



Planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante herramientas de optimización.

Basantes Romero, Jorge Alejandro y Macías Bermúdez, Manuel Alejandro

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD

17 de agosto del 2022

Latacunga

Reporte de verificación de contenido



TESIS-OPTI-GALAPAGOS-BASANTES-MACIAS.pdf

Scanned on: 3:52 August 18, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	139
Words with Minor Changes	30
Paraphrased Words	36
Omitted Words	1365



Firmado electrónicamente por:
DIEGO EDMUNDO
ORTIZ VILLALBA



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Departamento de Eléctrica y Electrónica
Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación “**Planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante herramientas de optimización.**”. Fue realizado por los señores **Basantes Romero, Jorge Alejandro y Macías Bermúdez, Manuel Alejandro**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 17 de agosto de 2022

Una firma manuscrita en tinta azul sobre una línea horizontal.

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD (c)

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Basantes Romero, Jorge Alejandro** y **Macías Bermúdez, Manuel Alejandro**, con cédulas de ciudadanía n° 0504380684 y 1722211602 declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante herramientas de optimización.** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 17 de agosto del 2022

Basantes Romero, Jorge Alejandro

C.C.: 0504380684

Macías Bermúdez, Manuel Alejandro

C.C.:1722211602



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros, **Basantes Romero, Jorge Alejandro** y **Macías Bermúdez, Manuel Alejandro**, con cédulas de ciudadanía n° 0504380684 y 1722211602, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante herramientas de optimización**. en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 17 de agosto del 2022

Basantes Romero, Jorge Alejandro

C.C.: 0504380684

Macías Bermúdez, Manuel Alejandro

C.C.:1722211602

Dedicatoria

La presente investigación se la dedico a:

A mis padres quienes me dieron el apoyo día tras día para alcanzar la meta tan anhelada de culminar la carrera universitaria.

A mis abuelitos Jorge Romero y Georgina Ibáñez que siempre son la fuente de inspiración para seguir adelante y no rendirme nunca.

A mi familia por su preocupación y ánimos brindados a lo largo de la vida.

Jorge Basantes

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo a mis padres Manuel y Alexandra, por todo el amor, sacrificio y apoyo incondicional que me brindaron para alcanzar este tan anhelado objetivo de vida.

A mi abuelita Teresa que a lo largo de mi vida ha sido un pilar fundamental y una fuente de inspiración para jamás rendirme.

A mis hermanas Aura y Teresa por su apoyo incondicional y siempre creer en mí y a mi sobrina Brianna que llegó a esta vida para darme más fuerzas y ganas de vivir.

Manuel Macías

Agradecimiento

Agradezco:

A mi padre Marco Basantes por todo el apoyo y consejos que me ha brindado para seguir adelante y nunca rendirme, a más de ser mi ejemplo a seguir como persona y profesional.

A mi madre Sonia Romero por el amor y preocupación de madre que siempre ha estado presente.

A todos los docentes que me transmitieron todos sus conocimientos y buscaron formarme como un excelente profesional, pero en especial al Dr. Diego Ortiz quien ha confiado en mí para ser uno de sus tesisistas y apoyarme con sus amplios conocimientos para realizar la tesis, además de ser una excelente persona y un ejemplo para seguir profesionalmente.

Finalmente quiero agradecer a la Universidad de las Fuerzas Armadas por abrirme sus puertas y formarme profesionalmente.

Basantes Romero Jorge

Agradecimiento

Agradezco:

A mis padres Manuel Macías y Alexandra Bermúdez por siempre confiar en mí, por el arduo trabajo, por sus consejos y por todo el apoyo que me han brindado en esta etapa de mi vida, por ser un gran ejemplo a seguir y por los valores y principios que toda la vida se me inculcaron. A mis hermanas que siempre que tenían la posibilidad me ayudaban a seguir adelante y alcanzar el objetivo anhelado y a mi abuelita que siempre me daba ganas de seguir adelante.

A mis amigos de la vida por siempre estar presentes en los momentos buenos y más aún en los momentos malos. A mis amigos de la universidad con los que compartimos muchos momentos de felicidad y tristeza, pero siempre saliendo adelante y atravesando obstáculos. A todos quienes hicieron posibles los logros alcanzados en Robótica y como no al Club de Robótica por aceptarme y enseñarme mucho

A los docentes con quienes tuve el agrado de encontrarme en mi vida universitaria, en especial al ing. Freire y por supuesto a nuestro director de tesis, el Dr. Diego Ortiz por sus consejos, paciencia y el conocimiento compartido.

Finalmente, quiero agradecer a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE por formarme como persona y como profesional.

Manuel Macías

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenido.....	2
Certificación.....	3
Responsabilidad de Autoría.....	4
Autorización de Publicación.....	5
Dedicatoria	6
Dedicatoria	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de contenidos	10
Índice de figuras	13
Índice de tablas	17
Nomenclatura.....	18
Resumen.....	21
Abstract	22
Capítulo I: Problemática	23
Antecedentes.....	23
Justificación e Importancia	24
Alcance del Proyecto	25
Objetivos.....	26
<i>Objetivo General</i>	26

<i>Objetivos específicos</i>	26
Capítulo II: Estado del arte	28
Revisión del estado del arte	28
Evaluación de recursos renovables disponibles en una localidad	30
Inserción de vehículos eléctricos	31
Capítulo III: Metodología	33
Marco metodológico	34
Modelo matemático	36
Sensibilidades para modelación y simulación	44
Capítulo IV:Caso de estudio	45
Estado energético actual de las islas Galápagos	45
Políticas ambientales para el emplazamiento de tecnologías ERNC en las islas Galápagos	50
Evaluación de recursos renovables disponibles en las islas Galápagos	52
Proyección de la demanda	55
<i>Proyección de la demanda base</i>	55
<i>Proyección de la demanda de vehículos eléctricos</i>	56
Escenarios y sensibilidades a evaluar	63
Portafolio de inversiones	64
Capítulo V: Análisis de resultados	73
Caso base, descarbonización agresiva y línea de 34,5kV	73
Caso base, descarbonización pasiva y línea de 34,5kV	79

Caso base, descarbonización agresiva y línea de 69 kV	84
Caso base, descarbonización pasiva y línea de 69kV	89
Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización agresiva y línea de 34,5 kV	94
Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización pasiva y línea de 34,5kV.....	99
Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización agresiva y línea de 69 kV	104
Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización pasiva y línea de 69kV.....	109
Análisis económico.....	116
Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones.....	118
Conclusiones.....	118
Recomendaciones.....	120
Bibliografía	121
Anexos.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	<i>Diagrama de la metodología general.....</i>	33
Figura 2	<i>Metodología para proyección de vehículos eléctricos.....</i>	35
Figura 3	<i>Consumo energético por sector de las islas Galápagos</i>	46
Figura 4	<i>Detalle por tipo de combustible importado al archipiélago en el año 2018.....</i>	47
Figura 5	<i>Matriz de generación eléctrica Galápagos 2020.....</i>	49
Figura 6	<i>Generación y almacenamiento existente en las islas Galápagos</i>	50
Figura 7	<i>Zonificación de la Reserva de Parque Nacional Galápagos</i>	51
Figura 8	<i>Página principal de la aplicación web PVGIS</i>	53
Figura 9	<i>Página principal de aplicación web GLOBAL WIND ATLAS</i>	54
Figura 10	<i>Resultado del análisis de Weibull con resolución anual.....</i>	55
Figura 11	<i>Demanda eléctrica actual y proyectada de la isla Santa Cruz</i>	56
Figura 12	<i>Perfil de carga total proyectado para vehículos eléctricos</i>	62
Figura 13	<i>Planificación óptima con sus respectivos escenarios y sensibilidades.....</i>	64
Figura 14	<i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	73
Figura 15	<i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	74
Figura 16	<i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	75
Figura 17	<i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.....</i>	75
Figura 18	<i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	76
Figura 19	<i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	77
Figura 20	<i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.....</i>	77

Figura 21 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	78
Figura 22 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	79
Figura 23 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	80
Figura 24 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	80
Figura 25 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	81
Figura 26 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	82
Figura 27 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	82
Figura 28 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	83
Figura 29 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	84
Figura 30 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	85
Figura 31 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	85
Figura 32 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	86
Figura 33 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	87
Figura 34 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	87
Figura 35 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	88
Figura 36 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	89
Figura 37 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	90
Figura 38 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	90
Figura 39 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	91
Figura 40 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	92
Figura 41 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	92

Figura 42 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	93
Figura 43 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	94
Figura 44 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	95
Figura 45 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	95
Figura 46 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	96
Figura 47 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	97
Figura 48 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	97
Figura 49 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	98
Figura 50 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	99
Figura 51 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	100
Figura 52 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	100
Figura 53 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	101
Figura 54 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	102
Figura 55 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	102
Figura 56 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	103
Figura 57 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	104
Figura 58 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	105
Figura 59 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	105
Figura 60 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	106
Figura 61 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	107
Figura 62 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	107

Figura 63 <i>Mapa de tecnologías existentes y proyectadas</i>	108
Figura 64 <i>Detalle por tecnología existe y candidata</i>	109
Figura 65 <i>Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano</i>	110
Figura 66 <i>Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano</i>	110
Figura 67 <i>Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano</i>	111
Figura 54 <i>Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano</i>	112
Figura 55 <i>Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano</i>	112

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Situación actual de ELECGALAPAGOS S.A.....	48
Tabla 2 Distribución de áreas aptas para el emplazamiento de ERNC	52
Tabla 3 Informe técnico de vehículos registrados y matriculados por la ANT 2013.....	57
Tabla 4 Censo del parque vehicular para el 2020.....	57
Tabla 5 Proyección de la tasa de crecimiento vehicular por tipo de vehículo	59
Tabla 6 Proyección del parque vehicular para el 2040.....	60
Tabla 7 Vehículos eléctricos considerados para el estudio	61
Tabla 8 Características del panel fotovoltaico Akcome SK8610M355.....	65
Tabla 9 Costo de inversión generación fotovoltaica	66
Tabla 10 Características técnicas turbina eólica	67
Tabla 11 Costos de inversión por turbina eólica	67
Tabla 12 Factores a considerar para costos operativos termoeléctricos.....	69
Tabla 13 Características técnicas del conductor submarino	70
Tabla 14 Costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 34.5 kV.....	70
Tabla 15 Costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 69 kV.....	71
Tabla 16 Resumen de resultados y costo	113
Tabla 17 Desglose anual del retorno de inversión	115

Nomenclatura

α : función de relieve que va desde 0.10 a 0.40.

η^{inv} : Eficiencia del inversor para planta fotovoltaica.

θ : Ángulo de voltaje.

π_s : Probabilidad de ocurrencia de escenarios.

σ : Variable de decisión binaria para determinar la ausencia o presencia de una línea de distribución/subtransmisión.

A_{panel} : Área del panel fotovoltaico.

A_{total_PV} : Área total de la planta fotovoltaica.

A_{total_PW} : Área total del parque eólico.

BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía.

Bess_insta: Potencia instalada del BESS.

C_{diesel} : Costo por kW de generación termoeléctrica.

$C_{línea}$: Costo por línea de distribución/subtransmisión.

$C_{paneles}$: Costo por panel fotovoltaico.

$C_{turbinas}$: Costo por turbina eólica.

CENS: Costo por kW de la energía no suministrada.

CD_{BESS} : Costo de descarga del BESS por kW.

CPD: Costo de combustible para generar un kW con generación termoeléctrica.

CPV_{curt} : Costos de energía de vertimiento por kW energía fotovoltaica.

CPW_{curt} : Costos de energía de vertimiento por kW energía eólica.

D_{rotor} : Diámetro de rotor del aerogenerador.

E_0 : Energía inicial del BESS.

E : Energía del BESS.

ENS : Energía no suministrada.

$ERNC$: Energía Renovable No Convencional.

F : Flujo de la línea.

FE : Factor de emisión de CO_2 .

F_{max} : Flujo máximo de la línea de distribución/subtransmisión.

h_0 : es la altura inicial a la cual está medida la velocidad del viento.

IC : Costos de inversión.

M : Variable Big M.

N^{inv} : Eficiencia del inversor para el sistema de almacenamiento BESS.

N_a : Número de años.

$NOCT$: Temperatura del panel fotovoltaico a condiciones normales.

n_{paneles} : Número de paneles fotovoltaicos.

n_{te} : Coeficiente de temperatura a potencia máxima.

n_{turbinas} : Número de turbinas eólicas.

OC : Costos de operación.

Pa : Valor final.

Pb: Valor inicial.

PCBess: Potencia de carga del BESS.

\underline{PD}_k : Potencia mínima a la que empieza a generar la unidad de generación térmica.

\overline{PD}_k : Potencia máxima a la que puede llegar a generar la unidad de generación térmica.

PDBess: Potencia de descarga del BESS.

PDI: Potencia instalada para la planta térmica.

Pnom_PV: Potencia nominal del panel fotovoltaico.

Pnom_WT: Potencia nominal del aerogenerador.

PV: Potencia activa de la planta fotovoltaica.

PVI: Potencia instalada de la planta fotovoltaica.

PWI: Potencia instalada del parque eólico.

T_{amb} : Temperatura ambiente.

Tc: Tasa de crecimiento anual vehicular.

TCO₂: Toneladas de CO₂ producida por cada kW de generación termoeléctrica.

Tp: Temperatura de las celdas solares.

v(h): velocidad del viento con respecto al tiempo.

XLT: Reactancia de la línea de distribución/subtransmisión.

Nota. Dentro del modelo matemático del capítulo III, la letra E en las variables significa que está asociado a tecnologías existentes y la letra C denota las tecnologías proyectadas.

Resumen

El presente trabajo de titulación propone una metodología que consta de tres etapas para obtener una planificación óptima de la expansión de generación y transmisión en un sistema aislado con el objetivo de disminuir la huella de carbono provocada por la matriz energética basada en combustibles fósiles. En la primera etapa se consideran todos los datos de entrada requeridos por el modelo de optimización los cuales son: áreas disponibles para el emplazamiento de parques eólicos y plantas fotovoltaicas; generación y almacenamiento existente; portafolio de inversiones; demanda eléctrica proyectada junto a los vehículos eléctricos y evaluación del potencial de los recursos eólicos y fotovoltaicos. El portafolio de inversiones considera las tecnologías basadas en energía fotovoltaica, eólica, termoeléctricas, sistemas de almacenamiento por baterías y líneas de interconexión. En la segunda etapa se desarrolla el modelo matemático donde se considera la formulación de un problema de optimización entero mixto estocástico multi-nodal, con el cual se evalúan los costos de inversión y operación de las tecnologías consideradas dentro del portafolio de inversiones para llegar a una solución óptima enfocada a la descarbonización del sistema aislado. En la etapa tres se definen los escenarios para realizar un análisis de sensibilidad con el propósito de establecer cuáles son las soluciones óptimas para alcanzar la descarbonización del sistema bajo estudio. Los resultados obtenidos son el dimensionamiento y ubicación del parque de generación con su respectiva operación en el horizonte de tiempo evaluado, además se considera como parte del portafolio de inversiones la posibilidad de interconectar sistemas aislados.

Palabras Claves: sistemas aislados, descarbonización, planificación de expansión y generación, vehículos eléctricos.

Abstract

The present degree work proposes a methodology that consists of three stages to obtain an optimal planning of the expansion of generation and transmission in an isolated system with the aim of reducing the carbon footprint caused by the energy matrix based on fossil fuels. In the first stage, all the input data required by the optimization model are considered, which are: available areas for the location of wind farms and photovoltaic plants; existing generation and storage; investment portfolio; projected electricity demand together with electric vehicles and the potential of wind and photovoltaic resources. The investment portfolio considers technologies based on photovoltaic and wind energy, thermoelectric plants, battery storage systems and interconnection lines. In the second stage, the mathematical model is developed where the formulation of a multi-nodal mixed integer stochastic optimization problem is considered, with which the investment and operation costs of the technologies considered within the investment portfolio are evaluated to arrive at a optimal solution focused on the decarbonization of the isolated system. In stage three, the scenarios are defined with their respective sensitivities that help the optimization model to reach an optimal solution. The results obtained are the dimensioning and location of the generation park with its respective operation in the evaluated time horizon, in addition, the possibility of interconnecting isolated systems is considered as part of the investment portfolio.

Key Words: isolated systems, decarbonization, generation and expansion planning, electric vehicles.

Capítulo I

Problemática

Antecedentes

A nivel mundial existen políticas más estrictas que pretenden alcanzar la descarbonización de la matriz energética especialmente en Europa debido al cambio climático acelerado que está teniendo el planeta; es por esta razón que en países como Dinamarca, específicamente en el archipiélago de Feroe se tiene como objetivo llegar a un sistema eléctrico 100% renovable para el 2030, mediante un plan de expansión detallado para la generación, almacenamiento y transmisión, donde se ha tomado en cuenta la disponibilidad de recursos y el espacio disponible para la implementación de nuevas plantas de generación de energía renovable (TRÓNDHEIM, NICLASSEN, NIELSEN, DA SILVA, & BAK, 2021).

Así mismo, el cambio de la matriz energética hacia un plan de cero combustibles fósiles cuenta con gran iniciativa en las islas Galápagos debido a que posee un ecosistema frágil por tener especies endémicas con un alto nivel de conservación, además en 1978 fue proclamado como patrimonio natural de la Humanidad, es por esta razón que el estado ecuatoriano para preservar el archipiélago ha declarado el 97% de su territorio como parque nacional (Buitrón, 2015).

El sistema de generación eléctrica de las islas Galápagos en la actualidad está conformado por 11.77% en energía eólica, 3.88% de energía solar y 84.24% de generación térmica (Roberto, 2022). Debido al alto uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica existen estudios enfocados a la reducción de dichos combustibles como en (Anibal, 2019) donde se propone un método para reducir el consumo de energía fósil para la generación de energía eléctrica, el cual mediante el uso de un sistema SCADA optimiza el uso de potencia activa y reactiva. También se creó un sistema que permite compensar desbalances de energía

reactiva ocasionados por la generación de energías no convencionales apoyado en varios programas de cálculo como MATLAB para optimizar el uso de reactivos, este proyecto se implementó en la isla San Cristóbal a finales del año 2016 logrando un ahorro de 135.000,00 USD en comparación al año anterior de su implementación, lo que contribuyó a reducir 30.704,00 galones de Diesel. En (Paul, 2018) se evalúa el uso de pequeños sistemas aislados híbridos de generación de energía eléctrica para la demanda de una vivienda típica de las islas Galápagos, con el objetivo de evitar la utilización de generación diésel, haciéndolo económicamente viable; para ello se usa el software HOMER donde se desarrolla una metodología para el diseño de un sistema híbrido con energía solar, fotovoltaica y almacenamiento de energía.

Además, existen estudios asociados a la implementación de vehículos eléctricos en las islas Galápagos como en (L.A. Mera, 2021) donde se realiza un análisis para implementar estaciones de carga rápida en el archipiélago considerando la demanda de los vehículos eléctricos y demanda de las islas, en este trabajo se utiliza el método de Montecarlo para modelar la probabilidad asociada a los siguientes niveles de incertidumbre: porcentaje de batería con el que llega el EV para conectarse a la red; la hora que llega el EV a cargarse y curvas de carga de los EV. Además, se consideran dos escenarios: en el primero se reemplaza los buses a combustión interna por buses eléctricos y en el segundo se adiciona el cambio de vehículos SUV y automóviles por EV.

Justificación e Importancia

La electricidad es un elemento indispensable para la humanidad; no solo ha permitido mejorar la calidad de la vida al permitir acceder a servicios de salud y educación, sino también es un elemento importante para el confort y el entretenimiento (Helena García, 2013). Sin embargo, en las islas Galápagos la generación eléctrica produce una huella de carbono considerable y el transporte de combustible representa un costo extra para sus habitantes ya

que debe ser transportado desde el continente. En su mayoría se utilizan sistemas térmicos para la generación de energía eléctrica, de igual manera los vehículos y botes con motores de combustión interna, conllevan a una mayor producción de contaminación en el lugar.

El enfoque de esta investigación es disminuir el impacto ambiental y económico generado en las islas Galápagos por la producción de energía eléctrica y el transporte de combustibles fósiles. La generación de energía eléctrica en las Islas Galápagos se basa en plantas de generación térmica a diésel, en cuanto al transporte terrestre y fluvial los vehículos poseen motores de combustión interna con lo cual se genera un daño ambiental en este archipiélago que posee ecosistemas muy frágiles. Por estos motivos este proyecto de Tesis tiene como objetivo la planificación de la expansión de generación y expansión de la red de distribución enfocado en la descarbonización de las islas Galápagos, consideradas patrimonio natural de la humanidad (Ministerio del Ambiente, 2014).

El objetivo de desarrollar la planificación de la expansión de generación y expansión de la red de distribución es disminuir la huella de carbono de forma técnica-económica, con el fin de contribuir en la conservación y preservación de las islas Galápagos, sabiendo que la energía renovable ofrece soluciones a muchos de los problemas de seguridad, economía y medio ambiente (BOAZ MOSELLE, 2010), además poseen estos sistemas poseen un nivel de mantenimiento bajo. El análisis del proyecto se realiza mediante un estudio de carga, y la ubicación estratégica para la instalación de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) como los generadores eólicos y fotovoltaicos, respetando los lineamientos geopolíticos que rigen las islas, también se incluye la evaluación de posibles interconexiones entre islas.

Alcance del Proyecto

El presente proyecto desarrolla una metodología generalizada para planificar la expansión de la generación y expansión de la red de distribución con el propósito de

descarbonizar la matriz energética de un sistema aislado. La metodología propuesta se compone de 3 etapas.

En la primera etapa se consideran los datos de entrada requeridos para el modelo de optimización los cuales son: áreas de emplazamiento de paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas; proyección de la demanda eléctrica y el parque vehicular; recursos fotovoltaicos y eólicos disponibles; parque de generación eléctrico y almacenamiento existente en el sistema evaluado y por último el portafolio de inversiones donde se consideran las tecnologías fotovoltaica, eólica, termoeléctrica, baterías y líneas de interconexión. La segunda etapa desarrolla el modelo matemático que evalúa los costos de inversión y operación de las tecnologías del portafolio de inversiones con el objetivo de descarbonizar el sistema evaluado. En la tercera etapa se definen los escenarios de simulación considerando la demanda base y la demanda base más vehículos eléctricos. Para validar la metodología se tomó como caso de estudio las Islas Galápagos considerando un horizonte de evaluación que consta de dos semanas de demanda relacionadas a las estaciones del año (verano e invierno), asociadas a 4 escenarios de cada recurso respecto al mes de la demanda tomado por cada estación.

Objetivos

Objetivo General

Desarrollar una propuesta metodológica para la planificación óptima de la descarbonización de las Islas Galápagos mediante el uso de la programación matemática considerando aspectos técnicos, políticos y económicos para reducir el consumo de combustibles fósiles y mejorar la sustentabilidad del archipiélago.

Objetivos específicos

- Desarrollar el estado del arte con el propósito de llevar a cabo la planificación de la descarbonización de las islas Galápagos considerando una matriz energética limpia.

- Formular el problema de optimización utilizando programación matemática definiendo como objetivo la descarbonización de las islas Galápagos y considerando restricciones ambientales y políticas del archipiélago.
- Implementar el modelo matemático en un software de optimización utilizado en la industria para resolver el problema de planificación de la descarbonización de las islas Galápagos.
- Realizar un análisis de sensibilidad mediante la evaluación de escenarios plausibles con el propósito de definir rutas óptimas de descarbonización para las Islas Galápagos.

Capítulo II

Estado del arte

Revisión del estado del arte

Existen varios trabajos de investigación reportados con el objetivo de realizar la planificación de los sistemas para llegar a descarbonizar sistemas aislados en todo el mundo como en (Estanqueiro, 2020) donde se toma como caso de estudio el archipiélago de Azores ubicado en el océano portugués donde se propone un modelo de planificación para expandir el sistema eléctrico de manera plurianual considerando: la interconexión entre islas con cables submarinos de corriente continua y la expansión de la generación utilizando energías renovables, teniendo como objetivo un modelo que minimice los costos de inversión y operación. Como datos de entrada para el modelo se considera el sistema eléctrico existente y la proyección de la demanda. En el artículo presentado en (Hans Christian Gils, 2017) se desea alcanzar el 100% de consumo energético de las islas Canarias con energías renovables, considerando que el potencial es suficiente para abastecer mediante energías renovables la demanda de vehículos terrestres, calefacción y cargas eléctricas de las islas. Llegando a la conclusión que al utilizar la interconexión entre islas mediante cable submarino el costo de inversión se reduce un 15%. El estudio realizado en (TRÓNDHEIM, NICLASSEN, NIELSEN, DA SILVA, & BAK, 2021) planifica alcanzar para el 2030 un sistema de energía 100% renovable en las islas Feroe mediante optimización económica usando el software Balmore. La metodología utilizada para generar el Road Map se compone de dos secciones: la primera sección aborda la optimización económica en Balmorel, donde se desarrolla la optimización de despacho e inversiones sujeto a limitaciones políticas, al modelo del sistema de energía y las opciones de inversión y una segunda sección de interpretación de resultados óptimos validados en base a economía y producción para así desarrollar un plan de expansión de energías renovables

realista. El modelo de sistema de energía divide las islas de Feroe en 7 regiones. Si la demanda de la región excede su generación energética, la energía se transmitirá desde otra región. Los perfiles de demanda establecidos en las regiones, se componen de tres partes: normal, calefacción y transporte. Además, en este documento se han simulado varios escenarios, con la meta de alcanzar para el 2030 la descarbonización tomando en cuenta, diferentes tecnologías y restricciones que pueden perjudicar a la energía en el futuro. Como conclusiones se tiene que el modelo es muy susceptible al cambio de costos en inversiones y combustibles.

En las islas Galápagos también se han elaborado varios estudios para abordar la problemática de la huella de carbono en el archipiélago, como el estudio realizado en (Paúl Arévalo, 2022) donde se analiza la viabilidad para abastecer la demanda de las Islas San Cristóbal y Santa Cruz mediante energías renovables para el año 2050, los autores toman en cuenta para el estudio realizado criterios técnicos, ambientales y económicos. Para este trabajo se desarrolla un modelo para predecir la demanda en el futuro de las islas evaluadas utilizando redes neuronales con la ayuda del software Matlab; un estudio de factibilidad a largo plazo para la interconexión entre las islas Santa Cruz y San Cristóbal utilizando el software EnergyPlan y se varían las sensibilidades relacionadas a la potencia de los parques generadores en base a energías renovables. El trabajo realizado en (R. Barreto, 2018) plantea un algoritmo enfocado al despacho económico de generación eólica y térmica para sistemas eléctricos aislados en la isla San Cristóbal, contemplando la inserción de vehículos eléctricos los cuales están sujetos a recarga inteligente. Además el análisis incluye un sistema de almacenamiento de energía. Dicho algoritmo abarca parámetros operativos del sistema como: flujo de potencia activa y reactiva, estocasticidad del viento, niveles de voltaje en los nodos y demanda eléctrica. La metodología utilizada para modelar la demanda eléctrica y estocasticidad del viento es llevada a cabo mediante un árbol de escenarios. La inserción de EV al sistema de eléctrico aislado

tiene un efecto positivo en el sistema, ya que realiza una carga inteligente en las horas de demanda, dando como resultado una reducción en los costos de generación de energía y de esta forma se hace factible el cambio de vehículos de combustión interna por EV en la isla.

Evaluación de recursos renovables disponibles en una localidad

Existen regiones y países que enfrentan una crisis energética y se encuentran buscando soluciones como Pakistán que busca diversificar la generación de electricidad de combustibles fósiles a energía renovable (Ying Wang, 2019). Según (Athanasios Angelis-Dimakis, 2011) las declaraciones de la Unión Europea así como de las de la presidencia de los EE.UU. sobre actuar contra el cambio climático generado por la concentración de CO₂ marcan los lineamientos para utilizar energías renovables con el propósito de combatir esta problemática, por ello se realizó un levantamiento de métodos y herramientas disponibles para determinar la disponibilidad de recursos energéticos. Las herramientas disponibles para cumplir con el propósito de evaluar los recursos son: PVGIS (Marcel Šúri, 2012), Meteonorm 6.1 (Meteotest, 2022), ESRA (ESRA, 2022), Satel-Light (University of Bergen, 1998) y NASA SSE6 (NASA, 2022).

Los sistemas fotovoltaicos (PV) en los próximos 10 años experimentarían un enorme aumento de instalación, pero una exitosa integración de las tecnologías de energía solar con los sistemas existentes depende del conocimiento detallado del recurso solar, para ello se analizan modelos de radiación solar basados en SIG, como SolarFlux (Dubayah y Rich, 1995), Solei (Mészároš, 1998), Solar Analyst (Fu y Rich, 2000) y SRAD (Wilson y Rich, 1995). (galante 2000). Un análisis mostró que estos modelos tienen varias restricciones en términos de su aplicabilidad para grandes territorios y el manejo de todos los parámetros de entrada necesarios como datos distribuidos espacialmente, es por esto que nace la base de datos web PV-GIS (Marcel Šúri, 2012).

En cuanto a la evaluación de la energía eólica disponible existen varias formas de obtener los datos de velocidad de viento disponibles, ya sea con modelos estadísticos o con técnicas de interpolación. Estos últimos se utilizan principalmente cuando no se dispone de datos suficientes para el sitio de interés, sino sólo para los cercanos. Cuando la escala de estimación debe ser mucho más pequeña, del orden de unos pocos metros, los métodos utilizados deben ser más precisos, por ejemplo, técnicas de modelado de flujo de viento (Athanasios Angelis-Dimakis, 2011). También se cuenta con bases de datos web como MERRA (NASA, 2017) y MERRA-2 (NASA, 2019) las cuales son fuentes de datos climáticos comúnmente utilizadas para simular largas series temporales de generación de energía renovable y, en particular, generación de energía eólica. La herramienta Global Wind Atlas (WAsP, 2022) posee datos de varias estaciones meteorológicas y mediante matrices donde cada celda contiene el valor representativo de la velocidad de viento en dicha área, métodos de aproximación y corrección de resultados obtiene los datos históricos de generación eólica (ONS) (Katharina Gruber, 2019).

Inserción de vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos ayudan a descarbonizar la forma de movilidad de la humanidad, Sin embargo la conexión de cargadores de vehículos de nivel 2 (7,2 kW) en las instalaciones domésticas presentan grandes desafíos para los operadores de redes de distribución tanto por la carga extra que entra al sistema como por la calidad de la energía de las redes de baja tensión, tomando en cuenta los cargadores no lineales además de la demanda de energía y su tasa de carga son adimensionales e impredecibles para un correcto dimensionamiento de redes (Torres, 2022), sin embargo existe una gran cantidad de estudios donde surgen nuevas formas de analizar el impacto de los vehículos eléctricos a la red (Miguel, 2010).

El inminente incremento en la cantidad de vehículos eléctricos (EVs) a nivel mundial por ser una de las principales tendencias de desarrollo en el ámbito de las tecnologías sostenibles (Sebastián, 2019), este incremento causa una anomalía sobre la curva de demanda en las redes de distribución de baja tensión, sin embargo, es posible estimar el comportamiento de la demanda de las redes de distribución y la variación de los perfiles de voltaje, logrando discernir cuáles son las horas óptimas para realizar la recarga de baterías de los EVs (Byron, 2017).

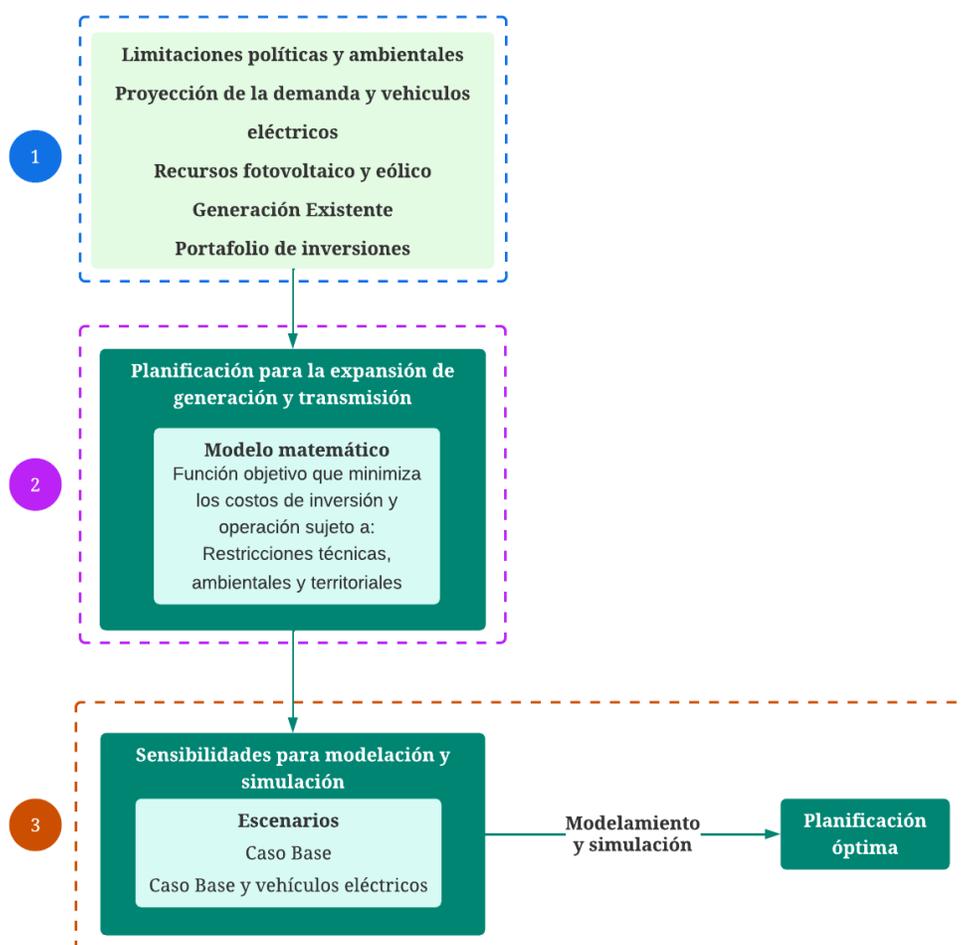
Capítulo III

Metodología

En este capítulo se presenta la metodología enfocada a resolver un problema de planificación para la expansión de generación y transmisión considerando energías renovables no convencionales con el objetivo de desplazar tecnologías basadas en combustibles fósiles. Dicha metodología se encuentra dividida en tres etapas como se muestra en la figura 1.

Figura 1

Diagrama de la metodología general.



Nota. En la figura se muestra la propuesta metodológica de este trabajo de investigación.

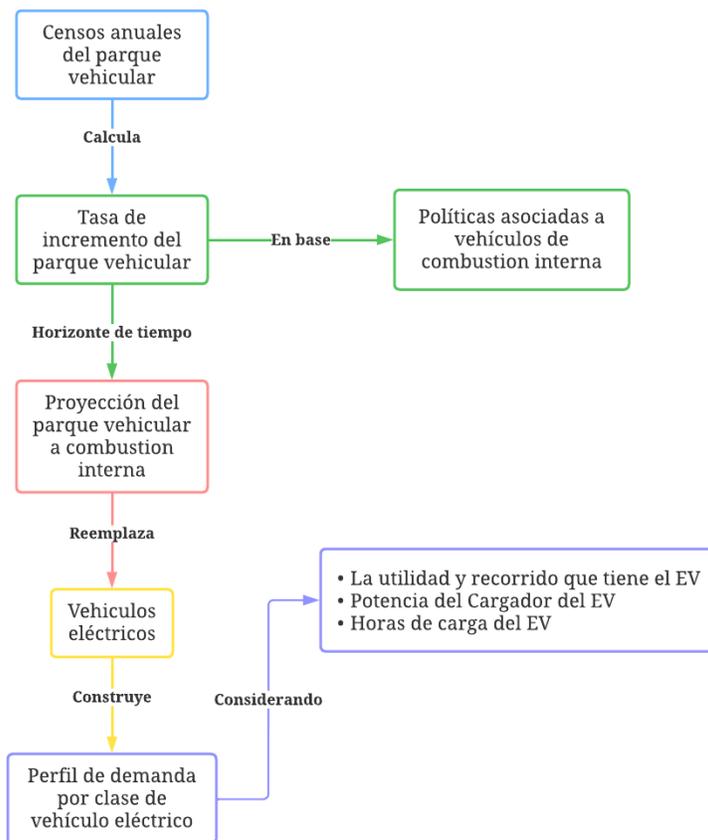
Marco metodológico

La primera etapa de la metodología conlleva todos los datos de entrada necesarios para desarrollar e implementar el modelo de optimización. El primer dato de entrada considera el espacio territorial disponible para emplazar las unidades de generación renovable no convencionales, respetando las limitaciones políticas y ambientales a las cuales se encuentra sujeto un sistema aislado.

En el segundo dato de entrada se estima la proyección de la demanda de energía eléctrica y el parque vehicular en un horizonte de tiempo determinado, para lo cual se considera la demanda base, que se obtiene a partir de los datos de demanda actual del sistema aislado y para la proyección del parque vehicular se considera la metodología mostrada en la figura 2 , obteniendo como resultado dos perfiles de demanda: el primer perfil asociado a la demanda base y el segundo asociado con la demanda base más vehículos eléctricos.

Figura 2

Metodología para la proyección de vehículos eléctricos.



Nota. En la figura se muestra la propuesta metodológica para la proyección de vehículos eléctricos.

En el tercer dato de entrada se consideran los recursos necesarios para la generación de energía fotovoltaica y eólica, obteniendo una base de datos histórica con resolución horaria de 10 años para predecir el comportamiento de la velocidad del viento, irradiancia y temperatura de una manera precisa.

El cuarto dato de entrada está relacionado al parque generador existente que posee el sistema aislado, el cual considera energías convencionales, energías renovables no convencionales y almacenamiento.

El portafolio de inversiones corresponde al quinto dato de entrada, donde se incluye tecnologías de generación renovable no convencional (eólica y fotovoltaica), tecnología de generación termoeléctrica, sistemas de almacenamiento de energía como equipos BESS (Battery Energy Storage System). Además, dentro de las tecnologías evaluadas se incluye la interconexión entre sistemas aislados con líneas de distribución, con el propósito de incrementar la confiabilidad y seguridad de suministro, es importante señalar que considerar este aspecto permite evaluar la complementariedad de recursos energéticos entre los sistemas aislados.

Modelo matemático

En la segunda etapa de la metodología se desarrolla e implementa un modelo matemático orientado a la planificación de la expansión de generación y redes de distribución, el cual evalúa los costos de operación e inversión del sistema planificado con el propósito de eliminar la generación basada en combustibles fósiles. El modelo de optimización incluye restricciones técnicas operacionales propias del parque generador, también considera las restricciones asociadas al sistema de distribución proyectado que podría interconectar sistemas aislados, restricciones ambientales y territoriales con el propósito de reconocer los lugares donde es factible emplazar unidades de generación renovable.

El modelo matemático se formula para resolver un problema de optimización estocástico multi-nodal relacionado a la intermitencia de los recursos solar y eólico. La función objetivo minimiza los costos de inversión del portafolio de inversiones y el costo de operación de las tecnologías consideradas para el modelo durante el horizonte de tiempo evaluado.

La formulación matemática para resolver el problema de optimización estocástico multinodal se desarrolla mediante las ecuaciones (1) - (34). En el apéndice A se detalla la nomenclatura del modelo propuesto.

Función objetivo

La función objetivo representada en la ecuación (1) minimiza los costos de inversión (IC) y operación (OC). La ecuación (2) muestra los IC de las tecnologías de generación eléctrica evaluadas para la instalación en el sistema aislado, donde se consideran también los costos asociados a las líneas de interconexión submarina. La ecuación (3) muestra los OC para tecnologías candidatas y existentes, que están sujetos a la probabilidad de ocurrencia de cada escenario (π_s) en un horizonte de tiempo (t), incluyendo los costos de la energía no suministrada (ENS) que determina la cantidad de energía que podría no ser abastecida por parte de la generación eléctrica del sistema, esta variable se penaliza fuertemente en el modelo para que no se active. Además, se incluyen los costos de vertimiento de energía producidos por la generación fotovoltaica (PV) y eólica (PW), estos costos se penalizan para obligar al optimizador a usar la generación basada en ERNC. También se considera los costos de descarga del BESS ($CDBess$) para preservar la vida útil de las baterías. Por último, se consideran los costos de combustible por kW generado (CPD) y los costos de emisiones de CO_2 (CCO_2) para que el optimizador active el generador térmico cuando la generación basada en ERNC sea baja y se reduzca el impacto ambiental.

$$Min OF = IC + OC \quad (1)$$

$$IC = \frac{CRF}{8760} T \left(\sum_{a=1}^{NSC} n_paneles_a * Cpaneles + \sum_{b=1}^{NGC} PDI_b * Cdiezel + \sum_{c=1}^{NWC} n_turbinas_c * Cturbinas + \sum_{d=1}^{NBessC} Bess_insta_d * CBess + \sum_{e=1}^{LTC} \sigma_e * CLinea_e \right) \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
OC = & \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{a=1}^{Nd} (ENS_{t,e,a} * CENS) * \pi_s + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{b=1}^{NGC} ((PDC_{t,e,b} * CPD) + (TCO_2 C_{t,e,b} * CCO_2)) * \pi_s + \\
& \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{c=1}^{NGE} ((PDE_{t,e,c} * CPD) + (TCO_2 E_{t,e,c} * CCO_2)) * \pi_s + \\
& \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{d=1}^{NSC} (PVcurt_{t,e,d} * CPVcurt) * \pi_s + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{f=1}^{NSE} (PVcurtE_{t,e,f} * CPVcurt) * \pi_s + \\
& \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{h=1}^{NWC} (PWcurt_{t,e,h} * CPWcurt) * \pi_s + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{m=1}^{NWE} (PWcurtE_{t,e,m} * CPWcurt) * \pi_s + \\
& \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{n=1}^{NBessC} (PDBess_{t,e,n} * CDBess) * \pi_s + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{Es} \sum_{o=1}^{NBessE} (PDBessx_{t,e,o} * CDBess) * \pi_s
\end{aligned} \tag{3}$$

Modelo fotovoltaico

La cantidad de potencia activa de una planta fotovoltaica existente ($PVE_{t,e,w}$) y candidata ($PVC_{t,e,w}$) utilizada en (O. Gandhi, 2018), se calcula en base a la ecuación (4) y (5) respectivamente, dichas ecuaciones dependen de la potencia instalada del sistema (PVI_w), la irradiación solar ($Irradiancia_h$), el coeficiente de temperatura a potencia máxima (n_{te}), la temperatura de las celdas solares (TP_h), la eficiencia del inversor (η^{inv}). La temperatura de las celdas solares se representa en (6), depende de la irradiación solar, la temperatura ambiente ($T_{am,s,t}$) y la temperatura del panel fotovoltaico a condiciones normales ($NOCT$). Para la generación fotovoltaica candidata se considera la ecuación (7) que representa la potencia activa a instalarse de generación fotovoltaica en función del número de paneles ($n_{paneles_w}$) y la potencia nominal del panel fotovoltaico (P_{nom_PV}) considerado para el modelo.

Generación fotovoltaica existente

$$PVE_{t,e,w} = PVI_{-E_w} * \left(\frac{Irradiancia_{-E_h} * 100}{[W / m^2]} \right) * (1 - n_{te}_{-E} * (TP_{-E_h} - 25[^\circ C])) * \eta^{inv}_{-E} \tag{4}$$

Generación fotovoltaica candidata

$$PVC_{t,e,w} = PVI_w * \left(\frac{Irradiancia_h * 100}{[W/m^2]} \right) * [1 - nte * (Tp_h - 25[^\circ C])] * \eta^{inv} \quad (5)$$

$$Tp_h = Tam_{s,t} + \frac{Irradiancia_h}{800[W/m^2]} * (NOCT - 20[^\circ C]) \quad (6)$$

$$PVI_w = n_{paneles_w} * Pnom_{PV} \quad (7)$$

Modelo de generación térmica

El modelo empleado para determinar la potencia de la unidad térmica existente ($PDE_{t,e,k}$) y candidata ($PDC_{t,e,m}$), está determinado por las ecuaciones (8) y (10) respectivamente, en función de la potencia mínima (\underline{PD}_k) y la potencia máxima a la que puede llegar a generar la unidad de generación térmica (\underline{PD}_k). Para hallar las toneladas de CO_2 producidas por centrales térmicas existentes y candidatas se utiliza la ecuación (9) y (11) respectivamente, dichas ecuaciones dependen de la potencia producida por la unidad térmica ($PD_{t,e,k}$) y el factor de emisión de CO_2 (FE).

Generación térmica existente

$$\underline{PDE}_k \leq PDE_{t,e,k} \leq \underline{PDE}_k \quad (8)$$

$$TCO_2 E_{t,e,k} = PDE_{t,e,k} * FE \quad (9)$$

Generación térmica candidata

$$\underline{PD}_k \leq PDC_{t,e,m} \leq \underline{PD}_k \quad (10)$$

$$TCO_2 C_{t,e,m} = PDC_{t,e,m} * FE \quad (11)$$

Modelo generación eólica

Para obtener la potencia activa despachada por el parque eólico existente y candidato se utiliza la curva de potencia del aerogenerador, la cual se procede a linealizar para hallar la potencia eléctrica disponible para la generación existente y candidata a diferentes velocidades de viento, implementando las ecuaciones (12) y (14) respectivamente, que representa la pendiente de la recta (m). La ecuación (13) y (15) representa la potencia activa despachada por el parque eólico ($PW_{t,e,w}$) en función de la potencia (PW_1), velocidad de viento (v_1) y el número de turbinas ($n_{turbinas_w}$). El número de turbinas se representa en la ecuación (16) en función de la potencia instalada (PWI_W) del parque eólico y la potencia nominal del aerogenerador ($Pnom_{WT}$).

Generación eólica existente

$$m = \frac{PW_2 - PW_1}{v_2 - v_1} \quad (12)$$

$$PWE_{t,e,w} = (m(v - v_1) + PW_1) * n_{turbinas_{e_w}} \quad (13)$$

Generación eólica candidata

$$m = \frac{PW_2 - PW_1}{v_2 - v_1} \quad (14)$$

$$PWC_{t,e,w} = (m(v - v_1) + PW_1) * n_{turbinas_w} \quad (15)$$

$$n_{turbinas_w} = \frac{PWI_W}{Pnom_{WT}} \quad (16)$$

Áreas de emplazamiento ERNC

- **Planta fotovoltaica**

Para determinar el área de emplazamiento de la planta fotovoltaica se usa la ecuación (17), en función al área del panel (A_{panel}) y el número de paneles instalados ($n_{paneles_w}$).

$$A_{total_PV_w} = A_{panel} * n_{paneles_w} \quad (17)$$

- **Parque eólico**

Para la distribución y separación entre aerogeneradores para un parque eólico descrita en (López, 2013), se debe tomar en cuenta una distancia entre 5 a 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento y entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular para evitar turbulencias (efecto estela) entre las turbinas. La ecuación (18) calcula el área total del parque eólico en función al diámetro del rotor (D_{rotor}) y el número de turbinas ($n_{turbinas_w}$).

$$A_{total_PW_w} = (D_{rotor} * 5 * (n_{turbinas_w})) * (D_{rotor} * 10) \quad (18)$$

Modelo de líneas de distribución

El método de flujos de potencia DC es utilizado para la planificación y expansión de líneas de distribución, dicho método trabaja con ecuaciones lineales para hallar la distribución de flujos de potencia activa en la red (Tenelema). La ecuación (19) representa los límites a los que se encuentra sujeto el ángulo de voltaje ($\theta_{t,e,i}$). La ecuación (20) detalla el flujo de potencia para las líneas existentes ($FE_{t,e,i}$) en función del ángulo de voltaje y la reactancia de la línea ($XLTE_l$). Para determinar el flujo de potencia de la línea candidata ($FC_{t,e,i}$) se utiliza la ecuación (22) que depende del ángulo de voltaje, la reactancia de la línea ($XLTC_l$), una variable binaria

que determina la instalación de la línea (σ_l) y una constante (M) utilizada para linealizar la ecuación por el método Big M. Por último las ecuaciones (21) y (23) limita la capacidad máxima de flujo de potencia (F_{max_l}) que puede transportar las líneas candidatas y existentes.

- **Ángulos de voltaje**

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{t,e,i} \leq \frac{\pi}{2} \quad (19)$$

- **Líneas existentes**

$$FE_{t,e,l} = \frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,e,i}}{XLTE_l} \quad (20)$$

$$-F \leq FE_{t,e,l} \leq FE_l \quad (21)$$

- **Líneas candidatas**

$$\frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,e,i} + M(1-\sigma_l)}{XLTC_l} \geq FC_{t,e,l} \geq \frac{\sum_{i=1}^{Nb} \theta_{t,e,i} - M(1-\sigma_l)}{XLTC_l} \quad (22)$$

$$-FC_l * \sigma_l \leq FC_{t,e,l} \leq FC_l * \sigma_l \quad (23)$$

Modelo BESS

El modelo propuesto en (Hemmati, 2019) se utiliza para modelar el comportamiento del BESS existente y candidato a través del tiempo. La cantidad de energía disponible en el BESS se representa en las ecuaciones (24)-(25) para existente y (29)-(30) para candidato. Las restricciones (26)-(27) para BESS existente y (31)-(32) para BESS candidato, determinan los

límites de carga y descarga de las baterías, por último, en (28)-(33) se garantiza la prolongación de la vida útil de las baterías .

- **BESS existente**

$$Ex_{t,e,p} = E0, ini_p + PCBessx_{t,e,p} * N, invx - \frac{PDBessx_{t,e,p}}{N, invx} \quad (24)$$

$$Ex_{t,e,p} = Ex_{t-1,e,p} + PCBessx_{t,e,p} * N, invx - \frac{PDBessx_{t,e,p}}{N, invx} \quad (25)$$

$$0 \leq PDBessx_{t,e,p} \leq Bess_insta_E_p * N, invx \quad (26)$$

$$0 \geq -PCBessx_{t,e,p} \geq -\frac{Bess_insta_E_p}{N, invx} \quad (27)$$

$$0.2 * Bess_insta_p_E \leq Ex_{t,e,p} \leq Bess_insta_p_E * 0.95 \quad (28)$$

- **BESS candidato**

$$E_{t,e,p} = E_{t-1,e,p} + PCBess_{t,e,p} * N^{inv} - \frac{PDBess_{t,e,p}}{N, inv} \quad t \geq 1 \quad (29)$$

$$E_{t,e,p} = E_{0,e,p} + PCBess_{t,e,p} * N^{inv} - \frac{PDBess_{t,e,p}}{N^{inv}} \quad (30)$$

$$0 \leq PDBess_{t,e,p} \leq Bess_insta_p * N^{inv} \quad (31)$$

$$0 \geq -PCBess_{t,e,p} \geq -\frac{Bess_insta_p}{N^{inv}} \quad (32)$$

$$0.2 * Bess_insta_p \leq E_{t,e,p} \leq 0.95 * Bess_insta_p \quad (33)$$

Ecuación de Balance

La ecuación (34) representa la ecuación de Balance del sistema donde se considera potencia generada por tecnologías existente ($PDE_{t,e,k}, PVE_{t,e,r}, PWE_{t,e,a}$) y candidatas ($PDC_{t,e,u}, PVC_{t,e,o}, PWC_{t,e,b}$). Los flujos de potencia de las líneas de distribución existente ($FE_{t,e,l}$) y candidatas ($FC_{t,e,s}$). La potencia de carga del BESS existente ($PCBessx_{t,e,v}$) y candidata ($PCBess_{t,e,q}$). La potencia de descarga de las baterías existentes ($PDBessx_{t,e,z}$) y candidatas ($PDBess_{t,e,p}$). La demanda del sistema ($D_{t,d}$) y la energía no suministrada ($ENS_{t,d}$).

$$\begin{aligned} & \sum_{l=1}^{LTE} FE_{t,e,l} + \sum_{\substack{s=1 \\ NSC}}^{LTC} FC_{t,e,s} + \sum_{k=1}^{NGE} PDE_{t,e,k} + \sum_{\substack{u=1 \\ NWE}}^{NGC} PDC_{t,e,u} + \sum_{r=1}^{NSE} PVE_{t,e,r} - \\ & PVcurtE_{t,e,r} + \sum_{o=1}^{NSC} PVC_{t,e,o} - PVcurt_{t,e,o} + \sum_{a=1}^{NWE} PWE_{t,e,a} - PWcurtE_{t,e,a} + \\ & \sum_{b=1}^{NWC} PWC_{t,e,b} - PWcurt_{t,e,b} + \sum_{p=1}^{NBessC} PDBess_{t,e,p} + \sum_{z=1}^{NBessE} PDBessx_{t,e,z} = \\ & \sum_{d=1}^{ND} D_{t,d} - ENS_{t,d} + \sum_{q=1}^{NBessC} PCBess_{t,e,q} + \sum_{v=1}^{NBessE} PCBessx_{t,e,v} \end{aligned} \quad (34)$$

Sensibilidades para modelación y simulación

La tercera etapa define las sensibilidades necesarias para la modelación y simulación del caso de estudio, mediante escenarios que ayuden al modelo matemático a llegar a una respuesta óptima, siempre teniendo presente como objetivo la planificación de la expansión de generación y distribución, enfocada a la descarbonización de los sistemas aislados.

Capítulo IV

Caso de estudio

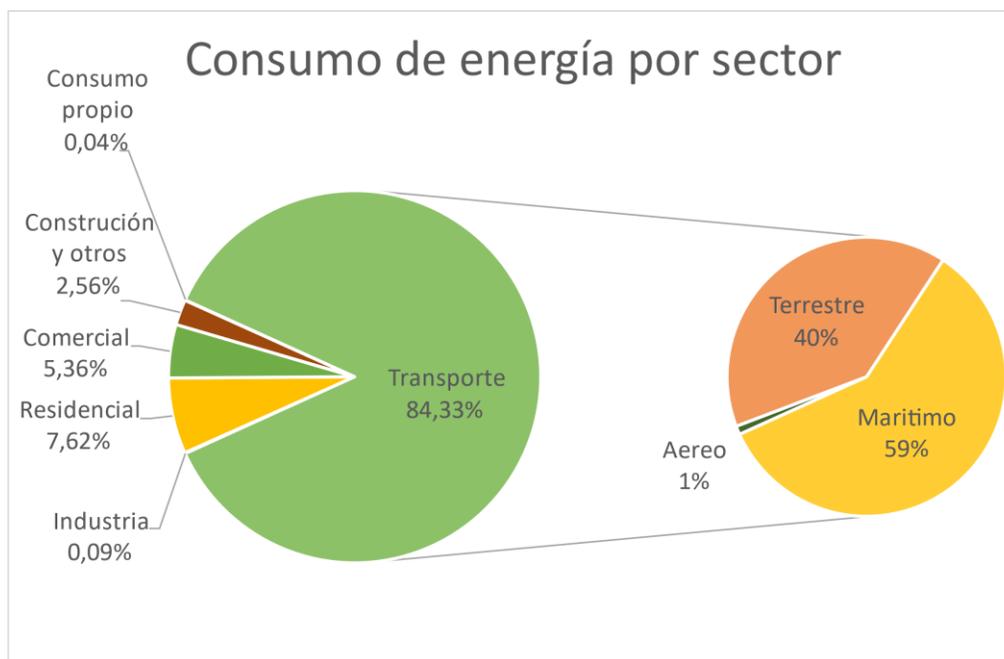
Este capítulo presenta las características técnicas que poseen las islas Galápagos con el objetivo de implementar la metodología propuesta descrita en el Capítulo III para planificar la expansión de generación y distribución con el objetivo de descarbonizar la matriz energética, conservar y preservar los ecosistemas de las islas. El archipiélago está conformado por 15 islas principales, 3 pequeñas y 107 rocas e islotes (GAD Municipal de Santa Cruz, 2022) de las cuales solo se consideran las islas pobladas de Baltra, Floreana, Isabela, San Cristóbal y Santa Cruz para resolver un problema de optimización estocástico, se define un problema estocástico con el propósito de modelar la incertidumbre asociada a los recursos naturales (viento y sol) disponibles en cada una de las islas bajo estudio considerando también su estacionariedad. A continuación, se implementará la metodología descrita en el capítulo anterior para las islas Galápagos.

Estado energético actual de las islas Galápagos

Mediante la revisión bibliográfica se sabe que según (Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), 2002), en el 2018 las islas Galápagos importaron desde el continente un total de 379,3 kBEP de combustibles al año, de lo cual como se observa en la figura 3 el mayor consumo energético en las islas Galápagos está dominado por el transporte llegando a un porcentaje de 84,33%, del cual el transporte marítimo utilizó el 59%, el transporte terrestre el 40% y el 1% para el transporte aéreo.

Figura 3

Consumo energético por sector en las islas Galápagos.



Nota. En la figura se muestra el consumo energético por sector productivo de las islas Galápagos. Tomado del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) (2020). Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Del total de los combustibles importados en el 2018 a las islas, 15,5 kBEP fueron Gas licuado de petróleo, 87,3 kBEP de gasolinas y 276,5 kBEP Diesel, como se muestra en la figura 4. El Diesel es el combustible más consumido del cual el 85,1 kBEP fueron destinados a la producción de energía eléctrica.

Figura 4

Detalle por tipo de combustible importado al archipiélago en el año 2018



Nota. En la figura se muestra el detalle del tipo de combustible importado al archipiélago en el año 2018. Tomado del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) (2020). Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

La Empresa Eléctrica Galápagos S.A. o ELECGALAPAGOS S.A. tiene un total de 13386 clientes, con una concesión de 6638 km², teniendo una cobertura del 99.84% de la población y un parque generador con una potencia instalada de 30,65 MW tal como se detalla en la tabla 1.

Tabla 1*Situación actual de ELECGALAPAGOS S.A.*

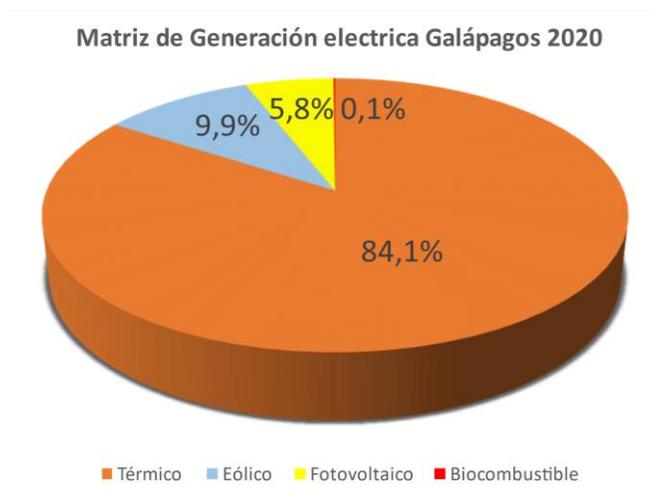
Habitantes	31600
Clientes ELECGALAPAGOS S.A.	13386
Concesión	6638 km ²
Cobertura	99,84%
Generación efectiva	30,65 MW

Nota. Esta tabla indica la Situación actual de ELECGALAPAGOS S.A. Tomado del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) (2020). Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Como se puede observar en la figura 5, del total de generación efectiva correspondiente a ELECGALAPAGOS S.A., el 84,1% del parque de generación está compuesto por tecnología térmica, la cual utiliza Diesel para la generación eléctrica, el 9,9% corresponde a generación eólica, el 5,8% a generación fotovoltaica y el 0,1% a plantas de generación que utilizan aceite de piñón (Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), 2002).

Figura 5

Matriz de generación eléctrica Galápagos 2020.



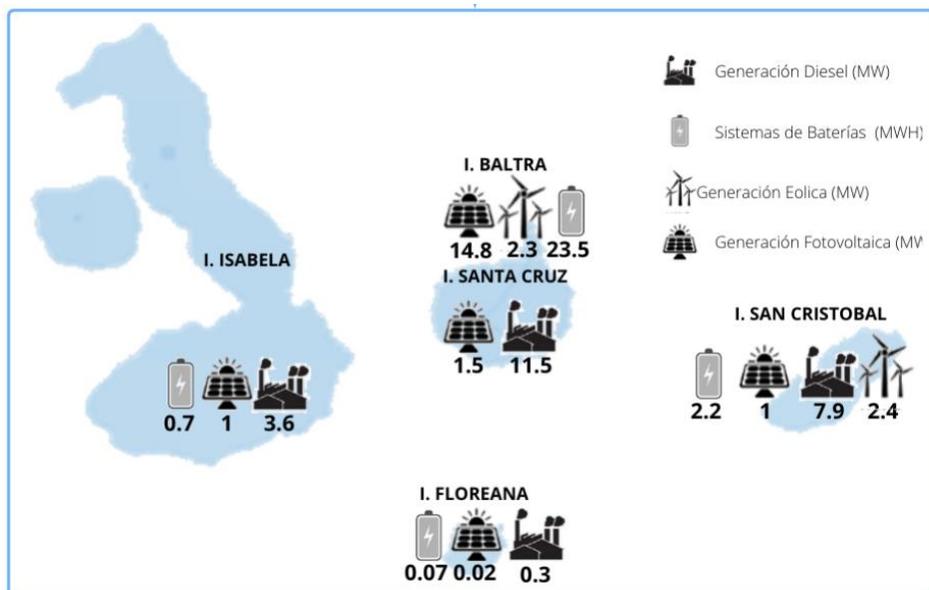
Nota. En la figura se muestra la Matriz de generación eléctrica Galápagos 2020. Tomado del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) (2020). Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Generación existente

Para obtener la potencia instalada y almacenamiento existente se desarrolló una revisión bibliográfica llegando a un resumen de todas las tecnologías existentes (fotovoltaica, eólica, baterías y termoeléctrica) en cada isla del archipiélago como se puede observar en la figura 6. Además, se considera el proyecto fotovoltaico de 1 MWp y 2.2 MWh en almacenamiento que se encuentra en construcción en la isla San Cristóbal y el proyecto Conolophus de 14.8 MW y 40.88 MWh en baterías, que está adjudicado para su incorporación en el año 2025 al SEP de las islas Galápagos (ELECGALAPAGOS S.A., 2021).

Figura 6

Generación y almacenamiento existente en las islas Galápagos.



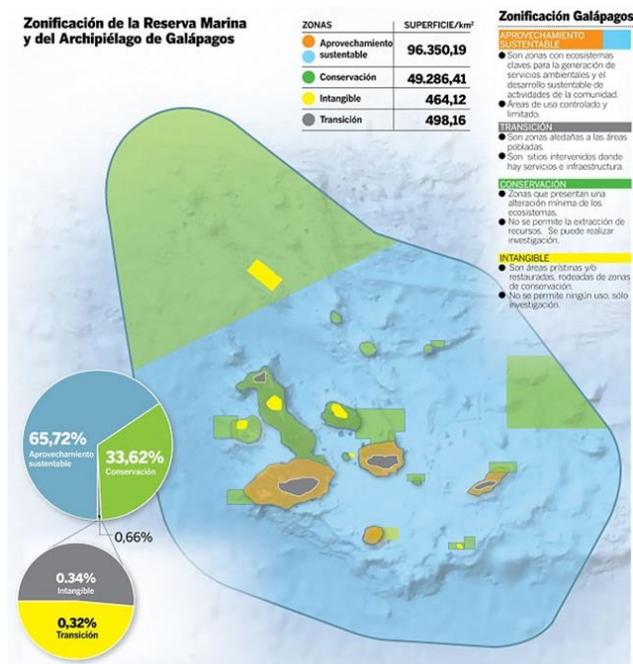
Nota. En la figura se muestra de forma distribuida por isla la potencia instalada y almacenamiento existente en el archipiélago.

Políticas ambientales para el emplazamiento de tecnologías ERNC en las islas Galápagos

Para el correcto emplazamiento de tecnologías ERNC respetando las políticas ambientales de las islas Galápagos se realizó una revisión bibliográfica de los documentos remitidos por el Parque Nacional Galápagos, donde se analizó las restricciones ambientales del archipiélago, llegando a determinar que existen limitaciones zonales resguardadas por el Parque Nacional Galápagos, por lo cual solo el 65.72% según (Parque Nacional Galápagos, 2016) de 146.598,86 Km² del territorio correspondiente a las islas Galápagos se puede utilizar para aprovechamiento sustentable. Como el portafolio de inversiones considera tecnologías on-shore se toma en cuenta el territorio marcado en color naranja de la Figura 7 que corresponde a 2.757,91 Km².

Figura 7

Zonificación de la Reserva del Parque Nacional Galápagos.



Nota. En la figura se muestra la Zonificación de la Reserva del Parque Nacional Galápagos. Tomado de El Universo (2018). Nueva zonificación de la isla Galápagos, a prueba por un año. Guayaquil: El Universo.

De los 2.757,91 Km² de territorio correspondiente al aprovechamiento sustentable, se realizó una evaluación para determinar las áreas de emplazamiento para los aerogeneradores y paneles solares, utilizando las herramientas de Google Earth Pro con la finalidad de excluir las áreas pobladas, carreteras, zonas volcánicas y con la ayuda de las aplicaciones web se pudo visualizar las zonas con más recursos disponibles del archipiélago como se puede observar en las figuras 8 y 9; de esta forma en la tabla 2 se observa el área y las coordenadas referenciales de cada una de las zonas de emplazamiento tomadas en cuenta llegando a tener un total de 1.189,48 km² efectivos para el emplazamiento de unidades de generación.

Tabla 2.

Distribución de áreas aptas para el emplazamiento de ERNC.

NOMBRE	Coordenada	Área (km²)
ISABELA_FV_1	-0.867, -91.489	161,52
ISABELA_FV_2	-0.758, -90.800	66,39
BALTRA_FV_1	-0.463, -90.255	2,08
SANTA_CRUZ_FV_1	-0.607, -90.525	101,07
SANTA_CRUZ_FV_2	-0.551, -90.215	111,19
SAN_CRISTOBAL_FV_1	-0.845, -89.530	24,97
SAN_CRISTOBAL_FV_2	-0.704, -89.257	33,53
FLOREANA_FV_1	-1.302, -90.488	15,63
FLOREANA_W_1	-1.314, -90.452	28,80
ISABELA_W_1	-0.921, -91.498	214,00
ISABELA_W_2	-0.775, -91.310	203,00
SAN_CRISTOBAL_W_1	-0.718, -89.250	84,20
SANTA_CRUZ_W_1	-0.581, -90.514	61,30
SANTA_CRUZ_W2	-0.645, -90.322	81,80
TOTAL		1.189,48

Nota. Esta tabla indica la distribución de áreas aptas para el emplazamiento efectivo de ERNC.

Evaluación de recursos renovables disponibles en las islas Galápagos

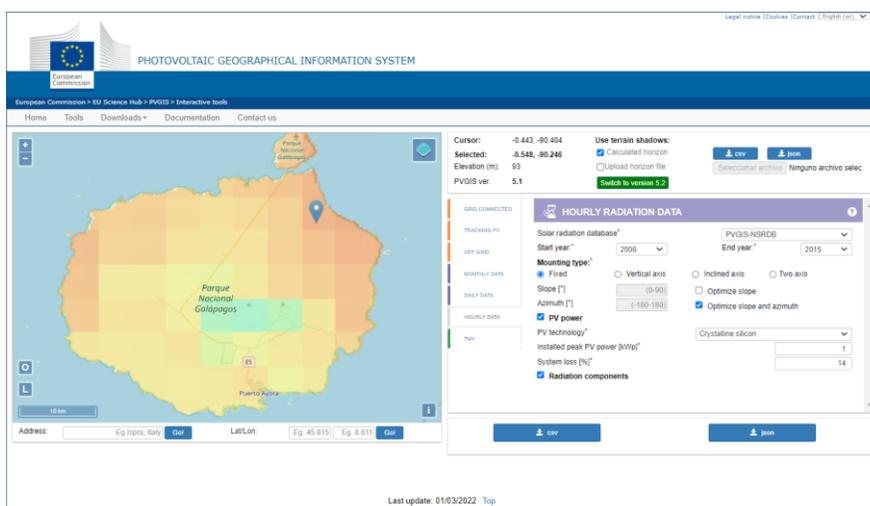
En base a las áreas definidas en la sección anterior se obtuvo los datos de irradiancia y velocidad de viento, con la ayuda de las aplicaciones web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM para caso de la irradiancia y GLOBAL WIND ATLAS para la velocidad de viento, se obtuvieron datos históricos de 10 años con una resolución horaria.

Irradiancia

Mediante la aplicación web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM se obtuvo la información histórica de 10 años de irradiación con resolución horaria, donde se encontró la mayor cantidad de recursos disponibles como se observa en la figura 8, de donde se procesa la temperatura de la celda fotovoltaica mediante la ecuación (6) y se toma la irradiación en W/m^2 . La información está disponible en formato csv para generar la base de datos con el promedio de los últimos 10 años de irradiación.

Figura 8

Página principal de la aplicación web PVGIS.



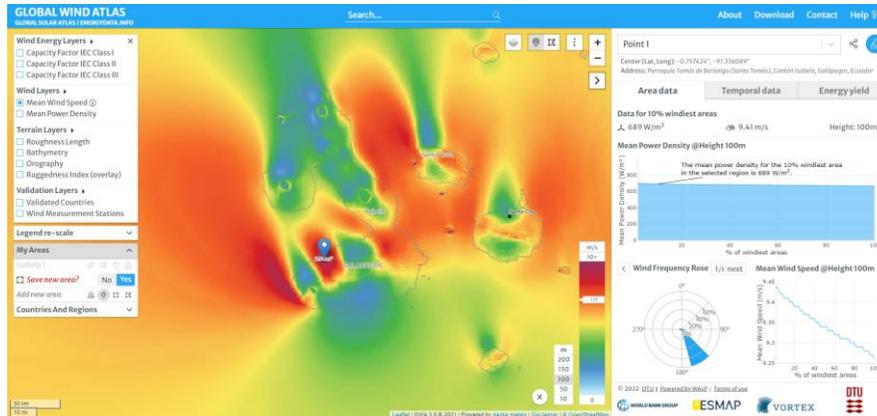
Nota. En la figura se muestra la Página principal de la aplicación web PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.

Velocidad de viento

Mediante la aplicación web GLOBAL WIND ATLAS se obtuvo la información histórica de 10 años de velocidad de viento con una resolución horaria, donde se tuvo la mayor cantidad de recursos disponibles como se observa en la figura 9, para las áreas de emplazamiento de aerogeneradores seleccionadas por cada isla.

Figura 9

Página principal de aplicación web GLOBAL WIND ATLAS.



Nota. En la figura se muestra la página principal de la aplicación web GLOBAL WIND ATLAS.

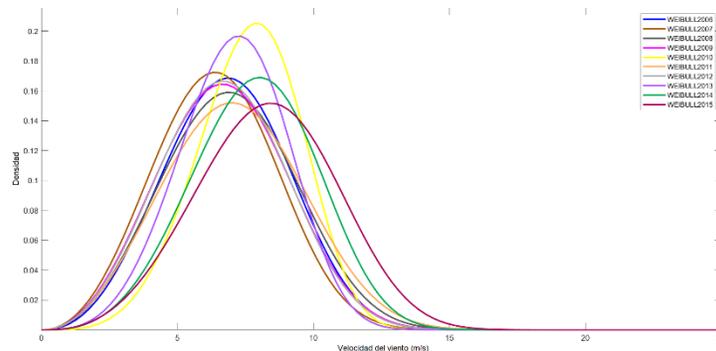
La aplicación web GLOBAL WIND ATLAS entrega los datos históricos con una altura de medición de 50 metros, por lo cual se debe aumentar la altura del recurso a 100 metros mediante la siguiente ecuación.

$$V(h) = V_0 \times \left(\frac{h}{h_0}\right)^a \quad (35)$$

Mediante la distribución Weibull como se observa en la figura 10 se tiene una gran densidad de velocidades de viento superiores a los 5 m/s, por lo cual se debe tomar en cuenta turbinas eólicas de baja velocidad, aumentando de esta manera el aprovechamiento del recurso.

Figura 10

Resultado del análisis de Weibull.



Nota. En la figura se muestra el resultado del análisis de Weibull.

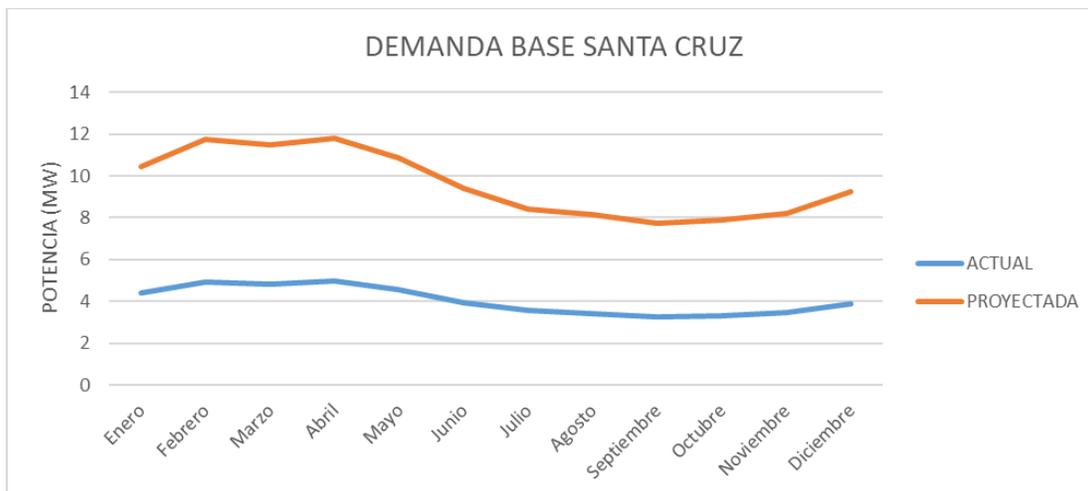
Proyección de la demanda

Proyección de la demanda base

La proyección de la demanda base fue elaborada con la documentación proporcionada por la Empresa Eléctrica Galápagos S.A., se obtuvieron los datos del medidor del alimentador eléctrico asociado a cada isla en formato csv, los cuales se procesaron para obtener los datos de demanda en (MWh) de cada alimentador, se obtuvo el promedio horario y se sumaron los valores de potencia, separando los datos por isla, para la proyección de demanda eléctrica en las islas Galápagos se utilizó una tasa de crecimiento vegetativo del 4.42% anual, que es actualmente la tasa de crecimiento de ELECGALAPAGOS S.A., se proyectó la demanda base a 20 años, como se puede observar en la figura 11.

Figura 11

Demanda eléctrica actual y proyectada de la isla Santa Cruz.



Nota. En la figura se muestra la demanda eléctrica actual y proyectada de la isla Santa Cruz.

Proyección de la demanda de vehículos eléctricos

Para la proyección del parque vehicular de las islas Galápagos se utiliza la metodología propuesta en el Capítulo III mostrado en la figura 2.

Como primer paso, para realizar la proyección del parque automotor se considera el censo vehicular del año 2013 y 2020 realizado por islas y clase de vehículos descritos en la tabla (3) y (4). Para el estudio se descarta los vehículos pesados especiales como volquetas, tanqueros etc., debido a que no existe un vehículo eléctrico similar para ser reemplazado, además el número de vehículos de esta clase que transitan dentro de las islas es muy reducido.

Tabla 3

Informe técnico de vehículos registrados y matriculados por la ANT 2013.

CLASE	San Cristóbal	Isabela	Santa Cruz	Galápagos
Automóvil / Jeep	83	5	75	163
Camión	38	23	80	141
Camioneta	287	104	467	858
Buseta/furgoneta	9	7	21	37
Bus	11	3	46	60
Motocicleta	501	89	611	1201
Total	929	231	1300	2460

Nota. Esta tabla indica la situación actual de los vehículos *registrados por el CGREG y matriculados por la ANT 2013*. Tomado del Consejo de Gobierno del Régimen especial de Galápagos (2015). Plan de desarrollo sustentable y ordenamiento territorial del régimen especial de galápagos. Puerto Baquerizo Moreno: Consejo de Gobierno del Régimen especial de Galápagos.

Tabla 4

Censo del parque vehicular para el 2020.

CLASE	San Cristóbal	Isabela	Santa Cruz	Galápagos
Automóvil / Jepp	164	9	148	321
Camión	66	39	140	245
Camioneta	326	118	543	987
Micro movilidad	49	16	106	171

CLASE	San Cristóbal	Isabela	Santa Cruz	Galápagos
Bus	15	4	65	84
Vehículo especial	26	9	57	92
Motocicleta	1098	183	1333	2614
Total	1744	378	2392	4514

Nota. Esta tabla indica el *censo del parque vehicular para el 2020*. Tomado del Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos (2021). Rendición de cuentas 2020. Puerto Baquerizo Moreno: Consejo de Gobierno del Régimen Especial de Galápagos.

En el segundo paso se halla la tasa de crecimiento anual vehicular por clase de vehículos entre los años 2013 y 2020 con la ecuación (36)

$$T_c = \left(\frac{Pa}{Pb} \right)^{\frac{1}{Na}} - 1 \quad (36)$$

Una vez aplicada la ecuación (36) para encontrar la tasa anual vehicular, se proyecta el parque automotor al 2040, considerando un decremento del 50% cada 10 años de la tasa vehicular, este decremento puede ocurrir por las restricciones que tiene Galápagos para el ingreso de vehículos debido al Reglamento de Ingreso y Control de Vehículos y Maquinarias a la provincia de Galápagos, el cual tiene como objetivo mitigar el ingreso de vehículos a combustión para garantizar la conservación ambiental de las islas, promoviendo el ingreso de vehículos que utilicen tecnologías limpias (GALÁPAGOS, 26). Se resume en la tabla 4 la tasa anual vehicular encontrada para cada 10 años por tipo de vehículo.

Tabla 5

Proyección de la tasa de crecimiento vehicular por tipo de vehículo.

CLASE	Tasa de crecimiento		
	2020	2030	2040
Automóvil / Jepp	10,17%	5,08%	2,54%
Camión	8,21%	4,11%	2,05%
Camioneta	2,02%	1,01%	0,51%
Micro movilidad	4,00%	2,00%	1,00%
Bus	4,92%	2,46%	1,23%
Vehículo especial	8,20%	4,10%	2,05%
Motocicleta	11,75%	5,88%	2,94%

Nota. En la tabla se muestra la proyección de la tasa de crecimiento vehicular cada 10 años.

Como tercer paso se consideran las tasas de crecimiento halladas y se procede a realizar la proyección por isla y por tipo de vehículo hasta el 2040 como se muestra en la tabla 6, dando como resultado un total de 8974 vehículos. Cabe aclarar que para realizar la proyección por isla se toma como base el porcentaje del censo del 2020 en cada isla por tipo de vehículo, para de esta forma encontrar cuántos vehículos hay en las islas principales del archipiélago al 2040.

Tabla 6

Proyección del parque vehicular para el 2040.

CLASE	San Cristóbal	Isabela	Santa Cruz	Galápagos
Automóvil / Jepp	345	21	311	677
Camión	121	72	256	449
Camioneta	379	138	631	1148
Micro movilidad	67	20	143	230
Bus	22	6	93	121
Vehículo especial	47	17	105	169
Motocicleta	2596	432	3152	6180
Total	3577	706	4691	8974

Nota. En la tabla se muestra la proyección del parque vehicular para el 2040.

Para reemplazar los vehículos de combustión interna se consideró marcas de vehículos eléctricos existentes en Ecuador continental para facilitar la adquisición para las islas Galápagos. En la tabla se puede observar las características más relevantes de los vehículos eléctricos que van a reemplazar al parque vehicular de combustión interna.

Tabla 7

Vehículos eléctricos considerados para el estudio.

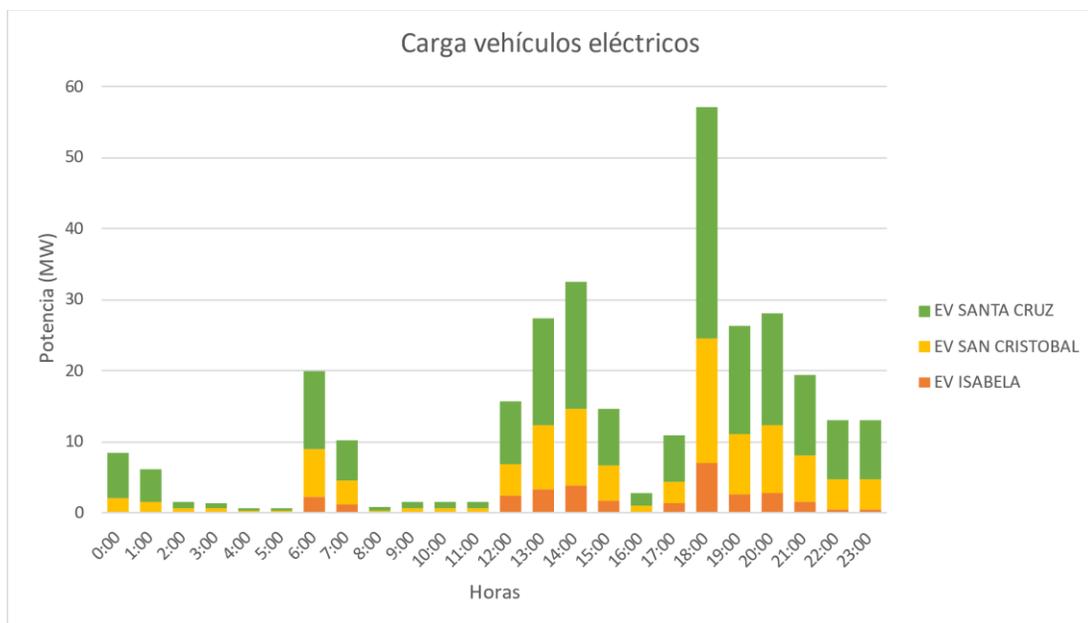
Clase	Marca	Modelo	Autonomía	Batería
Automóvil / Jepp	BYD	E2	305 km	35,2 kWh
Camión	BYD	T5	200 km	100 kWh
Camioneta	Dongfeng	Rich 6 EV	320 km	68 kWh
Bus	BYD	K9G	300 km	324 kWh
Micro movilidad	Qingmai	H7	30 km	0,27 kWh
Vehículo especial	Alke	ATX 340E	200 km	14,4 kWh
Motocicleta	TEKNO	TK-M5	60 km	2 kWh

Nota. En la tabla se observa los vehículos eléctricos considerados para el estudio los cuales reemplazan a los vehículos de combustión interna existentes.

El perfil de demanda por tipo de vehículo se elabora para una semana con una resolución horaria, tomando en cuenta: la potencia del cargador que usa cada clase de EV (vehículo eléctrico), las horas que se demora en cargar el EV considerando con mayor probabilidad el inicio de carga a las horas pico (18:00 a las 20:00 horas) que son las horas donde más van a cargar los EV debido a que las personas acaban su jornada de trabajo. Según la utilidad y recorrido que tiene el EV en el día, se considera una carga diaria para los EV de trabajo y cada dos días para los vehículos de uso común debido a que la red vial de las islas galápagos no es extensa. En la figura 12 se resume el perfil de carga total proyectado al 2040 por la inserción de los EV.

Figura 12

Perfil de carga total proyectado para vehículos eléctricos.



Nota. En la figura se muestra el perfil de carga total proyectado para vehículos eléctricos detallado por isla.

Análisis de transporte fluvial eléctrico.

De la misma manera que se obtuvo los modelos de vehículos eléctricos para cubrir la necesidad de transporte terrestre en el archipiélago, se realizó para el transporte fluvial, sin embargo, al momento de buscar modelos eléctricos equivalentes para las embarcaciones de combustión interna considerando autonomía, velocidad y capacidad de pasajeros no se pudo encontrar una tecnología similar que pueda cumplir las rutas marítimas del archipiélago; por este motivo esta tecnología fue descartada para la proyección de la demanda, ya que al momento no existe un avance significativo en el transporte marítimo eléctrico.

Escenarios y sensibilidades a evaluar

Dentro de la etapa 3 se plantean escenarios para la modelación y simulación con el fin de llegar a resultados óptimos para la planificación de la descarbonización de las islas Galápagos. Dichos escenarios son dos con sus respectivas sensibilidades y puntos de simulación como se muestra en la figura 13.

Escenario 1: Caso base

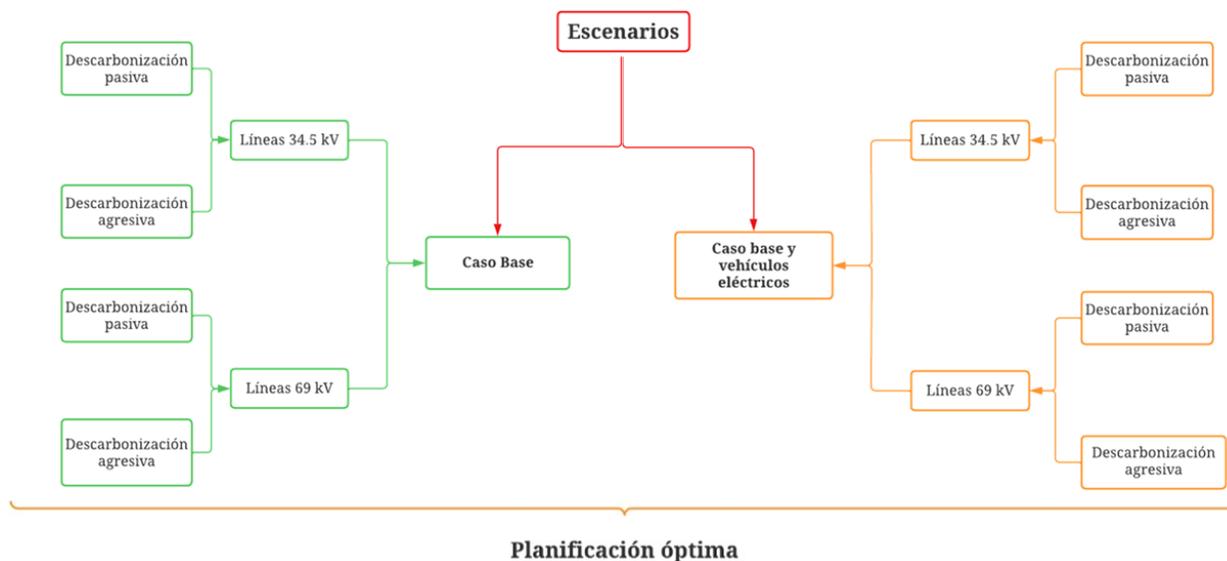
Se llama caso base al escenario que utiliza la demanda base proyectada a 20 años, dicho escenario tiene dos sensibilidades correspondientes a las líneas de 69 kV y 34.5 kV, cada sensibilidad tiene dos puntos de simulación denominados descarbonización agresiva y pasiva. Descarbonización pasiva se refiere a incluir dentro del portafolio de inversiones la tecnología de generación termoeléctrica y para la descarbonización agresiva se elimina del portafolio de inversiones la generación termoeléctrica

Escenario 2: Caso base más vehículos eléctricos

Caso base más vehículos eléctricos se denomina así al escenario que utiliza la demanda base más la demanda del parque vehicular eléctrico proyectado a 20 años, este escenario tiene dos sensibilidades correspondientes a las líneas de 69 kV y 34.5 kV, cada sensibilidad tiene dos puntos de simulación denominados descarbonización agresiva y pasiva. Descarbonización pasiva se refiere a incluir dentro del portafolio de inversiones la tecnología de generación termoeléctrica y para la descarbonización agresiva se elimina del portafolio de inversiones la generación termoeléctrica.

Figura 13

Planificación óptima con sus respectivos escenarios y sensibilidades.



Nota. En la figura se muestra la planificación óptima con sus respectivos escenarios y sensibilidades.

Portafolio de inversiones

En base a los recursos disponibles de viento e irradiación en las islas Galápagos y considerando tecnologías amigables con el medio ambiente que en la actualidad se encuentran lo suficientemente maduras, se incluye para el portafolio de inversiones la generación eólica, fotovoltaica y almacenamiento de energía por medio de baterías. Además, se considera dentro del portafolio de inversiones la interconexión entre islas evaluando cuatro líneas en paralelo de 34,5 kV o dos de 69kV, debido a que algunas islas como Baltra, Floreana, San Cristóbal y Isabela tienen una demanda eléctrica baja con respecto a Santa Cruz, donde esta última isla sería el centro de carga, generando una complementariedad entre islas. Por último, se incluye la tecnología por generación termoeléctrica, en caso de que el sistema no fuera

autosustentable solo con energías renovables no convencionales, baterías e interconexión entre islas.

- **Planta fotovoltaica**

Para las plantas fotovoltaicas a instalarse se utiliza el panel fotovoltaico de la marca Akcome modelo SK8610M355, a continuación, en la tabla 8 se resumen las principales características del panel solar. En el anexo A se adjunta el datasheet del panel.

Tabla 8

Características del panel fotovoltaico Akcome SK8610M355.

Panel fotovoltaico: Akcome -SK8610M355		
Potencia [W]	Precio [USD]	Área [m^2]
355	188,5	1,86

Nota. En la tabla se observa la Características del panel fotovoltaico Akcome SK8610M355.

Costos de inversión

Los costos de inversión abarcan todos los rubros necesarios para poder instalar la planta fotovoltaica en el sitio. Cabe mencionar que los porcentajes de cada rubro se ajustan a las islas Galápagos en base a los costes de inversión de una instalación de tecnología monocristalina en suelo para el 2020 según (energía, 2011). Se considera dentro del costo de paneles fotovoltaicos el margen de contratista y estructura. En base al costo total del panel se tiene que el costo es de 992 USD por kW instalado. En la tabla 9 se observa los costos de inversión desglosados

Tabla 9

Costo de inversión en generación fotovoltaica.

Costos de Inversión		
Concepto	Costo (USD)	%
Panel	188,5	60%
Obra civil	28,3	9%
Ingeniería	15,7	5%
Instalación y equipos eléctricos	56,6	18%
Transporte	25,1	8%
Sub Total	314,2	
IVA (12%)	37,7	
Total	351,9	

Nota. En la tabla se observa el costo de inversión en generación fotovoltaica. Tomado del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2011). PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

- **Parque eólico**

Para el parque eólico proyectado se considera las turbinas eólicas de la marca Siemens Gamesa el modelo SG 2.1-114, dichas turbinas trabajan con velocidades de viento medio y bajo, es por esta razón que se consideró estos aerogeneradores ya que la velocidad de viento promedio en las islas Galápagos es 5 m/s. En la tabla 10 se presenta un resumen de las principales características de la turbina eólica. Para visualizar la curva de potencia del aerogenerador ir al anexo B.

Tabla 10

Características técnicas turbina eólica.

Turbina Eólica: SG 2.1-114			
Potencia	Precio	Velocidad nominal	Diámetro
[kW]	[USD]	[m/s]	[m]
2100	1600000	9	114

Nota. En la tabla se observan las características técnicas de la turbina eólica Siemens Gamesa 2.1 -114.

Costos de inversión

Los costos de inversión conllevan todos los costos que se necesitan para poder instalar el parque eólico en sitio. Los porcentajes considerados de cada costo se ajustan a la realidad de las islas Galápagos en base a los porcentajes mencionados en (Urrestizala). Llegando a tener un valor de 1855 USD por kW instalado. En la tabla 11 se observan los costos de inversión desglosados

Tabla 11

Costos de inversión por turbina eólica.

Costos de Inversión		
Concepto	Costo (USD)	%
Aerogenerador	1600000	46%
Obre civil	347826,1	10%
Ingeniería	313043,5	9%

Concepto	Costo (USD)	%
Instalación y equipos eléctricos	869565,2	25%
Documentación	69565,2	2%
Transporte	278260,9	
Sub Total	3478260,9	
IVA (12%)	417391,3	

Nota. En la tabla se observan los costos de inversión por turbina eólica. Tomado de Urrestizala, María (2020). ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO PARQUE EÓLICO CON EL OBJETIVO DE COLABORAR CON EL PER 2011-2020. Bilbao: Universidad del País Vasco.

- **Centrales Termoeléctricas**

Para las centrales térmicas se toma el costo de inversión de 350 USD por kW instalado. El costo de operación está ligado a la potencia de despacho y a las toneladas de CO₂ producidas por generador térmico. El costo relacionado a la potencia de despacho es de 0,58 USD por kW, este valor se determina en base a la ecuación (37) en función al costo de distribución de energía eléctrica (C_{Distr}), información proporcionada por el departamento de planificación de la empresa eléctrica provincial Galápagos; al precio medio del diesel a nivel global (C_{Diesel}) se determina a partir de la información proporcionada por (Commons, 2022) que determina el precio mediante el promedio de todos los países que emiten datos oficiales y al rendimiento promedio de todas las unidades de generación termoeléctrica (E_{TER}) que se encuentran en operación en las islas Galápagos (S.A., 2013). Para el costo relacionado a toneladas de CO₂ se toma el factor de emisión de CO₂ correspondiente al año 2019 del sistema

nacional interconectado de Ecuador (CTFE, 2020). Todos los datos antes mencionados se resumen en la tabla 12.

$$CPD = \frac{C_{Diesel}}{E_{TER}} + C_{Distr} \quad (37)$$

Tabla 12

Factores a considerar para costos operativos termoeléctricos.

Costo de distribución de energía (USD/kWh)	Precio del diesel global (USD/ galón)	Rendimiento promedio de generadores (kWh / galón)	Factor de emisión De CO₂ [tCO₂/ MWh]
0,1515	5,23	12,1	0,4509

Nota. En la tabla se observan los factores a considerar para costos operativos de la tecnología termoeléctrica.

- **BESS**

Se considera para el modelo BESS la tecnología de Ion-Litio con un costo de 1000 USD el kW instalado según (Claudia Rahmann, 2017). Esta tecnología se considera para el caso de estudio debido a que tienen un alto rendimiento y un largo ciclo de vida, además que se tiene previsto el desarrollo de esta tecnología a corto y mediano plazo, reduciendo sus costos de inversión y mejorando la tecnología ligada a las baterías de ion-litio (Hernández)

- **Líneas de transmisión submarinas**

Para las líneas de transmisión submarina a instalarse se utiliza el conductor de la marca Asea Brown Boveri (ABB) modelo XLPE Submarino de tres fases con cubierta de plomo y

armadura de alambre con una sección de conductor de 400 mm² para una tensión de 69 kV y de 300mm² para una tensión de 34.5 kV, a continuación, en la tabla se resumen las principales características de los conductores. En el anexo C se adjunta el datasheet de los conductores.

Tabla 13

Características técnicas del conductor submarino.

Conductor submarino ABB XLPE				
Sección de conductor [mm ²]	Voltaje nominal [kV]	Capacitancia [μF/km]	Cargabilidad por fase a 60 Hz [A/km]	Inductancia [mH/km]
300	36	0.26	1.3	0.38
400	72.5	0.26	3.1	0.35

Nota. En la tabla se observan las características técnicas del conductor submarino ABB XLPE de tres fases con cubierta de plomo y armadura de alambre.

Costos de inversión

Los costos de inversión conllevan todos los costos que se necesitan para poder instalar las líneas de transmisión submarina. Los porcentajes considerados de cada costo se ajustan a la realidad de las islas Galápagos en base a los porcentajes mencionados en (Wright, 2002). Llegando a tener un valor de 488.725,08 USD por km instalado para la línea de 34.5kV en la tabla 14 se observan los costos de inversión desglosados.

Tabla 14

Costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 34.5 kV.

Costos de Inversión para línea de 34,5 kV	
Concepto	Costo (USD)
Transformador	427.524,16
Compensación reactiva	510.500,00
Switchgear Voltaje	50.800,00
Conductor [km]	230.000,00
Instalación de conductor [km]	100.00,00

Nota. En la tabla se observan los costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 34.5 kV.

Para el caso de la línea de 69 kV el costo de línea por kilómetro instalado asciende a 652.915,08 USD en la tabla 13 se observan los costos de inversión desglosados.

Tabla 15

Costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 69 kV.

Costos de Inversión para línea de 69 kV	
Concepto	Costo (USD)
Transformador	427.524,16
Compensación reactiva	510.500,00
Switchgear Voltaje	50.800,00
Conductor [km]	356.300,00

Concepto	Costo (USD)
Instalación de conductor [km]	100.00,00

Nota. En la tabla se observan los costos de inversión por kilómetro instalado de conductor a 69 kV.

Capítulo V

Análisis de resultados

En la presente sección se presentan los resultados obtenidos mediante la implementación de la metodología aplicada al caso de estudio, se tomó en consideración las islas Baltra, Floreana, Isabela, Santa Cruz y San Cristóbal que se encuentran habitadas, donde se tiene dentro del portafolio de inversiones las tecnologías de generación eólica, fotovoltaica, almacenamiento en bancos de baterías (BESS) e interconexión submarina entre islas, dichas tecnologías compiten entre ellas mediante los costos de inversión y los costos de operación en un horizonte de dos semanas correspondientes a la demanda de verano e invierno asociadas a la estocacidad de los recursos considerando 4 escenarios respecto al mes de cada estación, obteniendo un total de 1344 puntos de operación por cada isla a ser evaluados. Sin embargo para facilitar la comprensión e interpretación de los resultados, se muestra un solo día representativo de la operación resultante de cada uno de los escenarios modelados, para mayor detalle de la operación completa de todos los escenarios modelados por favor ver el anexo D.

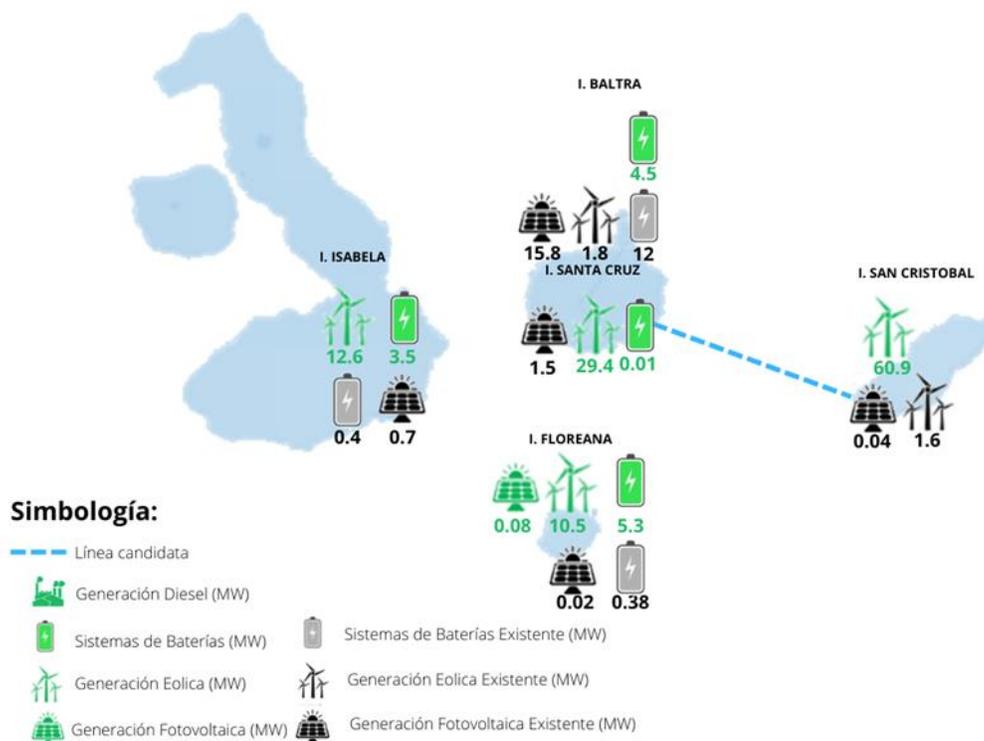
Caso base, descarbonización agresiva y línea de 34,5kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 34,5 kV, considerando descarbonización agresiva (se elimina del portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 14 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, además para este escenario se activa la interconexión entre la islas Santa Cruz y San Cristóbal debido a que se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones y se origina una complementariedad de los recursos entre las islas interconectadas ya que en San Cristóbal existe mejor recurso

eólico por esta razón el optimizador decide instalar 60,9 MW en generación eólica para abastecer la demanda requerida en ciertas horas por la isla Santa Cruz

Figura 14

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

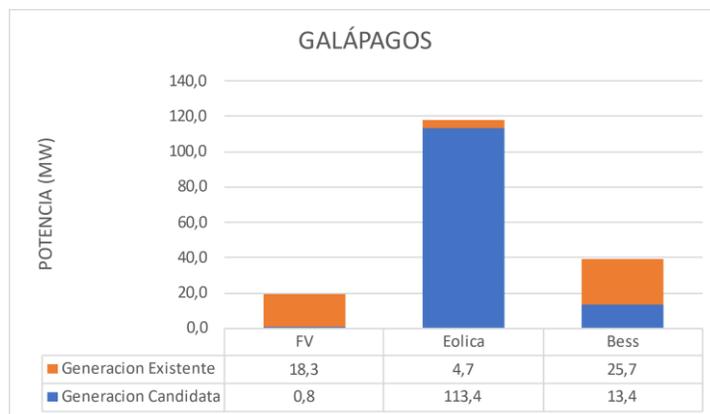


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 0,8 MW de tecnología fotovoltaica, 113,4 MW de tecnología eólica y 13,4 MW en BESS como se puede observar en la figura 15.

Figura 15

Detalle por tecnología existente y candidata.



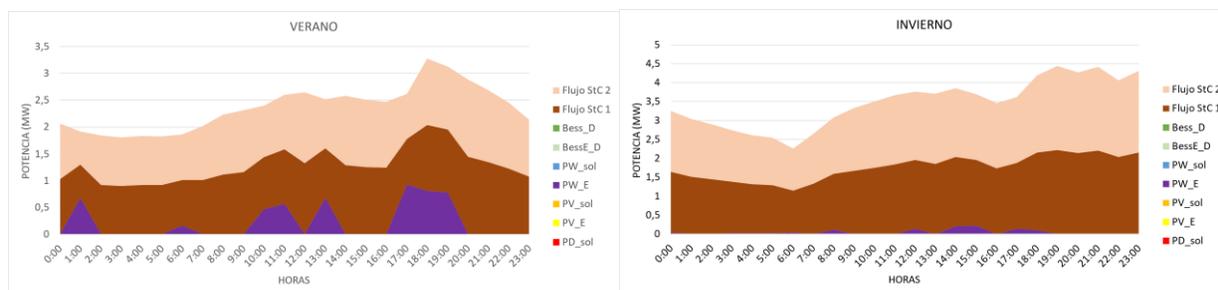
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 16 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. En el verano el flujo de las líneas de distribución se complementa con la generación eólica existente, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,80 MW. Para el invierno el recurso eólico existente disminuye respecto al verano, la interconexión soporta el resto de la demanda, llegando a una potencia máxima de 4,43 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,25 MW.

Figura 16

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 17 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual se abastece por completo la demanda de invierno y verano, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 3,87 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 17

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 18 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual abastece por completo la demanda de invierno y verano, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,80 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 4,18 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,79 MW.

Figura 18

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



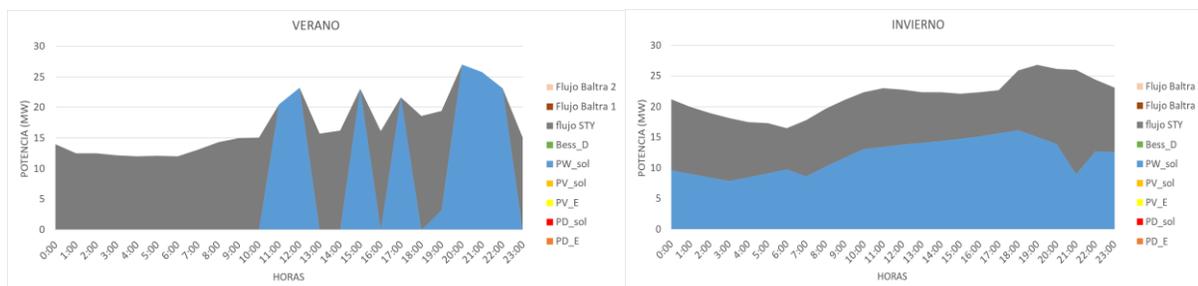
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 19 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla San Cristóbal se encuentra presente de manera constante para abastecer la demanda, en verano la tecnología eólica proyectada abastece la demanda en los momentos que el recurso se lo permite, para el invierno el recurso eólico se estabiliza y de igual manera el flujo desde San Cristóbal es más estable y sin variaciones abruptas generando complementariedad entre las dos islas, obteniendo en verano una potencia máxima de 25,76 MW en la hora pico y una potencia mínima de 12,01 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 26,83 MW en la hora pico y una potencia mínima de 16,51 MW.

Figura 19

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



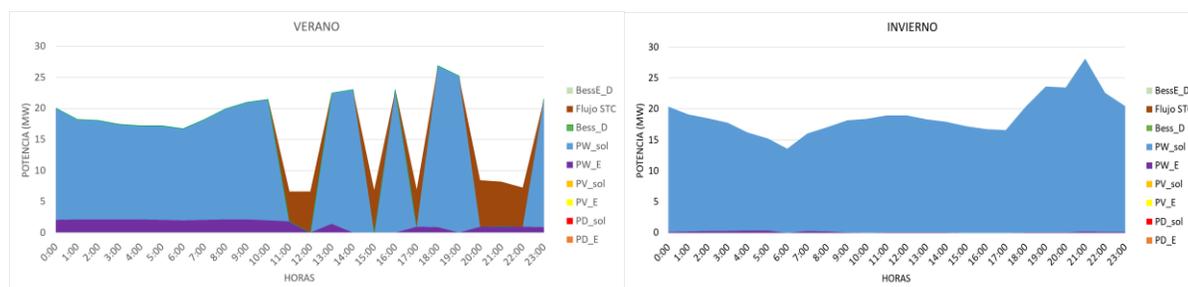
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 20 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de recurso eólico en las dos estaciones, en verano se observa la interconexión con la isla Santa Cruz, al estar interconectadas se genera una complementariedad entre las dos islas, mientras que para el invierno el recurso eólico es más estable y puede suplir sin problema la totalidad de la demanda, obteniendo en verano una potencia máxima de 25,98 MW en la hora pico y una potencia mínima de 5,13 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 27,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 13,59 MW.

Figura 20

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



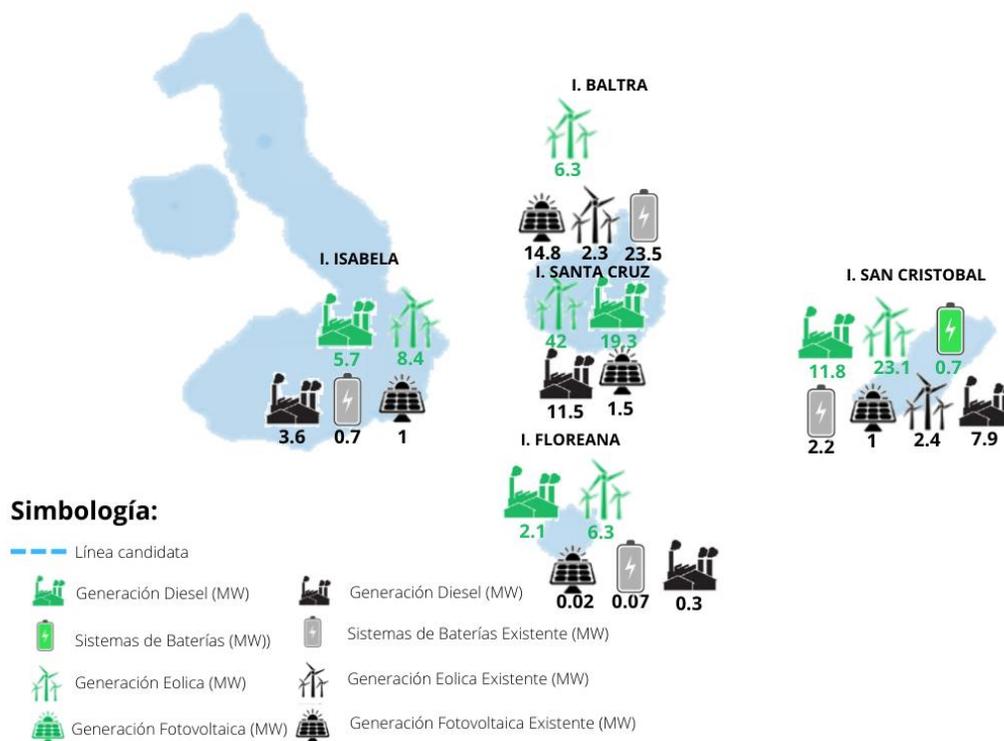
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base, descarbonización pasiva y línea de 34,5kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 34,5 kV, considerando descarbonización pasiva (se considera en el portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 21 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, no se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones, las ERNC tienen prioridad para el optimizador, en los momentos de demanda máxima se observa que la tecnología térmica ayuda al sistema, al ser una tecnología con costos operativos altos el optimizador opta por usarla siempre y cuando sea necesario.

Figura 21

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

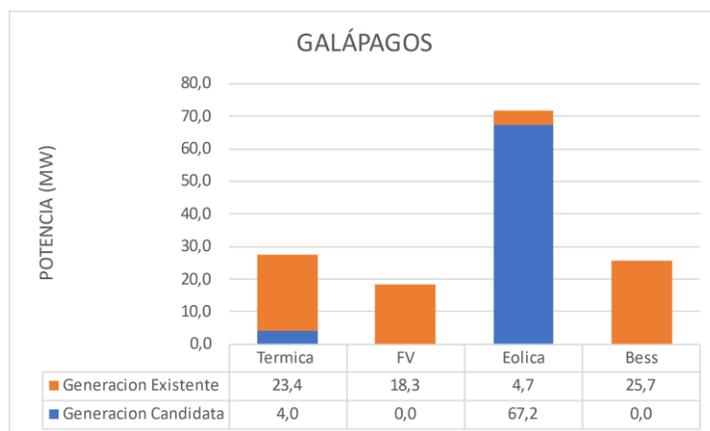


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 4,0 MW y de tecnología térmica, 67,2 MW de tecnología eólica como se puede observar en la figura 22.

Figura 22

Detalle por tecnología existente y candidata.



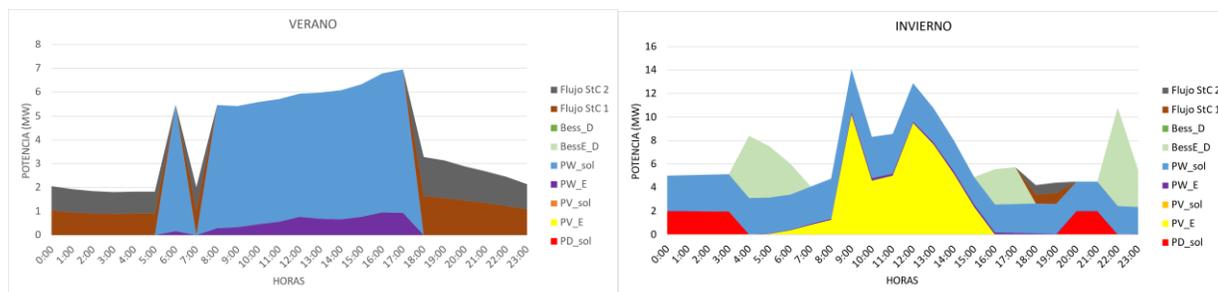
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 23 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. Para el verano el flujo de las líneas de distribución submarina se complementa con la generación eólica existente, generación eólica candidata y para cubrir la demanda máxima la tecnología BESS existente, llegando a una potencia máxima de 6,94 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,82 MW. Para el invierno el recurso eólico es más constante, la generación fotovoltaica apoya al sistema en momentos de máxima irradiancia, la tecnología BESS existente junto a la tecnología Diesel proyectada cubre las demandas máximas en las horas pico, llegando a una potencia máxima de 14,05 MW en la hora pico y una potencia mínima de 4,09 MW.

Figura 23

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



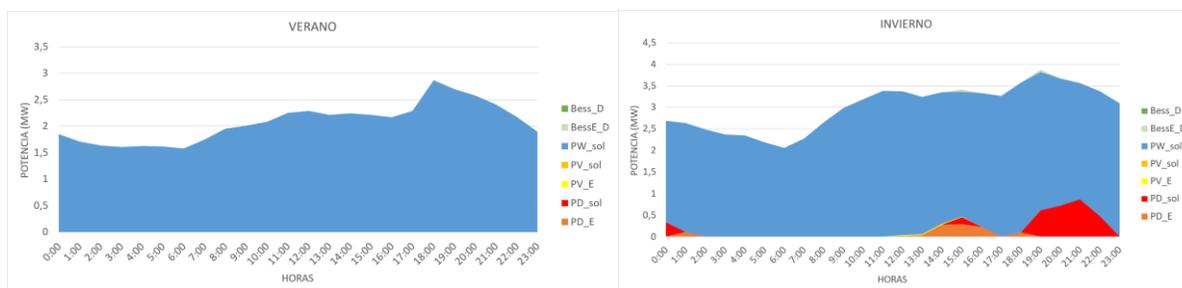
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 24 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano junto con la interconexión, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 3,87 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 24

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



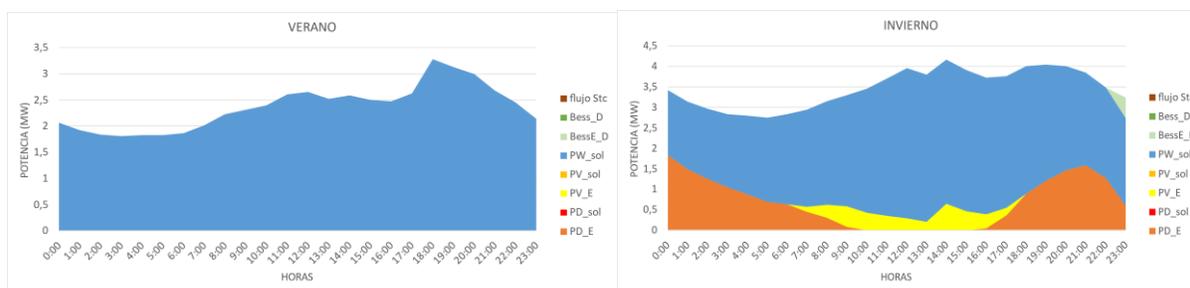
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 25 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente, tecnología fotovoltaica existente y BESS ayuda en momentos críticos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,86 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 4,13 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,78 MW.

Figura 25

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



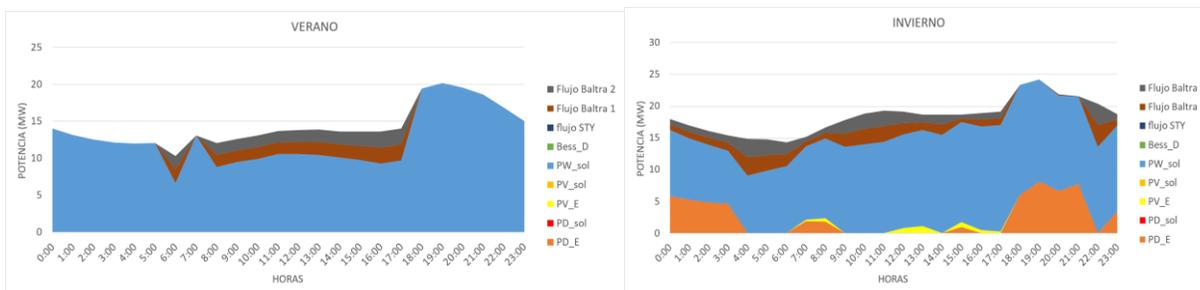
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 26 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla Baltra se encuentra presente en los picos de carga ayudando abastecer la demanda, en verano la tecnología eólica proyectada abastece la demanda, para el invierno se denota el uso de tecnología fotovoltaica y térmica existente para poder abastecer la demanda, generando en verano una potencia máxima de 20,15 MW en la hora pico y una potencia mínima de 10,31 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 24,22 MW en la hora pico y una potencia mínima de 14,29 MW.

Figura 26

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



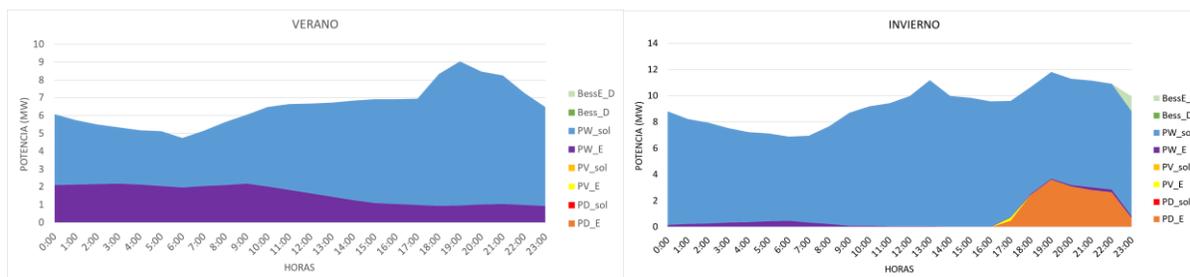
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 27 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de recurso eólico, en verano se abastece la demanda en su totalidad con la tecnología eólica existente y candidata, para el caso del invierno se observa una mayor inversión de tecnología térmica existente y BESS existente, obteniendo en verano una potencia máxima de 9,03 MW en la hora pico y una potencia mínima de 4,73 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 11,80 MW en la hora pico y una potencia mínima de 6,89 MW.

Figura 27

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



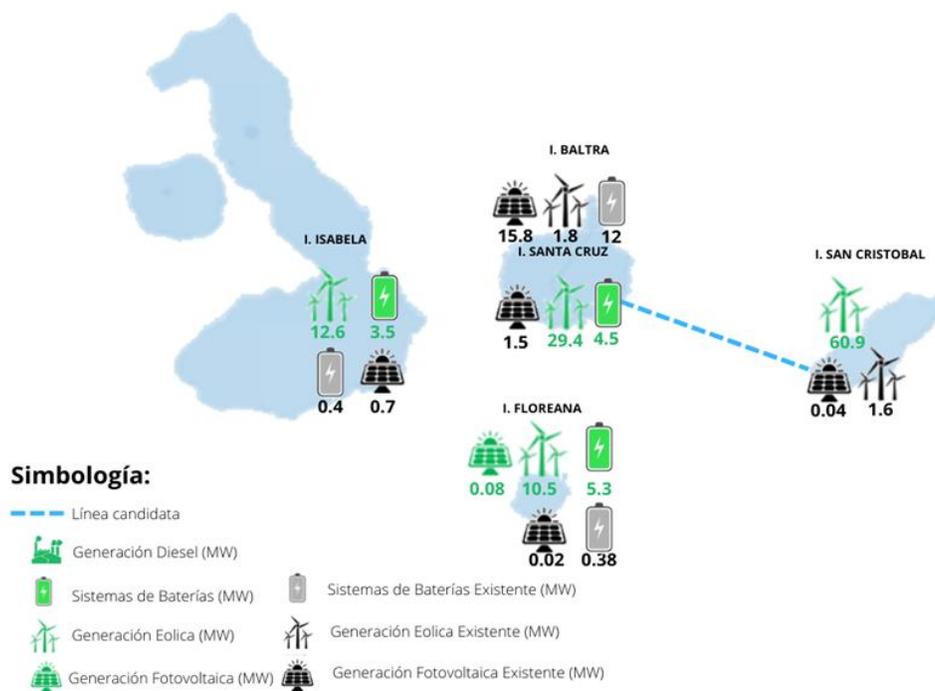
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base, descarbonización agresiva y línea de 69 kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 69 kV, considerando descarbonización agresiva (se elimina del portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 28 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, además para este escenario se activa la interconexión entre la islas Santa Cruz y San Cristóbal debido a que se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones y se origina una complementariedad entre las islas interconectadas ya que en San Cristóbal existe mejor recurso eólico por esta razón el optimizador decide instalar 60,9 MW en generación eólica para abastecer la demanda requerida en ciertas horas por la isla Santa Cruz.

Figura 28

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

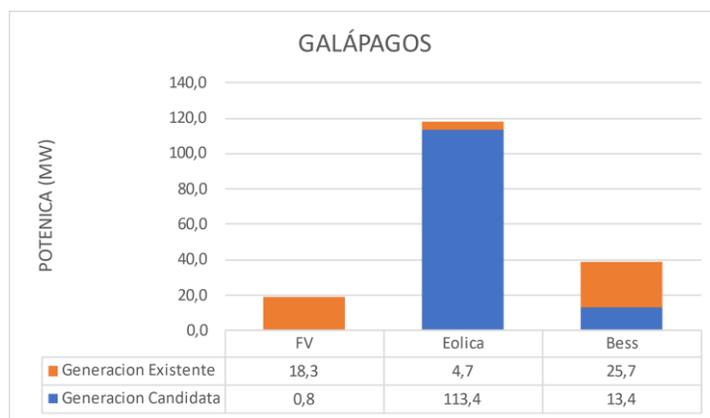


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 0,8 MW de tecnología fotovoltaica, 113,4 MW de tecnología eólica y 13,4 MW en BESS como se puede observar en la figura 29.

Figura 29

Detalle por tecnología existente y candidata.



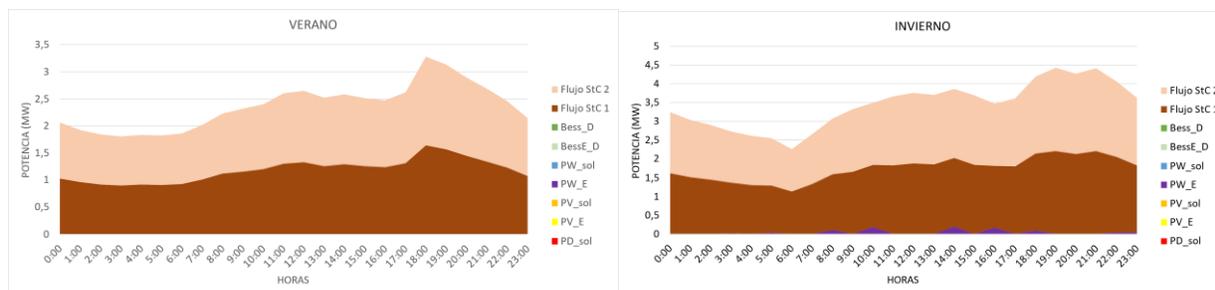
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 30 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente la interconexión existente con la Isla Santa Cruz. En el verano el flujo de las líneas de distribución submarina se complementa con la generación eólica existente, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,80 MW. En invierno la tecnología BESS ayuda al sistema a abastecer de manera satisfactoria la demanda, los dos flujos provenientes desde la isla Santa Cruz se mantienen activos con mucha más constancia, llegando a una potencia máxima de 4,43 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,25 MW.

Figura 30

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



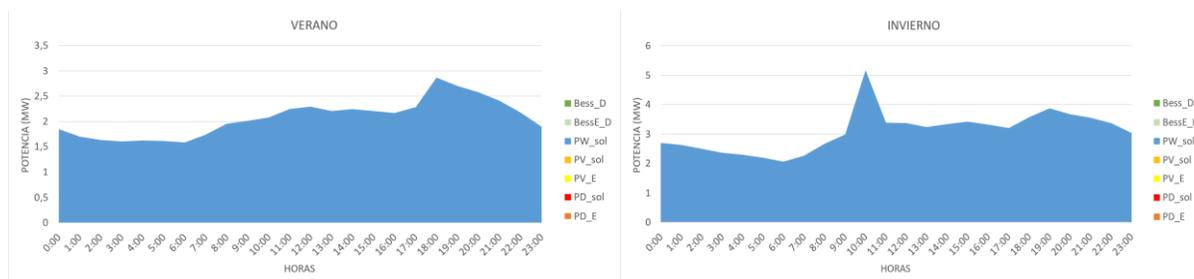
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 31 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual se abastece por completo la demanda de invierno y verano, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 5,15 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 31

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 32 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual abastece por completo la demanda de invierno y verano, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,86 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 4,03 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,47 MW.

Figura 32

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



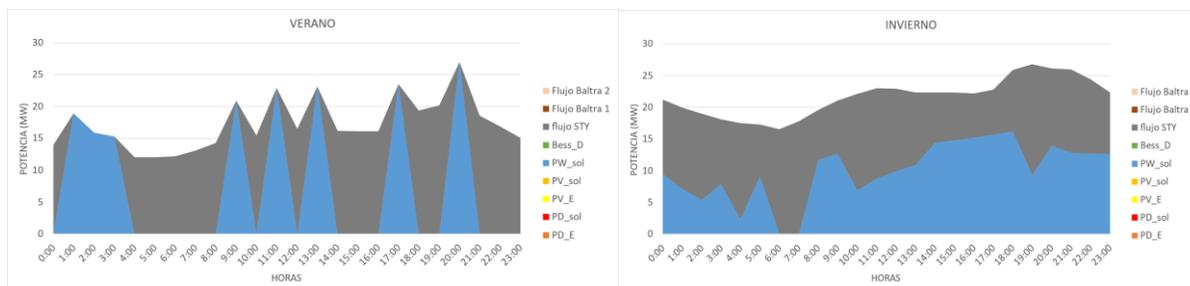
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 33 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla San Cristóbal se encuentra presente de manera constante para suplir la demanda, en verano la tecnología eólica proyectada abastece la demanda en los momentos que el recurso se lo permite, para el invierno el recurso eólico se estabiliza y de igual manera el flujo desde San Cristóbal es más estable y sin variaciones abruptas, generando en verano una potencia máxima de 26,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 12,01 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 26,83 MW en la hora pico y una potencia mínima de 16,55 MW.

Figura 33

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



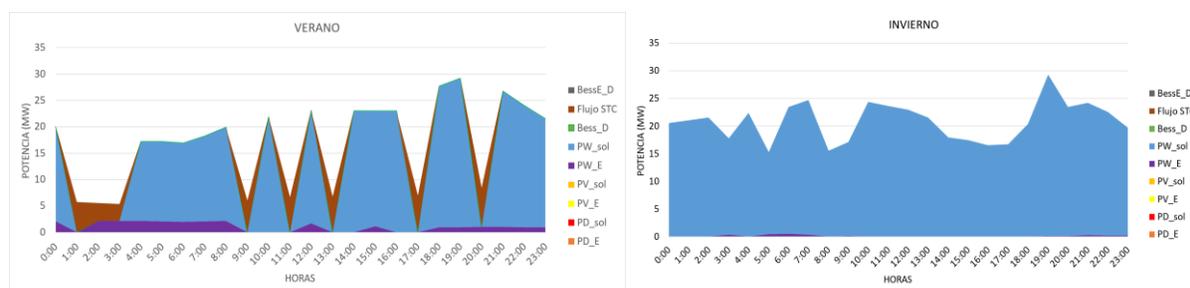
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 34 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de recurso eólico, para verano ingresan las tecnologías eólicas, tanto la existente como la proyectada de igual manera se observa la interconexión con la isla Santa Cruz, al estar interconectadas el flujo entre islas es bidireccional dependiendo del recurso, mientras que para el invierno el recurso eólico es más estable y puede abastecer sin problema la totalidad de la demanda, obteniendo en verano una potencia máxima de 29,12 MW en la hora pico y una potencia mínima de 5,33 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 29,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 15,26 MW.

Figura 34

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



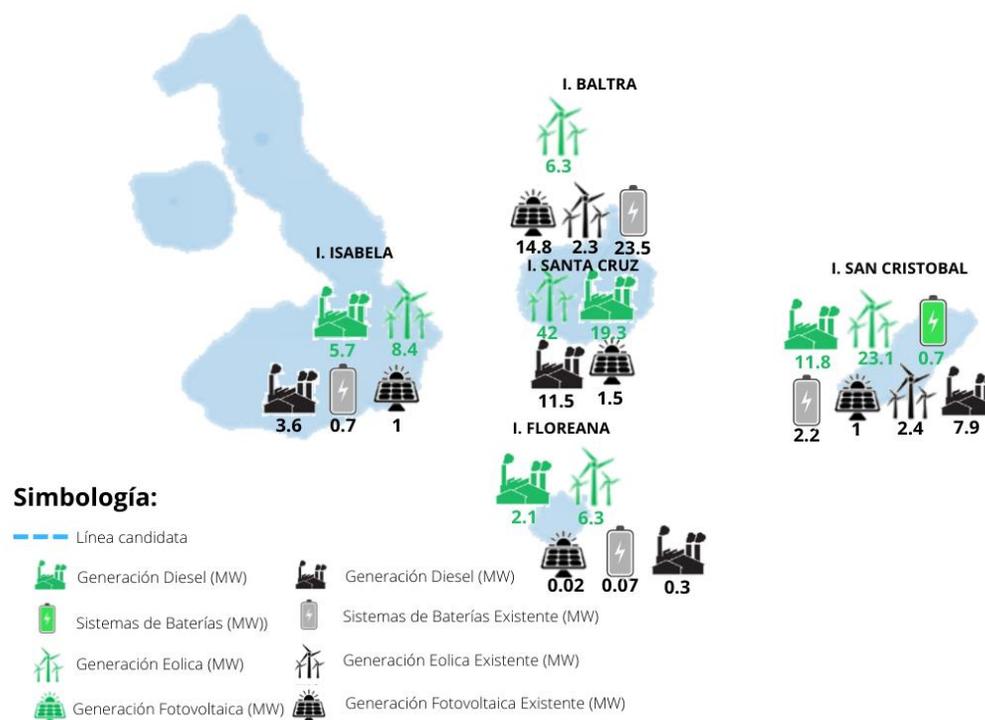
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base, descarbonización pasiva y línea de 69kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 69 kV, considerando descarbonización pasiva (se considera en el portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 35 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, no se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones, las ERNC tienen prioridad para el optimizador, en los momentos de demanda máxima se observa que la tecnología térmica ayuda al sistema, al ser una tecnología con costos operativos altos el optimizador opta por usarla siempre y cuando sea necesario.

Figura 35

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

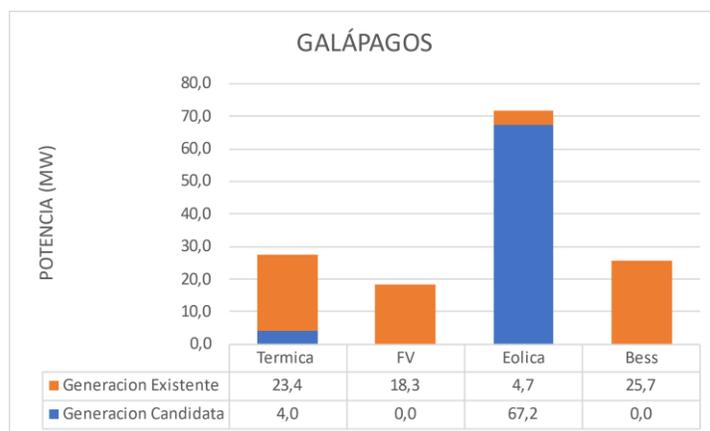


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 4 MW de tecnología térmica y 67,2 MW de tecnología eólica como se puede observar en la figura 36.

Figura 36

Detalle por tecnología existente y candidata.



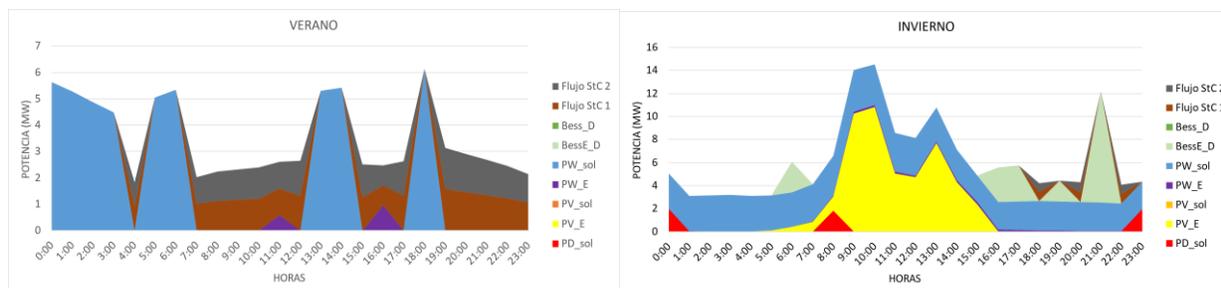
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 37 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. Para el verano el flujo de las líneas de interconexión se complementa con la generación eólica existente, generación eólica candidata para cubrir la demanda, llegando a una potencia máxima de 6,14 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,83 MW. Para el invierno el recurso eólico aumenta, la generación fotovoltaica apoya al sistema en momentos de máxima irradiancia, la tecnología BESS existente cubre la demanda máxima, y se tiene pequeños ingresos de tecnología térmica, llegando a una potencia máxima de 14,18 MW en la hora pico y una potencia mínima de 3,10 MW.

Figura 37

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



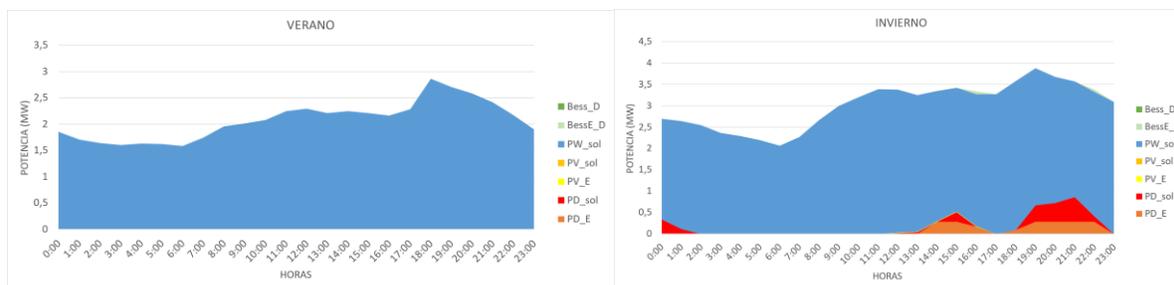
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 38 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 3,87 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 38

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



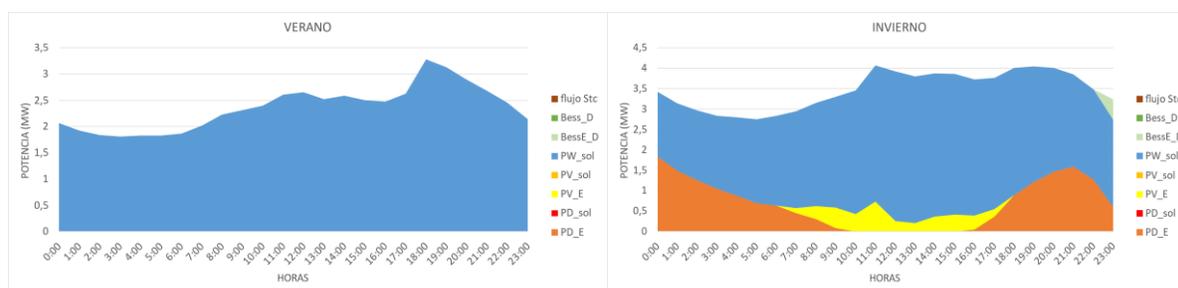
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 39 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,86 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 4,09 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,78 MW.

Figura 39

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



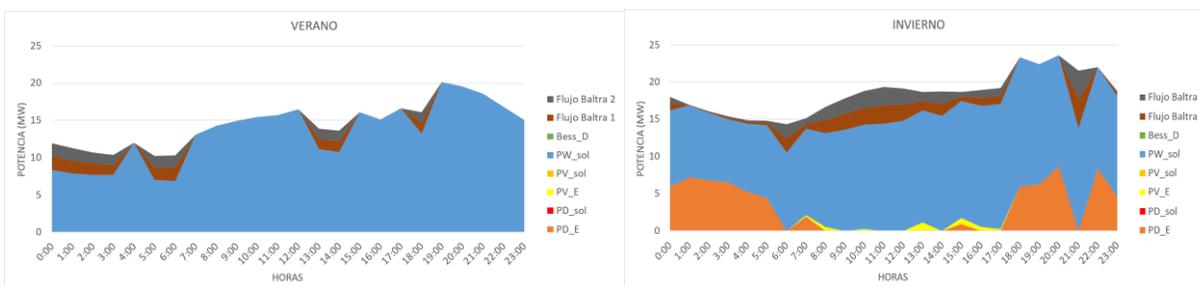
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 40 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla Baltra se encuentra presente ayudando abastecer la demanda, en verano el recurso eólico suple con la totalidad de la demanda, para el invierno se denota el uso de tecnología fotovoltaica y térmica existente, generando en verano una potencia máxima de 20,15 MW en la hora pico y una potencia mínima de 10,31 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 23,57 MW en la hora pico y una potencia mínima de 14,29 MW

Figura 40

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 41 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de tecnología eólica, para verano el recurso eólico abastece la demanda sin ningún inconveniente, para el caso del invierno se observa la inserción de tecnología térmica existente para cubrir la mayor demanda, obteniendo en verano una potencia máxima de 9,03 MW en la hora pico y una potencia mínima de 4,73 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 11,80 MW en la hora pico y una potencia mínima de 6,89 MW

Figura 41

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



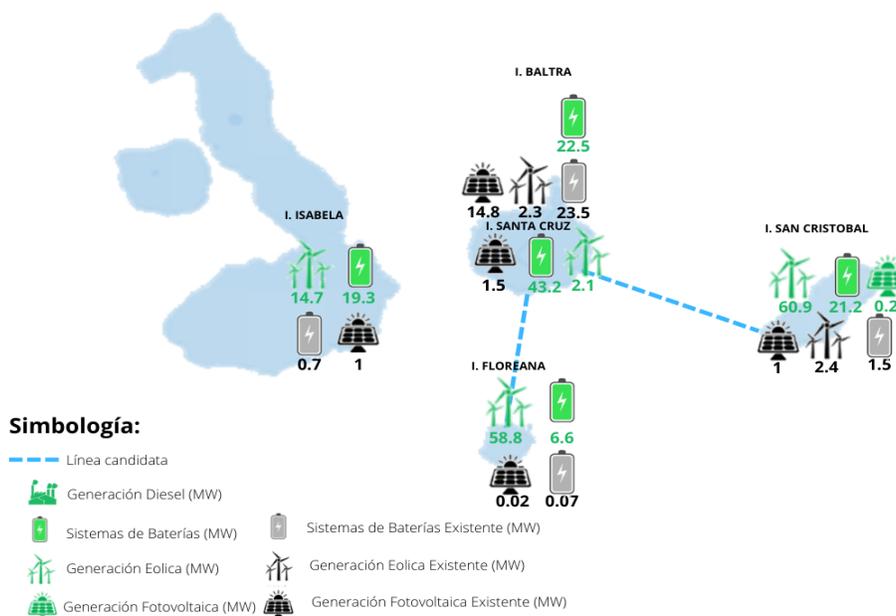
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización agresiva y línea de 34,5 kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base más vehículos eléctricos con línea de distribución submarina de 34,5 kV, considerando la inserción de vehículos eléctricos y descarbonización agresiva (se elimina del portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 42 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, se activan las interconexión de las islas San Cristóbal y Floreana con la isla Santa Cruz debido a que se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones y se origina una complementariedad entre las islas interconectadas, en Floreana y San Cristóbal existe mejor recurso eólico por esta razón el optimizador decide instalar 58,8 MW y 60,9 MW respectivamente en generación eólica para abastecer la demanda requerida en ciertas horas por la isla Santa Cruz.

Figura 42

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

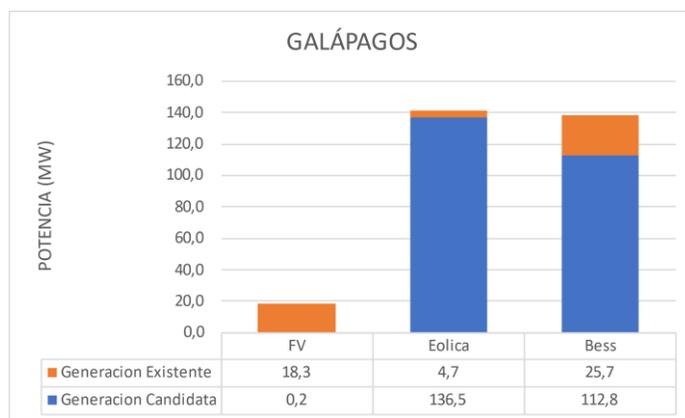


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 0,2 MW de tecnología fotovoltaica, 136,5 MW de tecnología eólica, 112,8 MW en BESS como se puede observar en la figura 43.

Figura 43

Detalle por tecnología existente y candidata.



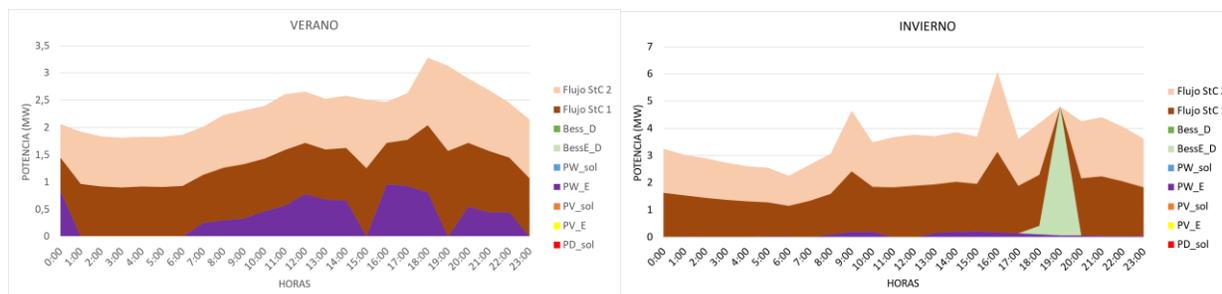
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 44 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente la interconexión existente con la Isla Santa Cruz. En el verano el flujo de las líneas de distribución se complementa con la generación eólica existente, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1.80 MW. En invierno la tecnología BESS existe justo con la tecnología eólica existente ayudan al sistema a abastecer de manera satisfactoria la demanda, los dos flujos provenientes desde la isla Santa Cruz se mantienen activos con mucha más constancia, llegando a una potencia máxima de 6,09 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,25 MW.

Figura 44

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



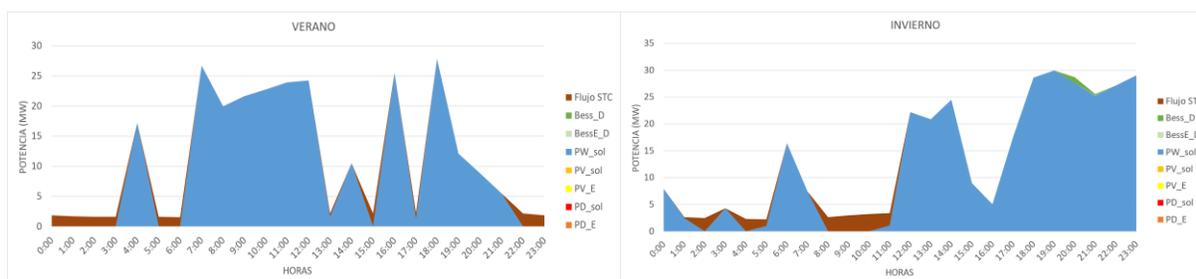
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 45 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, se activa la interconexión con la isla Santa Cruz, la cual ayuda a la operación en los momentos de bajo recurso eólico el cual se denota con una intermitencia tanto en invierno como en verano, para el invierno incluye en la operación la tecnología BESS para la demanda pico, llegando en verano a una potencia máxima de 27,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,70 MW, en invierno la potencia máxima llega a 29,90 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,24 MW.

Figura 45

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 46 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual abastece por completo la demanda de verano, para el invierno el recurso eólico es muy abundante, para cubrir la demanda pico es necesario la inserción de la tecnología BESS, llegando en verano a una potencia máxima de 8,47 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,94 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 9,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,83 MW.

Figura 46

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



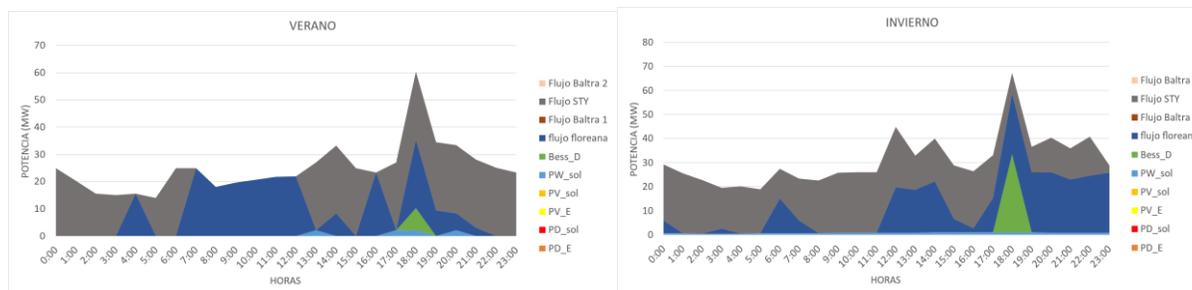
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 47 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, se observa un caso muy particular ya que existen dos interconexiones, la una con la isla Floreana y la otra con la isla San Cristóbal, se observa tanto para invierno y verano que la operación en su mayoría está dada por los flujos, y para cubrir la demanda pico se tiene la inserción de tecnología BESS, de igual manera se observa que existe generación eólica proyectada, generando en verano una potencia máxima de 60,30 MW en la hora pico y una potencia mínima de 13,97 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 67,31 MW en la hora pico y una potencia mínima de 18,84 MW.

Figura 47

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



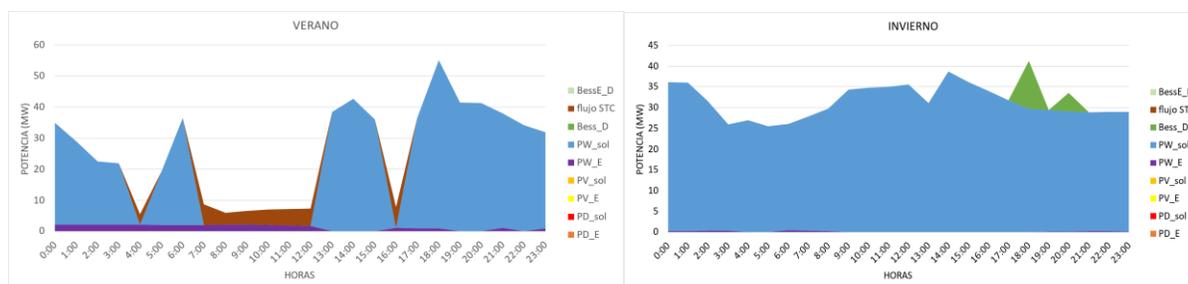
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 48 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de tecnología eólica, para verano ingresan las tecnologías eólicas, tanto la existente como la proyectada de igual manera se observa la interconexión con la isla Santa Cruz, mientras que para el invierno el recurso eólico es más estable y puede abastecer junto con tecnología BESS la totalidad de la demanda, obteniendo en verano una potencia máxima de 55,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 5,41 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 41,21 MW en la hora pico y una potencia mínima de 25,53 MW.

Figura 48

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



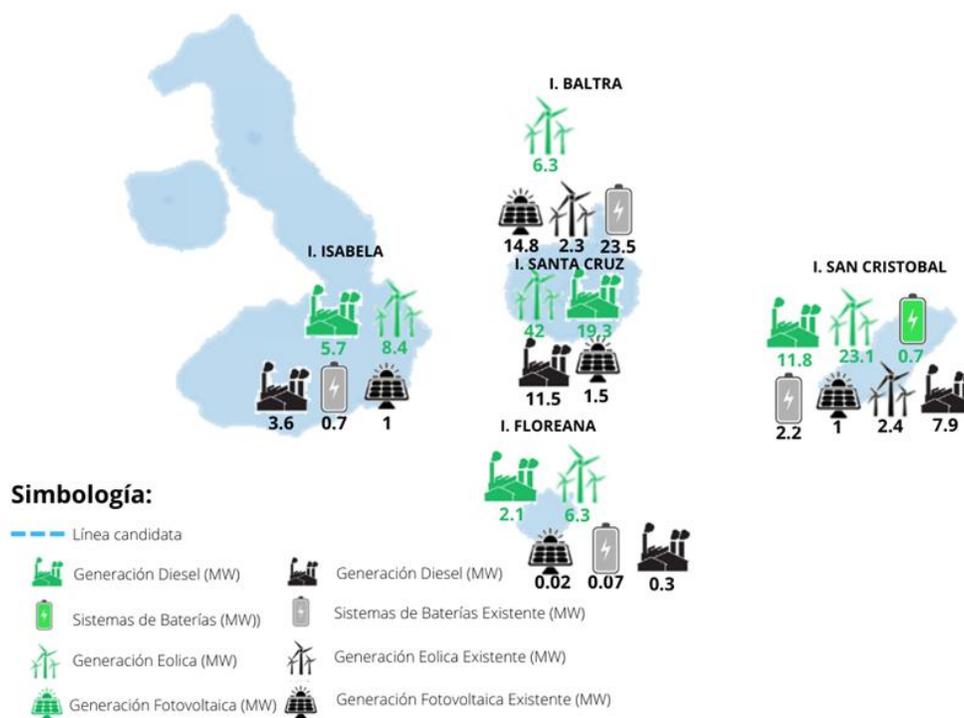
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización pasiva y línea de 34,5kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 34,5 kV, considerando la inserción de vehículos eléctricos y descarbonización pasiva (se considera en el portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 49 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, no se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones, las ERNC tienen prioridad para el optimizador, en los momentos de demanda máxima se observa que la tecnología térmica ayuda al sistema, al ser una tecnología con costos operativos altos el optimizador opta por usarla siempre y cuando sea necesario.

Figura 49

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

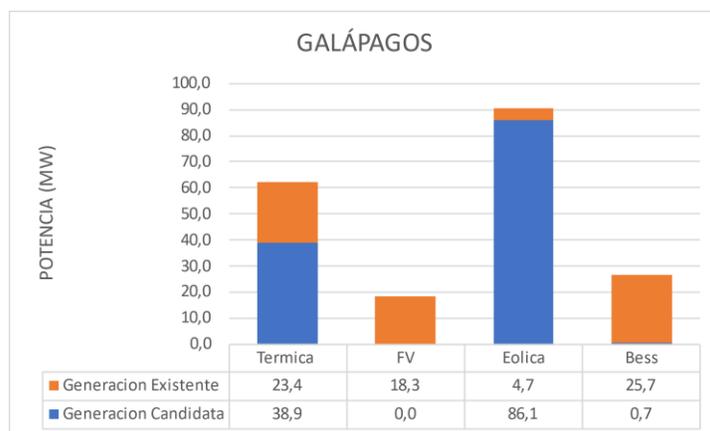


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 38,9 MW de tecnología térmica, 86,1 MW de tecnología eólica y 0,7 MW en BESS como se puede observar en la figura 50.

Figura 50

Detalle por tecnología existente y candidata.



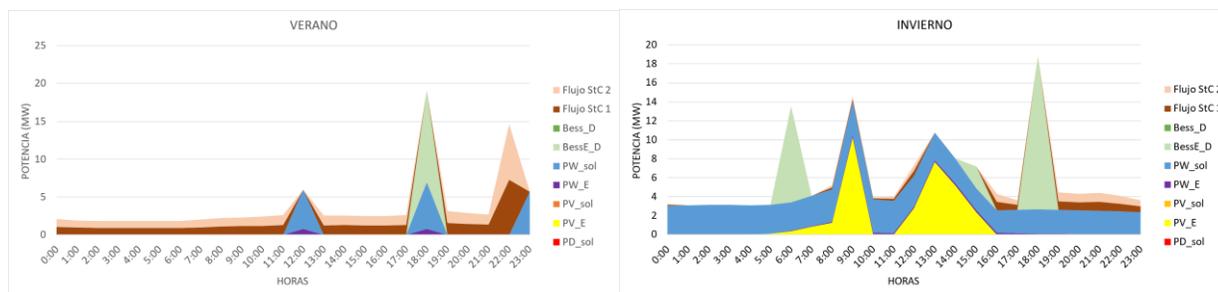
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 51 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. Para el verano el flujo de las líneas de distribución se complementa con la generación eólica existente, generación eólica candidata y para cubrir la demanda máxima la tecnología BESS existente, llegando a una potencia máxima de 19,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,80 MW. Para el invierno el recurso eólico aumenta, la generación fotovoltaica apoya al sistema en momentos de máxima irradiancia, la tecnología BESS existente cubre la demanda máxima, llegando a una potencia máxima de 18,80 MW en la hora pico y una potencia mínima de 3,09 MW.

Figura 51

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



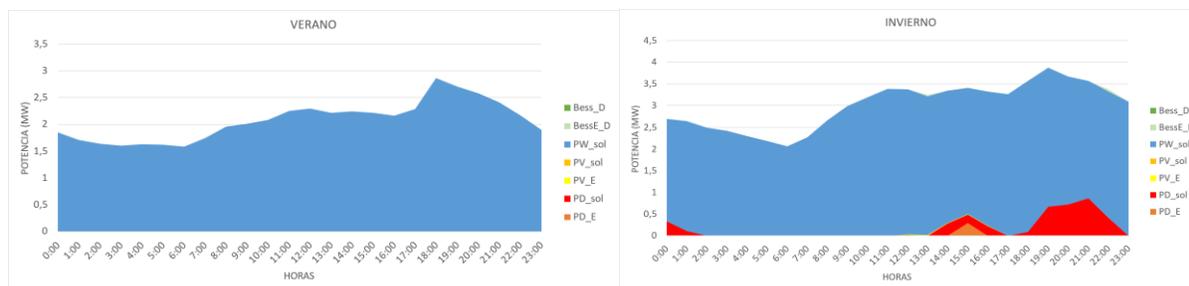
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 52 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 3,87 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 52

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



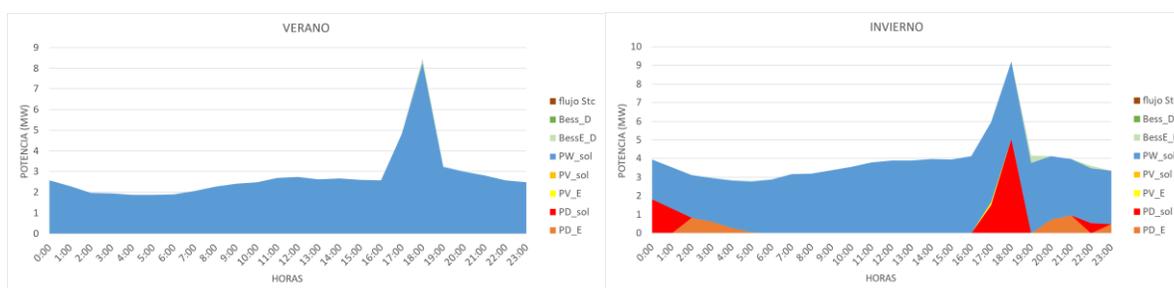
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 53 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 8,26 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,86 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 9,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,83 MW.

Figura 53

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



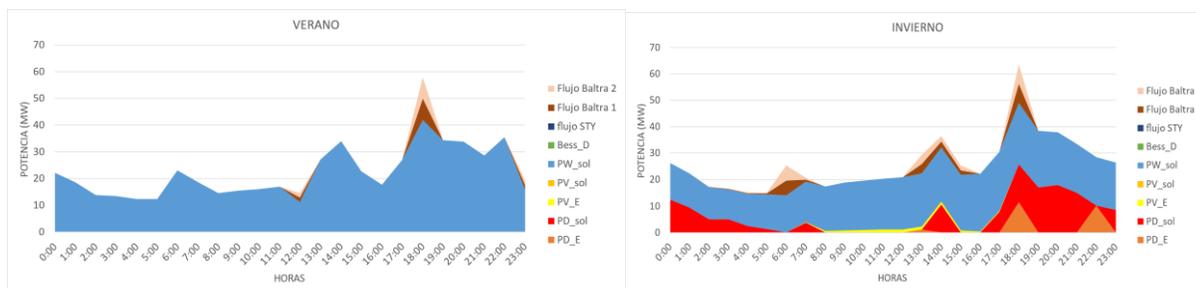
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 54 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano; en verano la demanda de la isla se abastece con tecnología eólica proyectada junto con la interconexión con la isla Baltra; en invierno la tecnología eólica proyectada junto con tecnología fotovoltaica y térmica suministran la demanda, generando en verano una potencia máxima de 57,82 MW en la hora pico y una potencia mínima de 10,46 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 63,53 MW en la hora pico y una potencia mínima de 16,91 MW.

Figura 54

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 55 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de tecnología eólica, para verano ingresa la tecnología térmica junto con BESS existente y candidata para los momentos de mayor demanda, para el caso del invierno se observa una mayor inversión de tecnología térmica existente y candidata, obteniendo en verano una potencia máxima de 30,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 5,34 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 32,42 MW en la hora pico y una potencia mínima de 7,34 MW.

Figura 55

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



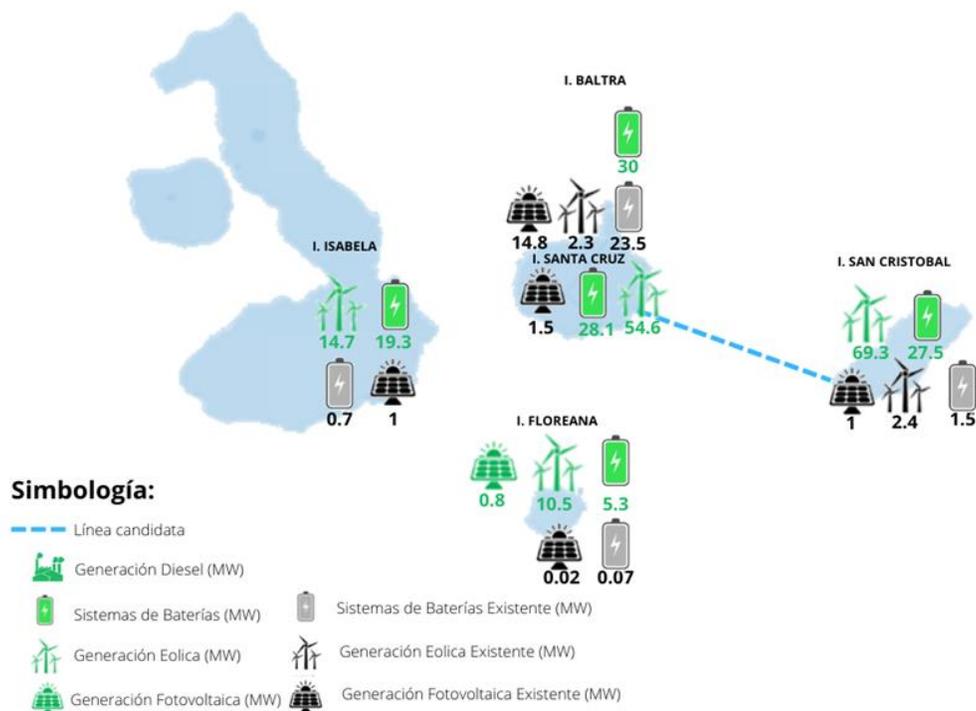
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización agresiva y línea de 69 kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 69 kV, considerando la inserción de vehículos eléctricos y descarbonización agresiva (se elimina del portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 56 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, además para este escenario se activa la interconexión entre la islas Santa Cruz y San Cristóbal debido a que se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones y se origina una complementariedad entre las islas interconectadas ya que en San Cristóbal existe mejor recurso eólico por esta razón el optimizador decide instalar 69,3 MW en generación eólica para abastecer la demanda de la isla Santa Cruz.

Figura 56

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

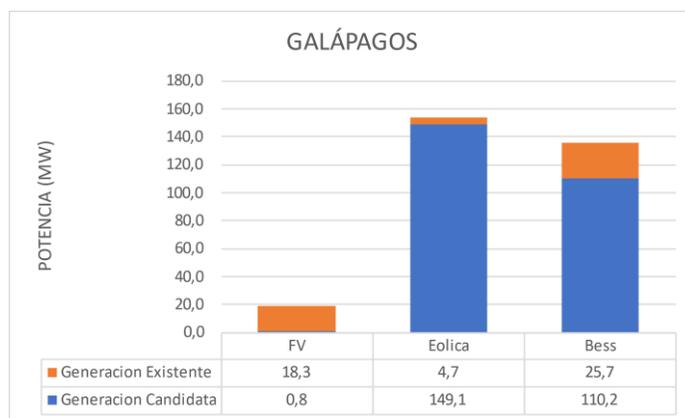


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 0,8 MW de tecnología fotovoltaica, 149,1 MW de tecnología eólica, 110,2 MW en BESS como se puede observar en la figura 57.

Figura 57

Detalle por tecnología existente y candidata.



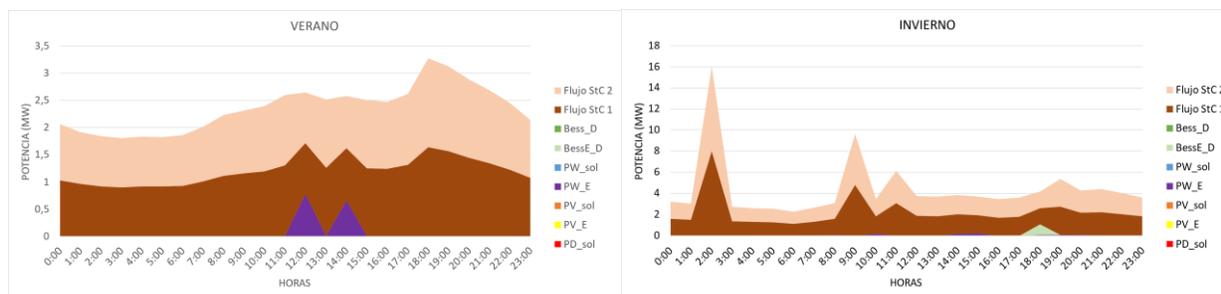
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 58 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. En el verano el flujo de las líneas de distribución se complementa con la generación eólica existente, llegando a una potencia máxima de 3,27 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,80 MW. En invierno la tecnología BESS existe junto con la tecnología eólica existente ayudan al sistema a abastecer la demanda, los dos flujos provenientes desde la isla Santa Cruz se mantienen activos en forma constante, llegando a una potencia máxima de 16,00 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,25 MW.

Figura 58

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



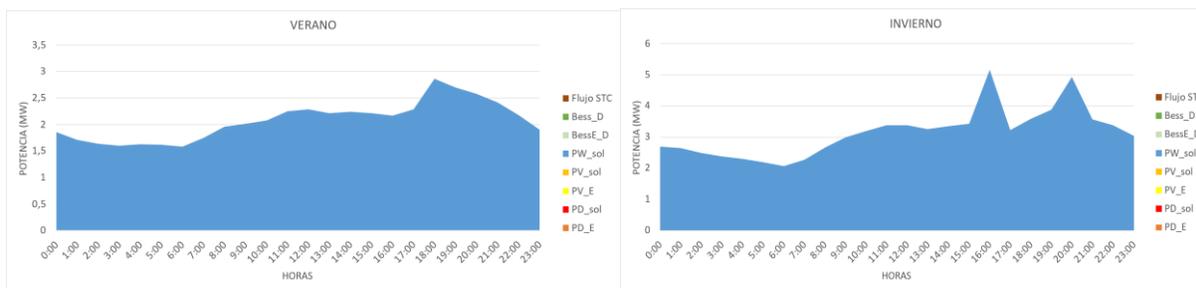
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 59 se observan las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, la tecnología eólica es capaz de cubrir la totalidad de la demanda tanto en invierno como en verano, teniendo en verano una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 5,07 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 59

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



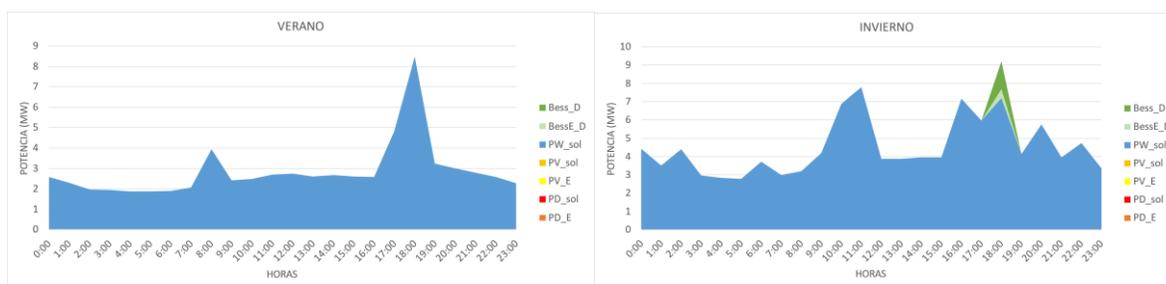
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 60 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico con el cual se abastece por completo la demanda de verano, para el invierno el recurso eólico es muy abundante pero para cubrir la demanda pico es necesario la inserción de la tecnología BESS existente y candidata, llegando en verano a una potencia máxima de 8,47 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,94 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 9,20 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,83 MW.

Figura 60

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

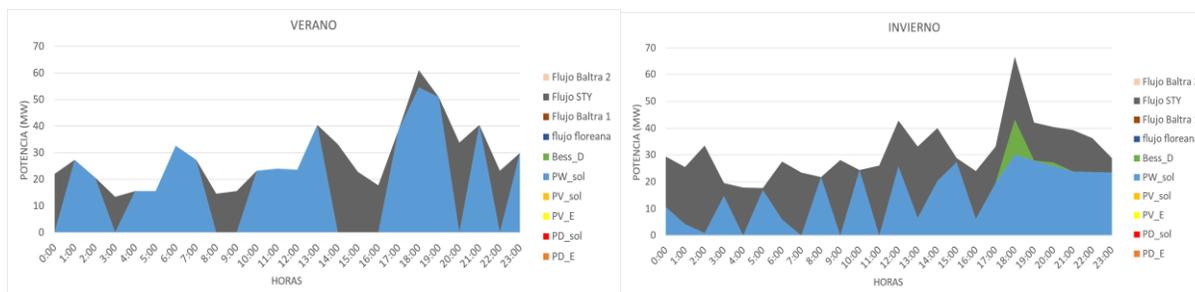
Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 61 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla San Cristóbal se encuentra presente de manera constante para abastecer la demanda, en verano la tecnología eólica proyectada abastece a la demanda en los momentos que el recurso se lo permite, para el invierno el recurso eólico se estabiliza y de igual manera el flujo desde San Cristóbal es más estable y también se tiene la inserción de tecnología BESS para los picos de demanda, generando en verano una potencia máxima de

61,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 13,48 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 66,66 MW en la hora pico y una potencia mínima de 17,59 MW.

Figura 61

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



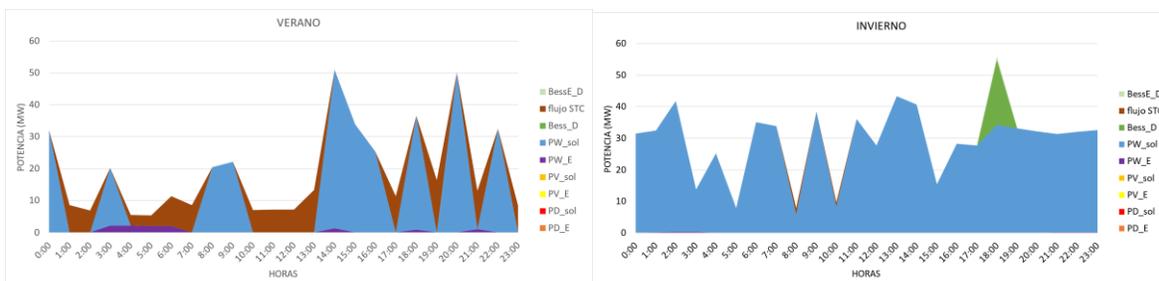
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 62 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de tecnología eólica, para verano ingresan las tecnologías eólicas, tanto la existente como la proyectada de igual manera se observa la interconexión con la isla Santa Cruz, al estar interconectadas el flujo entre islas es bidireccional dependiendo del recurso, en invierno el recurso eólico es más estable y puede abastecer junto con tecnología BESS la totalidad de la demanda, obteniendo en verano una potencia máxima de 50,16 MW en la hora pico y existe una potencia mínima de 6,89 MW, mientras que para el invierno se presenta una potencia máxima de 55,96 MW en la hora pico y una potencia mínima de 7,89 MW.

Figura 62

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



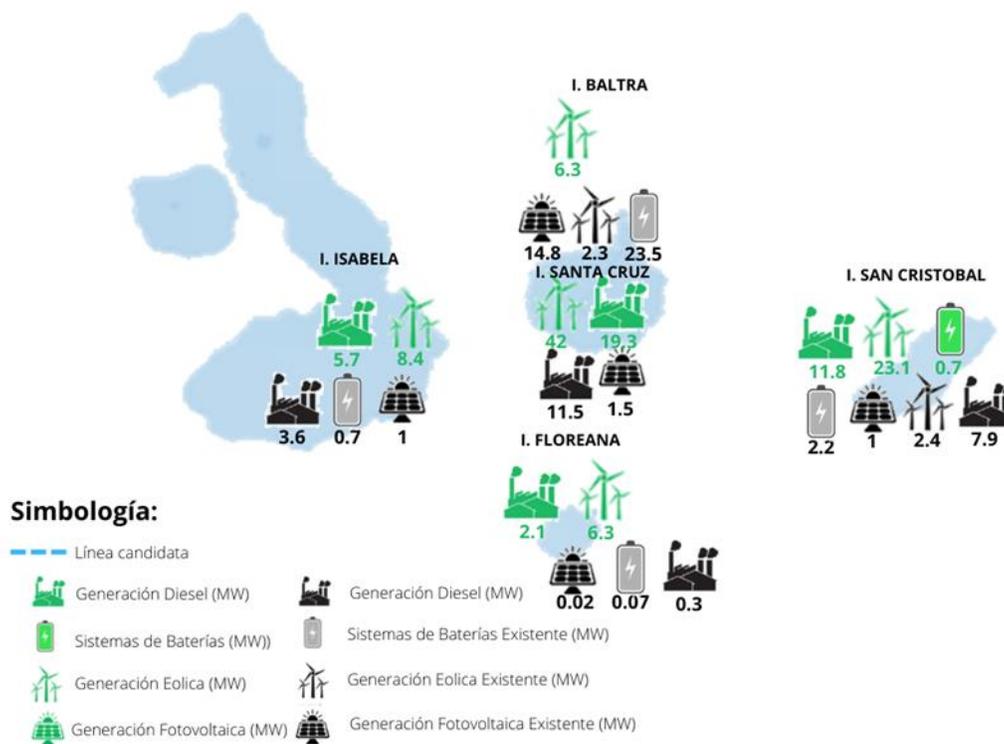
Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

Caso base más vehículos eléctricos, descarbonización pasiva y línea de 69kV

Se analizaron los resultados obtenidos para el escenario de demanda base con línea de distribución submarina de 69 kV, considerando la inserción de vehículos eléctricos y descarbonización pasiva (se considera en el portafolio de inversiones la tecnología térmica). En la figura 63 se observa la distribución de todas las tecnologías candidatas por isla calculadas por el optimizador, no se elimina la generación térmica del portafolio de inversiones, las ERNC tienen prioridad para el optimizador, en los momentos de demanda máxima se observa que la tecnología térmica ayuda al sistema, al ser una tecnología con costos operativos altos el optimizador opta por usarla siempre y cuando sea necesario.

Figura 63

Mapa de tecnologías existentes y proyectadas

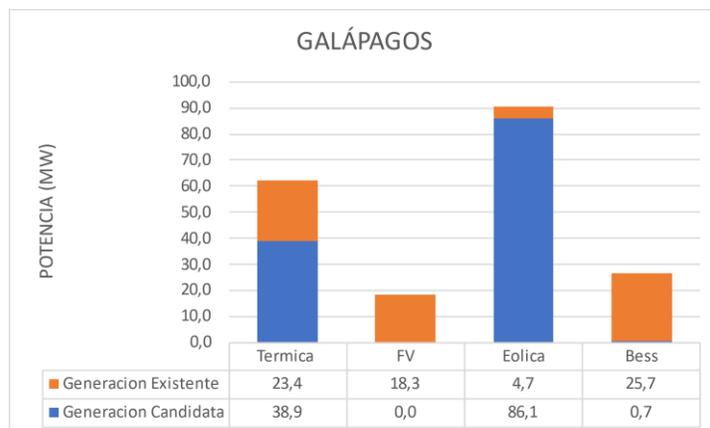


Nota. El gráfico ilustra la distribución de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

El mix tecnológico de generación candidata a instalarse en las islas Galápagos calculado por el optimizador se compone de 38,9 MW de tecnología térmica, 86,1 MW de tecnología eólica y 0,7 MW en BESS como se puede observar en la figura 64.

Figura 64

Detalle por tecnología existente y candidata.



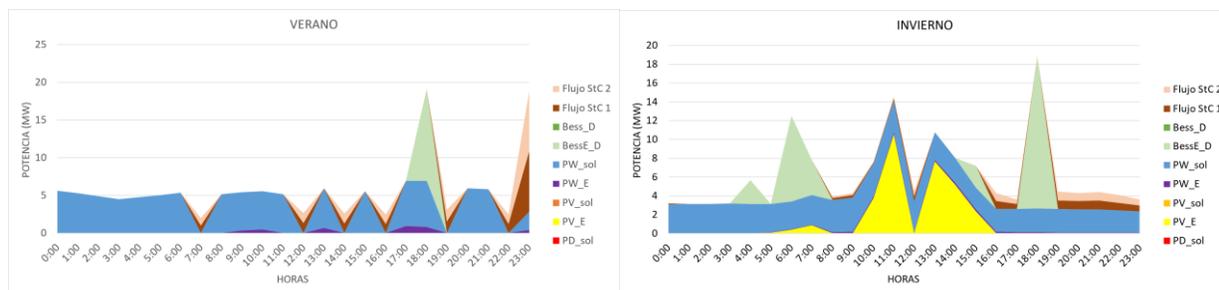
Nota. El gráfico muestra el detalle de las tecnologías de generación existentes y proyectadas.

Curvas de operación Isla Baltra

En la figura 65 se observan las curvas de operación de la isla Baltra para invierno y verano, se emplean continuamente las líneas de interconexión existentes con la Isla Santa Cruz. Para el verano el flujo de las líneas de distribución submarina se complementa con la generación eólica existente, generación eólica candidata y para cubrir la demanda máxima la tecnología BESS existente, llegando a una potencia máxima de 19,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,01 MW. Para el invierno el recurso eólico aumenta, la generación fotovoltaica apoya al sistema en momentos de máxima irradiancia, la tecnología BESS existente cubre la demanda máxima, llegando a una potencia máxima de 18,80 MW en la hora pico y una potencia mínima de 3,09 MW.

Figura 65

Curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Baltra en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Floreana

En la figura 66 se observa las curvas de operación de la isla Floreana para invierno y verano, existe una gran cantidad de recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada contribuyen en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 2,86 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,58 MW, en invierno la potencia máxima llega a 3,87 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,06 MW.

Figura 66

Curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.



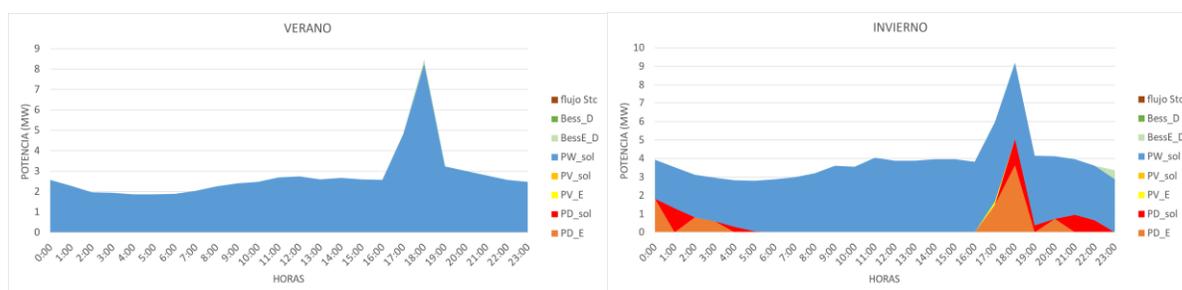
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Floreana en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Isabela

En la figura 67 se observan las curvas de operación de la isla Isabela para invierno y verano, existe un gran recurso eólico candidato, el cual abastece por completo la demanda de verano, para invierno la tecnología térmica existente y proyectada ayuda en ciertos momentos a abastecer la demanda total, llegando en verano a una potencia máxima de 8,26 MW en la hora pico y una potencia mínima de 1,86 MW, para el invierno se tiene una potencia máxima de 9,20 MW en la hora pico y una potencia mínima de 2,83 MW.

Figura 67

Curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.



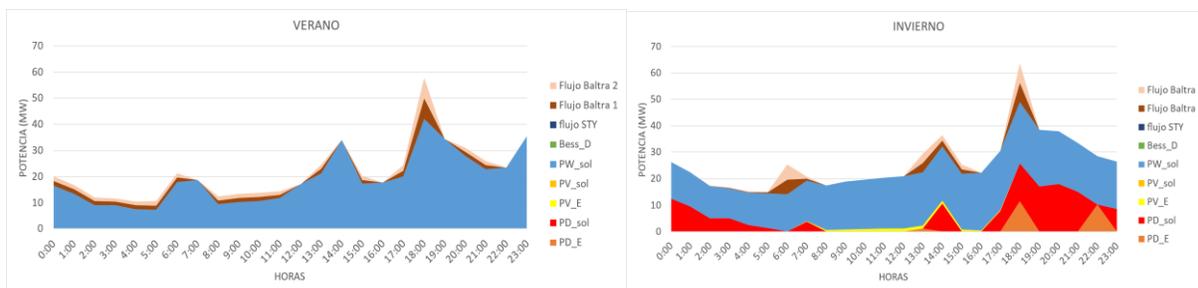
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Isabela en invierno y verano.

Curvas de operación Isla Santa Cruz

En la figura 54 se observan las curvas de operación de la isla Santa Cruz para invierno y verano, la interconexión con la isla Baltra se encuentra presente en los picos de carga ayudando suplir la demanda, en verano la tecnología eólica proyectada abastece la demanda, para el invierno se denota el uso de tecnología fotovoltaica y térmica para poder suplir la carga, generando en verano una potencia máxima de 57,82 MW en la hora pico y una potencia mínima de 10,46 MW, para el invierno llega a una potencia máxima de 63,53 MW en la hora pico y una potencia mínima de 16,91 MW.

Figura 68

Curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.



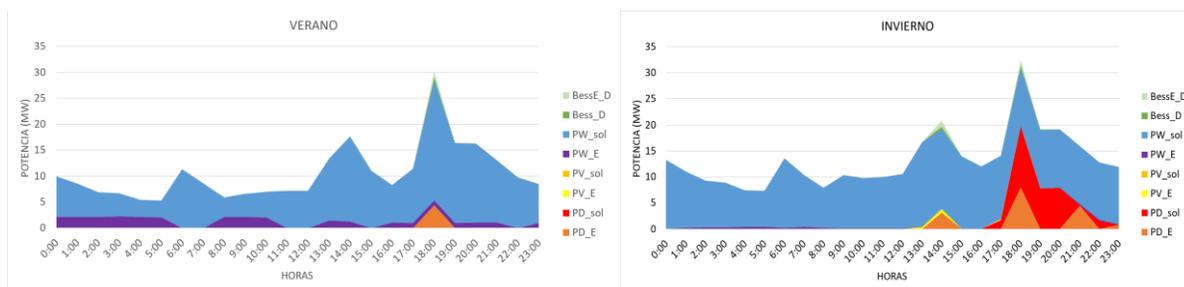
Nota. El gráfico muestra las curvas de operación de la isla Santa Cruz en invierno y verano.

Curvas de operación Isla San Cristóbal

En la figura 55 se observan las curvas de operación de la isla San Cristóbal para invierno y verano, existe gran presencia de tecnología eólica, para verano ingresa la tecnología térmica junto con BESS existente y candidata para los momentos de mayor demanda, para el caso del invierno se observa una mayor inversión de tecnología térmica existente y candidata, obteniendo en verano una potencia máxima de 30,10 MW en la hora pico y una potencia mínima de 5,34 MW, mientras que para el invierno una potencia máxima de 32,42 MW en la hora pico y una potencia mínima de 7,34 MW.

Figura 69

Curvas de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.



Nota. El gráfico muestra la curva de operación de la isla San Cristóbal en invierno y verano.

- **Resumen de resultados.**

En la tabla 16 se resumen todos los casos analizados junto con las potencias en megawatts a instalar en cada caso y por cada tecnología, junto con las líneas evaluadas. Se observan los costos de cada uno de los casos analizados en este trabajo, donde las opciones de descarbonización pasiva son más económicas, sin embargo, no se desplaza por completo la tecnología termoeléctrica, mientras que las opciones agresivas desplazan por completo la tecnología termoeléctrica y contemplan una descarbonización total de lo que se encuentra dentro del proyecto, siendo el caso base más vehículos eléctricos con descarbonización agresiva el más atractivo ya que contempla la descarbonización total de la generación eléctrica y transporte del archipiélago.

Tabla 16

Resumen de resultados y costo.

TECNOLO GÍA	CASO BASE (MW)				CASO BASE Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (MW)			
	34,5 kV		69 kV		34,5 kV		69 kV	
	AGRE SIVO	PASI VO	AGRE SIVO	PASI VO	AGRE SIVO	PASI VO	AGRE SIVO	PASI VO
Térmica	0	4	0	4	0	38,9	0	38,9
FV	0,8	0	0,8	0	0,2	0	0,8	0
Eólica	113,4	67,2	113,4	67,2	136,5	86,1	149,1	86,1
BESS	13,4	0	13,4	0	112,8	0,7	110,2	0,7

LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBMARINA								
Santa Cruz – Florena	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗
Santa Cruz – San Cristóbal	✓	✗	✓	✗	✓	✗	✓	✗
COSTO (MMUSD)								
Inversión	262,5	126,1	267,5	126,1	432,8	174,1	430,5	174,1

Nota. En la tabla se observa el resumen de resultados y los costos asociados a cada caso.

Análisis económico.

El retorno de inversión de este proyecto es un poco particular, ya que involucra el consumo de combustibles fósiles para los vehículos, por ello se tomó en cuenta la disminución de importación de combustibles fósiles destinados al transporte terrestre y la producción de energía eléctrica, el análisis económico fue realizado para el caso más económico y amigable al ambiente, se tomó en cuenta el caso base más vehículos eléctricos, descarbonización agresiva y línea de 69 kV, según (Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), 2002) se importaron a las islas aproximadamente 112,77 kBEP de gasolinas, destinados al transporte marítimos y para la generación eléctrica 85,1 kBEP de Diesel, se tomó en cuenta el precio internacional de la gasolina de 5,41 USD por galón y el Diesel de 5,29 USD. En el análisis se denota que el estado ecuatoriano dejaría de invertir dinero en combustibles fósiles.

El ahorro en combustibles es de aproximadamente 8.3 millones de galones al año, lo que se traduce a 22,22 MMUSD en Diesel al año y 22,24 MMUSD en gasolinas aproximadamente, como se puede observar en la tabla 17, el costo de proyecto es de

430'570.512,07 MMUSD y se considera un interés del 5% anual. El tiempo de retorno de la inversión ocurre en quince años y siete meses aproximadamente.

Tabla 17

Desglose anual del retorno de inversión.

AÑOS	DEUDA	CUOTA	INGRESOS
1	\$430.570.512,07	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
2	\$400.618.166,90	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
3	\$370.665.821,73	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
4	\$340.713.476,55	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
5	\$310.761.131,38	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
6	\$280.808.786,21	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
7	\$250.856.441,03	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
8	\$220.904.095,86	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
9	\$190.951.750,68	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
10	\$160.999.405,51	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
11	\$131.047.060,34	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
12	\$101.094.715,16	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
13	\$ 71.142.369,99	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
14	\$ 41.190.024,81	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
15	\$ 11.237.679,64	\$ 29.952.345,17	\$32.670.132,94
16	\$ -	\$-18.714.665,53	\$32.670.132,94

Nota. En la tabla se observa el desglose anual del retorno de inversión.

Capítulo VI

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- En base a la metodología desarrollada para el caso de estudio se logró encontrar un mix tecnológico óptimo para reducir el consumo de combustibles fósiles en las islas Galápagos considerando aspectos técnicos, políticos y económicos.
- Desarrollar el estado del arte permitió generar un modelo apropiado para la planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante una matriz energéticamente limpia, considerando la demanda base más la demanda asociada a los vehículos eléctricos proyectados a 20 años, reflejando un aumento en el perfil de carga de las islas.
- Se formuló el problema de optimización considerando tecnologías de generación existente, candidatas y la interconexión entre las 5 islas del archipiélago, dichas tecnologías compiten entre sí a través de los C.I y C.O. El horizonte de tiempo tomado para el análisis fue de dos semanas correspondientes a la demanda de verano e invierno asociadas a la estocasticidad de los recursos naturales considerando 4 escenarios respecto al mes de la demanda de cada estación, obteniendo un total de 1344 puntos de operación evaluados por cada isla, con lo cual se logra un modelo detallado para el análisis requerido.
- Se implementó el modelo matemático detallado del sistema permitiendo realizar simulaciones, logrando obtener el dimensionamiento y ubicación óptima de la generación ERNC y la interconexión entre islas. Además, se logra registrar la operación del sistema generando una base de datos que refleja el comportamiento del SEP con dichas tecnologías dimensionadas y ubicadas en cada región.

- Mediante el análisis de sensibilidades realizado, se obtuvo respuestas para la planificación de la descarbonización, sin embargo, el escenario más relevante es el caso base con vehículos eléctricos e interconexión de 69 kV, instalando 149,1 MW de energía eólica, 110,2 MW de baterías y líneas de interconexión entre las islas Santa Cruz - San Cristóbal.

Recomendaciones

- No se recomienda el uso de líneas de transmisión de 138 kV para la interconexión entre islas, ya que según la normativa ecuatoriana las empresas de distribución están facultadas a operar líneas de hasta 69 kV, además de requerir personal con una capacitación diferente para la realización de maniobras.
- En estudios posteriores se recomienda tomar en cuenta la inserción de navíos con tecnología eléctrica, ya que en la actualidad no existe la tecnología necesaria para reemplazar el parque marítimo actual que funciona mediante motores de combustión interna.
- Para estudios posteriores de dimensionamientos de ERNC para las islas Galápagos se recomienda añadir al portafolio de inversiones la tecnología eólica offshore respetando las políticas ambientales.
- Se recomienda realizar un estudio de estabilidad, ya que en los casos de descarbonización agresiva el parque es completamente no inercial.
- Debido a la gran inserción de electrolineras, se recomienda realizar un estudio de impacto de los vehículos eléctricos en el sistema de distribución, enfocado en la calidad de la energía.

Bibliografía

- Anibal, S. O. (2019). Diseño y construcción de un sistema de compensación reactiva para la reducción del consumo de combustible diésel en la generación terminal de la isla San Cristobal Galápagos. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Athanasios Angelis-Dimakis, M. B. (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1182-1200.
- BOAZ MOSELLE, J. P. (2010). *ELECTRICIDAD VERDE: ENERGÍAS RENOVABLES*. Barcelona: Marcial Pons.
- Byron, B. (2017). ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA PARA ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON ALTA INCERTIDUMBRE CONSIDERANDO EL PERFIL DE VOLTAJE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN. Quito: Universidad Politécnica Salesiana.
- Claudia Rahmann, B. M.-C. (22 de Junio de 2017). Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Peak Shaving Applications. Basilea, Basilea, Suiza.
- Commons, C. (25 de Junio de 2022). *GlobaPetrolPrices.com*. Obtenido de *GlobaPetrolPrices.com*: https://es.globalpetrolprices.com/diesel_prices/
- CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS. (2015). *PLAN DE DESARROLLO SUSTENTABLE Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS*. Puerto Baquerizo Moreno: CONSEJO DE GOBIERNO DEL RÉGIMEN ESPECIAL DE GALÁPAGOS.
- CTFE, C. T. (Noviembre de 2020). *FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR*. Quito, Pichincha, Ecuador.

El Universo. (9 de Septiembre de 2018). El Universo. Obtenido de

<https://www.eluniverso.com/vida/2018/09/07/nota/6942569/nueva-zonificacion-islas-galapagos-prueba-ano/>

ELECGALAPAGOS S.A. (2021). INFORME DEL SISTEMA ELECTRICO DE ELECGAPAGOS

S.A. 2020. Puerto Baquerizo Moreno: ELECGALAPAGOS S.A.

energía, I. p. (11 de Noviembre de 2011). PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020.

Madrid, Madrid, España.

ESRA. (2022). ESRA Europe. Obtenido de <https://esraeurope.org/>

Estanqueiro, A. R. (2020). Optimal Planning of Isolated Power Systems with near 100% of

Renewable Energy. IEEE Transactions on Power Systems, 1274-1283.

GAD Municipal de Santa Cruz. (2022). Islas de Galápagos. Obtenido de

<https://galapagossantacruz.com/es-ec/galapagos/recomendaciones/islas-galapagos-a5700f04b>

GALÁPAGOS, C. D. (2016 de Marzo de 26). ORDENANZA QUE CONTIENE EL

REGLAMENTO DE INGRESO Y CONTROL DE VEHÍCULOS Y MAQUINARIA A LA

PROVINCIA DE GALÁPAGOS. Puerto Baquerizo Moreno, Galápagos , Ecuador.

Hans Christian Gils, S. S. (2017). Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply

for the Canary Islands. Applied Energy, 342-355.

Helena García, A. C. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables. Bogota:

Fedesarrollo.

Hemmati, H. M. (2019). Modeling and optimal scheduling of battery energy. Journal of Cleaner,

810-821.

- Hernández, A. (s.f.). Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Universidad de Sevilla, Sevilla.
- Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE). (2002). Balance Energético de la Provincia de Galápagos 2018. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Jara Alvear, J., Pastor, H., Garcia, J., Casafont, M., Araujo, E., & Calderon, E. (2013). Embarcaciones solares, una evolución al transporte m. Investigación Sostenible Energías Renovables y Eficiencia Energética, 1-9.
- Katharina Gruber, C. K. (2019). Assessing the Global Wind Atlas and local measurements for bias correction of wind power generation simulated from MERRA-2 in Brazil. Energy, 116-212.
- L.A. Mera, P. O. (2021). Aplicación de la Simulación de Montecarlo para el Análisis de la Implementación de Estaciones de Carga Rápida para Vehículos Eléctricos en la Provincia de Galápagos. Revista Técnica "energía". No. 17, 143-152.
- López, M. V. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. México D.F.: Alfaomega Grupo Editor, S.A.
- Marcel Šúri, T. A. (2012). PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe. International Journal of Sustainable Energy, 55-67.
- Meteotest. (2022). Meteonorm. Obtenido de <https://meteonorm.com/en/>
- Miguel, D. (2010). Reability Impact on Power Systems Considering High Penetration of Electric Vehicles. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Ministerio del Ambiente, A. y. (2014). Galápagos celebra 36 años como Patrimonio Natural de la Humanidad. Obtenido de Galápagos celebra 36 años como Patrimonio Natural de la Humanidad: <https://www.ambiente.gob.ec/galapagos-celebra-36-anos-como-patrimonio-natural-de-la-humanidad/>

Moya, M., & Arroyo, D. (2015). Análisis de los resultados de la operación del catamarán “Génesis Solar” en el estrecho de Itabaca (Islas Galápagos). Congreso Internacional IDI Sostenibilidad Energética.

NASA. (10 de 04 de 2017). MERRA Project. Obtenido de <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

NASA. (02 de 01 de 2019). MERRA-2 Project. Obtenido de <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

NASA. (02 de 01 de 2019). MERRA-2 Project. Obtenido de <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

NASA. (2022). NASA POWER. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/>

O. Gandhi, C. D.-G. (15 de Enero de 2018). Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy. *Applied energy*, vol. 210, págs. 827-841.

Parque Nacional Galápagos. (2016). Sistema de zonificación de las áreas protegidas de las Galápagos. Puerto Ayora: Ministerio de Ambiente.

Paúl Arévalo, A. C. (2022). Mitigation of carbon footprint with 100% renewable energy system by 2050: The case of Galapagos islands. *Energy*, 123247.

Paul, M. C. (2018). Dimensionamiento óptimo para pequeños sistemas híbridos aislados aplicado en las islas Galápagos. Quito: Universiada Politécnica Salesiana.

- R. Barreto, O. G. (2018). Operación Óptima del Sistema Eléctrico Aislado de la Isla San Cristobal, con Generación Renovable y Vehículos Eléctricos. *Revista Técnica Energía*, 110-121.
- Roberto, G. I. (2022). Evaluación de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica. Caso Islas Galápagos. Guayaquil: Universidad Católica Santiago de Guayaquil.
- S.A., E. (16 de Enero de 2013). INFORME DE LA PRESIDENCIA EJECUTIVA A LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS POR EL EJERCICIO ECONÓMICO CORRESPONDIENTE AL PERIODO 1 DE ENERO - 31 DE DICIEMBRE DE 2012. Puerto BAquerizo Moreno, Galapagos, Ecuador.
- Sebastián, T. (2019). Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehiculos eléctricos. Bogota D.C.: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.
- Tenelema, E. (s.f.). SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA USANDO MÉTODOS COMPLETOS, DESACOPLADOS Y LINEALIZADOS. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA USANDO MÉTODOS COMPLETOS, DESACOPLADOS Y LINEALIZADOS. Universidad Politécnica Salesiana, Quito.
- Torres, S. D.-T. (2022). Electric vehicles and power quality in low voltage networks: Real data analysis and modeling. *Applied Energy*, 11-18.
- TRÓNÐHEIM, H. M., NICLASSEN, B., NIELSEN, T., DA SILVA, F., & BAK, C. (2021). 100% Sustainable Electricity in the Faroe Islands: Expansion Planning Through Economic Optimization. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 23-34. doi: 10.1109/OAJPE.2021.3051917

University of Bergen. (1998). Satel light. Obtenido de

<https://www.uib.no/en/rg/meten/54530/satel-light>

Urrestizala, M. (s.f.). ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO PARQUE EÓLICO CON EL OBJETIVO DE COLABORAR CON EL PER 2011-2020. ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO PARQUE EÓLICO CON EL OBJETIVO DE COLABORAR CON EL PER 2011-2020. Universidad del País Vasco, Bilbao.

WAsP. (2022). Global Wind Atlas. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>

Wright, S. D. (2002). Transmission options for offshore wind farms in the United States.

American Wind Energy Association (págs. 1-12). Massachusetts: Citeseer.

Ying Wang, L. X. (2019). Strategic Renewable Energy Resources Selection for Pakistan: Based on SWOT-Fuzzy AHP Approach. Sustainable Cities and Society, 101861.

Anexos