

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 DINÁMICA DE SISTEMAS PARA EVALUAR LA
DIFUSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR”**

AUTORES:

Jason Paúl Bonete Pérez
Edison Abrahan Bonete Arévalo

TUTOR:

Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas, MsC.

Cuenca - Ecuador

2019

Cesión de Derechos de Autor

Nosotros, Jason Paúl Bonete Pérez con documento de identificación N° 0302492038 y Edison Abrahan Bonete Arévalo con documento de identificación N° 0302308895, 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 DINÁMICA DE SISTEMAS PARA EVALUAR LA DIFUSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL 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, octubre del 2019



Jason Paúl Bonete Pérez

CI: 0302492038



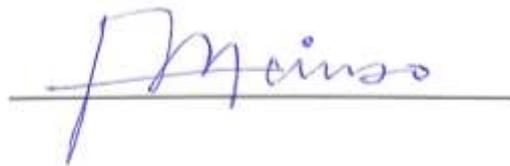
Edison Abrahan Bonete Arévalo

CI: 0302308895

Certificación

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“MODELO DE DINÁMICA DE SISTEMAS PARA EVALUAR LA DIFUSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR”**, realizado por Jason Paúl Bonete Pérez y Edison Abraham Bonete Arévalo, obteniendo el *Proyecto Técnico*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2019



Ing. Fran Zhovani Reinoso AVECILLAS, MsC.

Declaratoria de Responsabilidad

Nosotros, Jason Paúl Bonete Pérez con documento de identificación N° 0302492038 y Edison Abrahan Bonete Arévalo con documento de identificación N° 0302308895, autores del trabajo de titulación: ***“MODELO DE DINÁMICA DE SISTEMAS PARA EVALUAR LA DIFUSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR”***, certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico* es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, octubre del 2019



Jason Paúl Bonete Pérez

CI: 0302492038



Edison Abrahan Bonete Arévalo

CI: 0302308895

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo a mi familia, especialmente a mi padre y hermano, quien me enseñó a luchar por mis sueños.

- Jason Bonete

Este trabajo va dedicado para todas y cada una de las personas que han ayudado, directa o indirectamente, a lo largo de mi vida universitaria y a la realización del presente proyecto técnico.

-Abraham Bonete

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia por el apoyo constante durante mi vida, especialmente a mi padre por haberme dado la oportunidad estudiar y a mi hermano, quien me enseñó a ser mejor cada día.

- **Jason Bonete**

Primero que todo, deseo expresar mis agradecimientos a toda mi familia que de alguna u otra manera me ha ayudado a lo largo de mi vida estudiantil.

También quiero aprovechar esta oportunidad para enviar un agradecimiento a los docentes de Ingeniería Mecánica por sus sabias enseñanzas, en especial a nuestro tutor de tesis por saber guiarnos a través de este largo camino, además quiero agradecer al economista Fernando Vivar por su asesoría.

Por último pero no menos importante, quiero agradecer a todos mis amigos que han sabido ser un apoyo moral a lo largo de mi vida.

-**Abraham Bonete**

Resumen

En el presente proyecto técnico se desarrolló un modelo de Dinámica de Sistemas para evaluar la difusión de la energía eólica en el Ecuador. El modelo estudia en el largo plazo la tasa de adopción de nueva capacidad instalada eólica en función del costo beneficio de la tecnología, aplicando diferentes esquemas de incentivos financieros a la inversión. Los resultados de las simulaciones de los escenarios de incentivos, muestran que el escenario combinado FIT y CRE presenta valores más altos en términos de costo/beneficio, periodos de amortización más cortos en el orden de los 7 años, costos nivelados de energía de 39.28 USD/MWh, un valor actual neto más rentable y una tasa interna de retorno de menor riesgo, con lo cual se lograría mayores tasas de adopción de la tecnología.

Palabras clave:

Modelo de difusión, energía eólica, Dinámica de Sistemas, incentivos financieros, Ecuador

Abstract

In this research project, a System Dynamics model was developed in order to evaluate the diffusion of wind energy in Ecuador, the model studies in a long term the rate of adoption of new installed capacity based on the cost benefit of wind technology in function on the application of a scheme of financial incentives for investment. The results of the simulations of the incentive scenarios show that the combined FIT and CRE scenario has higher values in terms of cost / benefit, shorter amortization periods in the order of 7 years, level energy costs of USD 39.28 / MWh, a more profitable net present value and a lower internal return rate, which would result in higher technology adoption rates.

Keywords:

Diffusion model, Wind energy, System Dynamics, financial incentives, Ecuador

Índice general

| | |
|--|------|
| Índice de figuras | XI |
| Índice de tablas..... | XIII |
| Acrónimos..... | XIV |
| Introducción | 1 |
| 1. La difusión de la energía eólica en el Ecuador..... | 1 |
| 1.1 Problema | 1 |
| 1.1.1 Antecedentes | 1 |
| 1.1.2 Definición del Problema..... | 7 |
| 1.1.3 Delimitación de la investigación | 8 |
| 1.1.4 Justificación e Importancia..... | 8 |
| 1.2 Objetivos de la investigación | 10 |
| 1.2.1 Objetivo principal..... | 10 |
| 1.2.2 Objetivos específicos..... | 10 |
| 2. Marco teórico..... | 11 |
| 2.1 La energía eólica..... | 11 |
| 2.1.1 Características del viento..... | 12 |
| 2.1.2 Potencia eólico..... | 13 |
| 2.1.3 Tipos y componentes de aerogeneradores..... | 30 |
| 2.2 Metodologías para el modelado de la difusión de E.R..... | 14 |
| 2.3 Modelos con instrumentos financieros | 16 |
| 2.4 Dinámica de Sistemas..... | 18 |
| 2.4.1 Bucles de realimentación | 19 |
| 2.4.2 Retardos..... | 20 |
| 2.4.3 Diagrama de Forrester..... | 21 |
| 2.4.3.1 Variables de nivel o stocks | 21 |
| 2.4.3.2 Variables de flujo | 22 |

| | | |
|----------|--|----|
| 2.4.3.3 | Variables auxiliares | 22 |
| 2.5 | Modelado de la difusión de E.R. con D.S. | 15 |
| 2.6 | Modelo de difusión de Bass..... | 22 |
| 2.7 | Aprendizaje de la tecnología (Learning By Doing) | 26 |
| 2.8 | Costos de capital, operación y mantenimiento..... | 27 |
| 2.9 | Generación anual de energía de un parque eólico | 27 |
| 2.10 | Costo Nivelado de Energía..... | 28 |
| 2.11 | Incentivos para Energías Renovables..... | 29 |
| 2.11.1 | Clasificación de incentivos para energías renovables..... | 30 |
| 2.11.1.1 | Incentivos basados en la inversión: | 30 |
| 2.11.1.2 | Incentivos basados en la generación:..... | 31 |
| 2.11.1.3 | Métodos de financiamiento para la inversión privada en ER..... | 33 |
| 2.12 | Indicadores financieros..... | 35 |
| 2.12.1 | Retorno de la inversión (ROI) | 35 |
| 2.12.2 | Valor actual neto (VAN) | 35 |
| 2.12.3 | Tasa interna de retorno (TIR)..... | 35 |
| 2.12.4 | Periodo de recuperación del capital (Payback | 36 |
| 2.12.5 | Costo de capital de recuperación (CCR)..... | 36 |
| 2.12.6 | Costo promedio ponderado de capital (WACC) | 37 |
| 3. | Marco metodológico | 39 |
| 3.1 | Caracterización del mercado del Ecuador | 40 |
| 3.1.1 | Modelo actual de mercado eléctrico..... | 40 |
| 3.1.2 | Regulación del mercado eléctrico..... | 41 |
| 3.1.2.1 | Determinación de los plazos de concesión de títulos habilitantes para proyectos de generación y autogeneración..... | 42 |
| 3.1.2.2 | Determinación de los precios referenciales de venta de energía | 43 |
| 3.1.2.3 | Financiamiento..... | 45 |
| 3.1.3 | Incentivos a ER aplicados en el Ecuador..... | 46 |
| 4. | Modelo de difusión de energía eólica..... | 49 |

| | |
|--|----|
| 4.1 Propósito del modelo..... | 49 |
| 4.2 Formulación de la hipótesis dinámica..... | 49 |
| 4.3 Identificación de Variables..... | 50 |
| 4.3 Formulación del modelo matemático | 52 |
| 4.4 Implementación de curvas de aprendizaje..... | 53 |
| 4.5 Validación y calibración del modelo | 55 |
| 4.5.1 Análisis a la estructura del comportamiento..... | 55 |
| 4.5.2 Validación estructural | 56 |
| 4.5.3 Consistencia dimensional..... | 56 |
| 4.5.4 Calibración de parámetros del modelo..... | 56 |
| 4.5.5 Pruebas en condiciones extremas..... | 57 |
| 5. Resultados..... | 59 |
| 5.1 Descripción de escenarios..... | 59 |
| 5.2 Resultados de la simulación de escenarios | 61 |
| 5.2.1 Capacidad instalada acumulada | 61 |
| 5.2.2 Utilidad neta | 62 |
| 5.2.3 Costo nivelado de energía..... | 64 |
| 5.2.4 Indicadores financieros | 65 |
| 6. Conclusiones..... | 69 |
| 7. Recomendaciones | 70 |
| REFERENCIAS | 72 |
| ANEXO 1 - A Demanda histórica y futura del S.N.I | 83 |
| ANEXO C – 1. Principales formulas y parámetros usadas en el modelo | 89 |
| Simulación del caso base..... | 93 |
| Simulación con esquemas de incentivos..... | 95 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Países con mayor capacidad eólica instalada acumulada..... | 3 |
| Figura 2. Capacidad instalada eólica en AL y C..... | 3 |
| Figura 3. Perfil de velocidades del viento..... | 13 |
| Figura 4. Partes constitutivas de un aerogenerador..... | 15 |
| Figura 5. Metodologías para el modelado de la difusión de las ER..... | 16 |
| Figura 6. Estructura causal básica..... | 20 |
| Figura 7. Representación de un retardo..... | 21 |
| Figura 8 . Curva de difusión de nuevos productos..... | 26 |
| Figura 9. Tipos de consumidores ante la adopción de nuevos productos. | 27 |
| Figura 10. Modelo de difusión de Bass. | 28 |
| Figura 11. Costo capital para un sistema típico de energía eólica <i>on-shore</i> | 29 |
| Figura 12. Costo nivelado de energía de diferentes fuentes de energía..... | 31 |
| Figura 13. Aplicación de políticas de incentivos a las ER a nivel global..... | 35 |
| Figura 14. Inversión en el desarrollo de energías renovables en la Unión Europea y Noruega según el tipo de esquema en el 2015..... | 36 |
| Figura 15. Costos CAPEX en el año 2018 de diferentes fuentes de generación..... | 36 |
| Figura 16. Etapas para el estudio de la difusión de energía eólica..... | 41 |
| Figura 17. Línea temporal de incentivos a las ER aplicado en el Ecuador | 48 |
| Figura 18. Esquema de precios normalizados FIT, para la regulación ARCONEL 008/00 | 48 |
| Figura 19. Esquema de precios normalizados FIT, para la regulación ARCONEL 004/04. | 49 |
| Figura 20. Esquema de precios normalizados FIT, para la regulación ARCONEL 009/06..... | 49 |
| Figura 21. Esquema de precios normalizados FIT, para la regulación ARCONEL 004/11..... | 50 |
| Figura 22. Diagrama causal del modelo de difusión de ER..... | 52 |
| Figura 23. Capacidad instalada acumulada..... | 58 |
| Figura 24. Calibración del modelo con base en CIA. | 59 |
| Figura 25. Comportamiento del modelo con potencial disponible de 0MW, para: a) capacidad instalada acumulada (MW), b) Tasa de Difusión (%)..... | 60 |

| | |
|--|----|
| Figura 26. Resultados de la simulación de capacidad instalada para los diferentes escenarios..... | 63 |
| Figura 27. Resultados de la simulación para utilidad neta para los escenarios: a) S1, b) S2, c) S3 y d) S4..... | 65 |
| Figura 28. Resultados de la simulación para costo nivelado de energía 2019 - 2035..... | 66 |
| Figura 29. Resultados de la simulación para valor actual neto 2019 – 2035.... | 67 |
| Figura 30. Resultados de la simulación costo/ beneficio para el periodo 2019 - 2035..... | 68 |
| Figura 31. Resultados de la simulación Payback para el periodo 2019-2035.... | 68 |
| Figura 32. Resultados de la simulación de retorno de la inversión..... | 69 |
| Figura 33. Resultados de la simulación tasa interna de retorno 2019 - 2035...69 | |
| Figura 34. Demanda eléctrica 2007-2016 real vs proyectada..... | 84 |
| Figura 35. Demanda eléctrica proyectada 2016-2025..... | 85 |
| Figura 36. Diagrama de Forrester del modelo de difusión de energía eólica del | 86 |
| Figura 37. Diagrama de Forrester de incentivos propuestos..... | 87 |
| Figura 36. Diagrama de Forrester de indicadores financieros..... | 88 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Fuentes de energía aprovechada a nivel global. | 2 |
| Tabla 2. Centrales eólicas instaladas en Ecuador..... | 4 |
| Tabla 3. Capacidad instalada acumulada en Ecuador según el tipo de energía.. | 4 |
| Tabla 4. Potencial eólico disponible a corto plazo y energía anual en Ecuador.. | 4 |
| Tabla 5. Clasificación de las barreras a la difusión de las ER. | 5 |
| Tabla 6. Clasificación de los modelos de difusión de ER empleando DS. | 16 |
| Tabla 7. Valores de p y q para productos de consumo duradero..... | 24 |
| Tabla 8. Plazos en años para la adjudicación de los títulos habilitantes. | 43 |
| Tabla 9. Costos de instalación por kW de los parques eólicos existentes en el Ecuador..... | 44 |
| Tabla 10. Modelo de financiamiento de IRENA..... | 45 |
| Tabla 11. Principales variables del modelo dinámico. | 47 |
| Tabla 12. Clasificación de variables del modelo dinámico..... | 50 |
| Tabla 13. Tasas de aprendizaje para energía eólica por LBD en distintas regiones..... | 51 |
| Tabla 14. Tasas de aprendizaje para energía eólica por LBD en distintas regiones..... | 55 |
| Tabla 15. Ecuaciones y parámetros principales usados en el modelo de simulación..... | 89 |
| Tabla 16. Parámetros usados para la simulación del caso base..... | 93 |
| Tabla 17. Factor de planta usados en la simulación del caso base..... | 94 |
| Tabla 18. Parámetros usados para la simulación de escenarios de incentivos.. | 95 |

Acrónimos

| Abreviatura | Término |
|-------------|--|
| AL y C | América Latina y Caribe |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ARCONEL | Agencia de Regulación y Control de Electricidad |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CENACE | Operador Nacional de Electricidad |
| CI | Capacidad Instalada |
| CIA | Capacidad Instalada Acumulada |
| CLD | Causal Loop Diagram |
| CRE | Certificado de reducción de emisiones |
| CV | Certificados Verdes |
| DS | Dinámica de Sistemas |
| EE | Empresa Eléctrica |
| ER | Energías Renovables |
| EOS | Economy of Scales |
| FERUM | Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal |
| FIP | Feed in Premium |
| FIT | Feed in Tariff |
| GWEC | Global Wind Energy Council |
| IRENA | International renewable energy agency |
| IVA | Impuesto al valor agregado |
| LBD | Learning by doing |
| LBR | Learning by research |
| LCOE | Levelized Costo of Energy |
| LOSPEE | Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica |
| LR | Learning rate |
| mdd | Millones de dólares americanos |
| MDL | Mecanismo de desarrollo limpio |
| MEER | Ministerio de Electricidad y Energías Renovables |
| MEM | Mercado Eléctrico Mayorista |
| MERNNR | Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables |
| M&O | Maintenance and operations |
| OPEX | Operational Expenditure |
| PD | Potencial Disponible |
| PLANEE | Plan Nacional de Eficiencia Energética |

| | |
|-------|---|
| PNBV | Plan Nacional del Buen Vivir |
| REC | Renewable Energy Certificates |
| REN21 | Renewable Energy Policy Multi-Stakeholder Network |
| RI | Reducción de Impuestos |
| RPS | Renewable Portfolio Standard |
| SNI | Sistema Nacional Interconectado |
| TGC | Tradable Green Certificate |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| VAN | Valor Actual Neto |
| ZEC | Zero Emissions Certificate |

Introducción

La energía eólica es una fuente de energía renovable limpia que tiene un impacto ambiental mucho menor que las energías no renovables como el petróleo, gas natural y carbón. Las fuentes de energía renovable son inagotables en contraposición de las convencionales que cada vez son más escasas y contaminantes (El-Fouly, 2007). Mientras la preocupación de los gobiernos y organismos ambientales por la disponibilidad de recursos e impactos ambientales sigue aumentando, la generación de energía a partir de recursos energéticos renovables se ha convertido en una alternativa para aumentar la difusión de las energías renovables y abastecer la demanda actual de energía, entendiendo como difusión la adopción de tecnología, a medida que la tecnología avanza, la energía eólica se vuelve cada vez más barata (Davis C, 2012).

El presente proyecto técnico propone el desarrollo de un modelo de Dinámica de Sistemas para evaluar la difusión de la tecnología eólica en el mercado eléctrico de Ecuador, que considera la adopción de nueva capacidad instalada en función del costo/beneficio aplicando un paquete de incentivos financieros a la inversión. La velocidad de difusión está representada por la innovación, imitación y el costo/beneficio como variable que depende de factores endógenos y exógenos al mercado eléctrico ecuatoriano.

En la primera fase del proyecto técnico se realizó una revisión bibliográfica científica, en donde se encontró que las energías renovables (ER) están sujetas a una serie de barreras que impiden su difusión, por otro lado, se indagó en las metodologías para el modelado de la difusión de las ER con enfoque en Dinámica de Sistemas y los conceptos básicos de la misma, paralelamente, se estudió el modelo de difusión de Bass, además de los incentivos financieros. En la segunda fase se construyó el modelo de Dinámica de Sistemas (DS) mediante una hipótesis dinámica que parte del hecho que se dispone de un potencial eólico, que se convierte en capacidad instalada a causa de una tasa de difusión de tecnología. En consecuencia de lo anterior mencionado, en la fase tres se procede a simular el modelo de difusión con base en cuatro escenarios: El

escenario 1 hace referencia al caso base, es decir al actual marco regulatorio el cual consta de: subastas, exención del impuesto a la renta en los cinco primeros años de operación del parque eólico y la deducción del 100% adicional en gastos de amortización para tecnología destinada a la generación de energía limpia. El escenario 2 consta del caso base más la implementación de certificado de reducción de emisiones (CRE). El escenario 3 consta del caso base más una tarifa de precios normalizados (FIT). Finalmente, el escenario S4 agrupa el caso base, los CRE y los FIT.

Este trabajo se estructura en ocho capítulos: en el capítulo (I) se presenta el problema de la difusión de la energía eólica en el Ecuador, así como los objetivos planteados, luego, en el capítulo (II) se aborda los principales conceptos teóricos referentes a la energía eólica, metodologías de modelado de la difusión, incentivos para energías renovables e indicadores financieros, posteriormente, en el capítulo (III) se explica el marco metodológico usado para la elaboración del modelo de difusión, luego, en el capítulo (IV) explica a detalle el desarrollo del modelo de difusión de energía eólica, en el capítulo (V) se presentan y analizan los resultados de la simulación del modelo de difusión de energía eólica. En el capítulo (VI) se concluye el proyecto técnico con base en los objetivos alcanzados, las recomendaciones para la realización del modelo e introducción de políticas energéticas se encuentran en el capítulo (VII) y finalmente en el capítulo (VIII) proponemos trabajos futuros a realizar con base en nuestros avances.

1. La difusión de la energía eólica en el Ecuador

La difusión de la energía eólica en el Ecuador ha sido muy escasa, en el año 2007 se instaló el primer parque eólico para lograr la autonomía energética de galápagos y, apenas en 2016 se instaló el primer parque eólico que suministra al SNI, varios han sido los factores para tal difusión rezagada, en este capítulo explicaremos cuales han sido los factores inmiscuidos en la difusión de energía eólica del Ecuador ([IRENA, 2018](#)).

1.1 Problema

1.1.1 Antecedentes

El consumo de energía primaria en el mundo a fines del 2017 creció 2.2% con respecto al 2016, incluso este crecimiento supero al aumento promedio anual de 2006 hasta el 2016 que fue de 1.6%. Un factor detrás de este incremento de consumo fue la aceleración del crecimiento económico global ([Koyama, K., 2018](#)).

El consumo de todas las fuentes de energía creció en el 2017, con diferentes tasas de crecimiento de una fuente a otra, la mayor fuente de energía fue el petróleo (que representó el 34.2% del consumo total de energía primaria), seguido del carbón 27.6%, el gas natural 23.4%, la hidroeléctrica 6.8%, la energía nuclear 4.4% y las energías renovables. 3.6%. La expansión robusta del consumo de combustibles fósiles provoco que las emisiones globales de dióxido de carbono relacionadas con la energía en 2017 aumentaran 1.6% respecto al 2016 ([BP, 2018](#)).

En la Tabla 1 se muestra los tipos de fuentes de energía en distintas regiones del mundo en términos de porcentaje, siendo los combustibles fósiles los más utilizados con un porcentaje de 83%, seguido de la hidroelectricidad con un porcentaje de 9.1%, energía nuclear 4.1% y las renovables no convencionales 3.8%.

Tabla 1. Fuentes de energía aprovechadas a nivel global.

| | Norte América | Sur y Centro América | Europa | África | Asia | Total |
|-----------------------|------------------|-------------------------------|--------|--------|------|-------|
| Petróleo (%) | 40 | 45 | 38 | 43 | 28 | 38.8 |
| Carbón (%) | 14 | 7 | 19 | 22 | 49 | 22.2 |
| Gas natural (%) | 29 | 20 | 21 | 28 | 12 | 22 |
| Hidroelectricidad (%) | 5 | 22 | 6 | 5.5 | 7 | 9.1 |
| Energía Nuclear (%) | 8 | 1 | 9 | 0.5 | 2 | 4.1 |
| Renovables (%) | 4 | 5 | 7 | 1 | 2 | 3.8 |

Nota. Adaptado de (BP, 2018).

El rápido crecimiento del consumo de fuentes de energía en todo el mundo y el aumento población mundial demanda asegurar el suministro de energía. Por ello la evolución de las ER en la última década ha superado todas las expectativas aumentando de 7.4% a 8.4%. La capacidad instalada y la producción global de todas las tecnologías renovables han aumentado sustancialmente y las políticas de apoyo han seguido extendiéndose a más países en todas las regiones del mundo. La disminución de costos también ha desempeñado un papel importante en la expansión de las energías renovables en los últimos años. Varias energías renovables hoy en día son competitivas con las energías convencionales (REN21, 2014).

China por ejemplo, se ha convertido en el líder mundial en producción de ER, ocupando el primer lugar en capacidad eólica instalada con 220 GW, seguido de Estados Unidos con 96 GW y en tercer lugar Alemania con 59.3 GW. El único país de América Latina que figura dentro de los 10 países con mayor capacidad eólica instalada acumulada es Brasil en octavo lugar con 12.76 GW como se muestra en la figura 1. Por otro lado, la figura 2, muestra la capacidad eólica instalada acumulada en los países de América Latina, ocupando Brasil el primer lugar, seguido de México con 4005 MW y en tercer lugar Chile con 1540 MW. Ecuador se encuentra en el puesto 16 con 21.15 MW (GWEC, 2017; REN21, 2014).

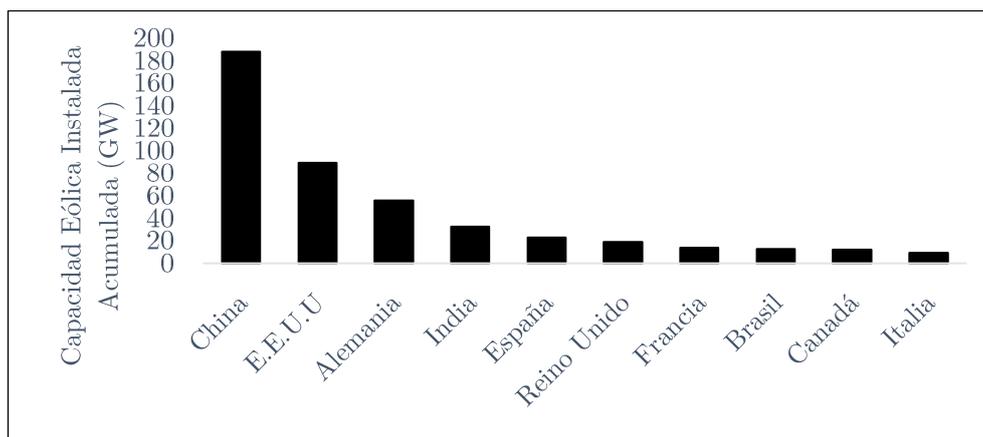


Figura 1. Países con mayor capacidad instalada eólica acumulada.

Fuente: Elaboración propia a partir de (GWEC, 2017).

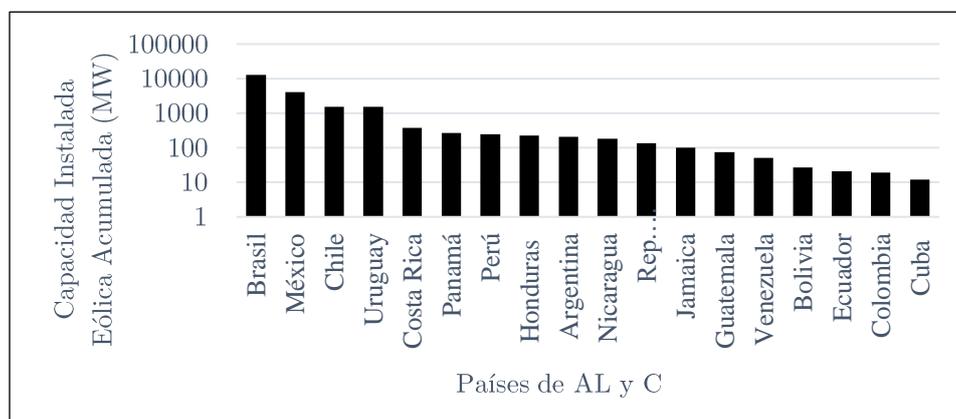


Figura 2. Capacidad instalada eólica en AL y C.

Fuente: Elaboración propia a partir de (GWEC, 2017).

La tabla 3, muestra la capacidad instalada acumulada según el tipo de energía, siendo la energía hidráulica la más utilizada, esto se debe a que Ecuador posee un gran recurso hídrico. Las energías de biomasa, solar, eólica y biogás representan todas juntas apenas un 2.43% de la capacidad instalada acumulada del país, esto se debe principalmente a falta de mecanismos para promover la difusión de este tipo de energías. Por otro lado, la tabla 2, muestra las centrales eólicas instaladas en el país. Actualmente se está construyendo una cuarta central eólica Minas de Huaschacha, en la provincia de Loja, con una capacidad de 51.75MW (GWEC, 2017).

Tabla 2. *Centrales eólicas instaladas en Ecuador.*

| Ítem | Central | Provincia | Cap. Instalada [MW] | Año de Operación |
|------|----------------------|-----------|------------------------|---------------------|
| 1 | San Cristóbal | Galápagos | 2.40 | 2007 |
| 2 | Villonaco | Loja | 16.50 | 2013 |
| 3 | Baltra Eólico | Galápagos | 2.25 | 2014 |
| 4 | Minas de Huascachaca | Loja | 51.75 | 2020 |

Nota. Elaboración propia.

Tabla 3. *Capacidad instalada acumulada en Ecuador según el tipo de energía.*

| Energía | CI (MW) | Porcentaje (%) |
|--------------|------------|----------------|
| Hidráulica | 4418.18 | 58.08 |
| No Renovable | 3003.80 | 39.49 |
| Biomasa | 136.40 | 1.79 |
| Solar | 25.59 | 0.34 |
| Eólica | 21.15 | 0.28 |
| Biogás | 1.76 | 0.02 |

Nota. Elaboración propia a partir de (ARCONEL, 2016).

La tabla 4, muestra el potencial eólico disponible a corto plazo, con la velocidad de viento promedio para la producción de ER, la provincia de Loja dispone del 64.12% del potencial eólico disponible del país, seguido de la provincia de Pichincha 12.11%, Azuay 8.96%, Cañar 7.57 %, Carchi 1.82%, Imbabura 1.45%, Chimborazo 3.07%, Bolívar 0.9% (MEER, 2013).

Tabla 4. *Potencial eólico disponible a corto plazo y energía anual en Ecuador.*

| Velocidad del viento (m/s) | Potencial factible a corto plazo (MW) | Potencial Bruto (MW) | Energía Anual (GWh/año) |
|----------------------------|--|----------------------------|----------------------------|
| 7 – 7.5 | 884.22 | 1670.96 | 1518.18 |

Nota. Solo se muestra la velocidad promedio para los generadores. Fuente: elaboración propia a partir de (MEER, 2013).

Los costos de un aerogenerador a escala de servicios públicos varían de aproximadamente \$ 1.3 millones a \$ 2.2 millones por MW de capacidad instalada. La mayoría de las turbinas a escala comercial instaladas hoy tienen una capacidad de 2 MW y cuestan aproximadamente \$ 3 a \$ 4 millones. Los costos totales para la instalación de un aerogenerador a escala comercial variarán significativamente dependiendo del número de aerogeneradores pedidos, el costo de financiamiento, el momento en que se ejecutó el acuerdo de compra de la turbina, los contratos de construcción, la ubicación del proyecto y otros factores. Existen también otros costos a considerar como la evaluación del recurso eólico, gastos de construcción, gastos sobre estudios de permisos e interconexiones, transformadores, equipos de protección y medición, operaciones, garantía, mantenimiento y reparación, honorarios legales y de consulta, impuestos e incentivos, que dificulta la difusión de energía eólica, en la tabla 5 se muestra la clasificación de las barreras a la difusión de las ER ([Windustry, 2018](#)).

Tabla 5. *Clasificación de las barreras a la difusión de las ER.*

Fuente: Adaptado de ([Gómez, T., & Ribo, D. 2018](#), [REN21, 2017](#), [Jamalia, O., Emmanuel A., & Eng L., 2018](#)).

| Categoría | Barrera | Sub barrera |
|---------------------------------|--|--|
| Económicas y financieras | Falta de acceso a financiación tanto para empresas como para consumidores. | Puede limitar el desarrollo del mercado. |
| | El alto costo de capital e inversión | Los equipos para tecnologías de energía renovable deben importarse, lo que aumenta los costos de inversión por tanto la electricidad renovable podría tener costos de generación más altos que los precios de mercado en algunas aplicaciones. |
| | Economías de escala | Periodos largos de amortización. Las empresas generadoras de ER tienen menor poder para ejercer presión en la política nacional, debido a que los proyectos de ER son pequeños en comparación con |

| | | |
|------------------|--|--|
| | | las centrales eléctricas tradicionales. |
| | Tarifas de electricidad no diferenciadas. | Cada MWh se paga al mismo precio independientemente del tipo de tecnología de generación o la ubicación geográfica, dificultando el desarrollo de la tecnología ya las ER tiene que competir en igualdad de condiciones con las energías convencionales. |
| Políticas | Incertidumbre política | Incertidumbre política sobre la electrificación fuera de la red en las estrategias, políticas y regulaciones nacionales. No hay continuidad de política si el gobierno cambia |
| | Dependencia del combustible fósil para obtener ingresos. | Subsidios al queroseno y al diésel, que afectan el precio relativo de los productos fuera de la red en comparación con los productos convencionales. |
| Sociales | Desinterés por el cambio y la complacencia. | Enfoque de negocios como de costumbre poco común para tomar riesgos. Falta de conciencia del consumidor sobre los beneficios de las soluciones de electrificación fuera de la red. |

En 2016, muchos países implementaron medidas de políticas dirigidas a abordar estas barreras y apoyar el despliegue de las ER, incluidos objetivos de electrificación específicos, incentivos fiscales, regulaciones, subastas y exenciones sobre el IVA y la importación. También se adoptaron marcos de control de calidad, especialmente para productos solares fuera de la red, para reducir la venta de ofertas de baja calidad en el mercado (REN21, 2017).

Para promover la adopción de ER, los países de la Unión Europea han diseñado incentivos fiscales, como: tarifas de alimentación (FIT), subsidios y subvenciones, dichos esquemas han resultado exitosos, sin embargo, algunos casos generaron ganancias excesivas que afectan negativamente la percepción del público sobre difusión de energía renovable, existen algunas inconsistencias aun, por ejemplo, en Kosovo un plan FIT se provee durante 10 años, pero los proyectos generalmente se financian en un mínimo de 12 años (IRENA., 2106).

En cuanto a los mercados maduros de Latinoamérica, como Brasil, su agencia reguladora ANEEL, ha optado por implementar nuevas políticas de incentivos para energía fotovoltaica, entre lo más destacable esta una reducción del 80% en los impuestos y la implementación de la medición neta para instalaciones residenciales y comerciales. El factor que puede obstaculizar estos incentivos es la compleja burocracia de Brasil que aumenta el riesgo de invertir en el país. (Choudhury, 2013; Bissegger, 2013).

El Ecuador, siendo un país rico en fuentes de energía renovable, históricamente ha dependido en gran medida de los combustibles fósiles como fuente de energía, en el 2012 las reservas de petróleo han sufrido un declive del 24% con respecto al año 2004, es muy probable que las exportaciones no duren más allá del año 2035. Debido a esto, en los últimos años se ha aumentado la exportación de los recursos no petroleros. La disminución de recursos petroleros y el aumento de las emisiones de CO2 demandan de una rápida transición energética hacia fuentes renovables.

En el Ecuador tan solo se han instalado 21.15MW de 884MW disponibles, que representa el 2% del potencial eólico factible del país. Por ello, el Ministerio de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) ha considerado indispensable contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica (MERNNR, 2019; PNBV, 2017; Larrea C., 2012).

1.1.2 Definición del Problema

La baja tasa de difusión de tecnologías de energía eólica en el Ecuador, considerando que se dispone de un potencial aprovechable en el corto plazo de 884 MW de los cuales se han instalado únicamente 21.7 MW.

1.1.3 Delimitación de la investigación

El presente proyecto técnico evalúa la difusión de energía eólica en el Ecuador, mediante un modelo de difusión de tecnología, empleando la metodología de DS, aplicando un paquete de incentivos a la inversión de generación renovable. El modelo se simuló en el periodo comprendido entre el año 2019 hasta el año 2035, coincidiendo con el periodo de planificación del “Plan Nacional de Eficiencia Energética” (PLANEE).

1.1.4 Justificación e Importancia

El rápido crecimiento del consumo de fuentes de energía en todo el mundo y el aumento población ha originado una crisis energética y ambiental a nivel mundial que demanda asegurar el suministro de energía. Por ello varios gobiernos están buscando diversificar la generación de energía a través del uso de ER. (Pasquevich, 2016)

Existen muchos estudios sobre la difusión de las ER en países desarrollados, lo cual ha ayudado a plantear y aplicar varios esquemas de adopción para tecnologías renovables. La mayoría de estos se han centrado en el análisis del efecto de la aplicación de incentivos en el costo beneficio de la tecnología. (Hsu C., 2012; Ochoa P., 2007). En Latinoamérica existe limitada investigación sobre la difusión de las ER, Arias (2014) presentó un estudio de curvas de aprendizaje aplicado a pequeñas centrales hidroeléctricas, tomando en cuenta dos variables: Aprendizaje de la tecnología (LBD) y economía de escalas (EOS). Se observó que los costos de infraestructura y costos totales se ven afectados principalmente por EOS, además, la simulación de la implementación de incentivos técnicos son

muy eficientes para acelerar la difusión de las ER en comparación con los incentivos ambientales, cuya influencia es menor.

De igual manera en Ecuador la investigación en este ámbito es mínima, únicamente existen análisis financieros, de confiabilidad, factibilidad e impacto ambiental sobre implementación de las ER. En el proyecto parque eólico Villonaco, en la provincia de Loja, se realizó un estudio que identifica aquellas variables o situaciones que afectan en mayor medida al rendimiento y funcionamiento del parque eólico, con el objeto de tenerlas en cuenta en la instalación de futuros parques eólicos en condiciones similares en el país, por ello la importancia de este proyecto que nos brindara una visión de economicidad y rentabilidad sobre el futuro de las ER no convencionales en el Ecuador gracias al desarrollo tecnológico y aprendizaje que hace eficaz el uso de esta tecnología, además los resultados servirán para las empresas privadas o públicas en la toma de decisiones sobre invertir o no en proyectos eólicos de gran envergadura (R.E.V.E., 2017).

El Ecuador tiene un potencial factible a corto plazo de 884.22MW de los cuales únicamente se han aprovechado 22.5MW, por ello se han incorporado varias políticas para el fomento de las ER no convencionales y reducir emisiones de CO₂, inclusive desde la constitución de la Republica de 2008 ya se establecía que el estado promoverá el uso de ER, además se incorpora el concepto de eficiencia energética, para el 2020 se estipulo que el 2% de energía total producida seria por fuentes renovables no convencionales (Eólica y solar) (Plan Nacional del Buen Vivir 2017–2021, 2017; MEER, 2013).

El sistema eléctrico del Ecuador es altamente dependiente de la hidroelectricidad, siendo esta el 62.5% de la capacidad instalada total, existe la necesidad de una matriz energética descentralizada con mayor diversificación en las fuentes de generación de energía, esto ayudaría a asegurar la autonomía energética del país, reducir la vulnerabilidad del sistema dependiente del recurso hídrico, y mayores beneficios ambientales para el Ecuador, la proyección de la demanda 2016-2025 se presenta en el Anexo A (CEDA, 2013).

Además de todo lo anterior, es importante contar con estudios de difusión de las ER para cumplir con el Plan Maestro de Electrificación 2018-2027, cuyos objetivos principales son: Mejoramiento de la infraestructura eléctrica, reducción de pérdidas de energía, e incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico, además, el gobierno ecuatoriano a través del PNBV 2018–2021, cuya meta es: incrementar de 60% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de ER. (PNBV, 2017; CONELEC, 2013).

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

- Evaluar la difusión de la energía eólica en el Ecuador mediante un modelo de DS

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar los elementos constitutivos de los modelos de difusión con enfoque de DS.
- Construir un modelo de difusión empleando la metodología de DS.
- Simular escenarios de difusión de energía eólica en el Ecuador aplicando diferentes esquemas de incentivos.

2. Marco teórico

Existen varias metodologías para modelar la difusión, para fines de este aporte investigativo es necesario conocer e implementar dichas metodologías, las cuales estudian de qué manera y a qué velocidad se difunden las tecnologías, el capítulo presente brinda las herramientas con las cuales se realizara dicho análisis de difusión.

2.1 Fundamentos de energía eólica

Existen fuentes de energía no renovable y renovable, siendo las fuentes de energía renovable aquellas que se encuentran en la naturaleza en cantidades limitadas y una vez agotadas no pueden ser sustituidas, estas fuentes de energía son: los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y el uranio (energía nuclear). Por otro lado, las fuentes de energía renovable son aquellas que se encuentran en la naturaleza de forma inagotable, estas fuentes de energía son: el agua (hidroelectricidad), viento (energía eólica), sol (energía solar), vegetación (energía de biomasa), el calor natural del interior de la tierra (energía geotérmica) ([Foro nuclear, 2019](#)).

La generación de energía eléctrica a partir de un sistema mecánico accionado por el viento data del siglo XIX con el nombre de aerogenerador, la energía cinética del viento es la encargada de mover las paletas de los aerogeneradores, esta ciencia obedece a la mecánica de fluidos, por otro lado, es una fuente inagotable que proviene de la naturaleza; se ha desarrollado alternativas para sustituir los combustibles fósiles con este tipo de fuentes inagotables ([Tong, 2010](#)).

A consecuencia del desarrollo anteriormente mencionado, el mercado global de energía eólica crece un promedio de 2.7% anual, se espera que hasta el 2023 se instalen al menos 300 GW de nueva capacidad, sin embargo, aún queda mucho potencial eólico por usar, una estimación sugiere que hay cerca de un millón de GW explotables en la tierra, del cual únicamente se ha usado el 1% ([GWEC, 2019](#), [WWEA, 2019](#)).

2.1.1 Características del viento

Los vientos poseen una gran aleatoriedad, dependen en gran medida de la latitud y temporada, un estudio de los vientos se centra en las ecuaciones de Navier-Stokes que explican el movimiento atmosférico en la incidencia del viento.

Existen varios tipos de vientos a nivel local entre ellos:

- Brisas marinas
- Vientos en valles y montañas
- Isla de calor
- Efecto colina

En presencia de colinas el viento puede adoptar comportamientos beneficiosos al llegar a la cima por el aumento de la velocidad del viento o comportamientos turbulentos al declive de la colina por la recirculación del aire, por lo tanto podemos decir que para el emplazamiento de parques eólicos se tienen: flujos de aire en terrenos homogéneos y flujos de aire en terrenos no homogéneos, tal como se muestra en la figura 3 (Reinoso, Jara, Pino, & Londoño, 2016).

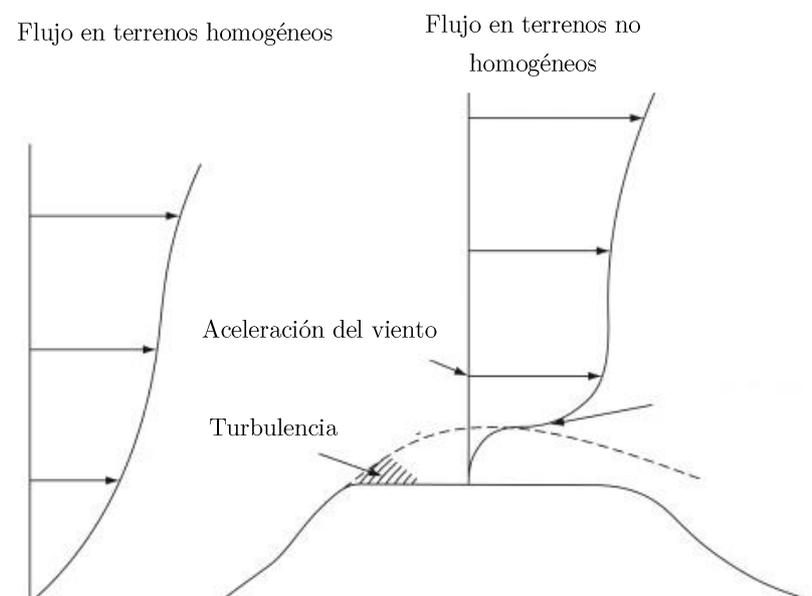


Figura 3. Perfil de velocidades del viento.

Fuente: Adaptado de (Chereskin & Price, 2001).

2.1.2 Potencial eólico

Cuando determinada empresa desea participar en la instalación de nueva capacidad de energía eólica, deberá seleccionar un emplazamiento adecuado y determinar potencial eólico de la zona, a partir de la siguiente relación:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad [1]$$

, donde:

P Potencial eólico en $[W]$

ρ Densidad del aire en $[kg/m^3]$

A Area barrida por el rotor en $[m^2]$

U Velocidad del viento en $[m/s]$

2.1.3 Tipos y componentes de aerogeneradores

La figura 4 muestra los componentes principales de un aerogenerador:

- Palas
- Buje
- Generador eléctrico
- Góndola
- Multiplicador
- Frenos
- Cimentación
- Sistema de control

Existen dos tipos de clasificaciones de aerogeneradores: según la potencia nominal y la orientación del eje de la aeroturbina como muestra la figura 4 [UNED \(2018\)](#).

- Según la potencia nominal se clasifican en: pequeños (100kW), medianos (100kW -1MW) y grandes (1MW – 10MW).

- Según la orientación del eje de la aeroturbina se clasifican en: Aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal que son los más usados.

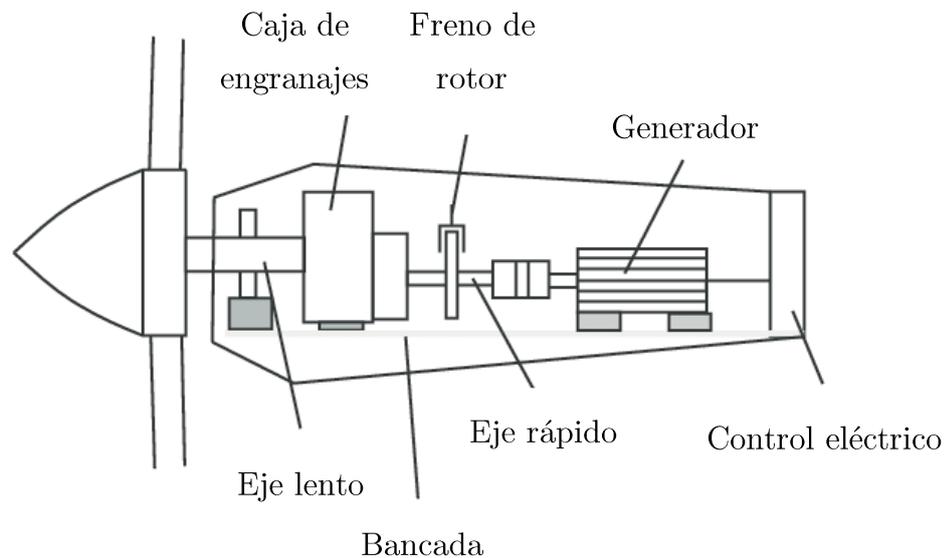


Figura 4. Partes constitutivas de un aerogenerador

Fuente: [LBA Industrial, 2019](#).

2.2 Metodologías para el modelado de la difusión de E.R.

Los autores [Eliashber y Chatterjee \(1986\)](#) realizaron una clasificación de los modelos con base en el fin que persiguen en dos grandes grupos: modelos descriptivos y predictivos, por un lado y modelos normativos, por otro, la figura 5 muestra dicha clasificación. Los modelos normativos se desarrollan desde el punto de vista de la empresa e incluyen variables de decisión y por ello es necesario realizar un análisis de difusión a nivel de marca, además no suelen considerarse efectos competitivo; por lo tanto nuestro estudio involucra los modelos descriptivos y predictivos, en especial una de sus ramas la cual consta del modelado de la difusión mediante DS, este modelo define la naturaleza dinámica del mercado potencial de innovación como una variable cuyo tamaño depende de factores exógenos y endógenos al mercado eléctrico.

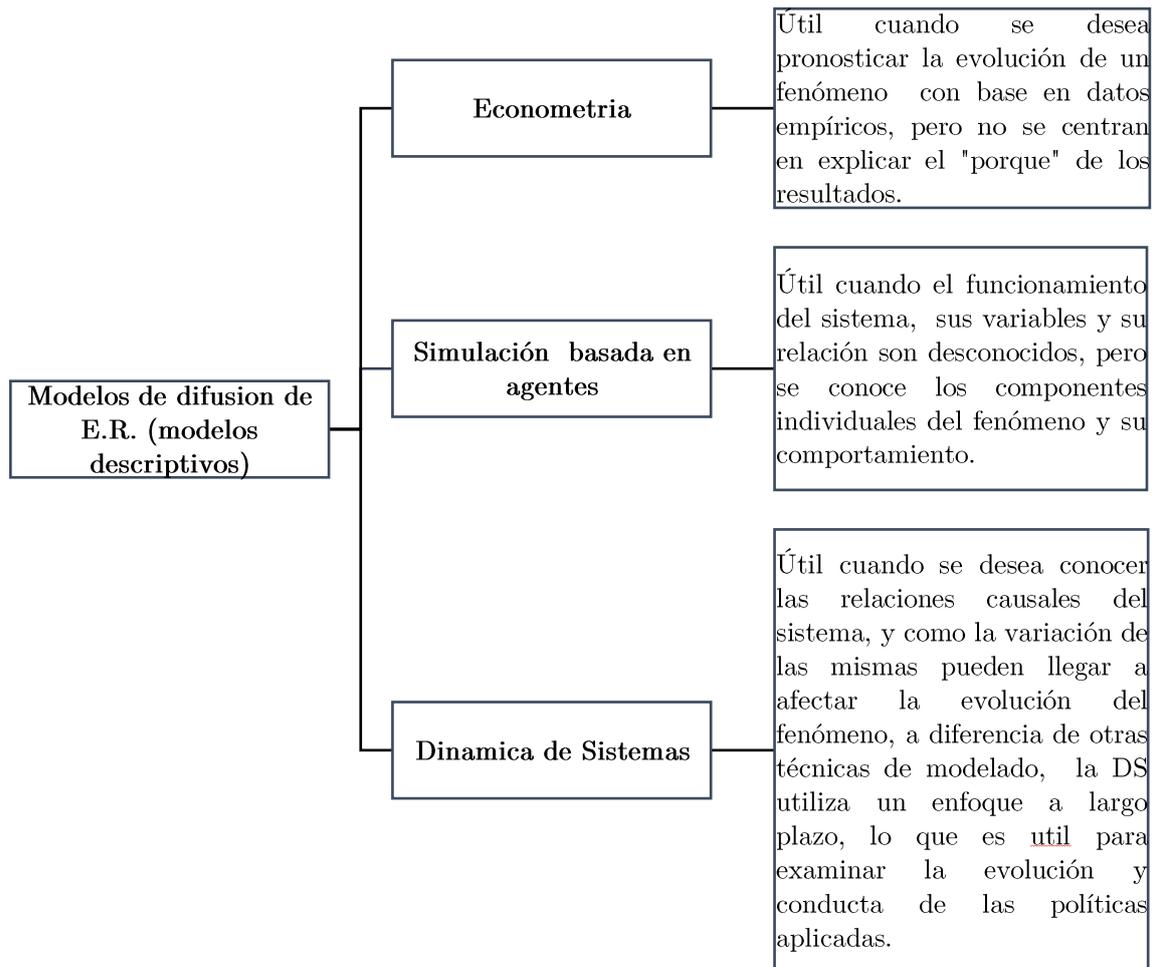


Figura 5. Metodologías para el modelado de la difusión de E.R.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Giraldo et al. 2010, Sarmiento & López, 2017)

2.3 Modelado de la difusión de E.R. con D.S.

Debido a la complejidad del funcionamiento del mercado eléctrico, la DS se presenta como una alternativa válida para el modelado de difusión de las ER. Los autores Ahmad et al. (2016) hicieron una revisión de la aplicación del enfoque de la DS en el modelado del sector eléctrico, con base en este estudio se hizo la caracterización de cada uno de los modelos de planeación de electrificación como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Clasificación de los modelos de difusión de ER empleando DS.

| Referencia | Modelo | Característica & Antecedentes |
|--|--|---|
| (Ahmad et al. 2016) | Modelos de evaluación de políticas | Investigan las políticas de apoyo implementada en un país para las inversiones en el sector privado. |
| (Qudrat-Ullah, Davidsen, 2001) | | Qudrat & Davidsen en su modelo demostraron que el apoyo del gobierno al sector privado dio lugar a inversiones en energía fósil. |
| Qudrat-Ullah, Karakul, 2007) | | Qudrat & Karakul revelaron en su modelo que los precios de las ER se mantienen estables, gracias a la energía fósil. |
| (Ochoa & Ackere 2009) | | Ochoa y Van Ackere demostraron que la exportación de energía entre país mantiene abastecida la demanda y reduce los precios de la electricidad. |
| (Ahmad et al. 2016) | Modelos de expansión de capacidad de generación. | Se enfocan en los problemas de expansión de la capacidad de generación en el sector eléctrico. Dichos problemas además conllevan a otro tema sobre el mecanismo de pago de la capacidad, que se usa como incentivo para ampliar la capacidad de generación, de esta manera garantiza que no haya déficit de suministro de energía al mantenerla por encima de la demanda máxima. |
| (Ford et al., 2007) (Hasani-Marzooni et al., 2012) (Kunsch et al., 2004) | Modelos de instrumentos financieros | Consta de dos entidades: Certificados Verdes Comercializables (TGC) y los Certificados de Emisión Cero (ZEC), además de un esquema FIT. En estudios se demostró que implementando ZEC las compañías redujeron el costo de operación, capacidad de tecnología renovable y reducir emisiones. |
| (Ahmad et al., 2016). | | Ford y Hasani-Marzooni Demostraron que los |

| | | |
|--|--|---|
| | | TGC alcanzaban precios altos cuando existía mucha diferencia entre la capacidad operativa y la objetiva. Pero cuando se alcanzaba el objetivo los precios de TGC de desplomo. |
|--|--|---|

| | | |
|--|-------------------------------|---|
| | Modelos de mezcla de métodos. | Son modelos que fortalecen un estudio a través de la sinergia de varios modelos o técnicas, como DS con simulación basada en agentes, DS con Matlab, DS con POWERSIM. |
|--|-------------------------------|---|

(Ahmad et al., 2016).

| | | |
|--|--|---|
| | | Combinar SD con otros modelos o técnicas, simplifica la cantidad de información a una decisión específica. No se cuenta con suficiente literatura que combine SD con un enfoque de criterios múltiples. |
|--|--|---|

| | | |
|-----------------------|--|--|
| (Kunsch et al., 2004) | Modelos de gestión del lado de la demanda. | Abarca todas las políticas de ahorro energético, |
|-----------------------|--|--|

| | | |
|------------------------|----------------------|---|
| (Pineda et al., 2018). | Modelos micro-mundos | <p>Con la ayuda de estos modelos, podemos realizar experimentos de un determinado problema y mejorarlo, estos modelos explican las relaciones existentes entre las variables del sistema, ahorran tiempo y dinero, al contrario de lo que sería llevar estos escenarios a la vida real.</p> <p>Posee dos aplicaciones principales, la una de ellas es guiar al inversionista acerca del comportamiento de los mercados bajo ciertas condiciones de demanda, hidrología y expansión de capacidad. Otra aplicación de los modelos de micromundos en el ámbito de las energías es permitir analizar una inversión específica en condiciones de incertidumbre.</p> <p>Un modelo de micromundos puede definir el flujo de caja de un proyecto, su rentabilidad y reembolso a lo largo de su vida útil.</p> |
|------------------------|----------------------|---|

2.4 Modelos de instrumentos financieros

El diseño y estudio de instrumentos financieros es complejo, debido a cambios en la sociedad, como la desregularización y los avances en provisión de servicios financieros, de igual manera, los estudios en este ámbito han crecido debido a las facilidades que prestan los instrumentos financieros como un mayor apalancamiento, beneficios y escudos fiscales, recesiones económicas y mayor cantidad de crédito para proyectos grandes. Este tipo de modelos han sido usados, entre otras aplicaciones, para: examinar el efecto de la competencia por los recursos internos en la volatilidad de ingresos de los bancos de inversión, mejorar productividad de empresas, modelos de equilibrio dinámico para examinar si las entidades pueden adaptarse y prosperar (Nair, 2013).

Los modelos de instrumentos financieros operan bajo el esquema típico de las empresas, en donde se quiere vender un producto o servicio, para ello se requiere de un financiamiento mediante deuda o patrimonio de la empresa, luego, gerencia se encarga de las negociaciones económicas con los clientes, proveedores, otras empresas, gobiernos, etc.

La ganancia se garantiza cada vez que la empresa realice intercambio de recursos financieros o no financieros con el cliente y estos intercambios cubran los costos de la empresa. No importa el tamaño de la empresa, el principio en si es el mismo, las transacciones mantienen el ciclo productivo en donde la materia prima se convierte en producto terminado, luego el cliente paga por el producto o servicio, el modelo describe estos ciclos como bucles (Melse E, 2006).

2.5 Dinámica de Sistemas

La DS es un paradigma que dispone de un conjunto de herramientas conceptuales que permite comprender la estructura y dinámica de los sistemas complejos. Es un método iterativo para modelar usando modelos mentales y elementos estructurales, es un proceso sistemático riguroso que nos permite construir simulaciones informáticas de sistemas complejos y usarlas para diseñar

organizaciones y políticas más efectivas, es comúnmente usado en el análisis de políticas de salud, transición energética, escasez de recursos, gestión ambiental, dinámica social, innovación, economía, finanzas, entre otras (Sterman, J. D, 2000).

La DS, se fundamenta en el hecho de que el comportamiento del sistema es causado principalmente por su propia estructura, estructura que consta de aspectos físicos, informáticos, políticas y tradiciones en el proceso de toma de decisiones; (Iñaki, S, 2010) explica que la DS difiere de otras técnicas de modelado, precisamente por ser un modelo sistémico no está gobernado por un modelo matemático general, sino por el arduo trabajo de un experto modelador y conocedor del problema, si bien el modelo consta de varias ecuaciones, parte desde un punto de vista subjetivo. Cuando se habla de DS es muy común escuchar el término “heurístico”, este término hace referencia precisamente a la habilidad del modelador para representar un problema a base de un modelo mental.

2.5.1 Bucles de realimentación

Los diagramas de bucle causal (CLD) son una herramienta importante para representar la estructura de retroalimentación de los sistemas. Son utilizados durante mucho tiempo en el trabajo académico y cada vez más común en los negocios. Un diagrama causal consiste en variables conectadas por flechas que denotan las influencias causales entre las variables. Las variables están relacionadas por enlaces causales. La figura 6 muestra que a cada enlace causal se le asigna una polaridad, ya sea positiva (+) o negativa (-) para indicar cómo cambia la variable dependiente cuando cambia la variable independiente. Los bucles importantes se resaltan con un identificador de bucle que muestra si el bucle es una retroalimentación positiva (de refuerzo) o negativa (de balance) (Sterman, J. D, 2000).

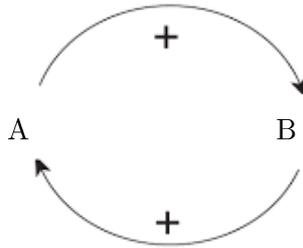


Figura 6. Estructura causal básica. Fuente: [Mollocana, 2017](#).

Representan las influencias negativas o positivas entre las variables, el fenómeno se traslada por los canales realimentándose de las variables y sus influencias, dando como resultado el la causa original, existen bucles de realimentación positiva los cuales prolongan el valor de una variable, ya sea en aumento o disminución, por otro lado, los bucles de realimentación negativa generan un efecto que contrarresta el valor inicial de la variable, por ello se tiene a usar como estabilizadores ([Iñaki, 2010](#)).

2.5.2 Retardos

Los retrasos o demoras manifiestan que las políticas implementadas en los modelos de DS, empiezan a tener efecto luego de cierto tiempo y no de forma inmediata, el modelador deberá conocer este efecto de demora para prevenir consecuencias negativas, si se subestima la evolución de la relación causal de dos variables en el tiempo, podrían darse resultados atípicos en el modelo ([Gonzales & Múgica, 1998](#)).

Por lo anterior mencionado, debemos considerar los retardos en la relación entre dos variables. Las demoras son inherentes a la naturaleza y acción humana, los retardos ajustan las variables acumulando o retrasando los flujos de información, en la figura 7 se muestra el esquema básico de los retardos, las entradas y salidas pueden ser tasas de entrada de información, el retardo es el tiempo en el cual esa información llega a su destino.

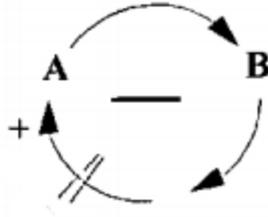


Figura 7. Representación de un retardo.

Fuente: Elaboración propia a partir de [Sterman, 2000](#).

2.5.3 Diagrama de Forrester

Con el diagrama causal podemos entender la estructura de retroalimentación del problema, pero no es suficiente para analizar el comportamiento del modelo a lo largo del tiempo, precisamente desde el año 2007 hasta el año 2035, dado que las variables no están cuantificadas, para ello se incorpora el diagrama de Forrester, el cual se centra en la formulación del stock y diagramas de flujo que constan de ecuaciones diferenciales ordinarias, relaciones no lineales y datos, con los cuales podemos cuantificar y ampliar las variables analizadas en el diagrama causal ([Córdova & Abad, 2019](#)).

Los modelos de DS constan de stocks, variables de flujo y bucles de retroalimentación cuya relación está dada por ecuaciones diferenciales ordinarias, relaciones no lineales, relaciones lógicas o datos. En los diagramas de Forrester podemos identificar tres tipos de variables:

2.5.3.1 Variables de nivel o stocks: Acumulan información de todo el modelo, caracterizan el estado del sistema y generación información sobre las entradas y salidas, los Stocks son variables de estado, es decir la memoria del sistema y de cada ciclo de retroalimentación, la acumulación de información entre entradas y salidas generan retardos ([Sterman, 2000](#); [Reinoso et al. 2016](#)), básicamente un stock está dado por la siguiente ecuación:

$$Stock(t) = \int_{t_0}^t (Entrada(s) - Salida(s))dt + Stock_{(t_0)} \quad [2]$$

2.5.3.2 Variables de flujo: Son las derivadas de los niveles con respecto al tiempo (Stermán, 2000).

2.5.3.3 Variables auxiliares: Son una sucesión de variables mutuamente dependientes entre ellas, que ayudan a sistematizar un proceso de ecuaciones complejas (Yang, X.-S. 2010).

2.6 Modelo de difusión de Bass

El modelo de Bass consiste en una ecuación diferencial que describe el proceso de difusión de nuevos productos en el mercado. Los posibles adoptantes o compradores pueden clasificarse como: innovadores o imitadores. La tasa de adopción depende de su grado de innovación y de imitación entre los posibles adoptantes.

- Innovadores (p): Influenciados por los medios de comunicación.
- Imitadores (q): Influenciados por la comunicación personal (efecto boca a boca).

El efecto boca a boca es publicidad gratuita que aumenta las ventas en negocios por el enlace positivo entre los clientes y el vendedor, esta técnica es usada por las empresas para alentar las comunicaciones entre consumidores y vendedores (Stermán, 2000).

El modelo de Bass ha sido la contribución más reconocida, ya que ha permitido explicar fielmente la difusión de innovaciones en sectores muy variados y ha sido empleado por múltiples empresas (Bellón & Roche, 2016).

Este modelo se basa en dos suposiciones de probabilidad:

1. La probabilidad de adopción por parte de aquellos que aún no han adoptado es una función lineal de aquellos que han adoptado previamente.

2. Si se multiplica por un pequeño incremento de tiempo, es probable que un comprador aleatorio que aún no ha realizado la compra lo haga en el siguiente incremento de tiempo (Bass, 1969).

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = p + \frac{q}{m}Y(T) = p + qF(T) \quad [3]$$

Donde, $f(t)$ es la probabilidad de compra en t , $F(T)$ es el número de compradores anteriores, p es el parámetro de innovación, q es el parámetro de imitación y m es el número total de compras durante el período para el cual se construyó la función de densidad.

Integrando la ecuación 1 se obtiene la función de densidad.

$$S(T) = pm + (q - p)Y(T) - \frac{q}{m}Y^2(T) \quad [4]$$

$$m = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2c} \quad [5]$$

$$p = \frac{a}{m} \quad [6]$$

$$q = -mc \quad [7]$$

Integrando la ecuación 4 se obtiene la función de distribución.

$$Y(T) = m \left(\frac{1 - e^{-(p+q)T}}{1 - \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}} \right) \quad [8]$$

La tabla 7, muestra algunos valores de p y q para productos de consumo duradero, teniendo un promedio para p de 1.48% y para q de 26.41%.

Tabla 7. Valores de p y q para productos de consumo duradero.

Fuente: Adaptado de (Bass, 1969).

| | p | q |
|------------------------------|-----------|---------|
| Refrigeradoras | 0.0026167 | 0.21566 |
| Congeladores | 0.018119 | 0.17110 |
| Televisores a blanco y negro | 0.027877 | 0.25105 |
| Aires acondicionados caseros | 0.010399 | 0.41861 |
| Promedio | 0.014753 | 0.26410 |

La figura 8, muestra la difusión de nuevos productos en el mercado, la cual se obtiene a partir de la integración de la función de densidad, la misma que sigue una distribución normal.

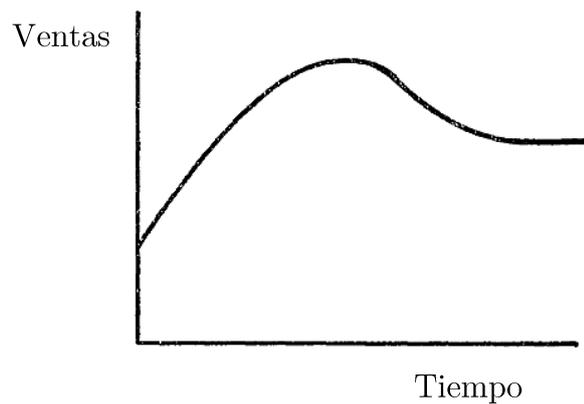


Figura 8. Curva de difusión de nuevos productos.

Fuente: Adaptado de Bass, 1969.

Según el autor Rogers (1983) el efecto de la difusión sigue una distribución normal y estos se clasifican en innovadores, adoptantes iniciales, mayoría temprana, mayoría tardía y los rezagados. La figura 7, muestra los tipos de consumidores ante la adopción de nuevos productos.

- **Innovadores:** Los innovadores son los primeros en adoptar un nuevo producto, y lo hacen independientemente de las decisiones de otras personas en un sistema social. Los innovadores representan apenas el 2.5%.

- Adoptantes iniciales: Los primeros adoptantes son una parte más integrada del sistema social local que los innovadores. Estos disminuyen la incertidumbre acerca de la adopción de nuevos productos, mediante la adopción de los mismos. Los adoptantes iniciales representan el 13.5%.
- Mayoría temprana: La mayoría temprana adopta nuevos productos justo antes del promedio de un sistema social. Por lo general, no adoptan un producto que no haya sido adoptado por los innovadores y adoptadores tempranos. La mayoría tardía representa el 34%.
- Mayoría tardía: La mayoría tardía adopta nuevas ideas justo después del promedio de un sistema social. Son personas demasiado cautelosas y escépticas. Sólo adoptan un producto que la mayoría temprana lo ha testeado lo suficientemente. La mayoría temprana representa un 34%.
- Rezagados: Los rezagados son los últimos en un sistema social en adoptar una innovación. Estas personas son muy tradicionales y no gustan de cambios. Prefieren utilizar productos con mucha trayectoria e ignorar las innovaciones [Rogers \(1983\)](#).

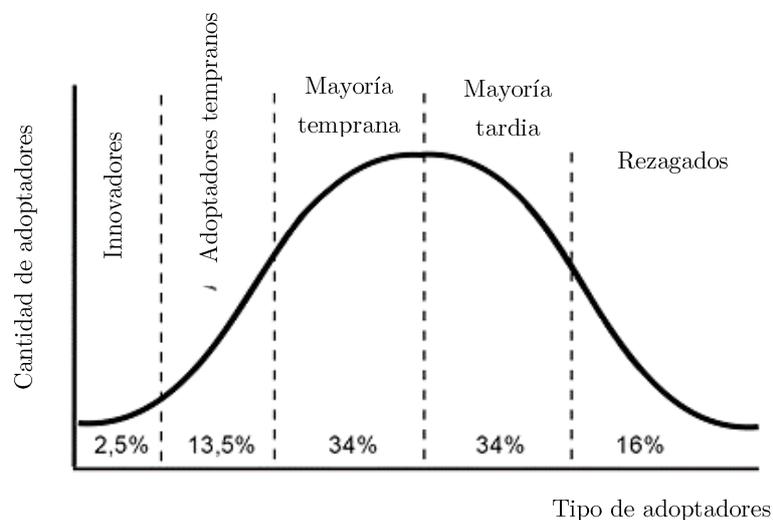


Figura 9. Tipos de consumidores ante la adopción de nuevos productos.

Fuente: [Rogers, E. M, 1983](#).

La figura 9, muestra los tipos de consumidores ante la adopción de nuevos productos, mientras que la figura 10 muestra el modelo de difusión de nuevos productos de Bass, el cual parte de una probabilidad de que los posibles adoptantes adopten cierto producto debido a la influencia de la publicidad y la

comunicación personal. Entonces, la tasa de adopción es la suma de la adopción por publicidad más la adopción por comunicación personal, ecuación 9.

$$AR = AP + AC \quad [9]$$

$$AP = P * \alpha \quad [10]$$

$$AC = \frac{P * i * A * c}{N} \quad [11]$$

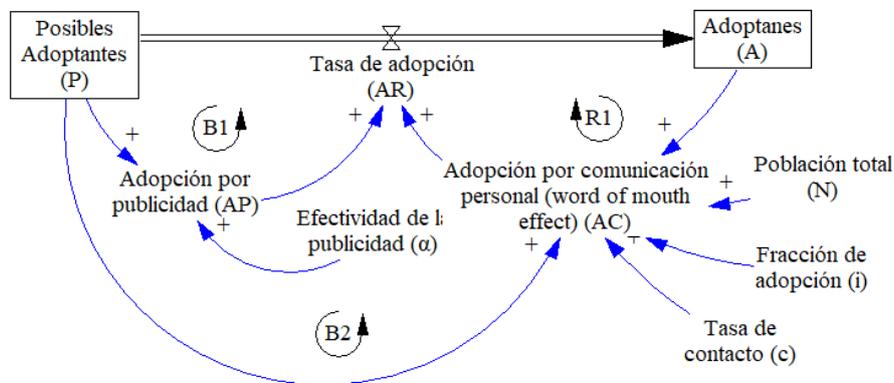


Figura 10. Modelo de difusión de Bass.

Fuente: Adaptado de [Sternan, J. D, 2000](#).

2.7 Aprendizaje de la tecnología (*Learning By Doing*)

El aprendizaje es el producto de la experiencia. Este sólo puede tener lugar a través del intento de resolver un problema y, por lo tanto, sólo tiene lugar durante la ejecución de esa actividad. El aprendizaje varía de país en país, incluso de individuo en individuo. Además, existe evidencia de que el aprendizaje de un proceso productivo conlleva a una reducción de costos ([Arrow, 1962](#)).

El autor [Wright \(1936\)](#) fue uno de los primeros en describir el concepto de aprendizaje. Él observó una disminución uniforme en el número de horas de trabajo requeridas para producir la estructura de una aeronave por cada duplicación de la producción acumulada. La ecuación 12, describe el fenómeno

del aprendizaje, la cual sigue una función potencial, siendo P el número de horas o costo de generar x unidades, k es el número de horas o costo de la primera unidad, α es la elasticidad de la curva, PR es el porcentaje de disminución de horas o costos de doblar la producción. El fenómeno de aprendizaje se puede observar en la figura 9.

$$P = kx^{-\alpha} \quad [12]$$

$$LR + PR = 1 \quad [13]$$

$$PR = 2^{-\alpha} \quad [14]$$

2.8 Costos de capital, operación y mantenimiento

Los costos de capital son los costos totales de inversión inicial expresados dólares estadounidenses por kW de capacidad instalada. Los costos de instalación de la energía eólica pueden ser desglosados de acuerdo a la figura 11. Los costos de los aerogeneradores representan el 64% de la inversión, y en algunos casos pueden superar este porcentaje.

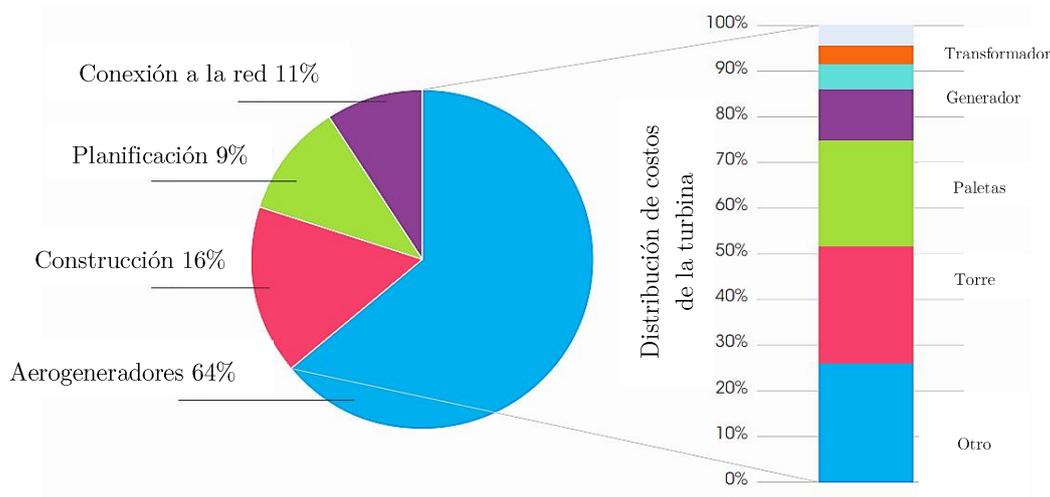


Figura 11. Desglose del costo capital para un sistema típico de energía eólica on-shore¹.

Fuente: Adaptado de IRENA, 2012.

¹ Onshore, sistemas eólico emplazados en el continente.

2.9 Generación anual de energía de un parque eólico

La energía teórica total producida por un parque eólico se calcula con la siguiente expresión:

$$EAP_p = (EN_p \left(8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) \cdot f_{\text{planta}} \cdot P_i \cdot P_m \cdot P_t) / 1000 \left[\text{GWh/año} \right] \quad [15]$$

, donde:

$$EAP_p \quad \text{Energía anual producida por el parque eólico} \quad \left[\text{GWh/año} \right]$$
$$EN_p \quad \text{Energía producida por hora por el parque eólico} \quad \left[\text{GWh/hora} \right]$$

Para calcular la energía real generada se hizo uso la ecuación 15 que considera cuatro factores de corrección: factor de planta (f_{planta}) (tabla 19 del Anexo 2-B), factor de pérdidas por disponibilidad de máquinas y subestación ($P_i = 0.98$), pérdidas por transporte ($P_t \approx 0.97$) y pérdidas por mantenimiento ($P_m \approx 0.97$) (Talayero et al, 2011).

2.10 Costo Nivelado de Energía

El costo nivelado de energía “LCOE”, es el valor actual neto del costo total de construcción de una planta de energía durante el tiempo de vida de la misma, el cual puede ser determinado mediante la ecuación 16. Los costos nivelados de energía de las fuentes renovables han disminuido considerablemente en los últimos años, y se espera que para el 2035 estas sean las fuentes de energía más baratas, aumentando su competitividad con los fósiles. En la figura 10 se puede observar los costos nivelados de energía de distintas fuentes de generación en Alemania en el 2018, lo cual indica que la tanto la energía fotovoltaica y la eólica son igual de competitivas que las fuentes de generación convencionales como la generación eléctrica que usa la quema de lignito como combustible, la

cual es el tipo de generación convencional más económica, pero la más contaminante (Kost, Shammugam, Jülch, Nguyen, & Schlegl, 2018).

$$LCOE = \frac{\frac{\text{Costos de inversión} + \text{Costos de M\&O} + \text{Impuestos}}{(1+i)^n}}{\frac{\text{Generación de electricidad}}{(1+i)^n}} \quad [16]$$

, donde:

LCOE Costo nivelado de energía [*USD/MWh*]

Costos de M&O Costos de operación y mantenimiento anuales [*USD/año*]

n Periodo de tiempo de operación de la planta [*Años*]

i Tasa de descuento [%]

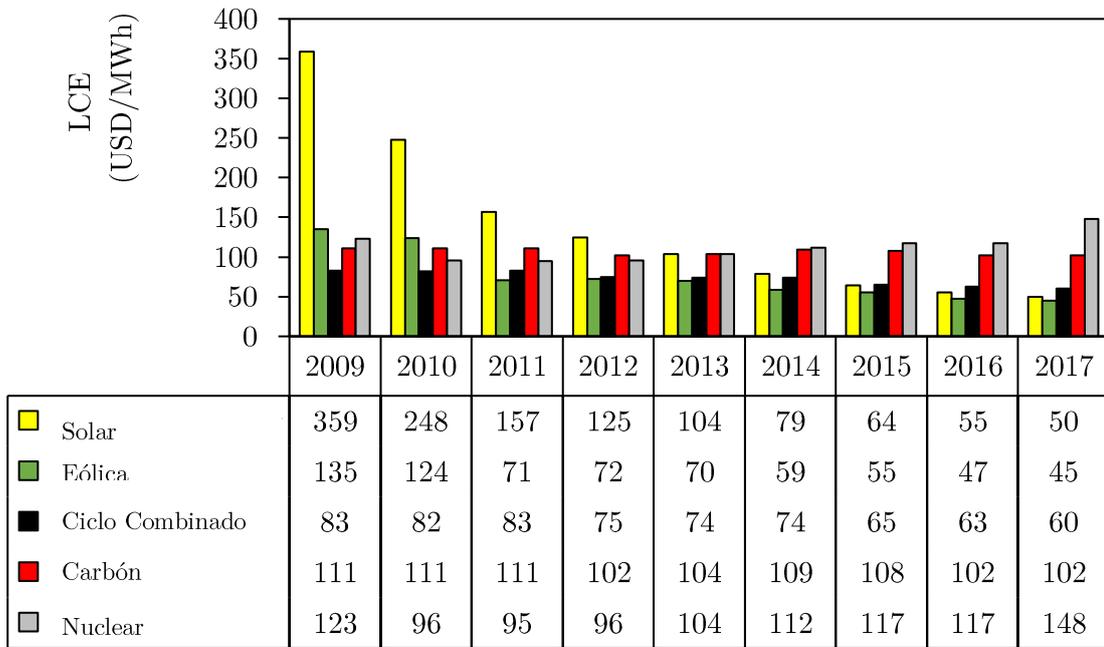


Figura 12. Costo nivelado de energía de diferentes fuentes de energía.

Fuente: Elaboración propia a partir de Kost et al., 2018.

2.11 Incentivos para Energías Renovables

Existe una gran variedad de incentivos para afrontar las barreras que presenta la difusión de las energías renovables, en este capítulo detallaremos los tipos y definición de los incentivos más comunes que se encuentran en el mercado eléctrico de energía renovable.

2.11.1 Clasificación de incentivos para energías renovables

El principal problema, por el cual las empresas alemanas prefieren invertir en el desarrollo de estas energías en América del Norte, Asia, Europa y no en América Latina, es por la falta de incentivos. Prácticamente no existe, por ejemplo, un atractivo sistema de pagos por la alimentación de la red con ER (Deutsche Welle, 2012).

2.11.1.1 Incentivos basados en la inversión:

- **Incentivos fiscales**

Generalmente estos incentivos se basan en la aplicación de un IVA reducido, eliminación de impuestos, amortizaciones aceleradas, etc. (Sociedad y Energía, s. f.).

- **Subastas**

En las subastas las compañías son invitadas a enviar sus propuestas para la instalación de cierta cantidad de potencial de energía en un periodo de tiempo y la que ofrezca el menor coste del proyecto se lleva el contrato. Estos contratos duran alrededor de 12 a 15 años, en ocasiones pueden llegar hasta los 20 años (Sociedad y Energía, s. f.).

Ventajas de las subastas:

- Estos mecanismos permiten obtener una estabilidad en la remuneración a lo largo de la duración del contrato.
- Las subastas permiten una competencia ardua entre las compañías para la obtención del contrato, lo que lleva a maximizar la calidad de las propuestas ofertadas.

Desventajas de las subastas:

- Provoca una incertidumbre alta en cuanto la realización del proyecto se cumplirá dentro del periodo establecido. Para evitar esto, se plantea una penalización a la compañía que incumpla el contrato.

- **Subsidios a la inversión**

Algunos países conceden ayudas por un porcentaje del coste de la inversión en algunas tecnologías, lo que reduce el coste del capital (Sociedad y Energía, s. f.).

2.11.1.2 Incentivos basados en la generación:

- **Certificados de Reducción de Emisiones (CV, CRE o RECs)**

Los RECs son incentivos económicos que se otorgan por la generación de electricidad proveniente de fuentes renovables, de esta manera se recibe un pago por las emisiones de CO₂ no emitidas. El incentivo a recibir por las toneladas de CO₂ evitadas viene dado por la ecuación 17, 18 y 19. El precio de la tonelada de CO₂ evitada depende del costo nivelado de energía y del factor de emisiones entre las fuentes de energías que usan carbón, gas natural o diésel como combustible, y las fuentes renovables. El factor de emisiones es la relación entre el número de toneladas que estas tecnologías emiten al ambiente por cada MWh de generación de electricidad. Para el desarrollo de este incentivo se consideró a la energía que usa el carbón como combustible, puesto que esta tecnología es la que emite el mayor número de toneladas de CO₂ al ambiente. El factor de emisiones de esta tecnología está alrededor de 0.862 (Gaviria, J.A, 2014).

Se estima que el impacto potencial del cambio climático sobre los recursos hídricos, producción de alimentos, salud y el medio ambiente podría resultar en pérdidas del 5 al 20% del PIB en todo el mundo. En la economía que trata sobre el clima se define una métrica denominada “costo social del carbón”, la cual es el daño económico realizado a la

sociedad por cada tonelada de CO₂ adicional emitida. El gobierno de los Estados Unidos establece el costo social del carbón entre 11 a 109 USD. El tratado de París sugiere que hasta el 2030 se necesita aproximadamente 1.1 trillones USD anualmente para des-carbonizar la economía mundial ([University of Queensland, 2017](#)).

$$\text{Incentivo CRE} = \text{Precio TonCo2} \cdot \text{TonCo2 evitadas} \quad [17]$$

$$\text{Precio TonCO}_2 = \frac{\text{LCOE}_{\text{CSS}} - \text{LCOE}_{\text{REF}}}{\text{Factor de emisiones}_{\text{CSS}} - \text{Factor de emisiones}_{\text{REF}}} \quad [18]$$

$$\text{TonCo2 evitadas} = \text{Generación de electricidad} \cdot \text{Factor de emisiones}_{\text{CSS}} \quad [19]$$

- **Tarifas de alimentación (FIT)**

Las tarifas feed-in consisten en una fijación del precio de las ER. No existe un límite de energía renovable que puede ser ofertada. En este sistema se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica.

Las tarifas feed-in independientes del precio del mercado eléctrico establecen un precio fijo, al cual la electricidad generada por ER será comprada y esta mantendrá el mismo precio durante el periodo del contrato. El precio fijado es independiente de algunas variables como la inflación, el precio de los combustibles fósiles, etc. ([Couture & Gagnon, 2010](#)). Los tipos de tarifas feed-in independientes del precio del mercado eléctrico son:

- Tarifas con un precio fijo.
- Tarifas con ajuste de inflación total o parcial.
- Tarifas de carga frontal (*front-end loading*).
- Tarifas con brecha en el mercado.

Las tarifas FIT dependientes del precio del mercado eléctrico no tienen un precio fijo, su precio depende de variables como la inflación, precio

de los combustibles fósiles, etc. (Couture & Gagnon, 2010). Los tipos de tarifas FIT independientes del precio del mercado eléctrico son:

- Tarifas con un precio premium constante.
- Tarifas con un precio premium variable.
- Tarifas con precios al por menor

2.11.1.3 Métodos de financiamiento para la inversión privada en ER

En la figura 13 se puede observar el número de países que han adoptado ciertas políticas para el desarrollo acelerado de las ER, como son: subsidios, préstamos, certificados verdes, subastas, tarifas feed-in, etc., siendo la inversión pública, préstamos y subsidios las políticas más adaptadas en 99 países en el 2016. Por otro lado, en la figura 14 se observa la inversión destinada al desarrollo de las ER en la Unión Europea y Noruega en el 2015 según el tipo de esquema, resultando en el 37% de la inversión total destinada a tarifas feed-in. Por otro lado, en el mercado alemán y checo existe una predominancia de las tarifas feed-in premium. En países como Inglaterra, Bélgica y Polonia existe una predominancia de los certificados de reducción de emisiones. En cambio, en Francia las tarifas feed-in están establecidas como el principal esquema de apoyo (IRENA, 2018).

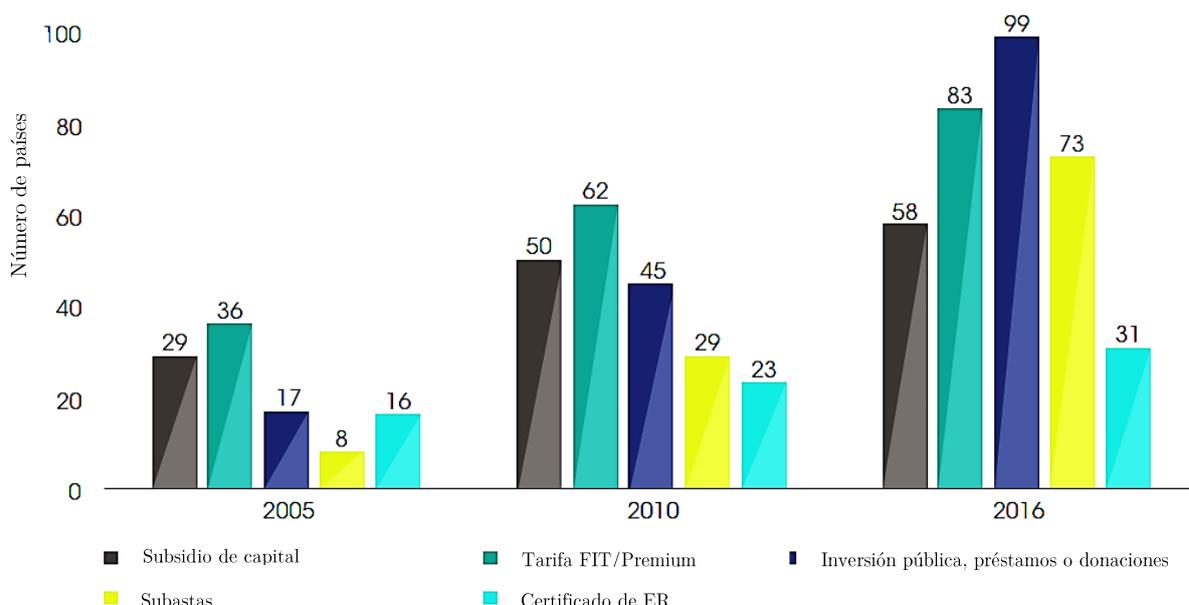


Figura 13. Aplicación de políticas de incentivos a las ER a nivel global.

Fuente: (IRENA, 2018).

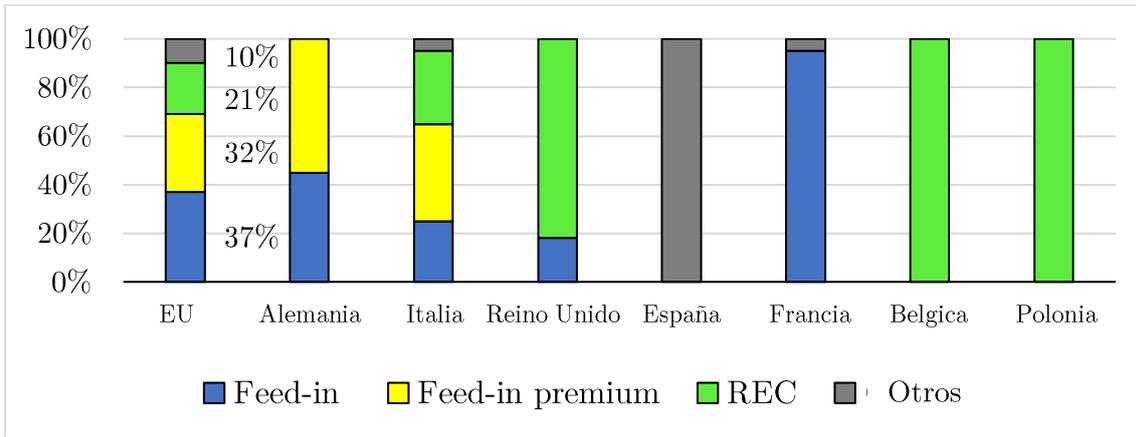


Figura 14. Inversión en energías renovables a nivel de la Unión Europea según el tipo de esquema de incentivos al año 2015.

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2018.

Los costos de las diferentes fuentes de generación siguen disminuyendo, esto dado principalmente al aprendizaje de las tecnologías. La figura 15 muestra los costos CAPEX de diferentes tecnologías de generación en el año 2018, en la cual se observa a la energía eólica como una de las fuentes de generación más económicas en la actualidad (EIA, 2019).

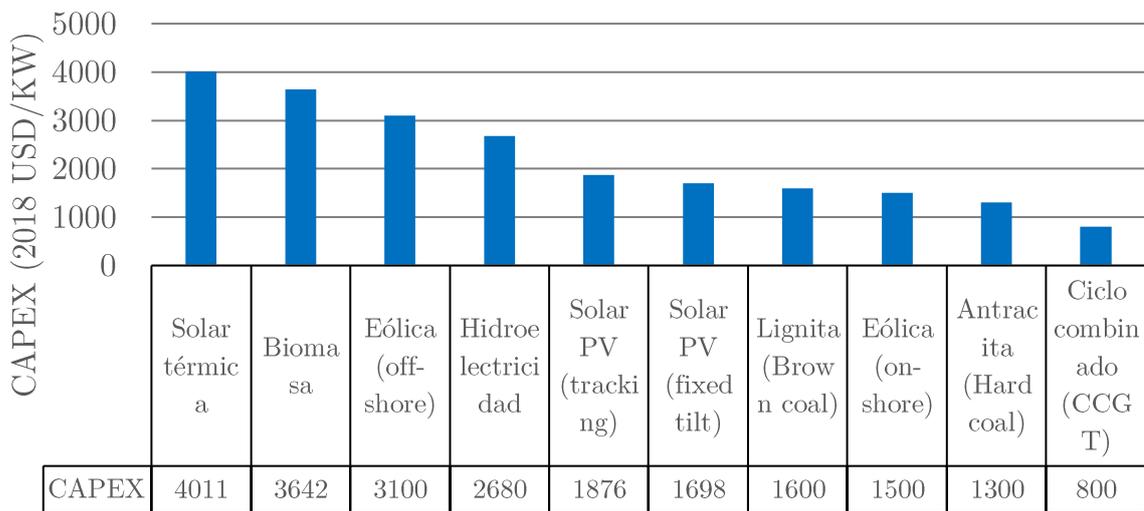


Figura 15. Costos CAPEX de diferentes fuentes de generación de energía al año 2018.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Kost et al., 2018) y (EIA, 2019).

2.12 Indicadores financieros

En un análisis de difusión de energía renovable, es necesario hacer uso de indicadores de rentabilidad para observar la conveniencia de invertir o no, en esta sección se explica los indicadores usados en el modelo.

2.12.1 Retorno de la inversión (ROI)

El retorno de la inversión (ROI) es un valor porcentual que se calcula con los beneficios y la inversión (Kaminski, k. & Lopes, T. 2009). La forma más simple de la ecuación para el ROI involucra solo dos valores: el costo de la inversión y la ganancia de la inversión, como se muestra en la ecuación 20:

$$ROI(\%) = \frac{\textit{Beneficio Neto}}{\textit{Egresos Totales}} \times 100 \quad [20]$$

2.12.2 Valor actual neto (VAN)

El VAN es uno de los indicadores financieros mas confiables que mide los flujos de caja futuros, es decir, la diferencia entre los ingresos periódicos y egresos periódicos para ver si hay o no ganancias (Torres J. & Paredes J. 2017).

Con el VAN podemos saber que proyecto es mas rentable entre varias opciones, una de las maneras de calcular el valor actual neto es mediante la ecuacion 21:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad [21]$$

, donde:

V_t Flujo de caja en el periodo t. [USD]

I_0 Valor de desembolso inicial de la inversion [USD]

t Número de períodos considerados [Años]

2.12.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento que ocasiona que el VAN de un proyecto sea igual a cero. Es decir, la tasa mínima de consideración de rentabilidad de un proyecto, se calcula con la ecuación 22 (Morla F, 2010).

$$0 = \sum_{n=0}^t \frac{V_t}{(1+r)^t} \quad [22]$$

, donde:

V_t Flujo de caja en el periodo n. [USD]

r Tasa de descuento [%]

t Número de períodos considerados [Años]

2.12.4 Periodo de recuperación del capital (Payback)

Es el periodo de tiempo que se requiere para recuperar la inversión de un proyecto. Este método se usa para calcular el retorno por año desde el inicio del proyecto hasta que los retornos acumulados son iguales al total de la inversión, como muestra la ecuación 23 (Cooper, William D. Morgan et al. 2001).

$$PAYBACK = \frac{\text{Inversión}}{\text{Flujo de caja anual}} \quad [23]$$

2.12.5 Costo de capital de recuperación (CCR)

El VAN nos permite calcular el rendimiento de inversión futuras en un solo punto de tiempo, como si se estuviera pagando por adelantado todos los costos, pero puede haber escenarios en donde el inversionista quiera pagar los costos en sumas anuales iguales durante la vida útil del proyecto (Sorrels, J. 2017).

Estos pagos se conocen como costo capital de recuperación (CCR) y se calculan con la ecuación 24.

$$CR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad [24]$$

, donde:

i Tasa de interés [%]

n Tiempo de vida del proyecto [Años]

2.12.6 Costo promedio ponderado de capital (WACC)

Los inversionistas proveen los fondos para una empresa arriesgándose para generar rendimientos, estos fondos deberán ser manejados por la empresa de manera eficiente para garantizar el retorno que compensa el riesgo del inversionista, a esto se le conoce como costo promedio ponderado de capital (WACC) por sus siglas en inglés (Cimaglobal, 2016). Se representa por la ecuación 25.

$$WACC = CAPM * \% \text{ capital propio} + i\%(1 - T) * \% \text{ capital financiado} \quad [25]$$

, donde:

i Tasa de interés del capital financiero [%]

$(1 - T)$ Efecto de corrección de tasa nominal, por el efecto fiscal [%]

$CAPM$ Costo de costo de capital propio y se calcula a partir de la ecuación 26

$$CAPM = \%_{LR} + \beta(\%_i - \%_{LR}) \quad [26]$$

, donde:

$\%_{LR}$ Tasa libre de *riesgo*² [%]

β Riesgo sistematico³ [Adimensional]

El factor (β) depende de la naturaleza del proyecto, en Ecuador no hay datos de este parámetro para la energía eólica, por tal motivo se toma un valor de (β) de un proyecto similar, para nuestro caso de estudio hemos tomado el valor de (β) de Electricidad Argentina S.A. de la referencia (Infront Analytics, 2019) este

valor esta apalancado (con deuda), entonces con la ecuación 27 se lo re-apalanca para acoplarlo a la situación actual del país. (Barragán, 2012)

$$\beta_{reapalancado} = \beta \cdot 1 + \%_{prestamo}(1 - t_i) \quad [27]$$

$\%_i$ Rentabilidad esperada de activos [%]

² La tasa de rendimiento que se obtiene al invertir en un activo financiero que no tiene riesgo de incumplir su pago. Esta tasa libre de riesgo viene dada generalmente por el banco central, el cual ofrece un riesgo sistemático nulo. En Ecuador la tasa libre de riesgos se considera la tasa de interés pasiva dada por el banco central, la cual es de 5%.

³ El riesgo sistemático muestra la relación entre la inversión en un activo y el mercado. Para el mercado se considera 1 al riesgo sistemático. Un riesgo sistemático mayor a 1 significa que el activo tiene un riesgo mayor al promedio de todo el mercado.

3. Marco metodológico

En este capítulo se describirá el proceso mediante el cual se desarrolló un modelo de DS para evaluar la difusión de la energía eólica en el Ecuador, de igual manera los métodos y recursos para la obtención de datos y parámetros necesarios para el desarrollo del modelo.

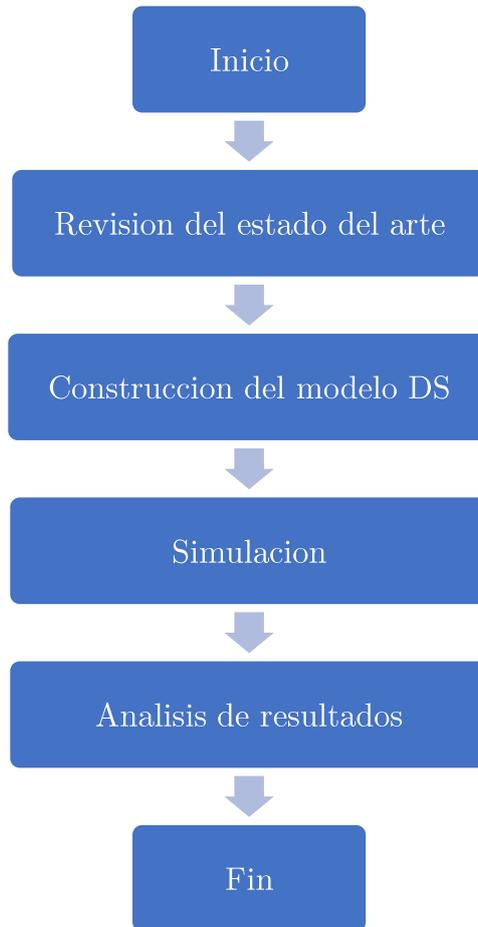


Figura 16. Etapas para el estudio de la difusión de energía eólica.

Fuente: Autores

La figura 16, muestra las etapas que se siguió para el estudio de la difusión de la energía eólica, haciendo énfasis en cada una de sus etapas tenemos:

3.1 Caracterización del mercado eléctrico del Ecuador

El mercado eléctrico del Ecuador se encuentra estructurado por diversas entidades que regulan el mercado eléctrico ecuatoriano, en esta sección se muestra puntualmente cuales son los organismos rectores del mercado eléctrico y sus funciones.

3.1.1 Modelo actual de mercado eléctrico

Desde la expedición de la Constitución vigente de la república en 2008, el modelo de mercado eléctrico mayorista de Ecuador MEM volvió a estar estructurado por tres grandes grupos: empresas generadoras, distribuidoras y transmisoras, reguladas por el ente público. El modelo de mercado eléctrico actual del Ecuador se denomina Modelo Pool verticalmente integrado, es decir, la generación es competitiva, la transmisión es nacional, la distribución y comercialización es monopolizada por áreas (Barragan & Espinoza. 2015).

El órgano encargado de formular, gestionar y evaluar políticas energéticas y mineras es el “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables” (MERNNR), el cual a través del “Vice Ministerio de Electricidad y Energía Renovable”, en su calidad de delegado, hará llegar al gobierno sus actividades cumplidas y resoluciones adoptadas. La generación eléctrica del país es regulada y controlada por la “Agencia de Regulación y Control de Electricidad” (ARCONEL), ARCONEL(2015) afirma: “Por disposición de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), le corresponde a ARCONEL, en su naturaleza jurídica (Art. 14), 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, teniendo entre sus atribuciones el “Dictar las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y los consumidores o usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética, para lo cual están obligados a proporcionar la información que le sea requerida”, las mismas que son previamente aprobadas y expedidas por su Directorio.” (MERNNR, 2019)

La transmisión de la Energía Eléctrica, está a cargo de la única empresa estatal CELEC-Transelectric que a través de una red con el nombre de Sistema Nacional de Transmisión SNT, la cual transporta la energía desde las generadoras hasta las empresas de distribución del país (CELEC, 2018).

La distribución de la Energía Eléctrica del Ecuador se realiza a través de 18 empresas de distribución. El modelo de despacho de generación con base en Artículo 8 de “Despacho y Operación” para realizar el despacho económico horario, estos tres grandes grupos y además el gran consumidor deberán hacer llegar al CENACE la información respecto al mantenimiento, indisponibilidades y restricciones previstas para el día siguiente que pueden afectar su operación, con esta información el CENACE efectúa la programación de operación a corto, mediano y largo plazo calculando el mínimo costo total más el costo de energía no suministrada. Con el modelo aprobado por el ARCONEL, cada día el CENACE con la demanda esperada, programa el horario de generación con los recursos de generación más económicos (LOSPEE, 2015).

3.1.2 Regulación del mercado eléctrico ecuatoriano

Con la meta de cambiar la matriz energética las regulaciones del mercado eléctrico ecuatoriano decretan a las energías renovables como un sector estratégico. ARCONEL(2011) Afirma que: “El artículo 50 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, para proyectos que consten en el Plan de Electrificación o nuevas unidades de generación resultantes del proceso de modernización del sector eléctrico, se determinaran por el ARCONEL (antes CONELEC), garantizando la amortización del proyecto y obteniendo una razonable utilidad, considerando el valor residual esperado, a recuperarse al término de la concesión.”

Para todos los proyectos de generación y autogeneración que deseen obtener un título habilitante para la generación de energía eléctrica, es necesario que se presente ante el ARCONEL lo siguiente:

- Estudio de factibilidad del Proyecto, calificado por el ARCONEL

- Estudio de impacto ambiental definido aprobado por el ARCONEL
- Sentencia ejecutoriada del uso del recurso natural para el caso de recursos naturales renovables.
- Cronograma ejecutivo del proyecto
- Estudio de análisis de riesgo aprobado por el ARCONEL
- Copia de la póliza de responsabilidad civil.

El MERNNR será el encargado de emitir los títulos habilitantes para autorización de operación y contrato de concesión. Actualmente los precios referenciales de energía se realizan mediante un método denominado “subastas” en donde las compañías son invitadas a enviar sus propuesta para la instalación de determinada cantidad de potencia, dando el tiempo y costo de construcción, el estado ecuatoriano optara por la que oferte un menor costo y se le asignara un rentabilidad, este tipo de contratos puede durar hasta 20 años.

El estado ecuatoriano a través la [LOSPEE \(2015\)](#) afirma que: “La LOSPEE regula la participación del sector público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, como también la promoción y ejecución de planes y proyectos delegados a las energías renovables y eficiencia energética”. En esta ley también se menciona el fomento a la participación de empresas públicas y mixtas en la generación, distribución y comercialización de energía que ampare la LOSPEE, el artículo 25 de esta misma ley afirma que los proyectos de generación de energía mediante el aprovechamiento de recursos naturales renovables podrán acceder a un esquema de incentivos que se determine en la norma jurídica respectiva, mientras que el artículo 26 afirma que este tipo de tecnologías tendrá condiciones preferentes mediante regulaciones emitidas por el ARCONEL.

3.1.2.1 Determinación de los plazos de concesión de títulos habilitantes para proyectos de generación y autogeneración

Una vez se cumplan todos requisitos que sean solicitados por el ARCONEL para la obtención del título habilitante, se determinara los plazos para los proyectos de iniciativa privada que consten en el PME, el plazo determinado será incluido

en las condiciones del título habilitante al que tendrá derecho quien resulte ganador del proceso público de selección, para los proyectos privados que no consten en el PME el plazo será considerado dentro de la negociación. La Tabla 9 muestra los plazos a ser considerados para generación de electricidad con recursos eólicos para proyectos que consten en el PME (CONELEC, 2011).

Tabla 8. *Plazos en años para la adjudicación de los títulos habilitantes.*

| Tecnología | Plazo para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada | Plazo para las energías renovables no convencionales | Plazo para los Autogeneradores |
|------------|--|--|--------------------------------|
| Eólica | 25 | 25 | 25 |

***Nota:** Fuente [CONELEC 003/11](#)

Una vez terminado el plazo de concesión, todos los bienes que participen en el servicio público deberán ser revertidos y transferidos obligatoriamente al estado ecuatoriano sin costo alguno (LOSPEE, 2015).

3.1.2.2 Determinación de los precios referenciales de venta de energía

Los precios se determinan con base en dos tipos de proyectos: Los proyectos de generación de energía renovable a partir de recursos renovables del sector privado que conste en el PME y los que no constan en el PME. Para el caso de proyectos que consten en el PME la determinación de los precios referenciales se determinaran en la regulación vigente. Para el caso de proyectos de iniciativa privada que no consten en el PME, se usara la información de los estudios de factibilidad realizados por el proponente, con la cual se calculara el precio base que permita recuperar la inversión, añadiéndose una rentabilidad, el precio

resultante será el precio referencial usado en el proceso de selección pública (CONELEC, 2011).

Los parámetros considerados para la determinación de los precios referenciales para proyectos delegados a la iniciativa privada son:

- Plazo el proyecto
- Costos de inversión (CAPEX)
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX)
- Tasa de descuento (con la metodología WACC de la sección 2.9.8)

Todos los costos CAPEX y OPEX son traídos al presente con la metodología del VAN teniendo en cuenta ingresos anuales constantes y se divide para la potencia efectiva y se obtiene el precio USD/kW, este precio se usara para el proceso público de subastas.

Los precios de energía usados en la simulación se atienden al histórico de precios preferentes de energía establecidos en las regulaciones del CONECEL, dichos precios se observan en las figuras: 18, 19, 20 y 21. Para el caso de Ecuador, el costo de instalación USD/kW se calculó de acuerdo al costo total de estación y la capacidad instalada, como se muestra en la tabla 10.

Tabla 9. *Costos de instalación por kW de los parques eólicos existentes en el Ecuador*

| x | Central | Provincia | Cap. Instalada [MW] | Costo del proyecto (millones de USD) | Costo (USD/kW) |
|---|---------------|-----------|---------------------------|---|-------------------|
| 1 | San Cristóbal | Galápagos | 2.40 | 9.52 | 3964.58 |
| 2 | Villonaco | Loja | 16.5 | 45.68 | 2768.48 |
| 3 | Baltra | Galápagos | 2.25 | 8.50 | 3777.78 |

*Nota: Fuente Autores.

Generalmente los costos de M&O de la generación eólica que posee turbinas antiguas están alrededor del 3% del CAPEX, pero últimamente gracias a la

innovación de estas tecnologías, los costos de M&O en turbinas modernas están alrededor del 1.5 al 2% del CAPEX.

Los OPEX representan los gastos operacionales, todo lo que concierne a costos de mantenimiento, todos los insumos necesarios para mantener en funcionamiento el parque eólico. Algunos autores, entre ellos [Guillen et. al, \(2015\)](#) sostienen que los OPEX van del 2 al 3% de los costos totales de inversión.

3.1.2.3 Financiamiento

Con el fin de mejorar el acceso a un capital asequible, las instituciones financieras públicas otorgan préstamos concesionales para proyectos de energía renovable en países en desarrollo. Por ejemplo, IRENA y Abu Dhabi Fund for Development “ADFD” ofrecen préstamos con un plazo de hasta 20 años y a tasas de interés del 1% al 2% para cubrir costos del proyecto ([IRENA, 2017](#)).

Ecuador en la mayor parte de proyectos ha obtenido financiamiento del Banco de Exportaciones e Importaciones de China (EXIM BANK) cuyos montos del préstamo depende de la magnitud del proyecto, para Ecuador el EXIM Bank ya ha otorgado préstamos de hasta 5,300 millones de dólares, dado que los proyectos de energía eólica simulados en este modelo, generan costos de inversión menores, se considera que el préstamo de este banco puede cubrir hasta el 100% de costo. En este caso de estudio se considera un 70% de apalancamiento de IRENA y un 30% de capital propio como muestra la tabla 10, estos porcentajes son los más usados dado que el apalancamiento de un 70% genera mayor costo de oportunidad y la rentabilidad exigida es menor ([IRENA, 2012](#)).

Tabla 10. Modelo de financiamiento de IRENA.

| Entidad financiadora | Porcentaje de financiamiento del costo total del proyecto (%) | Interés fijo (%) | Plazo (Años) |
|-------------------------|---|---------------------|-----------------|
| Irena | 70 | 2 | 20 |

*Nota: Adaptado de IRENA, 2012.

3.1.3 Incentivos a las ER aplicados en el Ecuador

El estado ecuatoriano ha implementado una serie de esquemas de incentivos fiscales para la generación de energía a partir de recursos energéticos renovables, la tabla 11 muestra el esquema FIT implementado en Ecuador desde el año 2000 hasta el año 2018. Actualmente el estado ecuatoriano fomenta la inversión en energías renovable en el Artículo 24 del Registro Oficial No 351, el cual afirma que: “Se aplicaran incentivos fiscales, para los sectores que contribuyan al cambio a la matriz energética, a la sustitución estratégica de importaciones, al fomento de las exportaciones, así como para el desarrollo rural de todo el país, y las zonas urbanas, se reconoce la exoneración total del impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas que se desarrollen en estos sectores (LORTI, 2010). La Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI) indica que la depreciación y amortización se deducirán con el 100% adicional para tecnología destinada a la generación de energía limpia (LORTI, 2011).

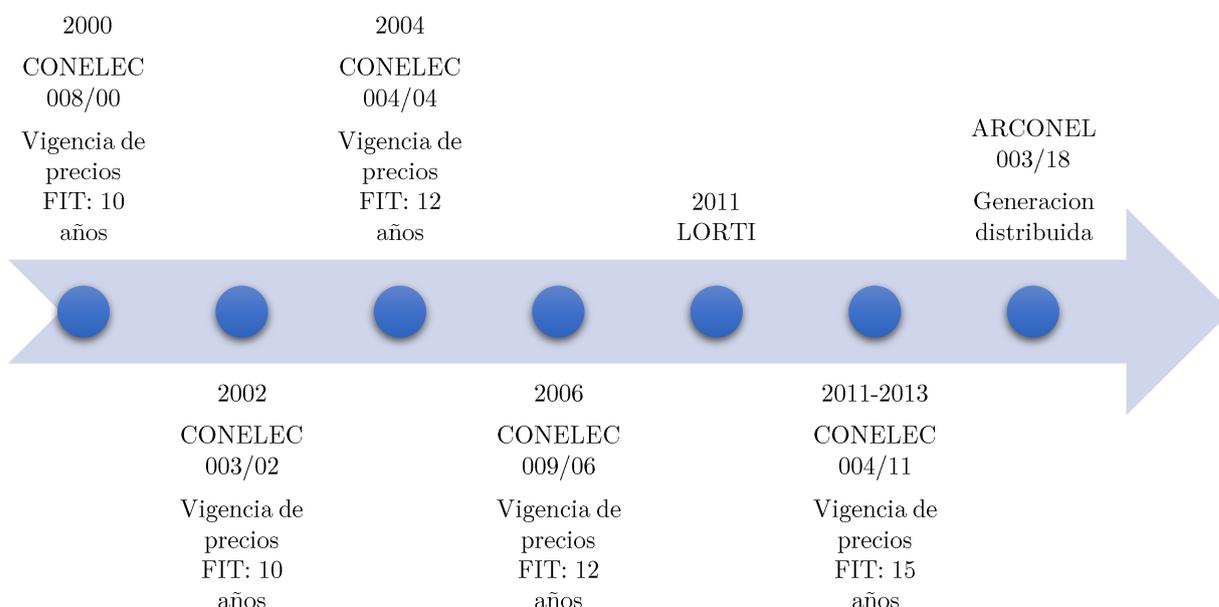


Figura 17. Línea temporal de incentivos a las ER aplicado en el Ecuador.

Fuente: Elaboración propia a partir de CONELEC

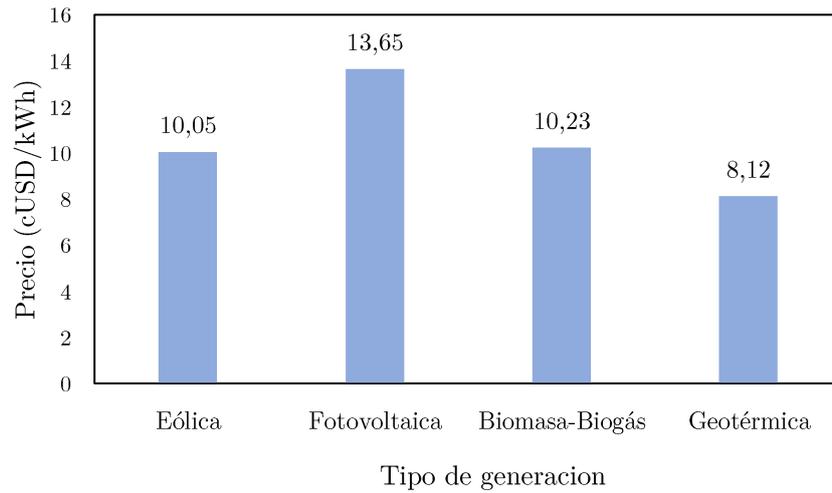


Figura 18. Esquema de precios normalizados FIT, regulación ARCONEL 008/00

Fuente: Autores

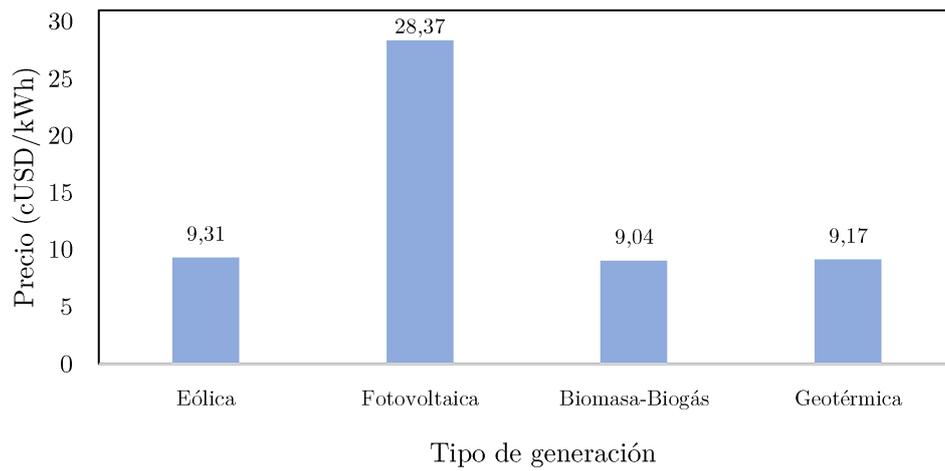


Figura 19. Esquema de precios normalizados FIT, regulación ARCONEL 004/04

Fuente: Autores

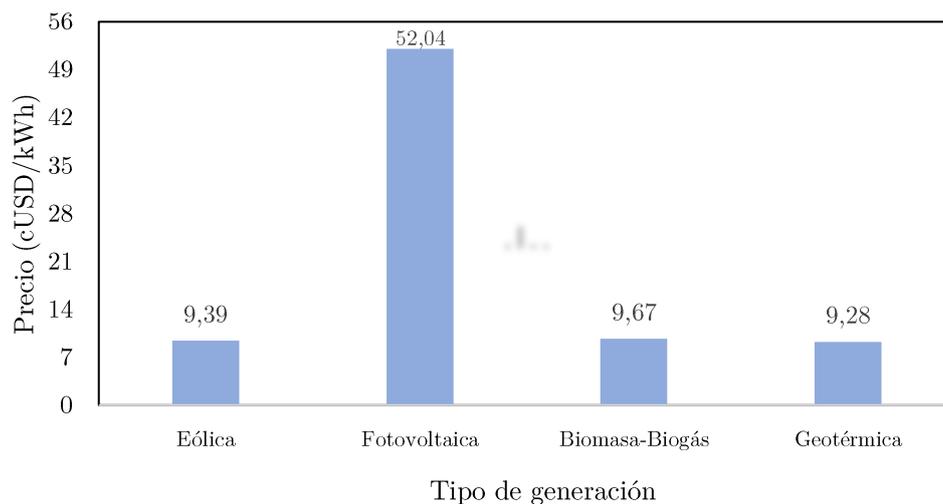


Figura 20. Esquema de precios normalizados FIT, regulación ARCONEL 009/06

Fuente: Autores

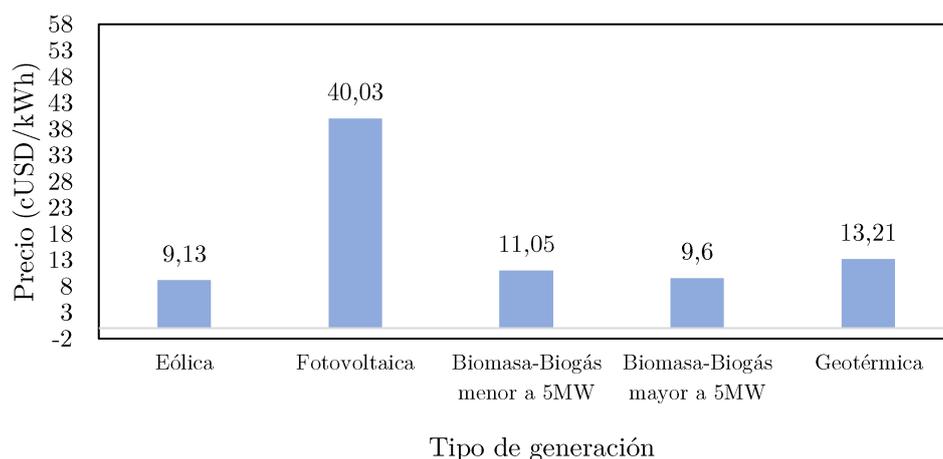


Figura 21. Esquema de precios normalizados FIT, regulación ARCONEL 004/11.

Fuente: Autores

Otras actividades destinadas a fomentar el uso de energías renovables, contempla la asignación prioritaria de presupuesto del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) y la incorporación de estos proyectos en el PME. (PITO, 2016).

4. Modelo de difusión de energía eólica

El proceso de desarrollo del modelo de DS es complejo dado la no linealidad de sus enlaces y bucles, en este capítulo se muestra el proceso llevado a cabo para la elaboración de un modelo de DS para evaluar la difusión de energía eólica en el Ecuador.

4.1 Propósito del modelo

En el Ecuador existe un limitado estudio en cuanto a la difusión de energías renovables, en especial de la energía eólica, el propósito de este modelo es brindar un visión de economicidad y rentabilidad sobre el desarrollo de la energía eólica desde el año 2019 hasta el año 2035, atendiendo a las necesidades del PLANEE. El SNI es altamente dependiente de la hidrología del país, como ya mencionamos (ver sección 1.1.4), cerca del 58% de la capacidad total instalada de energía eléctrica proviene del recurso hídrico.

Además de lo anterior, es importante contar con estudios que de alguna manera aporten a la difusión de las ER, tal como lo requiere PLANEE y el PME, cuyos objetivos son: mitigar el cambio climático, reducir el consumo de fuentes fósiles y lograr la autonomía energética nacional.

4.2 Formulación de la hipótesis dinámica

El diagrama causal de la hipótesis dinámica está compuesto por 3 bucles de balance (B1, B2 y B3) y 1 de refuerzo (R1) como se muestra en la figura 22, el bucle B1 muestra que a medida que la tasa de adopción crece, el potencial disponible disminuye, por otro lado, el bucle B2 muestra que al aumentar la tasa de adopción, también aumenta la capacidad instalada, por consecuencia, mayor será el costo CAPEX y, por ende, la rentabilidad disminuirá, el bucle B3 muestra que a un aumento de la tasa de adopción y la capacidad instalada, aumenta la generación de electricidad, lo que eleva los costos OPEX y disminuye la rentabilidad. Paralelamente, el bucle de refuerzo R1 muestra que al ampliar la tasa de adopción y la capacidad instalada, también aumenta el

aprendizaje de la tecnología, lo que causa una reducción en los costos CAPEX y OPEX, que conjuntamente con los incentivos dan como resultado un incremento en la rentabilidad.

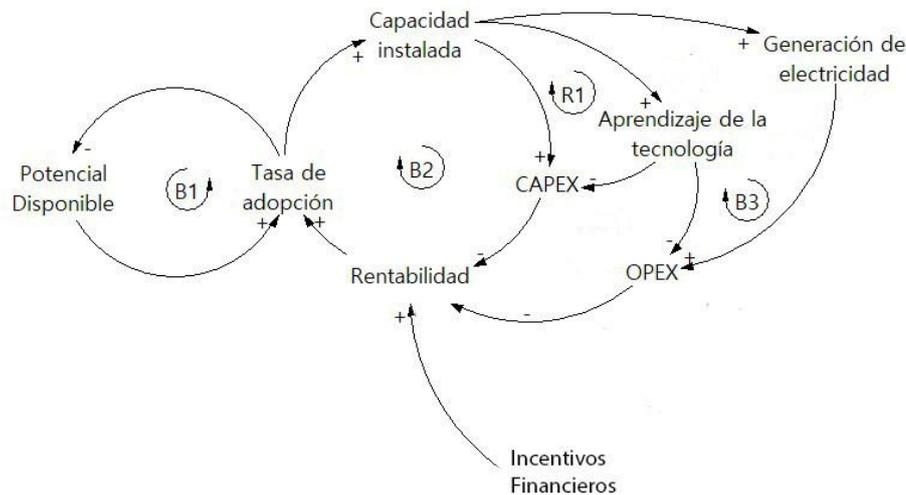


Figura 22. Diagrama causal del proceso del modelo de difusión de ER.

Fuente: Adaptado de (Gaviria, J.A, 2014).

4.3 Identificación de Variables

La identificación de variables juega un papel importante dentro del desarrollo de modelos de difusión ya que una identificación correcta de las variables puede agilizar el trabajo, las variables endógenas y exógenas se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Principales variables del modelo dinámico.

| Variables endógenas | Unidades | Variables exógenas | Unidades |
|-------------------------------|----------|-------------------------|----------------|
| Tasa de difusión | [%] | Potencial disponible | [MW] |
| Capacidad Instalada Acumulada | [MW] | Parámetro de innovación | [Adimensional] |
| Capital propio | [USD] | Parámetro de imitación | [Adimensional] |
| Capital prestado | [USD] | Tasa de aprendizaje | [%] |

| | | | |
|-----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|----------------|
| Costo nivelado de energía | [USD/MWh] | Interés del préstamo bancario | [%] |
| Valor actual neto | [USD] | Factor de planta | [Adimensional] |
| Tasa interna del retorno | [%] | Factor de emisiones | [TonCO2/MWh] |
| Plazo de recuperación | [Años] | Impuesto a la renta | [%] |
| Precio de generación | [Generados por el modelo] | Impuesto a gastos no operacionales | [%] |
| Precio TonCO2 | [USD/TonCO2] | | |
| Incentivo CRE | [USD] | | |
| Incentivo feed-in | [USD] | | |
| Costos no operacionales | [USD] | | |
| Costo medio ponderado del capital | [%] | | |
| Factor de planta | [Adimensional] | | |

*Nota: Elaboración propia

En los modelos DS podemos identificar tres tipos de variables: nivel, flujo y auxiliares, las variables de nivel son las que dan en resultado (Output) comandados por las variables de flujo, las variables auxiliares son parte de los bucles y usan ecuaciones que dependen del paso del tiempo, la Tabla 12 muestra que el modelo cuenta con dos variables de nivel, una variable de flujo y diecinueve variables auxiliares.

Tabla 12. *Clasificación de variables del modelo dinámico.*

| | |
|--------------------|--|
| VARIABLES DE NIVEL | - Potencia Disponible - Capacidad Instalada Acumulada |
| VARIABLES DE FLUJO | - Tasa de Difusión |

VARIABLES AUXILIARES

- Parámetro de Imitación
- Parámetro de Innovación
- Capital propio
- Capital prestado
- Costo nivelado de energía
- Valor actual neto
- Tasa interna del retorno
- Plazo de recuperación
- Precio de generación
- Precio TonCO₂
- Incentivo CRE
- Incentivo feed-in
- Costos no operacionales
- Costo medio ponderado del capital
- Factor de planta
- Tasa de aprendizaje
- Impuesto a la renta
- Impuestos no operacionales
- Intereses del banco

*Nota: Elaboración propia.

4.3 Formulación del modelo matemático

La formulación del modelo parte de una explicación de la estructura del sistema, para ello se plantea una hipótesis dinámica que describe la estructura del sistema, y a partir del modelo de Bass tradicional se plantea un nuevo modelo que incluye el análisis de la rentabilidad “R”, el cual es la relación costo-beneficio del proyecto, C_{nueva} es la capacidad nueva instalada, CIA es la capacidad instalada acumulada y PD es el potencial disponible de generación (Gaviria, J.A, 2014).

$$\frac{d(PD)}{dt} = -C_{nueva} \quad [28]$$

$$\frac{d(CIA)}{dt} = C_{nueva} \quad [29]$$

$$C_{nueva} = \alpha.PD + \beta.PD \cdot \frac{CIA}{PD+CIA} \cdot R \quad [30]$$

4.4 Implementación de curvas de aprendizaje

El aprendizaje es el producto de la experiencia. Este sólo puede tener lugar a través del intento de resolver un problema y, por lo tanto, sólo tiene lugar durante la ejecución de esa actividad. El aprendizaje varía de país en país, incluso de individuo en individuo. Además, existe evidencia de que el aprendizaje de un proceso productivo conlleva a una reducción de costos (Arrow, 1962).

El autor (Wright, 1936) fue uno de los primeros en describir el concepto de aprendizaje. Él observó una disminución uniforme en el número de horas de trabajo requeridas para producir la estructura de una aeronave por cada duplicación de la producción acumulada.

Las curvas de aprendizaje de un factor se pueden expresar como la ley de potencia, la figura 23 muestra la curva de aprendizaje para el caso de Ecuador. Las ecuaciones 31, 32, 33 y 34 describen el fenómeno del aprendizaje, siendo (Ct) el costo de la tecnología en un tiempo t, (Co) es el costo de la primera capacidad instalada o generación de electricidad, (Pt) es la capacidad o la generación de electricidad acumulada en el tiempo, (Po) es la primera capacidad instalada o generación de electricidad, m es la elasticidad de la curva, LR es la tasa de aprendizaje y PR es la tasa de progresión (Gaviria, J.A, 2014).

$$C_t = C_o \cdot \left(\frac{P_t}{P_o}\right)^{-m} \quad [31]$$

$$m = -\frac{\log(1-LR)}{\log 2} \quad [32]$$

$$LR + PR = 1 \quad [33]$$

$$PR = 2^{-\alpha} \quad [34]$$

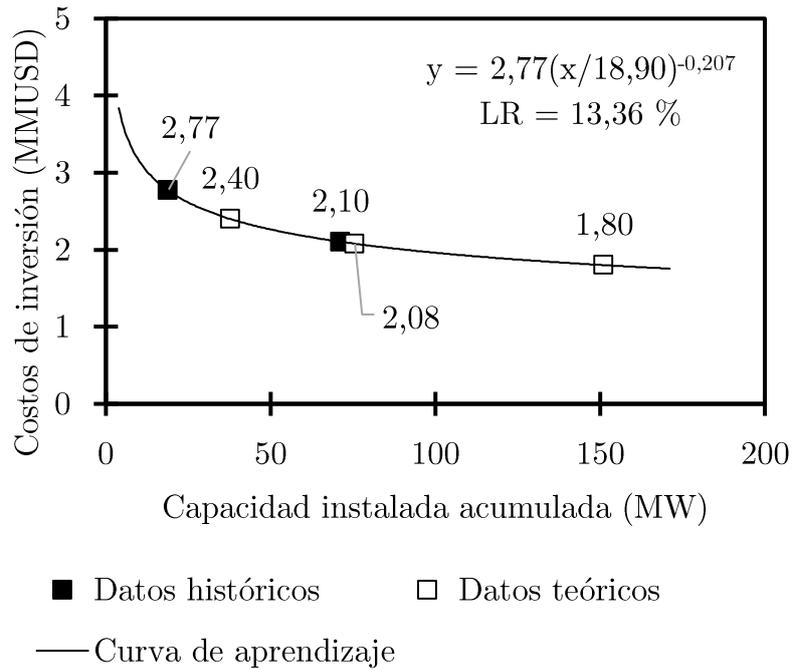


Figura 23. Capacidad instalada acumulada.

Fuente: Elaboración propia.

Los autores (Lindman & Söderholm, 2012) presentan un estudio de las tasas de aprendizaje en diferentes países, las cuales se pueden observar en la tabla 13. Asimismo, los autores encuentran que, al incluir los efectos de tanto, economías de escalas, como learning by researching, conlleva a una reducción de la tasa de aprendizaje, lo cual se debe a que las curvas de aprendizaje de un factor (learning by doing) no analizan por separado los efectos de EOS y LBR.

Tabla 13. *Tasas de aprendizaje para energía eólica por LBD en distintas regiones.*

| Ámbito geográfico | Tasa de aprendizaje (%) |
|-------------------|-------------------------|
| Dinamarca | 20 |
| Estados Unidos | 16 - 32 |
| Unión Europea | 16 |
| Mundial | 13.1 -17.1 |
| Alemania | 10.9 – 17.2 |

*Nota: Elaboración propia a partir de (Lindman & Söderholm, 2012).

4.5 Validación y calibración del modelo

La calibración consiste en estimar los parámetros del modelo de los cuales se tiene incertidumbre, para coincidir el comportamiento simulado y observado. La confianza de un modelo aumenta cuando representa la realidad, caso contrario puede descartarse (Olivia, 2013).

4.5.1 Análisis a la estructura del comportamiento

En etapa es fundamental poner a prueba la estructura y parámetros influyentes en el modelo, esto permite hallar la estructura adecuada para generar el comportamiento correcto por las razones correctas, a continuación se muestra la validación estructural.

Para evitar críticas en fiabilidad de la optimización del modelo, se ha identificado dos clases de algoritmos de optimización: deterministas y estocásticos, los algoritmos deterministas siguen el mismo camino rigurosamente, si se simula hoy o mañana, dará el mismo resultado, por otro lado, los algoritmos estocásticos, utilizan números pseudo-aleatorios por lo que cada vez que se ejecute el programa, nos dará un resultado diferente (Yang, X.-S. 2010). Luego de revisar los métodos de optimización existentes, para nuestro modelo hemos decidido usar algoritmos estocásticos metaheurísticos.

4.5.2 Validación estructural

Resultado de la revisión bibliográfica se identificó la variedad de campos en los que la DS es participe, los autores (Nguyen et.al, 2017) realizaron una investigación de la aplicación de la DS para evaluar los beneficios sociales y económicos en inversión de proyectos de infraestructura en donde se concluyó que los modelos de DS proporcionan una base fiable que ayuda los entes políticos a reconocer los beneficios de los infraestructura de transporte y los beneficios de la economía local.

Los autores (Lyu et al., 2017) en su investigación sobre el desarrollo fotovoltaico solar chino basado en mecanismos de comercio ecológico en el sistema de energía mediante el uso de un modelo de DS calculan el precio FIT mediante el LCOE añadiendo una cierto porcentaje de ganancia, por tanto para el presente estudio calcular el precio FIT es un proceso sistemático y no tiene una ecuación predeterminada, depende de la heurística del gobierno.

4.5.3 Consistencia dimensional

La consistencia dimensional se logra analizando la relación de los parámetros y ecuaciones de cada una de las variables del modelo, debido a la existencia de muchas variables cuyos errores de consistencia dimensional pueden evadir al ojo humano, VenSim PLE por un lado consta con una herramienta llamada (*Units Check*) la cual analiza todas las inconsistencias dimensionales del modelo, dicho análisis resulto en un valor de cero errores dimensionales. Por otro lado también cuenta con una herramienta llamada (*Check Model*), que analiza la sintaxis del modelo; las ecuaciones usadas en el modelo se encuentran en el Anexo C-1.

4.5.4 Calibración de parámetros del modelo

Para realizar una comparación estadística entre la capacidad instalada acumulada real y simulada, se determinó el error medio absoluto “MAE”, el cual es un error dependiente de la escala, puesto que el valor del error posee

unidades; por otro lado, se determinó el coeficiente de determinación “R2”, el cual es un error independiente de la escala, puesto que el valor del error es adimensional. Los errores más comunes aplicados en los modelos de DS se pueden observar en las ecuaciones 10 y 11 (Sterman, J. D, 2000).

$$\text{Mean Absolute Error (MAE)} \quad \text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |A_t - F_t| \quad [37]$$

$$\text{Coeficiente de determinación (R}^2\text{)} = r^2 \quad ; \quad r = \frac{\sum_{t=1}^n (A_t - \bar{A}_t)(F_t - \bar{F}_t)}{\sqrt{\sum_{t=1}^n (A_t - \bar{A}_t)^2} \sqrt{\sum_{t=1}^n (F_t - \bar{F}_t)^2}} \quad [38]$$

Para la calibración del modelo de Bass y la determinación de los parámetros óptimos de p y q, se realizó un proceso de optimización entre la capacidad instalada acumulada histórica y simulada, mediante el método de optimización de Powell, la figura 24 muestra la calibración del modelo base.

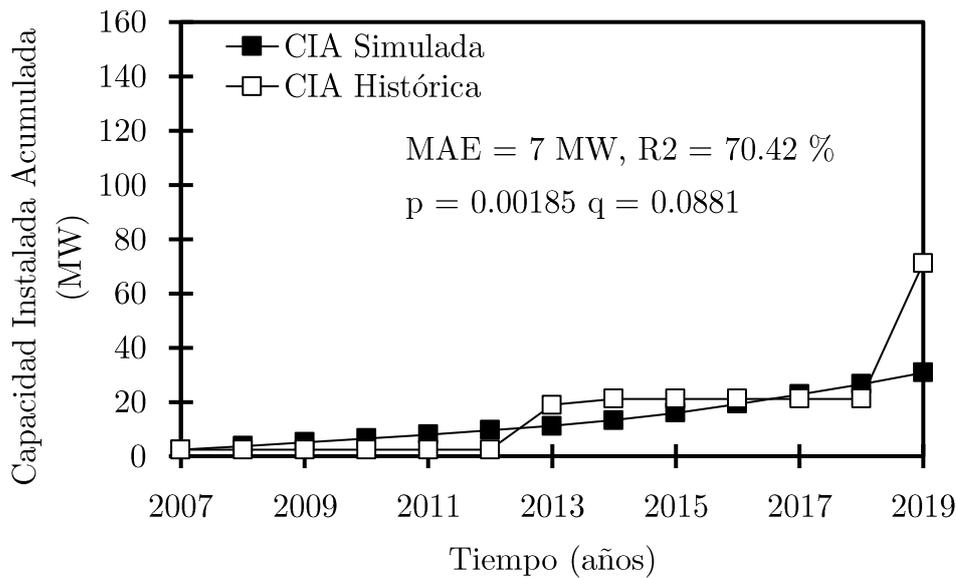


Figura 24. Calibración del modelo con base en la CIA.

Fuente: Elaboración propia.

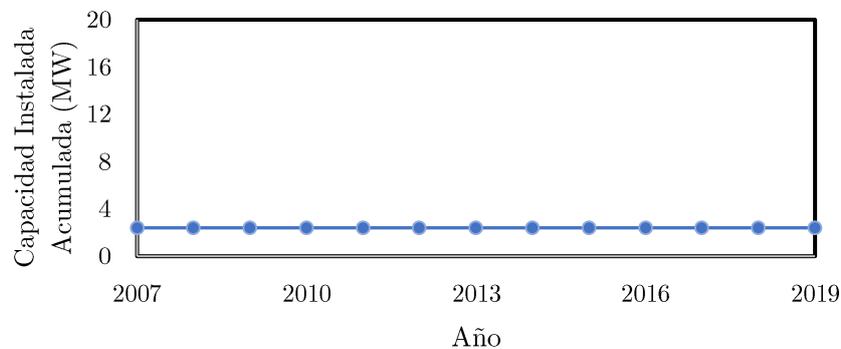
4.5.5 Pruebas en condiciones extremas

La estructura del modelo de DS debe responder adecuadamente a condiciones extremas de sus parámetros, de lo contrario el modelo solo sería útil para evaluarlo dentro de los límites establecidos. Para esta prueba es necesario

identificar valores que en la vida real puedan ser susceptibles a cambios bruscos en condiciones extremas.

Para el modelo de DS actual se ha establecido como primer criterio de evaluación, plantear un escenario hipotético en donde el recurso eólico disponible inicial sea 0 MW, entonces la capacidad instalada acumulada que resulte de la simulación del modelo debería ser la capacidad instalada inicial del parque eólico San Cristóbal de 2.4 MW dado que no existe recurso eólico para aprovechar más que el que ya está instalado. La figura 25 a) muestra el comportamiento de la capacidad instalada acumulada en condiciones extremas, en este caso, de tener un potencial inicial disponible de 0MW, la capacidad instalada acumulada se mantiene en 2.4 MW

a)



b)

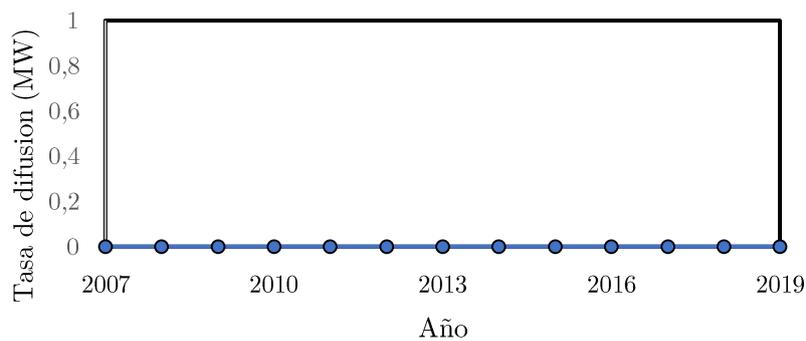


Figura 25. Comportamiento del modelo con potencial disponible de 0MW, para: a) capacidad instalada acumulada (MW), b) Tasa de Difusión (%).

Fuente: Autores

El segundo escenario hipotético se da cuando la tasa de aprendizaje es 0; La tasa de aprendizaje influye principalmente en la curva de aprendizaje, y esta a su vez, en el capital de inversión.

5. Resultados

En este capítulo se presenta la descripción de cada uno de los cuatro escenarios que se simularan en el periodo comprendido entre el año 2019-2035, así como los resultados obtenidos en cuanto a: capacidad instalada acumulada, utilidad neta, precio nivelado de energía e indicadores financieros.

5.1 Descripción de escenarios

Luego de haber validado el modelo, se simulo cuatro escenarios alternativos que se han elegido con base en: experiencias de otras economías y efectividad.

5.1.1 (S1) Subastas, deducciones y exención de impuesto a la renta (Caso base).

El primer escenario de simulación se realiza con base en los incentivos a las ER vigentes actualmente en el marco regulatorio del Ecuador, como ya se mencionó anteriormente (ver sección 3.2.4 y 3.2.6), en las subastas: el estado requiere de la instalación de cierta cantidad de potencia, entonces las compañías interesadas en participar deberán hacer llegar sus propuestas con el tiempo y costo de instalación, el estado analizara dichas propuestas y elegirá las más económica. En cuanto a las deducciones: El estado deducirá del 100% adicional del costo o gasto de depreciación y amortización a proyectos de energías renovables y por último, exención de impuesto a la renta: el estado exenta del pago de impuesto a la renta por los 5 primeros años de operación a todos los proyectos destinados al cambio de la matriz energética.

Los parámetros más relevantes de este escenario son:

Subastas:

- Rentabilidad de 10% al ganador
- Duración del contrato: 20 años

Deducciones:

- Deducción del 100% en costos o gastos de depreciación.

Exención de impuesto a la renta:

- 5 primeros años de exención de pago de impuesto a la renta.

5.1.2 (S2) Caso base + Certificado de reducción de emisiones (CREs)

Otro incentivo considerado para implementarse al país es el certificado de reducción de emisiones (CREs). En donde a través del mecanismo de desarrollo limpio (MDL) los proyectos destinados a mitigar gases de efecto invernadero recibirán un (CRE) por cada tonelada de emisiones que se evita.

Los parámetros más relevantes de este escenario son:

-Factor de emisiones de energía eólica (TonCO₂/MWh): 0.015

-Factor de emisiones de la energía no renovable a sustituir (carbón) (TonCO₂/MWh): 0.862

5.1.3 (S3) Caso base + Tarifa de alimentación Feed-in.

Las tarifas de alimentación como ya se mencionó (ver sección 8.2.1.3), presentan un menor riesgo para el inversionista, debido a que desde el inicio dicho inversionista sabe el monto ganancia total, pudiendo invertir casi con total seguridad. Experiencia alrededor del mundo sugiere que las tarifas feed-in son los mecanismos más efectivos para el desarrollo rápido y sostenible de las ER. Existen muchas formas de modelar un mecanismo feed-in, cada uno presenta ventajas y desventajas como mencionan los autores ([Couture & Gagnon, 2010](#)) por tal motivo elegimos el incentivos FIT conjuntamente con el caso base.

Los parámetros más relevantes de este escenario son:

-Periodo de vigencia: 20 años

5.1.4 (S4) Caso base + FIT + CREs.

A los incentivos del caso base se le sumaran los beneficios de los certificados verdes y FIT.

5.2 Resultados de la simulación de escenarios³

A continuación se presenta los resultados obtenidos en las simulaciones de los diferentes escenarios de incentivos, con la finalidad de observar el comportamiento de: Capacidad instalada acumulada, Utilidad neta, LCOE e indicadores financieros (VAN, TIR, ROI y Payback).

5.2.1 Capacidad instalada acumulada

La figura 26 muestra que los resultados de la difusión de la tecnología eólica en términos de capacidad instalada acumulada hasta el año 2035, el escenario que mejoró la difusión de tecnología eólica es el escenario (S4) con 239MW, seguido del escenario (S3) con 219MW, el escenario (S2) alcanzó los 183MW y por último, el escenario (S1) culmina con 164MW. Al implementar conjuntamente el incentivo que mejor resultados mostro, es decir, el FIT e incentivos CRE (S4) la CIA en el Ecuador podrían llegar a aumentar en 45%, con respecto a las condiciones actuales del país.

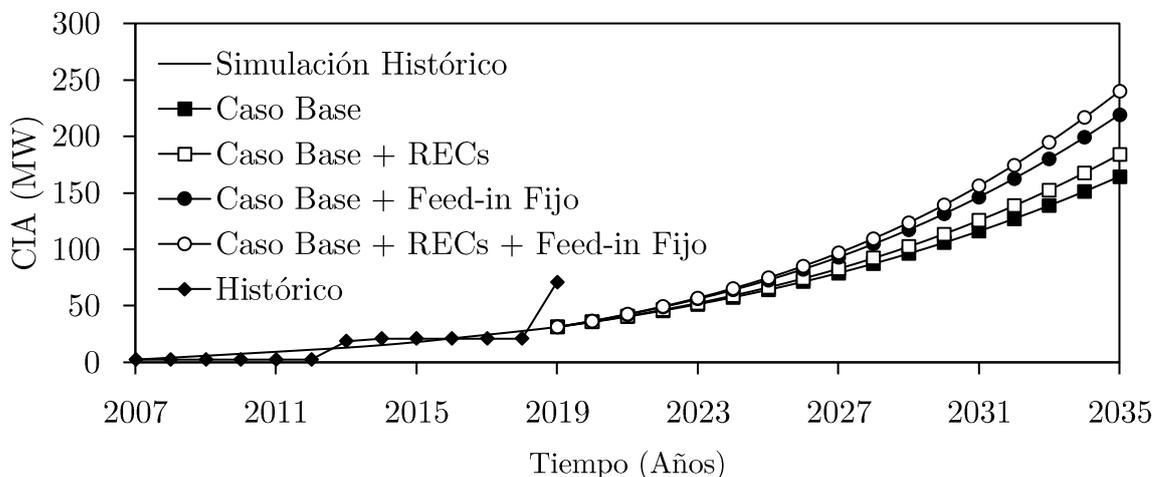


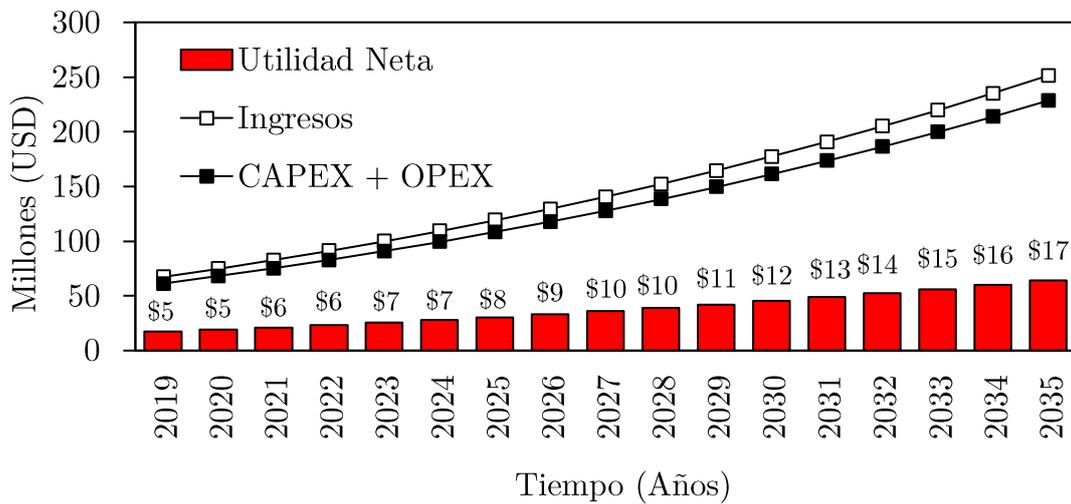
Figura 26. Resultados de la simulación de la capacidad instalada acumulada para los diferentes escenarios.

Fuente: Autores

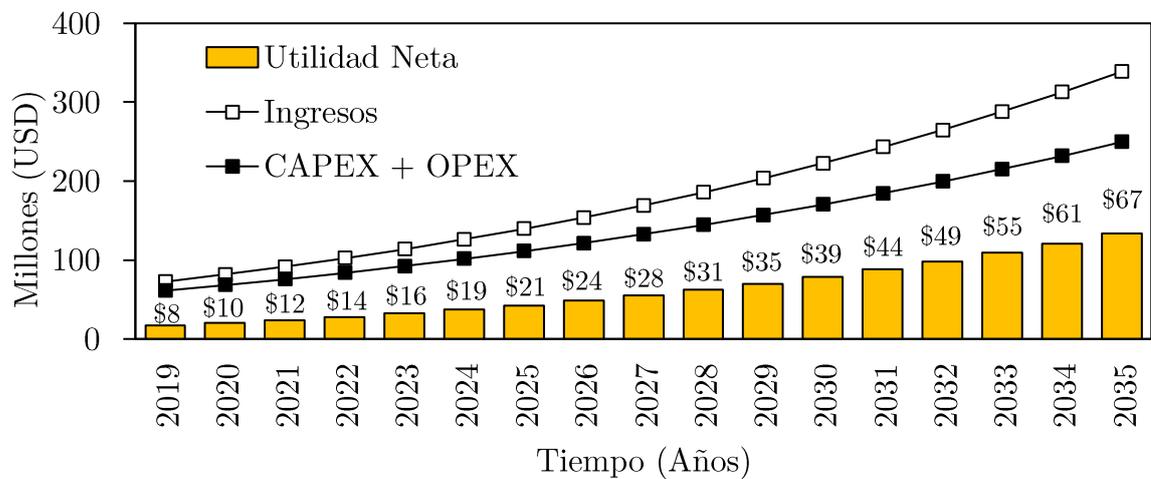
³ En los resultados de la simulación, en cada año se reúne los datos obtenidos a lo largo de los 20 años de operación de cada proyecto.

5.2.2 Utilidad neta

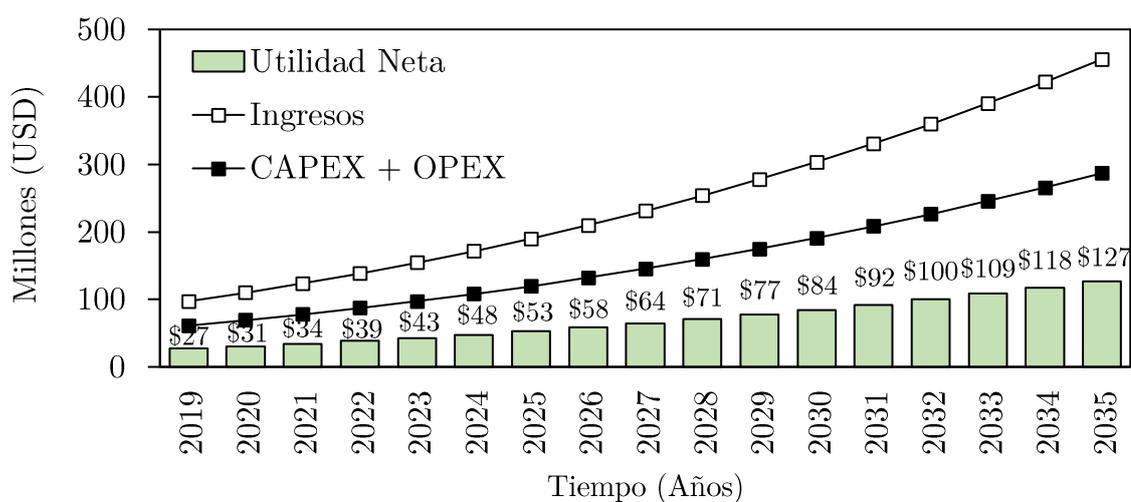
Los resultados de los cuatros escenarios muestran una gran brecha de utilidad neta existente entre la implementación o no de los incentivos propuestos, en la figura 27) a, b c y d muestran el crecimiento de la utilidad neta en los 20 años de vida útil de cada planta, comparando los 4 escenarios en el año 2035 el que mejor ingresos genera para el inversionista es el escenario S4 con 202 mdd (de 239 MW instalados), seguido por el escenario S3 con 127 mdd (de 219 MW instalados), el escenario S2 con 67 mdd (de 183 MW instalados), y por ultimo 17 mdd (de 154 MW instalados) con el esquema actual de incentivos del país.



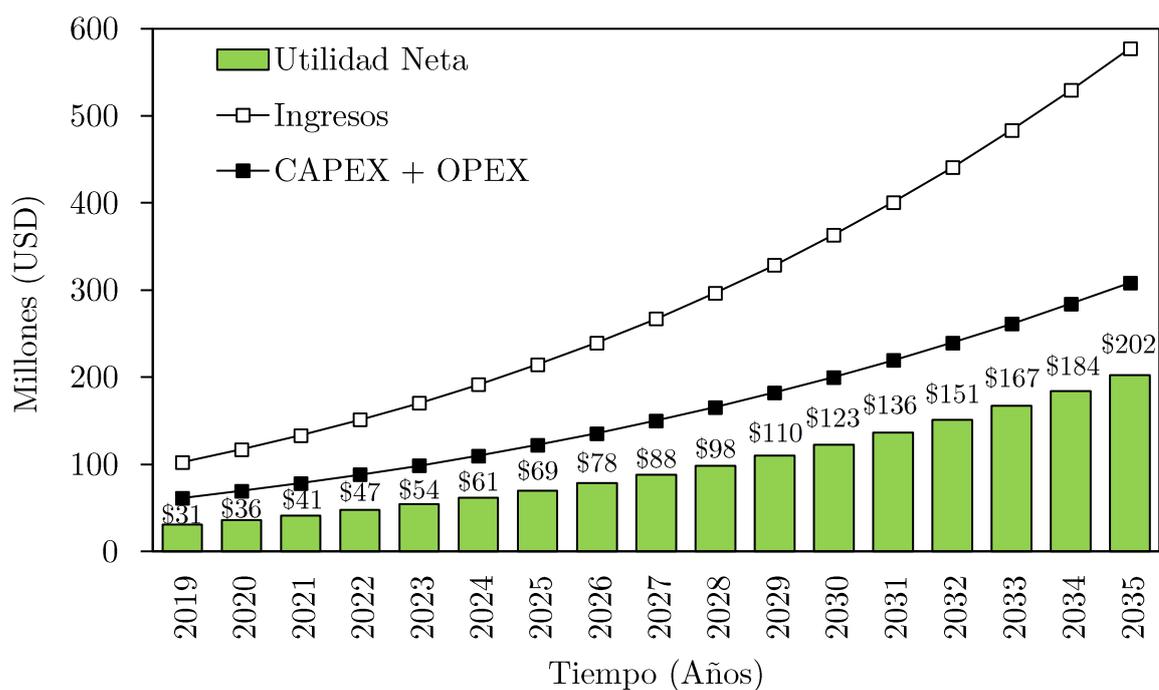
a)



b)



c)



d)

Figura 27. Resultados de la simulación de utilidad neta para los escenarios: a) S1, b) S2, c) S3 y d) S4.

Fuente: Autores

5.2.3 Costo nivelado de energía

Los resultados de la figura 28 respaldan la teoría del aprendizaje, se observa una disminución de costos desde el año 2019, cuyo costo nivelado de energía tiene un valor de 55.939 USD/MWh mientras que para el año de 2035 el costo es de 39.28 USD/MWh, esto significa una caída del 24% en los costos de instalación, todos los precios considerados en el área gris no generan rentabilidad ya que, en el mejor de los casos únicamente cubren los costos de instalación, es decir no representan los escenarios con paquetes de incentivos sino únicamente el costo mínimo de instalación, en el azul ya se considera rentabilidad, en este caso se consideró una rentabilidad del 10% por encima del LCOE con base en experiencias de otros países.

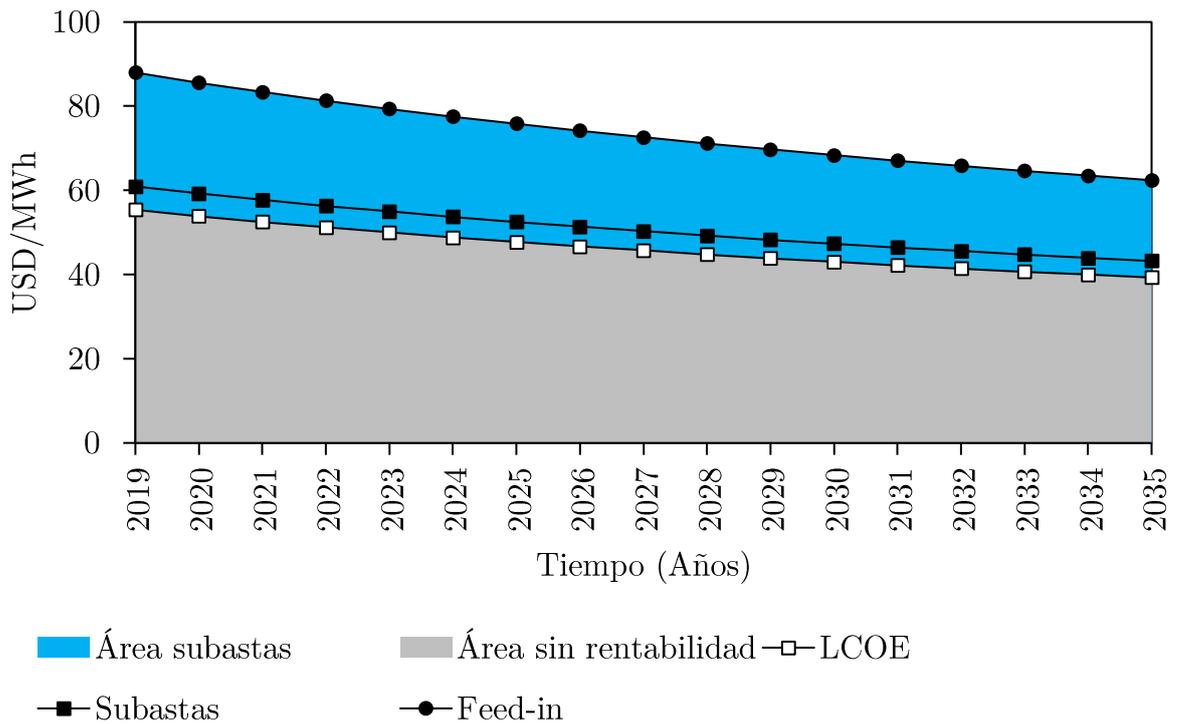


Figura 28. Resultados de la simulación de costo nivelado de energía 2019 - 2035.

Fuente: Autores

5.2.4 Indicadores financieros

El valor actual neto (VAN) evidencia un incremento en la rentabilidad de proyectos de inversión de energía eólica al implementar esquemas de incentivos (figura 29), en el año 2035, el VAN fue de: 17.15 mdd, 66.8mdd, 126.68 mdd y 202.22 mdd, para los escenarios S1, S2, S3 y S4. Con una tasas de descuento de 8.5% que se calculó con base en los porcentajes de capital propio y prestado, costo de deuda después de impuestos y rentabilidad exigida en función del riesgo.

Por otro lado el análisis costo/beneficio mostrado en la figura 30, el porcentaje se ha incrementado en 15.8%, 28.9% y 43% para los escenarios S2, S3 y S4 con respecto al caso base S1.

Los resultados mostrados en la figura 31 indican que los periodos de amortización varían alrededor de los dos años, 7 años para los escenarios S3 y S4, y 9 años para S1 y S2, los incentivos RECs no influyen significativamente en la amortización debido a su baja remuneración, la figura 32 muestra que para el caso de incentivos actuales en el país (S1) el ROI es de 7%, para el escenario S2 es de 24%, en el escenario S3 se alcanza un 38%, finalmente en el escenario S4 se alcanza un 53%, esto quiere decir que por cada dólar que se invierta, se ganaran 53 dólares.

Por último, la figura 33 muestra la tasa interna de retorno o tasa de rendimiento que se instala cada año desde el 2019 hasta 2035. Puntualmente para el año 2035, los resultados muestran que la implementación de los incentivos de tarifas feed-in y CREs conjuntamente aumenta (22.36% frente a 10.25% con el marco actual) este crecimiento está impulsado por la combinación de remuneración de ambos incentivos, ya que por separado alcanzan una TIR de 14.6 y 17.7 para el incentivo CRE y FIT respectivamente. Las TIR obtenidas deben ser mayores a los intereses de los préstamos y rentabilidad esperada por los inversionistas para que haya rentabilidad en los proyectos. Estos indicadores financieros son sensibles a los costos no operacionales, utilidad bruta e impuesto

a la renta. Cabe recordar que para la CIA no es la misma para todos los escenarios.

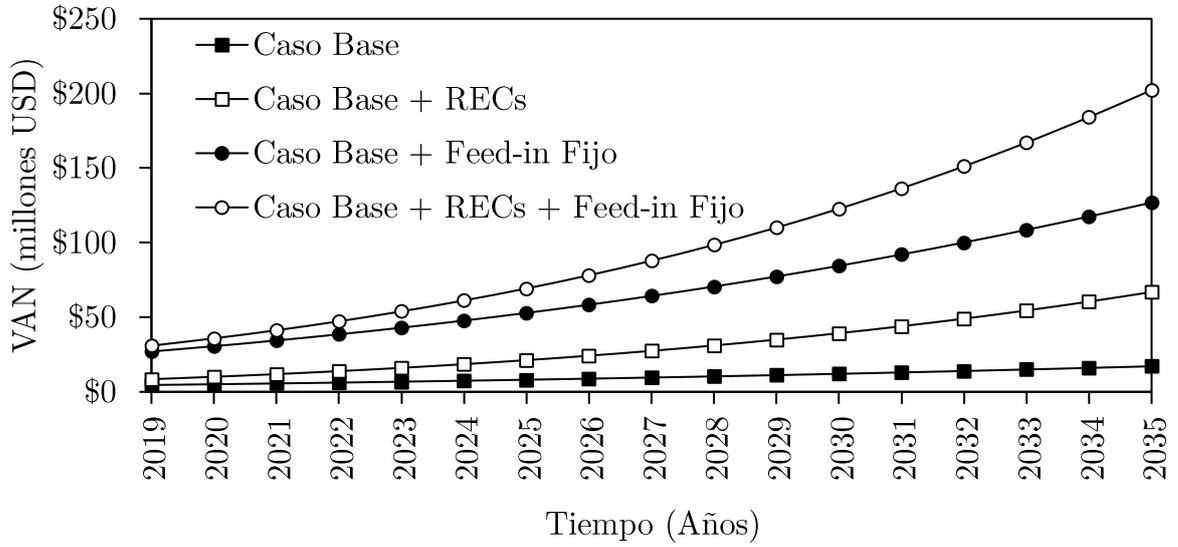


Figura 29. Resultados de la simulación de valor actual neto (VAN) 2019 - 2035.

Fuente: Autores

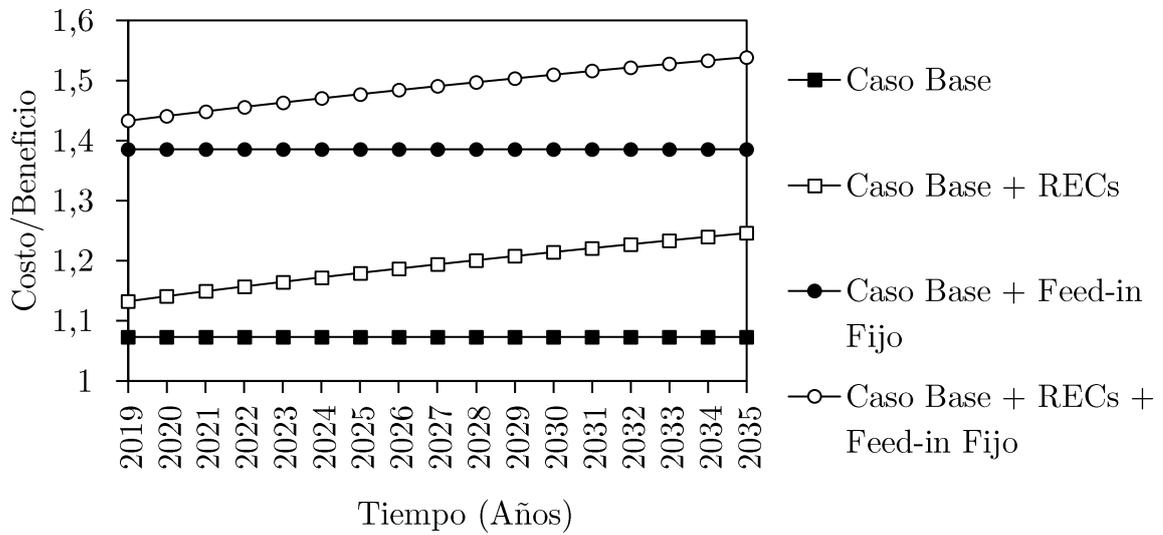


Figura 30. Resultados de la simulación de costo/ beneficio para el periodo 2019 - 2035.

Fuente: Autores

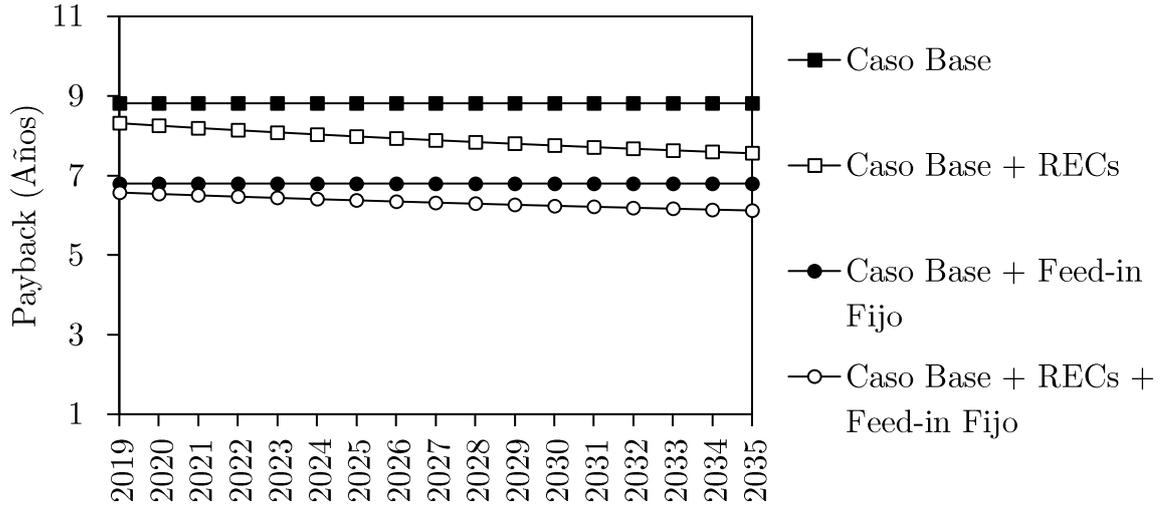


Figura 31. Resultados de la simulación de payback para el periodo 2019 – 2035.

Fuente: Autores

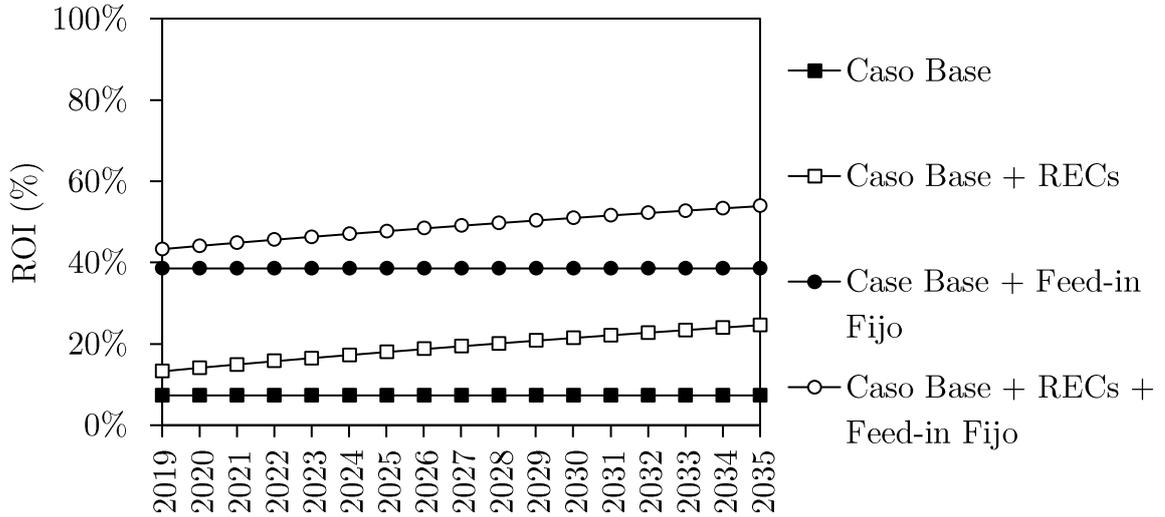


Figura 32. Resultados de la simulación de retorno de la inversión.

Fuente: Autores

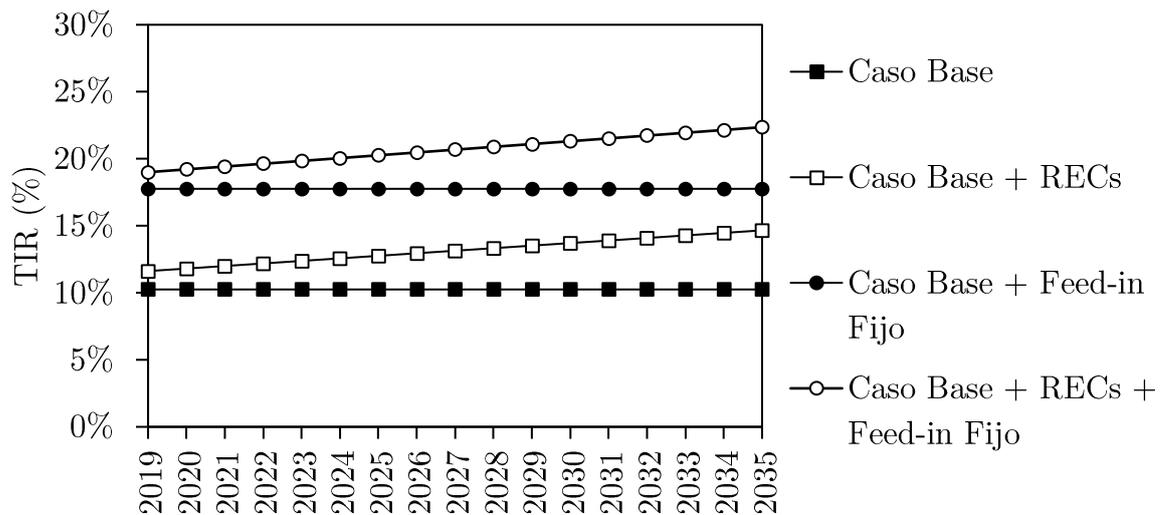


Figura 33. Resultados de la simulación de tasa interna de retorno (TIR) 2019 - 2035.

Fuente: Autores

6. Conclusiones

El modelo de Dinámica de Sistemas construido permitió evaluar la difusión de la energía eólica a largo plazo en el mercado eléctrico del Ecuador mediante la implementación de incentivos financieros a la inversión.

Se logró conocer la estructura y el funcionamiento del mercado eléctrico del Ecuador, así como características de su marco regulatorio, mismo que no ha posibilitado la difusión a gran escala de la ER debido principalmente al cambio de políticas gubernamentales y a la falta de una base jurídica e institucional sólida que respalde la aplicación en el tiempo de diferentes esquemas de incentivos.

Los resultados de la simulación de escenarios mostraron que para el caso base (S1), se alcanzó 164MW de CIA, por otro lado, los certificados verdes (S2) alcanzaron 183MW de CIA, con las tarifas feed-in (S3) se logró una difusión de 219MW y finalmente, con la combinación de los escenarios S1, S2, S3 y S4 se logró mayor efectividad, alcanzando 239MW instalados. Si bien el los FIT resultaron ser más efectivos que los REC para aumentar la difusión de la tecnología eólica, estos podrían llegar a presentar la misma efectividad si se aumenta la remuneración que se recibe por parte del estado, ya que los RECs son un incentivo prematuro que carece de efectos de aprendizaje. Claramente al inversionista le conviene cuantos más incentivos exista en su mercado, pero esto no es tan simple, existen muchas variables dentro de cada incentivo que pueden variar su eficiencia y desarrollo, además, en un contexto político, el estado deberá considerar costos directos e indirectos de acuerdo a su economía

Los resultados muestran la evidencia de aprendizaje de la tecnología en la disminución del costo nivelado de energía eólica, el cual se ha reducido en un 24% hasta el año 2035. El LCOE es dependiente de los costos financieros y a la generación anual de energía, por lo que a medida que se instale más capacidad, se tendrá mayor generación de energía que a su vez, por efectos de aprendizaje, abarata los costos de instalación y aumentara la capacidad de competencia

frente a otras tecnologías, además los costos se calcularon con base en valores reales (año referencia 2019).

En cuanto a los indicadores financieros, el escenario (S4) mostro mejores resultados que los demás, con un incremento en el costo/beneficio de un 43%, de igual manera, la tasa interna de retorno aumento desde 10.25% (S1) hasta 22.36% (S4). El mejor resultado obtenido del valor actual neto es de 202.22 mdd correspondiente el escenario (S4). Paralelamente, en el escenario (S4) el plazo de recuperación (Payback) es de 7 años, con respecto a 9 años del caso base. Por último el mejor valor de retorno a la inversión (ROI) es del escenario (S4) con 53%. Una de las causas por la cual los incentivos Feed-in llegaron a ser más efectivos que los RECs en términos monetarios, debido a las ventas de energía bajo el esquema RECs son menos significativas en comparación con las tarifas de alimentación FIT.

Actualmente, las ER no convencionales representan apenas el 2.28% de la generación eléctrica del Ecuador. En la necesidad de aumentar la participación de la generación eléctrica a partir de recursos renovables, el PNBV (2017-2021) ha planteado como meta al 2021, “incrementar la generación eléctrica en una cuota del 10% de ER no convencional”. Con la implementación del esquema de incentivos propuestos, se alcanzó los siguientes valores en términos de porcentaje de energía eléctrica total generada en Ecuador, escenarios: (S1) 2.28%, (S2) 2.59%, (S3) 2.62% y (S4) 2.62%, la aplicación del escenario (S4) contribuye de mejor manera a alcanzar los objetivos del PNBV.

7. Recomendaciones

- Disponer del VenSim DSS, ya que la versión gratuita no cuenta con la opción de optimización.
- Solicitar capacitación especializada en el uso de VenSim
- Disponer de los datos históricos mediante organismos gubernamentales.

- Desarrollar proyectos para complementar datos de costos.
- En cuanto a la calibración de parámetros de innovación e imitación, se recomienda correr el programa al menos 10 veces, dado que el algoritmo estocástico de optimización usa números pseudo-aleatorios que en cada corrida arrojará resultados levemente diferentes.
- Para la elaboración de políticas de incentivos claras y optimas, el gobierno ecuatoriano necesita crear un entorno de inversión para cumplir con los objetivos del PME y PLANEE, evaluando el desarrollo de los incentivos desde su inicio, evaluarlos y ajustarlos según sea necesario, también se recomienda que el gobierno ecuatoriano estudie marcos regulatorios exitosos de otros países, sin ignorar el hecho de que algunos países tienen mayor difusión de ER que el nuestro, es decir, algunas políticas regulatorias podrán ser más exitosas en países con mayor difusión de ER que en países con desarrollo prematuro de ER como el nuestro.

8. Trabajo futuro

- Diseñar nuevos incentivos FIT con periodos de amortización más cortos.
- Diseñar un modelo que incluya el efecto de la demanda energética.
- Incluir la imitación e innovación como variables en el tiempo.
- Incluir estudio de la variabilidad del viento para manejar factores de planta variables.

REFERENCIAS

- Ahmad, Salman & Mat Tahar, Razman & Muhammad-Sukki, Firdaus & Munir, Abu & Rahim, Ruzairi. (2016). Application of system dynamics approach in electricity sector modelling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 56. 29-37.
- ARCONEL. (2001). Regulación No. CONELEC 003/11. Recuperado el 3 de junio del 2019 en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC-plazos.pdf>
- ARCONEL. (2015). Regulación del sector eléctrico. Recuperado el 3 de junio de 2019 en: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/introduccion_regulacion/
- ARCONEL. (2016). Atlas del Sector Eléctrico ecuatoriano 2016, 9-10.
- ARCONEL. (2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. QUITO, 12-22.
- Arrow, K. J. (1962). The Economic Implications of Learning by Doing. *The Review of Economic Studies*, 29(3), 155. <https://doi.org/10.2307/2295952>
- Asamblea Nacional (2010). Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones. Quito, 8-12.
- Banco Mundial (2018). Crecimiento del PIB anual, recuperado de: <https://datos.bancomundial.org/indicador>
- Barragán, E., & Espinoza, J. (2015). *Políticas para la promoción de las energías renovables en el Ecuador. En: Energías renovables en el Ecuador. Situación actual, tendencias y perspectivas*. Universidad de Cuenca, Cuenca.

- Barragán, E., (2012). *Análisis, especificación y desarrollo de procedimientos de operación para la gestión de la energía eólica en el Ecuador*. Universidad de Cuenca, Cuenca.
- Bass, F. M. (1969). A New Product Growth for Model Consumer Durables. *Management Science*, 15(5), 215-227.
- Bellón, I. R., & Roche, I. C. (2016). El Proceso de Difusión de Nuevos Productos: Aplicación al Microondas y Compact Disc en España, 2-3.
- BP. (2018). BP of Statical Review of World Energy, 10-11.
- Bissegger, M. (2013). The future of solar in Latin America. Recuperado el 24 de Diciembre del 2018 de: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/05/the-future-of-solar-in-latinamerica>.
- Carvajal, S. (2013). Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales.
- CEDA (2013). Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador. Quito: María Eugenia Hidalgo, 23-32.
- CELEC. (2018). Unidad de Negocios Transelectric, Recuperado el 3 de junio del 2019 de: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/quienes-somos/la-empresa>
- Choudhury, N. (2013). PVTech tariff watch list, Recuperad el 24 de Diciembre del 2018: https://www.pv-tech.org/tariffs/ecuador_the_galapagos
- CIMA, (2016) WACC, recuperado de: www.cimaglobal.com
- 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>
- Conelec (2011). Regulación No. CONELEC 003/11,1-14.

CONELEC (2013). PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022. Quito.

CONSEJO NACIONAL DE PLANIFICACIÓN (2017). *PLAN NACIONAL BUEN VIVIR PARA EL 2017-2021*. Quito, pp.55 56.

Cooper, William D. Morgan et al (2001). Margart Business Forum Recuperado de:
http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/116186585_1.html

Córdova, L., & Abad, F. (2019). *Modelo de difusión de tecnologías de generación hidroeléctrica no convencional para el sistema de producción de energía eléctrica del Ecuador*. Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca.

Davis, C., (2012). Computational modeling of wind turbine wake interactions. Colorado State University, Spring

Deutsche Welle. (2012). Energías renovables en América Latina: ¿una cuestión de incentivos? Recuperado 13 de diciembre de 2018, de <https://www.dw.com>

Dirección Nacional Jurídica (2010). *CÓDIGO ORGÁNICO DE LA PRODUCCIÓN, COMERCIO E INVERSIONES, COPCI*. Quito, 12-13.

El-Fouly, T. M. (2007). *Wind Farms Production: Control and Prediction*. University of Waterloo, Canada.

Eliashberg J., & Challerjee R. (1986). The Innovation Diffusion Process in a Heterogeneous Population: A Micromodeling Approach. *Management Science*. 36(9), 1057-1079.

Embassy of the People's Republic of China in Grenada. (2018). The China-LAC cooperation fund, Grenada. Recuperado de: http://gd.china-embassy.org/eng/zlhz_1/zlhzjj/

Energy Professional Symposium, (2018). Solar Energy. Recuperado de: <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=36651>

- Filippini, M., & Luchsinger, C. (2005). Persistent and Transient Cost Efficiency – An Application to the Swiss Hydropower Sector: *Centre of Energy Policy and Economics Swiss Federal Institutes of Technology*, 1, 2-6.
- Ford, A., Vogstad, K., Flynn, H. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy*. 91–111.
- Forrester, J., (2011). Industrial Dynamics: After the first decade, *Management Science*, 14(7), 398-415.
- Foro nuclear. (2019). Fuentes de energía no renovables. Recuperado de: <http://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/fuentes-de-energia-no-renovables>
- Garavito, L., (2015). Simulación al servicio de la comunidad colombiana. Recuperado de: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4902829.pdf>
- Gaviria, J.A. (2014). Modelamiento y Simulación de Curvas de Aprendizaje para Tecnologías de Energía Renovable en Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- Gely, M., Manzur A., (2017). Procesos Químicos II, Argentina: Métodos Matemáticos de Optimización no Restringida-Búsqueda Multivariable. Recuperado de: <https://www.fio.unicen.edu.ar>
- Giraldo, D., Betancur, M. & Arango, S. (2010). Análisis metodológico para la modelación de la seguridad alimentaria a nivel nacional. *Facultad de ciencias agropecuarias*, 8(1), 10-12.
- Gomez, T., & Ribo, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 131–141.
- Gonzales, B., Múgica, B. (1998). La dinámica de sistemas como metodología para la elaboración de modelos de simulación. Universidad de Oviedo, Oviedo.

- Guillen, I., (2015). Estudio de viabilidad técnico – económica de un parque eólico en el T.M. en el perello (Tarragona). Universidad Politécnica de Valencia, Valencia.
- GWEC. (2017). Global Wind Report: Annual Market Update 2017, 17-18.
- GWEC. (2019). Global Wind Report 2018, Brussels, 40-56, recuperado el 27 de Julio del 2019 de: <https://gwec.net>
- Hasani-Marzooni M, Hosseini SH.(2012) Dynamic interactions of TGC and electricity markets to promote wind capacity investment. 46–57.
- Hsu C. (2012). Using a system dynamics model to assess the effects of capital subsidies and feed-in tariffs on solar PV installations.
- Modelo de dinámica de sistemas (2014). Modelo de dinámica de sistemas para la implantación de tecnologías de la información en la gestión estratégica universitaria, Universidad del País Vasco, Donostia.
- Investopedia. (2017) Word-Of-Mouth Marketing (WOM Marketing). Recuperado de: <https://www.investopedia.com/terms/w/word-of-mouth-marketing.asp>
- IRENA (2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Recuperado el 23 de Junio del 2019 de: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf
- IRENA. (2016). *Renewable Energy Auctions: Analyzing 2016*. 108.
- IRENA. (2017). *Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance*. 148.
- IRENA. (2018). *Global landscape of renewable energy finance*. 44.

- IRENA (2017) Overcoming Barriers to Authorizing Renewable Power Plants and Infrastructure, Recuperado el 24 de Diciembre del 2018 de: <https://www.irena.org>
- Jamalia, O., Emmanuel A., & Eng L.,(2018) Barriers of solar energy uptake and the potential for mitigation solutions in Barbados. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 935–949.
- Jamasb, T., Kohler, J. (2007) Learning curves for energy technology: a critical assessment. *Cambridge Working Papers in Economics 0752*, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Jara Cobos, N. G. (2018). Impacto de las políticas energéticas en la industria de la fabricación de refrigeradores domésticos en Latinoamérica: Caso México, Colombia y Ecuador (Tesis Doctoral). Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, Medellín, Colombia.
- Jara Cobos, N. G., & Isaza-Roldan, C. A. (2015). Influencia de las condiciones socioeconómicas y geográficas en la aplicación de políticas energéticas para la sustitución de refrigeradores domésticas (Tesis, Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín).
- Kaminski, K., & Lopes, T. (2009) Return on Investment. *Training and Development*
- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegl, T. (2018). *Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies*. 42.
- Koyama, K. (2018) 2017 Global Energy Situation Indicated by BP Statistics. *Perspective on the International Energy Landscape*.
- Kunsch, PL., Springael, J., Brans, P.(2004) The zero-emission certificates: a novel CO₂- pollution reduction instrument applied to the electricity market.86–99.
- LBA Industrial, (2019) Tipos de aerogeneradores y sus aplicaciones. Recuperado de: <https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/>

- Lin, B., Zhu, J. (2019). The role of renewable energy technological innovation on climate change: Empirical evidence from China. *Science of the Total Environment*, 695, 1505-1512.
- Lindman, A., Söderholm, P.(2011) Wind power learning rates: *A conceptual review and meta-analysis*. ELSEIVER 34, 754 761.
- Lindman, Å., & Söderholm, P. (2012). Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis. *Energy Economics*, 34(3), 754-761. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.05.007>
- LOSPEE (2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Quito, 16 17.
- Lyu, H., Li, H., Wallin, F. & XV, B. (2017) Research on Chinese Solar photovoltaic development based on green-trading mechanisms in power system by using a system dynamics model. ELSEIVER. 105(3960 – 3965).
- Mayorga, G. (2015). Estudio de Factibilidad de la Producción Energética en el Ecuador y sus Proyecciones con la Matriz Productiva. Universidad de Guayaquil, Guayaquil.
- MEER. (2013). Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 3-12.
- MERNNR. (2019). Planificación estratégica, Recuperado 23 de octubre de 2019 de: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/planificacion-estrategica/>
- Melse, E., (2006) The Financial Accounting Model from a System Dynamics' Perspective. *Munich Personal RePEc Archive*, 7624(10), 2-10.
- Micheli S. (2012). The Learning-by-doing Effects in the Wind Energy Sector. *International Association for Energy Economics*.

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). La oferta total de energía del Ecuador en el BEN 2017. *BEN 2017*. Recuperado desde: <https://www.iner.gob.ec>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017). Plan Maestro de Electricidad 2016-2025. Quito: Media naranja publicidad, 94-14.
- Mollocana, J., (2017) Recuperado el 18 de junio de 2017 de: <http://shigra.net-learning.org/mahara/artefact/artefact.php?artefact=1279&view=370&block=3263>
- Marcillo Morla, F. (2010). *Manejo de costos y administración financiera de empresas acuícolas*. Recuperado de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/8854>
- Morlán, I. (2010). Modelo de Dinámica de Sistemas para la implantación de tecnologías de la información en la gestión estratégica universitaria. Tesis de Doctorado. Universidad del País Vasco, San Sebastián, España
- Nair, K., (2013). Dynamics of Financial System: A System Dynamics Approach, *International Journal of Economics and Financial Issues*, 3(1), 14-26.
- Neij, L., (1997). Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy Policy* 23 (13), 1099–1107.
- Neij, L., (1999). Cost dynamics of wind power. *Energy* 24 (5), 375–389.
- Nguyen, T., Cook. S. & Ireland,V. (2017). Application of System Dynamics to Evaluate the Social and Economic Benefits of Infrastructure Projects, *Systems*, 5(27), 2-21
- NREL. (2007). Renewable Portfolio Standards in the States: Balancing Goals and Implementation Strategies (No. NREL/TP-640-41409, 922148). <https://doi.org/10.2172/922148>

- Ochoa P. (2007). Policy changes in the Swiss electricity market: analysis of likely market responses.
- Parra, J., (2015). Análisis de Métodos de Optimización Metaheurística para la Calibración de Modelos en Dinámica de Sistemas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- Pasquevich, D., (2016). La creciente demanda mundial de energía frente a los riesgos ambientales, *Asociación argentina para el progreso de las ciencias*. 1-21.
- Pinto, D., (2013). Propuesta de aportes regulatorios para el fomento de energías renovables en el Ecuador, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Pito, S. (2016). Los incentivos tributarios que promueven el uso de energías renovables en el desarrollo de inversiones nuevas en el Ecuador, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Quito.
- PLANEE. (2106). Plan Nacional de Eficiencia Energética. Recuperado el 21 de Junio del 2019 de: <https://www.celec.gob.ec/hidronacion/images/stories/pdf/PLANEE%20version%20espa%C3%B1ol.pdf>
- Qudrat-Ullah H, Davidsen PI. (2001). Understanding the dynamics of electricity supply, resources and pollution: Pakistan's case. *Energy*. 600–606.
- Qudrat-Ullah H, Karakul M. (2007). Modelling for policy assessment in the electricity supply sector of Pakistan. *Int J Energy Sect Manag*. 230-250.
- Pineda, Luz & A Smith, Ricardo & V Guzmán, José & C Rave, Claudia & Dyner, Isaac. (2018). A system dynamics microworld for the investment in electrical generation capacity in Latin America. 57-4.
- Ramos, Q. (2011). Energías renovables: la ausencia de los verdaderos incentivos. *Derecho Ambiental y Ecología*.
- 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.
doi:10.1016/j.rser.2009.11.007, 39-40.

Reinoso, Fran & Jara, Nelson & Nieto, Cesar & Gallón, Luciano & Giraldo, Diana. (2016). Analysis Of Projects Electricity Generation Using Geothermal Energy Sources Through The Methodology Of System Dynamics: Ecuador Case. CLADS 2016.

Reinoso, F. Z. R., Jara, N. G. J., Pino, P. J. G. del, & Londoño, C. N. (2016). Caracterización del flujo de aire en colinas para el emplazamiento de parques eólicos. *Ingenius*, (15), 17-26.
<https://doi.org/10.17163/ings.n15.2016.02>

REN21. (2014). The First Decade: 2004 - 2014. 10 Years of Renewable Energy Progress, 5-6.

Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. (2018). REVE: *Eólica en Ecuador: parque eólico Villonaco con aerogeneradores de Goldwind*, Recuperado desde: <https://www.evwind.com>

Rodríguez, L. & López, M. (2016). Aplicación de técnicas de validación de un modelo de simulación de Dinámica de Sistemas caso de estudio, *Revista Latinoamericana de Ingeniería de Software*, 4(4) 187-196

Rogers, E. M. (1983). Diffusion of innovations (3rd edition). New York, London: Free Press, Collier Macmillan.

Santos, L., Soares, I., Mendes, C., & Ferreira, P. (2014). *Real options versus traditional methods to assess renewable energy projects*. Renewable Energy, 68, 588-594.

Sarmiento, A., & López, E. (2017). Una comparación cualitativa de la Dinámica de Sistemas, la simulación de eventos discretos y la simulación basada en agentes, *Ingeniería Industrial*, 35, 27-52

Sociedad y Energía. (2015). 3.4. Mecanismos de apoyo a las energías renovables. Recuperado 13 de diciembre de 2018, de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-mecanismos-de-apoyo-a-las-energias-renovables/>

Sterman, J. D. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Massachusetts Institute of Technology: McGraw-Hill.

Sorrels, J.(2017). *Cost Estimation: Concepts and Methodology*, U.S. Environmental Protection Agency

Talayero, A., Telmo, E., (2011). *Energía eólica (Vol. II)*. Zaragoza España, Prensas universitarias de Zaragoza.

Torres J. & Paredes J. (2017) Análisis de rentabilidad económica de los nuevos alojamientos turísticos regulados por el ministerio de turismo en el año 2015 para determinar el punto de equilibrio en puerto ayora – galápagos. Universidad Central del Ecuador, Galápagos

UNED, (2009) Introducción a la energía eólica, Madrid, 2-80.

University of Queensland. (2017). *UQx Carbon101x 1.2.1.1 Externalities and the «Social Cost of Carbon»*. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?time_continue=195&v=4DFpie657jY

Windustry. (2018). How much do wind turbines cost? Recuperado 6 de diciembre de 2018, de <http://www.windustry.org>

Wright, T. P. (1936). Factors Affecting the Cost of Airplanes. *Journal of the Aeronautical Sciences*, 3(4), 122-128. <https://doi.org/10.2514/8.155>

World Energy Council. (2019). Wind, Recuperado el 27 de julio del 2019 de: <https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/wind/>

Yang, X.-S. (2010). *Engineering Optimization*. Hoboken, 201, 8-45.

ANEXO 1 - A Demanda histórica y futura del S.N.I

Demanda histórica

El PME 2007-2016 presento un estudio acerca de la proyección de la demanda tomando en cuenta variables y parámetros como: El PIB, metas de pérdidas y cobertura del servicio eléctrico, hoy en día podemos comparar que tan certero fue ese estudio comparándolo con la demanda real de 2007-2016, la figura 31 muestra la comparación entre la demanda historia y real del 2007-2016 con una desviación promedio anual del 1.7%, la demanda real fue menor que la proyectada con lo cual esta se cubrió exitosamente con la implementación de nuevas centrales de generación, consiguiendo así un aumento considerable en la autonomía eléctrica del Ecuador. ([Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017](#))

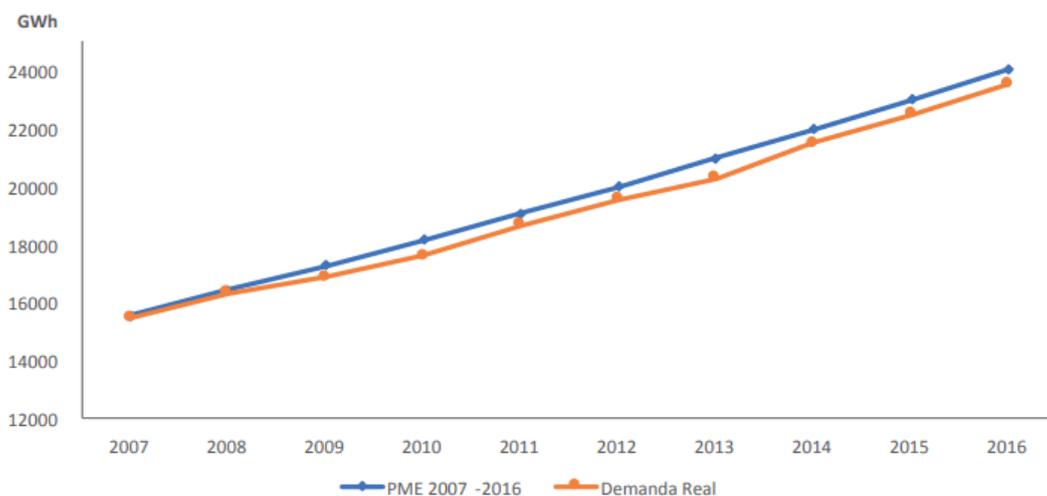


Figura 34. Demanda eléctrica 2007-2016 real vs proyectada

Fuente: [Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017](#)

Proyección de la demanda

El PME elaboro la proyección de la demanda con base en una hipotesis que considera el crecimiento tendencial de la demanda, con el uso de modelos econométricos, crecimiento de la población, análisis histórico y crecimiento del PIB, los resultados se presentan en la Figura 32.

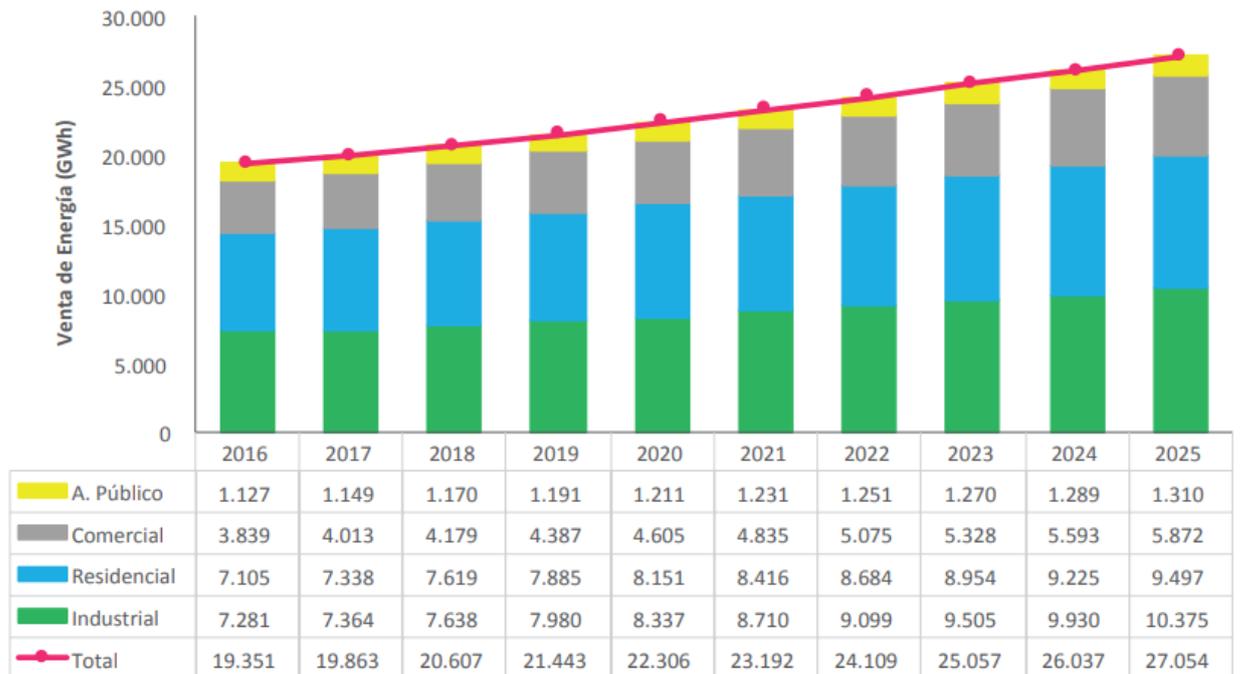


Figura 35. Demanda eléctrica proyectada 2016-2025

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017.

Anexo 1, B - Modelo de difusión de energía eólica del Ecuador

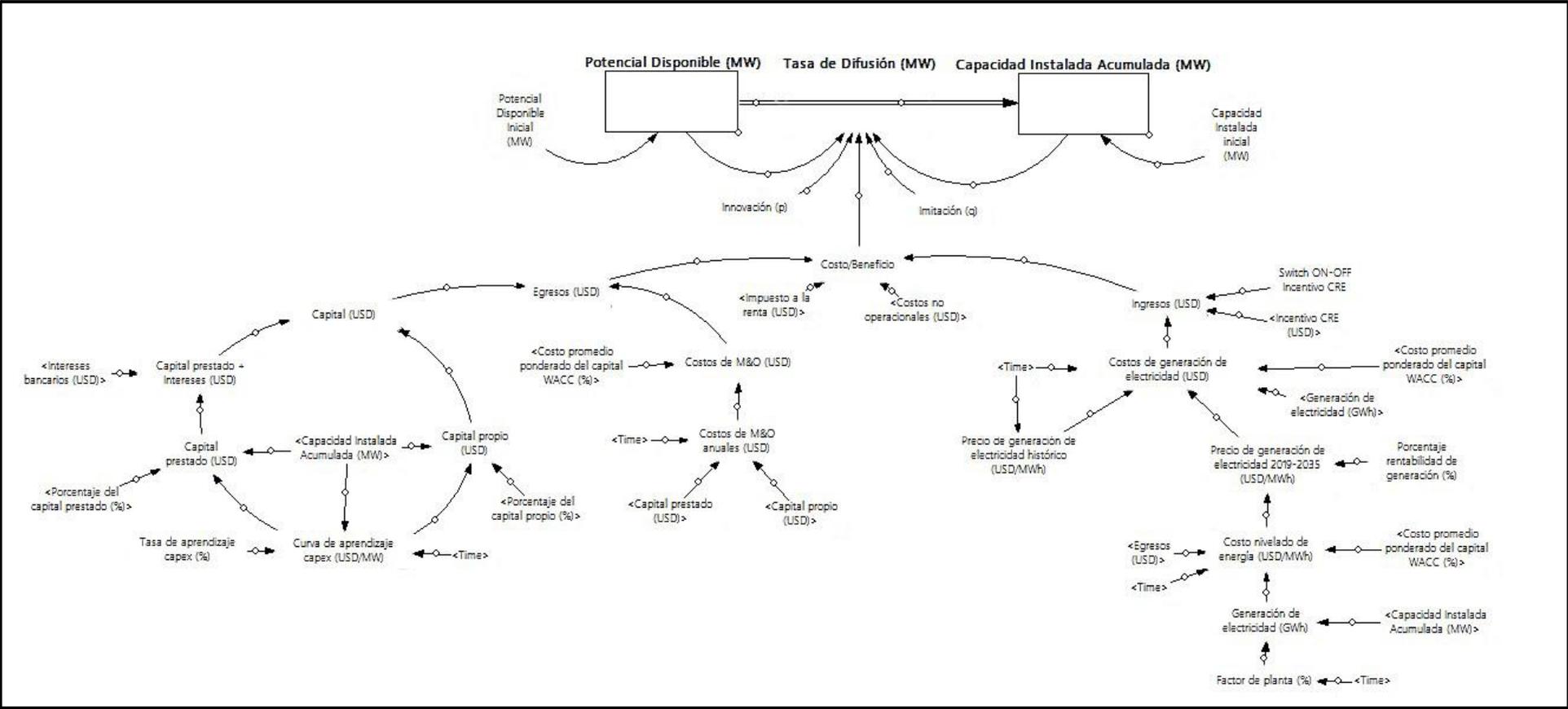


Figura 36. Diagrama de Forrester del modelo de difusión de energía eólica.

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 1, C – Incentivos financieros propuestos

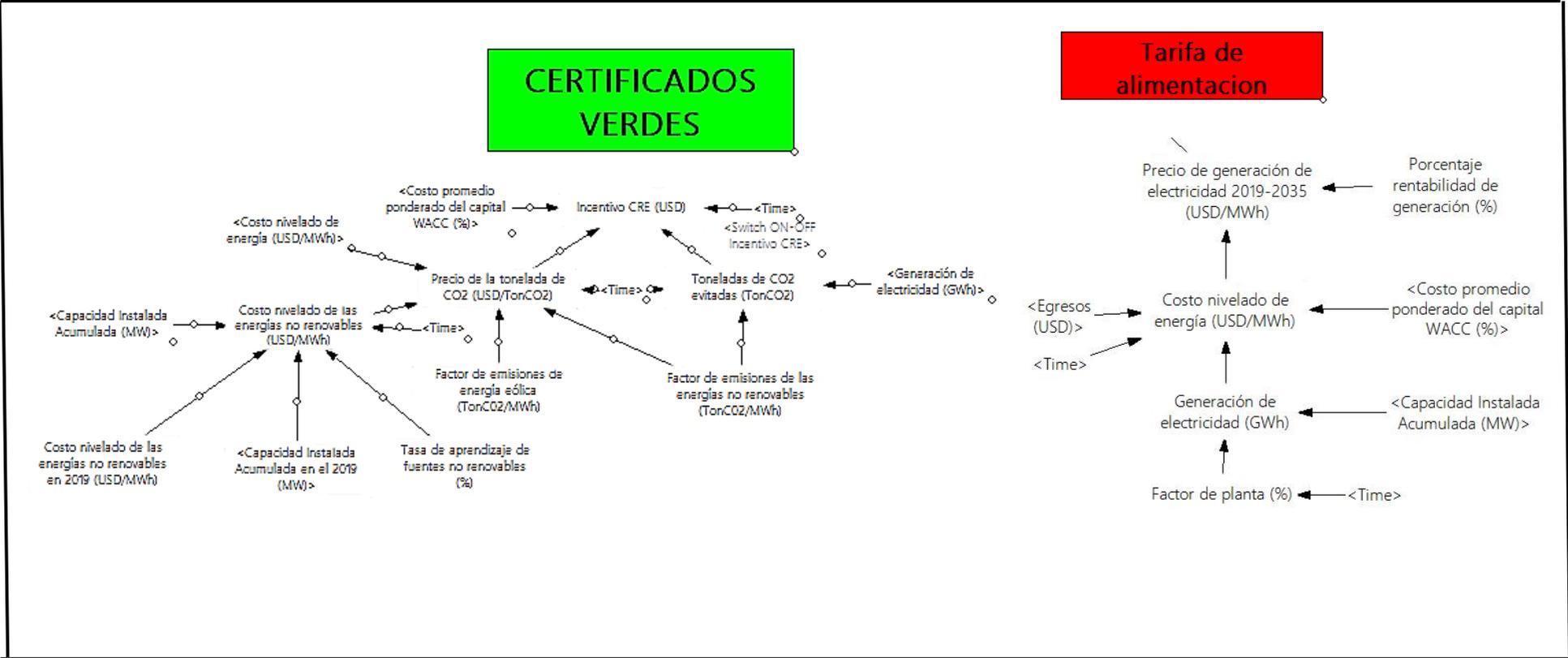
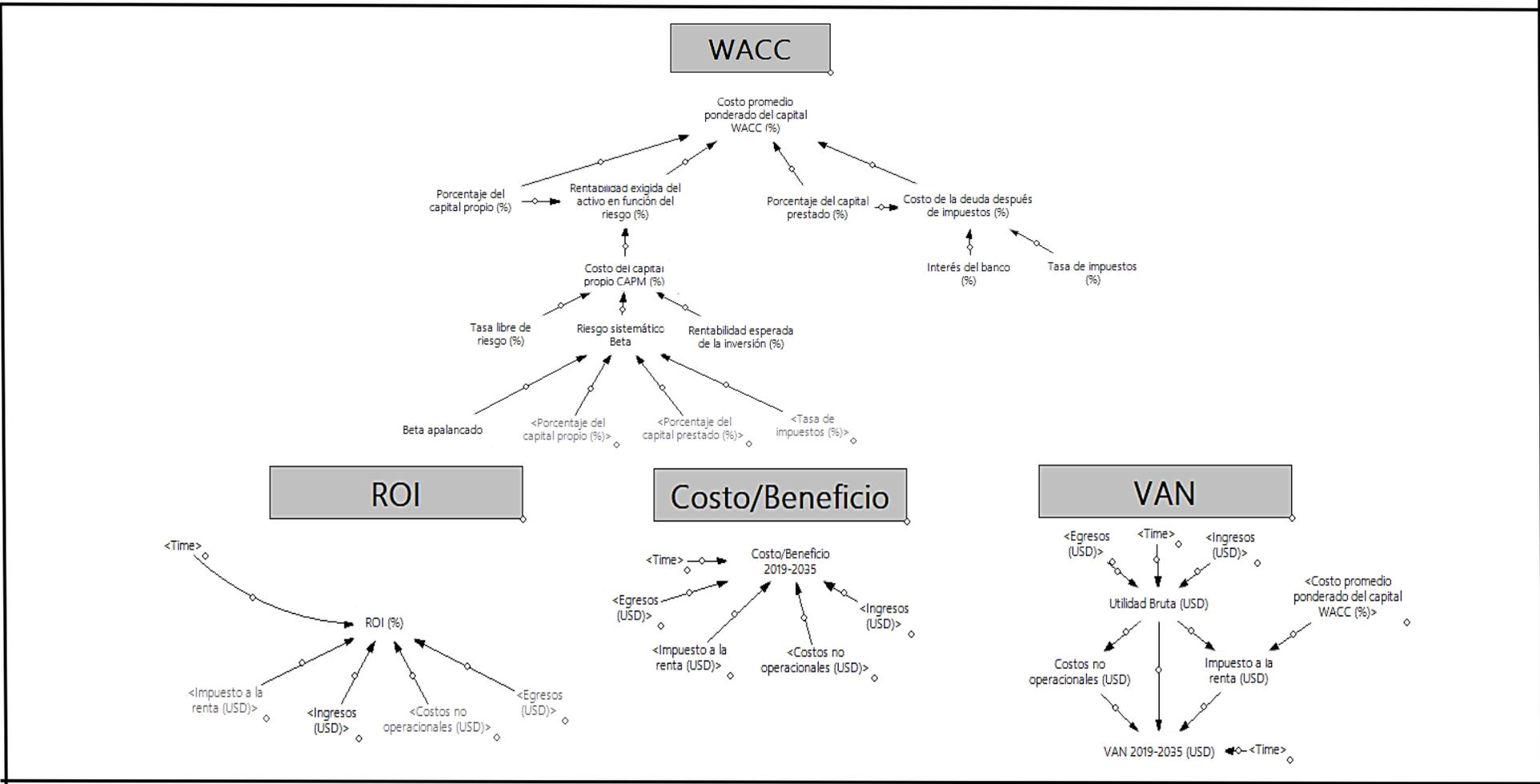


Figura 37. Diagrama de Forrester de incentivos financieros propuestos.

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 1, D – Indicadores financieros



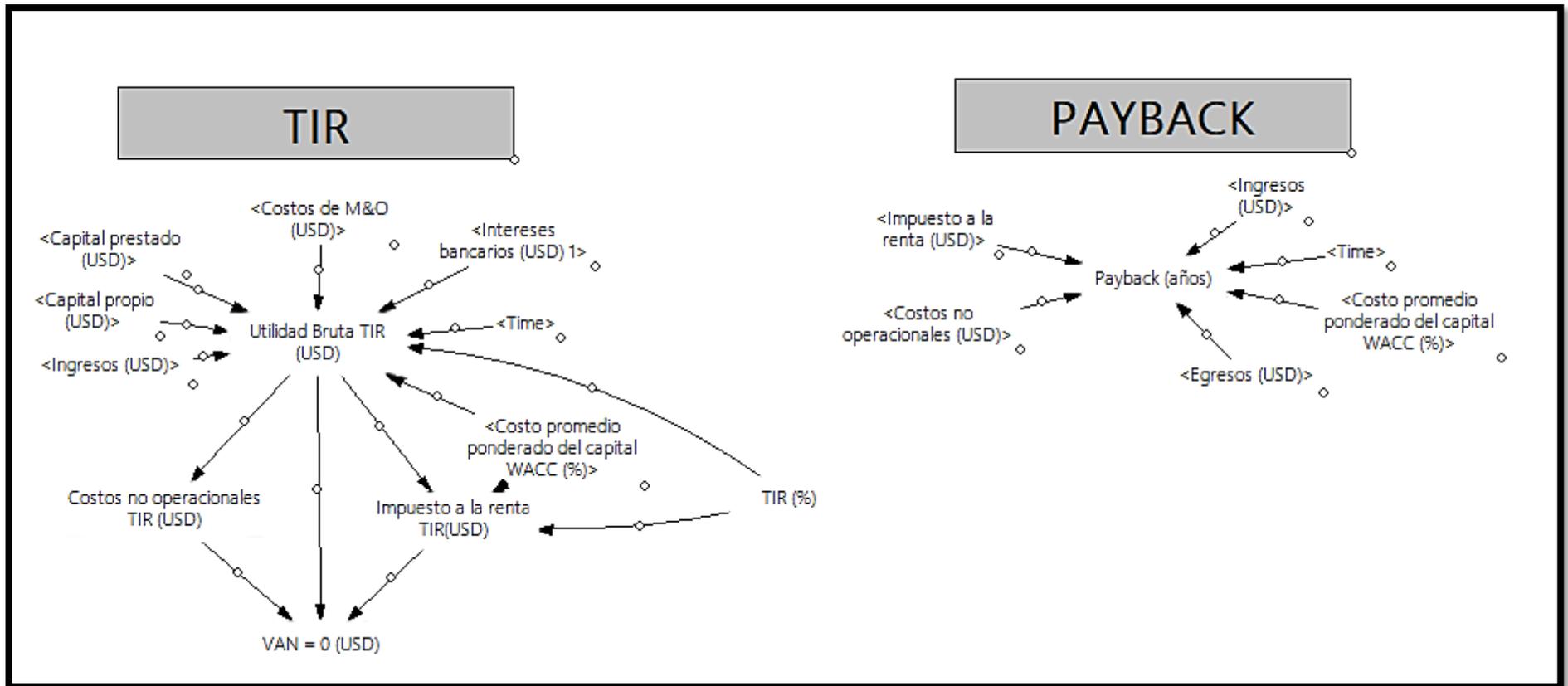


Figura 38. Diagrama de Forrester de indicadores financieros. Fuente: Elaboración propia

Anexo 2 – A, Principales formulas y parámetros usadas en el modelo de difusión

Tabla 14. Ecuaciones y parámetros principales usados en el modelo de simulación.

| Variables / parámetros | Descripción | Unidades | Ecuación / Valor |
|--|--|-----------|--|
| Capacidad Instalada Acumulada C_{acum} | Representa la difusión de la tecnología eólica a consecuencia de los usuarios potenciales y tasa de difusión | MW | Tasa de Difusión |
| Capacidad Instalada Inicial | Representa los MW instalados al inicio de la simulación | MW | 21.15 |
| CAPEX | Costos totales de inversión | USD/Año | $(C_p + C_f + Intereses)$ |
| Capital propio (C_p) | Representa el porcentaje de patrimonio a invertir | USD | $\%C_p \cdot C_{acum} \cdot Curva\ de\ aprendizaje$ |
| Capital financiado (C_f) | Representa el porcentaje de dinero que será financiado | USD | $\%C_f \cdot C_{acum} \cdot Curva\ de\ aprendizaje$ |
| Costos Anuales $M\&O_{anual}$ | Son los costos de operación y mantenimiento anuales | USD/Año | $(C_p + C_f)0.03$ |
| Costos no operacionales | Son las utilidades que se le deberá pagar a los trabajadores | % | 25 |
| Costos Totales M&O (OPEX) | Son los costos de operación y mantenimiento de la vida útil del parque | USD | $M\&O_{anual} \cdot \frac{(1-(1+WACC)^{-20}}{WACC}$ |
| Curva de Aprendizaje | | USD/MW | $1.7 \times 10^6 \cdot \left(\frac{C_{acum}}{18.9}\right)^{\gamma}$ |
| Elasticidad del aprendizaje (γ) | | | $\frac{\text{Log}(1 - LR)}{\text{Log } 2}$ |
| Generación Anual | Es la producción anual de energía de un parque eólico | $GWh/año$ | $EAP_p = (EN_p \left(8760 \frac{horas}{año}\right) \cdot f_{planta} \cdot P_i \cdot P_m \cdot P_t) / 1000$ |

| Impuesto a la renta | Impuesto sobre la utilidad neta con excepción de los 5 primeros años de operación | % | 22 |
|--------------------------------------|--|-----------------|--|
| Variables / parámetros | Descripción | Unidades | Ecuación / Valor |
| Intereses | Representan los intereses bancarios para cubrir el préstamo | % | 2 |
| Imitación q | Probabilidad de que un imitador adopte un producto que otros ya adoptaron | | 0.0881 |
| Innovación p | Probabilidad de espontaneidad de adoptar un nuevo producto por parte de un innovador | | 0.00185 |
| LCOE | Costo nivelado de energía | USD/MW | $\frac{\frac{Capex+M\&O+impuestos}{(1+i)^n}}{\frac{Generacion\ Anual}{(1+i)^n}}$ |
| Potencial disponible P_d | Potencial que decrecerá a medida que se incremente la tasa de difusión | | <i>(-Tasa de difusión)</i> |
| Potencial disponible inicial P_i | Es el potencial disponible desde el año 2019 | MW | 862.85 |
| Precio de generación de electricidad | Es el precio de referencia asignado para proyectos eólicos de iniciativa privada | USD/MWh | LCOE+(LCOE.rentabilidad (Feed in tariff)) |
| Precio histórico | Son los precios preferenciales de energía asignados por el CONELEC | USD | Tabla 12, 13, 14 y 15 |
| Tasa de aprendizaje (LR) | Es el producto de la experiencia | % | 13.36 |

| | | | |
|------------------|--|----|---|
| Tasa de difusión | El la rapidez con la que se difunde una tecnología | MW | $(p * P_d) + \left(\frac{\text{Costo}}{\text{Beneficio}} \cdot q \cdot P_d \cdot \left(\frac{C_{acum}}{C_{acum} + P} \right) \right)$ |
|------------------|--|----|---|

| Variables / parámetros | Descripción | Unidades | Ecuación / Valor |
|------------------------------------|---|----------|---|
| Indicadores de rentabilidad | | | |
| CCA | Es el costo de capital anualizado | USD/Año | $CR = \frac{i(1+i)^n}{((1+i)^n - 1)}$ |
| Retorno sobre la inversión | Es el tiempo de recuperación de la deuda | | $\frac{\text{Inversion}}{\text{Flujo de caja anual}}$ |
| ROI | Es una tasa que representa el retorno de la inversión | % | $\frac{\text{Ganancia por la inversion} - \text{Costo de inversion}}{\text{Costo de inversion}} \times 100$ |
| TIR | Tasa a la cual el VAN es cero, es decir la mínima rentabilidad que se espera de un proyecto | % | $0 = \sum_{n=0}^t \frac{C_n}{(1+r)^n}$ |
| VAN | Diferencia de ingresos y egresos traídos al presente | - | $\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$ |
| WACC | Es el costo promedio ponderado de capital | % | $WACC = CAPM \cdot C_p + i\%(1-T) \cdot C_f$ |

| Variables / parámetros | Descripción | Unidades | Ecuación / Valor |
|------------------------------|--|------------|------------------|
| Incentivo Verde | | | |
| Factor de emisiones (Carbón) | Son las emisiones de CO2 que se producen por cara MWh generado | TonCO2/MWh | 0.862 |

| | | | |
|---|---|------------|--|
| Factor de emisiones (Eólica) | Son las emisiones de CO2 que se producen por cara MWh generado | TonCO2/MWh | 0.015 |
| Incentivo CRE | Pago por toneladas de CO2 evitadas | USD | $\$_{CO2} \cdot CO2_{evitado} \frac{(1 - (1 + WACC)^{-20})}{WACC}$ |
| LCOE(eolica)₂₀₁₉ | Es el precio de generación de energía eólica en el 2019 según el modelo | MW | 31.23 |
| LCOE₂₀₁₉₋₂₀₃₅ | Es el precio nivelado de energía no renovable calculado del 2019-2035 | USD/MWh | $LCOE_{no\ renovable} \cdot \left(\frac{C_{acum}}{LCOE(eolica)_{2019}} \right)^y$ |
| LCOE energías no renovables en 2019 LCOE_{no renovable} | Es el costo de generar energía a partir del carbón en el 2019 | USD/MWh | 74.32 |
| Precio de tonelada de CO2 \\$_{CO2} | | USD/TonCO2 | $\frac{LCOE_{no\ renovable} - LCOE}{LCOE_{no\ renovable} - \text{Factor de emisiones (Eólica)}}$ |
| Tasa de aprendizaje de energías no renovables | Es la experiencia con tecnologías de energía no renovable | % | 8.3 |
| Toneladas de CO2 evitadas CO2_{evitado} | Toneladas de CO2 evitadas al sustituir carbón por energía eólica | TonCO2 | Factor de emisiones (Carbón). Generación Anual |

*Nota: Elaboración propia.

ANEXO 2 – B Parámetros usados en la simulación del histórico

Simulación del caso base

La simulación de la difusión histórica de la energía eólica en el Ecuador, se realizó en un periodo de tiempo desde el 2007 que fue cuando se instaló el parque eólico San Cristóbal (Primer parque eólico del Ecuador), hasta el presente año 2019, Para la simulación del caso base usaremos los parámetros optimizados de p y q , la tabla 10 muestra los parámetros usados en la simulación del caso base.

Tabla 15. *Parámetros usados para la simulación del caso base.*

| p | q | Tasa de aprendizaje (%) | Pot. inicial (MW) | Pot. Disponible inicial (MW) | Imp. A la renta (%) | Imp. No operacionales (%) |
|---------|--------|-------------------------|-------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|
| 0.00185 | 0.0881 | 13.36* | 2.4 | 881.6 | 25 | 15 |

*Nota: Elaboración propia, el valor de tasa de aprendizaje corresponde a los CAPEX y OPEX

Factor de planta:

El factor de planta depende netamente de la velocidad del viento y de la posición geográfica del parque eólico, al tener tres parques actualmente operando, se seleccionó, para el año del 2007 hasta el 2012 el factor de planta para San Cristóbal, el cual se encuentra en la Galápagos, y para el año 2013 hasta el 2019 el factor de planta histórico del proyecto de mayor penetración, es decir el parque eólico Villonaco, los valores se presentan en la tabla 11.

Tabla 16. Factor de planta usados en la simulación del caso base.

| Año | Factor de planta (%) |
|------|----------------------|
| 2007 | 12.57 |
| 2008 | 12.57 |
| 2009 | 12.57 |
| 2010 | 12.57 |
| 2011 | 12.57 |
| 2012 | 12.57 |
| 2013 | 36.60 |
| 2014 | 52.38 |
| 2015 | 63.86 |
| 2016 | 53.83 |
| 2017 | 46.49 |
| 2018 | 46.49 |
| 2019 | 46.49 |

*Nota: Elaboración propia.

ANEXO 2 - C Parámetros usados en la simulación con esquemas de incentivos

Simulación con esquemas de incentivos

La simulación de la futura difusión de la energía eólica en el Ecuador, se realizó en un periodo de tiempo desde el año 2019 hasta el año 2035, Este periodo de tiempo atiende a las necesidades del Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 [PLANEE \(2016\)](#) el cual afirma que: “El principal objetivo es incrementar el uso eficiente de los recursos energéticos a fin de reducir la importación y uso de derivados del petróleo, contribuir a la mitigación del cambio climático y crear una cultura de eficiencia energética respalda por una sólida base jurídica e institucional.”

Los parámetros usados en la simulación con incentivos se presentan en la tabla 15

Tabla 17. Parámetros usados para la simulación de escenarios de incentivos.

| Parámetro | Valor |
|--|---------|
| p | 0.00185 |
| q | 0.0881 |
| Tasa de aprendizaje [%] | 13.36 |
| Potencial inicial utilizado [MW] | 21.15 |
| Potencial Disponible Inicial [MW] | 862.85 |
| Imp. A la renta [%] | 25 |
| Imp. No operacionales [%] | 15 |
| Capital financiado [%] | 70 |
| Capital propio [%] | 30 |
| Plazo de devolución del financiamiento [años] | 20 |
| Tasas de interés anual [%] | 2 |
| Factor de emisiones de energía eólica [TonC02/MWh] | 0.015 |
| Factor de emisiones de las energías no renovables [TonC02/MWh] (Carbón) | 0.862 |

Factor de planta [%]

0.4

*Nota: Elaboración propia.

