

# UCUENCA

**Universidad de Cuenca**

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

**Planeamiento óptimo de la expansión y operación de una gran-microrred**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes

**Autor:**

Jorge Ramiro Vera Moscoso

**Director:**

Santiago Patricio Torres Contreras

ORCID:  0000-0002-8803-6811

**Cuenca, Ecuador**

2023-11-07

## Resumen

El alto costo y la naturaleza estocástica de los recursos renovables o fuentes de energía renovable (FER), así como la naturaleza propia del comportamiento de la demanda, hacen que la planificación, integración y operación de una microrred sea un tema complejo. Es crítico determinar o dimensionar el tamaño apropiado de las FER y de los elementos de almacenamiento de energía asociados en una microrred, para una operación eficiente, económica y confiable. Una de las claves para volver competitiva y atractiva la proliferación de sistemas conformados por microrredes es la optimización de su topología y operación. En este estudio, se propone un algoritmo de optimización determinista para el dimensionamiento óptimo de la generación eólica mediante aerogeneradores (Wind turbine WT), la energía solar fotovoltaica (PV) y el sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS) y de sus redes asociadas en la configuración de una microrred. Este algoritmo considera principalmente dos elementos esenciales clave, esto es, la máxima fiabilidad y el mínimo costo.

En este trabajo se realizó pruebas con tres (3) sistemas, en los cuales se analizó el comportamiento de una microrred para la que se estableció condiciones de operación ya se conectado y desconectado de la red de distribución, así como de un escenario de un sistema más grande "Gran- microrredz bajo condiciones de operación asilada o autónoma, en los cuales se analizó el comportamiento del método y los modelos propuestos verificando que los resultados obtenidos son razonables.

*Palabras clave:* fuentes de energía renovable (FER), generadores eólicos (TE), paneles fotovoltaicos (PV), sistema de almacenaminto de energía por baterías (BESS), Programación Líneal Entro Mixta (MILP)



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

---

Jorge Ramiro Vera Moscoso

## Abstract

The high cost and stochastic nature of renewable energy resources (RES), as well as the nature of demand behavior, make the planning, integration and operation of a microgrid a complex issue. It is critical to determine the optimal size of the RES and associated energy storage elements in a microgrid for efficient, economical, and reliable operation.

One of the key issues to make microgrid systems competitive and attractive is the optimization of their topology and operation. In this study, a linear programming algorithm is proposed for the optimal sizing of wind generation (Wind turbine WT), solar photovoltaic (PV) and battery energy storage system (BESS) and their associated components in the microgrid configuration. The approach to solve the optimization problem should primarily consider two essential parts: i) a reliable operation and minimum investment cost, and ii) the forced outage rates and costs of PV, WT and BESS, and the tie lines (medium voltage networks) with the electric distribution system.

In this work, three (3) systems were tested, in which the behavior of a microgrid was analyzed under conditions of operation connected and disconnected from the distribution network, as well as, a scenario of a "large - Microgrid" system under conditions of isolated or autonomous operation, in which the behavior of the method and the proposed models were analyzed, verifying that the results obtained are reasonable.

*Keywords:* renewable energy sources (RES), wind generators (TE), photovoltaic panels (PV), battery energy storage system (BESS), linear mixed integer programming (MILP)



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

**Institutional Repository:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

## **Agradecimientos**

### **A mi Tutor.**

Le agradezco muy profundamente a mi tutor por su apoyo, aporte y paciencia, sin sus recomendaciones y correcciones no hubiese podido llegar a esta instancia tan anhelada. Gracias por su guía y todos sus consejos, los llevaré grabados para siempre en la memoria.

### **A los docentes del programa**

A todos los docentes que han sido parte de este camino y reto de posgrado, a todos ellos les agradezco por transmitir y compartir sus conocimientos y sus experiencias para haber llegado hasta aquí. Sobre todo al Director de la Unidad especial de titulación por el apoyo y amistad brindada a todos quienes formamos parte de esta unidad.

## **Dedicatoria**

A la memoria de mi padre Juan M. Vera Cabrera, cuyo ejemplo y consejos se constituyeron en la principal guía para definir la ruta en el camino de mi vida.

A mi esposa Doris sin cuyo apoyo, estímulo y tolerancia no hubiese sido posible culminar este anhelado objetivo.

## Índice de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>12</b>
1.1. Problemática . . . . .	14
1.2. Alcance . . . . .	15
1.3. Objetivos . . . . .	15
1.4. Objetivos Específicos . . . . .	16
<b>2. Marco Referencial</b>	<b>17</b>
2.1. Energías Renovables . . . . .	17
2.2. Desafíos y oportunidades de los sistemas de potencia insulares aislados .	17
2.3. Redes Eléctricas Inteligentes . . . . .	19
2.3.1. Ventajas de las redes inteligentes . . . . .	20
2.3.2. Microrredes dentro de las redes inteligentes . . . . .	21
2.4. Aspectos de la Planificación de un Sistema Eléctrico. . . . .	22
2.4.1. Factores que afectan al proceso de planificación . . . . .	26
<b>3. Recursos renovables que constituyen y conforman una microrred (generación renovable).</b>	<b>28</b>
3.1. Sistema Solar Fotovoltaico en la Generación Distribuida . . . . .	28
3.1.1. Potencial por superficie de instalación de un Sistema Fotovoltaico .	28
3.1.2. Uso de Inversor para sistema Fotovoltaicos . . . . .	32
3.1.3. Inversor Fotovoltaico . . . . .	32
3.1.4. Rendimiento eléctrico y óptico de los módulos fotovoltaicos . . . . .	33
3.2. Energía Eólica . . . . .	36
3.2.1. Eficacia en la extracción de la energía eólica . . . . .	39
3.2.2. Tecnología de la Turbinas eólicas . . . . .	40
3.2.3. Resumen general de componentes de un Aerogenerador . . . . .	41
3.2.4. Rotor aerodinámico . . . . .	41
3.2.5. Sistema de transmisión mecánico. . . . .	42
3.2.6. Generador asíncrono (de inducción) . . . . .	44
3.2.7. Tecnologías contemporáneas de turbinas eólicas . . . . .	46
3.3. Sistemas de almacenamiento de energía . . . . .	47
3.3.1. Tipos de baterías electroquímicas . . . . .	53
3.3.2. Baterías de Plomo Ácido . . . . .	53
3.3.3. Baterías de NÍQUEL- Cadmio . . . . .	54
3.3.4. Batería de iones de litio (Li-Ion) . . . . .	54

<b>4. Operación de un SDE ó Microrred</b>	<b>55</b>
4.1. Operación de un Sistema de Distribución y/ó Microrred . . . . .	55
4.1.1. Flujo de corriente alterna en las redes de distribución eléctrica . . . . .	55
4.1.2. La Generación Distribuida . . . . .	56
4.1.3. Ventajas para la implementación de GD . . . . .	58
4.1.4. Modelos DG . . . . .	59
4.1.5. Impacto de la GD en las redes de distribución eléctrica . . . . .	59
4.1.6. Planificación de microrredes y gestión energética. . . . .	60
<b>5. Algoritmo y soluciones de problemas de optimización</b>	<b>66</b>
5.1. Método de Monte Carlo . . . . .	66
5.2. Algoritmos de solución matemático y técnicas computacionales . . . . .	67
5.2.1. Técnicas computacionales aplicada a la planificación de Microrredes	67
5.2.2. Breve introducción a técnicas computacionales de optimización . . . . .	67
5.2.3. Técnicas de optimización aplicadas a problemas de planificación de microrredes. . . . .	68
5.2.4. Algoritmos matemáticos . . . . .	68
<b>6. Planteamiento del problema, algoritmo de solución y casos de estudio</b>	<b>73</b>
6.1. Metodología para el dimensionamiento de los recursos . . . . .	73
6.1.1. Recolección de la información para irradiación global, velocidad del viento y de temperatura ambiente. . . . .	73
6.1.2. Determinación de los perfiles de carga. . . . .	73
6.1.3. Determinación de los escenarios en base a programación Montecarlo. . . . .	74
6.2. Modelo de programación para el dimensionamiento de una microrred y sus componentes asociados. . . . .	80
6.2.1. Conjuntos . . . . .	80
6.2.2. Índices: . . . . .	81
6.2.3. Parámetros sin indexar: . . . . .	81
6.2.4. Parámetros Indexados: . . . . .	82
6.2.5. Variables discretas: . . . . .	83
6.2.6. Variables continuas: . . . . .	83
6.2.7. Función objetivo. . . . .	84
6.2.8. Restricciones: . . . . .	89
6.3. Casos de estudio . . . . .	94
6.3.1. Caso de estudio 1: Universidad de Cuenca - Campus Balzay. . . . .	94
6.3.2. Caso de estudio 2: Purín, cantón Nabón. . . . .	97

6.4. Análisis de resultados . . . . .	102
6.4.1. Caso I Microrred Balzay . . . . .	102
6.4.2. Caso II Sistema Purín Nabon . . . . .	112
6.4.3. Caso III Nabon aislado y otras condiciones de operación . . . . .	116
<b>7. Conclusiones del estudio y recomendaciones</b>	<b>119</b>
7.1. Conclusiones . . . . .	119
7.2. Tiempos de Ejecución. . . . .	120
7.3. Recomendación de trabajos futuros . . . . .	121
<b>Referencias</b>	<b>122</b>

## Índice de figuras

1-1. Esquema de una microrred . . . . .	13
2-1. Sistema de suministro eléctrico a una gran ciudad . . . . .	24
2-2. Diagrama de flujo de un proceso de planificación de un Sistema de Distribución	25
2-3. Tareas de un gestor de activos . . . . .	26
3-1. Ilustración de paneles solares fotovoltaicos ( <i>PV</i> ) instalados en una vivienda	29
3-2. ángulos de orientación de paneles . . . . .	31
3-3. Esquema de uso de un Inversor (hacia la red y/o carga) . . . . .	33
3-4. Esquema de flujo de aire y velocidad por unidad de superficie . . . . .	37
3-5. Curva P-velocidad de un aerogenerador y Distribución PDF del viento . . . .	40
3-6. Componentes principales de un aerogenerador . . . . .	41
3-7. Detalle del sistema de transmisión mecánico de un aerogenerador . . . . .	42
3-8. Generador Síncrono . . . . .	43
3-9. Generador asíncrono de Jaula de ardilla . . . . .	45
3-10. Generador asíncrono de rotor bobinado . . . . .	46
3-11. Sistemas de almacenamiento de energía . . . . .	47
3-12. Diferentes Sistemas y tecnologías de almacenamieto de energía . . . . .	48
3-13. Diferencias de uso y propósitos de las diferentes tecnologías de almacena- miento . . . . .	49
3-14. Comparación de Potecnia de salida (en W) y consumo de energía (W/h) . .	50
4-1. Ejemplo de Red de Distribución con Generación Distribuida . . . . .	57
4-2. Sistema de Generación Distribuida con medición Bidireccional . . . . .	59
4-3. Modelos de estado estacionario de Generación Distribuida fuente [19] . . .	60
4-4. Esquema de red de distribución con GD . . . . .	61
4-5. Variación de pérdidas . . . . .	62
4-6. Diferencias entre la red convencional y una red inteligente [6] . . . . .	63
4-7. Componentes básicos de una microrred [6] . . . . .	65
5-1. Combinación de unidades durante el período de 24 horas . . . . .	69
6-1. Ubicación geográfica Campus Balzay de la Universaidad de Cuenca . . . . .	95
6-2. GHI por hora durante un año Campus Balzay Universidad de Cuenca . . . .	95
6-3. Irradiación GHI Diaria (superpone tres días consecutivos en el campus Balzay	96
6-4. Irradiación GHI diaria de tres días distintos del periodo de muestra campus Balzay . . . . .	96

6-5. Velocidad del viento anual Campus Balzay Universidad de Cuenca . . . . .	97
6-6. Demanda diaria promedio - Demanda caso I . . . . .	98
6-7. Ubicación georeferenciada de implantación del sistema caso Purin- Nabon	98
6-8. GHI diario durante un mes en Purin Cantón Nabon . . . . .	99
6-9. Velocidad de viento por hora durante un año en Purin Cantón Nabon . . . . .	99
6-10. Demanda diaria promedio - Demanda Nabón . . . . .	100
6-11. Histograma de ajuste de la PDF para GHI a las 7 am . . . . .	103
6-12. Histograma de ajuste de la PDF para Velocidad de viento a las 7 am . . . . .	103
6-13. Histograma de ajuste de la PDF para Velocidad del viento a las 2pm . . . . .	104
6-14. Histograma para paneles tipo Risen-590W . . . . .	105
6-15. Histograma para el panel tipo Ecogreen . . . . .	106
6-16. Histograma para la Bateria PylonTech-UP5000 para el caso Balzay . . . . .	107
6-17. Costos asociados a todas las combinaciones de diferentes números de PV y 8 baterías PylonTech UP5000 . . . . .	108
6-18. Contribuciones de potencias de PV Baterías y aporte de la Red . . . . .	108
6-19. Contribuciones de potencias de PV Baterías y aporte de la Red simulaciones 181 y 1832 . . . . .	108
6-20. Histogramas de PV y Baterías caso Balzay sin conexión a la red . . . . .	109
6-21. Histogramas para los paneles Risen-590 caso sin baterías . . . . .	109
6-22. Contribuciones de potencia para escenario 36 1972 asociados a la configuración de 14 paneles . . . . .	111
6-23. PDF de la GHI para las 18:00 horas para Purín Nabon . . . . .	113
6-24. PDF de la velocidad del viento para Nabón a las 18:00 . . . . .	113
6-25. Histograma para los PF Rinsen Purín Nabon conectado a la Red . . . . .	114
6-26. Histograma para las TE tipo FK-3[kW] para el caso Purín Nabón . . . . .	114
6-27. Contribuciones de Potencia escenario 1871 Caso Purin- nabon . . . . .	115
6-28. Contribuciones de Potencia escenario 1948 Caso Purin- nabon . . . . .	116
6-29. Contribuciones de Potencia escenario 2 y 71 Caso III Purin- nabon . . . . .	117
6-30. Contribuciones de Potencia escenario 1135 y 1956 Caso III Purin- nabon . . . . .	118

## Índice de tablas

3.1. Clasificación de Potencia del viento . . . . .	38
3.2. Comparación de Potencia de salida y capacidad de almacenamiento de diferentes tecnologías . . . . .	51
3.3. Ventaja y desventajas de las baterías de Pb- Acido . . . . .	53
3.4. Tipos de baterías Plomo acidas . . . . .	53
3.5. Usos de baterías Plomo acidas . . . . .	53
3.6. Ventajas de las Baterías Niquel Cadmio . . . . .	54
5.1. Problemas de planificación de microrredes, métodos y referencias sobre la optimización de uno o multiobjetivos [25] . . . . .	72
6.1. Valores de $\Delta T$ para cada tipo de Panel fotovoltaico . . . . .	76
6.2. Valores de $Z_0$ . . . . .	80
6.3. Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos PV usados en la Microrred de los casos de estudio . . . . .	101
6.4. Parámetros de los aerogeneradores usados en la Microrred del caso de estudio Nabón . . . . .	101
6.5. Parámetros del generador Diesel . . . . .	101
6.6. Parámetros de Banco de Baterías . . . . .	102
6.7. Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay . . . . .	106
6.8. Costos VPN asociados al Microrred Balzay con Conexión . . . . .	106
6.9. Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay sin conexión a la red . . . . .	107
6.10. Costos VPN asociados al Microrred Balzay sin Conexión a la red . . . . .	109
6.11. Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay sin baterías conectadas a la red . . . . .	110
6.12. Costos VPN asociados a la microrred Balzay sin baterías conectadas a la red . . . . .	110
6.13. Cantidades de equipos requeridos en la Microrred de Purin- Nabon . . . . .	113
6.14. Costos VPN asociados al Microrred Purin Nabón . . . . .	115

## Capítulo 1

### Introducción

Actualmente, la mayor parte de la producción de energía es debido a la ignición de combustibles fósiles, llámese carbón mineral, derivados de petróleo, o gas natural. No obstante, a lo largo de los últimos años ha surgido una corriente importante alrededor del planeta basada en una mayor concienciación ambiental, impulsado principalmente por las consecuencias del calentamiento global y el efecto invernadero, debido a ello se han generado multiplicidad de foros y acuerdos mundiales comprometiendo a los países suscriptores a limitar y reducir sus emisiones de carbono a la atmósfera, siendo el último de ellos el acuerdo de Paris (más de 195 países suscriptores). El reto por supuesto viene por el hecho que la demanda energética a nivel global está en constante incremento, por ello la necesidad de sustituir esa energía no renovable y contaminante por aquella proveniente de fuentes renovables. Por otra parte, también es una realidad que a la presente época existen aún, cerca de 1.300 millones de personas en el planeta que no tienen acceso a la electricidad, de los cuales cerca de un 95 % vive en zonas remotas o en países subdesarrollados [1]. Así mismo un suministro energético asequible y fiable, especialmente para comunidades remotas o sin conexión a la red, es necesario para mejorar las condiciones de vida y acceso al desarrollo a este segmento de la población.

Dado que la mayor parte de la energía se genera en grandes centrales energéticas que suelen estar muy alejadas de los consumidores. Esta estructura de la red eléctrica tiene una flexibilidad reducida y una baja eficiencia energética, pero que difícilmente podrá adaptarse al futuro crecimiento de la demanda de energía. Los sistemas de microrredes son versiones modernas y a pequeña escala del sistema eléctrico centralizado, que pueden servir de complemento a la red eléctrica tradicional, Alcanzando objetivos locales específicos como la fiabilidad, la diversificación de las fuentes de energía y la reducción de costos. Las microrredes generan, distribuyen y regulan el flujo de electricidad a los consumidores, pero lo hacen a nivel local (red de distribución) [2].

Aquí es donde las microrredes toman protagonismo pues son el medio más idóneo para insertar estas fuentes de energía verde o no convencional a los sistemas de suministro de energía eléctrica SSEE. Con esto, la planificación de la expansión y el dimensionamiento adecuado de los recursos que conforman las microrredes toman cada vez una importancia más relevante. En este contexto los modelos que optimizan el planeamiento de la expan-

sión de estas microrredes y su operación, se han centrado únicamente en el costo de los elementos de generación y la naturaleza estocástica de los recursos renovables o fuentes de energía renovable (ER), mismos que convergen a la búsqueda de un modelo que principalmente se ha centrado en los recursos de generación y de almacenamiento, que representan un segmento de la clasificación de las microrredes, siendo estas las que por su tamaño y cobertura no tienen a las líneas o enlaces como un componente significativo en el costo del sistema [3].

El Departamento de Energía de EE.UU. DOE (Department of Energy) por sus siglas en inglés, define la microrred ( $\mu$  Grid) como un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos (DER) con límites eléctricos claramente definidos que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red y puede conectarse y desconectarse de la misma para poder funcionar tanto en modo conectado, como en modo isla[4]. Un ejemplo esquemático de lo indicado se puede ver en la figura 1-1

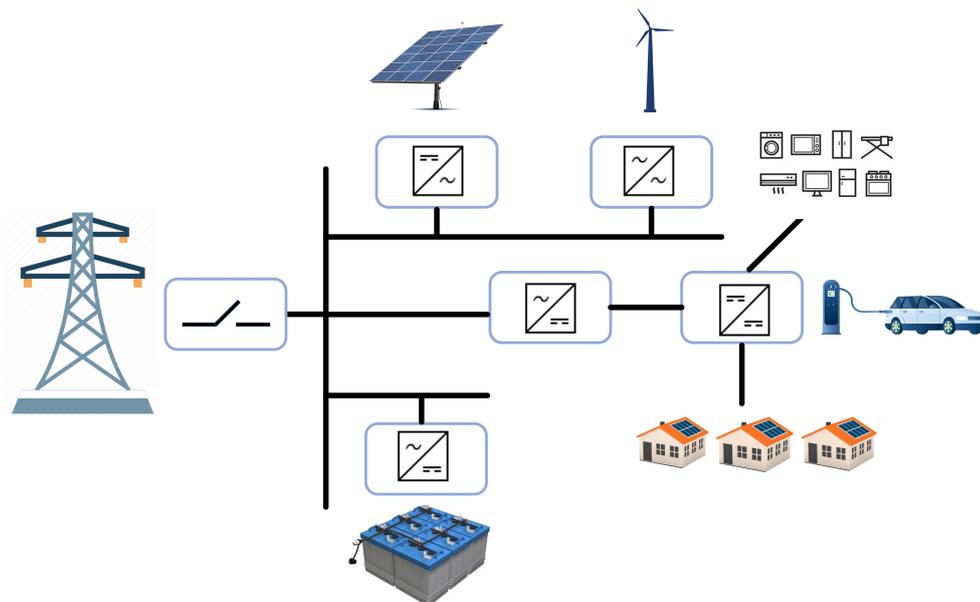


Figura 1-1: Esquema de una microrred

Algunos autores definen “Large microgrids”[5] LMG como microrredes con una gran capacidad de generación AC/DC usando tecnologías de generación distribuida (GD), como granjas (fotovoltaicas o eólicas), o redes que pueden incluir “grandes unidades” de generación o incluso tecnologías de “pequeños reactores modulares” (generación nuclear), pueden ser sistemas de más de 1 MW de carga o generación instalada.

Para el presente trabajo el término “Gran –microrred” considera un sistema geográficamente aislado pero “grande” en demanda esto es superior a 1 MW, para la modelación final se usó una demanda máxima de 2,5 MW, la presencia de las líneas y la topología, puede ser un tema a analizarse a posterior en como pueden estos influir en los factores de decisión.

Aunque los sistemas de microrredes suelen estar conectados a redes regionales de transmisión de energía, también tienen la capacidad de ser autosuficientes o “aislados” cuando la red eléctrica se cae o sufre un colapso. Por tanto, la microrred puede funcionar bien en los dos modos siguientes: modo interconectado normal y modo en isla. En el modo interconectado normal, la microrred está conectada a la red principal, a la que suministra o inyecta cierta cantidad de energía [4], mientras que, en el modo aislado, la microrred funciona de forma autónoma e independiente de la red principal [6]. El funcionamiento en isla es una de las características más destacadas de las microrredes, por lo que puede aplicarse en aquellas situaciones en las que la red principal no puede soportar la demanda agregada y/o se produce un corte de energía o un colapso en ella.

Hoy en día, las microrredes se han desplegado en muchas zonas remotas, sistemas insulares ó islas remotas, como por ejemplo las Galápagos u otros sistemas insulares [7] [8].

### **1.1. Problemática**

La necesidad de dimensionar y proyectar microrredes, sumada a la variabilidad e incertidumbre introducidas en las mismas por la naturaleza propia de los recursos renovables, requiere de la búsqueda de nuevas soluciones para garantizar un resultado óptimo tanto de su expansión como de la gestión de su operación.

Los modelos y herramientas actuales de planeamiento óptimo de microrredes se enfocan en la optimización de los recursos de generación y almacenamiento, es decir, consideran únicamente el costo de estos elementos, pero desprecian el impacto en el costo del sistema de las líneas y/ó redes asociadas, básicamente porque se centran en microrredes pequeñas relacionados a sistemas que sirven a edificios o campus, en los cuales el costo de sus enlaces o líneas de conexión es despreciable en comparación con el costo que representan los elementos de generación y almacenamiento. Por tanto, el esfuerzo del trabajo actual se enfoca en microrredes de mayor tamaño que soportan el suministro

energético de sistemas aislados como por ejemplo los sistemas insulares, en los cuales el costo de líneas ya sea de media o baja tensión constituye un peso considerable e importante en el costo total del sistema, de allí la importancia de incluirlos en el modelo de análisis.

El enfoque de solución se concentrará en el uso de métodos determinísticos, que combinen el uso de la simulación para resolver problemas de optimización combinatoria, para encontrar un conjunto de soluciones en situaciones reales en las cuales la incertidumbre es un componente que no se puede obviar del sistema bajo estudio.

El escenario de estudio para la planificación del sistema será no mayor de 3 años, considerando aquello como largo plazo, por su naturaleza, la microrred debe planificarse como un sistema completo o integral a diferencia de la planificación de Sistemas de Potencia que por la magnitud de la infraestructura y los enormes costos de implementación y ejecución (centrales, líneas, etc.) la planificación debe prever la inserción de estos elementos en el transcurso del tiempo que cubre el escenario de planificación, pues su implementación propiamente por su envergadura conlleva varios años, los mismos que se distribuyen a lo largo del período de análisis según la expectativa de crecimiento de la red.

## **1.2. Alcance**

Desarrollar el planeamiento óptimo de la expansión y operación de una microrred, considerando la naturaleza estocástica de todos sus recursos (generación renovable y almacenamiento de energía), así como también la naturaleza estocástica de la demanda usando para ello el método de simulación de "Montecarlo", y; plantear a través de un modelo matemático la optimización de su expansión y operación en un modelo de un sistema.

## **1.3. Objetivos**

Desarrollar un modelo que permita realizar el planeamiento óptimo de la expansión y operación de una Gran microrred (GM), en el cual se introduzca la naturaleza estocástica tanto de los recursos de generación como de la demanda, así como los costos de todos los componentes incluido sus líneas y redes, el modelo matemático de optimización usado para el cometido de optimización será un modelo de programación lineal, en el cual también se usará un método de simulación de "Montecarlo" para la generación de valores aleatorios con los cuales se recreará la naturaleza estocástica de los recursos del sistema y de la demanda. Se considerará para el análisis de los casos de estudio un modelo de red real, puesto que en el medio científico no existen aún modelos base de prueba para microredes,

como si los hay para los sistemas de potencia o de distribución como lo son los modelos IEEE de n barras ya sea para análisis de SEP's o de redes de distribución.

#### **1.4. Objetivos Específicos**

- Mediante la herramienta de optimización “Programación lineal entero mixta” desarrollar el planeamiento de la red y la planificación de su operación.
- Recrear los distintos escenarios que contemplen la disponibilidad de los recursos renovables y de la demanda mediante estimación estocástica de Montecarlo.
- Desarrollar modelos matemáticos que representen con mayor fidelidad el comportamiento de los elementos que conforman la microrred, así como el comportamiento estocástico de los recursos renovables y de la demanda.

## Capítulo 2

### Marco Referencial

#### 2.1. Energías Renovables

Se consideran energías renovables aquellas energías obtenidas utilizando recursos virtualmente inagotables, es decir, recursos ilimitados o recursos cuya recuperación natural sea lo suficientemente rápida como para restablecerse tras ese consumo. Las principales ventajas de este tipo de generación son:

- El recurso utilizado es ilimitado.
- El coste de la energía generada es muy bajo, incluso nulo.
- Bajo o nulo impacto ambiental, ya que estas tecnologías no generan residuos ni emisiones (la biomasa genera emisiones, pero durante su vida la planta lo extrae de la atmósfera) o por otra parte la generación de los residuos o emisiones son compensados o reabsorbidos en el ciclo del proceso por lo que el resultado final en el mismo es “CERO”.
- El acceso a estos recursos (viento, sol) es universal, lo que reduce la dependencia energética.
- Facilidad de instalación y explotación, que hace que sea posible la instalación de pequeños generadores en viviendas y zonas urbanas e industriales.

Debido al deterioro progresivo del medio ambiente, cada vez más crítico al incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial el problema del calentamiento global, y al encarecimiento del petróleo, que es la fuente de energía más utilizada, ha hecho que en el mundo entero esté apostando por fuentes de energías limpias. Se prevé un aumento del peso de estos tipos de generadores en la generación de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como mundial.

#### 2.2. Desafíos y oportunidades de los sistemas de potencia insulares aislados

Según la definición del IEC una microrred aislada es: *“grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos definidos que forman un sistema de energía eléctrica local a niveles de tensión de distribución, que no puede conectarse a un sistema de energía eléctrica más amplio”*. Por tanto, un ejemplo claro de Microrred

es lo que tenemos en los sistemas aislados insulares dado que por su naturaleza física estos no pueden conectarse a los sistemas de potencia continentales que son Robustos y Centrales y por tanto dependen de los recursos de generación propios teniendo una alta dependencia de recursos fósiles como fuentes de energía primaria base.

En forma general, los principales problemas de las áreas insulares pueden categorizarse de la siguiente manera:

- Alta dependencia de los combustibles fósiles
- Disponibilidad de agua fresca
- Gestión de residuos
- Otros relacionados a los factores climáticos, incluyendo las condiciones propias de las economías insulares.

La economía de la mayor parte de las áreas insulares confía o depende del turismo, estadísticamente en las islas o sistemas insulares europeos la dependencia del turismo de estas economías es cercano al 70 %, en Ecuador, son varios los sistemas insulares, pero el principal y mas relevante lo conforman Las islas Galápagos, Allí la dependencia del Turismo es incluso mucho mayor, los otros componentes donde se sustenta estas economías insulares es la agricultura y la pesca, siendo el desarrollo industrial muy limitado debido a la escases de recursos, altos costos de la infraestructura y transporte y limitación de un mercado competitivo para las Empresas ó compañías. La mayor parte de los bienes y mercancías en las áreas insulares son importadas y por tanto son transportadas sobre grandes distancias lo que tiene un alto impacto en sus economías, cerca del 100 % de las áreas insulares a nivel mundial importan combustible para todas sus actividades tal como producción de energía, transporte y calentamiento, esta dependencia del combustible es un problema importante que tiene un fuerte impacto en los resultados económicos, técnicos y sociales.

La mitigación de la dependencia de combustibles importados en áreas insulares especialmente para producción de electricidad se convierte en un parámetro importante de la sostenibilidad económica de sus economías, pues estos combustibles requeridos para producción de electricidad deben ser transportados en tanqueros (aéreos o navales) el cual genera un insostenible modelo de servicios desde el punto de vista estratégico y ambiental, convirtiendo la producción de energía en un costo muy alto no solo por el costo propio del combustible sino debido al valor agregado por el alto costo del transporte y el riesgo ambiental si se decide convertir o monetizar el riesgo. Por tanto, la utilización de recursos

locales principalmente de Sistemas de Energía renovable (RESs) es fundamentalmente importante en especial en la última década. “De acuerdo al pico de demanda (MW) y consumo anual de energía (en GigaWattios/hora (GWh) las áreas insulares son clasificadas en 4 grupos [9]:

1. Islas muy pequeñas (<1 MW y <2 GWh)
2. Islas pequeñas (1- 5MW y 2- 15 GWh)
3. Islas medianas (5- 35 MW y 15-100 GWh)
4. Islas Grandes (>35 MW y >100 GWh)”

### **2.3. Redes Eléctricas Inteligentes**

En los últimos años está desarrollándose un cambio de paradigma en los sistemas energéticos y en la organización del mercado eléctrico. Se está investigando continuamente acerca del cambio de los tradicionales sistemas centralizados con grandes centros de generación separados de los principales núcleos de consumo a los sistemas del futuro, con generación distribuida, un alto nivel de integración de las fuentes de energía renovables y una gran participación de la demanda en los mercados energéticos. Este enfoque se centra en el desarrollo de las redes inteligentes, las redes del futuro, en las que todos los sistemas de generación, transmisión, consumo, y almacenamiento (incluyendo el vehículo eléctrico como elemento fundamental para la operación de los sistemas, al ser una fuente de consumo y de almacenamiento energético) están en constante comunicación e interactúan para determinar los flujos energéticos que optimicen la operación del sistema, el aprovechamiento de los recursos renovables y el abastecimiento de la demanda [9], [6], [10].

El principal desafío de la operación de los sistemas energéticos tradicionales siempre ha sido el requisito de equilibrio de potencia instantáneo, debido a la ausencia de capacidad de almacenamiento de la red. La RD puede ayudar a alcanzar este objetivo, pero puede no ser suficiente para compensar la fluctuación altamente volátil de la salida de recursos renovables como los generadores eólicos. Un sistema de almacenamiento se considera clave para abrir la posibilidad de una alta penetración de los recursos renovables solar y eólico [5]. Los sistemas de almacenamiento intensificarán enormemente la capacidad de control de la red. Estos sistemas pueden ser integrados con los generadores de energía renovable tanto en aplicaciones aisladas como en conexión con la red.

### 2.3.1. Ventajas de las redes inteligentes

Como beneficios que aportan las redes inteligentes se tienen:

Desde el punto de vista de información:

- Mejora de los indicadores de rendimiento del sistema.
- Mayor satisfacción del consumidor.
- Mejora del sistema de información que facilite el suministro de información para los diferentes tipos de tarificación, gestión de recursos, operación del sistema.
- Provisión de datos para una planificación estratégica, así como un mejor soporte para los sistemas de control inteligentes distribuidos.
- Abastecimiento energético más fiable y económico, potenciado por el flujo de información y la comunicación segura.
- Facilitación del mantenimiento predictivo, reducción de costes y mejora del suministro energético gracias al diseño de la SG.
- Facilitación, por medio del flujo de información, de la actividad de las entidades reguladoras en cuanto a fijación de costes, tarifas, etc.
- Facilitación de la gestión de recursos a los centros encargados del control de la operación.
- Acceso a histórico de datos para una planificación estratégica.

Desde el punto de vista de almacenamiento energético su aporte es:

- Control de tensión: dan soporte a alimentadores muy cargados, proporcionan una corrección del factor de potencia, reducen la necesidad de limitar la generación distribuida, ayudan a mitigar flicker, sobretensiones y huecos de tensión.
- Gestión del flujo de potencia: redirección del flujo de potencia, reducción de flujos inversos y minimización de pérdidas.
- Recuperación: ayudan al control de tensión y la gestión del flujo de potencia en una red reconfigurada tras un fallo eléctrico.

- Mercado energético: arbitraje, mercado de balances, reducen la variabilidad de la generación distribuida, incrementan el rendimiento de la generación distribuida, sustituyen a la reserva de capacidad (spinning reserve).
- Comercial/regulatorio: ayudan a cumplir estándares de seguridad y reducir el tiempo perdido por los consumidores en algunas operaciones.
- Gestión de la red: ayudan a las redes aisladas y a las recuperaciones, permiten conexiones alternativas entre distintos alimentadores.

Y finalmente ventajas que aportan a las redes:

- Permiten una participación directa de los consumidores. Los consumidores en las REIs son informados y el proceso de uso y compra de energía se ve modificado. Pasan a existir opciones de oferta diferentes, incentivos y penalizaciones.
- Se adaptan a todas las opciones de generación y almacenamiento.
- Habilitan nuevos productos, servicios y mercados.
- Proporciona calidad de la energía. La SG ofrece un suministro energético fiable y con pocas interrupciones.
- Optimiza el uso y la operación de los recursos.
- Se anticipa y responde a perturbaciones en el sistema.
- Opera con resiliencia frente a ataques y desastres naturales. La REIs resiste ataques tanto a la infraestructura física (subestaciones, apoyos, transformadores, etc.) como a la estructura cibernética (mercados, sistemas, software, comunicaciones).

### **2.3.2. Microrredes dentro de las redes inteligentes**

Una de las posibles infraestructuras para el desarrollo de las redes inteligentes son las microrredes, cuyas principales características son su reducido tamaño, la alta presencia de generación distribuida y de fuentes renovables y la posibilidad de operar conectada o aislada (operación en isla) del resto del sistema eléctrico. Esto plantea importantes retos, pues el control de este tipo de redes y su operación en los diferentes modos no está resuelto en la actualidad. Se han desarrollado propuestas de control de recursos energéticos distribuidos (DER, del inglés distributed energy resources) y microrredes [5], [11], [4].

El objetivo de estas estrategias es optimizar el control de este tipo de redes de manera que se aprovechen al máximo los recursos distribuidos y los intercambios energéticos con el sistema [12]. A este respecto, existen diferentes estrategias para la importación o exportación de energía entre la microrred y el sistema. Este tipo de estrategias deben ser estudiadas y desarrolladas para aportar una mejora importante en el futuro de los mercados energéticos. La operación autónoma de las microrredes es una función que podría aportar grandes beneficios al sistema en términos de fiabilidad y calidad de la energía.[12]. Para ello, es necesario seguir desarrollando estrategias de control que permitan optimizar la operación en isla de las microrredes. Actualmente se han desarrollado propuestas de diferentes estrategias de control, como la operación con uno o varios maestros o el control secundario de potencia-frecuencia.[9].

#### **2.4. Aspectos de la Planificación de un Sistema Eléctrico.**

Los estudios de planificación del sistema eléctrico consisten en estudios para los próximos 1-10 años o más. Antes, cabe mencionar que: La planificación del sistema eléctrico es un proceso en el que el objetivo es decidir sobre nuevos elementos del sistema, así como la mejora de los existentes, para satisfacer adecuadamente la carga o demanda para un futuro previsto Los elementos involucrados pueden ser:

- Instalaciones de generación
- Subestaciones
- Líneas y/o cables de transmisión
- Condensadores/Reactores

La decisión debe ser - Dónde asignar el elemento (por ejemplo, el extremo emisor y receptor de una línea), - Cuándo instalar el elemento (por ejemplo, en 2015), - Qué seleccionar, en cuanto a las especificaciones del elemento (por ejemplo, número del número de haces y tipo de conductor). Evidentemente, las cargas deben satisfacerse adecuadamente. Para ello es necesario reunir la siguiente información:

- El historial, las previsiones de demanda y la capacidad de cada subestación de zona.
- Evaluación de la pérdida probable de carga conocido por LOL por sus siglas en inglés (Loss of load probability) para cada línea de subtransmisión y subestación de zona. Esto requiere un análisis de fiabilidad que incluya el impacto económico y técnico

previsto de la pérdida de carga.

- Determinación de las normas aplicadas a la planificación del distribuidor.
- Estudio de las soluciones disponibles para satisfacer la demanda prevista, incluyendo la gestión de la demanda y la interacción entre los componentes del sistema eléctrico y la generación incorporada.
- La elección y descripción de la mejor solución para satisfacer la demanda prevista incluyendo los costes estimados y la evaluación de los programas de mejora de la fiabilidad emprendidos en el año anterior. Los beneficios de la mejora de la fiabilidad del sistema y el coste de la aplicación de la mejor solución para mejorar el rendimiento del sistema; es decir, se debe realizar un estudio de costos.

Por tanto, una de las tareas fundamentales de los planificadores de los sistemas de distribución en general es identificar y entender claramente la composición del sistema su distribución espacial, el arreglo o configuración de propiamente del sistema de potencia y como la energía debe suministrarse a la carga, para entender mejor esta condición en la figura 2-1 se presenta la zonificación de una ciudad, en la cual esta claramente identificadas las zonas industriales, residenciales y los puntos de alimentación de la red de la ciudad desde el SEP principal de sus sistema nacional o red principal.

Según el tamaño de la ciudad, la segunda parte del arreglo (sistemas de transmisión y subtransmisión) se determina. Para ambos sistemas pueden utilizarse líneas y cables aéreos que se extienden a lo largo del límite de la ciudad, donde también se encuentran las subestaciones terminales y de zona. Esto permite al planificador evitar el riesgo de atravesar la ciudad por líneas que funcionan a Alta Tensión o Media tensión.

Para la tercera parte, el sistema de distribución, el área total de la ciudad se divide en una subzonas en función de la situación geográfica y la carga (cantidad y naturaleza) de cada subzona. (cantidad y naturaleza) dentro de cada subzona. La distribución se alimenta desde la subestación subestación de zona y se diseña para cada subzona con el fin de suministrar a los consumidores electricidad en baja Tensión mediante transformadores locales [13].

Las principales etapas de la planificación del sistema de distribución eléctrica pueden representarse en el diagrama de flujo de la figura 2-2. El diagrama de flujo comienza con la identificación de la capacidad del sistema; como segundo paso el planificador modela la carga y el rendimiento de la red e identifica las insuficiencias y limitaciones del sistema, con la ayuda de la información sobre las previsiones de la demanda, las normas, el sistema de

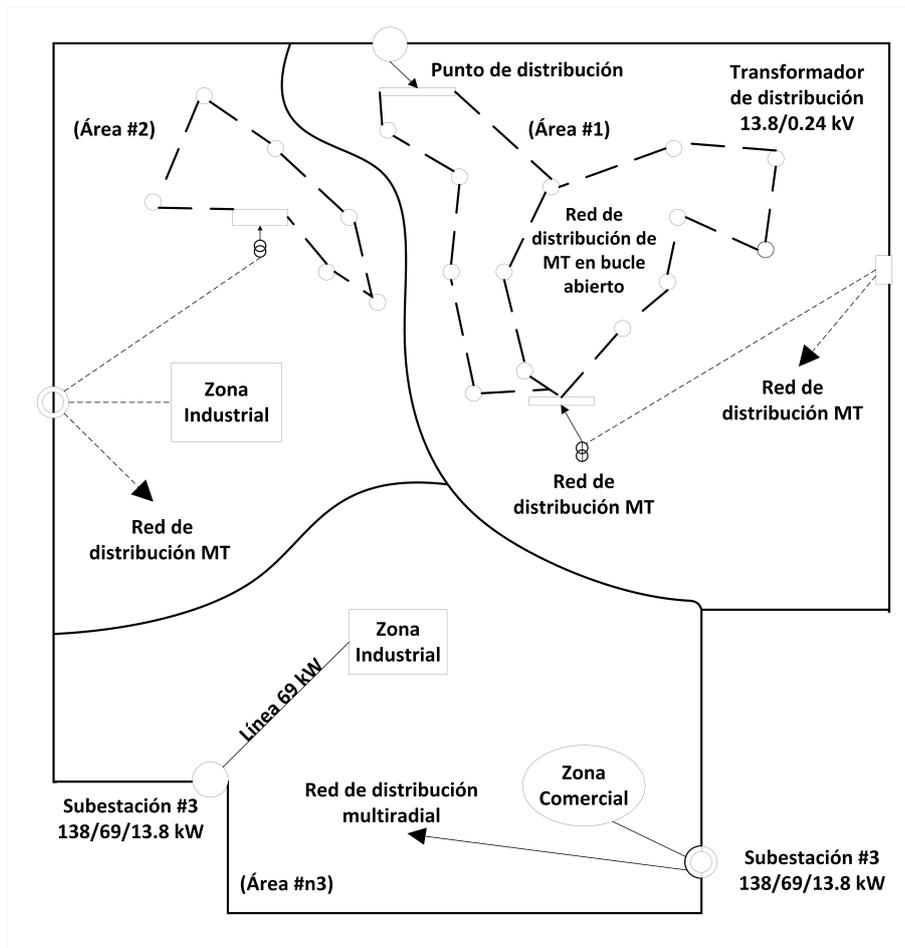


Figura 2-1: Sistema de suministro eléctrico a una gran ciudad

gestión de activos ver figura 2-3 y la monitorización del estado o monitoreo de Condición (CM). Como tercer paso, se identifican todas las soluciones viables de la red y se estima el coste de cada una de ellas, además del plazo de ejecución. Como cuarto paso, se prepara un plan de capital y se invierte en obras importantes para años específicos. El siguiente procedimiento se refiere a la evaluación económica y técnica detallada de las soluciones viables. El siguiente paso es la selección de la solución preferida y, a continuación, como último paso se realiza la revisión del cumplimiento de los requisitos normativos y la obtención de la aprobación de los consejos autorizados para iniciar la ejecución del plan.

El planificador debe supervisar el plan durante la ejecución, normalmente, la aplicación incluye varias etapas. En cada etapa, es probable que se reciba información que puede requerir una modificación y una nueva replanificación.

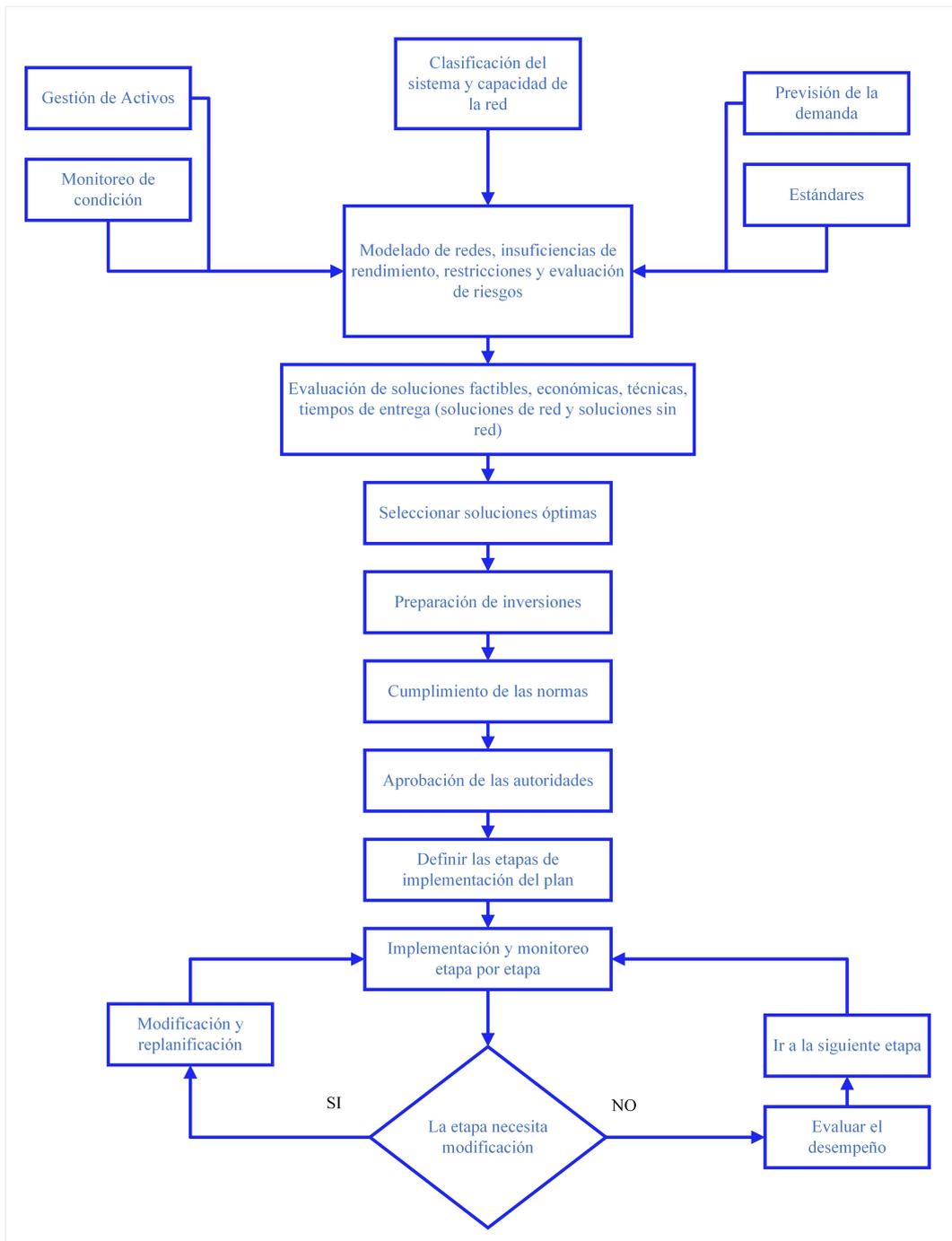


Figura 2-2: Diagrama de flujo de un proceso de planificación de un Sistema de Distribución

## 2.4.1. Factores que afectan al proceso de planificación

### Previsión de la demanda

Para los sistemas de distribución, el estudio de las previsiones de la demanda se refiere principalmente a la estimación de la carga máxima prevista a corto plazo. La carga máxima está afectada por factores como el comportamiento social, la actividad de los clientes, instalaciones conectadas a la red y las condiciones meteorológicas. En general, el estudio de la previsión de la carga es muy importante ya que proporciona a los planificadores un amplio dominio de conocimientos. Este dominio abarca no sólo la carga máxima prevista, sino también la naturaleza y el tipo de cargas, por ejemplo, comerciales, industriales y residenciales. Este conocimiento ayuda a los planificadores a identificar hasta qué punto el sistema de distribución es adecuado. También ayuda a la hora de proponer el plan para satisfacer el crecimiento de la carga y a elegir la solución óptima, que puede ser el aumento de la red o no aumentar la red. Las soluciones de aumento de la red significan que se añadirán equipos adicionales al sistema para aumentar su capacidad, mientras que las soluciones sin aumento de la red significan maximizar el rendimiento de los componentes del sistema existente.

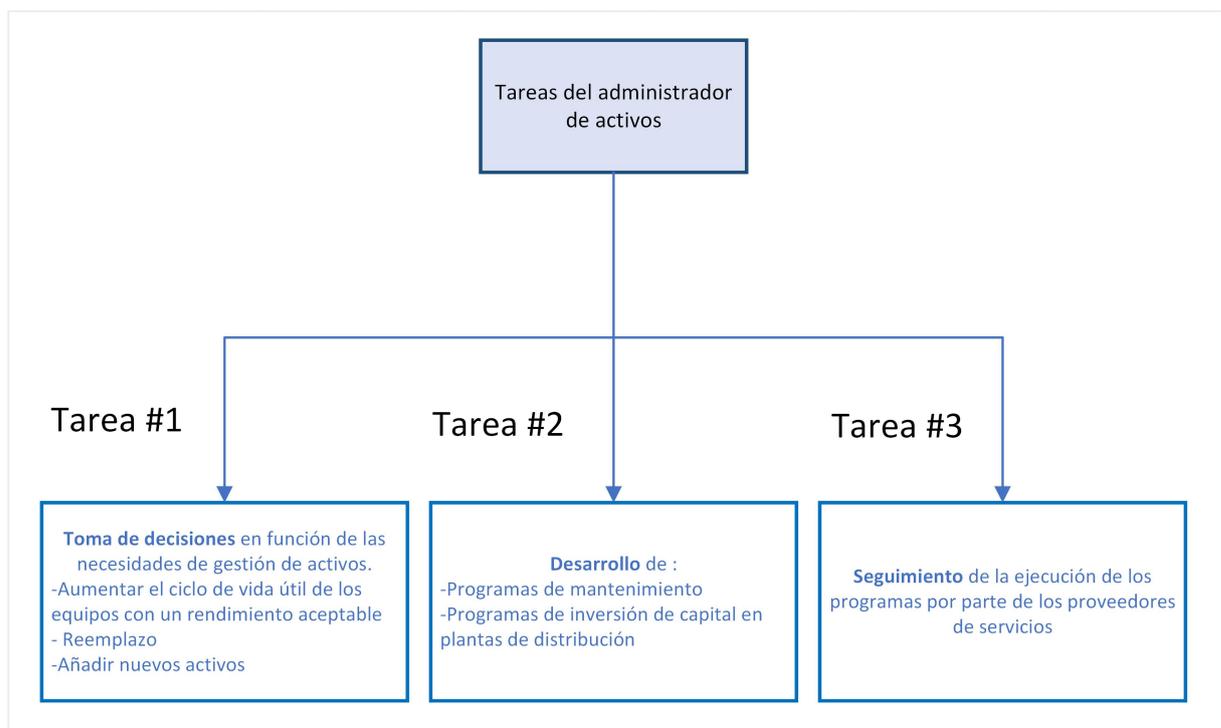


Figura 2-3: Tareas de un gestor de activos

## Política de planificación

El plan del sistema propuesto debe evaluarse como proceso de inversión. Sus costes fijos y de funcionamiento se deben calcular con la mayor precisión. El plan puede incluir la sustitución de algunas partes de la red y/o la adición de nuevos activos, además de aumentar la vida útil de los componentes actuales del sistema de acuerdo con un modelo de gestión de activos. El objetivo de la gestión de activos es gestionar todos los activos de la planta de distribución a lo largo de su ciclo de vida para satisfacer las necesidades de fiabilidad, seguridad y servicio de los clientes. El modelo de gestión de activos consiste en un gestor de activos que está funcionalmente separado dentro de la empresa de los proveedores de servicios.

El gestor de activos decide qué debe hacerse y cuándo, basándose en la evaluación de las necesidades de los activos, y luego contrata a los proveedores de servicios para que realicen esas tareas. En consecuencia, el gestor de activos desarrolla los programas de inversión de capital en las plantas de distribución, desarrolla todos los programas de mantenimiento de la planta de distribución y garantiza la ejecución de los programas por parte de los proveedores de servicios.

Las empresas de servicios públicos tienen que encontrar formas de reducir los costes de mantenimiento, evitar averías repentinas, minimizar el tiempo de inactividad y prolongar la vida útil de los activos. Se puede concluir que tanto la inversión como la gestión del proceso de planificación deben estar integradas para lograr los máximos ingresos y eficiencia para los clientes y las empresas de servicios públicos.

### Capítulo 3

#### Recursos renovables que constituyen y conforman una microrred (generación renovable).

##### 3.1. Sistema Solar Fotovoltáico en la Generación Distribuida

Para estimar la potencia que un sistema solar fotovoltaico (SFV) necesita para poder generar y afrontar la demanda eléctrica, es necesario tener en cuenta las características que afectan directamente al sistema, por tanto, se describe inicialmente un análisis de la configuración para la instalación de los módulos fotovoltaicos (*PV*), que pueden ser instalados de las siguientes formas: serie, paralelo o la combinación serie-paralelo.

Además, la instalación va acorde a un ángulo fijo o la variación de posición dependiendo del sistema a instalar, pero la parte frontal del panel tiene que estar perpendicular o lo más cercano a esta posición respecto a la radiación solar para la mayor captación del mismo.

##### 3.1.1. Potencial por superficie de instalación de un Sistema Fotovoltaico

Para la instalación de paneles un SFV es indispensable tener un área que es proporcional a la capacidad de generación, es decir para una mayor generación del SFV es necesario tener un gran espacio físico (paredes, techos, terreno). En base a este criterio la aproximación de número de paneles en una determinada superficie se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$N = \frac{S_{total}}{S_{panel}} \quad (3.1)$$

- $N$ : Número de paneles dado en una determinada superficie.
- $S_{total}$ : Superficie total disponible para instalación del sistema.
- $S_{panel}$ : Superficie dada por las dimensiones del panel FV a utilizar.

En la Figura 3-1, se plantea una división uniforme de la superficie de instalación (en este ejemplo un tejado o cubierta) para el panel solar. Obteniendo la cantidad y la potencia nominal de los paneles a instalar por unidad de superficie es posible determinar el potencial pico técnico del sistema mediante la ecuación.



Figura 3-1: Ilustración de paneles solares fotovoltaicos (*PV*) instalados en una vivienda

$$P_{pico} = NP_{nominalpanel} \quad (3.2)$$

### Estimación de la Capacidad de Energía Generada

Es valor aproximado de generación que se puede dar está en función del área en  $m^2$ , del porcentaje de la densidad de radiación en  $W/m^2$  y por el aprovechamiento de horas, pero se ve afectado por diferentes factores que van multiplicados y hacen que su valor disminuya notablemente.

$$P_{real} = KS \quad (3.3)$$

Donde:

- *P<sub>real</sub>*: es Potencia real.
- *K* : Coeficiente de radiación.
- *S* : Sección o Área.

Los diferentes factores que se tienen que tomar en cuenta para obtener los resultados más cercanos a la realidad se describen a continuación.

### Coeficiente de Rendimiento

El Coeficiente de rendimiento se define como el término ó parámetro utilizado para establecer el rendimiento de una instalación SFV, bajo condiciones reales de trabajo [14]. Para el diseño se puede considerar los siguientes parámetros:

$$P_R(\%) = (1 - L_{temp})(1 - L_{sombbras})(1 - L_{suciedad})(1 - L_{inversor}) \quad (3.4)$$

Donde:

- $P_R$ : Coeficiente de rendimiento.
- $L_{temp}$ : Valor porcentaje de pérdida por temperatura de funcionamiento del sistema.
- $L_{sombbras}$ : Valor porcentaje de pérdida por zonas afectadas por sombras.
- $L_{suciedad}$ : Valor porcentaje de pérdida por polvo, lodo o basura en el panel
- $L_{inversor}$ : Valor porcentaje de pérdida de energía por el modulo inversor.

La energía capaz de generar el Sistema SFV puede ser representada en términos de la capacidad instalada (mediante la irradiación estándar  $1\text{kW}/\text{m}^2$  o en términos de la energía generada (mediante la irradiación anual, mensual, diaria del sector a estudiar)[14], mediante:

$$E_{gen} = P_{pico} \cdot I \cdot P_R \quad (3.5)$$

Donde:

- $E_{gen}$ : Es el valor de energía generada dado la Irradiación durante un determinado tiempo
- $P_{pico}$ : Es la potencia instalada dada la conexión de números de paneles PV.
- $I$ : Irradiación solar que recibe el panel.

- $PR$ : Coeficiente de rendimiento.

### Orientación de los Paneles Generadores



Figura 3-2: ángulos de orientación de paneles

El objetivo en todo sistema de generación es proveer la mayor cantidad de energía en base a la energía primaria disponible, en el caso de los sistemas fotovoltaicos que son paneles solares, es generar la mayor cantidad de energía en base a la radiación que se recibe del sol, por lo que es necesario orientarlos siempre en la dirección que permita captar mayor radiación solar, por ello incluso hay sistemas fotovoltaicos que han sido diseñados para seguir la trayectoria del sol, pero con un grado de aceptación bajo en el mercado, esto debido principalmente al gran incremento del costo y requerimientos de energía auxiliar para ejecutar esta tarea (que afecta al rendimiento del sistema).

Es por esto que se opta por el cálculo de la orientación óptima de los paneles a un ángulo constante, por tanto, se determina una inclinación  $\beta$  que dependerá de la latitud  $\phi$  del lugar y un acimut  $\alpha$  que depende del hemisferio en el que está situado el generador fotovoltaico, para referencia de los ángulos indicados ver figura 3-2.

#### Angulo Acimut

El ángulo de acimut  $\alpha$  se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur, su valor equivale a  $0^\circ$  si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y es negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es  $-90^\circ$  y si coincide con el Oeste su valor es  $+90^\circ$ . En la figura 3-2, se observa el ejemplo de un ángulo de acimut de  $12^\circ$ , esto para que el módulo se ubique frente al sol.

### Angulo Inclinación

El ángulo de inclinación  $\beta$ , es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  si el módulo se coloca horizontal y  $90^\circ$  si se coloca vertical. En la figura 3-2, se muestra un leve levantamiento del panel formando el ángulo de inclinación. Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa la ecuación basada en el análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en diferentes latitudes, la ecuación 3.6 se describe como:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad (3.6)$$

Donde:

- $\beta_{opt}$ =Ángulo de inclinación óptima (grados).
- $|\phi|$ : Valor absoluto de la latitud ubicación del lugar (grados).

#### 3.1.2. Uso de Inversor para sistema Fotovoltaicos

En la instalación de un sistema SFV, dado el proceso de conversión de la radiación, la corriente resultante de este tipo de generación es corriente continua o directa CD, por lo que es necesario la transformación a corriente alterna CA, la mayoría de países o sistemas eléctricos al rededor del mundo no utilizan equipos o redes eléctricas que trabajen en CD, por eso es necesario tener en cuenta en el diseño de los SFV a los inversores eléctricos, dado que estos afectan directamente a la capacidad nominal de generación del sistema SFV.

#### 3.1.3. Inversor Fotovoltaico

Como se muestra en la figura 3-3, el Inversor es el dispositivo electrónico que permite el suministro de la energía generada por un sistema fotovoltaico a la red de la Empresa Distribuidora o a los equipos conectados en la instalación (carga). La función principal del inversor fotovoltaico es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna CA.

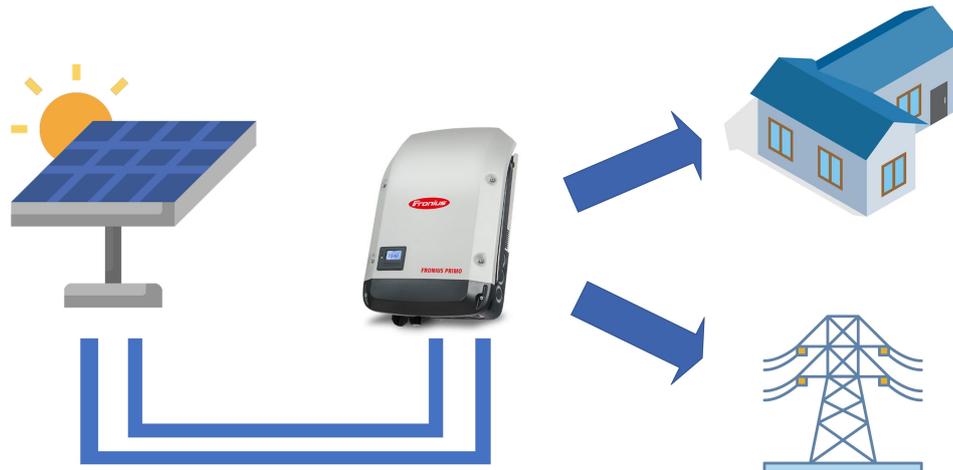


Figura 3-3: Esquema de uso de un Inversor (hacia la red y/o carga)

### Rendimiento del Inversor

Considerando el alto costo que representa la instalación de un sistema SFV (a pesar que los costos de los SFV se ha reducido ostensiblemente en los últimos 10 años), para la transformación del tipo de corriente (CD a CA) es necesario considerar que los inversores deben tener una elevada utilidad y fiabilidad, es decir, que el rendimiento neto que ofrece un inversor dependerá del tipo de construcción, esto es de los materiales semiconductores, elementos y dispositivos usados en la fabricación, la ingeniería del equipo, sus prestaciones, etc) situación que debe ponerse en balance para su elección dado que esto afecta el costo final del sistema.

#### 3.1.4. Rendimiento eléctrico y óptico de los módulos fotovoltaicos

##### Características eléctricas y térmicas

La tensión del módulo es en principio, el número de células conectadas en serie multiplicado por la tensión de la célula única, y la corriente del módulo en cambio es, el número de células conectadas en paralelo multiplicado por la corriente de la célula única. Sea cual sea la combinación, la potencia del módulo es igual a la potencia de una sola célula multiplicada por el número de ellas [15].

Los módulos producidos en serie que se ofrecen en los catálogos de los fabricantes muestran valores de potencia que suelen oscilar entre 50 y 200 Wp, suministrados a niveles

de corriente entre 3 y 8 A y a tensiones entre 20 y 40 V. Son posibles valores inferiores y superiores para aplicaciones especiales. El fabricante suele facilitar los valores de los puntos representativos (cortocircuito, circuito abierto y potencia máxima) de la curva I -V del módulo medidos en condiciones estándar de prueba de la célula (STC), es decir, irradiancia de  $1 \text{ kWm}^{-2}$  ó igual a  $0,1 \text{ Wcm}^{-2}$ , una distribución espectral en masa de aire de 1.5 (AM 1,5) considerada como estandar, en el espacio sería (AM0) y  $25^{\circ}\text{C}$  de temperatura de la célula.

La potencia máxima del módulo bajo STC se denomina potencia pico y se expresa en vatios-pico (Wp), mientras que la eficiencia tiene la mayor importancia para una célula solar, para un módulo tiene un significado menos relevante ya que parte de la superficie no está ocupada por las costosas células solares.

Las condiciones de funcionamiento real no son el estándar, sino que varían mucho e influyen en el rendimiento eléctrico de la célula y por ende en el rendimiento eléctrico del módulo causando una pérdida de eficiencia con respecto al valor nominal estandar STC. Esta pérdida puede dividirse en cuatro categorías principales:

1. Distribución angular de la luz : Debido al movimiento del sol y a los componentes difusos de la radiación, la luz no incide perpendicularmente sobre el módulo, como ocurre cuando se realizan mediciones y se determina la eficiencia nominal.
2. Contenido espectral de la luz : Para un mismo contenido de potencia, diferentes espectros producen diferentes fotocorrientes de célula en función de la respuesta espectral, y; el espectro solar varía con la posición del sol, las condiciones meteorológicas, la contaminación del aire, etc y nunca coincide exactamente con la estandar AM1.5.
3. Para una temperatura constante de la célula, el rendimiento del módulo disminuye a medida que disminuye la irradiancia. Para irradiancias cercanas a sol, esto se debe principalmente a la dependencia logarítmica de la tensión en circuito abierto con respecto a la fotocorriente; a una muy baja iluminación, la pérdida de eficiencia es más rápida y menos predecible.
4. Temperatura de la célula o celda: La temperatura ambiente cambia y, debido al aislamiento térmico proporcionado por el encapsulado, la luz hace que las células del módulo se calienten sobre éste; una temperatura más alta significa un menor rendimiento.

Sin embargo, la predicción de la respuesta del módulo en diferentes condiciones es ne-

cesaria para evaluar correctamente la producción anual de un sistema fotovoltaico sobre el terreno. Los mecanismos físicos de influencia de la temperatura y la irradiancia en el rendimiento de las células son bien conocidos, por lo que, en principio, la predicción de la producción de los módulos podría basarse en modelos físicos. Sin embargo, esto no es práctico y sería un enfoque diferente si lo siguieran los ingenieros de sistemas fotovoltaicos.

En su lugar, se emplean métodos muy sencillos para trasladar el rendimiento I-V a condiciones de funcionamiento y se han desarrollado procedimientos estandarizados para módulos PV de tecnologías industriales [15]. Estos métodos son aplicables en un rango limitado de condiciones de temperatura e irradiancia que no están muy lejos de las que se dan y que requieren un número reducido de parámetros fácilmente medibles.

Las fichas técnicas de los módulos de los fabricantes suelen incluir algunos de ellos, lo que permite realizar estimaciones sencillas, como por ejemplo:

1. El equilibrio de potencia en estado estacionario determina la temperatura de la célula: la variable de entrada es la potencia luminosa absorbida, que se convierte parcialmente en potencia eléctrica útil, y la salida es la potencia eléctrica útil absorbida, que se convierte parcialmente en energía eléctrica útil y el resto se disipa en el entorno, principalmente en forma de calor. La convección es el principal mecanismo de calor en las aplicaciones terrestres de placas planas, y la radiación es el segundo mecanismo no despreciable de disipación de calor. Una suposición simplificadora habitual es que la caída de la temperatura ambiente de la célula aumenta linealmente con la irradiancia. El coeficiente depende de la instalación del módulo, la velocidad del viento, la humedad ambiental, etc, aunque se utiliza un valor único para caracterizar una instalación de un tipo de módulo. Esta información es contenida en la Temperatura nominal de funcionamiento de la célula conocido por sus siglas en ingles como NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), que se define como la temperatura de la célula cuando la temperatura ambiente es de  $20^{\circ}\text{C}$ , la irradiancia es de  $0,8 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$  y la velocidad del viento es de  $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ . por tanto valores de NOCT alrededor de  $45^{\circ}\text{C}$  son típicos.

Para diferentes valores de irradiancia G, este valor se obtendrá mediante la ecuación 3.7.

$$T_{\text{[cell]}} = T_{\text{[ambiente]}} + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20}{0,8 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}} \quad (3.7)$$

2. La corriente de cortocircuito del módulo ( $I_{sc}$ ) se asume estrictamente proporcional

a la irradiancia. Esta se incrementa ligeramente con la temperatura de la célula. El coeficiente  $\alpha$  indica el incremento relativo de la corriente por grado centígrado. Combinando ambas hipótesis, la corriente de cortocircuito para una irradiancia y temperatura de célula arbitrarias se calcula como se presenta en la ecuación 3.8.

$$I_{SC}(T_{cell}, G) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G}{1kWm^{-2}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cell} - 25)] \quad (3.8)$$

3. La tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) depende fuertemente de la temperatura (la principal influencia es la de la concentración intrínseca), disminuyendo linealmente con ella. El conocimiento del coeficiente denominado  $\beta$ , permite predecir la tensión de circuito abierto mediante la expresión presentada en la ecuación 3.9.

$$V_{OC}(T_{CELL}, G) = V_{OC}(STC) - \beta \cdot (T_{CELL} - 25) \quad (3.9)$$

La dependencia de la irradiancia está contenida en  $T_{CELL}$ . Para el Si cristalino,  $\beta$  es de unos  $2 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  por célula conectada en serie.

4. Hay muchos factores que afectan a la variación de la potencia máxima (o su equivalente de eficiencia) con la irradiancia y la temperatura. El parámetro  $\gamma$  se define como la disminución relativa de la eficiencia del módulo por grado centígrado de aumento de la temperatura de la célula, por lo que la ecuación 3.10 presenta la potencia equivalente de un módulo en condiciones arbitrarias de temperatura e irradiancia.

$$\eta(T_{CELL}, G) = \eta(STC) \cdot [1 - \gamma \cdot (T_{CELL} - 25)] \quad (3.10)$$

Los valores comunes de  $\gamma$  están por el orden de  $0,5\% \cdot ^{\circ}\text{C}$

## 3.2. Energía Eólica

Se estima que en el mundo el recurso eólico tiene una capacidad de  $53 \cdot 10^3$  TWh de energía eléctrica /año, el cual contabiliza más de tres veces el consumo de energía del planeta, este interés en las últimas décadas se ha intensificado debido a la necesidad de reducción de las emisiones de carbono o como se denomina comúnmente la reducción de la huella de carbono. Para este propósito los sistemas insulares son los lugares mayormente beneficiados con la capacidad de explotación “off shore” y “on shore” del potencial eólico.

El mayor desafío en la planificación para el uso de la energía eólica que requiere ser considerado en la generación de energía es la intermitencia y variabilidad natural de este recurso. Esta intermitencia se refiere a la indisponibilidad del mismo por largos periodos de tiempo.

Debido al reducido control sobre la producción de energía eólica algunas características de calidad de la energía eléctrica del sistema de potencia tales como la frecuencia y el voltaje son muy afectados, así como el balance de energía.

Por definición, la energía eólica es el contenido energético del flujo de aire debido a su movimiento. Este tipo de energía se denomina energía cinética y es función de la masa y la velocidad del fluido, y esta dada por la ecuación.

3.11:

$$KE = \frac{1}{2} \cdot mV^2 \quad (3.11)$$

La Potencia eólica es la tasa de flujo de energía cinética, la cantidad de energía cinética que fluye por unidad de tiempo a través de un área determinada es igual al contenido de energía cinética del cilindro de la figura. 3-4

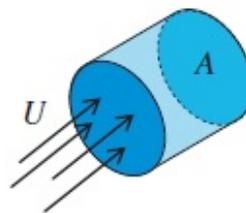


Figura 3-4: Esquema de flujo de aire y velocidad por unidad de superficie

La ecuación 3.12 es una ecuación fundamental en el análisis de la energía eólica. Presenta una dependencia cúbica de la velocidad del viento (no lineal). Esto explica por qué la velocidad del viento es el factor principal a la hora de evaluar la energía eólica.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \frac{d m}{d t} \cdot V^2 \quad (3.12)$$

Tabla 3.1: Clasificación de Potencia del viento

Clases de Potencia de viento a 50 m sobre el nivel del suelo de acuerdo a NREL			
Clasificación de la Potencia del Viento			
Clases de Potencia de Viento	Potencial del recurso	Densidad de Potencia	Velocidad
1	Pobre	0-200	0.0 - 5.9
2	Marginal	200-3000	5.9 - 6.7
3	favorable	300-400	6.7 - 7.4
4	Bueno	500 - 600	7.4 - 7.9
5	Excelente	500 - 600	7.9 - 8.4
6	destacado	600 - 800	8.4 - 9.3
7	excepcional	mayorque 800	mayor que 9.3

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \tag{3.13}$$

En la ecuación 3.13, la potencia del viento es una función lineal de la densidad del aire y, como resultado de la gama limitada de fluctuaciones de la densidad del aire, esta se vuelve secundaria. La dependencia de la potencia con respecto al área implica una dependencia no lineal del radio de barrido de un aerogenerador (dependencia cuadrática del radio), lo que pone de relieve las ventajas de las palas más largas, razón por lo cual es habitual normalizar la potencia del viento ambiente dividiéndola por el área de interés, es decir, en términos de flujo de potencia específico. Esto conduce a la definición de flujo cinético de energía eólica, conocido como densidad de potencia eólica (DPE), del mismo modo de las definiciones anteriores de flujo y caudal, por tanto el flujo de energía eólica es el flujo de energía del viento por unidad de superficie y esta dada por.

$$WPD = \frac{P}{A} \equiv \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \tag{3.14}$$

La DPE se utiliza para comparar los recursos eólicos independientemente del tamaño del aerogenerador y es la base cuantitativa de la clasificación estándar[15]del viento en el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos. La DPE ó WPD por sus siglas en inglés (wind power density) media tiene ventajas sobre la velocidad media del viento para comparar sitios con diferente asimetría de distribución de probabilidad, debido a la relación no lineal (cubica) de la potencia eólica en función de la velocidad del viento.

### 3.2.1. Eficacia en la extracción de la energía eólica

Si consideramos el contenido total de energía eólica de un flujo de aire en el ambiente, no toda esta potencia está disponible para su utilización. La eficiencia en la extracción de energía eólica se cuantifica mediante el Coeficiente de Potencia ( $C_p$ ) que es la relación entre la potencia extraída por la turbina y la potencia total del recurso eólico donde,  $C_p = PT/P_{wind}$ . Por tanto, la captura de potencia eólica por la turbina viene dada por la expresión:

$$PT = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_P \quad (3.15)$$

Donde siempre la Potencia extraída es menor que la potencia del viento ( $P_{wind}$ ). De hecho, existe un límite teórico superior, el cual es una fracción de potencia máxima extraíble, y es conocido como límite de Betz.

Según la teoría de Betz [16], el máximo coeficiente de potencia posible es  $C_p = 16/27$ , es decir, un rendimiento del 59 % es lo mejor que puede hacer un aerogenerador convencional para extraer energía del viento.

La razón por la que no es posible una mayor eficiencia, por ejemplo, el 100 % de eficiencia no es posible y se debe a la naturaleza fluido-mecánica de la energía eólica, dependiente del flujo continuo de aire en movimiento. Si, hipotéticamente hablando se extrajera el 100 % de la energía cinética, el flujo de aire se detendría por completo y no habría velocidad. y no quedaría ninguna velocidad disponible para mantener el flujo a través del mecanismo de extracción, independientemente de la tecnología de aerogenerador utilizada. La máxima eficacia de extracción se alcanza en el equilibrio óptimo entre la mayor ralentización del viento y el mantenimiento de un flujo suficientemente rápido a través de la turbina.

Otra medida clave de la eficiencia de la energía eólica es el Factor de Capacidad (FC) que cuantifica la fracción de la capacidad de generación instalada que realmente genera energía.

$$CF = \frac{E_{actual}}{E_{ideal}} = \frac{E \cdot \hat{P}}{P \cdot P_N} = \frac{\hat{P}}{P_N} \quad (3.16)$$

De forma equivalente, CF puede considerarse como la fracción del año en que la turbina funciona a la potencia nominal, es decir, la fracción de tiempo efectivo respecto al tiempo

total.

$$CF = \frac{E_{actual}}{E_{ideal}} = \frac{\frac{E_{actual}}{P_N}}{Tiempo} = \frac{Tiempo_{efectivo}}{Tiempo} \quad (3.17)$$

Un valor típico de CF para un proyecto económicamente viable es del 30 %, llegando a cerca del 50 % en regiones con muy buenos recursos eólicos. El FC se basa en las características de la turbina y del emplazamiento con la variabilidad del recurso eólico se obtiene la generación real o la potencia media. Esto pone de relieve la dependencia de la producción de energía del viento y la importancia de la meteorología y la climatología del viento para la previsión de la energía eólica y la evaluación de los recursos.

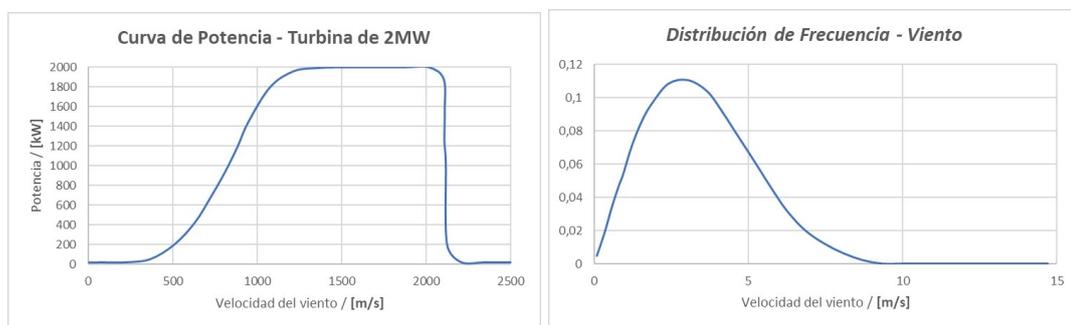


Figura 3-5: Curva P-velocidad de un aerogenerador y Distribución PDF del viento

### 3.2.2. Tecnología de la Turbinas eólicas

La tecnología de las turbinas o en su conjunto lo generadores eólicos es un tema muy complejo ya que involucra una concatenación de muchas disciplinas o mejor dicho un amplio espectro de especialidades tecnológicas tales como aerodinámica, mecánica, ingeniería estructural, meteorología y varias ramas de la ingeniería eléctrica direccionadas a la generación, transmisión y la integración de los aerogeneradores en el sistema de potencia. La tecnología de los aerogeneradores ha madurado mucho, en especial en los últimos 30 años, hasta convertirse en una de las tecnologías que más ha crecido, siendo de las más prometedoras y fiables en la actualidad, pues ha evolucionado de generadores de pocos kilovatios (kW) a principios de los años 80 hasta generadores de varios megavatios (MW) que se construyen en la actualidad.

Esta evolución además de tener impacto en el tamaño, ha pasado de basarse de aspectos convencionales a particularizar el diseño optimizado según el régimen de funcionamiento y el entorno del mercado. Los diseños también han cambiado en aspectos de pasar de ser de velocidad fija, controlados pasivamente y con trenes de accionamiento con cajas

de engranajes, para pasar a ser de velocidad variable con control activo y con o sin cajas de engranajes, y también la electrónica de potencia, aerodinámica y mecánica ha sufrido una evolución sustancial. Las principales diferencias entre todos los conceptos de aerogeneradores desarrollados a lo largo de los años tienen que ver con su diseño eléctrico y su control.

En la actualidad, los aerogeneradores que se encuentran en el mercado mezclan y combinan una variedad de innovaciones, con tecnología probada tanto para los generadores como para la electrónica de potencia. La penetración eléctrica cada vez mayor y concentrada de las grandes turbinas eólicas en los sistemas de energía eléctrica inspira a los diseñadores a desarrollar tanto generadores a medida como electrónica de potencia y a aplicar modernas estrategias de sistemas de control [16].

### 3.2.3. Resumen general de componentes de un Aerogenerador

Un aerogenerador consta de una torre y una góndola que se monta en la parte superior de la torre. La góndola contiene varios componentes, que contribuyen con su función específica en el proceso de conversión de la energía eólica en energía eléctrica. La Fig.3-6 muestra los principales componentes de un aerogenerador incluyendo el rotor de la turbina, el sistema de transmisión (multiplicadora), el generador, la posible electrónica de potencia, sistema de control, transformador y, por último, su conexión a la red.

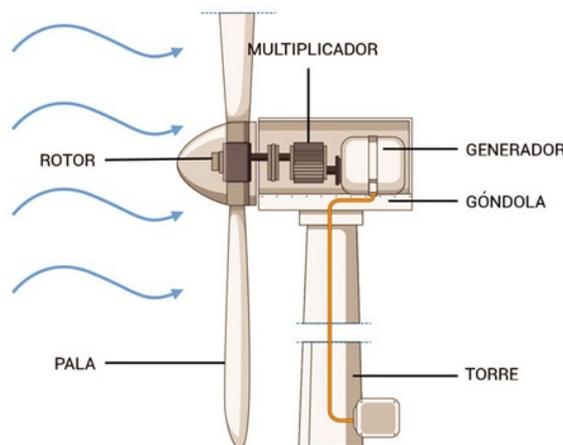


Figura 3-6: Componentes principales de un aerogenerador

### 3.2.4. Rotor aerodinámico

El rotor aerodinámico de un aerogenerador capta la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica cinética. El rotor aerodinámico se compone principalmente de



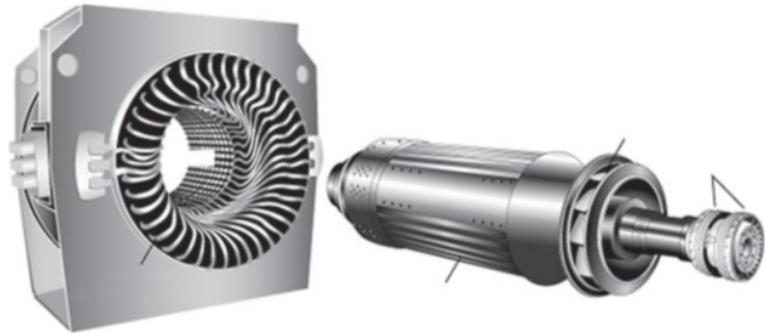


Figura 3-8: Generador Síncrono

### **Generador Síncrono (GS)**

El Generador Síncrono (GS) es un generador que funciona a velocidad síncrona, dictada por la frecuencia de la red a la que se conecta, independientemente de la magnitud del par aplicado. El campo magnético en el GS puede crearse con imanes permanentes o con un devanado de campo convencional.

La velocidad del GS viene determinada por la frecuencia del campo giratorio y por el número de pares de polos del rotor. Si el GS tiene un número de polos adecuado (es decir, estructura multipolar) puede utilizarse para aplicaciones de accionamiento directo sin necesidad de caja de cambios.

El GS es más caro y mecánicamente más complicado que un que un generador asíncrono de tamaño similar. Sin embargo, tiene una ventaja importante en comparación con el generador asíncrono: siendo esta que no necesita magnetización reactiva, es decir no necesita corriente magnetizante reactiva, y; por tanto, tampoco requiere equipos de compensación de potencia reactiva. En el entorno de la generación eólica se suelen utilizar dos tipos clásicos de generadores síncronos:

### **Generador síncrono de rotor bobinado: (WRSG)**

El Genrador síncrono de rotor bobinado (WRSG) por sus siglas en ingles, es el más popular de la industria de la energía eléctrica, por tanto, está muy bien documentado en la literatura técnica. Los devanados de su estator están conectados directamente a la red, y; por tanto, la velocidad de rotación está estrictamente fijada por la frecuencia de la red del sistema. El devanado del rotor, por el que circula corriente continua (CC), genera el campo excitador, que gira con velocidad síncrona.

### **Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG)**

Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) por sus siglas en inglés, tiene un estator bobinado, mientras que su rotor está provisto de un sistema de polos conformado por imanes permanentes. Tiene un alto rendimiento, ya que su excitación se produce sin ningún suministro de energía. Sin embargo, los materiales utilizados para producir imanes permanentes son caros y difíciles de fabricar.

Adicionalmente, el uso de imanes permanentes requiere el uso de un convertidor de potencia a gran escala con el fin de ajustar la tensión y la frecuencia de generación a la tensión y la frecuencia del sistema. En la literatura se presentan diferentes topologías, los tipos más comunes son de flujo radial, de flujo axial y de flujo transversal

#### **3.2.6. Generador asíncrono (de inducción)**

El generador asíncrono (inducción) presenta varias ventajas, tales como su robustez, su sencillez o simplicidad mecánica y su bajo costo. La principal desventaja de este generador es que el estator necesita una corriente magnetizadora reactiva, dado que el generador asíncrono no tiene imanes permanentes ni se excita por separado, consume potencia reactiva para conseguir su excitación. Esta potencia reactiva puede ser suministrada por la red o por la electrónica de potencia del generador.

En el generador asíncrono, se induce un campo eléctrico entre el rotor y el campo giratorio del estator mediante un movimiento relativo entre los dos, denominado deslizamiento ( $\eta$ ), el mismo que provoca una corriente en los devanados del rotor que da lugar a un par que actúa sobre el mismo.

El rotor de un generador asíncrono puede diseñarse como un rotor de cortocircuito (rotor en jaula de ardilla) o como rotor bobinado.

#### **El generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG)**

El generador de inducción de jaula de ardilla SCIG (Squirrel-cage induction generator), por sus siglas en inglés, ha sido utilizado a menudo por la industria a lo largo de los años, debido a su simplicidad mecánica, alta eficiencia y bajo mantenimiento, como se muestra en la Fig. 3-9, el rotor de este generador tiene barras conductoras incrustadas en ranuras y cortocircuitadas en ambos extremos por anillos terminales. Por lo tanto, las características eléctricas del rotor no pueden controlarse desde el exterior. El SCIG es un generador muy robusto y estable, su velocidad varía sólo en un pequeño porcentaje, ya que su deslizamiento varía con los cambios en la velocidad del viento.



Figura 3-9: Generador asíncrono de Jaula de ardilla

Las turbinas eólicas basadas en SCIG suelen estar equipadas con un mecanismo de arranque suave y una instalación de compensación de potencia reactiva, ya que los SCIG consumen potencia reactiva.

Los SCIG tienen una característica de par-velocidad pronunciada por lo que las fluctuaciones de la energía eólica se transmiten directamente a la red. Estos transitorios son especialmente críticos durante la conexión a red de la turbina eólica, donde la corriente de irrupción puede ser de hasta siete u ocho veces la corriente nominal. En una red débil, esta elevada corriente de irrupción puede causar graves perturbaciones de tensión, lo que se puede mitigar mediante el arrancador suave, el generador se conecta gradualmente a la red para limitar las corrientes de irrupción, por lo que la cantidad de potencia reactiva para el generador varía en función de las condiciones del viento, esto significa que si la velocidad del viento es alta, el aerogenerador puede producir más potencia activa, pero sólo si el generador recibe más potencia reactiva. Sin ningún componente eléctrico que suministre potencia reactiva necesaria para el generador, esta se toma directamente de la red, lo que puede causar pérdidas adicionales de transmisión y puede, en algunas situaciones hacer que la red sea inestable. Para evitarlo, se suelen utilizar baterías de condensadores o convertidores para compensar la potencia reactiva necesaria.

### **Generador de inducción de rotor bobinado (WRIG)**

El Generador de inducción de rotor bobinado WRIG (Wound rotor induction generator) por sus siglas en inglés, pueden conectarse externamente mediante anillos rozantes y escobillas o mediante equipos electrónicos de potencia ver la figura 3-10.

## Estructura: Rotor bobinado

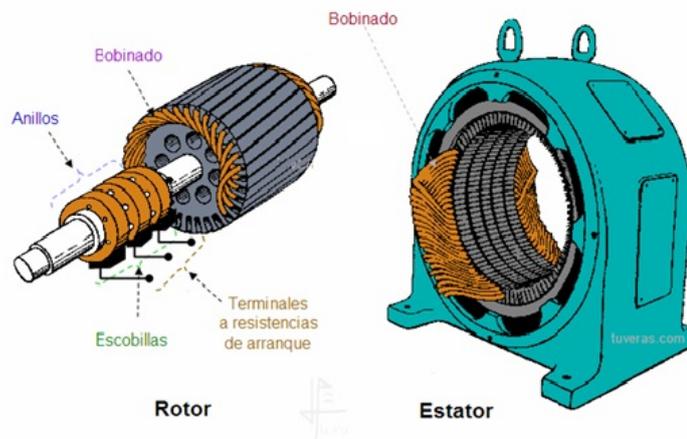


Figura 3-10: Generador asíncrono de rotor bobinado

Esto significa que este generador tiene la ventaja de que sus características eléctricas pueden controlarse desde el exterior y, de este modo, se puede imprimir una tensión al rotor. Mediante la electrónica de potencia, la potencia se puede extraer o imprimir al circuito del rotor y el generador puede magnetizarse desde el circuito del estator o desde el circuito del rotor. La desventaja del WRIG es que es más caro y no tan sencillo y robusto como el SCIG. Dos configuraciones WRIG se utilizan principalmente en la industria eólica:

- Los generadores de inducción OptiSlip o FlexiSlip se utilizaron a menudo en los años 90 como WRIGs con una resistencia variable del rotor externo unido a la bobinados del rotor.
- Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG): tiene los devanados del estator directamente a la red de frecuencia constante, mientras que el rotor está conectado a la red a través de un convertidor de potencia back-to-back.

### 3.2.7. Tecnologías contemporáneas de turbinas eólicas

Se presenta un repaso y una visión general de las tecnologías contemporáneas de turbinas eólicas con sus configuraciones, características, ventajas e inconvenientes. Según el tipo de generador, la electrónica de potencia y la capacidad de control de la potencia y la velocidad, los aerogeneradores pueden clasificarse en cuatro categorías generales:

- Aerogeneradores de velocidad fija (Tipo 1).
- Aerogeneradores de velocidad variable limitada (Tipo 2).

- Aerogeneradores de velocidad variable con convertidor de potencia (tipo 3).
- Aerogeneradores de velocidad variable con convertidor completo de potencia (tipo 4).

### 3.3. Sistemas de almacenamiento de energía

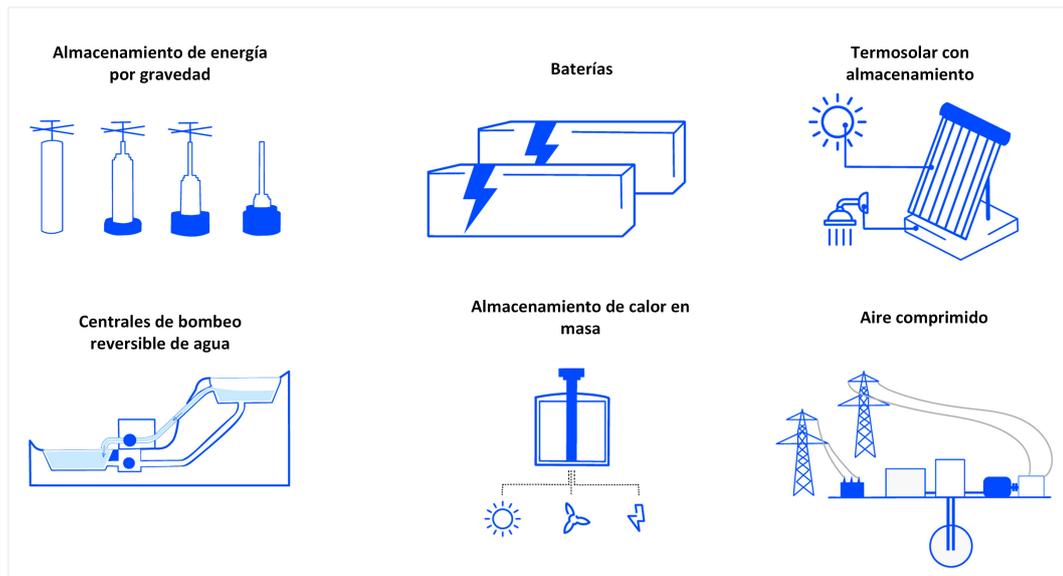


Figura 3-11: Sistemas de almacenamiento de energía

El presente numeral pretende dar una mirada general al tema de almacenamiento de energía, pues representan un elemento importante en el sistema a modelarse, razón por la cual se requiere previamente una visión de las tecnologías de almacenamiento de energía más usadas, de las cuales se realiza una revisión más detallada de una de ellas (elementos a modelarse), y los factores que la diferencian tales como el costo, la vida útil, la densidad de energía, la potencia de salida y la duración de la descarga. Las ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de baterías químicas comercialmente más maduras se serán brevemente revisadas.

En forma general los dispositivos de almacenamiento de energía pueden clasificarse en mecánicos, electroquímicos, químicos, eléctricos y térmicos, según la tecnología de almacenamiento utilizada como se puede ver en las figuras 3-11 y 3-12 en la cual se incluye la generación hidroeléctrica por bombeo, que es una tecnología bastante antigua, sin embargo, una limitación de esta tecnología es su necesidad de abundantes recursos hídricos, una elevación geográfica diferente, así como la construcción de líneas de transmisión de energía hasta los centros de consumo [17].

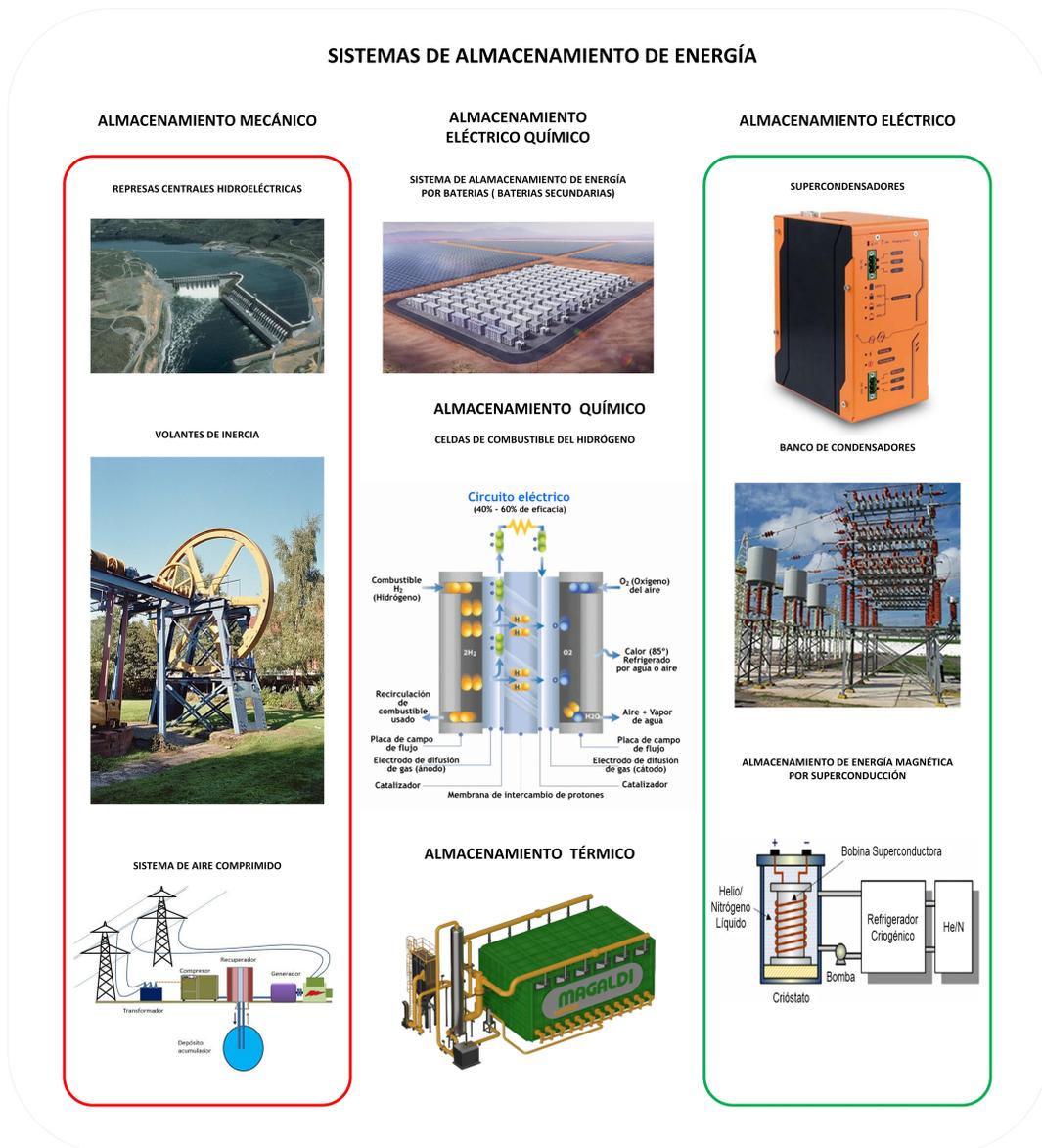


Figura 3-12: Diferentes Sistemas y tecnologías de almacenamieto de energía

La actual tendencia (últimos 10 años) de vertiginoso incremento de dispositivos móviles de tecnologías de la información (TI) y vehículos eléctricos, el aumento de la producción en masa de baterías secundarias de litio ha producido una reducción de costos significativa de la mismas en estos últimos años, estos aspectos han impulsado la demanda de dispositivos de almacenamiento de energía que utilizan este tipo de baterías.

Las baterías secundarias de litio convierten energía electroquímica a eléctrica y viceversa. Tales tecnologías también incluyen baterías de almacenamiento de plomo ácido y baterías de azufre de sodio. Las tecnologías de almacenamiento químico pueden ser tales como

las baterías o celdas de combustible.

El rendimiento de los dispositivos de almacenamiento de energía puede definirse por su producción y densidad energética.

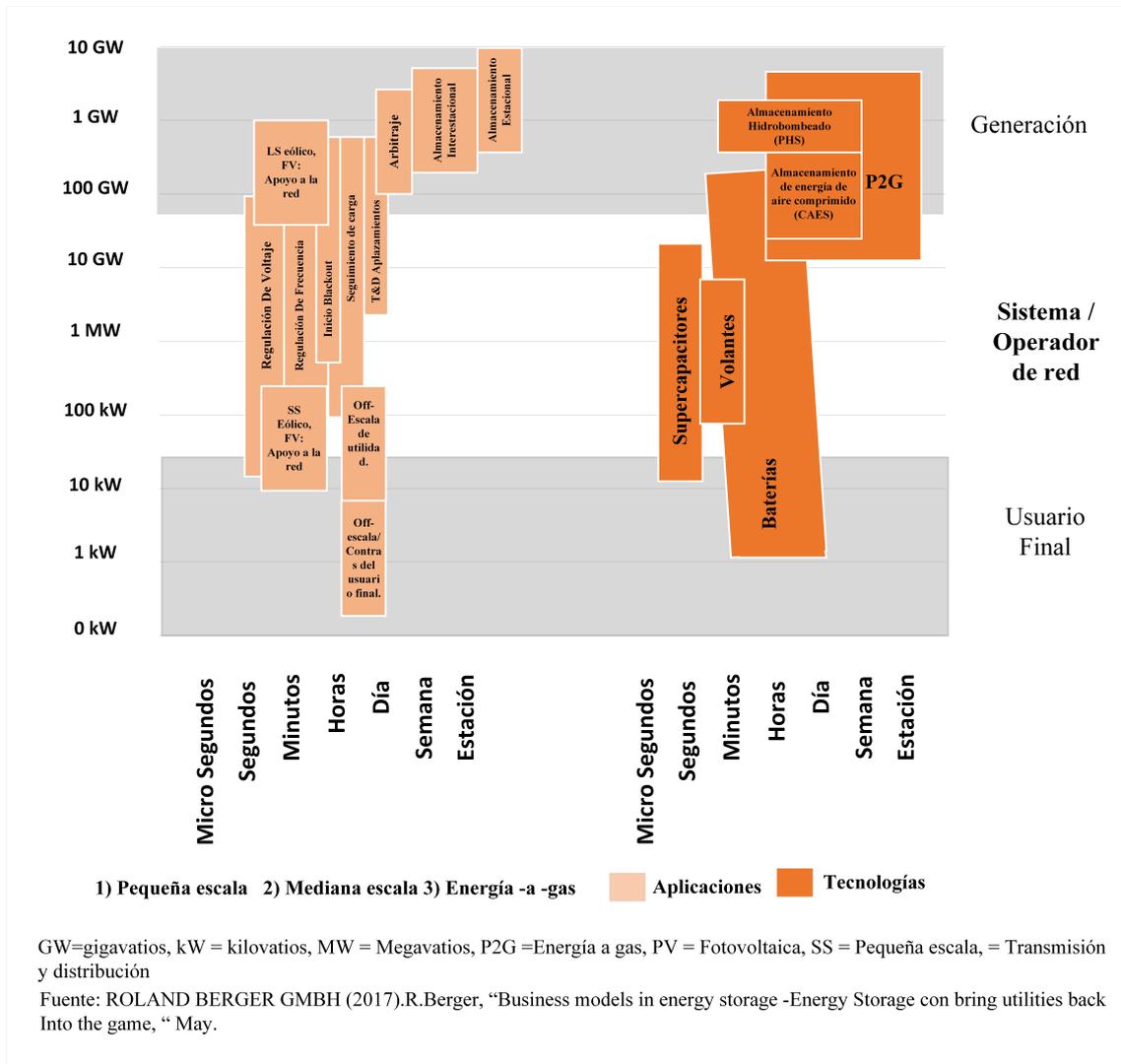


Figura 3-13: Diferencias de uso y propósitos de las diferentes técnicas de almacenamiento

Su utilización puede diferenciarse por el lugar y la duración del uso, según la tecnología adoptada. En la Figura 3-13, las aplicaciones (en los recuadros de color naranja) se clasifican en función de la producción, el periodo de uso y la potencia necesaria, y los dispositivos de almacenamiento de energía (en los recuadros de color ámbar) según el periodo de uso, la generación de energía y el funcionamiento del sistema y/o de la red [17].

Los dispositivos de almacenamiento de energía pueden ser usados como suministro ininte-

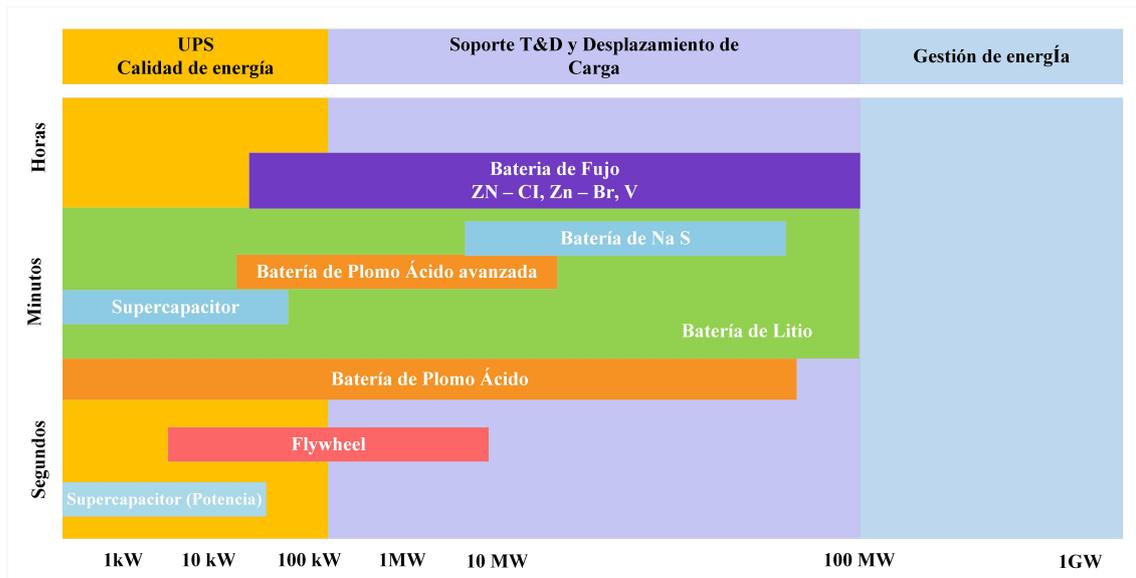


Figura 3-14: Comparación de Potencia de salida (en W) y consumo de energía (W/h)

rumpido de potencia UPS (uninterruptible power supply) por sus siglas en inglés, también como soporte de los sistemas de transmisión y distribución T&D o generación a gran escala, dependiendo claro de la tecnología aplicada y capacidad de almacenamiento. A los sistemas que más atención se les ha puesto últimamente son los dispositivos SAI (Sistema de alimentación ininterrumpido) o UPS y los dispositivos de apoyo a los sistemas de Transmisión y Distribución. De estas, las tecnologías más representativas son las de flujo Redox (reducción- oxidación), Sodio – azufre (Na-S), plomo -acido avanzado, supercondensadores, litio y volantes de inercia (almacenamiento mecánico).

Las tecnologías de baterías para almacenamiento de energía pueden diferenciarse en función de la densidad energética, la eficiencia de carga y descarga, la vida útil y el respeto por el medio ambiente de los dispositivos según se puede ver en la tabla 3.2

La densidad energética se define como la cantidad de energía que puede almacenarse en un sistema por unidad de volumen o por unidad de peso. Las baterías secundarias de litio almacenan 150-250 vatios-hora por kilogramo (kg) y pueden almacenar entre 1,5 y 2 veces más energía que las baterías de Na-S, entre dos y tres veces más que las baterías de flujo redox y unas cinco veces más que las baterías de plomo. La eficiencia de carga y descarga es una escala de rendimiento que puede utilizarse para evaluar la eficiencia de las baterías. Así por ejemplo las baterías secundarias (BATERIAS RECARGABLES) de litio tienen la mayor eficiencia de carga y descarga, con un 95 %, mientras que las baterías de almacenamiento de plomo se sitúan en torno al 60 %-70 %, las de flujo redox (70 %-

Tabla 3.2: Comparación de Potencia de salida y capacidad de almacenamiento de diferentes tecnologías

Tipo	Densidad de Energía (kW/kg)	Eficiencia de ciclo (%)	Vida útil	Ecología
	1ro. primera 150-250	1ro. primera 95	1ro. primera 10 - 15	1ro. primera Si.
	2do 125 - 150	2do 75 85	2do 10 - 15	1 No
	3ro 60 - 80	3er 70 - 75	4to 5 - 10	4to. No.
	4to 40- 60	4to 60 - 80	3ro 10- 15	3ro No.
	5to 30 - 50	5to 60 - 70	5to 3 - 6	5to No.

75 %).

Un elemento importante que define el desempeño de los dispositivos de almacenamiento de energía es su vida útil y este factor tiene mayor impacto en la evaluación de la eficiencia económica del dispositivo otra medida de alto valor su efecto, afección o respeto al medio ambiente en la medida de qué tan inocuo para el medio ambiente son estos elementos y si son reciclables.

El desarrollo y avance tecnológico de las baterías se enfoca en lograr una mayor densidad energética. La próxima generación de tecnologías de baterías de ión-litio, zinc-aire, litio-azufre, litio-aire, etc, están orientados en mejorar la densidad energética de las baterías (recargables) y a obtener un precio inferior al que actualmente están.

Las aplicaciones de los dispositivos de almacenamiento de energía varían dependiendo del tiempo que requieran permanecer conectados al generador, transmisor y el lugar del uso o consumo de la energía. Black start, es una tecnología para restauración de generación posterior a un Blackout (Apagón del sistema), sin depender de la red eléctrica externa, se instala en la barra de generadores y suministra energía durante 15-30 minutos. El suministro de energía o reposición para mantener la frecuencia se realiza dentro de un cuarto de hora a una hora de funcionamiento del sistema. El suministro de energía para mantener el nivel de tensión es provisto dentro de un intervalo corto de operación. Los requerimientos de almacenamiento son categorizados de acuerdo a: función de la red, mercado energético y duración de uso. La tabla siguiente presenta la comparación de las tecnologías de baterías según el tiempo de descarga y la relación energía / Potencia.

Los componentes de los SAE se agrupan según su función en componentes como el conjunto de baterías (banco), los elementos necesarios para un funcionamiento fiable del sistema (Control y monitoreo interno) y componentes de conexión a la red.

El sistema de baterías está formado por el banco de baterías, que conecta varias celdas para el voltaje y la capacidad adecuados o requeridos para el propósito del sistema, el sistema de gestión o manejo de la batería (BMS) y el sistema de gestión térmica de la batería (B-TMS), el BMS protege las celdas de un funcionamiento nocivo, en términos de tensión, temperatura y corriente, para lograr un funcionamiento fiable y seguro, y; equilibrado en los distintos estados de carga SOC (State of charge por sus sigla en inglés) de las celdas dentro de una conexión en serie. El B-TMS controla la temperatura de las células de acuerdo con sus especificaciones en términos de valores absolutos y gradientes de temperatura dentro del conjunto o banco. Los componentes necesarios se agrupan para un funcionamiento fiable de todo el sistema de almacenamiento de energía esto es el control y la supervisión para manejo de energía (EMS) y la gestión térmica del sistema, y que se combinan en forma general dentro de las funciones de un SCADA esto es la supervisión, control y adquisición de datos, pero también puede incluir el control de sistema del sistema de temperatura y contra-incendios para tener un adecuado manejo de la energía hacia el sistema de T&D, monitoreo y gestión interna del banco y control y supervisión de alarmas.

### 3.3.1. Tipos de baterías electroquímicas

### 3.3.2. Baterías de Plomo Ácido

Este tipo de célula secundaria se utiliza ampliamente en vehículos y otras aplicaciones que requieren altos valores de corriente de carga. Sus principales ventajas son el bajo coste de capital, la madurez de la tecnología y el reciclado eficiente.

Tabla 3.3: Ventaja y desventajas de las baterías de Pb- Acido

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BATERIAS DE PLOMO ACIDO	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajo coste y fabricación sencilla	Baja energía específica; Baja relación peso/energía
Bajo coste por vatio-hora	Carga lenta La carga completamente saturada tarda entre 14 y 16 horas
Alta potencia específica, capaz de altas corrientes de descarga	Necesidad de almacenamiento en condiciones de carga para evitar la sulfatación
Buen rendimiento a bajas y altas temperaturas	Vida útil limitada; los ciclos profundos repetidos reducen la vida útil de la batería
No requiere BMS por bloque o célula	Necesidad de riego para las baterías inundadas Restricciones de transporte para las baterías inundadas Impacto medioambiental adverso

Tabla 3.4: Tipos de baterías Plomo acidas

TIPO DE BATERIAS DE PLOMO ACIDO	
TIPOS DE BATERIAS de Pb	DESCRIPCIÓN
SELLADAS LIBRES DE MANTENIMIENTO	Aparecieron por primera vez a mediados de la década de 1970. Los ingenieros consideraron el término "plomo-ácido sellado" un término equivocado porque las baterías de plomo-ácido no pueden sellarse totalmente. Para controlar el venteo durante la carga descarga rápida, se han añadido válvulas para permitir la liberación de gases si se acumula presión.
DE ARRANQUE	Diseñado para arrancar un motor con una carga momentánea de alta potencia que dura aproximadamente un segundo. Por su tamaño, la batería suministra altas corrientes, pero no puede ser de ciclo profundo.
DE CICLO PROFUNDO	Construido para proporcionar energía continua a sillas de ruedas, carritos de golf y carretillas elevadoras, entre otros. Esta batería está fabricada para ofrecer la máxima capacidad y un número de ciclos razonablemente alto.

Tabla 3.5: Usos de baterías Plomo acidas

USO DE BATERIAS DE PLOMO ACIDO (Pb-acido)	
USO DE BATERIAS de Pb POR TIPO	DESCRIPCIÓN
SELLADAS LIBRES DE MANTENIMIENTO (SLA)	Pequeños SAI, iluminación de emergencia y sillas de ruedas. Debido a su bajo precio, su servicio fiable y su escaso mantenimiento, el SLA sigue siendo la opción preferida para la asistencia sanitaria en hospitales y residencias de ancianos.
PLOMO ACIDO REGULADO POR VALVULAS (VRLA)	Respaldo eléctrico para torres repetidoras de telefonía móvil, centros de Internet, bancos, hospitales, aeropuertos, etc.
ESTERA DE CRISTAL ABSORBENTE (AGM)	Batería de arranque para motocicletas, función start-stop para coches micro-híbridos, así como así como vehículos marinos y vehículos recreativos que necesitan algunos ciclos.

### 3.3.3. Baterías de NÍQUEL- Cadmio

Una batería de níquel-cadmio (Ni-Cd) es una batería recargable utilizada para ordenadores portátiles, taladros videocámaras y otros dispositivos pequeños que funcionan con pilas y requieren una descarga de energía uniforme.

Tabla 3.6: Ventajas de las Baterías Niquel Cadmio

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BATERIAS DE NIQUEL CADMIO	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Robusta y de alto número de ciclos con un mantenimiento adecuado. Única batería que puede cargarse ultrarrápidamente con poca tensión.	Energía específica relativamente baja en comparación con acumuladores más modernos
Buen rendimiento con carga Y larga vida útil; puede almacenarse descargada, necesita cebarse antes de usarse	Efecto memoria; necesita descargas completas periódicas y puede ser rejuvenecido, el cadmio es un metal tóxico; no puede eliminarse en vertederos
Almacenamiento y transporte sencillos; no está sujeta a control reglamentario	Elevada autodescarga; necesita recargarse tras el almacenamiento
Precio económico: El Ni-Cd tiene el menor coste por ciclo	El bajo voltaje de la célula de 1,20 V requiere muchas células para alcanzar alto voltaje
Disponibilidad en una amplia gama de tamaños y opciones	

### 3.3.4. Batería de iones de litio (Li-Ion)

Las baterías de iones de litio es una de las de mayor densidad energética y se consideran seguras, no requieren memoria para prolongar la vida útil de la batería. Las baterías de iones de litio se utilizan en dispositivos electrónicos como cámaras, calculadoras, ordenadores portátiles y teléfonos móviles, y cada vez se utilizan más para la movilidad eléctrica.

## Capítulo 4

### Operación de un SDE ó Microrred

#### 4.1. Operación de un Sistema de Distribución y/ó Microrred

##### 4.1.1. Flujo de corriente alterna en las redes de distribución eléctrica

El análisis de una red de distribución eléctrica requiere la solución del problema de flujo de potencia para calcular el estado del sistema representado por las magnitudes de tensión en los nodos, los flujos de corriente en los alimentadores, las pérdidas de energía y otras variables de interés. Por ello, los modelos de flujo de potencia son herramientas ampliamente utilizadas en el análisis en estado estacionario de las redes. La mayoría de los modelos de flujo de potencia en corriente alterna en las redes de distribución eléctrica se basan en formulaciones de igualdad de potencia y corriente ya sea en coordenadas rectangulares o polares, utilizando principalmente algoritmos basados en metodologías de Newton-Raphson [18]. Por otro lado, las redes radiales se caracterizan por una elevada relación R/X, esto hace que el problema de flujo de carga para estas condiciones esté mal condicionado. Las investigaciones anteriores indican que los métodos estándar de flujo de carga no convergen en sistemas de estas características [19]. En este trabajo, las ecuaciones que representan el estado estacionario de las redes radiales se obtienen a partir del modelo de flujo de ramas propuesto en [18], [19] y [20] como:

$$P_k = \sum (P_{km} + R_{km} I_{km}^2) - \sum (P_{jk}) \forall k \in B \quad (4.1)$$

$$Q_k = \sum (Q_{km} + X_{km} I_{km}^2) - \sum (Q_{jk}) \forall k \in B \quad (4.2)$$

$$V_k^2 - V_m^2 = 2 \cdot (R_{km} \cdot P_{km} + X_{km} \cdot Q_{km}) - ((R_{km}^2 + X_{km}^2) \cdot I_{km}^2) \forall k_m \in BR \quad (4.3)$$

$$V_k^2 \cdot V_m^2 = P_{km}^2 + Q_{km}^2 \cdot Q_{km} \forall k_m \in BR \quad (4.4)$$

Donde las ecuaciones 4.1 y 4.2 son las inyecciones de potencia activa y reactiva; 4.3 describe la caída de tensión en cada línea y 4.4 define la inyección de potencia aparente en la cabecera de cada línea. Las ecuaciones desde 4.1 hasta 4.4 se utilizan frecuentemen-

te en el método de barrido del flujo de potencia de las redes radiales y pueden utilizarse para formular el modelo MINLP para el problema de EDNEP (Electric Distribution Network Expansion Planning) por sus siglas en inglés.

Sin perder la generalidad, el problema de optimización del flujo de potencia puede formularse utilizando las anteriores ecuaciones de estado estacionario de las redes radiales, incluyendo una función objetivo que minimice la pérdida de potencia real [19]. La forma compacta del problema de flujo de potencia AC no lineal puede expresarse como:

$$\min \sum (R_{km} \dot{I}_{km}) \quad (4.5)$$

$$P_k^{SD} - P_k^{SD} = \sum_{j \in \alpha(k)} (P_{km} + R_{km} \cdot l_{km}) - \sum_{j \in \alpha(k)} (P_{jk}) \quad \forall k \in B \quad (4.6)$$

$$Q_k^{SD} - Q_k^{SD} = \sum_{j \in \alpha(k)} (Q_{km} + X_{km} \cdot l_{km}) - \sum_{j \in \alpha(k)} (Q_{jk}) \quad \forall k \in B \quad (4.7)$$

$$d_k - d_m = 2(R_{km} \cdot P_{km} + X_{km} \cdot Q_{km}) - ((R_{km}^2 + X_{km}^2) \cdot l_{km}) \quad \forall k_m \in BR \quad (4.8)$$

$$d_k \cdot d_m \geq P_{km}^2 + Q_{km}^2 \quad \forall k_m \in BR \quad (4.9)$$

### 4.1.2. La Generación Distribuida

La literatura especializada define la Generación Distribuida -GD como la generación de energía eléctrica que por diferentes métodos se conecta a la red de distribución o parte de la misma conexión es realizada en el punto de consumo o cercano al mismo, en la actualidad la GD es considerada únicamente a pequeña escala y no existe una regulación nacional e internacional que indique los umbrales o una referencia sobre los mínimos de potencia que podría ser considerada como generación distribuida a diferencia de las instalaciones convencionales. Se debe considerar los niveles de operación técnica que cada país tiene definido en sus potencias, esto fundamentado en la reducción de pérdidas de energía en los sistemas convencionales, perfiles de tensión, flujo de carga, calidad de energía, fiabilidad de la red, con energía proveniente de fuentes renovables, promoviendo el uso de energías limpias como medida de aporte a la protección del medio ambiente. Una de las alternativas frente al crecimiento de la demanda en los diferentes sectores de

consumo de energía eléctrica es que la generación se encuentre lo más cerca del lugar o centro de consumo, gracias a los avances tecnológicos que ahora permiten generar, almacenar y transportar con una mayor cantidad de ventajas, que en este caso están definidos a través de la disminución de la demanda de energía directamente relacionada con las Empresas Distribuidoras (EDs), aspecto que también aporta en el mejoramiento de las magnitudes de voltaje en los extremos de los alimentadores, incremento de la confiabilidad, entre otros [21].

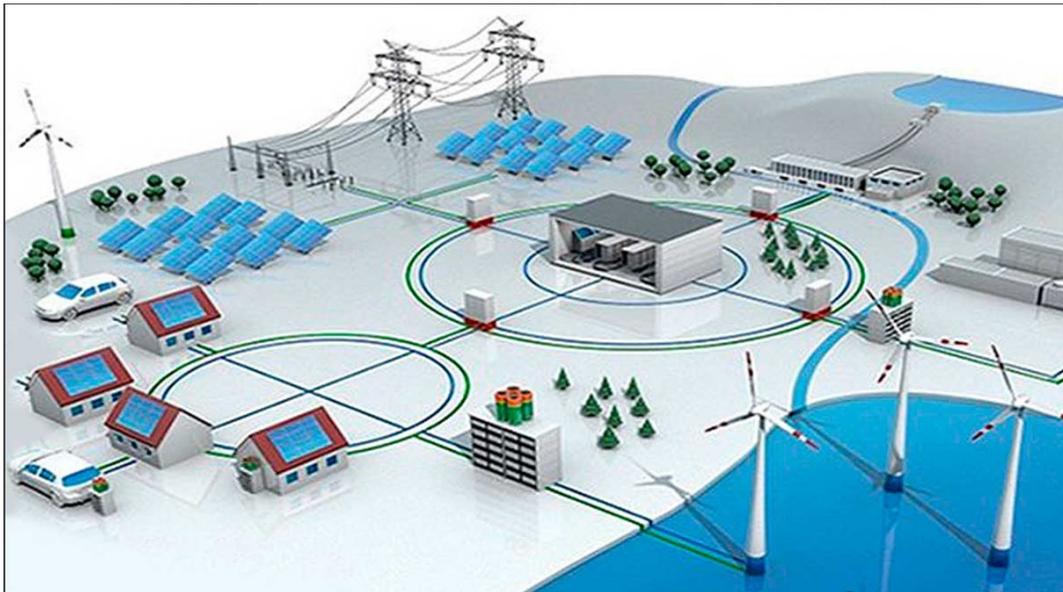


Figura 4-1: Ejemplo de Red de Distribución con Generación Distribuida

Para la utilización de estos nuevos sistemas se debe conocer las tecnologías que se encuentran dividan en dos grupos:

- Generación, que a la vez se encuentra subdividida en convencionales denominadas a las energías de uso frecuente o de fuentes comunes para la producción de energía eléctrica, como ejemplo los derivados del petróleo, agua o gas natural. Además, se tiene las no convencionales que entre las más importantes están: generación eólica, solar fotovoltaica, biogás, solar térmica, mareomotriz, entre otros.
- Almacenamiento, definido como sistemas que permiten conservar una cierta cantidad de energía producida, especialmente por fuentes de energía renovable que generalmente es utilizado en la GD. Esto a través del uso de baterías de almacenamiento que posteriormente podrá ser puesta a consideración del despacho diario en horas en donde los recursos renovables tienden a desaparecer o disminuir.

Indistintamente, del tipo de tecnología que se vaya a utilizar o del grupo de generación y almacenamiento, del plan de uso ya sea residencial, comercial o industrial y el tamaño de implementación, ante el contexto de generación distribuida, se define sus ventajas y desventajas que se anuncian a continuación:

#### **4.1.3. Ventajas para la implementación de GD**

- Mediante el uso de almacenamiento independientemente del periodo, se puede realizar el suministro de energía permitiendo satisfacer la demanda eléctrica del cliente.
- Posibilita la continuidad al uso de energía eléctrica, dada por la generación convencional GC en casos de contingencias o indisponibilidad del servicio por parte de la ED.
- En las redes de bajo y medio voltaje, mejorará considerablemente los perfiles de voltaje.
- Energía amigable con el medio ambiente, reducción de gases efecto invernadero y generación eléctrica por un sistema proveniente de energía gratuita como es la radiación solar.
- Aumento de confiabilidad del sistema.

#### **Desventajas para la implementación de GD**

- Los costos de las energías renovables para la GD son relativamente elevados en cuanto a la instalación, por lo que el retorno de la inversión dado los kWh es a largo plazo, haciendo no atractivo optar por este recurso a los inversionistas. A pesar que los precios por importación de equipos disminuyeran notablemente y exista una incentivación para la utilización de ER, sin embargo, el precio de generación para las energías renovables no equipara al precio de la generación eléctrica por los medios convencionales.
- No hay un desarrollo óptimo de regulaciones para establecer protocolos de conexión de los equipos de GD al sistema de distribución eléctrica.
- La necesidad de definir la capacidad y control de inyección de la energía por la subestación, para que exista un menor porcentaje de sobretensiones y distorsiones armónicas, conlleva a tener la capacidad necesaria para no alterar la coordinación de aislamiento planteados

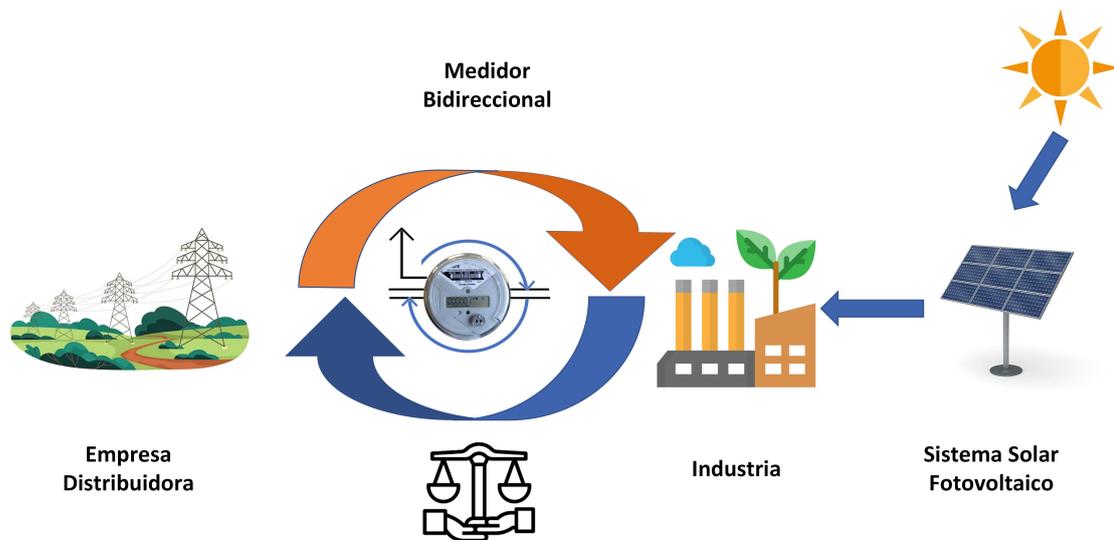


Figura 4-2: Sistema de Generación Distribuida con medición Bidireccional

#### 4.1.4. Modelos DG

Según el esquema de salida de las unidades de GD, éstas pueden clasificarse en tres modelos: (1) Modelo A de GD, (2) Modelo B de GD y (3) Modelo C de GD. En segundo lugar, a diferencia del modelo A de GD, la variable del modelo B de GD es la potencia reactiva, no la generación de potencia activa. En tercer lugar, el modelo C de GD tiene dos variables que incluyen la generación de potencia activa y reactiva, lo que significa que este modelo es más complejo que los otros dos para ser resuelto de forma óptima. Las representaciones matemáticas de estas unidades se describen en la Fig.4-3. Como se ve en la figura, las diferentes tecnologías de FER tienen sus dispositivos de interconexión con la red principal. Para cada tipo de GD, una vez que la variable de estado está definida (generación de potencia activa y/o reactiva), el dispositivo interconectado y la configuración de la tecnología de GD pueden ser diseñados adecuadamente [9]

#### 4.1.5. Impacto de la GD en las redes de distribución eléctrica

La GD tienen un enorme impacto en las redes de distribución eléctrica según su ubicación, tamaño y tipos. Por ejemplo, consideremos que se añade una unidad de GD a una red alimentada desde la subestación de distribución según se muestra en la fig.4-4. La figura 4-5 muestra la variación de la pérdida de potencia con las potencias activa y reactiva de la unidad de GD. En cada factor de potencia de la GD, a medida que aumenta la potencia activa de la GD, las pérdidas activas se reducen hasta un valor mínimo y vuelven a aumentar cuando se supera un determinado nivel de penetración de la GD (penetración óptima de

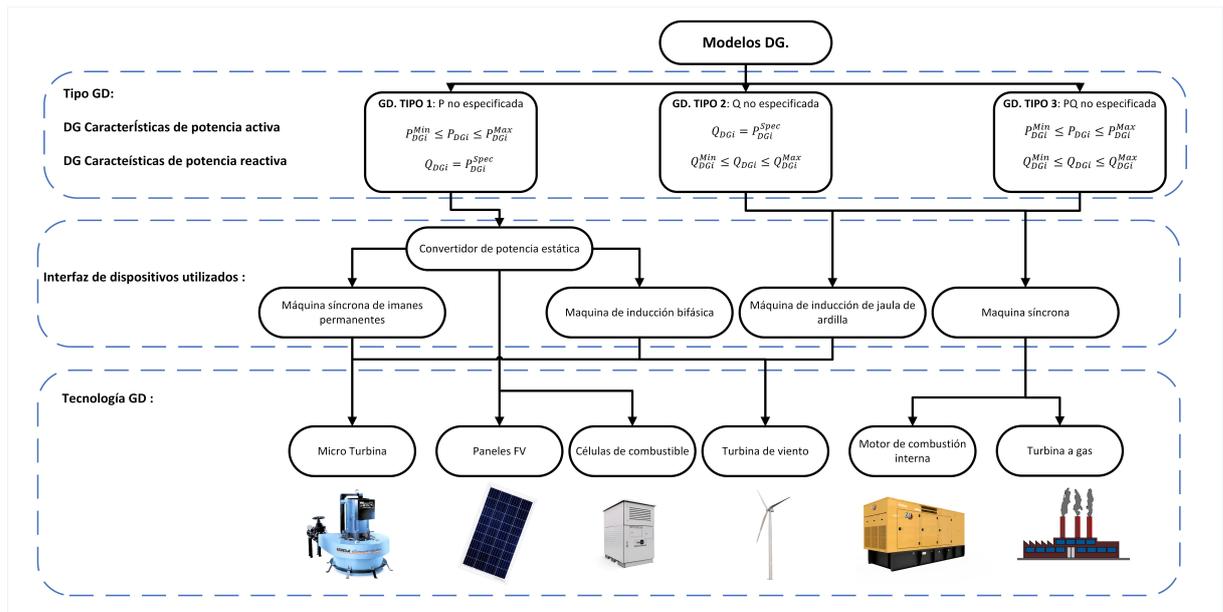


Figura 4-3: Modelos de estado estacionario de Generación Distribuida fuente [19]

la GD). Por lo tanto, para minimizar las pérdidas totales de los sistemas, los factores de potencia óptimos de las unidades de GD deben calcularse con precisión.

En cuanto a la variación de la tensión con la GD, el impacto de la penetración de la GD en el perfil de tensión, siempre es favorable. El nivel de penetración de la GD puede definirse como la relación entre el tamaño total de la GD y la demanda total de carga en el sistema. Normalmente la tensión de los alimentadores de distribución cae al aumentar la distancia desde la subestación de distribución. Sin embargo, si se añade una unidad de GD con una alta penetración esto puede ser corregido mejorando ostensiblemente estos parámetros.

Se requiere una penetración óptima de la GD para garantizar que los perfiles de tensión de la red o alimentadores, además de reducir las pérdidas, al asignar la GD hay que tener en cuenta las limitaciones generales de la red de distribución eléctrica.

**4.1.6. Planificación de microrredes y gestión energética.**

Ante las dificultades económicas y operativas a las que se enfrenta recientemente la industria eléctrica (el sector eléctrico ecuatoriano no es ajeno a esta realidad), ésta se ha lanzado a la búsqueda de innovaciones para resolver estos problemas en el futuro, un futuro (y parte del presente también) en el que es considerado ya como la era de las redes inteligentes. Por tanto, es necesario revisar estas diferencias fundamentales entre

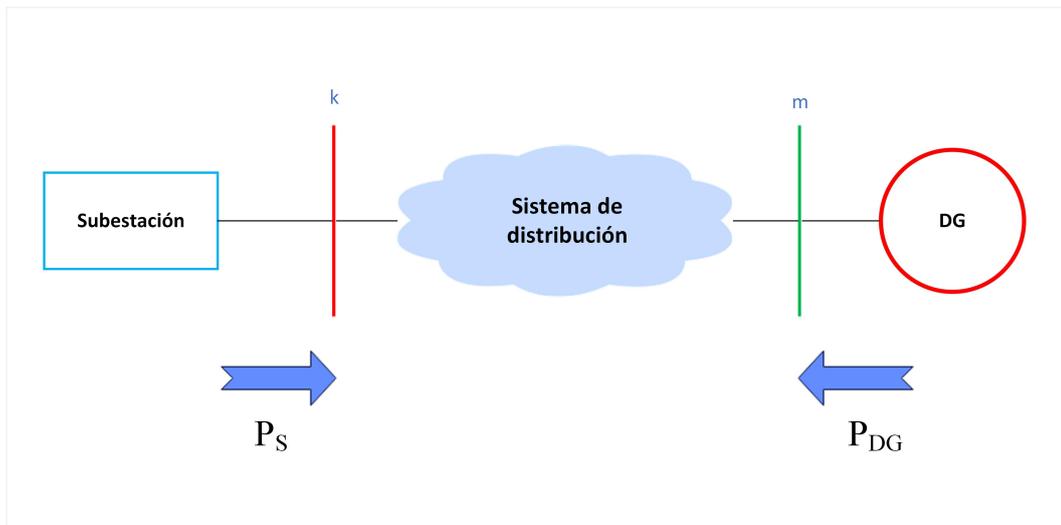


Figura 4-4: Esquema de red de distribución con GD

el sistema eléctrico convencional y la red inteligente. Así, una diferencia sustancial es, en una red inteligente cuando aumenta la demanda, el sistema en cuestión no generará necesariamente más electricidad para satisfacer las necesidades de consumo. En otras palabras, la generación de electricidad no dependerá directamente del consumo, sino que será una función de la minimización de pérdidas, la gestión de la demanda del usuario final y la colaboración con los clientes para optimizar la carga. Todos los planteamientos antes mencionados garantizan alcanzar el equilibrio entre generación y consumo sin que la generación haya aumentado inevitablemente. La red inteligente tendrá la capacidad de mejorar la utilización de sus propios componentes, reducir las pérdidas de energía, disminuir las cargas superfluas, garantizar el mantenimiento y la rentabilidad de la red y la rentabilidad de la energía eléctrica producida, satisfacer la demanda y ayudar a preservar el medio ambiente.[6]

En el siglo pasado, la única información que se necesitaba para ver si la generación era suficiente o no en el sistema eléctrico convencional era la tensión y la frecuencia del sistema eléctrico, que variaban en función de la demanda. Por tanto, un sistema se enfrentaba a un crecimiento incesante de la demanda y ya no era capaz de seguirle el ritmo de la demanda y tampoco era capaz de mantener el ritmo en lo que respecta a la fiabilidad. Las compañías eléctricas no podían ampliar sus capacidades de generación debido al creciente coste de producción de electricidad, el crecimiento imparable de la demanda y el estancamiento de los ingresos. Adicionalmente a las cuestiones económicas mencionadas, los efectos negativos de la emisión de gases de efecto invernadero sobre el medio ambiente han instado

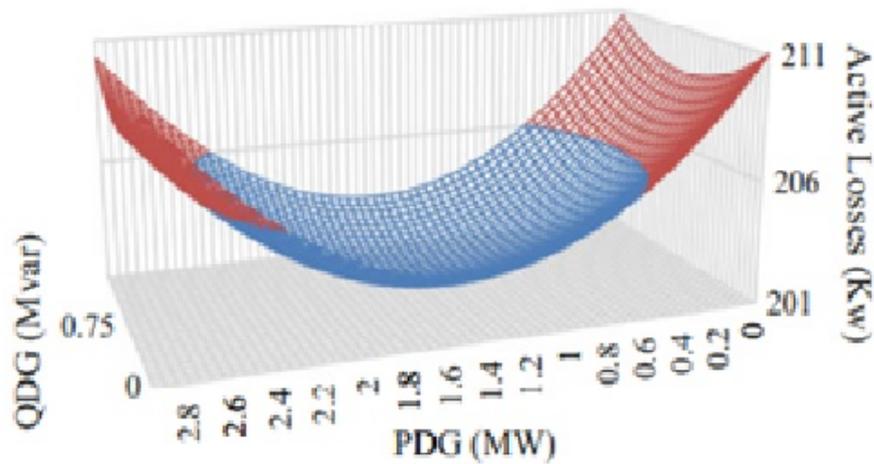


Figura 4-5: Variación de pérdidas

a las eléctricas a transformarse desde el paradigma de "seguimiento de la carga", al paradigma de "seguimiento de la generación", y esa es la razón por la que se desarrollaron las redes inteligentes y luego las microrredes [6]. Los sistemas energéticos de redes inteligentes no han dejado de desarrollarse para poder integrar fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento de energía, generadores diésel, cargas, sistemas de control, etc, que se denominan microrredes o sistemas híbridos de energía.

Las microrredes, que conectan varias fuentes distribuidas de generación y almacenamiento a otras tantas cargas, son una versión reducida de los sistemas de distribución tradicionales, en su mayoría a través de redes de distribución de baja tensión.

El sistema eléctrico actual está prácticamente construido para conducir la electricidad desde centrales que en su mayoría están lejos de los centros de carga, a consumidores centralizados en emplazamientos industriales y domésticos. Además, en su mayoría las centrales eléctricas se componen de un diverso conjunto de elementos o tipos de generación térmica, la cuales en sus proceso de combustión pierden casi el 70 % del combustible en forma de calor. Por otra parte, como en el sistema eléctrico convencional la generación sigue al consumo, hay un 20 % más de generación para satisfacer la demanda de electricidad de los consumidores sólo en los picos de demanda. Otro inconveniente del sistema eléctrico convencional actual es la vulnerabilidad a los apagones completos en toda la red, en caso de interrupciones masivas en algún lugar o en algún punto de la red. Todos los in-

convenientes mencionados han obligado a los investigadores a idear un sistema eléctrico estable, más eficaz y rentable.

La red inteligente de última generación pretende subsanar las importantes deficiencias de la red actual y dar a las empresas de servicios plena perceptibilidad sobre el funcionamiento de todos los componentes y servicios que prestan. También se espera que las redes inteligentes sean más resistentes en caso de cualquier tipo de fallo e involucren a todas las partes interesadas de la industria, igualmente se espera que estas tengan una mayor resiliencia. En la figura 4-6 se comparan las redes inteligentes con el sistema eléctrico convencional y se destacan las principales diferencias en cuanto a jerarquías, tecnologías y estrategias operativas.



Figura 4-6: Diferencias entre la red convencional y una red inteligente [6]

### Planeamiento de microrredes

La gestión y la planificación energéticas son de importancia crítica cuando se trata de integrar microrredes, equipadas con recursos energéticos renovables en la red. Hay varias funciones que deben tenerse en cuenta a la hora de planificar microrredes, como la previsión de carga, la incertidumbre de las fuentes renovables, la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, etc. Además, una particularidad y característica única de un sistema eléctrico, es que

su producto “la electricidad” debe consumirse tan pronto como se genera, por lo que los operadores y planificadores de los sistemas deben idearlo bajo estas condiciones, siendo tales procesos tan complejos en el sentido de que la generación satisfaga rápidamente el consumo. Dado que la incontabilidad de los recursos energéticos renovables es una cuestión importante que hay que abordar y tratar, una forma de hacerlo es incorporarlas con generadores controlables y soluciones de almacenamiento de energía y crear sistemas de energía híbridos.

La principal conclusión es, que se debe desarrollar una estrategia adecuada para combinar los recursos renovables con la red convencional y el almacenamiento, lo cual es una tarea difícil, dado que los recursos renovables tienen una naturaleza estocástica, no obstante, son parámetros que deben modelarse para la planificación de microrredes y la gestión energética.

En el planeamiento es también importante considerar la arquitectura de las microrredes, como ya se ha comentado, hay varios componentes básicos que son indispensables en las microrredes inteligentes, como diferentes tipos de fuentes de generación de energía, incluidas las renovables, una amplia variedad de cargas con diferentes perfiles de consumo y de niveles interconectados de inteligencia en red que incluyen todos los componentes necesarios para concebir el sistema de mando y control como se ve en la figura 4-7 .

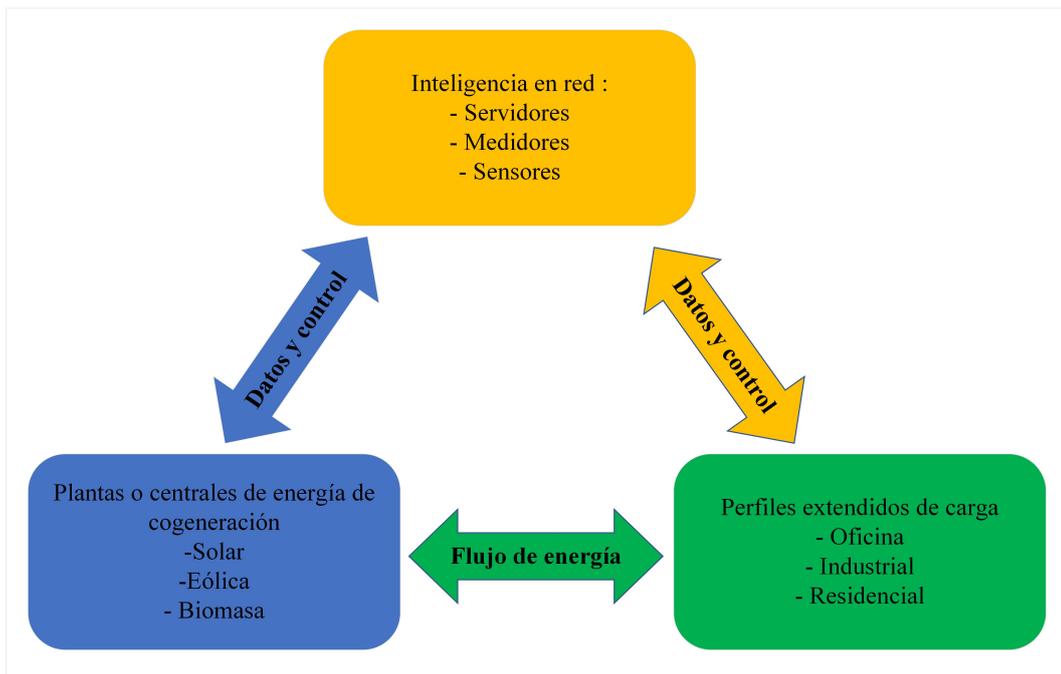


Figura 4-7: Componentes básicos de una microrred [6]

## Capítulo 5

### Algoritmo y soluciones de problemas de optimización

#### 5.1. Método de Monte Carlo

La simulación de Montecarlo es un método enfocado en la resolución de problemas de carácter matemático a través de un modelo estadístico que consiste en generar posibles escenarios resultantes de una serie de datos iniciales.

Este método trata de simular un escenario real y sus distintas posibilidades, permitiendo al usuario realizar una predicción del comportamiento de las variables según las estimaciones obtenidas con el método [22].

El nombre del Método fue acuñado en los años cuarenta del siglo XX, por científicos involucrados en el proyecto Manhattan, durante el que se tuvieron que resolver problemas relacionados con la definición de neutrones y de transporte en medios isotrópicos, estos científicos fueron J. Von Neumann y S. Ulam quienes sugirieron experimentos con números aleatorios y sugirieron el nombre en referencia a los juegos de azar en los casinos de la ciudad de Monte Carlo. Su aplicabilidad masiva no fue posible en la práctica hasta la aparición de los computadores digitales [23] [24].

La aplicación del método se basa en un proceso iterativo de simulaciones, empleando en cada nueva simulación un conjunto distinto de valores para cada variable y parámetros de naturaleza aleatoria. Los valores aleatorios se han de generar de acuerdo con la distribución de probabilidades asumida para cada variable y parámetro. Los resultados serán evaluados de forma estadística. El método se base en los siguientes principios.

- Se conoce el modelo matemático del sistema a estudiar . El sistema puede tener también un comportamiento aleatorio, y alguno de sus parámetros presentarse con alguna incertidumbre.
- Se conocen las variables de entrada, algunas de las cuales tendrá naturaleza aleatoria, y para las que se asumirá una determinada función de densidad de probabilidad.
- Ser dispone de un procedimiento para generar números aleatorios y calcular los valores de las variables de entrada, así como de los parámetros del sistema, que tengan naturaleza aleatoria.
- Se dispone de un procedimiento para analizar las variables de salida, obtener su distribución estadística y estimar el error de cálculo.

## **5.2. Algoritmos de solución matemático y técnicas computacionales**

### **5.2.1. Técnicas computacionales aplicada a la planificación de Microrredes**

Dado que se espera que las microrredes coexistan con las redes eléctricas tradicionales, su proceso de planificación debe tener en cuenta la viabilidad económica, como garantía de estabilidad a largo plazo. La planificación de una microrred es un proceso complejo debido a las alternativas, objetivos, limitaciones e incertidumbres existentes. Normalmente, los objetivos de planificación entran en conflicto entre sí y, como consecuencia, aparecen diferentes problemas de optimización a lo largo del proceso de planificación. En este contexto, una vez revisada la literatura técnica sobre técnicas de optimización aplicadas a la planificación de microrredes se pueden definir las directrices para metodologías de planificación centradas en la viabilidad económica [25]

Por último, se señalan algunas técnicas de tendencia y nuevos enfoques de planificación de microrredes. De ahí que se hayan aplicado varias técnicas de planificación de la optimización no sólo a las fuentes de energía renovables, sino también a los sistemas energéticos comunitarios[26]. Los diferentes sistemas energéticos comunitarios pueden requerir diferentes técnicas de optimización debido a las limitaciones del sistema (principalmente técnicas, medioambientales y económicas) y a las incertidumbres. La aparición de nuevos métodos y algoritmos de optimización computacional está permitiendo nuevos enfoques de los problemas de planificación. La coexistencia de estas técnicas matemáticas de optimización ampliamente utilizadas con otras nuevas hace más atractiva la idea de revisar los problemas de planificación de microrredes.

### **5.2.2. Breve introducción a técnicas computacionales de optimización**

Entre las técnicas de optimización computacional se citan los algoritmos de optimización y los métodos iterativos y heurísticos. El uso de diferentes algoritmos de optimización depende del tipo de problema de optimización. Al mismo tiempo, existen muchas clasificaciones de diferentes de problemas de optimización, dependiendo del tipo de variables de decisión, funciones objetivo y restricciones que definen las diferentes categorías [27] como: continua y discreta, con y sin restricciones, global y local, estocástica y determinista, multimodal y multiobjetivo y optimización heurística y metaheurística [28]. A pesar de su nombre, un método de optimización no siempre encontrará la solución óptima. A veces, un problema

de optimización puede ser inviable debido a las características del problema. Por ejemplo, si en un problema de optimización LP se requiere que todas las variables desconocidas sean números enteros, el problema se denomina ILP o problema IP. A diferencia de la programación lineal, que puede resolverse eficientemente, los problemas IP son, en muchas situaciones prácticas, difíciles de converger o conllevan elevados tiempos de resolución. Los algoritmos utilizados para resolver un problema no lineal pueden necesitar un tiempo de cálculo exponencial para obtener el óptimo, lo que conduce a tiempos demasiado elevados para fines prácticos. Por ello, en los últimos años muchos autores han propuesto métodos aproximados (incluyendo enfoques heurísticos y metaheurísticos) para resolver problemas de optimización. Con respecto a esta introducción a la optimización computacional, podría afirmarse que es un problema holístico la planificación de microrredes en la vida real, puede considerarse restringido, estocástico y multiobjetivo; por lo que varios autores han aplicado diferentes enfoques a los problemas de planificación de microrredes.

### **5.2.3. Técnicas de optimización aplicadas a problemas de planificación de microrredes.**

Los problemas de planificación de sistemas energéticos comunitarios se han abordado tradicionalmente con objetivos de minimización de costos [29]. Más allá de los objetivos económicos, durante el proceso de planificación se pueden considerar otros objetivos diferentes, como el impacto medioambiental total, la calidad de la energía y la fiabilidad. Aunque cada proceso de planificación de microrredes tiene sus propias limitaciones y objetivos específicos, algunos problemas de planificación pueden considerarse comunes a todas las microrredes, según la bibliografía técnica revisada. Estos problemas de planificación son [29]:

- Selección y dimensionamiento del conjunto de generación de energía
- El problema de la ubicación
- Planificación de la Programación

### **5.2.4. Algoritmos matemáticos**

Si la función objetivo y/o las restricciones sean no lineales, el problema resultante se denomina Problema de optimización no lineal (PNL). Un caso especial de PNL es la programación cuadrática en la que la función objetivo es una función cuadrática de  $(x)$ . Si tanto

las funciones objetivo y las restricciones son funciones lineales de  $(x)$ , el problema se denomina problema de programación lineal (PL). También se pueden identificar otras categorías en función de la naturaleza de las variables. Por ejemplo, si  $(x)$  es de tipo entero el problema se denomina de Programación Entera (PI). Los tipos mixtos, como MILP (Mixed Integer Linear Programming), en el que las variables pueden ser reales y pueden ser tanto reales como enteras, el problema es también de tipo LP, en el caso del presente trabajo el método de optimización es el MILP [25], [29].

### Método de programación no lineal (PNL)

Los métodos de solución de los problemas sin restricciones pueden clasificarse generalmente en métodos de búsqueda directa (o sin gradiente) y métodos de descenso (o gradiente). Los primeros métodos no utilizan las derivadas parciales de la función objetivo y son adecuados para problemas sencillos con un número relativamente pequeño de variables. Todos los métodos de optimización sin restricciones son de naturaleza iterativa y comienzan de una solución inicial de prueba; se mueven paso a paso de forma secuencial hacia la solución óptima. Los métodos de gradiente han recibido más atención en la literatura sobre sistemas de energía. Como ejemplo de los métodos directos, en el llamado método de aproximación de restricciones la función objetivo y las restricciones se linealizan en torno a un punto. El problema de LP aproximado resultante se resuelve mediante técnicas de LP. La solución resultante se utiliza para construir un nuevo problema de LP. El proceso continúa hasta que se cumple un criterio de convergencia.

Como ejemplo de los métodos indirectos, el llamado método de la función de penalización funciona según el principio de convertir el problema en uno de tipo no restringido. Se clasifica, a su vez, en métodos de función de penalización interior y exterior. En los primeros, la secuencia de mínimos no restringidos se encuentra en la región factible, mientras que, en el segundo, se encuentran en la región no factible. En ambos, se mueven hacia la solución deseada solución deseada.

1	2	3	4	.....	15	.....	23	24
1011	1011	0011	1011	.....	1101	.....	1111	1110

Figura 5-1: Combinación de unidades durante el período de 24 horas

### **Método de programación entera**

En los algoritmos discutidos hasta ahora, cada una de las variables de decisión puede tomar cualquier valor real. ¿Qué ocurre si una variable de decisión está limitada a tomar sólo un valor entero? Por ejemplo, si la variable de decisión es el número de unidades de generación, tomar un valor real no tiene sentido. Los algoritmos de optimización desarrollados para esta clase de problemas se clasifican como métodos de programación entera. Si todas las variables de decisión son de tipo entero el problema se aborda como problema IP. Si algunas variables de decisión son de tipo entero, mientras que otras son de tipo no entero, el problema se conoce como problema de programación entera mixta. Además, según la naturaleza del problema original, tanto la programación lineal entera como la y los métodos de programación no lineal de tipo entero. Como resultado, en la literatura sobre sistemas de energía, han aparecido algunos términos como MILP.

### **Algoritmos heurísticos**

La mayoría de los algoritmos basados en las matemáticas pueden garantizar la obtención de una solución óptima, pero no garantizan necesariamente la obtención de un óptimo global. La optimalidad global sólo puede alcanzarse, comprobarse o garantizarse para casos sencillos. Los algoritmos heurísticos se conciben para hacer frente a los puntos mencionados. Ellos, normalmente, pueden resolver los problemas combinatorios, a veces muy complejos, pero en un tiempo razonable. Sin embargo, buscan buenas soluciones, sin poder garantizar la optimalidad, o incluso lo cerca que están las soluciones del punto óptimo. Además, en la literatura se han desarrollado algunos algoritmos heurísticos modificados mediante los cuales comportamientos mejorados, afirmando que las soluciones óptimas están garantizadas.

Un algoritmo heurístico simple puede ser concebido sobre la base de algunos tipos de análisis de sensibilidad. Por ejemplo, en un problema de asignación de condensadores, las sensibilidades de la función objetivo pueden determinarse mediante la aplicación de una batería de condensadores en un bus. Una vez hecho esto, el condensador se añade al bus más sensible y el procedimiento se repite hasta que no se consiga ninguna mejora en términos de la función objetivo.

Básicamente, todos parten de un punto o de un conjunto de puntos, moviéndose hacia una mejor solución; a través de una búsqueda guiada. Hasta ahora se han desarrollado pocos, algunos merecen la pena mencionar aquí:

- Algoritmo genético (GA), basado en la genética y la evolución.
- Recocido simulado (SA), basado en algunos principios de la termodinámica.
- Enjambre de partículas (PS), basado en los movimientos de aves y peces.
- Búsqueda Tabu (TS), basada en la memoria de respuesta.
- Colonia de hormigas (AC), basada en el comportamiento de las hormigas.
- ALGORIT.

En la tabla 5.1 se puede ver una clasificación de la literatura en la cual con que tipos de metodos se resuelven problemas de optimización de planificación de Microrredes.

Tabla 5.1: Problemas de planificación de microrredes, métodos y referencias sobre la optimización de uno o multiobjetivos [25]

Enfoque - Aproximación	Método - algoritmo	Problema principal	Referencia
Optimización de simple objetivo	MILP	Selección y dimensionamiento del conjunto de generación	[25]
	Multiplicadores de Lagrange-Condiciones KKT	Selección y dimensionamiento del conjunto de generación	[25]
	Metodod de reducción de gradiente	Selección y dimensionamiento de la combinación de dispositivos de almacenamiento	[25]
	Programación entero mixta MIP	Selección y dimensionamiento del conjunto de generación	[25]
		Selección y dimensionamiento de dispositivos de almacenamiento	[25]
	Programación Dinámica DP	selección de emplazamiento	[25]
		Programación de la operación	[25]
	SQP Sequential Quadratic Programming technique	selección de emplazamiento	[25]
		Dimensionamiento de dispositivos de almacenamiento	[25]
	IP Programación entera LP Programación lineal MINLP Mixed Integer Non Linear Problem	Programación de la operación Programación de la operación Programación de la operación	[25] [25] [25]
Optimización multiobjetivo	NSGA-II (Algoritmo genético de ordenación no dominante II)	ubicación de emplazamiento	[25]
	Simulación y conteo	Selección y dimensionamiento del conjunto energético y emplazamiento	[25]
	teoría de juegos	Selección y dimensionamiento de dispositivos de almacenamiento	[25]

## Capítulo 6

### Planteamiento del problema, algoritmo de solución y casos de estudio

#### 6.1. Metodología para el dimensionamiento de los recursos

De acuerdo a lo expuesto en los capítulos precedentes en el contexto de la planificación de una microrred se debe de prever los recursos para satisfacer la demanda, el planteamiento del problema para el dimensionamiento de los recursos con el objeto de garantizar la operación de la microrred, se compone de seis etapas que abordan de manera exhaustiva y detallada todos los aspectos fundamentales para este dimensionamiento y previsión. Estas etapas permiten tomar decisiones más informadas y óptimas al integrar la incertidumbre asociada a los recursos renovables, mejorando así la precisión y la eficiencia del proceso de dimensionamiento[30],[31]. Además, la diferencia y las particularidades de cada caso de estudio permiten tener y asegurar un enfoque integral y sólido en el diseño y la planificación de una microrred. De esta manera estas etapas o fases son:

##### 6.1.1. Recolección de la información para irradiación global, velocidad del viento y de temperatura ambiente.

Esta etapa corresponde a realizar la extracción de datos específicos de los recursos naturales disponibles y necesarios para el análisis y dimensionamiento de la microrred. Esto implica recopilar información precisa de las variables para irradiación global ( $GHI_t$ ), velocidad del viento ( $WS_t$ ) y temperatura ambiente ( $Tem_t$ ). Existen múltiples sitios donde se pueden obtener estos datos como por ejemplo: National Solar Radiation Database (NSRDB), SolarGIS, Renewable.Ninja, entre otros. Para el proyecto se extraen los datos de NSRDB de NREL[32] en el caso del estudio que no cuenta con dispositivos de medición.

##### 6.1.2. Determinación de los perfiles de carga.

Como segundo paso, en esta etapa de la metodología se debe determinar la información de la carga o demanda disponible, para lo cual se determinan los perfiles de carga para el proyecto y como parte de los casos de estudio esta demanda se obtiene utilizando datos históricos de la base de datos de uno de los alimentadores urbano - rurales de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR). En el cual se selecciona un caso a gran escala correspondiente a la curva de carga de un alimentador ubicado en el cantón Nabón, así como una curva de carga representativa de la demanda de 5 predios residenciales cercanos al caso de estudio, ubicados en el cantón Cuenca.

Es necesario indicar que también se le puede dar una condición de estocasticidad a la demanda, la cual es plenamente representada por una distribución de probabilidades Normal, no obstante, el rango de variación que se puede presentar en los valores horarios de la demanda bajo esta condición es muy leve, razón por la cual no se vio necesario incrementar el esfuerzo computacional en una condición que influye muy poco o casi nada en los resultados esperados y en las condiciones operativas, y más cuando esta leve variación no genera un cambio en los resultados y análisis de los casos de estudio.

### **6.1.3. Determinación de los escenarios en base a programación Montecarlo.**

Para determinar las funciones de densidad de probabilidad PDF (probability density function) por sus siglas en inglés, de la velocidad del viento y la radiación solar, se utilizan los datos obtenidos por NREL y el procedimiento empleado en [33]. Estos datos se agrupan por días, lo que significa que un año se divide en 365 muestras de velocidad del viento y radiación solar para cada hora en un día. El objetivo es obtener el modelo de PDF para cada hora de velocidad del viento y radiación solar. La PDF para la velocidad del viento y la radiación solar se calcula de la siguiente manera:

#### **Distribución del viento.**

En base a la literatura especializada, se encuentra que la distribución de Weibull se considera una de las funciones de distribución de probabilidad (PDF) más adecuadas para representar la velocidad del viento [5], [16]. En este proyecto, se considera una PDF para cada hora del día, esta consideración permite generar un dato aleatorio con la certeza de que ese valor es probable se presente en dicha hora del día, ésta PDF para esa hora del día en particular se obtiene en base a un conjunto de datos correspondientes a los 365 días de un año de muestra, por tanto, para cada hora del día se tiene una PDF diferente donde los parámetros tanto como lo son el factor de forma y escala de la distribución varían para cada hora. El algoritmo para encontrar la distribución adecuada para cada intervalo de tiempo de la velocidad del viento es definido para cada hora del día en base al ajuste de nuestros datos. La selección de los parámetros de escala y forma son obtenidos a través de la librería Scipy de Python, dado que el algoritmo está escrito en este lenguaje de programación.[34].

### Distribución solar.

Similar a lo descrito para la velocidad del viento, se considera que una función distribución de Weibull es del tipo de PDF más adecuada para representar el comportamiento de la irradiación solar. En este proyecto, se considera una PDF para cada hora del día, esta consideración permite generar un dato aleatorio con la certeza de que ese valor es probable que se presente en dicha hora del día, Ésta PDF para esa hora del día en particular se obtiene en base a un conjunto de datos correspondientes a 365 días de muestreo de un año calendario, por tanto, para cada hora del día se tiene una PDF diferente donde los parámetros como el factor de forma y escala de la distribución varían para cada hora. El algoritmo para encontrar la distribución adecuada para cada intervalo de tiempo de la irradiación solar es definido en base al ajuste de nuestros datos.

La selección de los parámetros de escala y forma son obtenidos a través del uso de la librería Scipy de Python[34].

### Modelo matemático de generación fotovoltaica.

El modelo matemático de generación fotovoltaica implementado en este proyecto se basa en [15], [35], tal como se definió y justificó los modelos matemáticos para simplificar la correspondencia entre potencia eléctrica e irradiación solar descrito en el numeral 3.1. En este modelo se establecen relaciones matemáticas que permiten calcular la potencia generada por los paneles fotovoltaicos (*PV*) en función de los recursos en el sitio y las características técnicas de los paneles y se explica a continuación:

$$P_{mpp} = P_{pv} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_c - T_{STC})) \cdot \frac{G_{irra}}{G_{irraSTC}} \quad (6.1)$$

La Ecuación 6.1 determina la máxima potencia de cada panel fotovoltaico ( $P_{mpp}$ ) en condiciones reales de operación teniendo en cuenta la diferencia entre la temperatura de funcionamiento  $T_c$  y la temperatura ambiente en condiciones estándar  $T_{STC} = 25^{\circ}C$  además de la irradiancia estándar  $G_{irraSTC} = 1000W/m^2$  y la irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico  $G_{irra}$ . Por otra parte  $P_{pv}$  en la ecuación 6.1 es la potencia nominal del panel mientras que  $\gamma_p$  es el coeficiente de potencia/temperatura del módulo fotovoltaico

El coeficiente  $T_c$  se puede describir mediante la ecuación 6.2 como sigue:

$$T_c = T_m + \frac{G_{irra}}{G_{irraSTC}} \cdot \Delta T \quad (6.2)$$

Donde  $\Delta T$  [°C] depende de la forma de instalación de los arreglos cuyos valores se detallan en la tabla 6.1.

En adición,  $T_m$  estima la temperatura de la celda del módulo solar al considerar la temperatura ambiente y la velocidad del viento en la instalación, evitando así una sobreestimación de la potencia de salida del módulo fotovoltaico. El cálculo de la temperatura de celda,  $T_m$ , del módulo solar se puede realizar utilizando el modelo termodinámico propuesto por King, según se describe en la ecuación 6.3.

$$T_c = G_{irra} \cdot e^{(a+b \cdot v_{wind})} + t_{amb} \tag{6.3}$$

Donde:

- $G_{irra}$  es la irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico.
- $t_{amb}$  es la temperatura ambiente del sitio de la instalación.
- $v_{wind}$  es la velocidad del viento en el sitio de la instalación
- a, b son constantes que dependen del tipo de panel fotovoltaico que se instaló y se describen en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Valores de  $\Delta T$  para cada tipo de Panel fotovoltaico

Ensamblaje	Tipo de módulo	Montaje	a	b	$\Delta T$ (°C)
Tipo 1	Vidrio/célula/vidrio	Estante abierto	-3.47	-0.0594	3
Tipo 2	Vidrio/célula/vidrio	Montaje en techo cerrado	-2.98	-0.0471	1
Tipo 3	Vidrio/célula/lámina de polímero	Estante abierto	-3.56	-0.075	3
Tipo 4	Vidrio/célula/lámina de polímero	Espaldar aislado	-2.81	-0.0455	0
Tipo 5	Polímero/película delgada/acero	Estante abierto	-3.58	-0.113	3
Tipo 6	Concentrador lineal 22X	Seguidor	-3.23	-0.13	13

Por otra parte, la irradiancia se calcula haciendo una aproximación mediante el coeficiente de radiación solar directa  $R_b$  en base a la ecuación 6.4.

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (6.4)$$

Donde:

$\cos\omega$  y  $\cos\omega_z$  se definen como ángulo de incidencia y ángulo cenital respectivamente y se calculan en base a la ecuación 6.4 y la ecuación 6.5 respectivamente.

### Cálculo del ángulo de incidencia.

Este parámetro varía a lo largo del día como sigue:

$$\cos\theta = \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\beta - \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\gamma + \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\omega + \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\gamma \cdot \text{sen}\omega \quad (6.5)$$

Donde:

$\gamma$  : Es el ángulo azimut de orientación,  $\Phi$  es la latitud y  $\beta$  es la inclinación de la superficie captadora.

### Ángulo cenital.

Ángulo cenital se expresa por la ecuación 6.6:

$$\cos\omega_z = \cos\Phi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \text{sen}\Phi \cdot \text{sen}\delta \quad (6.6)$$

Donde:

$\omega$ : es el ángulo de la hora solar.

$\delta$ : es el ángulo de declinación solar.

Finalmente, el modelo necesita del cálculo de dos parámetros (ángulo de la hora solar y ángulo de declinación solar) expresados por la Ecuación 7 y la Ecuación 8 respectivamente como sigue:

- ángulo de la hora solar

$$\omega = 15 \cdot (H_s - 12) \quad (6.7)$$

- ángulo de declinación solar

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[ 360 \cdot \left( \frac{284 + n}{365} \right) \right] \quad (6.8)$$

Dónde:

$n$  es el día del año.

El coeficiente  $R_b$  se multiplica por la irradiancia medida y esta y se convertirá en  $G_{irra}$  el cual ingresa en la ecuación 6.1 para calcular la potencia real del panel.

### Modelo matemático de generación eólica.

El modelo matemático para la generación eólica implementada en este proyecto se es tomado de [1] y su uso se basa en las curvas de potencia otorgadas por el fabricante a partir del cual se realiza una regresión polinomial para hallar la ecuación que caracteriza a la TE y así encontrar la potencia generada a diferentes velocidades del viento.

Es importante tener en cuenta que las curvas de potencia generalmente se miden considerando una densidad del aire de referencia de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  al nivel del mar. Sin embargo, a medida que la altitud aumenta, la densidad del aire disminuye. Por lo tanto, es necesario realizar un ajuste para determinar la potencia real entregada por el aerogenerador, teniendo en cuenta esta disminución en la densidad del aire.

Para hacer este ajuste se emplea la ecuación 6.9 que integra la presión del aire barométrica y la ley de los gases ideales.

- Ley de los gases ideales.

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T_k} \quad (6.9)$$

Donde:

- $\rho$  es la densidad del aire.

- $P$  es la presión atmosférica.
- $R$  es la constante de gas del aire seco 287 J/Kg-K.
- $T_K$  es la Temperatura en grados Kelvin.

De la misma manera, la presión se calcula en función de la elevación  $h$  y la temperatura  $T$  mediante la ecuación 6.10 detallada a continuación:

$$P = P_0 \cdot \left[ 1 - \frac{L \cdot h}{T_0} \right]^{-\frac{g \cdot M}{R \cdot L}} \quad (6.10)$$

Donde:

- $P_0$  es presión a nivel del mar.
- $L$  es Tasa de caída de la temperatura 0.0065K/mol.
- $h$  es la altitud en msnm.
- $T_0$  es Temperatura a nivel del mar a 15° C ó 288,15°K.
- $g$  es la gravedad 9,81m/s<sup>2</sup>
- $M$  es masa molar del aire 0,0289644Kg/mol.
- $R$  es constante de los gases ideales 8,3144J/mol – K.

La densidad del aire encontrada se multiplica por la potencia para realizar el ajuste. Finalmente la velocidad del viento medida se puede ajustar a varias alturas según se el caso mediante la ecuación 6.11.

$$\nu_2 = \nu_1 \cdot \left( \frac{\ln \frac{h_2}{Z_0}}{\frac{h_1}{Z_0}} \right) \quad (6.11)$$

Donde:

- $\nu_1$  es Es la velocidad del viento a una altura diferente a la medida.
- $\nu_2$  es Es la velocidad del viento medida.
- $h_2$  es la altura a la que se quiere calcular la velocidad del viento.

- $h_1$  Es la altura a la que se quiere calcular la velocidad del viento
- $Z_0$  Es el coeficiente de rugosidad del terreno que depende de la orografía y tendrá diferentes valores los cuales se describen en la siguiente tabla 6.2.

Tabla 6.2: Valores de  $Z_0$

Clases	Rugosidad $Z_0$	Rasgos del Paisaje
Super. acuáticas	0,0002	Aguas abiertas (mar, lago, embalse, nieve sobre terreno plano, desiertos, concreto. Varios km sin obstáculos desde el sitio de medición del viento
Suave	0,005	Superficie sin obstáculo notable y sin vegetación: playas, hielo, pantanos
Abierto	0,03	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones o árboles) con distancia de al menos 20 h del obstáculo
Aprox. abierto	0,10	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones o árboles) con distancia de al menos 20 h del obstáculo
Rugoso	0,25	Área natural o cultivada con cultivos altos, obstáculos porosos escasos separados por 12h o 15 h, o con objetos sólidos, (edificaciones) distancia de 8 h a 12 h
Muy rugoso	0,5	Zona de cultivos intensos con obstáculos en grupos (granjas, bosque) etc., separados por 8 h: Plantaciones, frutales, bosques jóvenes, zonas urbanas de baja altura con separación de 3 a 4 edificaciones y sin árboles altos
Skimming	1	Zonas con obstáculos altos de altura similar y separación de igual distancia que la altura. como bosques adultos y zonas urbanas densas
Caótico	= 2,0	Centros de las ciudades con mezcla de edificaciones de alturas diversas, bosques de altura irregular con zonas deforestadas

## 6.2. Modelo de programación para el dimensionamiento de una microrred y sus componentes asociados.

El modelo se basa en un problema programación lineal entero mixto MILP (Linear mixed integer programming por sus siglas en inglés) [33], [36] cada término, parámetros indexados - no indexados, conjuntos y variables de decisión se describe como sigue:

### 6.2.1. Conjuntos

- $T$ : Conjunto de los lapsos de tiempo en que se evaluará el proyecto.
- $PVT$ : Conjunto de los tipos de tecnologías de paneles fotovoltaicos ingresados para la solución.

- *WT*: Conjunto de los tipos de tecnologías de Turbinas Eólicas ingresados para la solución.
- *BATT*: Conjunto de los tipos de tecnologías de baterías ingresados para la solución.
- *LY*: Conjunto de los años de vida del proyecto.

## 6.2.2. Índices:

- *pvt*: Índice que recorre el conjunto de tecnologías de paneles fotovoltaicos.
- *wt*: Índice que recorre el conjunto de tecnologías de turbinas eólicas.
- *tb*: Índice que recorre el conjunto de baterías.
- *t*: Índice que recorre el conjunto de los lapsos de tiempo.
- *l*: Índice que recorre los años del tiempo de vida del proyecto.

## 6.2.3. Parámetros sin indexar:

- *r*: tasa de interés..
- $P_{GDMax}$ : Máxima potencia de entrega del generador Diesel  $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$ .
- $T_g$ : Paso de tiempo  $[h]$ .
- $A_{PVdis}$ : Área del proyecto disponible para los paneles fotovoltaicos  $[m^2]$ .
- $A_{WTdis}$ : Área del proyecto disponible para las TE.  $[m^2]$
- $C_{GDiv}$ : Costo de inversión del generador diesel  $.[\$]$
- $\alpha$ : Factores que benefician el uso de las energías renovables a la demanda de la microrred.  $\left[ \frac{\$}{kWh} \right]$

$$\text{Tipo de Carga:} = \begin{cases} 0 & \text{Carga no sensible - No se usa el generador Diesel} \\ 1 & \text{Carga No sensible - PL decide si se usa el Generador Diesel} \end{cases}$$

## 6.2.4. Parámetros Indexados:

- $P_L(t)$ : Perfil de la Demanda del caso de estudio  $\forall t \in T[kW]$ .
- $CG_{Compra}(t)$ : Perfil de precios de compra (importación) de la red  $\forall t \in T\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ .
- $CG_{venta}(t)$ : Perfil de precios de venta (exportación) a la red  $\forall t \in T\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ .
- $Disp_{red}(t) :=$  Perfil de disponibilidad de la red  $\forall t \in T = \begin{cases} 0 & \text{No Disponible} \\ 1 & \text{Disponible} \end{cases}$
- $Disp_{Gen-diesel}(t) :=$  Perfil de disponibilidad del generador Diesel

$$\forall t \in T = \begin{cases} 0 & \text{No Disponible} \\ 1 & \text{Disponible} \end{cases}$$

- $PG_{EnMax}(t)$ : Máxima potencia de importación desde la red  $[kW]\forall t \in T$ .
- $PG_{SalMax}(t)$ : Máxima potencia de exportación a la red  $[kW]\forall t \in T$ .
- $C_{ENS}(t)$ : Costo de la energía no suministrada  $\forall t \in T\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ .
- $C_{GD}$ : Costo de generación de GD  $\forall t \in T\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ .
- $GHI(t)$ : Irradiancia global Horizontal  $\forall t \in T\left[\frac{W}{m^2}\right]$ .
- $Tem(t)$ : Temperatura medida a una distancia específica de la superficie de la tierra  $[^{\circ}C]\forall t \in T$ .
- $WS(t)$ : Velocidad del viento medida a una distancia específica de la superficie de la tierra  $\left[\frac{m}{s}\right]\forall t \in T$ .
- $C_{PVinv}(pvt)$ : Costo de inversión e instalación de un panel fotovoltaico de tecnología pvt.  $\forall pvt \in PVT$ .
- $C_{WTinv}(wt)$ : Costo de inversión e instalación de una turbina eólica de tecnología wt.  $\forall wt \in WT$ .
- $C_{BATinv}(tb)$ : Costo de inversión e instalación de una batería de tecnología tb.  $\forall tb \in BATT$ .
- $C_{PV-OM}(pvt)$ : Costo de operación y mantenimiento de un panel fotovoltaico de tecnología pvt.  $\forall pvt \in PVT$ .

- $C_{W-TOM}(wt)$ : Costo de operación y mantenimiento de una turbina eólica de tecnología  $wt$ .  $\forall w \in WT$ .
- $C_{B-OM}(tb)$ : Costo de operación y mantenimiento de una batería de tecnología  $tb$ .  $\forall tb \in BATT$ .

### 6.2.5. Variables discretas:

- $X_{PV}(pvt)$ : Número de Paneles Solares de cada tecnología  $\forall Pvt \in PVT$ .
- $X_B(tb)$ : Número de baterías de cada tecnología  $\forall tb \in BATT$ .
- $X_{WT}(wt)$ : Número de Turbinas Eólicas de cada tecnología  $\forall w \in WT$ .

$$DGD = \begin{cases} 0 & \text{No se usa Generador Diesel} \\ 1 & \text{se usa Generador Diesel} \end{cases}$$

### 6.2.6. Variables continuas:

- $PGL(t) =$  Potencia de la red importada a la carga  $\forall t \in T$ .
- $PD(t) =$  Potencia del generador diésel a la carga  $\forall t \in T$ .
- $PENS(t) =$  Potencia no suministrada a la carga  $\forall t \in T$ .
- $P_{pvG}(pvt, t) =$  Potencia de los paneles fotovoltaicos de tecnología  $pvt$  dirigidas a la red.  $\forall Pvt \in PVT, \forall t \in T$ .
- $P_{wtG}(wt, t) =$  Potencia de las turbinas eólicas de tecnología  $wt$  dirigidas a la red.  $\forall w \in WT, t \in T$ .
- $P_{pvL}(pvt, t) =$  Potencia de los paneles fotovoltaicos de tecnología  $pvt$  dirigidas a la carga.  $\forall Pvt \in PVT, \forall t \in T$ .
- $P_{wtL}(wt, t) =$  Potencia de las turbinas eólicas de tecnología  $wt$  dirigidas a la carga.  $\forall wt \in WT, \forall t \in T$ .
- $PBL(tb, t) =$  Potencia de las baterías de tecnología  $tb$  dirigidas a la red.  $\forall tb \in BATT, \forall t \in T$ .
- $P_{pvB}(pvt, tb, t) =$  Potencia de los paneles fotovoltaicos de tecnología  $pvt$  dirigidas a las baterías de tecnología  $tb$ .  $\forall Pvt \in PVT, \forall tb \in BATT, \forall t \in T$ .

- $P_{wtB}(wt, tb, t) =$  Potencia de las turbinas eólicas de tecnología  $wt$  dirigidas a las baterías de tecnología  $tb$ .  $\forall wt \in WT, \forall tb \in BATT, \forall t \in T$ .

### 6.2.7. Función objetivo.

La función objetivo es la minimización del valor presente neto denotado por la ecuación 6.12.

$$\text{mín}(C_{INV} + C_{OM} + C_{ENE} - G_{ENE_{PV}} - G_{ENE_{WT}} - G_{NE_{PV}} - G_{NE_{WT}}) \quad (6.12)$$

Está compuesta por siete términos tres de los cuales representan GASTOS y cuatro representan INGRESOS, cada término se explica a continuación:

#### Costos de Inversión $C_{INV}$

$C_{INV}$  es el costo de inversión de todos los elementos que componen la microrred denotado por la Ecuación 6.13.

$$\sum_{\forall pvt \in PVT} (C_{PV_{inv}}(pvt) \cdot X_{PV}(pvt)) + \sum_{\forall wt \in WT} (C_{WT_{inv}}(wt) \cdot X_{WT}(wt)) + \sum_{\forall tb \in BATT} (C_{B_{inv}}(tb) \cdot X_B(tb)) + (DG \cdot C_{GD_{inv}} \cdot TipoCarga) \quad (6.13)$$

1. **Para los Paneles Fotovoltaicos:** La expresión  $\sum_{\forall pvt \in PVT} (C_{PV_{inv}}(pvt) \cdot X_{PV}(pvt))$  representa el costo de inversión de todos los paneles solares ( $PV$ ) que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_{PV}(pvt)$ , que indica el número de paneles fotovoltaicos que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $pvt$  del conjunto  $PVT$  y  $C_{PV_{inv}}(pvt)$  que es el costo de inversión por unidad asociado a cada tipo de tecnología  $pvt$  de los paneles fotovoltaicos dentro del conjunto  $PVT$ .
2. **Para las Turbinas Eólicas:** La expresión  $\sum_{\forall wt \in WT} (C_{WT_{inv}}(wt) \cdot X_{WT}(wt))$  representa el costo de inversión de todas las turbinas eólicas ( $TE$ ) que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_{WT}(wt)$ , que indica el número de  $TE$  que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $wt$  del conjunto

$WT$  y  $C_{WTinv}(wt)$  que es el costo de inversión por unidad, asociado a cada tipo de tecnología  $wt$  de las  $TE$  dentro del conjunto  $WT$ .

3. **Para las Baterías:** La expresión  $\sum_{\forall tb \in BATT} (C_{Binv}(tb) \cdot X_B(tb))$  representa el costo de inversión de todas las baterías ( $BAT$ ) que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_B(tb)$ , que indica el número de baterías  $BAT$  que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $tb$  del conjunto  $BATT$  y  $C_{Binv}(tb)$  que es el costo de inversión por unidad asociado a cada tipo de tecnología  $tb$  de las baterías dentro del conjunto  $BATT$ .
4. **Para el Generador Diésel:** La expresión  $DG \cdot C_{GDinv} \cdot TipoCarga$  representa el costo de instalación del generador diésel ( $GD$ ) en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $DGD$  que determina si se instalará o no el generador diésel,  $C_{GDinv}$  que es el costo asociado a la instalación del  $GD$ , que incluye los gastos de adquisición, instalación y puesta en marcha y además del parámetro  $TipoCarga$  que influye en la decisión de instalar el generador diesel. Si su valor es 1, indica que se cumplen las condiciones para instalar el generador diesel. Si su valor es 0, indica que no se debe instalar  $GD$  directamente.

### Costos de Operación y mantenimiento ( $C_{OM}$ )

$(C_{OM})$  es el costo de operación y mantenimiento de todos los elementos que componen la microrred es denotado por la ecuación 6.14.

$$\sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall pvt \in PVT} (C_{PVOM}(pvt) \cdot X_{PV}(pvt)) + \sum_{\forall wt \in WT} C_{WTOM}(wt) \cdot X_{WT}(wt) + \sum_{\forall tb \in BATT} (C_{BOM}(tb) \cdot X_B(tb)) + DGD * C_{GDOM} \cdot TipoCarga \right) \quad (6.14)$$

La expresión calcula el costo total de operación y mantenimiento (O&M) a lo largo de un horizonte de tiempo representado por el conjunto  $LY$ . Para cada elemento  $l$  dentro del conjunto  $LY$ , es decir, se considera el valor presente de los costos de O&M asociados a los  $PF$ , las  $WT$ , las baterías  $BATT$  y el generador diésel  $G_D$  instalados en el proyecto.

1. **Para los Paneles Fotovoltaicos:** La expresión  $\sum_{\forall pvt \in PVT} (C_{PVOM}(pvt) \cdot X_{PV}(pvt))$  representa el costo de  $O&M$  de todos los  $PV$  que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_{PV}(pvt)$ , que indica el número de Pa-

neles fotovoltaicos  $PV$  que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $pvt$  del conjunto  $PVT$  y  $C_{PVOM}(pvt)$  que es el costo de (O&M) por unidad y anual asociado a cada tipo de tecnología  $pvt$  de  $PF$  dentro del conjunto  $PVT$ .

2. **Para las Turbinas Eólicas:** La expresión  $\sum_{wt \in WT} C_{WTOM}(wt) \cdot X_{WT}(wt)$  representa el costo de  $O&M$  de todas los generadores eólicos o denominados  $TE$  por componerse de turbinas eólicas exclusivamente, que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_{WT}(wt)$ , que indica el número de  $TE$  que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $wt$  del conjunto  $WT$  y  $C_{WTOM}(wt)$  que es el costo de (O&M) anual por unidad asociado a cada tipo de tecnología  $wt$  de  $TE$  dentro del conjunto  $WT$ .
3. **Para las Baterías:** La expresión  $\sum_{tb \in BATT} (C_{BOM}(tb) * X_B(tb))$  representa el costo de  $O&M$  de todas las Bancos de Baterías que se instalarán en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $X_B(tb)$ , que indica el número de Banco de baterías que se instalarán en el proyecto para cada tecnología  $tb$  del conjunto  $BATT$  y  $C_{BOM}(tb)$  que es el costo de (O&M) anual por unidad asociado a cada tipo de tecnología  $tb$  de Bancos de baterías dentro del conjunto  $BATT$ .
4. **Para el Generador Diésel:** La expresión  $DGD \cdot C_{GDOM} \cdot TipoCarga$  representa el costo de  $O&M$  del  $G_D$  en el proyecto, su cálculo es función de la variable de decisión  $DGD$  que determina si operará o no el generador diésel,  $C_{GDOM}$  que es el costo asociado a la  $O&M$  anual y además del parámetro  $TipoCarga$  que se explicó previamente.

#### **Costo de producción de energía no convencional, de importación de energía de la red eléctrica y el costo de energía no suministrada $G_{ENE}$ .**

$G_{ENE}$  es la expresión calcula el costo de producción de energía no convencional, de importación de energía a la red eléctrica y el costo de energía no suministrada a la microrred a lo largo de un horizonte de tiempo  $LY$ , para esto se evalúa por cada intervalo ( $t$ ) en  $T$  por la multiplicidad de  $T_s$  y se realiza una suma para obtener valores anuales que posteriormente a través del cálculo del valor presente para cada año perteneciente a la vida útil del proyecto generarán nuestro costo final.

$$\frac{100}{\text{porcentaje}} \cdot \left( \sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall t \in T} \left( CG_{compra}(t) \cdot PLG(t) + C_{GD} \cdot PD(t) + C_{ENS} \cdot PENS(t) \right) \right) \cdot T_s \right) \quad (6.15)$$

Para cada  $t$  en el conjunto  $T$ , se consideran diferentes componentes:

1. **Importación desde la red:** La expresión  $CG_{compra}(t) \cdot PLG(t) \cdot T_s$  representa el costo de compra de energía,  $PLG(t)$  es la potencia importada para cada instante de tiempo mientras que  $CG_{compra}(t)$  es el costo de importar energía eléctrica de la red.
2. **Demanda cubierta a través del generador diésel:** La expresión  $C_{GD} \cdot PD(t) \cdot T_s$  representa el costo de producir energía mediante el generador diésel,  $PD(t)$  es la demanda cubierta por el generador Diesel.
3. **Costo de energía no suministrada:** La expresión  $C_{ENS} \cdot PENS(t) \cdot T_s$  es el costo de la energía no suministrada ( $ENS$ ),  $PENS(t) \cdot T_s$  es la energía no suministrada para cada momento  $t$ .

Finalmente, se realiza la operación  $\frac{100}{\text{porcentaje}}$  para ajustar el resultado a una escala o unidad específica deseada, utilizando el valor del porcentaje proporcionado (es decir esta expresión se convierte únicamente en un factor de escalanilidad).

**Ingreso total generado por la venta de energía eléctrica de los PV  $G_{ENE_{PV}}$**

$$\frac{100}{\text{porcentaje}} \cdot \left( \sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall t \in T} CG_{Venta}(t) \cdot \sum_{\forall pvt \in PVT} (P_{pvG}(pvt, t)) \right) \cdot T_s \right) \quad (6.16)$$

La expresión  $G_{ENE_{PV}}$  calcula el ingreso total generado por la venta de energía eléctrica de los PF a la red a lo largo de un horizonte de tiempo  $LY$ , considerando las diferentes tecnologías de paneles solares pvt en un conjunto PVT en cada intervalo de tiempo  $t$  correspondiente a cada hora.

Para cada tecnología de paneles solares pvt en el conjunto PVT, se considera la potencia que los paneles entregan a la red  $P_{pvG}(pvt, t)$  en cada hora  $t$  por la multiplicidad  $T_s$ . Posteriormente se realiza la suma para todo  $t$  generando una ganancia anual que a su vez mediante el valor presente genera nuestra ganancia total de venta. La suma de los ingresos generados por la venta de energía eléctrica de los PF considera diferentes precios de venta de energía  $CG_{Venta}(t)$ .

### Ingreso por venta de energía eólica de los Generadores Eólicos $WT$ $CG_{ENEWT}$

$$CG_{ENEWT} = \frac{100}{\text{porcentaje}} \cdot \left( \sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall t \in T} C_{Venta}(t) \cdot \sum_{\forall wt \in WT} (P_{wtG}(wt, t)) \right) \cdot T_s \right) \quad (6.17)$$

La expresión calcula el ingreso total generado por la venta de energía eléctrica de los generadores eólicos  $WT$  a la red a lo largo de un horizonte de tiempo  $LY$ , considerando las diferentes tecnologías de turbinas eólicas  $TE$   $wt$  en un conjunto o universo de generadores eólicos  $WT$  en cada intervalo de tiempo  $t$  correspondiente a cada hora. El análisis es similar al caso  $G_{ENE_{PV}}$ .

### Incentivo por abastecer la demandada de la microrred con Generación Fotovoltaica $PV$ ( $G_{NE_{PV}}$ )

$$G_{NE_{PV}} = \frac{100}{\text{porcentaje}} \cdot \left( \sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall t \in T} \alpha \cdot \sum_{\forall pvt \in PVT} (P_{pvL}(pvt, t)) \right) \cdot T_s \right) \quad (6.18)$$

La expresión calcula un incentivo por abastecer la demanda de la microrred con paneles fotovoltaicos  $PV$  y solo se usa el porcentaje de energía que los PF abastecen a la demanda de la microrred ( $P_{pvL}(pvt, t) \cdot T_s$ ) con el propósito de que se maximice la energía entregada a la carga para cada instante  $t$ . El factor de ponderación  $\alpha$  se utiliza para ajustar la importancia relativa de la generación de la energía solar en el cálculo del incentivo.

## Incentivo por abastecer la demanda de la microrred con Generación eólica ( $G_{NEWT}$ )

$$G_{NEWT} = \frac{100}{\text{porcentaje}} \cdot \left( \sum_{l \in LY} \frac{1}{(1+r)^l} \cdot \left( \sum_{\forall t \in T} \alpha \cdot \sum_{\forall wt \in WT} (P_{wtL}(wt, t)) \cdot T_s \right) \right) \quad (6.19)$$

La expresión calcula un incentivo por abastecer la demanda de la microrred con Generadores eólicos  $TE$  (turbinas Eólicas) y al igual que  $G_{NEPV}$  solo se usa el porcentaje de energía que las TE abastecen a la demanda de la microrred ( $P_{wtL}(wt, t) \cdot T_s$  con el propósito de que se maximice la energía entregada a la carga para cada instante de tiempo  $t$ . El factor de ponderación  $\alpha$  se utiliza para ajustar la importancia relativa de la generación de la energía eólica en el cálculo del incentivo.

### 6.2.8. Restricciones:

El modelo presenta las siguiente restricciones:

#### Balance de potencia

$$PGL(t) + PD(t) + PENS(t) + \sum_{\forall pvt \in PVT} (P_{pvtL}(pvt, t) + \sum_{\forall wt \in WT} (P_{wtL}(wt, t) + \sum_{\forall tb \in BATTI} PBL(tb, t) = P_L(t) \quad (6.20)$$

La expresión representa la igualdad entre la demanda en un determinado momento o instante de tiempo ( $t$ ), denotada como  $P_L(t)$ , y la suma de varias fuentes de generación que ya se han descrito previamente y entre las que se encuentran: importación de la red, generador diésel,  $PF$ ,  $TE$  y la nueva expresión  $\sum_{\forall tb \in BATTI} PBL(tb, t) = P_L(t)$  que describe la demanda cubierta por una Banco de baterías  $tb$  dentro del conjunto de bancos  $BATT$ . Esta igualdad es fundamental para asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en la microrred.

## Máxima potencia de importación

$$PGL(t) \leq PG_{EnMax}(t) \quad \forall t \in T \quad (6.21)$$

La expresión establece que la potencia importada a la red en un momento o instante  $t$ , representada por  $PGL(t)$ , debe ser menor o igual a la capacidad máxima de generación disponible en la red, denotada por  $PG_{EnMax}(t)$ , multiplicada por la disponibilidad de la red en ese momento, representada por  $Disp_{red}(t)$ , si para todo  $t$  la  $Disp_{red}(t)$  es cero entonces se considera a la microrred del tipo aislada (offgrid).

## Máxima potencia de exportación.

$$\sum_{\forall pvt \in PVT} P_{pvG}(pvt, t) + \sum_{\forall wt \in WT} P_{wtG}(wt, t) \leq PG_{SalMax} \cdot Disp_{red}(t) \quad \forall t \in T \quad (6.22)$$

La expresión establece que la potencia exportada a la red en un momento  $t$  de los aerogeneradores  $TE$  y paneles fotovoltaicos  $PV$ , representada por  $\sum_{\forall pvt \in PVT} P_{pvG}(pvt, t) + \sum_{\forall wt \in WT} P_{wtG}(wt, t)$ , debe ser menor o igual a un valor definido por la ED (empresa distribuidora), denotada por  $PG_{EnMax}(t)$ , multiplicada por la disponibilidad de la red en ese momento, representada por  $Disp_{red}(t)$ , si para todo  $t$  la  $Disp_{red}(t)$  es cero entonces se considera a la microrred del tipo aislada.

## Máxima potencia del generador diésel a la carga.

$$PD(t) \leq PG_{DMax}(t) \cdot Disp_{Gen-Diesel}(t) \cdot DGD \quad \forall t \in T \quad (6.23)$$

La expresión establece que la demanda abastecida por GD en un momento  $t$ , representada por  $PD(t)$ , debe ser menor o igual a la capacidad máxima de generación del generador diésel, denotada por  $PG_{DMax}$ , multiplicada por la disponibilidad del generador diésel en ese momento, representada por  $Disp_{Gen-Diesel}(t)$ , y multiplicada por la variable binaria  $DGD$ .

La variable  $Disp_{Gen-Diesel}(t)$  varía en el tiempo, pues es necesario realizar mantenimiento en las unidades cada cierto período de tiempo.

### Balance de potencia Fotovoltaica PV.

$$P_{pvL}(pvt, t) + P_{pvG}(pvt, t) + \sum_{\forall tb \in BATT} P_{pvB}(pvt, tb, t) = X_{PV}(pvt) \cdot PV_{pmm}(pvt, t) \quad \forall pvt \in PVT, \forall t \in T \quad (6.24)$$

La expresión establece el balance de potencia generada por un PV específico  $pvt$  para cada instante de tiempo  $t$  en el conjunto  $PVT$  y su asignación a cada elemento posible de abastecer, siendo estas: demanda de la microrred, la red o las baterías expresada por  $P_{pvB}(pvt, tb, t)$ , la suma de cada factor descrito anteriormente debe ser igual al producto entre la variable de decisión  $X_{PV}(pvt)$  y el valor de la generación máxima de los paneles fotovoltaicos PV para cada  $pvt$  en  $PVT$  en el momento  $t$ .

### Balance de potencia eólica WT.

$$P_{wtL}(wt, t) + P_{wtG}(wt, t) + \sum_{\forall tb \in BATT} P_{wtB}(wt, tb, t) = X_{wt}(wt) \cdot WT_{pmm}(Wt, t) \quad \forall Wt \in PVT, \forall t \in T \quad (6.25)$$

La expresión establece el balance de potencia generada por un generador eólico  $TE$  específico  $wt$  para cada  $t$  en el conjunto  $WT$  y su asignación a cada elemento posible de abastecer, siendo estas: la demanda de la microrred, la red o las baterías expresada por  $P_{wtB}(wt, tb, t)$ , la suma de cada factor descrito anteriormente debe ser igual al producto entre la variable de decisión  $X_{wt}(wt)$  y el valor de la generación máxima de las  $TE$  para cada  $wt$  en  $WT$  en el momento  $t$ .

## Máxima potencia de descarga de las baterías.

$$PBL(tb, t) \leq (1 - C_{apreserva}) \cdot \frac{X_b(tb) \cdot Cap(tb)}{T_s} \quad \forall tb \in BATT, \quad \forall t \in T \quad (6.26)$$

La expresión establece una restricción para la potencia que se puede extraer de una *BAT* específica *tb* en un momento *t*, considerando la capacidad de reserva  $C_{apreserva}$  y la capacidad nominal de cada banco de baterías para cada *tb* en *BATT*. Para reducir los tiempos de cómputo se simplifica el modelo de estado de carga de la batería (SOC), entonces en lugar de modelar de manera detallada el estado de carga de la batería en cada intervalo de tiempo, se establece un nivel de reserva fijo mediante el parámetro ( $C_{apreserva}$ ). Esto significa que una fracción específica de la capacidad total de la batería se mantiene como reserva en todo momento. Esta reserva se utiliza como respaldo en caso de emergencias o cuando la demanda de energía supera la capacidad de generación de otras fuentes renovables, como los *PF* y las *TE*.

## Máxima potencia de carga de las baterías.

$$\sum_{\forall tb \in BATT} P_{pvB}(pvt, tb, t) + \sum_{\forall tb \in BATT} P_{wtB}(wt, tb, t) P_{wtL}(wt, t) = (\%CargaBat) \cdot \frac{X_B(TB) \cdot Cap(tb)}{T_s} \quad \forall tb \in BATT, \quad \forall t \in T \quad (6.27)$$

La expresión establece una restricción para la potencia que puedan dirigirse hacia las baterías en un momento de tiempo o instante *t*, se considera un porcentaje de carga (% CargaBat) que en conjunto con la ecuación 6.18 y la ecuación 6.19 determinan el mejor uso de los recursos renovables y que en conjunto con la ecuación 6.23, ecuación 6.24 y la ecuación 6.25 restrinjan que las bacterias puedan cargarse o descargarse pero no ambas la vez. Esto permite una gestión más eficiente de las baterías y evita situaciones en las que se agote rápidamente la energía almacenada o se produzcan fluctuaciones indeseables en el sistema.

**Máxima área para los sistemas Fotovoltáicos (PV).**

$$\sum_{\forall pvt \in PVT} A(pvt) \cdot X_{PV}(pvt) \leq A_{PV_{disp}} \quad (6.28)$$

La expresión establece que el área total de los *PF* instalados, representada por la suma de los productos de la superficie de cada panel  $A(pvt)$  para todo *PVT* y su correspondiente variable de decisión  $X_{PV}(pvt)$ , es menor o igual al área disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos *PV*  $A_{PV_{disp}}$ .

**Máxima área para aerogeneradores (TE).**

$$\sum_{\forall wt \in WT} A(wt) \cdot X_{WT}(wt) \leq A_{WT_{disp}} \quad (6.29)$$

La expresión establece que el área total para desplegar los Generadores eólicos (Granga eólica) *TE* instaladas, representada por la suma de los productos de la superficie de cada turbina eólica  $A(wt)$  para todo *WT* y su correspondiente variable de decisión  $X_{WT}(wt)$ , es menor o igual al área disponible para la instalación de las *TE*  $A_{WT_{disp}}$ .

Las dos últimas restricciones se crean debido a dos razones: la primera es restringir de alguna manera el número de paneles fotovoltaicos *PV* y de los generadores eólicos *TE* usadas en el proyecto, ello obviamente está relacionado con la disponibilidad de espacio que es un elemento clave en la factibilidad de los proyectos y una restricción real con mucha influencia en un entorno cualquiera, y la segunda es que al tener estas restricciones separadas para los *PV* y las *TE*, el modelo considerará ambas tecnologías y buscará una solución óptima que utilice una combinación adecuada de ambas, en función de los recursos renovables disponibles. Esto permite que el modelo en su ejecución no elija solo una de las tecnologías en función de los recursos y costos de los mismos y permite una selección equilibrada y eficiente tanto entre paneles solares y aerogeneradores en el proyecto. Para modelar y solucionar mediante MILP se usó Pyomo de Python que es un paquete de software de código abierto para formular, resolver y analizar modelos de optimización [37] y el Kit de Programación Lineal GNU (GLPK).

### 6.3. Casos de estudio

Para evaluar el comportamiento del modelo y los resultados que se obtienen de este, el modelo propuesto se aplicó a tres casos de estudio: uno a pequeña escala, otro a gran escala y un tercero a gran escala y aislado. A continuación, se explican las particularidades y los parámetros propios y exógenos de cada uno de acuerdo a su realidad.

Estas condiciones y diferencias en los tres casos de estudio propuesto se centró en la posibilidad de obtener información real de las dos zonas de implantación del sistema con condiciones reales del comportamiento de la irradiación y velocidad del viento, así como también información sobre comportamiento real de la demanda, pues se buscó la manera de tener mayor verosimilitud de los parámetros de entrada (esto es los recursos renovables en las zonas donde se estima emplazado el sistema y su comportamiento al igual que en el caso de la demanda) con ello en función de los mismos y su comportamiento generar los dos casos estudio.

#### 6.3.1. Caso de estudio 1: Universidad de Cuenca - Campus Balzay.

El primer caso de estudio, se encuentra ubicado en el Campus Balzay de la Universidad de Cuenca, situado en la provincia del Azuay, cantón Cuenca, Ecuador, cuyas coordenadas geográficas son (Latitud, Longitud) = (-2.891,79.036) y posee una elevación promedio de aproximadamente 2550 msnm (metros sobre el nivel del mar) sobre el nivel del mar. La figura 6-1 muestra la ubicación exacta del caso de estudio 1 bajo el Sistema UTM WGS 1894 17S.

Para este primer caso de estudio se identifica un potencial solar con una GHI diaria de entre 4.4 y 4.8 [ $kWh/m^2$ ] y un potencial eólico con una velocidad promedio anual de viento de 1,97m/S. Puesto que el potencial eólico identificado en sitio es demasiado bajo o muy escaso con relación a las condiciones mínimas requeridas para su explotación en generación eólica, el cual se hace demasiado complejo ajustar a la respuesta de aerogeneradores comerciales, razón por lo que no es recomendable ni viable invertir en generación eólica lo cual se refleja en los resultados del modelo. Lo especificado anteriormente se muestran en figura 6-2 y la figura 6-5 que representan las curvas de GHI y de velocidad del viento anual en el campus Balzay respectivamente.

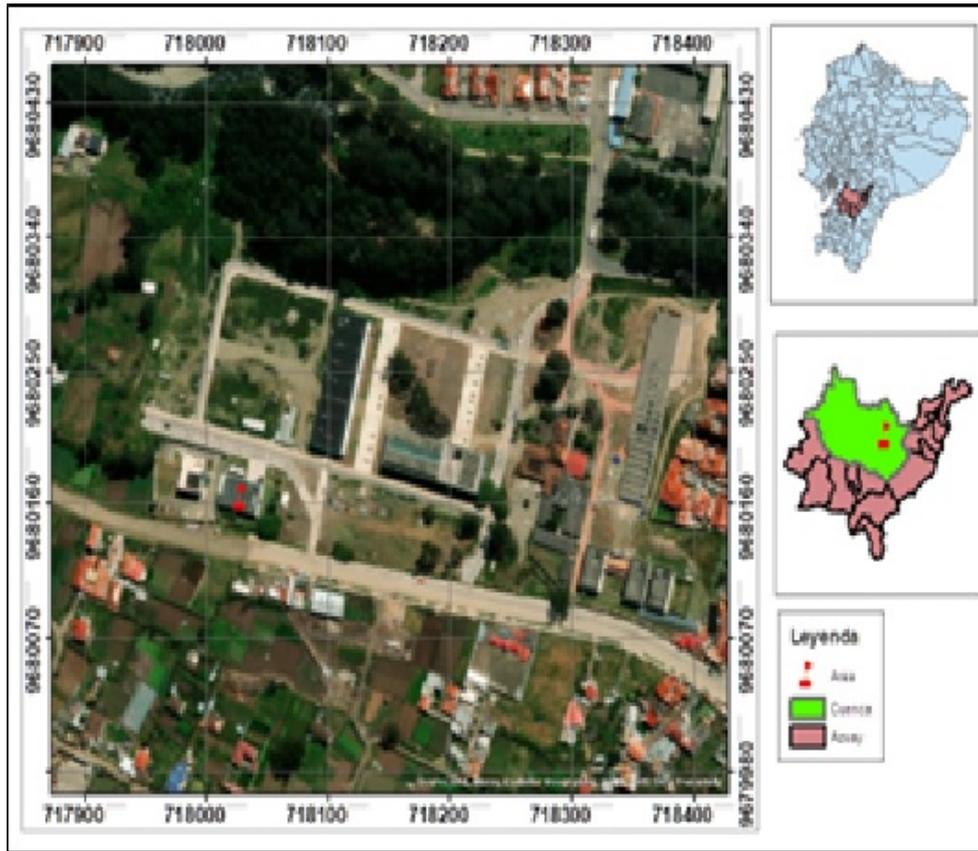


Figura 6-1: Ubicación geográfica Campus Balzay de la Universidad de Cuenca

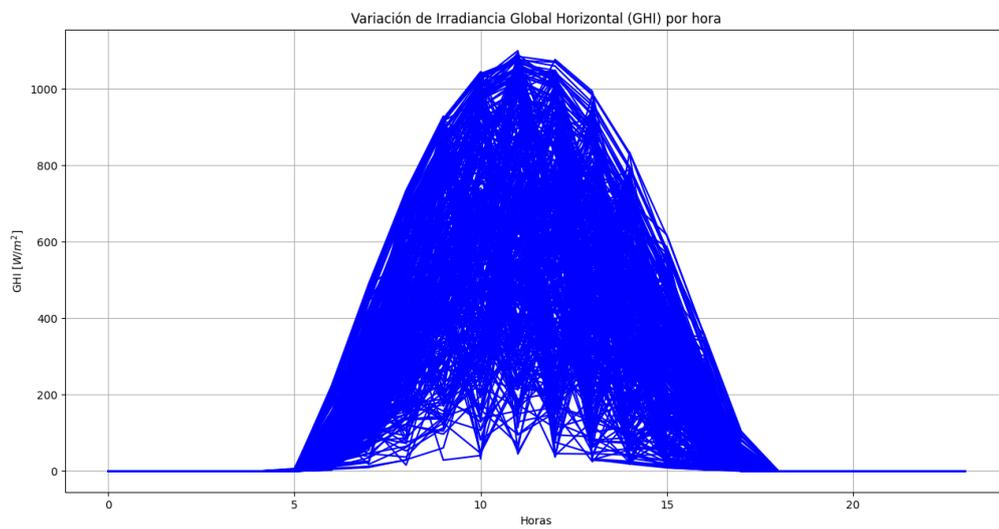


Figura 6-2: GHI por hora durante un año Campus Balzay Universidad de Cuenca

Adicionalmente el comportamiento diario de la irradiación se presenta en las gráficas de las figuras 6-3 y 6-4, con lo cual podemos también observar la diferencia del comportamiento con la estacionalidad en el periodo de medición (1 año).

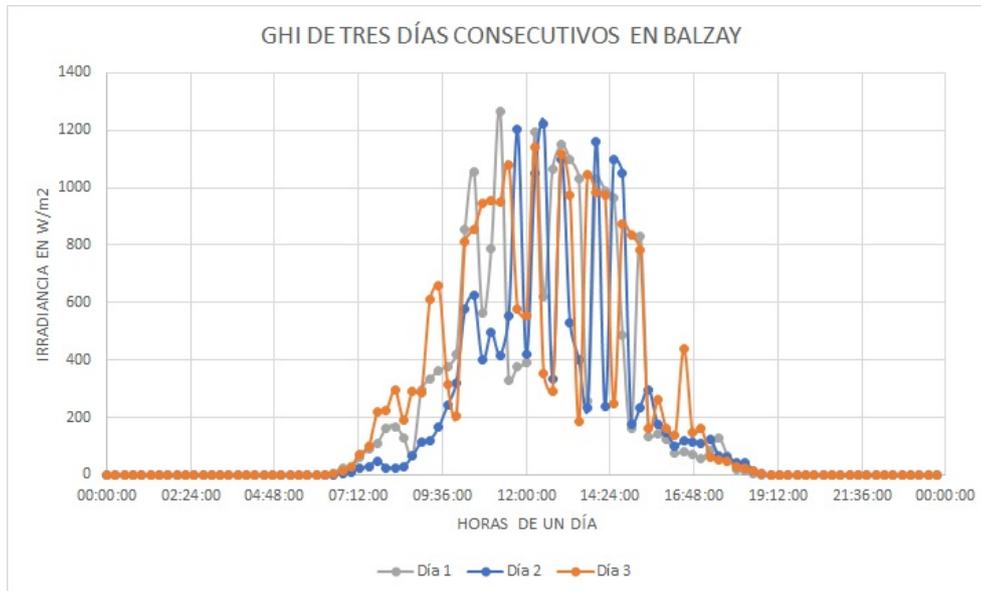


Figura 6-3: Irradiación GHI Diaria (superpone tres días consecutivos en el campus Balzay)

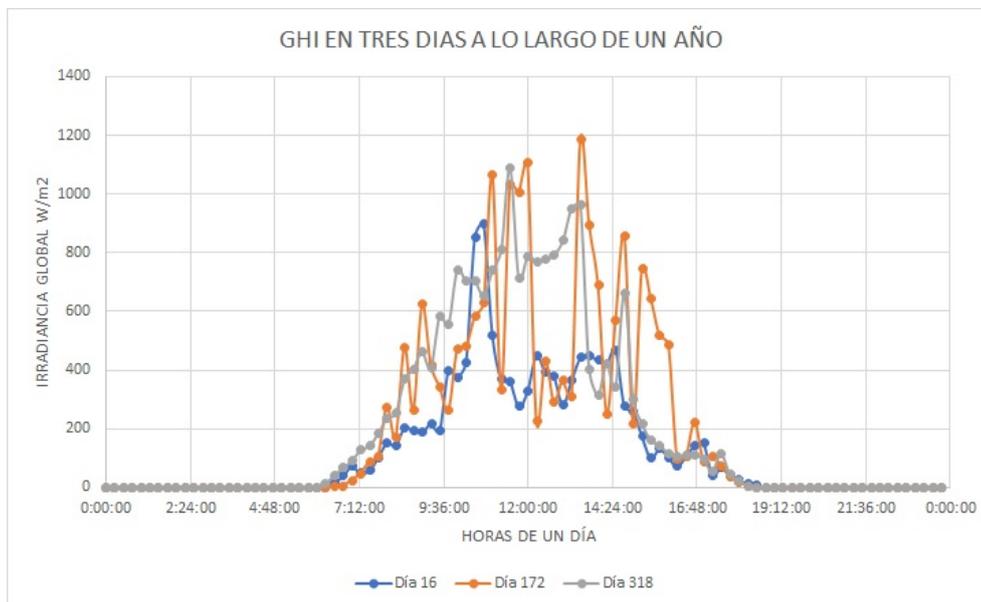


Figura 6-4: Irradiación GHI diaria de tres días distintos del periodo de muestra campus Balzay

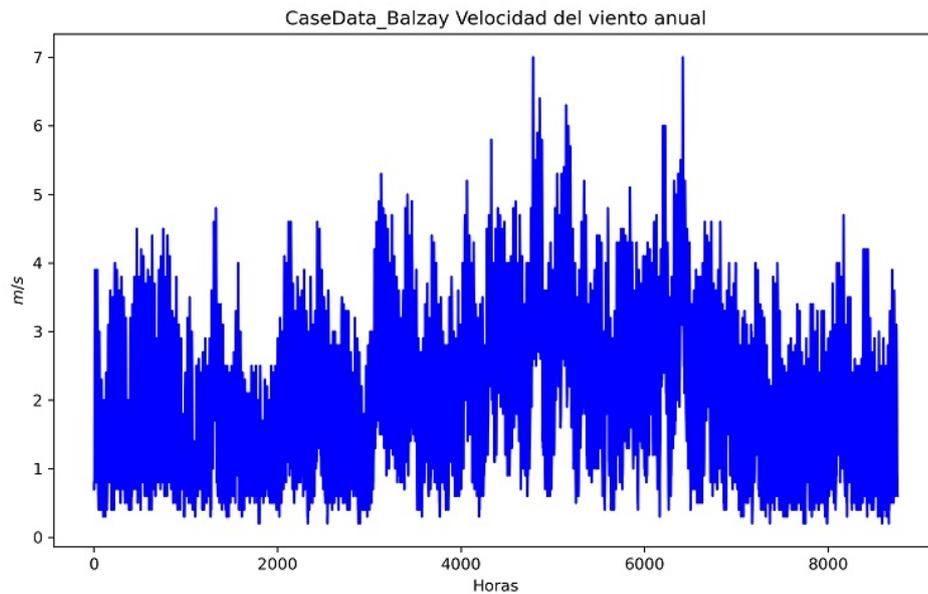


Figura 6-5: Velocidad del viento anual Campus Balzay Universidad de Cuenca

En adición para el caso de estudio se considera un área de utilización para la instalación de los Paneles Fotovoltaicos  $PV$  y emplazamiento de los aerogeneradores TE de  $175m^2$  y  $150m^2$  respectivamente.

En lo que concierne a la demanda en la figura 6-6 se presenta la curva de demanda usada en el modelo y obtenida a partir de datos históricos que representan el consumo de 5 viviendas aledañas al caso de estudio y cuyo pico máximo es de aproximadamente  $11kW$ . Así mismo se considera que la capacidad de compra máxima de Potencia es de  $5kW$  y la potencia máxima de venta es de  $3kW$ .

### 6.3.2. Caso de estudio 2: Purín, cantón Nabón.

El segundo caso de estudio se selecciona en base a un estudio realizado en [38], este caso se ubica en el sector denominado Purín perteneciente al cantón Nabón en la provincia del Azuay, sus coordenadas geográficas son (Latitud, Longitud) = (3.300, -79.183) y posee una elevación promedio de aproximadamente 2900 msnm. La figura 6-7 muestra la ubicación aproximada del caso de estudio bajo el Sistema UTM WGS 1984 17S.

Para el caso de estudio se identifica un potencial solar con una GHI diaria de entre 4.7 y 5.2 [ $kWh/m^2$ ] y un potencial eólico con una velocidad promedio anual de viento de  $6m/s$  que lo ubica como un lugar candidato para el uso de energía eólica. Lo especificado ante-

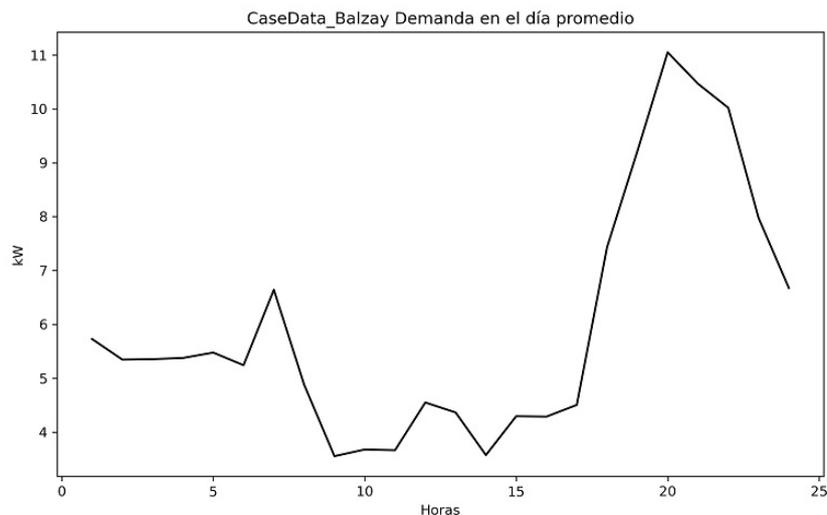


Figura 6-6: Demanda diaria promedio - Demanda caso I

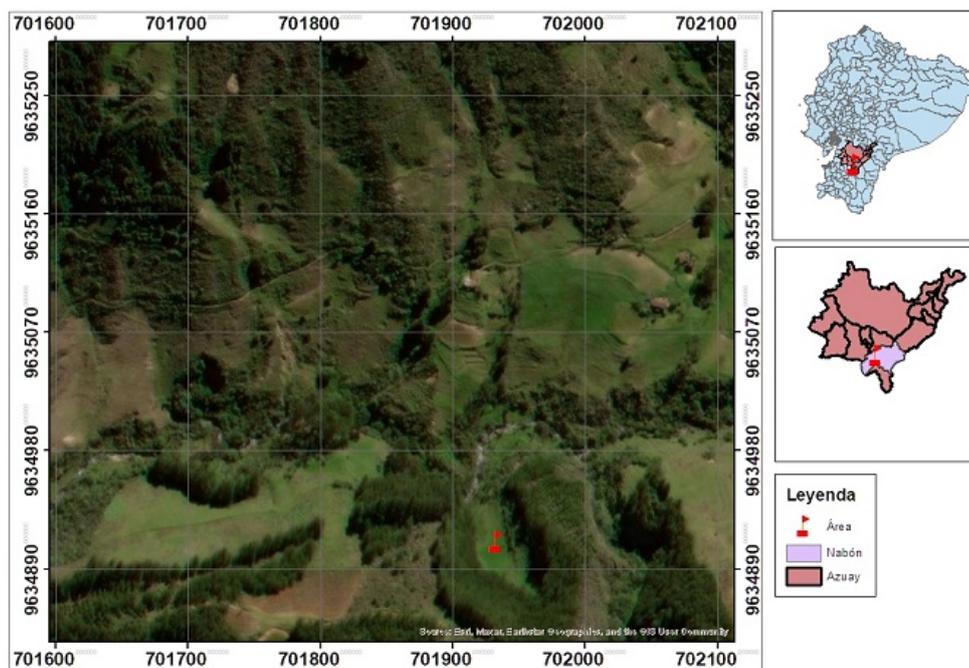


Figura 6-7: Ubicación georeferenciada de implantación del sistema caso Purin- Nabon

riormente se muestran en la figura 6-8 y la figura 6-9 que representan las curvas de GHI y de velocidad del viento anual en Purín Nabón respectivamente.

En relación con la demanda en la figura 6-10 se presenta la curva de demanda usada en

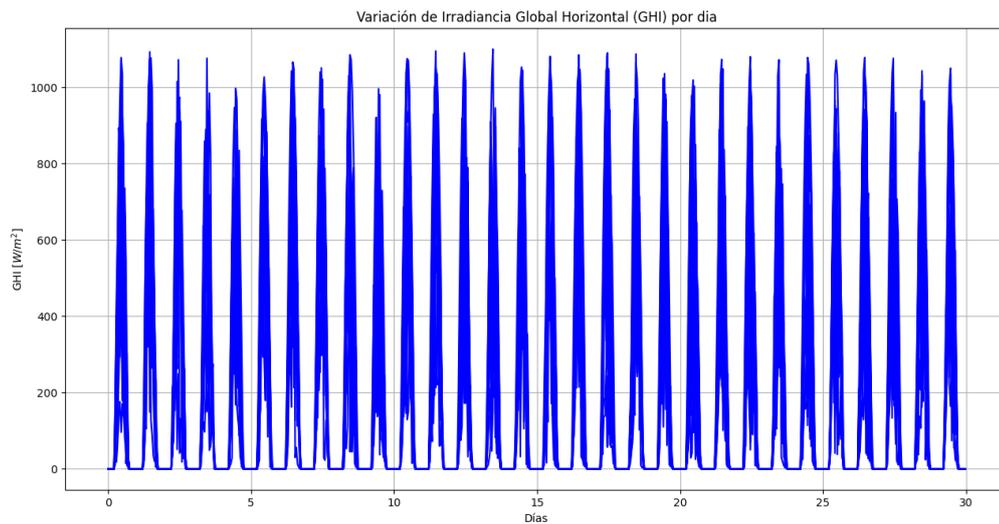


Figura 6-8: GHI diario durante un mes en Purin Cantón Nabon

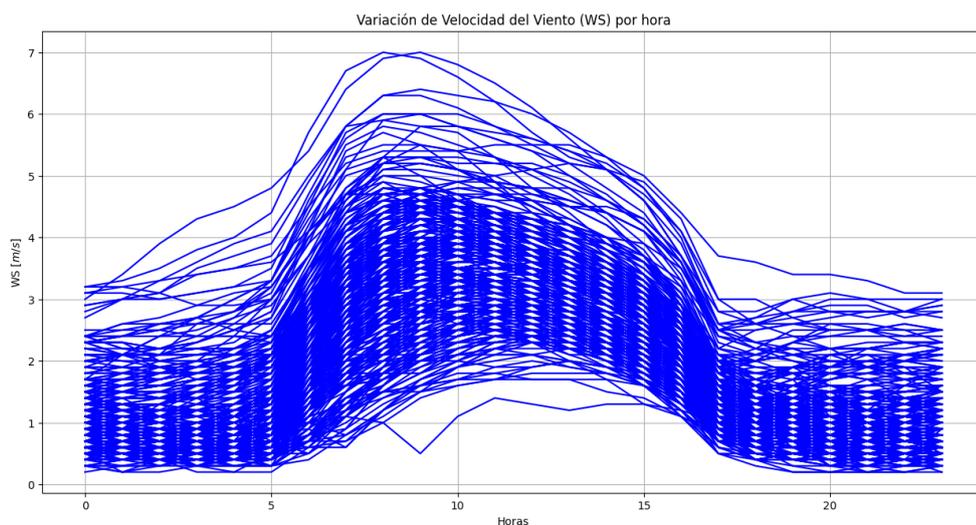


Figura 6-9: Velocidad de viento por hora durante un año en Purin Cantón Nabon

el modelo para Purín Nabón y obtenida a partir de datos históricos cuyo pico máximo es de aproximadamente  $950 \text{ kW}$ . Así mismo se considera que la capacidad de compra máxima de Potencia es de  $1 \text{ MW}$  y la potencia máxima de venta es de  $150 \text{ kW}$ .

En adición para el caso de estudio se considera un área de utilización para la instalación de los PF y emplazamiento de las TE de  $7500 \text{ m}^2$  para cada uno lo que genera una res-

tricción para la condición 1 puesto que la capacidad instalada en generación difícilmente podrá solventar los requerimientos de la Demanda.

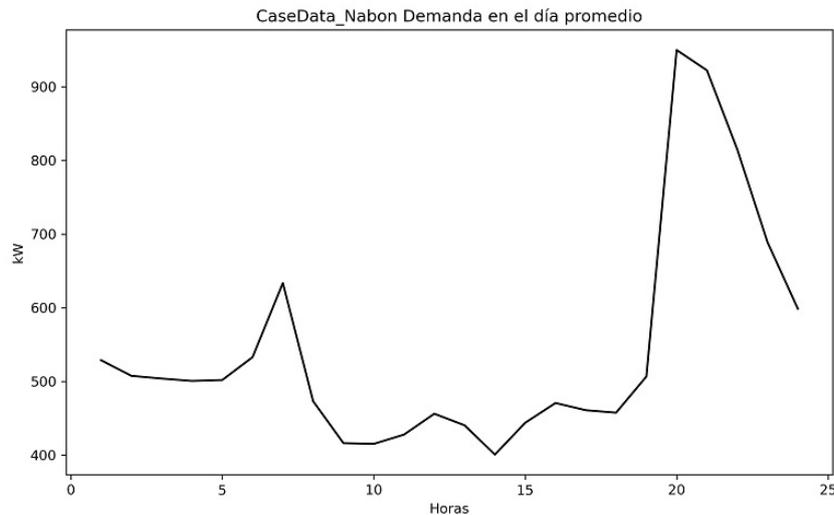


Figura 6-10: Demanda diaria promedio - Demanda Nabón

En el presente caso de estudio, la microrred se podría conformar como un sistema aislado o bien también como un complemento o alivio para el alimentador al cual se conecta, en lugar de ser un sustituto completo y definitivo de la red. Por lo tanto, la microrred estará siempre conectada a la red eléctrica de la ED (CENTROSUR) y su función principal es reducir el impacto de la demanda en diferentes momentos del día. Además para Purín no se considera la implementación de un generador de respaldo.

Para ambos casos la penalización por la energía no suministrada es de 14  $[\$/KWh]$  valor considerado en [36]. Por otra parte se considera una orientación de los paneles fotovoltaicos (PV) para ambos casos con un azimut ( $\gamma$ ) de  $0^\circ$  y con una inclinación de los paneles ( $\beta$ ) de  $10^\circ C$  basado en estudios realizados en [39], [40]. Las especificaciones de los paneles utilizados se resumen en la tabla 6.3.

En cuanto a las turbinas eólicas se asume que se instalarán a una altura de 20 m. y se considera un factor de rugosidad de 0.15 para cada caso respectivamente. Finalmente, los parámetros de las tecnologías de turbinas utilizadas se resumen en la tabla 6.4

Por otro lado los parámetros fijos del sistema de respaldo conformado por el generador diésel se presentan en la tabla 6.5.

Tabla 6.3: Parámetros de Paneles solares fotovoltaicos PV usados en la Microrred de los casos de estudio

Descripción	Risen 590W	EcoGreen 540 W <sup>[1]</sup>
Tecnología	Monocristalino	Monocristalino
Costo de instalación [\$]	275.02	253.24
Costo OM por unidad anual [\$/cu]	5	5
Área ocupada [m <sup>2</sup> ]	2.82	2.58
Potencia STC [W]	590	540
Vida Útil	25	25
Coef Temperatura $V_{oc}$	-0.25	-0.28
Coef Temperatura $I_{sc}$	0.04	0.05
Coef Temperatura Pmax	-0.34	-0.36
Largo [m]	2.17	2.28
Ancho [m]	1.30	1.13

Tabla 6.4: Parámetros de los aerogeneradores usados en la Microrred del caso de estudio Nabón

Descripción	FK-3KW	FX-400 <sup>[1]</sup>
Tipo de eje	horizontal	Vertical
Costo de instalación [\$]	1900	700
Potencia Nominal[kW]	3	0.4
Costo de O&M por unidad [\$/cu]	50	20
Área ocupada [m <sup>2</sup> ]	16	7
Velocidad de inicio [m/s]	3	1.3
Velocidad máxima segura [m/s]	30	30
Vida Útil (años)	20	20

Tabla 6.5: Parámetros del generador Diesel

Descripción	Valor - cantidad
Costo de O&M por unidad [\$/cu]	5
Potencia Máxima [kW]	10
Costo de la energía [\$/kW]	0.6
Costo de la inversión [\$]	700

En referencia a las baterías, sus parámetros se muestran en la tabla 6.6.

Finalmente, el costo de compra de energía a la red  $CG_{Compra}(t)$  para los dos casos de estudio es de 9,2 centavos de dólar por cada Kilovatio-hora (centavos USD/kWh) [41], [42].

Tabla 6.6: Parámetros de Banco de Baterías

Descripción	PylonTech - UP5000	PylonTech - US5000 <sup>[1]</sup>
Tecnología	LITIO	LITIO
Costo de instalación [\$]	2215	2229.26
Costo de O&M por unidad anual [\$/cu]	3	2
capacidad E Nominal[kW]	4.8	4.8
Potencia Descarga Máxima [kW]	2.4	3.792
Potencia carga Máxima [kW]	2.4	3.792
Eficiencia	0.98	0.98
Tensión nominal (V)	48	48
Número de ciclos	4500	6000
Tasa de carga máxima [A/Ah]	0.5	0.79

Y los precios de venta de energía de la microrred a la red de distribución  $C_{G_{venta}}(t)$  para ambos casos de estudio es de 10.74 centavos de dólar por cada Kilovatio-hora (centavos USD/kWh) basados en [42]. Además se contempla una tasa de interés del 6 % y un  $\alpha = 0.06$  basados en [41] para los Balzay y para Nabón un incremento de 0.02 y una vida útil de 25 años.

En cuanto a las simulaciones de Monte Carlo se realizan 2000 simulaciones para los dos casos y sus derivaciones.

## 6.4. Análisis de resultados

### 6.4.1. Caso I Microrred Balzay

Como primera acción en la metodología es evaluar la caracterización de la GHI y el perfil del viento a través de una función de densidad de probabilidad. En este contexto, en la figura 6-11 se presenta un histograma que representa la distribución de valores de GHI durante la primera hora del día en la que la GHI es diferente de cero, se puede observar que la curva basada en la distribución de Weibull se ajusta de forma notable a estos datos, lo cual sugiere que esta distribución es una elección adecuada para representar el perfil de viento para este caso en concreto.

Además, la figura 6-11 establece que existe una mayor probabilidad de tener a esa hora del día un valor de GHI de entre  $45-55 [W/m^2]$  que es lo que se espera a esa hora del día.

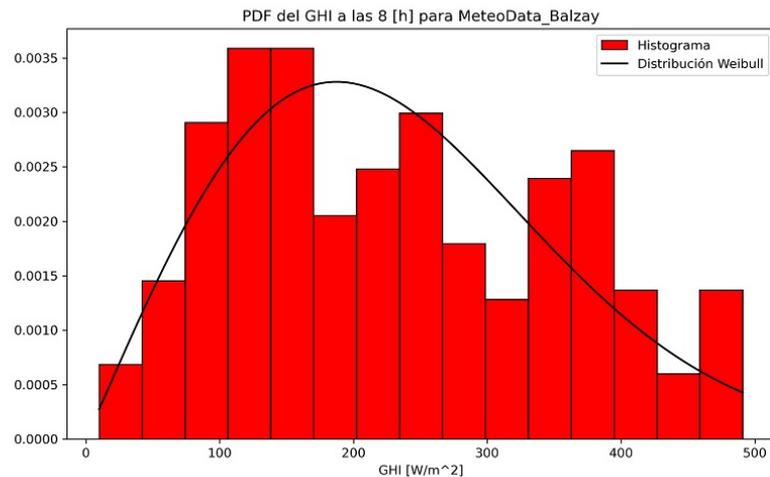


Figura 6-11: Histograma de ajuste de la PDF para GHI a las 7 am

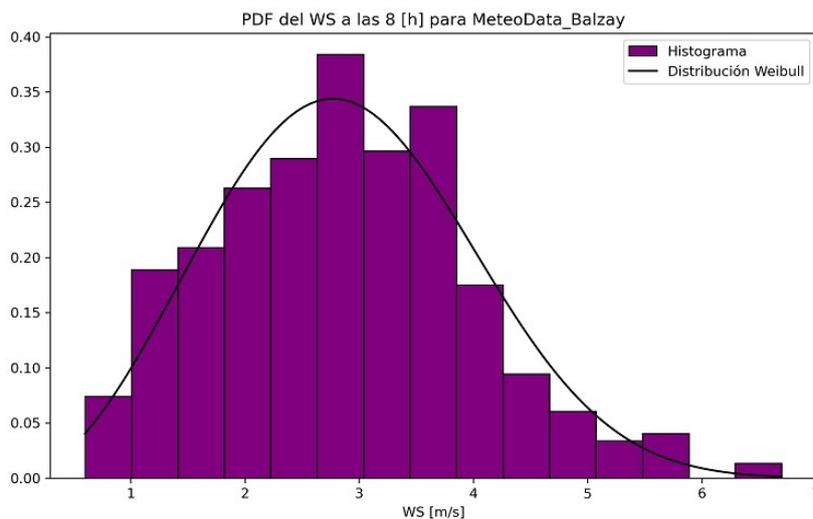


Figura 6-12: Histograma de ajuste de la PDF para Velocidad de viento a las 7 am

Por su parte, en la figura 6-12 y la figura 6-13 se presenta un histograma normalizado del perfil de viento observado a las 7 a.m y las 2 p.m respectivamente, es decir, se muestra la distribución de frecuencia de los valores de viento en esos momentos específicos. A sí mismo junto a cada histograma se presenta la curva de ajuste utilizando la distribución de Weibull que lo caracteriza. Se puede observar que la curva basada en la distribución de Weibull se ajusta muy adecuadamente a estos datos, lo cual demuestra que esta distribu-

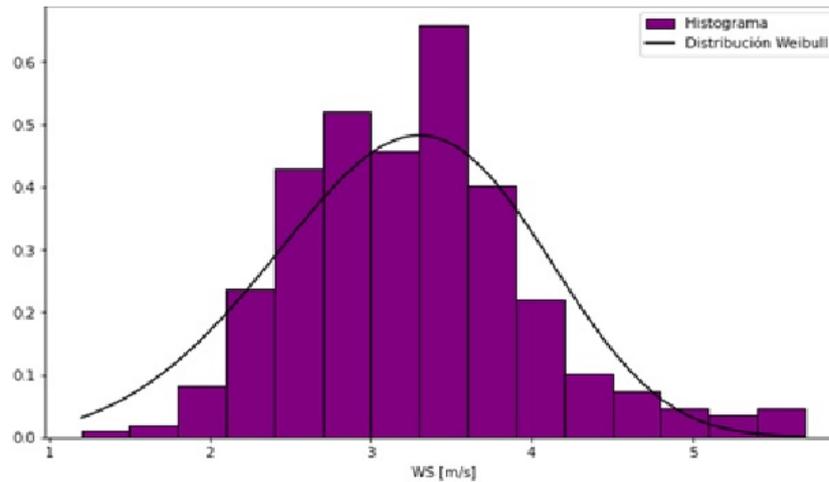


Figura 6-13: Histograma de ajuste de la PDF para Velocidad del viento a las 2pm

ción es la elección adecuada para representar el perfil de viento, además que corrobora lo que indica la literatura que este tipo específico de PDF son las que mejor representan el comportamiento tanto de la irradiación solar como del viento. Por añadidura la figura 6-12 muestra una mayor concentración de probabilidades para los valores de viento de entre 2 y 3.4[m/s] lo que enfatiza la condición de que en este sitio no es recomendable ni viable el emplazamiento de las aerogeneradores.

A continuación se describe cómo se comporta el modelo con y sin conexión a la red además de no considerar presencia de baterías pero conectado a la red.

### Con conexión a la red

Después de ejecutar dos mil iteraciones del método de Montecarlo, el modelo genera un histograma cuya caracterización es una distribución normal para los PF con el nombre Risen-590[W], como se muestra en la figura 6-14.

Al realizar un análisis estadístico sobre esta distribución, se encontró que la media de la distribución es de 24 paneles, con una desviación estándar de 3 paneles. Esto significa que, en promedio, se esperan alrededor de 24 paneles de este tipo en la Microrred de Balzay, y que la variabilidad en el número de paneles es relativamente baja, con un margen de aproximadamente 3 paneles en torno a la media.

Por otra parte para el número de paneles tipo EcoGreen-540[W] el modelo muestra que no colocar ningún panel de este tipo se repiten 1957 veces mientras que colocar 2 paneles de este tipo se repiten 10 veces, 3 paneles 5 veces y cuatro paneles 2 veces como se muestra en la figura 6-15

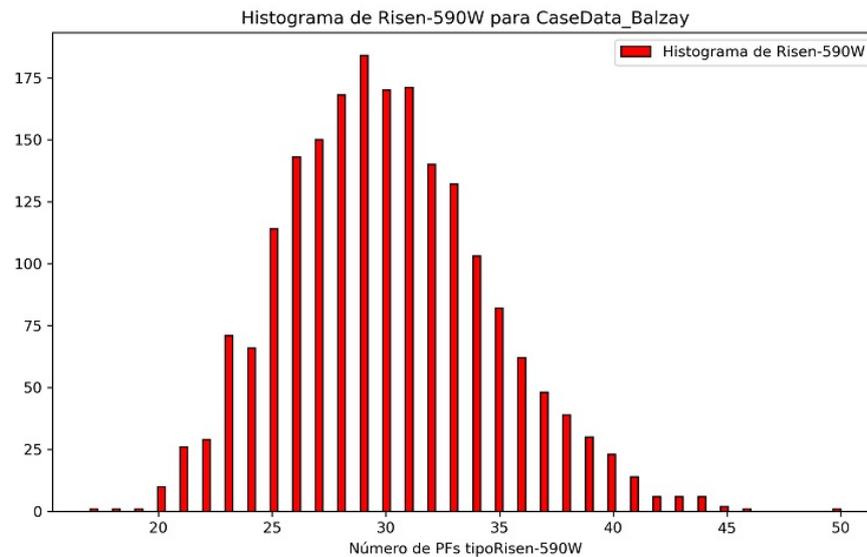


Figura 6-14: Histograma para paneles tipo Risen-590W

En el caso de las baterías el modelo muestra que son necesarias 8 baterías tipo PylonTech-UP5000 y ninguna del tipo Pylontech-US5000 como se observa en la figura 6-16.

Para el caso de las turbinas el modelo predice que ningún tipo de turbina eólica debe ser instalada como se había previsto, pues el sitio no tiene un elevado recurso del viento.

La elección del número de PV, TE y baterías se basa en la estadística y verificación de las restricciones, se escoge la combinación de 24 paneles tipo Risen-590[W] y 8 baterías tipo PylonTech-UP5000 pues la frecuencia de esta combinación es de 243 veces siendo la que mayor frecuencia posee por encima de la combinación de 25 paneles tipo Risen-590[W] y 8 baterías tipo PylonTech-UP5000 cuya frecuencia es de 234.

Por otra parte, la combinación seleccionada se escogió considerando que es el mínimo costo \$ 6982.63 USD de todas las combinaciones que presentan un número de paneles Risen-590[W] de entre  $24 \pm 3$  paneles y 8 baterías PylonTech-UP5000, este hecho se muestra en la figura 6-17.

En las figuras posteriores se observa las diferentes condiciones de abastecimiento de la carga en los múltiples escenarios generados por un Montercalo.

En complemento, en las figuras 6-18 y 6-19 se muestra para cuatro escenarios pertenecientes a la combinación de 24 paneles tipo Risen-590[W] y 8 baterías tipo PylonTech-

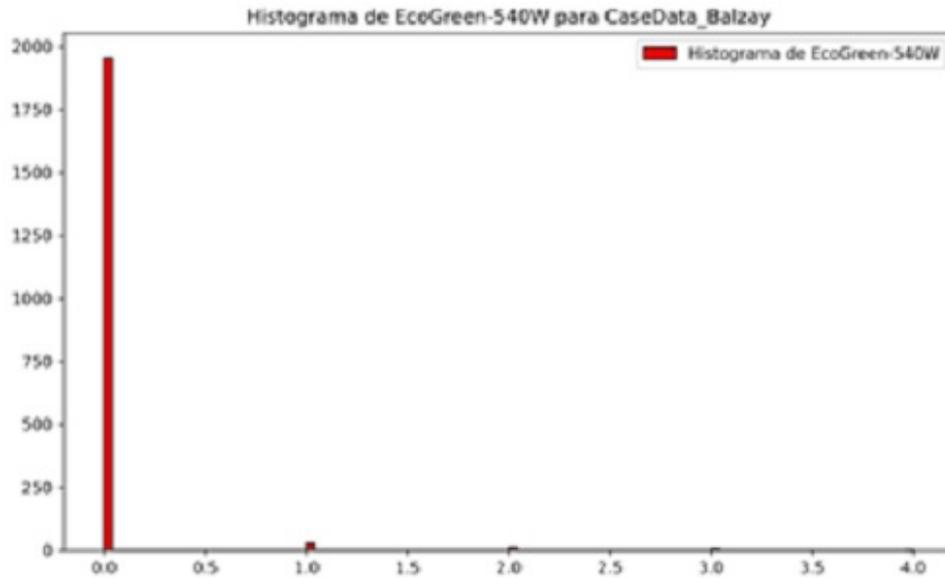


Figura 6-15: Histograma para el panel tipo Ecogreen

UP5000 las contribuciones de potencia provenientes de las fuentes de energía instaladas en la microrred.

Finalmente, en la tabla 6.7 se muestra para la combinación seleccionada las cantidades de equipos requeridos, note que en ningún escenario es necesario un generador de respaldo. Por su parte en la tabla 8 se presentan los costos promedio asociado a todos los escenarios que contiene la combinación seleccionada.

Tabla 6.7: Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay

Risen-590	EcoGreen 540	PylonTech-UP5000	PylonTech-US5000	FK3kW	FK400kW	GD
24	0	8	0	0	0	0

Tabla 6.8: Costos VPN asociados al Microrred Balzay con Conexión

Promedio de $C_{INV}$	\$ 24320.48
Promedio de $C_{OM}$	\$ 1840.75
Promedio de $C_{ENE}$	\$ 0
Promedio de $C_{ENE_{PVP}}$	\$ 13286.85
Promedio de $C_{ENE_{wt}}$	\$ 0.0
Promedio de $C_{NE_{PV}}$	\$ 5910.31
Promedio de $C_{NE_{WT}}$	\$ 0.0
Promedio de $C_{Total}$	\$ 6964.06

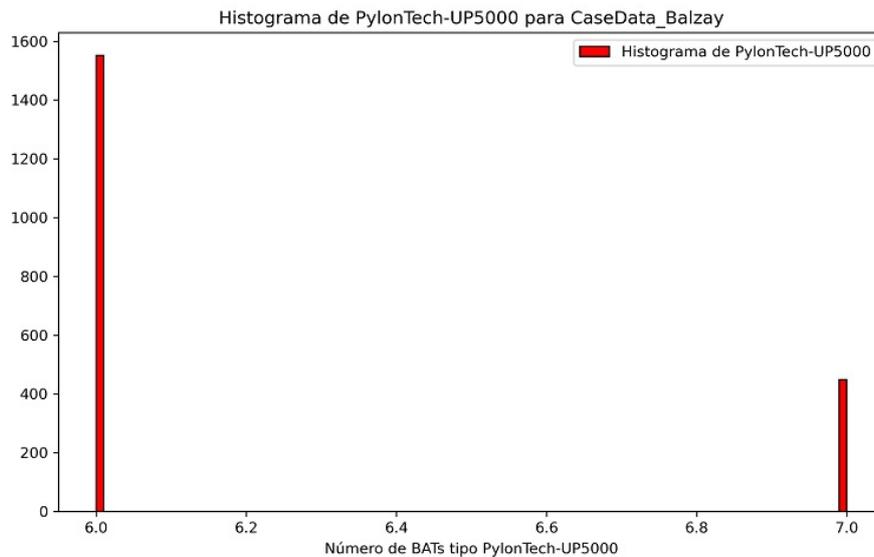


Figura 6-16: Histograma para la Bateria PylonTech-UP5000 para el caso Balzay

### Sin conexión a la red.

El mismo proceso se realiza al considerar la red desconectada, en este caso al realizar un análisis estadístico sobre la distribución para los PF Risen-590[W], se encontró que la media es de 13 paneles, con una desviación estándar de 2 paneles, nuevamente los PF EcoGreen-540[W] probabilísticamente no se instalan mientras que ninguno de los tipos las TE se instalan, finalmente el número de baterías es de 8 para el tipo PylonTech-UP5000. Lo mencionado se muestra en la figura 17.

Finalmente, en la tabla 6.9 se muestra para la combinación seleccionada en base al mismo proceso que el caso conectado a la red las cantidades de equipos requeridos, note que nuevamente no es necesario un generador de respaldo puesto que la demanda es baja con respecto a la capacidad instalada. Por su parte en la tabla 6.10 se presentan los costos promedio asociado a todos los escenarios que contiene la combinación seleccionada.

Tabla 6.9: Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay sin conexión a la red

Risen-590	EcoGreen 540	PylonTech-UP5000	PylonTech-US5000	FK3kW	FK400kW	GD
13	0	8	0	0	0	0

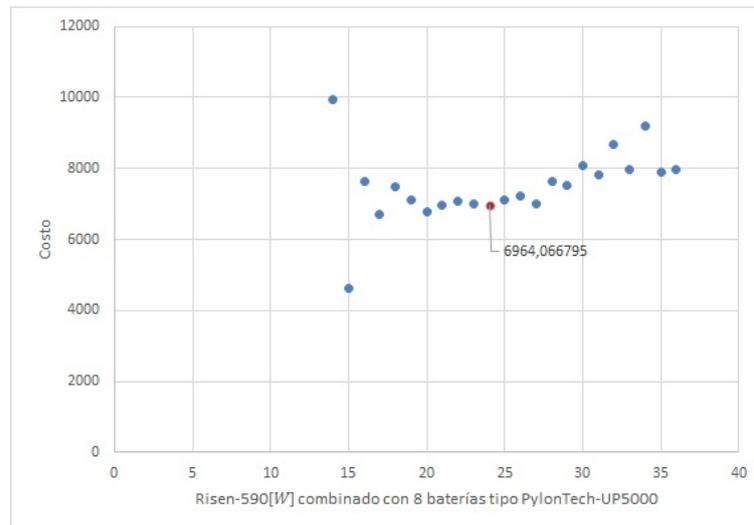


Figura 6-17: Costos asociados a todas las combinaciones de diferentes números de PV y 8 baterías PylonTech UP5000

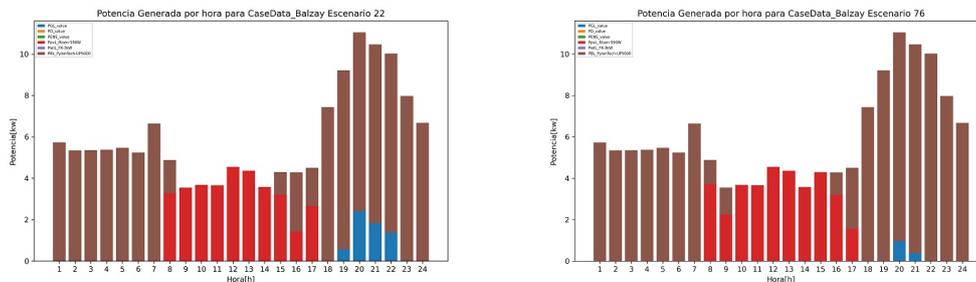


Figura 6-18: Contribuciones de potencias de PV Baterías y aporte de la Red

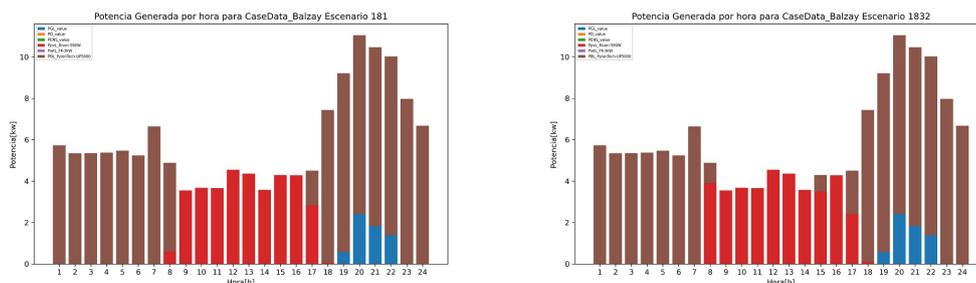


Figura 6-19: Contribuciones de potencias de PV Baterías y aporte de la Red simulaciones 181 y 1832

### Con conexión a la red y sin uso de baterías.

Para este caso se integra una nueva restricción que limita el número de baterías de cualquier tipo a cero, además se duplica el valor de  $\alpha$ .

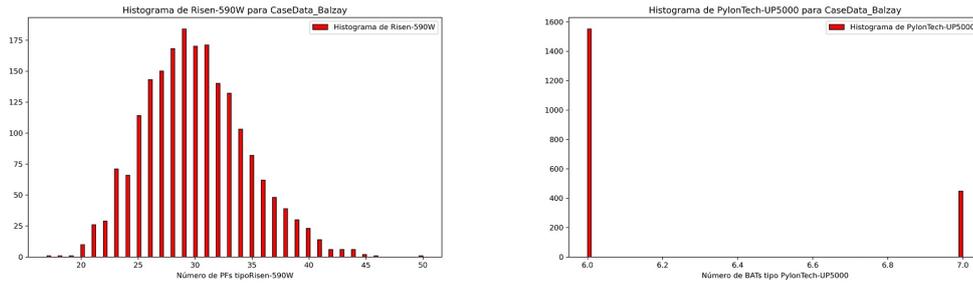


Figura 6-20: Histogramas de PV y Baterías caso Balzay sin conexión a la red

Tabla 6.10: Costos VPN asociados al Microrred Balzay sin Conexión a la red

<b>Promedio de <math>C_{INV}</math></b>	<b>\$ 21295.26</b>
<b>Promedio de <math>C_{OM}</math></b>	<b>\$ 1137.69</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE}</math></b>	<b>\$ 0.0</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE_{PVP}}</math></b>	<b>\$ 0.0</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE_{wt}}</math></b>	<b>\$ 0.0</b>
<b>Promedio de <math>C_{NE_{PV}}</math></b>	<b>\$ 7383.30</b>
<b>Promedio de <math>C_{NE_{WT}}</math></b>	<b>\$ 0.0</b>
<b>Promedio de <math>C_{Total}</math></b>	<b>\$ 15049.66</b>

En este caso al realizar un análisis estadístico sobre la distribución para los PF Risen-590[W], se encontró que la media es de 14 paneles, con una desviación estándar de 3 paneles, nuevamente no se instalan ninguno de los tipos de TE y tampoco ningún tipo de baterías. Lo anteriormente indicado se muestra en la figura 17.

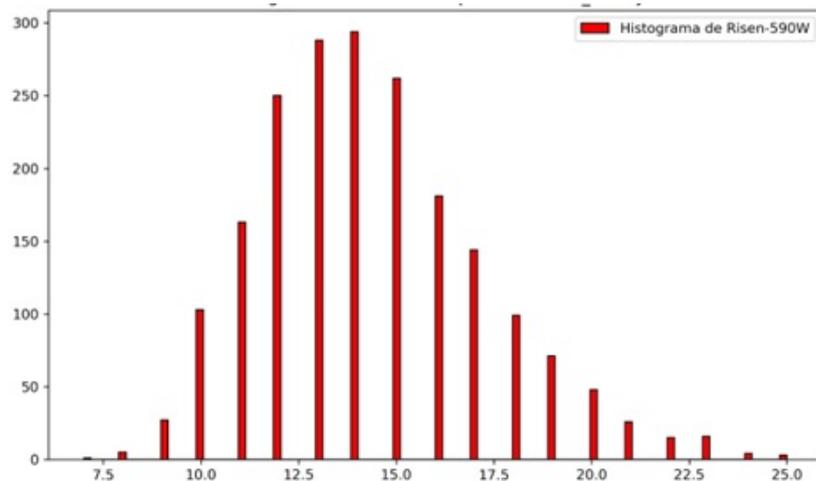


Figura 6-21: Histogramas para los paneles Risen-590 caso sin baterías

Finalmente, en la Tabla 6.11 se muestra para el arreglo seleccionado en base al mismo proceso que el realizado en los casos anteriores con la diferencia que esta vez se opta por escoger el valor de la media más el máximo valor de la desviación es decir 17 paneles pues este arreglo es aquel que tiene el menor costo promedio total de \$ 108481.5626 seguido del arreglo con 15 paneles con un costo promedio total de \$ 109428.3416 la cantidad de equipos necesarios para la microrred, note que ahora es necesario un generador de respaldo para todos los escenarios considerando los parámetros de entrada. Por su parte en la tabla 6.12 se presentan los costos promedio asociado a todos los escenarios que contiene el arreglo seleccionado.

Tabla 6.11: Cantidades de equipos requeridos en la Microrred Balzay sin baterías conectado a la red

Risen-590	EcoGreen 540	PylonTech-UP5000	PylonTech-US5000	FK3kW	FK400kW	GD
14	0	0	0	0	0	1

Tabla 6.12: Costos VPN asociados a la microrred Balzay sin baterías conectada a la red

<b>Promedio de <math>C_{INV}</math></b>	<b>\$ 5375.34</b>
Promedio de $C_{OM}$	\$ 1150.47
Promedio de $C_{ENE}$	\$ 121826.46
Promedio de $C_{ENE_{PVP}}$	\$ 3493.67
Promedio de $C_{ENE_{wt}}$	\$ 0.0
Promedio de $C_{NE_{PV}}$	\$ 16377.04
Promedio de $C_{NE_{WT}}$	\$ 0.0
Promedio de $C_{Total}$	\$ 108481.56

La figura 6-22 muestra para dos escenarios perteneciente a la combinación seleccionada los aportes de generación de las unidades instaladas, es notorio que a falta de las baterías los encargados de abastecer la demanda es el generador de respaldo y la red existente. Cuando la microrred no utiliza baterías y está conectada a la red principal, el número de paneles solares seleccionado no difiere del caso en el que la microrred está aislada. Esto se debe a que, en la mayoría del tiempo, el sistema depende de la importación de energía tanto de la red como de el generador de respaldo como se observó en la figura 6-21, lo que impide que se exporte energía a la red desde los paneles solares. Este hecho se evidencia en las ganancias generadas por los  $PV$ , ya que en el caso de la microrred conectada y con uso de baterías, las ganancias por venta de energía ascienden a \$ 13286.85, mientras que en el escenario sin uso de baterías, estas ganancias se reducen significativamente a \$ 3493.67, es decir, aproximadamente cuatro veces menos. Esta diferencia se debe a la



los 25 años de vida útil del sistema. Esto ocurre a pesar de que la red eléctrica, operada en nuestro caso por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, tiene la capacidad de suministrar toda la demanda a un precio mucho más bajo, para compensar este hecho, se duplicó el valor del parámetro  $\alpha$  para este caso de estudio.

Por último, este escenario improbable en la vida real se realizó con la intención de verificar un panorama en el que todos los equipos tentativos puedan entrar en operación si es factible hacerlo.

#### 6.4.2. Caso II Sistema Purín Nabon

De manera similar a lo planteado en el caso I, en la metodología lo primero es evaluar la caracterización de la radiación global horizontal ( $GHI$ ) y el perfil del viento a través de una función de densidad de probabilidad. En este contexto, en la figura 6-23, se presenta un histograma que representa la distribución de valores de  $GHI$  durante la última hora del día en la que la  $GHI$  es diferente de cero, la figura 21 establece que existe una mayor probabilidad de tener a esa hora del día un valor de  $GHI$  de menos de  $45 \text{ W/m}^2$  que es lo que se espera a esa hora del día.

Por su parte, en la figura 6-24 se presenta un histograma normalizado del perfil de viento observado a las 18 p.m y las, es decir, se muestra la distribución de frecuencia de los valores de viento en ese momento específico. A sí mismo junto al histograma se presenta la curva de ajuste utilizando la distribución de Weibull que lo caracteriza. Por añadidura en la figura 22 se muestra una mayor concentración de probabilidades en los valores de viento de  $6 \text{ m/s}$  apto para el emplazamiento de las TE.

En este caso al realizar un análisis estadístico sobre la distribución para los PF Risen-590W, se encontró que la media es de 922 paneles, con una desviación estándar de 387 paneles. En tanto que la figura 24 se observa que para las TE tipo FK-3kW la instalación de 468 de ellas tiene una mayor frecuencia pues se repiten 606 veces. Además la selección de 24 baterías tipo PylonTech-UP5000 es debido a la interpretación de la figura 6-26

Finalmente, en la tabla 6.13 se muestra para el arreglo seleccionado los equipos necesarios. Por su parte en la Tabla 6.14 se presentan los costos promedio asociado a todos los escenarios que contiene el arreglo seleccionado.

Las figuras 6-27 y 6-28 muestra para dos escenarios pertenecientes a la combinación seleccionada los aportes de generación de las unidades instaladas, es notorio que los re-

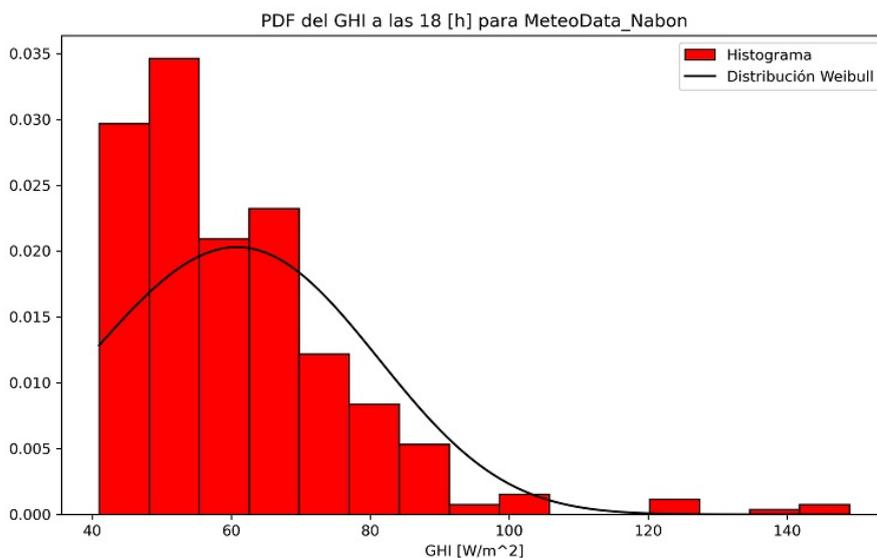


Figura 6-23: PDF de la GHI para las 18:00 horas para Purín Nabon

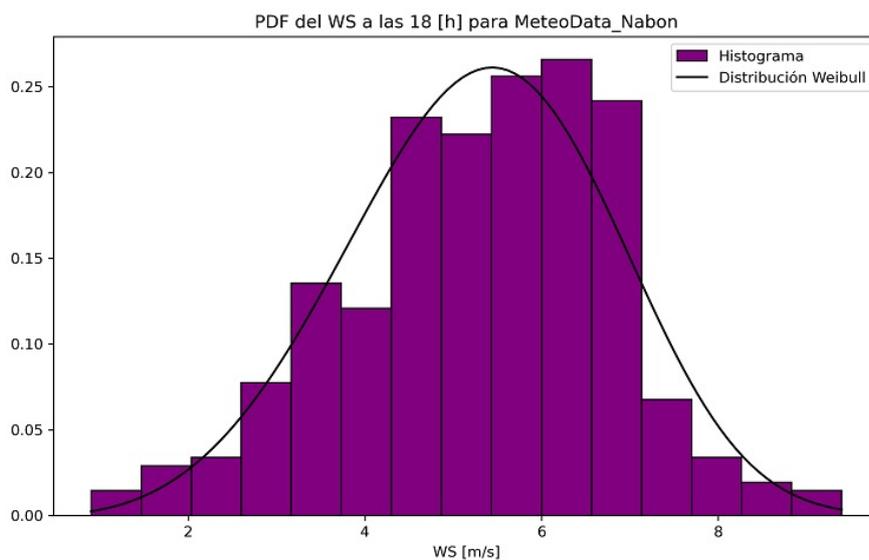


Figura 6-24: PDF de la velocidad del viento para Nabón a las 18:00

Tabla 6.13: Cantidades de equipos requeridos en la Microrred de Purin- Nabon

Risen-590	EcoGreen 540	PylonTech-UP5000	PylonTech-US5000	FK3kW	FK400kW	GD
992	0	24	0	468	0	0

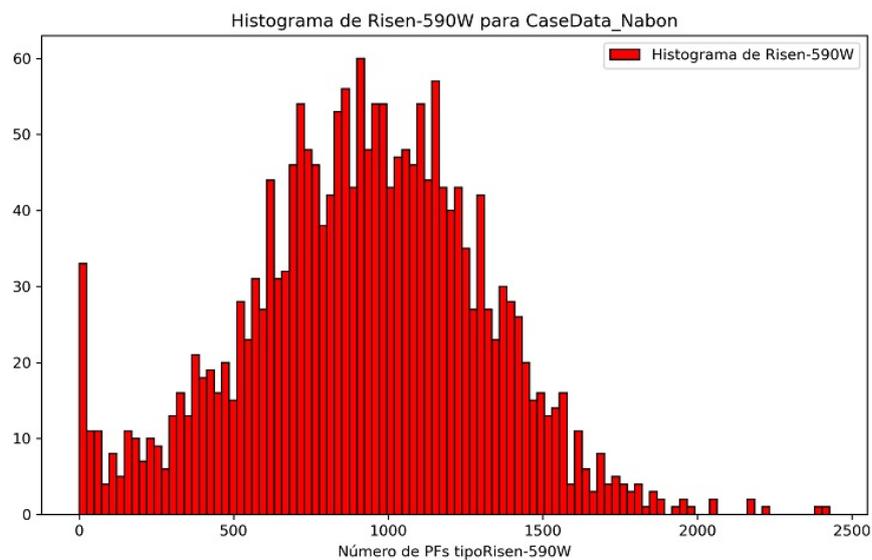


Figura 6-25: Histograma para los PF Risen Purín Nabon conectado a la Red

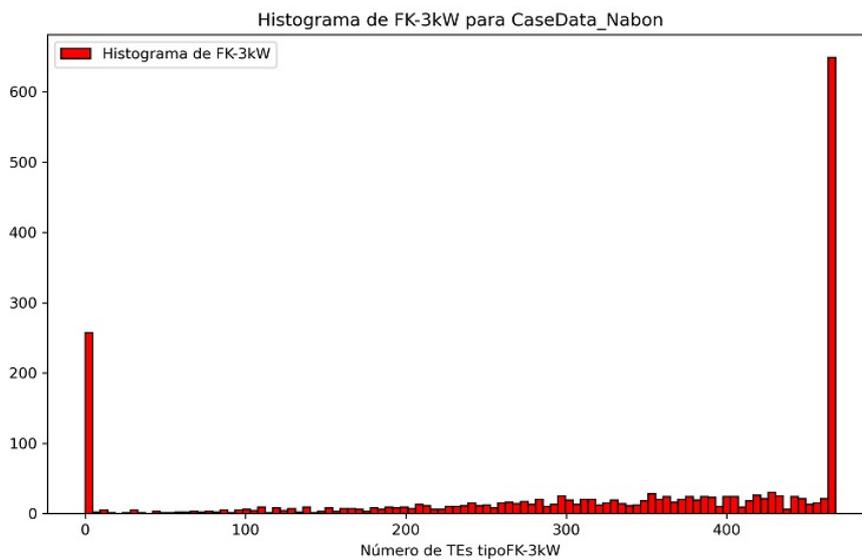


Figura 6-26: Histograma para las TE tipo FK-3[kW] para el caso Purín Nabón

curso renovables ayudan a la red a abastecer la demanda inclusive en las horas pico.

En este caso a gran escala, se puede observar que el sistema de red y la microrred trabajan en conjunto, estableciendo intercambios de energía tanto en compras como en ventas.

Tabla 6.14: Costos VPN asociados al Microrred Purin Nabón

<b>Promedio de <math>C_{INV}</math></b>	<b>\$ 1195928.44</b>
<b>Promedio de <math>C_{OM}</math></b>	<b>\$ 358972.21</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE}</math></b>	<b>\$ 2397758.64</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE_{PVP}}</math></b>	<b>\$ 86342.25</b>
<b>Promedio de <math>C_{ENE_{wt}}</math></b>	<b>\$ 120075.54</b>
<b>Promedio de <math>C_{NE_{PV}}</math></b>	<b>\$ 774963.61</b>
<b>Promedio de <math>C_{NE_{WT}}</math></b>	<b>\$ 1625172.81</b>
<b>Promedio de <math>C_{Total}</math></b>	<b>\$ 1346105.08</b>

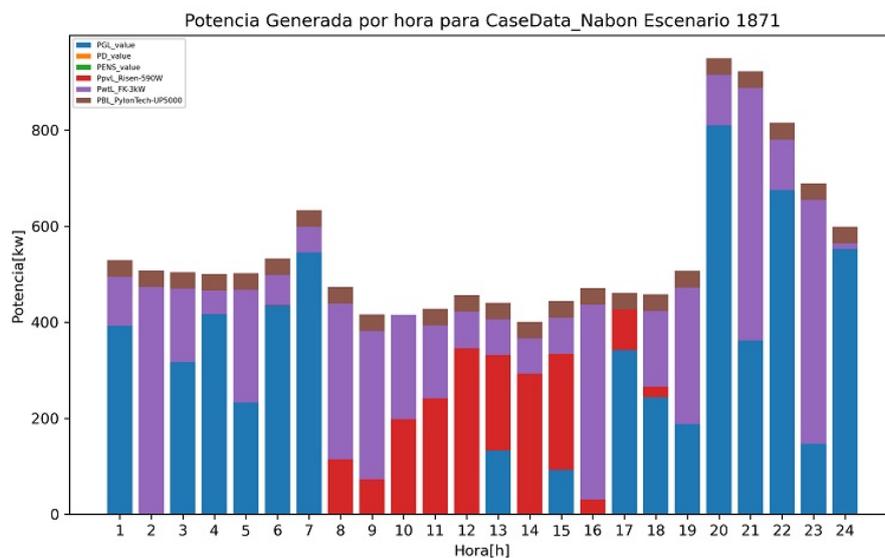


Figura 6-27: Contribuciones de Potencia escenario 1871 Caso Purin- nabon

Por ejemplo, en la figura 6-27 se puede apreciar que a las 2 [a.m] y las 4 [p.m] existe suficiente recurso energético disponible, lo que permite incluso prescindir de importar energía de la red. Asimismo, el costo de venta de energía distinto de cero indica que hay momentos favorables para la venta de energía. Sin embargo, también existen momentos, como en la figura 6-28 a las 10 [p.m], donde es necesario importar por completo la energía proveniente de la red.

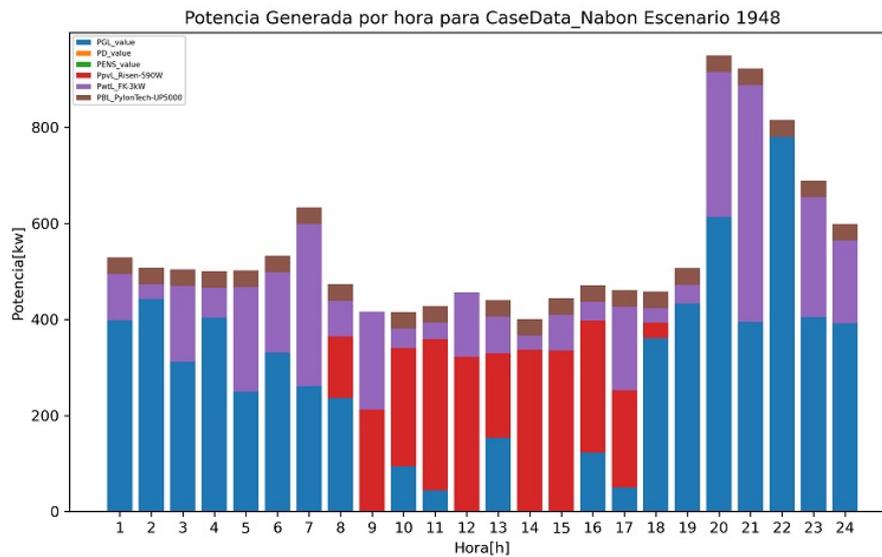


Figura 6-28: Contribuciones de Potencia escenario 1948 Caso Purin- nabon

### 6.4.3. Caso III Nabon aislado y otras condiciones de operación

Este caso analiza el comportamiento de la microrred completamente aislada, el comportamiento de la demanda se asume el mismo del alimentador de Nabon, para tener la connotación de una gran microrred, esto es aproximadamente 2,5 MW en demanda máxima, siendo esta condición de carga sobre el cual se corre el algoritmo, donde la restricción más relevante es para el consumo de energía de la red, que es igual a "0", adicionalmente se toma otra consideración, que es el costo de la generación Diesel, el cual es el declarado a nivel nacional para sistemas aislados como los petroleros, siendo este de 0,18 UDSD/kWh.

En todas las simulaciones en este escenario se observa que existen períodos aunque sea muy cortos en los cuales se produce ausencia de servicio, esto es energía no servida (ENS).

Esta condición es porque el valor de la penalización de energía no servida ENS en costo es comparable con el valor de generación convencional. Igualmente una condición que se observa en los anteriores escenarios y este es que el Banco de baterías tiene una restricción de crecimiento dada por el costo de implantación y el costo de operación y mantenimiento. Razón por la cual los períodos de ENS son tan "viables", por ello para sistemas aislados los temas regulatorios deben tener tratamientos particulares.

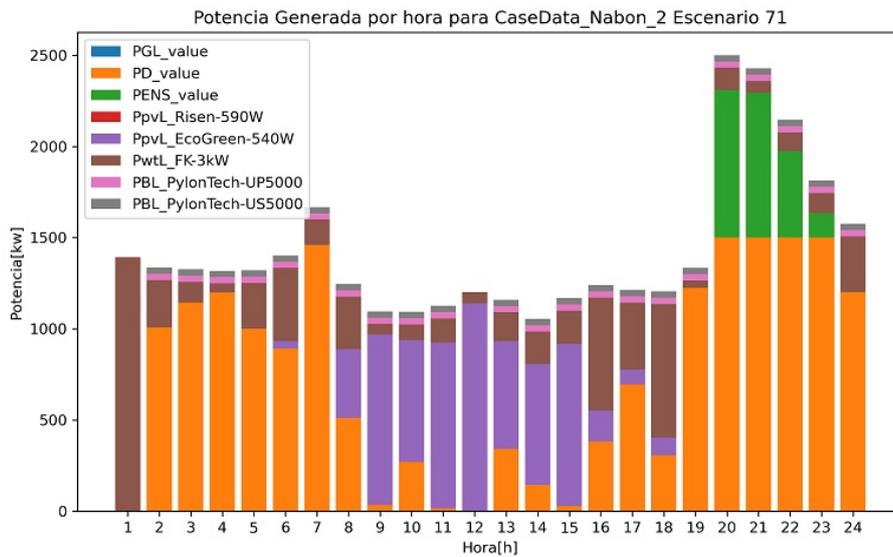
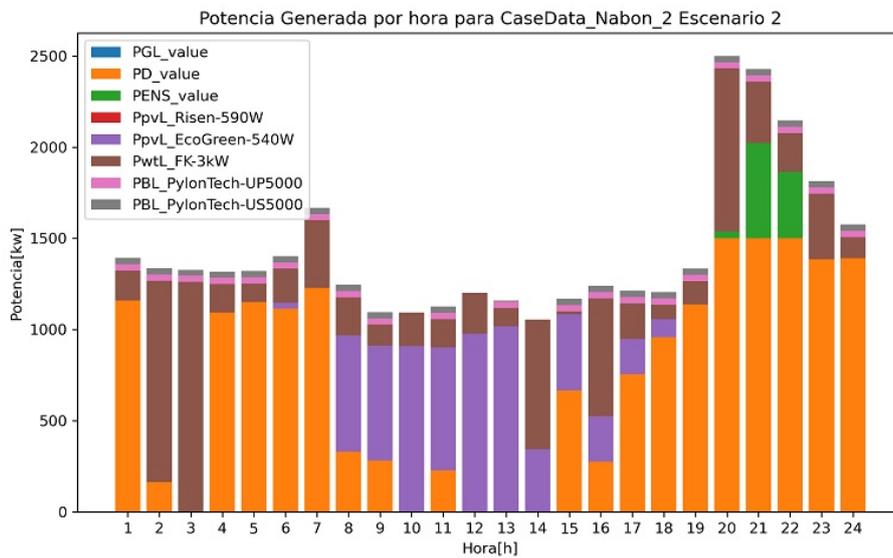


Figura 6-29: Contribuciones de Potencia escenario 2 y 71 Caso III Purin- nabon

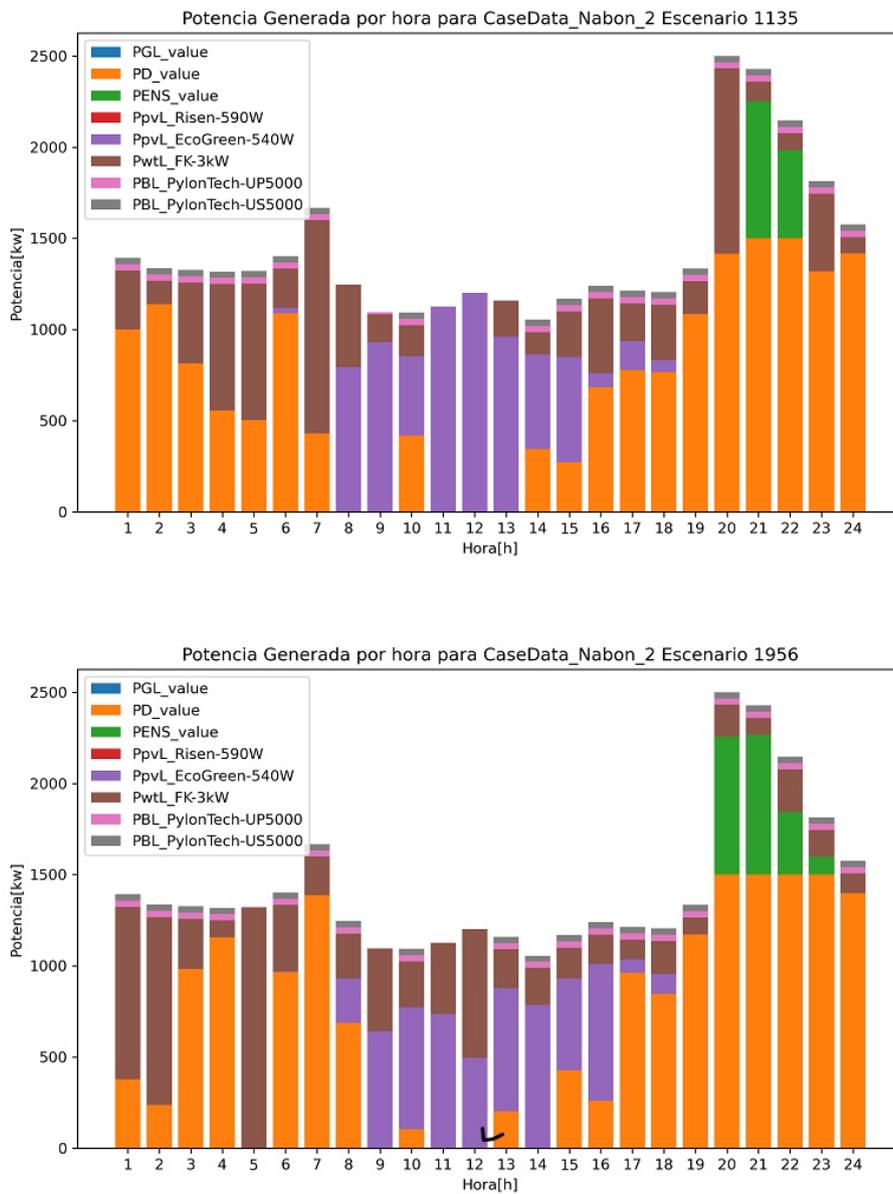


Figura 6-30: Contribuciones de Potencia escenario 1135 y 1956 Caso III Purin- nabon

## Capítulo 7

### Conclusiones del estudio y recomendaciones

#### 7.1. Conclusiones

Este análisis muestra cómo el sistema de una microrred y la red principal operan de manera colaborativa, aprovechando los recursos disponibles y adaptándose a las fluctuaciones en la generación y la demanda de energía, los escenarios no muestran diferencias sustanciales, excepto de las particularidades que serían aceptables para microrredes pequeñas y que requieren mantener una condición de conexión y dependencia a la red de la Distribuidora (ED).

Bajo los casos de estudio que corresponden a escenarios de la microrred, conectada a la red de la ED también se puede rescatar que el modelo trabaja adecuadamente, seleccionado la condición óptima desde el punto de vista económico y de recursos para operar y apoyar al sistema de distribución en el cual inobjetablemente esto contribuye a mejorar los indicadores de calidad del producto (niveles de tensión, confiabilidad, disponibilidad del suministro), por tanto cumpliendo los objetivos y propósitos sobre el cual se justifica la existencia de microrredes conectadas.

En el escenario de la “Gran- Microrred” que opera de forma aislada, a pesar de la penalización que se pone a la energía no servida (ENS) con valores comparables a otros costos asociados del sistema y que componen el modelo a optimizar, se observa que todos los dos mil escenarios generados para este caso de estudio existen intervalos de tiempo en el cual parte de la demanda no es satisfecha. Esta condición en la realidad sería inaceptable, razón por la cual la falta de servicio o la demanda insatisfecha debería ser considerada como una restricción del modelo, o tener un costo muy alto (prohibitivo), pues bajo estas circunstancias la generación Diesel (generación base) debería tener una capacidad establecida bajo una proporcionalidad sobre la demanda máxima no inferior 70 % e igualmente la capacidad instalada de BESS debería compensar la diferencia entre la Demanda máxima y la Potencia instalada de Generación Diesel, pues los intervalos de tiempo en el cual se presentan valores de Demanda no satisfecha ocurren en períodos que contienen a la demanda máxima y que coincide con las primeras horas de la noche donde generalmente la presencia del recurso eólico disminuye y la generación solar Fotovoltaica es nula.

## 7.2. Tiempos de Ejecución.

El modelo se ha ejecutado en una laptop con una Intel Core i7-11800H con 16gb de ram, al integrar en el modelo el estado de carga de las baterías SOC y al considerar las 7860 horas como todos los elementos de T, entonces el tiempo de ejecución para resolver MILP fue de 12600 segundos aproximadamente, si se considera que este tiempo es la corrida de un escenario las dos mil iteraciones ejecutados tomarían un tiempo de 1260000 segundos sin contar el tiempo de ejecución para generar todos los escenarios y si a esto se suma la no disponibilidad de un servidor adecuado, entonces el proyecto resultaba inviable en un equipo o servidor de estas condiciones.

Para solventar el problema se optó por simplificar el modelo como ya se ha descrito en la metodología y cuyos valores de tiempo de ejecución para una corrida de 7860 horas fue de 245 segundos aproximadamente, sin embargo, al considerar Montecarlo se redujo el conjunto de T a 24 sin perder de vista los objetivos, pues cada escenario establecido para un día puede representar en conjunto la evaluación de un año e incluso mucho más, en este sentido, para un solo escenario con un T igual a 24 el tiempo de ejecución fue de aproximadamente 2.3 segundos en promedio, por otra parte el tiempo de creación de los escenarios (incluye la caracterización de los recursos) para un valor de 2000 iteraciones fue de 50 segundos promedio, finalmente, desde principio a fin el tiempo de ejecución para las dos mil iteración dependiendo de los escenarios y sus condiciones fluctua entre 3800 y 4500 segundos.

Estas mejoras en el tiempo de ejecución permitieron que el modelo fuera más viable y eficiente en comparación con la versión original. Se logró reducir significativamente el tiempo necesario para obtener resultados satisfactorios al simplificar el modelo y emplear técnicas de reducción de escenarios y muestreo de Montecarlo.

Con capacidades computacionales superiores se pueden comparar los modelos o se puede reducir las simplificaciones a condiciones estacionales, dependiendo del número de muestras así se pueden elegir modelos de días según la PDF desarrollada que represente una estacionalidad de invierno y un modelo de PDF que represente una estacionalidad de verano, con lo cual podrían generarse diferencias operativas, según estas condiciones que definitivamente afectan la disponibilidad y comportamiento de los recursos eólicos y de irradiación solar al tratarse de condiciones climáticas.

### 7.3. Recomendación de trabajos futuros

Se recomienda continuar en un estudio posterior, en el cual se puede incluir en el modelo de optimización el efecto del costo de las redes o líneas de conexión e interconexión, que en el caso de microrredes que abarcan grandes superficies (como por ejemplo las Galápagos u otros sistemas insulares) en el cual es el costo de las redes indudablemente es muy incidente y también su topología puede incidir bajo estas condiciones en los resultados de optimización de la expansión y operación de la misma, esto ya no sólo en función de los recursos de generación, sino también la ubicación óptima de estas fuentes según la topología de la red, ello podría ser estudiado bajo un modelo de optimización multiobjetivo. Adicionalmente sería de interés incluir como condiciones de penalización u aspectos relacionados que podrían ser llevadas a restricciones del modelo, que permitan optimizar en lo posible la configuración de expansión de la red al estar sujeto esto no solo al costo de los recursos y de las líneas, sino también a la Generación disponible (convencional y Renovable) la misma que no debe ser inferior a la demanda.

## Referencias

- [1] M. S. J. Tao Ma, «Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource,»
- [2] Shuben Zhang, Jian Yang, Xiaomin Wu y Ruiyi Zhu, «Dynamic power provisioning for cost minimization in islanding micro-grid with renewable energy,» en *ISGT 2014*, Washington, DC, USA: IEEE, feb. de 2014, págs. 1-5, ISBN: 978-1-4799-3653-3. DOI: 10.1109/ISGT.2014.6816422. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6816422/> (visitado 24-01-2023).
- [3] V. Mohan, J. G. Singh y W. Ongsakul, «Sortino ratio based portfolio optimization considering EVs and renewable energy in microgrid power market,» en *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL: IEEE, jul. de 2017, págs. 1-1, ISBN: 978-1-5386-2212-4. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274115. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8274115/> (visitado 14-01-2023).
- [4] C. Essayeh, M. R. El-Fenni y H. Dahmouni, «Optimal sizing of a PV-ESS micro-grid system under dynamic pricing of utility energy,» en *2018 19th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*, Marrakech: IEEE, mayo de 2018, págs. 86-91, ISBN: 978-1-5386-3738-8. DOI: 10.1109/MELCON.2018.8379073. dirección: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8379073/> (visitado 19-04-2023).
- [5] H. A. Gabbar, ed., *Smart energy grid engineering*. London, United Kingdom ; San Diego, CA: Academic Press, 2017, OCLC: ocn966655978, ISBN: 978-0-12-805343-0.
- [6] N. Mahdavi Tabatabaei, E. Kabalci y N. Bizon, *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, eng, 1st ed. 2020. Cham: Springer International Publishing : Imprint: Springer, 2020, OCLC: 1156406036, ISBN: 978-3-030-23723-3.
- [7] R. K. Chauhan y K. Chauhan, eds., *Distributed energy resources in microgrids: integration, challenges and optimization*. London: Elsevier Academic Press, 2019, OCLC: on1088308292, ISBN: 978-0-12-817774-7.
- [8] M. M. Ragab, R. A. Ibrahim, H. Desouki y R. Swief, «Optimal energy management applying load elasticity integrating renewable resources,» en *Scientific Reports*, vol. 13, n.º 1, pág. 15 000, sep. de 2023, ISSN: 2045-2322. DOI: 10.1038/s41598-023-41929-1. dirección: <https://www.nature.com/articles/s41598-023-41929-1> (visitado 21-09-2023).

- [9] J. P. S. Catalão, ed., *Smart and sustainable power systems: operations, planning, and economics of insular electricity grids*, eng, First issued in paperback. Boca Raton London New York: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2020, ISBN: 978-0-367-73815-0.
- [10] *The 6th IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA 2017): San Diego, CA, USA, 05-08 November 2017*, eng. Piscataway, New Jersey: IEEE, 2017, OCLC: 1023044879, ISBN: 978-1-5386-2095-3.
- [11] U. Akram, M. Khalid y S. Shafiq, «Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system,» en, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, n.º 1, págs. 72-80, ene. de 2018, ISSN: 1752-1416, 1752-1424. DOI: 10.1049/iet-rpg.2017.0010. dirección: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-rpg.2017.0010> (visitado 27-06-2023).
- [12] C. Bustos, D. Watts and H. Ren, «MicroGrid Operation and Design Optimization with Synthetic Wind and Solar Resources,» *IEEE Latin America Transactions*, vol. 10, n.º 2, pág. 13, mar. de 2012.
- [13] A. A. Sallam, *Electric distribution systems* (IEEE press series on power engineering 45). Hoboken, N.J: Wiley-IEEE Press, 2010, ISBN: 978-0-470-27682-2.
- [14] N. Martín-Chivelet, «Photovoltaic potential and land-use estimation methodology,» en, *Energy*, vol. 94, págs. 233-242, ene. de 2016, ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.108. dirección: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544215014863> (visitado 16-08-2023).
- [15] A. Luque y S. Hegedus, eds., *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Hoboken, NJ: Wiley, 2003, ISBN: 978-0-471-49196-5.
- [16] T. M. Letcher, ed., *Wind energy engineering: a handbook for onshore and offshore wind turbines*. London ; San Diego: Academic Press, an imprint of Elsevier, 2017, OCLC: ocn960845319, ISBN: 978-0-12-809451-8.
- [17] A. D. Bank, ed., *Handbook on battery energy storage system*. Mandaluyong City, Metro Manila, Philippines: Asian Development Bank, 2018, ISBN: 978-92-9261-470-6.
- [18] J. Tate y T. Overbye, «A Comparison of the Optimal Multiplier in Polar and Rectangular Coordinates,» en, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n.º 4, págs. 1667-1674, nov. de 2005, ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.857388. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1525094/> (visitado 18-09-2023).

- [19] A. Arefi, G. Ledwich y F. Shahnia, eds., *Electric Distribution Network Planning* (Power Systems), 1st ed. 2018. Singapore: Springer Singapore : Imprint: Springer, 2018, ISBN: 978-981-10-7056-3. DOI: 10.1007/978-981-10-7056-3.
- [20] M. Baran y F. Wu, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n.º 2, págs. 1401-1407, abr. de 1989, ISSN: 08858977. DOI: 10.1109/61.25627. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/25627/> (visitado 18-09-2023).
- [21] L. I. Dulău, M. Abrudean y D. Bică, «Distributed Generation Technologies and Optimization,» en, *Procedia Technology*, vol. 12, págs. 687-692, 2014, ISSN: 22120173. DOI: 10.1016/j.protcy.2013.12.550. dirección: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2212017313007354> (visitado 24-06-2023).
- [22] J. O. Holman y A. Hacherl, «Teaching Monte Carlo Simulation with Python,» en, *Journal of Statistics and Data Science Education*, vol. 31, n.º 1, págs. 33-44, ene. de 2023, ISSN: 2693-9169. DOI: 10.1080/26939169.2022.2111008. dirección: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/26939169.2022.2111008> (visitado 09-10-2023).
- [23] J. A. Martínez Velasco, ed., *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*, spa. Madrid: McGraw-Hill España, 2013, OCLC: 912308243, ISBN: 978-84-481-9174-0.
- [24] *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*, spa. Madrid: McGraw-Hill / Interamericana de España, 2008, OCLC: 259822363, ISBN: 978-84-481-6697-7.
- [25] C. Gamarra y J. M. Guerrero, «Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review,» en, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, págs. 413-424, ago. de 2015, ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.025. dirección: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115002956> (visitado 09-10-2023).
- [26] A. N. Ajah, A. C. Patil, P. M. Herder y J. Grievink, «Integrated conceptual design of a robust and reliable waste-heat district heating system,» en, *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n.º 7, págs. 1158-1164, mayo de 2007, ISSN: 13594311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2006.02.039. dirección: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1359431106001074> (visitado 09-10-2023).
- [27] D. Fouskakis y D. Draper, «Stochastic Optimization: a Review,» en, *International Statistical Review*, vol. 70, n.º 3, págs. 315-349, dic. de 2002, ISSN: 0306-7734, 1751-5823. DOI: 10.1111/j.1751-5823.2002.tb00174.x. dirección: <https://>

onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1751-5823.2002.tb00174.x (visitado 09-10-2023).

- [28] L. Bianchi, M. Dorigo, L. M. Gambardella y W. J. Gutjahr, «A survey on metaheuristics for stochastic combinatorial optimization,» en *Natural Computing*, vol. 8, n.º 2, págs. 239-287, jun. de 2009, ISSN: 1567-7818, 1572-9796. DOI: 10.1007/s11047-008-9098-4. dirección: <http://link.springer.com/10.1007/s11047-008-9098-4> (visitado 09-10-2023).
- [29] G. Y. Morris, C. Abbey, S. Wong y G. Joos, «Evaluation of the costs and benefits of Microgrids with consideration of services beyond energy supply,» en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA: IEEE, jul. de 2012, págs. 1-9, ISBN: 978-1-4673-2729-9 978-1-4673-2727-5 978-1-4673-2728-2. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345380. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6345380/> (visitado 09-10-2023).
- [30] N. Merchan, D. Romero-Quete y C. Cortes, «Herramienta para el dimensionamiento óptimo de microrredes híbridas PF/Baterías/Viento/Diésel con inversores híbridos,» en *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, San Juan, Argentina: IEEE, sep. de 2022, págs. 1-8, ISBN: 978-1-66548-014-7. DOI: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940110. dirección: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9940110/> (visitado 23-05-2023).
- [31] F. Tooryan y E. R. Collins, «Optimum size and placement of distributed generators in microgrid based on reliability concept,» en *2018 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, Champaign, IL, USA: IEEE, feb. de 2018, págs. 1-6, ISBN: 978-1-5386-4116-3. DOI: 10.1109/PECI.2018.8334992. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8334992/> (visitado 27-06-2023).
- [32] *National Solar Radiation Database*. dirección: <https://nsrdb.nrel.gov>.
- [33] M. Bashir y J. Sadeh, «Optimal sizing of hybrid wind/photovoltaic/battery considering the uncertainty of wind and photovoltaic power using Monte Carlo,» en *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Venice, Italy: IEEE, mayo de 2012, págs. 1081-1086, ISBN: 978-1-4577-1829-8 978-1-4577-1830-4 978-1-4577-1828-1. DOI: 10.1109/EEEIC.2012.6221541. dirección: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6221541/> (visitado 27-06-2023).
- [34] P. Virtanen et al., «SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python,» en *Nature Methods*, vol. 17, n.º 3, págs. 261-272, mar. de 2020, ISSN: 1548-7091, 1548-7105. DOI: 10.1038/s41592-019-0686-2. dirección: <https://www.nature.com/articles/s41592-019-0686-2> (visitado 04-07-2023).

- [35] León Gil y , Luis Miguel, «Estrategia para el diseño de una microrred enfocada en el abastecimiento de energía a cargas críticas bajo condiciones de intermitencia de generación,» Español, Tesis doct., UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, BOGOTÁ- COLOMBIA, dic. de 2021. dirección: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/80804>.
- [36] L. León, D. Romero-Quete, N. Merchán y C. Cortés, «Optimal design of PV and hybrid storage based microgrids for healthcare and government facilities connected to highly intermittent utility grids,» en, *Applied Energy*, vol. 335, pág. 120 709, abr. de 2023, ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120709. dirección: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261923000739> (visitado 08-04-2023).
- [37] W. E. Hart, J.-P. Watson y D. L. Woodruff, «Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python,» en, *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, n.º 3, págs. 219-260, sep. de 2011, ISSN: 1867-2949, 1867-2957. DOI: 10.1007/s12532-011-0026-8. dirección: <http://link.springer.com/10.1007/s12532-011-0026-8> (visitado 27-06-2023).
- [38] Matute Pinos, Víctor Oswaldo, «IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POTENCIAL EÓLICO Y SOLAR, COMO COMPLEMENTO A OTRAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DEL AZUAY,» Tesis doct., mayo de 2020. dirección: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/34395>.
- [39] Ulloa Gómez Romel Adrián, «ELECTRICIDAD DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DISTRIBUIDA ELECTRIFICACIÓN RURAL RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES MICRORREDES ELÉCTRICAS,» Español, Tesis doct., Universida Politécnica Salesiana, 2021. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21472>.
- [40] Alvarez Lozano Doris Adriana, «EVALUACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Y EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO DE UNA SUPERFICIE PLANA PARA MAXIMIZAR LA CAPTACIÓN DE IRRADIACIÓN SOLAR EN CUENCA-ECUADOR,» Español, Tesis doct., Universida Politécnica Salesiana, jul. de 2017. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14458>.
- [41] *RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-013/2021 - REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21*, Español, abr. de 2021.
- [42] *ARCERNNR, REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21 Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*», abr. de 2021.