

**PROPUESTA Y EVALUACIÓN DE UNA MICRORRED PARA LAS ISLAS DE
PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA, COLOMBIA**

MARÍA DE LOS ÁNGELES PINTO CALDERÓN



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

COLOMBIA

2018

**PROPUESTA Y EVALUACIÓN DE UNA MICRORRED PARA LAS ISLAS DE
PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA, COLOMBIA**

MARÍA DE LOS ÁNGELES PINTO CALDERÓN

Proyecto de grado para optar al título de:

INGENIERA EN ENERGÍA

Director: Ph.D. Yecid Alfonso Muñoz Maldonado

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

COLOMBIA

2018

Nota de aceptación

Firma Director de proyecto de grado

Firma calificador

Bucaramanga, 2018.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por acompañarme en cada paso que he dado, por ser mi guía y darme la fortaleza necesaria para superar los retos presentados y culminar exitosamente esta etapa de mi vida.

A mis padres y hermano por el amor que me entregan día a día. Gracias porque, con su ejemplo, dedicación, apoyo e invaluable enseñanzas, me impulsan a salir adelante y lograr cada una de mis metas.

A la Universidad Autónoma de Bucaramanga porque mediante sus catedráticos adquirí los conocimientos necesarios para finalizar esta tesis; por ello, agradezco a cada uno de mis maestros por su apoyo a mi formación como profesional.

A mi director de grado por la confianza depositada en mí, por su apoyo en el presente proyecto y porque me ha brindado la oportunidad de vincularme en diversos proyectos de investigación.

A mis amigos y compañeros que de una u otra forma me han apoyado.

CONTENIDO

	Pág.
<u>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</u>	<u>1</u>
1.1 Justificación	2
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
<u>CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO</u>	<u>4</u>
2.1 Gestión de la demanda	4
2.1.1 Clasificación medidas de gestión de la demanda	5
2.2 Generación distribuida	7
2.2.1 Beneficios de la generación distribuida	8
2.3 Microrredes	9
2.3.1 Componentes principales que conforman una microrred	10
2.3.2 Beneficios y desafíos de las microrredes	11
<u>CAPÍTULO 3 ESTADO DEL ARTE</u>	<u>13</u>
<u>CAPÍTULO 4 INFORMACIÓN DE LA ZNI DE ESTUDIO</u>	<u>19</u>
4.1 Economía	20
4.2 Clima	20
4.3 Población	20
4.4 Servicio de energía eléctrica	21
4.4.4 Combustible: diésel marino	24
4.6 Apoyo económico	26

CAPÍTULO 5 CARACTERIZACIÓN Y GESTIÓN DE LA DEMANDA 27

5.1 Caracterización de la demanda	27
5.1.1 Estructura del consumidor	28
5.2 Gestión de la demanda	34
5.2.1 Medidas de URE	35
5.2.2 Demanda desplazable	37

CAPÍTULO 6 CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES 39

6.1 Energía solar fotovoltaica	40
6.1.1 Generalidades	40
6.1.2 Análisis del potencial solar en Providencia	43
6.2 Energía eólica	44
6.2.1 Generalidades	44
6.2.2 Análisis del potencial eólico de Providencia	48
6.3 Residuos sólidos	55
6.4 Energías oceánicas	55
6.6 Recursos hídricos	57

CAPÍTULO 7 SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MICRORRED 58

7.1 Selección del panel fotovoltaico	59
7.2 Selección del inversor	61
7.3 Selección de las baterías	61
7.4 Selección del aerogenerador	64
7.5 Costos de los elementos	67

CAPÍTULO 8 DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS DE MIX ENERGÉTICO MEDIANTE HOMER 70

8.1 Escenario base	71
--------------------	----

8.1.1 Costos totales del sistema	72
8.1.2 Generadores diésel	72
8.1.3 Emisiones	73
8.2 Escenario A: Generador Cummins, Panel FV, Inversor y Batería	75
8.2.1 Costos totales del sistema	77
8.2.2 Generador diésel Cummins	77
8.2.3 Panel fotovoltaico	78
8.2.4 Inversor	79
8.2.5 Baterías plomo ácido	79
8.2.6 Emisiones	79
8.3 Escenario B: Generador Cummins, Panel FV, Inversor, Batería y Aeolos-H	80
8.3.1 Costos del sistema	82
8.3.2 Generador diésel Cummins	82
8.3.3 Panel fotovoltaico	83
8.3.4 Inversor	84
8.3.5 Batería plomo ácido	84
8.3.5 Aerogenerador Aeolos-H	84
8.3.6 Emisiones	85
8.4 Resumen escenarios	86
<u>CAPÍTULO 9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	87
<u>REFERENCIAS</u>	90
<u>ANEXOS</u>	98
Anexo A. Irradiación global horizontal medio diario anual	99
Anexo B. Datos estación meteorológica El Embrujo	100
Anexo C. Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura	106
Anexo D. Densidad de energía eólica a 20 metros de altura	107
Anexo E. Demanda horaria mensual y anual de Providencia sin URE	108
Anexo F. Demanda horaria mensual y anual de Providencia con URE	109
Anexo G. Hoteles providencia	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Medidas de gestión de la demanda. Tomada de (Red Eléctrica de España, 2010).	6
Figura 2. Comparación generación centralizada y generación distribuida.	8
Figura 3. Diagrama unifilar básico de una microrred. Tomada de (Arango Lemoine, 2014).	10
Figura 4. Casos a nivel mundial de la aplicación de microrredes. Tomado de (Isaac Millán & López Jiménez, 2013)	14
Figura 5. Esquema microrred de la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín. Tomada de (Isaac Millán & López Jiménez, 2013).....	16
Figura 6. Ubicación geográfica de las islas. Adaptada de (Coralina & Invermar, 2012)	19
Figura 7. Sistema de distribución en Providencia. Adaptada de (Universidad de Friburgo & Instituto de Política Forestal y Ambiental, 2005)	22
Figura 8. Demanda mensual de Providencia año 2017.....	27
Figura 9. Curva de carga promedio diaria anual de Providencia año 2017	28
Figura 10. Número de usuarios en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017)	30
Figura 11. Porcentaje de usuarios en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017) ...	30
Figura 12. Porcentaje de energía facturada en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017)	30
Figura 13. Equipos de mayor consumo en sector residencial del archipiélago. Tomada de (Gómez et al., 2016)	32
Figura 14. Equipos de mayor consumo en sector hotelero del archipiélago. Adaptada de (Corpoema, 2010a)	32
Figura 15. Hoteles y posadas de Providencia identificados en mapa	33
Figura 16. Equipos de mayor consumo en sector comercial del archipiélago. Adaptada de (Corpoema, 2010a)	34
Figura 17. Señales de precio sobre curva de carga	37
Figura 18. Ahorro potencial en el consumo al implementar gestión de la demanda	38
Figura 19. Ubicación geográfica de la estación meteorológica en Providencia. Adaptada de (IDEAM, 2018).....	39

Figura 20. Tipos de incidencia de la radiación solar. Tomada de (Renovgal, n.d.).....	40
Figura 21. Clasificación de los aerogeneradores según la orientación del eje.....	45
Figura 22. Rosa de los vientos	46
Figura 23. Representación del parámetro de forma y escala. Tomada de (IDEAM & UPME, 2017a)	47
Figura 24. Rosa de los vientos de Providencia. Suministrada por el IDEAM.....	48
Figura 25. Velocidades de viento promedio histórico. Datos suministrados por el IDEAM.	50
Figura 26. Ángulos de inclinación y acimut de un panel solar	59
Figura 27. Costos asociados a la inversión de un sistema solar fotovoltaico conectado a red	68
Figura 28. Costos asociados a la inversión de un sistema eólico.....	68
Figura 29. Esquemático empleado para simular escenario base.....	71
Figura 30. Generación eléctrica promedio mensual, escenario base	71
Figura 31. Esquemático empleado para simular escenario A y B	74
Figura 32. Principales configuraciones óptimas para la microrred.....	74
Figura 33. Generación eléctrica promedio mensual, escenario A	75
Figura 34. Generación de los elementos de la microrred, escenario A.....	76
Figura 35. Estado de carga de las baterías, escenario A	76
Figura 36. Generación eléctrica promedio mensual, escenario B.....	80
Figura 37. Generación de los elementos de la microrred, escenario B.....	80
Figura 38. Estado de carga de las baterías, escenario B	81
Figura 39. Generación del aerogenerador en la microrred, escenario B.....	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grupo electrógeno Central Providencia.....	21
Tabla 2. Características de los generadores en Providencia	22
Tabla 3. Pérdidas técnicas de los circuitos de transmisión y distribución en San Andrés.....	23
Tabla 4. Formación del precio del combustible para Providencia y Santa Catalina.....	25
Tabla 5. Precio combustible reportado por SOPESA en el SUI.	26
Tabla 6. Demanda de Providencia en el 2017.....	27
Tabla 7. Porcentaje de energía facturada por estrato en sector residencial	31
Tabla 8. Potenciales de eficiencia energética en San Andrés islas por tipo de medida	35
Tabla 9. Tecnologías a instalar en cada segmento	36
Tabla 10. Ahorro potencial en el consumo al implementar gestión de la demanda	38
Tabla 11. Valores de irradiación para Providencia.....	44
Tabla 12. Clasificación de la densidad de potencia eólica.....	54
Tabla 13. Datos del emplazamiento.....	54
Tabla 14. Potencia máxima requerida por elementos eléctricos en un hotel de Providencia	58
Tabla 15. Tensión del sistema.....	59
Tabla 16. Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado	60
Tabla 17. Características técnicas del inversor	61
Tabla 18. Características técnicas de la batería	63
Tabla 19. Características técnicas Aeolos-H 5	64
Tabla 20. Características técnicas Aeolos-H 20	64
Tabla 21. Características técnicas EWT DW 54.....	65
Tabla 22. Resumen generación aerogeneradores evaluados.....	67
Tabla 23. Costos de los elementos de la microrred	69
Tabla 24. Costos presentes netos, escenario base	72
Tabla 25. Costos anualizados, escenario base	72
Tabla 26. Generadores diésel, escenario base.....	72
Tabla 27. Consumo combustible por generador diésel, escenario base.....	73

Tabla 28. Consumo total de combustible, escenario base	73
Tabla 29. Emisiones, escenario base.....	73
Tabla 30. Capacidad instalada de los elementos en la microrred, escenario A	75
Tabla 31. Costos presentes netos, escenario A	77
Tabla 32. Costos anualizados, escenario A.....	77
Tabla 33. Generador diésel Cummins, escenario A.....	77
Tabla 34. Consumo combustible, escenario A.....	78
Tabla 35. Panel FV, escenario A	78
Tabla 36. Inversor, escenario A	79
Tabla 37. Baterías, escenario A	79
Tabla 38. Emisiones, escenario A.....	79
Tabla 39. Capacidad instalada de los elementos en la microrred, escenario B	80
Tabla 40. Costos presentes netos, escenario B	82
Tabla 41. Costos anualizados, escenario B.....	82
Tabla 42. Generador diésel Cummins, escenario B.....	82
Tabla 43. Consumo combustible, escenario B.....	83
Tabla 44. Panel FV, escenario B.....	83
Tabla 45. Inversor, escenario B	84
Tabla 46. Batería, escenario B	84
Tabla 47. Aeolos-H, escenario B	84
Tabla 48. Emisiones, escenario B.....	85
Tabla 49. Resumen escenarios de mix energético	86

LISTA DE ABREVIATURAS

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CIGRE	Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos
CNM	Centro Nacional de Monitoreo
Corpoema	Corporación para la Energía y el Medio Ambiente
CPP	Critical peak pricing
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DER	Distributed energy resources
DPF	DIGSILENT® PowerFactory Software
DR	Demand response
DS	Distributed storage
DSB	Demand side bidding
DSI	Demand side integration
DSM	Demand side management / Gestión de la demanda
EMS	Energy management system
ETAP	Electrical Power System Analysis & Operation Software
Fenercom	Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEA	Agencia Internacional de Energía
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
OTEC	Ocean thermal energy conversion
P.u	Por unidad
PCC	Point of common coupling
PCH	Pequeña central hidráulica
PSAT	Power System Analysis Toolbox Software
RTP	Real time pricing
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SIEL	Sistema de Información Eléctrico Colombiano
SOPESA	Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P.
SUI	Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios
TOU	Time of use tariff
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URE	Uso racional y eficiente de la energía
ZNI	Zonas no interconectadas

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Actualmente uno de los principales desafíos que se presenta a nivel global es garantizar un suministro energético sostenible desde el ámbito ambiental, social y económico, con el fin de mitigar los impactos de la industrialización y, de esta manera, brindar soluciones para la problemática del cambio climático y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Dada la preocupación que ha surgido por parte de los países, se han realizado tratados internacionales como la Conferencia de las Partes de la Convención Marco del Cambio Climático -COP21- para evitar un aumento de más de 2°C en la temperatura global, donde Colombia estableció como compromiso reducir sus emisiones en un 20% a 2030 (Barrera, Gómez, & Suárez Castaño, 2015).

Ahora bien, Colombia es un país donde la energía hidráulica tiene la mayor participación en la matriz energética del país, aproximadamente entre un 60 y 70% según informes de XM, seguida por el petróleo y sus derivados, lo cual no solo implica que hay riesgo en la confiabilidad del sistema eléctrico nacional durante periodos de sequía (como lo ocurrido entre 2014 y 2016 debido a la presencia del Fenómeno del Niño), sino que también se deben aumentar los esfuerzos para lograr su objetivo en la reducción de emisiones, aplicando medidas enfocadas en la eficiencia energética y el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Dentro de este contexto, cobra gran importancia la diversificación de la matriz energética y una transición del esquema de generación convencional de manera centralizada hacia una generación distribuida (GD), como lo permiten las denominadas microrredes o *microgrids*. En las últimas décadas, estas han surgido a nivel mundial como una solución a los retos ambientales, al agotamiento de combustibles fósiles y mejora en la calidad y eficiencia de las redes eléctricas.

Al analizar la situación general del país, se identifica que las zonas no interconectadas (ZNI) se caracterizan por un alto nivel de pérdidas, alto consumo de combustibles fósiles y altos costos de prestación de servicio de energía eléctrica, sin embargo, con baja capacidad de pago

(IPSE, 2014). Este es el caso del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, el cual hace parte de las ZNI del territorio colombiano y su matriz energética está conformada casi en su totalidad por combustibles fósiles como el diésel (Gómez, Afanador, & Rodríguez, 2016), siendo estos destinados a generación de energía eléctrica, el sector de transporte y usos térmicos, como la cocción de alimentos y el calentamiento de agua, lo cual no representa un esquema sostenible.

Enfocándonos específicamente en Providencia y Santa Catalina, se encuentran como fuentes de generación de energía eléctrica cuatro unidades en operación a partir de diésel, según lo reportado por el Centro Nacional de Monitoreo (CNM, 2016b). Por otro lado, se puede apreciar que la radiación solar y los vientos presentados en las islas están entre los más altos a nivel nacional (IDEAM & UPME, 2017a, 2017b), lo cual hace interesante la posibilidad de aprovechar estos potenciales mediante la implementación de una microrred basada principalmente en FNCER que aporte a la sostenibilidad de la ZNI.

1.1 Justificación

En las islas de Providencia y Santa Catalina se presentan grandes retos en cuanto a sostenibilidad que se deben a factores como los altos costos que el uso de diésel representa para la isla y con ello los altos costos de prestación de servicio de energía eléctrica, además de las emisiones de GEI asociadas a dicho energético, ineficiencias en los equipos eléctricos empleados, prácticas inadecuadas que se le dan a los mismos y las cargas fiscales para el gobierno debido a los subsidios otorgados en prestación del servicio eléctrico.

Considerando esto, se hace evidente la importancia de estudios que visibilicen la necesidad de integrar FNCER a la canasta energética de las islas que logren sustituir en gran parte el uso de diésel, mantener una baja huella de carbono y desarrollar una industria sostenible en el largo plazo, representando un aporte significativo a las entidades de suministro energético y a la comunidad. Esto se ve respaldado por lo establecido en la Ley 1715 de 2014 que tiene por objeto promover el desarrollo de las FNCER y la gestión eficiente de la energía en las ZNI, al igual que el apoyo que se le está dando a proyectos de este tipo, como lo es el caso del préstamo realizado por el Banco

Interamericano de Desarrollo (BID, 2016) para mejorar la eficiencia energética y la gestión de la demanda en el archipiélago, además del interés en convertir a Providencia y Santa Catalina en las primera “Isla verde” del mar caribe.

En la literatura se encuentran varios proyectos sobre análisis de alternativas de generación para el archipiélago; específicamente para Providencia y Santa Catalina, la tesis realizada por (Aragón & Castiblanco, 2016) una microrred para, cuyo enfoque es la simulación de un sistema de gestión de energía desde el punto de vista eléctrico para reducción de las pérdidas presentadas en la microrred. Por otro lado, este proyecto de grado presenta una caracterización y gestión de la demanda en las islas mediante variaciones en el modo de consumo, seguido de la elección y dimensionamiento de las nuevas fuentes de generación con el fin de obtener mediante simulaciones la participación de las mismas de acuerdo a su factibilidad de implementación en la microrred.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Desarrollar una propuesta de microrred basada principalmente en fuentes no convencionales de energía renovable que aporte a la sostenibilidad de las islas de Providencia y Santa Catalina de acuerdo sus potenciales recursos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Identificar la situación actual del sistema energético de Providencia y Santa Catalina (red eléctrica, fuentes de suministro, demanda, operación, entre otros).
- Analizar la demanda de energía eléctrica y proponer medidas de gestión de la energía.
- Caracterizar los recursos renovables en las islas y evaluar aquellos que presentan mayor potencial.
- Proponer la incorporación de microrred mediante el análisis de escenarios de mix energético simulados en HOMER.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Gestión de la demanda

La gestión de la demanda o *Demand Side Management* (DSM), puede ser definida como el conjunto de medidas que influyen en el modo de consumo de energía eléctrica (cuánto y cuándo) por parte de los usuarios, modificando así su perfil de consumo diario (también conocido como curva de carga) y contribuyendo a la eficiencia energética.

Este tipo de medidas permite una participación más activa de los usuarios, los cuales pueden desplazar su demanda presentada en períodos punta a períodos valle, ya sea parcial o totalmente, aprovechando así los menores precios de la energía. Esto también beneficia a la red ya que “reduce la necesidad de aumentar la capacidad del sistema para cubrir los picos de demanda [y] de igual forma se reducen los costos de energía en período punta” (Muñoz, 2012).

Es importante no confundir el concepto de gestión de la demanda con otros términos que se suelen encontrar en la literatura como:

- Respuesta a la demanda (DR, *Demand Response*): relacionado con la respuesta del consumidor a señales externas como incentivos de precio.
- La puja del lado de la demanda (DSB, *Demand Side Bidding*): Se refiere a las iniciativas en las que el cliente oferta reducciones en su consumo.
- Integración de la demanda (DSI, *Demand Side Integration*): Término propuesto por el Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE) que engloba todos los conceptos anteriores.

2.1.1 Clasificación medidas de gestión de la demanda. Según (Cobelo Echevarria, Anduaga Muniozguren, Fernández Domínguez, & Castellanos de Toro, 2013) y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (Fenercom, 2007), la gestión de la demanda se puede clasificar en los siguientes niveles.

2.1.1.1 Tipo 1: Programas de Ahorro y Eficiencia

Iniciativas indirectas en busca de aumentar la eficiencia energética y efectos en la curva de carga a largo plazo, por tanto, impulsan reducciones en la demanda y ahorros energéticos sin perder calidad de vida. La mayoría de las acciones entran en esta categoría, un ejemplo son los programas de reemplazo de equipos antiguos por otros con etiqueta energética de clase más eficiente.

2.1.1.2 Tipo 2: Programas de Control de Cargas Eléctricas Indirecto mediante Tarificación

Iniciativas basadas en enviar señales de precio a los consumidores. Su principal característica es la variación horaria del precio del kWh, ya sea aleatoriamente de acuerdo con los precios del mercado eléctrico o de manera preestablecida (normalmente por contrato).

Algunas de las modalidades más conocidas de este tipo son las tarifas de periodo de utilización (TOU, *Time of Use Tariff*), precios de momento crítico (CPP, *Critical Peak Pricing*) y precios en tiempo real (RTP, *Real Time Pricing*).

2.1.1.3 Tipo 3: Programas de Control Indirecto de Cargas Eléctricas mediante Contratos o Incentivos

Iniciativas de control indirecto de las cargas (equipos eléctricos) en las que se preestablecen unas normas dirigidas a los consumidores para que reduzcan su consumo durante determinados periodos de tiempo. Deben ser realizadas por el mismo consumidor y, según la reducción que presente respecto a su línea base de consumo, obtiene ahorros en la factura eléctrica. Un ejemplo de este tipo se da en España con los “contratos de interrumpibilidad” de red eléctrica.

2.1.1.4 Tipo 4: Programas de Control Directos de Cargas Eléctricas

Iniciativas de control directo por parte de los operadores del sistema o del programa sobre las cargas de sus clientes, las cuales son desconectadas según el tipo de equipo.

2.1.1.5 Tipo 5: Programas de Mercados de Gestión de la Demanda

Iniciativas DSB. Como se mencionó anteriormente, son aquellas en las que el cliente oferta reducciones en su consumo a determinado precio y, en caso de ser aceptada la propuesta, serán realizadas por él mismo.

2.1.1.6 Tipo 6: Reducción en el consumo a partir de generación in-situ

Iniciativas orientadas a la reducción de pérdidas de energía al acercar el sistema de generación al usuario final, de esta manera la energía demandada tendrá menor diferencia a la consumida.

Por otro lado, la Agencia Internacional de Energía (IEA) clasifica las medidas de gestión de la demanda en aquellas que afectan al nivel de consumo (serían iniciativas tipo 1) y las que tienen impacto sobre la curva de la demanda (tipo 2 a 5). Para el último caso proponen los cuatro grupos mencionados a continuación.

2.1.1.7 Tipo de impacto sobre la curva de la demanda

Así como se muestra en la Figura 1, las iniciativas son: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las horas valle, llenado de valles y reducción del consumo en las horas punta del Sistema.

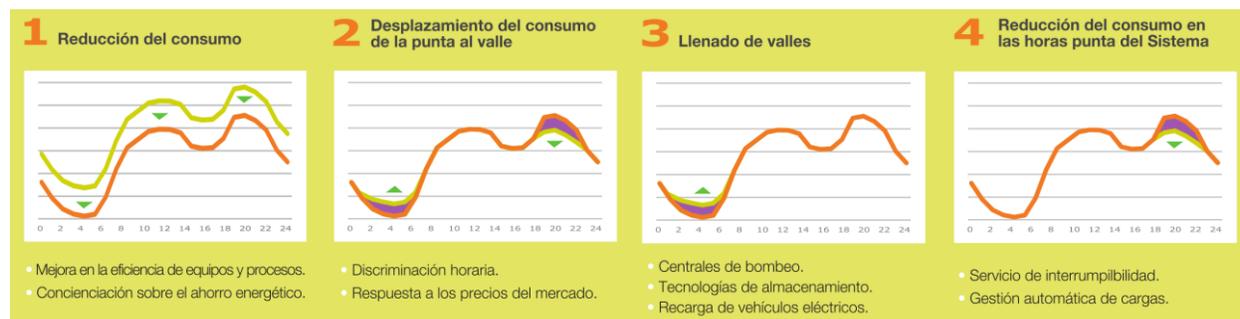


Figura 1. Medidas de gestión de la demanda. Tomada de (Red Eléctrica de España, 2010).

2.2 Generación distribuida

En las últimas décadas, la generación distribuida (GD) ha surgido a nivel mundial como una solución a los retos ambientales, al agotamiento de combustibles fósiles y mejora en la calidad y eficiencia de las redes eléctricas. Actualmente, no hay un consenso a nivel mundial para dar una definición exacta sobre GD, por ello, en la literatura se presentan variaciones en cuanto a factores como el límite de potencia, conexión a red, tecnologías empleadas, entre otras.

Los autores (Willis & Scott, 2000) plantean que la generación distribuida incluye la aplicación de pequeños generadores que normalmente tienen una capacidad de 15 kW a 10 MW, ya sea que estos se encuentren conectados a la red de distribución o aislados. Para unidades de generación más pequeñas, en el rango de capacidad de 10 a 250 kW, hacen referencia a generación dispersa, un subconjunto de generación distribuida. La IEA define la GD como la producción de energía suministrada directamente a la red de distribución de baja tensión y la asocia a tecnologías como motores, mini y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar FV.

Por otro lado, (CIGRE, 1999) la define como “todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW, conectados a la red de distribución y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada”. Cabe mencionar que la generación centralizada es aquella conformada por centrales de gran capacidad alejadas del usuario final, por tanto, requiere de un sistema de transmisión y distribución.

Ahora bien, para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2018) los generadores distribuidos corresponden a “plantas pequeñas conectadas a las redes de distribución con una capacidad menor o igual a 100 kW”.

La GD ha cambiado las concepciones de transmisión y distribución de electricidad al acercar las plantas de generación al usuario o consumidor final, presentando ventajas como la reducción de la inversión inicial e infraestructura, disminución de las pérdidas en las redes y otras que se mencionan más adelante. Este autor trata un concepto importante como lo es la “democratización de la energía”, ya que al distribuir energía eléctrica de bajo costo se hace más

asequible para la población y permite que se pueda llevar a las ZNI del país (Valencia Quintero, 2008).

En general, la GD incluye todo tipo de energías renovables como solar fotovoltaica y térmica, eólica, pequeñas centrales hidráulicas (PCH's), biomasa, geotérmica, entre otras. También considera fuentes de energía convencional como diésel, ciclos combinados, turbinas de combustión, microturbinas, etc., debido a que se cuenta con pequeños generadores que son muy convenientes para conectarse a las partes de menor voltaje de la red eléctrica (distribución). En la Figura 2 se compara la generación distribuida con el esquema tradicional de generación centralizada.

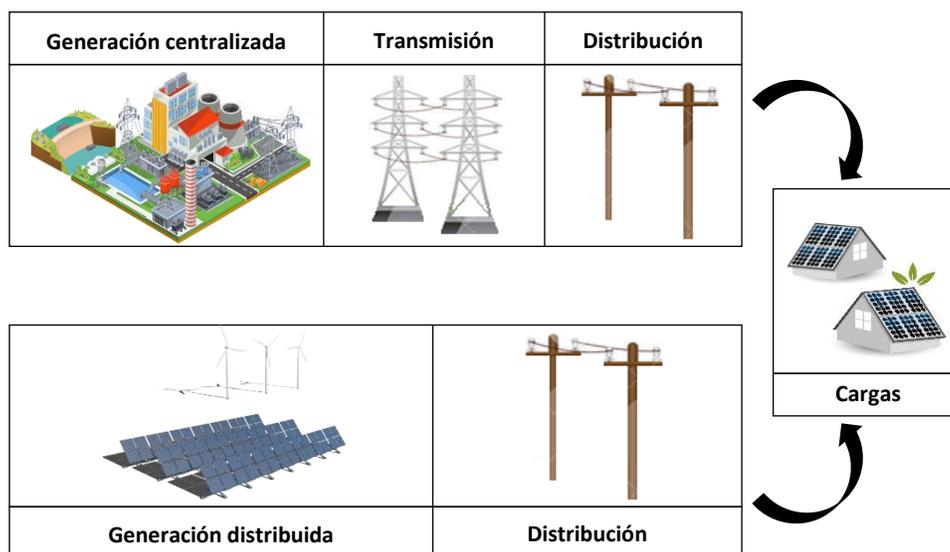


Figura 2. Comparación generación centralizada y generación distribuida.

2.2.1 Beneficios de la generación distribuida. Este tipo de generación, además de evitar emisiones de GEI gracias a las fuentes de generación empleadas, tiene diversas ventajas como:

- Reducción de costos debido a que disminuye el tamaño de las plantas, la inversión inicial, los picos en la demanda, etc.
- Reducción de pérdidas debidas al transporte, ya que la generación de energía eléctrica se da más cerca del consumidor final.

- Aumento en la confiabilidad del sistema, lo que indica una garantía en el suministro de energía de forma ininterrumpida. Esto es especialmente útil en zonas donde se presentan apagones frecuentemente.
- Flexibilidad de ubicación, lo que permite ubicar los generadores donde sea necesario, de acuerdo con las características y requerimientos del lugar. Esto permite optimizar el uso de los recursos.
- Alta calidad del suministro eléctrico, es decir que se garantiza el cumplimiento de los parámetros eléctricos adecuados, como voltaje, corriente y frecuencia, entre otros.

2.3 Microrredes

Al surgir el concepto de generación distribuida aparecen nuevos desafíos desde el punto de vista del control y, con ello, el paradigma de la microrred o *microgrid*. Así como sucede con la generación distribuida, una microrred es caracterizada principalmente por su función y no por un rango de potencia específico ya que aún no hay una definición universal.

Según (Olivares et al., 2014), el concepto de microrred fue introducido en la literatura técnica como “una solución para la integración confiable de los recursos de energía distribuida (DER)”, los cuales incluyen GD y almacenamiento distribuido de energía (DS); es capaz de operar tanto conectada a la red, a través del denominado punto común de conexión (PCC) como de forma aislada, y manejar transiciones entre ambos modos. También se puede interconectar con otras microrredes y dar lugar a sistemas más complejos (Bordons, García-Torres, & Valverde, 2015).

Cabe indicar que, en el modo conectado a red, la microrred opera conectada a una red de distribución de media o baja tensión, ya sea inyectando potencia al sistema principal o supliéndose de este. Por otro lado, se dispone en el modo isla o aislado para realizar desconexiones planificadas, interrupciones en la red eléctrica o por conveniencia económica (Brucoli & Green, 2007), al igual que como medida de emergencia durante perturbaciones en la calidad de potencia, aislando las cargas sin afectar la integridad de la red y manteniendo un alto nivel en el servicio.

Teniendo en cuenta las definiciones encontradas en literatura, se puede decir que una microrred es un centro de integración de recursos de energía distribuida, que está conectada a una red de distribución de baja o media tensión y/o de forma aislada. Esto se representa en el esquema de microrred de la Figura 3, donde parte de la energía demandada es suministrada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida a partir de la GD de la microrred.

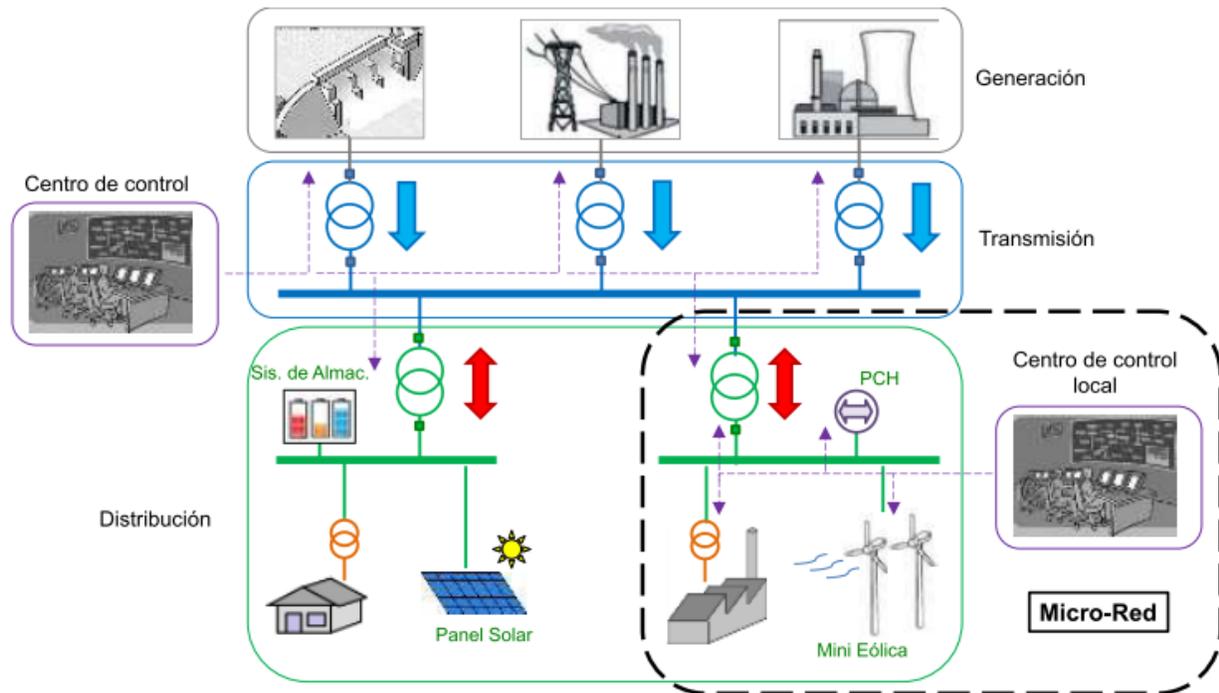


Figura 3. Diagrama unifilar básico de una microrred. Tomada de (Arango Lemoine, 2014).

2.3.1 Componentes principales que conforman una microrred. Los elementos de los que generalmente consta una microrred son:

- *Generación.* A partir de fuentes renovables y no renovables.
- *Almacenamiento.* Es necesario tener en cuenta estas unidades debido a que las fuentes de GD que dependen de variables ambientales son intermitentes. Estos pueden ser baterías, almacenamiento térmico, volantes de inercia, ultracapacidades y sistemas de bombeo.
- *Cargas.* Pueden ser eléctricas o térmicas y ser controlables o no.

Sin embargo, existen otros elementos que son de gran utilidad en una microrred (Giraldo Gómez, 2016; Ramón Ducoy, 2012), como lo son:

- *Sistema inversor*. Dependiendo de la tecnología de generación que sea utilizada, así como de la carga que se considere en la microrred, puede ser DC/AC, DC/DC o AC/DC.
- *Sistemas de control*. Es importante incluir sistemas para la gestión y respuesta a la demanda, al igual que de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA).
- *Interruptores*.
- *Protecciones*.

2.3.2 Beneficios y desafíos de las microrredes. A lo largo del capítulo se han mencionado algunos beneficios de las microrredes, los cuales pueden ser resumidos en los ítems mencionados a continuación y en los tratados en la GD.

- Funcionan tanto conectados a la red pública de distribución como aislados.
- Aumentan considerablemente la calidad y eficiencia energética del sistema.
- Apoyan a la operación de la red pública en caso de fallo.

Sin embargo, aún se presentan barreras para su generalización como la falta de una normativa específica en el país y varios retos operacionales que se deben considerar en el diseño de los sistemas de control y protección (Olivares et al., 2014; Soshinskaya, Crijns-Graus, Guerrero, & Vasquez, 2014), tales como:

- *Flujos de potencia bidireccionales*. La integración de unidades de GD en baja tensión puede dar lugar a patrones de flujo indeseados o complicaciones en los sistemas de protección.
- *Estabilidad en transiciones entre el modo aislado y conectado a red*.
- *Modelo de la red*. Cuando se modelan sistemas de potencia convencionales es válido asumir la prevalencia de las condiciones de equilibrio trifásico, líneas de transmisión

inductivas y cargas constantes; sin embargo, estos modelos deben ser revisados debido a que para las microrredes no necesariamente son válidos.

- *Baja inercia.* Si no se implementa un mecanismo de control adecuado, la baja inercia del sistema puede provocar desviaciones de frecuencia al operar en modo aislado.
- *Incertidumbre.* En parámetros como el perfil de carga porque depende del modo de consumo de los usuarios y en la continuidad de generación debido a la intermitencia de las fuentes que dependen de variables climáticas.

Ahora bien, la microrred puede ser considerada como “la estructura básica para las nuevas redes eléctricas denominadas Redes Inteligentes o *Smart Grids* y se abre la posibilidad de que la microrred acceda al mercado eléctrico como un agente más” (Bordons et al., 2015).

Como su nombre lo indica, una *smart grid* es aquella red que integra de manera inteligente nuevas tecnologías de comunicación, control, monitoreo y auto-diagnóstico, con el fin de utilizar información sobre el comportamiento de los consumidores y proveedores que se encuentran conectados a ella y responder rápidamente a cambios en el entorno. Estas envían actualizaciones de uso de energía en tiempo real, mejorando de esta manera la predicción de interrupciones y haciendo que el sistema sea más eficiente, confiable y seguro (USA Microgrids, 2016).

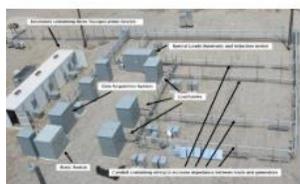
Según la (IEA, 2011), “las redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y actores del mercado eléctrico para utilizar todas las partes del sistema de la manera más eficiente posible, reduciendo al mínimo los costos y el impacto ambiental mientras se aumenta al máximo la fiabilidad, resistencia y estabilidad del sistema”.

CAPÍTULO 3

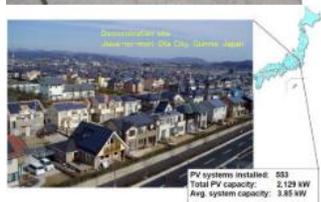
ESTADO DEL ARTE

Es conocido que las redes de distribución de energía eléctrica son una parte fundamental en los sistemas energéticos, sin embargo, la forma en la se administran convencionalmente presentan diversos retos en materia de eficiencia, calidad, emisiones de GEI y costos, conllevando a que se desarrollen nuevas redes que ofrezcan soluciones. Es así como surgen las microrredes en respuesta a dichos retos, siendo centro de estudio de diversos proyectos y consiguiendo ser implementadas en diversos lugares a nivel mundial.

Hoy en día es posible encontrar diversos proyectos a nivel global que demuestran la aplicabilidad de las microrredes, cuya eficacia se ha comprobado en variedad de instalaciones en Canadá, Europa, USA, Chile, Japón, entre otras. El gran interés que han generado las microrredes gracias a su gran capacidad de aplicación en zonas apartadas, donde el abastecimiento energético es complicado por la cantidad de desafíos presentes en cuestiones de distribución y transmisión de energía. A continuación se mencionan algunos de los proyectos en los países mencionados.



CERTS (California)
Micro-Red como opción para los operadores de las redes
(p. ej. EPM)



NEDO (Japón)
Comunicación y distribución de energía
3 generadores gas 170kW c/u
SFV + Eólica 20kW
Almacenamiento baterías



Illinois Institute of technology (USA)
Infraestructura Autosostenible
Sistema de Distribución Inteligente
Gestión de la Demanda
Edificios Verdes
Inversión 12MUSD (3.5MUSD para Investigación)



Figura 4. Casos a nivel mundial de la aplicación de microrredes. Tomado de (Isaac Millán & López Jiménez, 2013)

Los avances y aplicaciones de las microrredes en Colombia se encuentran más orientados al concepto de redes inteligentes; es así como se encuentra la iniciativa **Colombia Inteligente**, cuyo objetivo es promover el desarrollo integral de las redes inteligentes en el país para contribuir al acceso de la energía a nivel nacional y el desarrollo sostenible, teniendo como principales mecanismos las energías renovables y eficiencia energética.

Fue en el año 2011 cuando se propuso una primera versión de un mapa de ruta para el aprovechamiento de las *smart grids* en Colombia, mediante la unión de diferentes empresas (XM, EPM, CODENSA, EMCALI, CELSIA, EPSA, ELECTRICARIBE, EEB, ISAGEN), centros de desarrollo tecnológico (CIDET, CINTEL) y entidades sectoriales (CNO, CAC, COCIER) en busca de establecer un marco de lineamientos, políticas y estrategias para el desarrollo del sector y la solución de retos que enfrenta el sistema eléctrico colombiano. Para más información visitar la página <http://www.colombiainteligente.org/>.

Por otro lado, una alianza interinstitucional entre CODENSA, COLCIENCIAS y varias universidades como la Pontificia Bolivariana, la Universidad Nacional y la Universidad de los Andes, ha desarrollado “microrredes inteligentes que se han convertido en laboratorios para la

evaluación de aplicaciones de generación distribuida y almacenamiento de energía, respuesta de la demanda, eficiencia energética, medición avanzada e integración de vehículos eléctricos” (SGIC - FNCER, n.d.), siendo este el caso de los proyectos SILICE I, II y III.

En Medellín, la Universidad Pontificia Bolivariana, campus de Laureles, posee la microrred inteligente de mayor tamaño y capacidad del país, con 10 subsistemas integrados (Isaac Millán & López Jiménez, 2013; Llano G, 2015):

- Tres generadores solares con capacidad instalada entre 50 y 70 kW en techos de edificios del campus.
- Aerogeneradores de eje vertical con una potencia entre 5 y 10 kW.
- Biodigestor anaeróbico que procesa residuos orgánicos, producto de los restaurantes de la Universidad y de la poda de árboles, con el objetivo de obtener gas metano para cocción, o como fuente de energía para producir electricidad.
- Estación de carga para vehículos eléctricos.
- Sistema automático para control de temperatura e iluminación en un edificio.
- un circuito de alumbrado público LED.
- Almacenamiento de Energía Gestionable (Sistema BESS). Capacidad instalada proyectada: Del orden de 50 kWh. Baterías de plomo ácido gelificadas, descarga profunda y con sensórica para su monitoreo.
- Tres estaciones meteorológicas para evaluar la disponibilidad del recurso solar y eólico
- Centro de control que temporalmente permite visualizar las variables de cada subsistema.

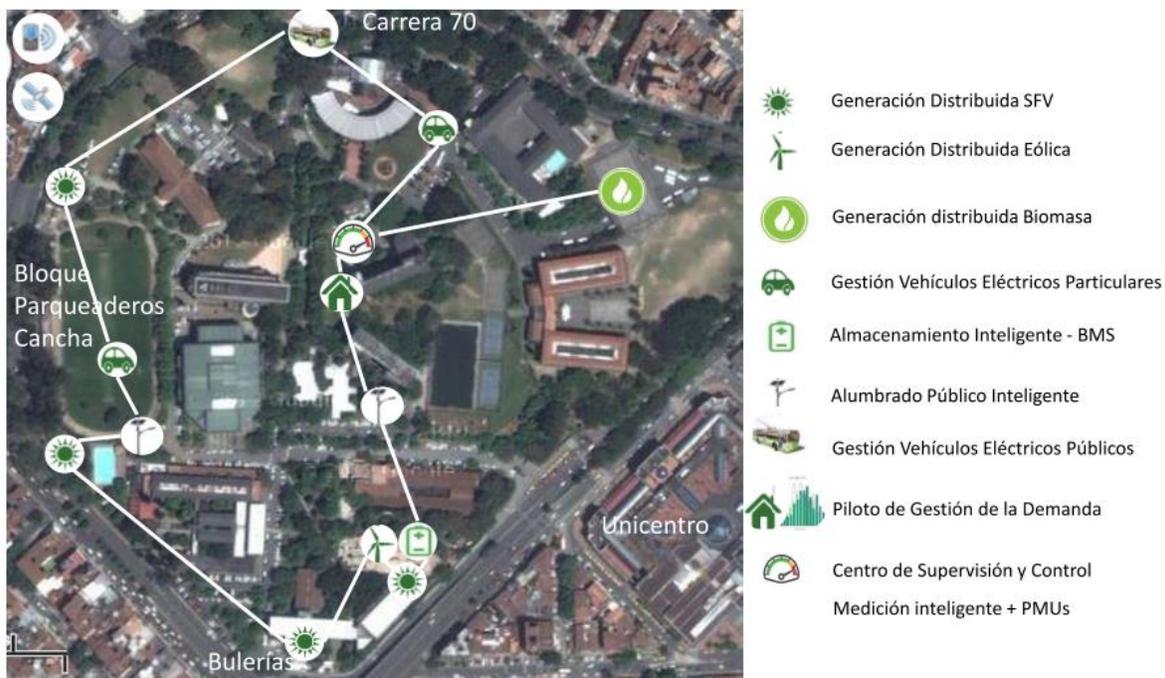


Figura 5. Esquema microrred de la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín. Tomada de (Isaac Millán & López Jiménez, 2013)

En la literatura se encuentran varios estudios orientados al desarrollo de microrredes en Colombia, como el de (Camarillo Peñaranda, Saavedra Montes, & Ramos Pajas, 2014), el cual describe una metodología para seleccionar dónde instalar microrredes en el país. En este afirman que lo primero a conocer es la cobertura de electricidad de los municipios de Colombia, consultando en el Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL), después hacer una evaluación de los recursos renovables, establecer perfiles de consumo, en este caso como no se dispone de la información trabajan con el perfil de carga disponible en HOMER, y finalmente se hace la evaluación de dichos elementos en conjunto con un banco de baterías en el software mencionado.

En (Garzón Hidalgo & Saavedra Montés, 2017) proponen una metodología para el diseño de microrredes en zonas no interconectadas de Colombia, la cual consiste en recolectar la información de la ZNI, estimar perfiles de carga, dimensionar los elementos que conforman la microrred, definir la topología de la misma y realizar un análisis eléctrico con sus respectivos ajustes. Además, se presenta como caso de estudio la región de Taroa, en la Guajira, empleando el

software HOMER para obtener la cantidad necesaria de fuentes de generación y unidades de almacenamiento, optimizando el costo económico inicial de la microrred, y el software Power System Analysis Toolbox (PSAT) para el análisis eléctrico de la misma.

(González Ramírez & Ortiz Quevedo, 2016) presentan la simulación de una microrred a implementar en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas (FJDC), con el fin de predecir su comportamiento. Esto lo logran integrando los diferentes sistemas eléctricos de potencia (SEP) que la componen y simulándolos conjuntamente en el software DIgSILENT® PowerFactory (DPF), el cual permite obtener estimativos de tensión, corriente, potencia activa y pérdidas eléctricas. Continuando con el desarrollo de esta microrred, (Chaparro Vargas, Liscano Segura, David, & Segura, 2017) realizan las etapas de diseño e implementación de esta microrred propuesta, para lo cual diseñan el cuadro de conexiones, dimensionan las protecciones para cada uno de los componentes y verifican su coordinación y correcto funcionamiento empleando el Electrical Power System Analysis & Operation Software (ETAP).

Para el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina se encuentran estudios que analizan la factibilidad de implementar fuentes alternativas de generación, en busca de favorecer la sostenibilidad en la región (Gómez et al., 2016; Reyes & Castillo, 2017; Universidad de Friburgo & Instituto de Política Forestal y Ambiental, 2005). También se encuentra que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2014, 2015) realizó una comparación de alternativas para San Andrés empleando el software HOMER.

Por otro lado, al enfocarnos más en la zona de estudio, que es específicamente las islas de Providencia y Santa Catalina, se encuentran dos proyectos de grado sobre microrredes. El primero es de (Pulgarín García, 2014), en el cual se analiza el potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico de esta región, realizando el dimensionamiento de cada uno de los componentes del sistema. Por otro lado, en (Aragón & Castiblanco, 2016) hacen una buena caracterización de la red eléctrica de las islas, realizan predicción de la demanda con el toolbox Neuro Fuzzy de MATLAB y simulan un sistema de gestión de energía (EMS) para una microrred aplicada en la región mediante el software ETAP y Power World.

Ahora bien, teniendo en cuenta lo determinado al realizar la revisión bibliográfica, se observa que el uso de herramientas de soporte para la planificación de sistemas de suministro energético es de gran utilidad ya que se pueden evaluar diferentes configuraciones de un sistema para optimizar recursos y comprender su comportamiento ante variaciones de determinados parámetros a los que están sometidos. Cabe resaltar que la elección depende de la orientación del proyecto, siendo que aquellos estudios mencionados que buscaban evaluar la parte eléctrica de la microrred emplearon software como PSAT, DPF, ETAP, Power World y para realizar sus propios algoritmos hacen uso de MATLAB; sin embargo, el presente estudio está orientado a la selección de los elementos que conforman la microrred, su participación y viabilidad, por tanto, se procede a hacer una revisión de las herramientas para la asistencia en la planeación energética y simulación de sistemas basados en energías renovables.

Los softwares HOMER, Hybrid2 y RETScreen se destacan en diversos estudios de este tipo debido a que han sido desarrollado por organizaciones con amplia experiencia con temas de suministro energético en zonas aisladas y uso de tecnologías basadas en energías renovables. Para esto, (Georgilakis, 2006) hace un análisis de las herramientas para la asistencia en la planeación energética, con especial énfasis en la utilización de energías renovables, y en su primera selección el autor considera los software HOMER, Hybrid2, INSEL, MATLAB, PROLOAD, RETScreen, RPM-Sim, SIMENERG, WDLTOOLS, WINSYS. Finalmente enfoca su estudio en HOMER, Hibrid2 y RETScreen, y realiza un comparativo de las características de dichos programas, destacando que HOMER presenta como ventaja que cuenta con una amplia gama de elementos, incluye el manejo de sistemas híbridos (al igual que Hybrid2) y es el único que realiza optimización y análisis de sensibilidad. Por estas razones, para el desarrollo de este proyecto se escoge HOMER como software de planificación energética en zonas aisladas.

CAPÍTULO 4

INFORMACIÓN DE LA ZNI DE ESTUDIO

La isla de Providencia, conocida también como *Old Providence*, se encuentra ubicada en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, a 720 km del noroeste de la costa colombiana y a 90 km del norte de la isla de San Andrés, con una extensión de 17 km² (aprox. 7 km de largo por 4 km de ancho). Se caracteriza por un relieve de colinas y elevaciones por debajo de los 100 metros, siendo la elevación máxima de 360 metros sobre el nivel del mar, en el conocido “*The Peak*” o “*Alto Pick*”, donde predominan vientos más fuertes (Díaz, 2010; Gobernación del Archipiélago de San Andrés, n.d.-a).

Por otro lado, Santa Catalina es una pequeña isla de tan solo 1 km², separada de Providencia por un canal de 150 metros de ancho llamado “Canal Aury”. Es de relieve quebrado y alcanza una altura máxima de 138 m.s.n.m en la loma Bealk Away Hill (Díaz, 2010). La ubicación geográfica de las islas se aprecia en la Figura 6.

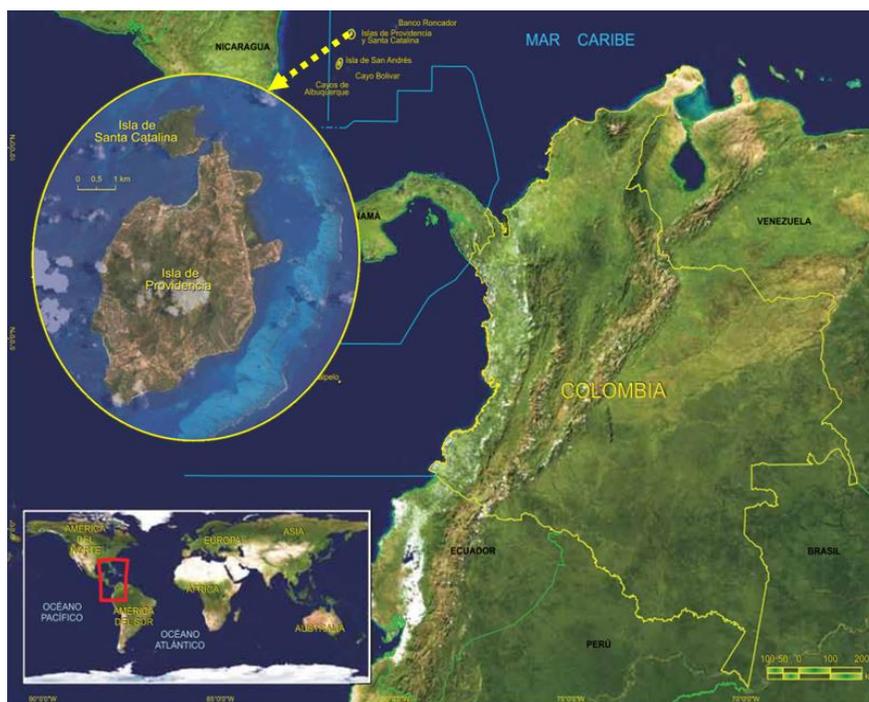


Figura 6. Ubicación geográfica de las islas. Adaptada de (Coralina & Invermar, 2012)

4.1 Economía

Su economía se basa en el turismo, la comercialización de alimentos de mar y, en menor proporción, la agricultura. El principal producto agrícola que se explotaba comercialmente en el archipiélago, era el coco, pero además se producía aguacate, caña de azúcar, mango, naranja, ñame, noni y yuca, producciones las cuales fueron decayendo a través de los años por daños en el suelo y urbanización de muchas áreas (Gobernación del Archipiélago de San Andrés, n.d.-b). Cabe resaltar que todas las actividades económicas y turísticas de Santa Catalina están vinculadas con las de Providencia (Gobernación del Archipiélago de San Andrés, n.d.-a).

La actividad pecuaria es reducida. La población nativa adelanta actividades de pesca artesanal para abastecer el mercado local con pequeños márgenes de exportación.

4.2 Clima

Su clima es predominantemente seco, con una temporada de lluvias que generalmente inicia en septiembre y va hasta enero. En general durante el año las lluvias son definidas por una estación seca y otra lluviosa.

La temperatura media anual del aire en la isla de San Andrés es de 27,4°C, con una variación de algo más de 1°C entre los meses de mayor valor (mayo a septiembre) y los de menor valor (diciembre a marzo). En la Isla de Providencia, la temperatura tiende a ser ligeramente más alta, alcanzando un promedio anual de 30°C. Esta tendencia se observa en las temperaturas máximas y mínimas las cuales en promedio pueden estar entre 0,3 y 0,5°C más altas con respecto a las registradas en San Andrés (Coralina & Invermar, 2012).

4.3 Población

Según información del censo realizado por el (DANE, 2005), la isla de Providencia cuenta con una población de 4.927 habitantes (7% del total del departamento), lo cual indica una densidad poblacional de 289,82 habitantes/km²; mientras que en Santa Catalina son 200 habitantes

aproximadamente. La población proyectada para Providencia y Santa Catalina a 2018 es de 5.192 personas, de los cuales 2.321 estarían ubicados en la cabecera municipal y 2.871 en las áreas rurales del municipio.

Los sectores clasificados como centro poblados rurales (son áreas donde se presenta mayor concentración de población y en las cuales se tienen normas especiales para el uso del suelo y dotación de infraestructura de servicios públicos) son: Town, Old Town, Santa Catalina, Camp, Lazy Hill, Freshwater Bay, Smoothwater Bay, Bottom house, Rocky Point, Balley y Free Town.

4.4 Servicio de energía eléctrica

Actualmente, la Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P (SOPESA) es la encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica en el archipiélago.

El suministro de electricidad de la isla proviene de una central de generación Térmica - Diesel localizada en Bahía Garret, al norte de la isla. La planta de generación está formada por el sitio de almacenamiento de combustible y un salón de cuatro generadores que se encuentran entre 0.7 MW y 1.4 MW cada uno (ver Tabla 1), siendo la capacidad instalada total de 4,48 MW. Estos son operados con diésel marino, el cual se conoce también con los siguientes nombres: diésel fluvial, gasóleo marino, *marine diesel oil* (MDO) o *marine gas oil*, intersol, diésel número 2; cabe mencionar que este tipo de diésel es diferente al corriente (ACPM) y diésel extra.

Tabla 1. Grupo electrógeno Central Providencia

Generador	Capacidad (kW)	Estado
EMD 1	937	En operación
EMD 2	1400	En operación
EMD 3	1400	En operación
CUMMINS	745	En operación

Fuente: Centro Nacional de Monitoreo (CNM, 2016b)

Tabla 2. Características de los generadores en Providencia

	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Total
	EMD	EMD	EMD	Cummins	central
Capacidad nominal (kW)	745	1.400	1.400	750	4295
Capacidad efectiva real (kW)	700	1.000	1.400	650	3750
Horas de operación acumuladas	47.630	75.139	43.564	60.238	-
Horas de operación mensual (%)	-	44,6	52,18	0	-
Generación mensual (%)	10,5	34,8	54,7	0	100
Eficiencia combustible (gal/kWh)	0,0818	0,0804	0,0781	-	0,0793

Nota: Datos a octubre de 2012. Tomado de (Activos e inventarios Ltda. Rodrigo Echeverri, 2012)

La distribución se realiza a partir del barraje en la subestación de Bahía Garret a 13,2 kV, donde se envía la energía a dos (2) circuitos de distribución primarios: Santa Isabel y Rocky Point. A Santa Catalina se le suministra parte de la energía eléctrica generada en Providencia mediante un cable submarino.

Circuitos providencia

1. Santa Isabel (Town)
2. Rocky Point

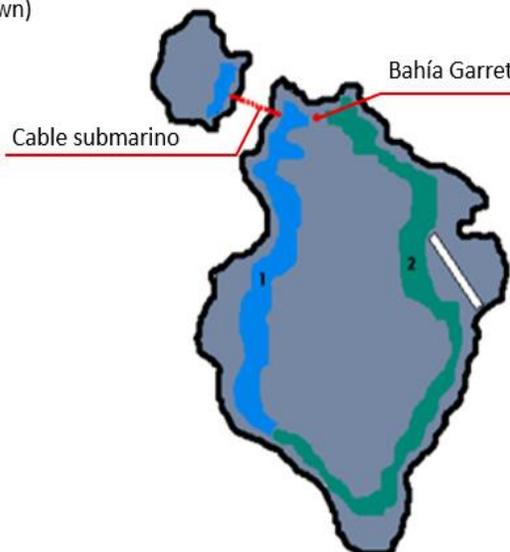


Figura 7. Sistema de distribución en Providencia. Adaptada de (Universidad de Friburgo & Instituto de Política Forestal y Ambiental, 2005)

Las islas cuentan en general cuenta con una cobertura del servicio de energía eléctrica cercana al 100% dado que el servicio se presta con continuidad durante las 24 horas del día, existiendo interrupciones programadas y debido al mantenimiento de las redes y de la infraestructura de distribución. lo cual se confirma en el reporte de las horas de prestación del servicio en Providencia realizado por el Centro Nacional de Monitoreo (CNM, 2016b).

Sin embargo, se observaron algunas falencias, en lo concerniente al nivel de perdidas reportado, pues si bien es cierto, es un riesgo asumido por el concesionario y que hace parte del negocio contractual pactado, debe prestársele vigilancia, pues si se presenta un nivel muy alto. Las pérdidas promedio están por encima del 23%.

Tabla 3. Pérdidas técnicas de los circuitos de transmisión y distribución en San Andrés

	San Andrés	Providencia
Circuito de transmisión*	2,17%	-
Circuito primario**	1,15%	0,38%
Circuito secundario***	2,55%	4,47%

*Sistema de 34.5 kV. **Sistema de 13.2 kV para Providencia y de 13.2 y 13.8 kV. ***Sistema de baja tensión.

Fuente: (CREG, 2003)

Los grupos en los cuales se desglosaron las pérdidas no técnicas son:

- Pérdidas por conexiones ilegales
- Pérdidas por fraude
- Pérdidas administrativas
- Pérdidas en procesos de medición

En este sentido, se evidencia que la cobertura no constituye un reto, pero sí la calidad de la energía suministrada.

4.4.4 Combustible: diésel marino

Como se mencionó anteriormente, para la generación en las islas se emplea diésel marino, cuyas propiedades son las siguientes (Global Combustion Systems, n.d.):

- Poder calorífico inferior: También conocido como valor calorífico neto, PCI o LHV, por sus siglas en inglés. Para el diésel marino es de 42,8 MJ/kg.
- Densidad: 840 kg/m³
- Contenido de carbón: 85,7%
- Contenido de azufre: Según (UPME, 2004), el valor máximo permitido en Colombia para este tipo de combustible es 0,5%, por tanto, para la simulación se asigna un valor de 0,4.

El transporte del combustible actualmente se realiza por medio de una sola empresa (TRANSPETROL), autorizada por el Ministerio para llevar gasolina, diésel y jet A1 de la siguiente manera:

1. Refinería de Cartagena
2. Carga y transporte de Cartagena a San Andrés
3. Transporte hasta planta de San Andrés
4. Transporte hasta providencia

El precio del diésel marino que se utiliza para generar energía en San Andrés y Providencia tiene un tratamiento especial según lo estipula la Resolución N. 80726 de Junio 21 de 2001 (CREG), en la cual se fijan los valores correspondientes al Ingreso al productor, el margen mayorista, manejo, y el flete marítimo. El Decreto No. 0044 de Enero 15 de 2001 (Ministerio de Minas y Energía) fija que el comprador (CORELCA) solo paga el 60% del valor total del combustible utilizado para generar energía; el 40% restante es subsidiado por ECOPETROL, es decir por el Estado Colombiano.

Los costos de generación con combustibles fósiles en las ZNI, incluyendo el transporte del combustible hasta el lugar de generación, son asumidos con cargo a los subsidios que entrega el Estado por medio del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI.

La CREG mediante la Resolución CREG 039 de 2015, estableció la metodología para la tarifa del flete marítimo de transporte de combustibles líquidos entre las ciudades de Cartagena y San Andrés Isla, precisando que estaría vigente hasta tanto se establezca la nueva metodología para la remuneración del transporte marítimo de combustibles líquidos. La expedición de las resoluciones tiene como justificación reducir las desventajas económicas del Archipiélago debido a su aislamiento geográfico.

Conforme los valores señalados en el artículo 2°, se reconoce que el valor por transporte de cabotaje entre las ciudades de Cartagena y San Andrés Isla, será de \$666,3 COP por galón. Este valor se actualizará a partir del primero (1°) de abril de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor “IPC” correspondiente al año anterior y certificado por la autoridad competente. De esta manera, el precio se compone como se indica en la Tabla 4 y se obtienen los precios de la Tabla 6 y con base en ello se define que el precio de combustible es de 1.369 COP/L, es decir, 0,48 USD/L, sin descontar los subsidios que da el estado.

Tabla 4. Formación del precio del combustible para Providencia y Santa Catalina

Ingreso al productor
Margen mayorista
Margen plan de continuidad ^(a)
Precio en Cartagena
Manejo de combustible - operación en muelle ^(b)
Cabotaje o flete marítimo Cartagena – San Andrés ^(c)
Precio en planta de abasto San Andrés
Subsidio Ecopetrol ^(d)
Cabotaje San Andrés - Providencia
Precio final (\$/gal)

Tabla 5. Precio combustible reportado por SOPESA en el SUI.

	2016			
	COP/Gal	Subsidios estrato 1 (COP)	Subsidios estrato 2 (COP)	Subsidios estrato 3 (COP)
Trimestre 1	5.105	193.876.301	415.401.737	315.812.709
Trimestre 2	5.122	212.947.522	451.724.892	340.112.846
Trimestre 3	5.201	218.234.906	461.640.364	349.784.239
Trimestre 4	5.301	213.106.347	453.097.544	337.505.021
Promedio	5.182	209.541.269	445.466.134	335.803.704

Fuente: Datos tomados de SUI

4.6 Apoyo económico

Actualmente, el archipiélago está recibiendo apoyo gubernamental para diversificar su matriz energética. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó un préstamo de US\$10 millones en 2016 para mejorar la eficiencia energética y la gestión de la demanda en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. (BID, 2016).

En lo que se refiere a los proyectos para las zonas no interconectadas, entre junio de 2010 y abril de 2011 se aprobaron recursos por \$8.499 millones en reunión del Comité de Administración del FAZNI, CAFAZNI, del 28 de julio de 2010 adición, para planes, programas o proyectos que se encuentran en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras. Y se autorizó el pago de \$23.200.000 para las áreas exclusivas de Amazonas y San Andrés y Providencia.

CAPÍTULO 5

CARACTERIZACIÓN Y GESTIÓN DE LA DEMANDA

5.1 Caracterización de la demanda

Inicialmente se hizo una recopilación de datos con información de los informes consolidados de telemetría mensual para el año 2017, obteniendo como resultado la Tabla 6. Se encuentra que la isla de Providencia tiene una demanda máxima de potencia de 1,8 MW aprox.

Tabla 6. Demanda de Providencia en el 2017

	Energía Mensual (kWh)	Energía Promedio Día (kWh)	Potencia Máxima Mensual (kW)	Fecha Potencia Máxima
Ene	891.842	28.769	1.625,06	Viernes, 19:00
Feb	812.983	29.035	1.554,42	Lunes, 19:30
Mar	926.971	29.902	1.628,85	Martes, 20:15
Abr	958.752	31.958	1.744,82	Jueves, 19:30
May	1.008.084	32.519	1.699,34	Viernes, 19:30
Jun	1.020.990	34.033	1.831,55	Viernes, 20:30
Jul	1.049.583	33.858	1.756,64	Lunes, 20:45
Ago	1.070.703	34.539	1.814,46	Martes, 20:00
Sep	1.018.368	33.946	1.852,99	Jueves, 20:00
Oct	998.009	32.194	1.715,53	Jueves, 20:00
Nov	916.887	30.563	1.653,06	Viernes, 19:15
Dic	914.222	29.491	1.582,13	Martes, 19:00
Anual	11.587,39	31.734	1.704,90	
	Total MWh	Promedio kWh	Promedio kW	

Fuente: (CNM, 2017)

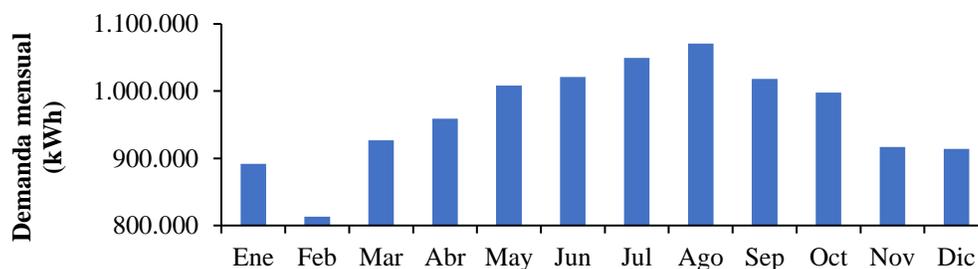


Figura 8. Demanda mensual de Providencia año 2017

Debido a que no se encontró la curva de carga promedio diaria anual de Providencia, se procede a obtener su forma tomando como referencia la curva promedio diaria mensual más actualizada para la isla, siendo esta la del mes de mayo de 2016 (CNM, 2016a), de la cual se extraen los datos de demanda horaria y se convierten en por unidad (p.u), considerando como base la potencia máxima del mes a las 20 horas. Una vez se cuenta con el aporte de cada hora en la curva, se aplica el respectivo valor por unidad a la potencia máxima de cada mes del 2017, empleando los datos de la Tabla 6; con esto, se calcula el promedio anual de cada hora y se obtiene la curva de carga anual mostrada en la Figura 9.

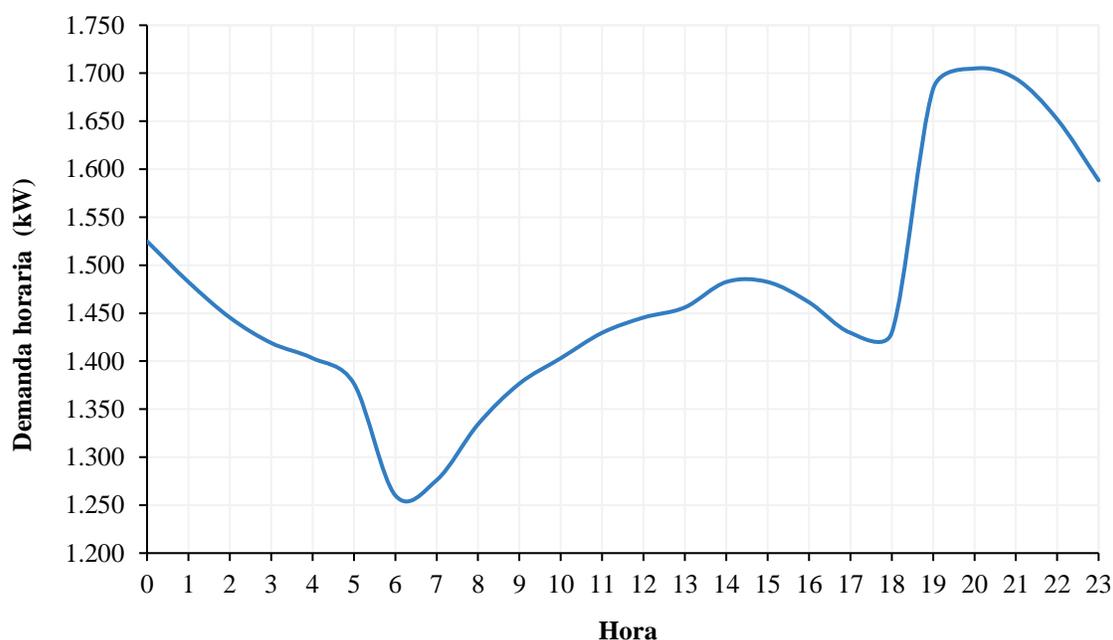


Figura 9. Curva de carga promedio diaria anual de Providencia año 2017

5.1.1 Estructura del consumidor

La estructura del consumidor en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina se divide en:

- Sector residencial: hogares, clasificados hasta el estrato 6.
- Sector industrial: básicamente hoteles.

- Sector comercial: venta de mercancía, como almacenes, y venta de alimentos.
- Sector oficial: comprendido por el subsector educación, seguridad, financiero, servicios, empresas de servicios públicos (ESP), además del alumbrado público y especial, como de edificios de uso público tales como iglesias, parques, alumbrado temporal durante la época navideña, etc.

En Providencia y Santa Catalina no hay grandes edificios, centros comerciales, conjuntos residenciales o vendedores ambulantes, pues este no es un lugar de turismo masivo (Díaz, 2010). Cuenta con varios hoteles y posadas adecuadas para prestar dicho servicio. Otro tipo de cargas son el hospital local de providencia, el concejo municipal, la estación de bomberos, un centro educativo y el aeropuerto “El Embrujo”.

Es necesario identificar el sector y los equipos que presentan mayor consumo en las islas con el fin de actuar sobre los puntos críticos y así lograr un mayor impacto en la curva de carga. Para obtener los datos respecto a la cantidad de usuarios y su consumo, se consultó la información reportada por la SOPESA al Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI, 2017), sin embargo, la información presentada en el informe anual no corresponde a la real porque solo se cuenta con data de enero a mayo y de julio a agosto para el año 2017, considerando que asumen como cero (0) la información de los meses faltantes.

Debido a esto, el número de usuarios por sector que se tomó fue el del último mes registrado (Figura 10) y, aunque no se cuenta con el valor anual real de energía facturada (kWh) por sector debido los vacíos en la información, se trabajó con el porcentaje de participación a partir de los datos mensuales disponibles y promediarlos, obteniendo los resultados plasmados en la Figura 12.

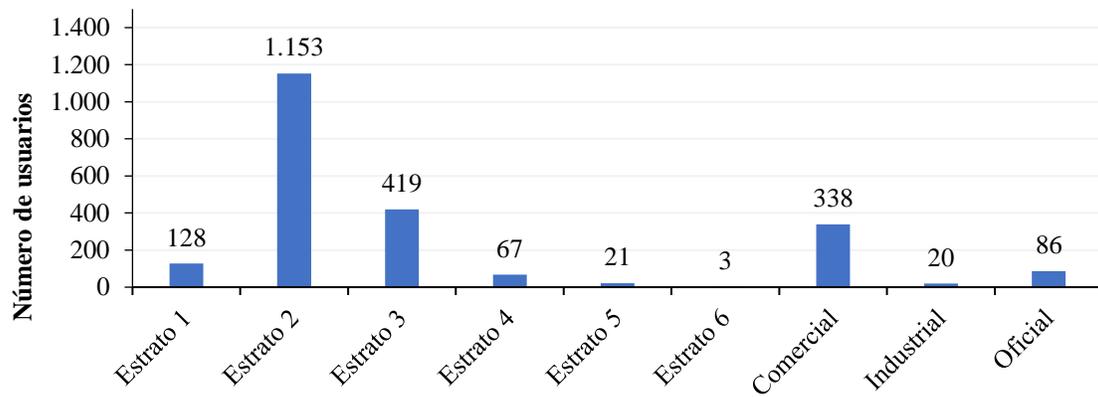


Figura 10. Número de usuarios en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017)

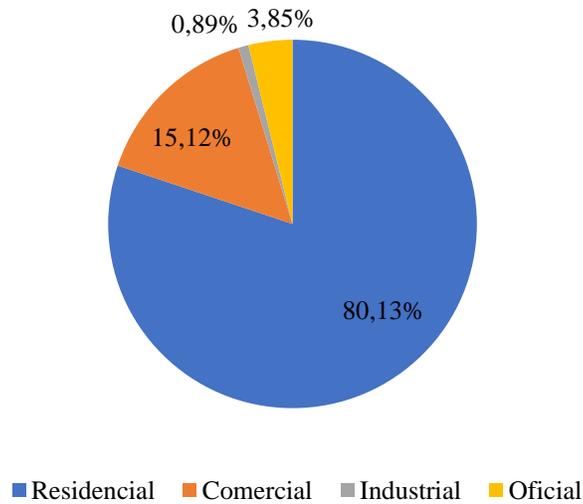


Figura 11. Porcentaje de usuarios en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017)

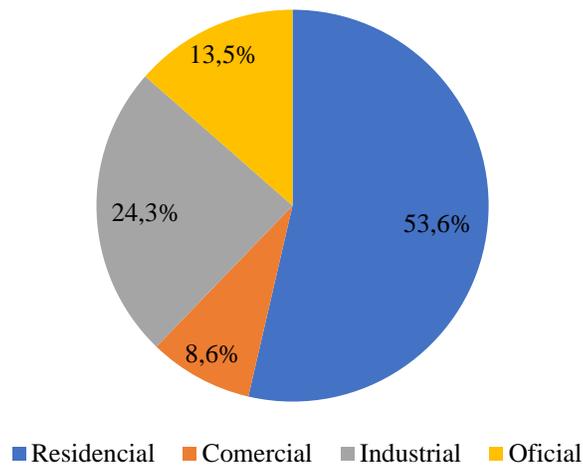


Figura 12. Porcentaje de energía facturada en Providencia por sector. Datos tomados del (SUI, 2017)

Adicionalmente, en la tabla que se muestra a continuación se indica el porcentaje promedio de energía que demanda cada estrato con base en los datos del SUI, siendo el estrato dos el de mayor valor ya que tiene más usuarios.

Tabla 7. Porcentaje de energía facturada por estrato en sector residencial

Estrato sector residencial	Porcentaje energía facturada
Estrato 1	2,7%
Estrato 2	32,7%
Estrato 3	14,5%
Estrato 4	2,6%
Estrato 5	1,0%
Estrato 6	0,1%

De las figuras mostradas se identifica que el mayor número de usuarios en Providencia se encuentra en el sector residencial, específicamente en los estratos 2 y 3, al igual que el mayor consumo de energía eléctrica, seguido del sector industrial, el cual está conformado principalmente por el subsector hotelero.

Para la identificación de los equipos de mayor consumo en cada sector, se tomó información del archipiélago en general en un informe presentado por la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (Corpoema, 2010a) para la UPME.

5.1.1.1 Sector residencial

En los tres primeros estratos la refrigeración presenta el mayor consumo, siendo un 30 % a 35% de la energía total consumida, mientras que los ventiladores participan con el 25 %, televisores con el 16 % y la iluminación con el 15%. El uso del aire acondicionado se comienza a presentar en el estrato 3 con una participación del 21%, mientras que en los estratos más altos representa hasta el 60 % del valor de la factura.

Las bombas de agua se encuentran en cada estrato debido a que el acueducto de San Andrés tiene una baja cobertura, por tanto, es una necesidad básica disponer de estas para extraer el agua del nivel freático, sin embargo, el hecho de que la isla de Providencia tenga un servicio de acueducto con cobertura del 100% puede hacer que esto varíe de la isla de San Andrés.

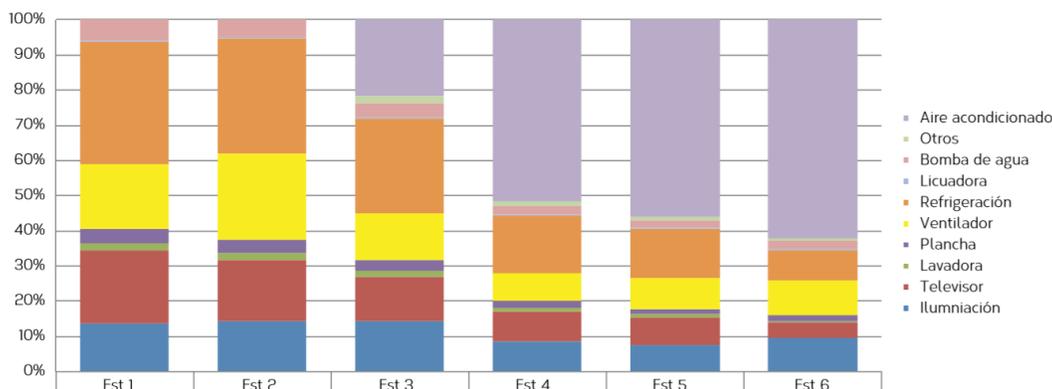


Figura 13. Equipos de mayor consumo en sector residencial del archipiélago. Tomada de (Gómez et al., 2016)

5.1.1.2 Sector industrial: hotelero

En el sector hotelero se identifica que predomina el aire acondicionado como el mayor consumidor, seguido de refrigeración y en menor porcentaje la iluminación. Cabe mencionar que entre los equipos de fuerza motriz se encuentran ventiladores, ascensores, bombas de agua, bombas de piscina, bombas de presión, extractores, plantas desalinizadoras y calderas.

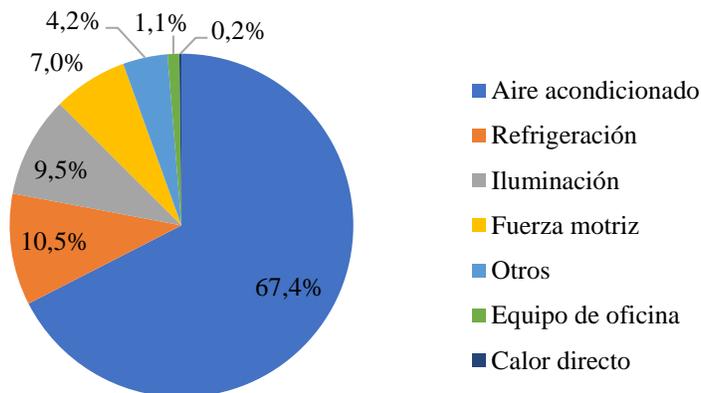


Figura 14. Equipos de mayor consumo en sector hotelero del archipiélago. Adaptada de (Corpoema, 2010a)

Adicionalmente, se identificó que la cantidad de establecimiento destinados al sector hotelero en Providencia y Santa Catalina es de 15 hoteles y aprox. 50 hostales y posadas (5 en Santa Catalina), como se aprecia en la Figura 15.

(Ver **anexo G** para más información sobre los hoteles en Providencia)

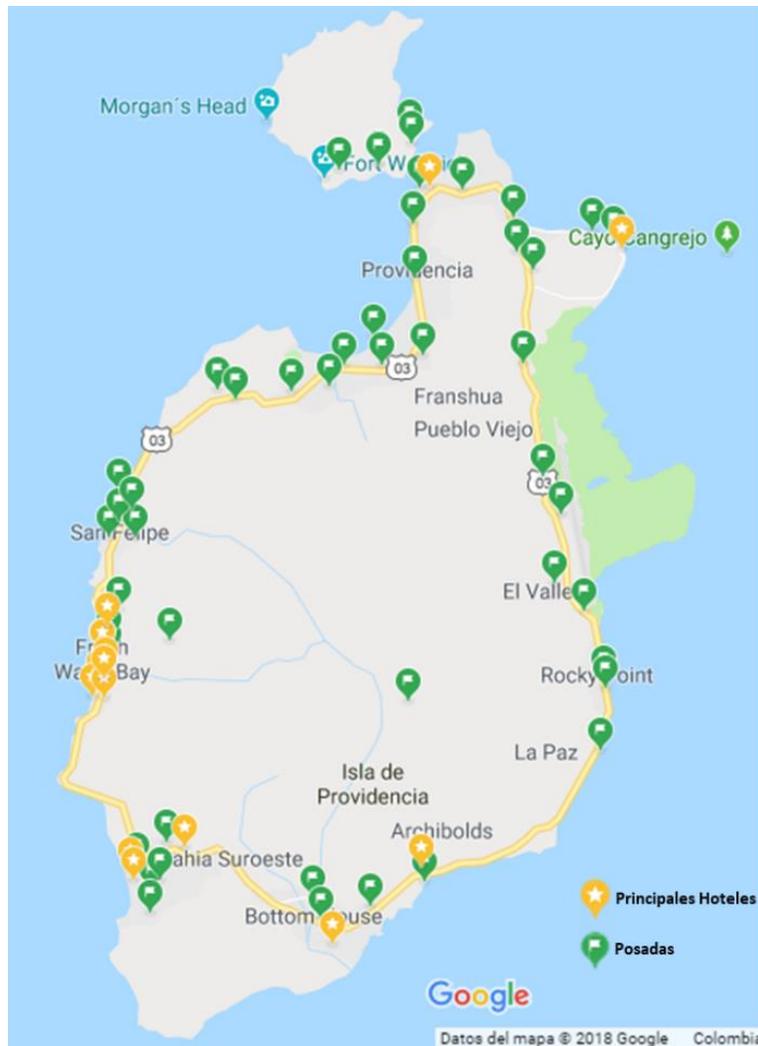


Figura 15. Hoteles y posadas de Providencia identificados en mapa

5.1.1.3 Sector comercial

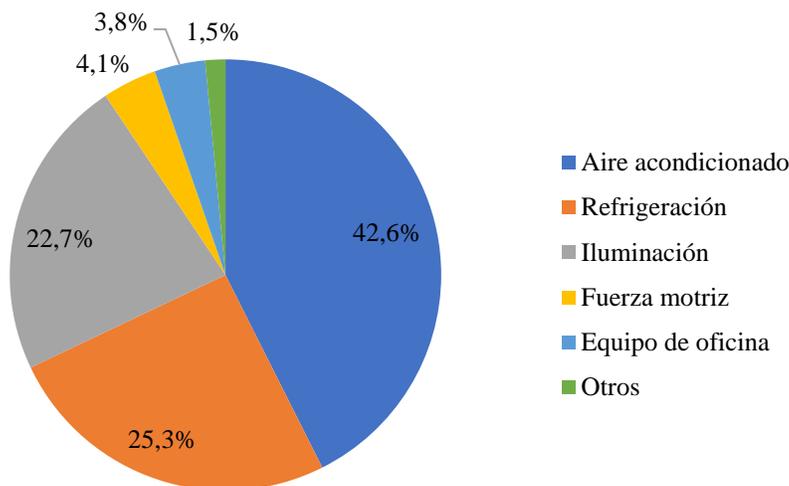


Figura 16. Equipos de mayor consumo en sector comercial del archipiélago. Adaptada de (Corpoema, 2010a)

5.2 Gestión de la demanda

Para realizar gestión de la demanda en Providencia y Santa Catalina se propone reducir la curva de carga mediante la aplicación de medidas de uso racional y eficiente de la energía (URE), mientras que para reducir los picos de demanda se propone actuar sobre cargas que puedan ser desplazadas a los valles de la curva.

Para implementar estas medidas es necesario saber sobre cuáles cargas se puede actuar, por ello, es importante tener en cuenta que la demanda se puede clasificar en:

1. Demanda crítica: debe de ser suministrada inmediatamente. Ej: iluminación, televisor.
2. Demanda regulable: corresponde a un porcentaje de la demanda crítica que puede ser disminuida. Ej: Aire acondicionado, refrigerador.
3. Demanda desplazable: el sistema puede decidir en qué momento comenzar a suministrarla. Ej: lavadora, plancha, también puede considerarse el aire acondicionado y refrigeración mediante técnicas de control del punto de temperatura.

5.2.1 Medidas de URE

De acuerdo a los resultados del estudio realizado por la UPME para la implementación de un programa de eficiencia energética en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. (UPME & Ministerio de Minas y Energía, 2016), se plantean reducciones planteadas de 25% tanto para el sector residencial y como para el sector hotelero, considerando que la implementación de buenas prácticas tiene un potencial de reducción del 5%, mientras que mediante la sustitución de refrigeradores para el sector residencial se asumen reducciones de un 20% y otro 20% mediante sustitución de aires acondicionados en el sector hotelero. La materialización de este potencial depende del desarrollo de distintas medidas que tienen diferentes costos de inversión, operación y administración y que, desde el punto de vista económico y social, presentan períodos de retorno diferentes.

Tabla 8. Potenciales de eficiencia energética en San Andrés islas por tipo de medida

Medida	Potencial de EE ^(b)
Implementación de buenas prácticas.	5% a 10%
Sustitución de refrigeradores domésticos.	20% A 25%
Sustitución de aires acondicionados en el sector hotelero, comercial y oficial.	Hasta 30% ^(c)
Adecuaciones arquitectónicas y de instalaciones eléctricas, y uso de FNCE.	10% a 15%

Fuente: (UPME & Ministerio de Minas y Energía, 2016)

Según el estudio realizado por la UPME y MinMinas, de ser aplicadas estas medidas en todo el archipiélago, se estiman reducciones anuales en el consumo de energía que comienzan en 418.000 kWh durante el primer año de implementación del proyecto, hasta alcanzar reducciones anuales de 14,7 millones kWh en 2025, con la consecuente reducción de emisiones de GEI. Similarmente, se estima que para 2025 el Gobierno Nacional puede llegar a ahorrar cerca de USD 2,3 millones anuales, por concepto de subsidios. Las tecnologías a instalar se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Tecnologías a instalar en cada segmento

Tecnología	Estrato residencial				Comercial	Industrial	Oficial
	1-2	3	4	5-6			
Refrigeración	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗
Aire acondicionado	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iluminación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Extractores eólicos	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
Sistemas solares fotovoltaicos	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓

Las primeras son de bajo costo o costo cero y ahorrarían entre el 10% y el 15 % de la energía; las segundas de reconversión de equipos, ahorrarían hasta un 25%, mientras que las adecuaciones arquitectónicas disminuirían el consumo de energía entre el 10% y el 15% aproximadamente. El mayor o menor logro, dependerá de cada usuario tipo. Las dos propuestas que se priorizaron fueron:

- i) Sustitución de refrigeradores en el sector residencial, que podría representar en promedio una reducción del 20% de su consumo a un costo aproximado de 15.000 millones de pesos, si se considera el 80% del total de usuarios residenciales estratos 1, 2 y 3;
- ii) Medidas asociadas con el acondicionamiento de aire (Sustitución de aires acondicionados y automatización de los sistemas asociados), que podrían representar alrededor de un 30% de reducción del consumo en los sectores hotelero, comercial y entidades públicas, sin embargo, se trabajará con 20% para trabajar con valores más conservadores.

Al aplicar estos potenciales de reducción en la demanda real del sistema (**Anexo E**), se obtienen los valores plasmados en la tabla del **Anexo F**.

5.2.2 Demanda desplazable

Para las cargas desplazables se propone actuar sobre la refrigeración y el uso de la plancha para los estratos 1 y 2, a esto se le suma el aire acondicionado para el estrato 3 al 6, mientras que para el sector hotelero únicamente aire acondicionado y refrigeración. Debido a que anteriormente se identificaron 15 hoteles y se registran 20 usuarios en el sector industrial, se asume que el 75% de dicho sector está conformado por los hoteles, por tanto se decide actuar sobre dicho porcentaje, mientras que para el sector residencial se propone sobre el 50% de la potencial demanda gestionable, ya que sería drástica la decisión de disponer sobre el 100%.

Para lograr estas medidas propuestas, es necesario emplear iniciativas que actúen sobre la curva de carga desplazando el consumo de las horas punta a las horas valle, para esto, el consumidor debe saber cuándo le es más rentable incrementar o disminuir su consumo, lo cual se puede lograr mediante señales de precio que le indiquen al usuario si puede aumentar, disminuir o mantener su consumo. Dicha estratificación de precios se aprecia en la *Figura 17*.

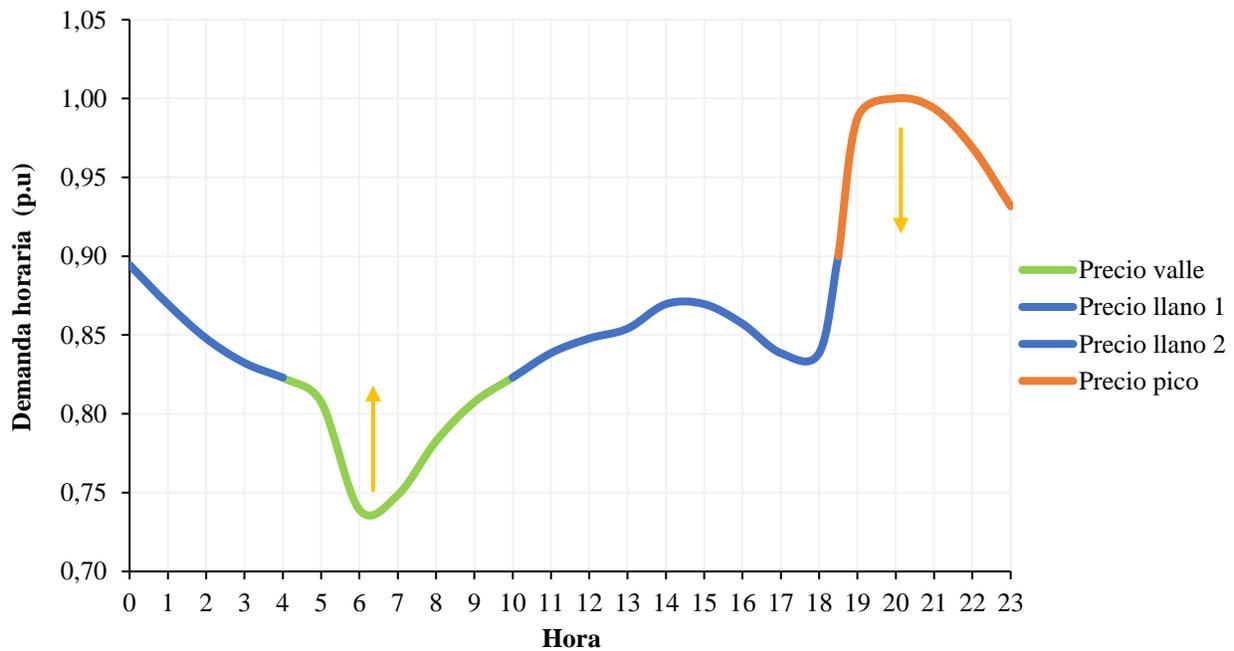


Figura 17. Señales de precio sobre curva de carga

En caso de implementarse las medidas propuestas, se lograría un ahorro significativo en el consumo, tal como se expone a continuación:

Tabla 10. Ahorro potencial en el consumo al implementar gestión de la demanda

Consumo anual sin URE	12.867.137 kWh
Consumo anual con URE	9.650.353 kWh
Potencial ahorro consumo	25 %
Demanda desplazable anual	1.612.243 kWh
Demanda desplazable respecto a total	16,7 %

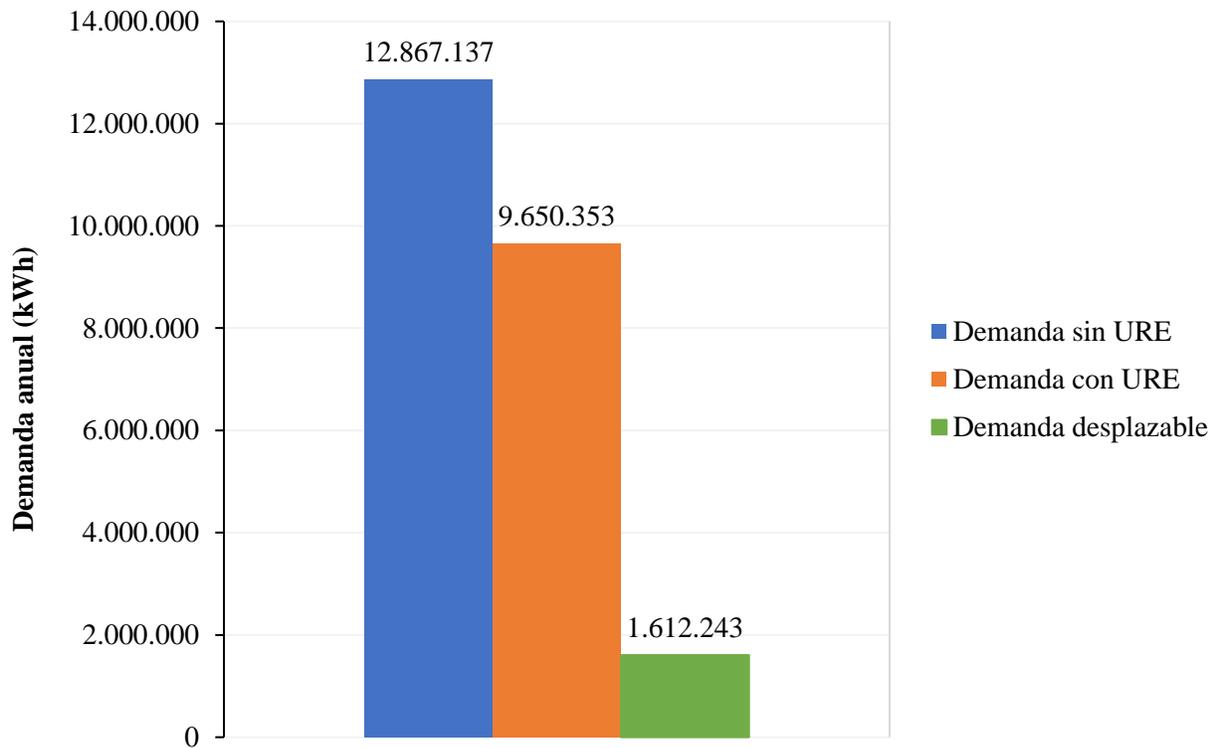


Figura 18. Ahorro potencial en el consumo al implementar gestión de la demanda

CAPÍTULO 6

CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS RENOVABLES

Para la caracterización del recurso solar y eólico, es necesario conocer si existen estaciones meteorológicas en el lugar de estudio. Como se puede apreciar en la Figura 19, el aeropuerto El Embrujo de la isla de Providencia cuenta con una estación en funcionamiento, ubicada en las coordenadas 13°21'34.2"N, 81°21'27.8"W, lo cual es muy útil porque permite emplear datos reales del lugar y así tener mayor confiabilidad en los mismos. Una vez identificado esto, se solicitaron los datos de dicha estación al IDEAM y con base en ellos se realizan los análisis pertinentes.

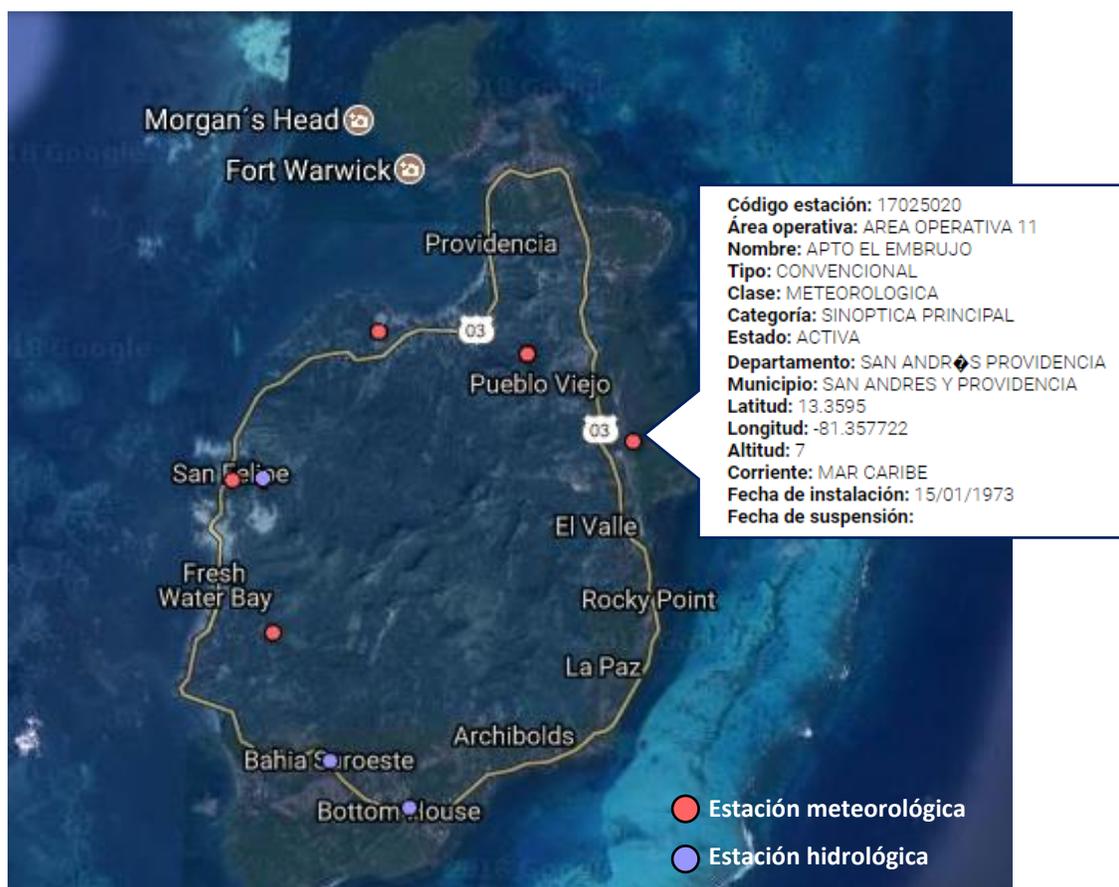


Figura 19. Ubicación geográfica de la estación meteorológica en Providencia. Adaptada de (IDEAM, 2018)

6.1 Energía solar fotovoltaica

6.1.1 Generalidades

La energía solar se transporta por ondas electromagnéticas que emite el sol. La energía emitida por la superficie del sol se conoce como radiación solar y la energía que emite, energía radiante. Para el proceso de transformación de energía se usa la radiación que llega a la Tierra, se le conoce como irradiancia, medido en W/m^2 . La radiación solar se puede clasificar según su forma de incidencia sobre la superficie de la Tierra (*Figura 20*), siendo estas:

- Radiación directa: es la que proviene directamente del Sol sin cambiar de dirección y se caracteriza por generar sombras definidas.
- Radiación difusa: es la radiación dispersada en todas las direcciones debido a la presencia de moléculas y partículas.
- Radiación reflejada: es aquella reflejada por los componentes y obstáculos de la superficie terrestre y depende del coeficiente de reflexión de la superficie; también llamado “albedo”.

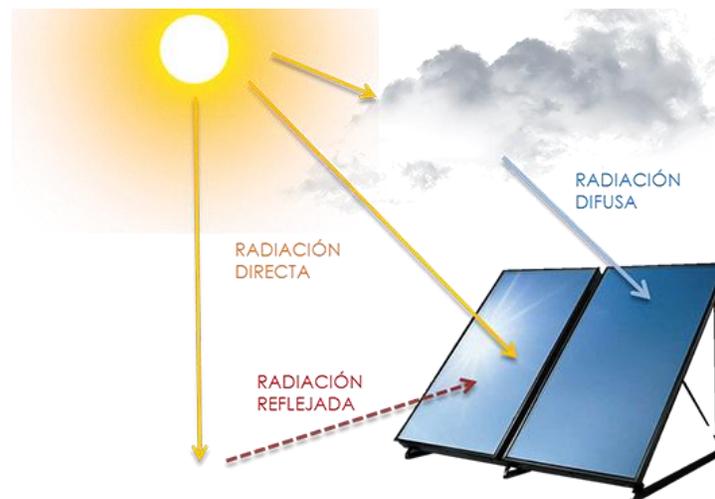


Figura 20. Tipos de incidencia de la radiación solar. Tomada de (Renovgal, n.d.)

La irradiancia se puede promediar de manera diaria, mensual o anual, para conocer el valor de energía eléctrica que entregaría un panel solar en estos periodos de tiempo. Un panel solar se fabrica a condiciones de operación estándar (STC, por sus siglas en inglés), lo que significa que se

tienen en unas condiciones ideales de 1.000 W/m^2 y 25°C . Es importante considerar los efectos de la temperatura ya que es un factor que, si bien influye, no se percibe de forma significativa en la eficiencia del panel.

En un proceso de conversión fotovoltaica, además de la irradiancia, se debe tener en cuenta el brillo solar, es decir, el promedio de horas diarias en el que la luz solar llega a la superficie sin que se presente el fenómeno de difusión. Si se une las variables insolación y brillo solar, se obtiene la insolación, es decir, la cantidad de radiación que llega a la superficie de la tierra en un día; entre mayor sea la insolación en una región, mayor será su potencial de generación eléctrico.

Para el aprovechamiento de energía solar se emplea:

- Energía solar fotovoltaica: Utilización de la radiación solar para generar energía eléctrica. El proceso de conversión de energía solar en energía eléctrica ocurre al interior de los paneles solares; estos son materiales semiconductores susceptibles a la luz solar, en el sentido en que al recibir un fotón, son capaces de producir electricidad.
- Energía solar térmica: Utilización del calor solar para calentar un fluido. Se utiliza un colector o panel solar térmico para captar la energía en forma de calor y por medio de un intercambiador se transfiere al fluido con el fin de elevar su temperatura.

Los sistemas fotovoltaicos son dispositivos que generan energía eléctrica mediante el efecto Fotoeléctrico; los fotones (partículas de luz) que provienen de la radiación solar, inciden en los módulos fotovoltaicos y liberan electrones, los cuales generan una corriente DC. Existen diferentes tecnologías de fabricación de paneles solares y cada una presenta una respuesta de conversión diferente, dependiendo del tipo de radiación que reciba. Entre los tipos de paneles solares más conocidos están los de tecnología cristalina, basados en obleas de un relativo alto calibre; éstos pueden ser totalmente puros o monocristalinos, o ser el resultado de la unión de retazos de cristales diferentes llamados poli-cristalinos, los cuales tienen menor costo que los anteriores pero también una menor eficiencia. Otro tipo de tecnología está conformada por paneles

solares de película delgada que pueden estar conformados por la unión de diferentes materiales, uno de los cuales es el silicio amorfo, que presenta una buena eficiencia si recibe radiación difusa (Checa & Cruz, 2015).

Entre los principales componentes de los sistemas fotovoltaicos se encuentra:

- Módulo fotovoltaico: componente en donde se transforma la energía de la radiación solar (energía de los fotones) en energía eléctrica; están contruidos con determinados semiconductores basados principalmente en silicio monocristalino y policristalino.
- Regulador de Carga: componente encargado de proteger la batería de la sobrecarga y la sobredescarga.
- Batería: componente encargado de almacenar la energía producida en los módulos.
- Carga: consumos o cargas que el sistema debe satisfacer (demanda energética), puede se DC o AC.
- Inversor: La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador

Cuando se trabaja con paneles fotovoltaicos se suelen utilizar los siguientes términos, los cuales definen sus principales características:

- Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): Es aquella que se produce a tensión cero.
- Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Representa la tensión máxima que puede dar una célula.
- Potencia pico (W_p): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.
- Factor de forma (FF): Nos da la calidad de la célula. $FF = (I_p \cdot V_p) / (I_{cc} \cdot V_{ca})$.
- Rendimiento (η): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

6.1.2 Análisis del potencial solar en Providencia

Colombia tiene buen potencial energético solar en todo su territorio, con un promedio anual cercano a 4,5 kWh/m²/día, por encima del promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d (UPME, 2015). Al comparar estos valores con el desierto del Sahara, que es la región de máxima radiación a nivel mundial, se encuentra que el país recibe entre el 58% y el 85% del máximo presentado en la tierra. (Corpoema, 2010b). Como se evidencia en el Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono (IDEAM & UPME, 2017a) (ver **Anexo A.**), el archipiélago se encuentra entre las regiones con más potencial en Colombia, contando con niveles de radiación altos entre 5,0 y 5,5 kWh/m²/día.

Según los datos suministrados directamente por el IDEAM (**Anexo B**), el brillo solar en Providencia es en promedio de 2.641 horas al año, presentándose en de marzo y abril los mayores valores, en promedio unas 265,5 horas de sol, mientras que en noviembre se presentan valores bajos de 174 horas de sol en promedio, lo que coincide con lo expuesto en (Coralina & Invermar, 2012).

Debido a que en la base de datos del IDEAM no se encuentran valores mensuales de irradiación y este es uno de los parámetros de entrada para la simulación que se realiza posteriormente, se analizaron otras bases y se escogió el software Meteonorm, considerando que sus datos son más precisos que los de NASA RETScreen. En (Fonroche, 2015) se presenta una valoración de bases de datos disponibles, obteniendo que Meteonorm y SolarGis son las mejor puntuadas, sin embargo, en esta última solo se pueden ver valores promedios de manera gratuita y para acceder a más datos es paga.

En la Tabla 11 se presentan valores mensuales de irradiación global horizontal (H_Gh), irradiación difusa horizontal (H_Dh), irradiación directa (H_Bn) y temperatura (Ta) obtenidos de Meteonorm, cuyo comportamiento es proporcional al descrito anteriormente para las horas de brillo solar.

Tabla 11. Valores de irradiación para Providencia

Mes	H_Gh (kWh/m ²)	H_Dh (kWh/m ²)	H_Bn (kWh/m ²)
Enero	136	66	117
Febrero	139	71	106
Marzo	164	79	122
Abril	170	74	132
Mayo	163	83	107
Junio	140	86	71
Julio	159	89	94
Agosto	148	87	81
Septiembre	133	71	87
Octubre	134	73	89
Noviembre	118	69	76
Diciembre	122	66	96
Anual	1.726	915	1.179

6.2 Energía eólica

6.2.1 Generalidades

Energía eólica es aquella que aprovecha la energía cinética producida por el movimiento de las moléculas de aire. La energía obtenida a través de este medio puede ser transformada en energía mecánica rotacional, trabajo mecánico, también se puede producir energía mediante un generador. Se conoce que parte de la energía se disipa en forma de calor cuando hay una transformación. El recurso eólico puede ser medido con la velocidad del viento (m/s) o la densidad de potencial eólico (W/m²) a unas alturas determinadas.

En grandes alturas la velocidad del viento es mayor, esto se debe a que factores como la rugosidad de los terrenos y la altura afectan directamente a la velocidad del viento, a mayores alturas los flujos del viento tienden a tener un comportamiento laminar ya que no hay muchos

obstáculos que alteren la dirección del viento. La densidad de potencial eólico se ve directamente afectada por la temperatura y presión del aire, ya que estos dos factores alteran la densidad del mismo, a mayores densidades de aire mejor es la densidad potencial eólico.

Los equipos destinados para aprovechar este potencial son conocidos como aerogeneradores o turbinas eólicas, cuyo diseño varía dependiendo de las condiciones del lugar donde se va a instalar, también conocido como emplazamiento. Estas se pueden clasificar según:

- Capacidad de generación: el rango de potencia de las más pequeñas se encuentra entre 20 y 50 W, mientras que la capacidad de las grandes turbinas se encuentra en el orden de MW.
- Orientación del eje: Depende de las direcciones predominantes del viento. Si hay una dirección predominante durante un largo plazo, se recomienda eje horizontal (son los más comunes), si no hay predominancia alguna, se recomienda eje vertical.

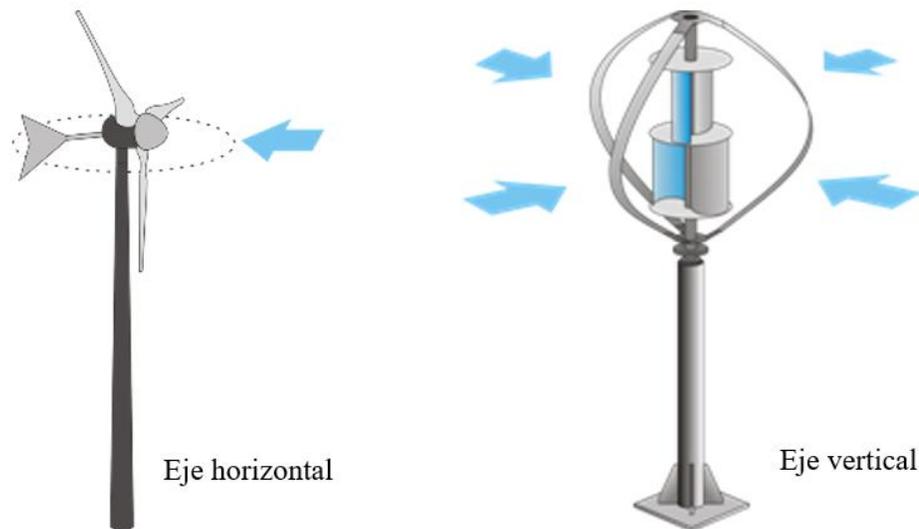


Figura 21. Clasificación de los aerogeneradores según la orientación del eje.

Los principales componentes de un aerogenerador son:

- Rotor: Transforma la energía cinética proveniente del viento en energía mecánica; está conformado por las palas y el buje que las une.
- Palas: Son similares a las alas de un avión. La mayoría de aerogeneradores tiene tres palas.

- **Góndola:** Transforma la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica; se compone de diferentes dispositivos en su interior (generador y multiplicador), un anemómetro y en el exterior una veleta.
- **Multiplicador:** multiplica la velocidad de giro que llega del rotor.
- **Generador:** transforma la energía mecánica en eléctrica, normalmente generando corriente alterna.
- **Torre:** soporta el rotor y la góndola.
- **Sistema de regulación de potencia:** Los aerogeneradores modernos usan dos principios de control aerodinámico diferente para limitar la potencia extraída a la potencia nominal del generador. El más pasivo es el “stall control” y el activo es el “pitch control”.
- **Sistema de frenado:** Este sistema existe para contrarrestar situaciones de mal funcionamiento que permitan tener bajo control el frenado del aerogenerador. El fenómeno más común que este mecanismo deberá contrarrestar es el “embalamiento”: un giro desmesurado del rotor producto de la desigualdad entre el par generado en el eje de alta velocidad y el par nulo en el lado del generador en caso de haber sido desconectado de la red eléctrica.

Como se mencionó anteriormente, la dirección del viento es un factor fundamental al analizar el potencial eólico de un emplazamiento, por tanto, es común emplear la rosa de los vientos para conocer en qué dirección predominan los vientos ya que de esto dependerá la orientación del aerogenerador.

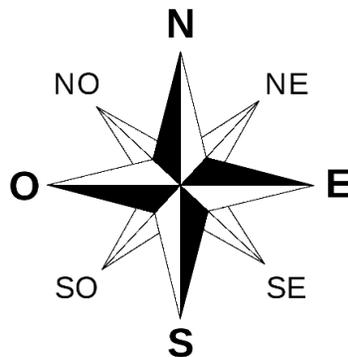


Figura 22. Rosa de los vientos

Otro concepto importante cuando se trabaja con energía eólica es la distribución de Weibull, la cual indica la probabilidad de que se presenten vientos a determinadas velocidades. Depende de parámetros como:

- Factor de forma: Se representa con la letra K e indica la dispersión de los datos de las velocidades, por tanto, es un parámetro numérico es positivo y no tiene dimensiones. Representa la pendiente de la distribución de Weibull y permite modelar la forma de la curva de la distribución.
- Factor de escala: Se representa con la letra C o A e indica la velocidad promedio del lugar de estudio, su unidad es m/s. Permite identificar el grado de dispersión de los datos alrededor de la media, evaluando qué tan alargada resulta en comparación con una distribución normal.

Su representación gráfica se muestra en la *Figura 23*.

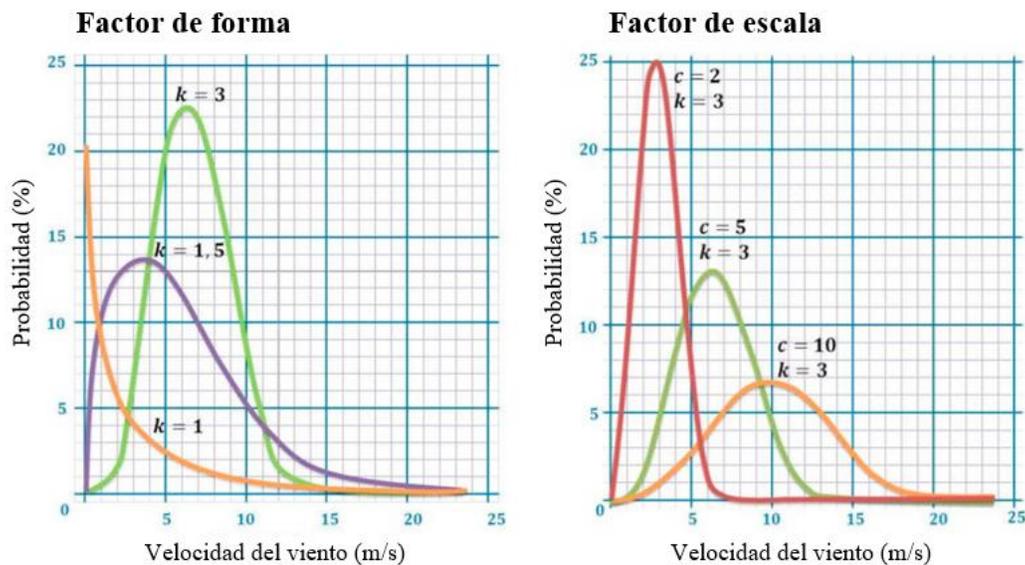


Figura 23. Representación del parámetro de forma y escala. Tomada de (IDEAM & UPME, 2017a)

6.2.2 Análisis del potencial eólico de Providencia

El Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina está localizado bajo la influencia de los vientos alisios del noreste (NE), los cuales se caracterizan por ser generalmente débiles y con alta persistencia durante casi todo el año. Se presentan tormentas esporádicas con vientos oeste (W) y noroeste (NW) de hasta 20 m/s en la segunda mitad del año. En la Figura 24 se evidencia que dichos vientos suelen ser del NE aproximadamente en un 51% y del N en un 21%.

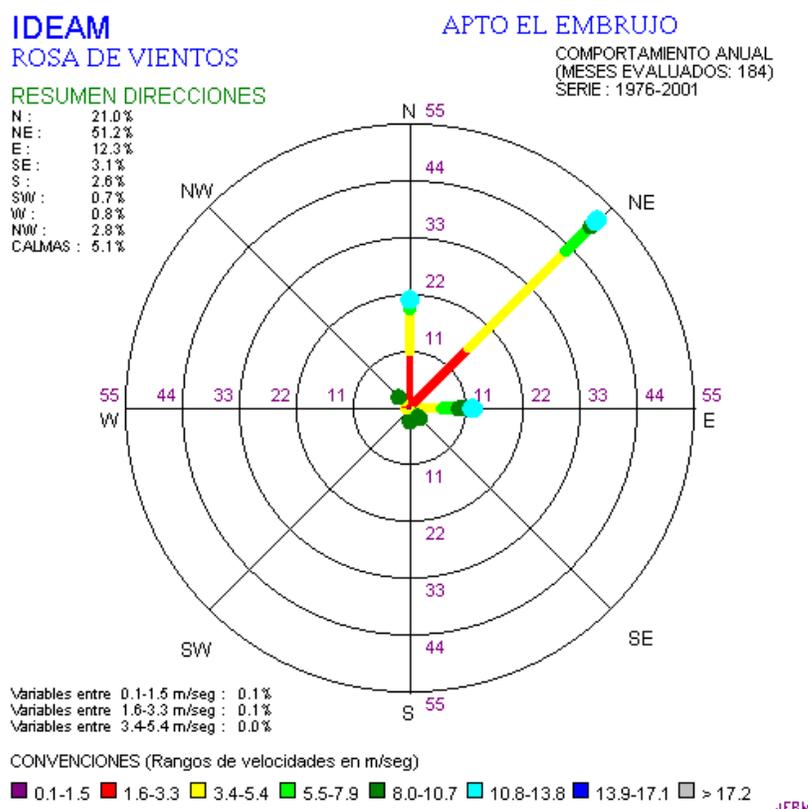


Figura 24. Rosa de los vientos de Providencia. Suministrada por el IDEAM.

En varios documentos se ha expuesto el potencial que tiene el archipiélago para la generación de este tipo, como en (Corpoema, 2010b), donde se menciona que las regiones con mayor potencial en el país son la Costa Atlántica al norte del país, especialmente la Guajira, la región de Arauca y parte de Vichada, las regiones del río Cauca y del río Magdalena y la región insular de San Andrés y Providencia. De igual forma, (Pinilla S, 1997) explica un método de

evaluación del potencial eólico tomando como caso de análisis la isla de Providencia, donde se muestra que, de los datos registrados durante un período continuo de 181 días entre los años 86 y 87, el mayor porcentaje de vientos se presenta en el intervalo de 8 y 9 m/s, sirviendo como referencia para proyectos que analizan el potencial de la región.

Las velocidades de viento promedio en Providencia y Santa Catalina, presentan diferencias en la literatura. Fuentes como el Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower (Coralina & Invermar, 2012) y el Atlas de Viento y energía eólica de Colombia (IDEAM & UPME, 2006) indica una velocidad del viento anual de 4,5 m/s en promedio; mientras que en el nuevo Atlas de Vientos (IDEAM & UPME, 2017b), indican en tablas una velocidad promedio de 3,4 m/s para el periodo 2002 y 2009, mientras que en mapas están en el rango de 6 y 7 m/s.

Con base en los datos del **Anexo B** suministrados por el IDEAM, es posible realizar un mejor análisis gracias a que cuentan con el registro histórico desde el año 1976 hasta el 2011. La información indica que la velocidad media anual es de 4,0 m/s, sin embargo, se debe considerar que los valores medios anuales por encima de este valor se presentaron antes de 1984, y al calcular el promedio a partir de este año para cualquier periodo se obtienen valores de 3,4 y 3,5 m/s.

El comportamiento del viento según el promedio de todos estos datos históricos de la base de datos del IDEAM se presenta en la *Figura 25*, donde se observan vientos más débiles en los meses de septiembre y octubre, mientras que en diciembre, a principios de año y en el mes de julio son más fuertes. Por otro lado, se encuentra que a nivel horario los vientos más fuertes se presentan de 9 a.m a 3 p.m (especialmente de 11 a.m a 2 p.m)., y los más débiles de 7 p.m a 6 a.m.

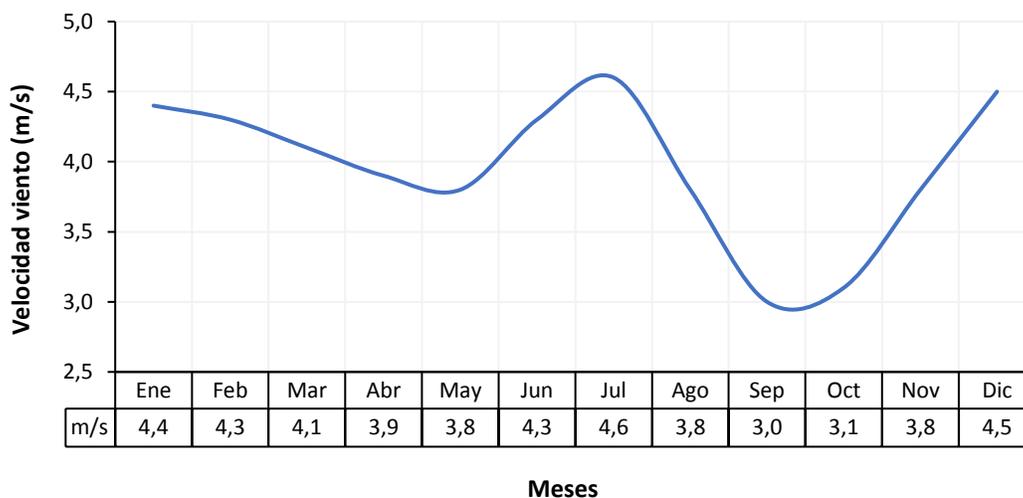
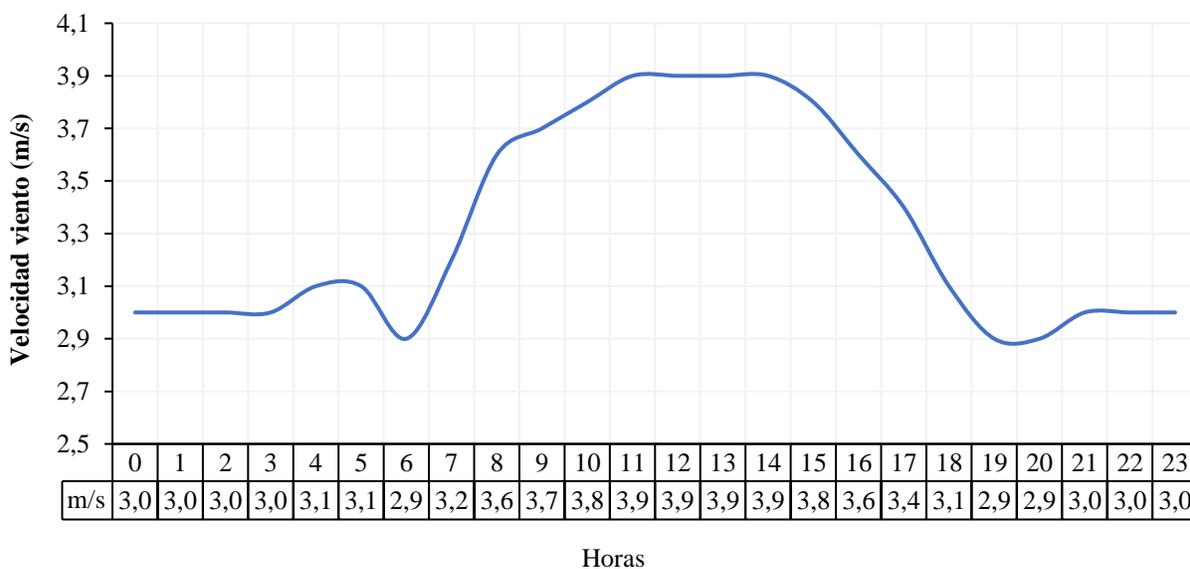


Figura 25. Velocidades de viento promedio histórico. Datos suministrados por el IDEAM.



Fuente: (IDEAM, 2015)

Dadas las características costeras de la región, la densidad de energía eólica a 20 m de altura presenta promedios mensuales entre 27 y 64 W/m² (ver **Anexo D**), lo cual representa potencial aceptable, el cual aumenta a 64 y 125 W/m² a una altura de 50 m (IDEAM & UPME, 2006), por lo que vale la pena evaluar el potencial eólico y obtener más información del comportamiento del viento en el emplazamiento.

Para realizar dicha evaluación, se emplean las velocidades de viento de la base de datos históricos del IDEAM en el periodo 1984 – 2011, los cuales fueron medidos a una altura de 7 m. Se propone evaluar el potencial a unas alturas de 10 y 20 m. Por lo que es necesario hacer una corrección al viento utilizando la ley exponencial de Hellmann, que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y se expresa con la siguiente ecuación:

$$\frac{V}{V_{est}} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha$$

Donde V: Velocidad del viento a la altura elegida, V_{est} : Velocidad del viento a la altura de la estación meteorológica, h: Altura a la que se quiere calcular la velocidad del viento, h_0 : Altura de la estación meteorológica, α : Factor de rugosidad o fricción del terreno. Este último se asume de 0,12 y está dado por:

TIPO DE TERRENO	VALOR DEL EXPONENTE DE HELLMANN
Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 + 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 + 0,16$
Zonas turísticas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 + 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 + 0,4$

Fuente: (Fernandez Diez, 2007)

Una vez corregidas las velocidades, se clasifican según la frecuencia de ocurrencia para cada una. Dependiendo de la base de datos, cada autor puede determinar un intervalo de datos de acuerdo con sus criterios. En general, mientras más corto es el intervalo mejor es la información obtenida. Para este estudio, los intervalos son de 0,2 m/s, comenzando en 0,5 m/s, ya que este es el valor mínimo registrado en la base de datos.

La frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento es el número de veces que un dato dado en la matriz, ocurre en la cantidad total de datos, a este valor se le conoce como frecuencia absoluta, o simplemente como frecuencia; si la frecuencia absoluta se divide por la cantidad total

de datos, entonces se conoce como frecuencia relativa. Si la frecuencia relativa f se multiplica por la velocidad ($V*f$) se obtiene la velocidad promedio del viento mediante la sumatoria de estos nuevos datos y la desviación estándar.

La distribución de Weibull depende de un factor de forma (k), siendo así:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1,086} \quad (1)$$

Donde σ : Desviación estándar (m/s) y \bar{V} : Velocidad del viento promedio (m/s)

En caso de que no se disponga de una base de datos de vientos, sino con una velocidad promedio, es recomendable usar la distribución de Rayleigh, siendo esta un caso particular de la de Weibull para $k=2$.

El factor de escala (A) indica la velocidad promedio en la ubicación del estudio y se calcula mediante:

$$A = \frac{\bar{V}}{\Gamma * \left(1 + \left(\frac{1}{k} \right) \right)} \quad (2)$$

Donde \bar{V} : Velocidad promedio del viento (m/s), Γ : Función Gamma y k : Factor de escala (m/s)

La evaluación de la probabilidad de Weibull se realiza aplicando:

$$f(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} * \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right] \quad (3)$$

Donde $f(v)$: Probabilidad de Weibull para cada velocidad v (-), k : Factor de forma (-), A : Factor de escala (m/s) and v : Velocidad del viento (m/s).

Una vez se obtienen estos parámetros, se calcula la densidad de potencia eólica, P_v/A mediante:

$$\frac{P_v}{A} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * f(v) \quad (4)$$

Donde P_v/A : Densidad de potencia eólica a cada velocidad del viento v (W/m^2), ρ : Densidad (kg/m^3), v : Velocidad del viento (m/s) y $f(v)$: Probabilidad de Weibull para cada velocidad v (-).

La ecuación (4) utiliza la densidad como una de las variables necesarias para encontrar la densidad de la energía eólica. Sin embargo, usar la densidad del aire en condiciones normales ($1,225 \text{ kg} / \text{m}^3$) dará como resultado información errónea. Por lo tanto, (5) corrige la densidad en función de la altitud y la temperatura de la ubicación [9].

$$\rho = \rho_0 * e^{\left(\frac{z}{8435} - \frac{T-15}{288} \right)} \quad (5)$$

Donde ρ : Densidad (kg/m^3), ρ_0 : Densidad de referencia a nivel del mar = $1,225 \text{ (kg/m}^3)$, Z : Altitud (m) y T : Temperatura promedio ($^{\circ}C$).

Finalmente, el potencial eólico disponible P_a/A se determina mediante la sumatoria de todas las densidades de potencia eólica P_v/A dadas para cada velocidad del viento.

$$\frac{P_a}{A} = \sum_{v=1}^k \frac{P_v}{A} \quad (6)$$

Donde P_a/A = Densidad de potencia eólica disponible en emplazamiento (W/m^2), “ $v=1$ ” = Mínimo valor de velocidad del viento (m/s), “ $v=k$ ” = Máximo valor de velocidad (m/s).

Según explica (J. Manwell et al., 2011), es importante aplicar los criterios de clasificación de la densidad de energía eólica expuestos en la Tabla 10 con el fin de analizar la viabilidad de una turbina eólica en el sitio de estudio.

Tabla 12. Clasificación de la densidad de potencia eólica

Parámetro	Criterio
$Pa/A < 100 \text{ W/m}^2$	Pobre
$Pa/A \approx 400 \text{ W/m}^2$	Bueno
$Pa/A > 700 \text{ W/m}^2$	Excelente

Fuente: (Manwell, McGowan, & Rogers, 2009)

Para el emplazamiento se considera una temperatura promedio de $27,4^{\circ}\text{C}$ y la altitud de 10 y 20 m.s.n.m., con lo cual se realizan los cálculos correspondientes y se obtienen los resultados expuestos en la Tablas 12.

Tabla 13. Datos del emplazamiento

	Altura de 10 m	Altura de 20 m
Densidad (kg/m^3)	1,17	1,18
Velocidad promedio del viento (m/s)	3,78	4,10
Desviación estándar (m/s)	3,91	4,25
Factor de forma k (-)	0,96	0,96
Factor de escala A (m/s)	3,72	4,03
Densidad de potencia disponible (W/m^2)	74,04	97,75

Según (IDEAM & UPME, 2006), 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, parámetro que no se cumple según los resultados, sin embargo, también mencionan que valores promedios mensuales de densidad de energía por encima de 63 W/m^2 podrían ser importantes para pequeños proyectos.

6.3 Residuos sólidos

El manejo de los residuos sólidos se convierte en uno de los aspectos de mayor preocupación ambiental. Las islas de San Andrés y Providencia generan en promedio 68 y 4 ton/día de residuos respectivamente, compuestos en su mayoría por materiales reciclables como plásticos, cartón y hojalata, los cuales, dado a sus características físicas, requieren de un manejo especial en función de su aprovechamiento o la disposición final; situación que, frente a la ausencia de estrategias y políticas eficaces de gestión integral, se convierte en una problemática permanente en el territorio insular.

Según el censo ampliado de 2005 (DANE, 2007), al 96,95% de las 16.292 viviendas del Archipiélago (15.021 en San Andrés y 1.271 en Providencia), se le recogen los residuos sólidos por medio del servicio de aseo y son dispuestos en los sitios de disposición final, Magic Garden en San Andrés y Blue Lizard en Providencia (rellenos sanitarios sin compactación, separación, ni medidas de protección contra la contaminación por sus lixiviados), el 2% queman la basura, el 0,18% la entierran, 0,13% la tiran en patio, lote o zanja, el 0,02% la tiran en un caño, quebrada o laguna y el 0,71% la depositan de otra forma.

La gestión integral de los residuos sólidos en el Archipiélago es deficiente, ya que existen fracciones que no cuentan con manejo, como son los voluminosos (materiales ferrosos, línea blanca, colchones, muebles, entre otros), y los peligrosos (aceites usados, hospitalarios, computadores, televisores, pilas, entre otros). La mayoría de estos residuos son dispuestos indistintamente en cualquier lugar, produciendo los botaderos clandestinos, aumentando así la vulnerabilidad de contaminación de agua, suelo y la salud pública.

6.4 Energías oceánicas

Se fundamentan en el aprovechamiento de los diferentes recursos energéticos marinos, mediante uno o varios procesos de transformación de energía térmica o mecánica en energía eléctrica.

Actualmente se encuentran 5 diferentes sistemas de aprovechamiento, en función de la energía principal aprovechada del océano. Estos sistemas son:

- Mareomotriz: Aprovechamiento de la energía potencial de las mareas.
- Undimotriz: Aprovechamiento de la energía cinética de las olas.
- Corrientes: Aprovechamiento de la energía cinética de las mareas y corrientes marinas.
- Gradientes Térmicos o Maremotérmica: Conocida también como OTEC por sus siglas en inglés. Permite el aprovechamiento de los diferenciales térmicos entre las aguas superficiales y las aguas profundas.
- Gradientes Osmóticos: Aprovechamiento de la diferencia de salinidad entre el agua de mar y el agua de río o dulce.

El potencial de las energías oceánicas en Colombia ha sido analizado en otros estudios (Osorio, Agudelo, Otero, Correa, & Ortega, n.d.; Páez, 2016), de los cuales se concluye que para el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina solo es factible la generación de energía eléctrica a partir del método de aprovechamiento OTEC. Para la instalación de un ciclo de este tipo, se recomienda que la diferencia de temperatura entre la superficie del mar y una profundidad de 1.000 m esté alrededor de 20°C, condición que es cumplida por el recurso marino al sur de la isla de San Andrés.

Una instalación de este tipo serviría para suplir parte de la necesidad de la energía eléctrica de la isla y adicionalmente producir agua desalinizada para potabilización. Los altos precios de la energía en el archipiélago, el alto consumo energético, la escasez y alta demanda del agua potable, hacen que el OTEC sea una opción muy interesante como un proyecto integral de energía y agua potable; sin embargo, esta tecnología se descarta del estudio ya que aún se encuentra en etapa de desarrollo y está planteada para generación a gran escala, lo cual sale del campo de generación distribuida.

6.6 Recursos hídricos

Providencia es la única isla dentro del Archipiélago que posee fuentes de agua permanentes o intermitentes, dependiendo de la época del año. Muchas de estas corrientes nacen en la llamada Serranía Central y su longitud no supera el kilómetro y medio.

En Providencia hay una represa (Fresh water bay) y muchos arroyos que no desembocan en el mar sino que se infiltran en las depresiones costeras, descargando sedimentos en la superficie terrestre. Las microcuencas de la zona occidental son más húmedas, con coberturas vegetales de mayor extensión y desarrollo de cultivos. Los arroyos de la vertiente oriental, por su exposición directa al flujo de los vientos del oriente y la menor extensión en cuanto a la longitud de los cauces, presentan microcuencas con coberturas vegetal protectoras pequeñas y fragmentadas (Gobernación de San Andrés, POT, 2003).

Providencia, por su configuración de levantamiento volcánico es la más montañosa de las islas del archipiélago, lo cual la dota de varias microcuencas con bosque de vegetación secundaria autóctona muy rica en especies tropicales y arroyos de permanentes de agua dulce.

CAPÍTULO 7

SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MICRORRED

Antes de comenzar con la selección de los elementos del sistema fotovoltaico, es necesario definir algunos parámetros que serán requeridos para este. Inicialmente se propone que el sistema FV sea implementado en hoteles y pequeñas centrales distribuidas con una capacidad menor o igual a 100 kW (basados en la definición de la CREG mencionada en el Capítulo 2), para lo cual es necesario contar el valor de demanda promedio de los hoteles y la microrred en general; para esto último se considera la descripción de los servicios con los que cuentan los hoteles en Providencia (ver **Anexo G**).

Los hoteles en Providencia conservan las características de cabañas separadas con determinada cantidad de habitaciones, sin embargo, debido a la variedad entre los mismos en cuanto a la cantidad de habitaciones, se dimensiona sobre el hotel que puede representar el mayor consumo, el cual cuenta con piscina, bar y 35 habitaciones que incluyen aire acondicionado mini Split, minibar, televisor, entre otros. Los valores asignados se muestran en la Tabla 14, a los cuales se les asignó un porcentaje de simultaneidad que representa la probabilidad de tener funcionando todos los equipos al mismo tiempo.

Tabla 14. Potencia máxima requerida por elementos eléctricos en un hotel de Providencia

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Probabilidad de simultaneidad (%)	Potencia simultánea (W)
Bombillo incandescente	23	100	90%	2.070
Bombillo ahorrador	139	25	90%	3.128
Teléfono	36	30	40%	432
T.V	36	80	100%	2.880
Minibar	35	65	100%	2.275
Aire acondicionado	35	600	100%	21.000
Bomba piscina	1	979	100%	979
Nevera	1	290	100%	290
Router Wifi	1	6	100%	6
TOTAL				33.060

Otro factor importante es la tensión del sistema, por ello, se define que será de 120 V, teniendo en cuenta la clasificación de la Tabla 15.

Tabla 15. Tensión del sistema

Potencia demandada por las cargas [W]	Tensión del sistema [V]
Menor a 1500	12
1 500 – 5 000	24 o 48
Mayor de 5000	48 o 120

7.1 Selección del panel fotovoltaico

Primero es necesario establecer la orientación, el ángulo de inclinación y acimut que tendrán los paneles (Figura 26). El ángulo de inclinación es el que se forma entre la superficie de los módulos y el plano horizontal (para módulos horizontales es de 0° y para verticales de 90°), mientras que el acimut es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la superficie del panel y el norte, medido en sentido de rotación de las agujas de un reloj alrededor del horizonte del observador, así, un cuerpo que se encuentra en el Norte tiene un acimut de 0° , uno al Este 90° , uno al Sur 180° y al Oeste 270° .

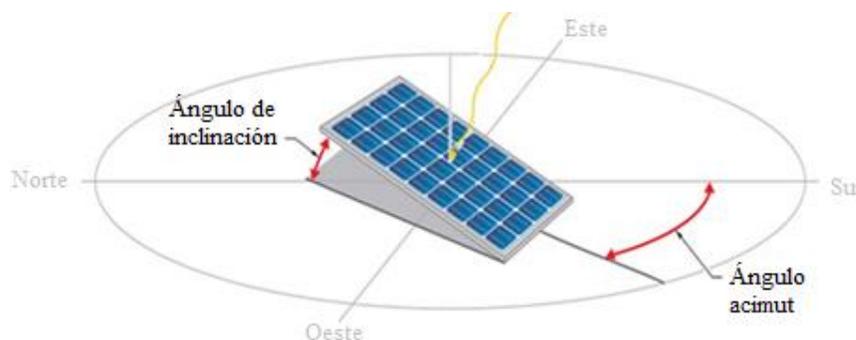


Figura 26. Ángulos de inclinación y acimut de un panel solar

Para establecer estos parámetros, es necesario conocer el grado de latitud en el lugar a realizar la instalación; en este caso de estudio, las islas se encuentran a 13° al Norte, por tanto, la inclinación de los paneles será de 13° orientado hacia el Sur con un acimut de 0° .

En caso de que la instalación estuviera en una latitud de cero grados o valores cercanos, se podría disponer el panel sin inclinación alguna y las pérdidas no serían significativas, sin embargo, se recomienda asignar una inclinación de mínimo de 5° para que no se acumule polvo y suciedad en su superficie, favoreciendo su auto limpieza en época de lluvia. Las pérdidas por inclinación se pueden estimar empleando la ecuación (7) y en caso de querer reducir las se puede definir la inclinación óptima para un panel solar empleando (8) (Toledo Arias, 2013).

$$\text{Pérdidas} = 100 * [1,2 \times 10^{-4} * (\beta + \varphi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (7)$$

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 |\varphi| \quad (8)$$

Donde β : inclinación asignada a los paneles, $\beta_{\text{óptima}}$: inclinación óptima de los paneles y φ : latitud del emplazamiento.

Ahora, considerando que las potencias más utilizadas en los sistemas solares fotovoltaicos se encuentran aproximadamente entre 200 Wp a 330 Wp (CELSIA, 2018), y que los paneles policristalinos tienen eficiencias buenas a precios bajos, en comparación a los monocristalinos cuya eficiencia también es mayor, se cotizan y seleccionan paneles policristalinos de 320 Wp. Las características técnicas del panel solar seleccionado y los valores asignados para ingresarlo en el software HOMER se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado

Tipo	Policristalino
Potencia nominal (W)	320
Efectos de la temperatura en la potencia (%/°C)	-0,408
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (°C)	45
Eficiencia a condiciones de operación estándar (%)	16,49
Dimensiones (mm)	1956*992*40
Vida útil (años)	25
Inclinación (°)	13
Acimut (°)	0



Fuente: Ingesolar

7.2 Selección del inversor

Para la selección del inversor se tiene en cuenta la potencia máxima de 33 kW calculada en la

Tabla 14 y se aplica un factor de seguridad del 20%, obteniendo así que se necesita un inversor de 40 kW.

Tabla 17. Características técnicas del inversor

Modelo	BP-4.0 TL1 KASINVAB027	
Potencia DC máxima (kW)	4,6	
Máxima potencia de salida (kW)	40	
Eficiencia (%)	96,5	
Frecuencia (Hz)	60	
Dimensiones (mm)	560*367*225	
Vida útil (años)	10	

Fuente: Exelsolar

7.3 Selección de las baterías

A pesar de que el sistema es conectado a red, se propone implementar baterías en caso de que la generación supere la demanda de energía eléctrica. La selección de esta depende de la aplicación a la que vaya a ser destinada, por ello, es necesario conocer su clasificación. Según su régimen de descarga se encuentran las baterías de arranque y las baterías de descarga profunda.

- **Baterías de arranque:** Estas son las denominadas baterías de arranque debido a que disponen de una gran cantidad de corriente en un breve lapso. Son las baterías más comunes y de menor precio. Suelen ser de electrolito líquido, aunque también hay cada vez más modelos del tipo de electrolito absorbido (baterías AGM).
- **Baterías de descarga profunda:** Tienen como característica principal que suelen descargarse con una corriente baja en relación con su capacidad, y realizando un ciclo de carga al

finalizar el ciclo de descarga. También se les de alto ciclo, ya que durante su ciclo de vida soportan muchos ciclos de carga y descarga.

También suelen ser clasificadas por tipo de electrolito. Básicamente, podemos encontrarlo en estado líquido, absorbido o gelificado.

- Electrolito líquido. Es el más habitual. Su precio es el más bajo con respecto a su capacidad.
- Electrolito absorbido. Es la tecnología más utilizada para la fabricación de baterías selladas, conocidas como baterías AGM (Absorbed Glass Mat). Son baterías con un buen rendimiento hasta profundidades de descarga de hasta el 50%.
- Electrolito gelificado. Es la tecnología empleada en las conocidas baterías de gel. Soportan muy bien las descargas profundas, de hasta el 80% y al ser selladas son libres de mantenimiento, al igual que las baterías AGM.

La mayoría de las baterías utilizadas en la industria están basadas en la tecnología Plomo-ácido, cuyo electrolito siempre va a ser una solución de ácido sulfúrico diluido en mayor o menor volumen de agua destilada. Son buena opción para aplicaciones de gran capacidad o donde no importa demasiado el peso, pero sí el precio. Alcanzan un rendimiento del 90%, con un estado mínimo de carga del 20%, por debajo de este valor la batería puede sufrir daños estructurales (Hernández Romero, 2016).

Específicamente para aplicaciones fotovoltaicas predominan las de níquel-cadmio (Ni Cd) y plomo-ácido (Pb-a), las primeras presentan ventajas respecto a las de Pb-a, como la posibilidad de descargarse profundamente o permanecer largos períodos en baja carga sin deterioro, una menor autodescarga y menor mantenimiento, sin embargo, su alto costo hace que se opte más por las baterías de Pb-a, las cuales tienen un funcionamiento suficientemente bueno para aplicaciones fotovoltaicas.

La capacidad de una batería solar se entiende como a la cantidad de electricidad que puede suministrar una batería y se mide en amperios hora (Ah), si se desea obtener dicho valor en Wh se debe realizar el producto su voltaje y capacidad en Ah. Para determinar la capacidad mínima que deben tener las baterías se aplica (9).

$$C_{\min} = \frac{D_d * D_a}{P_d * V_{\text{sis}}} \quad (10)$$

Donde C_{\min} : capacidad mínima de la batería (Ah), D_d : Demanda diaria (Wh/día), D_a : Días de autonomía (días), P_d : Profundidad de descarga (-) y V_{sis} : Tensión del sistema (V)

Considerando que la demanda de la microrred es de 2.439,26 kWh/día, la tensión de 120 V del sistema definido anteriormente, una profundidad de descarga de la batería del 20% y considerando 8 horas de autonomía, se calcula que la capacidad mínima debe ser de 33.879 Ah y será uno de los valores a ingresar en la simulación. Para esto, se propone emplear varias baterías de plomo ácido como las que se describen a continuación.

Tabla 18. Características técnicas de la batería

Tipo	Plomo-ácido	
Capacidad (Ah)	150	
Estado inicial de carga (%)	100	
Estado mínimo de carga (%)	20	
Voltaje nominal (V)	12	
Dimensiones (mm)	300x175x190	
Peso (kg)	16	
Vida útil (años)	7	

Fuente: Ingesolar

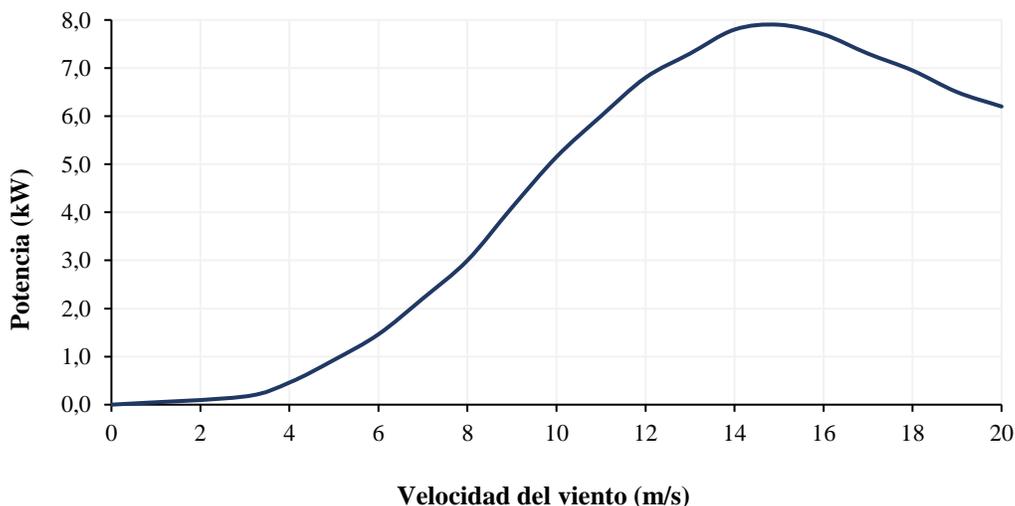
El tamaño del string, es decir la cantidad de baterías en serie, se calcula como el voltaje del sistema entre el de la batería, lo cual da 10 baterías, siendo este un parámetro ingresado en el software.

7.4 Selección del aerogenerador

Con el fin de seleccionar el mejor aerogenerador para el emplazamiento de estudio, se analizan tres de diferentes potencias, un Aeolos- H de 5 kW, otro de 20 kW y un EWT DW 54 de 900 kW. Sus características técnicas y curva de potencia se exponen a continuación.

Tabla 19. Características técnicas Aeolos-H 5

Potencia nominal (kW)	5
Velocidad de arranque (m/s)	3,0
Velocidad de frenado (m/s)	25
Velocidad de supervivencia (m/s)	45
Diámetro del rotor (m)	6,4
Altura de buje (m)	18



Fuente: (Aeolos Wind Energy Ltd, n.d.-a, n.d.-b)

Tabla 20. Características técnicas Aeolos-H 20

Potencia nominal (kW)	20
Velocidad de arranque (m/s)	3,0
Velocidad nominal (m/s)	11,5

Velocidad de supervivencia (m/s)	50
Diámetro del rotor (m)	10,0
Altura de buje (m)	24

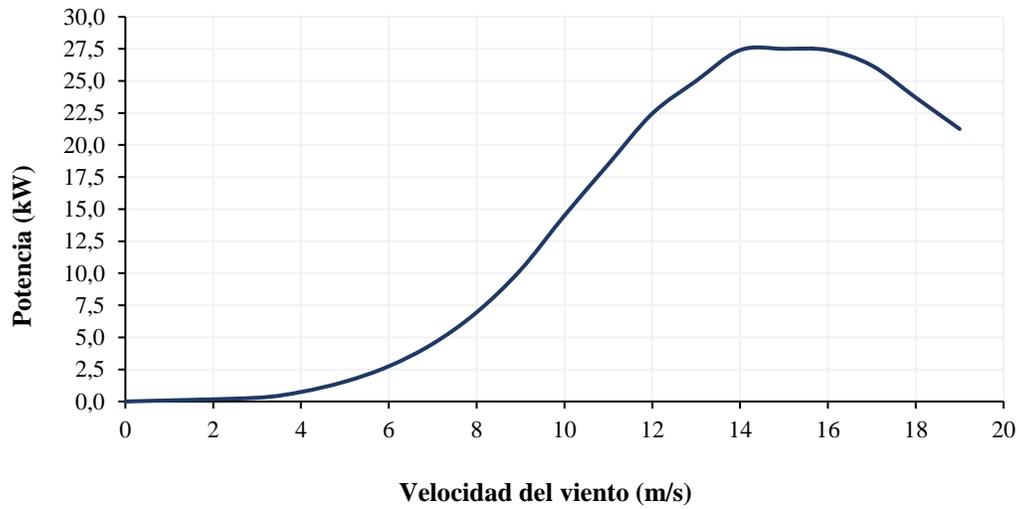
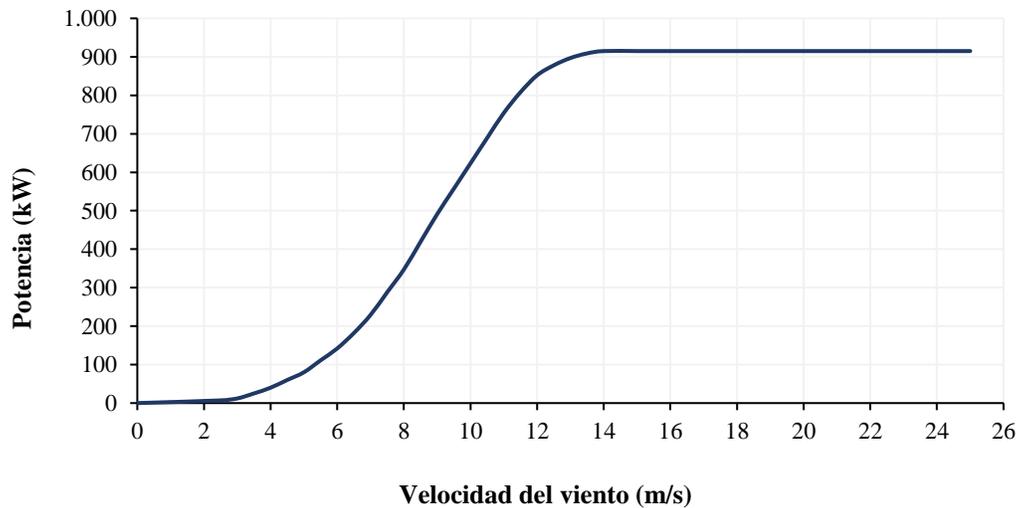


Tabla 21. Características técnicas EWT DW 54

Potencia nominal (kW)	900
Velocidad de arranque (m/s)	2,5
Velocidad nominal (m/s)	13,0
Velocidad de frenado (m/s)	25,0
Velocidad de supervivencia (m/s)	59,5
Diámetro del rotor (m)	54,0
Altura de buje (m)	50



Una vez se han definido las características de los aerogeneradores en análisis, se procede a calcular un parámetro clave en para la realizar la selección, siendo este el factor de capacidad (FC) de cada turbina. El FC es la relación entre la energía generada durante un periodo dado y la que se habría producido si hubiese funcionado constantemente a su potencia nominal. Para calcular este factor, son usadas las ecuaciones 11, 12, 13 y 14 (Cucó Pardillos, 2010).

$$h_v = f_v * h_a \quad (11)$$

Donde h_v : Horas al año en que se presenta la velocidad de viento v (h), f_v : Frecuencia relativa de cada velocidad v (%) y h_a : Horas del año (h) = 8.760 h.

$$E_v = P_v * h_v \quad (12)$$

Donde E_v : Energía generada a la velocidad de viento v (Wh) y P_v : Potencia entregada a la velocidad v (W). P_v es dada por la curva de potencia del aerogenerador analizado.

Una vez se tiene la energía generada a determinada velocidad de viento (E_v), se realiza la sumatoria de cada uno de estos valores, obteniendo como resultado la energía generada anualmente por el aerogenerador (E_a).

Posteriormente, las horas equivalentes son calculadas mediante (13) y (14) y representa el número de horas en un año que el aerogenerador que hipotéticamente el aerogenerador podría operar a su potencia nominal. Con base en esto, finalmente se determina el factor de capacidad del aerogenerador.

$$h_{eq} = \frac{E_a}{P_{nom}} \quad (13)$$

$$FC = \frac{h_{eq}}{h_a} \quad (14)$$

Donde h_{eq} : Horas equivalentes (h), FC: Factor de capacidad (-), E_a : Energía generada anualmente por el aerogenerador (kWh), P_{nom} : Potencia nominal del aerogenerador (kW) y h_a : Horas del año (h).

El valor del FC debe ser mayor a un 20% para que un sistema de generación pueda ser considerado factible preliminarmente (Moreno Figueredo & et al., 2007). Este valor de 20% lo indica la experiencia de muchas aplicaciones.

Aplicando las ecuaciones mencionada anteriormente, se obtienen los resultados plasmados en la Tabla 22. De esto se concluye que, entre las tres opciones analizadas, el aerogenerador Aeolos-H 5 es el que mejor funciona en las condiciones del emplazamiento evaluado, y que, a pesar de no contar con un factor de capacidad mayor al 20%, se incluirá en la simulación para obtener su posible participación en el mix energético.

Tabla 22. Resumen generación aerogeneradores evaluados

	Aeolos- H 5	Aeolos-H 20	EWT DW 54
Potencia nominal (kW)	5	20	900
Horas equivalentes (h)	1.456	799	927
Factor de capacidad (%)	16,62	9,12	10,58
Producción anual (MWh/año)	7,28	15,98	833,87

7.5 Costos de los elementos

Para la selección de los elementos descritos anteriormente también se consideraron los costos asociados, dado que es un factor importante al momento de determinar la viabilidad de su implementación en la microrred. Los precios de un sistema solar fotovoltaico conectado a red, es decir que no se incluyen baterías, fueron conseguidos mediante cotizaciones pero se decidió trabajarlos por kW y se asignó a operación y mantenimiento (O&M) un 1,5% de la inversión, considerando que valores dados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por

sus siglas en inglés) rondan el 1% de la inversión. El costo del aerogenerador Aeolos-H 5kW junto a una torre de 18 m se consultó en (Aeolos Wind Energy Ltd, n.d.-a) y se definió un costo de O&M del 2,5% de la inversión considerando este suele ser de un 2 hasta 3%. En las siguientes figuras se representan los costos asociados a la inversión de ambos sistemas.

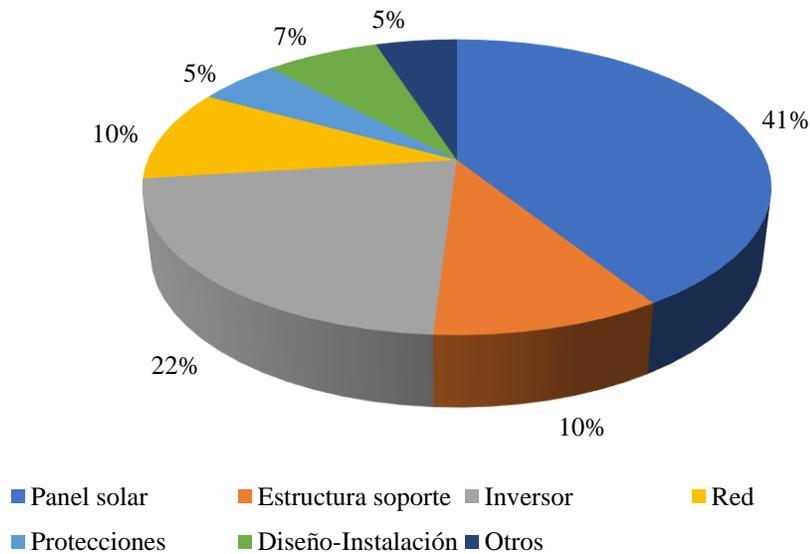


Figura 27. Costos asociados a la inversión de un sistema solar fotovoltaico conectado a red

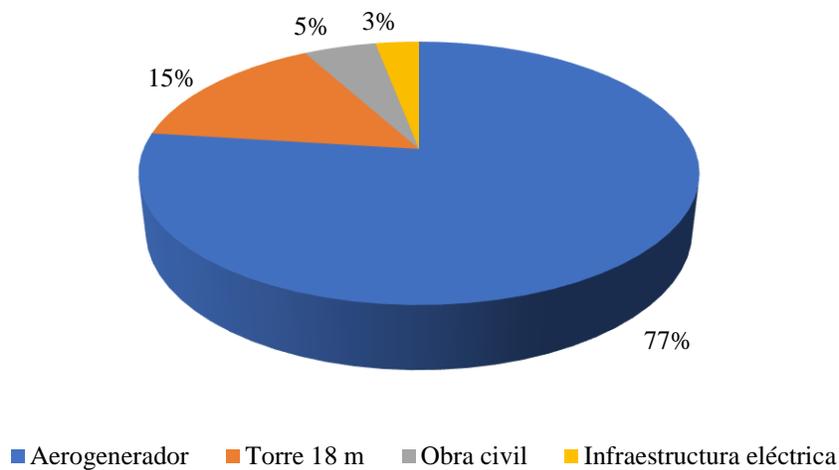


Figura 28. Costos asociados a la inversión de un sistema eólico

El inversor al igual que el panel se trabajó por kW y se consultó en (IRENA, 2016), para el caso de la batería se tomaron precios suministrados por la empresa colombiana Ingesolar y su O&M de (Hernández Romero, 2016), mientras que para generadores diésel se seleccionaron los precios publicados en (Corpoema, 2012) de aquellos con potencias cercanas a los que se tienen en la isla y se hizo el cálculo del precio a la potencia real, también se calculó el costo de O&M por hora teniendo en cuenta que en (Haghighat Mamaghani, Avella Escandon, Najafi, Shirazi, & Rinaldi, 2016) asignan 0,075 USD/h a un generador de 10 kW.

Tabla 23. Costos de los elementos de la microrred

Elemento	Capacidad	Costo de inversión (USD)	Costo de reemplazo (USD)	Costo O&M (USD)
Panel fotovoltaico	1 kW	1.141	600	22/año*
Aerogenerador Aeolos-H	5 kW	10.935	8.328	256/año
Inversor	1 kW	380	380	-
Batería	150 Ah	243	243	2,36/año
Generador EMD 1	937 kW	0	90.296	7,03/h
Generador EMD 2	1.400 kW	0	134.559	10,5/h
Generador EMD 3	1.400 kW	0	134.559	10,5/h
Generador Cummins	745 kW	0	72.016	5,58

*Incluye O&M del inversor.

Cabe resaltar que se toma como cero (0) pesos el costo de inversión de los generadores diésel porque ya se encuentran instalados en la isla y con la simulación lo que se busca es obtener el mix energético óptimo en estas condiciones. En caso de que el objetivo del proyecto fuera evaluar las ventajas o desventajas de los recursos renovables frente a los convencionales desde su implementación, se debería incluir el precio del generador.

CAPÍTULO 8

DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS DE MIX ENERGÉTICO MEDIANTE HOMER

Como supuestos generales y consideraciones empleadas en la simulación de todos los escenarios anteriormente descritos, se tomaron los siguientes:

- Una tasa de descuento de 10%.
- Costos todos aplicados en dólares, suponiendo una TRM de 1 USD = 2.824,05 COP.
- Precios constantes para el diésel a lo largo de la vida del proyecto.
- Para los precios de los elementos no se tuvo en cuenta el costo de su transporte a la isla.

La demanda horaria mensual es el primer parámetro que se ingresa en el software HOMER, en este caso se tomó la demanda resultante al aplicar medidas de URE, sin embargo, en la realidad el tamaño y la forma del perfil de carga varían día a día, por ello el software permite establecer un porcentaje de variabilidad para que los datos sean más realistas, de manera que perturbe el perfil de carga de cada día en una cantidad aleatoria dentro del rango especificado; para esto considera el *day-to-day*, el cual hace que el tamaño del perfil de carga varíe al azar de un día a otro, y un *timestep* que perturba la forma del perfil de carga. Para la simulación se define una variación día a día del 10% y apenas un 1% en la variación de la forma de la curva para que esta no se vea afectada considerablemente, teniendo en cuenta que es la que caracteriza la demanda en el lugar seleccionado.

8.1 Escenario base

Primeramente, se realiza un escenario basado en las características actuales de demanda y oferta del sistema con el fin de tener un punto de comparación para las alternativas que se proponen posteriormente.

Para esto, se realizó una primera simulación únicamente con los cuatro generadores diésel considerando una vida útil del proyecto de 25 años y, para que coincidiera con el funcionamiento real en la isla, se les asignó un modo de operación programado en HOMER considerando el porcentaje de horas que opera cada generador al mes (valores en Tabla 2). La configuración del sistema y sus resultados se muestran a continuación.

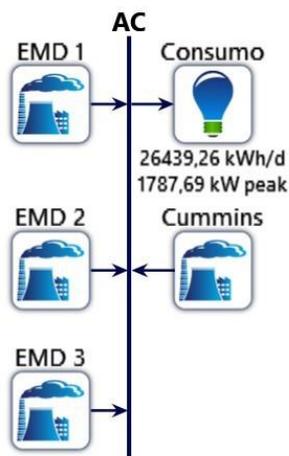


Figura 29. Esquemático empleado para simular escenario base

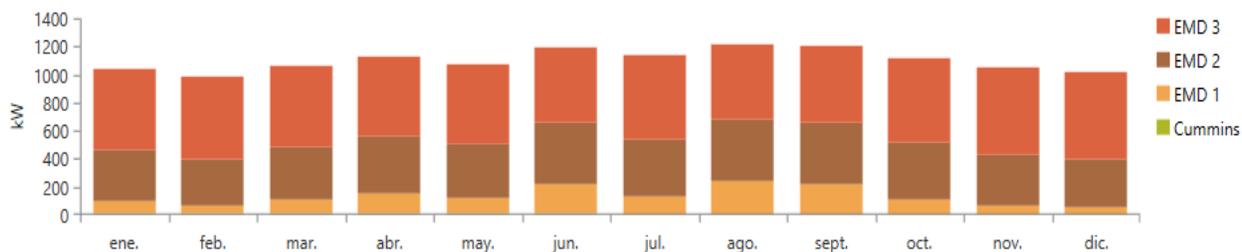


Figura 30. Generación eléctrica promedio mensual, escenario base

8.1.1 Costos totales del sistema

Tabla 24. Costos presentes netos, escenario base

	Capital (USD)	O&M (USD)	Reemplazo (USD)	Salvamento (USD)	Recurso (USD)	Total (USD)
EMD 1	0,00	108.133	0,00	-15.810	1,78M	1,87M
EMD 2	0,00	651.107	55.759	-13.518	5,82M	6,52M
EMD 3	0,00	1,12M	65.109	-2.264	8,93M	10,1M
Cummins	0,00	11.011	0,00	-16.971	81.386	75.426
Sistema	0,00	1,90M	20.868	-48.563	16,6M	18,6M

Tabla 25. Costos anualizados, escenario base

	Capital (USD/año)	O&M (USD/año)	Reemplazo (USD/año)	Salvamento (USD/año)	Recurso (USD/año)	Total (USD/año)
EMD 1	0,00	8.274	0,00	-1.210	135.855	142.920
EMD 2	0,00	49.823	4.267	-1.034	445.591	498.646
EMD 3	0,00	86.079	4.982	-173,20	683.619	774.507
Cummins	0,00	842,58	0,00	-1.299	6.228	5.772
Sistema	0,00	145.018	9.249	-3.716	1,27M	1,42M

8.1.2 Generadores diésel

Tabla 26. Generadores diésel, escenario base

	EMD 1	EMD 2	EMD 3	Cummins
Generación eléctrica (kWh/año)	1.087.903	3.422.720	5.100.052	39.871
Potencia nominal (kW)	937	1400	1400	745
Potencia promedio (kW)	924	721	622	264
Potencia mínima (kW)	587	350	350	224
Potencia máxima (kW)	937	1.271	1.273	590
Horas de operación (h/año)	1.177	4.745	8.198	151
Factor de capacidad (%)	13,3	27,9	41,6	0,611

Costo fijo de generación (USD/h)	25,4	29,7	29,2	17,7
Costo marginal de generación (USD/kWh)	0,106	0,106	0,106	0,113

Tabla 27. Consumo combustible por generador diésel, escenario base

	EMD 1	EMD 2	EMD 3	Cummins
Consumo de combustible (L)	283.032	928.314	1.424.206	12.974
Consumo específico (L/kWh)	0,260	0,271	0,279	0,325
Energía de combustible consumido (kWh/año)	2.826.543	9.270.765	14.223.072	129.570
Eficiencia eléctrica promedio (%)	38,5	36,9	35,9	30,8

Tabla 28. Consumo total de combustible, escenario base

Consumo total de combustible (L)	2.648.526
Consumo promedio por día (L/día)	7.257
Consumo promedio por hora (L/h)	302

8.1.3 Emisiones

Tabla 29. Emisiones, escenario base

Dióxido de carbono (kg/año)	6.983.350
Monóxido de carbono (kg/año)	2.934
Hidrocarburos no quemados (kg/año)	950
Material particulado (kg/año)	396
Dióxido de azufre (kg/año)	17.791
Óxido de nitrógeno (kg/año)	62.798

Una se vez se tienen los resultados del escenario base, se procede a simular los escenarios alternativos considerando una vida útil del proyecto de 25 años y una velocidad del viento promedio de 3,47 m/s, en los cuales se incluyen los generadores diésel, paneles fotovoltaicos, inversores, baterías y aerogeneradores para que el software seleccione la mejor configuración. El esquemático de esta simulación se presenta en la Figura 31.

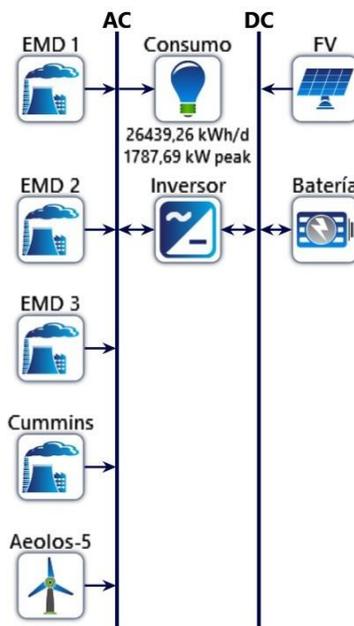


Figura 31. Esquemático empleado para simular escenario A y B

De acuerdo con la simulación realizada, las principales configuraciones óptimas para el sistema son las expuestas en la Figura 32. Para el análisis seleccionó como escenario A la configuración con el menor valor presente neto (VPN, o NPC por sus siglas en inglés), mientras que para el escenario B se escogió la tercera configuración que incluye el aerogenerador.

	FV (kW)	Aeolos-5	EMD 1 (kW)	EMD 2 (kW)	EMD 3 (kW)	Cummins (kW)
	3.392					745
	2.892		937			
	2.608	4				745
	2.967	6	937			
	1.779		937	1.400	1.400	745

Figura 32. Principales configuraciones óptimas para la microrred

8.2 Escenario A: Generador Cummins, Panel FV, Inversor y Batería

Tabla 30. Capacidad instalada de los elementos en la microrred, escenario A

	Capacidad instalada	Cantidad
Generador diésel Cummins	745 kW	1
Paneles FV	3.392 kW	10.600
Inversor	1.314 kW	33
Batería Plomo Ácido	33.879 Ah	230

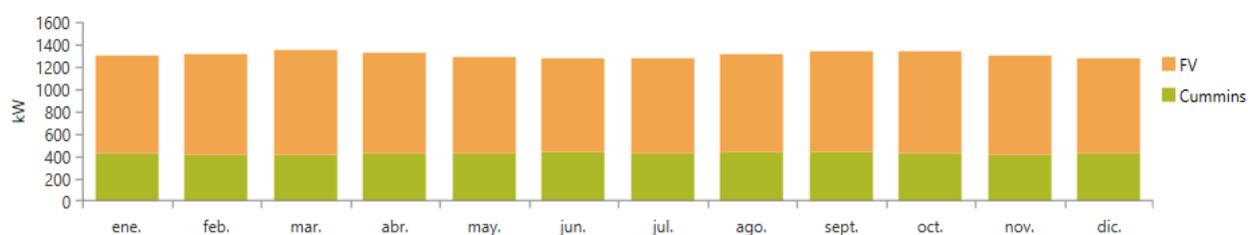


Figura 33. Generación eléctrica promedio mensual, escenario A

En este escenario, el modo de operación de cada uno de los elementos que conforman esta alternativa de microrred se presenta en la *Figura 34*, donde se aprecia que el potencial solar permite generar energía más energía de la demanda en horas cercanas al medio día. Durante este lapso, el generador Cummins reduce su participación en el sistema, el inversor comienza a transformar la energía generada por los paneles solares y las baterías comienzan a cargarse, caso contrario a cuando se reduce la generación mediante energía solar y comienza la descarga de las baterías que suministran la energía almacenada para suplir la demanda nuevamente junto al generador diésel.

Por otro lado, en la *Figura 35* se observa detalladamente el comportamiento de la batería a lo largo del día, presentándose que su estado de carga en las primeras horas de la madrugada está alrededor del 60% y continua en proceso de descarga debido a que suministra la energía almacenada para suplir parte de la demanda hasta que la irradiancia comienza a ser suficiente para generar energía con los paneles fotovoltaicos. Después de esto, se aprecia cómo va aumentando su estado de carga hasta llegar a valores cercanos al 90% a las 3 y 6 p.m., y de ahí en adelante suministra nuevamente la energía almacenada.

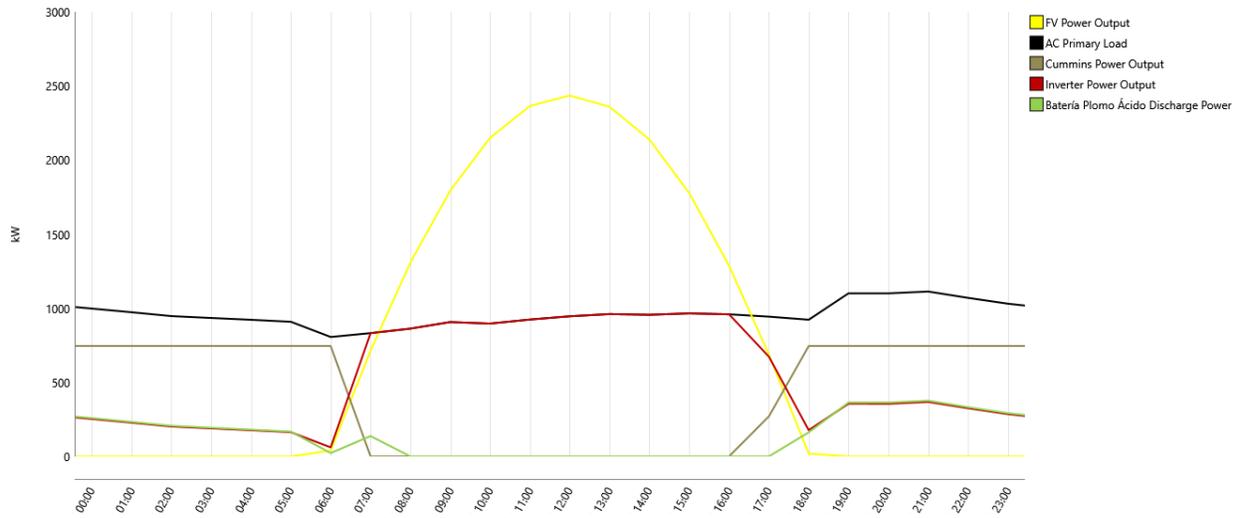


Figura 34. Generación de los elementos de la microrred, escenario A

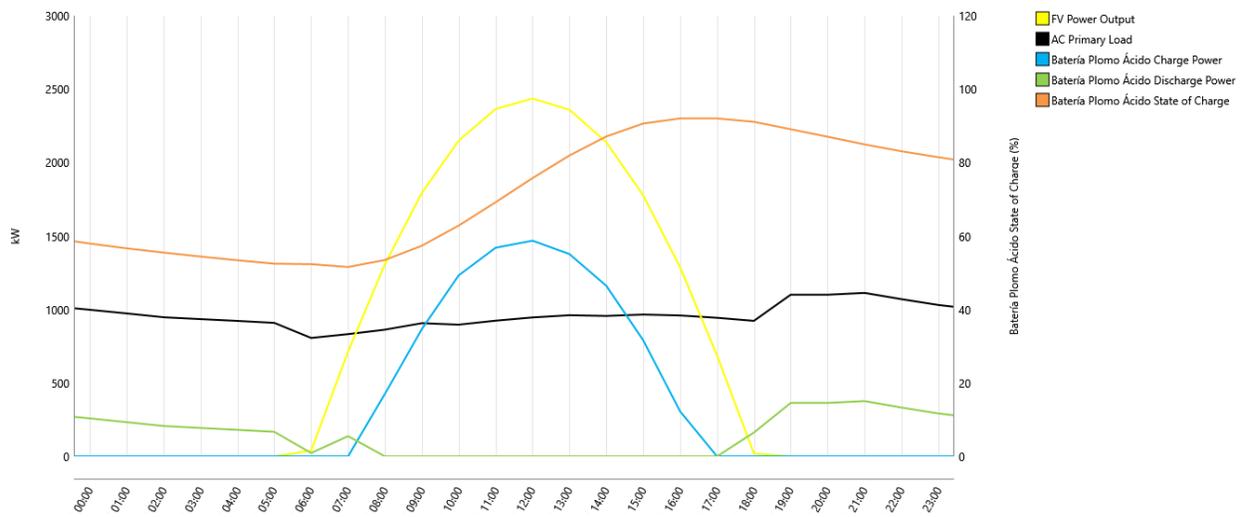


Figura 35. Estado de carga de las baterías, escenario A

A continuación se presentan los resultados detallados de la simulación, entre los cuales se encuentran costos del sistema y las características de operación del generador y los elementos del sistema fotovoltaico, además de las emisiones que se generan mediante esta configuración.

8.2.1 Costos totales del sistema

Tabla 31. Costos presentes netos, escenario A

	Capital (USD)	O&M (USD)	Reemplazo (USD)	Salvamento (USD)	Recurso (USD)	Total (USD)
Cummins	0,00	427.253	30.593	-6.416	6,59M	7,04M
Panel FV	3,87M	975.123	0,00	0,00	0,00	4,84M
Inversor	499.482	0,00	447.733	-61.448	0,00	885.767
Batería	55.789	9.239	78.933	-5.781	0,00	138.180
Sistema	4,43M	1,41M	557.259	-73.645	6,59M	12,91M

Tabla 32. Costos anualizados, escenario A

	Capital (USD/año)	O&M (USD/año)	Reemplazo (USD/año)	Salvamento (USD/año)	Recurso (USD/año)	Total (USD/año)
Cummins	0,00	32.693	2.341	-490,95	504.265	538.808
Panel FV	296.120	74.616	0,00	0,00	0,00	370.736
Inversor	38.220	0,00	34.260	-4.702	0,00	67.779
Batería	4.269	707	6.040	-442	0,00	10.573
Sistema	338.609	108.016	42.641	-5.635	504.265	987.896

8.2.2 Generador diésel Cummins

Tabla 33. Generador diésel Cummins, escenario A

Generación eléctrica (kWh/año)	3.860.364
Potencia nominal (kW)	745
Potencia promedio (kW)	659
Potencia mínima (kW)	224
Potencia máxima (kW)	745
Horas de operación (h/año)	5.859

Factor de capacidad (%)	59,2
Costo fijo de generación (USD/h)	17,7
Costo marginal de generación (USD/kWh)	0,113

Tabla 34. Consumo combustible, escenario A

Consumo de combustible (L)	1.050.137
Consumo promedio por día (L/día)	2.877
Consumo promedio por hora (L/h)	120
Consumo específico (L/kWh)	0,272
Energía de combustible consumido (kWh/año)	10.487.366
Eficiencia eléctrica promedio (%)	36,8

8.2.3 Panel fotovoltaico

Tabla 35. Panel FV, escenario A

Generación eléctrica (kWh/año)	7.388.960
Potencia nominal (kW)	3.392
Potencia promedio (kW)	843
Potencia promedio diaria (kW/día)	20.244
Potencia mínima (kW)	0
Potencia máxima (kW)	2.710
Horas de operación (h/año)	4.440
Factor de capacidad (%)	24,9
Costo nivelado de energía (USD/kWh)	0,0502
Penetración FV (%)	76,6

8.2.4 Inversor

Tabla 36. Inversor, escenario A

Energía de entrada (kWh/año)	5.918.441
Energía de salida (kWh/año)	5.788.235
Pérdidas (kWh/año)	130.206
Capacidad (kW)	1.314
Potencia promedio (kW)	661
Potencia mínima (kW)	0
Potencia máxima (kW)	1.314
Horas de operación (h/año)	8.742
Factor de capacidad (%)	50,3

8.2.5 Baterías plomo ácido

Tabla 37. Baterías, escenario A

Número de baterías	230
Tamaño del string (baterías)	10
Strings en paralelo	23
Voltaje del bus (V)	120
Costo por desgaste (USD/kWh)	0,256

8.2.6 Emisiones

Tabla 38. Emisiones, escenario A

Dióxido de carbono (kg/año)	2.770.612
Monóxido de carbono (kg/año)	693
Hidrocarburos no quemados (kg/año)	63,0
Material particulado (kg/año)	31,5
Dióxido de azufre (kg/año)	7.056
Óxido de nitrógeno (kg/año)	16,519

8.3 Escenario B: Generador Cummins, Panel FV, Inversor, Batería y Aeolos-H

Tabla 39. Capacidad instalada de los elementos en la microrred, escenario B

	Capacidad instalada	Cantidad
Generador diésel Cummins	745 kW	1
Panel FV	2.608 kW	6.210
Inversor	1.381 kW	35
Batería Plomo Ácido	33.879 Ah	230
Aerogenerador Aeolos-H	20 kW	4

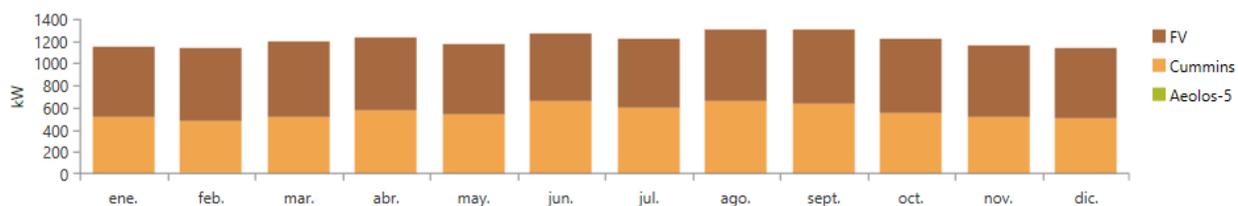


Figura 36. Generación eléctrica promedio mensual, escenario B

En la Figura 37 se presenta un comportamiento similar al descrito para el escenario A, sin embargo, la generación eólica comienza a hacer parte del sistema en pequeña proporción, por esta razón, se grafica aparte para que se pueda observar su comportamiento.

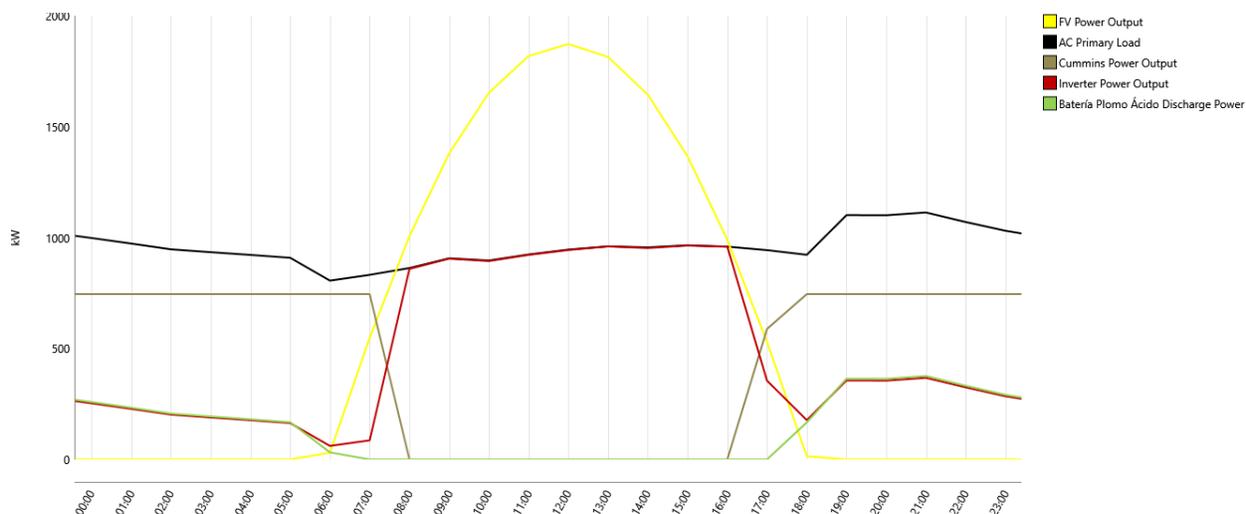


Figura 37. Generación de los elementos de la microrred, escenario B

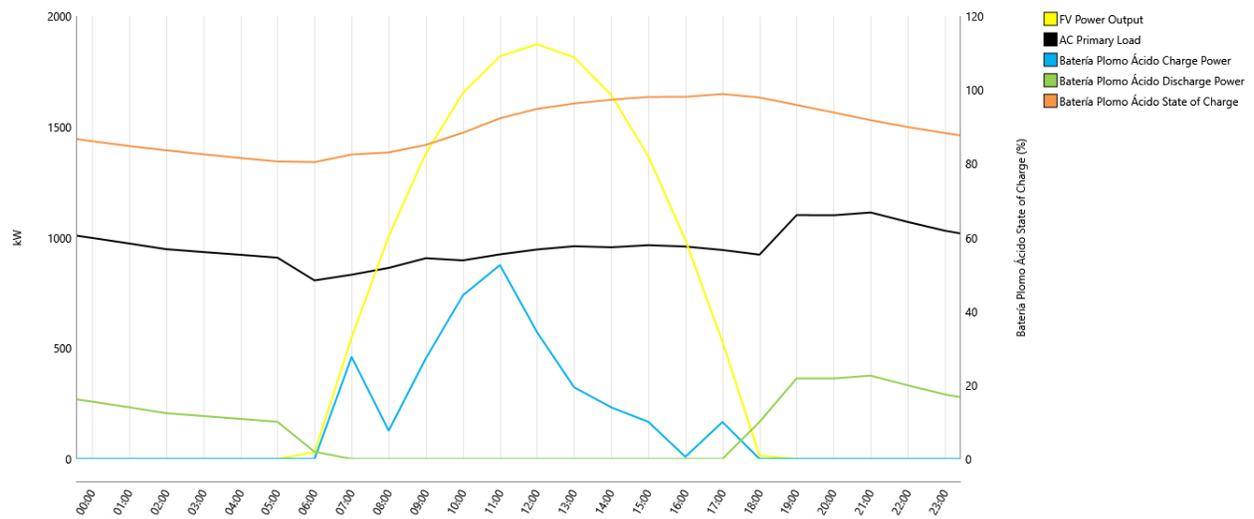


Figura 38. Estado de carga de las baterías, escenario B

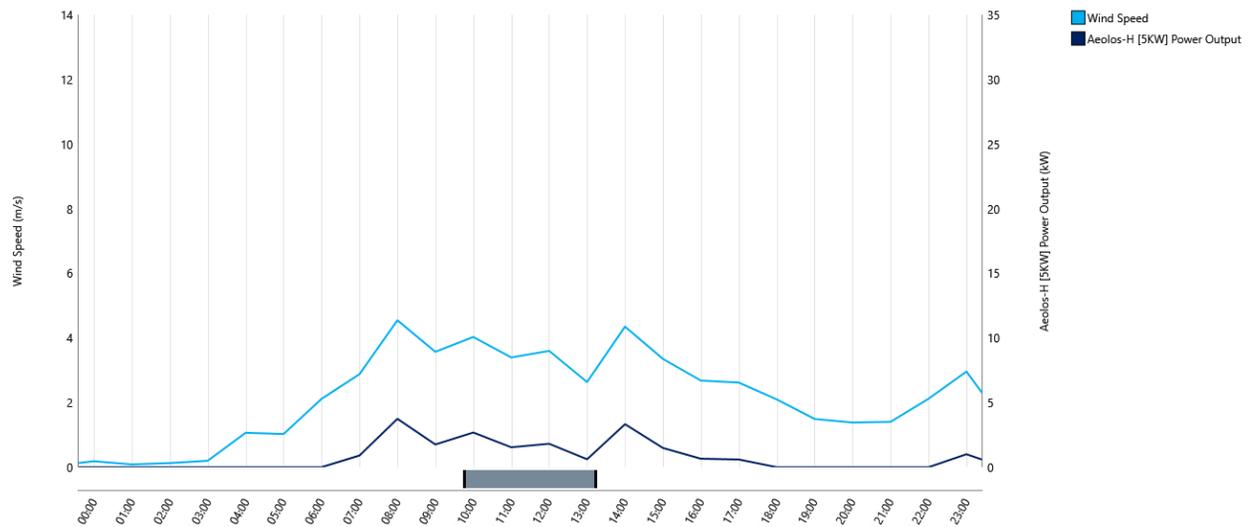


Figura 39. Generación del aerogenerador en la microrred, escenario B

8.3.1 Costos del sistema

Tabla 40. Costos presentes netos, escenario B

	Capital (USD)	Operación (USD)	Reemplazo (USD)	Salvamento (USD)	Recurso (USD)	Total (USD)
Cummins	0,00	485.299	33.892	-2.473	8,21M	8,72M
Panel FV	2,98M	749.700	0,00	0,00	0,00	3,72M
Inversor	524.789	0,00	470.418	-64.561	0,00	930.646
Batería	55.789	9.239	78.933	-5.781	-	138.180
Aeolos-H	40.884	13.382	10.850	-6.147	0,00	58.969
Sistema	3,60M	1,26M	594.093	-78.962	8,21M	13,57M

Tabla 41. Costos anualizados, escenario B

	Capital (USD/año)	O&M (USD/año)	Reemplazo (USD/año)	Salvamento (USD/año)	Recurso (USD/año)	Total (USD/año)
Cummins	0,00	37.135	2.593	-189,23	628.093	667.632
Panel FV	227.665	57.367	0,00	0,00	0,00	285.032
Inversor	40.157	0,00	35.996	-4.940	0,00	71.213
Batería	4.269	707	6.040	-442	0,00	10.573
Aeolos-H	3.128	1.024	830,21	-470,38	0,00	4.512
Sistema	275.583	96.233	45.460	-6.042	628.226	1,04M

8.3.2 Generador diésel Cummins

Tabla 42. Generador diésel Cummins, escenario B

Generación eléctrica (kWh/año)	4.874.473
Potencia nominal (kW)	745
Potencia promedio (kW)	732
Potencia mínima (kW)	224
Potencia máxima (kW)	745

Horas de operación (h/año)	6.655
Factor de capacidad (%)	74,7
Costo fijo de generación (USD/h)	17,7
Costo marginal de generación (USD/kWh)	0,113

Tabla 43. Consumo combustible, escenario B

Consumo de combustible (L)	1.308.528
Consumo promedio por día (L/día)	3.585
Consumo promedio por hora (L/h)	149
Consumo específico (L/kWh)	0,268
Energía de combustible consumido (kWh/año)	13.067.830
Eficiencia eléctrica promedio (%)	37,3

8.3.3 Panel fotovoltaico

Tabla 44. Panel FV, escenario B

Generación eléctrica (kWh/año)	5.680.823
Potencia nominal (kW)	2.608
Potencia promedio (kW)	648
Potencia promedio diaria (kW/día)	15.564
Potencia mínima (kW)	0
Potencia máxima (kW)	2.083
Horas de operación (h/año)	4.440
Factor de capacidad (%)	24,9
Costo nivelado de energía (USD/kWh)	0,0502
Penetración FV (%)	58,9

8.3.4 Inversor

Tabla 45. Inversor, escenario B

Energía de entrada (kWh/año)	4.850.538
Energía de salida (kWh/año)	4.743.826
Pérdidas (kWh/año)	106.712
Capacidad (kW)	1.381
Potencia promedio (kW)	542
Potencia mínima (kW)	0
Potencia máxima (kW)	1.255
Horas de operación (h/año)	8.737
Factor de capacidad (%)	39,2

8.3.5 Batería plomo ácido

Tabla 46. Batería, escenario B

Número de baterías	230
Tamaño del string (baterías)	10
Strings en paralelo	23
Voltaje del bus (V)	120
Costo desgaste de almacenamiento (USD/kWh)	0,256

8.3.5 Aerogenerador Aeolos-H

Tabla 47. Aeolos-H, escenario B

Generación eléctrica (kWh/año)	32.759
Potencia nominal (kW)	20,0
Potencia promedio (kW)	3,74
Potencia mínima (kW)	0

Potencia máxima (kW)	30,3
Horas de operación (h/año)	5.089
Factor de capacidad (%)	18,7
Costo nivelado de energía (USD/kWh)	0,138
Penetración eólica (%)	0,339

8.3.6 Emisiones

Tabla 48. Emisiones, escenario B

Dióxido de carbono (kg/año)	3.452.333
Monóxido de carbono (kg/año)	864
Hidrocarburos no quemados (kg/año)	78,5
Material particulado (kg/año)	39,3
Dióxido de azufre (kg/año)	8.793
Óxido de nitrógeno (kg/año)	20.583

8.4 Resumen escenarios

Tabla 49. Resumen escenarios de mix energético

Tipo de generación	Escenario base		Escenario A		Escenario B	
	Valor	(%)	Valor	(%)	Valor	(%)
Generación total (kWh/año)	9.650.547	100	11.249.323	100	10.588.054	100
Generador EMD 1 (kWh/año)	1.087.903	11,3	No	-	No	-
Generador EMD 2 (kWh/año)	3.422.720	35,5	No	-	No	-
Generador EMD 3 (kWh/año)	5.100.052	52,8	No	-	No	-
Generador Cummins (kWh/año)	39.871	0,413	3.860.364	34,3	4.874.473	46,0
Sistema fotovoltaico (kWh/año)	No	-	7.388.960	65,7	5.680.823	53,7
Aerogenerador Aeolos-H (kWh/año)	No	-	No	-	32.759	0,309
Fracción renovable (%)	0	-	60,0	-	49,5	-
Costo presente neto total (USD)	18.581.420	-	12.910.500	-	13.567.795	-
Costo anualizado total (USD/año)	1.421.845	-	987.896	-	1.039.459	-
Costo nivelado (USD/kWh)	0,1473	-	0,0878	-	0,0982	-
Emisiones (kg CO₂/año)	6.983.350	-	2.770.612	-	3.452.333	-
Emisiones evitadas (kg CO₂/año)	0	0	4.212.738	60,3	3.531.017	50,6

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta tesis se desarrolló una metodología para la propuesta de una microrred mediante la evaluación de los recursos renovables potenciales, que para el caso de Providencia y Santa Catalina son el solar y eólico, así como caracterización y gestión de la demanda. Inicialmente, se identificó que el sistema energético de Providencia y Santa Catalina es altamente dependiente de combustibles fósiles, ya que cuenta con cuatro generadores de diésel marino con una potencia instalada es de 4,48 MW. La cobertura no es un reto, pero sí lo es la calidad de la energía y la reducción de pérdidas. También se recopiló información de la demanda en las islas y se construyó su curva de carga horaria, evidenciando que el sistema está sobredimensionado dado y no resulta eficiente ya que hay cuatro generadores, uno de ellos empleado en casos de emergencia, para cubrir una demanda promedio de 31,73 MWh/día, con una potencia máxima de 1,8 MW.

El sector con mayor consumo en las islas es el residencial, seguido del sector hotelero. Los equipos de refrigeración y aire acondicionado son los que representan el mayor consumo de energía eléctrica, por tanto, hay potencial de ahorro del 25% en el consumo si se sustituyen los equipos antiguos e ineficientes y se implementan medidas de uso racional y eficiente de la energía. Por otro lado, se evidencia que, si se actúa sobre cargas desplazables y se incentiva a los usuarios a disminuir su consumo en las horas pico y a aumentarlo en horas valle mediante estrategias de señales de precio, se podría actuar sobre una demanda desplazable del 16,7% respecto a la total.

En cuanto al recurso solar, las islas poseen buen potencial para implementar proyectos que empleen este tipo de generación, con niveles de radiación entre 5,0 y 5,5 kWh/m²/día; mientras que según cálculos realizados, sus vientos cuentan con densidades de potencia disponible de 74,04 W/m² a 10 m de altura y 97,75 W/m², lo cual abre la posibilidad de desarrollar proyectos a pequeña escala. Los paneles a implementar deberán tener una inclinación de 13° debido a la latitud del lugar, mientras que los aerogeneradores deben tener una orientación perpendicular a la predominante del viento, que, como se pudo apreciar en la rosa de los vientos del lugar, es en dirección NE.

Respecto al potencial de los otros recursos naturales se presenta que para el aprovechamiento de las energías oceánicas hay potencial con la tecnología de conversión de gradientes térmicos (OTEC); en cuanto a fuentes hídricas la isla cuenta con arroyos y fuentes de agua permanentes o intermitentes, dependiendo de la época del año, que se podrían considerar para la implementación de una PCH o aprovechar el caudal de entrada a la PTAR de Santa Catalina y generar energía eléctrica mediante la instalación de una turbina. Por otro lado, se evidencia que falta caracterización de los residuos específicamente para las islas de Providencia y Santa Catalina, ya que los datos que se encuentran de las basuras en el archipiélago corresponden a las de San Andrés, la cual tiene mayor generación de residuos debido a su extensión y actividad económica, conllevando a que la magnitud en la producción de basuras cambie significativamente y a que posiblemente se presenten cambios en el tipo de residuo.

De los escenarios de mix energético analizados se concluye que es viable técnica, económica y ambientalmente la implementación de una microrred con fuentes de generación alternativas al diésel para las islas de Providencia y Santa Catalina, debido a la reducción en el costo nivelado de energía y emisiones de dióxido de carbono que conlleva. En la simulación a condiciones de radiación solar promedio de 143,83 kWh/m² y velocidad promedio del viento de 3,47 m/s, se obtuvo que la mejor configuración es la del escenario A, conformado por un generador Cummins de 745 kW y una capacidad instalada de 3,39 MW en fotovoltaica, parte de la cual podría ir destinada a los hoteles y el resto en pequeñas centrales distribuidas. Se aprecian los beneficios de su implementación al obtener un menor su costo presente neto de USD\$12,9M respecto al escenario base, al igual que en el costo nivelado de energía (0,0878 USD/kWh) y una reducción del 60,3% de las emisiones de CO₂.

En el escenario B se incluye un aerogenerador de 5 kW y sigue siendo viable si se compara con el escenario base, sin embargo, sus costos aumentan respecto al escenario A y se presenta poca penetración de la energía eólica en la microrred, con una participación de 0,309%; por tanto, se puede concluir que, si el promedio de velocidades de viento es de 3,47, la implementación de energía eólica no es la mejor opción.

Fue posible evidenciar falta de uniformidad o actualización de los datos presentados por las entidades que operan en las islas y las gubernamentales. En el caso de la potencia instalada de los generadores diésel de las islas, unos valores son los presentados en los últimos reportes del Centro Nacional de Monitoreo y otros por la empresa SOPESA. También se presentan variaciones significativas entre los datos de vientos publicados en el Atlas de vientos 2017, los cuales en tablas se encuentran alrededor de los 3,4 m/s promedio anual a 7 metros de altura que tiene la estación meteorológica, mientras que los mapas del mismo atlas a 10 metros de altura muestran velocidades promedio anual entre 6 y 7 m/s. Por otro lado, en cuanto a la información reportada en el Sistema Único de Información se presentan datos erróneos en los reportes anuales para Providencia y Santa Catalina, como el número de usuarios, para el cual realizan la sumatoria de los datos registrados en cada mes, aumentando en el caso analizado hasta 7 veces el valor real; además, debido a la falta de datos en los reportes mensuales y a que estos son sumados en el reporte anual, se presentan grandes diferencias frente al real.

Recomendaciones

Al trabajar con propuestas de microrredes en el archipiélago, es importante enfocar el proyecto hacia San Andrés o Providencia y Santa Catalina y no emplear datos generales del departamento, dado que valores como la demanda de energía eléctrica y la cantidad de usuarios, varían significativamente entre San Andrés y Providencia, las cuales al estar distanciadas y no tener conexión física impide conformar una sola microrred.

Se recomienda realizar un estudio detallado de separación de basuras para tener una cuantificación de las basuras orgánicas y residuos sólidos urbanos (RSU), ya que ambos se pueden emplear en tipos de aprovechamiento diferentes y ser analizados como posibilidad de integración en la microrred.

Actualmente no se encuentra una base de datos sobre los costos de operación y mantenimiento en las ZNI que permita conocer las características de generación y diferencias en cada una de estas localidades. Esto representaría un gran aporte para los proyectos orientados al desarrollo de estas zonas debido a su influencia en los costos del proyecto y a que es complicado conseguir información de este tipo.

REFERENCIAS

- Activos e inventarios Ltda. Rodrigo Echeverri. (2012). *Avalúo de maquinaria y equipo*.
- Aeolos Wind Energy Ltd. (n.d.-a). *Aeolos Horizontal Axis Wind Turbine - 5kW*. Retrieved from <http://www.windturbinestar.com/uploads/pdf/5kw-Aeolos specification.pdf>
- Aeolos Wind Energy Ltd. (n.d.-b). *Brochure Aeolos-H 5kW*. Retrieved from http://www.windradexperte.at/upload/1129943_aeolos-h_5kw_brochure.pdf
- Aragón, D., & Castiblanco, J. (2016). *Estudio de simulación de un sistema de gestión de energía para una micro-red (Caso estudio: Isla de Providencia - Colombia)*. Universidad de La Salle. Retrieved from <http://repository.lasalle.edu.co/handle/10185/18963>
- Arango Lemoine, C. (2014). *Estudio de las redes inteligentes enmarcadas en el concepto de las micro-redes*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://bdigital.unal.edu.co/46420/1/10227095.2014.pdf>
- Barrera, X., Gómez, R., & Suárez Castaño, R. (2015). *El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21* (Segunda ed). WWF-Colombia. Retrieved from http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/ABC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF_definitiva.pdf
- BID. (2016). BID apoya mejoras en la gestión de demanda de electricidad en el Caribe Colombiano. Retrieved December 4, 2017, from <http://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2016-09-30/eficiencia-energetica-en-colombia,11581.html>
- Bordons, C., García-Torres, F., & Valverde, L. (2015). Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 12(2), 117–132. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.001>
- Brucoli, M., & Green, T. C. (2007). Fault behaviour in islanded microgrids. In *19th International Conference on Electricity Distribution* (p. 1). Vienna: CIRED. Retrieved from http://www.cired.net/publications/cired2007/pdfs/CIRED2007_0548_paper.pdf
- Camarillo Peñaranda, J. R., Saavedra Montes, A. J., & Ramos Pajas, C. A. (2014). Selección de lugares para instalar micro-redes en Colombia. *La Energía de Las Ideas*, (10), 9–19. Retrieved from <http://www.publicacionescidet.com/wp-content/uploads/2016/11/Edicion10.pdf>

- CELSIA. (2018). Todo lo que debes saber sobre energía solar en Colombia. Retrieved May 24, 2018, from <https://eficienciaenergetica.celsia.com/todo-lo-que-debes-saber-sobre-energia-solar-en-colombia>
- Chaparro Vargas, A. I., Liscano Segura, J. D., David, J., & Segura, L. (2017). *Diseño e implementación de una microrred en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, sede de ingeniería*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Retrieved from [http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/6500/1/Diseño e implementacion deuna microrred en la universidad distrital.pdf](http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/6500/1/Diseño_e_implementacion_deuna_microrred_en_la_universidad_distrital.pdf)
- Checa, F. E., & Cruz, O. E. D. La. (2015). Potencial Natural para el Desarrollo Fotovoltaico en Colombia. *Libros Editorial UNIMAR, 0(0)*. Retrieved from <http://www.umariana.edu.co/ojs-editorial/index.php/libroseditorialunimar/article/view/706>
- CIGRE. (1999). Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on Power System. *Working Group 37.23*.
- CNM. (2016a). *Informe mensual de telemetría*. Retrieved from http://190.216.196.84/CNM/Data/informes_telemetria/PROVIDENCIA - PROVIDENCIA - ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRES - 052016.pdf
- CNM. (2016b). *Providencia - Archipiélago de San Andrés*. Retrieved from http://190.216.196.84/cnm/info_loc.php?v1=informes_telemetria/PROVIDENCIA - PROVIDENCIA - ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRES - 072016.pdf
- CNM. (2017). *Informe consolidado de telemetría*. Retrieved from http://190.216.196.84/cnm/Data/resumen_mensual/
- Cobelo Echevarria, I., Anduaga Muniozguren, J., Fernández Domínguez, M., & Castellanos de Toro, A. (2013). Método de control de suministro eléctrico. Retrieved April 26, 2018, from <https://patentados.com/2013/metodo-de-control-de-suministro>
- Coralina, & Invermar. (2012). *Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower. Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. (D. I. Gómez López, C. Segura Quintero, P. C. Sierra Correa, & J. Garay Tinoco, Eds.). Colombia. Retrieved from <http://www.invemar.org.co/redcostera1/invemar/docs/10447AtlasSAISeaflower.pdf>
- Corpoema. (2010a). *Determinación del consumo básico de subsistencia en los sectores residencial, comercial y hotelero en el departamento archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. Retrieved from

- [http://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/833/1/upme_329_ Determinaion del consumo basico de subsistencia b en los sectores residencias .. sanandres .. RESUMEN EJECUTIVO_1 %282%29.pdf](http://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/833/1/upme_329_Determinaion%20del%20consumo%20basico%20de%20subsistencia%20en%20los%20sectores%20residencias%20..%20sanandres%20..%20RESUMEN%20EJECUTIVO_1.pdf)
- Corpoema. (2010b). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol_1_plan_desarrollo.pdf
- Corpoema. (2012). *Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos no renovables*. Retrieved from http://www.corpoema.net/web/IMG/pdf/informe_zni_renovables.pdf
- CREG. (2003). Resolución No. 018 2003. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-2003-CREG018-2003>
- CREG. (2018). *Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN*. Retrieved from [http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2018/PDF/agpe 20180411 bga 20180412.pdf](http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2018/PDF/agpe%2020180411%20bga%2020180412.pdf)
- Cucó Pardillos, S. (2010). *Gestor de proyectos e instalaciones energéticas. Energías renovables, eficiencia y auditorías energéticas, diseño y explotación de instalaciones energéticas. Modulo Energía Eólica. Instalaciones Eólicas* (Segunda ed). Edición. Instituto Tecnológico de la Energía (ITE).
- DANE. (2005). *Proyecciones de población municipales por área 2005 - 2020*. Retrieved from https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/poblacion/proyepobla06_20/ProyeccionMunicipios2005_2020.xls
- Díaz, M. A. (2010). *Geografía económica del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. Colombia: Banco de la República. Retrieved from <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/DTSER-133.pdf>
- Fenercom. (2007). *Guía básica de la gestión de la demanda eléctrica*. Madrid. Retrieved from <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005741.pdf>
- Fonroche. (2015). *Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar*. CREG. Retrieved from [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/82606579833fa7d3052580c0004f7b6a/\\$FILE/D-154-16 ANEXO 2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/82606579833fa7d3052580c0004f7b6a/$FILE/D-154-16%20ANEXO%202.pdf)

-
- Garzón Hidalgo, J. D., & Saavedra Montés, A. J. (2017). Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de Colombia. *TecnoLógicas*, 20(39). Retrieved from <http://www.scielo.org.co/pdf/teclo/v20n39/v20n39a03.pdf>
- Georgilakis, P. S. (2006). State-of-the-art of decision support systems for the choice of renewable energy sources for energy supply in isolated regions. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 2(2), 129–150. Retrieved from <http://www.ts-publishers.com>
- Giraldo Gómez, W. D. (2016). *Metodología para la gestión óptima de energía en una micro red eléctrica interconectada*. Universidad Nacional de Colombia. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/53470/1/1017168710.2016.pdf>
- Global Combustion Systems. (n.d.). Oil Fuel Properties. Retrieved May 25, 2018, from <http://www.globalcombustion.com/oil-fuel-properties/>
- Gobernación del Archipiélago de San Andrés, P. y S. C. (n.d.-a). Geografía del Archipiélago. Retrieved January 15, 2018, from http://www.sanandres.gov.co/index.php?option=com_content&view=article&id=116&Itemid=1
- Gobernación del Archipiélago de San Andrés, P. y S. C. (n.d.-b). La economía de las islas. Retrieved January 15, 2018, from https://www.sanandres.gov.co/index.php?option=com_content&view=article&id=117&Itemid=139
- 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*. Banco Interamericano de Desarrollo. Retrieved from <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>
- González Ramírez, M. A., & Ortiz Quevedo, D. A. (2016). *Simulación de la microrred de la facultad de ingeniería de la universidad distrital FJDC*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Retrieved from <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/4602/1/GonzalezRamirezMaritzaAndrea2016OrtizQuevedoDiegoAlexander2016.pdf>
- Haghighat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016).

- Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>
- Hernández Romero, A. (2016). Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Retrieved from <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/49572>
- IDEAM. (2015). *Ciclo horario de la velocidad del viento*. Colombia. Retrieved from <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Ciclo-Horario-de-la-Velocidad-del-Viento.pdf>
- IDEAM. (2018). Estaciones meteorológicas. Retrieved from <http://www.ideam.gov.co/solicitud-de-informacion>
- IDEAM, & UPME. (2006). *Atlas de viento y energía eólica de Colombia*. Retrieved from http://www.upme.gov.co/atlas_viento.htm
- IDEAM, & UPME. (2017a). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Bogotá. Retrieved from http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/Atlas/Atlas_radiacion_solar_2017.pdf
- IDEAM, & UPME. (2017b). *Atlas de viento de Colombia*. Bogotá. Retrieved from http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/Atlas/Atlas_viento_2017.pdf
- IEA. (2011). *Technology Roadmap: Smart Grids*. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf
- IPSE. (2014). *Soluciones energéticas para las zonas no interconectadas*. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>
- IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. Retrieved from <http://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>
- Isaac Millán, I. A., & López Jiménez, G. J. (2013). *Contribución de las micro redes inteligentes a la competitividad regional*. Cámara de Medellín. Retrieved from [http://www.camaramedellin.com.co/site/Portals/0/Documentos/2013/Gabriel Jaime López Jiménez - Contribución de las micro-redes inteligentes a la competitividad regional.pdf](http://www.camaramedellin.com.co/site/Portals/0/Documentos/2013/Gabriel%20Jaime%20López%20Jiménez%20-%20Contribución%20de%20las%20micro-redes%20inteligentes%20a%20la%20competitividad%20regional.pdf)
- Llano G, M. M. (2015). La micro-red inteligente: una ciudad eficiente, en miniatura. *Revista Universitas Científica - UPB*. Retrieved from

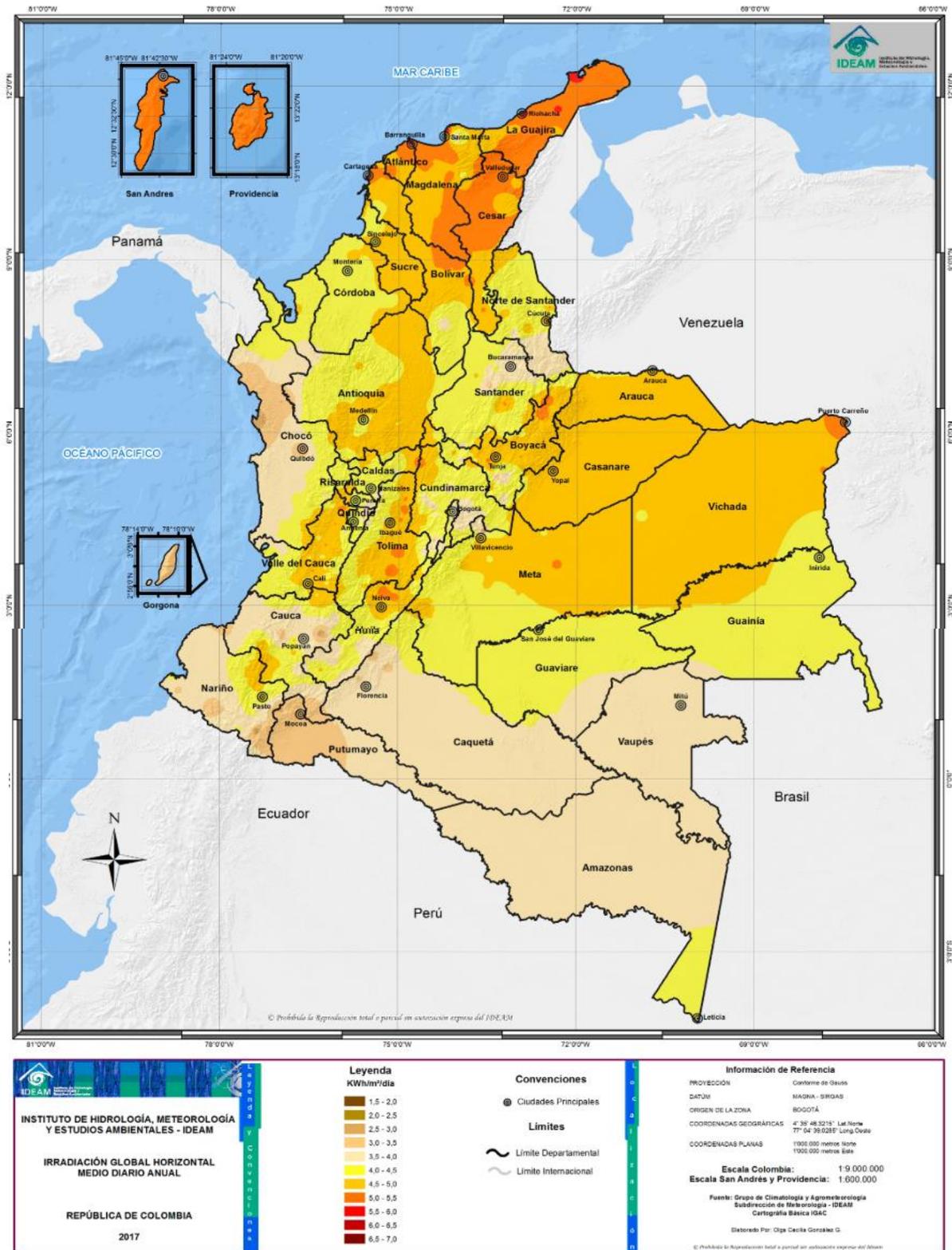
- <https://revistas.upb.edu.co/index.php/universitas/article/viewFile/5075/4649>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind Energy Explained* (Segunda ed). Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9781119994367>
- Moreno Figueredo, C., & et al. (2007). *Diez respuestas y preguntas sobre energía eólica*. Ciudad de Habana, Cuba: CUBASOLAR.
- Muñoz, Y. (2012). *Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo*. Universidad Politécnica de Valencia. Retrieved from <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/16010/tesisUPV3814.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Nieto, M. (2016). *HOTEL PLAYA KORALIA EN LA ISLA DE PROVIDENCIA*.
- Olivares, D. E., Mehri-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Irvani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Osorio, A., Agudelo, P., Otero, L., Correa, J., & Ortega, S. (n.d.). Las energías del mar. *Propiedad Pública*, 2, 10. Retrieved from http://www.propiedadpublica.com.co/v2_base/file_downloader.php?id_file=3664-m21-d040ed9e3b4bf862d7c789543282fa4e
- Páez, A. F. (2016). *Material pedagógico para el estudio ingenieril de la energía oceánica*. Universidad Autónoma de Bucaramanga.
- Pinilla S, A. (1997). Manual de Aplicación de la Energía Eólica. *Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas*. Retrieved from http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/material_diffusion/manualE%F3licaweb.pdf
- Pulgarín García, J. D. (2014). *Potencial de generación eléctrica con sistemas híbridos fotovoltaico-eólico en Zonas No Interconectadas de Colombia*. Universidad Pontificia Bolivariana. Retrieved from <https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/1545>
- Ramón Ducoy, F. J. (2012). *Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco*. Universidad de Sevilla. Retrieved from <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5145/>
- Red Eléctrica de España. (2010). *Guía de consumo inteligente*. Retrieved from http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf

- Renovgal. (n.d.). Solar Térmica. El sol, fuente inagotable de energía. Retrieved from http://www.renovgal.es/solar_termica
- Reyes, A., & Castillo, M. (2017). *Análisis de factibilidad para la implementación de fuentes alternativas de generación de energía eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina*. Universidad Católica de Colombia. Retrieved from http://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/14538/1/2-ENERGÍA SAN ANDRÉS ISLAS_v.3.pdf
- SGIC - FNCER. (n.d.). Redes Inteligentes en Colombia. Retrieved April 23, 2018, from <http://www.upme.gov.co:81/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>
- Soshinskaya, M., Crijns-Graus, W. H. J., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 659–672. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.198>
- SUI. (2017). Consolidado información comercial ZNI. Retrieved May 2, 2018, from http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_103
- Toledo Arias, C. (2013). Evaluación de la energía solar fotovoltaica como solución a la dependencia energética de zonas rurales de Colombia. *UPME*. Retrieved from http://www.upme.gov.co:81/sgic/sites/default/files/18-2013-Evaluacin_de_la_energa_solar_fotovoltaica_como_solucin_a_la_dependencia_energica_de_zonas_rurales_de_Colombia.pdf
- Universidad de Friburgo, & Instituto de Política Forestal y Ambiental. (2005). *Análisis preparatorio para el suministro de energía sostenible en las islas Colombianas San Andrés y Old Providence*.
- UPME. (2004). *Boletín mensual de precios*. Retrieved from http://www.sipg.gov.co/portals/0/Precios/BOL_ABR_04.pdf
- UPME. (2014). Comparación de alternativas para la generación de energía eléctrica en la isla de San Andrés, Colombia. Retrieved from [http://www.upme.gov.co:81/sgic/sites/default/files/San Andres- Nov 24 \(2\).pdf](http://www.upme.gov.co:81/sgic/sites/default/files/San Andres- Nov 24 (2).pdf)
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Colombia. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

-
- UPME, & Ministerio de Minas y Energía. (2016). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 - 2022*. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf
- USA Microgrids. (2016). Smart Grid and Microgrids - What's the Difference? Retrieved from <https://www.usamicrogrids.com/smart-grid-and-microgrids-whats-the-difference/>
- Valencia Quintero, J. P. (2008). *Generación distribuida: Democratización de la energía eléctrica*. Universidad Libre. Retrieved from <http://www.unilibre.edu.co/CriterioLibre/images/revistas/8/CriterioLibre8art07.pdf>
- Willis, H. L., & Scott, W. G. (2000). *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*. CRC Press.

ANEXOS

Anexo A. Irradiación global horizontal medio diario anual



Fuente: (IDEAM & UPME, 2017a)

Anexo B. Datos estación meteorológica El Embrujo

Tabla Valores totales mensuales de brillo solar (Horas)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1974					129,1								129,1
1976												275,8	275,8
1977	262,6	260,5	273,3	275,3		192,2	238,4	256,5	207,8	194,7			2.161,3
1978											151,8	173,5	325,3
1979			164,0	184,3	287,2	192,3	245,6	209,8	179,7	178,8	172,8	124,8	1.939,3
1980	222,2	230,8	254,3	274,9	253,0	218,1		238,3	163,8	194,8	187,6	115,7	2.353,5
1981		242,6	274,8	241,4	256,6	135,3	235,5	227,3	203,3	231,3	111,7	94,8	2.254,6
1982	251,7	240,5	286,6	278,0	222,2	180,1	168,1	261,9	222,2	175,1	224,7	210,5	2.721,6
1983											215,9	201,6	417,5
1984	229,1	215,9	278,9		286,2				62,5	53,5	94,6	129,8	1.350,5
1985	159,5	128,6	110,6	97,1	113,6	88,6	103,8		241,4	203,2	179,5		1.425,9
1986		242,2	266,8		235,8	155,3	205,7	233,9	184,8	184,9	226,1	214,4	2.149,9
1987	218,5	218,6	269,3	239,8	270,5	244,8	147,6	212,2	222,5	182,7	204,6	234,4	2.665,5
1988	225,4	244,7	268,3	269,5	207,5	242,4	228,7					180,3	1.866,8
1989	250,2	194,1	246,8	271,8	236,1	212,6	238,7	287,5	194,0	202,6	179,7	202,4	2.716,5
1990	248,7	243,8	263,9		223,4	165,3	238,0	229,5	181,8	217,5	172,0	170,8	2.354,7
1991	246,0	229,9	270,1	281,2	194,2	199,4	227,3	212,2	211,3	206,7	189,1	226,7	2.694,1
1992	260,7	244,1	278,5	258,7	269,7	195,4	214,1	224,3		205,6	223,8	222,2	2.597,1
1993	241,6	243,1	262,4	277,7	203,4	144,3	196,3	199,4	199,7	194,3	220,2	253,5	2.635,9
1994	231,2	240,5	291,5	278,5	219,5	219,4	219,6	203,9	170,7	255,1	181,4	243,0	2.754,3
1995	253,4	216,1	284,7	267,8	242,0	194,4	227,1	263,4	225,5	183,5	187,9	211,2	2.757,0
1996	230,7	242,7	268,5	292,2	187,1	242,9	199,0	227,1	232,5	199,8	163,6	223,8	2.709,9
1997	228,7	195,4	287,4	266,7	275,4	154,9	206,7	242,9	187,5	203,4	165,3	247,0	2.661,3
1998	247,1	216,1	258,5	257,2	214,5	185,0	202,7	228,7	207,0	142,3	158,4	172,0	2.489,5
1999	131,0	225,6	306,4	288,4	232,4	171,2	240,9	225,5	211,3	159,5	179,4	155,0	2.526,6
2000	229,8	237,5	260,5	276,7	255,3	194,8	224,9	224,3	213,6	181,5	207,2	192,5	2.698,6
2001	228,1	248,9	261,1	280,8	280,8	225,2	247,1	246,9	195,0	204,9	117,6	157,9	2.694,3
2002	236,6	246,5	271,2	292,1	213,5	241,2	194,1	217,7	221,2	189,5	212,2	258,7	2.794,5
2003	234,2	254,7	286,8	274,5	217,0	179,7	238,0	243,7	216,2	208,8	147,6	204,8	2.706,0
2004	244,7	251,7	265,6	262,0	210,3	163,7	265,7	247,7	225,8	237,1	175,7	191,2	2.741,2
2005	223,2	235,3	277,6	282,1	209,6	207,2	223,6	244,0	206,3	151,7	134,0	224,4	2.619,0
2006	210,1	229,6	275,0	294,0	297,3	191,2	222,5	250,2	229,8	198,3	171,9	222,6	2.792,5
2007	248,1	245,1	288,4	286,6	205,2	226,9	253,1	241,5	170,6	165,6	114,8	222,1	2.668,0

2008	242,1	248,6	294,6	271,6	229,2	218,4	174,0	249,4	199,8	138,3	135,1	216,9	2.618,0
2009	249,9	227,2	290,9	299,5	290,4	204,8	235,0	244,7	193,3	162,0	194,8	205,0	2.797,5
2010	216,2	248,8	233,3	261,9	230,8	195,6	214,7	165,5	172,0	157,8	172,5	182,0	2.451,1
2011		256,2	276,5	297,0	259,1	181,5	224,9	280,2	218,0	149,6	195,9	184,4	2.523,3
2012	230,4	265,1	282,2	233,4	257,2	250,2	241,3	232,7	225,9	214,5	121,6	223,0	2.777,5
2013	238,4	240,2	218,4	282,3	256,6	214,2	249,6	222,6	176,5	199,0	213,5	229,7	2.741,0
2014	242,8	250,0	281,8	280,6	297,0	166,4	279,5	248,8	173,5	184,6	209,9	177,1	2.792,0
2015	225,7	225,7	280,8	279,8	199,2	177,1	217,1		172,2	235,6	171,3	229,6	2.414,1
2016	244,5	219,1	277,7	305,4	306,3	197,6	251,4	269,0	203,8	188,5	135,5	195,6	2.794,4
2017	195,9	250,1	265,7	235,2	196,1	203,6	208,8	229,4					1.784,8
Medias	230,8	234,1	265,5	266,6	235,1	194,0	220,2	235,5	197,9	187,5	174,2	200,0	2.641,5
Máximos	262,6	265,1	306,4	305,4	306,3	250,2	279,5	287,5	241,4	255,1	226,1	275,8	306,4
Mínimos	131,0	128,6	110,6	97,1	113,6	88,6	103,8	165,5	62,5	53,5	94,6	94,8	53,5

Tabla Valores medios mensuales de Temperatura (°C)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1973											26,6	25,5	26,1
1974	25,6	25,2	25,7	26,6	27,2	27,1	27,2	27,0	27,2	26,3	26,4	26,1	26,5
1975	25,7	25,6	26,2	26,7	27,1	27,5	26,9	27,0	26,6	26,4	26,0	25,1	26,4
1976	25,2	25,2	25,9	26,6	27,0	27,0	27,3	27,5	27,7	27,6	27,0	27,0	26,8
1977	26,0	26,4	26,5	25,6	27,2	27,3	27,3	27,5	27,6	27,2	27,4	27,1	26,9
1978	26,6	26,6	26,8	27,4	28,0	28,1	28,0	28,1	27,8	27,0	27,2	27,1	27,4
1979	26,4	26,8	27,0	27,2	28,0	27,7	28,6	27,9	27,4	27,4	26,8	26,9	27,3
1980	26,6	26,3	27,2	27,4	28,2	28,2	28,4	28,2	27,9	27,5	27,2	26,6	27,5
1981	25,9	26,9	27,1	27,3	28,3	27,0	28,0	27,9	27,6	27,7	26,8	26,7	27,3
1982	26,9	26,7	26,9	27,3	27,8	28,0	27,7	28,0	28,0	27,4	27,3	26,9	27,4
1983	26,5	27,0	27,3	27,6	28,6	29,4	28,5	28,4	28,2	27,4	28,2	27,4	27,9
1984	26,7	26,9	27,0	27,5	27,7	28,2	28,2	28,3	28,0	27,5	27,4	27,0	27,5
1985	26,7	26,9	26,9	27,5	28,0	28,1	28,0	28,1	27,8	27,2	27,1	26,7	27,4
1986	26,3	26,0	26,4	27,3	27,6	28,1	28,1	28,1	27,6	27,1	27,6	27,1	27,3
1987	26,7	26,6	27,2	27,8	28,6	29,0	28,2	28,5	28,5	27,5	28,1	27,9	27,9
1988	27,0	26,9	27,0	27,4	28,3	28,5	28,7	28,4	28,0	27,4	27,2	26,9	27,6
1989	26,6	26,0	25,8	27,1	27,4	27,6	27,9	28,6	27,4	27,6	27,6	26,5	27,2
1990	26,9	26,5	26,7	27,4	28,1	28,3	28,2	28,2	28,0	27,5	27,1	26,7	27,5
1991	26,5	26,3	27,1	27,7	28,1	28,5	28,7	28,7	28,7	27,8	27,8	27,4	27,8
1992	27,0	27,0	27,4	28,0	28,2	28,9	28,6	28,7	26,6	28,3	28,1	27,9	27,9

1993	27,3	27,3	27,1	28,0	28,2	28,4	28,3	28,3	28,1	27,7	27,4	27,6	27,8
1994	27,0	26,8	26,8	27,7	28,3	28,4	28,1	27,9	27,7	28,1	27,3	27,3	27,6
1995	27,3	26,9	26,9	28,0	28,4	28,6	28,2	28,4	28,5	27,5	27,8	27,4	27,8
1996	26,8	26,8	27,0	27,9	27,8	28,3	27,7	28,0	28,3	27,8	27,4	27,1	27,6
1997	26,6	26,9	26,6	27,3	28,2	28,5	28,6	28,9	28,7	28,1	27,9	27,7	27,8
1998	27,5	27,5	27,6	28,2	28,7	28,8	28,5	28,8	28,5	27,7	27,5	27,1	28,0
1999	27,0	26,6	27,1	27,7	28,1	28,1	28,3	28,2	27,9	26,8	26,9	26,3	27,4
2000	26,0	26,2	26,6	27,5	27,8	27,9	28,0	28,5	27,9	27,7	27,4	26,9	27,4
2001	26,4	26,6	26,5	27,3	28,2	28,3	28,3	29,0	28,0	28,0	26,8	27,2	27,6
2002	27,2	27,0	27,2	27,6	28,2	28,6	28,3	28,2	28,4	27,8	28,1	27,5	27,8
2003	26,9	27,3	27,6	28,0	28,6	28,3	28,4	28,7	28,6	27,9	27,7	27,3	27,9
2004	27,0	27,3	27,4	27,7	28,1	28,4	28,6	29,0	28,1	28,3	27,5	27,1	27,9
2005	26,5	26,3	27,7	28,5	28,5	28,8	28,4	28,8	29,1	27,4	27,0	27,4	27,9
2006	26,8	26,7	27,0	27,8	28,5	28,5	28,6	28,7	28,4	27,9	27,5	27,4	27,8
2007	27,2	27,0	27,5	28,2	28,1	28,8	28,7	28,5	27,8	26,7	27,3	27,0	27,7
2008	26,8	26,7	26,8	27,3	27,7	28,3	28,0	28,1	28,0	27,5	26,8	26,9	27,4
2009	26,8	26,5	26,6	27,4	28,0	28,0	28,7	28,5	28,4	27,8	27,6		27,7
2010						28,7	28,4	27,7	27,8	27,2	27,0	25,9	27,5
2011	26,3	26,9	26,8	27,6	27,8	28,2	28,3	28,8	28,3	27,2	27,4	27,0	27,6
2012	26,5	26,6	26,9	27,2	28,5	28,6	28,6	28,6	28,7	27,7	27,3	27,7	27,7
2013	27,3	26,9	26,8	28,0	28,1	28,4	28,7	28,5	27,7	28,0	27,8	27,8	27,8
2014	27,1	26,9	27,4	27,9	28,2	28,1	28,6	28,4	27,9	27,5	27,9	27,0	27,7
2015	27,2	27,0	27,3	28,0	28,2	28,4		28,9	28,9	28,5	27,7	28,0	28,0
2016	27,4	27,2	27,6	28,4	29,1	28,8	28,9	29,1	28,5	27,4	27,1	27,4	28,1
2017	26,4	26,7	27,1	28,1	28,5	28,5	28,6	28,7					27,8
Medias	26,7	26,7	26,9	27,6	28,1	28,3	28,2	28,3	28,0	27,5	27,3	27,0	27,6
Máximos	27,5	27,5	27,7	28,5	29,1	29,4	28,9	29,1	29,1	28,5	28,2	28,0	29,4
Mínimos	25,2	25,2	25,7	25,6	27,0	27,0	26,9	27,0	26,6	26,3	26,0	25,1	25,1

Tabla Valores promedios mensuales de velocidad del viento (m/s)

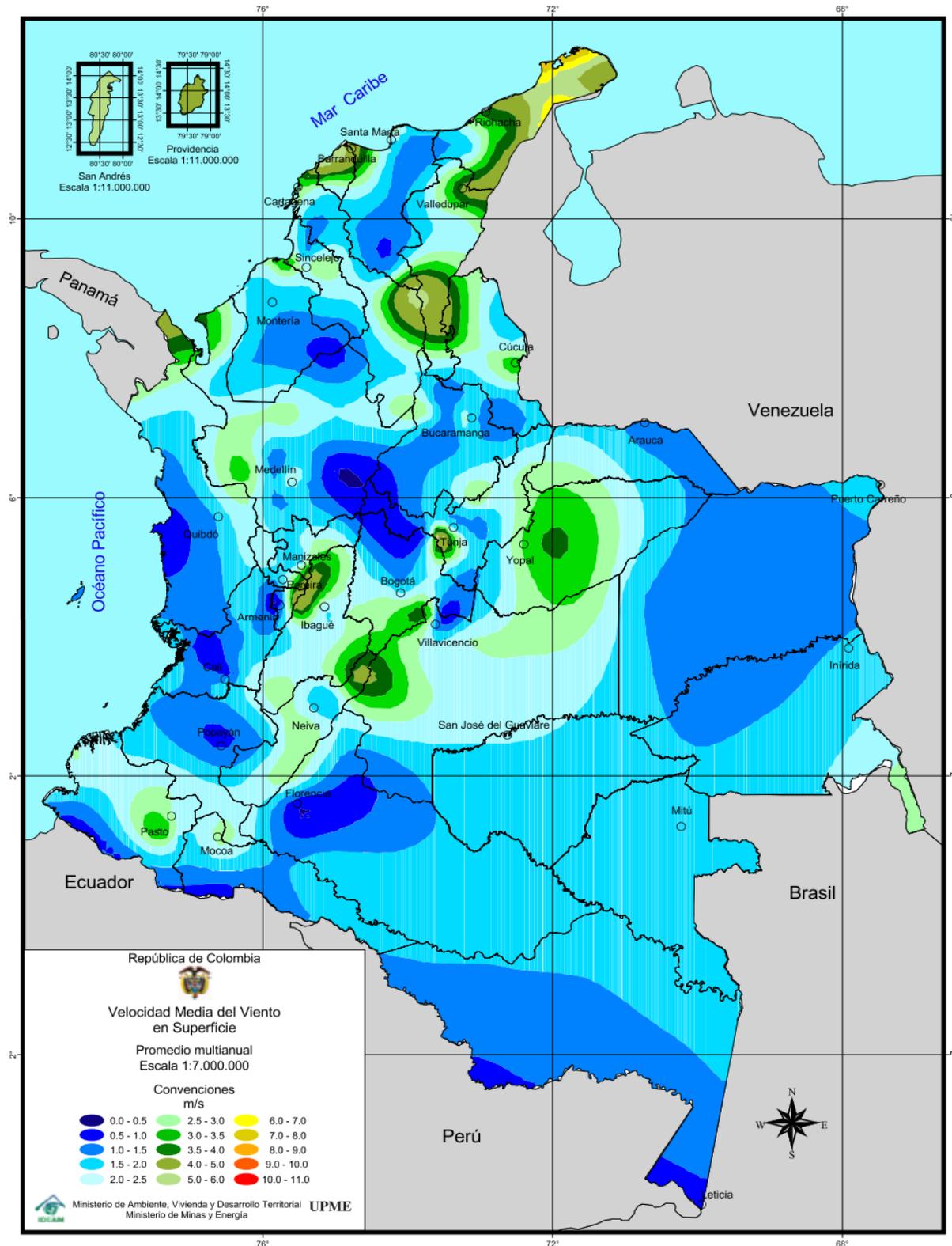
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1976												5,3	5,3
1977				4,8									4,8
1978	4,8	4,5	4,8		6,5					6,0	7,2	7,6	5,9
1980	5,9	6,9	7,5	6,1	5,2	7,5	7,1	5,5	5,2	4,3	5,7	7,4	6,2
1981	6,4	7,0	6,1	8,1	4,5	5,9	7,8	5,4	5,0	4,9	6,2	7,4	6,2
1982	7,2	7,6	7,4	6,7	5,9	4,1	8,3	2,4	2,0	5,8	6,8	8,2	6,0
1983	6,9	6,6	7,2	6,6	7,7	7,3	3,7	7,1	6,4	4,4	3,6	4,0	6,0
1984	3,9	3,7	3,4	3,2		1,0							3,0
1985									2,7	3,0			2,9
1986				*	3,0	4,7	4,6	3,7	3,7	2,8	3,6	4,1	3,8
1987	4,0	3,8	3,0	3,9	3,1	4,1	4,7	3,9	*		3,7	4,1	3,8
1988	4,2	4,0	3,7	3,1	3,3	3,2	3,9					3,8	3,7
1989	4,4	4,5	3,5	3,6	3,6	4,4	4,1	3,1	2,1	2,9	3,2		3,6
1990								4,0	2,7	2,2	2,8	4,1	3,2
1991	4,3	3,7	3,6	3,6	3,9	4,1	4,3	4,0	3,5	2,3	3,5	4,2	3,8
1992	3,7	3,6	3,4	3,4	2,9	3,9	4,8	4,0	2,9	3,0	3,0	4,0	3,6
1993	3,8	3,4	3,6	3,0	2,4	4,2	4,4	3,9	3,3	3,0	3,1	3,7	3,5
1994	3,9	3,8	3,4	3,5	3,5	4,7	4,7	3,8	2,9	2,6	3,3	3,5	3,6
1995	3,7	3,8	3,0	3,8	3,5	3,5	3,8	2,0	2,4	2,0	3,0	3,1	3,1
1996	3,9	3,6	3,6	3,5	3,8	4,1	3,7	3,7	2,6	2,4	3,1	4,0	3,5
1997	2,4	*	2,2	2,3	2,5	2,8	4,4	5,2	4,1	4,0	4,8	5,5	3,7
1998	3,9	3,9	4,0	4,1	3,5	4,5	4,2	2,7	2,0	3,4	3,1	4,2	3,6
1999	4,8	4,0	4,5	4,7	3,7	3,9	5,0	3,5	1,6	2,2	3,3	3,7	3,7
2000	4,2	4,7	4,5	4,5	4,9	5,4	4,3	4,1	1,9	2,4	3,0	3,5	4,0
2001	4,2	4,6	3,7	3,9	2,9	5,7	4,6	4,8	3,3	3,7	3,2	3,4	4,0
2002	4,5	3,2		3,2	3,9	4,1	4,0	3,5	2,0	2,9	4,4	4,0	3,6
2003	4,0	4,3	4,1	3,3	4,8	4,2	4,8	3,8	2,7	1,3	2,0	4,3	3,6
2004	4,0		5,1	3,9	4,2	5,1	4,4	4,5	1,9	2,2	4,2	4,3	4,0
2005	4,9	3,3	2,2	1,8	1,6								2,8
2007	3,9	3,2	3,2	2,9	2,1	3,5	2,9	2,5	*	1,9	2,8	*	2,9
2008	3,6	3,5	3,1	3,2	2,8	3,6	3,9	2,7			2,8	1,9	3,1
2009	3,9	3,9	3,8	3,6	3,2	3,1	4,3	3,5	2,8	3,1	3,2	3,3	3,5
2010	4,0	3,2	3,4	3,0	3,3								3,4
2011	3,2	3,7	3,2	3,1	2,7	3,1	3,2	2,4	2,1	2,3	3,0	3,6	3,0
Medias	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	4,3	4,6	3,8	3,0	3,1	3,8	4,5	4,0
Máximos	7,2	7,6	7,5	8,1	7,7	7,5	8,3	7,1	6,4	6,0	7,2	8,2	8,3
Mínimos	2,4	3,2	2,2	1,8	1,6	1,0	2,9	2,0	1,6	1,3	2,0	1,9	1,0

Tabla Valores totales mensuales de precipitación (mm)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1973							236,8	260,0	102,0	414,8	157,8	182,8
1974	115,8	47,4	43,0	40,6	89,7	23,4	80,7	112,9	209,4	299,7	156,4	162,3
1975	71,9	24,4	10,4	17,6	11,4	31,7	132,1	299,7	326,4	302,0	714,2	220,7
1976	110,8	65,4	34,7	22,0	13,6	196,5	59,9	108,0	93,5	126,8	172,3	55,4
1977	19,2	22,1	26,5	60,4	46,6	181,4	68,2	70,7	156,4	207,3	256,4	96,5
1978	73,5	45,1	21,4	36,8	108,5	165,8	136,2	154,1	178,1	274,0	210,2	146,3
1979	25,6	25,4	13,8	162,9	30,6	393,0	61,4	177,7	116,4	332,7	212,4	134,2
1980	110,6	49,0	26,7	7,5	183,1	233,5	79,4	144,6	313,5	393,0	228,4	137,8
1981	85,6	22,8	31,1	209,3	132,7	638,4	122,6	223,9	281,5	299,7	419,5	186,2
1982	59,8	28,3	17,9	15,9	239,2	209,6	124,8	96,3	110,2	316,8	125,4	120,9
1983	83,9	13,0	1,0	1,1	35,7	31,0	209,2	168,5	154,9	308,9	27,3	56,7
1984	107,1	108,5	14,8	2,6	48,6	165,6	138,9	154,2	178,5	286,3	259,2	125,6
1985	74,5	46,9	22,4	36,4	112,2	165,3	139,4	154,2	125,1	202,2	295,6	106,1
1986	74,6	46,0	62,7	28,6	260,8	95,8	55,5	154,2	458,6	225,3	183,3	95,0
1987	77,9	6,5	8,3	36,3	88,8	155,1	156,7	154,2	82,1	449,8	117,9	60,7
1988		38,2	16,8	17,6	69,9		151,7				95,5	186,8
1989	33,9	85,5	31,1	14,3	77,8	79,4	146,5	78,5	65,2	130,5	211,7	195,0
1990	61,1	36,4	14,2	7,1	58,1	164,2	82,3	198,4	198,1	243,8	460,6	242,9
1991	70,1	22,1	16,8	2,5	141,1	91,3	76,2	81,4	88,2	212,7	276,5	99,9
1992	34,1	9,9	5,0	9,6	86,2	175,9	135,6	84,5	97,9	123,8	145,9	88,5
1993	74,1	29,6	13,7	11,7	470,7	279,8	121,0	184,5	200,8	282,8	104,6	55,9
1994	115,1	44,6	17,4	6,7	39,9	52,5	137,0	163,5	300,4	70,7	218,6	31,9
1995	18,9	101,5	32,2	97,2	79,0	115,7	374,4	180,9	140,5	575,2	313,1	168,8
1996	122,1	105,7	43,9	11,6	219,8	101,9	420,9	280,9	198,6	200,4	474,2	108,0
1997	95,3	97,8	7,4	1,6	2,7	144,1	50,2	20,4	103,7	311,2	333,0	25,6
1998	4,7	1,8	63,2	10,5	144,9	230,4	274,2	147,5	258,7	500,1	407,6	194,3
1999	97,5	46,0	22,7	40,8	226,0	213,2	112,7	151,3	198,2	472,6	167,5	206,7
2000	115,4	67,6	12,1	18,0	253,6	91,1	104,3	104,3	143,4	380,8	228,3	162,3
2001	132,3	49,1	8,4	7,3	51,4	79,2	75,7	79,9	244,7	501,8	597,1	169,9
2002	81,7	28,1	23,2	17,9	255,9	62,5	157,9	415,8	118,3	391,0	195,2	63,4
2003	50,1	45,4	56,7	13,4	28,8	134,8	111,0	136,7	117,7	354,2	333,8	160,6
2004	80,8	54,2	23,5	82,3	231,6	146,6	102,4	119,3	137,4	178,1	353,9	244,5
2005	172,0	31,2	19,9	11,1	174,9	211,2	231,0	166,3	164,3	621,1	339,1	213,1
2006	199,8	49,9	18,4	5,2	67,3	191,7	116,8	197,1	224,7	323,8	351,5	180,5
2007	54,6	13,5	49,4	22,0	141,6	281,0	128,2				359,0	98,2
2008	127,4	59,9	18,4	38,6	223,0	78,4	135,9	115,6	178,2	434,2	389,5	110,7
2009	26,6	68,6	11,4	11,1	11,8	320,1		182,8	345,8	395,7	170,2	26,7

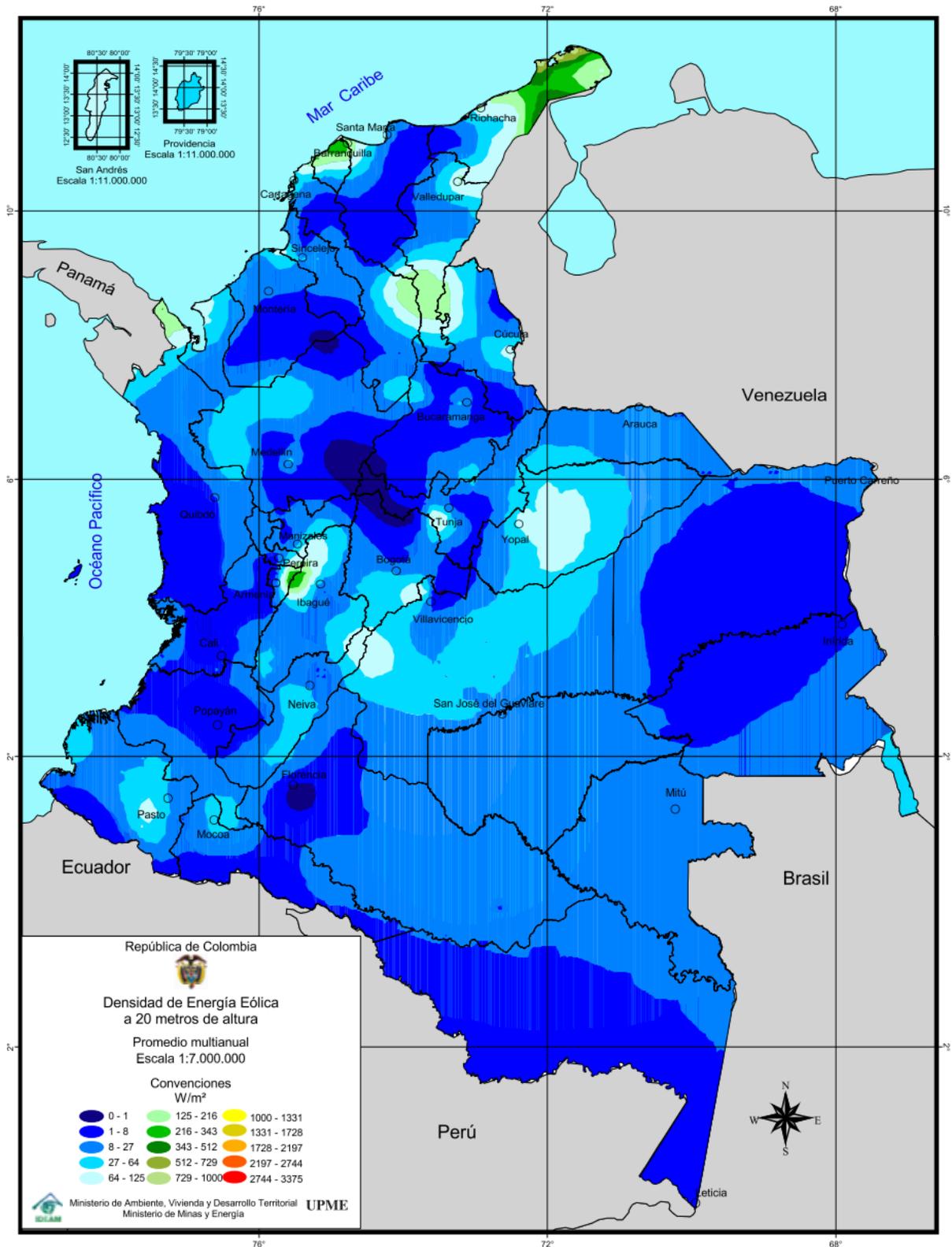
2010	156,3	10,0	6,5	20,2	147,9	205,0	297,6	396,4	262,5	574,9	375,7	56,1
2011	139,4	45,3	22,1	8,9	104,8	255,4	226,5	67,3	106,3	777,7	332,3	206,3
2012	130,9	41,0	21,3	54,7	53,2	70,3	78,6	158,3	239,1	157,6	313,1	57,7
2013	59,7	32,5	22,5	21,0	77,5	124,7	47,0	175,9	242,0	323,9	103,8	106,5
2014	97,5	20,3	17,9	9,3	83,6	117,8	22,7	102,3	318,7	514,2	166,1	385,0
2015	46,9	83,0	17,6	7,9	71,2	120,8		55,0	156,5	171,4	586,8	25,9
2016	29,8	60,1	11,5	7,6	22,8	155,8	99,7	41,6	299,8	291,4	356,8	340,8
2017	174,0	6,5	51,3	25,4	186,9	80,6	179,2	120,3				
Medias	85,9	44,0	23,4	29,3	118,3	164,2	139,5	154,4	191,3	332,3	279,5	138,6
Máximos	199,8	108,5	63,2	209,3	470,7	638,4	420,9	415,8	458,6	777,7	714,2	385,0
Mínimos	4,7	1,8	1,0	1,1	2,7	23,4	22,7	20,4	65,2	70,7	27,3	25,6

Anexo C. Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura



Fuente: (IDEAM & UPME, 2006)

Anexo D. Densidad de energía eólica a 20 metros de altura



Fuente: (IDEAM & UPME, 2006)

Anexo E. Demanda horaria mensual y anual de Providencia sin URE

Hora	Valor p.u	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
0	0,89	1.453	1.390	1.457	1.561	1.520	1.638	1.571	1.623	1.657	1.534	1.479	1.415	1.525
1	0,87	1.413	1.352	1.416	1.517	1.478	1.593	1.528	1.578	1.611	1.492	1.437	1.376	1.483
2	0,85	1.378	1.318	1.381	1.479	1.441	1.553	1.489	1.538	1.571	1.454	1.402	1.341	1.445
3	0,83	1.353	1.294	1.356	1.452	1.414	1.524	1.462	1.510	1.542	1.428	1.376	1.317	1.419
4	0,82	1.337	1.279	1.341	1.436	1.399	1.507	1.446	1.493	1.525	1.412	1.360	1.302	1.403
5	0,81	1.312	1.255	1.315	1.409	1.372	1.479	1.418	1.465	1.496	1.385	1.335	1.277	1.377
6	0,74	1.201	1.149	1.204	1.290	1.256	1.354	1.298	1.341	1.370	1.268	1.222	1.169	1.260
7	0,75	1.216	1.163	1.219	1.306	1.272	1.371	1.315	1.358	1.387	1.284	1.237	1.184	1.276
8	0,78	1.272	1.217	1.275	1.366	1.330	1.433	1.375	1.420	1.450	1.343	1.294	1.238	1.334
9	0,81	1.312	1.255	1.315	1.409	1.372	1.479	1.418	1.465	1.496	1.385	1.335	1.277	1.377
10	0,82	1.337	1.279	1.341	1.436	1.399	1.507	1.446	1.493	1.525	1.412	1.360	1.302	1.403
11	0,84	1.363	1.303	1.366	1.463	1.425	1.536	1.473	1.521	1.554	1.438	1.386	1.327	1.430
12	0,85	1.378	1.318	1.381	1.479	1.441	1.553	1.489	1.538	1.571	1.454	1.402	1.341	1.445
13	0,85	1.388	1.328	1.391	1.490	1.451	1.564	1.500	1.550	1.583	1.465	1.412	1.351	1.456
14	0,87	1.413	1.352	1.416	1.517	1.478	1.593	1.528	1.578	1.611	1.492	1.437	1.376	1.483
15	0,87	1.413	1.352	1.416	1.517	1.478	1.593	1.528	1.578	1.611	1.492	1.437	1.376	1.483
16	0,86	1.393	1.332	1.396	1.496	1.457	1.570	1.506	1.555	1.588	1.470	1.417	1.356	1.461
17	0,84	1.363	1.303	1.366	1.463	1.425	1.536	1.473	1.521	1.554	1.438	1.386	1.327	1.430
18	0,84	1.363	1.303	1.366	1.463	1.425	1.536	1.473	1.521	1.554	1.438	1.386	1.327	1.430
19	0,99	1.605	1.535	1.609	1.723	1.678	1.809	1.735	1.792	1.830	1.694	1.633	1.562	1.684
20	1,00	1.625	1.554	1.629	1.745	1.699	1.832	1.757	1.814	1.853	1.716	1.653	1.582	1.705
21	0,99	1.615	1.545	1.619	1.734	1.689	1.820	1.746	1.803	1.841	1.705	1.643	1.572	1.694
22	0,97	1.575	1.506	1.578	1.691	1.647	1.775	1.702	1.758	1.795	1.662	1.602	1.533	1.652
23	0,93	1.514	1.448	1.518	1.626	1.583	1.706	1.637	1.690	1.726	1.598	1.540	1.474	1.588
Energía prom. día (kWh)		33.591	32.131	33.670	36.067	35.127	37.860	36.311	37.506	38.303	35.461	34.170	32.704	35.242
Energía mensual (MWh)		1.041,3	899,7	1.043,8	1.082,0	1.088,9	1.135,8	1.125,6	1.162,7	1.149,1	1.099,3	1.025,1	1.013,8	12.867,1

Anexo F. Demanda horaria mensual y anual de Providencia con URE

Hora	Valor p.u	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
0	0,89	1.090	1.043	1.093	1.170	1.140	1.229	1.178	1.217	1.243	1.151	1.109	1.061	1.144
1	0,87	1.060	1.014	1.062	1.138	1.108	1.194	1.146	1.183	1.208	1.119	1.078	1.032	1.112
2	0,85	1.033	988	1.036	1.109	1.081	1.165	1.117	1.154	1.178	1.091	1.051	1.006	1.084
3	0,83	1.014	970	1.017	1.089	1.061	1.143	1.097	1.133	1.157	1.071	1.032	988	1.064
4	0,82	1.003	959	1.005	1.077	1.049	1.130	1.084	1.120	1.144	1.059	1.020	977	1.052
5	0,81	984	941	986	1.057	1.029	1.109	1.064	1.099	1.122	1.039	1.001	958	1.032
6	0,74	901	862	903	967	942	1.015	974	1.006	1.027	951	916	877	945
7	0,75	912	873	914	979	954	1.028	986	1.019	1.040	963	928	888	957
8	0,78	954	912	956	1.024	997	1.075	1.031	1.065	1.088	1.007	970	929	1.001
9	0,81	984	941	986	1.057	1.029	1.109	1.064	1.099	1.122	1.039	1.001	958	1.032
10	0,82	1.003	959	1.005	1.077	1.049	1.130	1.084	1.120	1.144	1.059	1.020	977	1.052
11	0,84	1.022	978	1.024	1.097	1.069	1.152	1.105	1.141	1.165	1.079	1.040	995	1.072
12	0,85	1.033	988	1.036	1.109	1.081	1.165	1.117	1.154	1.178	1.091	1.051	1.006	1.084
13	0,85	1.041	996	1.043	1.118	1.088	1.173	1.125	1.162	1.187	1.099	1.059	1.013	1.092
14	0,87	1.060	1.014	1.062	1.138	1.108	1.194	1.146	1.183	1.208	1.119	1.078	1.032	1.112
15	0,87	1.060	1.014	1.062	1.138	1.108	1.194	1.146	1.183	1.208	1.119	1.078	1.032	1.112
16	0,86	1.045	999	1.047	1.122	1.092	1.177	1.129	1.166	1.191	1.103	1.063	1.017	1.096
17	0,84	1.022	978	1.024	1.097	1.069	1.152	1.105	1.141	1.165	1.079	1.040	995	1.072
18	0,84	1.022	978	1.024	1.097	1.069	1.152	1.105	1.141	1.165	1.079	1.040	995	1.072
19	0,99	1.204	1.151	1.206	1.292	1.259	1.357	1.301	1.344	1.372	1.271	1.224	1.172	1.263
20	1,00	1.219	1.166	1.222	1.309	1.275	1.374	1.317	1.361	1.390	1.287	1.240	1.187	1.279
21	0,99	1.211	1.159	1.214	1.300	1.267	1.365	1.309	1.352	1.381	1.279	1.232	1.179	1.271
22	0,97	1.181	1.130	1.184	1.268	1.235	1.331	1.277	1.319	1.347	1.247	1.201	1.150	1.239
23	0,93	1.136	1.086	1.138	1.219	1.187	1.280	1.227	1.268	1.295	1.199	1.155	1.106	1.191
Energía prom. día (kWh)		25.193	24.098	25.252	27.050	26.345	28.395	27.233	28.130	28.727	26.596	25.628	24.528	26.431
Energía mensual (MWh)		780.998	674.753	782.819	811.504	816.696	851.841	844.235	872.023	861.813	824.477	768.827	760.366	9.650.353

Anexo G. Hoteles providencia

NOMBRE ALOJAMIENTO	DESCRIPCION	UBICACIÓN	CAPACIDAD	SERVICIOS	PRECIOS (tarifas por noche en COP)	TIPO DE HOTEL
Miss Elma	Atención personalizada , nada muy lujoso pero perfectamente adecuado y estratégicamente ubicado.	Muy cerca a la playa en la Bahía Agua Dulce.	6 habitaciones todas con vista al mar.	Restaurante/bar , aire acondicionado , TV por cable , sala de juegos , masajes y excursiones.	Desde 215,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Afiliado a Decamerón
Miss Mary	Habitaciones sencillas pero cómodas , alejado de los sitios turísticos, comida fresca.	Al frente de la playa en Bahía Sur Oeste.	8 habitaciones , solo la mitad tienen vista al mar.	Restaurante, minibar , TV por cable, aire acondicionado , excursiones y masajes.	Desde 215,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Afiliado a Decamerón
Cabaña Relax	Es un hotel muy colorido, confortabile , cómodo y excelente servicio.	En Bahía Aguadulce, a una distancia corta de la costa o la playa, no cuenta con vista al mar	8 habitaciones.	Restaurante , piscina, minibar, caja fuerte, aire acondicionado y TV por cable.	Desde 170,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Afiliado a Decamerón
El Recreo	Hotel pequeño , buenos precios y ubicación . Recomendado para pasar solo la noche y hacer otras actividades durante el día.	Al frente de la playa en Bahía Aguadulce. La tienda de buceo de Felipe es al lado.	12 habitaciones sencillas con balcón.	Restaurante, bar, aire acondicionado, WiFi, excursiones, nevera y alquiler de bicicletas.	Desde 160,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Independiente
Posada del Mar	Habitaciones confortables e instalaciones amplias. Además cuenta con múltiples servicios.	Cerca a la Bahía Agua Dulce.	24 habitaciones con balcón, hamaca y vista al mar.	Salón de juegos para niños , minibar, TV por cable, aire acondicionado , restaurante/bar y excursiones	Desde 215,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Afiliado a Decamerón
Cabañas Agua Dulce	Coloridas habitaciones con un diseño propio del Caribe y buena ubicación.	En Bahía Aguadulce atrás de la costa, el hotel no tiene vista al mar.	24 cabañas independientes.	Piscina, bar, restaurante, aire acondicionado , TV , nevera y un área de juegos para niños.	Desde 290,000 por habitación doble .	Independiente
Deep Blue	Después de una remodelación (2010 a 2012) y nueva administración, es uno de los hoteles más lujosos y exclusivos del Caribe Colombiano.	En la costa este de la Isla de Providencia. vista hacia Cayo Cangrejo y el Parque Nacional.	12 habitaciones con balcón.	Restaurante en frente al mar , aire acondicionado, TV por cable, minibar , caja de seguridad, teléfono 24 h, secador de pelo, bata de baño , WiFi en la recepción y excursiones.	Desde 585,000 por habitación doble, incluye desayuno	Independiente

NOMBRE ALOJAMIENTO	DESCRIPCION	UBICACION	CAPACIDAD	SERVICIOS	PRECIOS (tarifas por noche en COP)	TIPO DE HOTEL
Hotel El Encanto	Ubicado en una de las zonas más turísticas de la Isla. Excelente relación precio/calidad.	A 1 minuto de la playa en Bahía de Aguadulce y justo al frente del Centro de Buceo Felipe.	18 habitaciones.	Restaurante WiFi, aire acondicionado, TV por cable, lavandería, caja fuerte y acepta mascotas.	Desde 220,000 por habitación doble incluyendo desayuno .	Independiente
Hotel El Pirata Morgan	Hotel con ambiente familiar , cuenta con variedad de actividades recreativas.	Cerca a la Bahía Agua Dulce.	30 habitaciones con vista al mar.	Restaurante, piscina, TV por cable, nevera, teléfono , WiFi, terraza bar , supermercado, piscina, salón de eventos, alquiler de motos y excursiones.	Desde 240,000 por habitación doble incluyendo desayuno y cena.	Independiente
Hotel Sirius	Pequeño hotel y centro de buceo, el cual es manejado por su propietario suizo-colombiano.	Localizado en la parte sur de la isla, en la Bahía Sur Oeste.	5 habitaciones con balcón y hamaca.	Aire acondicionado, refrigerador, minibar, caja de seguridad y TV por cable.	Desde 165,000 por habitación doble.	Independiente
Posada Coco Bay	Habitaciones frescas, cuentan con vista al mar. Personal cordial. Alejado de la ciudad.	Ubicación con vista a Cayo Cangrejo y la Bahía de Maracaíbo.	4 amplias habitaciones con cocineta, balcón y vista al mar.	Aire acondicionado , TV por cable, alquiler de kayak .	Desde 180,000 por habitación doble incluyendo desayuno.	Independiente
Sol Caribe Hotel	Uno de los hoteles más antiguos y grandes en Providencia.	Sobre la costa cerca a la Bahía Aguadulce.	35 habitaciones.	Restaurante, bar, piscina, TV por cable, aire acondicionado , teléfono, WiFi y minibar.	Desde 550,000 por habitación doble.	Cadena Solar Hoteles & Resorts
South West Bay Cabañas	Ubicación ideal, amplias habitaciones y buen servicio. Construcción en madera.	Se encuentra de 5 a 10 minutos caminando de la playa en Bahía Suroeste.	20 habitaciones con balcón.	Restaurante, TV por cable, aire acondicionado y nevera.	Desde 170,000 por persona, incluye desayuno.	Independiente

Fuente: (Nieto, 2016)