

ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES EN UNA ZONA NO INTERCONECTADA EN COLOMBIA

Modalidad: Exploratoria

SARA RESTRESPO ECHEVERRI

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Industrial

Directora: María Camila Ochoa, PhD



**UNIVERSIDAD EIA
INGENIERÍA INDUSTRIAL
ENVIGADO
2020**

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado en el marco del programa de investigación: “Valuing Variability in the Colombian Electricity Market / Valorando la Variabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano”. Código 133385271391. Financiado por Minciencias Colombia, convocatoria 852, contrato 80740-540-2020.

Quiero expresar un enorme agradecimiento a la profesora María Camila Ochoa por su comprensión, por animarme y motivarme a dar lo mejor de mí y por guiarme y enseñarme pacientemente. Agradezco también a Laima Klemas y a Ramón León Candela de ISA, por su asesoría. Por último, le doy las gracias a Alejandro Chancy por estar siempre dispuesto a ayudarme.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	JUSTIFICACIÓN.....	4
3	ANTECEDENTES Y REVISIÓN DE LITERATURA.....	7
3.1	Energías renovables en Colombia.....	10
3.2	Energía eólica.....	16
3.3	Energía solar.....	17
3.4	Sistemas híbridos.....	19
4	OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	23
4.1	Objetivo General:.....	23
4.2	Objetivos Específicos:.....	23
5	METODOLOGÍA.....	24
5.1	Elección y caracterización de la zona.....	24
5.2	Selección de tecnologías.....	35
5.3	Cálculos y variables.....	37
5.4	Modelo.....	45
6	RESULTADOS.....	47
7	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	60
8	CONSIDERACIONES ÉTICAS.....	64
9	REFERENCIAS.....	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Módulos solares seleccionados	35
Tabla 2. Turbinas eólicas seleccionadas	36
Tabla 3. Variables utilizadas en el cálculo de energía eólica.	38
Tabla 4. Variables utilizadas en el cálculo los costos de instalación de potencia solar.....	41
Tabla 5. Variables utilizadas en el cálculo costos de instalación de potencia eólica.....	42
Tabla 6. Cálculo de parámetros función Gamma.....	44
Tabla 7. Variables utilizadas en el modelo de optimización.	44
Tabla 8. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 1.	52
Tabla 9. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 2. ...	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 10. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 3. .	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 11. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 4. .	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12. Variables de decisión y costos de instalación.	73
Tabla 13. Variables auxiliares.....	74
Tabla 14. Funciones objetivo.....	74
Tabla 15. Cálculo de costos.	74
Tabla 16. Variables auxiliares horarias.....	75
Tabla 17. Variables de decisión horarias.	75
Tabla 18. Restricciones.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de zonas no interconectadas en Colombia. Fuente: IPSE	3
Figura 2. Mapa y Convenciones de Radiación Global Horizontal Medio Diario Anual. Fuente: IDEAM (IDEAM, 2014).....	18
Figura 3. Ubicación del Archipiélago de San Andrés (Gómez et al., 2016).....	25
Figura 4. Mapa de densidad de energía eólica a 50 metros (UPME, 2006).	27
Figura 5. Coordenadas para la obtención de datos. Fuente: Google Earth.	29
Figura 6. Ciclo diurno radiación solar.	30
Figura 7. Ciclo diurno velocidad del viento.....	31
Figura 8. Radiación anual solar promedio a las 12pm.....	32
Figura 9. Velocidad anual promedio del viento.....	32
Figura 10. Estacionalidad anual de la radiación solar a las 12pm.	33
Figura 11. Estacionalidad anual de la velocidad del viento.....	34
Figura 12. Curva de demanda diaria. Fuente: elaboración propia a partir de datos del IPSE.	35
Figura 13. Radiación solar horaria abril 25 de 2011.....	50
Figura 14. Radiación solar horaria noviembre 20 de 2008.....	50
Figura 15. Velocidad del viento horaria abril 25 de 2011.	51
Figura 16. Velocidad del viento horaria noviembre 20 de 2008.....	51
Figura 17. Frontera de Pareto escenarios 1, 2, 3 y 4.....	55

RESUMEN

Las energías renovables en Colombia cada vez toman más fuerza, tanto a gran escala en el sistema interconectado, como a través de Prosumidores a pequeña escala. Teniendo en cuenta lo anterior, en este trabajo se propone un modelo que permite diseñar un sistema óptimo de energías eólica y solar con baterías para suministrar electricidad a una zona no interconectada en Colombia, buscando brindar a los habitantes de dicha zona electricidad asequible, confiable y sostenible, lo cual no solo ayudará al medio ambiente, al reducir la dependencia de combustibles fósiles, sino que también promoverá el desarrollo de la zona, dada la importancia de la electricidad en el mundo actual. Se seleccionó como caso de estudio a San Andrés Islas. A partir de los datos de radiación solar y velocidades del viento, se caracterizó el clima en la zona, indispensable para estimar la generación de electricidad. El modelo desarrollado es útil para tener una primera visión de un sistema híbrido para instalar en una zona no interconectada, en términos de costos y tecnologías renovables óptimas a utilizar.

Palabras clave: zonas no interconectadas, sistema híbrido, energía solar, energía eólica, sistemas de almacenamiento, modelo de optimización.

ABSTRACT

Renewable energies in Colombia are increasingly gaining strength, both on a large scale, in the interconnected system, and through small-scale Prosumers. Taking into account the above, in this work is proposed model that allows the design of an optimal system of wind and solar energy with batteries to supply electricity to a non-interconnected area in Colombia, seeking to provide the inhabitants of this area affordable, reliable and sustainable electricity, which will not only help the environment, by reducing dependence on fossil fuels, but will also promote the development of the area, given the importance of electricity in today's world. San Andrés Islas was selected as a case of study. From the data of solar radiation and wind speeds, the area climate was characterized, essential to estimate the generation of electricity. The model developed is useful to have a first vision of a hybrid system, to install in a non-interconnected area, in terms of costs and optimal renewable technologies to use.

Key words: non-interconnected area, hybrid system, solar power, wind power, energy storage, optimization model.

1 INTRODUCCIÓN

Desde el comienzo de la humanidad el hombre ha buscado diversas maneras de suplir sus necesidades básicas, entre ellas el acceso a la energía, inicialmente para lo fundamental, cocinar y generar calor. No obstante, a medida que el hombre fue evolucionando nuevas necesidades salieron a flote y la energía comenzó a jugar un papel fundamental en su supervivencia, pues estaba involucrada en casi todas sus acciones cotidianas a pequeña, mediana y gran escala. Esta situación trajo consigo nuevos retos y a su vez una serie de problemáticas.

Tradicionalmente la generación de electricidad en el mundo ha sido a partir de la quema de combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo); sin embargo, en las últimas décadas la demanda energética ha incrementado significativamente, debido en gran parte al crecimiento poblacional exponencial, lo cual representa un problema, ya que los combustibles fósiles son un recurso finito y cada vez su extracción es más compleja y estos no alcanzan a suplir la demanda mundial. Del mismo modo, esta forma de generación de energía resulta ser altamente contaminante debido a la emisión de gases de efecto invernadero, a la acidificación de suelos, la contaminación del recurso hídrico, entre otros.

Desde hace unas décadas el ser humano empezó a ser consciente de los efectos nocivos que tenía sobre el planeta y sobre él mismo el uso indiscriminado de los recursos y la contaminación de éstos. Es por esto que diferentes países alrededor del mundo se han ido encaminando en pro de un desarrollo sostenible. El desarrollo sostenible se define como la satisfacción de “las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” (Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, 1987). De

allí la obligación del ser humano de generar una relación equilibrada entre hombre, naturaleza y sociedad que permita garantizar la supervivencia de él y del planeta en óptimas condiciones.

Algunas de las acciones para cumplir este objetivo han girado en torno a las de generación de energía limpia, como la energía hidroeléctrica, eólica, solar y geotérmica. Países como Colombia demuestran que la transición energética es posible y rentable gracias a las características climáticas y geográficas del país, pues actualmente alrededor del 65% de la energía producida en este país proviene de centrales hidroeléctricas (Carvajal Quintero et al., 2012), gracias a su abundante recurso hídrico.

El camino de las energías renovables en Colombia ha sido trazado, pero aún debe afrontar una serie de retos que involucran el factor económico e inherentemente a sus habitantes y las problemáticas asociadas a estos.

Según el Ministerio de Minas y Energía alrededor de 470,000 viviendas en Colombia no tienen acceso a la energía y, varias de las zonas que se encuentran conectadas a la red eléctrica, como en algunos municipios del Chocó, el suministro de energía presenta fallas constantes y en repetidas ocasiones entran en racionamiento; razón por la cual estas comunidades han optado por instalar plantas diésel para suplir sus demandas de energía; sin embargo, esta alternativa resulta ser altamente contaminante debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que la combustión genera y, estas plantas de generación requieren de un mantenimiento regular para que funcione de manera óptima, sino funcionará intermitentemente, que es lo que generalmente ocurre.

Aquellas zonas que no tienen acceso a la red eléctrica, es decir, que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional se denominan zonas no interconectadas (ZNI). En estas zonas el servicio

se presta mayormente mediante plantas de generación diésel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas (CREG, 2013). En la Figura 1.1 se puede observar el mapa de Colombia con las zonas no interconectadas.

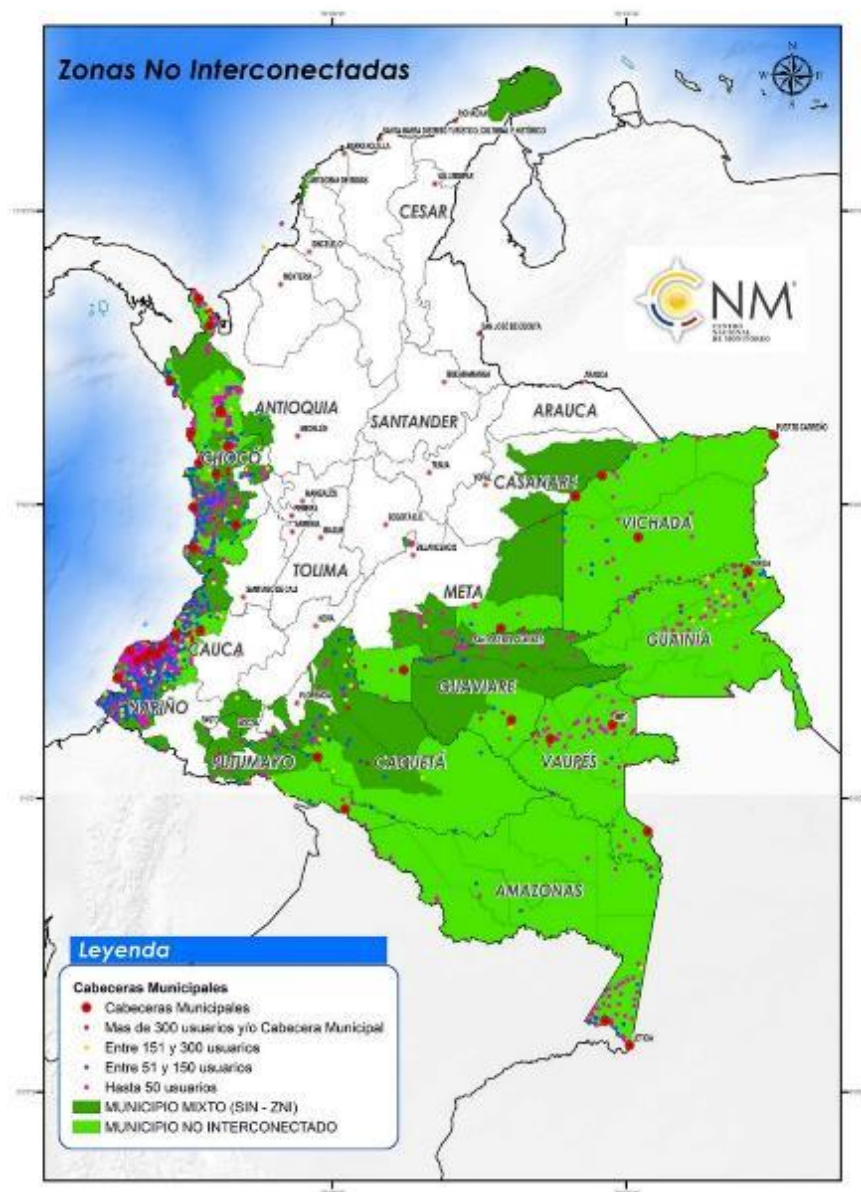


Figura 1. Mapa de zonas no interconectadas en Colombia. Fuente: IPSE

Las energías renovables, como la solar y la eólica, son una de las mejores alternativas para estas zonas ya que permiten a las comunidades tener energía independiente de la red eléctrica que, además, contamina al medio ambiente. Esta solución no se ha implementado ampliamente en Colombia debido a los costos de inversión que conlleva implementar estas alternativas y al desconocimiento de muchos; sin embargo, podría traer grandes beneficios, tanto económicos como sociales en el mediano a largo plazo.

Por lo anterior, en este trabajo nos planteamos la pregunta de ¿Cómo generar electricidad sostenible en una zona colombiana no interconectada?

2 JUSTIFICACIÓN

La seguridad energética y la reducción de las emisiones de CO₂ crearán nuevos retos ambientales, económicos y estratégicos (Ruiz, 2007). Es de vital importancia comenzar a tomar acciones al respecto para que Colombia como un país en desarrollo sea capaz de transformarse para afrontar los retos medioambientales y sociales relacionados a la generación de energía que vive actualmente y de esta manera asegurar un desarrollo y un futuro sostenibles.

Una mayor contribución de energías renovables a la matriz de generación energética permitirá mejorar la seguridad de suministro eléctrico en la región (reduciendo la exposición a la volatilidad de los precios del petróleo y las sequías), así como limitar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y contribuir a la reducción del costo de energía en la región (Banco Mundial, 2017). Generar energía eléctrica sostenible en las poblaciones rurales es una manera de comenzar con la transición que está naciendo en el país hacia las energías renovables. Esta transición parte de la necesidad de dejar la dependencia energética que hay actualmente en recursos no renovables.

Según el Banco Mundial (Banco Mundial, 2018), para 2018, el 19.22% de la población total de Colombia pertenecía a población rural y por su ubicación poco estratégica, muchas de estas poblaciones no están conectadas a la red eléctrica. Energía asequible y no contaminante es uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU; justificando que: “La energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático, y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.” y que “Nuestra vida cotidiana depende de servicios energéticos fiables y asequibles para funcionar sin trabas y de forma equitativa.” (ONU, s. f.). Ya sea para el empleo, la seguridad, el cambio climático, la producción de alimentos o para aumentar los ingresos. El acceso universal a la energía es esencial. Sin embargo, el avance en todos los ámbitos de la energía sostenible no está a la altura de lo que se necesita para lograr su acceso universal y alcanzar las metas de este objetivo. Asimismo, son necesarias las inversiones públicas y privadas en energía; así como mayores niveles de financiación y políticas con compromisos más audaces, además de la buena disposición de los países para adoptar nuevas tecnologías en una escala mucho más amplia.

En Colombia la zona rural se encuentra en una etapa de transición demográfica rezagada. La disminución de la tasa de fecundidad en la zona rural ha sido menos acelerada y la esperanza de vida al nacer es menor, en comparación con la zona urbana y con el agregado nacional. Este rezago en la transición demográfica supone una desventaja para la población rural. Por un lado, las altas tasas de dependencia demográfica están estrechamente correlacionadas con niveles de pobreza más elevados. Por otro lado, la baja proporción relativa de población potencialmente activa que aún cuenta con bajos niveles de escolaridad, contribuyen a que los niveles de crecimiento y

productividad se mantengan bajos, a lo que se suma una oferta insuficiente y desarticulada de servicios públicos y privados de calidad. (CEPAL, 2016).

Generar energía para la población rural en Colombia que no está conectada a la red eléctrica no debe ser visto como un problema, sino como una oportunidad para dar una solución óptima mediante la implementación de energías renovables. La energía, evidentemente, es el pilar del desarrollo de los procesos productivos, del progreso social de los países y elemento fundamental del avance tecnológico mundial (Castillo et al., 2015). De lo anterior, parte la importancia de llevar energía a toda la población del país.

Llegar a alcanzar un 100% de cobertura eléctrica permitirá que los habitantes de las comunidades rurales aisladas mejoren de forma radical su calidad de vida; podrían acceder a mejores herramientas para educarse, podrían refrigerar alimentos y vacunas, además de poder emprender proyectos productivos que les permitan soñar con un mejor presente y futuro (Suarez, 2016).

Por ejemplo, según Las Naciones Unidas (Naciones Unidas, 2015), las montañas son el hogar de 915 millones de personas aproximadamente, representando el 13 por ciento de la población mundial. Sin embargo, uno de cada tres habitantes de las montañas en los países en desarrollo es vulnerable a la inseguridad alimentaria, y se enfrenta a la pobreza y al aislamiento.

Las poblaciones de las zonas montañosas, al igual que el resto, tienen derecho a recibir los beneficios que ofrecen la ciencia y la tecnología. Para ello se les debe facilitar el acceso a la energía eléctrica que en gran medida es generada en las montañas. El acceso a la electricidad y comunicaciones, más educación, dará el “empoderamiento” para que estas poblaciones puedan decidir sus destinos y utilizar mejor sus recursos. Eso también les elevará sus autoestimas de tal

manera que no estarán esperando la oportunidad para emigrar a las tierras bajas (Córdova Aguilar, 2009).

Analizar el potencial y las implicaciones de la implementación de energías renovables en zonas alejadas y de difícil acceso como lo son las zonas rurales colombianas, debido a la topografía o a la poca presencia del Estado, es de gran importancia no sólo para la población sino para el medio ambiente.

Determinar la manera más eficiente de generar electricidad sostenible en una población no interconectada según sus necesidades energéticas y sus condiciones geográficas permitirá llevar energía limpia e independiente a poblaciones que no tienen un fácil acceso a la red eléctrica.

A continuación, se presentan algunos antecedentes.

3 ANTECEDENTES Y REVISIÓN DE LITERATURA

Los proyectos de pequeños sistemas fotovoltaicos en Colombia tuvieron su inicio en las zonas no interconectadas, implementándose para las telecomunicaciones. El Programa de Telecomunicaciones Rurales de Telecom se desarrolló a principios de los años 80 y para el año 1983 se habían instalado 2,950 generadores fotovoltaicos de 60 Wp; posteriormente se instalaron sistemas de 3 a 4 kWp para antenas satelitales (Gómez, 2011).

Por otro lado, la demanda de electricidad en Colombia ha venido creciendo desde el año 2001 con tasas entre el 1,5% y el 4,1% anual, para una demanda total de electricidad de 60,89 TWh en el 2013, esta tendencia de crecimiento no ha cedido en los últimos años, el año 2019 cerró con la demanda más alta desde 2015, creció 4.02% con respecto a 2018 (Portafolio, 2020). De acuerdo

con el plan de expansión de generación 2015 - 2019, publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2015), se encontró que se requieren entre 4,208 y 6,675 megavatios de expansión para la próxima década. Para poder satisfacer este crecimiento en la demanda, se sugiere el uso de energías alternativas, un estudio titulado Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía publicado por Simón Cortés y Adriana Arango en el 2017 (Cortés et al., 2017) concluye que, gracias al gran potencial de recursos naturales presentes en el país, las energías renovables son una alternativa para aumentar la capacidad de generación del sistema eléctrico, es por esto que Colombia debe diversificar su matriz energética con más proyectos en los que se aproveche el potencial eólico y solar de la región; para tal fin, es necesario que la regulación impulse el desarrollo de este tipo de proyectos energéticos.

Algunos proyectos de generación a partir de energías alternativas en Colombia se presentan a continuación:

- Jepírachi es el primer parque para la generación de energía eólica construido en Colombia, hace parte de un programa mayor para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira, cuenta con 15 aerogeneradores de 1.3 MW cada uno y tiene una capacidad instalada de 19.5 MW de potencia nominal. El 19 de abril de 2004 entró en operación comercial plena. (EPM, 2019)
- En el año 2012 un sistema solar fotovoltaico autónomo de 800 Wp se instaló en el despacho de la rectoría de la Universidad Tecnológica del Chocó, en la ciudad de Quibdó. Esta planta de generación permitió el respaldo del suministro de electricidad en momentos de corte por parte de la empresa local de electricidad (Gómez Ramírez et al., 2017).

- Un proyecto fotovoltaico, del IPSE, en la Sierra Nevada de Santa Marta, permite que siete comunidades de la zona tengan acceso a electricidad (PV MAGAZINE, 2013).
- Awarala, un proyecto con tecnología solar con inducción mecánica en Sucre que aprovecha la radiación solar de la región de aproximadamente 4.75 kWh/m²-día y tiene 19.9 MW de capacidad para una generación anual estimada de 166 GWh (Castillo et al., 2015).
- Un proyecto híbrido solar-diésel en Chocó, que suministra 18 horas cada día por medio de tecnologías fotovoltaicas y las restantes con diésel (Castillo et al., 2015).
- Implementación de ocho sistemas solares fotovoltaicos en el Parque Nacional Natural Utría en el departamento del Chocó (Castillo et al., 2015).
- Las empresas Trina Solar y Matrix Renewables, iniciaron la operación del Parque Solar Bosques de los Llanos en Puerto Gaitán (Meta), en el cual se generará la energía equivalente a lo que consumen 23,800 familias. Esta es la primera planta de tres ubicadas en los Llanos, que hacen parte de un acuerdo para construir 450 MW en los próximos dos años, firmado entre Trina y Matrix Renewables/TPG. Las plantas restantes, que tendrán la misma capacidad, entrarán en operación en noviembre próximo. (Portafolio, 2020).
- Los dos parques eólicos, Alpha, que generará 212 MW y Beta de 280 MW. Estos desarrollos deberían comenzar a operar en 2022 y estarán ubicados en Maicao y Uribia, en el departamento de la Guajira (Dinero, 2020a)

Actualmente en el Registro de Proyectos Vigentes (RPV) de la Unidad de Planeación Minero-Energética hay 294 proyectos inscritos, distribuidos en 25 departamentos de Colombia para la

generación de electricidad a partir de plantas solares, eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y biomasa. Las infraestructuras solares contarán con la mayor capacidad instalada con 7,016 MW, seguidas por las eólicas con 2,001 MW, las PCH con 305 MW y biomasa con 25 MW. Cabe resaltar que hay además 131 de estos proyectos que pertenecen a infraestructuras menores a 30 MW, razón por la cual no se incluyen en el Registro, en su mayor parte solar, y corresponden a instalaciones en techos de fábricas o industrias, casas o fincas campestres, y viviendas rurales localizadas en zonas no interconectadas (ZNI) (Portafolio, 2020).

El hecho de que la matriz energética ya se está comenzando a diversificar es alentador para que el país cuente con soluciones energéticas sostenibles, pero no solo es alentador para las zonas interconectadas, sino también para las zonas no interconectadas, debido a que a medida que las energías alternativas tomen fuerza y sean más maduras en el país, se podrán convertir en opciones interesantes a la hora de llevar energía a estas zonas.

3.1 Energías renovables en Colombia

En los escenarios mundiales de energía, 2013, planteados por el consejo mundial de energía, se propone la composición del futuro energético hasta 2050, la cual evalúa la nueva dirección que dará del sector de la energía. Se contempla el papel potencial de las energías renovables y los combustibles fósiles en el sector energético primario, las inversiones en infraestructura necesarias para satisfacer la futura demanda de electricidad y las diferencias entre regiones del nuevo paisaje energético. Para la crisis actual, desatada por el Covid-19, el Consejo Mundial de Energía planteó 4 escenarios con los cuales quiere apoyar a la comunidad energética internacional para tratar con “la nueva y urgente cuestión de liderazgo de cómo podemos salir de la crisis de Covid-19 como

una sociedad más resistente y seguir acelerando una transición energética global” (Electricidad, 2020).

“El marco político necesario para obtener una energía que sea sostenible y asequible debe basarse en una verdadera comprensión de todos los aspectos del mundo de la energía. Además, debe ser realista, equilibrado y estable para que pueda atraer a los inversores” (Consejo Mundial de la Energía, 2014).

A partir de la Ley 633 de 2000, el IPSE quedó a la tarea de posibilitar los proyectos de energización de las ZNI que las entidades territoriales presentaran al Fondo Nacional de Regalías y de inscribirlos en el banco de proyectos del DNP. Adicionalmente, esta ley dispuso un incentivo tributario para estos proyectos, al eximirlos del pago de impuestos o estampillas del orden territorial (artículo 84, Ley 633 de 2000). Existen, también, otras alternativas de financiación que son ofrecidas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Instituto de Fomento Industrial (IFI) y el Banco de Comercio Exterior de Colombia (Bancoldex). Estos organismos ofrecen créditos para la implementación de proyectos de energización de ZNI con énfasis en recursos renovables (Flórez Acosta et al., 2009).

Los incentivos encaminados a preservar el medio ambiente y a reducir las emisiones de gases contaminantes pueden tener un gran impacto en los proyectos energéticos de las ZNI, la Ley 788 de 2002, en su artículo 18, adicionó al estatuto tributario como renta exenta la derivada de la venta de energía eléctrica generada a partir de fuentes alternativas como eólica, solar, biomasa o residuos agrícolas. La exención se otorga durante 15 años, bajo las siguientes condiciones:

- a) que se vendan certificados de emisión de dióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kioto, y
- b) que mínimo el 50% de los ingresos derivados de la venta de certificados de reducción de emisiones se inviertan en obras que beneficien a la región donde opera el generador (artículo 18, Ley 788 de 2002. Flórez Acosta et al., 2009).

Por otro lado, más reciente está la Resolución CREG 038 de 2018. "Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas" (Resolución 038, 2018, p.1). Con esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales que permiten la integración de la autogeneración a pequeña y gran escala en las zonas no interconectadas y se dictan otras disposiciones en relación con la actividad de generación distribuida en zonas no interconectadas. La resolución aplica para los auto generadores y para todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan las actividades de generación, distribución y/o comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas. La resolución no aplica para sistemas de suministro de energía existentes, nuevos o de emergencia(Sarmiento et al., 2019).

Colombia, en el Acuerdo de París celebrado en el año 2015, se ha comprometido con reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para 2030. Para lograr esto, una de las políticas creadas fue la ley de Energía Renovable lanzada en 2014 (Ley 1715 de 2014), que apunta a “promover el desarrollo y uso de fuentes de energía no convencionales” con incentivos indirectos, como la reducción de impuestos o exenciones. Con la ley 1715 de 2014 se reduce la carga tributaria para los proyectos de generación con energías renovables. Con esta iniciativa se

reducen los costos de inversión en los proyectos de generación, estos a largo plazo representan un ahorro, son amigables con el medio ambiente, no dependen de combustibles fósiles, mejoran la calidad de la red eléctrica y fortalecen la matriz energética.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) junto con el Ministerio de Minas y Energía planteó en el 2015 el “Plan Energético Nacional Colombia: ideario energético 2050” (UPME, 2015b), en el cual se presentan algunas ideas sobre el desarrollo futuro del sector energético del país que pueden servir como base para la elaboración e implementación de una política energética. En este documento se plantea que las energías renovables han venido penetrando en forma pronunciada en el mercado gracias a los estímulos gubernamentales, que apuntaron a reducir sus costos de producción. Estas energías, al menos la eólica y la solar, están en un punto que pueden considerarse maduras: con costos de fabricación decrecientes, tecnología mejorada y eficiente y mecanismos de comercialización favorables.

La International Energy Agency (IEA) para el año 2017 describió que el objetivo de este Plan Energético Nacional es instalar otras fuentes de energía para lograr una diversificación de la canasta y garantizar un suministro de energía confiable. El plan busca la inclusión de plantas de energía eólica, generación solar fotovoltaica, energía geotérmica y generación de biomasa en la mezcla eléctrica del país (IEA - Colombia, 2017).

Una muestra del avance de las energías renovables en el país fueron las subastas realizadas en 2019, con las cuales se construirán al menos 14 proyectos de energías renovables no convencionales para 2022, de los cuales 9 son eólicos y estarán ubicados en La Guajira. Los 5 restantes serán parques solares, según informó el Ministerio de Minas. “Los proyectos harán que Colombia complete su matriz eléctrica y la haga más resiliente a la variabilidad climática, pasando

de tener menos de 50 megavatios de capacidad instalada a más de 2,500 megavatios con fuentes no convencionales de energías renovables, según las metas del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.” (Dinero, 2020b)

Por otro lado, también está un plan que se pondrá en marcha para que los puertos privados puedan importar equipos que serían utilizados para la construcción de proyectos de energías renovables, además Colombia ocupa actualmente el puesto número 25 en el índice de transición energética del Foro Económico Mundial. (Dinero, 2020b).

Uno de los grandes retos que afronta la región para erradicar la pobreza y asegurar el desarrollo de sus habitantes es cómo llevar electricidad a comunidades rurales aisladas, este reto hace parte de los objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. La meta propuesta por la ONU es que para el año 2030 se debe garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos, una labor que, si bien es posible, requiere de la ayuda y el compromiso de diversos actores para que se cumpla.

Proporcionar electricidad a poblaciones rurales aisladas no ha sido una labor fácil ni tampoco ágil. Las dificultades de acceso a las zonas y la dispersión de sus habitantes, junto con la ineficiente planeación de los países para cubrir la demanda y la poca, mala o inexistente regulación, han hecho que los indicadores de cobertura de electricidad no sean los anhelados. Para resolver el problema se necesita el compromiso de los gobiernos nacionales, las empresas privadas, la cooperación internacional y las comunidades a beneficiar.

La política energética para las zonas rurales aisladas debería estar acompañada de unas regulaciones adaptadas a las necesidades reales de la población, con tarifas que garanticen la

sostenibilidad técnica, financiera y ambiental de los proyectos, enfocando las soluciones planteadas a garantizar el acceso al servicio por parte de los usuarios.

En la mayoría de los países de América Latina y el Caribe la estrategia de extender las redes eléctricas de los sistemas interconectados a los usuarios remotos ya no es una solución financieramente eficiente, por lo que el abastecimiento usando sistemas de generación aislados o micro redes cada vez adquiere más importancia, especialmente si se usan como fuente de generación recursos renovables no convencionales con los que cuentan las regiones como la energía solar, la eólica y la biomasa (Suarez, 2016).

Por lo tanto, la selección de la tecnología correcta para suministrar energía a las poblaciones alejadas y el involucramiento de las comunidades en todas las fases de los proyectos, son partes fundamentales para garantizar la prestación de un servicio confiable, seguro, sostenible y de calidad. Es aquí donde debe existir una regulación clara que incentive los costos eficientes de generación de energía eléctrica dependiendo de la tecnología y la zona geográfica donde se vaya a desarrollar el proyecto. No es lo mismo prestar el servicio en la Amazonía que en la Sierra y no siempre la mejor opción es utilizar combustible diésel como fuente de generación, como se realiza en la mayoría de los casos actualmente.

El interés en desarrollar energías alternativas, que también son amigables con el medio ambiente, es que son muy complementarias con la fuente hidrológica del país que es muy predominante, en el caso de las zonas interconectadas al SIN. La energía eólica contribuye con la generación justo en períodos muy secos como los causados por el fenómeno del Niño y en períodos con muy alta demanda, es por esta razón que se han propuesto diferentes mecanismos para estimular su

desarrollo. Entre los más comúnmente empleados se encuentran las exenciones o los descuentos tributarios y los certificados de reducción de emisiones (Ochoa et al., 2012).

A continuación, se hará una descripción de dos tipos de energías alternativas y de sistemas híbridos.

3.2 Energía eólica

La energía eólica, genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano.

La energía eólica mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica. Los aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, lo que reduce su impacto ambiental. Las máquinas tienen una vida útil de veinte años.

Los principales parámetros que determinan el costo de la energía eólica son los costos de inversión (es decir, los costos de los aerogeneradores, la cimentación, las instalaciones eléctricas, las conexiones a la red eléctrica, los gastos de consultoría, el costo del suelo, la financiación, la seguridad y la construcción de carreteras) y los costos de operación y mantenimiento (Agencia Europea de Medio Ambiente, 2012).

Por otro lado, la energía eólica resulta ser una alternativa limpia y relativamente económica, pues los materiales para su construcción pueden variar significativamente, en peso y costos. Además,

los impactos al medio ambiente son muy reducidos en comparación con otras alternativas. Este tipo de energía no ha sido muy implementado en Colombia, debido principalmente a las bajas velocidades de viento del país, entre 5 y 8 m/s en promedio, por lo que instaurarla representa un reto para la ingeniería colombiana, pero a su vez el panorama es prometedor, ya que para la generación eólica a pequeña escala no se pretende obtener grandes cantidades de energía, pues se espera instaurar en zonas de baja densidad demográfica y el uso de materiales alternativos también contribuiría a simplificar su incorporación (Serrano et al., 2016).

Con fines de estudios de energía eólica, vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/s proporcionan una buena alternativa de uso de este tipo de recurso natural para la generación de energía (IDEAM, 2006).

3.3 Energía solar

Un sistema fotovoltaico produce energía eléctrica a partir de la radiación solar. El módulo fotovoltaico es el principal componente de este sistema, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. El resto de los equipos incluidos en este sistema depende en de la aplicación a la que está destinado (Perpiñan Lamigueiro, 2013).

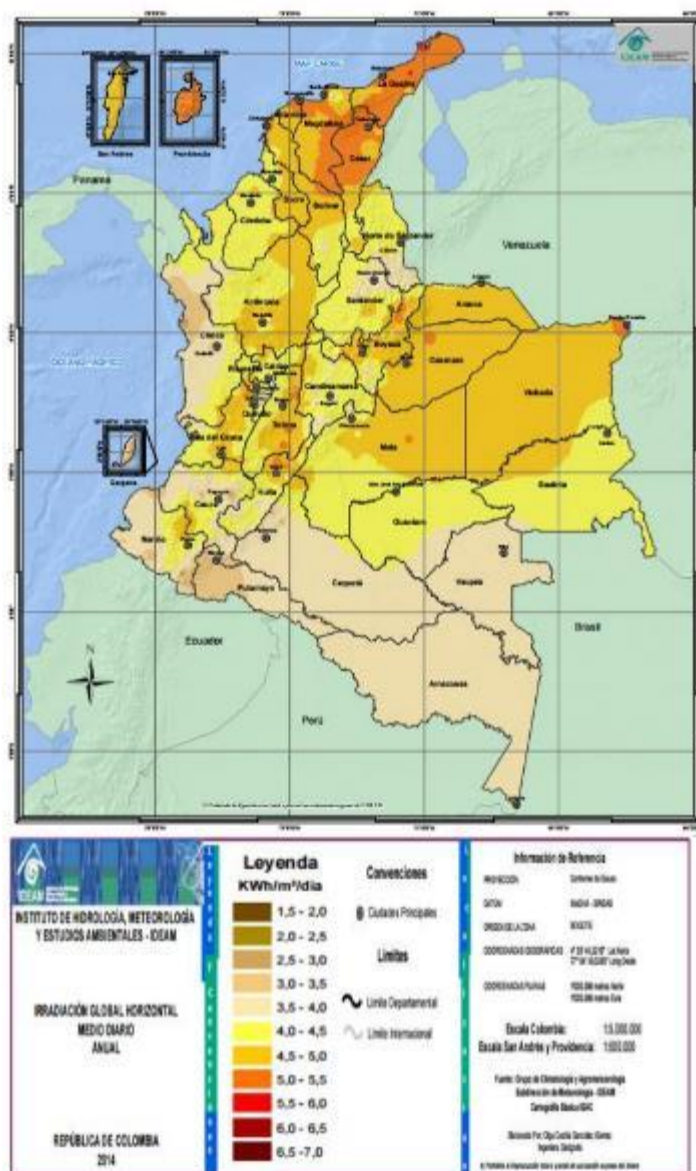


Figura 2. Mapa y Convenciones de Radiación Global Horizontal Medio Diario Anual. Fuente: IDEAM (IDEAM, 2014)

Las condiciones naturales en Colombia son favorables para la generación fotovoltaica y los niveles de radiación por región a lo largo del año son buenos. Como se puede evidenciar en la Figura 2, la mayor parte de las ZNI y SIN en el país cuentan con un recurso de irradiación solar promedio de

194 W/m² y de radiación solar promedio de 4.5 kWh/m² /d, la cual supera el valor promedio mundial de 3.9 kWh/m² /d.

3.4 Sistemas híbridos

Un sistema de generación híbrido incluye fuentes convencionales y no convencionales, también puede llamarse híbrido a un sistema que tenga más de una fuente renovable (Guacaneme Moreno et al., 2007)

Usualmente los sistemas de energía no convencional requieren de almacenamiento. Esto debido a que la disponibilidad del recurso condiciona la continuidad de generación, por ejemplo, en el caso de la energía solar solo se tiene disponibilidad algunas horas del día, en la eólica se requiere del viento, en la hidroeléctrica del caudal o la caída de agua, debido a esto la energía eléctrica obtenida debe utilizarse de manera inmediata. Para solucionar este inconveniente, la electricidad obtenida se almacena en baterías que permiten disponer de la energía que no se usa inmediatamente para aprovecharla cuando los requerimientos de energía superan el aporte de las fuentes alternas (Guacaneme Moreno et al., 2007).

A continuación, se encuentran algunas aplicaciones de los sistemas mencionados anteriormente.

En el año 2017 la Universidad Santo Tomas (Gómez Ramírez et al., 2017) señaló que las aplicaciones de la energía fotovoltaica que más se han desarrollado en Colombia son: la generación de electricidad a pequeña escala para la electrificación de viviendas aisladas y el bombeo fotovoltaico. Esto debido a que, en las zonas no interconectadas se suple la demanda eléctrica con sistemas que sean de fácil instalación y transporte. Además, en las zonas rurales, que tienen difícil acceso a redes de transmisión, se suele abastecer el consumo de electrodomésticos y maquinaria

agropecuaria. Con base en lo anterior, se puede considerar a la energía fotovoltaica como una solución viable para generar energía en las zonas no interconectadas del país.

En el departamento de la Guajira los corregimientos de Nazareth y Puerto Estrella, los cuales suman una población superior a los 2000 habitantes, no contaban con el servicio de energía eléctrica, porque a pesar de tener grupos electrógenos, estos no funcionaban por los altos precios del petróleo y la dificultad de acceso a los corregimientos. El IPSE, aprovechando que la zona contaba con buena velocidad de viento y radiación solar, se planteó mejorar la calidad de vida de los habitantes de estos corregimientos, la empresa ADES propuso una solución mediante la incorporación de distintas fuentes energéticas renovables (eólica y solar) en el sistema existente. La instalación que actualmente se encuentra en funcionamiento integra dos aerogeneradores marca ADES de 100 kW, un parque fotovoltaico de 100 kW con seguimiento, un banco de baterías, y tres grupos electrógenos, además de los correspondientes inversores, rectificadores y demás equipo eléctrico, y del sistema de control que se encarga de optimizar la gestión del conjunto (Ibañez Leal, 2017).

La energía eólica se puede perfilar como una solución adecuada para territorios aislados y de esta manera contribuir al autoabastecimiento energético, así lo plantea La Universidad de la Frontera de Chile (Universidad de la frontera, s. f.) después de realizar un estudio para el cual se utilizó un sistema de control con turbinas eólicas de alta eficiencia a bajas velocidades de viento que permite maximizar el rendimiento a bajas velocidades, entre 6 y 10m/s; con el cual se obtuvieron 20 kW. Por otro lado, Orduz y Suárez (, 2011), realizaron una investigación acerca del diseño y construcción de una turbina eólica para generación a baja potencia, a partir de la cual se encontró que un generador de eje vertical alcanzaría valores favorables de eficiencia a bajas velocidades de

viento, teniendo en cuenta: el diseño y la estimación de algunos factores externos que puedan afectar la eficiencia y, usando los materiales adecuados. Según este estudio, el hecho de que una zona no cuente con altas velocidades de viento no sería una limitación para que se instale un sistema de generación eólico, ya que se pueden estudiar turbinas adecuadas para sus condiciones climáticas.

Existen algunos programas para la optimización de sistemas de generación híbridos, los cuales son muy útiles a la hora de decidir la participación de cada tecnología de generación en un proyecto y también para tener el costo aproximado de este. A continuación, se exponen dos diferentes, con sus ventajas y desventajas.

Para el año 2012 (Sarria, 2012) se plantea la necesidad de estudiar y aprovechar la evaluación de la demanda y la caracterización técnico-económica de las tecnologías disponibles usando la herramienta computacional HOMER, teniendo además a disposición los parámetros más relevantes del sistema híbrido planteado para establecer si es viable o no su implementación.

Por otra parte, Pérez Ramírez, Pérez López, y Martínez Arremilla (2011), analizaron los diferentes componentes de un sistema híbrido de energía y desarrollaron un modelo general para encontrar una combinación óptima de estos para una comunidad rural, minimizando el costo de capital, el costo actual neto y el costo de la energía. El estudio de simulación y la optimización del sistema se basan en un programa de simulación llamado iHOGA. Este software, comparado con HOMER, no es tan fácil de usar, puede tardarse más tiempo en encontrar una solución y no ha sido tan explorado, por lo cual aprender su manejo no es tan fácil (Saiprasad et al., 2018).

Un estudio publicado en el año 2011 que se titula “Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras” (Ávila Prats et al., 2011) hace uso del software HOMER como herramienta informática, este es uno de los modelos de optimización para sistemas híbridos eléctricos con base en energías renovables, es una herramienta útil con capacidad para modelar y comparar múltiples opciones de diseño de sistemas energéticos renovables, basándose en sus cualidades técnico – económicas. Con este software se puede evaluar el impacto de cambios en las variables de entrada y proporcionar resultados en forma de tablas y gráficos. A pesar de sus ventajas este software, que a simple vista se puede considerar muy útil, tiene algunas desventajas que serán mencionadas a continuación (Snej et al., 2013):

- La información inicial necesaria debe ser muy detallada y de buena calidad.
- Se necesita de experiencia para saber leer los resultados y escoger la solución óptima o acorde con lo que se busca.
- Si se omite algún valor clave, el software no lo rellenará por descarte y esto tendrá repercusiones en los escenarios de solución que este arroje
- No muestra en detalle los cálculos realizados
- No es gratis.

En el año 2014, un estudio titulado “Diseño multiobjetivo de un sistema híbrido eólico-solar con baterías para zonas no interconectadas” (Castillo Ramírez et al., 2013), presentó una metodología para evaluar y diseñar técnica y económicamente sistemas híbridos eólico-solares en Zonas No Interconectadas (ZNI), usando tecnologías de energías renovables. La metodología fue utilizada para simular un caso de estudio usando el algoritmo genético multiobjetivo del toolbox de Matlab.

De acuerdo con la información anterior, los estudios para optimizar sistemas de generación híbridos en zonas no interconectadas en Colombia no son muchos, además no se encuentran registros de modelos de optimización utilizados para optimizar sistemas de generación híbridos que contengan generación solar, eólica y diésel con almacenamiento, en una zona no interconectada de Colombia. Si bien, si hay softwares de optimización, estos deben ser pagos, requieren datos de alta calidad y precisión, además de experiencia para el manejo e interpretación de los resultados del software.

A partir de lo anterior, se plantean los objetivos de este trabajo, que se presentan en la siguiente sección.

4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

4.1 Objetivo General:

Evaluar una manera de suministrar electricidad asequible y no contaminante para una Zona no Interconectada.

4.2 Objetivos Específicos:

- Estudiar características de diferentes tecnologías de generación y almacenamiento de electricidad.
- Identificar una zona no interconectada en Colombia que cuente con registros de velocidades de viento y/o radiación solar suficientes para el análisis.
- Identificar patrones en las series de tiempo de radiación solar y/o velocidades de viento en la zona seleccionada.

- Proponer un modelo cuantitativo para encontrar una manera de garantizar el suministro de electricidad asequible y confiable con los patrones identificados.

A continuación, se presentan las etapas y procedimientos utilizados en la construcción del modelo de optimización

5 METODOLOGÍA

5.1 Elección y caracterización de la zona

Para comenzar con el estudio se determinó que como primer paso era necesario elegir la zona no interconectada que sería utilizada, esto debido a que los parámetros para la elección de la tecnología óptima para el sistema dependían de la caracterización del clima de la zona.

La zona seleccionada fue San Andrés Islas, esta zona cumple con los requisitos básicos para el estudio: datos disponibles de radiación solar y velocidad del viento, es una zona no interconectada y sus condiciones climáticas son muy favorables para la finalidad del estudio.

La isla se encuentra ubicada a 720 km al noroeste de la costa Caribe colombiana.



Figura 3. Ubicación del Archipiélago de San Andrés (Gómez et al., 2016).

Al ser un territorio insular, es una de las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país que abastece su demanda de energía casi en su totalidad con combustible diésel. En cuestión de generación, cuenta con una potencia instalada de 83.6 MW distribuida en 18 unidades de generación operadas con diésel marino, el cual es transportado desde la central de Ecopetrol en Cartagena, es por esto por lo que la isla tiene la energía más cara del país.

Adicionalmente, cuenta con una planta de incineración de residuos sólidos urbanos, cuya capacidad instalada de generación es de 1 MW, pero este proyecto fue principalmente pensado para aumentar la vida útil del relleno sanitario Magic Garden y como una prueba piloto de aprovechamiento de residuos, no tanto como una alternativa de generación para abastecer la demanda (J. R. Gómez et al., 2016).

La prestación del servicio de energía eléctrica de la isla está a cargo del operador privado SOPESA, el cual se encarga de la generación, distribución y comercialización de electricidad en toda la isla. La cobertura del servicio de energía eléctrica es cercana al 100%. Un sistema de distribución local con dos subestaciones y 16 circuitos es el encargado de atender la demanda. La cobertura no es un factor preocupante, pero la calidad de la energía suministrada sí lo es (Gómez et al., 2016).

El archipiélago presenta un gran reto de sostenibilidad en materia energética debido a factores como las emisiones de gases efecto invernadero y los altos costos del servicio de energía eléctrica, por ser generada a partir de combustible fósil. Se estima que los cerca de 12 millones de galones anuales de diésel que son empleados para operar las unidades de generación eléctrica producen más de 134,000 toneladas de CO₂.

Para la isla de San Andrés, las fuentes solar fotovoltaica y eólica son las más prometedoras, según lo muestran las evaluaciones del recurso realizadas en la zona (J. R. Gómez et al., 2016). Por lo que la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable en esta zona se puede clasificar en dos tecnologías principales: eólica y solar fotovoltaica.

Gracias a las características costeras de la región, la generación eólica tiene gran potencial.

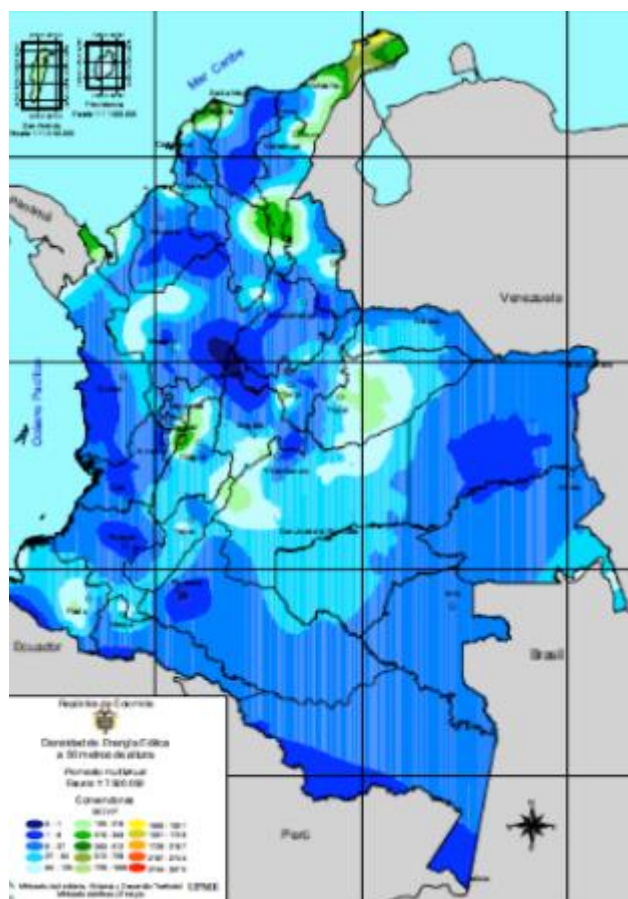


Figura 4. Mapa de densidad de energía eólica a 50 metros (UPME, 2006).

Como se observa en la Figura 4, la densidad de energía eólica oscila dentro de un rango de 125 a 216 W/m², por encima del promedio nacional.

Considerando el potencial existente, y de acuerdo con los compromisos pactados en el contrato para la operación en el área de servicio exclusivo, el operador debe construir un parque de generación eólica de 7.5 MW, lo cual contribuirá a diversificar la matriz de generación con fuentes de energía renovable. Con este proyecto se reducirá la generación con diésel (Gómez et al., 2016).

Por su parte, la radiación promedio diaria anual de la isla oscila entre 4,5 y 5,0 kWh/m², la cual es óptima para la implementación de sistemas fotovoltaicos (Gutiérrez et al., 2018).

La UPME, en un estudio titulado “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” (UPME, 2015a), hizo un análisis desde el punto de vista técnico del sistema eléctrico de San Andrés, las posibilidades para diversificar la matriz con diferentes fuentes. El estudio resalta que es posible incorporar por lo menos 4.6 MW de energía solar fotovoltaica. El análisis considera las áreas aproximadas de los tejados de los sectores residencial, comercial e industrial, asignando cerca de 3 MW al sector residencial, y el resto a los otros 2 sectores. En materia energética, esta capacidad instalada permitirá generar aproximadamente 8 GWh-año (considerando la demanda de 2016), lo que representaría un 3,9% del total de la energía generada en la isla. (Gómez et al., 2016). Este análisis técnico no considera el tema de intermitencia de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) en la red y tampoco el uso de baterías para la generación distribuida.

La tecnología solar fotovoltaica para generación distribuida en baja tensión tiene ventajas sobre la alternativa eólica, debido a que su instalación es más fácil. Sin embargo, hay que analizar el costo de esta tecnología ya que podría representar un obstáculo para su instalación en el sector residencial. Análisis desarrollados por el Banco Interamericano de Desarrollo en 2015 (J. R. Gómez et al., 2016), indican que, un mejor aprovechamiento, considerando factores económicos, resultaría de la instalación de paneles solares en sectores productivos (industrial y comercial). Tan solo estos dos sectores representan dos tercios del consumo energético de San Andrés y son los que tendrían la capacidad de pago para lograr una apropiación tecnológica adecuada.

5.1.1 Análisis de datos

Los datos utilizados para el análisis fueron radiación solar global horaria y velocidad del viento horaria, obtenidos de la base de datos ERA5 (ERA5, 2020). En la Figura 5, se muestran las coordenadas para las cuales se tomaron los datos.

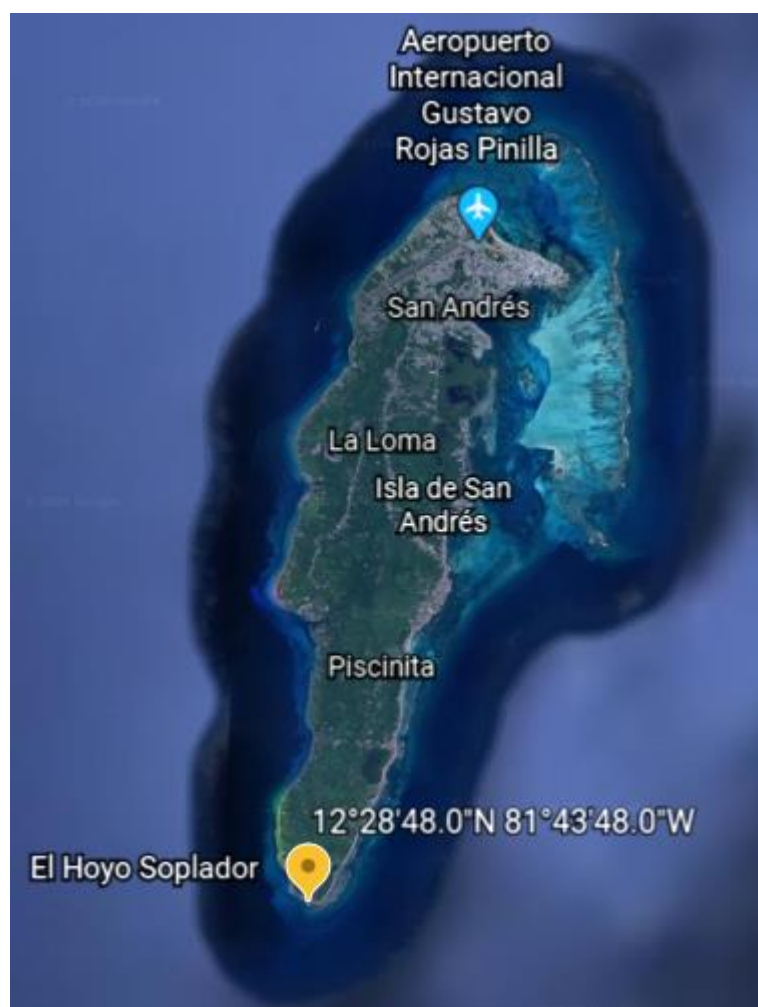


Figura 5. Coordenadas para la obtención de datos. Fuente: Google Earth.

Los datos obtenidos para ambas series son datos horarios tomados desde el primero de enero de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2019. En lugar de hacer una detallada caracterización del clima

con los datos obtenidos, se decidió que sería más apropiado convertir primero las series a generación de energía, ya que la relación entre los recursos disponibles y la generación es no lineal y puede estar truncada por factores técnicos del generador. Pero, de igual manera se analizó el ciclo diurno para radiación solar y velocidad del viento, los cuales corresponden a las Figura 6 y 7 respectivamente.

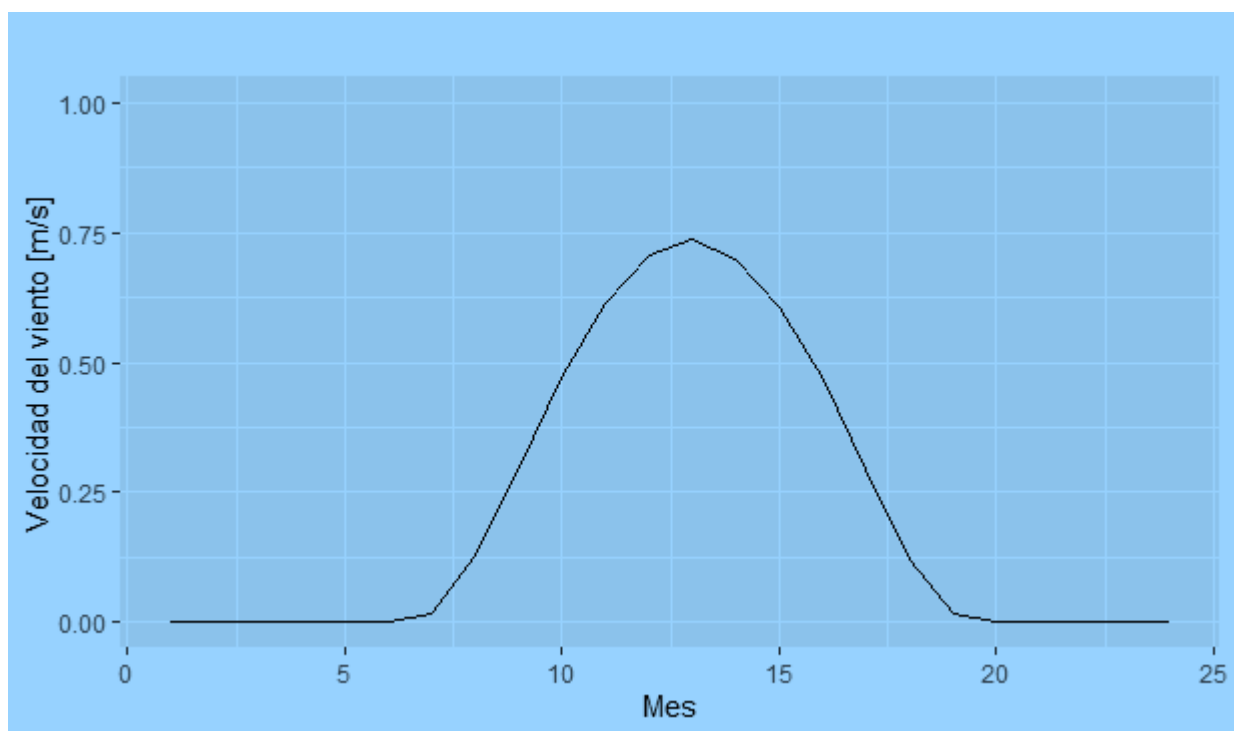


Figura 6. Ciclo diurno radiación solar.

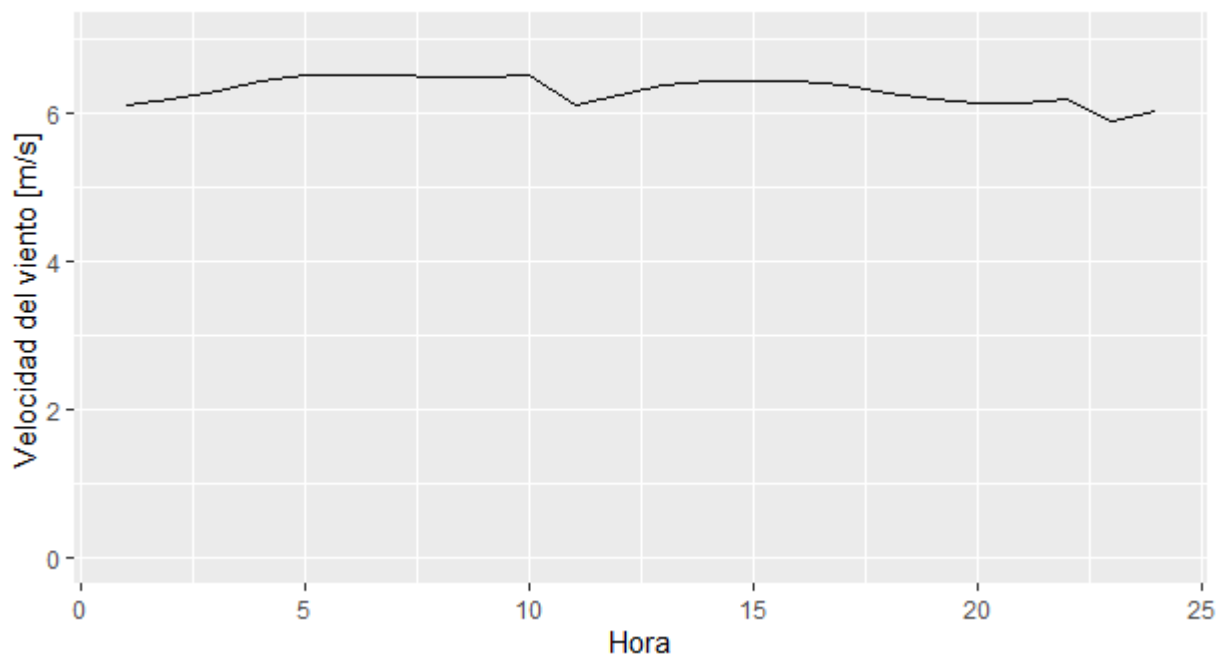


Figura 7. Ciclo diurno velocidad del viento.

En la Figura 7 se aprecia una caída en la velocidad promedio del viento a las 11 am. Teniendo en cuenta que el ciclo diurno es un promedio de los datos horarios para veinte años, esta caída es extraña y podría deberse a valores atípicos en la serie. La calidad de la base de datos ERA5, al igual que las mediciones históricas en la zona, podría ser mala o dudosa, pero verificar la calidad de la base de datos está fuera del alcance de este trabajo.

Los fenómenos climáticos hacen que se presente mucha variabilidad interanual, debido a esto, al analizar los datos de radiación solar promedio anual al medio día y velocidad del viento promedio anual de los últimos 20 años se observan fluctuaciones importantes en las Figura 8 y 9 respectivamente.

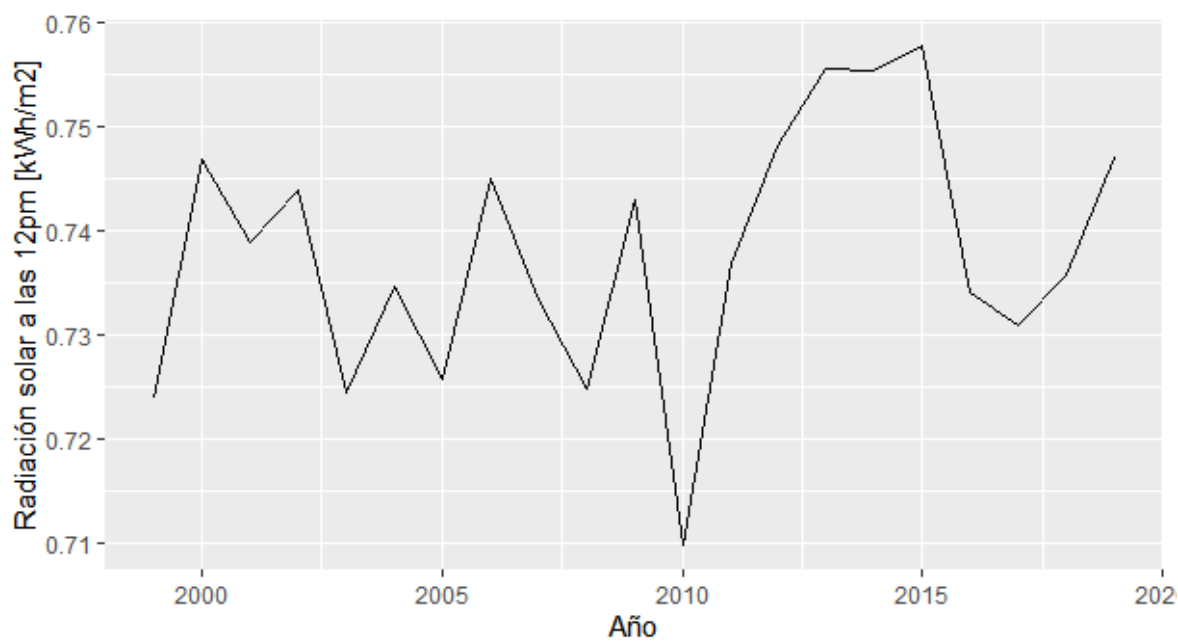


Figura 8. Radiación anual solar promedio a las 12pm.

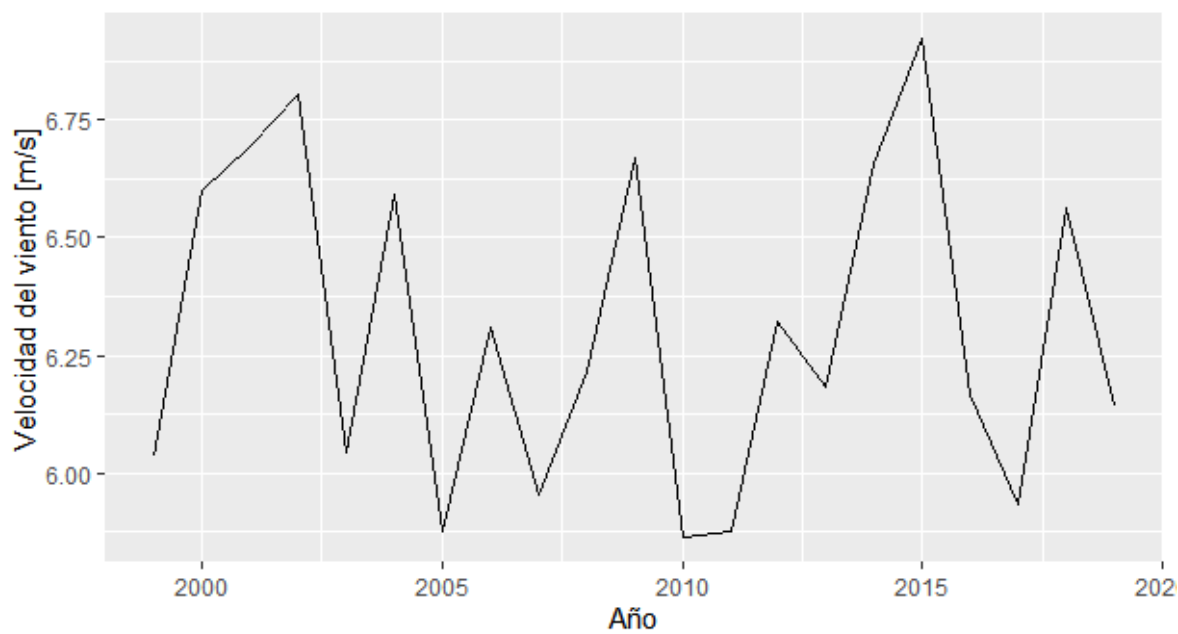


Figura 9. Velocidad anual promedio del viento.

Para entender algunos patrones en el clima de la zona, se hizo el análisis de estacionalidad de los últimos veinte años para los datos de radiación solar al medio día y velocidad del viento, como se puede observar en las Figuras 10 y 11.

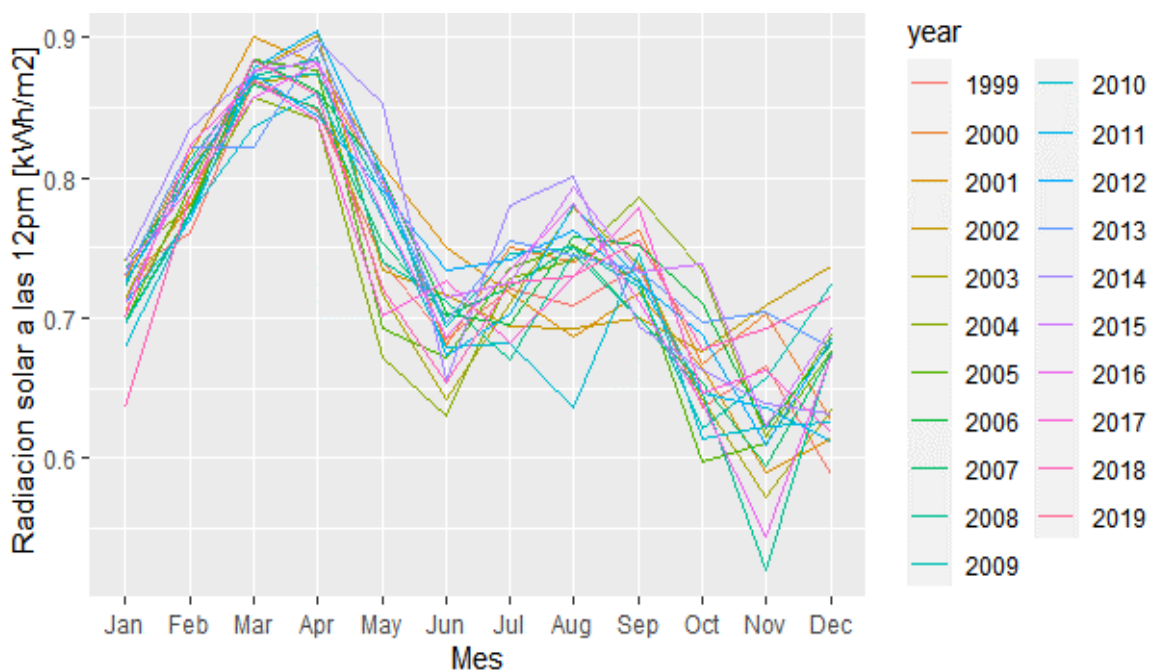


Figura 10. Estacionalidad anual de la radiación solar a las 12pm.

En la Figura 10 se puede notar una estacionalidad anual muy marcada. El mes de abril es el mes con mayores valores promedio de radiación a las 12pm, mientras que el mes de noviembre, es el mes que presenta los menores valores para esta variable. En la figura se puede observar también que a partir del mes de abril hay una tendencia decreciente.

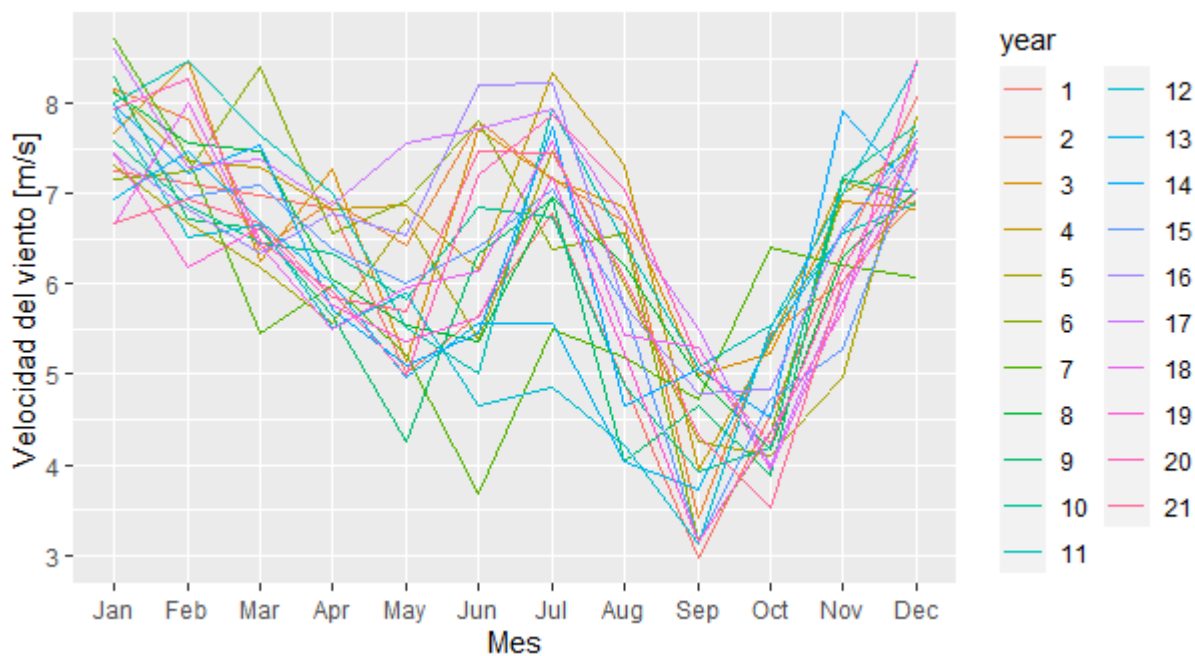


Figura 11. Estacionalidad anual de la velocidad del viento.

En la Figura 11 también se observa estacionalidad. El mes de septiembre presenta las velocidades promedio de viento más bajas que alcanzan los 3m/s y el mes de enero presenta las velocidades promedio de viento más altas, de más de 8.5m/s.

Los datos de demanda fueron proporcionados por el IPSE, son datos horarios tomados desde enero del año 2014 hasta junio del año 2020, cabe aclarar que en algunos años hay datos faltantes en algunos meses. Con los datos mencionados se procedió a calcular la demanda horaria promedio, la cual se muestra en la Figura 12.

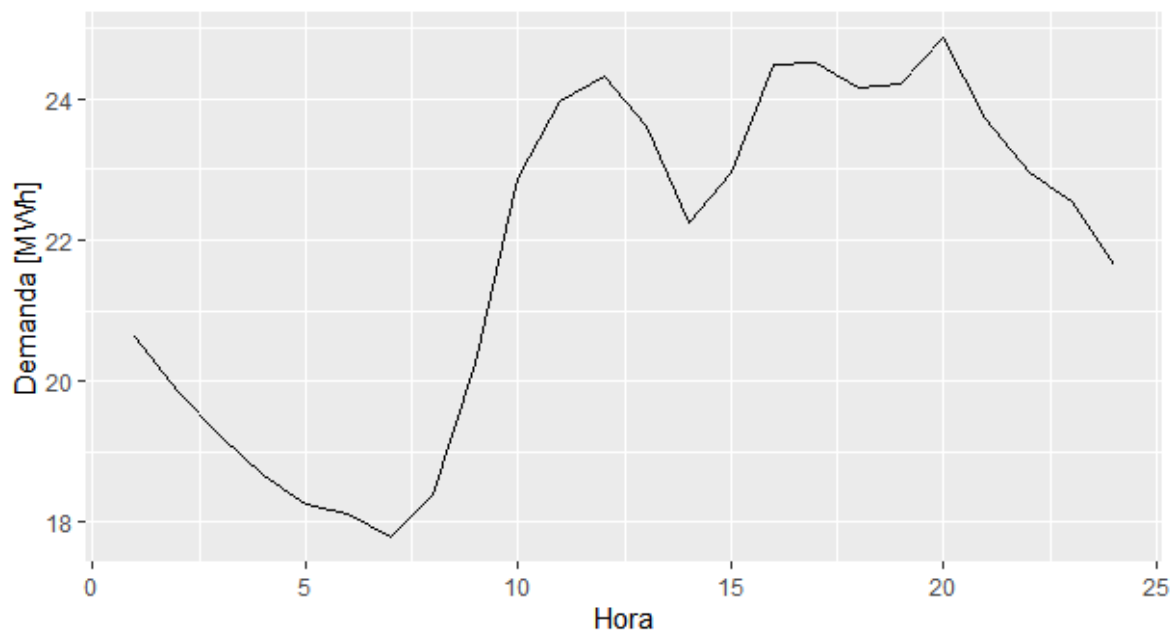


Figura 12. Curva de demanda diaria. Fuente: elaboración propia a partir de datos del IPSE.

5.2 Selección de tecnologías

A continuación, se presentan diferentes tecnologías, consideradas adecuadas para el clima de la zona, para generación solar, eólica y almacenamiento con baterías.

5.2.1 Generación solar

Se seleccionaron dos tipos de módulos diferentes, sus características se muestran en la Tabla 1.

Tipo de módulo solar	Marca y referencia	Potencia nominal (W)	Voltaje (V)	Corriente (A)	Eficiencia del módulo
Monocristalino	Duomax TSM-410 DEG15M.20(II)	415	40.9	10.15	20.5%
Policristalino	Ambiente Soluciones ASE0116	250	29.8	8.39	15.4%

Tabla 1. Módulos solares seleccionados

Se consideraron dos tipos de módulos diferentes, el módulo policristalino de 250 W se seleccionó por su pequeño tamaño ya que se piensa que podría ser instalado fácilmente en los tejados de las viviendas de la zona, por otro lado, se seleccionó un módulo monocristalino de 415 W, que cuenta con una mayor eficiencia. Aunque los módulos monocristalinos tienen un costo más elevado, tienen una eficiencia mayor, del 15 al 22% comparada con una eficiencia de 13 a 17% de los módulos policristalinos (Torres Pacheco et al., 2018), se espera que el modelo de optimización propuesto en la sección 5.4 elija el más adecuado, teniendo en cuenta la relación costo-eficiencia.

5.2.2 Generación eólica

Se seleccionaron tres diferentes aerogeneradores, en la Tabla 2 se presentan sus características.

Tipo de aerogenerador	Marca y referencia	Potencia (kW)	Diámetro del rotor (m)	Altura del rotor (m)	Velocidad de arranque (m/s)	Velocidad de supervivencia (m/s)	Eficiencia (López et al., 2015)
Darrieus	HiVAWT DS-3000W	3	4	4.16	> 3	60	40%
Tripala	ENAIR 70 PRO	5.5	4.3	-	2	60	48%
Tripala	Solid wind power SWP-25 kW	25	14	-	3	25	48%

Tabla 2. Turbinas eólicas seleccionadas

La selección de los dos primeros aerogeneradores, de 3 y 5.5 kW, se hizo teniendo en cuenta la velocidad promedio del viento de San Andrés Islas, que no es muy alta y estos dos aerogeneradores son ideales para este tipo de condiciones. Por otro lado, el aerogenerador de 25 kW, que es para una velocidad nominal de 11 m/s fue elegido porque, aunque las velocidades de viento más altas

no son predominantes, estas no se pueden ignorar y por esta razón se quiere analizar cómo funcionaría un aerogenerador más grande.

5.2.3 Generación diésel

Para este tipo de generación se cuenta con la potencia diésel de 83.6 MW que ya se encuentra instalada en la isla.

5.2.4 Sistemas de almacenamiento

Fueron elegidos tres diferentes tipos de baterías, según la definición de la EIA (Energy Information Administration, 2020).

- Baterías de corta duración: cuentan con una duración menor a 0.5 horas.
- Baterías de media duración: cuentan con una duración entre 0.5 y 2 horas.
- Baterías de larga duración: cuentan con una duración mayor a 2 horas.

Estos tres tipos de baterías fueron elegidos porque se requiere que el modelo elija el tipo de duración más apropiado para el sistema de generación, es decir, se puede dar el caso en el que no sea necesario usar baterías de larga duración, lo cual sería más económico, y es por esta razón que se buscó que las baterías tuvieran diferente duración en lugar de diferente tecnología.

5.3 Cálculos y variables

A continuación, se presentan los cálculos, utilizados en el modelo de optimización.

5.3.1 Generación eólica

Las variables utilizadas para obtener la generación a partir de eólicas se presentan en la Tabla 3.

Variable	Valor	Referencia
Densidad del aire a nivel del mar	1.2 kg/m ³	(Eraso Checa et al., 2017)
Coefficiente de potencia para aerogenerador tripala	0.48	(López et al., 2015)
Coefficiente de potencia para aerogenerador Darrieus	0.40	(López et al., 2015)

Tabla 3. Variables utilizadas en el cálculo de energía eólica.

Para obtener la energía eólica se utilizó la Ecuación 1:

$$E = P \times t \quad [1]$$

Donde:

P : potencia disponible

t : tiempo en horas

En este caso, la potencia disponible, es igual a la energía eléctrica, debido a que, para cada una de las 24 horas del día, el tiempo (t) es de una hora. La potencia fue calculada por medio de la

Ecuación 2:

$$P_d = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \times C_p \quad [2]$$

(Mur Amada, s. f.).

Donde:

P_d : potencia disponible

ρ : densidad del viento

v : velocidad del viento incidente

A : área expuesta al viento incidente

C_p : coeficiente de potencia

El área expuesta al viento incidente para el aerogenerador tripala y el aerogenerador Darrieus se obtuvo por medio de las Ecuaciones 3 y 4 respectivamente.

$$A = \pi \times r^2 \quad [3]$$

$$A = \frac{2}{3} \times c \times f \quad [4]$$

(Vásquez Leiva, 2007)

Donde

c : altura del rotor

f : radio del rotor

La potencia disponible se calculó para cada uno de los datos de la serie de tiempo de velocidad del viento, luego se obtuvo la potencia disponible promedio para las 24 horas del día. El valor de la potencia disponible se divide por el valor de la potencia nominal del aerogenerador para encontrar la potencia disponible por vatio instalado, Ecuación 5, debido a que uno de los objetivos del modelo es conocer cuánto debe ser la potencia eólica óptima para instalar.

$$\frac{P_d = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \times C_p}{P_n} \quad [5]$$

Donde

P_n : potencia nominal del aerogenerador.

5.3.2 Generación solar

Para obtener la energía solar se utilizó la Ecuación 6:

$$E = P \times HSP \times e \quad [6]$$

(Energema S.A., 2014)

Donde:

E : energía del módulo

P : potencia nominal del panel

HSP : horas solares pico

e : rendimiento del panel

Las horas solares pico fueron calculadas con la siguiente ecuación, Ecuación 7:

$$HSP = \frac{\overline{R_d}}{1000W/m^2} \quad [7]$$

(Pérez Martínez et al., 2017)

Donde:

HSP : horas solares pico.

$\overline{R_d}$: radiación solar diaria promedio.

Las horas solares pico para cada hora del día se obtuvieron como la fracción de las horas solares pico en la hora, según la radiación en la hora.

Por último, luego de tener la energía generada por el módulo PV para cada uno de los datos de la serie de tiempo de radiación solar, se calculó la energía promedio del módulo para las horas de un día completo (ciclo diurno).

5.3.3 Costo de instalación de potencia solar

Las variables utilizadas para obtener el costo de instalación de potencia solar se presentan en la Tabla 4.

Variable	Costo promedio	Referencia
Instalación potencia solar	995 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Módulos solares de menor costo	210 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Módulos solares negros	380 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Módulos solares de menor costo y negros	295 USD/kW	Elaboración propia

Tabla 4. Variables utilizadas en el cálculo los costos de instalación de potencia solar.

Se asume que el costo de instalación total promedio contiene el costo promedio de los módulos solares, a este costo de instalación total promedio se le restó el costo promedio de los módulos

solares, con lo que el costo de instalación total promedio sin el costo promedio de los módulos solares es de 700 USD/kW.

Para tener un aproximado del costo de instalación total promedio dependiendo del tipo de módulo solar, al costo de instalación total promedio sin el costo promedio de los módulos solares se suma el valor de cada módulo, policristalino (módulos solares de menor costo) o monocristalino (módulos negros). El costo de instalación promedio resultante para los módulos es: 910 USD/kW para el módulo policristalino y 1,080 USD/kW para los módulos monocristalinos.

5.3.4 Costo de instalación de potencia eólica

Las variables utilizadas para el cálculo del costo de instalación de potencia eólica se presentan en la Tabla 5.

Variable	Costo Promedio	Referencia
Instalación potencia eólica	1,473 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Turbinas con diámetro de rotor mayor a 100m	785 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Turbinas con diámetro de rotor menor a 100m	752 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Turbinas con diámetro de rotor mayor y menor a 100 m	768.5 USD/kW	Elaboración propia
Instalación (sin incluir las turbinas)	704.5 USD/kW	Elaboración propia

Tabla 5. Variables utilizadas en el cálculo costos de instalación de potencia eólica.

De acuerdo con la información presentada en la Tabla 5, se asume que, a mayor diámetro de rotor, mayor será el costo de la turbina eólica. De acuerdo con lo anterior, se asume que el costo para la turbina con diámetro de 14m será el de 752 USD/kW (costo promedio de turbinas con diámetro

de rotor menor a 100 m), y se asume una relación lineal entre el costo de la turbina y el diámetro de rotor, que da como resultado un costo de 53.7 USD/kWm. Con la Ecuación 8 se calcula el costo promedio para las turbinas de 4.0 m y 4.3 m.

$$C_d = 53.7 \text{ USD/kWm} \times d \text{ [8]}$$

Donde:

C_d : costo promedio según el diámetro de rotor d .

d : diámetro de rotor, $\forall d = 4.0, 4.3$

El costo promedio para las turbinas de 4.0 m y 4.3 m es de 214.9 USD/kW y 231 USD/kW respectivamente. Finalmente, para tener un aproximado del costo de instalación total promedio dependiendo del tipo de aerogenerador, se suma el costo promedio de la turbina según el diámetro de rotor al costo de instalación total promedio sin, el costo promedio de turbinas con diámetro de rotor mayor y menor a 100m. El costo de instalación promedio para cada turbina es de 919.4 USD/kW, 935.5 USD/kW y 1,456.5 USD/kW, para diámetros de rotor de 4.0 m, 4.3 m y 14 m respectivamente.

5.3.5 Velocidad media del viento

La velocidad media del viento fue obtenida con la distribución de densidad de probabilidad Gamma. Para obtener los parámetros se construyó una tabla como la siguiente, Tabla 6.

Variable	Descripción
Velocidad del viento (V)	Datos discretizados
% tiempo (%t)	%t = Número de datos en el intervalo

Fracción de tiempo (f)	$f = \frac{\%t}{Total\ de\ datos}$
Fracción acumulada de tiempo (F)	$F = F_{-1} + f$
ln ₁	$ln_1 = \ln \left(\ln \left(\frac{1}{1-F} \right) \right)$
ln ₂	$ln_2 = \ln (V)$
y = a x + b	Línea de tendencia obtenida al graficar LN ₁ (eje y) y LN ₂ (eje x)
Parámetro de forma (α)	$\alpha = a$
Parámetro de escala (β)	$\beta = \exp \left(\frac{b}{\alpha} \right)$

Tabla 6. Cálculo de parámetros función Gamma.

La velocidad media del viento fue calculada por medio de la Ecuación 9.

$$\bar{V} = \beta \times \Gamma \left(1 + \frac{1}{\alpha} \right) \quad [9]$$

La velocidad media del viento calculada fue de 5.45 m/s.

5.3.6 Otras variables

Otras variables utilizadas en el modelo de optimización se resumen en la Tabla 7.

Variable	Valor	Referencia
Costo de instalación de baterías de corta duración	864 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Costo de instalación de baterías de media duración	1,554 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Costo de instalación de baterías de larga duración	3,006 USD/kW	(International Renewable Energy Agency, 2020)
Potencia diésel en San Andrés	83,600 kW	(J. R. Gómez et al., 2016)
Costo de generación con diésel	0.37 USD/kWh	(J. R. Gómez et al., 2016)
Sanción por carga de la batería (variable ficticia)	0.0001 USD/kWh	Supuesto

Tabla 7. Variables utilizadas en el modelo de optimización.

5.4 Modelo

El modelo matemático propuesto para la optimización del sistema de generación híbrido se muestra a continuación.

Variables de decisión

PS_T : potencia solar de la tecnología T, $\forall T$: Módulos solares policristalinos de 250W y módulos solares monocristalinos de 415W.

PE_T : potencia eólica de la tecnología T, $\forall T$: turbinas eólicas tripala de 5.5 kW y 25 kW y turbinas eólicas Darrieus de 3 kW.

PB_T : potencia de la batería de la tecnología T, $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

GD_h : generación con diésel en la hora h, $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$

BC_{Th} : carga de la batería de la tecnología T en la hora h, $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$, $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

BD_{Th} : descarga de la batería de la tecnología T en la hora h, $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$, $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

Variables auxiliares

BE_{Th} : estado de la batería de la tecnología T en la hora h, $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$, $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

GS_{hT} : generación solar en la hora h con la tecnología T , $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$, $\forall T$: Módulos solares policristalinos de 250W y módulos solares monocristalinos de 415W.

GE_{hT} : generación eólica en la hora h con la tecnología T , $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$, $\forall T$: turbinas eólicas tripala de 5.5 kW y 25 kW y turbinas eólicas Darrieus de 3 kW.

D_h : demanda en la hora h , $\forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$

BA_T : capacidad de almacenamiento de la batería de la tecnología T , $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

PD : potencia instalada diésel

SC_T : sanción por carga de la batería de la tecnología T , $\forall T$: baterías de corta, media y larga duración.

CD : costo por kW de generación diésel

CS : costo de instalación solar

CE : costo de instalación eólico

CB : costo por unidad de capacidad de potencia

NP : número de periodos durante la vida útil del proyecto

Funciones objetivo

$$\min_{diesel}: \sum_{h=0}^{23} GD_h, \forall h = 0, 1, 2, \dots, 23$$

$$\begin{aligned} \min \text{costo: } & \sum_T C_{PS} \times PS_T + C_{PE} \times PE_T + C_{PB} \times PB_T \\ & + NP \sum_{h=0}^{23} (GD_h \times CD + BC_{Th} \times SC), \quad \forall h = 0,1,2, \dots, 23 \end{aligned}$$

Restricciones

1. $GD_h \leq PD, \forall h = 0,1,2, \dots, 23$
2. $D_h - (GS_h + GE_h + GD_h) + \sum_T BC_{Th} - BD_{Th} \leq 0, \forall h = 0,1,2, \dots, 23$
3. $\sum_T BE_{T(h-1)} + BC_{Th} - DB_{Th} \leq \sum_T BA_T, \forall h = 0,1,2, \dots, 23$
4. $\sum_T BC_{Th} \leq \sum_T PB_T, \forall h = 0,1,2, \dots, 23$
5. $\sum_T BD_{Th} \leq \sum_T PB_T, \forall h = 0,1,2, \dots, 23$
6. $\sum_T BD_{Th} \leq \sum_T BE_{T(h-1)}$
7. $\sum_T BC_{Th} \leq \sum_T PB_T - BE_{Th}$
8. *Todas las variables ≥ 0*

La optimización del modelo se realizó con Analytic Solver Platform. En el Anexo 1, se muestra la estructura del modelo en Excel. El modelo se demora entre cinco segundos y nueve minutos para correr, según el escenario y los valores iniciales, en un computador con procesador Intel Core i5 octava generación y memoria RAM de 4.0 GB.

6 RESULTADOS

El modelo, además de hallar una solución para el costo total de instalación del sistema y la generación total con diésel, permite conocer las siguientes variables:

- La potencia que debería instalarse para cada tipo de tecnología de generación y almacenamiento.
- Energía horaria generada por cada tipo de tecnología.
- Generación diésel horaria.
- Carga y descarga horaria de la batería.

Para un primer análisis del modelo, se minimiza el costo de instalación de cada tecnología renovable más el costo de la generación con diésel durante la vida útil del proyecto, se hizo el supuesto que la vida útil del proyecto son 20 años. Se plantean 3 escenarios diferentes, en los cuales se simulan 24 horas, para analizar los resultados que puede arrojar el modelo dependiendo de los datos de entrada. Debido a que las baterías deben ser cargadas antes de descargarse, el modelo comienza desde las 11 am, hora en la cual la radiación solar es alta y permite que, de ser necesario, las baterías sean cargadas.

Los datos de entrada para las soluciones del escenario 1 son datos promedio, lo cual implica que se reduce la variabilidad de la serie y que no se tuvieron en cuenta factores como estacionalidad del clima (más allá del ciclo diurno), y fenómenos climáticos de escala anual o interanual.

Como los resultados del modelo dependerán en gran medida de la calidad de los datos de entrada, para validar el modelo se plantearon dos escenarios en los cuales una de las dos variables climáticas tomara valores muy elevados y otro en el que tomara valores muy bajos. Para elegir cuales serían esos dos escenarios se analizaron las Figuras 10 y 11, de la sección 5.1.3, en la cuales se puede ver la estacionalidad anual de radiación solar o velocidad del viento, en la Figura 10 que corresponde

a la radiación solar, se observa estacionalidad más evidente comparada con la de la Figura 11 en la que se muestra la velocidad del viento.

La radiación solar el mes de abril es la que toma los mayores valores en la mayoría de los veinte años graficados, por otro lado, el mes que presenta los valores con menores valores de radiación es noviembre. Para los escenarios se tomará un solo día para simular, con el objetivo de usar los datos reales de ese día, de radiación solar y velocidad del viento sin modificación alguna, lo cual aumentará variabilidad a los datos de entrada del modelo y por ende a los resultados que este arroje, los otros dos escenarios que serán propuestos son los siguientes: el 25 de abril de 2011, escenario 2, el cual es el mes con mayor radiación promedio de los veinte años analizados, el día 25 de abril es el que tiene el mayor valor de radiación solar de todo el mes, y el 20 de noviembre de 2008, escenario 3, el cual es el mes con menores valores de radiación solar mensual promedio de entre los veinte años analizados, el día 20 de noviembre es el que tiene menor radiación solar en el mes, en este mes se presentan altas velocidades del viento. Con estos escenarios se podrá analizar la diferencia entre un día de un mes en el que se presentan altos valores de radiación solar y por otro lado un día en el que estos valores son muy bajos, teniendo en cuenta que las velocidades de viento también son muy diferentes en ambos días. En las Figuras 13 y 14, se observan los valores de radiación solar para estos dos días y en las Figuras 15 y 16 las velocidades del viento.

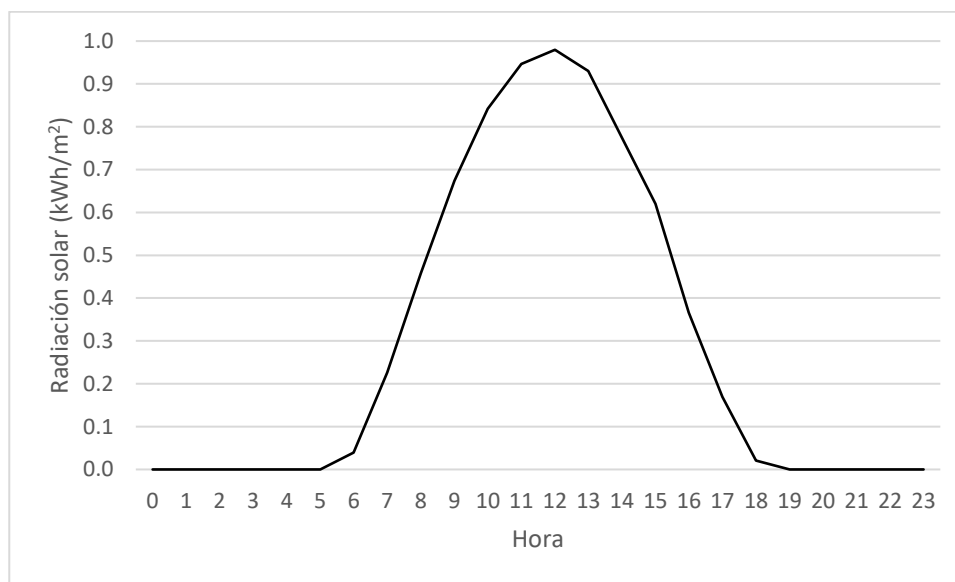


Figura 13. Radiación solar horaria abril 25 de 2011.

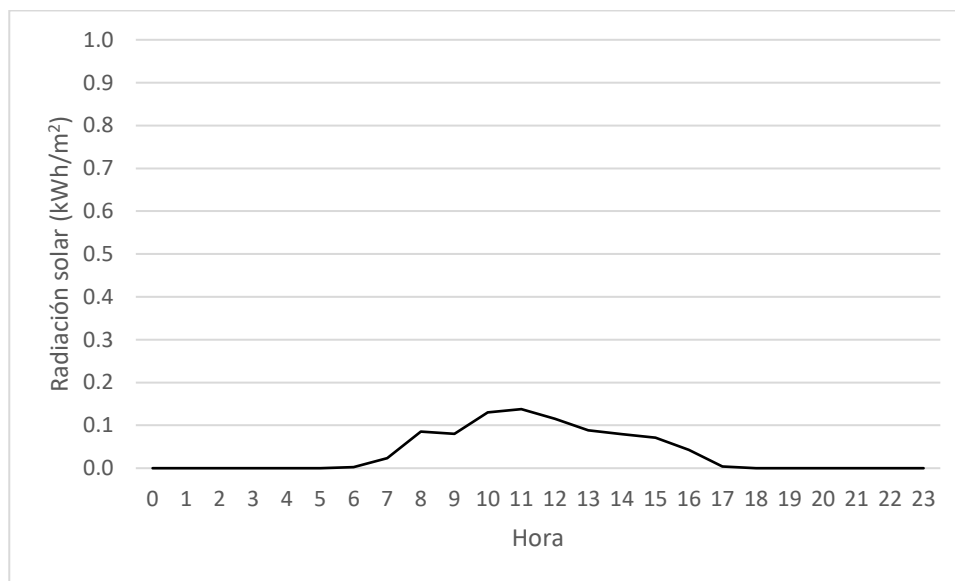


Figura 14. Radiación solar horaria noviembre 20 de 2008.

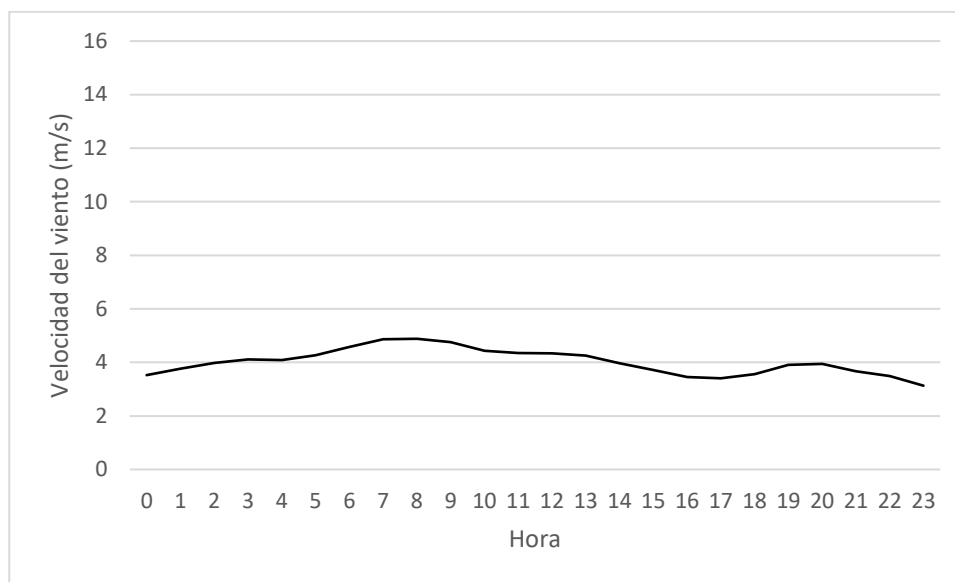


Figura 15. Velocidad del viento horaria abril 25 de 2011.

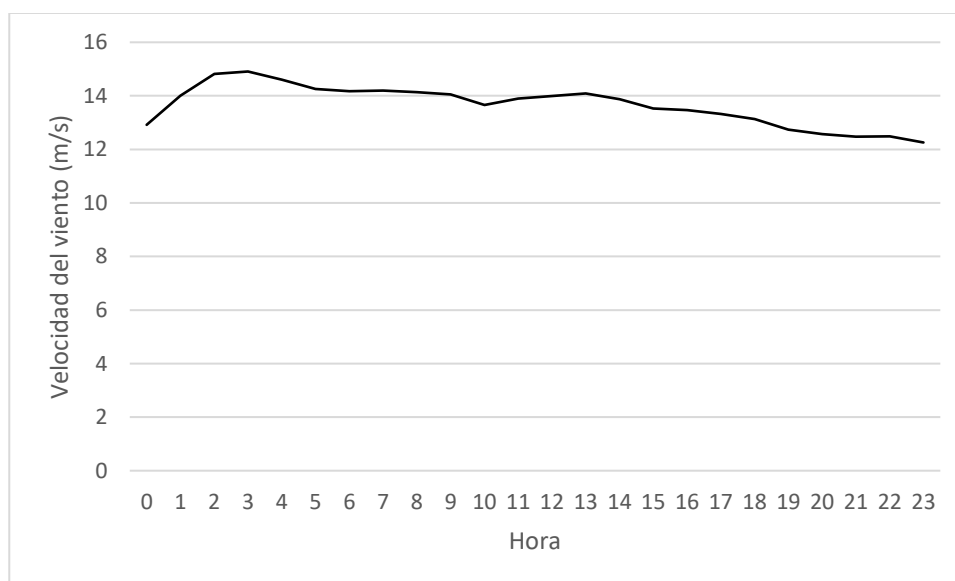


Figura 16. Velocidad del viento horaria noviembre 20 de 2008.

Por último, para darle un mayor alcance al modelo se simularon dos días seguidos, escenario 4.

Cabe resaltar que sería ideal poder simular meses e incluso años, pero debido a limitaciones

computacionales y de software, no del modelo, solo fue posible simular dos días completos. Los días para simular fueron elegidos de manera aleatoria.

Las simulaciones presentadas a continuación se realizaron teniendo en cuenta en la función objetivo de minimizar costo, tanto los costos de instalación de tecnologías renovables como la generación diésel durante la vida útil del proyecto, que se supuso, es de veinte años, la generación diésel se multiplicó por el número de periodos durante la vida útil del proyecto, es decir 20 años por 365 días al año (la mitad para el escenario 4 en el que se simulan 2 días).

A continuación, en la Tabla 8, se muestra el mínimo costo y presentará la potencia que se requiere instalar de cada tecnología renovable para cada uno de los cuatro escenarios. Los resultados para los cuatro escenarios mostraron que no era necesario tener generación con diésel, lo cual significa que es rentable reemplazar toda la generación diésel de la isla por fuentes renovables.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
PS policristalino (kW)	0	0	0	0
PS monocristalino (kW)	0	35,352	0	0
PE darrius 3 kW (kW)	0	0	0	0
PE tripala 5.5kW (kW)	0	0	0	0
PE tripala 25 kW (kW)	41,974	131,441	6,776	44,237
PB corta duración (kW)	1,311	123,107	0	13,108
PB media duración (kW)	0	0	0	0
PB larga duración (kW)	0	0	0	0
Costo (millones de USD)	\$ 62	\$ 336	\$ 10	\$ 76

Tabla 8. Potencia para instalar de cada tecnología escenarios 1, 2, 3 y 4.

De la Tabla 8 se puede deducir que una tecnología adecuada para las características climáticas de la zona son las turbinas eólicas tripala de 25 kW, ya que fueron necesarias para los cuatro

escenarios. En el escenario 1 es necesario el uso de las turbinas eólicas anteriormente mencionadas y también baterías de corta duración, para el escenario 2, en el cual los valores de radiación son altos, y las velocidades del viento relativamente bajas, los módulos solares monocristalinos son un complemento a las turbinas eólicas tripala de 25 kW, pero es necesario también el uso de baterías de almacenamiento de corta duración; en el escenario 3 solo es necesario instalar turbinas eólicas de 25 kW, lo cual puede deberse a la baja radiación y viento constante a altas velocidades en el día considerado. Por último, el escenario 4 necesita la instalación de las mismas tecnologías que el escenario 1, con la diferencia que requiere instalar mayor potencia para ambas, principalmente necesita mucha más potencia instalada de baterías debido a que los recursos presentan mayor variabilidad que al considerar el promedio histórico.

El escenario 2 en comparación con la solución del escenario 1, tiene un costo muy elevado, esto se debe a que es necesaria la instalación de tres tecnologías renovables, que son turbinas eólicas tripala de 25 kW, módulos solares policristalinos y baterías de almacenamiento de corta duración, las cuales son necesarias para las horas en las que no hay radiación, ya que las velocidades del viento pueden ser muy bajas o nulas en algunas horas (lo que no ocurría al considerar el promedio en el escenario 1), en el escenario 1 solo es necesaria la instalación de dos tecnologías, las turbinas tripala presentes en todos los escenarios y baterías de corta duración, pero la potencia que es necesario instalar de estas es mucho menor que la necesaria en el escenario 2, debido a que los recursos están disponibles en mayor cantidad y de forma más constante. El escenario 3 es el escenario que presenta el menor costo, debido a que únicamente se necesita instalar una tecnología, turbinas eólicas tripala de 25 kW, y al ser las velocidades del viento de este escenario altas durante todas las horas del día, estas turbinas se comportarán de una manera muy eficiente. Por último, el

escenario 4, tiene un costo un poco mayor al del escenario 1, debido a que la capacidad que se debe instalar de cada una de las tecnologías es mayor comparada con la del escenario 1, además debe tenerse en cuenta que en este escenario fueron simulados dos días seguidos y no solo un día, como en los escenarios anteriores.

Hay que tener en cuenta que los resultados son muy sensibles a los datos de entrada del modelo, como los costos de instalación y generación con diferentes tecnologías que están cambiando a una velocidad acelerada; por tanto, es importante usar costos actualizados al momento de tomar decisiones usando este modelo.

Es de gran importancia resaltar que a pesar de que el escenario 3 es el ideal dentro de los 3 escenarios analizados, habrá infinidad de escenarios posibles, que podrían resultar más o menos favorables, por eso la importancia del análisis de los datos climáticos de entrada para el modelo y de tener en cuenta períodos más largos, que representen adecuadamente la variabilidad climática, para tomar decisiones acertadas. Como se evidenció con los escenarios 2 y 3, los datos climáticos en diferentes meses del año pueden hacer que los resultados arrojados por el modelo sean muy diferentes y tomar decisiones basadas en promedios podría tener consecuencias importantes en la confiabilidad del sistema y los beneficios reales que se pueden obtener.

Los cuatro escenarios analizados anteriormente permiten tener una visión de las diferencias significativas que se presentan al variar los datos climáticos de entrada del modelo. La calidad de los datos de entrada es fundamental para obtener resultados más realistas y también para asegurar que el sistema híbrido esté en capacidad de satisfacer la demanda todos los días del año y no solamente cuando las variables climáticas son favorables.

Con los resultados anteriores se evidencia que los costos de instalación con tecnologías renovables son bastante elevados, esto significa inversiones muy costosas que difícilmente pueden pagarse de manera inmediata. Por el contrario, para generar con diésel no se necesita una inversión inicial para nueva instalación y esta generación se paga a “cuotas”, es decir, de a poco y en la medida en que se haga uso de la tecnología, lo cual la hace más asequible. De acuerdo con lo anterior, se realizó un segundo análisis modificando un poco el modelo para incluir solamente los costos de instalación (y no los de generación). Se simularon los mismos cuatro escenarios anteriores, pero esta vez la función objetivo de costo no incluía el costo de generación con diésel, sino únicamente los costos de instalación de tecnologías renovables. En la Figura 17 se observa la Frontera de Pareto para los escenarios 1, 2, 3 y 4.

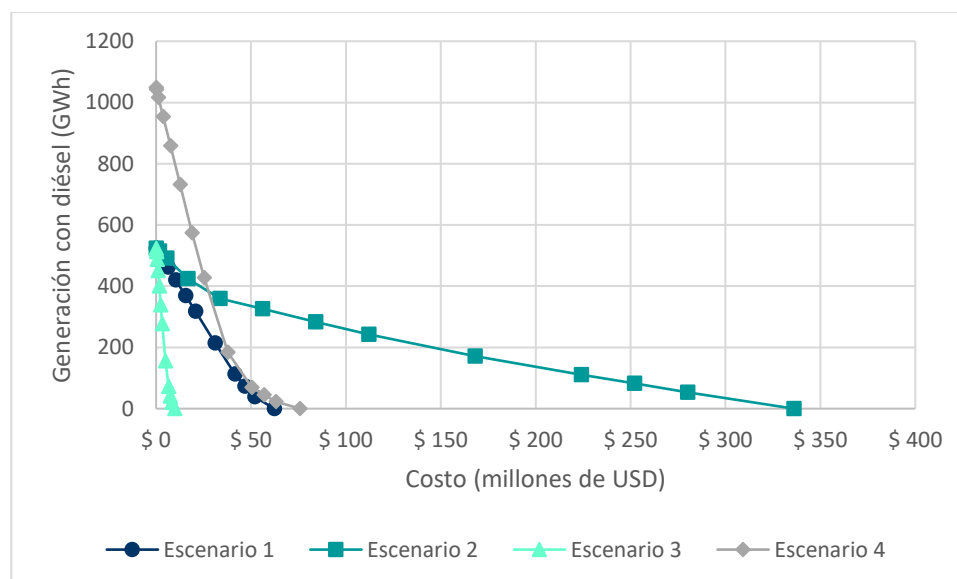


Figura 17. Frontera de Pareto escenarios 1, 2, 3 y 4.

De acuerdo con la Figura 17, en todos los escenarios a medida que aumenta la generación con diésel, disminuye el costo de instalación de tecnologías renovables, aunque lo ideal sería generar

solo con renovables el costo inicial para lograr esto sería muy elevado y lograr una transición inmediata a este punto sería difícil, pero se podría comenzar con una transición paulatina, en la que a lo largo de los años se comience a aumentar la instalación de tecnologías renovables según el presupuesto disponible.

En la Tabla 9, se pueden observar las diferentes tecnologías que se requeriría usar para cada solución del escenario 1 y la potencia que se debería instalar de cada una de ellas, comenzando por el punto 1, P1, el cual corresponde a cero generación con diésel y así según corresponda hasta llegar al punto, P13, que corresponde a únicamente con generación diésel.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13
PS policristalino (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PS monocristalino (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE darrieus 3 kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 5.5kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 25 kW (kW)	41,974	35,627	32,065	28,502	21,376	14,251	10,688	7,125	4,275	2,138	713	611	0
PB corta duración (kW)	1,311	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB media duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB larga duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo (millones De USD)	\$ 62	\$ 52	\$ 47	\$ 42	\$ 31	\$ 21	\$ 16	\$ 10	\$ 6	\$ 3	\$ 1	\$ 1	\$ 0
Generación con diésel diaria (kWh)	0	39	73	112	214	317	369	421	462	493	514	515	524

Tabla 9. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 1.

De la Tabla 9 se puede deducir que las tecnologías más adecuadas para las características climáticas de la zona, en casi todos los puntos son aerogeneradores tripala de 25 kW, y solo en el caso de no tener generación con diésel, en P1, baterías de corta duración. Para tener certeza sobre estos resultados se recomienda poner costos actualizados de instalación como datos de entrada del

modelo, ya que éstos están cambiando rápidamente y dependen de la ubicación específica del proyecto.

El escenario 2 en comparación con la solución del escenario 1, presentada en la Figura 17, tiene un costo muy elevado, esto puede ser por la necesidad de instalar tanto potencia eólica como solar y también porque es necesario utilizar baterías de almacenamiento para las horas en las que no hay radiación. Los módulos solares son el complemento al diésel que escoge el modelo desde el punto P9, además, a medida que aumenta la generación diésel, disminuye la potencia eólica y aumenta la potencia solar. En este escenario se puede observar cómo se combinan los tres tipos de generación, solar, eólica y diésel, junto con baterías de almacenamiento, como se observa en la Tabla 10.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13
PS policristalino (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PS monocristalino (kW)	35,352	30,027	29,178	22,991	18,703	22,502	25,814	29,126	31,118	15,559	5,186	1,556	0
PE darrieus 3 kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 5.5kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 25 kW (kW)	131,441	116,608	104,042	104,110	85,106	60,229	38,545	16,860	0	0	0	0	0
PB corta duración (kW)	123,107	89,966	79,805	55,031	27,620	0	0	0	0	0	0	0	0
PB media duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB larga duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo (millones De USD)	\$ 336	\$ 280	\$ 252	\$ 224	\$ 168	\$ 112	\$ 84	\$ 56	\$ 34	\$ 17	\$ 6	\$ 2	\$ 0
Generación con diésel diaria (kWh)	0	54	82	111	171	242	284	326	360	425	491	514	524

Tabla 10. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 2.

Al igual que en la Tabla 9, el punto P1 corresponde a cero generación con diésel y el punto P13 corresponde a únicamente generación diésel. En la Tabla 10, el modelo consideró como las tecnologías más adecuadas, la de módulos solares monocristalinos, turbinas eólicas tripala de 25

kW y baterías de corta duración, las cuales dejan de ser necesarias a medida que la generación con diésel aumenta.

El escenario 3, como se observa en la Figura 17 es el escenario con menores costos, comparado con los escenarios 1 y 2. La razón por la cual los costos son tan bajos es debido a la poca radiación solar y velocidades del viento considerablemente altas, lo cual significa que las velocidades de viento son suficientes para generar energía que abastezca la demanda en todas las horas. En la tabla 11 se evidencia la tecnología que se requiere instalar para este escenario.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13
PS policristalino (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PS monocristalino (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE darrieus 3 kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 5.5kW (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE tripala 25 kW (kW)	6,776	5,647	5,082	4,517	3,388	2,259	1,694	1,129	678	339	113	97	0
PB corta duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB media duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB larga duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo (millones De USD)	\$ 9.9	\$ 8.2	\$ 7.4	\$ 6.6	\$ 4.9	\$ 3.3	\$ 2.5	\$ 1.6	\$ 1.0	\$ 0.5	\$ 0.2	\$ 0.1	\$ 0.0
Generación con diésel diaria (kWh)	0	20	41	72	156	278	339	401	450	487	512	514	524

Tabla 11. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 3.

Según la tabla 11, para el escenario 3, en un mes con poca radiación solar y altas velocidades de viento se necesitarían únicamente turbinas eólicas de 25 kW. Este escenario es el más favorable de todos, ya que presenta costos considerablemente menores comparados con los escenarios 1 y 2, y requiere únicamente de la instalación de tecnología eólica, no necesita la instalación de potencia solar ni utilizar baterías de almacenamiento. Al igual que en el primer análisis, el escenario 3 es el más favorable de todos en términos de costos, se deduce entonces, que en los épocas con altas

PB media duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB larga duración (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo (millones De USD)	\$ 76	\$ 63	\$ 57	\$ 51	\$ 38	\$ 25	\$ 19	\$ 13	\$ 8	\$ 4	\$ 1	\$ 0	\$ 0
Generación con diésel diaria (kWh)	0	23	45	69	184	428	574	732	859	953	1017	1042	1048

Tabla 12. Potencia para instalar de cada tecnología escenario 4.

Según la Tabla 12, con los datos climáticos de los dos días simulados se requiere generación solamente con turbinas eólicas de 25 kW y baterías de almacenamiento de corta duración para los casos en los que la generación diésel es baja.

Al considerar la variabilidad climática en períodos más largos de tiempo, seguramente las baterías serán necesarias para garantizar la confiabilidad en todo momento, sin necesidad de generación diésel, ya que la complementariedad entre fuentes de generación difícilmente será suficiente para abastecer la demanda en todas las horas.

Es de gran importancia aclarar que para todos los escenarios se utilizó la demanda promedio, lo cual reduce la variabilidad y no tiene en cuenta el crecimiento de la demanda, esto podría ser otro elemento influyente a la hora de comparar diferentes escenarios.

7 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

El modelo propuesto es de gran utilidad para tener una idea preliminar de un proyecto de generación híbrido. A comparación de un software de optimización como HOMER, este modelo no requiere de mucha experiencia para procesar e interpretar los resultados. El modelo arroja una aproximación útil para entender cómo podría ser el funcionamiento de un sistema híbrido en la zona que se desea analizar, además de eso, también ayudaría a conocer un aproximado del costo,

cuáles tecnologías serían las más adecuadas para el sistema y en qué cantidades. Es una manera fácil y ágil para tener una primera visión del proyecto.

El modelo de optimización permite obtener un indicio rápido y sencillo para conocer el costo aproximado de un proyecto de generación híbrido en una zona no interconectada. Este modelo es de fácil manejo y no se necesita de experticia para analizar los resultados. Para una zona no interconectada en el país es una herramienta útil y asequible debido a que antes de invertir en un software pago o especialistas, se puede obtener un panorama de lo que podría ser un proyecto de generación allí, para luego tener una idea más clara de lo que se sería el sistema de generación, de acuerdo con el clima de la zona y a los recursos disponibles para el desarrollo del proyecto. Además, es una facilidad poder ingresar el presupuesto disponible o que se desea invertir, para analizar los resultados que se obtendrían con un proyecto de ese costo.

Lo ideal, tanto en términos de costos como de contaminación ambiental, sería que San Andrés Islas supliera su demanda de energía eléctrica con generación a partir de fuentes renovables, dejando a un lado la disponibilidad presupuestal, pero debido al alto costo de instalación de estas, hacer una inversión inicial inmediata para lograr esto es muy complicado, por eso se recomienda hacer una transición paso a paso en la que las tecnologías de generación renovables junto con las baterías de almacenamiento ayuden a reducir de a poco la generación con diésel, lo cual no significaría costos de inversión tan elevados como si se fuera a eliminar toda la generación con diésel. Por otro lado, se debe resaltar que en el modelo no se incluyeron los costos de operación y mantenimiento para tecnologías renovables durante la vida útil del proyecto.

Pero cabe aclarar que hay que ser cuidadoso con la interpretación y uso de los resultados del modelo, ya que el modelo tiene algunas limitaciones que podrían mejorarse en trabajos futuros.

Por ejemplo, en lugar de asignar una sanción monetaria a la carga de las baterías se podría modelar la eficiencia de las baterías, que en este trabajo se asumió del 100%, lo cual es una simplificación fuerte que afecta los resultados numéricos del modelo. No obstante, consideramos que no tendría un impacto significativo en los resultados cualitativos del modelo y las conclusiones que se derivan de este trabajo. También se puede modelar la capacidad del almacenamiento separada de la potencia de la batería, dado que en el modelo planteado la capacidad de almacenamiento se toma como un múltiplo de la potencia de la batería y solo se consideran baterías con 3 duraciones distintas, pero en realidad podrían instalarse baterías de cualquier duración.

Por otro lado, los resultados del modelo también dependerán de la calidad y exactitud de los datos de entrada. Algunas variables están sujetas a mucha incertidumbre, como el costo de la generación con diésel, dada la inestabilidad en los precios de los combustibles fósiles. Los costos de instalación, para generación solar y eólica y también para las baterías de almacenamiento, utilizados para el modelo fueron costos promedio, tener costos más exactos para cada tecnología permitiría al modelo arrojar resultados más precisos.

La variabilidad de los datos es un factor que afecta en gran medida los resultados que arroja el modelo de optimización, por esta razón, es importante mejorar la calidad de las mediciones y de los modelos climáticos para obtener resultados realistas. La calidad de los resultados dependerá de los datos de entrada. Los datos tomados para hacer la caracterización del clima son datos que contienen observaciones pasadas combinadas con modelos para generar las series de tiempo. Realizar pronósticos de estas variables climáticas está fuera del alcance de este trabajo, sin embargo, tener buenas estimaciones de dichas variables es crucial para lograr resultados realistas con el modelo. Las estimaciones anteriormente mencionadas son de gran importancia porque todas

las simulaciones se hicieron bajo el supuesto de que todos los días del año durante la vida útil del proyecto serían iguales, por esta razón tener estimaciones que permitan comprender el comportamiento climático de la zona durante los años de vida útil del proyecto es esencial para tener resultados realistas.

Por otro lado, procesar y analizar a fondo las series de tiempo del clima, para encontrar pronósticos que no ignoren sucesos importantes, como la estacionalidad que tiene el clima o el hecho de que algunos días ciertos datos podrían tener el valor de cero, permitirá al modelo contar con información más acertada a la hora de encontrar soluciones. De acuerdo con lo anterior, se resalta la importancia de hacer un análisis exhaustivo de los datos de entrada, para que el modelo arroje soluciones que sean apegadas a la realidad.

Tener mediciones reales de las variables climáticas también puede mejorar la calidad de los datos de entrada para el modelo, por ejemplo, los datos de radiación solar tomados de la base de datos ERA 5 estaban desfasados, y se hizo el supuesto de que había radiación solar desde las 6 am hasta las 6 pm según estimaciones de la autora.

Al tomar días específicos para simular, comparados con la simulación hecha con el promedio de todos los datos, se pueden notar diferencias significativas, lo cual indica que basarse en promedios puede ser riesgoso. Se recomienda entonces, como trabajo futuro, ampliar el período de tiempo que considera el modelo (actualmente de 24 - 48 horas), para lograr representar adecuadamente la variabilidad climática que es muy importante a la hora de tomar decisiones de inversión en generación a partir de fuentes renovables y baterías. Esta ampliación del modelo, aunque es bastante simple de implementar, requiere una potencia computacional muy elevada y software especializado, por lo cual no fue posible realizarla en este trabajo.

Con el modelo se determinó que con las características climáticas de San Andrés islas es factible la instalación de un sistema de generación híbrido, el cual podría, inicialmente, aprovechar la potencia diésel ya instalada y a partir de ahí, con los recursos disponibles, comenzar con la transición energética de la isla. Las tecnologías más adecuadas para implementar un sistema híbrido en esta zona no interconectada teniendo en cuenta sus condiciones climáticas son turbinas eólicas tripala de 25 kW, módulos solares monocristalinos y baterías de corta duración. El modelo permite conocer cuáles tecnologías de generación y almacenamiento son las más adecuadas para las características climáticas de la zona elegida y es de gran utilidad porque será una primera guía para tener idea de cuales tecnologías deberían hacer parte del sistema de generación y cuáles podrían ser descartadas. En el caso de San Andrés Islas las tecnologías que fueron descartadas por el modelo fueron turbinas eólicas Darrieus de 3 kW, módulos solares policristalinos y baterías de media y larga duración.

Las energías alternativas son una solución energética sostenible para las zonas no interconectadas en el país, para electrificar estas zonas es importante comenzar a tomar mediciones climáticas y crear o utilizar modelos de optimización para sistemas de generación y de esta manera empezar a proponer y plantear proyectos de generación limpia en aquellas zonas. Por otro lado, generalmente estas zonas son lejanas y de difícil acceso, por lo cual es ideal considerar tecnologías de generación a una escala que haga posible transportarlas hasta la zona en cuestión.

8 CONSIDERACIONES ÉTICAS

La realización de este trabajo de grado no tiene ningún impacto negativo en el medio ambiente, ni en la sociedad, ya que todo el análisis se hizo a partir de modelos matemáticos y análisis de

información disponible en bases de datos de terceros. Las recomendaciones que se derivan del trabajo pretenden contribuir a la sostenibilidad ambiental y social del suministro eléctrico

En cuanto a la información utilizada, se consideraron todos los aspectos éticos respecto a la citación y derechos de los autores.

9 REFERENCIAS

Agencia Europea de Medio Ambiente. (2012). *Potencial de energía eólica terrestre y marina de Europa*. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/fr/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/POTENCIAL_ENERGIA_EOLICA_TERRESTRES_Y_MARINA_tcm36-185588.pdf

Ávila Prats, D., Alesanco García, R., & Veliz Alonso, J. (2011). Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. *Ingeniería Mecánica*, 14(1), 22–30. Recuperado de <http://scielo.sld.cu/pdf/im/v14n1/im03111.pdf>

Banco Mundial. (2017). La importancia de las energías limpias. Recuperado 1 de octubre de 2019, de Artículo website: <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2017/10/30/la-importancia-de-las-energias-limpias>

Banco Mundial. (2018). *Población rural (% de la población total) - Colombia*. Recuperado de <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.RUR.TOTL.ZS?locations=CO>

Carvajal Quintero, S., & Marín Jiménez, J. (2012). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Revista Tecnura*. Recuperado de <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/6886/8480>

Castillo, Y., Castrillón, M., Vanegas-Chamorro, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2015). Rol de las Fuentes No Convencionales de Energía en el sector eléctrico colombiano. *Prospect*, 13(1), 39–51. Recuperado de file:///C:/Users/ACER 54ARG/Downloads/358-Texto del artículo-671-1-10-20150623 (2).pdf

CEPAL. (2016). La protección social de la población rural en Colombia. En *Serie Estudios y Perspectivas* (Vol. 32). Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39659/4/S1600355rev1_es.pdf

Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo), el desarrollo sostenible. *Asamblea General de las Naciones Unidas.* , (1987).

Consejo Mundial de la Energía. (2014). *Dibujar el mapa de la energía*. Recuperado de https://www.comunicarseweb.com/sites/default/files/wec_16_page_document_21.3.14_es_final.pdf

Córdova Aguilar, H. (2009). Ventajas y desventajas del desarrollo rural sostenible en ambientes de montaña. *Espacio y Desarrollo*, (21). Recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/espacioydesarrollo/article/view/5688/5681>

CREG. (2013). Zonas no Interconectadas. Recuperado 13 de octubre de 2019, de <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/zonas-no-interconectadas>

Dinero. (2020a, enero 23). Así van los dos parques eólicos que se construyen en La Guajira. Recuperado 6 de noviembre de 2020, de <https://www.dinero.com/empresas/articulo/energia->

asi-van-los-dos-parques-eolicos-que-se-construyen-en-la-guajira/281002

Dinero. (2020b, mayo 29). *Colombia pondrá en marcha nuevo plan para energías renovables.*

Recuperado de <https://www.dinero.com/pais/articulo/colombia-aumentara-sus-proyectos-de-energias-renovables/287233>

Electricidad. (2020, julio 23). *Consejo Mundial de Energía elabora cuatro escenarios en torno a la crisis del Covid-19.* Recuperado de <https://www.revistaei.cl/2020/06/23/consejo-mundial-de-energia-elabora-cuatro-escenarios-en-torno-a-la-crisis-del-covid-19/>

Energema S.A. (2014). *HORA SOLAR PICO (HSP)* . Recuperado de <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>

Energy Information Administration, U. (2020). *Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends.* Recuperado de www.eia.gov

EPM. (2019). Parque Eólico Jepírachi. Recuperado 1 de octubre de 2019, de <https://www.epm.com.co/site/home/nuestra-empresa/nuestras-plantas/energia/parque-eolico>

ERA5. (2020). ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present. Recuperado 14 de noviembre de 2020, de <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form>

Eraso Checa, F., Escobar Rosero, E., Paz, D. F., & Morales, C. (2017). *Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres-Nariño Methodology for the determination of wind characteristics and assessment*

of wind energy potential in Túquerres-Nariño Metodologia para a determinação das características do vento e a avaliação do potencial de energia eólica em Túquerres-Nariño.

31, 19–31. <https://doi.org/10.14483/23448350.12304>

Flórez Acosta, J. H., Tobón Orozco, D., & Castillo Quintero, G. A. (2009). ¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: un análisis de la estructura institucional. *Cuadernos de Administración*, (22), 219–245. Recuperado de http://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/3665/1/FlorezJ_2009_PromocionSolucionesEnergeticas.pdf

Gómez, J. R., Afanador, J. E., & Rodríguez, J. L. (2016). *Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: análisis de alternativas.* 54. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7951/Hacia-la-sostenibilidad-electrica-en-el-Archipielago-de-San-Andres-Providencia-y-Santa-Catalina-Colombia-Analisis-de-alternativas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Gómez, N. (2011). *Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica* (Universidad Javeriana). Recuperado de <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/6078/tesis121.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Gómez Ramírez, J., Murcia Murcia, J. D., & Cabeza Rojas, I. (2017). *La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas* (Universidad Santo Tomás).

Recuperado de
<https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/10312/Gómez2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Guacaneme Moreno, Javier Antonio, Trujillo Rodríguez, César Leonardo. Peña Suesca, R. A. (2007). Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas. *Ingeiería*, 12(1), 57–63. Recuperado de <https://www.redalyc.org/pdf/4988/498850164009.pdf>

Ibañez Leal, J. M. (2017). *Uso de energías alternativas a pequeña escala en regiones apartadas, sin servicio de energía eléctrica en Colombia* (Universidad Nacional Abierta y a Distancia). Recuperado de <https://core.ac.uk/download/pdf/143468100.pdf>

IDEAM. (2006). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia* (Imprenta Nacional de Colombia, Ed.). Recuperado de <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019813/Capitulo1.pdf>

IDEAM. (2014). *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

IEA - Colombia. (2017). Energy Plan 2050 (Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050). Recuperado 1 de octubre de 2019, de <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/colombia/name-161724-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWVjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTwwYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWZkdXJlcy8iPl>

BvbGljaWVzIGFuZCZBNZWFzdXJlczwvYT4gJnJh

International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*.

Recuperado de www.irena.org

López, M. B., Leal, D. F. B., & Garzón Lemos, S. Y. (2015). *Sistema de Control para Aerogeneradores Empleando Lógica Difusa*. (April 2015).

Mur Amada, J. (s. f.). *CURSO DE ENERGÍA EÓLICA* . Universidad de Zaragoza.

Naciones Unidas. (2015). *Colombia país de montañas*. Recuperado de <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-minambiente/2170-colombia-pais-de-montanas>

Ochoa, C. M., Betancur, J. D. H., & Múnera, Ó. M. G. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. *Cuadernos de Administracion*, 25(44), 193–231.

ONU. (s. f.). *ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE*. Recuperado de <http://www.un.org/>

Pérez Martínez, M., Morales Rodríguez, I. C., & Castro, E. (2017, mayo). La hora solar pico equivalente: Definición e interpretación. *Energética*. Recuperado de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012017000200007

Perpiñan Lamigueiro, O. (2013). *ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica*. *Creative Commons*.
Recuperado de

https://www.researchgate.net/profile/Oscar_Perpinan_Lamigueiro/publication/249012821_Energia_Solar_Fotovoltaica/links/02e7e51e80783f1d9f000000/Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf

Portafolio. (2020, septiembre 24). *Con 294 proyectos, Colombia transita a energías limpias*. Recuperado de <https://www.portafolio.co/economia/con-294-proyectos-colombia-transita-a-energias-limpas-545001>

Portafolio. (2020, enero 20). *Demanda de energía en 2019, la más alta del país desde 2015*. Recuperado de <https://www.portafolio.co/economia/demanda-de-energia-en-2019-la-mas-alta-del-pais-desde-2015-537280>

PV MAGAZINE. (2013). Primer proyecto de solar para las comunidades colombianas de la Sierra Nevada. Recuperado 6 de noviembre de 2020, de <https://www.pv-magazine-latam.com/2013/10/07/primer-proyecto-de-solar-para-las-comunidades-colombianas-de-la-sierra-nevada/>

Ruiz, A. (2007). *La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial* (Nº 128). Recuperado de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6327/1/S0700966_es.pdf

Sarmiento, S. C., Van, D., & Camargo, M. (2019). *ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍAS RENOVABLES (FNCER) EN COLOMBIA ¿SUFICIENCIA O INSUFICIENCIA NORMATIVA?* Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá D.C.

- Serrano Reyes, A. F., & Zarate Torres, E. N. (2016). *Estudio De La Prospectiva Y Viabilidad De Las Energias Renovables Eolica Y Solar En Colombia A 2050 Por Medio Del Software Leap*. Universidad Industrial de Santander.
- Snejj, J., & Vilar, D. (2013). *The HOMER Simulation Tool PROS & CONS ECREEE Regional Training of Trainers Workshop: HOMER software for RE project design*.
- Suarez, W. (2016, junio 22). El reto de energizar zonas rurales aisladas. Recuperado 2 de octubre de 2019, de Semana website: <https://sostenibilidad.semana.com/opinion/articulo/el-reto-de-energizar-zonas-rurales-aisladas/35443>
- Torres Pacheco, S., Jurado Pérez, F., Granados Lieberman, D., & Lozano Luna, A. (2018, marzo). Eficiencia en paneles solares. *Revista del diseño innovativo*, 9–21. Recuperado de www.ecorfan.org/taiwan,
- UPME. (2015a). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Recuperado de <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- UPME. *Plan energético nacional Colombia. ideario energético 2050*. , (2015).
- Vásquez Leiva, M. A. (2007). *DISEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL CON ROTOR MIXTO* (Universidad Austral de Chile). Recuperado de <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2007/bmfciv335d/doc/bmfciv335d.pdf>

ANEXOS

Anexo 1

A continuación, se presentará la estructura del modelo de optimización en Excel, antes de correrlo.

	A	B	C	D
1	Variables de decisión	kW	Costo de instalación	(USD/kW)
2	PS _{policristalino - 250kW}	0.00	CS	910
3	PS _{monocristalino - 410W}	0.00	CS	1,080
4	PE _{darrieus - 3 kW}	0.00	CE	919
5	PE _{tripala - 5.5kW}	0.00	CE	935
6	PE _{tripala - 25 kW}	0.00	CE	1,457
7	PB _{corta duración}	0.00	CB	864
8	PB _{media duración}	0.00	CB	1,554
9	PB _{larga duración}	0.00	CB	3,006

Tabla 13. Variables de decisión y costos de instalación.

	A	B	C
	Variables auxiliares	Valor	Unidad
12			
13	BE ₀	0.00	kWh
14	BA _{corta duración}	0.00	kWh
15	BA _{media duración}	0.00	kWh
16	BA _{larga duración}	0.00	kWh
17	PD	83600	kW
18	CD	0.37	USD/kWh
19	SC	0.00	USD/kWh

Tabla 14. Variables auxiliares y datos.

	A	B	C	D
19	Objetivos (minimizar)		Valor	Unidad
20	Diesel	=	0	kWh
21	Costo	=	\$ 0	USD

Tabla 15. Funciones objetivo.

	F	G	H	I	J	K
1	Generación solar	Costo C (USD/kW)		Generación eólica	Costo C (USD/kW)	Diámetro de rotor (m)
2	Módulos de menor costo	210		Aerogeneradores con diámetro de rotor mayor a 100m	785	>100
3	Módulos negros	380		Aerogeneradores con diámetro de rotor menor a 100m	752	<100
4	Costo promedio de los módulos	295		Aerogeneradores con diámetro de rotor de 14m	752	14
5	Costo de instalación total promedio	995		Aerogeneradores con diámetro de rotor de 4.3m	231	4.3
6				Aerogeneradores con diámetro de rotor de 4m	215	4
7				Costo promedio de los aerogeneradores	769	
8				Costo de instalación total promedio	1473	

Tabla 16. Cálculo de costos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
23			Hora																								
	Variables auxiliares horarias	Unidad	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
25	GS _h policristalino	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	GS _h monocristalino	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	GE _h darrius	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	GE _h tripala 5.5 kW	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	GE _h tripala 25 kW	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	D _h	kWh	24,317	23,605	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###	###

Tabla 17. Variables auxiliares horarias.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
32			Hora																								
	Variables de decisión horarias	Unidad	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
34	GD _h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	BC _h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	BD _h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 18. Variables de decisión horarias.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
38			Hora																								
39	RESTRICCIONES	Unidad	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
40																											
41	1. GD_h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
43	PD		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44																											
45																											
46	2. Déficit de	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
48	Satisfacer demanda		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49																											
50																											
51	3. BE_h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
53	BA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54																											
55																											
56	4. BC_h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
58	PB		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59																											
60																											
61	5. BD_h		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
63	PB		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64																											
65																											
66	6. BD_h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
68	BE _{h-1}		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69																											
70																											
71	7. BC_h	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	<=		<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=	<=
73	PB-BE _{h-1}		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74																											
75																											
76	8. Costo		0																								
77	<=	USD	<=																								
78	Costo deseado		0																								

Tabla 19. Restricciones.