

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

*Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Mecánico*

Proyecto Técnico:

**“MODELO DE DIFUSIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA NO CONVENCIONAL PARA EL SISTEMA DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ECUADOR”**

Autores:

Luis Daniel Córdova Narváz

Johnny Fernando Abad Castillo

Tutor:

Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas, MSc

Cuenca, Ecuador

2018

Cesión de Derechos de Autor

Nosotros Luis Daniel Córdova Narváez, con documento de identificación N° 0302597778 y Johnny Fernando Abad Castillo, con documento de identificación N° 0302397104, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: *“Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Mecánico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero 1 del 2018



Luis Daniel Córdova Narváez

CI: 0302597778



Johnny Fernando Abad Castillo

CI: 0302397104

Certificación

Yo Fran Zhovani Reinoso Avecillas, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “*Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador*”, realizado por Luis Daniel Córdova Narváez y Johnny Fernando Abad Castillo, obteniendo el *Proyecto Técnico*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero 1 del 2018



Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas, MSc

Declaratoria de Responsabilidad

Nosotros Luis Daniel Córdova Narváez, con documento de identificación N° 0302597778 y Johnny Fernando Abad Castillo, con documento de identificación N° 0302397104, autores del trabajo de titulación: “*Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador*”, certificamos que el total contenido de este *Proyecto Técnico* es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, febrero 1 del 2018



Luis Daniel Córdova Narváez

CI: 0302597778



Johnny Fernando Abad Castillo

CI: 0302397104

DEDICATORIA

Con toda humildad dedico este trabajo primeramente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme alcanzar este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres Luis y Fabiola, por sus sabios concejos, quienes me han forjado como la persona que soy con valores y principios.

A mis hermanas y familia en general, por el apoyo y comprensión que siempre me brindaron durante todo el transcurso de mi carrera universitaria.

A mis grandes ejemplos de vida y superación, mis abuelitos, quienes que me cuidan desde el cielo.

Luis Córdova

Dedico el presente trabajo de titulación a mis padres y sobrina, Armando, Margarita y Helen quienes con su paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, son ustedes los principales promotores de cada objetivo planteado en mi vida y el cimiento principal en la construcción de mis sueños.

A Dios por ser el principal inspirador y guía a lo largo de mi existencia, por ser el apoyo y fortaleza para continuar el proceso de obtener uno de los más anhelados sueños. Dios está conmigo siempre.

Finalmente quiero dedicar el presente trabajo de titulación a mi novia Carolina, por apoyarme desde el inicio de este proceso hasta su culminación, por brindarme su mano en duros momentos y su amor día a día.

Fernando Abad

Agradecimientos

Doy infinitamente gracias a Dios, por protegerme y guiarme durante todo mi camino, por haberme dado salud y fuerza para superar los obstáculos y dificultades.

A mis padres, por su paciencia y comprensión, por haberme acompañado durante este arduo camino, pero sobre todo porque me han ayudado a seguir adelante en los momentos más difíciles.

De manera especial a mi tío Raúl por incondicional apoyo, por sus consejos, por creer en mí, y por la motivación constante que me ha permitido llegar a este momento.

A mis distinguidos profesores de la carrera de Ingeniería Mecánica presentes durante toda mi formación académica, en particular, a mi tutor Fran Reinoso por su generosa perseverancia y apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de carrera y amigos, que han sido parte fundamental en el cumplimiento de esta meta.

Luis Córdova

Quiero agradecer a Dios a mis padres y mi hermana Mishell por el apoyo brindado, gracias por creer en mí y en mis expectativas, gracias a mi madre por estar dispuesta acompañarme en cada momento en cada madrugada, gracias a mi padre por anhelar y desear lo mejor para mi vida. Agradezco a mi familia y amigos por estar siempre presentes en cada adversidad durante este trayecto.

A esta gran Universidad por haberme abierto las puertas y hacer de mi un profesional con valores, de manera especial a mi tutor Ing. Fran Reinoso por confiar en mí por abrirme las puertas y orientarme en todo este proceso investigativo, de igual manera mi agradecimiento a todos los docentes de ingeniería Mecánica quienes con la enseñanza de sus valiosos conocimientos lograron que pueda crecer y formarme como profesional día a día.

Fernando Abad

Resumen

El propósito del presente proyecto técnico fue desarrollar un modelo de simulación para evaluar la difusión de tecnología hidráulica no convencional a lo largo del tiempo en el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador, considerando incentivos a la inversión. Utilizando un modelo de difusión de Bass con enfoque de dinámica de sistemas, se estudia el comportamiento de la nueva capacidad instalada en función de la rentabilidad de la tecnología hidráulica; para lo cual fue necesario: (I) caracterizar el mercado eléctrico ecuatoriano, (II) definir el esquema de incentivos aplicables, (III) construir el modelo de DS, (IV) validar y calibrar el modelo mediante pruebas directas a su estructura y comportamiento, (V) plantear diferentes escenarios con esquemas de incentivos financieros y ambientales. Los resultados de la simulación muestran que la aplicación de un esquema de incentivos combinado de tarifas de alimentación (FiT) y certificados de reducción de emisiones (CRE) presentaron valores más altos de rentabilidad en comparación con el escenario actual; lo cual implica mayores tasas de adopción de la tecnología de PCH.

Palabras clave: modelo de difusión, incentivo, ERNC, tecnologías renovables, rentabilidad, mercado eléctrico, Ecuador.

ABSTRACT

The purpose of this technical project was to develop a simulation model to evaluate the diffusion of unconventional hydraulic technology over time in the electric power production system of Ecuador, considering investment incentives. Using a Bass diffusion model with a DS approach, the behavior of the new installed capacity based on the profitability of hydraulic technology is studied; for which it was necessary: (I) to characterize the Ecuadorian electricity market; (II) define the applicable incentive scheme; (III) build the DS model; (IV) validate and calibrate the model through direct tests of its structure and behavior; (V) raise different scenarios with financial and environmental incentive schemes. The results of the simulation show that the application of a combined incentives scheme of food tariffs (FiT) and emissions reduction certificates (CRE) presented higher values of profitability compared to the current scenario; which implies higher adoption rates of PCH technology.

Key words: diffusion model, incentive, ERNC, renewable technologies, profitability, electricity market, Ecuador.

Índice general

Listado de figuras	12
Lista de tablas	14
Listado de acrónimos.....	15
Glosario	16
1 Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador	18
1.1 Introducción	18
1.2 Problema	20
1.2.1 Antecedentes	20
1.2.2 Definición del problema	24
1.2.3 Justificación	25
1.2 Delimitación.....	27
1.4.1 Objetivo general.....	27
1.4.2 Objetivos específicos.....	27
2 Marco Teórico	28
2.1 Dinámica de sistemas.....	28
2.2 Metodología Sistémica.	29
2.3 Diagrama Causal	30
2.4 Bucles de realimentación	31
2.4.1 Bucles de realimentación positiva	31
2.4.2 Bucles de realimentación negativa.....	32
2.5 Retardos	33
2.6 Diagramas de Forrester.....	33
2.7 Representación matemática.....	35
2.8 Modelos de difusión	36
2.9 Modelo de Bass.	36
2.9.1 Formulación Matemática	37
2.9.2 Estimación de parámetros del Modelo de Bass	39
2.9.3 Estimación de parámetros del Modelo de Bass	41
2.10 Modelos de DS para difusión de energías renovables.....	41

2.10.1	Modelos de curvas de aprendizaje para energías renovables	43
2.11	Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC	45
2.11.1	Sistemas de tarifas alimentación.....	45
2.11.2	Sistemas de cuota.....	52
2.11.3	Sistemas de subastas	53
2.11.4	Certificados verdes o certificados de reducción de emisiones (CRE)	54
2.11.5	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	55
3	Marco Metodológico.....	57
3.1	Caracterización del mercado Eléctrico Ecuatoriano	59
3.1.1	Entes regulatorios	59
3.1.2	Evolución de Regulación	59
3.2	Esquemas de incentivos al desarrollo de las TER en la matriz energética del Ecuador.	64
4	Modelo de difusión de PCH	66
4.1	Propósito del modelo	66
4.2	Hipótesis dinámica	66
4.3	Análisis por ciclos de realimentación	67
4.4	Diagrama de flujos y niveles	69
4.5	Formulación del modelo	75
4.5.1	Integración de la curva de aprendizaje	77
4.5.2	Incentivo FiT.....	78
4.5.3	Incentivo Ambiental	79
4.5.4	Incentivo reducción de impuestos.	80
4.6	Supuestos y especificaciones.....	80
5	Validación	82
5.1	Pruebas directas a la estructura.....	82
5.1.2	Pruebas de consistencia dimensional.....	82
5.2	Verificación de parámetros	82
5.2.1	Determinación de los parámetros de innovación (p) e imitación (q).....	82
5.2.2	Parámetros a optimizar	85
5.4	Pruebas directas al comportamiento	86
5.4.1	Pruebas de condiciones extremas	86

5.4.2 Prueba de sensibilidad del modelo	89
6 Análisis del caso base.....	93
6.1 Resultados del Caso Base [CB].....	94
6.1.1 Difusión en el CB.....	94
6.1.1 Capacidad Instalada Acumulada en el CB.	94
6.1.2 Rentabilidad en el CB.	95
6.1.3 Costo Unificado de la Energía en el CB.	96
7 Simulación de esquemas de incentivos.	97
7.1 Criterios de evaluación	98
7.2 Simulación de Incentivos a las ERNC.....	99
7.3 Evaluación comparativa resultados.	110
8 Conclusiones y recomendaciones	116
8.1 Reporte de cumplimiento de objetivos específicos.....	116
8.1.1 Objetivo específico 1 y 2	116
8.1.2 Objetivo específico 3	117
8.2 Conclusiones	118
8.3 Recomendaciones y trabajos futuros.....	120
9 Referencias	122
ANEXOS	132
A Formulación del modelo de difusión de PCH en Vensim.	132
A-1 Diagrama de flujos y niveles	132
A-2 Ecuaciones del modelo de simulación.	133
B Costos de Operación y Mantenimiento.	138
C Capacidad Instalada anual de PCH.	146
D Estimaciones a partir del uso de datos históricos	153
E Costos de certificados de carbono en el tiempo.	155

Listado de figuras

Figura 1. Distribución de la Matriz Energética Mundial	21
Figura 2. Energías Primarias en América Latina y el Caribe.....	22
Figura 3. Participación ERNC en la Matriz Eléctrica del Ecuador.	24
Figura 4. Relación entre las variables A y B.....	30
Figura 5. Gráfico genérico de la estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.	32
Figura 6. Gráfico genérico de la estructura de realimentación negativa y comportamiento correspondiente.	32
Figura 7. Bucle de realimentación negativa con un retraso y comportamiento correspondiente.	33
Figura 8. Diagrama de Forrester elemental.....	34
Figura 9. Modelo de precio fijo para el Diseño de política FiT.	47
Figura 10. Modelo de precio fijo con ajuste de inflación total o parcial.	48
Figura 11. Modelo con cargas arancelarias.....	49
Figura 12. Modelo de mercado Spot.	50
Figura 13. Modelo de precio Premium.	51
Figura 14. Modelo de política FiT Premium variable.	51
Figura 15. Modelo del porcentaje de venta al menor precio.	52
Figura 16. Etapas de modelado usando dinámica de sistemas.	58
Figura 17. Diagrama causal.	67
Figura 18. Diagrama causal. Ciclo B1 Y B2.....	68
Figura 19. Diagrama causal. Ciclo R1 Y R2.....	68
Figura 20. Diagrama causal. Ciclo B3 Y R3.....	69
Figura 21. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de difusión de la tecnología hidráulica no convencional.	70
Figura 22. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de aprendizaje de la tecnología.	71
Figura 23. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de Incentivos.....	72
Figura 24. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de módulo de reducción de Impuestos (TR).....	73
Figura 25. Diagrama de flujos y niveles. Módulo del Incentivo Feed in Tariff (FiT).....	73
Figura 26. Diagrama de flujos y niveles. Módulo del Incentivo reducción de emisiones de carbono (TGC).	74
Figura 27. Diagrama de flujos y niveles. Sección del precio (LCOE).	75
Figura 28. Valores optimizados vs valores calculados.	86
Figura 29. Tasa de difusión en condiciones de potencial disponible igual a cero.	87
Figura 30. Capacidad instalada acumulada en condiciones de potencial disponible igual a cero.	88
Figura 31: Rentabilidad en condiciones de precio de venta de la energía hidráulica igual a cero.	88
Figura 32: Ingresos por venta de energía hidráulica en condiciones de precio de energía igual a cero. ...	89
Figura 33. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Costo de Inversión.	90
Figura 34 . Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Tasa de Aprendizaje.	91
Figura 35. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Costo de Operación y Mantenimiento.	92
Figura 36. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Tiempo de Vida de la Planta.	93

Figura 37. Tasa de inversión en nueva capacidad - CB.....	94
Figura 38. Capacidad instalada acumulada- CB.	95
Figura 39. Rentabilidad de los proyectos- CB.	96
Figura 40. Costo unificado de la energía- CB.....	97
Figura 41. Resultados tasa de inversión en nueva Capacidad [E1]	100
Figura 42. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E1]	100
Figura 43. Resultados Rentabilidad del proyecto [E1]	101
Figura 44. Resultados Costo Nivelado de la Energía. [E1].....	101
Figura 45. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E2].....	103
Figura 46. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E2]	103
Figura 47. Resultados Rentabilidad del proyecto [E2]	104
Figura 48. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E2]	104
Figura 49. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E3]	105
Figura 50. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E3]	106
Figura 51. Resultados Rentabilidad del proyecto [E3]	106
Figura 52. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E3]	107
Figura 53. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E4].....	108
Figura 54. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E4]	108
Figura 55. Resultados Rentabilidad del proyecto [E4]	109
Figura 56. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E4]	109
Figura 57. Comparación de la Tasa de Inversión en Nueva Capacidad.	110
Figura 58. Comparación de la Capacidad Instalada Acumulada.	111
Figura 59. Comparación de la Rentabilidad del Proyecto.....	113
Figura 60. Análisis de resultados en el Costo nivelado de la Energía (LCOE).....	114
Figura A- 61: Estructura básica de flujos y niveles – Modelo de difusión.	132
Figura A -62: Estructura de flujos y niveles de incentivos – Modelo de difusión	133
Tabla D 26: Datos depurados de PCH en Ecuador.....	153
Figura E -64: Costos de certificados de carbono en el tiempo.	155

Lista de tablas

Tabla 1. Notación básica de los Diagramas de Forrester.	34
Tabla 2. Aplicaciones de los modelos de difusión en Energías Renovables.	42
Tabla 3. Tasas de aprendizaje reportadas por IEA para diferentes tecnologías.	44
Tabla 5. Precio de comercialización de la energía producida por una central hidroeléctrica en el territorio continental ecuatoriano.	60
Tabla 6. Proyectos Hidroeléctricos Suscritos.	62
Tabla 4. Factor de reducción de Emisiones.	80
Tabla 7. Valores de los parámetros de entrada.	84
Tabla 8. Errores de los parámetros calculados.	84
Tabla 9. Errores con los parámetros calculados vs parámetros optimizados.	86
Tabla 10: Criterios de evaluación para escenarios de difusión.	98
Tabla 11. Resultados comparativos de indicadores de curva de difusión.	111
Tabla 12. Resultados comparativos de indicadores de Rentabilidad.	113
Tabla 13. Resultados comparativos de indicadores del Costo nivelado de la Energía.	114
Tabla A 14: Ecuaciones de parámetros y variables del modelo de simulación en Vensim.	133
Tabla B 15: Costos operación y mantenimiento en el año 2009.	138
Tabla B 16: Costos operación y mantenimiento en el año 2010.	138
Tabla B 17: Costos operación y mantenimiento en el año 2011.	139
Tabla B 18: Costos operación y mantenimiento en el año 2012.	140
Tabla B 19: Costos operación y mantenimiento en el año 2013.	140
Tabla B 20: Costos operación y mantenimiento en el año 2014.	141
Tabla B 21: Costos operación y mantenimiento en el año 2015.	142
Tabla B 22: Costos operación y mantenimiento en el año 2016.	143
Tabla B 23: Costos operación y mantenimiento en el año 2017.	143
Tabla B 24: Costos operación y mantenimiento en el año 2018.	145
Tabla C 25: Inventario de PCH en Ecuador.	146
Tabla D 26: Datos depurados de PCH en Ecuador.	153
Tabla E 27: Inventario de PCH en Ecuador.	155

Listado de acrónimos

Abreviatura	Término
BM	Banco Mundial
Al y C	América Latina y el Caribe
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad
BP Global	Statistical Review of World Energy
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
CENACE	Centro Nacional de Control de la Electricidad
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública
DS	Dinámica de Sistemas
ER	Energías Renovables
ERNC	Energía Renovable no Convencional
FIT	Feed-in tariff
IEA	Agencia Internacional de Energía
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
LCOE	Levelized Cost of Energy
MICSE	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables
MW	Megavatios
OLADE	Organización Latinoamericana de la Energía
OPEX	Costos Operacionales
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
CPPC	Costo Promedio Ponderado de Capital
OLS	Mínimos Cuadrados Ordinarios
LR	Tasa de Aprendizaje
LBD	Learnig by Doing
CRE	Certificados de Reducción de Emisiones
CB	Caso Base

Glosario

Término	Significado
Realimentación	Proceso en virtud del cual se recibe continuamente información con relación a los resultados de las acciones previamente tomadas, de modo que a partir de esa información, y de los objetivos propuestos, se adoptan las decisiones con relación a las futuras acciones a tomar.
Flujo	Variable que representa el cambio que sufre una determinada magnitud por unidad de tiempo.
Nivel	Variable que corresponde a un proceso de acumulación en la dinámica de un sistema.
Sistema	Entidad formada por un conjunto de elementos en interacción.
Dinámica de Sistemas	Disciplina para el estudio de las relaciones entre la estructura y el comportamiento de un sistema con ayuda de modelos informáticos de simulación
Recurso	Conjunto de elementos disponibles para resolver una necesidad.
Energía Renovable	Energía que utiliza los recursos inagotables de la naturaleza, como la biomasa, las radiaciones solares o el viento.
Potencial	El potencial también es el poderío o la fortaleza que existen en un ámbito o sector, para este caso el sector eléctrico.
Innovación	Cambio que se introduce en algo y que supone una novedad.
Imitación	Objeto o cosa que imita a otra.

Curva Aprendizaje	Una curva de aprendizaje, es una línea que muestra la relación existente entre el tiempo (o costo) de producción por unidad y el número de unidades de producción consecutivas.
Diagrama de Forrester	Diagrama que muestra las relaciones entre las variables de un sistema, una vez que han sido clasificadas en variables de nivel, de flujo y auxiliares.
Modelo	Objeto artificial construido para representar de forma simplificada a un sistema real o a un fenómeno de la realidad.
Sensibilidad	Análisis que pretende medir la influencia en las conclusiones que se extraen de un modelo de las variaciones en los valores que se asignan a los parámetros.
Simulación	Proceso mediante el cual se implanta en un computador un modelo matemático de un cierto aspecto de la realidad.
Variable	Atributo de un sistema al que se puede asociar una medida mediante un número real y cuyo valor puede cambiar a lo largo del tiempo.
Parámetro	Elemento o dato importante desde el que se examina un tema, cuestión o asunto.

1 Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador

1.1 Introducción

El presente Proyecto Técnico está enfocado en el estudio y evaluación de la difusión de tecnología hidráulica no convencional en el mercado eléctrico del Ecuador mediante la implementación de esquemas de incentivos financieros con el fin de fomentar el desarrollo sostenible y la diversificación de la matriz energética. Para el efecto de esta investigación el término de “difusión” se entiende como el proceso por el cual el uso de una tecnología se expande a lo largo del tiempo, convirtiéndose en un fenómeno político y económico-social (Rogers & Scott, 1997).

Las energías renovables (ER) enfrentan diversas barreras para su difusión, dentro de las cuales se encuentran aspectos técnicos, institucionales, socioculturales, medioambientales y económicos (Yaqoot, Diwan, & Kandpal, 2016), siendo ésta última la principal barrera que afecta la promoción de las tecnologías de energía renovable (TER), debido al alto costo de capital inicial en la instalación de la tecnología y la dificultad para obtener apoyo financiero (Jarach, 1989) (Quadir, Mathur, & Kandpal, 1995) (Painuly, 2001) (Adams, Hammond, McManus, & Mezzullo, 2011). Por tanto, para afrontar estos obstáculos el Ecuador en los últimos años se ha enfocado en la implementación de diversas políticas orientadas a la promoción de las TER. A pesar de ello, no se ha logrado una diversificación del sistema energético, concentrando toda su generación en las fuentes primarias (hidroeléctrica y térmica), teniendo en cuenta que aún se dispone de un gran potencial no aprovechado en tecnología hidroeléctrica no convencional estimado en 1415 MW. En

consecuencia, la matriz eléctrica del país todavía se encuentra en un estado de vulnerabilidad ante eventos de carácter, político, económico y sobre todo ambientales (Espín, 2011).

En el presente proyecto de investigación la problemática es abordada desde un enfoque metodológico de DS con el fin de identificar variables, factores y relaciones vinculados con la “difusión” de las tecnologías renovables no convencionales para desarrollar un modelo de simulación que permita evaluar la decisión de invertir en ER en función de la rentabilidad de la tecnología, con la aplicación de incentivos financieros y ambientales para PCH en el mercado eléctrico ecuatoriano.

El documento de este proyecto técnico se estructura de la siguiente manera: En la sección (I) se explica los antecedentes que definen el problema de investigación, así como su importancia y alcances, de donde surgen los objetivos que guían la presente investigación, en la segunda sección (II) se estudia el marco teórico con todo lo referente a DS, modelos de Difusión para energías renovables (ER) y esquemas de Incentivos. La sección tres (III) explica la metodología bajo cual se desarrolla el modelo de simulación, posteriormente en la sección cuatro (IV) se construye un modelo de DS para evaluar la difusión de PCH, empleando para el efecto la herramienta informática Vensim DSS 7.6. En la sección cinco (V) se realiza las pruebas de validación al modelo y se muestran los resultados. La sección seis (VI) da a conocer el caso base y se muestran los resultados correspondientes. En la sección siete (VII) se plantean escenarios con esquemas de incentivos y se evalúan los efectos de la difusión hidroeléctrica no convencional. Finalmente, las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros se discuten en la sección nueve (VIII).

1.2 Problema

1.2.1 Antecedentes

La energía en términos económicos se define como un recurso natural estratégico que juega un papel vital en la sociedad moderna siendo ésta uno de los principales motores para el desarrollo, por lo que su planificación y gestión es importante para la economía de los países (Stern & Cleveland, 2004). En la actualidad una de las fuentes más importantes de energía son las provenientes de fuentes renovables que se han establecido en todo el mundo con un rápido crecimiento impulsado por diversos factores como: iniciativas de política aplicada, un mejor acceso al financiamiento en proyectos de ER, seguridad energética y estrategias para la reducción de emisiones de CO₂ (REN 21, 2017, p. 6).

Según informes publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) confirman que, las necesidades energéticas a escala mundial continúan aumentando. Las cuestiones de seguridad energética, la reducción de las emisiones y la huella de carbono, como se ha mencionado anteriormente, son una prioridad. Por tanto, las energías renovables contribuyen a hacer viable la transición hacia senderos de desarrollo bajos en carbono y sociedades que sean resistentes al cambio climático, creando nuevas oportunidades económicas y mejorando el acceso a la energía (BID , 2016). De acuerdo con estudios de BP(2017) la matriz energética mundial hasta el 2016 se estructuró de la siguiente manera; con el petróleo y el gas como combustibles dominantes en cuanto a su participación en el consumo de energía primaria participan con un 33.3 % y un 24.1 % respectivamente, seguidos del carbón 28.1 %, la generación de energía hidráulica 6.9 %, nuclear 4.5 %, y las energías renovables 3.2 %, como se muestra en la Figura 1.

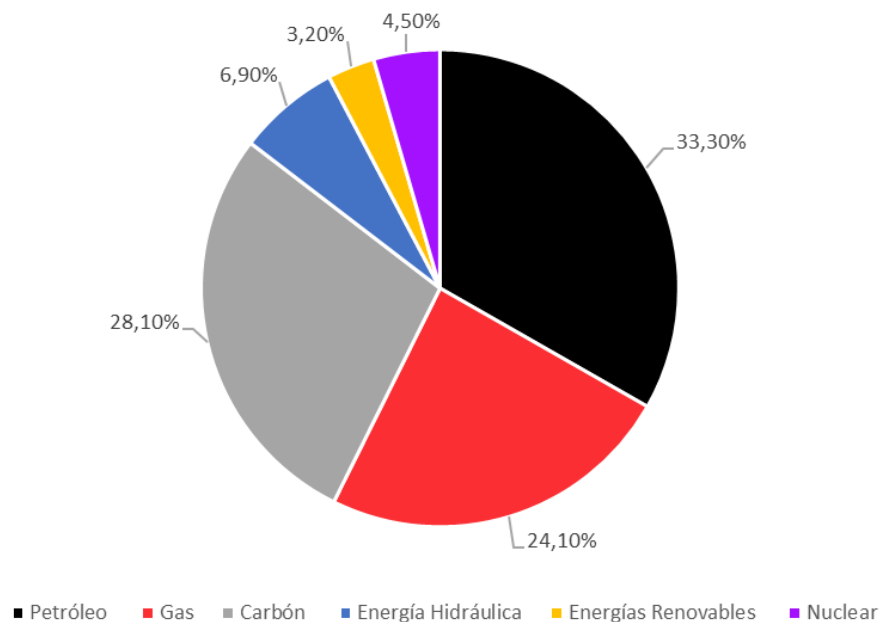


Figura 1. Distribución de la Matriz Energética Mundial
 Fuente: Informe *BP Statistical Review of World Energy 2017*

América Latina y el Caribe (AL y C) han aumentado el uso de fuentes renovables en la producción de electricidad. La mayoría de la energía producida en la región que incluye usos como el transporte y la industria, todavía proviene de combustible fósiles como el gas, petróleo y el carbón. En muchas regiones de AL y C estos combustibles fósiles representan el 75% o más de los recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, y, al mismo tiempo las energías renovables no convencionales representan el 2.9% de participación en la matriz energética de AL y C (Paredes, 2017), como se observa en la Figura 2. Esto deja en claro que, aunque se han realizado avances, AL y C aún depende significativamente de los combustibles fósiles para su producción de energía.

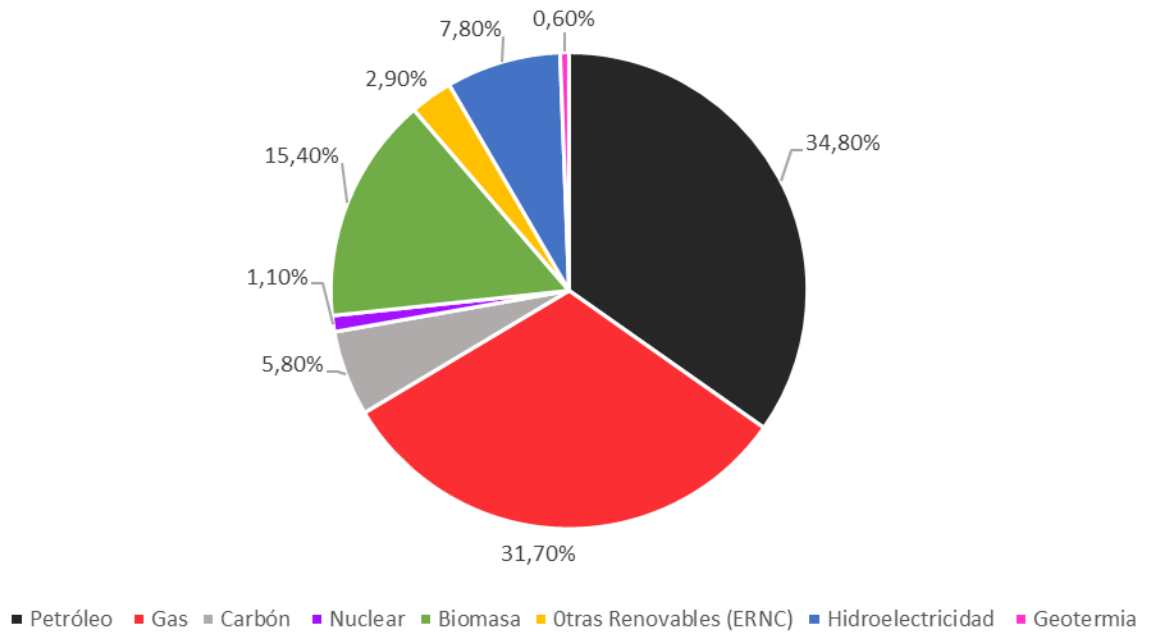


Figura 2. Energías Primarias en América Latina y el Caribe

Fuente: Informe del BID. La red del futuro.

Dentro de este contexto encontramos a las PCH que según la ONUDI(2016 (p.7).) representan aproximadamente el 1.9% de la capacidad energética total a nivel mundial, el 7% de la capacidad total de energía renovable y el 6.5% de la capacidad hidroeléctrica total. Dado que se trata de una de las fuentes de energía renovable más importantes del mundo, las PCH ocupan el cuarto lugar en términos de desarrollo. A la fecha, América del Sur ocupa el segundo lugar en términos de potencial desarrollado de tecnología hidráulica no convencional, Brasil, Chile y Colombia representan en conjunto el 96% del potencial instalado en toda la región. Sin embargo, debido al bajo nivel de plantas instaladas se tiene aún un potencial no desarrollado de 63 463 MW en plantas de hasta 50 MW, de los cuales hasta ahora solo el 10% se ha aprovechado.

Los países que han impulsado la adopción de políticas relativas al desarrollo de PCH en América latina son Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Ecuador, implementado políticas

que fomentan y ofrecen incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Algunos de estos incentivos incluyen: la extensión o reducción de impuestos a la importación de equipamiento. La construcción de plantas o contratos que fijan el precio de compra de energía a mediano y largo plazo lo que permite a los inversores cubrir los costos de generación de energía y asegurar una aceptable tasa de retorno de la inversión (ONUDI, 2016, p. 20).

En Ecuador hasta septiembre de 2018 se ha instalado aproximadamente 8300 MW de potencial en generación de energía eléctrica. De las cuales, el 40.58% pertenecen a generación no renovable mientras que el 59.42% a tecnologías de generación renovable, entre estas: el 57.02% corresponde a generación hidráulica, 0.25% de generación eólica, 0.33% fotovoltaica, 1.73% biomasa y 0.09% biogás, dando como resultado un 2.4% de participación de ERNC en la oferta de energía (ARCONEL, 2018b) como se aprecia en la Figura 3.

Si bien, la mayor parte de generación de electricidad pertenece a fuentes renovables, el Ecuador presenta una alta dependencia de energía hidráulica a gran escala lo que da como resultado un bajo desarrollo de la tecnología hidráulica no convencional. Hasta la fecha se han instalado solamente 222 MW disponiendo aún de 1415 MW de potencial instalable en proyectos de pequeña y mediana escala (ARCONEL, 2015, f. 2–3).

Teniendo en cuenta estos factores y dada la creciente demanda energética, el cambio climático global, y la vulnerabilidad del sistema ante eventualidades, sociales, políticas, económicas y ambientales, es necesario diversificar la matriz energética del Ecuador hacia fuentes de generación renovables no convencionales. Mediante la aplicación de políticas que incentiven y aseguren un desarrollo limpio, sostenible y ecológico de los recursos energéticos.

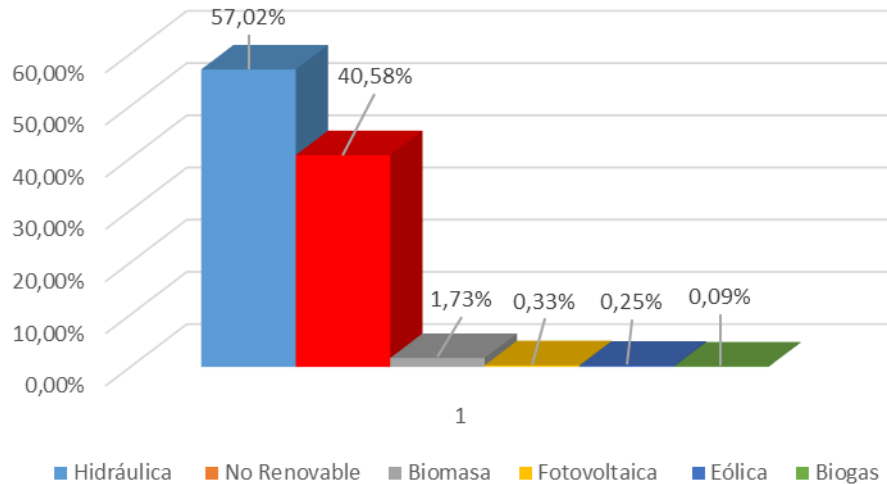


Figura 3. Participación ERNC en la Matriz Eléctrica del Ecuador.

Fuente: Informe Balance Energético. ARCONEL 2018

En cuanto a las emisiones, el boletín de gases de efecto invernadero de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) mostró que las concentraciones mundiales de CO₂ han ido en aumento, alcanzando 400.1 partes por millón (ppm) en 2015, 403.3 ppm en 2016 y 405.5 ppm en 2017. América Latina y el Caribe contribuyeron aproximadamente el 8 % de estas emisiones (WRI, 2016, pp. 5–20). Por su parte, el Ecuador hasta el 2016 ha aportado con 40.066 Kilo-toneladas de CO₂ ocupando puesto 122 del ranking mundial de países por emisiones de CO₂, lo que hace evidente la urgencia de las acciones para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero (Datosmacro, 2016).

1.2.2 Definición del problema

La baja tasa de difusión de tecnologías de generación de energía hidroeléctrica no convencional en el Ecuador, considerando que se dispone de un potencial aprovechable de 1415 MW.

1.2.3 Justificación

Según informes de Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUUDI), las pequeñas centrales hidroeléctricas han contribuido en gran medida al desarrollo de estrategias para reducir la dependencia por fuentes tradicionales de generación de energía y expandir los sectores energéticos reemplazándolas por fuentes renovables. Así como también el desarrollo económico-rural, la reducción de los niveles de pobreza y de las emisiones, tratándose de una tecnología aún en desarrollo, económicamente viable y con un impacto ambiental mínimo. En consecuencia, los países industrializados de Asia y Europa han implementado la mayor capacidad instalada en PCH, mediante la aplicación de políticas de incentivos y planes para el desarrollo de energías renovables (ONUUDI , 2016).

Los países no industrializados o en vías de desarrollo soportan la carga principal de los efectos del cambio climático (Banco Mundial, 2010a). Considerando que, cada día utilizamos enormes volúmenes de combustibles fósiles para la producción de energía, es inevitable acercarnos a un mayor calentamiento de la tierra. Este rápido cambio está amenazando a los sistemas sociales y ambientales que no pueden adaptarse al mismo ritmo. Las consecuencias y los costes de un calentamiento global serán mucho peores de lo esperado, según el informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) predice que, en tan solo diez años podría alcanzarse una elevación de 2 grados Celsius en la temperatura del planeta teniendo consecuencias devastadoras en todos los ecosistemas, así como comunidades y economías humanas debido a efectos meteorológicos extremos. Esto obliga a tomar vías para limitar el calentamiento global, dentro de las cuales está: el abandono de la infraestructura de los combustibles fósiles, la mejora de gestión forestal y la implementación de nuevas formas de generación de energía.

La Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), a través del Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV 2017-2021); establece en su objetivo estratégico 5.7 la necesidad de: “Optimizar la matriz energética diversificada de manera eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social”. Teniendo como meta al 2021: incrementar al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables, y una cuota de participación del 10% de ERNC. Sin embargo, pese a los esfuerzos para impulsar las nuevas formas de producción energética del país, el Ecuador no ha podido despegar hacia un proceso sostenido de diversificación de las fuentes de energía, lo que ha impedido configurar un sistema energético más robusto y menos vulnerable a las eventualidades técnicas, económicas y sobre todo naturales (Espín, 2011).

Bajo este panorama de desarrollo y con el fin de abordar los desafíos ambientales, la seguridad energética, promover el desarrollo industrial económico-inclusivo y sostenible. Las pequeñas centrales hidroeléctricas constituyen una excelente solución de energía renovable, por tanto, deberían ser considerados como parte importante de la planificación estratégica nacional destinado al desarrollo sostenible de energías ecológicas (ONUDI , 2016, p. 7). Debido a esto se notó la necesidad de contribuir con un modelo de Dinámica de Sistemas que ayude a la toma de decisiones para la implementación de este tipo de tecnología mediante esquemas de incentivos que beneficie al desarrollo de energías sostenibles y ecológicas.

1.2 Delimitación

El presente proyecto se limita al estudio técnico de la “difusión” de tecnologías renovables no convencionales, en este caso, de proyectos PCH disponibles en el Ecuador, para el desarrollo ecológicamente limpio y sostenible de la matriz energética, mediante la aplicación de incentivos para promover y atraer la inversión en tecnologías de energía renovable (TER).

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Plantear un modelo de Dinámica de Sistemas para el estudio de la difusión de tecnología de energía hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador.

1.4.2 Objetivos específicos

- Definir el procedimiento apropiado para la aplicación de incentivos financieros como tarifas FIT, certificados verdes y subsidios técnicos en la difusión de tecnologías de energía hidroeléctrica no convencional en el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador.
- Construir un modelo de dinámica de sistemas para el estudio de la difusión de tecnología hidroeléctrica no convencional en la matriz energética del Ecuador.
- Plantear y evaluar diferentes escenarios de difusión de energía hidroeléctrica no convencional en la matriz eléctrica del Ecuador, que sirvan de base para la toma de decisiones.

2 Marco Teórico

2.1 Dinámica de sistemas

Para entender lo que es la “Dinámica de Sistemas” en primer lugar es indispensable entender los términos que aparecen en esta expresión. Empezaremos por “sistema”. El autor John Van Gich , (1987) define sistema como un ensamble o un conjunto de elementos relacionados que interactúan entre sí; plantea así mismo que dichos elementos pueden ser conceptos, objetos o sujetos (Gigch , 1987, p. 84). Por ejemplo: en un sistema eléctrico los objetos pueden ser relés, contactores, interruptores, etc. El término consecuente de esta locución es “dinámica”, que, según la Real Academia de la Lengua se refiere a la manera o forma peculiar en la que se desarrolla o se desenvuelve un hecho, un suceso o acontecimiento. Teniendo en cuenta la definición de estos términos podemos decir que la DS es una metodología ideada para resolver problemas concretos, mediante el estudio y modelado del comportamiento de cualquier sistema a través del tiempo (Martínez, 1989).

Según los trabajos realizados por los autores (Forrester J, 1962a; Roberts, 1978), la DS inicialmente se denominó como “Dinámica Industrial”. Esta metodología estudiaba los problemas presentes en determinadas empresas en las que los retrasos en la transmisión de información, unidos a la existencia de estructuras de realimentación, daba lugar a modos de comportamiento no deseables. Posteriormente, a mediados de los 60 el mismo autor propone la aplicación de la dinámica industrial a sistemas urbanos surgiendo así la denominada “Dinámica Urbana” cuyas variables más representativas son los habitantes, viviendas, empresas, etc. Además, estudiaba las interacciones que se producen entre las principales magnitudes socioeconómicas de un área urbana correspondiente (Alfeld & Graham, 1976).

Los campos de aplicación de la DS no solo se centran en el campo industrial y urbano, sino también tiene una amplia incidencia en varios ámbitos como por ejemplo: en sistemas sociológicos, ecológicos y medioambientales, en donde se han estudiado tanto problemas de dinámica de poblaciones (Gutiérrez & Fey, 2003); difusión de la contaminación (Meadows & Meadows, 1973) el adecuado manejo de los recursos energéticos (Choucri, Ross, & Pollins, 1981; Naill, 1977). Se ha empleado también para problemas de defensa militar, simulando problemas logísticos de evolución de tropas y otros problemas análogos. Más allá de las aplicaciones concretas que se acaba de mencionar, la difusión de estas técnicas ha sido muy amplia, y en nuestros días se puede decir que constituye una de las herramientas sistémicas más sólidamente desarrolladas y con mayor grado de aceptación e implantación alcanzado.

2.2 Metodología Sistémica.

Para entender la Dinámica de Sistemas es importante estudiar lo que se conoce como “Metodología Sistémica” o “Conjunto de Métodos”, mediante los cuales se puede abordar problemas en los que la presencia de sistemas es dominante. En realidad, la Metodología Sistémica suministra un lenguaje que aporta nuevas formas de ver los problemas complejos. Además, busca aportar instrumentos que ayudan a estudiar aquellas complicaciones o problemas que resultan de las interacciones que se producen en el seno de un sistema (Aracil J, 1995, pp. 10–11). Las herramientas que aporta la metodología sistémica van desde los diagramas de influencias hasta los modelos informáticos, lo que hace posible ver los sistemas presentes en el entorno mediante una óptica diferente. (Sterman, 2000a).

2.3 Diagrama Causal

Todo sistema consta de un conjunto de las relaciones entre sus elementos, esto recibe la denominación de “Estructura del Sistema” y se representa mediante el diagrama de influencias o llamado también “Diagrama causal”. En su forma más simple el diagrama causal está formado por lo que se conoce como un gráfico orientado Figura 4. Las flechas representan la relación entre partes del sistema. A esta flecha se le puede asociar un símbolo el cual indica si las variaciones del antecedente y del consecuente son, o no, del mismo signo (Aracil J, 1995, p. 21).



Figura 4. Relación entre las variables A y B

Fuente: Publicaciones de Ingeniería de Sistemas. Dinámica de Sistemas por Aracil J, 1995.

Supongamos que entre A y B existe una relación de influencia positiva esto quiere decir que, si A se incrementa, lo mismo sucederá con B; y, por el contrario, si A disminuye, así mismo lo hará B. Por otra parte, si la influencia fuese negativa, un incremento de A seguiría de una disminución de B, y viceversa. De este modo, asociando un signo a todas las relaciones de influencia de un sistema, se obtiene un diagrama que suministra una información más detallada sobre la estructura de un sistema, aunque continúen conservando su carácter cualitativo. (Aracil J, 1995, p. 21) (Reinoso, Jara, Nieto, Gallón, & Giraldo, 2016, pp. 22–24).

2.4 Bucles de realimentación

Los bucles de realimentación representan el proceso dinámico que se traslada por una cadena de causas y efectos a través de un conjunto de variables. Propiamente, un bucle de realimentación es el grupo de variables interconectadas por relaciones causales o de influencias (positivas o negativas), que forman un camino cerrado que comienza en una variable inicial y que acabe en la misma variable (Forrester J, 1962, pp. 29–330; Iñaki, 2010, p. 42).

En la estructura del modelo, los bucles de realimentación representan cadenas de influencia circulares cerradas, pues cuya presencia permite explicar determinadas formas del comportamiento que son específicas de su estructura, e independientes de los efectos externos a los que se ve sometido el sistema. Existen dos tipos básicos de bucles de realimentación, los bucles de realimentación positiva o de refuerzo, y los bucles de realimentación negativa o estabilizadores (Aracil & Gordillo, 1997, pp. 25–28).

2.4.1 Bucles de realimentación positiva

Los bucles de realimentación positiva o de refuerzo, son aquellos en los que la variación de un elemento se propaga a lo largo del bucle, de manera que acentúa dicha variación inicial. Esa primera variación puede ser tanto un incremento como una disminución de un valor determinado. Este tipo de bucle genera un comportamiento de crecimiento o decrecimiento del sistema que lo aleja del punto de equilibrio. Es decir, tiende a desestabilizar los sistemas de forma exponencial (Aracil & Gordillo, 1997, pp. 33–34). Su representación gráfica se muestra en la Figura 5.

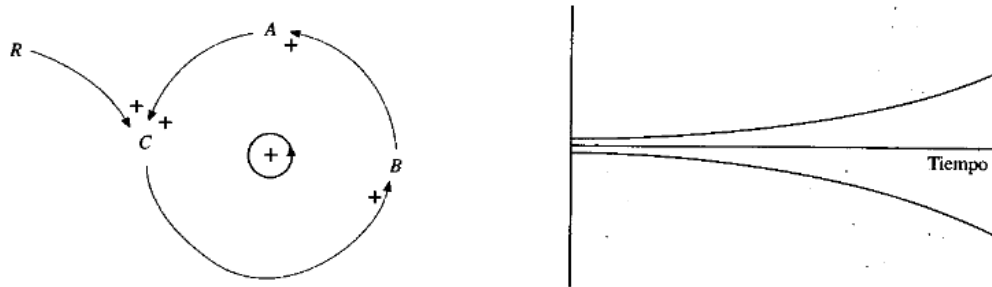


Figura 5. Gráfico genérico de la estructura de realimentación positiva y comportamiento correspondiente.

Fuente: Modelo de simulación informática del comportamiento. Dinámica de Sistemas por Aracil J y Gordillo F, 1997.

2.4.2 Bucles de realimentación negativa

Los bucles de realimentación negativa o estabilizadores, son la base de cualquier sistema de control o regulación tanto natural como artificial. Son aquellos en los que una variación de un elemento se transmite a lo largo del bucle de manera que se genere un efecto que contrarresta la variación inicial, como se aprecia en la Figura 6. Este tipo de bucles tienden a buscar asintóticamente un equilibrio (Aracil & Gordillo, 1997, pp. 29–32; Forrester J, 1962b).

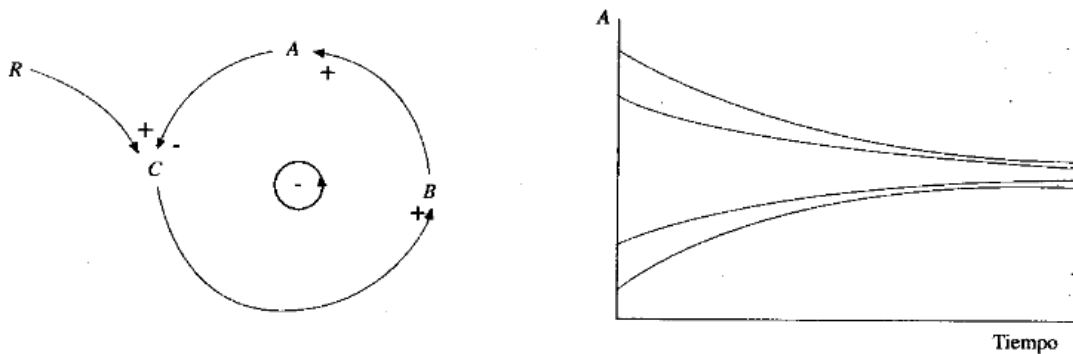


Figura 6. Gráfico genérico de la estructura de realimentación negativa y comportamiento correspondiente.

Fuente: Modelo de simulación informática del comportamiento. Dinámica de Sistemas por Aracil J y Gordillo F, 1997.

2.5 Retardos

Los retardos pueden tener una enorme influencia en el comportamiento de un sistema. En los bucles de realimentación positiva determinan que el crecimiento no se produzca de forma tan rápida como se espera. En los bucles de realimentación negativa su efecto es más evidente. Su presencia puede determinar que se tomen decisiones drásticas ante la lentitud de los resultados lo que conduce a una oscilación del sistema. La Figura 7 muestra el posible comportamiento del sistema en el que se produce una oscilación en torno a la meta perseguida. Precisamente, el análisis de estas oscilaciones en una empresa con retrasos en la transmisión de información se encuentra en los orígenes de la dinámica de sistemas. Se utiliza la notación de una doble raya vertical “||” sobre la flecha para indicar la existencia de algún retardo en relación de la influencia (Aracil J, 1995, pp. 27–28; Forrester J, 1962b).

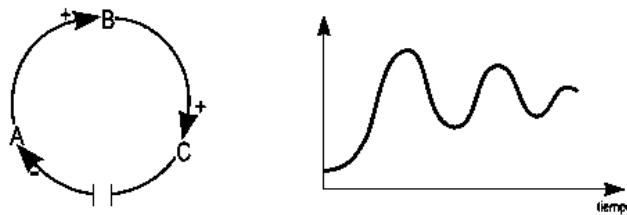


Figura 7. Bucle de realimentación negativa con un retraso y comportamiento correspondiente.
Fuente: Publicaciones de Ingeniería de Sistemas. Dinámica de Sistemas por Aracil J, 1995.

2.6 Diagramas de Forrester

Una vez clasificado los elementos del diagrama causal en variables de estado, flujo y auxiliares, podemos obtener lo que se conoce como diagrama Forrester, como se muestra en la Figura 8. Estos diagramas representan el funcionamiento del sistema representado en el diagrama causal. La característica distintiva son los diagramas de niveles, recipientes (stocks), y flujos de realimentación. (Stermán, 2000b).

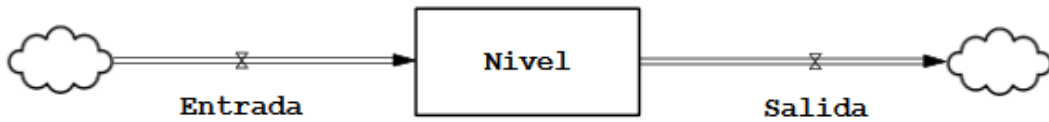


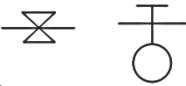



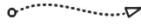
Figura 8. Diagrama de Forrester elemental.

Fuente: Modelo de Dinámica de Sistemas para la Implantación de Tecnologías de la Información y la Gestión Estratégica Universitaria. Por Iñaki Morlán Santa Catalina, 2010

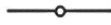
Esta convención de niveles y flujos fue creada por Jay Forrester basándose en una metáfora hidrodinámica: el flujo de entrada y salida de agua en una bañera o recipiente. De forma que la cantidad o nivel de agua de la bañera es la acumulación de agua que entra a través del grifo menos el agua que sale por el desagüe (Forrester J, 1969). En la Figura 6 se representa esta analogía según la notación propia de los Diagramas de Forrester que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. *Notación básica de los Diagramas de Forrester.*

SIMBOLOGÍA	DESCRIPCION
	Fuente o Sumidero: Representa una fuente o un pozo, puede interpretarse como un nivel que no tiene interés y es prácticamente inagotable.
	Nivel: Representa la acumulación de un flujo.
	Flujo: Variación de un nivel, representa el cambio en el estado de un sistema.
	Canal Material: Canal de transmisión de una magnitud física que se conserva.



Canal de información: Canal de transmisión de una cierta magnitud que no es necesario que se conserve.



Constante: Un elemento del modelo que no cambia de valor.



Variable Auxiliar: Una cantidad con cierto significado físico en el mundo real y con un tiempo de respuesta instantáneo.

Nota: Recuperado de Industrial Dynamics. Por Forrester J. W. 19613

2.7 Representación matemática

El aporte de Forrester ha sido el desarrollo del modelo matemático mediante cálculo diferencial propio de los sistemas de control, para facilitar la comprensión y manejo de los modelos de simulación dinámica. Los niveles acumulan sus flujos, por tanto, un nivel será la integral de sus flujos, si tomamos como referencia la variable de NIVEL tenemos la ecuación (2.1)(Iñaki Morlán, 2010, pp. 72–73):

$$Nivel(t) = \int_{t_0}^t (Entrada(t) - Salida(t)) dt + Nivel(t_0) \quad \text{Ecuación (1)}$$

En consecuencia, la variación neta de un nivel será la derivada con respecto al tiempo:

$$\frac{d(Nivel(t))}{dt} = Entrada(t) - Salida(t) \quad \text{Ecuación (2)}$$

En definitiva, el modelo matemático encerrado en un Diagrama de Forrester es un sistema de ecuaciones diferenciales que generalmente no se puede solucionar analíticamente, por ello para generar el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo se utilizan métodos computacionales de simulación (Steman, 2002) (Iñaki Morlán, 2010, pp. 72–73) (Pesantez & Montesdeoca, 2017)

2.8 Modelos de difusión

El modelo de difusión tuvo su primera aplicación en el ámbito económico según los autores (Bass, 1969a; Fourt & Woodlock, 1960; Mansfield, 1961), el cual se expresa con pretensiones descriptivas y predictivas, esencialmente desde un enfoque determinista. Este tipo de modelos básicos se construyen sobre una serie de hipótesis las cuales son necesarias para conseguir las soluciones matemáticas pero que también restringen su perspectiva teórica y su aplicación práctica (Arias, 2014).

Según los autores (Rao & Kishore 2010) existen 3 tipos de modelos de difusión:

- **Modelos fundamentales:** Estos presumen que el potencial total es constante y otros coeficientes o parámetros no varían con el tiempo por tanto la curva en S es equilibrada.
- **Modelos flexibles:** Este tipo de modelos tienen suposiciones similares a los modelos fundamentales, pero la curva en S no es obligatoriamente equilibrada.
- **Refinamiento y extensiones:** Contienen modelos dinámicos, modelos espaciales, con varias etapas de difusión, parámetros específicos de cada tecnología, etc.

2.9 Modelo de Bass.

El modelo de Bass fue diseñado para predecir las ventas de un producto nuevo. Trata por lo tanto de la difusión y de la adopción de dicho producto. Bass se inspiró en la teoría de la difusión

y la innovación de (E. M. Rogers, 1962), que clasifica a los individuos en cinco categorías de acuerdo al momento en el que adoptan un nuevo producto: (1) innovador, (2) adoptante temprano, (3) mayoría temprana, (4) mayoría tardía, y (5) rezagado. A partir de esta clasificación, que segmenta a los consumidores en función del momento del ciclo de vida del producto en el que deciden comprar el mismo, Bass formalizó matemáticamente su modelo para luego testarlo con datos de once productos de consumo durable obteniendo resultados significativos (Weissmann V., 2008, pp. 6–7).

El aporte que Bass realizó con su modelo es el de asumir que el proceso de difusión (externa o interna) debe estimular las primeras compras en aquellas personas que son capaces de detectar las ventajas competitivas que ofrece un nuevo producto sobre el producto similar y existente. Bass supone que entre los adoptadores de un producto nuevo, existe un número de ellos que responden a las influencias de las comunicaciones o influencia externa, a los que denominó innovadores y otro número de adoptadores que responden a la influencia de los que ya han adoptado el producto, a los que denominó imitadores (Weissmann V., 2008, pp. 7–9).

Los trabajos de Bass revolucionaron el marketing moderno por sus esfuerzos en hacer más rigurosa y cuantitativa esta disciplina a través del uso de técnicas estadísticas. El éxito de su trabajo radica no sólo en su desarrollo teórico que dio base a nuevas investigaciones y extensiones, sino también en su aplicación directa al mundo real (Weissmann V., 2008, pp. 7–9).

2.9.1 Formulación Matemática

En términos simples, de acuerdo con el modelo de Bass, el número de consumidores que compran un nuevo producto en un momento determinado del tiempo, es función de la demanda de los individuos innovadores (que adquieren el nuevo producto independientemente de lo que hagan

otros consumidores), y de la demanda de los imitadores (que consumen un producto porque los demás lo hacen) (Weissmann V., 2008, pp. 8–9). Matemáticamente, el modelo de Bass se define de la siguiente manera:

$$S(t) = [p + \frac{q}{m} N(t - 1)] [m - N(t - 1)] \quad \text{Ecuación (3)}$$

Consecuentemente:

$$S(t) = N(t) - N(t - 1) \quad \text{Ecuación (4)}$$

Los parámetros básicos de modelo son:

- Máximo número de consumidores (**m**). - Son los consumidores que pueden adquirir el producto (lo que no significa toda la población del país o región bajo análisis, sino solo los potenciales compradores).
- Coeficiente de innovación (**p**). - Es la probabilidad que un innovador compre o adopte el producto en el período “t” (puede interpretarse como la tasa a la que un consumidor compra espontáneamente el producto).
- Coeficiente de imitación (**q**). - Es la probabilidad que un imitador adopte el nuevo producto. Este coeficiente captura el efecto contagio, es decir, la comunicación que hay entre los innovadores y los imitadores por la cual estos últimos aprenden y copian a los primeros. También refleja el efecto que pueden producir los consumidores ya existentes sobre los potenciales nuevos consumidores, por lo cual también recibe el nombre de coeficiente de influencia interna, a diferencia de **p** que recibe el nombre de coeficiente de influencia externa (Weissmann V., 2008, pp. 8–9).

- Número de consumidores que adoptaron el producto en el momento “t” (**N**): Representa el número de compradores del producto en el primer periodo en base a datos históricos.
- Número de nuevos consumidores que adoptaron el producto en el período “t” **S(t)** .

2.9.2 Estimación de parámetros del Modelo de Bass

Existe una variedad de métodos para determinar los parámetros del modelo de Bass. Según los autores (Lilien, Rangaswamy, & Bruyn, 2007) los métodos pueden clasificarse según dos criterios:

1. Estimaciones a partir de métodos de juicio de expertos: quienes utilizan en primer lugar, productos similares que ya tienen presencia en el mercado y en segundo lugar, encuestas a clientes potenciales, para intentar predecir las intenciones de compra de los mismos, lo cual se traduce en predecir el posible comportamiento de la curva de ventas del producto (Portillo & Gomez, 2015, pp. 34–36).
2. Estimaciones a partir del uso de datos históricos: se necesitan al menos cuatro observaciones de las ventas acumuladas para realizar la estimación. Una de las ventajas más importantes radica en que no es necesario conocer el momento exacto del lanzamiento del producto dentro del mercado, sino solamente las ventas acumuladas del producto en los periodos que serán considerados dentro de la estimación (Portillo & Gomez, 2015, pp. 34–36).

Para estimar los parámetros del modelo de Bass se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios (OLS), utilizando la ecuación:

$$N(t_i) - N(t_i - 1) = p \cdot m + (q - p) \cdot N(t_i - 1) - \frac{q}{m} \cdot N^2(t_i - 1), \quad \text{Ecuación (5)}$$

lo que resulta en

$$S(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \cdot N(t_i - 1) + \alpha_3 \cdot N^2(t_i - 1) \quad \text{Ecuación (6)}$$

Donde:

$$\alpha_1 = p \cdot m$$

$$\alpha_2 = q - p$$

$$\alpha_3 = -q/m \quad \text{y} \quad S(t) = N(t_i) - N(t_i - 1)$$

Realizando la regresión lineal se obtienen los coeficientes α_1 , α_2 y α_3 , luego se estiman los nuevos valores correspondiente a los parámetros p_e , q_e y m_e (parámetros estimados). Se debe cumplir las condiciones $\alpha_1 > 0$, $\alpha_2 > 0$, $\alpha_3 < 0$ porque p , q y m son positivos.

$$p_e = \frac{-\alpha_2 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4\alpha_1 \cdot \alpha_3}}{2}, \quad \text{Ecuación (7)}$$

$$q_e = \frac{\alpha_2 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4\alpha_1 \cdot \alpha_3}}{2}, \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$m_e = \frac{-\alpha_2 - \sqrt{\alpha_1^2 - 4\alpha_1 \cdot \alpha_3}}{2\alpha_3}, \quad \text{Ecuación (9)}$$

p , q y m que se obtienen mediante OLS, son los parámetros del producto que se analiza. Estos parámetros podrán ser utilizados para pronosticar el comportamiento final del mismo producto o para predecir el comportamiento de un producto nuevo (Portillo & Gomez, 2015, p. 35).

2.9.3 Estimación de parámetros del Modelo de Bass

El método de optimización se refiere a la estrategia utilizada para buscar parámetros o conjuntos de valores que alcanzan los objetivos de calibración y un ajuste adecuado a la tendencia real del sistema. El método depende de las restricciones, la naturaleza de la variable, la estructura física del problema, las ecuaciones involucradas, etc. (Vanni et al., 2011)

Existen diferentes métodos de optimización que pueden optimizarse en modelos DS, estos son el Algoritmo genético (GA) utilizado en el software PowerSim, el algoritmo *Simulated Annealing* (SA) en Matlab y el Algoritmo de Powell utilizado en el software Vensim DSS (Parra, Jaramillo, & Arango, 2018).

2.10 Modelos de DS para difusión de energías renovables.

Los métodos de difusión han sido considerablemente objetos de numerosas investigaciones académicas debido a que son utilizados en el ámbito de las ciencias sociales los cuales permiten estudiar el comportamiento de las nuevas tecnologías o mercancías. Al momento de realizar la difusión de nuevos productos o nuevas tecnologías se suele emplear la curva S o denominada curva logística (Sterman, 2000b). Con el pasar de los años, los modelos de difusión tienden a estudiar variables que muestran la forma y proceso de difusión a lo largo del tiempo (Antón, 1996).

Tradicionalmente el enlace principal de los modelos de difusión se ha basado en el marco desarrollado por (Bass, 1969a). Él fue quien propuso el primer modelo de difusión que manifiesta la tasa de adopción en función de un coeficiente de innovación, un coeficiente de imitación y el total de los usuarios potenciales iniciales. Además, el modelo de Bass a lo largo de los años ha

evolucionado incluyendo los costos y la rentabilidad como variables de decisión que afectan a la tasa de difusión (Bass, F., 2001, 2004).

El autor Rao & Kishore (2010) da a conocer que los modelos de difusión de ER deben considerar el potencial como un valor finito, determinado por la disponibilidad y accesibilidad al recurso. Los modelos deben incluir parámetros adecuados y a su vez puedan explicarse como parte del sistema. En la Tabla 2 se muestran estudios realizados con DS para ER, la cual se ha convertido en una herramienta importante que ha concedido planear relaciones causales y proponer modelos que representen las interacciones del sistema real (Morecroft, 2015).

Tabla 2. *Aplicaciones de los modelos de difusión en Energías Renovables*

Referencia	Modelo/Metodología	Aplicación	Región
(Masini & Frankl, 2002)	Modelo logístico Curva de aprendizaje	Evaluación de políticas para difusión de paneles fotovoltaicos a gran escala, conectados a la red.	Europa
(Peter, Ramaseshan, & Nayar, 2002)	Modelo de conceptual	Identificar factores que influyen la adopción de tecnologías basadas en energía solar en países en desarrollo.	Evaluación general. Aplicación en la India.
(Purohit & Kandpal, 2005)	Modelo de Bass Modelo de Gompertz - Modelo logístico Modelo de Pearl	Estudio de la futura propagación de energías alternativas para el bombeo de agua usando diferentes modelos.	India
(Lund, 2006)	Modelo de difusión de epidemias	Estudiar las tasas de penetración de 11 nuevas tecnologías de ER en el mercado.	Europa
(Ben Maalla & Kunsch, 2008)	Modelo de Bass Curvas de aprendizaje Dinámica de Sistemas	Estudio de difusión de generación distribuida térmica convencional en usuarios residenciales	Reino Unido
(Usha Rao & Kishore, 2009)	Modelo de Bass	Evaluar parámetros de difusión de energía eólica en diferentes estados de la India y correlacionar parámetros con diferentes políticas.	India
(Dykes, Bean, & Cook, 2011)	Modelo de Bass Dinámica de Sistemas	Modelo de distribución de energía en Estados Unidos, incorporando el modelo de Bass en la difusión de nuevas tecnologías de luz y refrigeración en los hogares.	Estados Unidos

Explicación de relaciones causales por medio de Dinámica de Sistemas			
(Carvajal, Arango, & Arango, 2011)	Modelo de Bass Dinámica de sistemas	Evaluación de incentivos para penetración de generación distribuida.	Colombia
(Cardenas et al., 2012)	Dinámica de sistemas	Evaluación de políticas para favorecer la penetración de tecnologías bajas en carbono.	Colombia
(Alishahi et al., 2012)	Dinámica de sistemas Distribución de probabilidad densidad de viento	Evaluación de incentivos para promover energía eólica en mercados competitivos.	General

Nota: Elaboración propia a partir de revisión de literatura y (Arias, 2014)

2.10.1 Modelos de curvas de aprendizaje para energías renovables

Las curvas de aprendizaje corresponden a modelos empíricos, mismos que permiten estudiar el cambio tecnológico como resultado del aprendizaje. A lo largo del tiempo las curvas de aprendizaje se han aplicado en modelos de manufactura, administración de negocios y estudios de las organizaciones, etc. Durante los últimos años, este tipo de modelos se han utilizado también en el análisis de políticas y costos de tecnologías de generación eléctrica, en específico con ER (Arias, 2014; Arrow, 1962a, pp. 20–22).

El autor (Arrow, 1962b, pp. 155–172) por primera vez formuló una hipótesis sobre las implicaciones económicas del aprendizaje. Este modelo es uno de los más usados y plantea la existencia de una tasa de aprendizaje (LR), la misma que se define como el porcentaje en que se reducen los costos una vez se duplica la capacidad de producción. Así, cuando una tecnología es madura, su tasa de aprendizaje es pequeña y sus costos no varían mucho en el tiempo; cuando la

tasa es grande, la tecnología se encuentra en evolución, y sus costos disminuyen considerablemente a medida que pasa el tiempo (Arias, 2014, pp. 19–20).

Para el caso de las energías renovables las tasas de aprendizaje varían según en la región. El tipo de tecnología empleada y en la etapa de desarrollo en la que se encuentren. En el caso de las tasas de aprendizaje para ER tienden a variar según el tipo de tecnología, región y etapa de desarrollo. La (IEA 2013) reporta valores de tasas de aprendizaje para diferentes tecnologías que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Tasas de aprendizaje reportadas por IEA para diferentes tecnologías

Tecnología	LR (%)
Biomasa	5
Térmica a carbón	3
Eólica onshore - [offshore]	7 - [9]
Hidráulica	5

Nota: Elaboración propia basado en IEA (2013)

Las ecuaciones presentadas a continuación corresponden a las curvas de aprendizaje para energías renovables (10) y (11) (IEA, 2000). Esta formulación se conoce como *learning-by-doing* – *LBD*. La primera propuesta de introducir curvas de aprendizaje fue por (Kouvaritakis, Soria, & Isoard, 2000, pp. 104–115). Dicho modelo, además estudiar el fenómeno de reducción de costos con el aumento de la capacidad instalada, también permite analizar la reducción con el aumento de inversión en I+D, o con la cantidad acumulada de patentes (Arias, 2014, p. 20).

$$Costo = Costo_{inicial} \cdot Capacidad_{acum}(t)^{-Elasticidad} \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$LR = 1 - 2^{Elasticidad} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Por otra parte, el autor (Schoots, Ferioli, Kramer, & Vanderzwaan, 2008) plantean ecuaciones individuales para el modelo, donde la ecuación (12) corresponde a LBD, en la que C_0 es el costo de la tecnología en el tiempo 0, y α es la elasticidad de la curva. La tasa de aprendizaje **LR** se puede calcular a partir de la ecuación (13).

$$C_t = C_0 \cdot \frac{CC_t}{CC_0} \quad \text{Ecuación (12)}$$

$$LR = 1 - 2^{-\alpha} \quad \text{Ecuación (13)}$$

2.11 Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC

Las políticas de fomento de las ERNC más utilizadas en el mundo son la fijación de tarifas especiales, los sistemas de cuota y las subastas (Barroso, L., Rudnick, H., Sensfuss, F., & Linares, P., 2010). A continuación, se definen los principales mecanismos de apoyo a las energías renovables.

2.11.1 Sistemas de tarifas alimentación

El sistema de tarifas especiales **FiT** o *renewable energy payments* corresponde a una fijación del precio para las energías renovables. En general, no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, a excepción de algunos sistemas donde existen límites de capacidad para determinadas tecnologías. En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable (Sauma E., 2012, p. 6).

Gran parte de los países de la Unión Europea (Alemania, Dinamarca y España, entre otros) han adoptado este tipo de política. En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en la década de los 80 en respuesta a la crisis del petróleo de Arabia. Para lo cual se estableció un sistema de tarifas especiales en la década de los 90, lo que favoreció el crecimiento de la industria eólica, que creció desde 50MW en 1993 a más de 3000MW en 2004. En el año 2004, el sistema de tarifas especiales fue reemplazado por un sistema de cuota que permitió que el crecimiento de la industria eólica danesa se estabilizara. Con este crecimiento, la industria eólica generó aproximadamente 21.000 nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas (Sauma E., 2012, p. 6; Farrell, 2009).

En el caso de los países latinoamericanos, las condiciones para la aplicación de políticas de fomento a las ERNC son distintas a las que existen en las naciones europeas. Pese a ello, hay países como Argentina y Ecuador en los que se ha adoptado recientemente una política de tarifas especiales (Sauma E., 2012, p. 6).

Esquemas FiT Independiente del mercado

Las políticas FIT independientes del mercado corresponden a un tipo de políticas que no dependen de las variables que intervienen en el mercado energético como son precio de combustibles o la misma dinámica del mercado. A continuación, se detallará cada una de estas en base al autor (Couture & Gagnon, 2010, pp. 957–962).

La primera opción del FiT establece un precio fijo mínimo en el que la electricidad generada partir energía renovable se compra mediante un contrato con la institución a cargo de regular el precio de la energía, el comportamiento de esta tarifa se comporta como se muestra Figura 9. Por lo general, el modelo de precios sigue siendo independiente de otra variable como la inflación, precio de los combustibles fósiles y la dinámica del mercado energético etc. Esta tarifa

puede determinarse de manera específica para cada proyecto en relación con el costo de desarrollo del periodo de cada recurso de energía renovable.

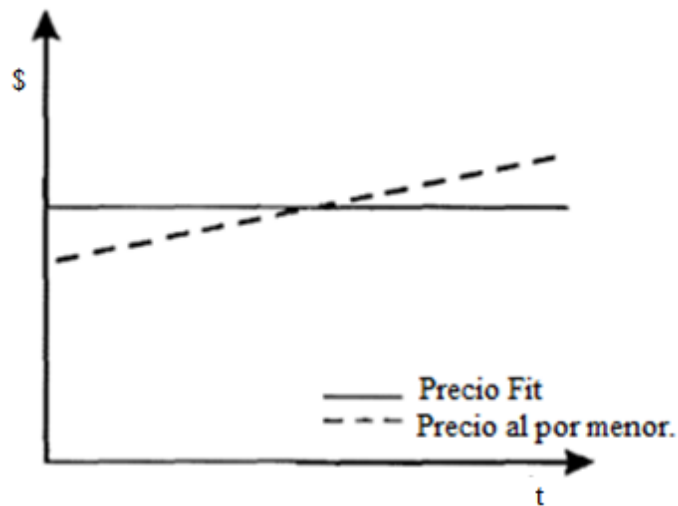


Figura 9. Modelo de precio fijo para el Diseño de política FiT.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

La segunda opción de FiT es el modelo de precio fijo con ajustes totales o parciales como se muestra en la Figura 10. Los ajustes de inflación protegen a los generadores de energía renovable contra una disminución del valor real a los ingresos del proyecto al indagar los cambios en la economía en general. Algunos gobiernos lo hacen de acuerdo con una fórmula preestablecida que reajusta el precio con la tarifa de inflación, calculada sobre una base anual como el caso de (SEAI, 2015). Por otro lado, el seguimiento de la inflación en los pagos FiT puede proporcionar un mayor valor para los inversores que el modelo de precio fijo básico. Esto podría ayudar a los inversores a evitar los riesgos para invertir en fuentes de energía renovable, debido al alto grado de seguridad que ofrece la estructura de pagos garantizados, a pesar del hecho de que los precios FIT bajo este modelo aumentan con el tiempo, este modelo también puede ser más fácil de implementar políticamente debido a los precios iniciales que este presenta.

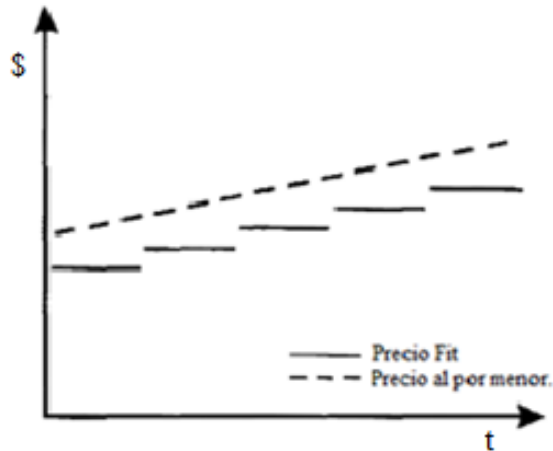


Figura 10. Modelo de precio fijo con ajuste de inflación total o parcial.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

La tercera política FiT se maneja bajo el modelo de carga frontal Figura 11. En este modelo se ofrecen pagos de mayor carga en durante los primeros años, notándose los flujos de caja a favor de los primeros años de vida del proyecto. Tomando el ejemplo de Eslovenia acerca del diseño de tarifas FIT de carga frontal, tanto los aranceles como las primas FiT disminuyen un 5% después de los primeros 5 años de vida del proyecto disminuyendo aún más los productos hasta un 10% por debajo de los aranceles y primas después de 10 años; es decir, durante el periodo en que se reembolsan los préstamos y los inversores en capital. Esta práctica permite que el generador pague los préstamos y los inversionistas de capital de una manera rápida.

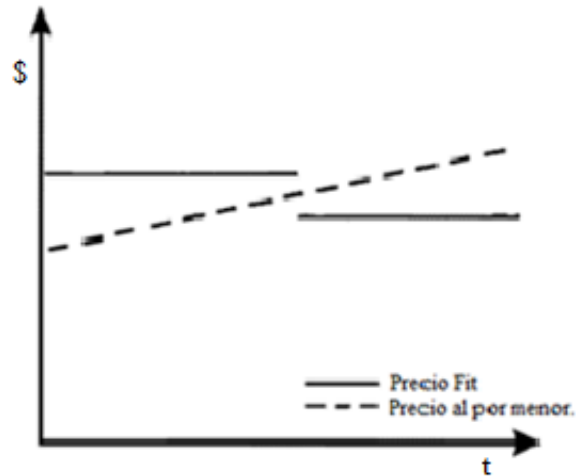


Figura 11. Modelo con cargas arancelarias.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

El cuarto modelo de política es el modelo de brecha de mercado spot. En este modelo, el pago FiT real se compone de la brecha entre el precio del mercado spot y el precio FiT requerido. En la implementación de esta política se toman en cuenta dos variables que corresponden al precio del mercado spot y la prima FiT variable. La suma de estas constituye el pago total del FiT (véase Figura 12). En este modelo de política, si el precio de mercado aumenta, la prima FiT disminuye, y viceversa. Debido a esta razón este modelo podría haberse clasificado dentro de la categoría dependiente del mercado, pero desde la perspectiva del generador se podría estar más cerca del modelo independiente del mercado ya que el nivel de remuneración permanece fijo.

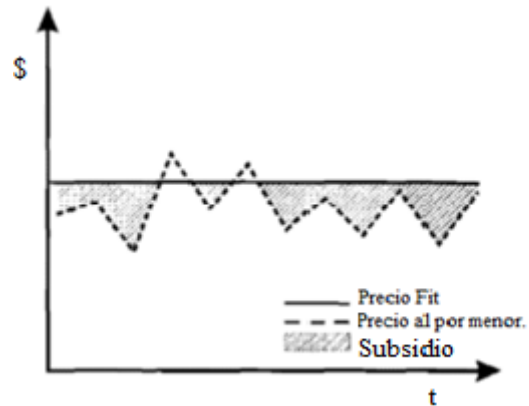


Figura 12. Modelo de mercado Spot.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

Esquemas FIT dependiente del mercado

A continuación, en el siguiente relato se presenta tres tipos de políticas FiT dependientes del mercado basados en el autor (Couture & Gagnon, 2010, pp. 957–962).

Como primer modelo se tiene un precio Premium como se muestra en la Figura 13. El cual ofrece una prima constante de bonificación por encima del precio minorista promedio. Este tipo de políticas generalmente operan en mercado de electricidad desregulados donde el precio minorista de electricidad oscila continuamente dependiendo de los precios de combustible, y el plan de suministro, debido a esto el precio que se paga a los generadores de energía renovable fluctúa de acuerdo con el mercado de electricidad y por ende los generadores de energía renovable obtienen más remuneración si los precios de mercado suben, y menos si los precios bajan, manteniéndose igual todo lo demás.

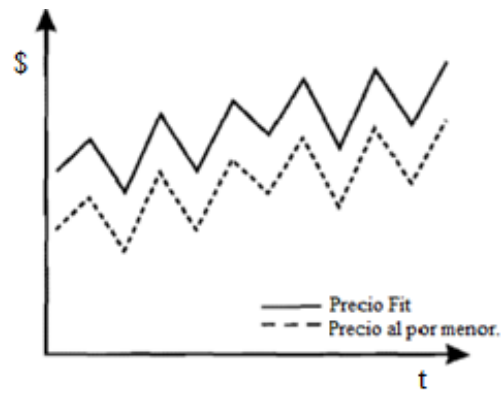


Figura 13. Modelo de precio Premium.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

Durante el 2007 España implementó un nuevo tipo de diseño de tarifa FiT denominada FiT Premium variable, este tipo de política hace que la prima varíe en función del precio de mercado como se muestran la Figura 14. En este modelo, la cantidad de la prima disminuye de forma gradual hasta que el precio minorista alcanza un determinado nivel. Entonces, cuando el punto de estímulo declina hacia cero el productor recibe el precio del mercado spot.

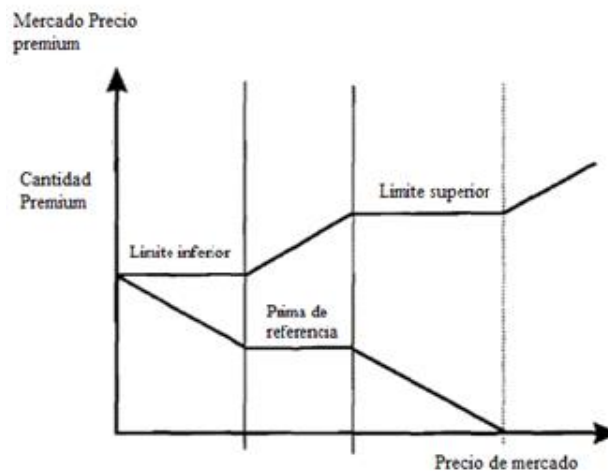


Figura 14. Modelo de política FiT Premium variable.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

La séptima y la última política FiT corresponde al porcentaje fijo del precio minorista al que se comprara la electricidad como se muestra en la Figura 15. Teniendo en cuenta que este porcentaje puede establecer que el precio del FiT sea superior, igual o inferior al precio del mercado promedio. Bajo este modelo la remuneración total pagada a los productores de energía renovable es totalmente dependiente de los cambios en el precio de mercado de la electricidad. Esto quiere decir que, si los precios aumentan de manera repentina, es muy probable que los generadores de energía renovable se beneficien de estas ganancias repentinas, o puede también ser probable que no alcancen los ingresos necesarios para generar rentabilidad.

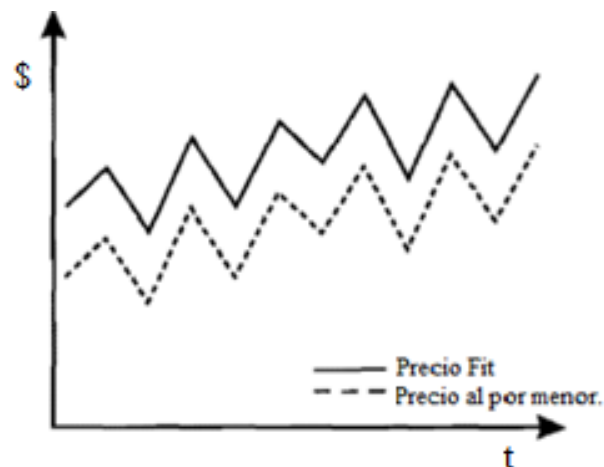


Figura 15. Modelo del porcentaje de venta al menor precio.

Fuente: An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Por (Couture & Gagnon, 2010)

2.11.2 Sistemas de cuota

El sistema de cuota es también conocido como *Renewable Portfolio Standards (RPS)* en los Estados Unidos, *Renewable Electricity Standards (RES)* en India, *Renewables Obligations (RO)* en el Reino Unido y *Renewable Energy Targets (RET)* en Australia. Al año 2010, el sistema

de cuota operaba en 56 regiones y países, incluyendo más de la mitad de los estados federados de Estados Unidos. En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables aplicado sobre la cantidad de energía vendida– y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales (Sauma E., 2012, p. 7).

Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo, esto ha causado que la tecnología limpia con menores costos adquiera altos niveles de desarrollo en desmedro de las demás. Para contrarrestar este efecto, en algunos países (como en el Reino Unido e Italia), se han introducido sub-cuotas reservadas para determinadas tecnologías que no son favorecidas con el sistema de cuota uniforme (Sauma E., 2012, p. 8).

2.11.3 Sistemas de subastas

Un mecanismo alternativo a los anteriormente señalados es el sistema de subastas, en el que se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables. El *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO) que realizó el Reino Unido entre 1990 y 1998 es un ejemplo de este tipo de mecanismo. En dicha oportunidad, los generadores de energía presentaron distintas ofertas, de modo de producir una cantidad específica de energía a un precio específico y con una tecnología particular; y en este caso el estado aceptó la oferta más barata. Los oferentes tenían un plazo fijo para poner en marcha sus proyectos, además de un contrato a largo plazo, que garantizaba la compra de toda la generación (Mitchell, 1995; IPCC, 2011). En China, por su parte, se han utilizado mecanismos de subastas

para grandes plantas eólicas en tierra, y luego para turbinas eólicas en el mar (Sauma E., 2012, pp. 8–9). En Latinoamérica, el sistema de subastas se aplica en varios países como el caso de Brazil en el que la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por subastas de energía como por otros programas de incentivo (Sauma E., 2012, pp. 8–9).

2.11.4 Certificados verdes o certificados de reducción de emisiones (CRE)

Los Certificados de Reducción de Emisiones (CRE) surgen con el fin de crear una serie de oportunidades a países que se encuentran en desarrollo para generar ingresos adicionales a determinados proyectos de inversión mediante Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Los MDL corresponden a un mercado regulado centralizado por la Junta Ejecutiva del MDL, de acuerdo con la Convención de las Naciones Unidas Para el Cambio Climático (UNFCCC) según sus marcos formales establecidos. Mismo que establece que todos los que estén dentro de proyectos bajo MDL deben seguir reglas y procedimientos unificados y sistemáticos a fin de lograr la emisión de CER.

Este mecanismo fue implementado en 2005 mediante el acuerdo del Protocolo de Kioto y otorga certificados de emisiones de carbono, o bien llamados CER, a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones de GEI, que pueden ser vendidos a actores industrializados como “permisos” para emitir más GEI del autorizado y comercializarlos en la bolsa de valores como bonos de carbono (Grisales, Murillo, & Gómez, 2014; PNUMA & UNFCCC, 2002).

Al igual que los incentivos económicos pueden asimilarse a los impuestos medioambientales. Los certificados verdes o mercados de carbono están basados en el mismo enfoque que los permisos de emisión negociables. Es decir, se fija la cantidad de renovables a alcanzar, se emiten certificados verdes que representan esta cantidad, y se deja el mercado

establecido al precio de estos certificados, y por tanto la remuneración adicional para estas tecnologías (Llamas, Tudela, & Pérez, 2006, pp. 46–47).

Puesto que, en cualquier caso, los productores renovables venderán su energía en el mercado eléctrico o energético, el precio del certificado se fijará entre el coste a largo plazo de la tecnología en el margen (es decir, la última necesaria para satisfacer para la cuota) y el precio del mercado eléctrico (Llamas et al., 2006, pp. 46–47). A los suministradores de energía (distribuidoras o comercializadoras) se les impone la obligación de que una parte (cuota) de la energía que suministren sea de origen renovable. Al mismo tiempo, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado. Este certificado verde puede ser comercializado y tiene un valor monetario, dado que para cumplir con la obligación impuesta los suministradores deberán adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. En caso de incumplimiento se incurre en una penalización. Por tanto, los generadores renovables reciben dos ingresos: el precio de mercado eléctrico, por la energía vendida y el precio de mercado de los certificados verdes, por el número de certificados vendidos a los suministradores que los demandan para cumplir con sus cuotas (Miera, 2007, p. 166).

2.11.5 Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE), proporciona una medida del costo promedio anual de producción de electricidad por unidad de energía producida, a lo largo de la vida útil de la planta, descontado y expresado en valor presente (Ortiz & Luna, 2012, p. 64; García, 2014). El LCOE es una metodología que permite evaluar los costos de inversión, los costos de operación y

mantenimiento (O&M), entre otros aspectos. Básicamente el LCOE puede ser evaluado mediante una serie de variables presentadas a continuación:

- Costos de inversión
- Costos de operación y mantenimiento
- Modelo energético
- Incentivos
- Parámetros financiero

Cabe recalcar que la metodología del LCOE no incluye costos de transporte y distribución de energía, y en principio, los gastos de externalidades como: daño ambiental, daño a la salud, emisiones de CO2 o los costes de desmantelamiento. En definitiva, la medida de costos de generación de electricidad que se utiliza sólo considera los costos directos de generación (Ortiz & Luna, 2012).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + CC_t + O\&M_t + GA_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad \text{Ecuación (14)}$$

Donde:

I_t: Costo de inversión en el año t [USD]

CC_t: Costo de combustible en el año t [USD]

O&M_t: Costo de operación y mantenimiento en el año t [USD]

GA_t: Gastos administrativos en el año t [USD]

E_t: Energía generada en el año t [MWh]

n: Vida útil más el tiempo de construcción [años]

LCOE: Costo Nivelado de Energía [USD/MWh]

r: Tasa de descuento

El resultado de este cálculo corresponderá al precio mínimo al que la energía deberá ser vendida para cubrir los gastos a lo largo de la vida útil de la planta. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que este no es el precio de venta real ya que puede verse afectado por una variedad de factores como impuestos, subsidios, preferencias tarifarias, etc. Estos son establecidos por cada país según sus regulaciones en base a energías renovables u otras (Ortiz & Luna, 2012).

3 Marco Metodológico

En esta sección se describe la metodología a utilizar para dar cumplimiento a los objetivos que guían la presente tesis. En primer lugar, será necesario realizar una caracterización del marco regulatorio ecuatoriano identificando principalmente los incentivos a las tecnologías de generación hidráulica no convencional. Consecutivamente se aplicará la metodología para la construcción de un modelo de DS propuesta por el autor (Sterman, 2000a) (véase Figura 16), que requiere del desarrollo de cinco fases las que se detallan a continuación:

Fase 1

Articulación del problema: En esta etapa se identifica el problema real y consecuentemente el propósito del modelo. Se describen las variables clave, interacciones, límites y el horizonte de tiempo para el estudio.

Fase 2

Formulación de la hipótesis dinámica: La formulación de la hipótesis explica la dinámica del comportamiento del problema desde una perspectiva endógena, que permita identificar la estructura de realimentación de las variables del sistema.

Fase 3

Formulación del modelo: En esta fase se incluye las ecuaciones dentro del modelo Forrester. Además, se especifica las condiciones iniciales y los parámetros de simulación.

Fase 4

Etapa de validación: En esta fase se verifica el comportamiento del modelo con referencia al sistema real y se realiza un análisis de sensibilidad frente a los parámetros de interés.

Fase 5

Etapa de evaluación de políticas: Esta fase se determinan las condiciones del escenario a evaluar para identificar los efectos de las políticas implementadas. Se realizan simulaciones controladas.

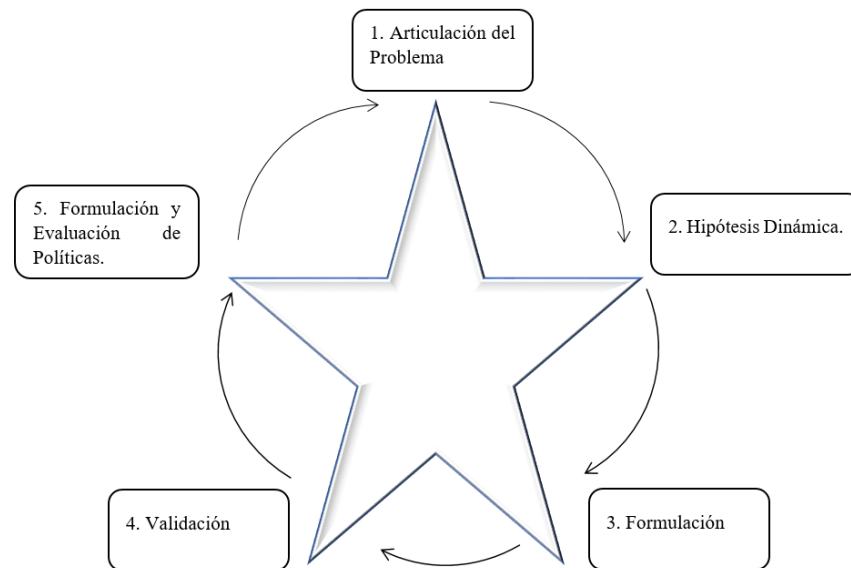


Figura 16. Etapas de modelado usando dinámica de sistemas.

Fuente: Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. Por (Sterman, 2000)

3.1 Caracterización del mercado Eléctrico Ecuatoriano

En la siguiente sección se describen las normativas precedentes que incentivaron la inversión privada en centrales de generación no convencional que operan en el Ecuador. Además, se exponen los artículos de ley que están enfocados a la promoción de energías renovables no convencionales.

3.1.1 Entes regulatorios

La industria energética del Ecuador se encuentra regulada por varios organismos encargados de establecer tanto las normas técnicas y legales. La Ley Orgánica de servicio Público (2015) de energía eléctrica suscrita en la sede de la asamblea nacional en el año 2015 según su artículo 14 define a La agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) como el *“organismo técnico encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final”* (Art. 14).

Esta ley establece las funciones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) así como también la promoción de ERNC. En su artículo 26 hace referencia a la autorización por parte del MEER para la emisión de “Títulos Habilitantes” en función de un “análisis financiero que permita amortizar la inversión y obtener una utilidad razonable” que deberá ser realizado por la ARCONEL (Asamblea Nacional, 2015).

3.1.2 Evolución de Regulación

En el año 2012 se promovió en el Ecuador la generación de energía eléctrica mediante ENRC bajo un esquema de tarifa regulada o FiT independiente del mercado. Esta regulación

estableció un precio fijo mínimo mediante un contrato con la institución a cargo de la regulación de la energía. La tarifa FiT aplicada no depende de variables como el precio de combustibles, inflación y la dinámica del mercado energético y puede determinarse de manera específica para cada proyecto en relación con el costo del desarrollo del periodo de cada recurso de ER (Couture & Gagnon, 2010, pp. 955–960).

En el Ecuador hasta el año 2015 el encargado de la regulación eléctrica fue el llamado CONELEC. Luego, mediante la expedición de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía publicada en registro oficial 418 de enero 16 de 2015 dio paso a ser la ARCONEL. Sin embargo, durante la vigencia del CONELEC se emitieron un sin número de regulaciones con el objetivo de fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales en las que se especifican: requisitos, precios preferentes, su periodo de vigencia, y forma de despacho para las tecnologías de generación como: eólica, solar, biomasa, geotérmica, mareomotriz e hidráulica menor a 50 MW. El precio preferente ha ido evolucionando desde el año 2002 hasta el 2016, mismo año en el que se derogaron todas las regulaciones. Las tarifas de venta de la energía se exponen en la Tabla 4.

Tabla 4. *Precio de comercialización de la energía producida por una central hidroeléctrica en el territorio continental ecuatoriano.*

AÑO	REGULACION	CENTRALES	PRECIO cUSD/Kw.h
2004	004/04	PEQUEÑAS CENTRALES	
		HIDROELECTRICAS HASTA 5	5.80
		MW	
		PEQUEÑAS CENTRALES	
		HIDROELECTRICAS DE 5 MW	5.00
		HASTA 10 MW	

		PEQUEÑAS CENTRALES	
		HIDROELECTRICAS HASTA 5	5.80
2006	009/006	MW	
		PEQUEÑAS CENTRALES	
		HIDROELECTRICAS DE 5 MW	5.00
		HASTA 10 MW	
		CENTRALES	
		HIDROELECTRICAS HASTA 10	7.17
		MW	
		CENTRALES	
2011	004/11	HIDROELECTRICAS	6.88
		MAYORES A 10 MW HASTA 30	
		MW	
		CENTRALES	6.21
		HIDROELECTRICAS	
		MAYORES A 30 MW HASTA 50	
		MW	
2013	001/13	HIDROELECTRICAS	6.58
		MENORES A 30 MW	

Nota: Recuperado en Regulaciones CONELEC.

En año 2002 con la regulación 08/02 el CONELEC estableció los precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales hasta el año 2004. Entre los cuales estaban la energía eólica fotovoltaica biomasa-biogás y geotérmicas, excluyendo las pequeñas centrales hidráulicas. Posteriormente, con la regulación 004/04 se establece los precios preferentes para todas las ERNC incluyendo la generación hidroeléctrica no convencional bajo un esquema FiT. Esta tarifa partió con un precio de 58 \$/MWh para centrales hidroeléctricas hasta 10 MW, mismo que se ha ido incrementando hasta llegar a un precio máximo de 71.7 \$/MWh en el año 2011. Las regulaciones 004/04, 009/006 y 004/11 establecieron precios preferentes para la

comercialización de energía para las generadoras públicas y privadas. Sin embargo, con la entrada en vigencia de la regulación 001/13 se restringió los precios establecidos únicamente a centrales como: biomasa, biogas, e hidráulica. De este último considerando solamente a centrales menores a 30 MW con un precio de 65.8 \$/MWh. Los precios de venta de energía para los proyectos de generación que se suscribieron bajo la regulación 009/06 estuvieron vigentes hasta 12 años a partir de la fecha de suscripción y los proyectos que entraron con la regulación 04/11 tendrán una vigencia de 15 años.

En el año 2016 la ARCONEL aprobó la regulación 031/16 y se deroga la 001/13 eliminando así los incentivos a proyectos de ERNC. No obstante, las solicitudes de los proyectos que se encontraron en trámite hasta la esa fecha continuaron con la regulación 001/13. Estas regulaciones además de implementar una tarifa FiT, establecieron un despacho preferente y de manera obligatoria a toda energía eléctrica que usen recursos renovables no convencionales hasta un límite del 2% o 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Mediante las normativas implementadas se recibió una oleada de solicitudes de títulos habilitantes en las que se registraron 13 proyectos de centrales hidráulicas mayores a 1 MW y 17 menores a 1 MW sumando una potencia total de 318.11 MW (CONELEC, 2013). En la tabla 5 se muestran los proyectos hidroeléctricos suscritos mayores a 1 MW.

Tabla 5 .*Proyectos Hidroeléctricos Suscritos.*

Proyectos Hidroeléctricos				
No	Compañía	Proyecto	Ubicación	Capacidad [MW]
1	HidrovictoriaS.A	Victoria	Quijos, Napo	10
2	Hidrolitoral E.P	Baba	Baba, Los Ríos	42
3	Elecaastro S.A	Ocaña	Cañar, Cañar	26
4	Elecaastro S.A	Saymirin V	Cuenca, Azuay	7,4

5	Hidrotambo S.A	San José del Tambo	San José del Tambo, Bolivar	8
6	Hidrosanbartolo S.A	San Bartolo	Santiago, Morona Santiago	48,1
7	Hidrowarm S.A	Normandía	Santiago, Morona Santiago	38,1
8	Hidrosierra S.A	Río verde	Baños, Tungurahua	10
9	Triolo S.A	Sigchos	Sigchos, Cotopaxi	17,4
10	Hidroalto S.A	Due	Gonzalo Pizarro, Sucumbios	49,7
11	Energidyne S.A	Río Luis	Portovelo, El Oro	15,5
12	San José de minas S.A	San José de Minas	Cayambe, Pichincha	6
13	Hidroelgen S.A	Sabanilla	Zamora, Zamora Chinchipe	40
		Total		318,1

Nota: Las Energías Renovables Análisis del Regulador. Concejo Nacional de Electricidad. 2013.

Adicionalmente, uno de los principales incentivos a la generación de energía renovable se encuentra en el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones (COPCI). Que define como marco legal que tiene por objeto “*regular el proceso productivo en las etapas de producción, distribución, intercambio, comercio, consumo, manejo de externalidades e inversiones productivas orientadas a la realización del Buen Vivir*” así como también “*generar y consolidar las regulaciones que potencien, impulsen e incentiven la producción de mayor valor agregado, que establezcan las condiciones para incrementar productividad y promuevan la transformación de la matriz productiva, facilitando la aplicación de instrumentos de desarrollo productivo, que permitan generar empleo de calidad y un desarrollo equilibrado, equitativo, eco-eficiente y sostenible con el cuidado de la naturaleza*” (Art. 9.1).

Todos los proyectos productivos que se encuentren dentro del ámbito antes señalado gozaran de una exoneración del pago del impuesto a la renta durante cinco años. Contados desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente a la nueva inversión. Para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 9.1, se considerarán las inversiones nuevas y productivas realizadas fuera de las jurisdicciones urbanas del Cantón Quito o del Cantón Guayaquil, y dentro de los siguientes sectores económicos prioritarios para el Estado:

- a. Producción de alimentos frescos, congelados e industrializados
- b. Cadena forestal y agroforestal y sus productos elaborados
- c. Metalmecánica
- d. Petroquímica
- e. Farmacéutica
- f. Turismo
- g. Energías renovables incluida la bioenergía o energía a partir de biomasa
- h. Servicios Logísticos de comercio exterior
- i. Biotecnología y Software aplicados
- j. Los sectores de sustitución estratégica de importaciones y fomento de exportaciones, determinados por el Presidente de la República.

Además, se incentivará procesos productivos eficientes es decir “*proyectos que utilicen tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto; adoptadas para reducir los efectos negativos y los daños en la salud de los seres humanos y del medio ambiente*” (Art. 9.1).

3.2 Esquemas de incentivos al desarrollo de las TER en la matriz energética del Ecuador.

En Ecuador la inversión en tecnología hidráulica no convencional se ha mantenido parcialmente baja debido a los complicados mecanismos de pago de tarifas, y además de que el FiT no está codificado en un decreto oficial o ley. Tampoco hay reglas de interconexión

garantizadas, ni un contrato de oferta estándar para los productores independientes de energía. Se está discutiendo una amplia gama de temas, incluyendo si ciertos sectores del mercado de la electricidad deberían ser nacionalizados nuevamente. Esto ha hecho que los inversionistas no estén seguros de que se respetarán los contratos celebrados anteriormente, la forma en la que se estructurará el FiT, y qué papel desempeñarán los productores independientes de energía en el futuro (Jacobs et al., 2013).

Establecer FiT según la ley y proporcionar claridad sobre el futuro de la política de energía renovable aumentaría significativamente la seguridad de la inversión (Rogers, Fink, & Porter, 2010; Jacobs et al., 2013). Países industrializados como el caso de Inglaterra, España Alemania entre otros, han aplicado el modelo FiT, obteniendo como resultados un aumento considerable en la generación mediante ERNC (Barbosa, 2016). Por tanto Ecuador está abierto a la posibilidad de implementar sistemas FiT para un mercado regulado en el que el precio de la energía es fijada por el ente regulador, en este caso el gobierno (Muñoz, Rojas, & Barreto, 2016).

En cuanto CRE en Ecuador es evidente la falta de conocimiento, cultura y reglamentos para negociar con mercados de carbono, razón por la cual estos no están inscritos para poderlos negociar en la Bolsa de Valores Nacional (BVN) (Egüez & Recalde, 2016). Si bien, los CRE son un producto de negociación relativamente nuevo y en etapa de maduración para los países en desarrollo, ya se están implementando en muchos de ellos (Ludeña, Schuschny, & Miguel, 2016). Por tanto, es importante que el Ecuador se incluya en estos procesos y se abra a la posibilidad de participar de sus beneficios para lo cual es indispensable incentivar el mercado de carbono. En este sentido la BVN brinda la posibilidad de que las empresas se beneficien con el comercio de los derechos de emisiones captando recursos para su crecimiento y desarrollo (Egüez & Recalde, 2016).

4 Modelo de difusión de PCH

La primera fase de la metodología que comprende la articulación del problema se desarrolló en la sección 1.2. Por tanto, en este apartado se abordan las fases consecuentes de la misma, en las cuales, se describe, construye y valida el modelo de simulación para analizar la difusión de PCH en la matriz energética del Ecuador. Además, se evalúan los efectos de la aplicación de esquemas de incentivos.

4.1 Propósito del modelo

El modelo tiene como propósito proveer información para la toma de decisiones hacia los potenciales inversionistas en torno al desarrollo energético del país, mediante la evaluación de esquemas de incentivos que fomenten la diversificación de la matriz energética hacia tecnologías de generación limpia y ecológicamente sustentables. Los resultados del modelo pueden ser utilizados posteriormente para establecer políticas de diversificación de la matriz energética del Ecuador utilizando estrategias que promuevan el desarrollo y soberanía energética del país. La descripción detallada será presentada en las secciones siguientes.

4.2 Hipótesis dinámica

Para nuestro caso de estudio el diagrama causal representa la estructura básica de la difusión de fuentes ER los cuales describen el comportamiento del sistema de estudio. El esquema causal básico está formado por tres ciclos de balance que representan límites de crecimiento de la “Capacidad Instalada”, y tres ciclos de refuerzo que impulsan el aumento de dicha capacidad. Este diagrama causal se muestra en la Figura 17.

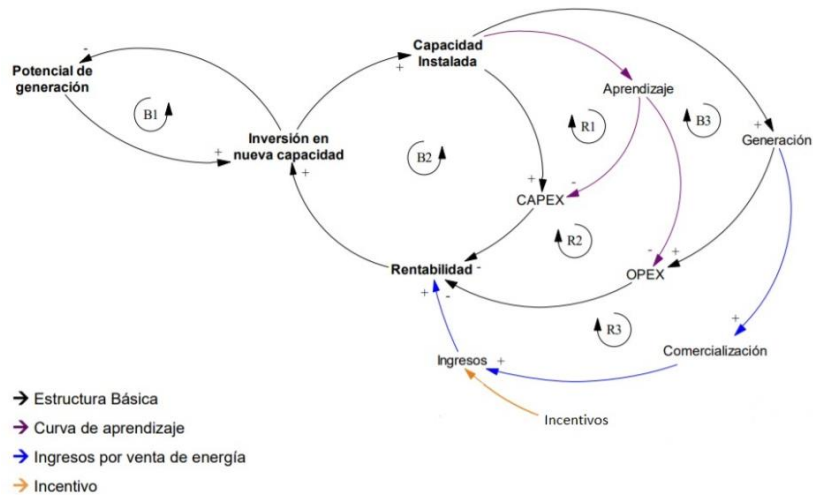


Figura 17. Diagrama causal.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Arias, 2014)

A partir de la estructura causal mostrada, se pueden plantear hipótesis sobre el comportamiento esperado del sistema según los ciclos que se muestran en la Figura 17. Se espera que el sistema presente un crecimiento en S, pues, la “Capacidad Instalada” acumulada debe crecer rápidamente como describe el modelo de difusión de Bass. Luego se observará el cambio de la tasa de adopción en nueva capacidad si se introducen incentivos en el modelo, esperando que, en presencia de estos la difusión sea más rápida que en el caso base (Arias, 2014).

4.3 Análisis por ciclos de realimentación

El modelo parte de un potencial energético “Potencial de generación” finito, mismo que se agota a medida que incrementa la inversión en nueva capacidad formando un ciclo de balance (B1). La “Capacidad Instalada” total se compone por la capacidad nueva instalada y la capacidad inicial instalada. La nueva capacidad instalada crece dado un incremento en la inversión en nueva capacidad, a su vez reduciendo los costos de capital “CAPEX”. Consecuentemente esto provoca un aumento en la “Rentabilidad”, formando un ciclo de balance (B2) como se muestra en la Figura 18.

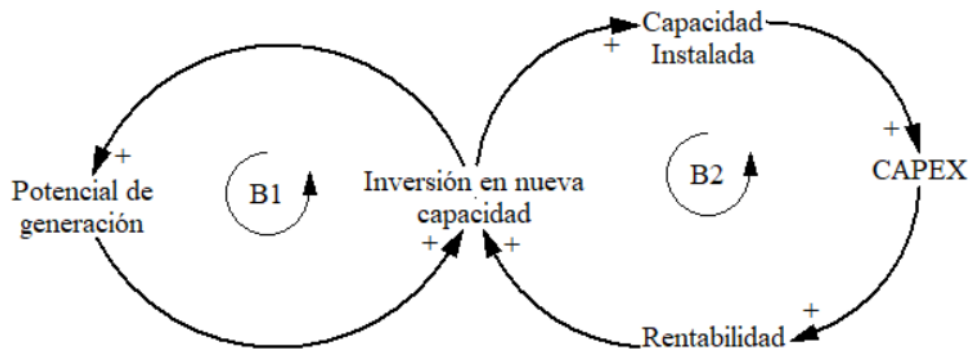


Figura 18. Diagrama causal. Ciclo B1Y B2

Fuente. Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

El esquema muestra que mientras mayor sea la “Capacidad Instalada”, mayor será el “aprendizaje” de la tecnología, lo que provoca una disminución en los costos “CAPEX” y “OPEX” (ciclos R1 Y R2) como se representa en la Figura 19.

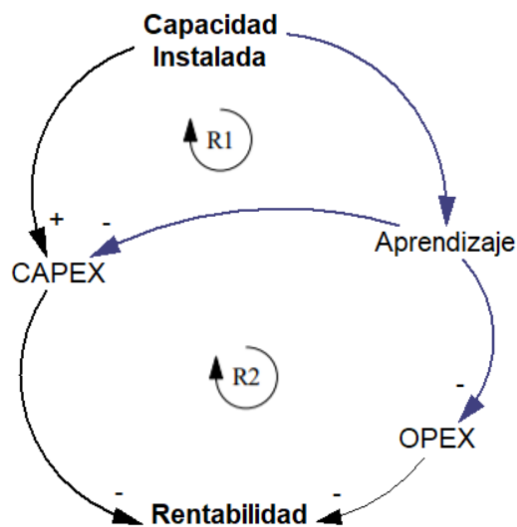


Figura 19. Diagrama causal. Ciclo R1Y R2

Fuente. Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

Paralelamente, un aumento en la “Capacidad Instalada” provoca una mayor generación de energía, lo que resulta mayores costos OPEX, provocando una reducción en la “Rentabilidad” de la tecnología (ciclo de balance B3). Así como también una mayor generación da como consecuencia mayores ingresos por comercialización aumentando la “Rentabilidad”, ciclo (R3) como se observa en la Figura 20.

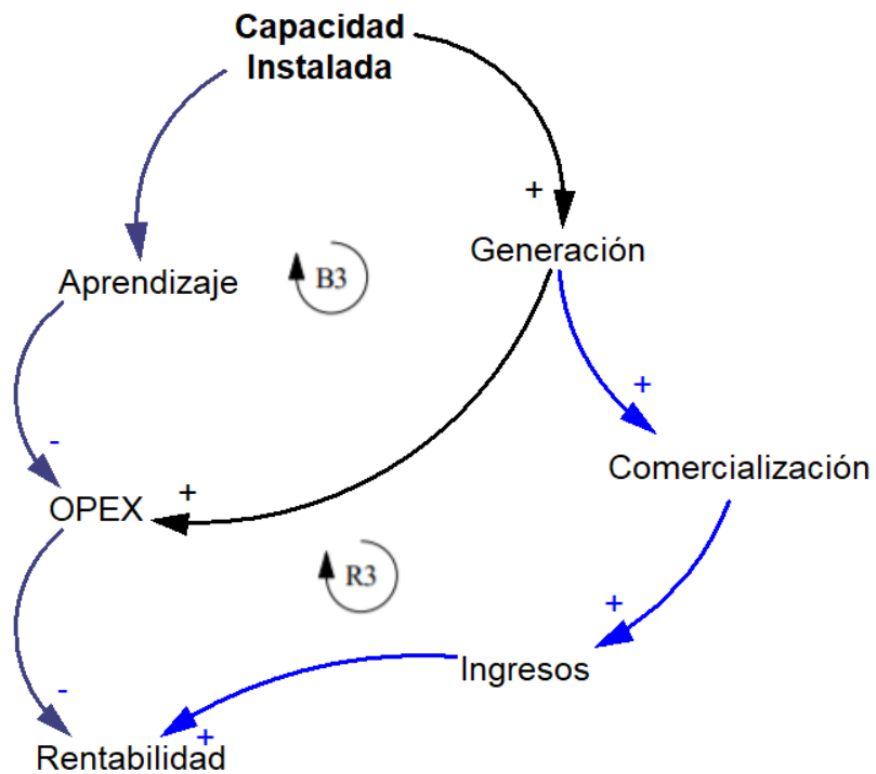


Figura 20. Diagrama causal. Ciclo B3 Y R3
 Fuente. Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

4.4 Diagrama de flujos y niveles

En este apartado se presenta el diagrama de flujos y niveles del modelo de difusión, representado en siete figuras.

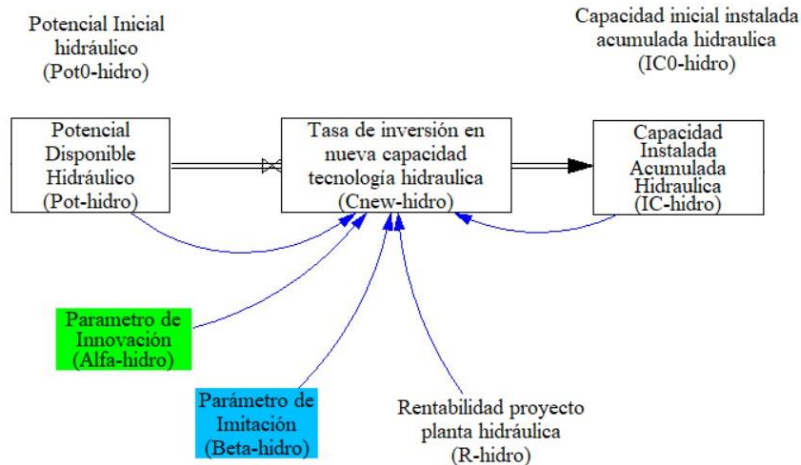


Figura 21. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de difusión de la tecnología hidráulica no convencional.

Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

La Figura 21 representa el módulo de difusión de la tecnología hidráulica no convencional. En esta sección del diagrama de flujos y niveles, se considera que existe un nivel de potencial no aprovechado nombrado “Potencial disponible”. Dicho potencial depende del “Potencial inicial instalado en el sistema”. Este potencial disponible se transforma en “Capacidad instalada acumulada hidráulica”, debido a la “Tasa de inversión en nueva capacidad”. La tasa de inversión dependerá de aquellos adoptadores que tienen un conocimiento de la tecnología (**innovadores**) y de aquellos adoptadores que ya saben de la tecnología por experiencias de otros (**imitadores**). Por último, los adoptadores potenciales toman la decisión de adoptar la tecnología de acuerdo a la “Rentabilidad del proyecto hidráulico”.

La Figura 22 muestra el modulo del aprendizaje, donde se calcula los costos “OPEX” y los “CAPEX” que intervienen en el cálculo de la “Rentabilidad”. Estos costos dependen directamente del aprendizaje de la tecnología, cuyo valor es tomado en base a estudios de la (IEA, 2013).

Además, para el cálculo de dichos costos interviene también la “Capacidad instalada acumulada hidráulica” descrita en el módulo anterior.

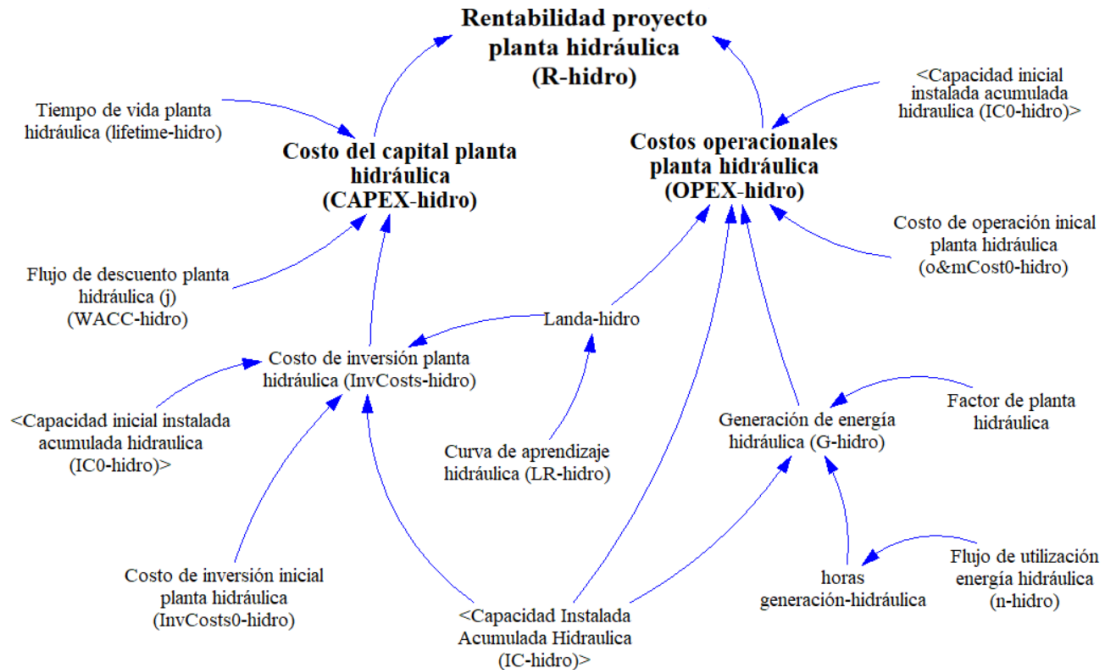


Figura 22. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de aprendizaje de la tecnología.
Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

La Figura 23 presenta el módulo de integración de incentivos. Este módulo constituye los incentivos a los “Ingresos por energía hidráulica”, así como también los “Impuestos por generación”. Los ingresos “Ingresos por energía hidráulica” dependerán directamente de las ganancias por “Comercialización de energía” así como de las “Ganancias por certificados CRE”. Paralelamente, los “Impuestos” dependerán de los costos “OPEX”, “CAPEX” y el “Flujo de agregación de impuestos (tr)”.

Para el cálculo de la rentabilidad intervienen los “Impuestos de generación de energía hidráulica”, los “Ingresos por energía hidráulica”, “CAPEX” y “OPEX”. La formulación detallada se describirá en la sección 4.5.

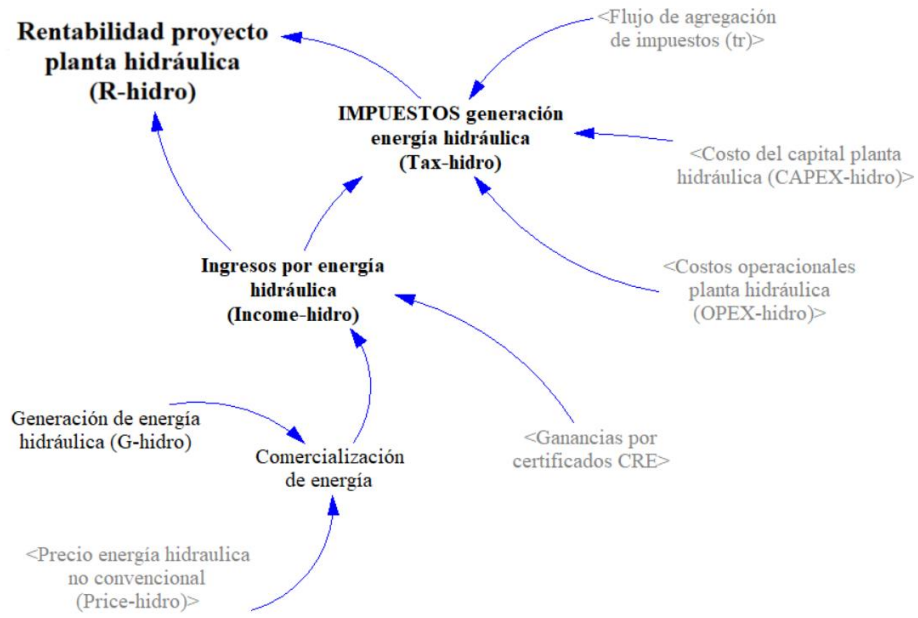


Figura 23. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de Incentivos.

Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

La Figura 24 exhibe el módulo del Incentivo reducción de Impuestos (TR), el cual se calcula como el “Flujo de agregación impuesto (tr)”. Este depende de la tasa de “Impuesto a la renta” mismo que se calcula de acuerdo a la legislación actual del Ecuador en este caso del 22% como se estudió en la sección 3.1. Además, depende también de la “Aplicación TR” que corresponde al periodo de exoneración de impuestos, es decir, cinco años.

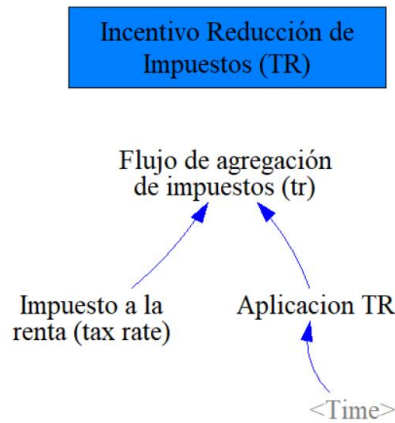


Figura 24. Diagrama de flujos y niveles. Módulo de módulo de reducción de Impuestos (TR).
 Fuente :Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

El módulo del Incentivo FiT se observa en la Figura 25. Se muestra como el “Precio energía hidráulica no convencional”. Para este caso se estudiarán dos posibles comportamientos: (a) Tomando en cuenta el “Precio de la energía independiente histórica”, es decir, el precio en base a regulaciones que han estado vigentes en años anteriores como se muestra en la sección 3.1. (b) Teniendo en cuenta el “Precio esperado futuro” dependiente de la “Tasa de inflación” según informes del (INEC, 2018).

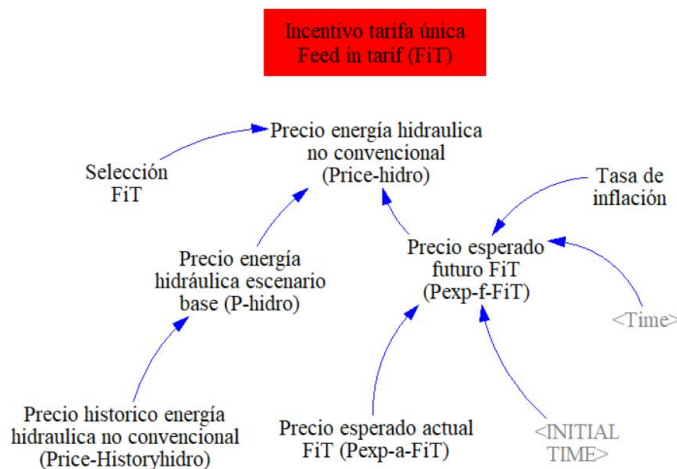


Figura 25. Diagrama de flujos y niveles. Módulo del Incentivo Feed in Tariff (FiT).
 Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

El módulo del Incentivo reducción de emisiones de carbono (TGC) se muestra en la Figura 26. Se representa como las “Ganancias por certificados CRE” que dependen directamente de la “Reducción de emisiones”, así como el valor actual del “Incentivo ambiental” tomado de (Reinoso et al., 2016). A su vez, la “Reducción de emisiones” se calcula tomando en cuenta la “Generación de energía hidráulica” y el “Factor de emisiones” en base a estudios realizados por el (CENACE, 2011).

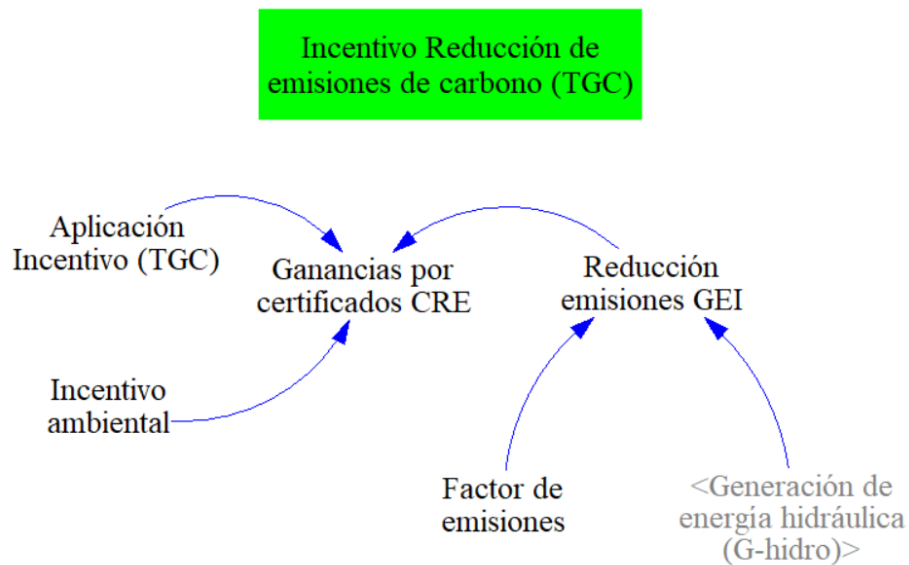


Figura 26. Diagrama de flujos y niveles. Módulo del Incentivo reducción de emisiones de carbono (TGC).

Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

Finalmente, la Figura 27 muestra respectivamente como se obtiene el “Costo unificado de la energía (LCOE)” el cual depende de los costos “OPEX”, “CAPEX” e “Impuestos” así como la “Generación de energía hidráulica”.

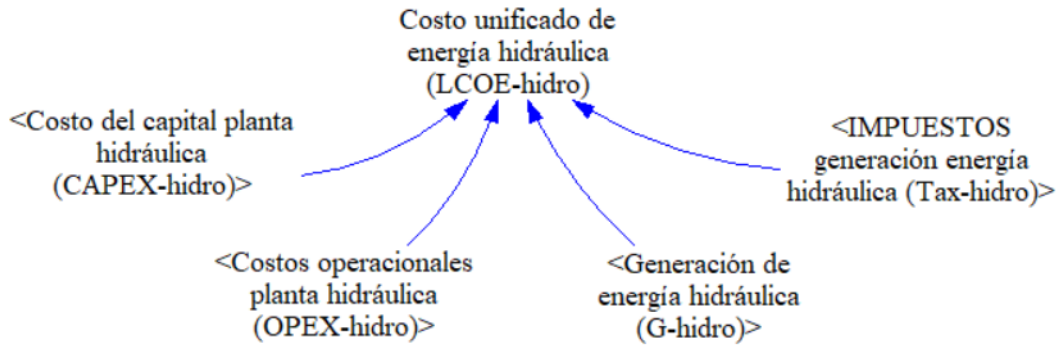


Figura 27. Diagrama de flujos y niveles. Sección del precio (LCOE).

Fuente: Elaboración propia basado en (Arias, 2014).

Todas las ecuaciones y las relaciones presentadas se encuentran en el Anexo A. Así como los valores de los parámetros utilizados pueden verificarse en la Tabla 7.

4.5 Formulación del modelo

El modelo planteado parte del modelo de (Bass, 1969) , en el cual la dinámica de difusión se presenta como el flujo del entre potencial disponible “PD” y la capacidad instalada “CI” de PCH. Estas variables tienden a variar según la tasa de inversión en nueva capacidad “Tasa_{inv.}”. El potencial disponible es un valor finito que representa la potencia máxima total que se puede instalar en el país para una energía en particular. El comportamiento se describe mediante las ecuaciones diferenciales:

$$-\frac{dPD}{dt} = Tasa_{inv} = \frac{dCI}{dt} \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$Tasa_{inv} = \alpha \cdot PD + \beta \cdot R \cdot PD \cdot \left(\frac{CI}{PD+CI} \right) \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$PD = P_0 - CI \quad \text{Ecuación (17)}$$

Donde:

α = Parámetro de innovación.

β = Parámetro de imitación.

CI = Capacidad Instalada Acumulada

PD = Potencial disponible en el tiempo t.

P_0 = Potencial disponible al inicio de la simulación.

R = Rentabilidad.

La rentabilidad “*Rent*” se define como la relación entre los ingresos y los egresos, considerando dentro de este, los costos “*CAPEX*”, “*OPEX*” y los impuestos aplicados a las PCH. Los ingresos totales equivalen a la suma de ingresos por comercialización que se calculan como el producto de la energía generada y el precio de la energía más los incentivos. La generación es igual a la capacidad instalada por el flujo de utilización de la tecnología. Estas ecuaciones se presentan a continuación:

$$Rentabilidad = \frac{Igresos}{CAPEX + OPEX + Impuestos} \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$CAPEX = \frac{j \cdot Costo_{inver}}{1 - (1+j)^{tiempo\ de\ vida}} \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$OPEX = Costo_{operacion} \cdot Generación \quad \text{Ecuación (20)}$$

$$Generación = CI \cdot Utilización \quad \text{Ecuación (21)}$$

$$Ingresos = Comercialización + Incentivos \quad \text{Ecuación (22)}$$

El “CAPEX” se definen como el dinero gastado por una empresa u organización en la adquisición o el mantenimiento de los activos fijos, como terrenos, edificios y equipo (Law, 2009, p. 598). Para este caso son los costos de inversión de las plantas teniendo en cuenta la tasa de retorno definida por la (Regulación No. CONELEC 03/11, 2011) en función de la metodología del costo promedio ponderado de capital CPPC o WACC por su siglas en inglés el cual se representa con la letra (j). Con esto se busca retribuir la inversión de los accionistas al igual que una empresa eficiente en un mercado de riesgo comparable (Arias, 2014). Los “OPEX” se definen como el dinero gastado en los costos corrientes de funcionamiento de una empresa u organización, tales como los salarios y la renta de las instalaciones (Law, 2009, p. 598). El OPEX se calcula como el costo de operación por MWh, multiplicado por la energía generada (Carvajal, 2013). Finalmente, los ingresos se calculan como la suma entre la comercialización y los incentivos recibidos. Como muestran las ecuaciones (19), (20) y (22) respectivamente.

4.5.1 Integración de la curva de aprendizaje

La integración del aprendizaje dentro del modelo de difusión se da por un factor de reducción de costos por aprendizaje dicho factor se calcula como relación entre la capacidad acumulada actual “CI”, la capacidad inicial “CI₀” y la tasa de aprendizaje “LR” como se calcula en la ecuación (13) (Arias, 2014). Estas ecuaciones se muestran a continuación:

$$Costo_{inver} = CI \cdot Costo_{Inv_0} \cdot \left(\frac{CI}{CI_0} \right)^{-\alpha} \quad \text{Ecuación (23)}$$

$$Costo_{operación} = Costo_{oper,0} \cdot \left(\frac{CI}{CI_0} \right)^{-\alpha} \quad \text{Ecuación (24)}$$

$$\alpha = \frac{-\ln(1-LR)}{\ln(2)} \quad \text{Ecuación (25)}$$

Donde:

$CostoInv_0$ = Costo de inversión inicial

$Costo_{oper_0}$ = Costo de operación inicial

α = Coeficiente de la tasa de aprendizaje

Donde el costo de inversión en dólares es producto del costo de inversión en el tiempo inicial “ $CostoInv_0$ ”, la capacidad instalada “CI” y el factor de reducción de costos por aprendizaje. De forma similar los costos de operación y mantenimiento por MW instalado dependen del costo de operación en tiempo inicial y el mismo factor de aprendizaje. Para incluir el aprendizaje dentro del modelo se realiza un supuesto de que los costos de inversión en equipos como los costos de operación se reducen a la misma tasa (Arias, 2014). Finalmente, el costo total de inversión se define como la suma de los costos de equipos, infraestructura y otros. Véase ecuación (26)

$$CostoInver_0 = Costos_{equipos} + Costo_{infra} + Costo_{otros} \quad \text{Ecuación (26)}$$

4.5.2 Incentivo FiT

En la presente investigación se plantean dos opciones para el modelo del precio de la energía:

- I. Considerando el precio constante de la energía, y basado en datos históricos del mercado ecuatoriano según las regulaciones aprobadas en el año 2011.
- II. Considerando un precio especial FiT independiente del mercado con ajuste de inflación el cual en la actualidad no se encuentra regulado por la ARCONEL.

Los ingresos por comercialización se calculan mediante la ecuación (27) en la que el precio puede ser constante. O por la ecuación (28) en donde el “Precio_{FIT}” es el precio de la energía bajo el escenario FiT, “Precio” es el precio esperado al inicio de la simulación, “TasaFiT” es la tasa de incremento del precio (o inflación), y “n” es el periodo de la simulación (o tiempo).

$$\text{Comercialización} = \text{Generación} \cdot \text{Precio} \quad \text{Ecuación (27)}$$

$$\text{Precio}_{\text{FiT}} = \text{Precio}_0 \cdot (1 + \text{tasa}_{\text{FiT}})^n \quad \text{Ecuación (28)}$$

4.5.3 Incentivo Ambiental

Los ingresos por incentivos ambientales corresponden al producto de “Reducción de emisiones “GEI” y el “Precio de los CRE”. La “Reducción de GEI” equivale a la multiplicación entre la generación de energía y un “Factor de emisiones” como se observa en las ecuaciones (29) y (30) (Arias, 2014).

$$\text{Ganancias por CRE} = \text{Reducción}_{\text{GEI}} \cdot \text{Precio}_{\text{CRE}} \quad \text{Ecuación (29)}$$

$$\text{Reducción}_{\text{CRE}} = \text{Factor}_{\text{GEI}} \cdot \text{Generación} \quad \text{Ecuación (30)}$$

El valor de “Factor_{GEI}” para ERNC fue tomado del informe (CENACE , 2011, p. 16). Obteniendo dos factores de emisión del SIN del Ecuador. El primero para un margen combinado de proyectos Termoeléctricos e Hidroeléctricos. El segundo con un margen combinado para proyectos de energía renovable no convencional (CENACE , 2011, p. 16). Los valores se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. *Factor de reducción de Emisiones*

Factor de emisión CO2 del SIN al año 2011 (Ex Post)		
	Hidroeléctrica,Termoeléctrica	Energías renovables no convencionales
W_{OM}	0,5	0,75
W_{BM}	0,5	0,25
$EF_{grid,CM,y}$	0,5669 tCO2/MWh	0,6692 tCO2/MWh

Nota: Recuperado de CENACE, 2011

4.5.4 Incentivo reducción de impuestos.

En el Ecuador es obligatorio el pago del impuesto por concepto de renta como se vio en la sección 3.1. Teniendo en cuenta que este valor es exonerado para proyectos de ERNC durante los 5 primeros años desde que se generan ingresos. Este comportamiento puede ser expresado mediante la ecuación:

$$Impuesto = \begin{cases} if(ingresos - OPEX - CAPEX) > 0 \text{ AND } (Tiempo_{oper} > 5 \text{ años}) ; t_r(ingresos - OPEX - CAPEX) \\ if(ingresos - OPEX - CAPEX) < 0 ; t_r = 0 \end{cases}$$

Ecuación (31)

Donde, las ganancias se representan mediante la diferencia entre los “ingresos”, el “OPEX” y el “CAPEX”. El valor de “ t_r ” representa la tasa de impuesto cobrada por el gobierno a las ganancias generadas, solo si estas ganancias superan el valor de cero y el tiempo de operación de la planta es mayor a cinco años. Caso contrario esta tasa equivale a cero al no existir ganancias en ese periodo.

4.6 Supuestos y especificaciones

Para la construcción del modelo es necesario tomar en cuenta algunos supuestos y especificaciones iniciales los cuales se presentan a continuación:

- El tiempo de simulación del modelo es de 14 años, iniciando en el año 2017 y culminando en el año 2031 según (MEER, 2016).
- Para análisis de la difusión de PCH se tomará a consideración proyectos de generación a pequeña y mediana escala, es decir, proyectos con potencia menores o iguales a 50 MW.
- Para la validación y calibración del modelo, el parámetro de tasa de aprendizaje tomará el valor de 5 %, como plantean estudios de la (IEA , 2013) que se muestra en la Tabla 3.
- El cálculo de los Costos de Operación y Mantenimiento se realizará en base a los análisis de costos fijos de generación proporcionados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). Los cuales se observan en el Anexo B.
- La Capacidad Inicial instalada será calculada como la sumatoria total de proyectos de PCH instalados hasta el año 2017, con datos de infraestructura, transacciones e indicadores, según informes de la (ARCONEL, 2015). Esto se muestra en el Anexo C.
- El parámetro de flujo de descuento (WACC) tomara el valor de 11.2%, valor presentado en el informe de Análisis de Costos y Pliego tarifario del Servicio Eléctrico, proporcionado por la (CELEC EP)
- El valor de los costos de inversión inicial se determina en base al estudio realizado por el autor (Villavicencio, 2015), en cuanto a los costos de centrales hidroeléctricas públicas y privadas en el Ecuador.
- El valor de la tasa de inflación fue determinado como un promedio en base a la inflación anual de los periodos comprendidos entre los años 2012-2017 proporcionado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC, 2018, p. 6) el cual corresponde al valor de 3.5%.
- El precio de la energía para el caso base se obtuvo del informe estadístico anual proporcionado por la (ARCONEL, 2016) con un valor de 20.5 USD/MWh

- El factor de planta y tiempo de vida útil de la planta se tomarán con los valores presentados en informes de (BID, 2018; IRENA, 2012)

5 Validación

Para validar el modelo desarrollado, el autor Barlas (1996) propone pruebas orientadas hacia la estructura y a su comportamiento. En esta sección se presentan los resultados de las pruebas realizadas.

5.1 Pruebas directas a la estructura

5.1.2 Pruebas de consistencia dimensional

Para la validación de consistencia dimensional del modelo de difusión propuesto se utilizó el software Vensim PLP plus el cual cuenta con la herramienta de verificación dimensional para todas las relaciones de flujos, niveles, variables y parámetros del modelo. Se comprobó que el modelo no posee errores adimensionales superando así la prueba realizada. La formulación de sus ecuaciones y sus unidades se pueden observar en el Anexo A.

5.2 Verificación de parámetros

5.2.1 Determinación de los parámetros de innovación (p) e imitación (q).

Antes de validar los parámetros fue necesario calcular los valores de innovación “p” e imitación “q” para el caso ecuatoriano. Con el procedimiento explicado en la sección 2.9.2. Los cálculos de estos parámetros se los realiza en base a datos históricos de capacidad instalada anual de PCH hasta 50 MW proporcionados por la ARCONEL los cuales se muestran en el Anexo D.

En primer lugar, fue necesario procesar los datos proporcionados debido a que existen valores atípicos que no concuerdan con la tendencia normal del sistema. A continuación, mediante la ecuación (6) se estimaron los parámetros del modelo de (Bass, 1969b).

En el cual:

$$\alpha_1 = pm;$$

$$\alpha_2 = q-p;$$

$$\alpha_3 = -\frac{q}{m}$$

Donde, α_1 , α_2 y α_3 se obtuvieron mediante el análisis de regresión usando para ellos el software estadístico (NCSS 12). Obteniendo los siguientes resultados:

$$\alpha_1: 0.27481$$

$$\alpha_2: 0.11641$$

$$\alpha_3: -0.00117$$

Los cuales cumplen con las restricciones:

$$\alpha_1 > 0, \alpha_2 > 0, \alpha_3 < 0$$

Con los que se obtuvieron p y q:

$$p = 0.00270074$$

$$q = 0.1187$$

Una vez calculados los valores de imitación e innovación, se procedió a la confirmación de parámetros. Esta etapa consiste en evaluar los mismos a modo de comprobar que tenga la suficiente

precisión y que además correspondan con la información real del sistema. A continuación, en la tabla 7 se especifican los parámetros utilizados y la fuente de donde se obtuvieron.

Tabla 7. *Valores de los parámetros de entrada.*

Parámetro	Valor	Significado	Fuente
Potencial disponible hidráulico	1415 [MW]	Cantidad de capacidad disponible en el Ecuador	(ARCONEL, 2015)
Flujo de descuento planta hidráulica (WACC)	11.2 [%]	Tasa de descuento en función del Costo Promedio Capital.	(ARCONEL, 2018a)
Tiempo de vida de la planta hidráulica	30 [Años]	Tiempo de vida útil de la planta.	(ARCONEL, 2018a)
Costo de inversión inicial planta hidráulica	2 104 [USD/KW]	Costo necesario para poner el proyecto en funcionamiento.	(Villavicencio, 2015)
Curva de aprendizaje hidráulica.	5 [%]	Describe el grado de aprendizaje dadas las mejores que se producen en los costos a medida que se gana experiencia.	(IEA, 2013)
Costo operación inicial planta hidráulica.	10.92 [USD/MWh]	Costo de operación de la planta por cada MWh generado.	(ARCONEL, 2018a)
Factor de planta hidráulica	56	Factor de capacidad neto o factor de carga.	(BID, 2018)
Precio de la energía CB	20.5 [USD/MWh]	Precio de la energía en el Caso base.	(ARCONEL, 2016)

Nota: Elaboración propia.

Luego de realizar esta prueba se pudo comprobar que los parámetros calculados a partir de datos históricos son consistentes con el comportamiento real del sistema obteniendo un factor de correlación del 91.33%. Con lo cual se puede otorgar confiabilidad y robustez al modelo. Los Resultados se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. *Errores de los parámetros calculados.*

	Valor Calculado	Factor de Correlación R2	Error Medio Cuadrático Porcentual (PMSE)	Error Medio Cuadrático (RMSE)[MW]
Parámetro de Innovación (alfa)	0,0027			
Parámetro de Imitación (beta)	0,1187	91,33%	5,35%	22,02
Tasa de aprendizaje (lamda)	5%			

Nota: Elaboración propia.

5.2.2 Parámetros a optimizar

Los parámetros considerados en el proceso de calibración son aquellos sobre los cuales no se tiene información precisa para determinarlos. Por lo general estos no pueden ser medidos u observados directamente y tienen un alto grado de incertidumbre. En el proceso de calibración se asigna la mejor coincidencia de los datos de modelado y los valores reales de las principales variables (Parra et al., 2018). En nuestro caso los parámetros a optimizarse corresponden a innovación, imitación y la tasa de aprendizaje de la tecnología (λ). Este proceso de optimización se llevó a cabo en el software Vensim DSS dando como resultados los valores presentados en la Tabla 9. Consecuentemente en la Figura 28 se puede observar que los valores optimizados presentan un mejor ajuste en comparación a los resultados de la simulación con los valores calculados. Además, se puede constatar que la tendencia de la simulación con los valores optimizados cumple con el comportamiento de la capacidad instalada histórica del Ecuador.

Tabla 9. Errores con los parámetros calculados vs parámetros optimizados.

	Parámetro de Innovación (p)	Parámetro de Imitación (q)	Taza de aprendizaje (Alfa)	Factor de Correlación R2	Error Medio Cuadrático Porcentual (PMSE)	Error Medio Cuadrático (RMSE)[MW]
Valores Calculados	0,0027	0,1187	5%	91,33%	5,35%	22,02
Valores Optimizados	0,000619705	0,2509	6.45%	94,27%	3,22%	16,41

Nota: Elaboración propia.

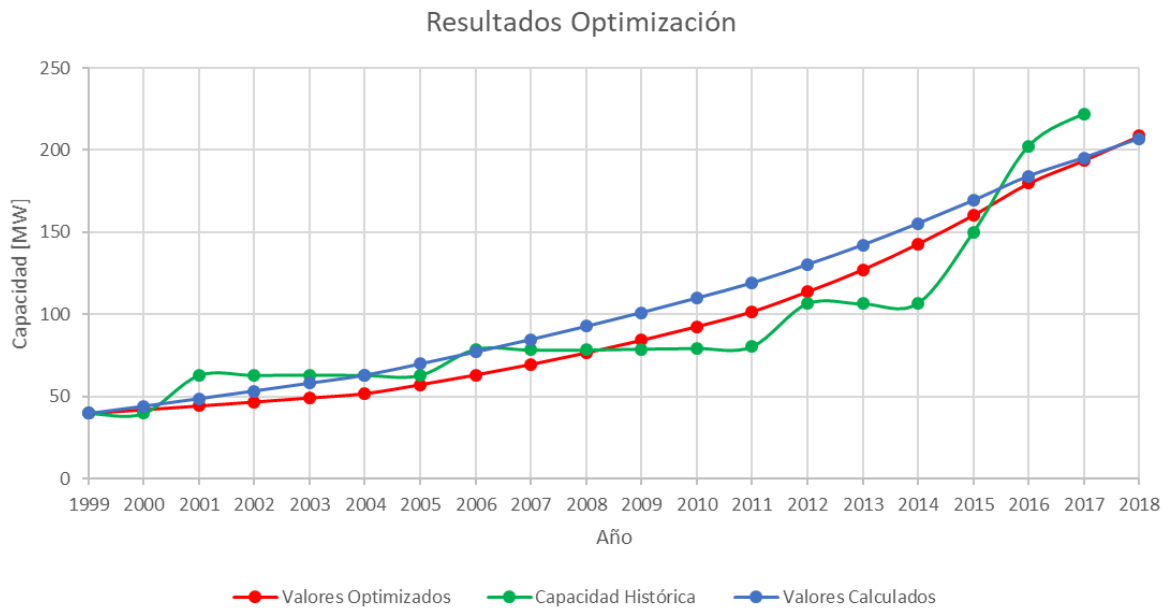


Figura 28. Valores optimizados vs valores calculados.

Fuente: Elaboración propia

5.4 Pruebas directas al comportamiento

5.4.1 Pruebas de condiciones extremas

Esta prueba pretende evaluar la validez de las ecuaciones del modelo bajo condiciones extremas, es decir, ante variaciones exageradas en los parámetros o variables. Se evalúa la verosimilitud de los valores resultantes frente a lo que sucedería bajo una condición similar en la

vida real (Barlas, 1996). El modelo se sometió a los valores extremos de las variables: “Potencial disponible” y “Precio de venta de energía”. Los resultados se representan a continuación.

- Potencial disponible igual a cero.

Como consecuencia de la ausencia de potencial disponible se espera que no debería haber adoptadores en el sistema y la tasa de difusión debería permanecer siempre igual a cero. Paralelamente se espera que no exista un desarrollo en la capacidad instalada acumulada manteniéndose en la capacidad instalada inicial. La Figura 29 y 30 muestra los resultados arrojados por el modelo mostrándose coherentes con los resultados esperados.

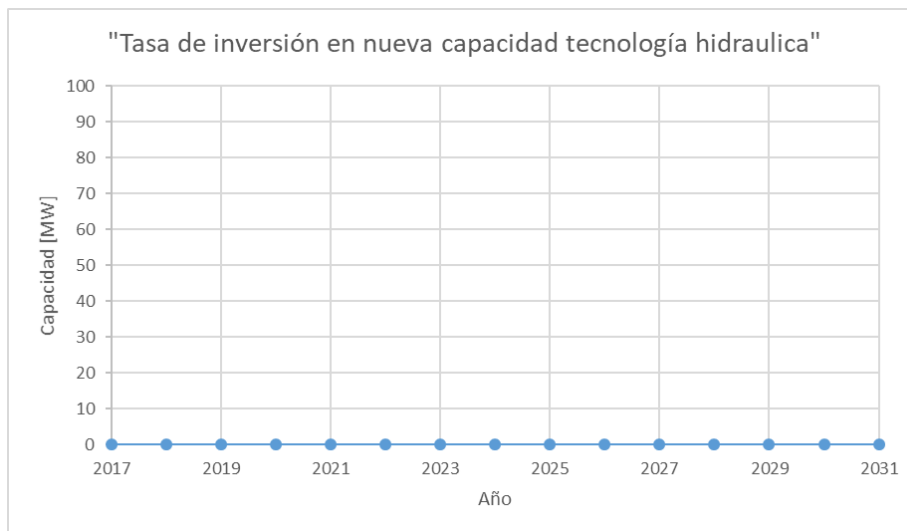


Figura 29. Tasa de difusión en condiciones de potencial disponible igual a cero.

Fuente: Elaboración propia

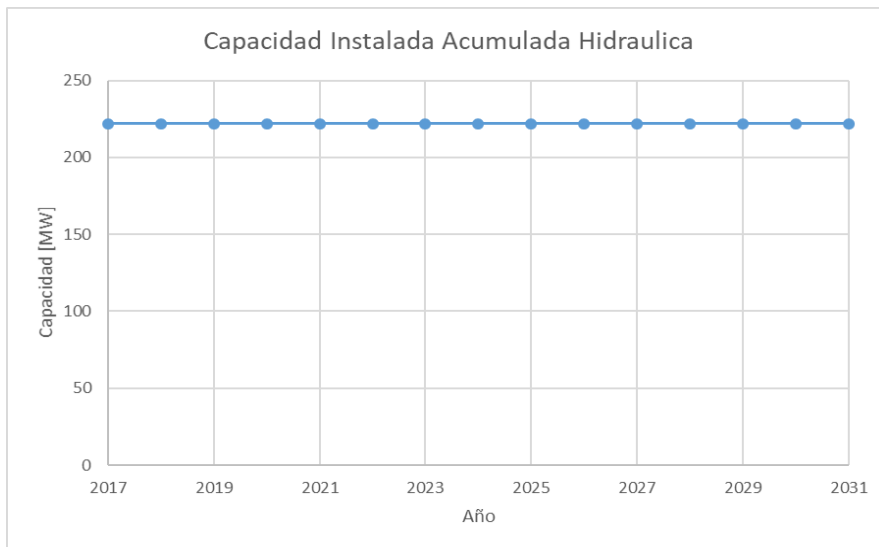


Figura 30. Capacidad instalada acumulada en condiciones de potencial disponible igual a cero.
Fuente: Elaboración propia

- Precio de venta de energía generada igual a cero.

Se espera que no exista ingresos por venta de energía, debido a que la energía de la red sería gratis y consecuentemente se espera una rentabilidad igual a cero al no obtener ganancias de ventas por energía. Como se muestran en las siguientes Figuras 31 y 32.

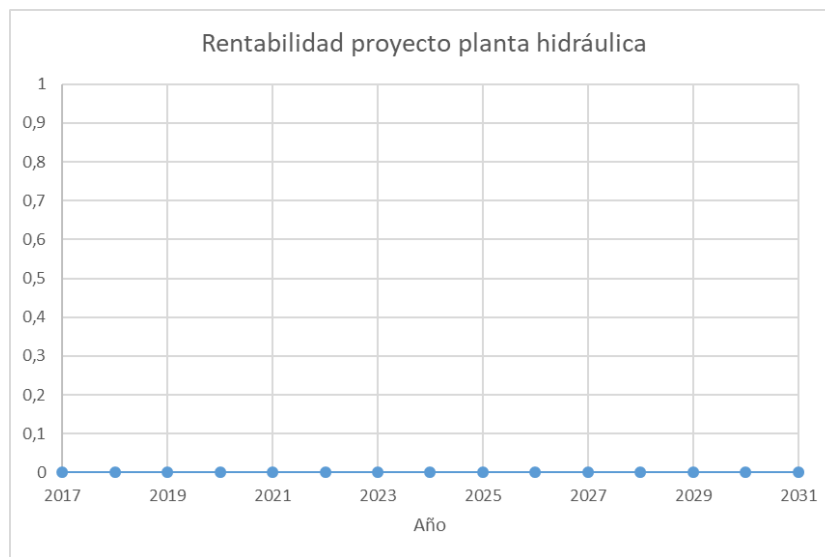


Figura 31: Rentabilidad en condiciones de precio de venta de la energía hidráulica igual a cero.
Fuente: Elaboración propia



Figura 32: Ingresos por venta de energía hidráulica en condiciones de precio de energía igual a cero.

Fuente: Elaboración propia

5.4.2 Prueba de sensibilidad del modelo

La prueba de sensibilidad al comportamiento consiste en determinar aquellos parámetros con los que el modelo es altamente sensible y a su vez comprobar si el sistema real exhibirá una alta sensibilidad similar a los parámetros correspondientes.

Se realizaron pruebas de sensibilidad sobre cinco parámetros importantes: “costo de inversión”, “tasa de aprendizaje (λ)”, “costo de operación y mantenimiento”, “tiempo de vida de la planta”. Las pruebas se realizaron mediante el método Montecarlo con 1000 corridas. Los resultados se muestran en las figuras a continuación en las que se presenta el porcentaje de sensibilidad dentro del rango de variación de cada parámetro en un 50%, 75%, 95% y 100%:

- Sensibilidad de la variable “Capacidad Instalada Acumulada” ante variaciones en el parámetro “Costo de Inversión”, suponiendo una distribución uniforme entre 1.8USD/MW y 8USD/MW según (IRENA, 2012).

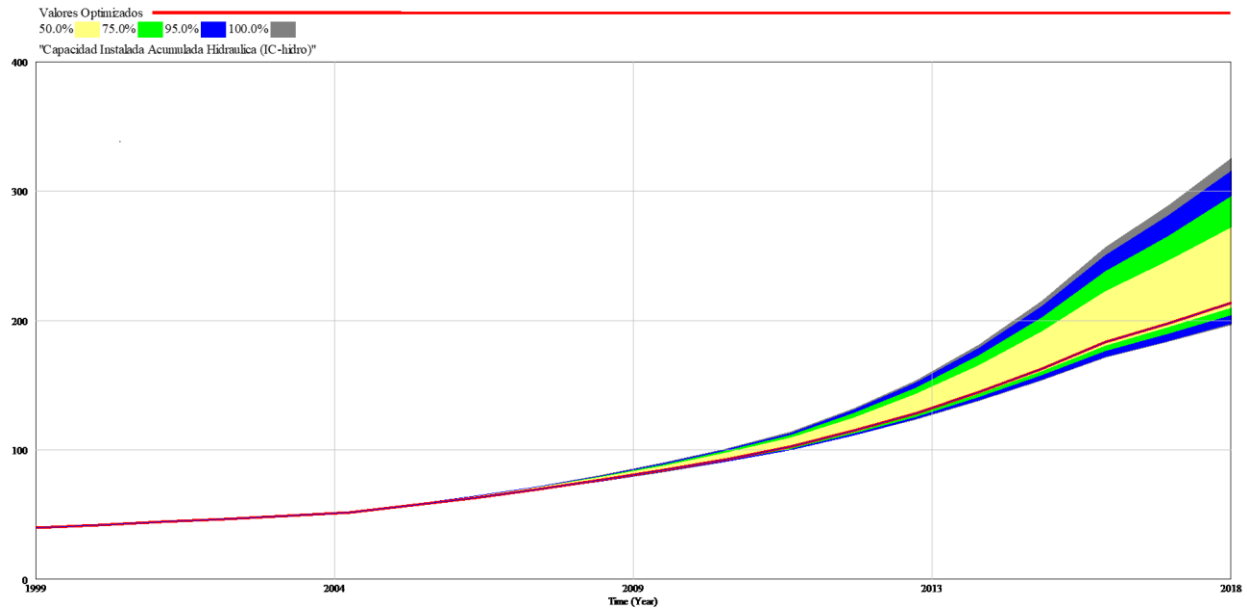


Figura 33. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Costo de Inversión.
 Fuente: Elaboración propia

En la Figura 33 se observa que la variable “Capacidad Instalada Acumulada” presenta una alta sensibilidad al parámetro “Costo de Inversión” evidenciando que ante una alteración al 100%, es decir, 1.8 USD/MW se obtiene un mayor desarrollo de la tecnología llegando aproximadamente a los 700MW. De igual manera que ante costos altos de inversión en este caso 8USD/MW se obtiene un bajo desarrollo de la tecnología.

- Sensibilidad de la variable “Capacidad Instalada Acumulada” ante variaciones en el parámetro “tasa de aprendizaje”, suponiendo una distribución uniforme entre 1% y el 23 % según (Arias, 2014).

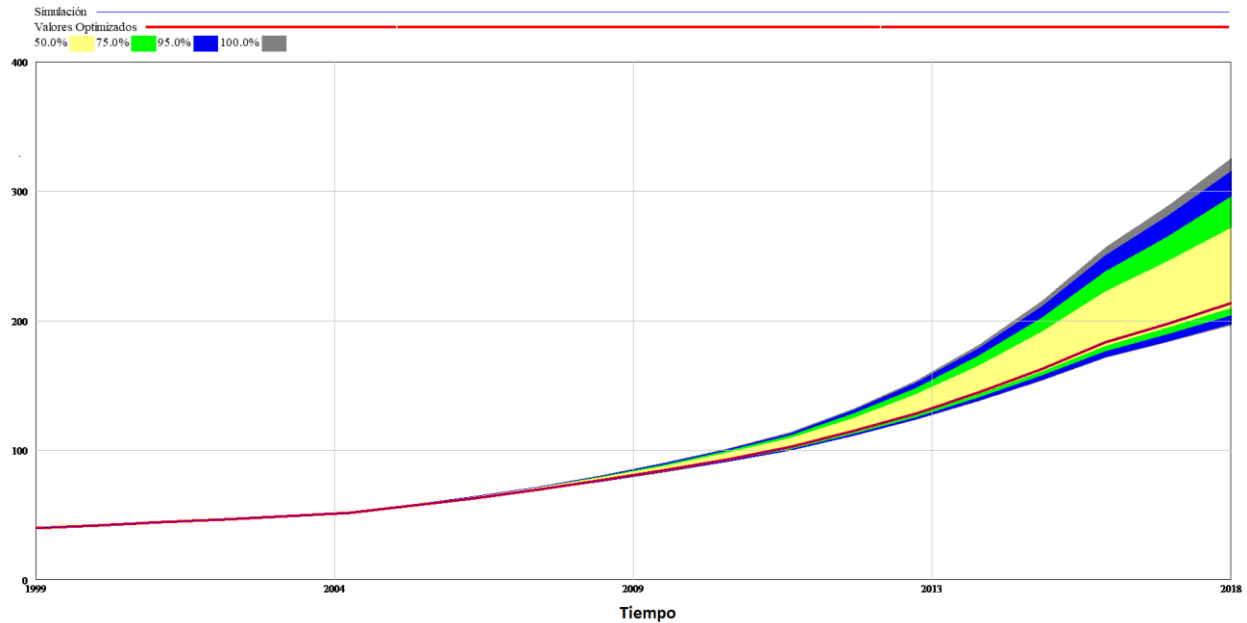


Figura 34 . Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Tasa de Aprendizaje.
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 34 se puede observar que la variable “tasa de aprendizaje” presenta una alta sensibilidad en la “Capacidad Instalada Acumulada” evidenciando que ante una variación del parámetro de aprendizaje del 100% se logra un alto desarrollo de la tecnología y viceversa, con valores pequeños se alcanza un bajo desarrollo.

- Sensibilidad de la variable “Capacidad Instalada Acumulada” ante variaciones en el parámetro “Costo de Operación y Mantenimiento inicial”, suponiendo una distribución uniforme entre 5 USD/MWh y 18USD/MWh según estudios de costos de la ARCONEL.

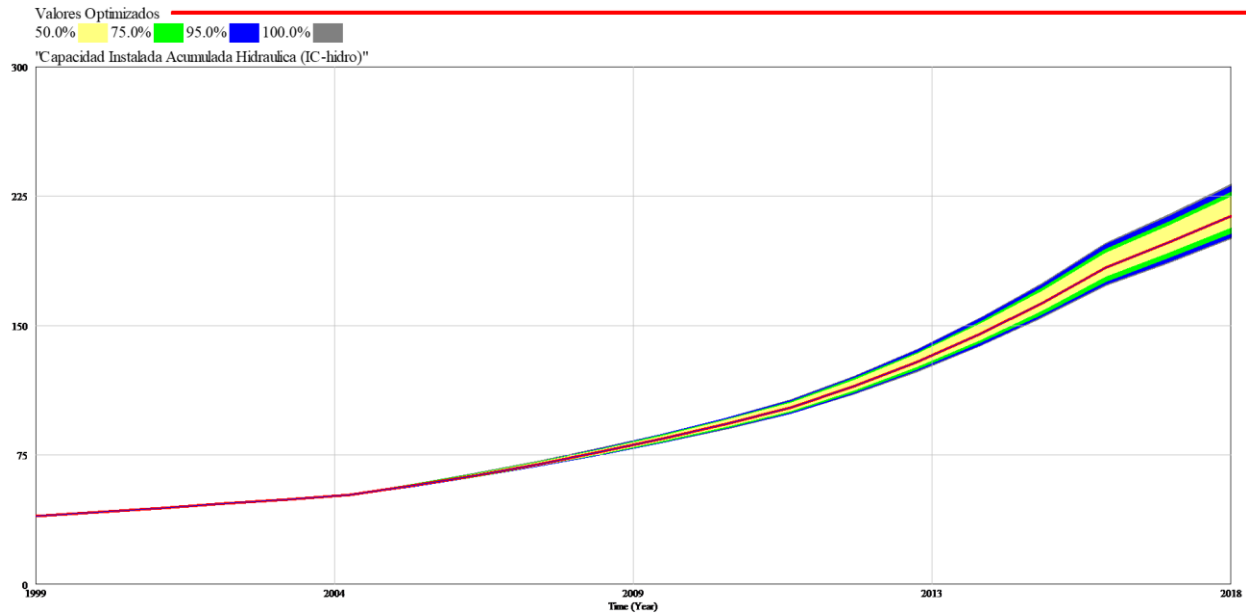


Figura 35. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Costo de Operación y Mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 35 se puede evidenciar que la variable “Costo de Operación y Mantenimiento inicial” presenta sensibilidad en menor grado en comparación a las otras variables analizadas. Se puede observar que ante una variación del 100% en los Costos de Operación y Mantenimiento inicial” la capacidad instalada acumulada no presenta un cambio considerable en el desarrollo de la tecnología.

- Sensibilidad de la variable “Capacidad Instalada Acumulada” ante variaciones en el parámetro “Tiempo de vida de la planta” suponiendo una distribución uniforme entre 30 y 50 años (IRENA, 2012).

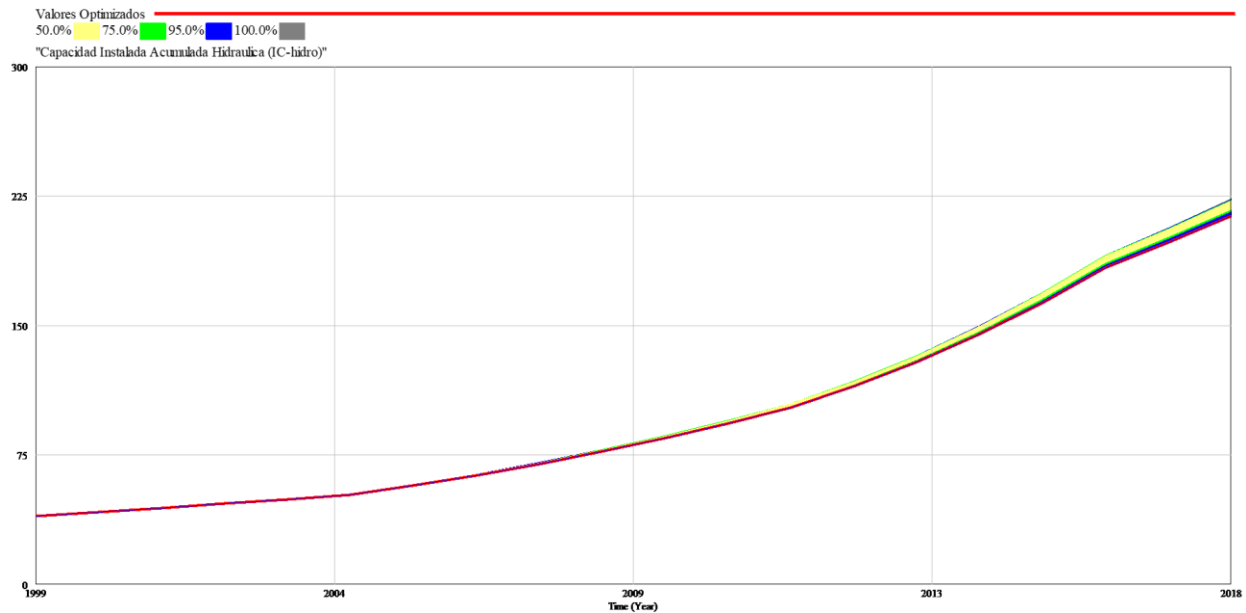


Figura 36. Sensibilidad en la Capacidad Instalada Acumulada al parámetro Tiempo de Vida de la Planta.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 36 es posible evidenciar la variable que el “Tiempo de vida de la planta” es muy poco sensible en la “Capacidad Instalada Acumulada”. Debido a que ante una variación del 100% no existe una alteración considerable en el desarrollo de la capacidad.

6 Análisis del caso base

El análisis del caso base se realiza a partir de un escenario llamado “caso base (CB)”. Este caso muestra el proceso de difusión de la tecnología hidráulica no convencional y sus efectos en la **Capacidad Instalada Acumulada** teniendo en cuenta esquemas de incentivos actuales y las aplicados en periodos anteriores. Los resultados del caso base respecto a la difusión de la tecnología hidráulica no convencional son para instalaciones de micro, pequeñas y medianas centrales hasta 50 MW, de acuerdo con los supuestos presentados en la sección 4.6.

6.1 Resultados del Caso Base (CB)

6.1.1 Difusión en el CB

Los resultados del CB con respecto a la difusión de tecnología hidráulica no convencional representan la tendencia actual de la adopción en nueva capacidad. Evidenciando un ligero crecimiento en la tasa de adopción como consecuencia de los esquemas de incentivos actuales que se manejan en el marco regulatorio. En la Figura 37 se puede apreciar que la adopción esta entre 9 y 17 MW/Año. Este ligero crecimiento se explica debido a los a los efectos de la innovación y la imitación en el modelo.

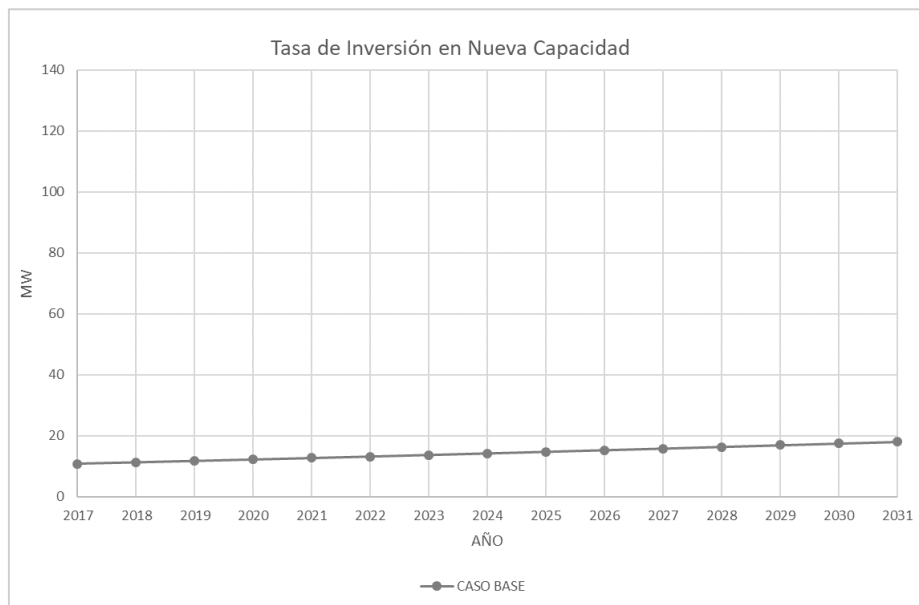


Figura 37. Tasa de inversión en nueva capacidad - CB.

Fuente: Elaboración propia

6.1.1 Capacidad Instalada Acumulada en el CB.

Los resultados con respecto a la capacidad instalada hidráulica se presentan en la Figura 38. Donde es posible observar un bajo desarrollo de la nueva capacidad, alcanzando 420 MW de

capacidad instalada acumulada al 2031 como resultado de la baja tasa de adopción en nueva tecnología.

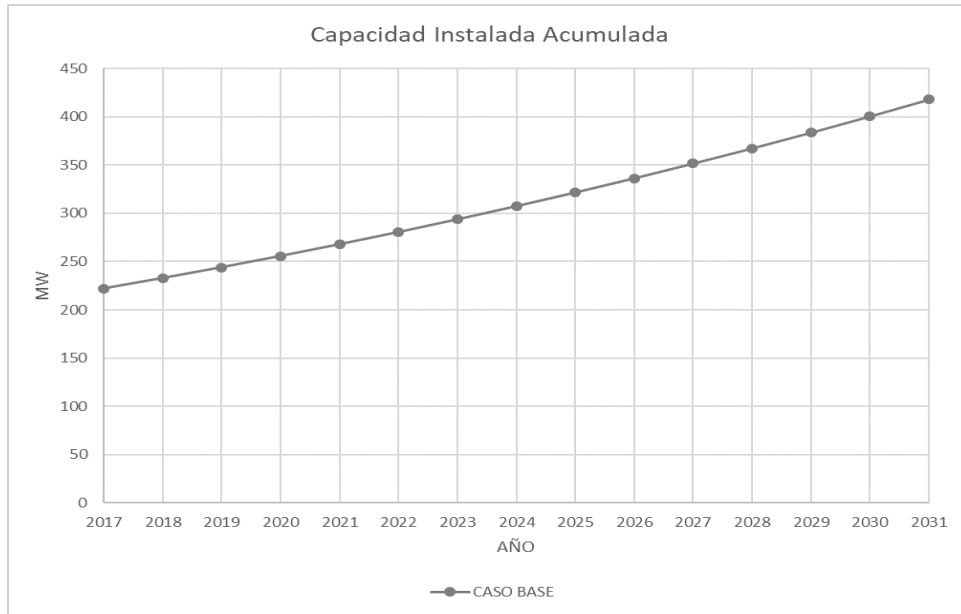


Figura 38. Capacidad instalada acumulada - CB.

Fuente: Elaboración propia

6.1.2 Rentabilidad en el CB.

El resultado de la rentabilidad se muestra en la figura 39. En la que se visualiza una rentabilidad muy baja que no supera el 0.27. Este comportamiento se da como consecuencia de los bajos ingresos de la venta de energía debido a las regulaciones actuales que establecen precios que dificultan la nueva inversión privada.

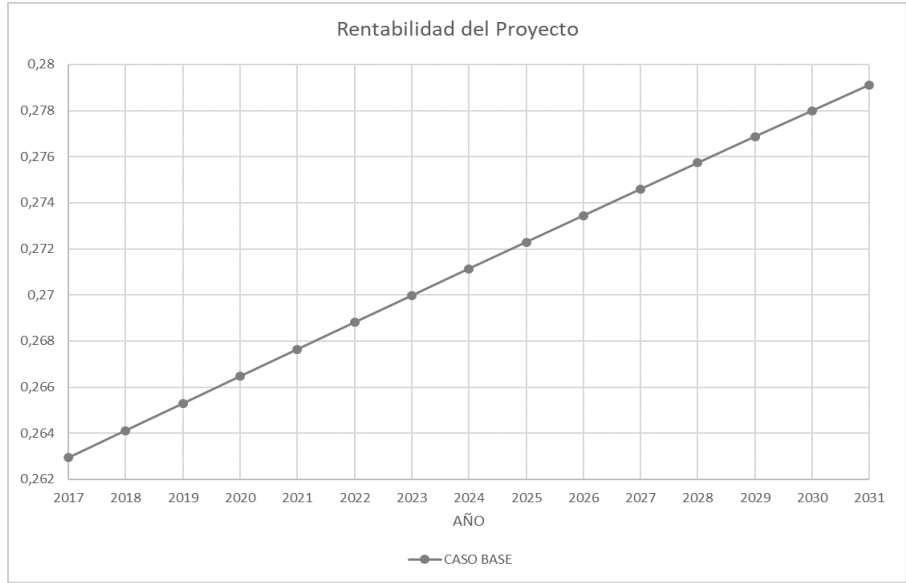


Figura 39. Rentabilidad de los proyectos- CB.

Fuente: Elaboración propia

6.1.3 Costo Unificado de la Energía en el CB.

El resultado del costo unificado de energía se muestra en la Figura 40. En el 2017 se visualiza un valor máximo de 80.7 USD/MWh llegando a un mínimo de 76.09 USD/MWh en el 2031. Siendo estos costos elevados como consecuencia de los bajos ingresos de la venta de energía debido a las regulaciones actuales.

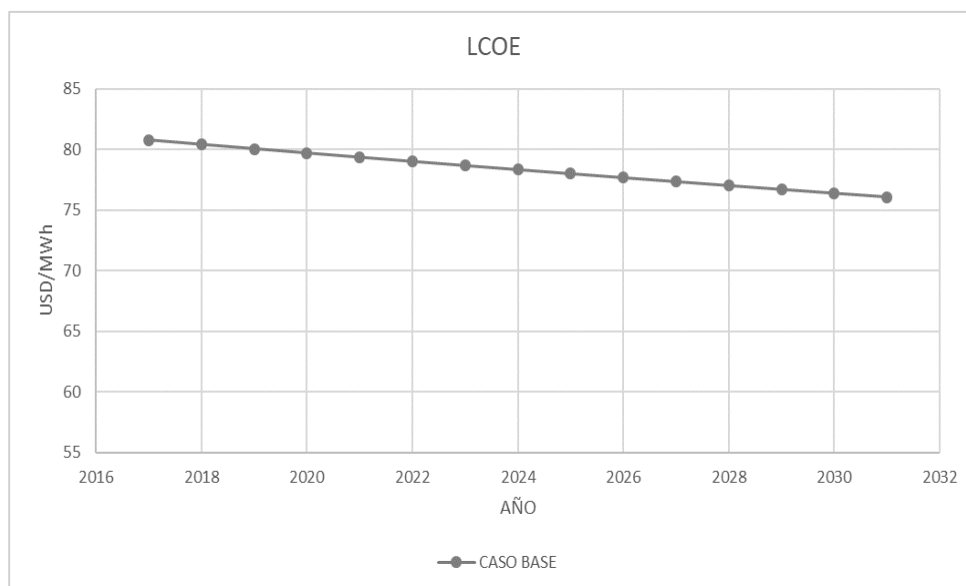


Figura 40. Costo unificado de la energía- CB.

Fuente: Elaboración propia

Según los resultados obtenidos se puede constatar que las políticas actuales en el Ecuador provocan una baja tasa de difusión de la tecnología hidroeléctrica no convencional dificultando la inversión privada en estos proyectos. Sin embargo, pese a los bajos índices de rentabilidad es posible notar que existe un mínimo aprovechamiento del potencial como consecuencia de los innovadores e imitadores dentro del sistema.

7 Simulación de esquemas de incentivos.

En este apartado se evalúan y definen los esquemas de incentivos apropiados para la difusión de PCH. Para lo cual se parte definiendo los criterios e indicadores de evaluación que determinaran los incentivos más adecuados.

7.1 Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación permiten comparar el desempeño de las siguientes esquemas de incentivos simulados desde 3 puntos de referencia: efectos en la curva de difusión, efectos en la curva de la rentabilidad y finalmente efectos en el LCOE según (Rahmandad & Sterman, 2008).

A continuación, en la Tabla 10 se nombran los criterios para realizar la evaluación de los escenarios.

Tabla 10: *Criterios de evaluación para escenarios de difusión.*

Criterio de evaluación	Indicador /unidad	Descripción
Curva de difusión	Capacidad instalada acumulada [MW]	Capacidad instalada total al final de la simulación.
	Potencial disponible [MW*Año]	Potencial disponible al final de la simulación.
	Tasa de inversión nueva capacidad [MW]	Máxima tasa de inversión en Capacidad.
	Tiempo de adopción [Años]	Muestra el tiempo en años desde la primera adopción hasta el punto de pendiente máximo de la curva.
	Año de saturación. [Años]	Año donde la curva de difusión se hace máxima.
Curva de rentabilidad	Valor máximo [dmnl]	Valor máximo de la rentabilidad durante todo el periodo de simulación.
	Valor mínimo [dmnl]	Valor mínimo de la rentabilidad durante todo el periodo de simulación.
	TR [USD]	Tiempo en donde la rentabilidad es mayor a uno.
LCOE	Valor máximo [USD/MWh]	Costo nivelado de la energía.
	Valor mínimo [USD/MWh]	Costo nivelado de la energía.

Nota: Elaboración propia en base a (Rahmandad & Sterman, 2008)

7.2 Simulación de Incentivos a las ERNC.

En esta sección se simularán y describirán los esquemas de incentivos centrados en factores que podrían tener un efecto en la difusión de tecnología hidráulica no convencional, como son: esquemas de tarifas FIT y certificados CRE. Los esquemas simulados serán comparados con el CB (presentado en la sección 6), misma que muestra la situación actual de la difusión de PCH en el Ecuador.

Escenario 1 - [E1]. Precio preferente según Regulación 004/011.

El **escenario E1**, presenta una tarifa FIT en donde se fija un precio preferente de venta de la energía para las empresas generadoras según la regulación 004/011 como se presentó en la sección 3.1. Se establece 3 tarifas dependiendo de la capacidad de la planta teniendo una tarifa de 71.7 USD/MWh para centrales hasta 10MW; 68.8 USD/MWh para centrales mayores a 10MW hasta 30 MW; y 62.1 USD/MWh para mayores a 30MW hasta 50MW. De las cuales se tomó una media del precio dando como resultado 67.53 USD/MWh. La introducción de este escenario se fundamenta en el efecto que produjo la regulación en la inversión de nueva capacidad durante los periodos de vigencia.

Con la implementación de este escenario se pretende evaluar los cambios en la difusión debido al costo de venta de la energía, los impactos que generarían en la Rentabilidad y el LCOE. Los resultados de la simulación se muestran de la Figura 41 a la Figura 44.

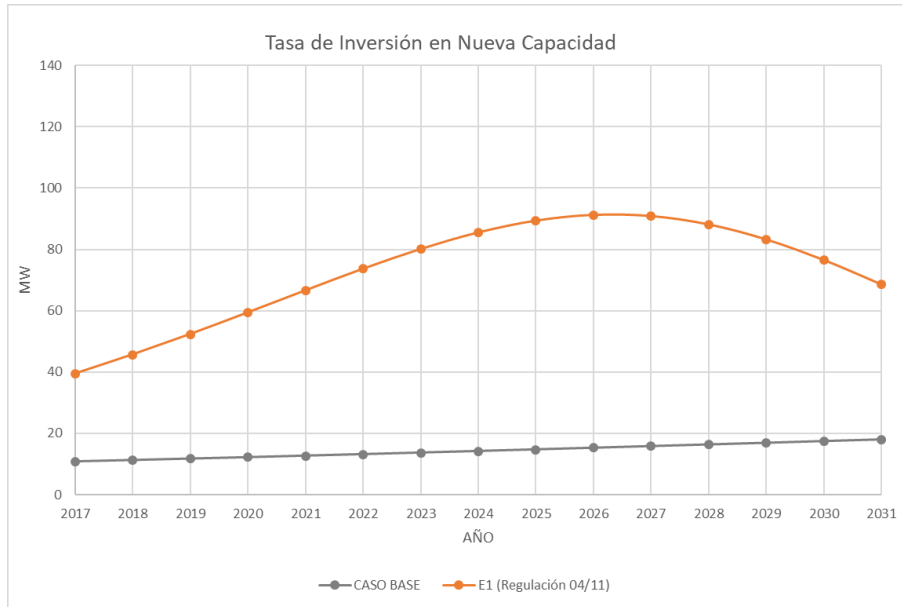


Figura 41. Resultados tasa de inversión en nueva Capacidad [E1]
 Fuente: Elaboración propia.

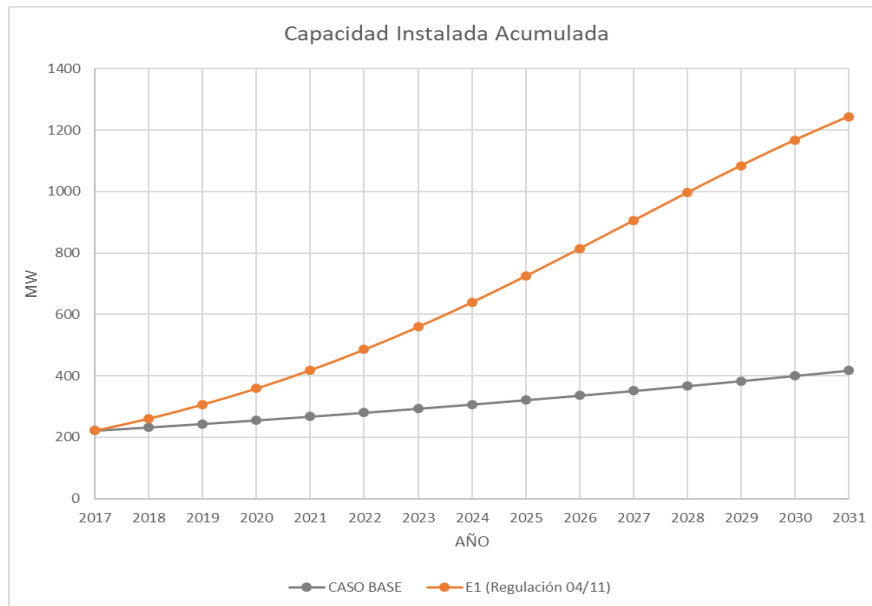


Figura 42. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E1]
 Fuente: Elaboración propia

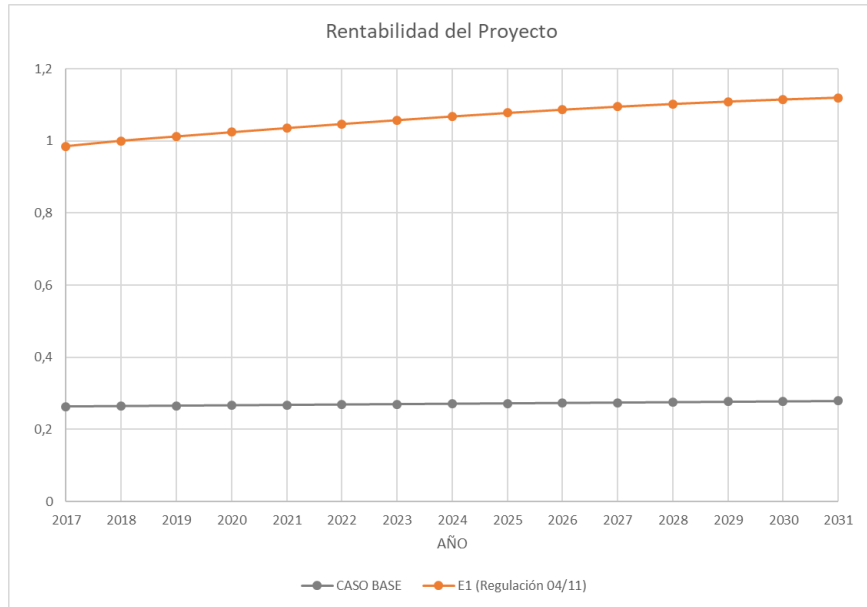


Figura 43. Resultados Rentabilidad del proyecto [E1]

Fuente: Elaboración propia

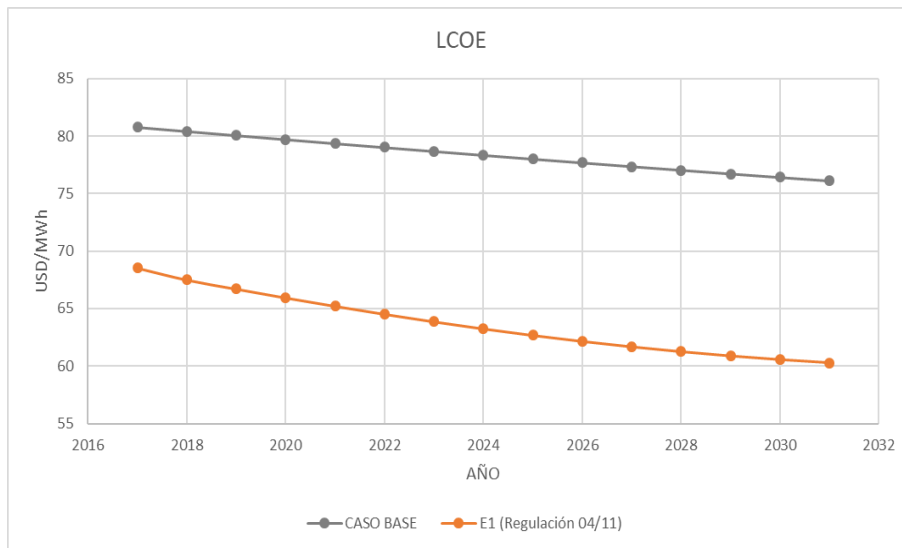


Figura 44. Resultados Costo Nivelado de la Energía. [E1]

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran que implementando un escenario **E1** existen cambios significativos con respecto a los resultados del caso base. Se puede observar que las curvas de difusión aumentan de manera considerable dando un aumento en la Capacidad Instalada Acumulada al 2031. De igual manera se puede constatar que la curva de la Rentabilidad aumenta alcanzando valores superiores a 1 durante los primeros periodos, llegando 1.12 al final de la simulación. Consecuentemente con la aplicación de este escenario el LCOE presenta una disminución del 68.5 USD/MWh al 60.28 USD/MWh.

Escenario 2 - [E2]. FiT con ajuste de inflación.

Los esquemas FiT independientes del mercado presentan mayor seguridad en la inversión y menores costos de implementación en el sistema eléctrico siendo mayormente aplicados en mercados energéticos regulados por los gobiernos. Además, este escenario con ajuste de inflación protege a los generadores de energía renovable contra una disminución de los ingresos por los cambios en la economía. Debido a la seguridad que ofrece en su estructura de pagos garantizados (Couture & Gagnon, 2010).

El escenario **E2**, supone un esquema en el que la tasa de inflación afectaría directamente al precio fijado por el gobierno. Propone un aumento en el precio de venta de la energía y consecuentemente un aumento en la Rentabilidad y en la curva de difusión. Los resultados de la simulación de **E2** se muestran de la Figura 45 a la Figura 48. El valor de la tasa de inflación fue tomado del Boletín Técnico IPCC (INEC, 2018, p. 6) correspondiente al valor de 3.5%, como se explicó en la sección 4.6.

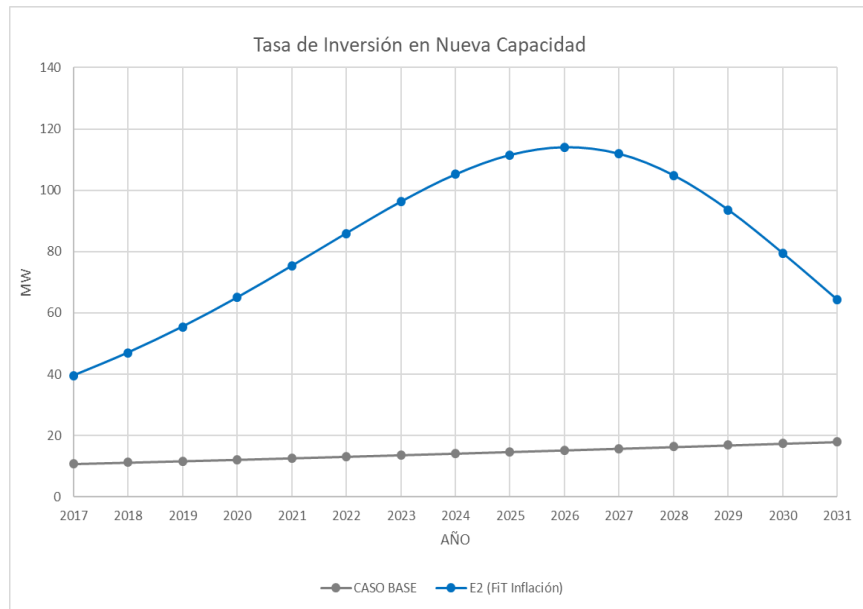


Figura 45. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E2]
Fuente: Elaboración propia

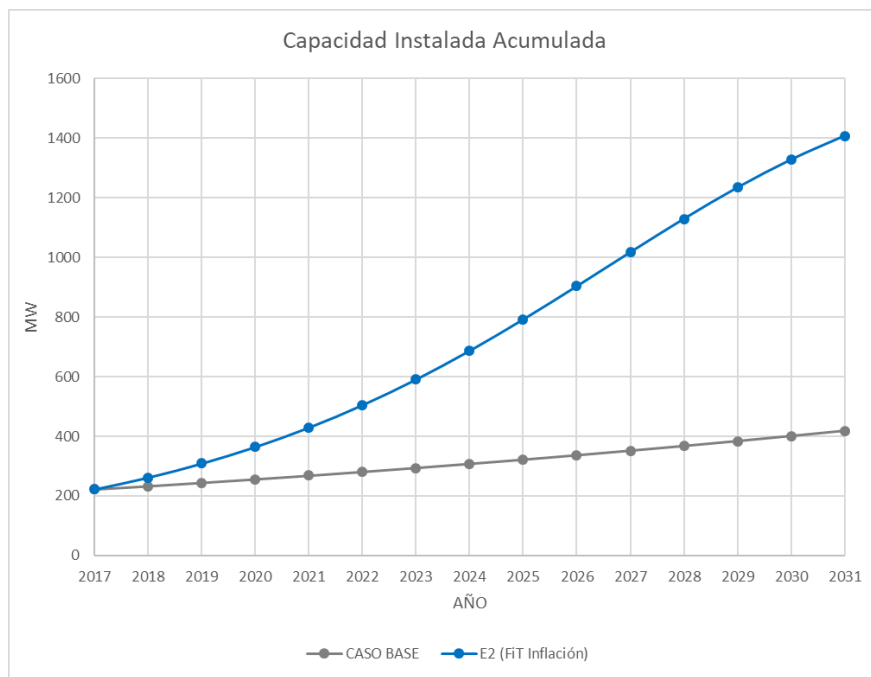


Figura 46. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E2]
Fuente: Elaboración propia.

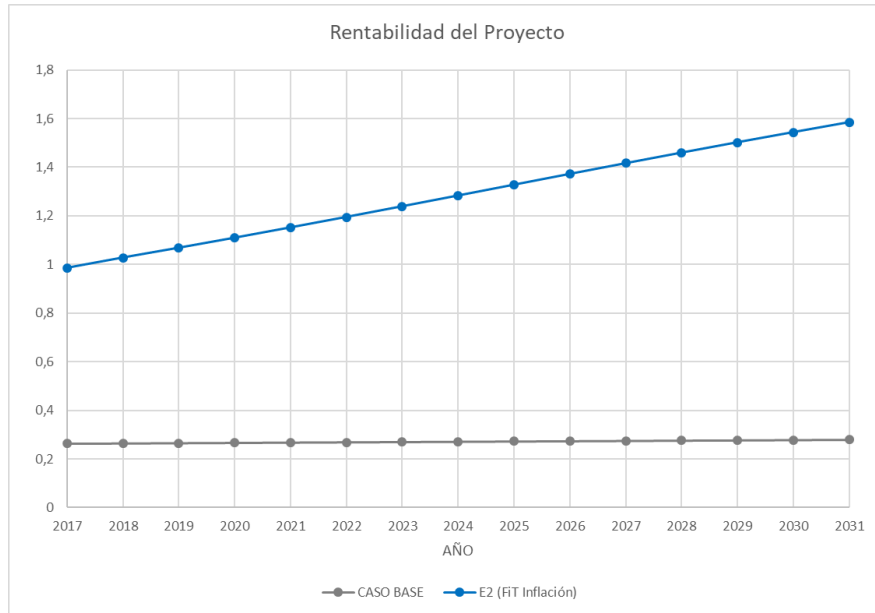


Figura 47. Resultados Rentabilidad del proyecto [E2]
Fuente: Elaboración propia.

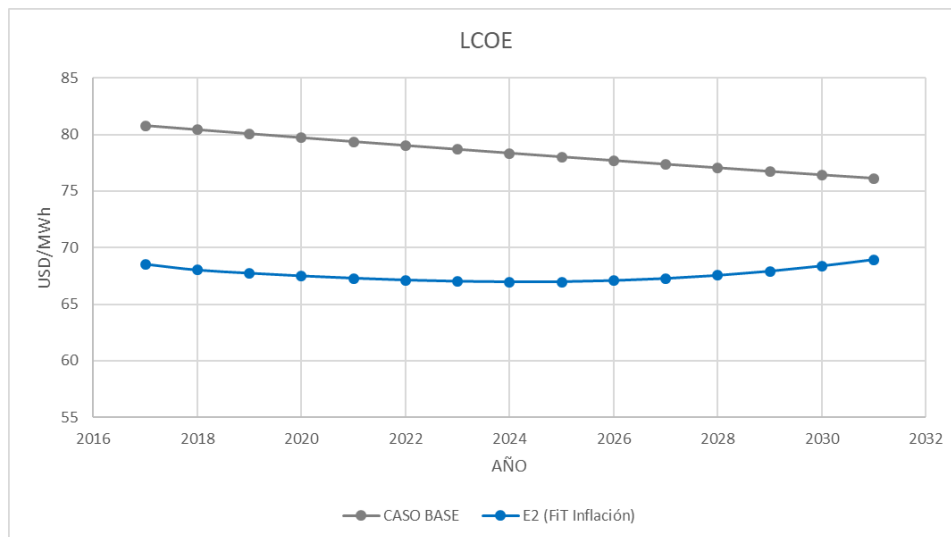


Figura 48. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E2]
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados del **E2** con respecto al caso base indican que al aplicar una tarifa FiT con ajuste de inflación se consigue una curva de difusión más rápida llegando a un valor máximo de saturación de 115MW en el 2027. Este comportamiento provoca un aumento en la Rentabilidad

hasta el 1.58 en el año 2031. Paralelamente el efecto de este escenario en el LCOE produce una fluctuación entre el 68.5USD/MWh a lo largo del periodo de simulación.

Escenario 3 - [E3]. Certificados de reducción de emisiones (CRE)

El escenario **E3**, plantea un incentivo de comercialización de CRE con el que se busca incentivar el mercado de carbono en el Ecuador. Para esto se tomó en cuenta el precio de los bonos de carbono variable en el tiempo como plantea González & Montaña (2016). Este precio fluctúa entre 13 y 25 USD/t Co2 como se observa en el Anexo E. Con la implementación de este escenario se espera un aumento en los ingresos provocando un aumento en la Rentabilidad y por consiguiente una mayor tasa de difusión. Los resultados de la simulación se muestran de la Figura 49 a las Figura 52.

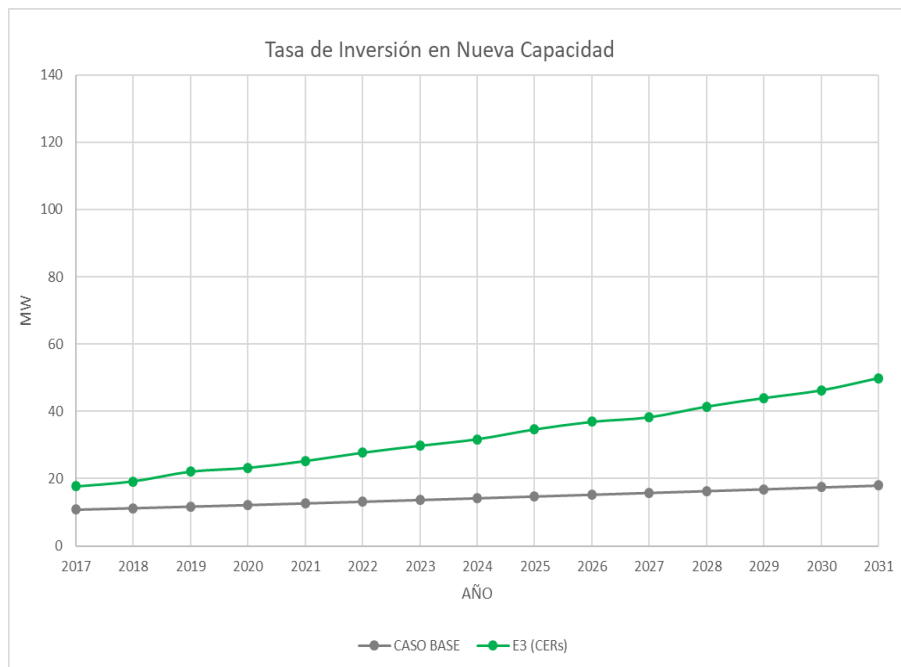


Figura 49. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E3]
Fuente: Elaboración propia.

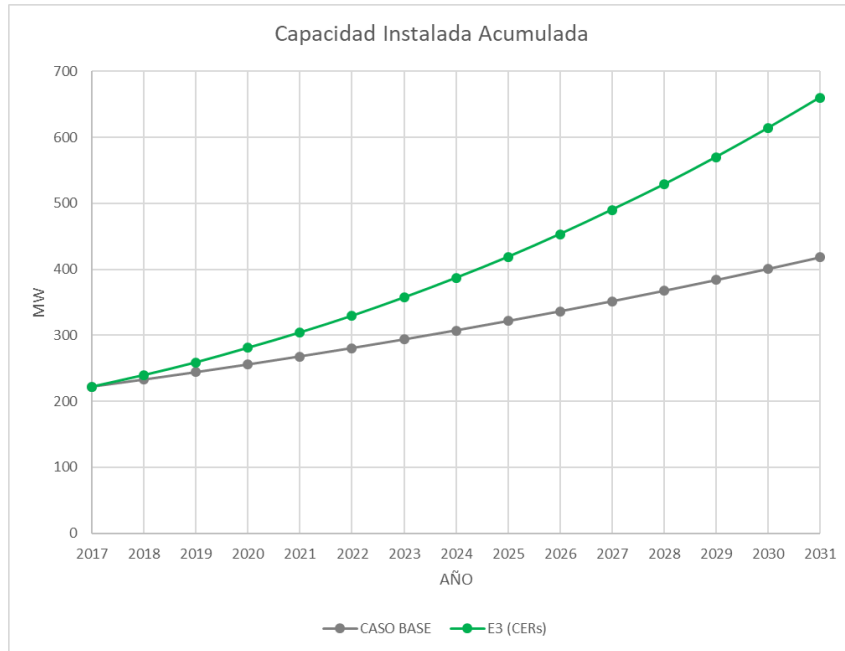


Figura 50. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E3]
 Fuente: Elaboración propia.

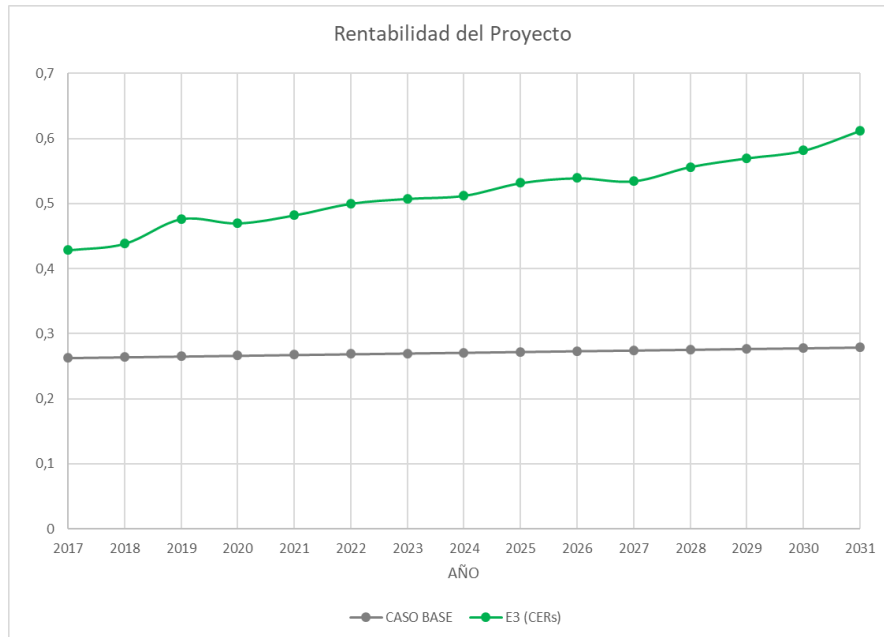


Figura 51. Resultados Rentabilidad del proyecto [E3]
 Fuente: Elaboración propia.

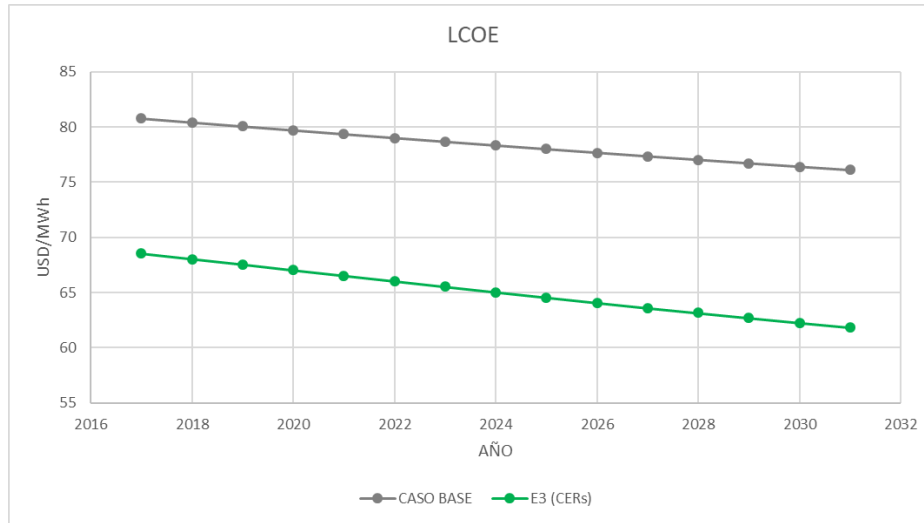


Figura 52. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E3]

Fuente: Elaboración propia.

Es posible observar que con la implementación de **E3** se obtiene un aumento en la difusión con respecto al caso base llegando a un máximo de 50MW en el periodo 2031. Por consiguiente, se tiene un crecimiento en la Capacidad Instalada Acumulada alcanzando los 660 MW al final de la simulación.

De igual manera, se observa que la curva de Rentabilidad del proyecto aumenta a medida que sube el precio de carbono pasando de 0.4 a 0.6 en el 2031. Pese a este aumento de rentabilidad las ganancias son mínimas retardando la difusión de la tecnología e impidiendo la inversión en nueva capacidad. El LCOE presenta una disminución de 68.53 USD/MW en 2017 a 61.8USD/MW en el 2031.

Escenario 4 - [E4]. Combinado entre tarifa FiT y CRE.

El esquema **E4**, propone la inclusión de dos incentivos de los escenarios **E3** Y **E2** mismos que presentaron altos índices de difusión en comparación con el caso base. Por lo tanto, al combinar estos incentivos se espera obtener mayor rapidez en la adopción de la tecnología, así como también una alta rentabilidad que garantice la inversión en nueva capacidad. De igual manera

se espera un bajo precio nivelado de la energía los resultados se muestran de la Figura 53 a la Figura 56.

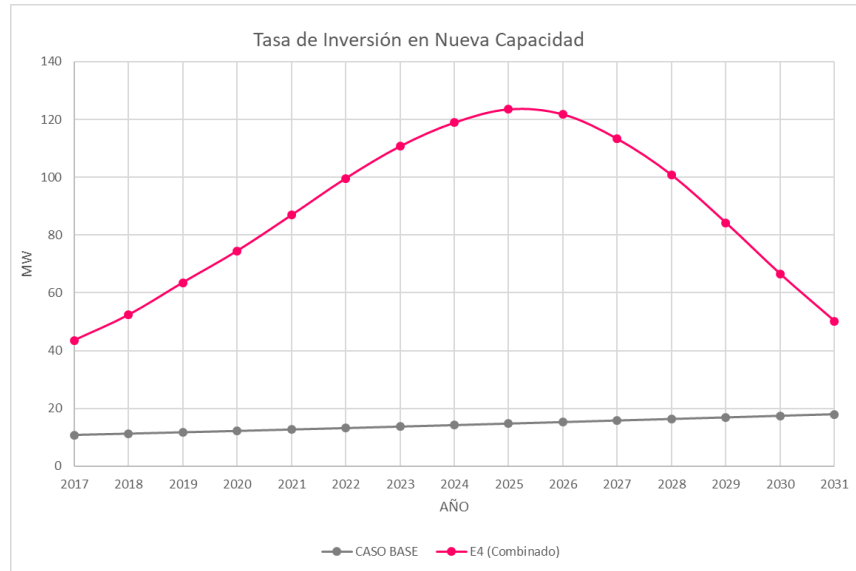


Figura 53. Resultados Tasa de Inversión en Nueva Capacidad [E4]
Fuente: Elaboración propia.

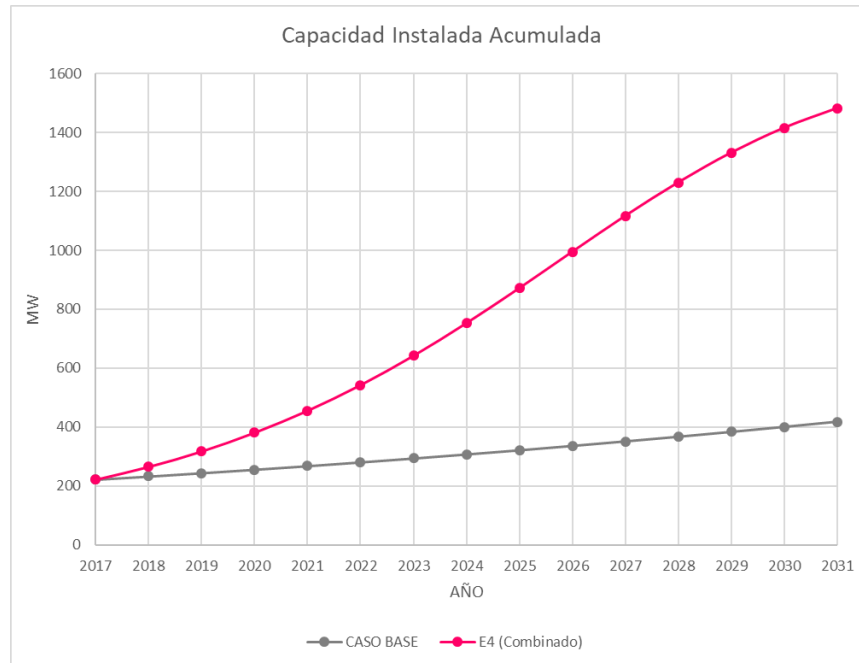


Figura 54. Resultados Capacidad Instalada Acumulada [E4]
Fuente: Elaboración propia.

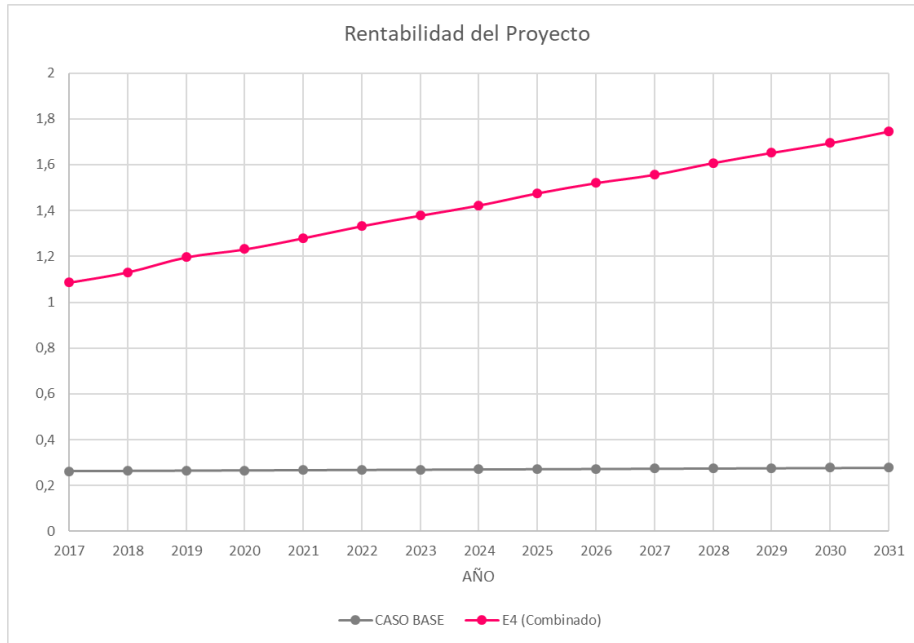


Figura 55. Resultados Rentabilidad del proyecto [E4]

Fuente: Elaboración propia.

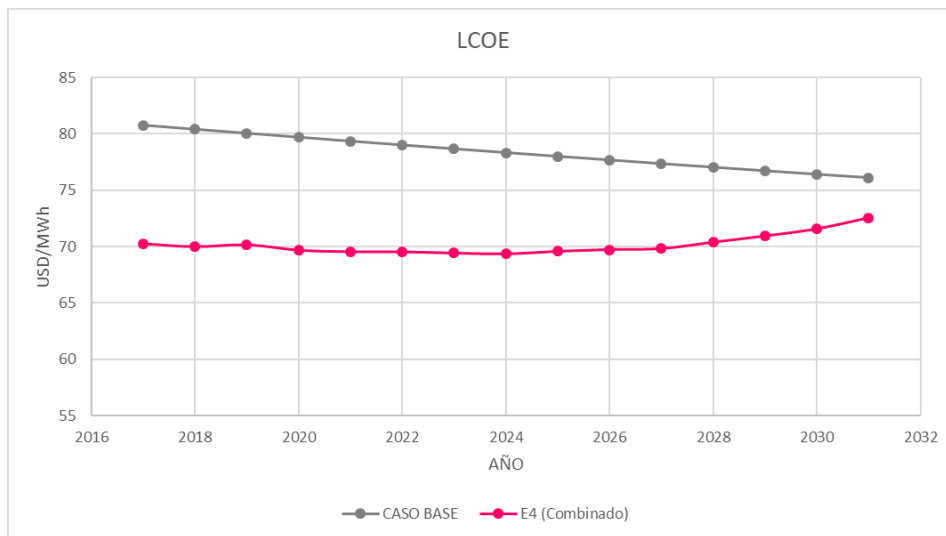


Figura 56. Resultados Costo Nivelado de la Energía [E4]

Fuente: Elaboración propia.

A partir del escenario **E4**, se puede observar una rápida adopción de la tecnología hidráulica no convencional alcanzando el punto de saturación en el año 2025 con 123.5MW. De igual manera, la Capacidad Instalada Acumulada presenta un aumento considerable alcanzando los 1481MW al 2031. Este esquema también presenta una alta Rentabilidad con valores superiores al 1.08 en el

año 2017 llegando al 1.7 en el 2031 lo que favorece la penetración de las PCH en el Ecuador. Además, se observa una fluctuación en el precio nivelado de la energía entre los 70 USD/MWh.

7.3 Evaluación comparativa resultados.

En esta sección se presentan los resultados de los indicadores de desempeño para cada uno de los escenarios planteados y una comparación entre cada una de ellos según los criterios expuestos en la Tabla 10. La Figura 57 - 58 y Tabla 11 presenta los resultados de los valores correspondientes a las curvas de difusión cuando se aplican los esquemas de incentivos evaluados en la sección anterior.

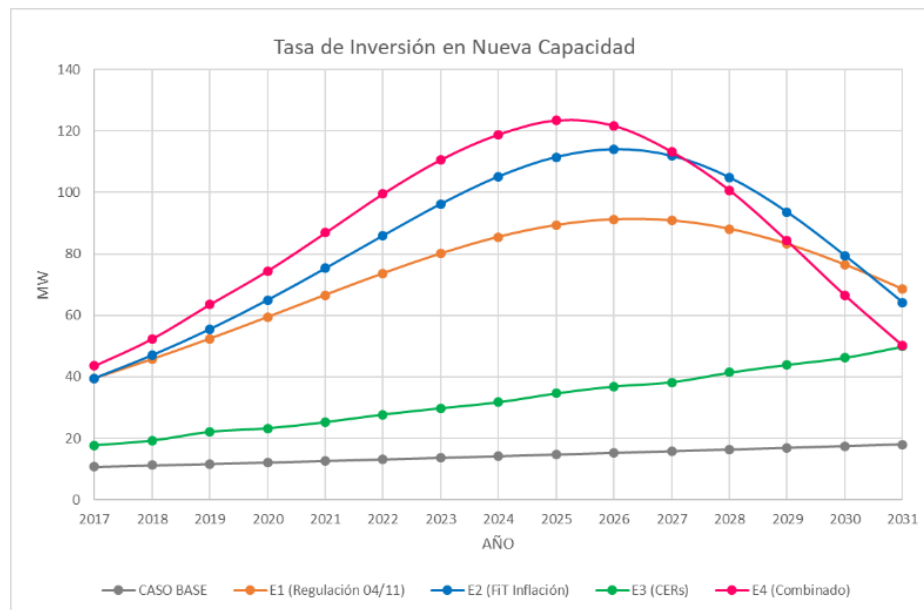


Figura 57. Comparación de la Tasa de Inversión en Nueva Capacidad.

Fuente: Elaboración propia.

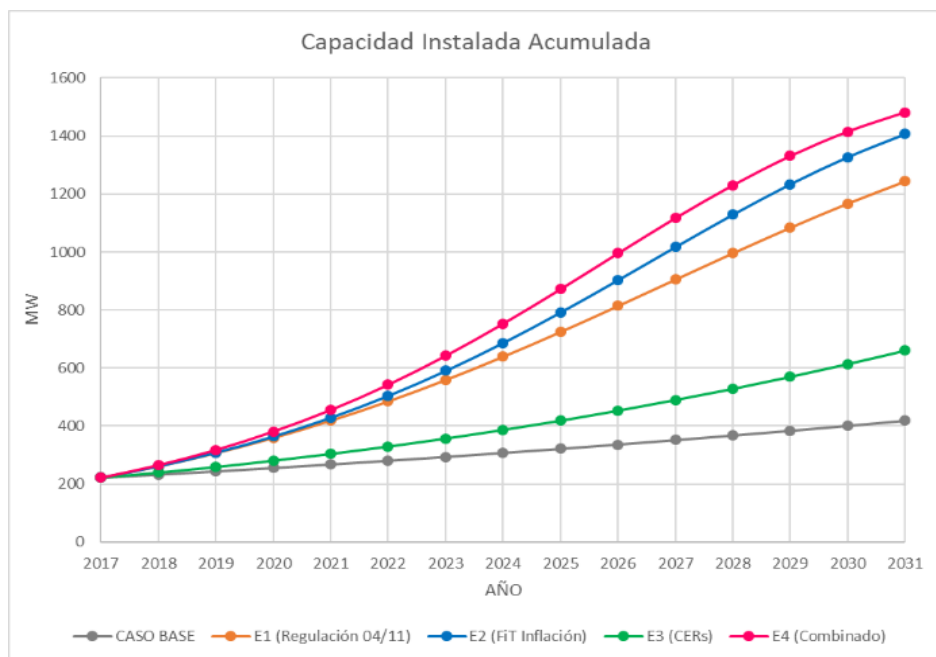


Figura 58. Comparación de la Capacidad Instalada Acumulada.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 11. Resultados comparativos de indicadores de curva de difusión.

Incentivo	Caso Base	E1	E2	E3	E4
Indicador					
Capacidad Instalada Acumulada [MW]	417,98639	1243,96069	1406,98132	660,01678	1481,95764
Potencial disponible [MW]	1219,01367	393,03934	230,01883	976,98346	155,04239
Máxima Taza de Inversión en Nueva Capacidad [MW/Año]	17,97	91,23159	114,03394	49,89	123,49126
Año de Saturación	-	2026	2026	-	2025
Tiempo de adopción [Años]	-	9	9	-	8

Nota: Elaboración propia

Con los resultados expuestos de los indicadores se puede observar que la tasa de adopción en el sistema en todos los escenarios difiere en gran medida con respecto al caso base. Se observa que en el CB se alcanza una Capacidad Instalada Acumulada de 417.9M8 W al 2031. Mientras que con la implementación de un **E1** (Precio de Regulación anterior) se alcanza altos niveles de adopción llegando a una Capacidad Instalada Acumulada de 1243.96 MW con una tasa de inversión máxima en nueva Capacidad de 91.23MW/Año.

Por otro lado, con la implementación de un precio dependiente de la inflación **E2** se alcanzan mayores niveles de adopción llegando a 1406.98 MW al final de la simulación con una tasa de inversión máxima en nueva capacidad de 104.0313 MMW/Año. Lo que indica una mayor rapidez en la difusión de la tecnología. Con un escenario **E3** (Certificados Verdes) se alcanza un valor de Capacidad Instalada Acumulada de 660.016MW evidenciando una baja difusión con respecto a las políticas **E1** y **E2**.

Finalmente, se observa que el esquema que logra una mayor difusión y una mayor tasa de adopción corresponde al **E4**. Este esquema alcanza valores máximos de 1481.957 MW de Capacidad Instalada Acumulada y una tasa de adopción de 123.491MW/Año al final de la simulación. Desde el punto de vista de la difusión esta política es la más conveniente. Como se expone en la Figura 57.

A continuación, en la Tablas 12 y en la Figura 59 se muestran los resultados de los indicadores de los efectos de los diferentes esquemas sobre la curva de Rentabilidad.

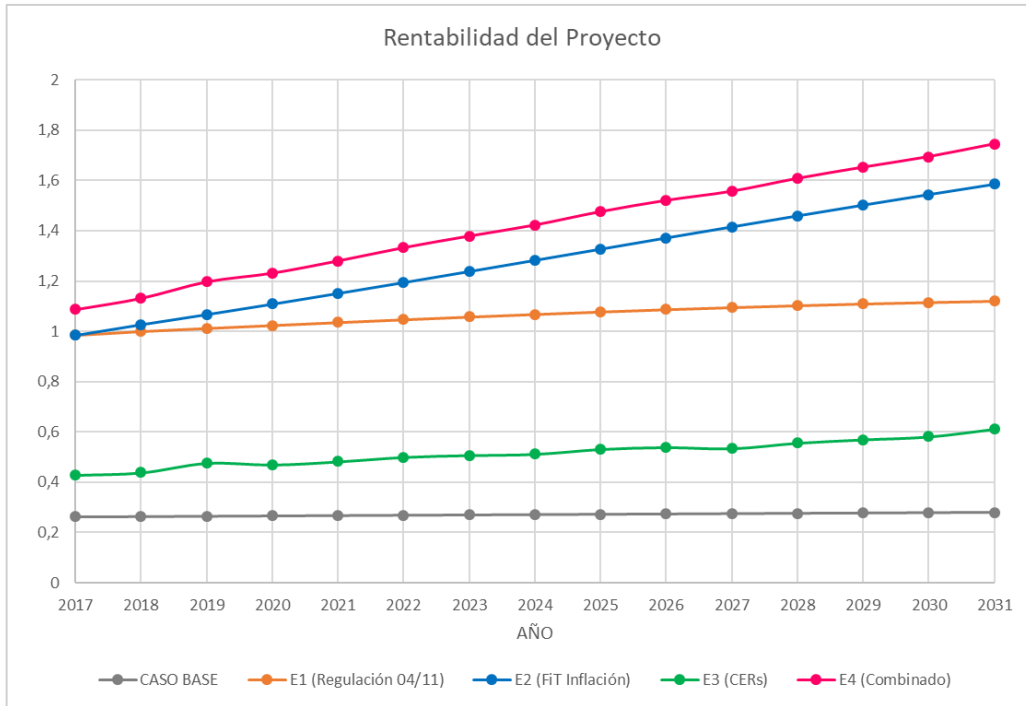


Figura 59. Comparación de la Rentabilidad del Proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Resultados comparativos de indicadores de Rentabilidad.

Incentivo Indicador	Caso Base	E1	E2	E3	E4
	Valor máximo	0,27911	1,1201	1,58476	0,61188
Valor mínimo	0,26294	0,9854	0,98496	0,42837	1,08689
TR [Años]	-	2	1	-	0

Nota: Elaboración propia

Se puede observar que los incentivos Fit **E1** y **E2** presentan una Rentabilidad considerable alcanzando 1.1201 y 1.5847 respectivamente. Mientras que con un escenario **E3** la Rentabilidad tiene un comportamiento similar al caso base llegando a un máximo 0.61188 al final de la simulación como se ve en la Figura 59. Se puede decir que el esquema más apropiado más

apropiado en este caso es el **E4** ya que incrementa su rentabilidad del 1.08 en el año 2017 al 1.74 al 2031 como se muestra en la Tabla 12.

A continuación, en la Tabla 13 y en la Figura 60 se muestran los resultados de los indicadores de los efectos de las diferentes políticas sobre el precio nivelado de la energía.

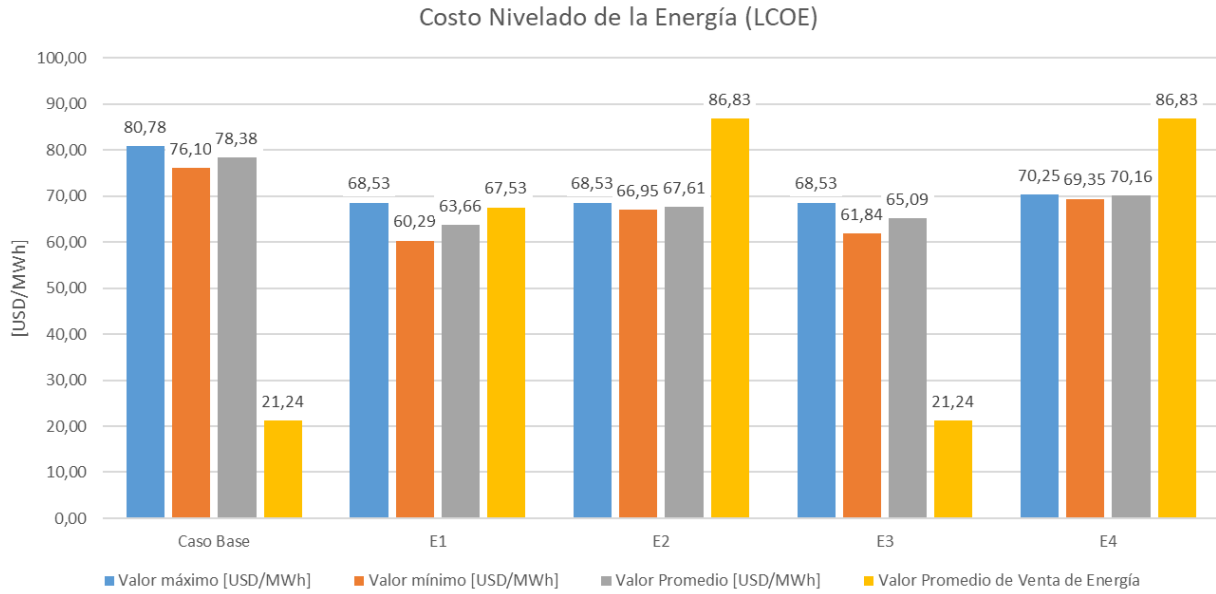


Figura 60. Análisis de resultados en el Costo nivelado de la Energía (LCOE).

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. *Resultados comparativos de indicadores del Costo nivelado de la Energía.*

Incentivo	Caso Base	E1	E2	E3	E4
Indicador					
Valor máximo LCOE [USD/MWh]	80,78	68,53	68,53	68,53	70,25
Valor mínimo LCOE [USD/MWh]	76,10	60,29	66,95	61,84	69,35
Valor Promedio LCOE [USD/MWh]	78,38	63,66	67,61	65,09	70,16
Valor Promedio de Venta de Energía [USD/MWh]	21,24	67,53	86,83	21,24	86,83

Nota: Elaboración propia

Finalmente, los indicadores con respecto al LCOE muestran que las tarifa FiT en los escenarios **E1**, **E2** y **E4** presentan índices aceptables con respecto al precio de venta de la energía. Cabe resaltar que el escenario **E2** presenta un mayor margen entre LCOE y energía vendida, alcanzando un valor de 67.61 USD/MWh y 86.83 USD/MWh respectivamente. Siendo este escenario el más conveniente desde el punto de vista LCOE. En el CB y el escenario **E3** se alcanzan altos valores de LCOE con respecto al precio de venta de energía resultando desfavorables para la inversión en nueva capacidad.

8 Conclusiones y recomendaciones

En esta sección se reporta el cumplimiento de los objetivos planteados en el proyecto técnico especificando las principales conclusiones. Además, se da a conocer las recomendaciones y trabajos futuros encaminados a la investigación.

8.1 Reporte de cumplimiento de objetivos específicos.

A continuación, se da a conocer el cumplimiento de los objetivos propuestos en el desarrollo de este trabajo mismo que aseguran el cumplimiento del objetivo general.

8.1.1 Objetivo específico 1 y 2

1. Definir el procedimiento apropiado para la aplicación de incentivos financieros como tarifas FiT, certificados verdes y subsidios técnicos en la difusión de tecnologías de energía hidroeléctrica no convencional en el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador.

2. Construir un modelo de dinámica de sistemas para el estudio de la difusión de tecnología hidroeléctrica no convencional en la matriz energética del Ecuador.

El primer y segundo objetivo se cumplió en la sección 2,3 y 4. En el apartado 2 y 3 se definió el procedimiento para la aplicación de incentivos financieros y ambientales. Para esto: (I) se revisó los diferentes incentivos a las ER más empleados a nivel global, (II) se caracterizó el marco regulatorio ecuatoriano respecto a los incentivos a las energías renovables no convencionales vigentes en la Regulación, (III) se analizó los incentivos aplicables al mercado eléctrico del Ecuador mediante una revisión bibliográfica de países con realidades económicas similares de AL y C. Finalmente, (IV) se definió el paquete de incentivos para la difusión de PCH.

En la sección 4, se presenta el cumplimiento del objetivo específico dos mediante la construcción del modelo de DS para evaluar la difusión de tecnología hidráulica no convencional. Partiendo de: una hipótesis dinámica que representa la estructura básica del modelo. Posteriormente se desarrolló los diagramas de flujo y la formulación del modelo de DS integrando las curvas de aprendizaje, incentivos FiT, CRE e incentivos de reducción de impuestos. Además, la sección 4 incluye las especificaciones y los supuestos de los que se parte la construcción y validación de modelo que permitieron cumplir con los propósitos para los que fue desarrollado.

8.1.2 Objetivo específico 3

3. Plantear y evaluar diferentes escenarios de difusión de energía hidroeléctrica no convencional en la matriz eléctrica del Ecuador, que sirvan de base para la toma de decisiones.

El cumplimiento del tercer objetivo se desarrolló en la sección 6 y 7. Se evaluaron los efectos en el mercado eléctrico implementando esquemas de incentivos que afectarían la difusión de la tecnología hidráulica no convencional en el mercado eléctrico ecuatoriano. Los incentivos incluyeron esquemas FiT independientes del mercado, así como incentivos CER. Los esquemas propuestos fueron comparados con el caso base a través de un conjunto de criterios que ayudan a evaluar la decisión de invertir en TER teniendo en cuenta la curva de rentabilidad y LCOE de la energía.

En los escenarios planteados se observó que el precio de venta de la energía es uno de los factores que más afectan a la tasa de difusión. Debido a que principalmente ésta variable influye en gran medida en los ingresos por venta de energía, y consecuentemente en rentabilidad de una planta hidroeléctrica no convencional.

Se encontró que con la aplicación de incentivos CRE se logran cambios significativos en el comportamiento de difusión de la tecnología siempre y cuando sean combinadas con otros incentivos en este caso tarifas FIT. Además, se identificó que las tarifas FiT presentan bajos niveles de LCOE, lo que provoca un aumento en los ingresos por venta de energía, y acrecienta la inversión en nueva capacidad. Finalmente se mostró que al combinar un incentivo FiT independiente del mercado con inflación y un incentivo CRE se lograron valores altos de difusión y rentabilidad respecto a los escenarios **E1**, **E2** y **E3**.

8.2 Conclusiones

En la presente sección se enlistan los aportes obtenidos durante el desarrollo de este proyecto técnico:

- En el presente proyecto técnico fue posible construir y desarrollar un modelo utilizando la metodología de DS, el cual permitió estudiar y evaluar los efectos de la aplicación de incentivos en difusión de PCH para la matriz energética del Ecuador.
- El proceso de selección de los incentivos a la difusión de PCH en el mercado eléctrico del Ecuador establece que los incentivos aplicables considerando el criterio de incentivo directo a la inversión es la reducción de impuestos; y de acuerdo al criterio de incentivos a la generación son los sistemas de cuota fija: tarifa normalizada FIT y certificados de reducción de emisiones CRE. Siendo estos esquemas los que presentan cambios significativos en la difusión de las TER y favorecen a la inversión en nueva capacidad.
- Se planteó y evaluó diferentes escenarios de difusión de PCH considerando incentivos financieros y ambientales. El escenario **E4** es el que presenta importantes mejoras en

la difusión de PCH obteniendo valores de rentabilidad del 1.74. Una capacidad instalada acumulada de 1481.92 MW en el año 2031 con una tasa de inversión en nueva capacidad máxima de 155.04 MW/Año en el 2024. Siendo este el escenario más conveniente para la difusión de esta tecnología.

- Los resultados de la simulación del caso base tomando en consideración los incentivos vigentes en el marco regulatorio revelan una insuficiente tasa de difusión de PCH. Debido a la baja rentabilidad que presenta la implementación de estos proyectos en las condiciones actuales. Esta rentabilidad alcanza un valor máximo de 0.28 al 2031 dejando en claro la dificultad para la inversión en nueva capacidad con un valor máximo de 417 MW hasta el 2031.
- Los resultados obtenidos con la implementación de un escenario combinado **E4**, muestran que la participación de ERNC en la matriz energética ecuatoriana alcanzaría el 10% en el 2024 con una capacidad instalada de 953 MW en PCH. Con lo cual se cumpliría el objetivo estratégico 5.7 propuesto por la SENPLADES en el (PNBV 2017-2021). Además, se puede evidenciar que la adopción de PCH alcanzaría los 1481.92 MW al año 2031, representando un aumento en participación de ERNC de un 2.4% en 2017 a un 17% en 2031.
- La implementación únicamente de esquemas FiT en el mercado eléctrico ecuatoriano presentan resultados favorables en cuanto a la difusión. El valor superior a 1 de rentabilidad hace llamativo invertir en nueva capacidad. Siendo éste el esquema más eficiente de los estudiados para incentivar el desarrollo de PCH.
- La implementación de un esquema de incentivo CRE (**E3**) presenta incrementos limitados en la rentabilidad y la difusión de PCH alcanzando un valor máximo de 0.61

y 660 MW respectivamente. Sin embargo, al combinarlo con un incentivo FiT (como es el caso del escenario **E4**) se obtuvieron resultados favorables en cuanto a las variables antes mencionadas. Por tanto, la implementación de un esquema CRE resulta beneficioso en combinación con un incentivo FiT.

- Finalmente, se puede comprobar que aplicación de incentivos financieros y ambientales dentro del marco regulatorio ecuatoriano acarrea grandes beneficios en cuanto a la diversificación de la matriz energética, a la difusión de TER y al desarrollo ecológicamente sostenible de las fuentes renovables. Debido a las atractivas tasas de rentabilidad que se logran por la implementación de tarifas FiT y CER provocando un mayor interés y un aumento en participación de inversionistas privados en el desarrollo de proyectos PCH.

8.3 Recomendaciones y trabajos futuros

En la siguiente sección se presentan recomendaciones y trabajos de investigación posteriores:

- Se sugiere gestionar convenios por parte de la Universidad Politécnica Salesiana con empresas públicas y privadas para que de este modo se agilite la recolección de información y la adquisición de recursos que faciliten el desarrollo de proyectos de investigación.
- Se recomienda la adquirir el software Vensim en su versión completa y actualizada, debido a que, este permite un mejor desarrollo de los proyectos de investigación en cuanto a DS.

- Considerar y calcular los parámetros de innovación (α) e imitación (β) dependientes del tiempo como un modelo de Bass no autónomo que permitan un mayor ajuste de la curva de difusión.
- Se recomienda considerar el cálculo de la tasa de aprendizaje para el Ecuador para obtener resultados más aproximados de la difusión de energía hidroeléctrica no convencional. Para lo cual es necesario contar con una base de datos de costos de inversión de todas las centrales hidráulicas no convencionales en el país.
- Analizar la difusión de las ERNC considerando factores como: el tiempo de retorno de la inversión (TIR), valor actual neto (VAN), y el análisis costo beneficio por la aplicación de incentivos para ENRC para el Ecuador. Este es el próximo paso en el desarrollo de esta investigación.

9 Referencias

- Adams, P. W., Hammond, G. P., McManus, M. C., & Mezzullo, W. G. (2011). Barriers to and drivers for UK bioenergy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1217–1227.
- Alfeld, L. E., & Graham, A. K. (1976). *Introduction to urban dynamics*. Wright-Allen Press.
- Anton, M. C. (1996). Modelos de difusion. Revison. Recuperado de https://www.google.com.ec/search?q=modelos+de+difusion+concepto&hl=es&source=lnms&sa=X&ved=0ahUKEwihu-bGksvYAhUCx2MKHeYEA24Q_AUICSgA&biw=1366&bih=635&dpr=1#
- Aracil J. (1995). *Dinamica de Sistemas* (Primera). Spain: Isdefe. Recuperado de http://www.simposio.palmira.unal.edu.co/documentos/Dinamica_Aracil.pdf
- Aracil, J., & Gordillo, F. (1997). *Dinámica de sistemas*. Alianza Editorial.
- ARCONEL. (2015). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Producción Eléctrica – 2015*. Recuperado de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Presentaci%C3%B3n-y-contenido-Inventario-Recursos-Energ%C3%A9ticos-2015.pdf>
- ARCONEL. (2016). Estadística anual y multianual sector eléctrico 2016.pdf. Recuperado el 12 de enero de 2019, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estad%C3%ADstica-anual-y-multianual-sector-el%C3%A9ctrico-2016.pdf>
- ARCONEL. (2018a). *Informe Técnico – Económico del Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica* (Técnico Económico). Ecuador.
- ARCONEL, A. de R. y C. de E. (2018b). Balance Nacional de Energía Eléctrica. Recuperado el 3 de diciembre de 2018, de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>

- Arias, J. G. (2014). *Modelamiento y Simulación de Curvas de Aprendizaje para Tecnologías de Energía Renovable en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- Arrow, K. J. (1962a). The Economic Implications of Learning by Doing. *The Review of Economic Studies*, 29(3), 155. <https://doi.org/10.2307/2295952>
- Arrow, K. J. (1962b). The Economic Implications of Learning by Doing. *The Review of Economic Studies*, 29(3), 155. <https://doi.org/10.2307/2295952>
- Asamblea Nacional. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Registro Oficial Suplemento 418 § (2015). Recuperado de <https://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/05/LOSPEE.pdf>
- Asamblea Nacional. (2016). Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, 58.
- Banco Mundial. (BM). (2010). *Informe sobre el Desarrollo Mundial*. Recuperado de <http://siteresources.worldbank.org/EXTANNREP2010SPA/Resources/BancoMundial-Infomeannual2010.pdf>
- Barbosa, S. M. K. (2016). *A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de learning curves: uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis* (text). Universidade de São Paulo. <https://doi.org/10.11606/T.106.2016.tde-14042016-094140>
- Barlas, Y. (1996). Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *System Dynamics Review*, 12(3), 183–210. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4)
- Barroso, L., Rudnick, H., Sensfuss, F, & Linares, P. (2010). IEEE Power Energy Magazine. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2(6), 79–85. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2004.1359121>
- Bass, F., B., P. (2001). *Diffusion of technology generations: A model of adoption and repeat sales*. School of Management, University of Texas, Dallas, asexs.

Bass, F., B., P. (2004). . *IT waves: two completed generational diffusion models*. School of Management, University of Texas, Dallas, asexs.

Bass, F. M. (1969a). A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Management Science*, 15(5), 215–227. Recuperado de <http://www.jstor.org/stable/2628128>

Bass, F. M. (1969b). A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Management Science*, 15(5), 215–227.

BID, B. I. de D. (2018). *El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0001149>

BID Banco Interamericano de Desarrollo. (2016). *Expansión de las energías renovables no convencionales en América Latina y el Caribe*. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7778/Expansion-de-las-energias-renovables-no-convencionales-en%20America-Latina-y-el-Caribe-el-rol-de-las-instituciones-financieras-de-desarrollo.pdf>

BP. (2017). *BP Statistical Review of World Energy* (p. 52).

Carvajal, X. (2013). *Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados*. Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Recuperado de <http://bdigital.unal.edu.co/11863/1/7907502.2013.pdf>

CENACE, C. N. de E. (2011). *Factor de Emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador para el Año 2011*. CENACE. Recuperado de http://www.cenace.org.ec/documentosgenerales/Factor_Emision_CO2_2011.pdf

Choucri, N., Ross, D. S., & Pollins, B. (1981). *International Energy Futures: Petroleum Prices, Power, and Payments*. MIT Press.

- CONELEC, C. N. de E. (2013). *Las Energías Renovables Análisis del Regulador*. Recuperado de https://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/07/03_Las-energ%C3%ADas-renovables-an%C3%A1lisis-regulador_RC.pdf
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955–965.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.047>
- Datosmacro. (2016). Ecuador - Emisiones de CO2. Recuperado el 14 de noviembre de 2018, de <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador>
- Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración., 03/11 03/11 § (2011). Recuperado de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC-plazos.pdf>
- Egüez, J. C. P., & Recalde, M. F. (2016). Análisis de las Negociaciones de Mercado de Carbono en la Bolsa de Valores en Ecuador. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5888319.pdf>
- Espin, L. C. M. (2011). *Soberanía Energética en el Ecuador*. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Recuperado de <http://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/7638/7/TFLACSO-2011LCME.pdf>
- Forrester J. (1962a). Industrial Dynamics. *Science*, 135(3502), 426–427.
<https://doi.org/10.1126/science.135.3502.426-a>
- Forrester J. (1962b). Industrial Dynamics. *Science*, 135(3502), 426–427.
<https://doi.org/10.1126/science.135.3502.426-a>

- Forrester J. (1969). Comportamiento Contraintuitivo. Recuperado de <http://tiesmexico.cals.cornell.edu/courses/shortcourse5/minisite/pdf/Literatura/Forrester%20Comportamiento%20Contraintuitivo.pdf>
- Fourt, L. A., & Woodlock, J. W. (1960). Early Prediction of Market Success for New Grocery Products. *Journal of Marketing*, 25(2), 31–38. <https://doi.org/10.2307/1248608>
- García, B. H. (2014). Acerca de la tasa de descuento en proyectos. *Quipukamayoc*, 15(29), 101–108. <https://doi.org/10.15381/quipu.v15i29.5284>
- González, F. F. A., & Montaña, H. (2016). *Modelo de toma de decisiones para la implementación de proyectos de generación eléctrica mediante energía geotérmica: caso Ecuador*. Universidad Politecnica Salesiana.
- Gutierrez, L. T., & Fey, W. R. (2003). *Ecosystem Succession: A General Hypothesis and a Test Model of a Grassland*. MIT Press.
- IEA, I. E. A. (2000). *Experience Curves for Energy Technology Policy*. OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264182165-en>
- IEA, I. E. A. (2013). *Technology Roadmap: Wind Energy*, 63.
- INEC, I. N. de E. y C. (2018). *Boletín Técnico IPC* (Boletín Técnico IPC No. 06 - 2018). Recuperado de http://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Inflacion/2018/Junio-2018/boletin_tecnico_06-2018.pdf
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2011). *The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*. Presentado en Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Recuperado de https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf
- Iñaki Morlán. (2010). Modelo de Dinámica de Sistemas para la implantación de Tecnologías de la Información en la Gestión Estratégica Universitaria, 390.

- IRENA, I. R. E. A. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*. Recuperado de https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- Jacobs, D., Marzolf, N., Paredes, J. R., Rickerson, W., Flynn, H., Becker-Birck, C., & Solano-Peralta, M. (2013). Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case. *ResearchGate*. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Juan_Paredes18/publication/271893107_Analysis_of_renewable_energy_incentives_in_the_Latin_America_and_Caribbean_region_The_feed-in_tariff_case/links/5aa70272a6fdccc46a8d59/Analysis-of-renewable-energy-incentives-in-the-Latin-America-and-Caribbean-region-The-feed-in-tariff-case.pdf
- Jarach, M. (1989). An overview of the literature on barriers to the diffusion of renewable energy sources in agriculture. *Applied Energy*, 32(2), 117–131.
- Kouvaritakis, N., Soria, A., & Isoard, S. (2000). Modelling energy technology dynamics: methodology for adaptive expectations models with learning by doing and learning by searching. *International Journal of Global Energy Issues*, 14(1/2/3/4), 104–115.
- Law, J. (Ed.). (2009). *A Dictionary of Business and Management*. Oxford University Press. Recuperado de <http://www.oxfordreference.com/view/10.1093/acref/9780199234899.001.0001/acref-9780199234899>
- Lilien, G. L., Rangaswamy, A., & Bruyn, A. D. (2007). *Principles of Marketing Engineering*. DecisionPro.
- Llamas, P. L., Tudela, C. O. P. de, & Pérez, F. J. S. (2006). *Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos*. Fundación BBVA.
- Ludeña, C., Schuschny, A., & Miguel, C. (2016). Cambio climático y mercados de carbono: repercusiones para los países en desarrollo. *Revista de la CEPAL*, 2015(116), 61–85. <https://doi.org/10.18356/14980353-es>

- Mansfield, E. (1961). Technical Change and the Rate of Imitation. *Econometrica*, 29(4), 741–766.
<https://doi.org/10.2307/1911817>
- Martínez Vicente. (1989). Dinámica de sistemas y planificación regional. *Norba. Revista de geografía*, (8), 63–86. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=109741>
- Meadows, D. L., & Meadows, D. H. (1973). *Toward global equilibrium: collected papers*. Wright-Allen Press.
- MEER, M. de E. y E. R. (2016). *Plan Nacional de Eficiencia Energetica*. Recuperado de https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PLANEE_ESPANOL/PLANEERmaquetadigitalflip_2017-05-17_17-10-53.html
- Miera, G. S. de. (2007). La regulación, clave para el desarrollo de las energías renovables. *Economía industrial*, (365), 163–177. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2473039>
- Mitchell, C. (1995). The renewables NFFO: A review. *Energy Policy*, 23(12), 1077–1091.
[https://doi.org/10.1016/0301-4215\(95\)00123-9](https://doi.org/10.1016/0301-4215(95)00123-9)
- Morecroft, J. D. W. (2015). *Strategic Modelling and Business Dynamics: A feedback systems approach*. John Wiley & Sons.
- Muñoz, J. P., Rojas, V., & Barreto, R. (2016). Incentive pertaining to energy the generation distributed in Ecuador.
- Naill, R. F. (1977). *Managing the Energy Transition: A System Dynamics Search for Alternatives to Oil and Gas*. Cambridge/Mass: Ballinger Pub Co.
- ONU DI Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial. (2016). *Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica*. Recuperado de http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/2016/WSHPDR_Executive_Summary_Spanish_2016.pdf

- Ortiz, F. R. B., & Luna, F. G. P. (2012). *Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador*. Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador. Recuperado de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/707/1/te337.pdf>
- Painuly, J. p. (2001). Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*, 24(1), 73–89.
- Paredes, J. R. (2017). La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina. <https://doi.org/10.18235/0000937>
- Parra, J., Jaramillo, P., & Arango, S. (2018). Metaheuristic Optimization Methods for Calibration of System Dynamics Models, 12. Recuperado de <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/17477778.2018.1467850>
- Pesantez, C. D. F., & Montesdeoca, C. V. (2017). *Análisis del Índice de Seguridad energética del Sistema de Generación eléctrica del Ecuador empleando la metodología de Dinámica de Sistemas*.
- Portillo, C. V. M., & Gomez, S. (2015). TESIS DE GRADO DE INGENIERÍA EN MARKETING, 125.
- Quadir, S. A., Mathur, S. S., & Kandpal, T. C. (1995). Barriers to dissemination of renewable energy technologies for cooking. *Energy Conversion and Management*, 36(12), 1129–1132. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(95\)00009-3](https://doi.org/10.1016/0196-8904(95)00009-3)
- Rahmandad, H., & Sterman, J. (2008). Heterogeneity and Network Structure in the Dynamics of Diffusion: Comparing Agent-Based and Differential Equation Models. *Manage. Sci.*, 54(5), 998–1014. <https://doi.org/10.1287/mnsc.1070.0787>
- Rao, K. U., & Kishore, V. V. N. (2010). A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(3), 1070–1078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.007>

- Reinoso, F., Jara, N., Nieto, C., Gallón, L., & Giraldo, D. (2016). Analysis Of Projects Electricity Generation Using Geothermal Energy Sources Through The Methodology Of System Dynamics: Ecuador Case, 223.
- REN 21, R. E. P. N. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. (p. 30). Paris. Recuperado de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf
- Roberts, E. B. (1978). *Managerial Applications of System Dynamics*. Pegasus Communications.
- Rogers, E. M. (1962). *Diffusion of innovations* (3. ed). New York, NY: Free Press [u.a.].
- Rogers, J., Fink, S., & Porter, K. (2010). *Examples of Wind Energy Curtailment Practices* (No. NREL/SR-550-48737, 984667). <https://doi.org/10.2172/984667>
- Sauma E. (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile, 18.
- Schoots, K., Ferioli, F., Kramer, G., & Vanderzwaan, B. (2008). Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(11), 2630–2645. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.03.011>
- SEAI, S. energy authority of I. (2015). *Renewable-Electricity in Ireland*. Ireland. Recuperado de <http://www.seai.ie/resources/publications/Renewable-Electricity-in-Ireland-2015.pdf>
- Sterman, J. (2000a). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Irwin/McGraw-Hill.
- Sterman, J. (2000b). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Irwin/McGraw-Hill.
- Van Gigch John Peter. (1987). *Teoría general de sistemas*. Trillas.
- Vanni, T., Jonathan Karnon, Jason Madan, Richard G. White, W. John Edmunds, Anna M. Foss, & Rosa Legood. (2011). Calibrating Models in Economic Evaluation, 29. Recuperado de <https://link.springer.com/article/10.2165/11584600-000000000-00000>
- Villavicencio, A. (2015). Un cambio de matriz energética bajo toda sospecha, 10.

Weissmann V. (2008). Difusión de nuevas tecnologías y estimación de la demanda de nuevos productos: un análisis comparativo entre Argentina y EE.UU. *Palermo Business Review*, 1.

Recuperado de <http://www.palermo.edu/economicas/cbrs/pdf/1Business01.pdf>

WRI, W. R. I. (2016). *Rising to the challenge*. (p. 80). Washington, DC.

Yaqoot, M., Diwan, P., & Kandpal, T. C. (2016). Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, C(58), 477–490.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.224>

ANEXOS

A Formulación del modelo de difusión de PCH en Vensim.

En este apartado se presenta el diagrama de flujos y niveles, que representa la estructura matemática del sistema y se muestran las ecuaciones utilizadas en Vensim para simular el modelo.

Como se observa en las Figuras A-61 y a-A-62.

A-1 Diagrama de flujos y niveles

A continuación, se presentan muestran el diagrama de flujos y niveles descrito en la sección 4.4.

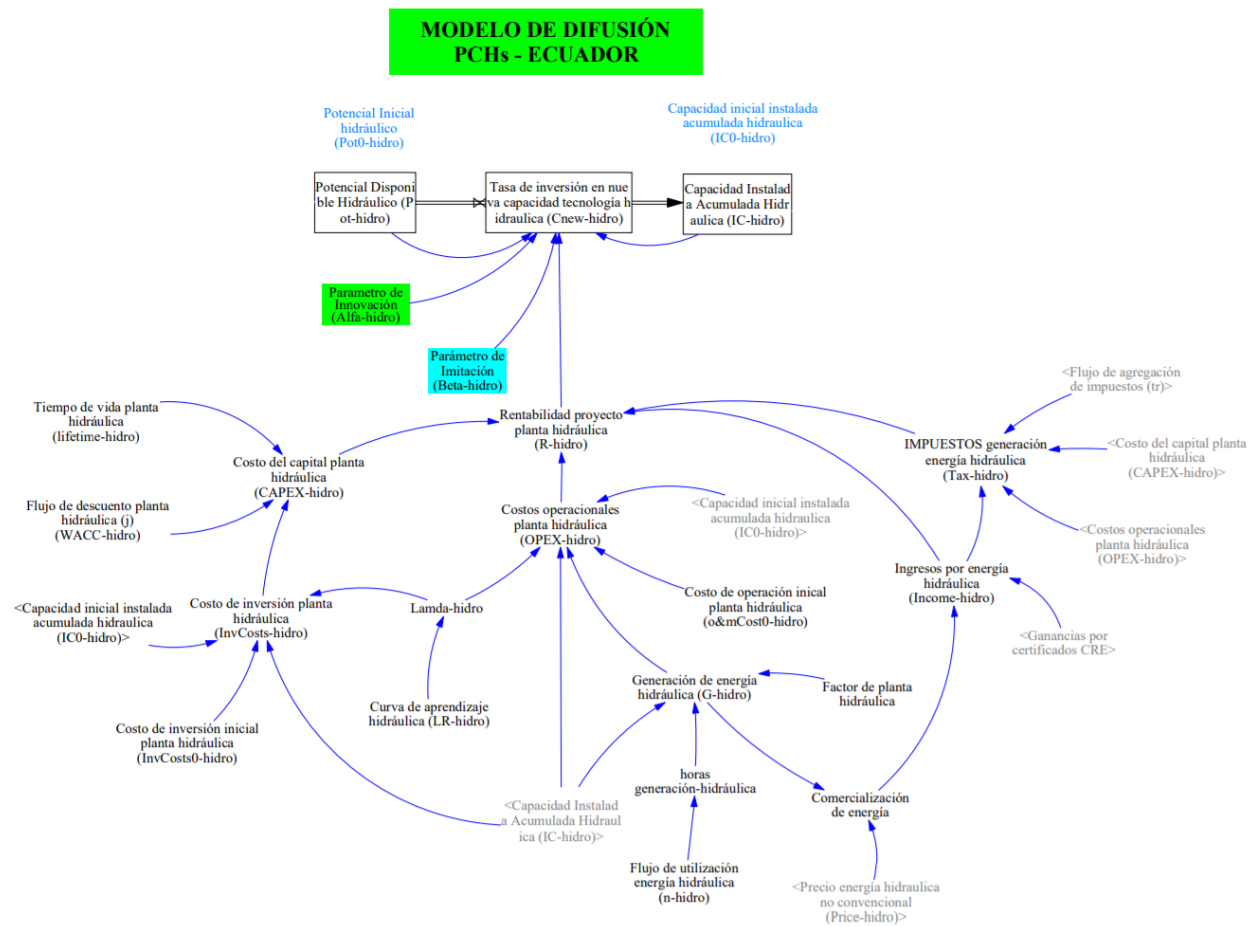


Figura A- 61: Estructura básica de flujos y niveles – Modelo de difusión.

Fuente: Elaboración propia

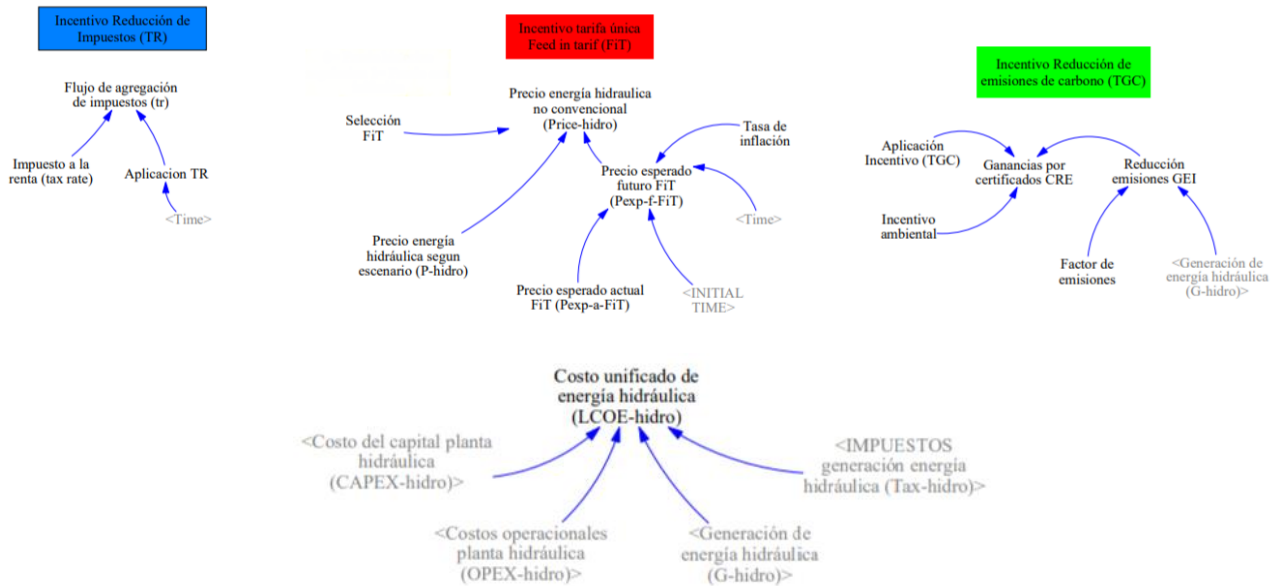


Figura A -62: Estructura de flujos y niveles de incentivos – Modelo de difusión

Fuente: Elaboración propia

A-2 Ecuaciones del modelo de simulación.

A continuación, se presentan muestran las ecuaciones utilizadas en Vensim para simular el modelo como se describe en la sección 4.5. Como se muestra en la Tabla A14.

Tabla A 14: Ecuaciones de parámetros y variables del modelo de simulación en Vensim

VARIABLE O PARAMETRO	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	ECUACIÓN
Capacidad inicial instalada acumulada hidraulica (IC0-hidro)	MW	Capacidad instalada al inicio de la simulación	222
Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)	MW	Capacidad Instalada acumulada	("Tasa de inversión en nueva capacidad tecnología hidraulica (Cnew-hidro)")

Comercialización de energía	USD	Ingresos por venta de energía	Generación de energía hidráulica (G-hidro)*"Precio energía hidraulica no convencional (Price-hidro)"
Costo de inversión inicial planta hidráulica (InvCosts0-hidro)	USD/MW	Costo unitario de inversión en el inicio de la simulación	2,10E+09
Costo de inversión planta hidráulica (InvCosts-hidro)	USD	Costo total de inversión de la capacidad instalada	("Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)"*Costo de inversión inicial planta hidráulica (InvCosts0-hidro))*(("Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)"/"Capacidad inicial instalada acumulada hidraulica (IC0-hidro)")^(-"Lamda-hidro"))
Costo de operación inicial planta hidráulica (o&mCost0-hidro)	USD/(MW*h)	Costo unitario de operación en el inicio de la simulación	18.42
Costo del capital planta hidráulica (CAPEX-hidro)	USD	Costo capital total	("Flujo de descuento planta hidráulica (j) (WACC-hidro)"*Costo de inversión planta hidráulica (InvCosts-hidro))/(1-(1+"Flujo de descuento planta hidráulica (j) (WACC-hidro)")^(-"Tiempo de vida planta hidráulica (lifetime-hidro)"))
Costo unificado de energía hidráulica (LCOE-hidro)	USD/(MW*h)	Costo nivelado de la energía	("Costo del capital planta hidráulica (CAPEX-hidro)"+"Costos operacionales planta hidráulica (OPEX-hidro)"+"IMPUESTOS generación energía hidráulica (Tax-hidro)"/"Generación de energía hidráulica (G-hidro)"

Costos operacionales planta hidráulica (OPEX-hidro)	USD	Costo total de operación de la capacidad instalada, después de descontar aprendizaje	Generación de energía hidráulica (G-hidro)*"Costo de operación inicial planta hidráulica (o&mCost0-hidro)"*(("Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)"/"Capacidad inicial instalada acumulada hidraulica (IC0-hidro)")^(-"Lamda-hidro"))
Curva de aprendizaje hidráulica (LR-hidro)	Dmnl	Taza de aprendizaje de la tecnología	0.0645
Factor de emisiones	TonCO2/(MW*h)	Cantidad de CO2 que se deja de emitir por MWh producido	0.673
Factor de planta hidráulica	Dmnl	Factor de capacidad neta o factor de carga	0.56
Flujo de descuento planta hidráulica (j) (WACC-hidro)	Dmnl	Tasa de descuento de costo capital	0.112
Ganancias por certificados CRE	USD	Ganancias por reducción de emisiones	(Reducción emisiones GEI*Incentivo ambiental)*"Aplicación Incentivo (TGC)"
Generación de energía hidráulica (G-hidro)	(MW*h)	Energía generada con la capacidad disponible	Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)*"horas generación-hidráulica"*Factor de planta hidráulica
horas generación-hidráulica	h		("Flujo de utilización energía hidráulica (n-hidro)"*8760)
Impuesto a la renta (tax rate)	Dmnl	Impuestos a la renta	Impuesto a la renta (tax rate)

IMPUESTOS generación energía hidráulica (Tax-hidro)	USD	Recaudacion de impuestos por venta de enería	IF THEN ELSE(("Ingresos por energía hidráulica (Income-hidro)"-"Costos operacionales planta hidráulica (OPEX-hidro)"-"Costo del capital planta hidráulica (CAPEX-hidro)")>0, "Flujo de agregación de impuestos (tr)"*("Ingresos por energía hidráulica (Income-hidro)"-"Costos operacionales planta hidráulica (OPEX-hidro)"-"Costo del capital planta hidráulica (CAPEX-hidro)"), 0)
Incentivo ambiental	USD/TonCO2	Pago por reduccion de impuestos	15
Ingresos por energía hidráulica (Income-hidro)	USD	Ingresos por venta de energía	Comercialización de energía+Ganancias por certificados CRE
Lamda-hidro	Dmnl	Elasticidad de la curva de aprendizaje	$-(\ln(1-\text{"Curva de aprendizaje hidráulica (LR-hidro)"})/\ln(2)))$
Parámetro de Imitación (Beta-hidro)	Dmnl	Parametro de Imitacion	0.204509
Parametro de Innovación (Alfa-hidro)	Dmnl	Parametro de Innovacion	0.000619705
Potencial Disponible Hidráulico (Pot-hidro)	MW	Potencial que sigue sin explotar	$(-\text{"Tasa de inversión en nueva capacidad tecnología hidraulica (Cnew-hidro)"})$
Potencial Inicial hidráulico (Pot0-hidro)	MW	Potencial disponible al inicio de la simulación	1415
Precio energía hidraulica no convencional (Price-hidro)	USD/(h*MW)	Precio de venta de la energía	IF THEN ELSE(Selección FiT=0, "Precio energía hidráulica segun escenario (P-hidro)" , "Precio esperado futuro FiT (Pexp-f-FiT)")
Precio energía hidráulica segun	USD/(MW*h)	Precio de la energía al inicio de la simulación	20.5

escenario (P-hidro)			
Precio esperado futuro FiT (Pexp-f-FiT)	USD/(MW*h)	Precio esperado futuro de la energía bajo escenario FIT	Precio esperado actual FiT (Pexp-a-FiT)*((1+Tasa de inflación)^((Time-INITIAL TIME)))
Reducción emisiones GEI	TonCO2	Cantidad total de CO2 que se deja de emitir	Generación de energía hidráulica (G-hidro)*Factor de emisiones
Rentabilidad proyecto planta hidráulica (R-hidro)	Dmnl	Rentabilidad esperada de la tecnología	("Ingresos por energía hidráulica (Income-hidro)"/("Costo del capital planta hidráulica (CAPEX-hidro)"+"Costos operacionales planta hidráulica (OPEX-hidro)"+"IMPUESTOS generación energía hidráulica (Tax-hidro)"))
Tasa de inflación	Dmnl	Taza de inflacion	0.035
Tasa de inversión en nueva capacidad tecnología hidraulica (Cnew-hidro)	MW	Instalación de nueva capacidad	((("Parametro de Innovación (Alfa-hidro)""*Potencial Disponible Hidráulico (Pot-hidro)")+("Parámetro de Imitación (Beta-hidro)""*Rentabilidad proyecto planta hidráulica (R-hidro)""*Potencial Disponible Hidráulico (Pot-hidro)""*("Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)"/("Potencial Disponible Hidráulico (Pot-hidro)"+"Capacidad Instalada Acumulada Hidraulica (IC-hidro)"))))))
Tiempo de vida planta hidráulica (lifetime-hidro)	Años	Tiempo de vida útil de la planta	30

Fuente: Elaboración propia.

B Costos de Operación y Mantenimiento.

En esta sección se presenta la información proporcionada por CELEC EP con respecto al análisis de costos fijos de generación, con los cuales se determinó el precio de operación y mantenimiento inicial de una planta hidráulica considerado en el modelo. Como se muestra desde la Tabla B 15 hasta la B 24.

Tabla B 15: *Costos operación y mantenimiento en el año 2009.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2009				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M 2009
ELECAUSTRO	HIDROELÉCTRICAS	38,4	P	4.366.086,97
RIOBAMABA	HIDROELÉCTRICAS	13	P	2.073.995,20
NORTE	HIDROELÉCTRICAS	11,2	P	1.136.913,39
REGIONAL SUR	HIDROELÉCTRICAS	2,4	P	323.102,89
AMBATO	HIDROELÉCTRICAS	2,9	P	213.906,31
COTOPAXI	HIDROELÉCTRICAS	9,2	P	1.121.700,00
QUITO	HIDROELÉCTRICAS	97,1	P	2.775.759,47

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 16: *Costos operación y mantenimiento en el año 2010.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2010				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M 2010
AMBATO	LA PENINSULA	2,9	P	223.159,14
BOLIVAR	HIDRAUILCAS	1,6	P	222.586,39
COTOPAXI	ILLUCHI 1	4	P	441.825,30
COTOPAXI	HILLUCHI 2	4,9	P	378.707,40
COTOPAXI	EL ESTADO	1,7	P	252.471,60
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,2	P	37.870,74
COTOPAXI	CATAZACON	0,8	P	151.482,96
ELECAUSTRO	HIDROELÉCTRICAS	38,4	P	4.811.716,36
EMAAP Q	RECUPERADORA	14,7	P	2.628.178,59

EMAAP Q	EL CARMEN	8,2	P	1.534.144,41
NORTE	EL AMBI	8	P	606.256,69
NORTE	SAN MIGUEL	2,9	P	431.298,89
NORTE	PLAYA	0,8	P	264.275,42
QUITO	LOS CHILLOS	1,5	P	877.565,04
QUITO	PASACHOA	4,5	P	594.243,86
QUITO	GUANGOPOLO	9,4	P	1.361.964,78
QUITO	NUEVA GUANGOPOLO	11,5	P	152.624,74
QUITO	CUMBAYA	40	P	1.554.444,74
QUITO	NAYON	29,7	P	650.270,34
QUITO	OYACHACHI	0,1	P	81.168,90
REGIONAL SUR	CARLOS MORA	2,4	P	458.993,20
RIOBAMABA	ALAO	10,4	P	1.652.511,60
RIOBAMABA	NIZAG	0,8	P	155.690,40
RIOBAMABA	RIO BLANCO	3	P	233.942,40

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 17: *Costos operación y mantenimiento en el año 2011.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2011				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M 2011
AMBATO	LA PENINSULA	2,9	P	116297,72
BOLIVAR	HIDRAUILCAS	1,6	P	162659,8
COTOPAXI	ILLUCHI 1	4	P	218531,9
COTOPAXI	HILLUCHI 2	4,9	P	268323,97
COTOPAXI	EL ESTADO	1,7	P	91285,48
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,2	P	11064,91
COTOPAXI	CATAZACON	0,8	P	41493,4
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	3326817,81
ELECAUSTRO	SAYMIRIN	14	P	1996090,69
EMAAP Q	RECUPERADORA	14,7	P	1602165,48
EMAAP Q	EL CARMEN	8,2	P	1408544,79
NORTE	EL AMBI	8	P	9716623,27
NORTE	SAN MIGUEL	2,9	P	290936,25
NORTE	PLAYA	0,8	P	81148,48
QUITO	LOS CHILLOS	1,5	P	197118,93
QUITO	PASACHOA	4,5	P	503906,89
QUITO	GUANGOPOLO	9,4	P	1052972,66
QUITO	NUEVA GUANGOPOLO	11,5	P	1290231
QUITO	CUMBAYA	40	P	4479957,55

QUITO	NAYON	29,7	P	3326376,8
REGIONAL SUR	CARLOS MORA	2,4	P	139278,74
RIOBAMABA	ALAO	10,4	P	1317191,64
RIOBAMABA	NIZAG	0,8	P	101322,43
RIOBAMABA	RIO BLANCO	3	P	379959,13

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 18: *Costos operación y mantenimiento en el año 2012.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2012				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M 2012
AMBATO	LA PENINSULA	3	P	199.417,00
COTOPAXI	ILLUCHI 1	4	P	438.443,00
COTOPAXI	HILLUCHI 2	5	P	347.851,00
COTOPAXI	EL ESTADO	2	P	259.087,00
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,2	P	83.535,00
COTOPAXI	CATAZACON	1	P	119.140,00
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	3.554.324,00
ELECAUSTRO	SAYMIRIN	14	P	2.132.594,00
ELECAUSTRO	OCAÑA	26	P	1.398.312,00
EMELNORTE	EL AMBI	8	P	646.228,00
EMELNORTE	SAN MIGUEL	3	P	64.814,00
EMELNORTE	PLAYA	1	P	273.314,00
QUITO	LOS CHILLOS	2	P	1.242.225,00
QUITO	PASACHOA	4	P	236.009,00
QUITO	GUANGOPOLO	9	P	2.044.837,00
QUITO	NUEVA GUANGOPOLO	12	P	75.898,00
QUITO	CUMBAYA	40	P	1.785.230,00
QUITO	NAYON	30	P	1.242.007,00
REGIONAL SUR	RECUPERADORA	15	P	1.204.723,00
REGIONAL SUR	EL CARMEN	8	P	416.340,00
REGIONAL SUR	CARLOS MORA	2,4	P	3.717.217,00
RIOBAMABA	ALAO	10	P	1.142.920,00
RIOBAMABA	NIZAG	1	P	178.287,00
RIOBAMABA	RIO BLANCO	3	P	231.028,00

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 19: *Costos operación y mantenimiento en el año 2013.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2013

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M 2013
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	3.291.319,68
ELECAUSTRO	SAYMIRIN	14,43	P	1.974.515,40
REGIONAL SUR	ISAMICHI	2,25	P	282.958,77
REGIONAL SUR	CARLOS MORA	2,4	P	352.174,04
EPMAPS	EL CARMEN	9	P	386.714,93
EPMAPS	RECUPERADORA	14,2	P	1.151.527,63
RIOBAMABA	ALAO	10,4	P	998.902,76
RIOBAMABA	RIO BLANCO	3	P	357.418,17
NORTE	EL AMBI	8	P	571.427,24
NORTE	SAN MIGUEL	2,95	P	250.965,41
NORTE	PLAYA	1	P	57.566,16
AMBATO	LA PENINSULA	3	P	179.607,21
COTOPAXI	ILLUCHI 1	2,38	P	575.521,14
COTOPAXI	HILLUCHI 2	3,22	P	555.891,24
QUITO	LOS CHILLOS	1,8	P	1.215.338,89
QUITO	PASACHOA	4,49	P	202.607,04
QUITO	GUANGOPOLO	20,92	P	2.406.266,66
QUITO	CUMBAYA	40	P	1.491.957,76
QUITO	NAYON	30	P	1.023.194,60

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 20: *Costos operación y mantenimiento en el año 2014.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2014

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M (USD)
AMBATO	LA PENÍNSULA	3	P	65.788,00
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,07	P	61.792,00
COTOPAXI	CATAZACON	0,45	P	179.871,00
COTOPAXI	EL ESTADO	0,73	P	386.860,00
COTOPAXI	ILLUCHI I	2,38	P	367.265,00
COTOPAXI	ILLUCHI II	3,22	P	418.750,00
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	2.560.414,00
ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-II	6,43	P	564.874,00
ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-IV	8	P	1.307.877,26
EPMAPS	EL CARMEN	9	E	309.104,00

EPMAPS	RECUPERADORA	14,2	E	1.191.831,00
HIDROZAMORA	CHORRILLOS	3,96	P	1.765.591,00
NORTE	EL AMBI	8	P	503.292,00
NORTE	LA PLAYA	1	P	91.124,00
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	2,95	P	304.272,00
QUITO	LOS CHILLOS	1,8	P	940.650,00
QUITO	PASOCHOA	4,5	P	129.047,00
QUITO	GUANGOPOLO	20,92	P	1.836.603,00
QUITO	CUMBAYÁ	40	P	1.034.509,00
QUITO	NAYÓN	30	P	673.281,00
RIOBAMBA	ALAO	10,5	P	741.964,00
RIOBAMBA	RIO BLANCO	0,8	P	198.834,00
RIOBAMBA	NIZAG	3,03	P	185.212,00
SUR	CARLOS MORA	2,4	P	331.810,00
SUR	ISIMANCHI	2,25	P	183.157,00

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 21: *Costos operación y mantenimiento en el año 2015.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2015				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M (USD)
AMBATO	LA PENÍNSULA	3	P	91.132,27
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,07	P	37.676,83
COTOPAXI	CATAZACON	0,35	P	131.705,45
COTOPAXI	EL ESTADO	0,73	P	179.160,51
COTOPAXI	ILLUCHI I	3	P	420.719,27
COTOPAXI	ILLUCHI II	3	P	454.494,43
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	2.482.248,79
ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-IV	8	P	1.750.927,60
EPMAPS	EL CARMEN	8,3	P	796.879,07
EPMAPS	RECUPERADORA	14,2	P	269.243,31
HIDROTOAPI	SARAPULLO	49	P	3.325.148,14
HIDROZAMORA	CHORRILLOS	3,9	P	182.327,95
NORTE	BUENOS AIRES	0,98	P	76.151,15
NORTE	EL AMBI	8	P	327.094,31
NORTE	LA PLAYA	1	P	66.792,16
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	2,95	P	273.948,48
QUITO	LOS CHILLOS	1,8	P	888.838,95
QUITO	PASOCHOA	4,5	P	136.147,98
QUITO	GUANGOPOLO	21	P	1.936.311,66

QUITO	CUMBAYÁ	40	P	2.541.941,30
QUITO	NAYÓN	30	P	710.326,77
RIOBAMBA	ALAO	10,4	P	821.007,43
RIOBAMBA	RIO BLANCO	3	P	221.658,11
RIOBAMBA	NIZAG	0,75	P	132.521,69
SUR	CARLOS MORA	2,4	P	544.905,32

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 22: *Costos operación y mantenimiento en el año 2016.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2016					
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	FACTOR DE POTENCIA	TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M (USD)
AMBATO	LA PENÍNSULA	4	0,33	P	388.465,11
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,08	-	P	37.993,46
COTOPAXI	CATAZACON	0,35	0,99	P	131.043,39
COTOPAXI	EL ESTADO	0,73	0,91	P	265.390,01
COTOPAXI	ILLUCHI I	3	0,86	P	647.368,60
COTOPAXI	ILLUCHI II	3	0,98	P	395.070,44
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	0,56	P	2.056.182,11
ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-IV	8	1,16	P	1.307.877,26
ENERNORTE	QUIJOS	50	-	P	1.675.658,46
EPMAPS	EL CARMEN	8	0,72	P	816.962,73
EPMAPS	RECUPERADORA	14	0,96	P	515.891,96
HIDROTOAPI	SARAPULLO	49	-	P	3.325.148,14
HIDROZAMORA	CHORRILLOS	3	-	P	327.345,62
NORTE	EL AMBI	8	0,37	P	333.081,19
NORTE	LA PLAYA	1	0,96	P	150.269,94
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	3	0,60	P	309.153,98
QUITO	LOS CHILLOS	3	0,44	P	705.135,61
QUITO	PASOCHOA	5	0,54	P	582.682,26
QUITO	GUANGOPOLO	21	0,29	P	1.560.745,69
QUITO	CUMBAYÁ	40	0,34	P	2.388.965,70
QUITO	NAYÓN	30	0,37	P	802.123,80
RIOBAMBA	ALAO	10	0,88	P	938.715,89
RIOBAMBA	RIO BLANCO	3	0,62	P	202.888,10
RIOBAMBA	NIZAG	0,75	0,60	P	136.748,72
SUR	CARLOS MORA	2	0,95	P	527.083,45

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 23: *Costos operación y mantenimiento en el año 2017.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2017

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M (USD)
AMBATO	LA PENÍNSULA	4	P	431.024,04
COTOPAXI	ANGAMARCA	0,08	P	121.465,00
COTOPAXI	CATAZACON	0,35	P	259.078,06
COTOPAXI	EL ESTADO	0,73	P	440.572,79
COTOPAXI	ILLUCHI I	3	P	409.225,05
COTOPAXI	ILLUCHI II	3	P	434.583,90
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	2.086.083,16
ELECAUSTRO	SAYMIRÍN III-IV	8	P	1.628.759,94
EPMAPS	EL CARMEN	8	P	941.767,88
EPMAPS	RECUPERADORA	15	P	5.010.884,49
HIDROTOAPI	SARAPULLO	49	P	7.792.841,60
HIDROZAMORA	CHORRILLOS	4	P	372.447,30
NORTE	EL AMBI	8	P	817.445,76
NORTE	LA PLAYA	1	P	137.653,09
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	3	P	366.431,80
QUITO	LOS CHILLOS	3	P	515.560,38
QUITO	PASOCHOA	5	P	626.479,78
QUITO	GUANGOPOLO	21	P	1.560.745,69
QUITO	CUMBAYÁ	40	P	2.991.474,91
QUITO	NAYÓN	30	P	1.509.175,54
RIOBAMBA	ALAO	10	P	1.111.598,67
RIOBAMBA	RIO BLANCO	3	P	238.508,67
RIOBAMBA	NIZAG	0,75	P	163.737,57
SUR	CARLOS MORA	2	P	600.089,29

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

Tabla B 24: *Costos operación y mantenimiento en el año 2018.*

ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS GENERADORAS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN 2018				
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TECNOLOGÍA	COSTOS DE AO&M (USD)
AMBATO	LA PENÍNSULA	3	P	352772,23
AMBATO	ANGAMARCA	0,08	P	24293,29
AMBATO	CATAZACON	0,35	P	88413,29
COTOPAXI	EL ESTADO	0,73	P	180377,04
COTOPAXI	ILLUCHI I	2,54	P	355094,04
COTOPAXI	ILLUCHI II	3,22	P	650178,17
COTOPAXI	ALAO	10,4	P	1038131,78
ELECAUSTRO	SAUCAY	24	P	1738881,67
ELECAUSTRO	SAYMIRIN III-IV	8	P	1070977,61
EPAA MEJÍA	CALERA	2	P	567216,13
EPMAPS	EL CARMEN	8,3	P	783672,25
EPMAPS	RECUPERADORA	14,7	P	446928,99
GENSUR	CHORRILLOS	3,9	P	358619,14
HIDROAZOGUES	ALAZÁN	6,23	P	1161677,12
HIDROAZOGUES	SAN ANTONIO	7,19	P	1107926,08
HIDROTOAPI	SARAPULLO	49	P	3272736,78
NORTE	LA PLAYA	1,32	P	133201,96
NORTE	SAN MIGUEL DE CAR	2,95	P	316596,22
NORTE	LOS CHILLOS	1,8	P	476685,4
NORTE	PASOCHOA	4,5	P	583566,5
QUITO	GUANGOPOLO	20,92	P	1414475,21
QUITO	CUMBAYÁ	40	P	1779998,9
QUITO	NAYÓN	30	P	1682521,59
RIOBAMBA	RIO BLANCO	3	P	218043,72
RIOBAMBA	NIZAG	0,75	P	116198,06
RIOBAMBA	EL AMBI	8	P	685823,78
SUR	CARLOS MORA	2,4	P	545254,02

Fuente: Basado en datos CELEC-EP

C Capacidad Instalada anual de PCH.

A continuación, se presentan datos históricos de las capacidades instaladas de PCH en el Ecuador a lo largo del tiempo de los cuales se obtuvo la “capacidad inicial acumulada” para el modelo. Como se muestra en la Tabla C 25.

Tabla C 25: *Inventario de PCH en Ecuador.*

Empresa	Nombre Central	SubtipoCentral	PotenciaNominal MW	Fecha Instalacion
E.E. Quito	Los Chillos	Hidráulica	0,88	1922
E.E. Quito	Guangopolo	Hidráulica	2,00	1937
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.1	Hidráulica	0,70	1951
E.E. Quito	Guangopolo	Hidráulica	1,70	1953
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	Hidráulica	1,40	1955
I.M. Mejía	La Calera	Hidráulica	0,63	1957
I.M. Mejía	Equinoccial	Hidráulica	1,25	1957
Ecoluz	Papallacta	Hidráulica	2,19	1965
E.E. Riobamba	Alao	Hidráulica	2,60	1966
E.E. Riobamba	Nizag	Hidráulica	0,80	1967
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi II	Hidráulica	0,30	1974
La Internacional	Vindobona	Hidráulica	1,50	1974
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	Hidráulica	0,10	1976
E.E. Quito	Pasochoa	Hidráulica	2,25	1976
Ecoluz	Coyoctor	Hidráulica	4,44	1982
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	Hidráulica	2,60	1987
E.E. Norte	San Miguel de Car	Hidráulica	2,95	1987
E.E. Centro Sur	Santiago	Hidráulica	0,08	1990
Ecoluz	Loreto	Hidráulica	0,92	1990
Electroandina	Otavalo	Hidráulica	0,30	1990
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	0,50	1990
E.E. Cotopaxi	El Estado	Hidráulica	0,85	1990
E.E. Cotopaxi	Catazación	Hidráulica	0,40	1992
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Hidráulica	0,15	1993
E.E. Norte	La Plata	Hidráulica	0,17	1994
E.E. Riobamba	Río Blanco	Hidráulica	3,13	1997
E.E. Ambato	Península	Hidráulica	0,50	1998
E.E. Ambato	Península	Hidráulica	0,50	1998
E.E. Ambato	Península	Hidráulica	0,50	1999
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	1999
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	1999
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	1999

Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	1999
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	1999
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	1999
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	1999
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2000
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2000
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2000
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2000
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2000
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2000
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2000
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2001
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2001
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2001
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2001
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2001
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2001
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2001
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2001
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2001
Ecoluz	Loreto	Hidráulica	2,30	2002
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2002
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2002
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2002
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2002
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2002
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2002
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2002
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,14	2002
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2002
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2002
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2003
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2003
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2003
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2003
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2003
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2003
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2003
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2003
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2003
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2003
Perlabí	Perlabí	Hidráulica	2,70	2004
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2004

Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2004
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2004
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2004
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2004
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2004
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2004
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,14	2004
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2004
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2004
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2005
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2005
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2005
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2005
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2005
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2005
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2005
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,14	2005
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2005
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2005
Manageneración	La Esperanza	Hidráulica	3,00	2006
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2006
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2006
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	2006
Elecaastro	Coyoctor	Hidráulica	0,36	2006
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	2006
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2006
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2006
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,24	2006
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2006
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2006
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	2006
Manageneración	Poza Honda	Hidráulica	1,50	2007
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2007
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2007
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2007
EPMAPS	El Carmen	Hidráulica	8,40	2007
EPMAPS	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2007
EPMAPS	Noroccidente	Hidráulica	0,24	2007
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2007
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2008
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2008
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2008
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2008

EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2008
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,24	2008
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2008
Hidrosibimbe	Urvia	Hidráulica	1,00	2009
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2009
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2009
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2009
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,50	2009
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2009
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2009
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,24	2009
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2009
Hidrosibimbe	Urvia	Hidráulica	0,50	2009
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2009
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidráulica	0,29	2010
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidráulica	0,31	2010
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2010
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2010
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	2010
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2010
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2010
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2010
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2010
Hidrosibimbe	Urvia	Hidráulica	1,00	2010
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2010
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2010
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2011
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2011
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	2011
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2011
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2011
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2011
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2011
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	1,00	2011
Hidrosibimbe	Urvia	Hidráulica	1,00	2011
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2011
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2011
La Internacional	La Esperanza	Hidráulica	3,09	2012
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2012
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2012
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2012
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	2012

Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2012
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2012
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2012
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2012
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	1,00	2012
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	1,00	2012
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2012
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2012
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2013
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	14,43	2013
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2013
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	2013
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2013
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2013
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2013
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2013
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	1,00	2013
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	1,00	2013
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	16,00	2013
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2013
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	15,52	2014
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2014
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2014
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2014
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2014
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2014
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2014
EMAAP-Q	Carcelén	Hidráulica	0,06	2014
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	0,99	2014
Hidrosibimbe	Uravia	Hidráulica	0,99	2014
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	15,37	2014
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2014
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	15,52	2015
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2015
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2015
Elecaastro	Gualaceo	Hidráulica	0,97	2015
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2015
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	8,40	2015
EMAAP-Q	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2015
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2015
EMAAP-Q	Carcelén	Hidráulica	0,06	2015
CELEC-Hidronación	Baba	Hidráulica	42,20	2015

Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	15,37	2015
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	0,99	2015
Hidrosibimbe	Uravía	Hidráulica	0,99	2015
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	15,52	2016
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2016
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2016
Elecaastro	Gualaceo	Hidráulica	0,97	2016
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2016
EPMAPS	El Carmen	Hidráulica	8,40	2016
EPMAPS	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2016
EPMAPS	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2016
EPMAPS	Carcelén	Hidráulica	0,06	2016
CELEC-Hidronación	Baba	Hidráulica	42,20	2016
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	15,37	2016
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	0,99	2016
Hidrosibimbe	Uravía	Hidráulica	0,99	2016
Hidrotambo	Hidrotambo	Hidráulica	8,00	2016
Hidrovictoria	Victoria	Hidráulica	10,32	2016
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Hidráulica	6,23	2016
Ecuagesa	Topo	Hidráulica	28,05	2016
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	15,52	2017
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	24,00	2017
Elecaastro	Ocaña	Hidráulica	26,10	2017
Elecaastro	Gualaceo	Hidráulica	0,97	2017
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	2017
EPMAPS	El Carmen	Hidráulica	8,40	2017
EPMAPS	Recuperadora	Hidráulica	14,70	2017
EPMAPS	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2017
EPMAPS	Carcelén	Hidráulica	0,06	2017
CELEC-Hidronación	Baba	Hidráulica	42,20	2017
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	15,37	2017
Hidrosibimbe	Corazón	Hidráulica	0,99	2017
Hidrosibimbe	Uravía	Hidráulica	0,99	2017
Hidrotambo	Hidrotambo	Hidráulica	8,00	2017
Hidrovictoria	Victoria	Hidráulica	10,32	2017
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Hidráulica	6,23	2017
Ecuagesa	Topo	Hidráulica	29,20	2017
Hidrosigchos	Sigchos	Hidráulica	18,60	2017
CNEL-Bolívar	Sillunchi II	Hidráulica	0,24	N/D
CNEL-Bolívar	Chimbo	Hidráulica	0,56	N/D
CNEL-Bolívar	Chimbo	Hidráulica	1,10	N/D
CNEL-Sucumbíos	Lumbaqui	Hidráulica	0,20	N/D
E.E. Norte	Ambi	Hidráulica	4,00	N/D

E.E. Norte	Buenos Aires	Hidráulica	0,08	N/D
E.E. Norte	La Playa	Hidráulica	0,44	N/D
E.E. Norte	San Gabriel	Hidráulica	0,23	N/D
E.E. Quito	Oyacachi 1	Hidráulica	0,10	N/D
E.E. Riobamba	Cordovez	Hidráulica	0,70	N/D
E.E. Sur	Carlos Mora	Hidráulica	0,60	N/D
E.E. Sur	Carlos Mora	Hidráulica	1,20	N/D
E.E. Sur	Isimanchi	Hidráulica	0,13	N/D
E.E. Sur	Valladolid	Hidráulica	0,24	N/D
Ecoluz	Coyoctor	Hidráulica	0,36	N/D
Elecaastro	Saucay	Hidráulica	4,00	N/D
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	1,26	N/D
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	1,96	N/D
Elecaastro	Saymirín	Hidráulica	4,00	N/D
Elecaastro	Sumblid	Hidráulica	0,20	N/D
Electroandina	Espejo	Hidráulica	0,20	N/D
Electroandina	Otavalo	Hidráulica	0,40	N/D
Electrocórdova	Electrocórdova	Hidráulica	0,20	N/D
EMAAP-Q	Noroccidente	Hidráulica	0,26	N/D
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	N/D
Ex-Inecel	Sumaco/Archidona	Hidráulica	0,06	N/D
Ex-Inecel	Loreto	Hidráulica	2,15	N/D
Hcjb	Papallacta	Hidráulica	1,80	N/D
Hcjb	Papallacta	Hidráulica	4,20	N/D
Hidroservice	Industrial Algondonera	Hidráulica	0,07	N/D
Hidroservice	Atuntaqui	Hidráulica	0,24	N/D
Hidroservice	Corazón	Hidráulica	0,32	N/D
I.M. Mejía	Equinoccial	Hidráulica	4,20	N/D
Moderna Alimentos	Geppert	Hidráulica	1,65	N/D
Municipio A. Ante	Atuntaqui	Hidráulica	0,20	N/D
Municipio Cotacachi	Cotacachi	Hidráulica	0,20	N/D
Municipio Cotacachi	Perlabí	Hidráulica	0,24	N/D

Fuente: Recuperado de ARCONEL

D Estimaciones a partir del uso de datos históricos

A continuación, se presentan los resultados de la regresión polinómica de segundo orden mediante el programa estadístico NCSS 12.0.9, para lo cual fue necesario depurar datos atípicos que no corresponden a la tendencia de la difusión, de los cuales se muestran en la Tabla D 26. Los valores de A,B,C corresponde a las constantes α_1 , α_2 y α_3 respectivamente de la ecuación 33.

Tabla D 2663: *Datos depurados de PCH en Ecuador.*

Empresa	Nombre Central	Tipo	Potencia Nominal MW	Fecha Instalación
E.E. Quito	Los Chillos	Hidráulica	0,88	1922
E.E. Quito	Guangopolo	Hidráulica	2,00	1937
I.M. Mejía	La Calera	Hidráulica	0,63	1957
I.M. Mejía	Equinoccial	Hidráulica	1,25	1957
Ecoluz	Papallacta	Hidráulica	2,19	1965
E.E. Riobamba	Alao	Hidráulica	2,60	1966
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi II	Hidráulica	0,30	1974
La Internacional	Vindobona	Hidráulica	1,50	1974
Ecoluz	Coyoctor	Hidráulica	4,44	1982
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	Hidráulica	2,60	1987
E.E. Norte	San Miguel de Car	Hidráulica	2,95	1987
E.E. Riobamba	Río Blanco	Hidráulica	3,13	1997
Ecoluz	Loreto	Hidráulica	2,30	2002
EMAPQ/EMAPS	Noroccidente	Hidráulica	0,14	2002
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2003
Perlabi	Perlabi	Hidráulica	2,70	2004
Manageneracion	Poza Honda	Hidráulica	1,50	2007
Hidosibimbe	Uravia	Hidráulica	1,00	2009
Consejo Provincial De Tungurahua	Tiliví	Hidráulica	0,12	2009
Electro Andina	Espejo	Hidráulica	0,50	2009
Ex-Inecel	Molleturo	Hidráulica	0,12	2009
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidráulica	0,29	2010
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidráulica	0,31	2010
Electro Andina	Espejo	Hidráulica	0,20	2010
Electrocordova	Electrocordova	Hidráulica	0,20	2010
Hidosibimbe	Corazón	Hidráulica	1,00	2011
EMAPQ/EMAPS	Noroccidente	Hidráulica	0,26	2014
EMAPQ/EMAPS	Carcelen	Hidráulica	0,06	2014

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ARCONEL

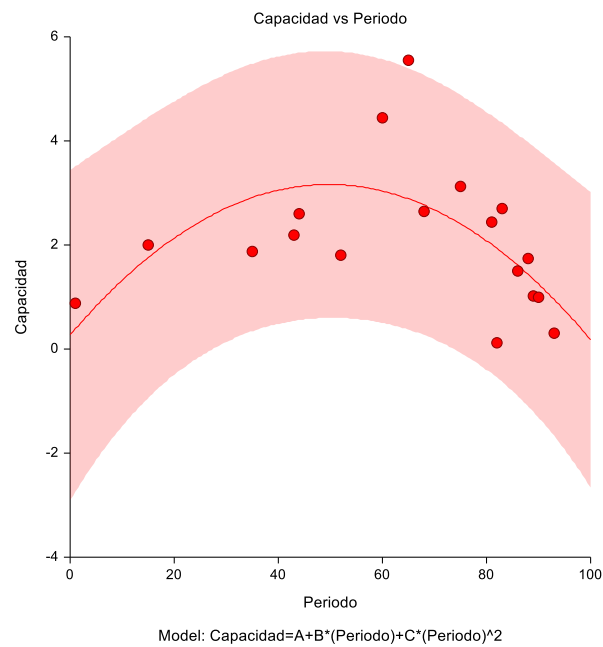
Resultados regresión

Dataset Datos
 Y Variable: Capacidad. X Variable: Periodo.
 Capacidad=A+B*(Periodo)+C*(Periodo)^2

Parameter Estimates for All Groups

Groups	Count	Iter's	R2	A	B	C
All	18	5	0,39535	0,27481	0,11641	-0,00117

Combined Plot Section



E Costos de certificados de carbono en el tiempo.

En esta sección se presenta la proyección del costo de Costos de certificados de carbono hasta el año 2045 propuesto por (Reinoso et al., 2016). Como se muestra en la Figura E- 64 y Tabla E 27.

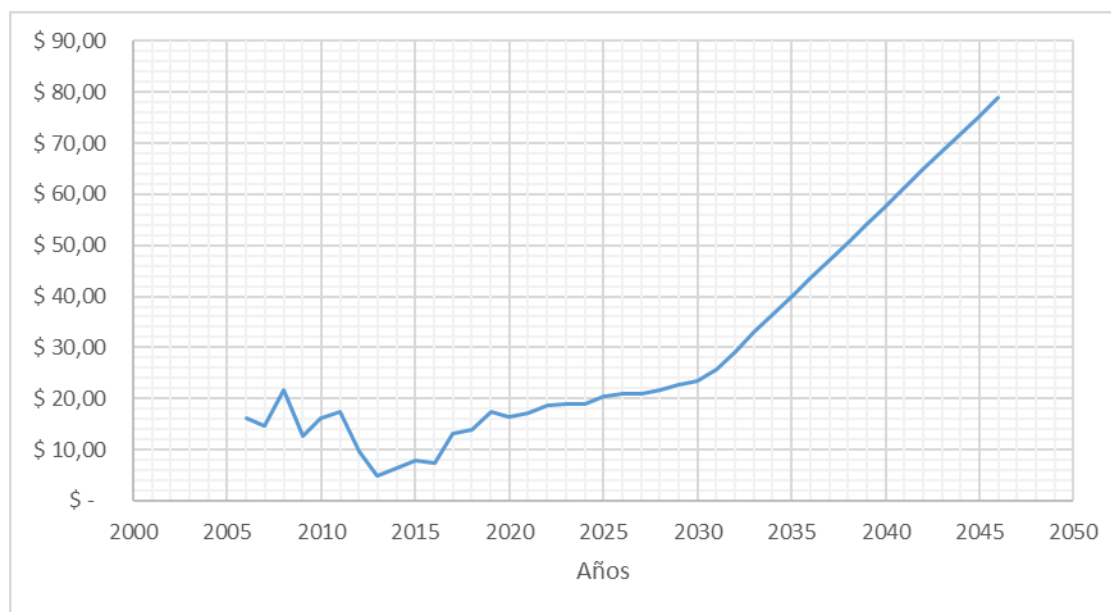


Figura E -64: Costos de certificados de carbono en el tiempo.

Fuente: Recuperado de Reinoso 2016

Tabla E 27: *Inventario de PCH en Ecuador.*

Año	Precio CRE [USD/TonCO2]
2005	16,27
2006	14,77
2007	21,66
2008	12,65
2009	16,28
2010	17,34
2011	9,51
2012	4,92
2013	6,45
2014	7,84
2015	7,37
2016	13,16
2017	13,86
2018	17,34

2019	16,32
2020	17,19
2021	18,6
2022	18,95
2023	19,03
2024	20,53
2025	20,88
2026	21,05
2027	21,75
2028	22,63
2029	23,33
2030	25,76
2031	29,31
2032	32,86
2033	36,41
2034	39,96
2035	43,51
2036	47,06
2037	50,61
2038	54,16
2039	57,71
2040	61,26
2041	64,81
2042	68,36
2043	71,91
2044	75,46
2045	79,01

Fuente: *Recuperado de Reinoso 2016*