

**PLANTEAMIENTO DE UN PILOTO DE MICRORRED AISLADA PARA UNA  
ZONA CON POTENCIAL ENERGÉTICO MEDIANTE FNCER.**

**ANDRÉS FELIPE GARCÍA PÉREZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2019**

**PLANTEAMIENTO DE UN PILOTO DE MICRORRED AISLADA PARA UNA  
ZONA CON POTENCIAL ENERGÉTICO MEDIANTE FNCER.**

**ANDRÉS FELIPE GARCÍA PÉREZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de: Ingeniero Electricista.**

**Director**

**JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ**

**PhD. en Ingeniería Eléctrica**

**Codirector**

**GUILLERMO ANDRÉS BELTRÁN MANTILLA**

**MSc en Desarrollo Educativo y Social**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2019**

## DEDICATORIA

Primordialmente se lo dedico a mis padres Gabriel y Olga, por formarme como persona, por inculcarme sus principios y valores, por darme su ejemplo de lucha y esfuerzo, pero por sobre todo por brindarme su amor.

A mis hermanos Juan Pablo, José y Christian, porque son la razón por la cual quiera mejorar como persona y profesional cada día.

A Oscar, Diego y Catalina, por ser mucho más que solo primos.

A toda mi familia, porque de una u otra manera han estado presentes en mi formación personal.

A los chinchos, mis compañeros de la universidad, que me aguantaron durante toda la carrera y estuvieron presentes tanto en las buenas como en las malas.

A todos ellos gracias por tanto y perdón por tan poco...

***Andrés.***

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que todo debo agradecerle a Dios por darme la vida, por permitir que tenga en mi vida a las personas mencionadas anteriormente, por darme la oportunidad de entrar a una de las mejores universidades del país y por cada una de las cosas que pasan en mi vida.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander y la E<sup>3</sup>T, a cada uno de sus profesores por hacer parte de mi formación como profesional.

A la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. por permitir a los estudiantes conocer de primera mano el campo laboral y por darme la oportunidad de realizar este trabajo de grado.

Al grupo de innovación de la ESSA, a los ingenieros Guillermo, Wilmer, Raúl, Edwin y la ingeniera Laura por colaborarme en la realización de este trabajo.

## CONTENIDO

|                                                          | Pág. |
|----------------------------------------------------------|------|
| INTRODUCCIÓN .....                                       | 15   |
| 1. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA .....                      | 17   |
| 1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA ZONA.....                       | 17   |
| 1.1.1 Ubicación y acceso. ....                           | 18   |
| 1.1.2 Población Rural.....                               | 18   |
| 1.1.3 Potencial energético mediante FNCER .....          | 18   |
| 1.2 ESTUDIO SOCIOECONÓMICO DE LA POBLACIÓN .....         | 18   |
| 1.3 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA.....                     | 21   |
| 2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO.....              | 27   |
| 2.1 PROCEDIMIENTO INICIAL .....                          | 27   |
| 2.2. RECURSO EÓLICO. ....                                | 31   |
| 2.3 RECURSO SOLAR .....                                  | 39   |
| 3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MIX ENERGÉTICO..... | 47   |
| 3.1 SIMULACIÓN.....                                      | 47   |
| 3.2 PARÁMETROS DE ENTRADA.....                           | 49   |
| 3.2.1 Curva de demanda del sistema. ....                 | 49   |
| 3.2.2 Recursos renovables. ....                          | 49   |
| 3.2.3 Componentes del sistema.....                       | 49   |
| 3.2.3.1 Paneles Fotovoltaicos .....                      | 50   |
| 3.2.3.2 Aerogeneradores .....                            | 50   |
| 3.2.3.3 Baterías.....                                    | 51   |
| 3.2.3.4 Inversor .....                                   | 52   |
| 3.2.3.5 Planta Diésel.....                               | 53   |
| 3.2.4 Otros parámetros .....                             | 53   |
| 3.3 SELECCIÓN DEL MIX ENERGÉTICO ÓPTIMO .....            | 55   |

|                                          |    |
|------------------------------------------|----|
| 3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....       | 65 |
| 3.5 COSTOS POR TIPO DE INSTALACIÓN ..... | 68 |
| 4. CONCLUSIONES .....                    | 71 |
| 5. RECOMENDACIONES .....                 | 73 |
| BIBLIOGRAFÍA .....                       | 74 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                      | <b>Pág.</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Figura 1. Mapa del municipio de Tona y ubicación del corregimiento de Berlín. ...                    | 19          |
| Figura 2. Transformador seleccionado y sus características. ....                                     | 24          |
| Figura 3. Macromedidor utilizado para caracterizar la carga. ....                                    | 24          |
| Figura 4. Macromedidor instalado.....                                                                | 25          |
| Figura 5. Demanda horaria para el transformador caracterizado.....                                   | 26          |
| Figura 6. Estación meteorológica Vantage Pro 2.....                                                  | 29          |
| Figura 7. Estación meteorológica instalada en Berlín. ....                                           | 30          |
| Figura 8. Histograma para la velocidad del viento. ....                                              | 35          |
| Figura 9. Distribución de Weibull para los datos registrados. ....                                   | 36          |
| Figura 10. Histograma de velocidad del viento para el año 2017. ....                                 | 37          |
| Figura 11. Promedios mensuales de velocidad del viento. ....                                         | 38          |
| Figura 12. Componentes de la radiación solar.....                                                    | 40          |
| Figura 13. Factores que afectan la generación de un panel según su<br>orientación. ....              | 41          |
| Figura 14. Irradiancia solar medida durante el día 22 de marzo. ....                                 | 43          |
| Figura 15. Irradiancia solar medida durante el día 11 de abril. ....                                 | 43          |
| Figura 16. Temperatura para el día 22 de marzo.....                                                  | 44          |
| Figura 17. Temperatura para el día 11 de abril.....                                                  | 44          |
| Figura 18. Comparación entre las irradiancias de los días 22 de marzo y 11 de<br>abril. ....         | 45          |
| Figura 19. Promedio de radiación solar diaria por mes.....                                           | 46          |
| Figura 20. Emisiones de CO <sup>2</sup> en los tres escenarios durante la vida del<br>proyecto. .... | 57          |
| Figura 21. Penetración renovable en los tres escenarios durante la vida del<br>proyecto. ....        | 58          |

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 22. Comparación de excesos de energía entre los escenarios 1 y 2.....                          | 60 |
| Figura 23. Configuración óptima para la microrred. ....                                               | 60 |
| Figura 24. Emisiones de CO <sup>2</sup> del sistema óptimo en comparación con un sistema diésel. .... | 62 |
| Figura 25. Atención de la demanda para 3 días del año.....                                            | 63 |
| Figura 26. Curvas de generación por tecnología y atención de la demanda. ....                         | 64 |
| Figura 27. Generación anual del proyecto por tipo de tecnología.....                                  | 65 |
| Figura 28. COE y NPC con variaciones en el precio del diésel. ....                                    | 66 |
| Figura 29. Resumen de costos diferenciados por componente. ....                                       | 69 |
| Figura 30. Flujo de caja. ....                                                                        | 70 |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                                                       | <b>Pág.</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Tabla 1. Datos generales de Tona.....                                                                 | 19          |
| Tabla 2. Transformadores que cumplen los criterios de selección. ....                                 | 22          |
| Tabla 3. Características del macromedidor. ....                                                       | 23          |
| Tabla 4. Características de la estación meteorológica.....                                            | 29          |
| Tabla 5. Tabla de frecuencias de velocidades del viento.....                                          | 34          |
| Tabla 6. Datos generales del recurso eólico en Berlín para el año 2017.....                           | 37          |
| Tabla 7. Comparación entre los datos de la estación meteorológica y la<br>información del IDEAM. .... | 38          |
| Tabla 8. Información concerniente a los paneles fotovoltaicos. ....                                   | 50          |
| Tabla 9. Información referente a los aerogeneradores. ....                                            | 51          |
| Tabla 10. Parámetros introducidos en HOMER correspondientes a las baterías. .                         | 52          |
| Tabla 11. Información del inversor necesaria para la simulación en HOMER. ....                        | 52          |
| Tabla 12. Información proporcionada a HOMER para el generador diésel.....                             | 53          |
| Tabla 13. Resultados de la simulación. ....                                                           | 56          |
| Tabla 14. Resultados económicos. ....                                                                 | 56          |
| Tabla 15. Características del generador diésel de 10 kW.....                                          | 58          |
| Tabla 16. Comparación entre escenarios 1 y 2 aumentando la capacidad del<br>generador diésel. ....    | 59          |
| Tabla 17. Resultados y comparación de factores financieros.....                                       | 61          |
| Tabla 18. Total de emisiones para los sistemas de generación híbrido y diésel. ..                     | 62          |
| Tabla 19. COE y NPC con variaciones en el precio del diésel. ....                                     | 66          |
| Tabla 20. Variaciones en la capacidad instalada con respecto al número de<br>usuarios. ....           | 67          |
| Tabla 21. Componentes del sistema óptimo. ....                                                        | 68          |
| Tabla 22. Parámetros de evaluación. ....                                                              | 68          |

|                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 23. Tabla de costos diferenciados para el proyecto.....        | 69 |
| Tabla 24. Porcentajes de generación de energía por instalación. .... | 70 |

## RESUMEN

**TÍTULO:** Planteamiento de un piloto de microrred aislada para una zona con potencial energético mediante FNCER\*.

**AUTOR:** Andrés Felipe García Pérez\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Microrred, fuente no convencional de energía renovable, costo nivelado de la energía, potencial energético.

### DESCRIPCIÓN

El servicio de energía eléctrica siempre ha tenido altibajos y mantener una excelente calidad en la prestación de este servicio ha sido un problema frecuente para las empresas distribuidoras y operadores de red.

Garantizar la confiabilidad del servicio al usuario es una prioridad y es por eso que se deben buscar soluciones para asegurar un servicio de energía constante. Como una solución a este problema se pueden implementar microrredes, las cuales son redes de distribución de energía eléctrica en las que se aplican tecnologías modernas para la mejora del servicio. Una microrred permite un ahorro de energía y una independencia de la red convencional, con su implementación no solo se puede aumentar la confiabilidad y calidad del servicio de energía, sino mantener una sostenibilidad ambiental integrando la generación distribuida de fuentes no convencionales de energía renovable.

Este proyecto busca por medio de la modalidad de práctica empresarial proponer los elementos de generación de energía que se deben usar en la implementación de un piloto de microrred que pueda abastecer la demanda energética de una zona aislada de la red convencional con el menor costo nivelado de la energía posible. Se determinó el costo nivelado de la energía, el costo del proyecto y las emisiones de gases de efecto invernadero, a su vez, se comparó este sistema con un sistema alimentado por una planta diésel con el fin de observar los beneficios o pérdidas tanto económicas como ambientales, que faciliten la toma de decisiones al realizar este tipo de proyectos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicomecánicas Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones Director Javier Enrique Solano Martínez Codirector Guillermo Andrés Beltrán Mantilla

## ABSTRACT

**TITLE:** APPROACH OF A ISOLATED MICROGRID PILOT FOR A ZONE WITH ENERGY POTENTIAL THROUGH A NON-CONVENTIONAL SOURCE OF RENEWABLE ENERGY\*

**AUTHOR:** Andrés Felipe García Pérez. \*\*

**KEYWORDS:** Microgrid, non-conventional source of renewable energy, level cost of energy, energy potential.

### DESCRIPTION:

The electric power service has always had ups and downs and maintaining an excellent quality in the provision of this service has been a frequent problem for distribution companies and network operators.

Guaranteeing the reliability of the service to the user is a priority and that is why must trying to find a solution to guarantee a constant energy service. As a solution to this problem, microgrids can be implemented, which are electricity distribution networks in which modern technologies are applied to improve the service. A microgrid allows energy savings and independence from the conventional network, with its implementation not only can increase the reliability and quality of the energy service, but also maintain an environmental sustainability by integrating the distributed generation of unconventional sources of renewable energy.

This project seeks through the business practice modality to propose the elements of power generation that should be used in the implementation of a microgrid pilot that can supply the energy demand of the conventional network of an isolated area, with the lowest cost level of the possible energy. It's were determined the levelized cost of energy, the cost of the project and the emissions of greenhouse gases, in turn, this system was compared with a system fed by a diesel plant in order to observe the benefits or losses both economic and environmental, that make easy the decision when these kind of projects are made.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías fisicomecánicas Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones Director Javier Enrique Solano Martínez Codirector Guillermo Andrés Beltrán Mantilla

## INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas define una microrred como una red de bajo voltaje con fuentes de generación distribuida, almacenamiento local, cargas controladas y la posibilidad de formar islas eléctricas<sup>1</sup>.

Teniendo en cuenta los problemas que se tienen para llevar el servicio de energía eléctrica en algunas zonas del país, el presente trabajo aborda como tema general la implementación de una microrred, como una posible solución al problema de generación que se tiene en estas zonas. Como objetivo principal se busca proponer los equipos de generación que se deben usar en la implementación de un piloto de microrred que pueda abastecer la demanda energética de una zona que se encuentre aislada de la red eléctrica convencional.

Este trabajo es parte del convenio entre la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA) y la Universidad Industrial de Santander (UIS), por lo que la zona en estudio es una carga actual del sistema de ESSA. Teniendo en cuenta ciertos criterios se puede simular que esta carga se encuentra aislada de la red eléctrica.

Para efectos de este trabajo, los datos que se presentan son producto de mediciones realizadas en campo de potencia y energía, y de las distintas variables meteorológicas necesarias para el estudio; además de estos se utilizan datos proporcionados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

El trabajo presenta los siguientes capítulos:

---

<sup>1</sup> CREG, La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional. 2009.

En el capítulo 1 se aborda la forma en que se caracteriza la zona en estudio. Asimismo, se presentan los criterios establecidos para elegir dicha zona, la caracterización de la población y la forma en que se obtuvo la curva de demanda horaria.

En el capítulo 2 se presenta el método con el que se determina el potencial energético que tiene la zona a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Para el estudio solo se tuvieron en cuenta los recursos solar y eólico, las razones se exponen en este capítulo. Además, se pueden encontrar los resultados de los análisis hechos a los datos e información obtenida de estos recursos, así como la factibilidad que hay de generación de energía a partir de ellos.

En el capítulo 3 se expone el dimensionamiento del sistema, los componentes que hacen parte de él y sus curvas características. Este dimensionamiento se desarrolla a través del software HOMER Pro, con el que se propone la configuración que debe tener la microrred para atender la demanda energética de la zona de manera óptima, se muestra el costo aproximado que tendría el proyecto y las ventajas que se obtendrían con la implementación de FNCER en zonas aisladas.

En el capítulo 4 se presentan las conclusiones y en el capítulo 5 las recomendaciones de este trabajo.

## **1. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA**

En este capítulo se presenta el procedimiento para caracterizar la zona en la que se realiza el estudio. Para ello en la sección 1.1 se expone la zona identificada, en la sección 1.2 se muestra el estudio socioeconómico realizado a la población y en la sección 1.3 se presenta la caracterización de la carga.

### **1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA ZONA**

Para planificar y hacer un análisis de la viabilidad de un proyecto de electrificación para una comunidad se debe conocer las necesidades energéticas que ésta tiene (cocina, calefacción, actividades económicas, iluminación pública, etc.). Es por esto que se debe tener como punto de partida para el trabajo definir la zona en la cual se hará el estudio con el fin de determinar su curva de demanda y plantear la mejor solución energética.

Considerando que la zona en estudio debe pertenecer al sistema actual de ESSA, el cual tiene cobertura en 92 municipios del país, se tienen en cuenta ciertas características que permitan determinar cuál es el lugar adecuado para realizar el estudio. Estas características o criterios de selección facilitan las medidas y análisis de datos, debido a que existen límites de tiempo y de equipos para el estudio.

Los siguientes son los criterios de selección a partir de los cuales se determina el lugar que fue objeto de estudio:

**1.1.1 Ubicación y acceso.** La zona de estudio debe ser de fácil acceso y cercana al área metropolitana de Bucaramanga, ya que esto facilita las visitas que se tengan que hacer para desarrollar el estudio.

**1.1.2 Población Rural.** Teniendo en cuenta que las zonas aisladas son poblaciones de tipo rural, la zona escogida para el proyecto debe tener características similares por lo cual no se considera el área metropolitana de Bucaramanga como una posibilidad.

**1.1.3 Potencial energético mediante FNCER** La distancia entre las cargas y las fuentes de generación debe ser la menor posible con el fin de reducir costos de inversión y transporte de energía. Al tener esto como un criterio de selección se busca una zona con potencial energético mediante FNCER que permitan una generación de energía eléctrica en sitio.

A partir de los criterios propuestos para la selección de la zona se decide aplicar el estudio al corregimiento de Berlín, perteneciente al municipio de Tona en Santander. Este es un corregimiento con una población rural que tiene la ventaja de estar ubicado sobre una vía principal, por lo cual es de fácil acceso, además es un lugar en el que se prevé potencial energético a partir de FNCER. Si bien existían otras zonas que cumplían con estos criterios, otra razón por la cual se seleccionó Berlín fue por sugerencia de la ESSA debido a que allí había acercamientos con personas del lugar que facilitaban la instalación, logística y seguridad de los diferentes equipos que se tuvieran que emplear en el desarrollo del trabajo.

## **1.2 ESTUDIO SOCIOECONÓMICO DE LA POBLACIÓN**

El corregimiento de Berlín se localiza en la zona Norte del municipio de Tona en el departamento de Santander. Se encuentra a 67 km de Bucaramanga en la vía que

comunica a la ciudad con la ciudad de Cúcuta, y a una altura que varía desde los 3200 hasta los 3700 metros de altura sobre el nivel del mar. A continuación, se muestra el mapa del municipio de Tona (figura 1), así como algunos datos generales del mismo (tabla 1).

**Figura 1. Mapa del municipio de Tona y ubicación del corregimiento de Berlín.**



Fuente. Sitio web de la Alcaldía de Tona.” [Online]. Available: <http://www.tona-santander.gov.co>

**Tabla 1. Datos generales de Tona.**

|                        |                              |
|------------------------|------------------------------|
| <b>Superficie</b>      | 342 [km <sup>2</sup> ]       |
| <b>Temperatura</b>     | 3 y 22 °C                    |
| <b>Altitud</b>         | 1100 - 3700 m.s.n.m.         |
| <b>Latitud</b>         | 7,1833                       |
| <b>Longitud</b>        | -72,8833                     |
| <b>Límite al norte</b> | Charta y Vetás               |
| <b>Límite al sur</b>   | Sta. Bárbara y Floridablanca |

|                            |                    |
|----------------------------|--------------------|
| <b>Límite al oriente</b>   | Norte de Santander |
| <b>Límite al occidente</b> | Bucaramanga        |

Fuente. Sitio web de la Alcaldía de Tona.” [Online]. Available: <http://www.tona-santander.gov.co>

De los 6651 habitantes del municipio aproximadamente el 37% de los habitantes se ubican en el corregimiento de Berlín<sup>2</sup>, este corregimiento es uno de los mas poblados y mas importantes del municipio a nivel económico debido a su localización sobre la vía principal y a su características comerciales y turísticas.

La actividad económica en Berlín se basa en la agricultura, piscicultura y ganadería, aunque recientemente el turismo ha tomado fuerza.

*Agricultura:* El suelo de Berlín es usado en su mayoría para los cultivos de cebolla y papa. La agricultura representa una gran parte de la actividad económica en la zona llegando al punto de que en cultivos de cebolla se tienen aproximadamente 610 hectáreas<sup>3</sup>.

*Ganadería:* Aunque no es una actividad económica muy realizada por los habitantes de Berlín, se puede destacar la crianza y comercialización de ganado bovino y ovino. La crianza del ganado es de doble propósito pues también es usada para consumo propio<sup>4</sup>.

*Piscicultura:* El clima y la gran cantidad de fuentes de agua dulce que se encuentran en el corregimiento lo hace un lugar ideal para la crianza de trucha. Esta, comparada con el resto de las actividades económicas, se realiza en menor medida<sup>5</sup>.

---

<sup>2</sup> RESTREPO J., ESCOBAR E., and GUALDRON J., “Plan integral de manejo del distrito de manejo integrado de los recursos naturales ‘páramo de berlín ,” 2008

<sup>3</sup> Ibíd.

<sup>4</sup> Ibíd.

<sup>5</sup> Ibíd.

*Turismo:* Está siendo una nueva alternativa en las actividades económicas del corregimiento, por estar ubicado sobre la vía principal en la carretera de Bucaramanga-Pamplona, se ha convertido en una parada muy concurrida por viajeros y ha permitido el aumento del turismo y crecimiento del corregimiento. Además, posee una gran cantidad de paisajes naturales que hacen a Berlín un lugar para que los visitantes se alejen de la rutina y de la ciudad.

Al realizar las visitas los pobladores manifestaron que esta zona cuenta con problemas en el servicio de energía eléctrica, una posible causa de esto es que la zona es la cola o final de un circuito de media tensión que viene desde la ciudad de Bucaramanga (subestación Conucos), lo que provoca fallas en el nivel de tensión que llega a los usuarios finales, causando que la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica no se garantice durante todo tiempo. Según los habitantes del corregimiento este problema de regulación de tensión se presenta más en días de verano cuando la mayoría de las fincas del lugar utilizan motobombas para el riego de sus cultivos, lo que incrementa la demanda de potencia y lleva a interrupciones en el servicio para algunos usuarios.

Una mayor confiabilidad en el servicio de energía mejoraría la calidad de vida de la gente de Berlín, se daría un avance para poder tecnificar el campo y aumentar la producción de cultivos, especialmente el de la cebolla, que tiene un gran potencial en la zona.

### **1.3 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA.**

Para realizar el diseño de un sistema de generación de energía eléctrica se debe conocer la curva de demanda que se va a atender, ya que esta es la que representa el consumo que tiene la carga en todo tiempo. Con el propósito de obtener esta curva se procede a caracterizar la carga de uno de los transformadores de

distribución de la zona. Para seleccionar el transformador se plantean los siguientes criterios:

*Ubicación:* El transformador tiene que estar ubicado en la parte final de una de las derivaciones del circuito principal que llega al corregimiento de Berlín, de esta manera se puede simular una carga aislada de la red convencional.

*Acceso:* Se debe procurar un fácil acceso al transformador, esto para no tener inconvenientes a la hora del transporte de equipos y de personal al momento de realizar la instalación del medidor.

*Capacidad:* La potencia del transformador se limita a 25 kVA, ya que al no ser de mucha potencia se emula una carga de poca demanda, una característica de las zonas que se encuentran aisladas de la red.

Mediante el software ENERGIS, en el cual se pueden observar cada uno de los activos que posee la ESSA, se buscaron transformadores del corregimiento de Berlín que cumplieran con los criterios mencionados. Se detectaron 4 transformadores que cumplían con estos requisitos, además se pudo observar la lectura de cada macro medidor mediante el software SAC (Sistema de Administración Comercial). Las características de los transformadores se presentan en la tabla 2.

**Tabla 2. Transformadores que cumplen los criterios de selección.**

| <i>Número del Transformador</i> | <i>Potencia [kVA]</i> | <i>Número de apoyo</i> | <i>Lectura del mes de enero</i> | <i>Lectura del mes de febrero</i> |
|---------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| 8481                            | 25                    | 3125017                | 2700 [kWh]                      | 2940 [kWh]                        |
| 9833                            | 25                    | 3310493                | 2940 [kWh]                      | 4260 [kWh]                        |
| 9827                            | 10                    | 3310272                | 3000 [kWh]                      | 3960 [kWh]                        |
| 9141                            | 15                    | 3127095                | 2400 [kWh]                      | 2820 [kWh]                        |

Con base en esta información se determinó que los transformadores #9833 y #9827 eran los más convenientes para el estudio debido a que eran aquellos en los que se encontró una mayor energía registrada en su macro medidor.

Después de realizar la respectiva visita al lugar en el que estaban ubicados los transformadores, se escogió para el estudio el #9827 debido a que se observó que el apoyo en el que se encontraba el #9833 estaba un poco inclinado y podía presentar mayor riesgo para el operario al momento de realizar la maniobra. El transformador escogido y sus características se presentan en la figura 2.

Con el transformador seleccionado se procedió a determinar su curva de demanda, esto se realizó mediante un macro medidor remoto de medida semi-directa proporcionado por la ESSA (ver fig. 3), el cual tomaba datos de energía, potencia, tensión, corriente, factor de potencia y frecuencia cada 12 segundos, las características del medidor se muestran en la tabla 3. Este medidor se instaló en el transformador y se dejó recopilando datos por un tiempo de 1 semana (del 23 de abril al 30 de abril), en las figuras 3 y 4 se puede observar el medidor y su instalación.

**Tabla 3. Características del macromedidor.**

|                     |                                          |
|---------------------|------------------------------------------|
| Precisión           | 0.5                                      |
| Frecuencia          | 60 Hz                                    |
| Tensión             | 3x110/208 [V]                            |
| Conexión CT Ib/Imax | 1.5(6) [A]                               |
| Registro            | Visualizador LCD 24x12 [mm]              |
| Temperatura         | Funcionamiento: desde -25 °C hasta +55°C |
| Estándares          | IEC62052-11, IEC62053-21                 |

**Figura 2. Transformador seleccionado y sus características.**



*Características:*

Numero de transformador: 9827

10 kVA

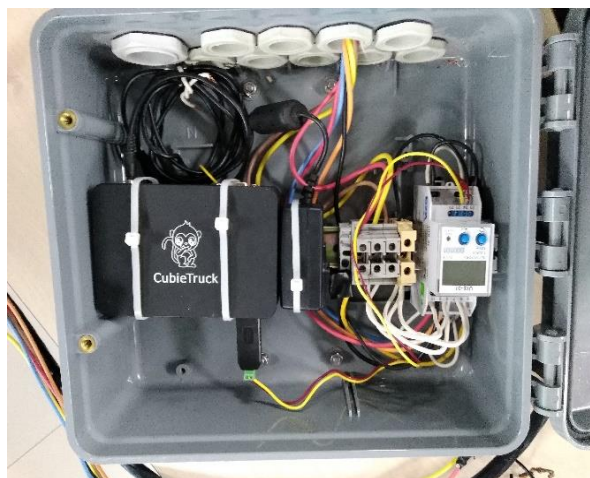
13.2 kV/240 V

Monofásico

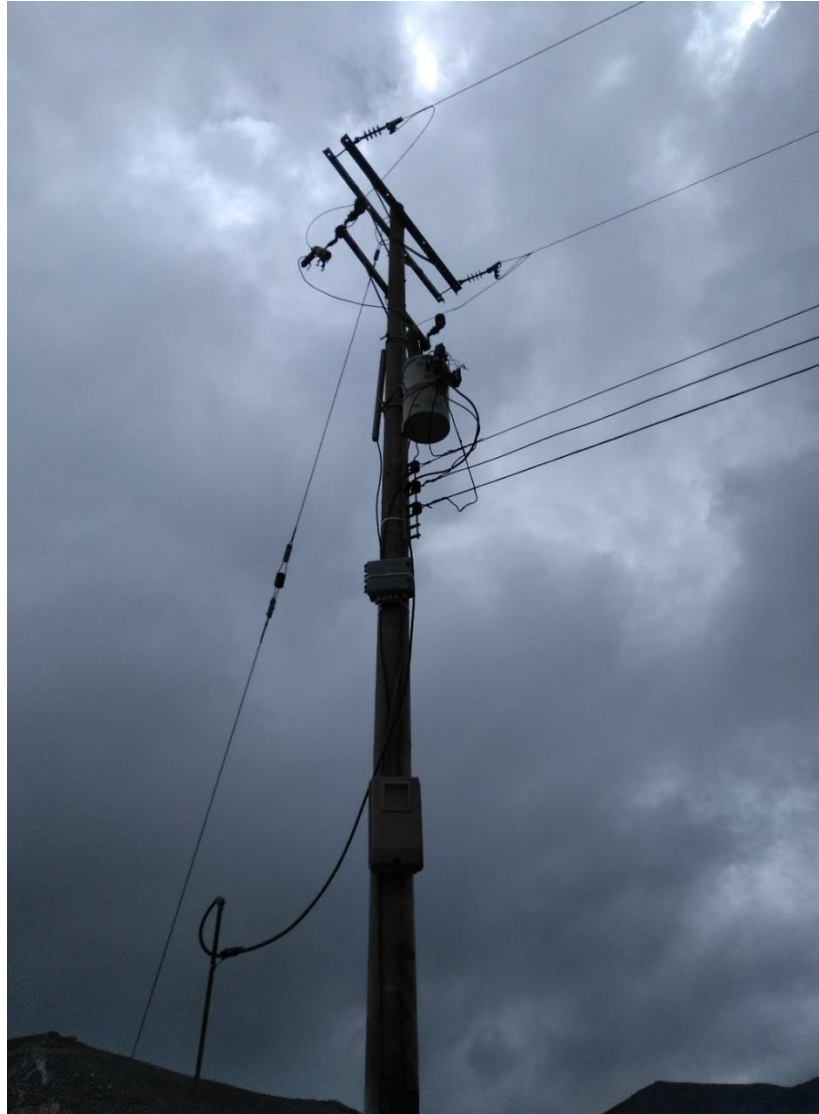
Número de apoyo 3310272

Número de cuenta: 1265467

**Figura 3. Macromedidor utilizado para caracterizar la carga.**

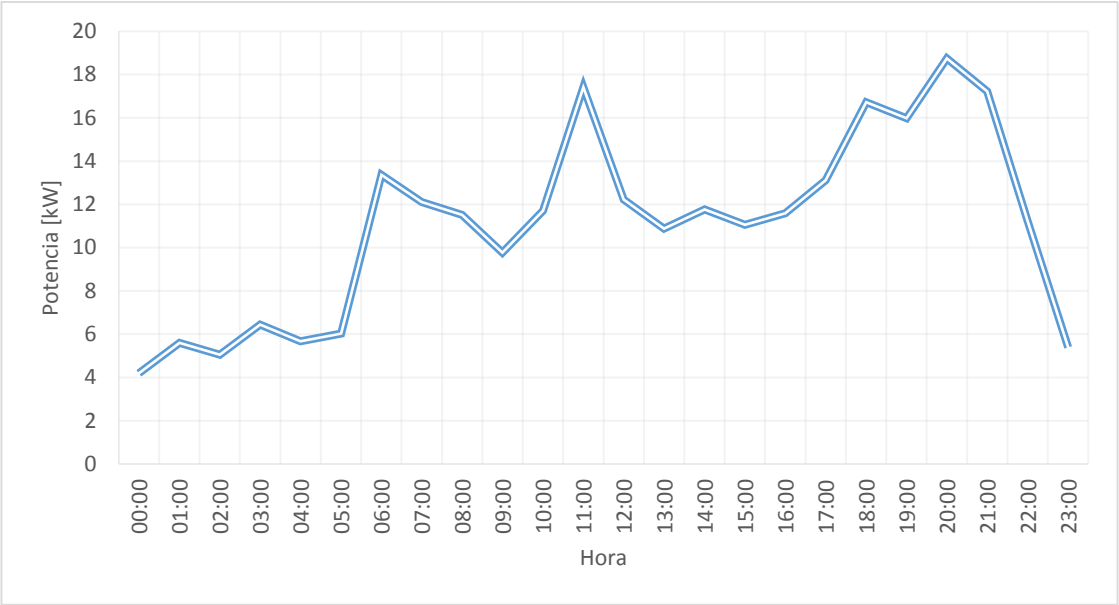


**Figura 4. Macromedidor instalado.**



Con los datos de potencia y energía recogidos del medidor se procedió a realizar la curva de carga para el sitio. Cabe aclarar que, si bien esta curva no representa el verdadero consumo debido a que no se puede garantizar que durante todos los días el consumo de energía sea exactamente igual, es una buena aproximación a lo que se esperaría ya que se obtuvo información de una semana en intervalos de tiempo cortos por lo cual es válida para el estudio. La curva de demanda se presenta en la figura 5.

**Figura 5. Demanda horaria para el transformador caracterizado.**



## **2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO.**

En este capítulo se presenta la estimación del potencial energético en la zona a partir de FNCER. Para ello se expone en la sección 2.1 la manera en la que se realiza esta estimación, en la sección 2.2 se presenta el potencial que hay con el recurso eólico y en la sección 2.3 se presenta el potencial a partir del recurso solar.

### **2.1 PROCEDIMIENTO INICIAL**

Como primera instancia se realiza una preselección basada netamente en la observación, es decir, se analizan los recursos renovables que se encuentran en la zona y se determinan aquellos que se pueden usar para la generación de energía. Esta preselección permite descartar fuentes de energía renovable que son poco viables, de esta manera se puede desarrollar un estudio más minucioso del potencial energético que tienen aquellas fuentes de energía más provechosas.

De las visitas hechas al corregimiento de Berlín se observaron vientos con velocidades altas que suponían un buen potencial energético a partir de este recurso, por lo cual fue una de las fuentes de energía que se analizaron en detalle. La radiación solar a simple vista no parecía relevante, pero se consideró en el estudio debido a que la zona presenta temperaturas bajas lo cual podía presentar un efecto positivo en los paneles solares ya que su eficiencia no se disminuiría por efecto de la temperatura, además, la radiación solar en el lugar es mayor debido a su ubicación (más de 3000 m.s.n.m.), dado que es menor la atenuación que presentan los rayos del sol con respecto al nivel del mar.

Si bien las FNCER no solo son la eólica y la solar, sino además la geotérmica, la biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), en el presente trabajo se descartó la opción de aprovechar la energía geotérmica debido a que en el lugar no había una fuente de la cual se pudiera aprovechar.

La biomasa no se consideró como fuente de generación debido a que los cultivos que se encuentran en la zona son principalmente de cebolla y papa, los cuales no se contemplan en el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia<sup>6</sup> como posibles recursos sólidos que se puedan usar como fuentes alternativas de energía. Aunque el corregimiento de Berlín se encuentra en una zona montañosa donde hay nacimientos de agua que podrían aprovecharse para generar energía a partir de una PCH, el sitio exacto donde se realizó el estudio no se encuentra cerca a una fuente de agua aprovechable, por lo cual tampoco se consideró el uso de una PCH.

Para tener un indicio del potencial energético en la zona se instaló una estación meteorológica en el sitio conocido como Refugio Piedra Parada. La estación meteorológica instalada es la Vantage Pro 2 (ver figuras 6 y 7), con este equipo se realizaron las respectivas mediciones de irradiancia solar, velocidad de viento y temperatura, necesarias para la posterior simulación del sistema en HOMER Pro, en la tabla 4 se muestran las características más relevantes del equipo.

---

<sup>6</sup> IDEAM, UIS, and UPME, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. 2010

**Figura 6. Estación meteorológica Vantage Pro 2.**



Fuente Davisinstruments.com

**Tabla 4. Características de la estación meteorológica.**

|                               |                                                                                           |
|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Frecuencia de transmisión     | de 902 a 928 [MHz]                                                                        |
| Registro                      | LCD 151x86 [mm]                                                                           |
| Adaptador de AC               | 5 VDC a 300 [mA]                                                                          |
| Panel solar                   | 0,5 [W]                                                                                   |
| Baterías                      | 3 baterías tipo C                                                                         |
| Temperatura de operación      | Desde -40°C hasta 65°C                                                                    |
| Incluye sensores              | Temperatura, humedad, anemómetro, radiació solar, lluvia, rayos UV.                       |
| Transmisión inalámbrica       | Hasta 300 [m]                                                                             |
| Descarga de información       | Intervalos de: 1, 5, 10, 15, 30, 60, 120 minutos.                                         |
| Almacenamiento de información | Aproximadamente: 2, 9, 18, 27, 53, 107, 213 días, dependiendo del intervalo seleccionado. |

Fuente: Manual del fabricante.

**Figura 7. Estación meteorológica instalada en Berlín.**



Debido a que el viento no se comporta de la misma manera durante todo el año, para realizar un estudio más amplio y que de una mejor visión de la prefactibilidad de generación eólica en una zona se deben tener datos de velocidad del viento por lo menos en un tiempo de un año, es por esto que posteriormente se expone la necesidad de información del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) sobre velocidad del viento para un año calendario.

Con los datos proporcionados se determinó el potencial energético a partir de los recursos eólico y solar, siendo estos como se dijo anteriormente aquellos que se podían aprovechar para la generación de energía eléctrica en la zona.

## 2.2. RECURSO EÓLICO.

La medición del viento como recurso eólico puede parecer simple, sin embargo, por naturaleza el viento es aleatorio y depende de muchos factores como lo son la temperatura, presión del aire, humedad y características geográficas. Existen varias formas de caracterizar la naturaleza del viento, una de las más comunes es la distribución de Weibull. Esta función de distribución es la que se usará en este trabajo, ya que es la que mejor aproxima mediciones experimentales del viento y además permite caracterizarlas a partir de dos parámetros.

La ley de distribución de densidad de probabilidad de Weibull se expresa por medio de la ecuación 1<sup>7</sup>.

$$F(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Donde,

$v$ : Velocidad del viento.

$c$ : Factor de escala con dimensiones de velocidad.

$k$ : Factor de forma adimensional, que caracteriza la asimetría de la distribución.

El factor de forma relaciona la distribución de Weibull con otras dos distribuciones, cuando  $k=1$  se obtiene la distribución exponencial y para  $k=2$  se obtiene la distribución de Rayleigh la cual es muy usada por fabricantes de turbinas eólicas<sup>8</sup>.

A partir de la distribución de velocidades medidas se pueden obtener los parámetros para la distribución de Weibull con las ecuaciones 2 y 3<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> MUÑOZ Y., "Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo," Universidad Politécnica de Valencia, 2012

<sup>8</sup> Ibíd.

<sup>9</sup> RUIZ J., "Estimación de la velocidad del viento a diferentes alturas usando el modelo WR," 2012

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^{-1.086} \quad (2)$$

$$c = \frac{\mu}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

Donde:

$\sigma$  es la desviación estándar de los datos.

$\mu$  es la velocidad media.

$\Gamma$  es la función de distribución Gamma.

La potencia del viento que se puede aprovechar realmente para convertirla en potencia eléctrica viene dada por la ecuación 6<sup>10</sup>.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot (A \cdot N) \cdot 0,59 \quad (4)$$

Donde:

P es la potencia del viento que se aprovecha y se mide en [W]

v es la velocidad con la que incide el viento en el aerogenerador en [m/s].

$\rho$  es la densidad del aire en [kg/m<sup>3</sup>].

A es el área de la superficie de la pala que enfrenta al viento en [m<sup>2</sup>].

N es el número de palas del aerogenerador.

El 0.59 es el límite de Betz, el cual indica el máximo aprovechamiento que se le puede dar al viento para convertir su energía cinética en energía eléctrica<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> MUÑOZ Y., Op. Cit.

<sup>11</sup> Ibíd.

El potencial de energía eólica que tiene una zona se puede expresar de una manera mejor mediante la densidad de potencia disponible en el viento, esta densidad de potencia viene dada por la ecuación 5<sup>12</sup>.

$$WPD = \frac{1}{2n} * \sum_{i=1}^n \rho_i * v_i^3 \quad (5)$$

Donde:

WPD es la densidad de potencia del viento [W/m<sup>2</sup>].

n es el número de registros.

$\rho$  es la densidad del viento en [kg/m<sup>3</sup>] en un momento de observación.

v es la velocidad del viento en [m/s] en un momento de observación.

Estudios como el realizado por Muñoz<sup>13</sup>, aseguran que para energización en zonas rurales un valor promedio de velocidad del viento de aproximadamente 5,5 [m/s] medido a 50 [m] de altura sobre el suelo representa buen potencial para generación de energía. Además, sugiere que el periodo de monitoreo sea de mínimo un año en intervalos de 10 minutos.

Otros estudios como el presentado por Mattio y Tilca<sup>14</sup>, recomiendan que para hacer una medición con buenas bases y conocer a ciencia cierta el potencial eólico de un lugar se debe medir la velocidad del viento entre 10 y 30 [m] de altura sobre el suelo.

Con el fin de cuantificar el potencial de generación a partir del viento, a continuación, se muestran los análisis realizados a la información recolectada por la estación meteorológica y a la suministrada por el IDEAM.

---

<sup>12</sup> VERGARA P., REY J., OSMA G., and ORDÓÑEZ G., "Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga , Colombia," 2014

<sup>13</sup> MUÑOZ Y., Op. Cit.

<sup>14</sup> MATTIO H. F. and TILCA F., "Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.," 2009

Realizadas las respectivas mediciones con la estación meteorológica, se pretende hacer una caracterización del viento y de esta manera poder cuantificar el potencial eólico que existe en la zona en estudio.

Primero se realizó una tabla de frecuencias (tabla 5) con los datos de viento obtenidos desde el 16 marzo hasta el 17 de abril.

Valor máximo: 10,53 [m/s]

Valor mínimo: 0 [m/s]

Promedio: 3,24 [m/s]

Altura sobre el suelo del anemómetro: 4,5 [m]

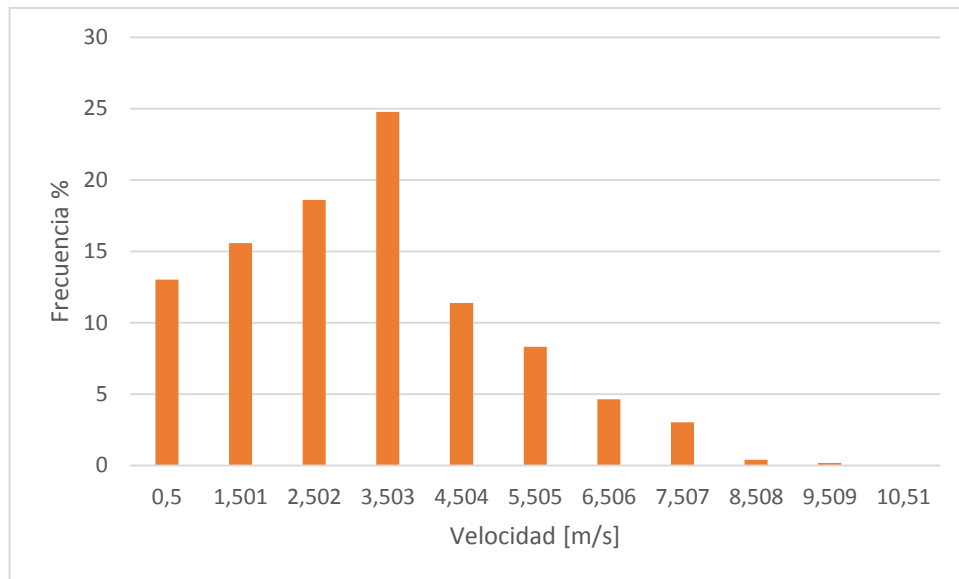
Para este caso se tomaron 11 intervalos de viento con rangos de 1 [m/s].

**Tabla 5. Tabla de frecuencias de velocidades del viento.**

| No. | Límite inferior | Límite superior | Marca de clase | Frecuencia absoluta | Frecuencia acumulada | Frecuencia % |
|-----|-----------------|-----------------|----------------|---------------------|----------------------|--------------|
| 1   | 0               | 1               | 0,5            | 635                 | 635                  | 13,0229      |
| 2   | 1,001           | 2,001           | 1,501          | 760                 | 1395                 | 15,5865      |
| 3   | 2,002           | 3,002           | 2,502          | 907                 | 2302                 | 18,6013      |
| 4   | 3,003           | 4,003           | 3,503          | 1208                | 3510                 | 24,7744      |
| 5   | 4,004           | 5,004           | 4,504          | 556                 | 4066                 | 11,4027      |
| 6   | 5,005           | 6,005           | 5,505          | 406                 | 4472                 | 8,3265       |
| 7   | 6,006           | 7,006           | 6,506          | 226                 | 4698                 | 4,6349       |
| 8   | 7,007           | 8,007           | 7,507          | 148                 | 4846                 | 3,0353       |
| 9   | 8,008           | 9,008           | 8,508          | 20                  | 4866                 | 0,4102       |
| 10  | 9,009           | 10,009          | 9,509          | 9                   | 4875                 | 0,1846       |
| 11  | 10,01           | 11,01           | 10,51          | 1                   | 4876                 | 0,0205       |

A partir de la tabla de frecuencias se realizó el respectivo histograma de frecuencias que se presenta en la figura 8.

**Figura 8. Histograma para la velocidad del viento.**



En la tabla 5 se puede observar que los valores de velocidad más frecuentes son aquellos entre 3 y 4 [m/s] con un porcentaje de frecuencia de casi el 25%.

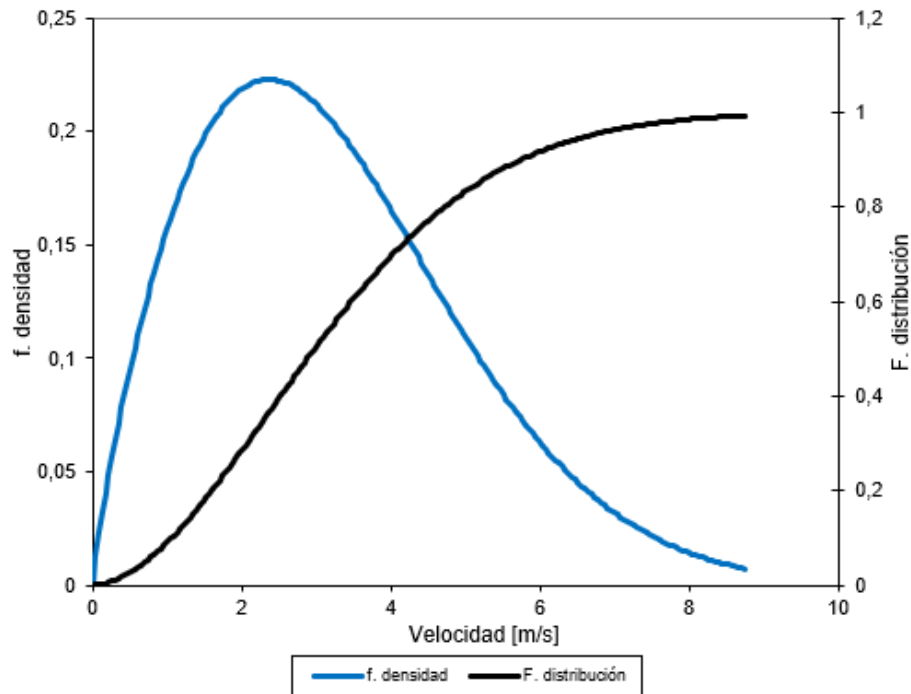
Luego se prosigue a realizar la distribución de probabilidad de Weibull, primero se determinaron los parámetros que se utilizan en las ecuaciones 2 y 3, y se obtuvieron los siguientes resultados:

$$k = 1,9567$$

$$c = 3,9569$$

En la figura 9 se presenta la distribución de Weibull.

**Figura 9. Distribución de Weibull para los datos registrados.**



Se observa que el histograma presentado en la figura 8 sigue el mismo comportamiento de esta función de probabilidad, además, esta grafica proporciona una mejor visión del potencial eólico que puede haber en la zona ya que se aprecia que las velocidades del viento que aparecen con mayor frecuencia son las que van de 1 a 4,5 [m/s].

Debido a que el viento no se comporta de la misma manera durante todo el año, como se dijo anteriormente para poder realizar un estudio mucho más amplio y que de una mejor visión de la prefactibilidad de generación a partir de energía eólica en la zona, se utilizó la información suministrada por el IDEAM de la estación meteorológica #37015020 ubicada en el corregimiento de Berlín la cual tomaba datos de velocidad del viento y dirección en intervalos de 10 minutos.

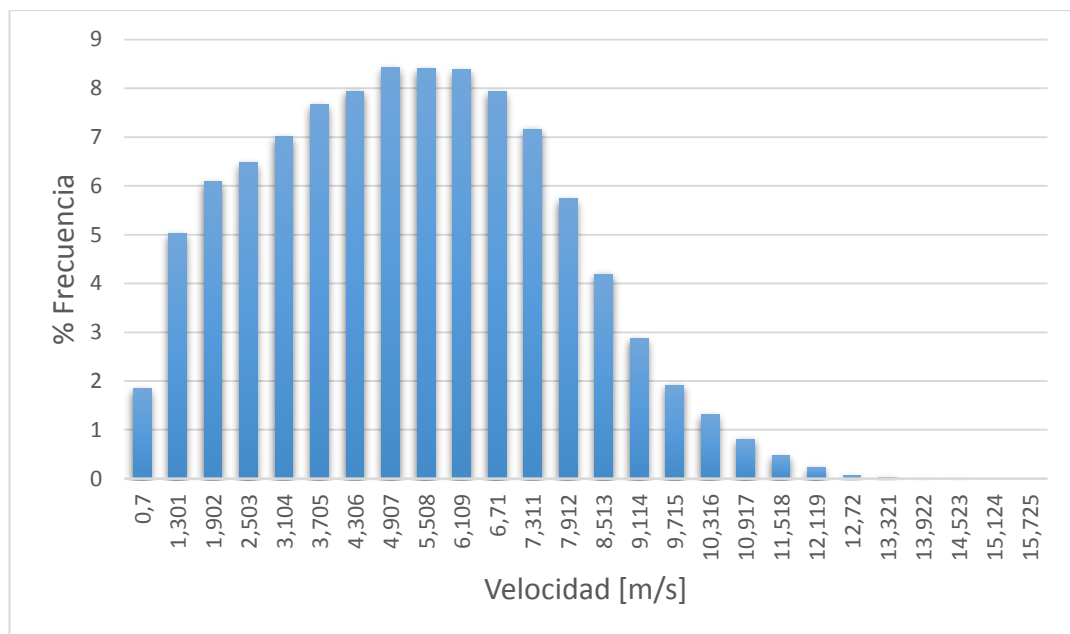
Con los datos del año 2017 se realizó el histograma de frecuencias presentado en la figura 10, con el fin saber de qué orden eran las velocidades de viento que más

se presentaban en la zona. Además, en la tabla 6 se presentan algunos datos relevantes de la información del IDEAM.

**Tabla 6. Datos generales del recurso eólico en Berlín para el año 2017.**

|                       |            |
|-----------------------|------------|
| Valor máximo          | 14,7 [m/s] |
| Valor mínimo          | 0.4 [m/s]  |
| Promedio              | 5 [m/s]    |
| Número de datos       | 50845      |
| Altura del anemómetro | 10 [m]     |

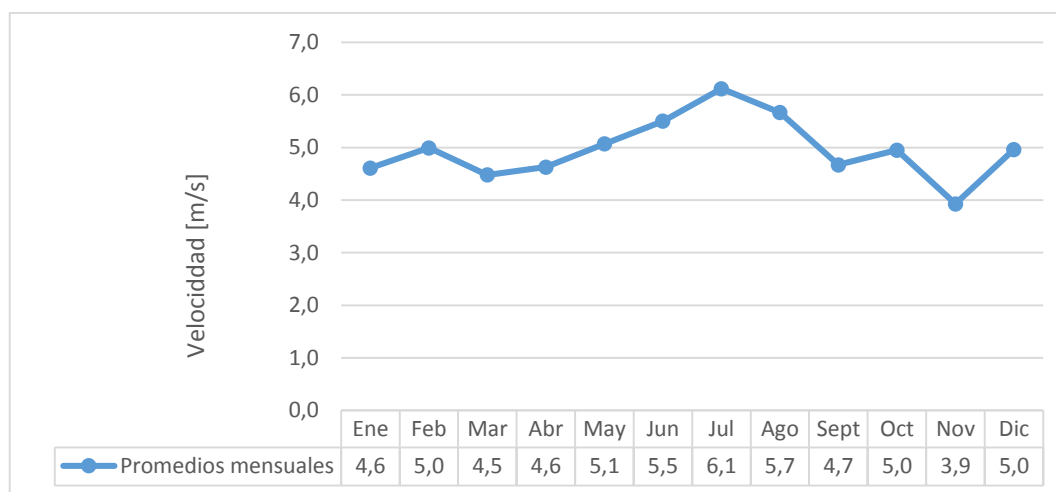
**Figura 10. Histograma de velocidad del viento para el año 2017.**



Se puede observar como las velocidades que aparecen frecuentemente son las comprendidas entre 4 y 7 [m/s].

Los promedios mensuales para el año 2017 se presentan en la figura 11.

**Figura 11. Promedios mensuales de velocidad del viento.**



La figura 11 muestra que la velocidad del viento mantiene un promedio entre 4 y 6 [m/s] durante el año.

En la tabla 7 se observa la diferencia que hubo entre la información proporcionada por el IDEAM y los datos recopilados por la estación meteorológica.

**Tabla 7. Comparación entre los datos de la estación meteorológica y la información del IDEAM.**

|                           | Vantage Pro-2 | IDEAM |
|---------------------------|---------------|-------|
| Altura de la medición [m] | 4             | 10    |
| Velocidad mínima [m/s]    | 0             | 0,4   |
| Velocidad promedio [m/s]  | 3,24          | 5     |
| Velocidad máxima [m/s]    | 10,53         | 14,7  |

A partir de la tabla 7 se puede observar que en el 2017 (información del IDEAM) se apreciaron vientos de mayor velocidad; además, en la figura 12 se ve que los meses de marzo y abril tienen valores bajos de velocidad en comparación a los demás

meses, por lo tanto, se puede decir que los datos de viento que registró la estación meteorológica están por debajo del promedio anual.

La altura de los equipos de medida puede ser una de las variables que acentuó la diferencia entre las velocidades que se presentan en la tabla 7. Como se dijo anteriormente 10 [m] es la altura mínima a la que se debe medir el potencial eólico, por lo que para dimensionar el sistema de generación eólica se tomarán los datos del IDEAM, además de porque se tienen los datos para todo el año.

A partir de los datos se prevé un buen potencial para la generación de energía, ya que al tener un valor promedio de 5 [m/s] de velocidad tomado a 10 [m] sobre el suelo, se podría decir que a 50 [m] la velocidad del viento puede alcanzar los 5,5 [m/s].

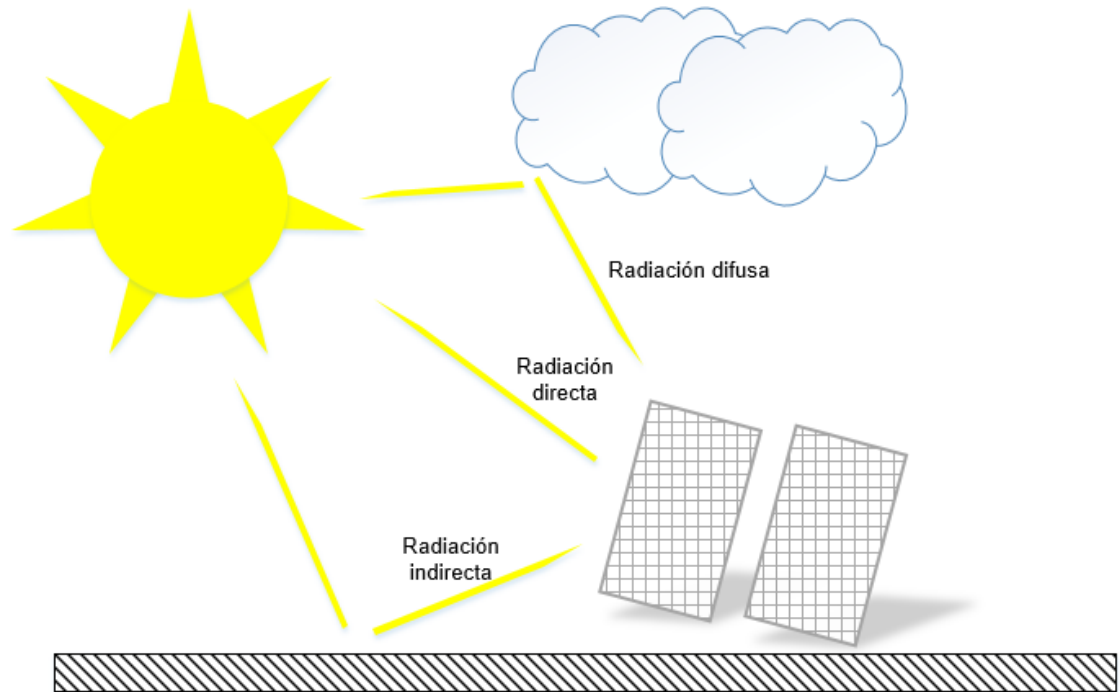
### **2.3 RECURSO SOLAR**

La irradiancia solar se define como la densidad de potencia de radiación solar que incide en una superficie y está dada en [W/m<sup>2</sup>]. Esta es la variable que se tendrá que medir para determinar el potencial solar que hay en el lugar de estudio.

La radiación solar que incide sobre una instalación fotovoltaica está compuesta por tres partes, la primera es la radiación directa, y es aquella radiación que sin sufrir ninguna degeneración o desviación incide en la superficie y es la que más radiación aporta; el segundo componente corresponde a la radiación que sufre desviaciones en su trayectoria debido a reflexiones en la atmosfera; esta es la radiación indirecta o difusa. La última parte es el albedo o radiación reflejada y es aquella componente

de la radiación que se refleja mayormente del suelo e incide en la instalación fotovoltaica<sup>15</sup>. Las componentes de la radiación solar se presentan en la figura 12.

**Figura 12. Componentes de la radiación solar**



Además, la generación de un panel solar también depende de otros dos factores, el primero es la orientación que se le dé a los módulos fotovoltaicos, de manera que si la instalación se va a hacer en el hemisferio sur los módulos deberán ir orientados hacia el norte y en el hemisferio norte deberán ir orientados hacia el sur, a este ángulo de orientación se le conoce como acimut o azimuth y se representa con la letra griega  $\alpha$ .

El otro factor es el ángulo de inclinación que tendrá la instalación con respecto a la horizontal, este es conocido como el ángulo de elevación y se debe tener en cuenta debido a que cuando los rayos de sol entran perpendicularmente al panel es cuando

---

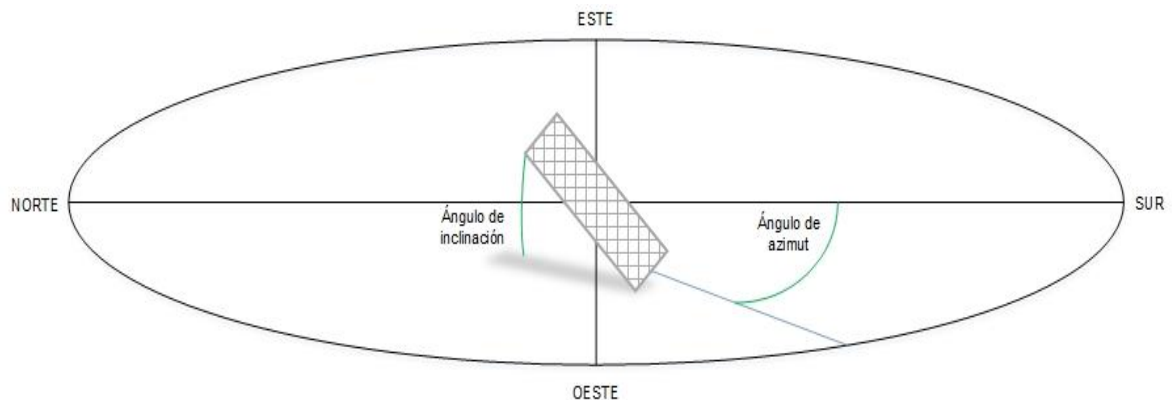
<sup>15</sup> PUC, PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE Principios funcionamiento [en línea] disponible en: [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios\\_funcionamiento.html](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios_funcionamiento.html)

se tendrá la mayor conversión de estos rayos en energía eléctrica, se representa con la letra griega  $\beta$ . En la figura 13 se puede observar el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut.

Según<sup>16</sup> el ángulo de elevación se escogerá dependiendo de los siguientes criterios:

- Para instalaciones con consumos constantes se utiliza una inclinación igual al valor absoluto de la latitud del lugar incrementado en  $10^\circ$ .
- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno se utiliza una inclinación igual al valor absoluto de la latitud.
- Para instalaciones que solo se usen en verano se suele emplear un ángulo de inclinación igual al valor absoluto de la latitud con un decremento de  $10^\circ$ .

**Figura 13. Factores que afectan la generación de un panel según su orientación.**



Una forma de considerar todos los tipos de pérdidas y de cuantificar el rendimiento de una instalación fotovoltaica es con el Índice de Rendimiento o Performance Ratio (PR), este índice tiene en cuenta pérdidas por temperatura, cableado, suciedad, eficiencia de los elementos de la instalación, fallos, mantenimiento, otros<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> GARCÍA M., *Energía Solar Fotovoltaica y su Cooperación al Desarrollo*, 1999th ed. Madrid, España: IEPALA

<sup>17</sup> MUÑOZ Y., Op. Cit.

Para calcular la energía que puede ser producida por un sistema fotovoltaico durante un mes se emplea la ecuación 6<sup>18</sup>.

$$E_{SF} = \frac{G_{dm} * P_m * PR}{G_{ce}} * n \quad (6)$$

Donde:

$G_{dm}$  es la radiación sobre el campo solar, se da en [kW/m<sup>2</sup>].

$P_m$  es la potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico.

PR es el rendimiento de la instalación.

$G_{ce}$  es la Irradiancia en condiciones estándar, su valor es de 1 [kWh/m<sup>2</sup>].

$n$  es el número de días del mes.

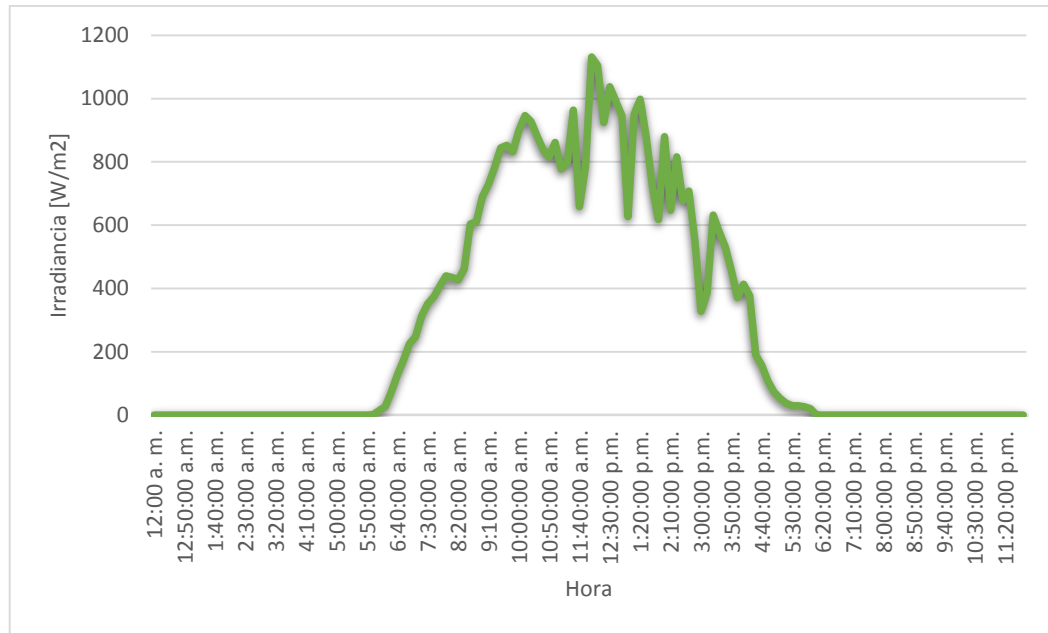
Para medir el potencial energético de la zona en estudio mediante el recurso solar, se recogieron los datos de irradiancia solar de la estación meteorológica, estos datos se encontrarán en los anexos.

En las figuras 14 y 15 se muestran las curvas de irradiancia solar para los días 22 de marzo y 11 de abril, los cuales fueron respectivamente, los días con mayor y menor irradiancia observada durante los días que la estación meteorológica estuvo instalada en el sitio.

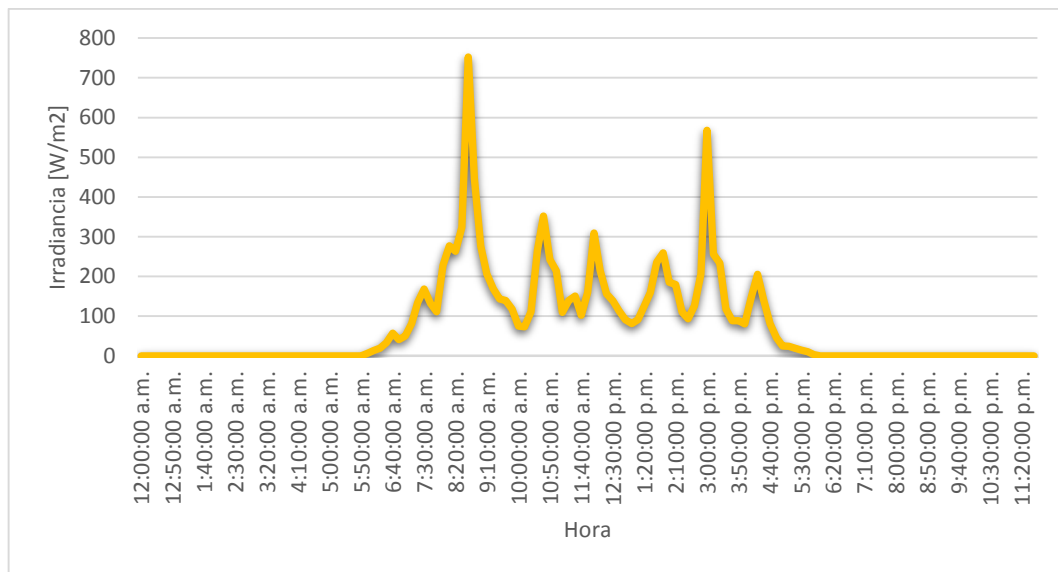
---

<sup>18</sup> Ibíd.

**figura 14. Irradiancia solar medida durante el día 22 de marzo.**



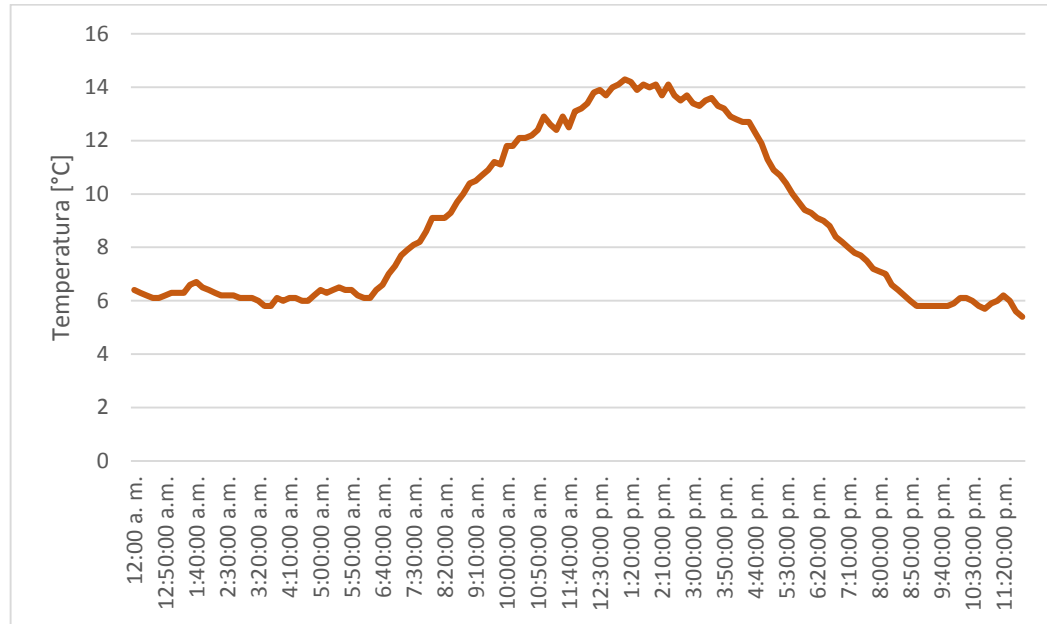
**Figura 15. Irradiancia solar medida durante el día 11 de abril.**



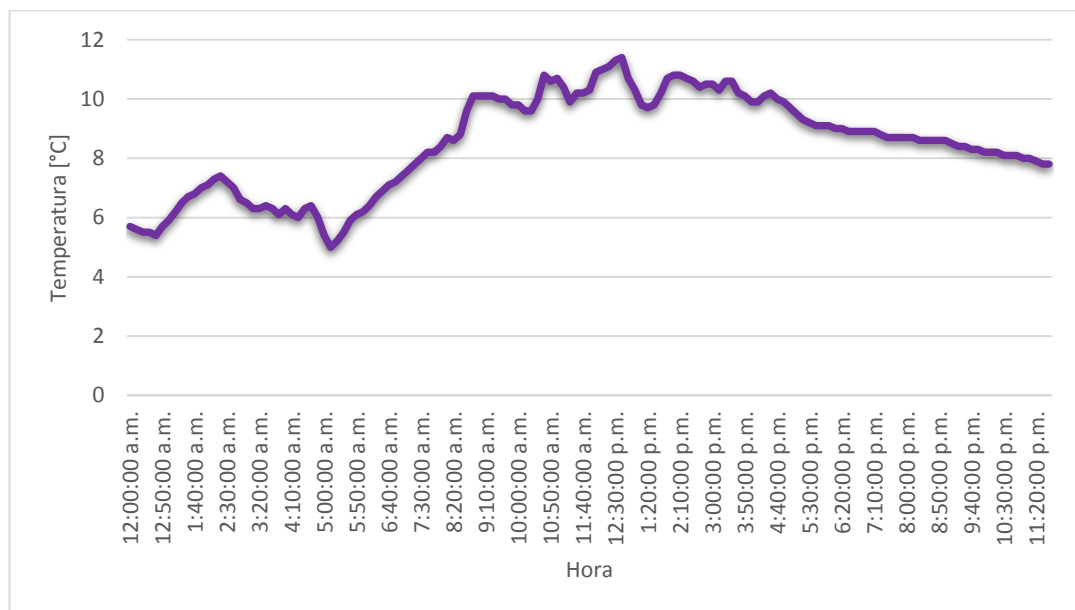
Con el fin de determinar la razón de la diferencia en irradiancia observada, se graficó la curva de temperatura en cada uno de estos días (Fig. 16. y Fig. 17.). A partir de estas dos gráficas, se apreció que probablemente en el día 11 de abril hubo lugar a

algunas lluvias y esto provocó que la temperatura durante el día fuese menor, lo que también llevo a que se presentara una baja irradiancia durante el día.

**Figura 16. Temperatura para el día 22 de marzo**

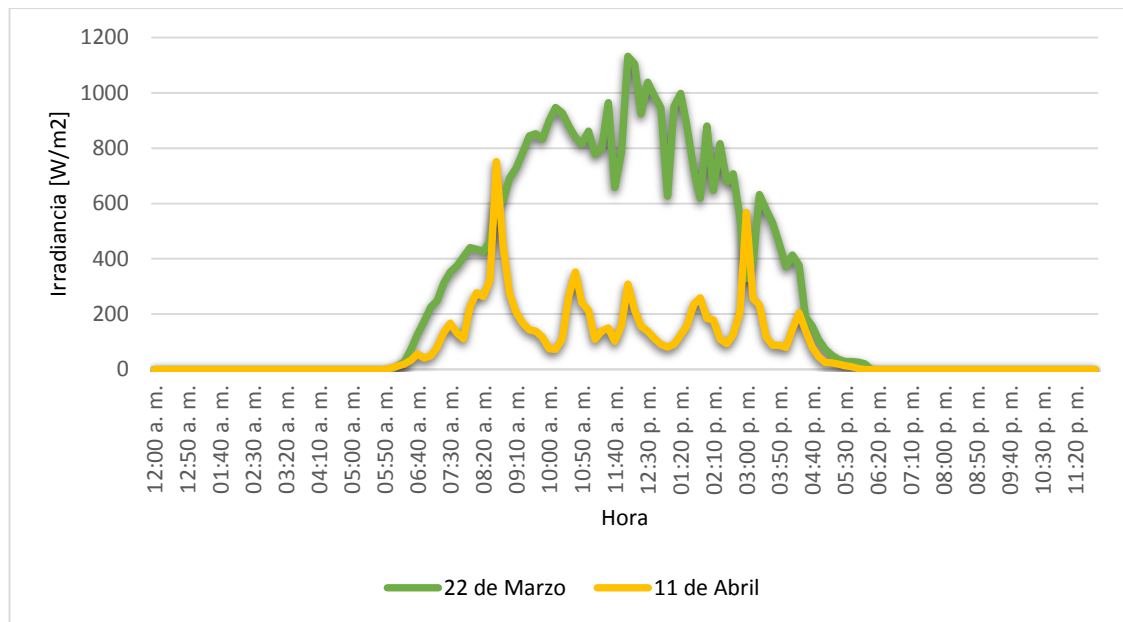


**Figura 17. Temperatura para el día 11 de abril.**



Si se comparan las dos gráficas (figuras 14 y 15), se puede constatar la diferencia que puede haber en generación de energía entre un día soleado y uno nublado, lo que resalta que es necesario tener en el sistema una fuente de generación de respaldo como puede serlo una planta diésel.

**Figura 18. Comparación entre las irradiancias de los días 22 de marzo y 11 de abril.**



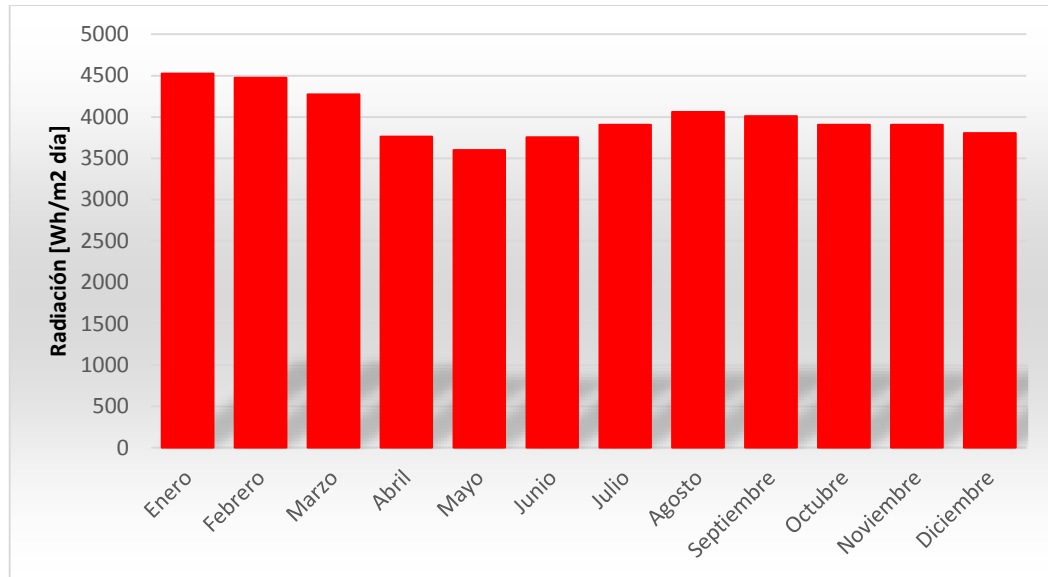
La radiación promedio para el tiempo en el que se tomaron los datos (16 de marzo a 17 de abril) fue de aproximadamente 4,019 [kWh/m²] al día. Según<sup>19</sup> una radiación solar diaria mayor a 3 [kWh/m²] representa un potencial solar adecuado para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica, por lo que para la zona el potencial que hay a partir del recurso solar es adecuado para la generación de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta que el software HOMER Pro necesita los promedios de irradiancia solar para cada mes del año, se utilizó la información del Atlas de

<sup>19</sup> VERGARA P., REY J., OSMA G., and ORDÓÑEZ G. Op. Cit.

radiación solar del IDEAM<sup>20</sup> para determinar una curva de irradiancia para todo el año, pero ajustada a los valores que se obtuvieron de las mediciones realizadas. Así, los promedios de irradiancia diaria para cada mes y que se emplearon para las simulaciones fueron:

**Figura 19. Promedio de radiación solar diaria por mes.**



<sup>20</sup> IDEAM “Mapa de irradiancia solar.” [en línea].disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

### **3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MIX ENERGÉTICO**

En este capítulo se presenta la metodología por la cual se selecciona el mix energético adecuado para la microrred. En la sección 3.1 se expone el criterio de selección de este mix, así como el software utilizado y las distintas simulaciones que se realizan, la sección 3.2 muestra las variables de entrada del software (demanda, recursos, componentes del sistema y otros), en la sección 3.3 se evidencian los resultados de los diferentes escenarios de simulación planteados y se muestra el mix energético seleccionado como el adecuado para la microrred, en la sección 3.4 se plantea un análisis de sensibilidad realizado al sistema seleccionado y en la sección 3.5 se presenta una síntesis de los costos del proyecto.

#### **3.1 SIMULACIÓN**

Obtenidas las curvas de irradiancia solar y velocidad del viento mensual para un lapso de un año, se procede a simular el sistema. Para este proceso de simulación se decidió utilizar el software HOMER PRO ya que permite elegir los componentes que harán parte del sistema, como los elementos de generación, conversión y almacenamiento de energía. Este software evalúa distintas combinaciones y configuraciones para una microrred teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y meteorológicos, y modela el desempeño de la microrred cada hora durante el tiempo de vida del proyecto.

Para determinar el escenario que mejor se adapte a las necesidades de la microrred, se decide tomar como parámetros de evaluación el costo presente neto del proyecto (NPC), el costo nivelado de la energía (COE) y la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Aquella configuración de la microrred que presente

los valores más bajos para estos tres parámetros será la seleccionada para abastecer la demanda energética en la zona.

Teniendo en cuenta las estimaciones realizadas en el capítulo 2 para el potencial energético a partir de los recursos eólico y solar, se encontró viable considerar la implementación de una microrred que incluya ambas fuentes de generación.

Se debe tener en cuenta que las fuentes renovables no convencionales son intermitentes, es decir, que la generación de energía eléctrica a partir de estas varía constantemente dependiendo del recurso. Es por esto que no es conveniente tener un sistema híbrido cuya generación sea 100% con este tipo de fuentes, por lo cual es necesario el uso de baterías o un sistema de generación diésel como respaldo.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y como se dijo en el capítulo 2 se propone el uso de baterías que garanticen confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio. Además, se incluye una planta de generación Diésel, la cual deberá funcionar en aquellos momentos donde la generación renovable y las baterías no alcancen a suplir aumentos en la demanda.

El método para determinar el mix energético óptimo abarca los siguientes 3 escenarios de simulación:

- *Escenario 1:* Para este escenario se dimensionó el sistema con la demanda actual.
- *Escenario 2:* El sistema se dimensionó con un aumento de la demanda de 1,3 en p.u., esto equivale a la demanda que se tendría en 15 años con un crecimiento porcentual del 2% anual.
- *Escenario 3:* Se planteó este escenario con un aumento en la demanda de 1,6 en p.u., que es el equivalente a tener la demanda del año 2042, es decir, 25

años después de iniciado el proyecto con un crecimiento de la demanda del 2% anual.

Estos escenarios de simulación se exponen con mayor detalle más adelante.

A continuación, se muestran todas las variables de entrada ingresadas para simular, dimensionar y optimizar el sistema.

## **3.2 PARÁMETROS DE ENTRADA**

**3.2.1 Curva de demanda del sistema.** La curva de demanda que fue ingresada es la presentada en el capítulo 1. Adicionalmente se consideró un crecimiento de la demanda del 2% anual y unos porcentajes de variación en la carga de 5% de un día para otro y del 10% de una hora a otra. De esta manera se tiene un perfil de carga variable y no un perfil repetido durante los 25 años de vida del proyecto lo que lo hace más realista.

**3.2.2 Recursos renovables.** Los recursos renovables ingresados al software son los promedios mensuales de radiación solar y velocidad del viento presentados en el capítulo 2.

**3.2.3 Componentes del sistema** Debido a que para las simulaciones es necesario incluir los precios de compra de los elementos, así como su costo de operación, mantenimiento y reposición, se tomaron para el estudio costos sobre instalaciones fotovoltaicas obtenidos de proyectos realizados por la ESSA. Para las demás

tecnologías se tomaron los costos presentados en <sup>21</sup> y <sup>22</sup>. Por facilidad los elementos incluidos para la simulación de la microrred se seleccionaron de la base de datos de HOMER.

**3.2.3.1 Paneles Fotovoltaicos** En la instalación fotovoltaica se ha decidido utilizar paneles del fabricante TrinaSolar debido a la experiencia que ha tenido la ESSA con esta empresa. El modelo utilizado es el Trina Duomax PEG14 disponible en la librería de HOMER Pro. En la tabla 8 se presenta un resumen de sus características y de los parámetros que fueron introducidos en el software.

**Tabla 8. Información concerniente a los paneles fotovoltaicos.**

|                      |               |
|----------------------|---------------|
| <b>COSTE INICIAL</b> | 611 [USD\$]   |
| <b>OPERACIÓN Y</b>   | 6,11          |
| <b>MANTENIMIENTO</b> | [USD\$/AÑO]   |
| <b>REPOSICIÓN</b>    | 366,6 [USD\$] |
| <b>VIDA ÚTIL</b>     | 25 AÑOS       |
| <b>POTENCIA</b>      | 325 W         |
| <b>VOLTAJE DE</b>    |               |
| <b>OPERACIÓN</b>     | 37 V          |

Los costos presentados en la tabla tienen en cuenta además del costo del módulo solar, los costos de su instalación incluyendo cableado y estructuras.

**3.2.3.2 Aerogeneradores** Los aerogeneradores utilizados para la simulación fueron los Bergey Excel 6 del fabricante Bergey Wind Power. Se decidió utilizar este aerogenerador debido a que este tipo de aerogenerador se encuentra disponible en la librería de HOMER Pro y sus características de velocidad eran las convenientes

<sup>21</sup> MAMAGHANI A., AVELLA S., NAJAFI B., SHIRAZI A., and RINAKLI F., "Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for oof-grid rural electrification in Colombia," vol. 97, 2016

<sup>22</sup> CHADEE X. T. and CLARKE R. M., "Wind resources and the levelized cost of wind generated electricity in the Caribbean islands of Trinidad and Tobago," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. December 2016, pp. 2526–2540, 2018

para la velocidad que se presentaba en la zona. Además, de que en <sup>23</sup> se expone el costo de un aerogenerador dependiendo de su potencia y el costo típico de su mantenimiento anual. En la tabla 9 se muestran los parámetros introducidos referentes al aerogenerador.

**Tabla 9. Información referente a los aerogeneradores.**

|                                      |                    |
|--------------------------------------|--------------------|
| <b>COSTE INICIAL</b>                 | 15600<br>[USD\$]   |
| <b>OPERACIÓN Y<br/>MANTENIMIENTO</b> | 312<br>[USD\$/AÑO] |
| <b>REPOSICIÓN</b>                    | 15000<br>[USD\$]   |
| <b>ALTURA DEL<br/>BUJE</b>           | 30 [m]             |
| <b>TIPO DE SALIDA</b>                | AC                 |
| <b>VIDA ÚTIL</b>                     | 25 AÑOS            |
| <b>POTENCIA</b>                      | 6 kW               |

En los costos presentados se tienen en cuenta además de costos base, costos de administración, importe y otros costos adicionales.

**3.2.3.3 Baterías** Las baterías usadas fueron las H3000 del fabricante HOPPECKE, debido a que en <sup>24</sup> se plantea el uso de estas baterías para un sistema híbrido en Colombia. Además, de que este tipo de batería se encuentra disponible en la librería de HOMER Pro. En la tabla 10 se presentan los parámetros introducidos en HOMER correspondientes a la batería.

<sup>23</sup> CREG, “Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.” 2014

<sup>24</sup> MAMAGHANI A., AVELLA S., NAJAFI B., SHIRAZI A., and RINAKLI F., Op. Cit.

**Tabla 10. Parámetros introducidos en HOMER correspondientes a las baterías.**

|                       |                 |
|-----------------------|-----------------|
| <b>COSTE INICIAL</b>  | 2171 [USD\$]    |
| <b>OPERACIÓN Y</b>    |                 |
| <b>MANTENIMIENTO</b>  | 217 [USD\$/AÑO] |
| <b>REPOSICIÓN</b>     | 1953 [USD\$]    |
| <b>VIDA ÚTIL</b>      | 10 AÑOS         |
| <b>PROFUNDIDAD DE</b> |                 |
| <b>DESCARGA</b>       | 20%             |
| <b>BATERÍAS POR</b>   |                 |
| <b>STRING</b>         | 12              |

**3.2.3.4 Inversor** Para las simulaciones se consideró el inversor SE5000 US del fabricante SolarEdge, debido a que en <sup>25</sup>se presentan sus costos de instalación operación y mantenimiento y reemplazo. Además, de que este tipo de inversor se encuentra disponible en la librería de HOMER Pro. La tabla 11 muestra algunas de sus características.

**Tabla 11. Información del inversor necesaria para la simulación en HOMER.**

|                           |                |
|---------------------------|----------------|
| <b>COSTE INICIAL</b>      | 930 [USD\$/kW] |
| <b>OPERACIÓN Y</b>        |                |
| <b>MANTENIMIENTO</b>      | 120 [USD\$]    |
| <b>REPOSICIÓN</b>         | 830 [USD\$/kW] |
| <b>VIDA ÚTIL</b>          | 12 AÑOS        |
| <b>EFICIENCIA</b>         | 90 %           |
| <b>CAPACIDAD RELATIVA</b> |                |
| <b>DEL RECTIFICADOR</b>   | 100 %          |
| <b>EFICIENCIA DEL</b>     |                |
| <b>RECTIFICADOR</b>       | 90 %           |

La capacidad relativa del rectificador es la capacidad nominal del rectificador en relación con la del inversor, es decir que un valor de 100% para este ítem indica que el inversor es de doble dirección, es decir que puede transformar la misma cantidad de potencia de DC a AC que de AC a DC.

---

<sup>25</sup> Ibíd.

Por otra parte, en el software se marcó la opción de que este pueda funcionar en paralelo con un generador de AC, de tal manera que se pueda cubrir una determinada demanda con ambos elementos al mismo tiempo.

**3.2.3.5 Planta Diésel** La planta Diésel es la que funcionará en los momentos donde las fuentes de generación renovable no puedan suplir el total de la demanda, es decir que funcionara como respaldo para garantizar confiabilidad en el servicio de energía eléctrica. El generador utilizado fue uno del fabricante Generac de 30 kW, aunque como se evidenciara más adelante se aumentó en 10 kW la capacidad del sistema de generación con diésel. La tabla 12 muestra la información ingresada al software.

**Tabla 12. Información proporcionada a HOMER para el generador diésel.**

|                                      |                               |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| <b>COSTE INICIAL</b>                 | 18000 [USD\$]                 |
| <b>OPERACIÓN Y<br/>MANTENIMIENTO</b> | 0,075<br>[USD\$/hr.<br>oper.] |
| <b>REPOSICIÓN</b>                    | 15000 [USD\$]                 |
| <b>CARGA MÍNIMA</b>                  | 30%                           |
| <b>COMBUSTIBLE</b>                   | DIESEL                        |
| <b>VIDA ÚTIL</b>                     | 40000 [hr.<br>oper.]          |
| <b>POTENCIA</b>                      | 30 kW                         |

Las características físicas y técnicas de cada elemento se podrán observar en mayor detalle en los anexos del presente trabajo.

### 3.2.4 Otros parámetros

- *Tensión en la barra DC:* Para la barra de DC se trabajó con una tensión de 24 [V] por facilidad a la hora de buscar en el mercado inversores, rectificadores y

controladores de carga para esa tensión. Ya que las baterías son de 2 [V] se usaron arreglos de 12 baterías en serie.

- *Vida del proyecto:* La duración del proyecto considerada fue de 25 años ya que coincide con el tiempo de vida útil de los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos.
- *Tasa de descuento:* Según el documento CREG 002 de 2014 en el cual se presenta la Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía en ZNI<sup>26</sup>, se toma como referencia una tasa de descuento del 6% para determinar los cargos máximos de generación por unidad de energía. Para el presente trabajo se tomó esta tasa de descuento propuesta por la CREG.
- *Precio del combustible:* Este parámetro es uno de los que más influye en el dimensionamiento y costo del proyecto. El precio para junio de 2018 del litro de diésel en Bucaramanga fue de 0,74 [USD\$] según el Ministerio de Minas y Energía<sup>27</sup>, este es el valor que se tomó para las simulaciones. Debido a que no se puede asegurar que este precio se mantenga estable posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad donde se pueda observar como varía el COE y el NPC ante cambios en el precio del combustible.
- *Control del sistema:* HOMER Pro tiene la opción de elegir entre dos estrategias de control, una es Cycle Charging (Ciclo cargador), en la cual la planta Diesel siempre opera a potencia nominal, es decir que abastece la demanda y la energía sobrante se almacena en las baterías. La segunda estrategia es Load Following (seguimiento de la carga), en esta la planta Diésel genera únicamente la energía suficiente para abastecer la demanda y no es posible cargar las baterías con este generador.

---

<sup>26</sup> CREG

<sup>27</sup> MINMINAS - Costos del combustible.” [en línea]. Disponible en: <http://www.minminas.gov.co/historico-de-precios>.

Las simulaciones realizaron con ambas estrategias siendo Load Following la que presentaba mejores resultados, es decir, que para este sistema el generador Diésel solo funciona para atender la demanda y no para cargar las baterías.

- *Penalidad por demanda no atendida:* Debido a que no se encontró información de penalidades por racionamiento en ZNI, se tomó la información que plantea la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sobre el Costo Incremental de Racionamiento de Energía para usuarios del SIN. Para julio de 2018 en un usuario de tipo residencial (CRO1) se aplica un costo de 1303 [COP\$/kWh], es decir casi 3 veces de lo que paga este usuario por la energía 469,2 [COP\$/kWh], por lo cual para este trabajo se tomó un valor de 2400 [COP\$/kWh] o 0,8 [USD\$/kWh] que es tres veces el valor de la energía que dan los resultados de las simulaciones.
- *Precio del dólar:* La tasa de cambio representativa del mercado (TRM) para el día 01 de agosto fue de 2886 [COP\$] por 1 [USD\$], este valor fue el que se usó para llevar los resultados de HOMER Pro de dólares a pesos colombianos.

### **3.3 SELECCIÓN DEL MIX ENERGÉTICO ÓPTIMO**

Una vez ingresados los datos de entrada se lleva a cabo la simulación del sistema. HOMER Pro tiene la capacidad de indicar cuál es la configuración que más le conviene a la microrred, es decir, el software determina cuales de los elementos propuestos en el caso base deben hacer parte de la microrred, de manera que se atienda la demanda de manera eficiente.

Considerando que HOMER Pro tiene la herramienta “Optimizer” con la cual el software determina la capacidad que debe tener cada instalación de la microrred (fotovoltaica, eólica, baterías, inversor), de tal forma que se optimice el costo del proyecto. Se simularon los 3 escenarios mencionados en la sección 3.1, utilizando esta herramienta con el fin de determinar la capacidad instalada para cada sistema.

Cabe aclarar que al momento de simular los escenarios planteados no se tuvo en cuenta el crecimiento anual de la demanda, debido a que cuando se usa la herramienta “Optimizer” no es posible ingresar este incremento porcentual en las simulaciones.

Luego de simular los tres escenarios, se obtuvieron los resultados de capacidad instalada para cada elemento de la microrred presentados en la tabla 13.

**Tabla 13. Resultados de la simulación.**

| <b>Escenario</b> | <b>Capacidad<br/>Fotovoltaica<br/>[kW]</b> | <b>Capacida<br/>d eólica<br/>[kW]</b> | <b>Capacida<br/>d diésel<br/>[kW]</b> | <b>No.<br/>baterías</b> | <b>Capacidad<br/>inversor<br/>[kW]</b> |
|------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------|
| <b>1</b>         | 20,5                                       | 30                                    | 30                                    | 12                      | 15                                     |
| <b>2</b>         | 21,5                                       | 36                                    | 30                                    | 12                      | 16,6                                   |
| <b>3</b>         | 33,4                                       | 48                                    | 30                                    | 12                      | 20                                     |

Claramente se observa que debe haber un aumento en la capacidad instalada conforme se aumenta la demanda.

Después de conocer la capacidad instalada para cada escenario, se simularon los 3 considerando una duración del proyecto de 25 años, un aumento en la demanda de 2% anual y un deterioro de los paneles solares del 0,85% anual. Los resultados económicos de la simulación se presentan en la tabla 14.

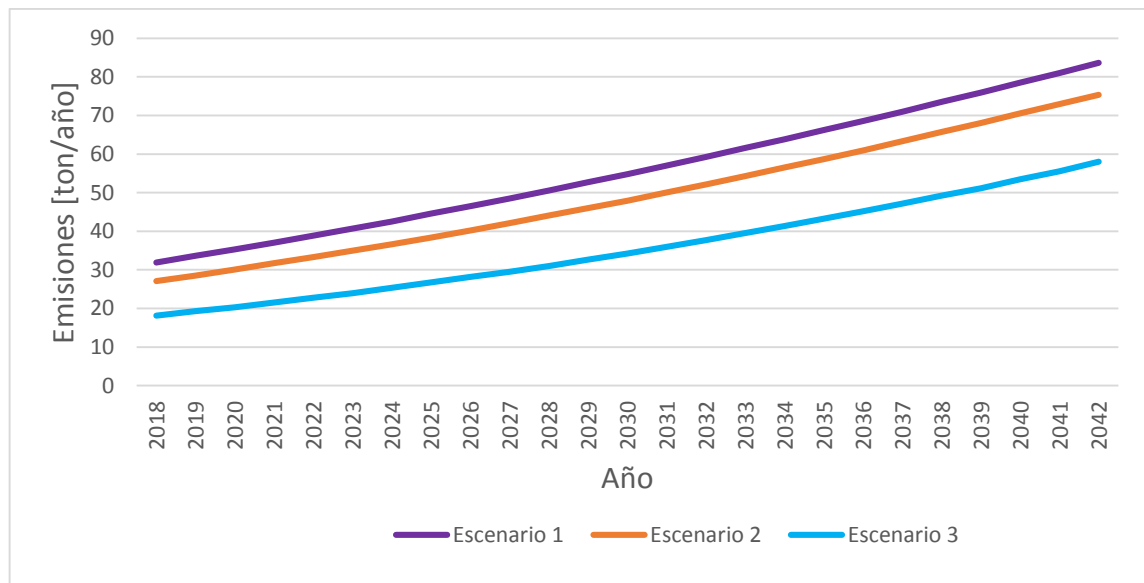
**Tabla 14. Resultados económicos.**

| <b>Escenario</b> | <b>Capital Inicial<br/>[MCOP\$]</b> | <b>Oper. y Mant.<br/>[MCOP\$]</b> | <b>Reemplazo<br/>[MCOP\$]</b> | <b>Recurso<br/>[MCOP\$]</b> | <b>Costo Presente<br/>Neto [MCOP\$]</b> | <b>COE<br/>[COP\$/kWh]</b> |
|------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------------|----------------------------|
| <b>1</b>         | \$ 503,73                           | \$ 196,24                         | \$ 150,84                     | \$ 517,74                   | \$ 1.358,97                             | \$ 911,98                  |
| <b>2</b>         | \$ 557,93                           | \$ 207,62                         | \$ 150,76                     | \$ 452,00                   | \$ 1.357,85                             | \$ 911,98                  |
| <b>3</b>         | \$ 722,20                           | \$ 237,89                         | \$ 138,06                     | \$ 322,19                   | \$ 1.420,34                             | \$ 952,38                  |

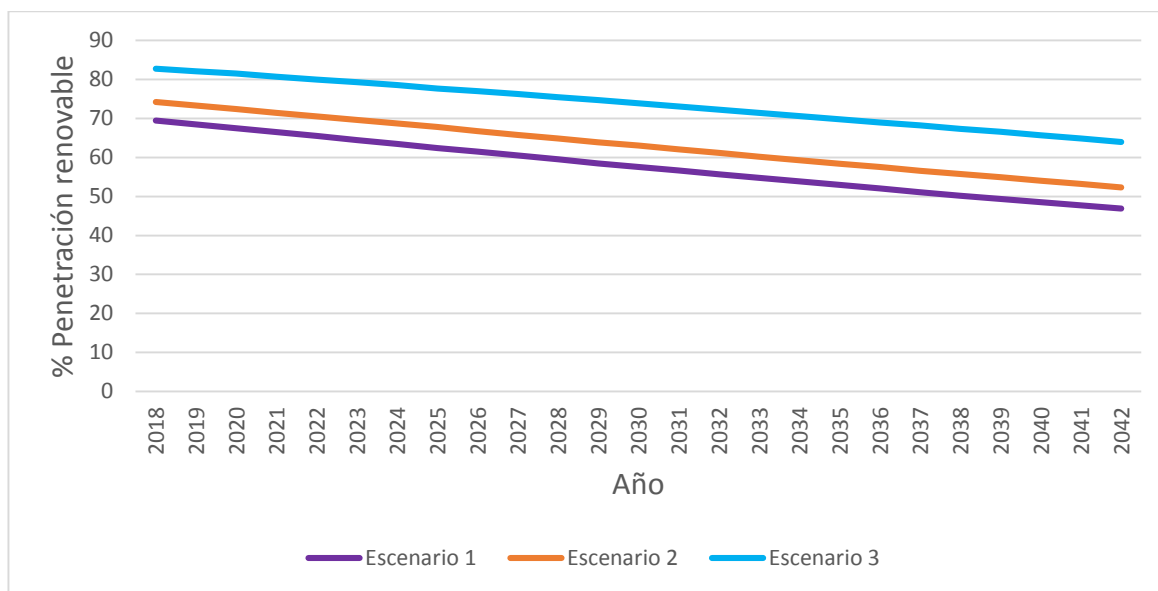
A partir de los resultados presentados en la tabla 14 se descartó la opción presentada en el escenario 3, debido a que es aquel que presenta los valores más altos en el COE y el NPC.

Como se dijo anteriormente también se tendrá en cuenta el tema ambiental para determinar la configuración más adecuada, para esto se grafican las emisiones de CO<sup>2</sup> (fig. 20.) y el porcentaje de penetración renovable (fig. 21.) que tendrán cada uno de los escenarios durante el tiempo de vida del proyecto.

**Figura 20. Emisiones de CO<sup>2</sup> en los tres escenarios durante la vida del proyecto.**



**Figura 21. Penetración renovable en los tres escenarios durante la vida del proyecto.**



Después de simular cada uno de los sistemas y de analizar sus resultados se observó que en los escenarios 1 y 2 con el paso del tiempo y con esto el aumento de la demanda, se presentaban momentos en que la demanda no era atendida. Debido a esto se decidió ampliar la capacidad de generación diésel agregando 10 kW más, de modo que el total de la demanda se supliera durante la vida del proyecto. Las características de este generador se presentan en la tabla 15.

**Tabla 15. Características del generador diésel de 10 kW.**

|                                  |                         |
|----------------------------------|-------------------------|
| <b>COSTE INICIAL</b>             | 6000 [USD\$]            |
| <b>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b> | 0,075 [USD\$/hr. oper.] |
| <b>REPOSICIÓN</b>                | 5000 [USD\$]            |
| <b>CARGA MÍNIMA</b>              | 30%                     |
| <b>COMBUSTIBLE</b>               | DIESEL                  |
| <b>VIDA ÚTIL</b>                 | 40000 hr. oper.         |
| <b>POTENCIA</b>                  | 10 kW                   |

Posteriormente se compararon los resultados para los escenarios 1 y 2 con el aumento en la capacidad de generación del sistema diésel, los resultados se muestran en la tabla 16.

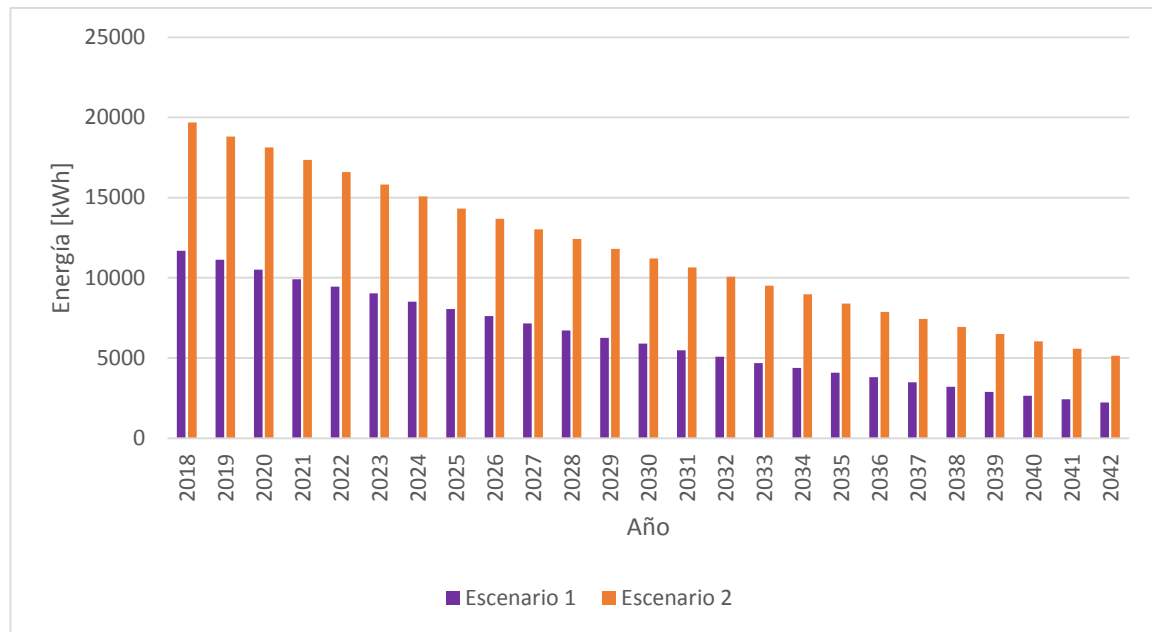
**Tabla 16. Comparación entre escenarios 1 y 2 aumentando la capacidad del generador diésel.**

| <b>FINANCIERO</b>    | <b>ESCENARIO 1</b> | <b>ESCENARIO 2</b> | <b>%<br/>DIFERENCIA</b> |
|----------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|
| COE [COP\$/kWh]      | \$837              | \$851              | 1,6949                  |
| NPC [COP\$]          | \$1.247.782.302    | \$1.266.743.322    | 1,4968                  |
| CAPITAL [COP\$]      | \$521.044.212      | \$575.243.292      | 9,4219                  |
| OPERACIÓN<br>[COP\$] | \$194.383.644      | \$207.105.132      | 6,1425                  |
| REEMPLAZO<br>[COP\$] | \$100.461.660      | \$102.510.720      | 1,9988                  |
| RECURSO [COP\$]      | \$448.467.084      | \$396.573.918      | -13,0854                |

Observando las tablas 14 y 16, y las figuras 20 y 21 se determinó que la mejor opción para la microrred es la presentada en el escenario 1 aumentando en 10 kW la capacidad instalada diésel.

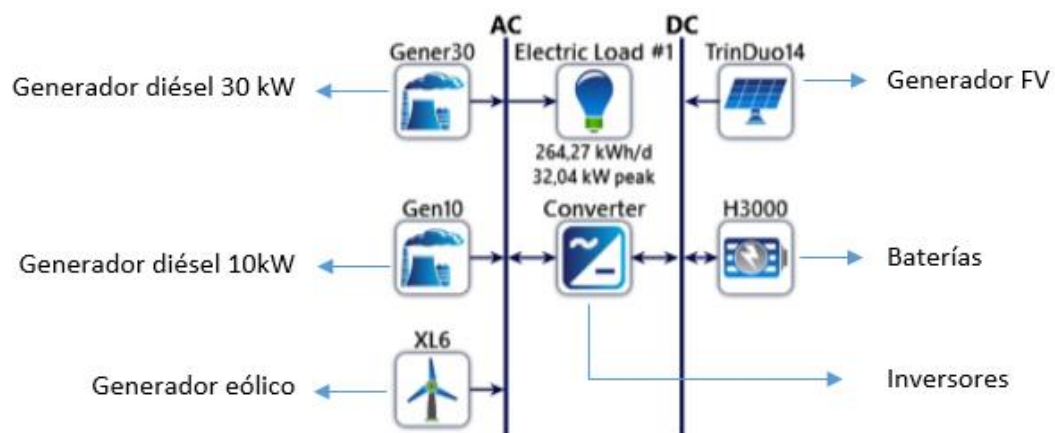
El escenario 2 se pudo haber escogido ya que su COE difiere por poco al del escenario 1 y los NPC de ambos proyectos son casi los mismos, pero se descartó debido a que se debe hacer una mayor inversión inicial y además por presentar una mayor cantidad de excesos de energía, como se observa en la figura 22. Estos excesos de energía se pueden entender como energía que excede la demanda pero que también excede la capacidad de las baterías y estas no pueden almacenarla.

**Figura 22. Comparación de excesos de energía entre los escenarios 1 y 2.**



El escenario que mejor se adapta a las necesidades de la microrred tiene la siguiente configuración:

**Figura 23. Configuración óptima para la microrred.**



Sabiendo que para las ZNI se implementan soluciones para llevar el servicio de energía eléctrica basadas en sistemas de generación diésel, se comparó el sistema híbrido planteado con una planta de generación diésel de 50 kW. En la tabla 17 se

muestran los resultados de esta comparación, con la que se demuestra que un sistema híbrido trae beneficios no solo ambientales sino económicos.

**Tabla 17. Resultados y comparación de factores financieros.**

| <b>FINANCIERO</b>    | <b>GENERADOR<br/>DIESEL</b> | <b>HÍBRIDO</b>  | <b>%<br/>DIFERENCIA</b> |
|----------------------|-----------------------------|-----------------|-------------------------|
| COE [COP\$/kWh]      | \$1.019                     | \$837           | 17,8471                 |
| NPC [COP\$]          | \$1.517.554.038             | \$1.247.782.302 | 17,7767                 |
| CAPITAL [COP\$]      | \$86.580.000                | \$521.044.212   | -501,8066               |
| OPERACIÓN<br>[COP\$] | \$24.239.514                | \$194.383.644   | -701,9288               |
| REEMPLAZO<br>[COP\$] | \$174.115.266               | \$100.461.660   | 42,3016                 |
| RECURSO<br>[COP\$]   | \$1.241.444.646             | \$448.467.084   | 63,8753                 |

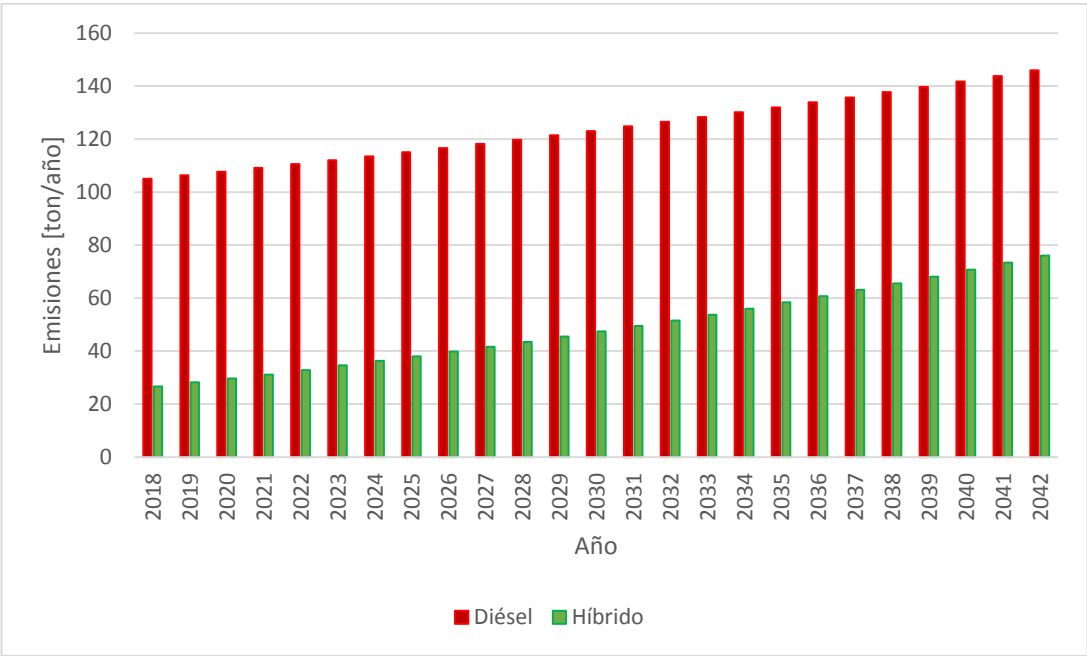
En la tabla 17 se puede observar que el mayor ahorro se da con respecto al recurso que en este caso es el Diésel, donde la diferencia de inversión en este combustible es del 63,875% lo que representa un ahorro en más de ochocientos millones de pesos.

Si bien el sistema Diésel presenta menores costos de inversión y de mantenimiento de equipos, es el sistema de generación híbrido el que presenta el menor costo en el NPC y el COE, esto se debe en gran medida como se mencionó con anterioridad al gasto que debe hacerse en la compra del combustible.

Según lo expuesto en la figura 24 y en la tabla 18, durante la vida útil del proyecto la diferencia en emisiones de CO<sup>2</sup> en comparación con un sistema Diésel es de casi dos mil (2000) toneladas, que en puntos porcentuales representa una diferencia del 60% a favor de la implementación del sistema de generación híbrido. Con esto se confirma que además de tener beneficios económicos, una microrred aislada

alimentada con fuentes de generación renovable trae muchos beneficios al medio ambiente.

**Figura 24. Emisiones de CO<sup>2</sup> del sistema óptimo en comparación con un sistema diésel.**

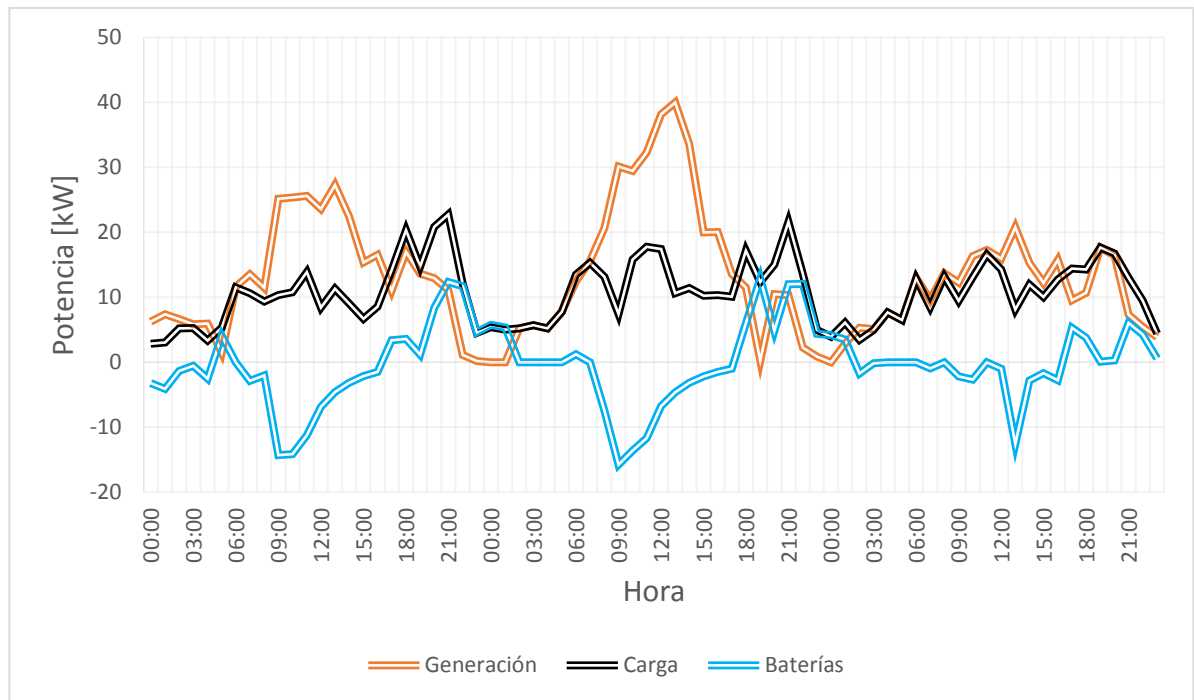


**Tabla 18. Total de emisiones para los sistemas de generación híbrido y diésel.**

| SISTEMA | TOTAL DE EMISIONES<br>[ton] | DIFERENCIA<br>PORCENTUAL |
|---------|-----------------------------|--------------------------|
| Diésel  | 3098,634382                 | 60,5736%                 |
| Híbrido | 1221,67763                  |                          |

Para mostrar la forma en que operaría el sistema se graficaron curvas donde se muestran la generación de energía y la atención de la demanda según cada tecnología (figura 25). Se tomaron como ejemplo los días 7,8 y 9 de septiembre los cuales son respectivamente viernes, sábado y domingo, esto con el fin de observar los cambios que pueden ocurrir en la demanda durante los días de la semana y como el sistema puede llegar a suplirla.

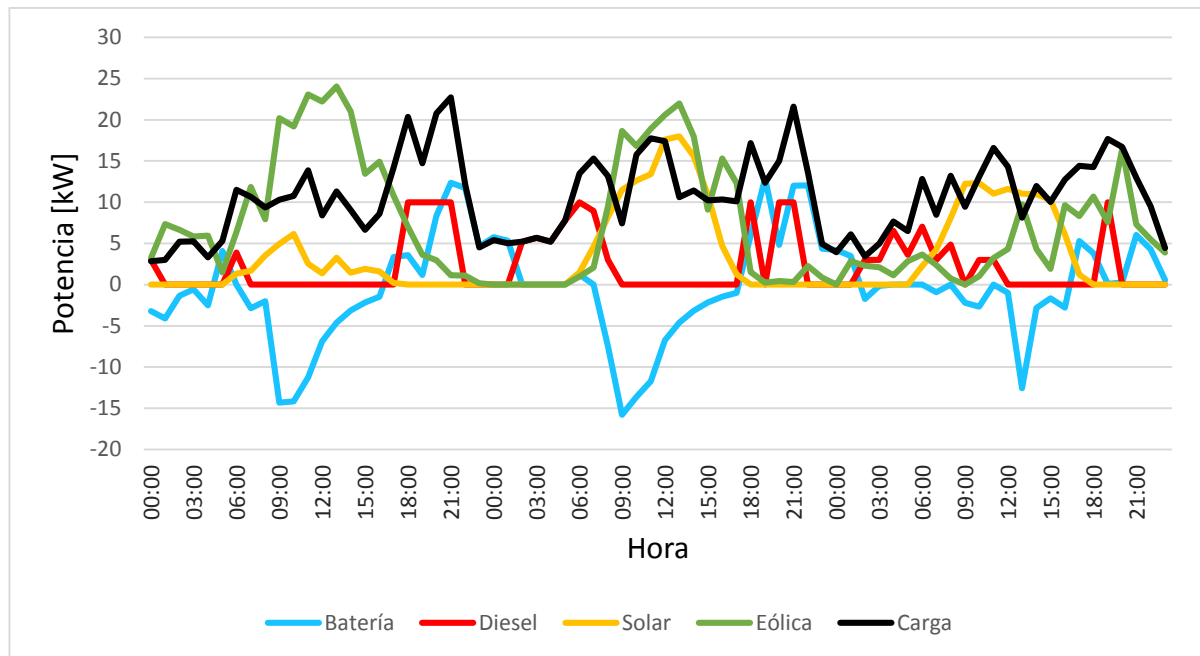
**Figura 25. Atención de la demanda para 3 días del año.**



La curva azul representa la carga (parte inferior del eje X) y descarga (parte superior del eje X) de las baterías, se puede observar como en los momentos donde la generación es mayor a la demanda energética se pueden cargar las baterías y de esta manera suplir la demanda en momentos donde el recurso energético renovable es poco. Además, se observan los excesos de energía mencionados anteriormente en los momentos donde la generación renovable es alta.

En la figura 26 se tienen las curvas de generación para cada tecnología, aquí se puede observar como en los momentos donde el recurso renovable es poco y las baterías no pueden suplir la demanda de energía, es necesario el uso de un generador Diésel que pueda servir como respaldo.

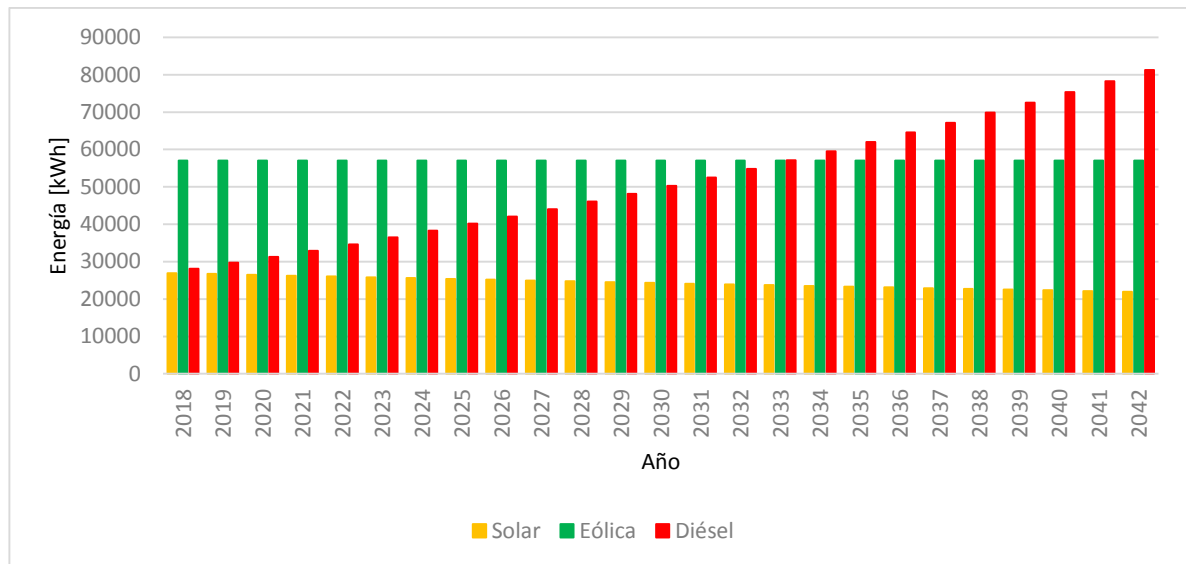
**Figura 26. Curvas de generación por tecnología y atención de la demanda.**



La producción de energía eléctrica promedio para cada año durante la vida útil del proyecto se muestra en la figura 27. En esta figura se aprecia como la generación de la instalación solar se ve disminuida debido al deterioro que tienen los paneles solare, además se ve que el generador Diésel aumenta considerablemente su generación, debido a que esta tecnología es quien se encarga de suplir la energía necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda.

Se observa que después del año 16 es la planta diésel la tecnología que más energía entrega a la carga, pero como se vio en los análisis hechos previamente esta configuración resulta más económica que implementar un sistema con mayores fuentes renovables instaladas.

**Figura 27. Generación anual del proyecto por tipo de tecnología.**



### 3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

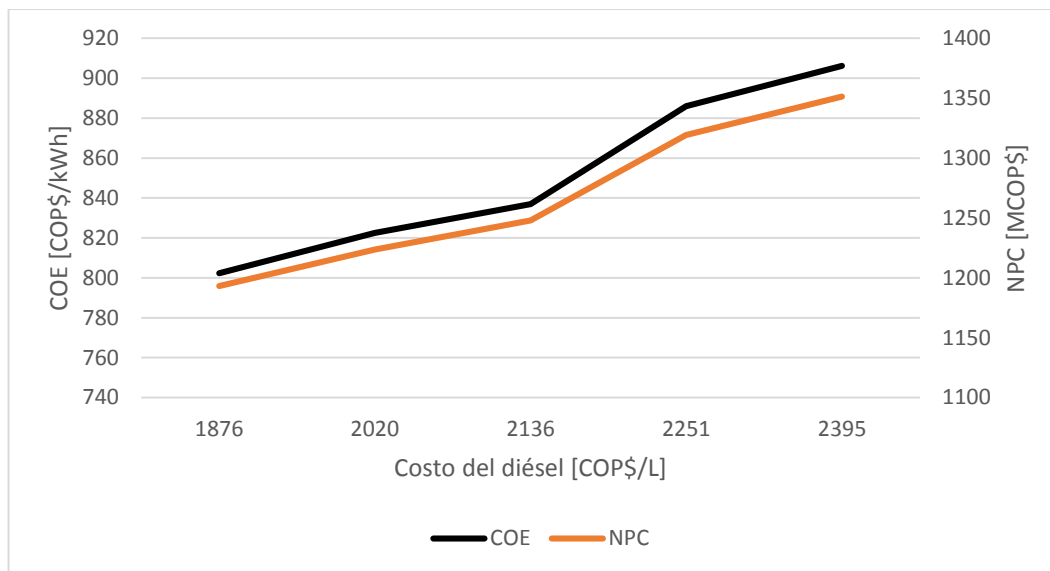
Teniendo la configuración para la microrred que garantice la atención de la demanda de una manera óptima, se han realizado análisis de sensibilidad con el fin de obtener información que pueda ser relevante a la hora de hacer una inversión o de tomar decisiones durante el transcurso de vida del proyecto. El parámetro variable de este estudio es el costo del litro de Diésel y se aplica el análisis para ver cómo afecta su valor en el NPC y el COE.

Los costos del litro de Diésel considerados fueron de 2135 [COP\$], 2020 [COP\$] y 1875 [COP\$] que son los costos para junio de 2018, diciembre de 2017 y diciembre de 2015 respectivamente. Adicionalmente se consideraron unos costos de 2251 [COP\$] y 2395 [COP\$] que corresponden a aumentos en el precio actual del diésel del 5,5% y 12%, esto para tener en cuenta los posibles crecimientos que tendría el

costo del diésel en años posteriores. Los costos fueron tomados de información de la base de datos del Ministerio de Minas y Energía<sup>28</sup>.

Los resultados se observan en la figura 28 y tabla 19.

**Figura 28. COE y NPC con variaciones en el precio del diésel.**



**Tabla 19. COE y NPC con variaciones en el precio del diésel.**

| Precio diésel [COP\$/L] | COE [COP\$/kWh] | NPC [MCOP\$] | %Diferencia COE | %Diferencia NPC |
|-------------------------|-----------------|--------------|-----------------|-----------------|
| 1876                    | 802             | 1193         | -4,3            | -4,6            |
| 2020                    | 823             | 1224         | -1,8            | -2,0            |
| 2136                    | 837             | 1248         | 0,0             | 0,0             |
| 2251                    | 886             | 1319         | 5,5             | 5,4             |
| 2395                    | 906             | 1351         | 7,6             | 7,7             |

Como se observa en la tabla 19 en comparación con el valor actual del diésel la máxima variación en el COE y el NPC son del 7,6% y 7,7% respectivamente. Al no haber una gran dependencia de la planta Diésel en la atención de la demanda dado

<sup>28</sup> Ibíd

que la configuración óptima de la microrred tiene un porcentaje de penetración renovable alto, el impacto que tiene el precio de este combustible en los costos del proyecto no es mucho.

Con el fin de tener una estimación de la capacidad que debía ser instalada al variar el número de usuarios que hacen parte de la microrred, se realizaron simulaciones variando la carga (número de usuarios) tomando como punto de partida que el transformador del que se caracterizó la curva de demanda en el capítulo 1 alimentaba 17 usuarios. Los resultados se presentan en la tabla 20.

**Tabla 20. Variaciones en la capacidad instalada con respecto al número de usuarios.**

| <b>Usuarios</b> | <b>Capacidad<br/>fotovoltaica<br/>[kW]</b> | <b>Capacidad<br/>eólica<br/>[kW]</b> | <b>Capacidad<br/>de baterías<br/>[kWh]</b> | <b>Inversores<br/>[kW]</b> | <b>Capacidad<br/>diésel<br/>[kW]</b> |
|-----------------|--------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1               | 0,75                                       | 1,8                                  | 5,25                                       | 0,55                       | 1                                    |
| 5               | 4,46                                       | 8,1                                  | 15,74                                      | 3,25                       | 6                                    |
| 9               | 7,7                                        | 14,4                                 | 26,24                                      | 7,2                        | 10                                   |
| 13              | 11,6                                       | 22,5                                 | 42                                         | 9                          | 14                                   |
| 17              | 20,5                                       | 30                                   | 84                                         | 15                         | 30                                   |
| 21              | 23,4                                       | 40,5                                 | 110                                        | 17,7                       | 40                                   |
| 25              | 26,8                                       | 47,7                                 | 131                                        | 21                         | 50                                   |

Aunque los resultados presentados en la tabla 20 muestran que es la generación eólica la que se mantiene con mayor capacidad en el sistema (esto debido a que el potencial que hay a partir de este recurso es mayor que el solar), se puede optar por instalar mayor capacidad de generación fotovoltaica con un número de usuarios pequeño, debido a que esta presenta menos costos de transporte, instalación y mantenimiento.

### 3.5 COSTOS POR TIPO DE INSTALACIÓN

Como se dijo anteriormente la configuración óptima para la microrred es la planteada en el escenario 1 con un aumento en la capacidad instalada diésel, la cual está compuesta por los elementos presentados en la tabla 21.

**Tabla 21. Componentes del sistema óptimo.**

| COMPONENTE            | REFERENCIA              | CAPACIDAD INSTALADA     |
|-----------------------|-------------------------|-------------------------|
| Planta Diésel         | GENERAC 30 kW           | 30 [kW]                 |
| Planta Diésel         | GENERAC 10 kW           | 10 [kW]                 |
| Aerogenerador         | Bergey Excel 6          | 30 [kW]                 |
| Paneles Fotovoltaicos | TrinaSolar Duomax PEG14 | 20,5 [kW]               |
| Inversores            | SolarEdge SE5000        | 15 [kW]                 |
| Baterías              | Hoppecke 24 OPzS3000    | 1 String de 12 unidades |

La tabla 22 presenta los indicadores que se plantearon para determinar la mejor configuración para la microrred, estos son importantes a la hora de hacer una evaluación financiera y ambiental del proyecto.

**Tabla 22. Parámetros de evaluación.**

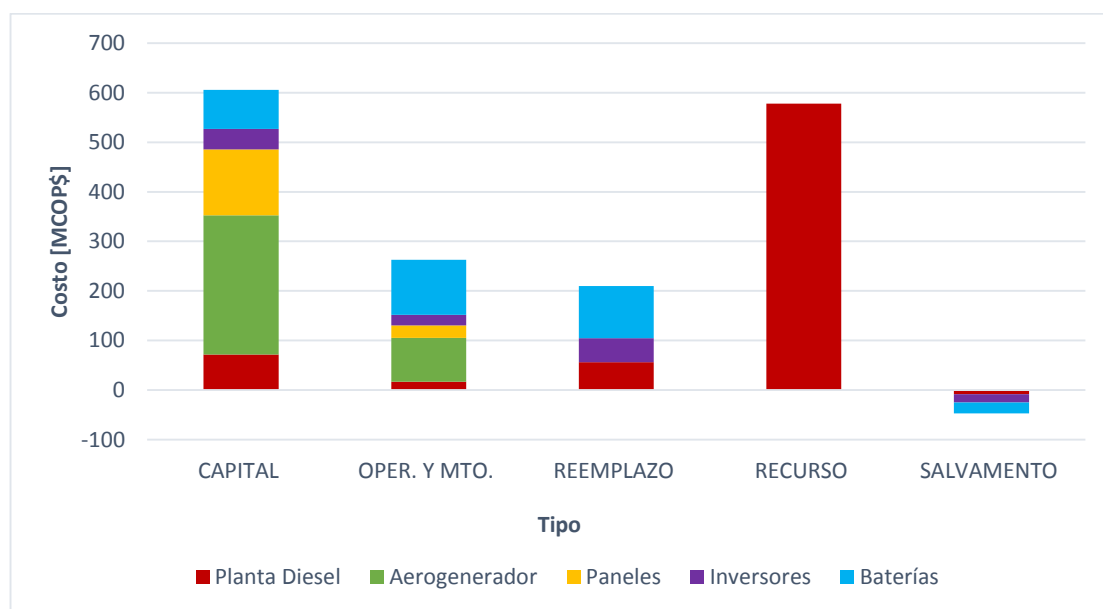
|                                          |               |
|------------------------------------------|---------------|
| <b>NPC [COP\$]</b>                       | 1.247.782.302 |
| <b>COE [COP\$/kWh]</b>                   | 834           |
| <b>Emisiones de CO<sup>2</sup> [ton]</b> | 1221,68       |

Los costos que tendrían cada instalación de ser construida se presentan en la tabla 23. El resumen de costos diferenciado por cada uno de los componentes de la microrred se muestra en la figura 29.

**Tabla 23. Tabla de costos diferenciados para el proyecto.**

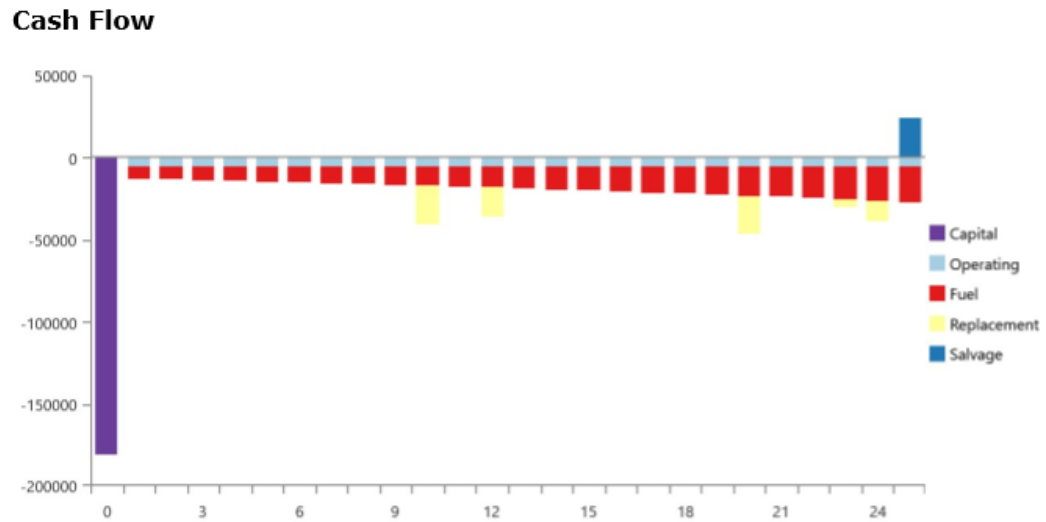
| COMPONENTE            | CAPITAL<br>[MCOP\$] | OPER. Y MTO.<br>[MCOP\$] | REEMPLAZO<br>[MCOP\$] | RECURSO<br>[MCOP\$] | SALVAMENTO<br>[MCOP\$] | TOTAL<br>[MCOP\$] |
|-----------------------|---------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|-------------------|
| Plantas Diésel        | 69,26               | 13,25                    | 11,20                 | 448,46              | -2,50                  | 539,68            |
| Aerogeneradores       | 225,11              | 57,55                    | 0                     | 0                   | 0                      | 282,66            |
| Paneles Fotovoltaicos | 111,23              | 14,22                    | 0                     | 0                   | 0                      | 125,45            |
| Inversores            | 40,26               | 13,28                    | 26,96                 | 0                   | -7,74                  | 72,76             |
| Baterías              | 75,19               | 96,07                    | 62,31                 | 0                   | -6,33                  | 227,23            |
| <b>TOTAL</b>          | <b>521,04</b>       | <b>194,37</b>            | <b>100,46</b>         | <b>448,46</b>       | <b>-16,57</b>          | <b>1247,77</b>    |

**Figura 29. Resumen de costos diferenciados por componente.**



Como se muestra en la figura 29 los costos más representativos para el proyecto son los correspondientes al capital inicial y al combustible. El flujo de caja durante la vida del proyecto se puede apreciar en la figura 30, donde se ve como la inversión en combustible aumenta anualmente debido a que, como se dijo anteriormente, es la planta diésel la que se encarga de suplir el incremento en la demanda.

**Figura 30. Flujo de caja.**



En la tabla 24 se muestra la distribución de energía generada por cada una de las fuentes para un año.

**Tabla 24. Porcentajes de generación de energía por instalación.**

| INSTALACIÓN | PORCENTAJE DE GENERACIÓN |
|-------------|--------------------------|
| SOLAR       | 18                       |
| EÓLICA      | 43                       |
| DIÉSEL      | 39                       |

Respecto a la de producción de energía eléctrica, se puede destacar que la implementación de esta red permitiría reemplazar el 61% de la generación con diésel, por energía que sería generada a partir de recursos energéticos renovables, un porcentaje de generación que es bastante representativo.

#### **4. CONCLUSIONES**

En el presente proyecto se han estudiado algunos aspectos técnicos, económicos y ambientales, con el fin de observar la viabilidad de implementar un piloto de microrred compuesta por un sistema de generación híbrido eólico-solar-diésel en el corregimiento de Berlín emulando que esta zona se encuentra aislada de la red convencional.

Las principales conclusiones son las siguientes:

- De acuerdo con los planes de expansión que se adelantan en el país las ZNI tienden a disminuir a medida que se ejecuten dichos planes, aun así, hay localidades que seguirán haciendo parte de las ZNI es por eso que implementar proyectos de tipo como el planteado en el presente trabajo se hacen importantes.
- Como se evidenció en los análisis hechos el costo de generación de energía en las localidades que utilizan como principal fuente energética el diésel es alto. Esto presenta una ventaja a la hora de viabilizar proyectos con FNCER, ya que a pesar de que se requieren altas inversiones en la implementación de estas tecnologías, al compararlas con un sistema diésel favorecen desde el punto de vista económico.
- Tener información meteorológica medida en sitio es de gran importancia para poder evaluar el verdadero potencial energético que se tiene en un lugar y de esta manera validar la posible producción de energía eléctrica. Gracias a esta información se pudo verificar que el corregimiento de Berlín es una zona con potencial energético renovable adecuado para la generación de energía eléctrica.

- Se evidencia a partir de las simulaciones realizadas que no resulta beneficioso económicamente hablando, sobredimensionar la capacidad instalada del sistema teniendo en cuenta el crecimiento que tendría anualmente la carga que se está supliendo. Los resultados muestran que es mejor dimensionar el sistema a partir de una carga actual y aumentar la capacidad instalada diésel con el de mantener el total de la carga cubierta si esta crece anualmente.
- Un sistema como el planteado se ve favorecido al aplicar a los incentivos expuestos en la ley 1715 de 2014 [16], la cual promueve la generación con fuentes renovables y la eficiencia energética. Esto representa beneficios económicos adicionales que aumentan la viabilidad de materializar este tipo de proyectos.

## 5. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta los resultados y conclusiones a que se llegó, se considera interesante que en trabajos futuro se tengan en cuenta los siguientes aspectos:

- Realizar un análisis mediante otro software en el cual se estudie la ventaja que tienen los sistemas solar y eólico de ser modulares, es decir que pueden incrementar su capacidad instalada fácilmente y sin afectar demasiado el sistema. De esta manera se puede verificar si esta característica se puede aprovechar para suplir el aumento de la demanda de una manera más eficiente.
- Considerar la remuneración que tiene el cargo por generación a partir de la CREG 004 de 2014 y de esta manera encontrar ventajas desde el punto de vista económico con la implementación de este tipo de proyectos.
- Con el fin de tener un mejor rendimiento y de aprovechar de la mejor manera el recurso eólico en Berlín, se debe evaluar el potencial energético a partir de este recurso en la parte más alta de la montaña para futuros sistemas eólicos que se desarrollen. Esta sugerencia se hace ya que se evidenció en visitas realizadas que el potencial allí era mayor pero debido a cuestiones logísticas no se pudo comprobar llevando a cabo mediciones del viento.
- Tener en cuenta en la instalación de los paneles la fijación que se le dará a las estructuras que los soportan, ya que los vientos de gran velocidad que se presentan en la zona pueden ocasionar que las estructuras pierdan estabilidad.

## BIBLIOGRAFÍA

CHADEE X. T. and CLARKE R. M., “Wind resources and the levelized cost of wind generated electricity in the Caribbean islands of Trinidad and Tobago,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. December 2016, pp. 2526–2540, 2018

CREG, “Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.” 2014

CREG, *La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional*. 2009.

GARCÍA M., *Energía Solar Fotovoltaica y su Cooperación al Desarrollo*, 1999th ed. Madrid, España: IEPALA

IDEAM “Mapa de irradiación solar.” [en línea].disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

IDEAM, UIS, and UPME, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. 2010

MAMAGHANI A., AVELLA S., NAJAFI B., SHIRAZI A., and RINAKLI F., “Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for oof-grid rural electrification in Colombia,” vol. 97, 2016

MATTIO H. F. and TILCA F., “Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores.” 2009

MINMINAS - Costos del combustible.” [en línea]. Disponible en:  
<http://www.minminas.gov.co/historico-de-precios>.

MUÑOZ Y., “Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo,” Universidad Politécnica de Valencia, 2012

PUC, PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE Principios funcionamiento  
[en línea] disponible en:  
[http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios\\_funcionamiento.html](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Principios_funcionamiento.html)

RESTREPO J., ESCOBAR E., and GUALDRON J., “Plan integral de manejo del distrito de manejo integrado de los recursos naturales ‘páramo de berlín ,” 2008

RUIZ J., “Estimación de la velocidad del viento a diferentes alturas usando el modelo WR,” 2012

VERGARA P., REY J., OSMA G., and ORDÓÑEZ G., “Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga , Colombia,” 2014