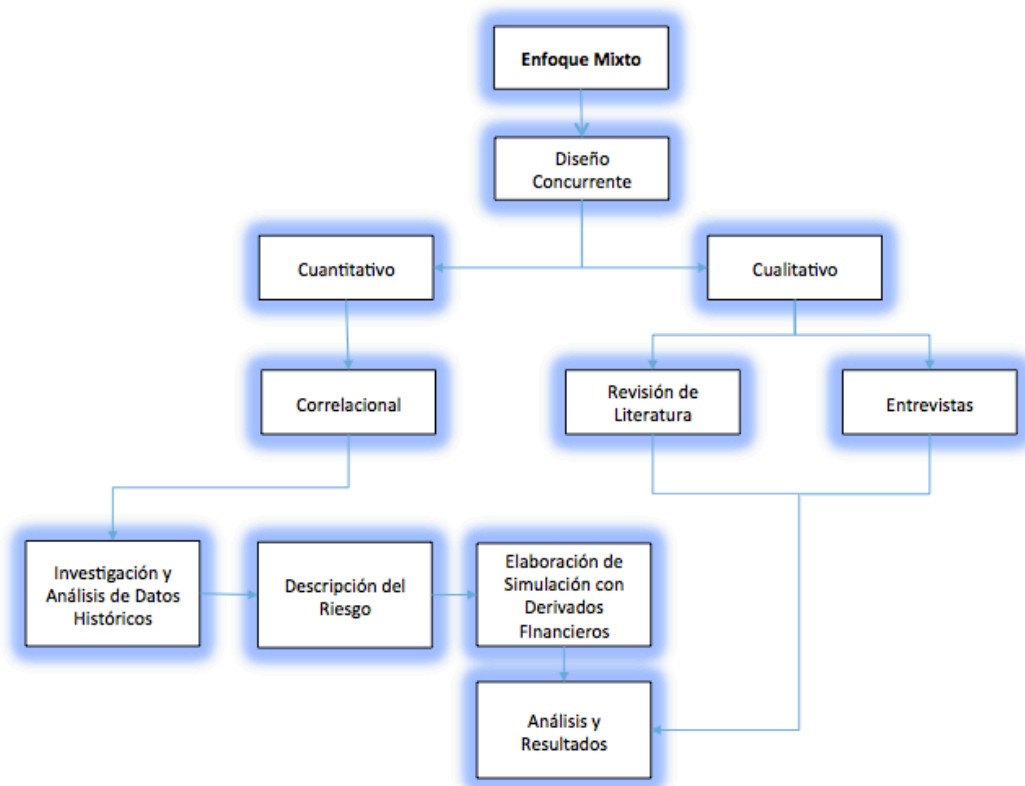


Figura 12. Diseño de Investigación

Fuente: (Hernández, Fernández , & Baptista, 2010).

3.3.1) UNIDAD DE ANÁLISIS

En la investigación se revisará literatura que contenga información sobre distintos mercados que cuentan con un modelo liberalizado, con el fin de conocer el contexto de los mismos. Además se tomarán como aportantes que enriquezcan la investigación a personas que estén involucradas en el rubro, ya sea en el aspecto energético, financiero, o en el mejor de los casos, en ambos.

Para efectos de la simulación se tomarán en cuenta datos de Centroamérica, una vez obtenidos los precios de la energía, se analizarán para conocer el comportamiento que han venido presentando, luego se procederá a realizar simulación mediante el Método Monte Carlo, posteriormente se introducirá un derivado financiero para conocer el efecto que tiene este en los flujos de un proyecto.

3.3.2) UNIDAD DE RESPUESTA

En la respuesta se contará con información, conocimientos, percepciones y experiencias relevantes que sean un aporte valioso para en cumplimiento de objetivos. Además se contará con resultados como disminución del riesgo de un proyecto hidroeléctrico a partir del uso de derivados financieros.

3.4) TÉCNICAS APLICADAS

Las técnicas a utilizar en el trabajo serán para la parte cualitativa: Revisión de literatura y entrevistas a personas con experiencia en el área bancaria y de electricidad.

En el aspecto cuantitativo se elaborarán simulaciones mediante el Método Monte Carlo. Este método se usa para aproximar expresiones matemáticas donde se pueden tomar varios elementos en su conjunto, por esta razón se utiliza este método ya que es un modelo práctico, sencillo y al mismo tiempo confiable.

3.5) FUENTES DE INFORMACIÓN

3.5.1) FUENTES PRIMARIAS

Las fuentes primarias a utilizar son libros, tesis, reportes de organizaciones y además testimonios de expertos en el área.

3.6) LIMITANTES DEL ESTUDIO

Las limitantes para realizar el estudio se presentan en función del acceso a obtención de información. La inexistencia de información de precios históricos en el país es una limitante encontrada, la falta de acceso público. También la obtención de información de las instituciones financieras puede estar restringida a cierta información.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

La variable estudiada para realizar análisis sobre el uso de derivados financieros es el precio de la energía, este es considerado como variable independiente. Si bien es cierto la variable se puede ver afectada por condiciones de oferta y demanda tanto del bien como de los insumos requeridos para su producción, se considera como independiente en el tanto que no se estudian los fenómenos que provocan las variaciones de la misma.

La información referente a precios se obtuvo de las bases de datos del Ente Operador Regional, por ser la fuente que contaba con la información requerida para realizar el análisis. Asimismo se consideran los precios del Mercado Eléctrico Regional porque el análisis se realiza basándose en el supuesto que la venta de energía se realizaría a tal mercado, además por la similitud de las condiciones de vida y por pertenecer a la misma región (Ente Operador , 2016).

4.1) NODOS

Debido a que se indagan las variaciones de precios que pueden existir en un mercado liberalizado se analizan los nodos de Guatemala, por ser considerado un país con un subsector eléctrico desarrollado, y los nodos de Honduras, por ser el país que realiza el cambio en el subsector.

Los nodos analizados son los de la RTR Básica, estos son los nodos que forman parte de las interconexiones existentes a niveles de tensión mayores de 115 kV y los tramos de la línea SIEPAC, los cuales son detallados a continuación (Ente Operador Regional, 2011):

Tabla 2. Nodos RTR Básica

País	Nodo	Nombre
Guatemala	Los Brillantes	LBR-400
	Aguacapa	AGU-230
	Guatemala Norte	GNO-231
	Panaluya	P AN-230
Honduras	Agua Caliente	AGC B624
	Prados	PRD B618
	Amarateca	AMT B605
	Cajón	CJN B601
	San Buenaventura	SBV -230

Fuente: (Ente Operador Regional, 2011)

En el análisis se observa que los precios de los nodos tanto de Guatemala como de Honduras muestran comportamientos similares, los mismos se reflejan en la figura número 13 y 14.

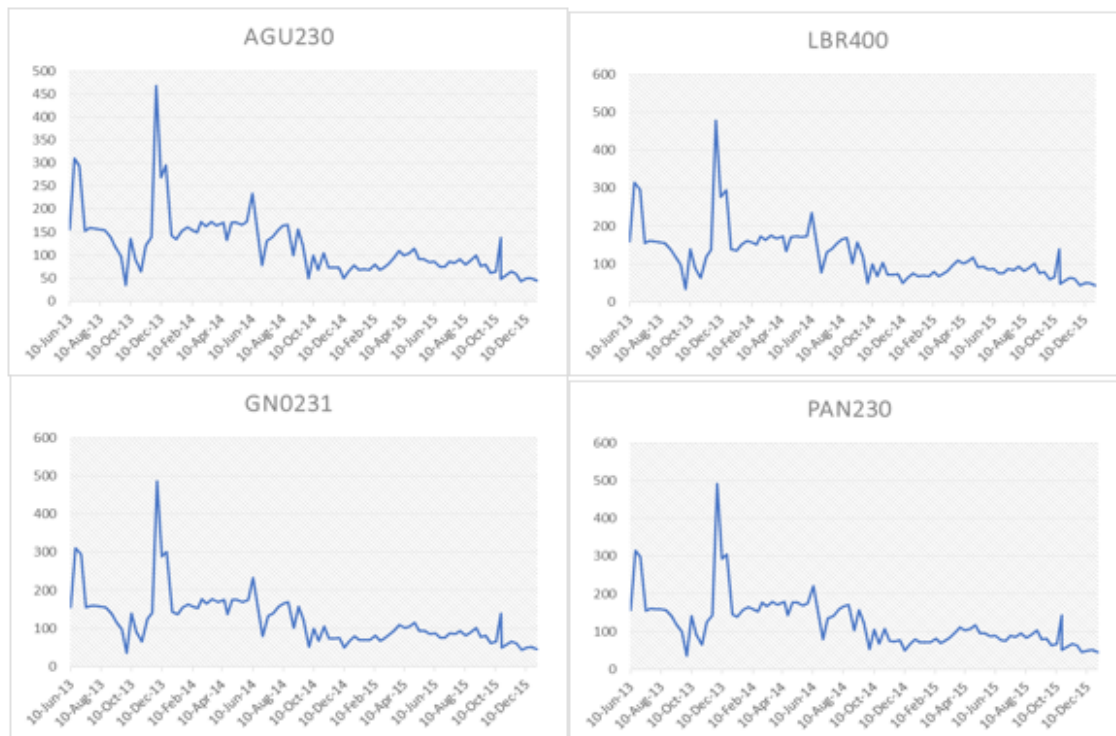


Figura 13. Comportamiento de Precios de Guatemala de RTR Básica

Fuente: (Ente Operador Regional, 2016)

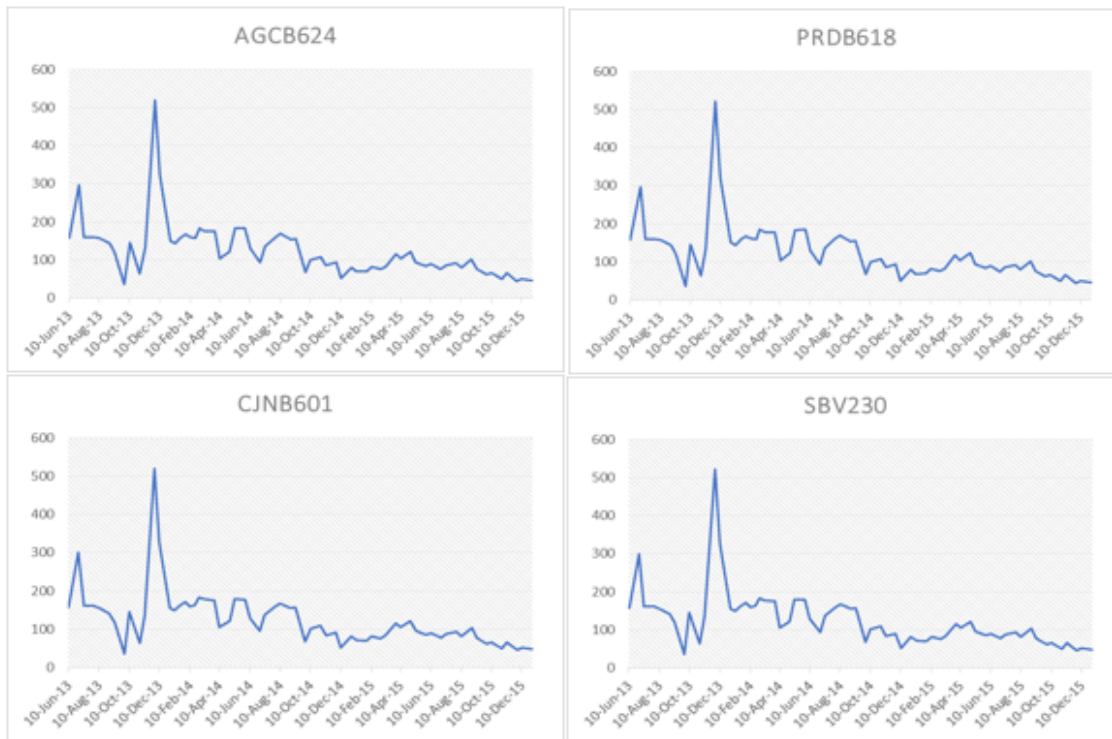


Figura 14. Comportamiento de Precios de Honduras de RTR Básica

Fuente: (Ente Operador Regional, 2016)

Adicionalmente a ello se analizaron los nodos de control, los cuales corresponden a los nodos en los que los generadores se conectan y pueden controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos (Ente Operador Regional, 2011).

Tabla 3. Nodos de Control

País	Nodo	Nombre (PSS/E)
Guatemala	Alborada	ALB-230
	Escuintla	ESC-231
	La Esperanza	ESP-230
	San Joaquín	SJQ-230
	Siquinalá	SIQ-230
	Tac Tic 230	TIC-231 TIC-232
Honduras	Pavana	PAV B620
	LUFFUSA	LUT B622
	Cerro de Hula	CDH B629
	Cañaveral	CRL B501
	Progreso	PGR B509
	Choloma	CHM B539
	Comayagua	CYG B536
	La Puerta	LPT B503
	Masca	MAS B544

Fuente: (Ente Operador Regional, 2011)

La tabla número 3 muestra los nombres de los Nodos de Control correspondientes a Guatemala y a Honduras.

A continuación se presentarán las figuras 15 y 16, las cuales establecen el comportamiento de los precios de nodos de control tanto de Guatemala como de Honduras. La importancia de mostrar el comportamiento de estos nodos radica en validez que se le da al trabajo al utilizar un nodo en la simulación, dado que todos los nodos analizados se comportan de manera similar.

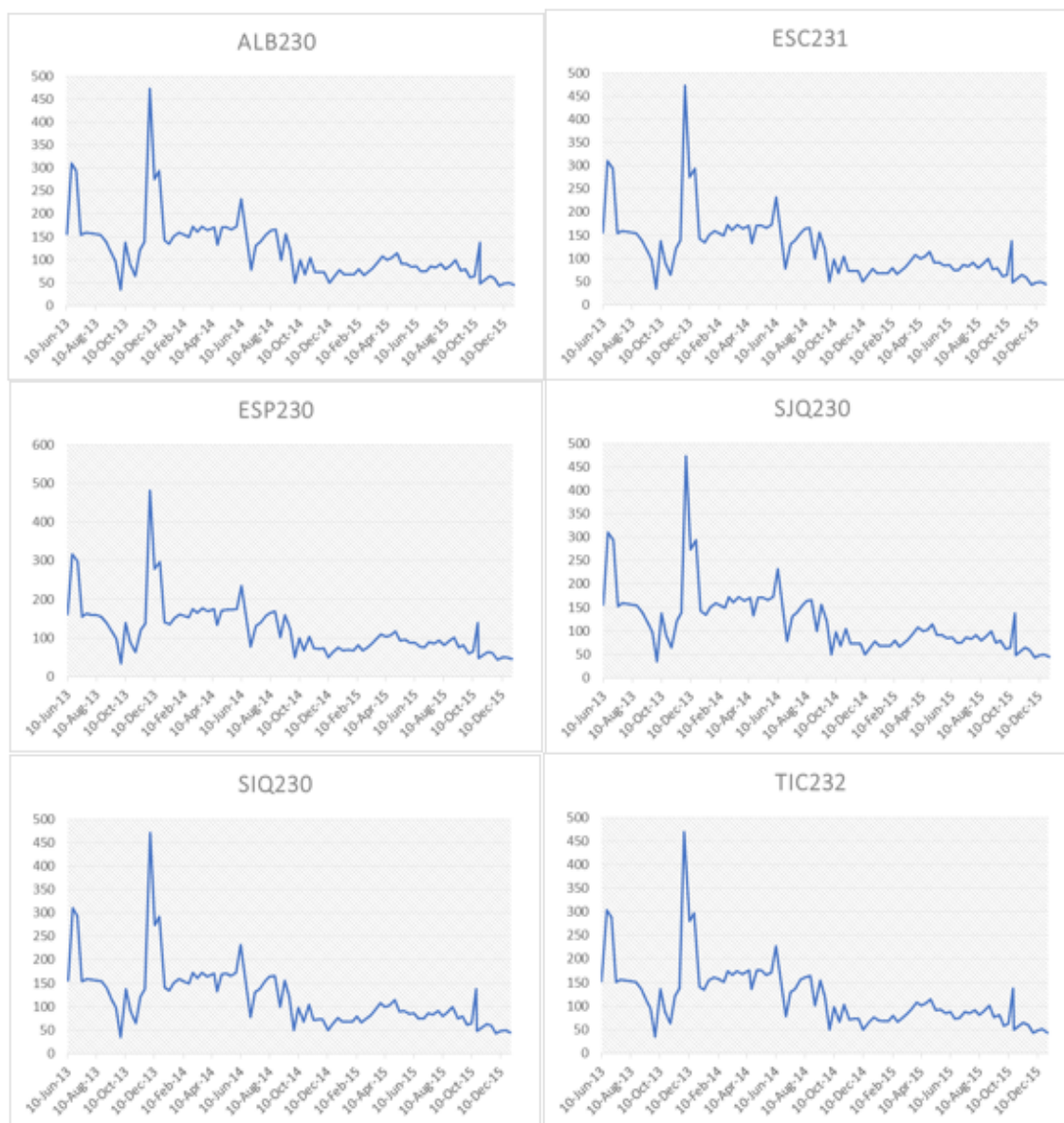


Figura 15. Comportamiento de Precios de Nodos de Control de Guatemala

Fuente: (Ente Operador Regional, 2016)

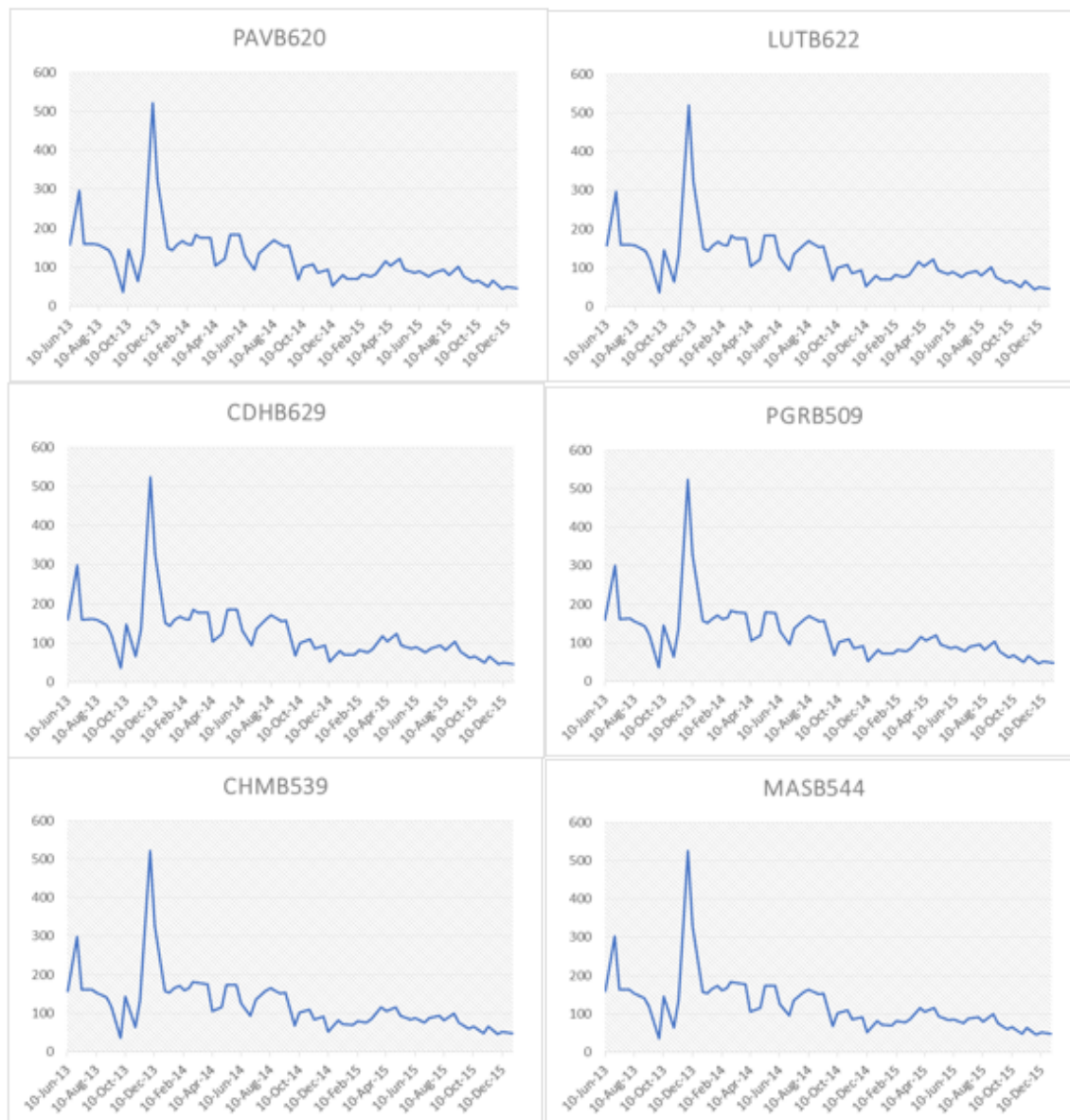


Figura 16. Comportamiento de Precios de Nodos de Control de Honduras

Fuente: (Ente Operador Regional, 2016)

La información disponible en la página del Ente Operador Regional está disponible a partir del 10 de junio del 2013, por tal razón, el análisis y simulación de precios se realizó con datos desde tal fecha hasta el 31 de diciembre del 2015 (Ente Operador Regional, 2016).

Sin duda el precio de la energía se caracteriza por reflejar un valor fluctuante a lo largo del tiempo, se observa que la variación de un mes puede y ha sido significativa para el comportamiento de los siguientes meses. Con la intención de presentar de forma más clara la volatilidad existente, se presenta a continuación gráfico donde se muestran los precios de la energía del nodo AGC-B624. Para obtener datos simulados, se realiza previo un análisis de los mismos, con el fin de poder interpretar y segmentar la información según sea necesario. En la figura 17 se muestran puntos específicos de color naranja, lo que refleja que es un salto grande en la variación del precio de ese periodo.

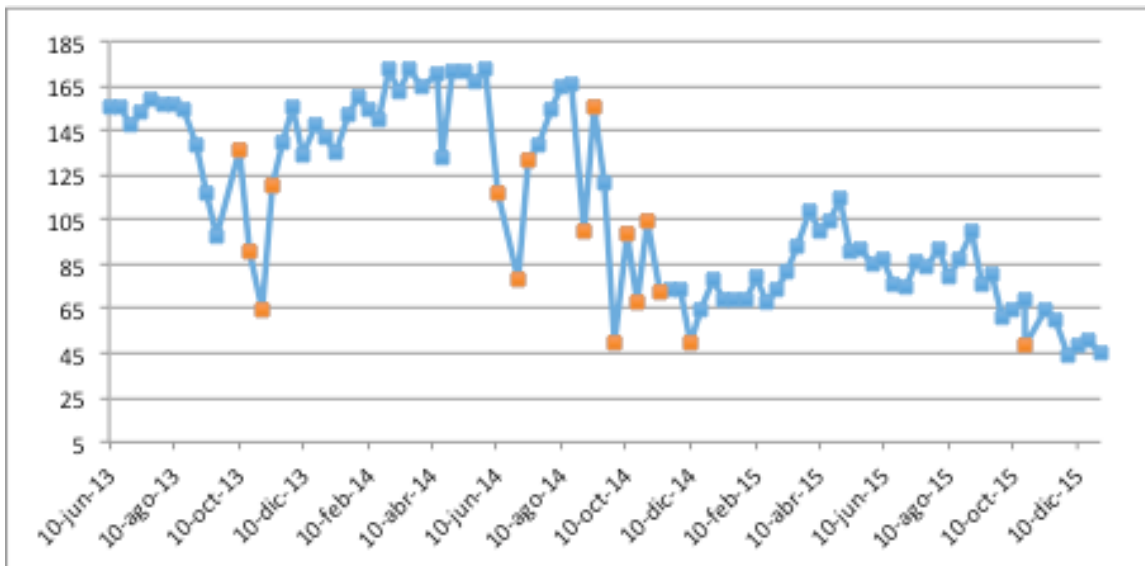


Figura 17. Precios Reales de Energía

Fuente: (Ente Operador Regional, 2016)

4.2) SIMULACIÓN MONTE CARLO

La metodología utilizada para evaluar el comportamiento de los precios fue el Método Monte Carlo, donde se simulan una serie de variables a través de números aleatorios para llegar a soluciones numéricas que podrían resultar más complejas de calcular con funciones básicas. Esta metodología permite ver el resultado de asumir algunos parámetros y comportamientos específicos de variables y su efecto final en un valor

específico, que puede ser utilidad, valor actual, probabilidad de éxito, entre otras. Para utilizar este método de simulación es necesario definir el comportamiento de valores a partir de variables aleatorias que puedan modelarse a partir de una función matemática. (McDonald, 2002)

En primera instancia, a partir de un análisis visual de la información fue posible encontrar algunas tendencias, que permitieron realizar inferencias estadísticas posteriormente comprobadas numéricamente.

Se observa, por ejemplo, que existen diferencias de distinta magnitud entre los distintos periodos. Para el actual análisis se analizan los saltos como un % de cambio (sobre el valor anterior del precio de venta de energía). Se decidió separar entonces los “saltos” de periodo a periodo en clasificaciones de ‘Salto Pequeño’ o ‘Salto Grande’, definiendo como un Salto Pequeño cualquiera que resulte en un cambio menor al 40% del precio de la energía en el periodo anterior, y un Salto Grande los cambios restantes. Este valor fue definido empíricamente tomando la decisión que menos del 20% de los saltos pueden ser catalogados como saltos grandes; debido a que estos deben ser eventos extraños.

Además de diferenciar los distintos tipos de saltos interesa también su dirección, que será la última variable observada en el análisis de cambios por periodo.

El tamaño de los saltos simulados será modelado a partir de una variable aleatoria Lognormal, con una función diferente para saltos pequeños y saltos grandes. Los saltos pequeños y grandes tendrán variables aleatorias separadas.

En el caso de los saltos pequeños, la dirección del salto va implícita en la distribución Lognormal; en el caso de la dirección de los saltos grandes se utilizará una variable aleatoria binomial para definir si el salto es positivo o negativo.

Finalmente, se pudo observar una tendencia muy marcada de saltos grandes siguiendo a saltos grandes; esto lleva a pensar que cuando ocurre un evento que lleva al mercado a

variar los precios de la energía considerablemente, dicho evento tiene efectos que tardan en estabilizarse, por lo que siguen ocurriendo variaciones significativas en los periodos siguientes al evento.

Para definir en la simulación la magnitud del siguiente salto se utilizarán dos variables aleatorias binomiales.

El uso y definición de las variables se explicará de manera más específica cuando se definan las suposiciones del análisis posteriormente. En resumen, la simulación se realiza mediante valores aleatorios, en los cuales se contestan 3 preguntas: Tamaño del salto pequeño, Tamaño del salto grande y, si es un salto grande, la Dirección del mismo.

A continuación se coloca un resumen de la estadística de las magnitudes y direcciones de los diferentes cambios o saltos observados:

Tabla 4. Tipos de Saltos del Precio

Tamaño de Salto	Abajo	Arriba	Total	Magnitud Promedio	Desviación Est.
Pequeño	33	41	74	0.17%	13%
Grande	10	6	16	47%	15%

Tabla 5. Proporción de Saltos Grandes

Concepto	Cantidad	% Sobre Total
Salto Grande después de Salto Pequeño	6	8%
Salto Grande después de Salto Grande	10	63%

Los datos mostrados en la tabla número 4 y 5 corresponden a los valores reales obtenidos directamente de la fuente. En base a estos se realizan los supuestos con los que se realizará la simulación, definidos a continuación:

Supuestos:

- El precio de venta de la energía para el proyecto estudiado se comporta de acuerdo al precio de venta del nodo ACG-B624 a las 12:00 a.m. para el período de Junio 2013 a Diciembre 2015.

- En caso que ocurra un salto pequeño, su magnitud se comporta de acuerdo a una variable aleatoria lognormal con media $\mu_p = 0.17\%$ y desviación estándar $\sigma_p = 13\%$, obtenidos a través de la fórmula inversa de

$$y = \frac{1}{x \cdot \sigma_p \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln(x) - \mu_p)^2}{2 \cdot \sigma_p^2}} .$$

- En caso que ocurra un salto grande, su magnitud se comporta de acuerdo a una variable aleatoria lognormal con media $\mu_g = 47\%$ y desviación estándar $\sigma_g = 15\%$, obtenidos a través de la fórmula inversa de

$$y = \frac{1}{x \cdot \sigma_g \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln(x) - \mu_g)^2}{2 \cdot \sigma_g^2}} .$$

- En caso que ocurra un salto grande, su dirección estará definida por una variable binomial con probabilidad de 62.5% de ser negativa (hacia abajo) y de 37.5% de ser positiva (hacia arriba).
- La probabilidad de que un salto grande siga a un salto pequeño se comporta de acuerdo a una variable binomial con probabilidad de éxito de 8%.
- La probabilidad de que un salto grande siga a un salto grande se comporta de acuerdo a una variable binomial con probabilidad de éxito 63%.
- El salto previo al inicio de la simulación fue un salto pequeño que llevó el precio de energía a un valor de \$55/MWh.

Tabla 6. Conteo de Saltos en Precios Simulados

Tamaño de Salto	Abajo	Arriba	Total
Saltos Pequeños	37	34	71
Saltos Grandes	11	9	20
Saltos Pequeños	30	38	68
Saltos Grandes	14	9	23
Saltos Pequeños	46	39	85
Saltos Grandes	4	2	6
Saltos Pequeños	35	45	80
Saltos Grandes	6	5	11
Saltos Pequeños	33	39	72
Saltos Grandes	11	8	19
Saltos Pequeños	34	37	71
Saltos Grandes	15	5	20
Saltos Pequeños	35	33	68
Saltos Grandes	14	9	23

Los datos que se muestran en la tabla número 6 son algunos de los resultados obtenidos en la simulación de precios; la tabla presenta un conteo del número de saltos tanto pequeños como grandes, donde se observa que los datos simulados guardan relación con los valores reales (comparándolos con la tabla número 6).

A continuación se muestran gráficos que reflejan diferentes precios simulados:

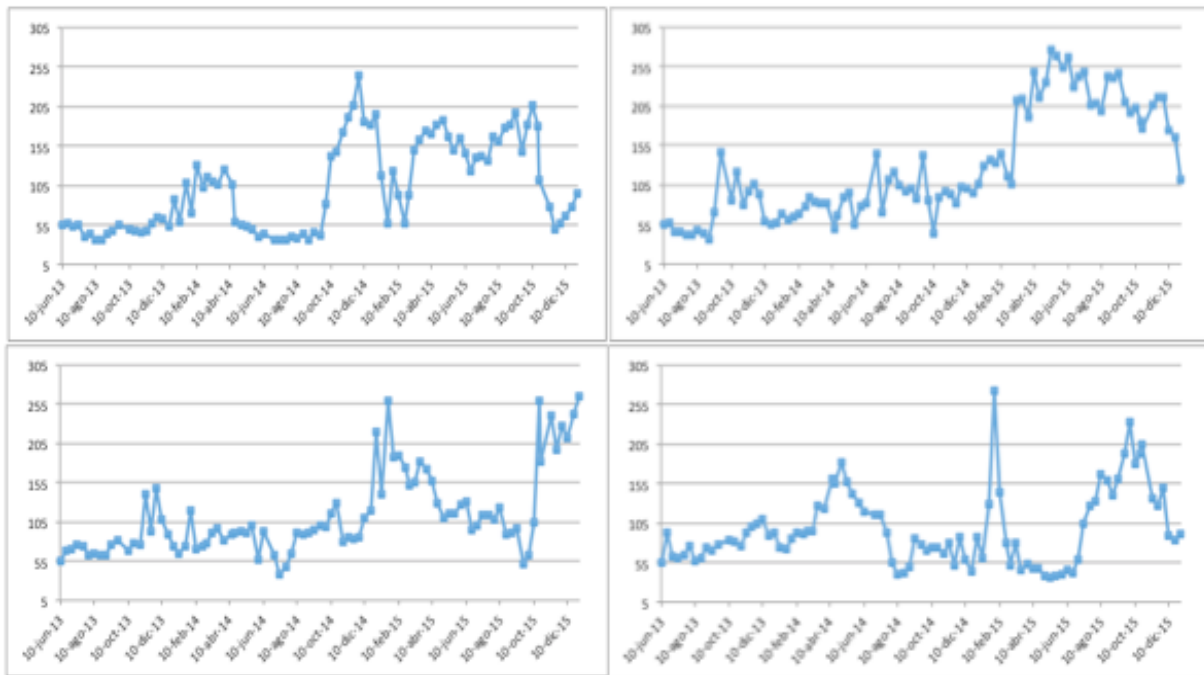


Figura 18. Precios Simulados

La figura 18 representa algunos de los esquemas de precios obtenidos en la simulación, en donde se observa que en todos hay una variación de precios significativa de un periodo a otro.

El análisis de flujos de un proyecto conlleva el desarrollo de, al menos, los principales estados financieros. Se consideran como elementales el Plan de Inversión, el Estado de Resultados y el Flujo de Efectivo, los resultados del último son los que se toman para interpretación del producto de la simulación. Como variable dependiente de los precios se encuentra la volatilidad de los flujos de efectivo de los proyectos simulados. Se muestra el plan de inversión generado para una planta hidroeléctrica de 2.5 MW:

GASTOS DE DESARROLLO E INGENIERIA		MONTO (\$)
Terrenos		250,000.00
Permisos de Construcción		180,000.00
Gastos de Preinversión		70,000.00
Gastos Administrativos		82,000.00
Ingeniería Factibilidad y Diseño		150,000.00
Sub total		732,000.00
EPC CIVIL		
Movilización, Desmovilización, Campamentos		20,000.00
Caminos de Acceso		350,000.00
Presa		520,000.00
Desarenador		215,000.00
Tubería de Conducción		1,200,000.00
Túnel		480,000.00
Casa de Maquinas		92,000.00
Camara de Compensación		110,000.00
Canal de Descarga		11,084.43
Sub total		2,998,084.43
EPC ELECTROMECAÁNICO		
Suministro de Equipo Principal Electromecanico		1,350,000.00
Equipo Auxiliar		61,875.00
Montaje y Supervision		11,000.00
Línea de Transmisión y Subestación		105,000.00
Sub total		1,933,075.00
OTROS		
Supervisión EPC		15,000.00
Inversión Social Ambiental		10,000.00
Imprevistos EPC (10%)		209,865.91
Sub total		694,190.24
TOTAL INVERSION		6,357,349.67
GASTOS FINANCIEROS Y LEGALES		
Intereses Durante la Construcción, Comisiones		916,505.79
Sub total		916,505.79
TOTAL PROYECTO		7,273,855.46

GASTOS DE OPERACIÓN 1ER AÑO		MONTO (\$)
Operación		15,000.00
Mantenimiento		15,000.00
Seguros		15,893.37
Servicios Generales		7,500.00
Social y Ambiental		25,000.00

*Datos a Modificar

Figura 19. Plan de Inversión

Fuente: Datos aproximados de curso proporcionado por Proyecto ARECA.

Luego de generar los precios simulados, se indexan estos a los estados financieros, obteniendo distintos resultados, los que se caracterizan por presentar una variabilidad elevada. A continuación se muestran gráficos que reflejan los flujos de un proyecto hidroeléctrico con una alta volatilidad:

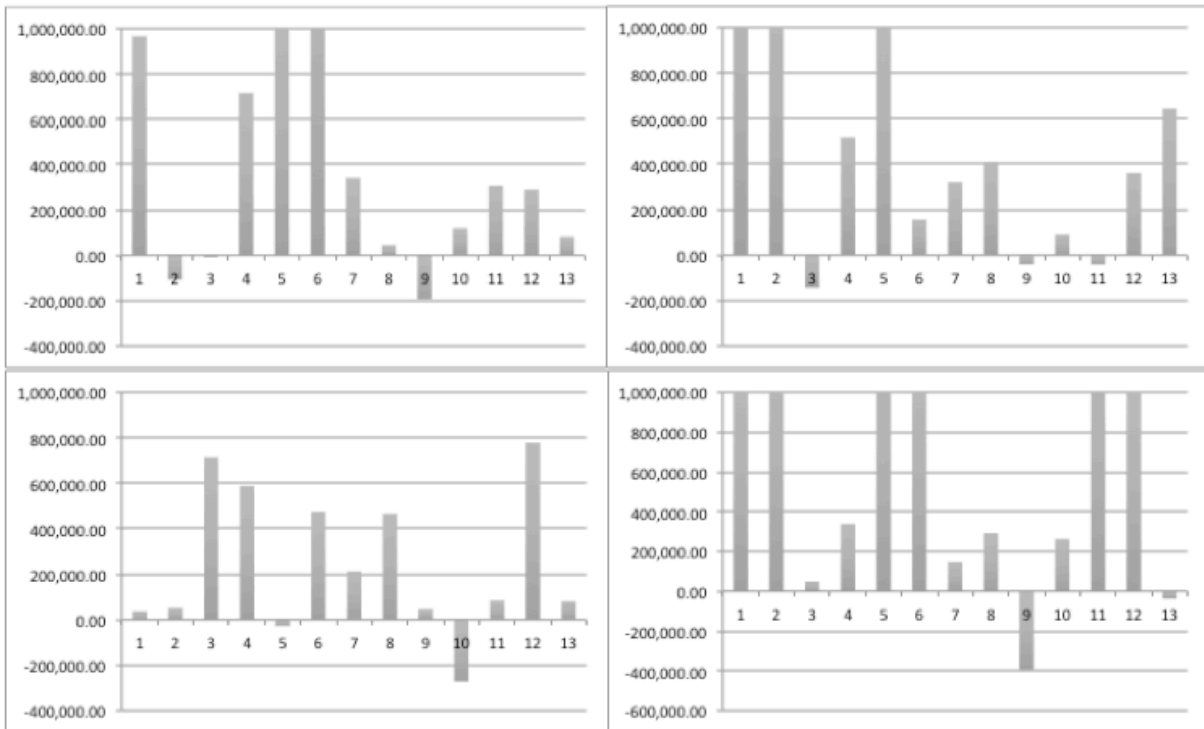


Figura 20. Flujos Simulados

Los gráficos reflejados en la figura número 20 muestran que existe una alta volatilidad producto de las variaciones de precios. Bajo los mismos costos y con la misma cantidad de energía generada existen flujos de efectivo distintos, esto como producto de la alta variación en los precios. Sin duda alguna, tener flujos de caja volátiles, que dependan del precio del mercado representa un riesgo para los desarrolladores, y refleja que a pesar que se venda la misma cantidad de energía, la rentabilidad del proyecto se puede ver afectada por grandes variaciones en sus ingresos. Adicionalmente se afirma que puede ser que el proyecto sea rentable pero que no cuente con la liquidez necesaria para afrontar sus obligaciones, lo que definitivamente repercute en la sostenibilidad del mismo.

4.3) DESCRIPCIÓN Y RESULTADOS DE DERIVADOS FINANCIEROS

Para realizar el análisis de la introducción de los derivados financieros en los flujos de un pequeño proyecto hidroeléctrico se realizó simulación de 1,000 proyectos. Fueron estudiados 1,000 proyectos bajo los supuestos de que tenían los mismos y la misma generación, el único aspecto que se modificó fue el precio de energía por kilovatio hora y como resultado se modificaron los flujos de los proyectos. Como se mencionó previamente el precio de la energía se simuló aleatoriamente mediante el Método Monte Carlo.

La relación deuda – aportación de socios utilizada es 70/30. El interés por la deuda es 9%, con un plazo de deuda de 15 años, dentro de los cuales se establecen 2 años de periodo de gracia.

Para analizar la introducción de un derivado financiero se asume en primera instancia el precio al que se desea vender. Según ese precio se estima el valor que debe pagar el desarrollador, por la compra del derivado financiero. El precio del derivado financiero difiere según cada precio que se fije y para la cantidad de años que se estudia un proyecto.

Con una generación de 12960 MWh al año y una inversión de 7.3 millones de dólares se obtiene un precio por kWh de 6 centavos de dólares, por lo que para fines de este trabajo se fija el precio en referencia al Costo Marginal de Corto Plazo, con lo que se obtiene un valor de \$0.11 kWh. Con este precio asumido se asegura que se supera el costo de generación y por lo tanto se obtendrá un retorno de inversión adecuado.

Se describe la aplicación de cada derivado:

- A. Swap, se ejerce en los momentos pactados a un precio de \$110 MWh.
- B. Opción Put, el generador vende la energía a \$110 MWh o más.

C. Opción Call, al generador le compran opción donde la otra parte puede pagar como máximo \$110 MWh.

Se excluyen del análisis el Futuro y Forward, por tener ambos un solo momento de ejecución, por ende, no se consideran aplicables para estas simulaciones.

Tabla 7. Resultados de Simulación de Flujos

Concepto	Sin Derivado	Swap	Opción Put	Opción Call
Precio	-	82,724.15	285,579.89	- 209,010.44
VAN	1,115,145.56	1,203,407.18	1,471,596.17	827,478.37
Desviación Estándar	987,027.02	0.00	597,087.38	442,292.94
Desviación Estándar de la Media	31,228.15	0.00	18,891.01	13,993.53

La tabla número 7 muestra en resumen los datos obtenidos de la simulación; en general se observa que en todos los casos, existe una menor volatilidad de los flujos esperados en un proyecto al utilizar un derivado financiero, se observa también que el uso de derivados no significa que se hace un proyecto más rentable, sino que disminuyen el riesgo del proyecto.

El precio del Derivado mostrado en la tabla varía para cada caso; la Opción Put es el derivado más costoso ya que con este derivado el generador tiene un menor riesgo. La Opción Call se refleja con un valor negativo debido a que la contraparte es quien paga el contrato.

Adicionalmente en la tabla se detalla el promedio del Valor Actual Neto de las 1,000 simulaciones realizadas para el escenario sin derivado y para los tres escenarios con derivado; se observa que en todos los casos se obtienen valores similares, el caso que presenta una menor VAN es el de la Opción Call, debido a que la operación de este derivado es que al generador le comprarán la energía como máximo a \$0.11 kWh.

El valor que presenta un mayor cambio con el uso de Derivados Financieros es el de la Desviación Estándar (valor con el que se está midiendo el riesgo de la inversión); cuando no se utiliza ningún derivado, la desviación alcanza valor cerca de un millón; en el caso

del uso de un Swap, no existe desviación ya que el valor pactado es el valor al que se ejecuta el contrato; utilizando los demás derivados, el valor disminuye alrededor en un 40% o 60%.

El factor de mayor relevancia para efectos de este análisis es la Desviación Estándar, esta muestra que tan volátil es el resultado. Se confirma que la desviación presenta valores menores en todos los casos que se utilizó un derivado comparado con las simulaciones sin derivado, por ende se demuestra que se disminuye el riesgo al utilizar Derivados Financieros.

Con los datos de VAN de los 1,000 proyectos simulados, los cuales se generaron para el escenario Sin Derivado y para cada uno de las simulaciones Con Derivado, se obtuvo el promedio de todos los proyectos, este es el valor que se muestra en la tabla número 7, cabe resaltar que la generación de más simulaciones no cambiaría en gran medida el promedio de la VAN dado que ya es cuentan con suficientes datos para obtener un valor confiable.

A continuación se reflejan gráficos con las utilidades que se obtienen al utilizar cada derivado:

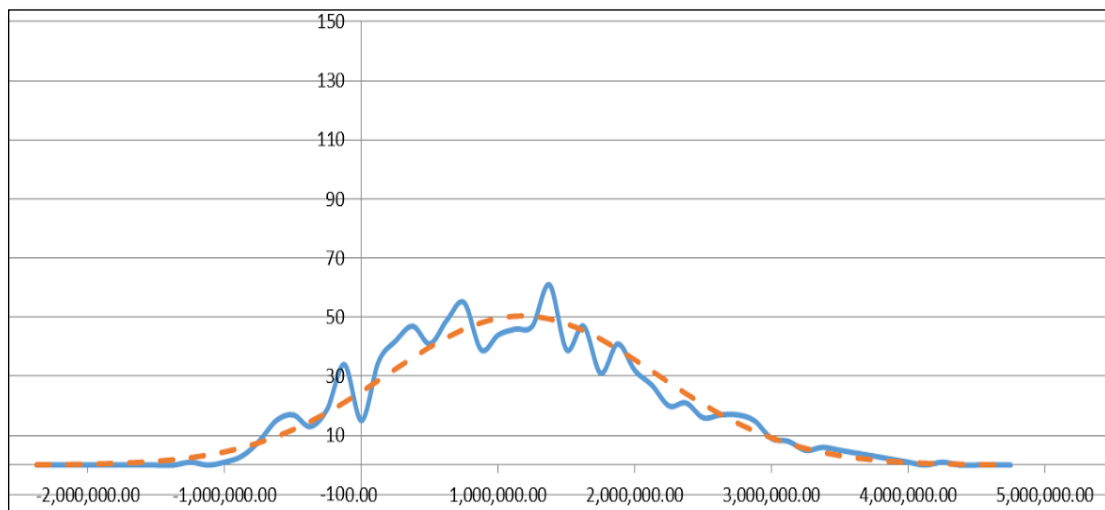


Figura 21. Distribución de Volatilidad sin Utilizar Derivado Financiero

La figura número 21 muestra los flujos de 1,000 proyectos que no cuentan con un derivado financiero, en este caso se puede apreciar valores dispersos, por ende es una utilidad volátil. La figura se obtuvo del valor presente de los flujos de efectivo simulados reflejados en una tabla de frecuencia a manera de construir un histograma (línea azul), adicionalmente la gráfica presenta que la variación de los datos se comporta similar a una curva normal (línea naranja).

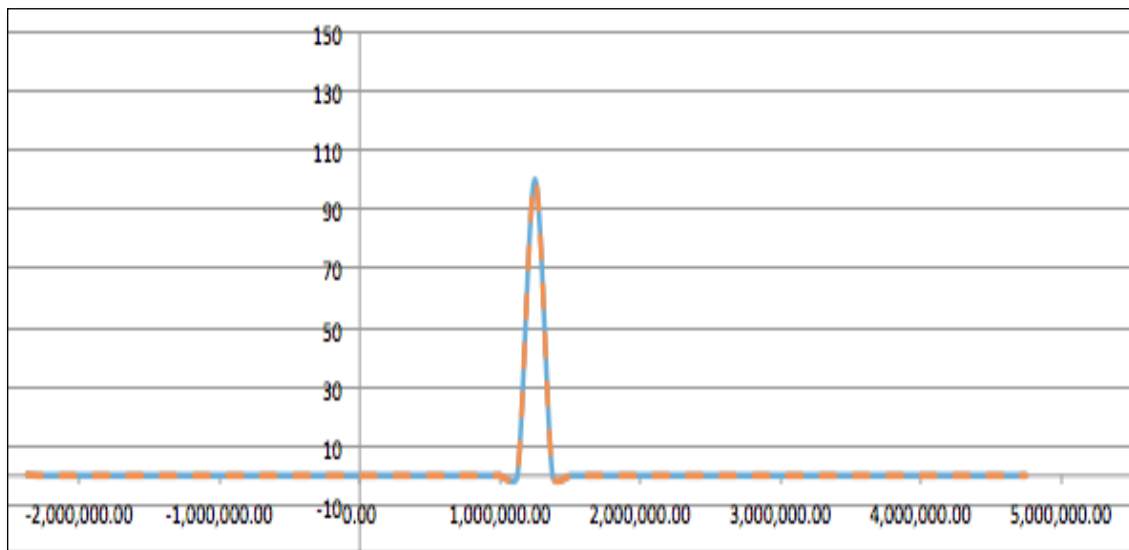


Figura 22. Distribución de Volatilidad utilizando Swap

La figura número 22 demuestra que ya no existe dispersión en las utilidades de los proyectos simulados, al concentrarse todos los valores en un sólo punto, en este caso la desviación estándar se vuelve cero. En este caso, al fijar el precio de venta de la energía durante la duración del proyecto, la volatilidad en la utilidad resultante de variaciones en el valor de la energía en el mercado se vuelve cero.

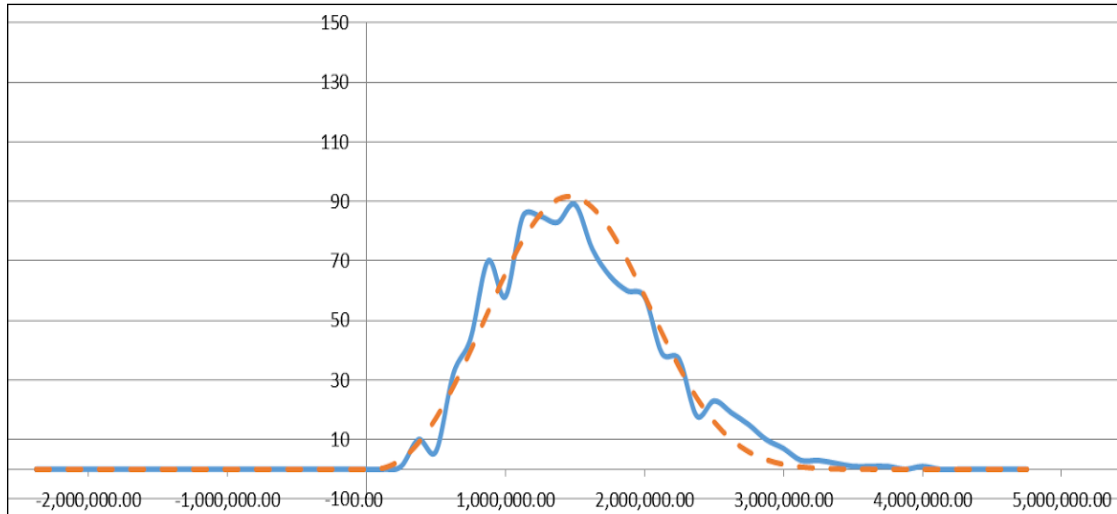


Figura 23. Distribución de Volatilidad utilizando Opción Put

La figura número 23 refleja que los resultados obtenidos cuando se utiliza una opción put; estos tienen menor dispersión que las simulaciones de proyectos sin el uso de derivado. En este caso se observa que no existe proyecto con una VAN negativa, procedente a que con el derivado se establece un valor mínimo de venta, que repercute en la utilidad mínima que se puede esperar del proyecto.

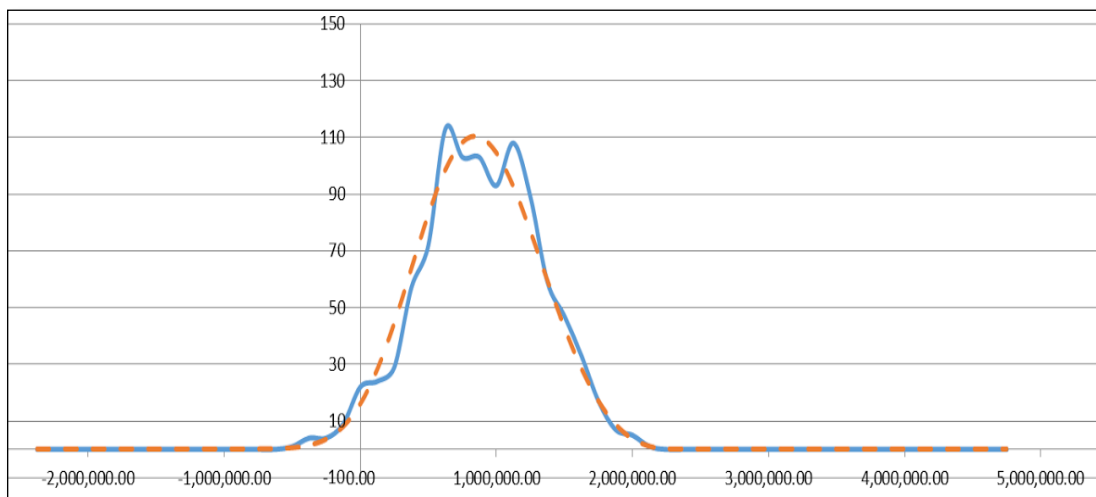


Figura 24. Distribución de Volatilidad utilizando Opción Call

La figura número 24 presenta que los datos obtenidos al utilizar una opción call son menos dispersos comparados con las simulaciones sin derivado. Los datos son aún un poco más dispersos que en una opción put o el swap, debido a que en esta se establece un valor máximo para el precio de venta. Al establecer únicamente un valor máximo de venta, la VAN promedio refleja un valor menor al resto y se muestra que en casos es posible llegar a resultados negativos.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES

En el Capítulo IV en la Tabla 9 se refleja la desviación estándar de los proyectos simulados sin derivado y de los que cuentan con un derivado financiero, en donde se obtuvo que en todos los casos se demuestra que la desviación estándar disminuye al utilizar un derivado financiero, por tanto se confirma la hipótesis nula que establece que el uso de derivados financieros disminuye el riesgo de proyectos hidroeléctricos.

El uso de derivados financieros en proyectos hidroeléctricos es factible considerando que ya existen distintos países que utilizan estos instrumentos en el subsector eléctrico, como se muestra en el Capítulo II, en el apartado de Derivados del Mercado Energético.

El mayor beneficio para un banco de desarrollo al otorgar una garantía parcial de crédito es la promoción del desarrollo de un país; en relación a proyectos de energía renovable, se beneficia además, con la contribución a la lucha contra el Cambio Climático. Lo anterior expuesto en la entrevista realizada al Coordinador del Proyecto ARECA y adicionalmente en la sección de Beneficios de Garantías Parciales de Crédito en el Capítulo II.

Mediante el uso de derivados financieros no se afirma que un proyecto de energía se vuelve bancable, sino que se afirma que se reduce la volatilidad en los flujos de un proyecto. El mismo debe presentar las características adecuadas en términos de capacidad de generación, sitio adecuado, socialización, y demás.

Se puede considerar que la banca de desarrollo es un poco más flexible en la evaluación de un proyecto, considerando que esta considera además del análisis técnico y financiero, el impacto ambiental y social del proyecto; según se refleja en la entrevista realizada al Jefe de Crédito del BCIE, así como en el Capítulo II en la sección de Garantías Parciales de Crédito.

CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD

En el presente capítulo se mencionan ciertos puntos tomados en cuenta para analizar la aplicabilidad que tiene la introducción de derivados financieros en proyectos hidroeléctricos, estos se detallan a continuación:

- A.** Con la Ley Marco del Subsector Eléctrico, la ENEE recibía toda la oferta de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, entregando contratos PPA para los que presentaran todos los requisitos y estudios debidos. Una vez que el parque o la central hidroeléctrica estuvieran en operación, estaba obligada a despachar toda esta energía eléctrica.

- B.** La Ley de la Industria Eléctrica da la libertad a los generadores para vender a grandes consumidores, esto puede representar una ventaja para los mismos considerando que se convierte en una alternativa para realizar proyectos renovables en el país. Con esta alternativa la desventaja podría ser que no muchas compañías cuenten con las condiciones requeridas para ser gran consumidor. Además un factor que es de mucha importancia es la ubicación de la empresa llamada Gran Consumidor, ya que como es sabido, entre mayor es la distancia a recorrer desde el lugar de generación hasta el punto de entrega, mayores son las pérdidas y mayor el costo de transmisión. A pesar de ello la alternativa de vender a grandes consumidores sigue siendo viable para que los desarrolladores realicen contratos bilaterales de compra – venta de energía.

- C.** En relación a la banca, una actualidad del mercado hondureño es que la banca comercial e incluso la banca de desarrollo no están dispuestos a brindar créditos sin que el desarrollador cuente con un PPA, siendo este el que garantiza que el desarrollador pueda vender la energía esperada y por tanto el que asegura que el desarrollador contará con un ingreso que respalda el repago de la deuda.
- D.** Como se mencionó en el Capítulo II, el tema de las garantías se introdujo a manera de reflejar el instrumento financiero que se utiliza actualmente y analizar si este podría modificarse utilizando derivados financieros, los que cumplirían una función similar. La diferencia entre los instrumentos derivados y las garantías es que las últimas son un bien que está listo para ejecutarse en el momento que el desarrollador no honre su deuda, y los derivados financieros son contratos que garantizan que el desarrollador obtendrá cierto ingreso en un periodo determinado. Por lo que las garantías garantizan que existe ingreso para el banco aún cuando el desarrollador no pague y los derivados garantizan que el desarrollador obtendrá cierto ingreso en un periodo establecido.
- E.** El Mercado de Derivados no está desarrollado en la región Centroamericana; en el sector generalmente se utilizan contratos de compra - venta de energía.
- F.** En Centroamérica se realizan transacciones en el mercado de derivados específicamente para un crédito, en donde un banco hace por ejemplo un swap de tasa para tener menor riesgo como banco, sin embargo el uso de derivados para “amarrar” productos físicos no está desarrollado, menor aún para un commodity tan especial como lo es la energía eléctrica.
- G.** La tendencia a la baja del actual precio del petróleo es un tema que puede ser estudiado, para analizar sus causas y consecuencias. Este se sale de la tendencia observada en pasadas décadas y existe gran incertidumbre sobre su comportamiento en los años próximos.

- H. Los derivados financieros serían aplicados una vez que se comience a generar, haciendo un contrato desde antes de la construcción, de manera tal que el banco que otorgará el financiamiento incluya en su análisis que el desarrollador cuenta con un derivado. El pago del derivado comenzaría desde el primer año en que comience la generación.

- I. Los proyectos de generación hidroeléctrica menores a 5 MW no tienen oportunidad en la licitación nacional ya que deben garantizar una potencia establecida, por lo que esta es una razón adicional para realizar el estudio en generación para el Mercado Eléctrico Regional.

En línea con lo anterior, se afirma que deben juntarse diversos factores para que sea aplicable el uso de instrumentos derivados en proyectos hidroeléctricos:

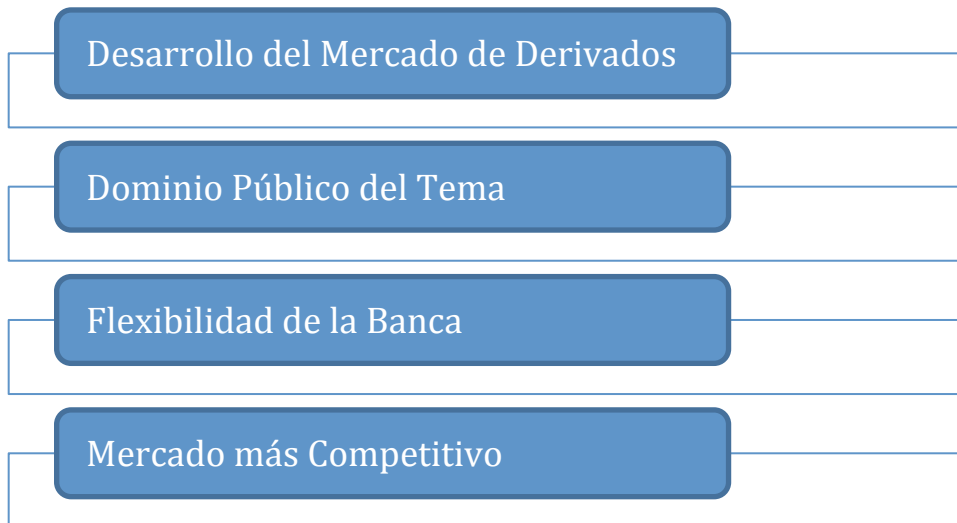


Figura 25. Aspectos Necesarios para la Aplicabilidad del Tema

CAPÍTULO VII. BIBLIOGRAFÍA

- Finanzas Carbono. (2015). *Fondos Verdes para el Clima | Finanzas Carbono*. Obtenido 11 2015, de Finanzas Carbono: <http://finanzascarbono.org/financiamiento-climatico/canales-bilaterales-de-financiamiento/fondo-verde-para-el-clima/>
- BID. (2015). *BID*. Obtenido 2015, de Banco Interamericano de Desarrollo: <http://www.iadb.org/es/temas/medio-ambiente/fondo-para-el-medio-ambiente-mundial/que-es-el-fondo-para-el-medio-ambiente-mundial-fmam,1701.html>
- Adaptación. (2012). *Fondos y Apoyo Internacionales/Adaptación*. Obtenido 2015, de Adaptación: <http://www.adaptacion.inecc.gob.mx/cooperacion-internacional/fondos-y-apoyos-internacionales>
- Regatta. (2015). *Fondo Francés para el Medio Ambiente Mundial/Regatta*. Obtenido 2015, de Cambio Climático - Regatta: <http://www.cambioclimatico-regatta.org/index.php/es/oportunidades-de-financiamiento/item/fondo-frances-para-el-medio-ambiente-mundial>
- BID. (2012). *Fondo de Inversión Climática/CIF*. Obtenido 2015, de BID: <http://kp.iadb.org/Adaptacion/es/Paginas/CentrodeConocimiento/Fondos-de-Inversión-Climática---CIF.aspx>
- Juan Luis Rios, J. L. *Mercados de Electricidad en Europa* .
- Balbotín, P. R. (2008). Crisis Económica y Energética de América Latina. In P. R. Balbotín, *Crisis Económica y Energética de América Latina* (p. 12). Publicación de las Naciones Unidas.
- Consejería de Universidades, Empresa e Investigación. (2008). *Liberalización de los Mercados Energéticos*. Plan Industrial Región de Murcia.
- Rodríguez, E. (2014). *Análisis del Mercado de Alemania*. Obtenido 2015, de Análisis del Mercado de Alemania/Fieras de la Ingeniería: <http://www.fierasdelaingenieria.com/analisis-del-mercado-de-la-energia-de-alemania/>

- Meyer, F. G. (n.d.). *Introducción*. Obtenido 2015, de <http://web.ing.puc.cl/power/alumno99/Evolution%20of%20the%20british%20market/MERC.htm>
- Superintendencia de Bancos de Guatemala. (2015). *sib.gob.gt/Tasas de Interés Promedio Ponderada de Tarjeta de Crédito*. Obtenido 2015, de http://www.sib.gob.gt/web/sib/informacion_sistema_financiero/promedio-ponderado-economico?p_p_id=86&p_p_action=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=&p_p_col_pos=0&p_p_col_count=1&
- AFP. (2015). Costa Rica tendría matriz energética 100% E.R. para 2021. *Estrategia y Negocios* .
- Central American Data. (2015). Tasa de Política Monetaria baja a 2.25%. *CentralAmericanData* .
- Banco Mundial. (2015). *Datos, tabla / Tasa de interés activa*. Obtenido 2015, de Datos, tabla: <http://datos.bancomundial.org/indicador/FR.INR.LEND>
- Ficohsa. (2015). *Ficohsa/Firma contratos con FMO y BLADEX*. Obtenido 2015, de Ficohsa: <http://www.ficohsa.hn/?p=7580>
- energias4e. (2014). *energias4e*. Obtenido 2015, de <http://www.energias4e.com/noticia.php?id=2308>
- energias4e. (2015). *energias4e*. Obtenido 2015, de <http://energias4e.com/noticia.php?id=3480>
- Central American Data. (2015). Finlandesa Wärtsilä proveerá central eléctrica a gas. *CentralAmericanData* .
- Sönke Kreft, D. E. *índice de Riesgo Climático 2015*. germanwatch.
- Tiempo. (2015). *Tiempo*. Obtenido 2015, de <http://www.tiempo.hn/bid-unos-800-millones-de-dolares-fueron-asignados-para-implementar-energia-solar/>
- Comisión Nacional de Bancos y Seguros. (2015). *cnbs.gob.hn*. Obtenido 2015, de [cnbs.gob.hn: http://www.cnbs.gob.hn/index.php/sobre-nosotros-top](http://www.cnbs.gob.hn/index.php/sobre-nosotros-top)
- Congreso Nacional. (2014). *enee.hn*. Obtenido 2015, de <http://www.enee.hn/noticias/Ley%20General%20de%20la%20Industria%20Electrica%20Honduras%20-%20Decreto%20404-2014.pdf>

- kfw-entwicklungsbank. (2015). *kfw-entwicklungsbank.de / Honduras*. Obtenido 2015, de kfw-entwicklungsbank.de: <https://www.kfw-entwicklungsbank.de/International-financing/KfW-Development-Bank/Local-presence/Latin-America-and-the-Caribbean/Honduras/>
- Corporativo Aura Solar. (n.d.). *Corporativo Aura Solar*. Obtenido 2015, de Corporativo Aura Solar: <http://www.aurasolar.com.mx/aura-solar-II.html>
- Secretaría de Finanzas. (n.d.). *Secretaría de Finanzas*. Obtenido 2015, de Secretaría de Finanzas: <http://www.sefin.gob.hn/?p=28806>
- BID. (2015). *BID - Honduras y el BID*. Obtenido 2015, de BID: <http://www.iadb.org/es/paises/honduras/honduras-y-el-bid,1053.html>
- Hull, J. C. (2009). *Opciones, Futuros y Otros Derivados* (7th ed.). Toronto: Pearson.
- Banco Central de Honduras . (2015). *Banco Central de Honduras / Gobierno de la República de Honduras* . Obtenido 2015, de Banco Central de Honduras : http://www.bch.hn/tasa_politica_monetaria.php
- BID. (2015). *BID*. Obtenido 2015, de HO-L1106 : Programa de Transmisión para Energía Renovable en las zonas Occidente y Norte: <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page,1303.html?id=HO-L1106>
- Gapminder. (2010, 12 7). *Gapminder World*. Obtenido from Gapminder World: <http://www.gapminder.org/world/>
- Sivaramanan, S. (2015). *Global Warming and Climate change causes, impacts and mitigation*. Central Environmental Authority. Battaramulla: ResearchGate.
- Fernández, J. C. (2003). *Experiencias Internacionales en Mercados Eléctricos Liberalizados*. Compañía Operadora del Mercado.
- Marquez, M. (2010). *Por una propuesta energética para Chile... Sin Carbon*. Greenpeace.
- Lucio, A. (2011). *3 derivados financieros energia* . Obtenido 2015, de SlideShare: <http://www.slideshare.net/andesco/3-derivados-financierosenergia>
- Lowder, T. (2012, 5 29). *Weather Derivates as Insurance Products in the Wind Industry* . Obtenido 12 8, 2015, de Renewable Energy Project Finance:

- <https://financere.nrel.gov/finance/content/weather-derivatives-insurance-products-wind-industry>
- Congreso Nacional. (2013). *tsc.gob.hn/leyes/Ley Promoción Energía Eléctrica 2013*. Obtenido 2015, de tsc.gob.hn: http://www.tsc.gob.hn/leyes/Ref_art_2_ley_promocion_energia_electrica_2013.pdf
 - Congreso Nacional. (1994). *enee.hn*. Obtenido 2015, de enee.hn: <http://www.enee.hn/pdfs/leyesenergeticas/LeyMarcoSubsectorElectrico.pdf>
 - Proyecto ARECA. (2010). *ARECA - Proyecto ARECA - Acelerando las inversiones en energía renovable en C.A. y Panamá*. Obtenido 12 11, 2015, de Proyecto ARECA: <http://www.proyectoareca.org/?cat=1004&title=Programa%20de%20Garant%EDas%20Parciales%20de%20Cr%E9dito&lang=es>
 - Durbin, M. (2011). *All About Derivatives* (Second ed.). McGraw-Hill .
 - McDonald, R. (2002). *Derivatives Markets* (3rd. ed.). Pearson.
 - Energy Information Administration. (2015). *Short Term Energy Outlook Market Prices an Uncertainty Repor* .
 - Banco Mundial. (2015). *Proyecto para el aumento de la eficiencia del sector de la energía eléctrica (PROMEF)/El Banco Mundial*. Obtenido 2015, de El Banco Mundial: <http://www.bancomundial.org/projects/P104034/power-sector-efficiency-enhancement-project-promef?lang=es>
 - Banco Mundial. (2015). *Proyecto de Electrificación Rural/ El Banco Mundial*. Obtenido 2015, de El Banco Mundial: <http://www.bancomundial.org/projects/P086775/hn-rural-infrastructure-project?lang=es>
 - Banco Mundial. (2015). *La Esperanza Hydro Project/ El Banco Mundial*. Obtenido 2015, de El Banco Mundial: <http://www.bancomundial.org/projects/P088256/la-esperanza-hydro-project?lang=es>
 - Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York : John Wiley & Sons, Inc. .

- energías4E. (2015). *Programa: Energía Renovable y Eficiencia energética en Centroamérica*. Obtenido 2015, de Programa: Energía Renovable y Eficiencia energética en Centroamérica: <http://energias4e.com/noticia.php?id=3520>
- BID. (2015). *HO-X1030 : Evaluación de Recursos Renovable en Islas de la Bahía*. Obtenido 2015, de BID: <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page,1303.html?id=HO-X1030>
- EXIMBANK. (2015). *About Us. EXIM.gov*. Obtenido 2015, de EXIM, Export Import Bank of the United States: <http://www.exim.gov/about>
- Banco Mundial. (2015). *Quiénes somos, Banco Mundial*. Obtenido 2015, de Banco Mundial. BIRF - AIF.
- Morales, J., & Tuesta, P. (n.d.). *bcrp.gob.pe/doc/publicaciones/revistas*. Obtenido 2015, de bcrp.gob.pe: <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Estudios-Economicos/03/Estudios-Economicos-3-7.pdf>
- Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. (2015). *secmca.org/Informe/Riesgo País*. Obtenido 2015, de Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano: <http://www.secmca.org/INFORMES/07%20RiesgoPais/RiesgoPais.pdf>
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2010). *Metodología de la Investigación* (5ta. ed.). México: McGraw Hill.
- Thumann, A., & Woodroof, E. (2009). *Energy Project Financing: Resources and Strategies for Success*. United States: The Fairmont Press, Inc.
- Miranda, J. (2005). *Gestión de proyectos*. Bogotá: MM Editores.
- CEPALSTAT. (2012). *CEPALSTAT/ Bases de Datos*. Obtenido 2015, de CEPALSTAT/ Bases de Datos : <http://interwp.cepal.org/sisgen/ConsultaIntegrada.asp?idIndicador=2023&idioma=e>
- BCIE. (2015). *Banco Centroamericano de Integración Económica*. Obtenido 2015, de Banco Centroamericano de Integración Económica: <http://www.bcie.org/?cat=1062#.Vnx3S4TqPIc>

- BCIE. (2015). *Banco Centroamericano de Integración Económica/Estrategia institucional*. Obtenido 2015, de Banco Centroamericano de Integración Económica: <http://www.bcie.org/uploaded/content/category/783385561.pdf>
- MIPYMES Verdes. (n.d.). *MIPYMES Verdes / Sobre la iniciativa*. Obtenido 2015, de Iniciativa MIPYMES Verdes: <http://mipymesverdes.org/sobre-la-iniciativa/>
- BCIE. (2015). *Banco Centroamericano de integración Económica*. Obtenido 2015, de Banco Centroamericano de integración Económica: <http://www.bcie.org/?art=1787&title=BCIE%20promueve%20desarrollo%20de%20energ%EDa%20renovable%20en%20la%20regi%F3n&lang=es#.Vnx45oTqPI>
- Lucio, A. (2011). Es posible reducir costos de energía con derivados financieros. *Dinero*.
- Proyecto Mesoamérica. (2015). *Mercado Eléctrico Regional (MER)*. Obtenido 2015, de Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica : http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=439&Itemid=229
- Proyecto Mesoamérica. (1996). *Proyecto Mesoamérica/Documentos/Proyectos/MER/Tratado*. Obtenido 2015, de Proyecto Mesoamérica: <http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/images/Documentos/Proyectos/MER/Tratado%20marco%20MER.pdf>
- Rojas, M., & Ventura, V. (2014). *Centroamérica: Estadísticas de Producción del Subsector Eléctrico, 2014*. Comisión Económica para América Latina, CEPAL. México: Naciones Unidas.
- O'Connor, C. (2011). *EXIMBANK*. Obtenido 2015, de EXIMBANK: <https://www.usea.org/sites/default/files/event-/1.5%20Craig%20Connor%20Export%20Import%20Bank.pdf>
- Ente Operador . (2016). *Ente Operador Regional* . Obtenido 2016, de Ente Operador Regional: <http://info.enteoperador.org/PreciosNodalesMER/ConsultaPreciosNodales.php>

- Ente Operador Regional. (2016). *Precios Nodales Ex-Ante de la RTR*. Obtenido 2016, from Ente Operador Regional: <http://info.enteoperador.org/PreciosNodalesMER/ConsultaPreciosNodales.php>
- Ente Operador Regional. (2011). *Identificación de la Red de Transmisión Regional*. San Salvador.
- Congreso Nacional. (2014). *enee.hn / Ley General de la industria Eléctrica*. Obtenido 2015, de enee.hn: <http://www.enee.hn/noticias/Ley%20General%20de%20la%20Industria%20Electrica%20Honduras%20-%20Decreto%20404-2014.pdf>
- Deng, S., & Oren, S. (2006). *Derivados de Electricidad y Gestión del Riesgo*. Elsevier.
- Büyüksahin, B., Haigh, M., Harris , J., Overdahl, J., & Robe, M. (2008). *Fundamentals, Trader Activity and Derivative Pricing*.
- Bajpai, P., & Singh, S. *Electricity Trading in Competitive Power Market*. Institute of Technology , Nepal.
- BCV. (2013). *Bolsa Centroamericana de Valores*. Obtenido from BCV: <http://www.bcv.hn/inicio/que-es-la-bcv>
- Vega, P. (2012). *Derivados Climáticos: Valorización de opciones sobre Precipitaciones*. Universidad de Chile, Santiago.
- Harris, C. (2006). *Electricity Markets*. England: John Wiley & Sons .
- Rothwell, G., & Gómez, T. (2003). *Electricity Economics*. IEEE Press.
- Rodriguez, L. (2012). *Derivados Climáticos* . Universidad de León, León.

CAPÍTULO VIII. ANEXOS

8.1) ENTREVISTAS

En el presente capítulo se presentan las entrevistas realizadas a diferentes profesionales con experiencia en el sector de la banca y en el subsector eléctrico:

A. Arnulfo Carrasco: Actualmente es el Jefe del Departamento de Contaduría en el Banco Central de Honduras, previamente se desempeñó como Jefe de División Auditoría de Riesgos. Cuenta con experiencia académica de más de 13 años, esta es su experiencia en el sector de derivados considerando que en el país no está desarrollado el mercado de derivados.

1	En su opinión, ¿Cuáles son los grandes beneficios de utilizar derivados financieros?
	Los beneficios son los mismos beneficios que trae el instrumento, lo que permite apalancar operaciones de títulos valores, compra y venta de commodities y financiar algún tipo de operaciones, se podría decir que los beneficios son circunscritos a todo el sistema financiero. Beneficia a los agentes económicos permitiendo por un lado a un productor financiar su producción anticipadamente.
2	¿Cuáles son las principales desventajas de este tipo de instrumentos?
	La desventaja básica en el país es que no existe una normativa, el derivado es un instrumento demasiado complejo para nuestro sistema, incluso la base sobre la que trabaja el sistema financiero nacional no está preparada. Me refiero a una base de tipo legal, contable, tecnológica e incluso administrativa. El desconocimiento de las ventajas y desventajas de estos instrumentos hacen que se vuelvan más complejos para la implementación en el sistema, considero que esas son sus desventajas básicas.
3	Según su experiencia, ¿Podría un país centroamericano utilizar estos instrumentos en proyectos de energía? ¿Cuáles son las principales barreras de entrada para este tipo de instrumentos?
	Sí, si hablamos del área centroamericana el país que está a la vanguardia es Costa Rica, el cual sí tiene uso de derivados pero cabe destacar que no es tanto en su mercado local sino que hace transacciones al mercado mexicano y norteamericano, algo que no hacen los demás países centroamericanos. Me parece que ese debería de ser el camino para Centroamérica, primero tomar experiencia en el mercado internacional antes de crear el propio. Una de las barreras de entrada es la parte legal, si se busca en cualquier ley del sistema financiero del país, se encontrarán dos artículos, los cuales son tan abiertos que sólo mencionan que se permiten las transacciones con derivados, es demasiado abierto, lo cual crea una inseguridad jurídica demasiado grande para las dos partes que van a intervenir, tanto para el contratante como para el contratado, ya que realmente no existe una seguridad de que una parte va a dar lo que la otra le está comprando anticipadamente. Por ejemplo, si se firma un contrato futuro de café, no se conoce el precio ya que no existen precios de mercado, hecho que sí existe en

	<p>el mercado mexicano, argentino, norteamericano; en este caso se compran o venden los sacos de café al precio de mercado, para entrega en una fecha determinada. Otros puntos son si se pierde la producción, si hay sobre producción, que margen se pondrá. No existe nada establecido, y ya debería de existir una normativa general para realizar este tipo de transacciones. Por tanto, el exceso de inseguridad jurídica provocaría la mayor barrera, en Estados Unidos existe la SEC (Securities and Exchange Commission) que se encarga de transacciones en bolsa de valores y que incluye derivados.</p>
4	<p>¿Podría un país centroamericano o alguna empresa del rubro de energía realizar transacciones en la bolsa de países con un mercado más desarrollado, y aportaría esto a sus objetivos?</p>
	<p>Sí, las transacciones se pueden hacer a nivel internacional, no hay ninguna barrera nacional.</p>
5	<p>Según su experiencia, ¿Puede un derivado financiero incidir en la rentabilidad de un proyecto?</p>
	<p>Técnicamente sí. Sin embargo nace con el propósito de cubrir pérdidas, también está la oportunidad de cubrir ganancias, pero con el establecimiento del derivado lo que se intenta es cubrir pérdidas porque lo que se quiere realmente es cubrir el riesgo de pérdidas. Básicamente la rentabilidad se va a ver afectada a través de un derivado por el ahorro de pérdidas, reduciendo la volatilidad en el futuro.</p>

B. Rolando Castillo: Su experiencia en la materia comenzó en 1996 con su estudio en economía mezclada con energía, donde empezó a incursionar en estructuras competitivas y estructuras de mercado, momento en el cual se encontraba en Argentina donde hacía seis años aproximadamente había comenzado el proceso de desregularización. En ese sentido se especializó en la parte de mercados competitivos, posteriormente en Honduras comenzó a laborar en el Centro Nacional de Despacho, en la parte estadística y operatividad del sistema. Luego entró de nuevo en la parte de comercialización de energía trabajando en un área donde tenía como funciones recibir ofertas para comercializar en el Mercado Eléctrico Regional dependiendo de los excedentes y necesidades del mercado hondureño y el mercado regional. Posteriormente comenzó a laborar en la parte de Distribución, en donde se desempeña hace alrededor de 9 años, esta área se caracteriza por tener un enfoque en el usuario final, ya sea residencial, comercial e industrial; estando en esta área, no se veía involucrado en el tema de precios, sin embargo con la introducción de la nueva ley, dicho tema deberá ser administrado.

1	<p>¿Cuál es su opinión respecto a la Ley de Industria Eléctrica? Considera que abrir el mercado es un aspecto positivo o negativo para la economía de un país?</p> <p>La Ley de la Industria Eléctrica considera que se iban a juntar factores que en efecto no lo harán. Por ejemplo, considera la existencia de empresas de generación, de transmisión, de distribución y de comercialización pero que en teoría no debería de haber ningún tipo de vinculación entre ellas, sin embargo lo que se realizó en el país es que se separó una empresa que se llama ENEE en distintas unidades, por lo que lo que la Ley menciona que las empresas distribuidoras no deben tener ningún tipo de relación con las de generación, o que las empresas de transmisión no deben tener relación con las de generación, sin embargo con la ENEE no se cumple este hecho, porque todas pertenecen al mismo Holding, no se separaron en empresas totalmente independientes y privadas.</p> <p>Además la ley habla de una liberalización del mercado, el problema es que la ENEE tiene compromisos adquiridos que no le van a permitir competir de una manera justa ante los demás. La Ley de Industria Eléctrica está orientada a una estructura totalmente liberalizada, no se está enfocando a una situación actual en la que se llevó a la ENEE, porque no se quiso llevarla a una situación en la que se separara completamente. En los casos de los fideicomisos, solamente se ceden los activos por lo que el dueño sigue siendo la ENEE.</p> <p>Abrir el mercado en función de oferta y demanda es un proceso complicado si no se cuenta con herramientas con las que se pueda tener un control estricto tanto de la oferta, que es el generador, como de la demanda, que es el distribuidor. Si no se tiene un agente regulador adecuado, se puede descontrolar el mercado, este agente debe ser fuerte y sin</p>
----------	---

	vinculación al área de generación, transmisión y distribución y totalmente apolítico.
2	En su opinión, ¿Diría que existe algún país que cuenta con una política regulatoria exitosa?
	De Centroamérica diría que Guatemala tiene un ente regulador muy bueno, y la política en sí ha evolucionado mucho, el país tiene ya 10 años de estar en este proceso. La experiencia que yo he tenido de conversar con agentes de Guatemala es que el ente regulador es un ente muy fuerte, toma decisiones que no están sesgadas por la parte política, sino que se realizan según sus debidas razones y objetivos. Aún le hace falta al país, pero su situación ya ha madurado y se podría decir que está cerca de llegar a afianzarse totalmente.
3	¿Considera que a futuro se frenará la inversión en energía renovable en el país?
	Si bien la energía renovable es cara en cuanto a su inversión, no es tan cara como nos la han hecho ver a nosotros, porque Guatemala y Panamá han tenido licitaciones en los que han solicitado renovables y el orden de los precios ha sido por 8 y 9 centavos de dólar. En un proceso de licitación, si el gobierno quiere fomentar la inversión renovable, el gobierno perfectamente puede decirle al distribuidor que debe solicitar, por ejemplo, un 70% térmico y un 30% renovable, por lo que sí va a existir un incentivo para energías renovables, si hay una política en ese sentido, por lo que yo no veo de que forma se podría mermar la inversión. Si no se manda un proceso de licitación separado, ahí sí podría mandar una señal errada, pero no es eso lo que yo entiendo que se quiere. El riesgo se puede dar al haber una gran cantidad de inversionistas, ya que el valor al que se licite puede ser inferior en gran medida, a los 14 centavos que se tiene actualmente.
4	¿Considera que se incrementará el precio de la energía con el nuevo modelo de regulación?
	Si nos basamos en la actual política que tiene la ENEE, la cual presenta una política con subsidios cruzados y antes presentaba una política con subsidios directos, la cual daba la posibilidad a que ciertos sectores de consumo, sobretudo el residencial, tuvieran privilegios para pagar menos de lo que lo cuesta el costo de suministro real. La nueva ley está clara y dice que cada 3 meses se hará un recálculo de la tarifa y lo que se va a modificar cada 3 meses es el costo real de generación; esto porque la tarifa está compuesta principalmente por 3 elementos: valor agregado de distribución, valor medio de transmisión y el costo de la generación, entonces el que se va a analizar cada 3 meses es el costo de generación porque los otros dos prácticamente se mantienen fijos por un periodo de 5 años. El costo de generación va a reflejar el costo real que tenga la empresa en cuanto a compra o cuánto le está costando a la empresa verdaderamente suplir todas las necesidades de demanda, aparte de los verdaderos costos de transmisión y distribución, y eso perfectamente se puede trasladar al abonado, sin ningún tipo de subsidio cruzado ni subsidio directo. Cualquier subsidio que quiera brindar el gobierno lo debe canalizar a través de otra vía y no de la tarifa.

	<p>En conclusión, es muy probable que los precios sí van a subir un poco. Además que el costo de la ENEE no son los costos reales porque trabaja con un costo marginal que no siempre refleja lo que cuesta, así que lo que se va a hacer ahora es ver planta por planta cuánto le cuesta generar, tanto cargos variables como cargos fijos, y eso hará que se eleve.</p>
5	<p>¿Considera que podría funcionar el mercado con el nuevo mecanismo de PPA?</p>
	<p>La ley obliga a las distribuidoras a que tenga una cantidad de potencia garantizada y esto lo hacen mediante contratos PPA para suplir su demanda. Siempre existirán PPA. La diferencia de lo que no está cubierto por contratos, el agente puede buscarlo en el Mercado Spot.</p>
6	<p>En su opinión, ¿Cree que podría realizarse un proyecto hidroeléctrico con la específica intención de vender al Mercado Regional?</p>
	<p>Existen diferencias entre una hidroeléctrica de pasada a una hidroeléctrica de embalse, ya que el embalse funciona prácticamente como una térmica, mientras que la otra va a poder generar según la disponibilidad que tenga. La complejidad de vender solamente al Mercado Regional es que no existen los PPA, por lo que es difícil que una planta de generación tenga toda su potencia nominal destinada a vender en el Mercado Regional, debe tener una parte comprometida y el restante sí se puede tener disponible para el Mercado Regional, pero construir sólo para el MER es demasiado riesgo.</p>

C. Sergio Avilés: Se ha desempeñado desde el año 2001 en el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) en la atención de manera intermediada, donde el banco atiende como un banco de segundo piso y los clientes directos del banco se convierten en las instituciones financieras reguladas y no reguladas. Está a cargo de la Unidad de Financiamiento para las Mayorías, la cual tiene una cartera de 1,075 millones de dólares. Cuenta con experiencia en Micro, Pequeña y Mediana Empresa, en temas de Vivienda Social, Crédito Educativo y otros como Comercio Exterior, Sectores Productivos y Energía.

1	<p>Según su experiencia, ¿Económicamente cuáles son los indicadores que más se toman en cuenta al momento de iniciar un programa?</p>
	<p>Se toman muchas aristas para poder ver si formulamos o creamos un programa, se inicia con la identificación de alguna necesidad o viendo si es un área que no ha sido atendida por el sistema bancario. En el campo de energía siempre está la necesidad de los países de cambiar la matriz energética, lo cual nos ha permitido darle una ponderación muy fuerte a programas que tengan que ver con proyectos de energía renovable y eficiencia energética, y además con la COP21 se están realizando programas que tengan que ver con Cambio Climático.</p> <p>Como decía, la primera es identificar la necesidad, la segunda que la necesidad sea un área de desarrollo, también se identifica si el programa potencial es parte de la estrategia quinquenal del banco y además se ve el tema de mercado (como se brinda valor agregado, como se llega a tener un impacto).</p> <p>Adicionalmente se toma en cuenta la oportunidad de recursos que se pueda tener con la creación de un programa, que sean de interés de la fuente y que exista la necesidad. Un punto adicional es que sean programas sostenibles en el tiempo, el banco busca de manera a largo plazo poder ayudar al desarrollo.</p>
2	<p>En su opinión, ¿El análisis financiero que realiza un banco de desarrollo suele ser más flexible que un banco comercial?</p>
	<p>En relación a programas de energía, no sé si es más flexible o no, sino que el BCIE se especializa en proyectos de infraestructura y energía por lo que cuenta con área que están especializadas. Hay ciertos bancos que no cuentan con especialización, incluso por ello se contó con recursos para que las instituciones financieras tuvieran una nueva área con este conocimiento. Una de las áreas más especializadas ha sido el tema de energía.</p>

3	<p>¿Considera que ha incrementado la cantidad de programas de la banca de desarrollo con un enfoque en energía renovable?</p>
	<p>Sí, incluso los últimos programas que han tenido bastante éxito son programas enfocados en energía, tenemos el Proyecto ARECA, también tenemos MIPYMES Verdes que es financiamiento reembolsable y asistencia técnica para apoyar a los desarrolladores de proyectos de energía menores de 5 MW en los estudios que se requieren para realizar el proyecto. A raíz de esa experiencia se habilitó otro programa que es Sectores Productivos donde se apoyan proyectos de energía mayores a 5 MW.</p> <p>El mismo crecimiento de los programas también se refleja en la disponibilidad de recursos, por ejemplo en el caso de ARECA que inició en el 2008 se obtuvo una disposición de 5 millones de dólares, MIPYMES Verdes tuvo una disponibilidad de EUR 30 millones y 2.85 millones de dólares como fondos no reembolsables. Después el BEI financió EUR 37 millones para una segunda etapa de MIPYMES Verdes e incluso Alemania financió EUR 64 millones para proyectos arriba de 5 MW. Todo esto refleja que los programas no sólo han ido incrementándose sino que existe una mayor disponibilidad de recursos. Adicionalmente se está trabajando una propuesta para el Green Climate Fund, donde se espera mayor disponibilidad para temas de Cambio Climático, donde la energía juega un papel muy importante.</p>
4	<p>En general, ¿ el banco se ha visto mayormente involucrado en proyectos públicos o en proyectos privados?</p>
	<p>Creo que ha habido de los dos, pero tal vez ha sido un poco más privado. En el caso de los proyectos privados en forma directa que el banco ha intervenido en algunos casos en forma de cofinanciamiento, cuando son proyectos privados grandes. Al final, en el caso de los proyectos de energía grandes, si bien son privados, tienen un interés público. De forma intermediada ha habido bastantes grupos de inversionistas que se les ha permitido involucrarse en pequeños proyectos de energía.</p>
5	<p>Según su experiencia, ¿Cuáles son las principales dificultades que ha encontrado el banco en proyectos del sector de energía?</p>
	<p>En el caso de cuando se implementó la Iniciativa MIPYMES Verdes, la cual tiene el enfoque en energía renovable y en eficiencia energética, se buscó implementar el programa mediante financiamientos a través de instituciones financieras, y nos dimos cuenta que habían proyectos que ya habían financiado que eran de eficiencia energética pero se registraban como proyectos de consumo, por ejemplo la sustitución de unidades de transporte, cambio de flotillas. Para visualizar estos proyectos desde enfoque en eficiencia energética, las instituciones financieras debían tener otro tipo de información que les permitiera modificarlo. Por ello se brindó asistencia técnica para brindar asesoría a las instituciones financieras, para que se modificara y no se registrara como consumo, al registrarlo como consumo lo que pasa es que se piden algunas garantías colaterales, y al colocarlo como eficiencia pues el mismo ahorro hace que se pueda contar con mayor disponibilidad incluso para una cuota. El reto más importante fue que evaluaran los proyectos desde otra óptica.</p> <p>Otra dificultad es que cuando se quería que se hiciera una pequeña auditoría energética, no había información sobre consultores certificados, ante esa ausencia el banco junto con Alemania y la Unión Europea, creamos nuestra propia forma de evaluación y así continuar con el programa, pero si hubieran existido esas certificaciones hubiera sido muchísimo más</p>

	<p>fácil avanzar.</p> <p>Por el lado de la energía renovable de las dificultades que hubo puedo comentar que las instituciones financieras no contaban con especialistas de energía. Por eso parte de la Iniciativa MIPYMES Verdes fue contar con esa asistencia para que las instituciones pudieran tener esas personas con conocimiento.</p>
<p>6</p>	<p>En su opinión, ¿Cómo se logra un equilibrio entre apoyo a un proyecto de desarrollo y sostenibilidad del mismo?</p>
	<p>El banco se ha especializado en poder brindar a la región precisamente esos productos que tienen esa combinación. El banco a partir de su actividad bancaria debe tener un autogrecimiento en sus utilidades, por lo que deben ser sostenibles, para ello también nos apoyamos en fuentes externas.</p> <p>El enfoque ahora es lograr hacerlos autosostenibles en lugar de sostenibles. Yo creo que alcanza a partir de las utilidades que tengamos, ir creando un fondo de asistencia técnica para contar con mayor disponibilidad de recursos, para ayudar a los desarrolladores que deciden emprender un proyecto de energía. En el mismo financiamiento las condiciones financieras dan para acumular recursos y seguir apoyando a los inversionistas. Prácticamente nuestros programas e iniciativas deben tener esa mezcla. Sin embargo ha habido programas como Proyecto CAMBIO que al terminarse los recursos, se terminó el proyecto. Esto es precisamente lo que no se busca sino que más bien, los proyectos que estén sean sostenibles y se mantengan en el mismo.</p>

D. Mario Fernando Cerna: Ingeniero Civil especializado en energías renovables, con 12 años de experiencia en el sector de energía. Comenzó a trabajar en el sector en la empresa Grupo Terra, donde se desempeñó en el área de desarrollo de proyectos, posteriormente encargado del área de construcción de proyectos hidroeléctricos. Aproximadamente en el año 2010 comenzó a laborar en el BCIE donde actualmente se desempeña como Especialista en Energía.

1	En relación a la matriz energética, en su opinión, ¿El país debería seguir invirtiendo en energía renovable o considera necesario la permanencia en cierto porcentaje de energía térmica?
	El país debe seguir invirtiendo en energía renovable, y definitivamente va a continuar la inversión, ello por los beneficios que conlleva la energía renovable, como ser la estabilidad en costos. Con una inversión en renovable se elimina la dependencia de los combustibles fósiles, que como sabemos es sumamente volátil. Definitivamente la energía térmica debe permanecer como un acompañante minoritario, como por ejemplo el caso de Costa Rica; este país cuenta con alrededor del 90% renovable en su matriz, lo importante es que sea una inversión diversificada.
2	¿Considera que la energía hidroeléctrica tiene mayores beneficios que las demás energías renovables?
	Considero que todas tienen sus atributos. La energía solar es muy práctica de instalar, en un tiempo corto, en un año se podría tener lista la instalación y con una generación ya conocida; la hidroeléctrica en cambio, requiere de muchos estudios, es alejada de la ciudad por lo que también conlleva mayor riesgo, tiene un alto riesgo de construcción y podría elevarse considerablemente el presupuesto con cualquier inconveniente en el proceso de construcción; la eólica, no es tan fácil de construir como la solar, pero tiene una generación buena y no conlleva tantos riesgos como una hidroeléctrica. Por lo que considero que no hay una mejor que otra, solamente que todas tienen sus atributos que forman una complementariedad.
3	Técnicamente hablando, ¿Cuáles son los aspectos más importantes a considerar en un proyecto hidroeléctrico?
	Sin importar el tamaño del proyecto, los estudios son los mismos, siempre se debe tener el mismo cuidado. El estudio comienza con la hidrología, se instala el equipo de medición para obtener los datos del lugar, además se busca información hidrológica. Definitivamente se debe ir al sitio donde se quiere diseñar la obra para, en primer lugar, ver el patrón del río y, en segundo lugar, ver las condiciones geológicas de la cuenca, ver si el sitio presenta fallas geológicas que podrían darle inestabilidad al suelo; conocer las condiciones del subsuelo confirmará si el lugar es propicio para realizar la obra. Paralelo a ello, se gestionan los permisos ambientales y además la socialización con la comunidad es importante para no tener dificultades posteriores.

4	¿Considera necesaria la desregularización del sector eléctrico en el país?
	Pues la ENEE estaba teniendo pérdidas desde hace años, y ya desde tiempo atrás se estaba considerando la venta a una concesionaria, para reducir esas pérdidas. Es un proceso que se analizó por mucho tiempo y sí parecía necesario el cambio. Además que también los precios del petróleo impactaron por mucho tiempo a la ENEE donde la empresa asumía todos los cambios, lo que hizo también necesario modificar el modelo.
5	¿Cómo considera que impactaría la desregularización de Honduras en el negocio regional de compra - venta, transmisión y distribución de energía?
	<p>Con la desregularización del mercado se abre la puerta a los desarrolladores para que puedan exportar energía; anteriormente la ENEE era la encargada de vender energía al mercado regional ya que era quien controlaba el Centro Nacional de Despacho, ahora con la CREE se menciona que se concesiona distribución, se concesiona transmisión y la ENEE queda como ente de generación. La dificultad en el mercado regional es que es un mercado sumamente competitivo, con precios bajos y por lo tanto puede ser que no sea atractivo para el desarrollador.</p> <p>En el mercado ya lleva una gran ventaja Guatemala por ejemplo, quien tiene un gran dominio y con empresas que tienen muchos años de trabajar, por lo que pueden tener mayor flexibilidad en sus precios. Las cantidades a vender no serán tan grandes por la competencia que le mencioné y además que en el mercado regional no se hacen contratos mayores a un año. Otra opción para los desarrolladores es hacer contratos bilaterales con grandes consumidores, puerta que se abrió con la desregularización del mercado.</p>
6	¿Podría tener algún impacto en el análisis de proyectos la disponibilidad de instrumentos financieros que pudieran asegurar un volumen o un precio de colocación para nuevos proyectos de energía hidroeléctrica? ¿Qué impactos podrían ser?
	Sí ayudaría para que el proyecto fuera sostenible. Pero habría que ver quien puede garantizar volumen, tal vez un fondo multilateral. En cuanto Centroamérica siempre van a haber PPA, lo único que será por licitación, en Honduras el problema es que hay un exceso de oferta por lo que la concesionaria no llamará a licitación. Están surgiendo contratos donde se garantiza la compra – venta de sólo una parte de la energía; por ejemplo, se está aprobando un proyecto grande de Panamá donde sólo el 70% de su energía será vendido a un precio acordado, el restante será en el mercado de oportunidad.

E. Luis Cardona: Su experiencia en el área es de alrededor de 10 años, básicamente con la formulación de proyectos, negociación de importe de socios, valuación de proyectos, análisis financiero, coordinar la parte de factibilidad, técnica, social y además un poco la parte de mercados eléctricos.

1	¿Cómo surge el programa de Garantías Parciales de Crédito para energía renovable en el BCIE?
	Es una iniciativa tripartita, financiada por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (conocida en inglés como GEF), el Programa de las Naciones Unidas como administrador y el BCIE como ejecutor, así es como se crea la iniciativa. Posteriormente se sumó también la Embajada de Finlandia de Asuntos Exteriores aportando EUR 2 millones. El Proyecto ARECA fue implementado en el 2008.
2	En su opinión, ¿Cuáles son los beneficios para la banca de desarrollo de brindar una garantía parcial de crédito?
	Básicamente es que ayuda al desarrollo de los proyectos; ayuda al sector financiero como de inversiones, a poder apoyar a reducir ciertos riesgos inherentes en cualquier mercado que no ha sido desarrollado.
3	¿Ha encontrado barreras en el mercado para poder otorgar una garantía?
	Barreras en el mercado tal vez dar a conocer el producto que no se maneja mucho, es un producto innovador. En Centroamérica sí ya existían programas de garantías parciales de crédito, pero específicamente para energía renovable no. Otra barrera es el detonante de las inversiones en energía renovable que no estaban en la región. En resumen, las barreras son conocer el producto, confianza en el mismo y entenderlo también. En energía renovable no habían muchas inversiones a pequeña y mediana escala, sin embargo a la fecha se ha demostrado que es un producto que funciona y que agrega valor agregado a los proyectos.
4	¿En cuanto al análisis de riesgos, principalmente qué aspectos son tomados en cuenta en el otorgamiento de la garantía?
	Como es energía renovable se toma en cuenta la variabilidad del recurso. Por tecnología se analizan los distintos riesgos que tienen; en hidroeléctrico, el mayor riesgo está en el proceso de construcción; en la solar, hay bastante variabilidad; en biomasa, no hay muchos datos históricos para poder el funcionamiento. A largo plazo se toma en cuenta la variabilidad del recurso, en el desarrollo del proyecto se toma en cuenta la etapa de construcción, enfocándose más que todo en una hidroeléctrica.
5	Según su experiencia, ¿El otorgamiento de garantías es un programa sostenible en el tiempo?
	Sí, sí es un programa sostenible en el tiempo.

F. Ary Ávila: Jefe del Departamento de Análisis y Evaluación de Crédito de BCIE, ha estado involucrado en el análisis de varias operaciones de crédito que ha financiado el BCIE en los últimos años en los distintos países beneficiarios. Previamente se desempeñó como Analista donde participó revisando dictámenes que se elevaban a aprobación de las instancias respectivas.

1	¿Considera que en relación al análisis financiero de un proyecto, existen diferencias entre la banca comercial y banca de desarrollo, en términos de flexibilidad?
	Sí, hay diferencias porque el BCIE, además de enfocar el análisis crediticio desde el punto de vista de riesgo de pago, también dedica tiempo para analizar los impactos económicos y sociales, además de los ambientales, los cuales tienen un peso importante en la valoración de la recomendación que se da a la operación. En banca comercial se enfoca al riesgo de pago y se considera a la garantía con bastante relevancia al momento de tomar una decisión sobre el otorgamiento de un crédito.
2	¿Cuáles son los principales indicadores financieros tomados en cuenta en el análisis de un proyecto?
	Lo principal es la capacidad de pago que se mide con el DSCR y se consideran relevante el VAN y la TIR (VANE y TIRE para proyectos sociales) para recomendar una operación.
3	¿Qué impactos podría tener en el análisis de proyectos la disponibilidad de instrumentos financieros que pudieran asegurar un volumen o un precio de colocación para nuevos proyectos de energía hidroeléctrica?
	En función del tipo de proyecto, y el análisis caso por caso, el uso de diferentes instrumentos financieros se exige para la ejecución del proyecto a financiar. Desde garantías a primera demanda, cartas de crédito, derivados y otros pueden tener impacto en la operación, el contar con cobertura de estos riesgos, al transferirlos a un tercero, se mitigan los riesgos del proyecto que lo hacen más viable y consecuentemente podría valorarse el otorgamiento de menores tasas de interés (precio) para el financiamiento.
4	Según su experiencia, ¿Puede un derivado financiero incidir en el riesgo crediticio de un proyecto? ¿De qué manera?
	Los derivados son coberturas financieras que permiten la transferencia de riesgo a un tercero, por lo tanto reducen riesgos y el perfil del proyecto mejora. En los últimos años, por la situación de las tasas de interés internacionales a la baja, se han usado swaps para cobertura de tasas de interés con el objetivo de que los proyectos no sean afectados en sus flujos ante una drástica subida de las tasas de interés.

8.2) FORMULARIO GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO PROYECTO ARECA



SOLICITUD DE INSCRIPCIÓN DE GARANTÍA PARCIAL DE CRÉDITO

Fecha		País	SELECCIONAR
Institución Financiera Intermediaria (IFI)		Tipo de IFI*	SELECCIONAR
Código de la IFI*		N° de LGC*	

I. INFORMACION SOBRE EL PRESTATARIO FINAL (DEL PROYECTO)

Nombre o Razón Social del Prestatario Final			
Tipo de Cliente	SELECCIONAR		
Número de Identificación		Documento de Identificación	SELECCIONAR
Dirección del prestatario final			
Número de Teléfono			
Fecha de último balance		Auditados	SELECCIONAR
Total de Activos US\$		Total de Pasivos US\$	
Total de Patrimonio US\$			
Principales accionistas:			
	Nombre		
	Nombre		
	Nombre		

II. INFORMACION DEL PRESTAMO APROBADO POR LA INSTITUCIÓN FINANCIERA INTERMEDIARIA

Número de Identificación				
Fecha de contrato de crédito y/o punto de acta de aprobación (en caso de aplicar)				
Monto	Moneda	Dólares Estadounid.	Plazo	
	Monto de cuota		Periodicidad de cuota capital	Semestral
Tasa de interés	Tasa de interés por mora			
Periodo de Gracia	Periodicidad de cuota Interes		SELECCIONAR	
Destino				
Porcentaje de deuda	Porcentaje de capital		Porcentaje de garantía total del préstamo	

III. DATOS DE GARANTÍAS ADICIONALES (en caso de aplicar)

Garantía hipotecaria			
US \$	Plazo	N° de inscripción registral	
Descripción:			
Ubicación:			
Garantía prendaria			
US \$		N° de inscripción registral	
Detalle de la garantía			
Colaterales líquidos			
US \$		N° de inscripción registral	
Detalle de la garantía			
Datos de codeudor(es) solidario(s)			
Nombre		Número de identidad	
Nombre		Número de identidad	
Nombre		Número de identidad	
Datos de la Garantía ARECA solicitada			
Porcentaje solicitado de garantía		Monto garantía	
Porcentaje de Comisión de la garantía	1.50%	Monto comision	
N° de convenio de garantías parciales*		Fecha de firma convenio*	