

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN PROTOTIPO DE SISTEMA DE GESTIÓN
ENERGÉTICA PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN UN ESQUEMA
DE PRIORIZACION DE CARGAS**



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSE DE CALDAS**

**Rafael Andrés Almanza Garzón
Oscar Leonardo Tolosa Valderrama**

**Universidad Distrital Francisco José De Caldas
Facultad De Ingeniería
Proyecto Curricular de Ingeniería Electrónica
Bogotá D.C., Colombia
2015**

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN PROTOTIPO DE SISTEMA DE GESTIÓN
ENERGÉTICA PARA UNA MICRORRED AISLADA BASADO EN UN ESQUEMA
DE PRIORIZACION DE CARGAS**

**Rafael Andrés Almanza Garzón
Oscar Leonardo Tolosa Valderrama**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electrónico**

**Director
Ing. César Leonardo Trujillo Rodríguez**

**Codirector
Ing. José Jairo Soriano Méndez**

**Universidad Distrital Francisco José De Caldas
Facultad De Ingeniería
Proyecto Curricular de Ingeniería Electrónica
Bogotá D.C., Colombia
2015**

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

El presente proyecto es dedicado a Olga Garzón Varela, Rafael Almanza González, Elisenia Valderrama Ramírez y Gerardo Tolosa Sandoval, quienes son los padres de los autores. Estas personas son quienes apoyaron en todo momento a los autores a lo largo de sus estudios universitarios en la prestigiosa Universidad Distrital “Francisco José de Caldas” así como en cada aspecto de sus vidas, sin ellos no serían posible los logros conseguidos a lo largo de la vida de los autores.

Los autores desean dar un gran agradecimiento al profesor César Leonardo Trujillo Rodríguez quien fue el director guía desde que se generó la idea del mismo hasta que se escribió la última palabra de este documento, muchísimas gracias por todo su tiempo y dedicación a este proyecto. Por supuesto hay que agradecer al profesor José Jairo Soriano Méndez quien fue el codirector apoyando con ideas y concejos en momentos claves de este proyecto.

Este proyecto fue juzgado por Pablo Emilio Roza García y Óscar David Flórez Cediél. Al profesor Oscar los autores le agradecen toda su disposición para revisar y corregir el proyecto como también todos los comentarios que en alguna forma afectaron el desarrollo del mismo. Al profesor Pablo los autores le agradecen su tiempo dedicado para las correcciones respectivas.

Rafael Almanza
Oscar Tolosa

RESUMEN

El presente documento se enfoca en el diseño de un sistema de gestión energética para una microrred aislada, basado en un esquema de priorización de cargas.

En la primera etapa de este libro se muestra la filosofía de funcionamiento y las topologías usadas para las microrredes. En esta etapa también se presenta el desarrollo e implementación de distintos sistemas basados en fuentes de energías alternativas dentro de Colombia.

Como segunda etapa, se expone la topología de la red escogida, junto con los modelos desarrollados e implementados en simulación de cada uno de los dispositivos de dicha microrred.

Durante la tercera etapa, se muestran distintos esquemas de control utilizados en microrredes. Dichos esquemas de control pueden ser clasificados en dos grupos. Por un lado, se encuentran esquemas control locales, tales como los MPPT (algoritmo localizador del punto de máxima potencia, utilizado para optimizar el punto de trabajo de las fuentes), controladores de tensión y de corriente regulada (utilizado para controlar el bus de DC) y priorización de cargas (utilizado para saber que cargas alimentar). Por otro lado se encuentra el esquema global de gestión energética utilizado en toda microrred para administrar la energía generada de la mejor forma posible (en función de las condiciones que regulan la generación y lo que la microrred considere prioritario).

Adicionalmente se muestran los diseños de ingeniería para la medición y control del prototipo implementado. Junto con los planos del circuito impreso y la explicación de la aplicación desarrollada.

Palabras clave:

Energía eólica, Energía fotovoltaica, Banco baterías, Generación distribuida (DG), Microrredes, Convertidor DC-DC, Convertidor DC-AC.

ABSTRACT

This dissertation is focused on a design of a management energy system for an isolated micro-grid. The management system is based on a workload schedule.

In the first stage of this dissertation, it is shown the work philosophy and several approaches of micro-grids. Also in this stage, it is shown the development and implementation of several systems based on sources of alternative energy into Colombia.

While in the second stage, it is exhibited the topology for the micro-grid, which one is chose, with the models, which ones are developed and implemented with computer aided design (CAD), for each one devices from the micro-grid.

Throughout the third stage, there are shown several control frameworks for micro-grids. This control frameworks could be classified in two groups. On one hand there are local control frameworks, like as MPPT tracking (Maximum Power Point Tracking, it have the aim of optimize the work-point of the sources), control of regulated voltage or current (it have the aim of control the DC bus) and the workload schedule (it knows what load should be a priority). On the other hand, it is the global framework of the energy management which have the aim of managing the generated energy in the best way (it is dependable of the conditions in the generation and the priority of the micro-grid).

Additionally to the three stages, it is shown the engineering design for the instrumental and control at the prototype. Plus the plans of the circuit and the explanation of the app developed.

Keywords:

Wind Energy, Wind Turbine, Photovoltaic Energy, Photovoltaic Panel, Storage Battery, Distributed Generation (DG), Micro-grid, DC-DC Converter, DC-AC Converter

Contenido

| | |
|---|----|
| RESUMEN | 4 |
| ABSTRACT | 5 |
| INTRODUCCIÓN | 2 |
| 1. FUNDAMENTOS, OBJETIVOS Y LINEAMIENTOS DEL PROYECTO | 3 |
| 1.1. Objetivos | 4 |
| 1.1.1. Objetivo General | 4 |
| 1.1.2. Objetivos Específicos | 4 |
| 1.2. Marco Teórico | 4 |
| 1.2.1. Generación Distribuida | 4 |
| 1.2.2. Fuentes de Energía en DGs | 5 |
| 1.2.3. Microrredes | 6 |
| 1.2.4. Almacenamiento | 8 |
| 1.2.5. Sistemas Híbridos de Energía Renovable | 8 |
| 1.2.6. Priorización de Carga | 10 |
| 2. MODELAMIENTO DE LA MICRORRED AISLADA | 11 |
| 2.1. Introducción | 11 |
| 2.2. Energía Fotovoltaica | 11 |
| 2.2.1. Sistemas Fotovoltaicos | 12 |
| 2.2.2. Funcionamiento de los Paneles Solares | 13 |
| 2.3. Energía Eólica | 20 |
| 2.3.1. Funcionamiento de las Turbinas Eólicas | 20 |
| 2.3.2. Modelamiento Matemático | 20 |
| 2.4. Banco de Baterías | 25 |
| 2.4.1. Modelo matemático | 25 |
| 2.5. Convertidores DC-DC | 27 |
| 2.5.1. Modelo Matemático | 28 |
| 2.6. Convertidores DC-AC: Inversor | 32 |
| 2.6.1. Modelo Matemático | 32 |
| 2.7. Conclusiones del Capítulo | 33 |
| 3. CONTROL DE LOS CONVERTIDORES DC-DC | 35 |
| 3.1. Introducción | 35 |
| 3.2. Fundamentos del Control Difuso | 36 |
| 3.2.1. Reglas Difusas (If-Then) | 38 |
| 3.3. Diseño del Controlador de Corriente Regulada | 39 |
| 3.3.1. Fuzificación | 41 |
| 3.3.2. Base de Reglas | 41 |
| 3.3.3. Mecanismo de Inferencia | 42 |
| 3.3.4. Defuzificación | 42 |

| | | |
|--------|---|----|
| 3.4. | Diseño del Algoritmo de Localización del Punto de Máxima Potencia (MPPT)..... | 44 |
| 3.4.1. | Fuzificación..... | 46 |
| 3.4.2. | Base de Reglas | 46 |
| 3.4.3. | Mecanismo de Inferencia..... | 46 |
| 3.4.4. | Defuzificación | 47 |
| 3.5. | Conclusiones del Capítulo..... | 47 |
| 4. | SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA..... | 49 |
| 4.1. | Gestión energética con fuentes en paralelo al banco de baterías..... | 49 |
| 4.1.1. | Sistema de Gestión con Carga Desconectada | 51 |
| 4.1.2. | Sistema de Gestión con Carga Conectada..... | 52 |
| 4.2. | Gestión Energética con las Fuentes en Serie con la Batería | 53 |
| 4.2.1. | Esquema de Gestión de la Microrred en Serie con Convertidores | 54 |
| 4.2.2. | Esquema de Gestión de la Microrred Implementada..... | 57 |
| 4.3. | Priorización de Cargas | 59 |
| 4.4. | Conclusiones del Capítulo..... | 60 |
| 5. | SIMULACIÓN DE LA MICRORRED | 61 |
| 5.1. | Simulación del Panel Fotovoltaico | 62 |
| 5.2. | Simulación de la Turbina Eólica | 63 |
| 5.3. | Simulación del Banco de Baterías | 63 |
| 5.4. | Simulación de los Convertidores DC-AC y DC-DC | 65 |
| 5.5. | Simulación del Controlador Difuso de Corriente Regulada | 66 |
| 5.6. | Simulación del Controlador MPPT Difuso para WT | 68 |
| 5.7. | Simulación del Controlador MPPT Difuso para PV | 69 |
| 5.8. | Simulación del Sistema de Gestión a Implementar..... | 70 |
| 5.9. | Análisis de Resultados..... | 75 |
| 5.10. | Conclusiones del Capitulo..... | 76 |
| 6. | PLATAFORMA EXPERIMENTAL..... | 77 |
| 6.1. | Sensores y Actuadores | 77 |
| 6.1.1. | Sensores | 77 |
| 6.1.2. | Actuadores | 78 |
| 6.1.3. | PCB Complementario | 79 |
| 6.2. | Tableros Eléctricos..... | 79 |
| 6.2.1. | Tablero de Potencia..... | 80 |
| 6.2.2. | Tablero de Distribución..... | 81 |
| 6.3. | Sistema de Gestión y Priorización de Cargas | 83 |
| 6.4. | Conclusiones del Capítulo..... | 85 |
| 7. | IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA..... | 88 |
| 7.1. | Procedimiento de Montaje..... | 88 |
| 7.2. | Resultados del Sistema de Gestión sin la Priorización de Cargas | 88 |
| 7.3. | Resultados del Sistema de Gestión con la Priorización de Cargas..... | 92 |

| | |
|--|------------|
| 7.4. Costo Real del Sistema..... | 94 |
| 7.5. Conclusiones del Capítulo..... | 97 |
| 8. CONCLUSIONES DEL DOCUMENTO..... | 98 |
| 8.1. Conclusiones..... | 98 |
| 8.2. Productos Derivados del Proyecto de Grado | 99 |
| 8.3. Trabajos Futuros | 99 |
| REFERENCIAS..... | 101 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1-1. Estructura típica de una microrred [13]. Siglas en inglés: DG (Generación distribuida), DS (Fuentes Distribuidas), CHP-DG (Generación distribuida de calor y energía combinados), PCC (Punto de acoplamiento común)..... | 6 |
| Figura 1-2. Diagrama en bloques de microrred híbrida. | 9 |
| Figura 2-1. Sistema fotovoltaico típico aislado. Paneles fotovoltaicos (photovoltaic modules), sistema de gestión de carga (charge regulator), carga consumida (consumers). | 13 |
| Figura 2-2. Equivalente en circuito eléctrico para una celda de un panel fotovoltaico. | 14 |
| Figura 2-3. Componentes de una turbina eólica. (Gantry crane: puente grúa. Generator: generador. Control panel: Panel de control. Oil cooler: refrigerador de aceite. Hydraulic brake: freno hidráulico. Gearbox: engranaje. Rotor lock: Bloqueo de rotor. Swiveling crane: puente grúa de rotor. Rotor shaft: eje del rotor. Rotor hub: rotor central. Pitch drive: transmisión. Nose cone: nariz en forma de cono. Yaw drive: corona de orientación. Container: contenedor. Heat exchanger: intercambiador de calor.)..... | 21 |
| Figura 2-4. Esquema de un rectificador trifásico en puente..... | 24 |
| Figura 2-5. Modos de operación de una batería donde se muestran las fases de carga y descarga[43]. El régimen de saturación y de descarga profunda se caracterizan por ser dañinos para la batería. | 16 |
| Figura 2-6. Diagrama circuital de un convertidor Buck. | 28 |
| Figura 2-7. Circuito con interruptor Q1 cerrado. | 28 |
| Figura 2-8. Circuito con el interruptor Q1 abierto. | 28 |
| Figura 2-9. Diagrama circuital de un convertidor Boost..... | 31 |
| Figura 2-10. Circuito con interruptor Q1 cerrado. | 31 |
| Figura 2-11. Circuito con el interruptor Q1 abierto. | 31 |
| Figura 2-12. Circuito equivalente del convertidor DC-AC. | 33 |
| Figura 3-1. Diagrama de bloques del controlador difuso. | 38 |
| Figura 3-2. Topología del controlador difuso sin la integral del error. | 39 |
| Figura 3-3. Topología de controlador difuso con integrador lineal del error. | 40 |
| Figura 3-4. Funciones de pertenencia para $\mu_e(e[k])$ y $\mu_{\Delta e}(\Delta e[k])$ | 41 |
| Figura 3-5. Conjuntos difusos de salida. | 43 |
| Figura 3-6. Punto de máxima potencia [67]..... | 44 |
| Figura 3-7. Análisis de 4 casos sobre la curva de potencia..... | 45 |
| Figura 3-8. Funciones de pertenencia para $\mu_{\Delta I}(\Delta I[k])$ y $\mu_{\Delta P}(\Delta P[k])$ | 46 |

| | |
|--|----|
| Figura 3-9 . Conjuntos difusos de salida para el MPPT..... | 47 |
| Figura 4-1. Topología de microrred en paralelo. | 50 |
| Figura 4-2. Diagrama de flujo, esquema de gestión energética. | 51 |
| Figura 4-3. Topología de microrred en serie. | 54 |
| Figura 4-4. Sistema de gestión serie..... | 55 |
| Figura 4-5. Esquema de gestión energética propuesto para el módulo DL Sun-Wind..... | 58 |
| Figura 4-6. Esquema de priorización de cargas. | 60 |
| Figura 5-1. Modelo para simulación del panel solar. | 61 |
| Figura 5-2. Corriente contra tensión del Panel solar. | 61 |
| Figura 5-3. Potencia contra Corriente del Panel solar. | 62 |
| Figura 5-4. Variación de la curva para distintos valores de irradiancia solar. | 62 |
| Figura 5-5. Bloque para el Panel solar. | 62 |
| Figura 5-6. Modelo para simulación de la turbina eólica. | 63 |
| Figura 5-7. Curva de corriente de salida contra tiempo..... | 63 |
| Figura 5-8. Bloque para la turbina eólica..... | 63 |
| Figura 5-9. Modelo para simulación del banco de baterías. | 64 |
| Figura 5-10. (a) Bloque para el convertidor elevador (b) Bloque para el convertidor reductor | 64 |
| Figura 5-11. Modelo para el convertidor inversor. | 65 |
| Figura 5-12. Lazo de control para generar una corriente regulada en un convertidor elevador..... | 65 |
| Figura 5-13. (a) Corriente de salida del convertidor elevador. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida..... | 66 |
| Figura 5-14. Lazo de control para el convertidor reductor. | 66 |
| Figura 5-15. (a) Corriente de salida del convertidor reductor. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida..... | 66 |
| Figura 5-16. (a) Corriente de salida del convertidor reductor. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida..... | 67 |
| Figura 5-17. Lazo de prueba de MPPT para la turbina eólica. | 67 |
| Figura 5-18. (a) Primera diferencia de la corriente (b) Corriente de salida de la turbina eólica. | 67 |
| Figura 5-19. (a) Primera diferencia de la potencia (b) Potencia de salida de la turbina eólica. | 68 |
| Figura 5-20. Lazo de prueba de MPPT para el panel fotovoltaico..... | 68 |
| Figura 5-21. (a) Primera diferencia de la corriente (b) Corriente de salida del panel fotovoltaico. | 68 |
| Figura 5-22. (a) Primera diferencia de la potencia (b) Potencia de salida de la turbina eólica. | 69 |
| Figura 5-23. (a) Modelos de los dispositivos de la microrred (Panel fotovoltaico, Turbina eólica, banco de baterías). (b) Banco de baterías conectado al inversor y al perfil de cargas. (c) Sistema de gestión energética y priorización de cargas..... | 70 |
| Figura 5-24. (a) Sistema de priorización de cargas. (b) Corriente en la Turbina eólica. (c) Tensión en el banco de baterías..... | 72 |

| | |
|---|----|
| Figura 6-1. (a) Tarjeta ACS712 de 30 A. (b) Curva de tensión de la tarjeta ACS712 de 30A..... | 76 |
| Figura 6-2. Acople del tensión para DAQ..... | 76 |
| Figura 6-3. (a) Imagen de uno de los breaker. (b) Curva característica..... | 77 |
| Figura 6-4. (a) Diagrama de conexión. (b) Curva característica..... | 78 |
| Figura 6-5. Diagrama de contactos del tablero de potencia..... | 78 |
| Figura 6-6. Dimensiones de la caja del tablero de potencia..... | 79 |
| Figura 6-7. Dimensiones tapa del tablero de potencia..... | 79 |
| Figura 6-8. Diagrama de contactos del tablero de distribución..... | 80 |
| Figura 6-9. Dimensiones de la caja del tablero de distribución..... | 80 |
| Figura 6-10. Dimensiones de la tapa del tablero de distribución..... | 80 |
| Figura 6-11. Sección de acondicionamiento de las señales de los sensores..... | 81 |
| Figura 6-12. Programación grafica para el caso 1..... | 82 |
| Figura 6-13. Programación grafica para el sistema de gestión..... | 82 |
| Figura 6-14. Visualización del sistema de gestión..... | 83 |
| Figura 6-15. Diagrama de bloques del esquema de control desarrollado..... | 83 |
| Figura 7-1. Diagrama de bloques de la conexión del sistema..... | 85 |
| Figura 7-2. Experimento de 30000 segundos para la turbina eólica. (a) Tensión (b) Corriente..... | 86 |
| Figura 7-3. Experimento de 30000 segundos para el panel fotovoltaico. (a) Tensión (b) Corriente..... | 87 |
| Figura 7-4. Experimento de 30000 segundos para el banco de baterías. (a) Tensión (b) Corriente..... | 88 |
| Figura 7-5. Diagrama de bloques de la conexión para el sistema de priorización de cargas..... | 90 |
| Figura 7-6. Tensión en el banco de baterías durante el experimento de 22000 segundos. (a) Sin utilizar sistema de priorización de cargas. (b) Utilizando sistema de priorización de cargas..... | 91 |

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la energía eléctrica se ha convertido en un recurso valioso, sin embargo, no es fácil suministrar esta, a toda la población que la necesita. Debido a esto, nuevos métodos de generación y distribución se están investigando, entre los cuales, es de gran interés la generación distribuida (DG), la cual busca la descentralización de la energía, es decir, generación directa en los sitios de consumo y evitar el proceso de transmisión. Los sistemas DGs pueden funcionar conectados a la red eléctrica o de modo aislado y formar microrredes.

En zonas rurales, a las cuales no es viable extender la red eléctrica, las fuentes de energía renovables suelen usarse en los sistemas DGs, dos fuentes de energía renovable que se encuentran en investigación y desarrollo en todo el mundo son las fuentes de energía eólica y fotovoltaica. Aunque en ocasiones resulta bastante costoso utilizarlas, se han obtenido buenos resultados al utilizar estos dos tipos de energía en generación híbrida, tanto de manera aislada como conectada a la red.

Sin embargo, los sistemas de gestión diseñados para generación híbrida resultan ser poco eficientes o incompletos algunos, llegando a ser excesivamente costosos, lo que dificulta su implementación. Con el fin de aprovechar de una manera adecuada el recurso energético del que se dispone. Diversos autores han investigado distintos métodos de gestión energética para microrredes híbridas [1] - [4]. Para comparar distintos métodos de gestión energética se requiere una buena plataforma de simulación. Los métodos de simulación clásicos tienen inconvenientes que hacen dudar de la confiabilidad de los resultados, entre los principales: dificultades en la implementación de control en tiempo real y gran consumo de tiempo de cómputo [2], [3], [5] y [6].

Como solución al problema de la escasez de energía eléctrica en zonas rurales no interconectadas se propone utilizar una microrred aislada compuesta por fuentes renovables (turbina eólica y paneles solares) y dispositivos de almacenamiento como respaldo (baterías). Estas microrredes son diseñadas con un esquema de gestión energética el cual usualmente intenta priorizar las cargas de la forma más conveniente para el usuario y es asociado a las fuentes disponibles. Las condiciones limitadas de estas microrredes llevan a la cuestión: ¿Cuál es el esquema de gestión que permite aprovechar, de la mejor manera, los recursos energéticos disponibles en una microrred domiciliar aislada?

1. FUNDAMENTOS, OBJETIVOS Y LINEAMIENTOS DEL PROYECTO

En la misión de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas se dice que esta universidad debe contribuir al progreso de la Ciudad-Región Bogotá y el país [1]. En la actualidad, el progreso científico de una región está vinculado con los dispositivos tecnológicos que pueda utilizar; por consiguiente, para utilizar estos dispositivos de manera confiable, es importante contar con un suministro de energía eléctrica seguro y confiable. En algunos lugares aislados y remotos resulta complicado suministrar energía eléctrica por medio de la red eléctrica, por razones como: altos costos y dificultad en mantenimiento [2].

Con el fin de solucionar el problema de suministro eléctrico en lugares aislados, se propone usar microrredes. Las microrredes se fundamentan en la generación distribuida (DG). En la actualidad, los métodos de energía renovable son los más investigados en la DG. El país ha mostrado interés en las fuentes renovables de energía mediante la creación de instituciones como el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) [3] y mediante la ley 697 de 2001 (comúnmente llamada ley URE: uso racional de energía) [2] y la ley 1475 del 13 de Mayo de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Con el mismo fin de investigar y desarrollar el campo de energías renovables en Colombia, fue creado el grupo de investigación LIFAE (Laboratorio de Investigación de Fuente Alternativas de Energía) en 1997 en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas [4].

La DG se caracteriza por la utilización de energías renovables, siendo una de sus aplicaciones el suministro de energía en sitios aislados o de difícil acceso. Un elemento constitutivo de los DG son las microrredes, las cuales tienen la característica de estar conformadas por generadores a partir de energías renovables (turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, entre otros), junto a sistemas de almacenamiento como los bancos de baterías y cargas. Para facilitar la implementación y uso de las microrredes aisladas se deben estudiar distintos métodos de gestión energética, con el fin de simularlos para poder realizar las comparaciones necesarias, que permitan encontrar el método de gestión energética que mejor se adapte a la microrred seleccionada.

Las microrredes cuentan con un recurso energético limitado, motivo por el cual se debe encontrar un método de gestión que aproveche al máximo el recurso energético disponible en función a la demanda. Para cumplir con dicho fin se propone desarrollar e implementar un prototipo de priorización de cargas [7], [8] que se ajuste a las necesidades y a los recursos disponibles dentro de la microrred.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Diseñar e implementar un emulador de un sistema de gestión energética para una microrred aislada, cuyo fin sea el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, basado en un esquema de priorización de cargas.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio comparativo de los métodos de gestión energética más representativos, utilizados en microrredes interconectadas y aisladas.
- Obtener un modelo dinámico y/o circuital, de los sistemas de generación, carga y almacenamiento, los cuales permitan integrarse y simular la microrred eléctrica aislada.
- Proponer y diseñar un esquema de priorización de cargas que permita hacer gestión a la microrred aislada.
- Implementar un emulador de la microrred eléctrica aislada, con base en el módulo DL SUN-WIND, usando el o los métodos de gestión energética seleccionados, así como el posible método propuesto, con el fin de corroborar su correcto funcionamiento.

1.2. Marco Teórico

1.2.1. Generación Distribuida

Desde su arranque, la generación y distribución ha tenido un desarrollo muy parecido en la mayor parte del mundo, pues entregan las principales áreas rurales municipios y grandes ciudades a algunas franquicias que tienen la obligación de suministrar energía a quien la solicite bajo las normas aplicadas a la concesión y las limitantes de la maquinaria de generación [9]. En el pasado la generación de energía eléctrica se realizaba en pequeña escala y siendo la carga conectada directamente. Luego de un tiempo se crearon los grandes y colosales centros de generación, los cuales entregan energía eléctrica al usuario final por medio de la red eléctrica. Con el pasar del tiempo, el crecimiento en la demanda de energía, creó algunos problemas para los usuarios cuyos sitios de consumo se encuentran en el sector rural, tales como el alto costo generado por los costos de operación y mantenimiento en zonas rurales [10].

Recientemente, luego de buscar soluciones al problema de generación eléctrica en áreas rurales, se ha vuelto a utilizar la generación en pequeña escala, la cual muchas veces es denominada como generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) [11]. Es difícil definir la DG debido a que distintos autores e incluso países la definen de diferente manera. Una gran cantidad de autores se refieren a DG como la generación de pequeño y mediano tamaño, que es conectada directamente a la

carga, es decir, de manera aislada, aunque mucha de la generación distribuida puede ser conectada a la red eléctrica. Sin embargo, algunas fuentes de energía pueden ser muy grandes, por ejemplo parques eólicos. Debido a que la anterior definición no siempre se cumple, una definición que evita dar limitantes al tamaño es dada por Ackerman et al (2001): “Generación distribuida: fuentes de generación eléctrica que se puede conectar directamente a la red o cerca al cliente final” [11].

1.2.2. Fuentes de Energía en DGs

Existen diversas fuentes de energía que se han utilizado en DGs [12], entre las cuales las fuentes de energía renovable se han desarrollado en los años recientes, para el 2008 las energías renovables ya cubrían el 18% de la demanda total de energía mundial [13]. Las energías renovables se proyectan como viables cada vez más, debido a que su costo ha caído sustancialmente en los últimos 30 años [13]. En los años más recientes dichas fuentes se han seguido implementando llegando en 2013 a cubrir el 22.2% de la producción energética mundial [14]. A continuación se muestran algunas de ellas.

1.2.2.1. Energía Solar

La energía solar ha sido usada por los seres humanos por mucho tiempo. Actualmente, dicha energía es transformada en energía eléctrica, utilizando paneles fotovoltaicos (PV); los cuales han existido por mucho tiempo, se puede destacar su uso en el programa aeroespacial de U.S. Las celdas PV tienen la ventaja de que su corriente y tensión no solo depende de la radiación solar si no del diseño de la celda, también si se desea mayor energía producida se pueden conectar distintas celdas para aumentar su capacidad [13]. El rango de energía de aplicación varía de acuerdo con la cantidad de celdas [15]. A pesar de lo anterior, tiene la desventaja de un alto costo de producción, sin embargo, las celdas solares son viables económicamente en áreas rurales alejadas de la red eléctrica [16] [17]. La buena noticia es que en los últimos cuatro años el costo normalizado de la energía eléctrica (LCEO: levelised cost of electricity) para los sistemas PV ha caído llegando en 2014 a ser de \$USD0.08 /kWh [14].

1.2.2.2. Energía Eólica

La energía eólica tiene distintas ventajas, entre las cuales se puede destacar el bajo costo de producción en lugares con velocidad del viento mayor o igual a cinco metros por segundo (≥ 5 m/s) [2] [16] [18]-[20]. Estudios indican que la energía que podría entregar el viento es cinco veces mayor al total consumido por el mundo [8], incluso es viable en distintos lugares de Colombia [21].

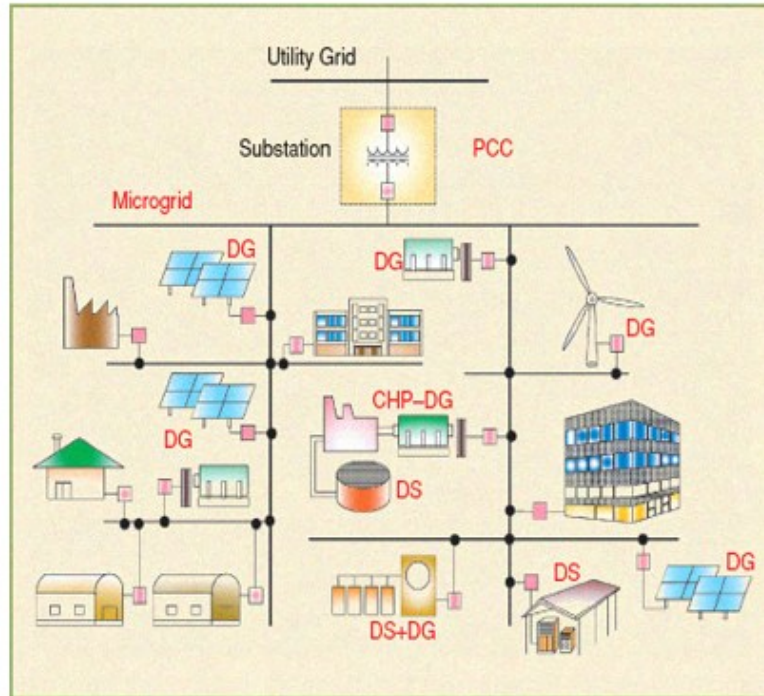


Figura 1-1. Estructura típica de una microrred [13]. Siglas en inglés: DG (Generación distribuida), DS (Fuentes Distribuidas), CHP-DG (Generación distribuida de calor y energía combinados), PCC (Punto de acoplamiento común).

La energía eólica es aprovechada para ser convertida en energía eléctrica por medio de turbinas eólicas, se han generado parques eólicos en distintos lugares del mundo cubriendo un rango de aplicación de 200 W a 300 MW [15], aunque algunos autores opinan que en los parques eólicos puede ser aumentado el rango, en caso de ser requerido [11] [13] [16]. Sumando la capacidad instalada a nivel mundial, para finales de 2013 ya era mayor a los 310 GW [14].

1.2.3. Microrredes

Las microrredes son sistemas que tienen por lo menos una fuente de energía distribuida y cargas asociadas. Las microrredes pueden ser sistemas conectados a la red o pueden funcionar de manera aislada, la Figura 1-1, muestra un esquema de microrredes [13] [22].

Una microrred se encuentra entre un LV (Baja tensión ≈ 1 kV) y MV (Media tensión usualmente $\approx 1-69$ kV). Una microrred está compuesta por un grupo de fuentes de energía distribuida y un controlador local [11].

Las microrredes presentan múltiples beneficios, entre los cuales se pueden destacar las siguientes:

- Flexibilidad en la operación del sistema: Esta es una característica que facilita el reconocimiento y diseño de los sistemas de potencia, la cercanía con

respecto a la carga facilita la implementación de sistemas que combinen calor y energía (CHP por sus siglas en inglés), lo cual posibilita mejorar la dispersión que a su vez puede llegar a disminuir el tamaño las plantas de potencia [11] [13].

- Confiabilidad y calidad de potencia (PQR por sus siglas en inglés): Oportunidad de medir la calidad de la potencia para ser ajustada de acuerdo a los requerimientos, rara vez se cumple con el PQR deseado en las microrredes mientras que esto se facilita en las microrredes [11] [13].
- Entorno más fácil de manejar en las microrredes: Debido a la generación en menor escala en las microrredes se facilita la generación eficiente de energía, esto ha facilitado la inversión en el desarrollo de otros tipos de energía; las energías renovables han sido especialmente potenciadas puesto que, además de los clásicos mecanismos de generación, las microrredes disponen de la posible generación híbrida [9] [11] [13].

Se ha estudiado el uso de microrredes como complemento de energía a la red [11]; actuando en los momentos de bajo consumo o de caída de la red y de manera aislada intentando suplir las necesidades de carga de un hogar [15].

Para estudiar las microrredes se han desarrollado distintos proyectos de investigación, desarrollo y presentación (RD&D por sus siglas en inglés) alrededor de todo el mundo [11] [13]:

- En Estados Unidos: El consorcio de soluciones tecnológicas para la fiabilidad eléctrica (CERTS) es la microrred más reconocida en Estados Unidos, se localiza en Ohio; General Electric (GE) también ha generado proyectos de R&D para microrredes enfocándose principalmente en gestión de energía para microrredes (MEM por sus siglas en inglés).
- En Japón: La organización para el desarrollo de nueva energía y tecnología industrial (NEDO por sus siglas en inglés), comenzó proyectos de redes de potencia con energía renovables en 2003; en el sector privado empresas como Tokio Gas trabaja conjuntamente con la Universidad de Tokio, en sistemas de control para fuentes de generación distribuida basados en simulación y experimentos en sus instalaciones de prueba en Yokohama.
- En Canadá: Los proyectos de RD&D están enfocados especialmente en desarrollar herramientas analíticas para manejar las microrredes, y en generar estrategias de control y protección para operación de microrredes autónomas.
- En Europa: Se han realizado investigaciones en distintos laboratorios de investigación tales como ISET (Alemania), la Universidad de Manchester (U.K), Ecole de Mines (Francia), Universidad Técnica Nacional de Atenas (NTUA, Grecia). En NTUA Los sistemas comprenden dos tipos de energía (PV y eólica) y tienen baterías de respaldo.
- En China: Se han realizado diferentes investigaciones con microrredes entre las cuales se puede destacar un sistema de energía solar fotovoltaico conectado a la red, que se encuentra en el parque Chaoyang en Beijing.

Dadas las investigaciones encontradas a nivel internacional se puede notar la importancia de que Colombia también genere proyectos RD&D para microrredes.

Adicional a la generación distribuida hay otros temas que son esenciales para las microrredes, entre ellos se encuentran [13]:

- Almacenamiento.
- Regulación y estabilidad de la tensión.
- Monitoreo y control.
- Interacción de energía.
- Armónicos de la microrred.

1.2.4. Almacenamiento

Como fue mencionado en la sección 1.2.3., los métodos de generación distribuida son esenciales para las microrredes, sin embargo, también lo son los métodos de almacenamiento de energía, los cuales también se encuentran en investigación en el momento. Entre estos cabe destacar:

- Baterías: Son el método de almacenamiento clásico de energía. Debido a su fácil adquisición, gran variedad de tamaños y capacidad, son usados en múltiples aplicaciones que requieren energía de respaldo [5] [13] [19] [23] [24].
- Superconductores magnéticos para el almacenamiento de energía: La energía eléctrica es almacenada en una bobina fabricada con alambre superconductor, por medio de interfaces electrónicas, la bobina es cargada y descargada [13].
- Super-capacitores: Son dispositivos eléctricos de almacenamiento de muy alta capacidad, almacenan energía en forma de carga electrostática. Los super-capacitores tienen algunas ventajas con respecto a las baterías, entre las cuales se pueden destacar: mayor velocidad de respuesta en carga y descarga, mayor vida útil después de frecuentes cargas y descargas [13] [24].

1.2.5. Sistemas Híbridos de Energía Renovable

En el ámbito de las microrredes, se encuentran los sistemas híbridos. Un sistema híbrido de energía renovable es aquel que combina dos o más tipos de energía renovable. Estos suelen ser implementados en cargas aisladas debido a sus beneficios, entre los cuales se pueden destacar: el bajo costo, y que al ser provenientes de energías renovables no varían su costo de acuerdo a la variación del precio del combustible, generando un precio predecible [19] [25].

En este documento se propone implementar un método de gestión energética eficiente, para una microrred híbrida aislada compuesta por: turbina eólica, paneles

solares y baterías de respaldo, se utilizará un solo inversor para la salida a la carga de AC, el diagrama de bloques puede ser observado en la Figura 1-2.

Para un manejo eficiente de la energía en este tipo de microrredes, es de suma importancia los métodos de gestión energética [22]. Para implementar un método de gestión energética lo primero que debe hacerse es modelar la microrred, esto normalmente ha sido realizado mediante plataformas matemáticas e informáticas como MATLAB [19] [24] [25]. Entre los métodos de gestión energética que se han realizado de esta manera, se encuentran los globales y los locales. Los métodos globales se basan en administrar la energía de las fuentes para alimentar las cargas, pueden incluir sistemas de priorización de cargas para mayor eficiencia. Los métodos de gestión locales por su velocidad de respuesta utilizan controladores para los cuales se hace necesario una implementación del control en tiempo real, por ello se están desarrollando dichos métodos de control, algunos de los cuales se han implementado en PLCs [20].

Para los métodos de gestión energética globales en la microrred, con un banco de baterías como respaldo, es importante comparar el estado actual de carga de las baterías (SOC) [25]; esto debido a que si el banco falla, la microrred completa puede fallar, y dejar de alimentar la carga. Los métodos de gestión energética local usan controladores con distintos métodos, en el presente documento se hace énfasis en el método difuso, para mayor información ver el capítulo 3.

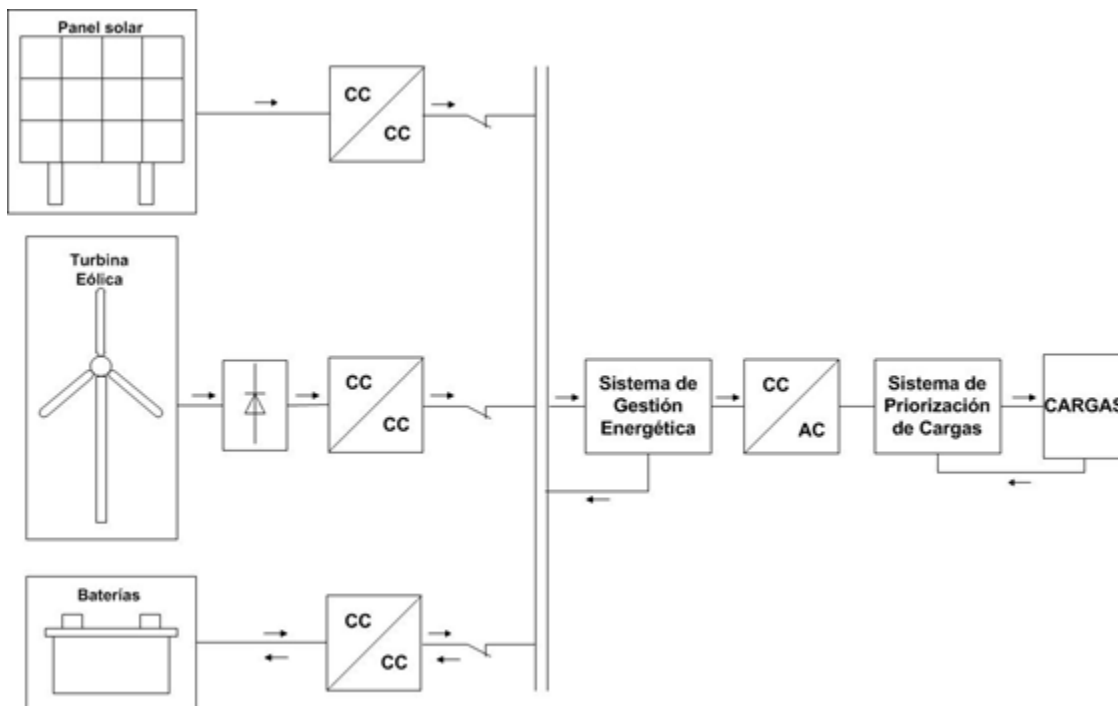


Figura 1-2. Diagrama en bloques de microrred híbrida.

1.2.6. Priorización de Carga

En el estudio de las microrredes se han tomado algunas ideas provenientes de las redes energéticas inteligentes (Smart Grids) [26], en las cuales se plantea satisfacer la demanda energética en el momento requerido, por medio de la transmisión necesitada. En los sistemas aislados, por otro lado, el principal objetivo es administrar la energía disponible; con este fin, de manera similar a las redes energéticas inteligentes, se satisface la demanda en el momento requerido; pero en lugar de basarse en la transmisión de energía, se basa en esquemas de priorización de carga [7] [27]. Cuando estos tipos de microrredes son implementados en casas, son llamados sistemas de gestión energética domésticos (HEMS).

Esta priorización puede ser modelada, ya sea, clasificando los electrodomésticos según su característica de operación, por un esquema de asignación de prioridad del electrodoméstico o basado en algoritmos de prioridad [8] [6] [26] [28]-[31].

En los modelos de priorización de cargas por clasificación de los electrodomésticos, según sus características de operación; se ahorra energía basándose en el comportamiento regular del usuario, en el cual se establece la prioridad que tienen algunos electrodomésticos sobre otros y depende principalmente de las preferencias del usuario.

Durante un esquema de asignación de prioridad de electrodomésticos, se usa la información del comportamiento del usuario en la automatización del uso de los electrodomésticos. A las baterías, se les asignan un tiempo de carga, y algunos electrodomésticos como calentadores de agua eléctricos o acondicionadores de aire, reciben también un tiempo de funcionamiento, pero solo durante unas horas preestablecidas. Para que los electrodomésticos a los cuales no sea posible programar un tiempo de uso, quedan sujetos al criterio del usuario para economizar energía.

El consumo en un hogar, aun cuando tenga cierto comportamiento repetitivo, sigue siendo un sistema dinámico, en el cual no es posible predecir los cambios de comportamiento en su consumo. Debido a lo anterior se han desarrollado algoritmos de prioridad; estos fueron desarrollados con el fin de poderse adaptar a los cambios de comportamiento en la carga. Cerrando así el lazo de control que se necesita para poder administrar de manera eficiente la energía de la que se dispone en una microrred aislada.

Los sistemas de priorización de carga basados en algoritmos de priorización, usan el comportamiento del usuario como punto de partida para una programación, en la cual es posible elegir que cargas son importantes en un momento determinado, y así gestionar de una mejor manera la energía con la que se cuenta.

2. MODELAMIENTO DE LA MICRORRED AISLADA

En este capítulo se abordan y explican los modelos matemáticos de cada uno de los componentes de la microrred aislada. Cada modelo es referenciado en la literatura y fue seleccionado con el propósito de poder simular un sistema muy aproximado al real, cumpliendo además con la premisa de que sea un modelo sencillo.

2.1. Introducción

El estudio de las microrredes ha sido impulsado en los años recientes. Entre las microrredes que más fuerza han tomado se encuentran las que son basadas en un bus de corriente directa (DC) [11] [23] [24] [29].

Las microrredes basadas en bus DC cuentan con ventajas como su mayor facilidad en los métodos de control, lo cual facilita una mayor calidad en la energía. También son más económicos cuando se encuentran en lugares aislados de la red, por su mayor facilidad de mantenimiento [29].

Por otro lado los buses de DC tienen el inconveniente de que algunos componentes pueden resultar costosos para implementar en gran escala, motivo por el cual se utilizan en modo aislado en lugares muy lejanos de la red puesto que en pequeña escala estos problemas económicos no son tan grandes comparados con la corriente alterna AC [13].

Como se ha mencionado en las secciones 1.2.3. a 1.2.6. , los métodos de gestión energética son de suma importancia en las microrredes. En las microrredes basadas en bus DC los métodos de gestión energética utilizan métodos de control en cada DG [30]. Con el fin de poder simular los métodos de control, se hace necesario utilizar modelos dinámicos de cada uno de los actores en la microrred.

Tomando lo anterior en consideración, se modela una microrred basada en un bus DC para ser simulada. Debido a que se desea simular distintas topologías, en primer lugar se debe modelar matemáticamente los diferentes actores de la microrred, lo cual es mostrado en el presente capítulo.

2.2. Energía Fotovoltaica

La energía proveniente del Sol ha sido aprovechada por la humanidad de múltiples maneras. Por ejemplo, este tipo de energía se utiliza para controlar la temperatura en invernaderos durante la producción de cultivos. De igual manera controla la temperatura en casas, como ejemplo de uso doméstico se puede citar al calentador de agua solar. Otra manera de utilizar la energía proveniente de esta fuente es la energía eólica, la cual es el producto de la diferencia de presiones en la atmósfera causada por los cambios en la temperatura cuya principal causa es el Sol, hoy en

día este tipo de energía se utiliza principalmente para la generación eléctrica (ver sección 2.3). Hay otra forma para transformar la energía proveniente del Sol en energía eléctrica de una forma directa, este tipo de energía es llamada energía fotovoltaica [2].

Las celdas solares transforman la energía proveniente de la irradiancia del Sol en energía eléctrica, a este tipo de energía se le conoce como energía fotovoltaica. La energía fotovoltaica puede ser de cualquier tamaño, debido a que las celdas solares pueden ser conectadas en serie y/o paralelo formando módulos solares para distintos requerimientos de potencia [31].

La potencia disponible de un sistema fotovoltaico depende del tamaño del mismo y de la eficiencia de las celdas. La eficiencia dice cuanta energía proveniente de la irradiancia solar es transformada en energía eléctrica. Lo anterior dificulta la masificación de los sistemas fotovoltaicos, por lo cual el aumento de la eficiencia de las celdas ha sido uno de los puntos de atención en los años recientes debido a que esto puede bajar el costo del sistema. La eficiencia ha avanzado desde 1954 cuando era 5% hasta ser el 40% en laboratorios de investigación para 2014 [32].

En la presente sección se presenta una sub-sección de sistemas fotovoltaicos y una sub-sección de modelado de paneles fotovoltaicos. En la sub-sección de sistemas fotovoltaicos, se estudian algunas aplicaciones de los paneles solares junto con una muestra esquemática de la implementación de estos dispositivos. Dentro de la sub-sección correspondiente al modelado de paneles solares se estudia en detalle el modelado matemático utilizado para la posterior simulación de los paneles solares.

2.2.1. Sistemas Fotovoltaicos

Una celda solar genera corriente directa (DC), esta corriente suele ser demasiado pequeña; por consiguiente, se conectan distintas celdas en paralelo, formando un panel, con el fin de elevar su corriente. En el caso que se desee una mayor tensión a la obtenida con una celda, pueden ser conectadas varias celdas en serie.

Luego de conectar las celdas en serie y paralelo es posible que un sistema fotovoltaico entregue la potencia requerida por la carga.

2.2.1.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados

Los sistemas aislados son autónomos, es decir, no son conectados a la red eléctrica [33] [34]. Este tipo de sistemas se ha implementado en equipos pequeños como calculadoras de bolsillo, relojes, máquinas de estacionamiento (en inglés: car park ticket machines). Una de las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos aislados es suministrar energía en lugares alejados a la red de suministro eléctrico [34].

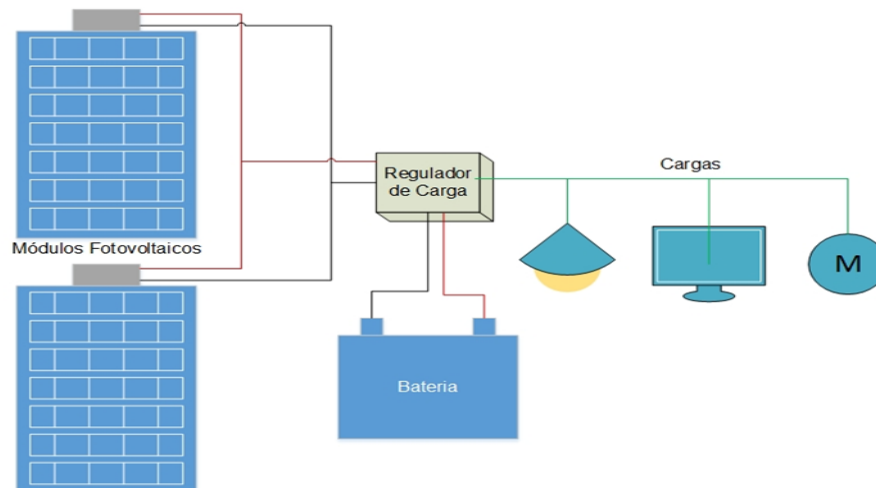


Figura 2-1. Sistema fotovoltaico típico aislado. Paneles fotovoltaicos, sistema de gestión de carga, alimentando cargas DC.

En los sistemas fotovoltaicos aislados se debe asegurar la disponibilidad de energía en las horas de la noche al igual que en las del día [17]. Con el fin de asegurar el funcionamiento del sistema en dicha franja horaria se debe almacenar el exceso de energía adquirida por el sistema durante el día. El exceso de energía es usualmente almacenado, por medio de un sistema de gestión energética, en un banco de baterías. Para evitar un daño permanente en las baterías es importante evitar el estado de sobrecarga y el estado de descarga de las baterías. El sistema de gestión energética debe considerar esto como una de sus prioridades [19] [23] [33] [34] [36]. Los componentes de este sistema aislado son mostrados en la Figura 2-1 [35].

2.2.2. Funcionamiento de los Paneles Solares

Los paneles solares son un conjunto de celdas fotovoltaicas. Las celdas fotovoltaicas son fabricadas con material semiconductor lo cual les permite transformar la energía proveniente del sol, en energía eléctrica, por medio del efecto fotoeléctrico [17] [19] [35] [37]. El panel fotovoltaico de DL Sun-Wind viene fabricado con tecnología de silicio, esto es importante para la realización del modelo matemático de dicho panel fotovoltaico.

En la presente subsección se desarrollará, en primer lugar un modelo matemático para una celda fotovoltaica, a continuación se mostrará el efecto de la temperatura en una celda fotovoltaica, para finalmente estudiar la integración completa en un panel solar.

2.2.2.1. Modelo Matemático de una Celda Fotovoltaica

Cuando no hay iluminación las celdas se comportan como diodos p/n, mientras que cuando las celdas son iluminadas por el sol estas se comportan como baterías, es decir, se acumula carga en el dispositivo. En el momento de conectar un cable externo a las terminales de la celda se genera una circulación de corriente eléctrica.

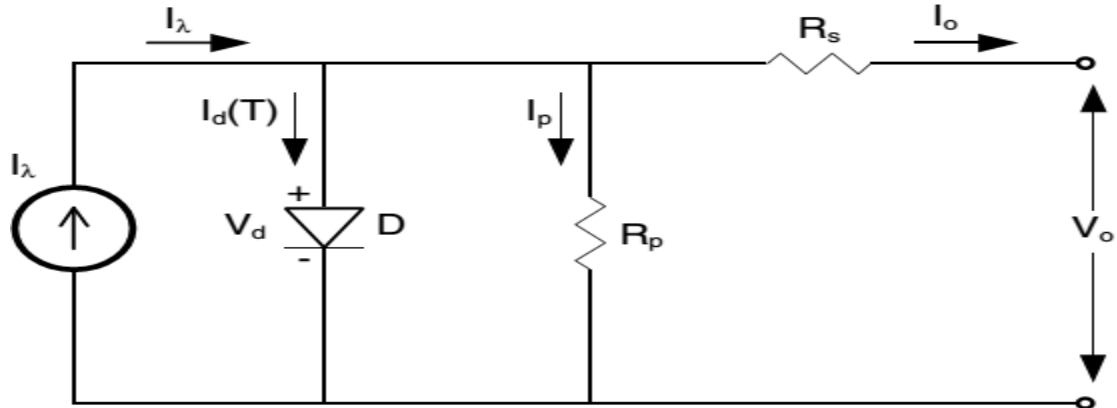


Figura 2-2. Equivalente en circuito eléctrico para una celda de un panel fotovoltaico [34].

Un modelo en forma de circuito eléctrico para una celda fotovoltaica puede ser observado en la Figura 2-2. La fuente de corriente I_λ representa la fotocorriente generada, el diodo D representa la juntura P/N, R_s representa la resistencia serie del dispositivo asociada a la resistencia de los materiales y los contactos eléctricos, R_p representa la resistencia en paralelo del dispositivo relacionada con las fugas de corriente en el volumen del dispositivo.

Aplicando la ecuación de Kirchoff de corrientes se tiene que [37]:

$$I_o = I_\lambda - I_d - I_p \quad (2.1)$$

La fotocorriente generada depende de la radiación (G_x : o intensidad lumínica) que incide sobre la celda solar. Esta corriente se puede aproximar si se conoce la corriente generada para una radiación específica (G_{x0}) por medio de la ecuación (2.2):

$$I_\lambda = \frac{G_x}{G_{x0}} \cdot I_{\lambda 0} \quad (2.2)$$

Donde G_{x0} es la radiación específica en un punto específico, para condiciones estándar 1000 W/m^2 (1 sun), y $I_{\lambda 0}$ es la fotocorriente generada para G_{x0} .

La corriente en el diodo I_d se puede encontrar por medio de la ecuación de Shockley [34]:

$$I_d = I_s \left(e^{\frac{q \cdot V_d}{\eta \cdot k \cdot T}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Dónde:

- I_s := Corriente inversa de saturación de diodo (para celdas de silicio normalmente 100 pA).
- k := La constante de Boltzmann ($1.38047 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).
- q := La carga elemental ($1.60210 \times 10^{-19} \text{ C}$).
- V_d := Tensión del diodo (V).
- η := Constante empírica (Normalmente $\eta = 1$ para celdas de silicio).

$T :=$ Temperatura absoluta de la celda solar, medida en K.

El término $k \cdot T / q$ se conoce como tensión térmica (V_T) para una temperatura ambiente de $T_a = 298$ K, $V_T = 38.94452$ V.

La tensión en el diodo puede calcularse aplicando la ecuación de Kirchhoff de tensiones:

$$V_d = V_o + I_o \cdot R_s \quad (2.4)$$

Reemplazando estos valores en (2.1) se tiene:

$$I_o = I_\lambda - I_s \left(e^{\frac{q \cdot (V_o + I_o \cdot R_s)}{k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V_o + I_o R_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Para condiciones estándar, es decir $G_x = G_{x0} = 1000$ W/m² y $I_\lambda = I_{\lambda 0}$, se puede despejar la ecuación en función de las condiciones de corto circuito y de circuito abierto, lo que significa:

$$I_o = I_{sc} \quad (2.6)$$

$$V_o = 0 \quad (2.7)$$

Para el corto circuito y

$$I_o = 0 \quad (2.8)$$

$$V_o = V_{oc} \quad (2.9)$$

Para el circuito abierto.

En circuito abierto:

$$0 = I_\lambda - I_s \left(e^{\frac{V_{oc}}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (2.10)$$

$$I_s = \frac{I_\lambda - \frac{V_{oc}}{R_p}}{A} \quad (2.11)$$

En donde la variable A se define como muestra la ecuación (2.12)

$$A = e^{\frac{V_{oc}}{V_T}} - 1 \quad (2.12)$$

En corto circuito:

$$I_{sc} = I_\lambda - \frac{I_\lambda - \frac{V_{oc}}{R_p}}{A} \left(e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{I_{sc} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.13)$$

$$I_{\lambda} = \frac{I_{sc} \cdot \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{oc}}{R_p} \cdot \left(\frac{B}{A}\right)}{1 - \frac{B}{A}} \quad (2.14)$$

Donde la variable B se define como muestra la ecuación (2.15) [34]

$$B = e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{V_T}} - 1 \quad (2.15)$$

La relación entre la potencia máxima y el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$ define un parámetro llamado factor de llenado (Fill Factor: FF) como se muestra en la ecuación (2.16) [38].

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.16)$$

Este parámetro no tiene unidades y simplemente indica que tan lejos se encuentra el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$ de la potencia entregada por la celda solar. Un factor de llenado ideal se conseguiría para una celda solar sin efectos resistivos, este factor de llenado ideal es llamado FF_0 , con el sub-índice 0 para distinguirlo del FF . El FF_0 se puede aproximar por medio de la ecuación empírica (2.17).

$$ff_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \quad (2.17)$$

En donde el parámetro v_{oc} es la tensión en circuito abierto normalizada para la tensión térmica, es decir:

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_T} \quad (2.18)$$

El nivel de llenado es muy importante para el modelo matemático debido a que con estos dos valores se puede estimar las resistencias R_s y R_p por medio de una aproximación empírica como muestran las ecuaciones (2.19) y (2.20) respectivamente.

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \left(\frac{V_{oc,STC}}{I_{sc,STC}}\right) \quad (2.19)$$

$$R_p = \frac{FF_0(v_{oc} + 0.7)}{\left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right)} \left(\frac{V_{oc,STC}}{I_{sc,STC}}\right) \quad (2.20)$$

En las anteriores ecuaciones el subíndice STC indica que son valores tomado para condiciones estándar, es decir: 298K (25°C), 1000 W/m². Una vez calculadas estas resistencias se puede encontrar las ecuaciones trascendentes que relacionan la corriente de salida I_o con la tensión de salida V_o . Esta ecuación se muestra en (2.22).

$$I_o = I_\lambda - \frac{I_\lambda - \frac{V_{oc}}{R_p}}{A} \left(e^{\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_o + I_o \cdot R_s}{R_p} \quad (2.21)$$

$$I_o = \frac{I_{sc} \cdot \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{oc}}{R_p} \cdot \left(\frac{B}{A}\right)}{1 - \frac{B}{A}} - \left(\frac{I_{sc} \cdot \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{oc}}{R_p} \cdot \left(\frac{B}{A}\right)}{A - B} - \frac{V_{oc}}{A \cdot R_p} \right) \cdot \left(e^{\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_o + I_o \cdot R_s}{R_p} \quad (2.22)$$

En donde A y B son las constantes calculadas en (2.12) y (2.15) respectivamente.

2.2.2.2. Efecto de la Temperatura en una Celda Fotovoltaica

El modelo descrito arriba no basta para realizar una simulación debido a que a cada cambio de temperatura se genera demasiado costo computacional, y también se debe tener en cuenta el cambio en algunas constantes importantes como lo son I_{sc} y V_{oc} .

Un parámetro creado con el fin de facilitar el modelado para la variación de la temperatura de las celdas fotovoltaicas es la temperatura nominal de la celda (NOCT: Normal Operating Cell Temperature). En otras palabras el NOCT es la temperatura de trabajo de la celda para las siguientes condiciones de trabajo: *Irradiancia solar = 800 W/m², Temperatura ambiente = 20 °C.*

La temperatura en la celda (T_c) se puede encontrar con la ecuación (2.23) [34].

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G_x \quad (2.23)$$

2.2.2.3. Desde la Celda hasta el Panel Fotovoltaico

El modelo indicado anteriormente se diseña para una celda fotovoltaica, sin embargo, una celda fotovoltaica sencilla no va a cumplir con los requerimientos de potencia de uso domiciliario o de una industria. Debido a lo expuesto anteriormente, para uso domiciliario e industrial se usan paneles fotovoltaicos (PV).

Los paneles fotovoltaicos son agrupaciones de celdas conectadas en serie o paralelo. Conectar varias celdas fotovoltaicas aumenta la capacidad del sistema fotovoltaico, pero al mismo tiempo se debe generar un escalamiento en el modelo matemático, como es mostrado en las ecuaciones (2.24) y (2.25).

$$I_{oM} = N_p \cdot I_o \quad (2.24)$$

$$V_{oM} = N_s \cdot V_o \quad (2.25)$$

En donde I_{oM} , V_{oM} simbolizan la corriente y la tensión de salida del panel, respectivamente; mientras que I_o , V_o simbolizan la corriente y la tensión de salida de una celda fotovoltaica sencilla, respectivamente. Finalmente N_p , N_s simbolizan el número celdas conectadas en paralelo y en serie, respectivamente.

Los datos entregados por el fabricante corresponden al panel solar no a una celda fotovoltaica simple, en consecuencia también es necesario un escalamiento de estos parámetros para el correcto funcionamiento del modelo como lo muestran las ecuaciones (2.26) y (2.27) [34].

$$I_{sc} = \frac{I_{scM}}{N_p} \quad (2.26)$$

$$V_{oc} = \frac{V_{ocM}}{N_s} \quad (2.27)$$

En donde I_{scM} , V_{ocM} simbolizan la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto del panel, respectivamente; mientras que I_{sc} , V_{oc} simbolizan la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto de una celda fotovoltaica sencilla, respectivamente.

También se puede utilizar el concepto de NOCT para el panel solar y modificar así la tensión de circuito abierto del panel. Para realizar este modelamiento de la variación de la temperatura, se debe calcular el valor de la temperatura de operación de la celda (T_c) como muestra la ecuación (2.23) y se utiliza el factor alfa (α) el cual entrega el fabricante, para encontrar el valor V_{ocM} corregido por temperatura. Si el fabricante no lo entrega se asume $\alpha = 0$. Cada caso puede observarse en las ecuaciones (2.28) y (2.29).

$$\alpha = 0 \quad V_{ocM} = V_{oc} - 0.0023(T_c - 298)N_s \quad (2.28)$$

$$\alpha \neq 0 \quad V_{ocM} = V_{oc}N_s - \alpha(T_c - 298) \quad (2.29)$$

2.2.2.4. Cálculo Computacional del Comportamiento del Panel

Luego de encontrar los parámetros constantes como son I_{sc} y V_{oc} , se puede encontrar el valor de las resistencias del modelo R_s y R_p , se debe considerar las variaciones en la irradiancia y la temperatura. De esta manera se tienen todos los valores para la función que relaciona la corriente de salida de la celda solar I_o con su tensión de salida v_o . Esta función se puede observar en la ecuación (2.22).

Sin embargo, tener los valores de las constantes de la ecuación (2.22) no es suficiente. Lo anterior por causa de que la ecuación (2.22) no puede ser resuelta analíticamente.

Con el fin de resolver dicha ecuación se decidió acudir a un método de análisis numérico. El método escogido fue el método de Newton-Raphson. Se eligió este método debido a que ya había sido utilizado para resolver este tipo de problemas. Otra ventaja adicional es que su precisión depende únicamente del valor de tolerancia deseado [34].

Este método es iterativo y sirve para encontrar raíces de ecuaciones como las mostradas en (2.30), en donde $F(X)$ es la función y X es la variable. Por otro lado en la ecuación (2.31) se muestra el valor de la raíz para la siguiente iteración. En (2.31) se muestra como se asigna el valor para la raíz en la siguiente iteración.

$$0 = F(X) \quad (2.30)$$

$$X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_n)} \quad (2.31)$$

En donde X_n representa el valor de la raíz para la iteración "n", $F(X_n)$ representa el valor de la función evaluada en X_n , $F'(X_n)$ representa el valor de la derivada de la función evaluada en X_n . Finalmente X_{n+1} representa el valor durante la siguiente iteración, en caso de que no se cumpla el límite de iteraciones y el error sea mayor que la tolerancia.

Para realizar esta aproximación se consideró en primer lugar que $R_p \cong \infty$ en la ecuación (2.5), lo cual es válido para irradiancias mayores a 100 W/m^2 . A continuación se escribe la ecuación en su forma canónica, la cual se utiliza como base para aplicar el método de solución Newton-Raphson, descrito en párrafos anteriores. La función $F(I_o)$ es definida como se muestra en la ecuación (2.33).

$$0 = I_\lambda - I_s \cdot \left(e^{\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - I_o \quad (2.32)$$

$$F(I_o) = I_\lambda - I_s \cdot \left(e^{\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{V_T}} - 1 \right) - I_o \quad (2.33)$$

Derivando la función $F(I_o)$ con respecto a I_o , se obtiene la ecuación mostrada en (2.34), con lo cual se puede realizar el método seleccionado.

$$\frac{dF(I_o)}{dI_o} = \frac{-I_s \cdot R_s}{V_T} \cdot e^{\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{V_T}} - 1 \quad (2.34)$$

Una vez resuelta esta ecuación se puede obtener el comportamiento en tensión y corriente del panel para un valor de irradiancia dado, por medio de un barrido en el valor de la tensión.

2.3. Energía Eólica

Después de la revolución industrial, el uso de la energía eólica disminuyó, hasta el punto de ser prácticamente reemplazada por los combustibles fósiles. No obstante, los combustibles fósiles han generado contaminación y se consideran uno de los causantes del actual efecto invernadero, por consiguiente se han estado investigando distintas fuentes de energía alternativas a estos. Entre las fuentes alternativas en investigación, ha destacado recientemente la energía eólica [9] [13].

Hace siglos la energía eólica era transformada en energía mecánica y utilizada en los molinos de trigo, en la actualidad la principal forma de aprovechar esta energía es transformándola en energía eléctrica. El principal inconveniente de este tipo de energía es ser una fuente estocástica, por lo cual la potencia entregada no puede ser determinada con anterioridad. Con el fin de mitigar esta dificultad se busca maximizar la potencia entregada, para lo cual se han desarrollado distintos tipos de turbinas eólicas con sistemas eléctricos y electrónicos que puedan aprovechar mejor la energía del viento.

En la presente sección se presenta una sub-sección de funcionamiento de las turbinas eólicas donde son mostradas algunas nociones generales de las mismas. Finalmente, se presenta una sub-sección modelamiento matemático en donde se estudia el modelo elegido en este proyecto, el cual se encuentra dividido en tres partes (turbina, generador, rectificador).

2.3.1. Funcionamiento de las Turbinas Eólicas

Las turbinas eólicas (WT) transforman la energía proveniente del viento en energía eléctrica. Las turbinas eólicas están compuestas principalmente por tres partes: las aspas del rotor, las cuales se deberían ajustar para aprovechar la máxima energía posible del rotor, una caja de engranajes el cual debe ajustar las revoluciones por minuto (rpm) a las que gira el rotor tan cercanas como sea posible a la frecuencia de la red y en tercer lugar el generador el cual convierte la energía mecánica en eléctrica. En la Figura 2-3, se puede observar una turbina eólica típica con algunas de sus partes señaladas [20]. Sin embargo, la velocidad del viento cambia por distintas causas, tales como: las estaciones, el clima, la hora del día, la ubicación; motivo por el cual en la actualidad algunos fabricantes de turbinas eólicas agregan un rectificador para tomar la energía en DC en lugar de AC disminuyendo de esta manera, el efecto de las variaciones de la velocidad del viento. El módulo DL Sun-Wind contiene una turbina eólica, la cual fue utilizada para este proyecto y se encuentra compuesta por: aspas del rotor, caja de engranajes, generador y un rectificador en puente trifásico [18].

2.3.2. Modelamiento Matemático

Con el fin de poder simular y diseñar el sistema de gestión para la microrred fue necesario el modelamiento matemático de la turbina eólica, el cual es presentado en la presente sección. El modelamiento de la turbina eólica se dividió en tres

partes: aspas del rotor, generador y rectificador. El modelamiento de los engranajes de acople no fue considerado, se asumió en su lugar un acople perfecto (i.e. la energía del rotor es transmitida totalmente al generador) debido a lo pequeño del sistema y la cercanía de todos los elementos del módulo DL Sun-Wind.

2.3.2.1. Aspas del Rotor

En primer lugar, se debe calcular la potencia proveniente del viento que puede ser transformada de energía mecánica en energía eléctrica. La energía entregada por el viento depende de la velocidad con la que el viento empuje las aspas del rotor, la cual se mide en dos tipos de unidades: revoluciones por minuto (rpm) y radianes por segundo (rad/s), la relación entre ambas se muestra en (2.35). Donde “ N ” es medido en rpm y “ ω ” en rad/s [19] [20] [23] [33] [39].

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot N}{60} \quad (2.35)$$

La velocidad en las puntas de las aspas (v) es de gran importancia para encontrar la potencia mecánica que recibirá el generador eléctrico. La velocidad en las puntas de las aspas se relaciona con la velocidad angular (ω) por medio de un parámetro conocido como relación de velocidades (λ , algunos autores lo llaman TSR). La relación puede ser observada en la ecuación (2.36) en la cual “ R ” corresponde a la longitud de las aspas medida desde el centro del rotor, es decir el radio total de la turbina.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (2.36)$$

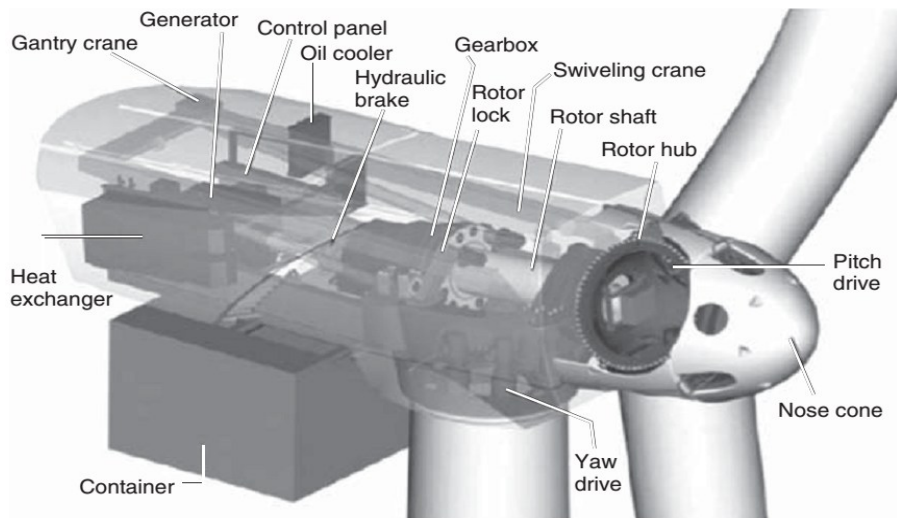


Figura 2-3. Componentes de una turbina eólica [20]. (Gantry crane: puente grúa. Generator: generador. Control panel: Panel de control. Oil cooler: refrigerador de aceite. Hydraulic brake: freno hidráulico. Gearbox: engranaje. Rotor lock: Bloqueo de rotor. Swiveling crane: puente grúa de rotor. Rotor shaft: eje del rotor. Rotor hub: rotor central. Pitch drive: transmisión. Nose cone: nariz en forma de cono. Yaw drive: corona de orientación. Container: contenedor. Heat exchanger: intercambiador de calor.)

La energía cinética de un cuerpo en movimiento puede ser encontrada con (2.37), en la cual “m” corresponde a la masa del cuerpo y “v” a la velocidad. Para un fluido como el viento, (2.37) puede ser aplicada si se utiliza (2.38) para calcular la masa por segundo; en donde “A” es el área transversal, “v” es la velocidad y “ρ” es la densidad medida en kilogramos por metro cúbico. Luego de reemplazar (2.38) en (2.37) resulta (2.39) con la cual se puede calcular la máxima potencia (P_v) que puede entregar el viento.

$$E_{cin} = 0,5 \cdot m \cdot v^2 \quad (2.37)$$

$$m^* = \rho \cdot A \cdot v \quad (2.38)$$

$$P_v = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.39)$$

Existe una relación para la potencia generada por una turbina eólica, la cual relaciona la potencia del viento (P_v) y la potencia del rotor de la turbina (P_t), llamado coeficiente de potencia del rotor (C_p) que se define como se muestra en (2.40).

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (2.40)$$

Esta relación de potencias no es lineal, debido a que varía con la velocidad del viento y en consecuencia con la relación de velocidades (λ), por lo cual el coeficiente de potencia se muestra normalmente como $C_p(\lambda)$, esta función es normalmente aproximada por una función polinómica, para una turbina del mismo tamaño que la encontrada en el módulo DL Sun-Wind [39].

Se puede encontrar la potencia capturada por las aspas al utilizar las ecuaciones (2.39) y (2.40) cuyo resultado se muestra en (2.41). Al dividir la potencia por la velocidad angular se puede encontrar el torque mecánico en el rotor de la turbina eólica, como se muestra en (2.42).

$$P_t = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda) \quad (2.41)$$

$$T_m = \frac{0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda)}{\omega} \quad (2.42)$$

2.3.2.2. Generador Síncrono de Imanes Permanentes

Las aspas al ser movidas por el viento producen un torque mecánico a un rotor. El rotor hace parte de un generador eléctrico para finalmente transformar la energía mecánica en eléctrica. Con este fin se han usado todo tipo de generadores: síncronos de imanes permanentes (PMSG: Permanent magnet synchronous generator), de inducción de velocidad constante (FSIG: Fixed-speed induction generator), de inducción doblemente alimentado (DFIG: Doubly Fed Induction Generator), entre otros [19] [20].

Para micro-turbinas como la del tamaño del módulo DL Sun-Wind se han utilizado generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) [39], motivo por el cual este tipo de generador es el modelado en el presente proyecto.

Para modelar el PMSG en primer lugar se debe considerar la ley de la fuerza de Newton para movimiento angular en el rotor de la turbina; esta ley es mostrada en la ecuación (2.43) en donde, T_m es el torque mecánico (en N·m), T_e es el torque eléctrico (en N·m), J es el momento inercia (en kg·m²) y F es la fricción viscosa (en (N·m)/(rad·s)), esta ecuación puede ser escrita en forma integral como muestra la ecuación (2.44) lo cual ayuda a su modelado para simulación. Estas ecuaciones son fundamentales en todo generador eléctrico.

$$T_m = T_e + J \cdot \frac{d\omega}{dt} + F \cdot \omega_m \quad (2.43)$$

$$\omega_m = \frac{1}{J} \cdot \int (T_m - T_e - F \cdot \omega_m) \cdot dt \quad (2.44)$$

El torque mecánico es aplicado al rotor del generador de la turbina, llamado aerogenerador, el cual produce una salida eléctrica.

Para modelar un generador síncrono trifásico se utilizan principalmente dos representaciones:

- Por bobinas de fase: esta representación encuentra la tensión producida por cada bobina, llegando a la misma una magnitud con un corrimiento de $2\pi/3$ rad/s en cada fase. Esta representación es principalmente usada para estudiar las maquinas eléctricas en estado estable.
- Bobinas en formación dq: esta representación se basa en modelar un esquema de generador bifásico en los ejes “d” y “q”, luego con estos valores se puede encontrar el correspondiente a cada fase. Esta es la representación preferida para modelos dinámicos.

Debido a que esté último es el modelo preferido para representaciones dinámicas, en este proyecto se utiliza las bobinas en formación dq para representar el generador. Las ecuaciones para este modelo son mostradas en (2.45) a (2.54). En dichas ecuaciones v_s [V], i_s [A] y Ψ_s [Wb] son la tensión, corriente y flujo de acoplamiento por fase, ω_m [rad/s] es la velocidad angular, ω_e [rad/s] es la frecuencia eléctrica, T_m y T_e son los torques eléctrico y mecánico, i_d [A], v_d [V], Ψ_d [Wb] y L_d [H] son la corriente, tensión, flujo de enlace e inductancia del eje d, i_q [A], v_q [V], Ψ_q [Wb] y L_q [H] son la corriente, tensión, flujo de acoplamiento e inductancia del eje q, Φ_{PM} [Wb] es el flujo permanente magnético, R_s [Ω] es la resistencia de fase y p es el número de pares de polos [40] [41].

$$-v_s = i_s \cdot R_s + \frac{d\Psi_s}{dt} + j \cdot \omega_e \cdot \Psi_s \quad (2.45)$$

$$T_e = 1,5 \cdot p \cdot (\Phi_{PM} \cdot i_q + (L_d - L_q) \cdot i_q \cdot i_d) \quad (2.46)$$

$$\omega_e = p \cdot \omega_m \quad (2.47)$$

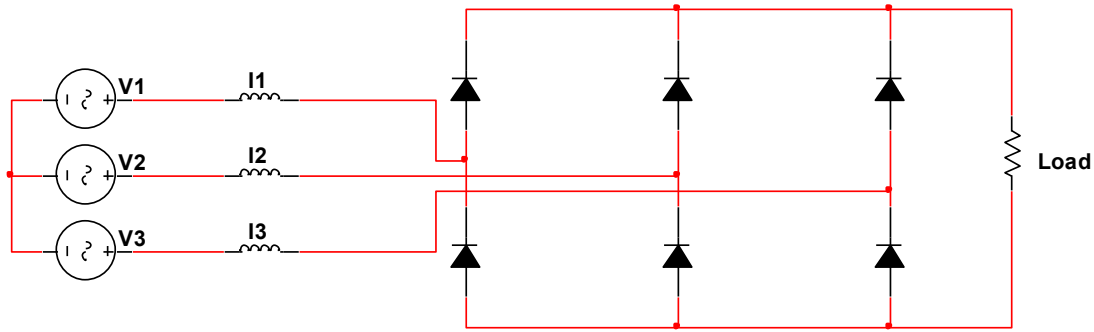


Figura 2-4. Esquema de un rectificador trifásico en puente.

$$v_s = v_d + j \cdot v_q \quad (2.48)$$

$$\Psi_s = \Psi_d + j \cdot \Psi_q \quad (2.49)$$

$$\Psi_d = \Phi_{PM} + L_d \cdot i_d \quad (2.50)$$

$$\Psi_q = L_q \cdot i_q \quad (2.51)$$

$$i_s = i_d + j \cdot i_q \quad (2.52)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q} \cdot (v_q - R_s \cdot i_q - L_d \cdot \omega_e \cdot i_d - \Phi_{PM} \cdot \omega_e) \quad (2.53)$$

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d} \cdot (v_d - R_s \cdot i_d - L_q \cdot \omega_e \cdot i_q) \quad (2.54)$$

La salida eléctrica para un aerogenerador PMSG tiene una tensión y una frecuencia que varían con la velocidad del viento, por ello es usual conectar un rectificador trifásico en puente a la salida del aerogenerador.

2.3.2.3. Rectificador Trifásico

La tensión a la salida del PMSG, como se mencionó anteriormente, tiene una frecuencia que varía con la velocidad del viento. Para un sistema de alimentación eléctrica no es deseable que sus características principales, como es el caso de la frecuencia, varíen fuera de un rango predeterminado, por lo cual se han desarrollado distintos métodos para solucionar este inconveniente causado por utilizar el viento como fuente de energía.

Entre los métodos desarrollados se encuentran: control sobre la velocidad del rotor, control de ángulo de cabeceo, implementación de convertidores AC a DC trifásicos (rectificadores). La turbina eólica del módulo DL Sun-Wind trae incorporado un rectificador trifásico, por ser el método preferido en este tipo de micro-turbinas.

El módulo DL Sun-Wind tiene incorporado un rectificador trifásico en puente como el mostrado en la Figura 2-4. Este tipo de rectificador puede ser modelado encontrando la tensión o la corriente promedio lo cual se puede realizar por medio de una ganancia. La ganancia para encontrar la tensión promedio puede observarse en la ecuación (2.55). En donde V_{DC} es la tensión promedio a la salida del puente

rectificador, V_s es la tensión máximo que alcanza una fase del generador trifásico, debido a que el modelo del generador de bobinas en formación dq se realiza utilizando fasores, el valor pico corresponde a la magnitud del fasor.

$$V_{DC} = \frac{3 \cdot \sqrt{3}}{\pi} \cdot V_s \quad (2.55)$$

2.4. Banco de Baterías

Los bancos de baterías son empleados en generación distribuida como sistemas de respaldo y almacenamiento de energía, ya que estos brindan el suministro de energía en momentos en los cuales los demás sistemas de generación no producen la potencia requerida por la carga y se mantiene disponible en caso de que las otras fuentes no sean capaces de suministrar la potencia a las cargas, el modelo escogido es bastante sencillo; utiliza el estado de carga como parámetro de control.

2.4.1. Modelo matemático

El banco de baterías es un sistema de almacenamiento de energía. Dicho banco de baterías se debe conectar en paralelo a la carga y a las fuentes de generación. Utilizando el teorema de corriente de Kirchhoff, para las corrientes que fluyen desde y hacia el banco se puede plantear la ecuación (2.56) y (2.57), en donde I_g representa la corriente de la generación, I_{bat} representa la corriente que fluye por la batería e I_{carga} simboliza la corriente que alimenta las cargas [33] [36] [42].

$$I_g = I_{bat} + I_{carga} \quad (2.56)$$

$$I_{bat} = I_g - I_{carga} \quad (2.57)$$

Del signo de la corriente de la batería I_{bat} se puede saber si la batería se encuentra cargándose o descargándose. Este modelo usa celdas de 2V para caracterizar el comportamiento de las baterías utilizadas. Para una batería se deben tener en cuenta ciertos puntos de trabajo, si se trabaja dentro de estos parámetros la batería puede operar sin dañarse, ya sea por sobrecarga (voltaje de gaseo, $V_g \approx 1.2 \cdot 2V$), saturación (Voltaje de fin de carga, $V_{EC} \approx 1.4 \cdot 2V$) o por sobre descarga ($0.9 \cdot 2V$) [43], en la Figura 2-5 se muestra la curva de trabajo normal de una batería.

Los principales parámetros usualmente usados para caracterizar y modelar la batería son:

- Capacidad Nominal (C_X). Esta es la capacidad de energía que puede ser almacenada.
- Carga y Descarga. Esta es la relación entre la capacidad nominal y la carga y descarga de la batería.
- Estado de Carga (SOC). Este es la relación de la carga eléctrica almacenada de la batería en un tiempo dado.

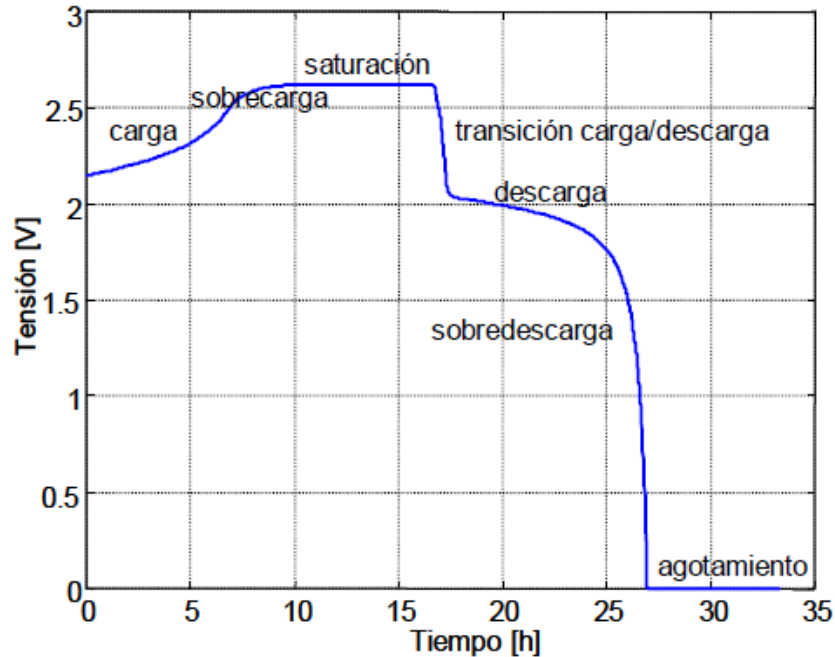


Figura 2-5. Modos de operación de una batería donde se muestran las fases de carga y descarga [43]. El régimen de saturación y de descarga profunda se caracteriza por ser dañino para la batería.

Todos parámetros necesarios para entender cuál es el estado de la batería con respecto a la carga, sin embargo y para poder modelarla se tomaron como parámetros de entrada los siguientes:

- Estado de carga normalizado $SOC_n(t)[\%]$.
- Estado de carga máximo o capacidad máxima de la batería $SOC_m(Wh)$.
- Número de celdas de 2V en serie.
- La corriente de la batería I_{bat} .

Teniendo los parámetros de entrada mencionados, se puede modelar matemáticamente la batería en términos de la corriente de entrada, las celdas de 2V y el SOC en dos modos [36].

Un modelo usual para representar un banco de baterías es por medio de una fuente de tensión en serie con una resistencia llamados V_1 y R_1 . Este modelo también usa el número de celdas en serie que hay dentro de la batería n_s .

2.4.1.1. Modo de carga

Cuando el banco de baterías se está cargando, la corriente de la batería es positiva, debido a que se está cargando, ya sea con el panel fotovoltaico, la turbina eólica o ambos [36]. Cuando se encuentra la corriente en esta dirección se dice que hay una tensión de carga (V_{ch}) y una resistencia de carga (R_{ch}).

$$V_1 = V_{ch} = (2 + 0.148 \cdot \beta) \cdot n_s \quad (2.58)$$

$$R_1 = R_{ch} = \frac{0.758 + \frac{0.1309}{1.06 - \beta}}{SOC_m} \cdot n_s \quad (2.59)$$

Con

$$\beta = \frac{SOC}{SOC_m} \quad (2.60)$$

2.4.1.2. Modo de descarga

Cuando el banco de baterías se está descargando, dicho banco tiene la función de suministrar la potencia a las cargas, y la corriente es negativa [36]. Cuando se encuentra la corriente en esta dirección se dice que hay una tensión de descarga (V_{dch}) y una resistencia de descarga (R_{dch}).

$$V_1 = V_{dch} = (1.926 + 0.124 \cdot \beta) \cdot n_s \quad (2.61)$$

$$R_1 = R_{dch} = \frac{0.19 + \frac{0.1037}{\beta - 0.14}}{SOC_m} \cdot n_s \quad (2.62)$$

En ambos casos, tanto carga como descarga de la batería, la tensión producida es:

$$V_{bat} = V_1 + I_{bat} \cdot R_1 \quad (2.63)$$

Ahora, se tiene la salida del modelo en tensión, para poder realizar control o supervisar la batería. Es necesario saber cuál es el estado de la batería en cada instante de tiempo, esto se logra con el SOC_n , obtenido de la siguiente manera:

$$SOC_n(t) = SOC_1 + \frac{1}{SOC_m} \cdot \int \left[\left(\frac{k \cdot V_1 \cdot I_{bat}}{3600} \right) - \frac{D \cdot SOC_n(t - \tau) \cdot SOC_m}{3600} \right] dt \quad (2.64)$$

Del

cual SOC_1 es el estado de carga inicial en %, $SOC_n(t - \tau)$ es el estado de carga anterior, k es una constante empírica que describe la eficiencia de carga y descarga de la batería, y D es el estado de descarga definido como:

$$D = 1 - SOC \quad (2.65)$$

2.5. Convertidores DC-DC

En los sistemas de generación de energía a partir de fuentes no convencionales como paneles fotovoltaicos o generadores eólicos, la energía producida no es constante, al depender de factores irregulares como la temperatura, la irradiancia solar o la velocidad del viento, que son no controlables. Se han propuesto e implementado distintas soluciones para resolver el problema de la variancia en dichas variables tanto para los paneles solares como para los generadores eólicos.

Una de las posibles soluciones es conectar las fuentes a un bus común de DC para controlar de una forma más sencilla la energía generada [6] [13] [23] [33].

El bus de DC debe manejarse con una tensión regulada, por consiguiente se debe utilizar un método para regular la tensión de las fuentes estocásticas elegidas en este proyecto; también es muy importante evitar la pérdida de energía. Tomando en cuenta lo anterior se usan los convertidores DC-DC, los cuales funcionan como transformadores para DC y también son usados, para convertir una entrada no regulada en una salida regulada [44]-[46]. Los dos tipos de convertidores usados en este trabajo, son el convertidor elevador o Boost y el reductor o buck, cuyo modelo matemático es mostrado a continuación.

2.5.1. Modelo Matemático

Los convertidores usados en este proyecto son los convertidores Buck o reductor y Boost o elevador. Estos convertidores funcionan como transformadores para DC, debido a lo cual se evita la pérdida de energía, e incluso se puede variar el punto de trabajo de las fuentes con la utilización de estos convertidores [46].

2.5.1.1. Convertidor Buck

El convertidor Buck o reductor, es el encargado de transformar una tensión de entrada no regulada en una tensión regulada más pequeña. El diagrama circuital puede ser observado en la Figura 2-6.

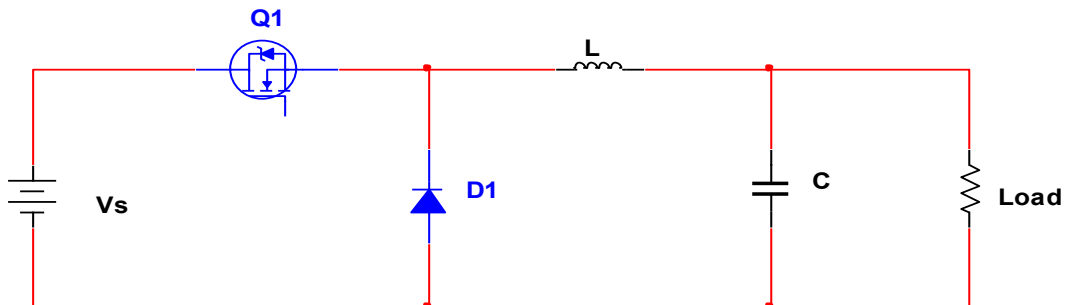


Figura 2-6. Diagrama circuital de un convertidor Buck.

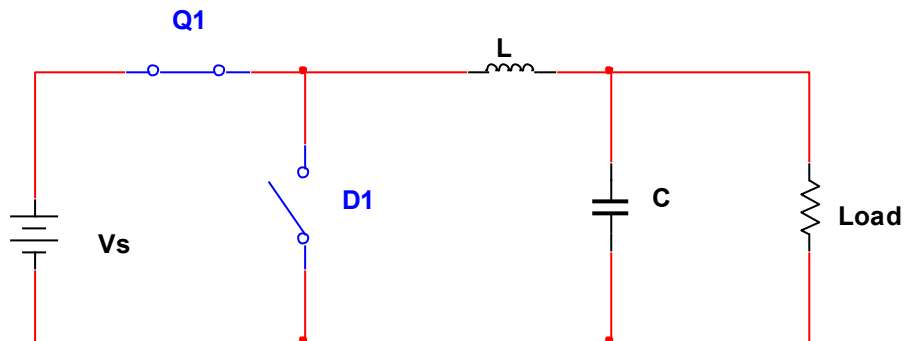


Figura 2-7. Circuito con interruptor $Q1$ cerrado.

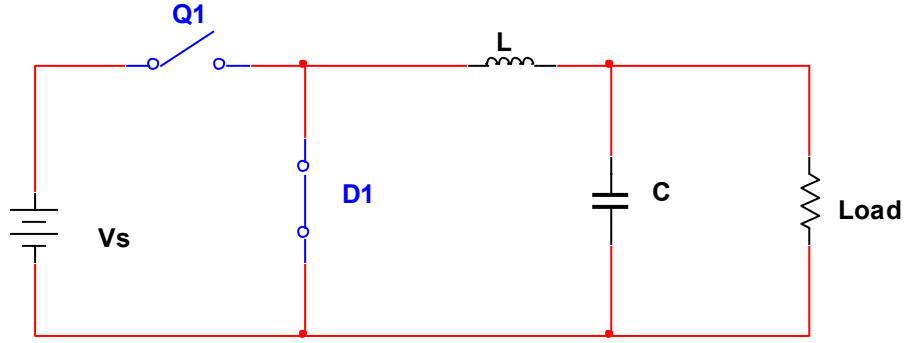


Figura 2-8. Circuito con el interruptor Q1 abierto.

En la Figura 2-6. el transistor Q1 cumple la función de interruptor, por este motivo se generan dos casos para analizar [47]: con el interruptor encendido, cuando funciona como corto circuito, y con el interruptor apagado, cuando funciona como circuito abierto, lo que lleva a los dos circuitos mostrados en las figuras 2-7 y 2-8.

En el primer caso el transistor Q1 funciona en corto circuito, por lo cual el diodo D1 es polarizado en inverso como muestra la Figura 2-7, para analizar este circuito se asume que el condensador C es suficientemente grande para mantener la tensión de salida V_o constante. Tomando lo anterior en consideración se puede encontrar la tensión en la bobina, como es mostrado en la ecuación (2.66).

$$v_L = V_s - V_o = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (2.66)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (2.67)$$

Definiendo un parámetro D (ciclo de trabajo) que relacione el tiempo que dura encendido el interruptor t_{ON} con el periodo de conmutación T del circuito, como se muestra en la ecuación (2.68) y asumiendo que la variación en la corriente es constante, se puede llegar a la ecuación (2.69) [48].

$$D = \frac{t_{ON}}{T} \quad (2.68)$$

$$\frac{di_L}{dt} \approx \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{D \cdot T} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (2.69)$$

$$(\Delta i_L)_{t_{ON}} = \frac{V_s - V_o}{L} \cdot D \cdot T \quad (2.70)$$

En la ecuación (2.70) el símbolo $(\Delta i_L)_{t_{ON}}$ simboliza la variación de la corriente mientras el interruptor se encuentra encendido. El mismo procedimiento puede ser realizado para el circuito mostrado en la Figura 2-8, en la cual el interruptor se encuentra apagado y el diodo D1 funciona como corto circuito.

$$v_L = -V_o = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (2.71)$$

$$\frac{di_L}{dt} = -\frac{V_o}{L} \quad (2.72)$$

El tiempo que dura apagado el interruptor t_{OFF} se relaciona con el tiempo de conmutación T , como el tiempo restante al que el interruptor se encuentra encendido t_{ON} . Tomando lo anterior en consideración se puede llegar a una relación entre el tiempo de apagado t_{OFF} y el parámetro D como muestra la ecuación (2.7).

$$t_{OFF} = (1 - D) \cdot T \quad (2.73)$$

$$\frac{di_L}{dt} \approx \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1 - D) \cdot T} = -\frac{V_o}{L} \quad (2.74)$$

$$(\Delta i_L)_{t_{OFF}} = -\frac{V_o}{L} \cdot (1 - D) \cdot T \quad (2.75)$$

Las ecuaciones (2.74) y (2.75) provienen de tomar las mismas consideraciones que las tomadas en (2.69) para el circuito de la Figura 2-8. En la ecuación (2.75) el símbolo $(\Delta i_L)_{t_{OFF}}$ simboliza la variación de la corriente mientras el interruptor se encuentra apagado. En régimen permanente es necesario que la corriente por la bobina sea la misma al principio y al final de la conmutación, por consiguiente la variación total de corriente debe ser cero, como muestra la ecuación (2.76).

$$(\Delta i_L)_{t_{ON}} + (\Delta i_L)_{t_{OFF}} = 0 \quad (2.76)$$

$$\frac{V_s - V_o}{L} \cdot D \cdot T - \frac{V_o}{L} \cdot (1 - D) \cdot T = 0 \quad (2.77)$$

De la ecuación (2.80) se puede despejar V_o , como se muestra en (2.78) [48].

$$V_o = D \cdot V_s \quad (2.78)$$

2.5.1.2. Convertidor Boost

El convertidor Boost o elevador es el encargado de transformar una tensión de entrada no regulada en una tensión regulada mayor al de la fuente de entrada, el diagrama circuital puede observarse en la Figura 2-9.

En la Figura 2-9. el transistor Q1 cumple la función de interruptor, por este motivo, al igual que en la Figura 2-6., se generan dos casos para analizar [47]: con el interruptor encendido, cuando funciona como corto circuito, y con el interruptor apagado, cuando funciona como circuito abierto lo que lleva a los dos circuitos mostrados en las figuras 2-10 y 2-11.

En el primer caso el transistor Q1 funciona en corto circuito, por lo cual el diodo D1 es polarizado en inverso como muestra la Figura 2-10, para analizar este circuito se asume que el condensador C es suficientemente grande para mantener la tensión de salida V_o constante. Tomando lo anterior en consideración se puede encontrar la tensión en la bobina, como se muestra en la ecuación (2.79) [48].

$$v_L = V_s = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (2.79)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s}{L} \quad (2.80)$$

Tomando el mismo parámetro D , para definir la relación entre t_{ON} y T mostrado en la ecuación (2.68).

$$\frac{di_L}{dt} \approx \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{D \cdot T} = \frac{V_s}{L} \quad (2.81)$$

$$(\Delta i_L)_{t_{ON}} = \frac{V_s}{L} \cdot D \cdot T \quad (2.82)$$

En donde al igual que para el convertidor reductor $(\Delta i_L)_{t_{ON}}$ simboliza la variación de corriente para el tiempo en el cual el interruptor se encuentra encendido. De manera similar se puede analizar el circuito de la Figura 2-11.

$$v_L = V_s - V_o = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (2.83)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (2.84)$$

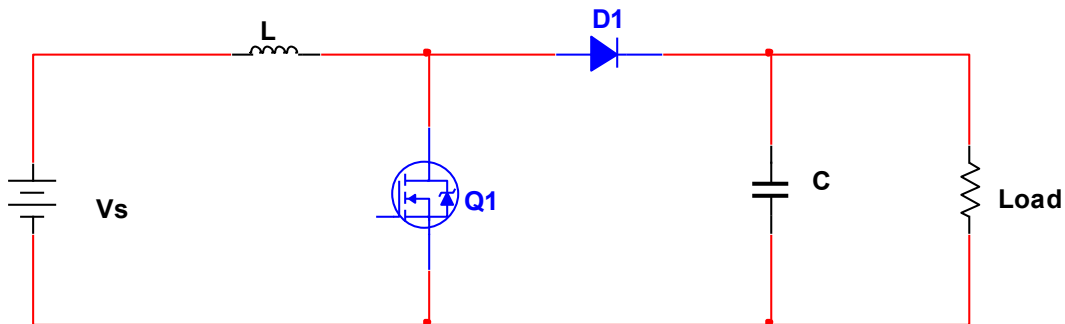


Figura 2-9. Diagrama circuital de un convertidor Boost.

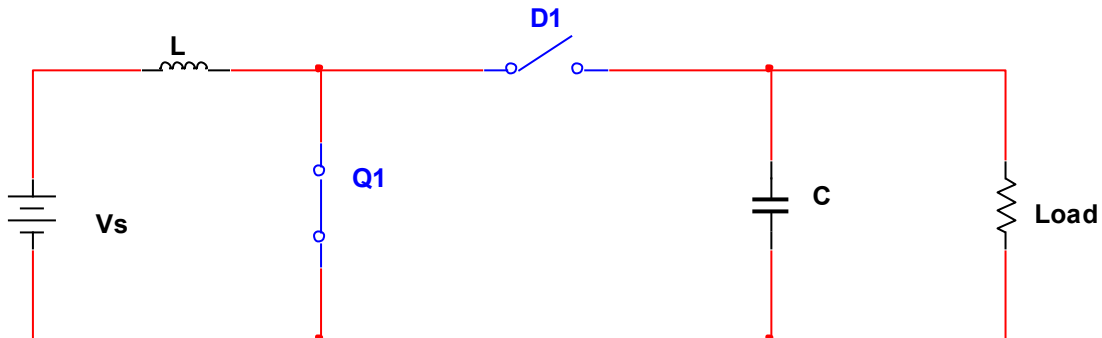


Figura 2-10. Circuito con interruptor Q1 cerrado.

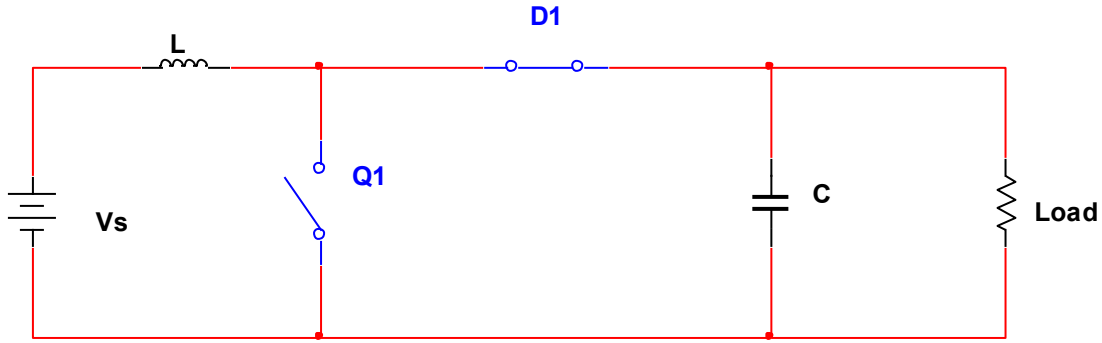


Figura 2-11. Circuito con el interruptor Q1 abierto.

Tomando en cuenta que el circuito de la Figura 2-11 es el modelo durante el tiempo en que el interruptor se encuentra apagado t_{OFF} , y recordando su relación con D y T .

$$\frac{di_L}{dt} \approx \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D) \cdot T} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (2.85)$$

$$(\Delta i_L)_{t_{OFF}} = \frac{V_s - V_o}{L} \cdot D \cdot T \quad (2.86)$$

Al igual que para el convertidor reductor la corriente que pasa por la bobina debe tener una variación total de cero en régimen permanente.

$$(\Delta i_L)_{t_{ON}} + (\Delta i_L)_{t_{OFF}} = 0 \quad (2.87)$$

$$\frac{V_s}{L} \cdot D \cdot T + \frac{V_s - V_o}{L} \cdot D \cdot T = 0 \quad (2.88)$$

Despejando V_o [48].

$$V_o = \frac{V_s}{1-D} \quad (2.89)$$

2.6. Convertidores DC-AC: Inversor

El inversor o convertidor DC-AC, es el encargado de la conversión de corriente continua que llega de las fuentes alternativas y específicamente de la batería en corriente alterna, para el suministro a cargas de corriente alterna. Dependiendo del tipo de red usado, el inversor puede funcionar en dos formas, en el primer caso el inversor funciona conectado a la red o “grid on”, en el cual el inversor entra a suministrar la energía en caso de fallas de la red principal o en momentos de alta demanda, en un segundo escenario el convertidor estará en modo aislado o desconectado “grid off” de la red, que es el pertinente a este trabajo.

2.6.1. Modelo Matemático

Existen muchos modelos de inversor [49] [50], desde los más básicos a los más complejos en los que también se genera un esquema de control que mejore la eficiencia de conversión y disminuya las pérdidas de transmisión, sin embargo, en este trabajo el tema principal es la priorización de cargas por lo que se usará el modelo de red de dos puertos [51], esta convertirá la energía de la batería en

energía alterna de suministro a las cargas, típicamente de 12V a 120V, por lo tanto se modelará con una fuente dependiente de corriente y a la salida una fuente controlada de tensión como se muestra en la Figura 2-12.

Dado que en el principio de conservación de la energía la potencia de salida debe ser igual a la potencia de entrada, se modeló el inversor teniendo en cuenta la eficiencia de conversión η_{inv} en la ecuación de la fuente dependiente, donde la fuente de tensión suministra una tensión constante.

$$V_c = V_{ac} = cte. \quad (2.90)$$

$$I_c = \frac{V_o I_o}{V_i \eta} \quad (2.91)$$

La eficiencia de conversión se conoce como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada. En la literatura [51] se ha trabajado en modelar la eficiencia de conversión del inversor a partir de un polinomio de segundo grado, en el cual se usan unos coeficientes de ajuste del polinomio encontrados a partir de datos del fabricante o pruebas con el inversor.

$$\eta = \frac{P_{NOR}}{P_{NOR} + k_0 + k_1 P_{NOR} + k_2 P_{NOR}^2} \quad (2.92)$$

Donde P_{NOR} es la potencia de salida normalizada y k_0, k_1, k_2 son parámetros adimensionales, basados en la potencia de salida.

2.7. Conclusiones del Capítulo

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser conectados de manera aislada a la carga, o bien pueden ser conectados a la red eléctrica para funcionar como sistema de soporte en caso de alguna falla o como cogenerador. La base de los sistemas fotovoltaicos es el panel solar el cual puede ser modelado basándose en su comportamiento por celda el cual genera una ecuación trascendente que no puede ser resuelta analíticamente, por consiguiente en este proyecto se utilizó la aproximación de Newton-Raphson, con la cual se obtuvo un modelo válido para simular el panel solar.

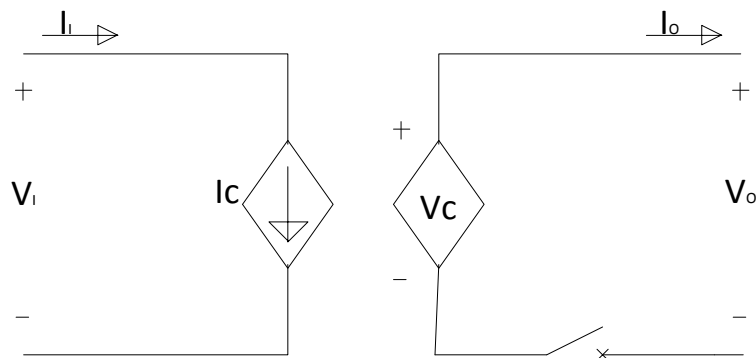


Figura 2-12. Circuito equivalente del convertidor DC-AC.

La energía eólica ha tenido un crecimiento significativo en los años recientes, siendo aplicada en usos domésticos e industriales. Esto conlleva a un avance científico y tecnológico en las turbinas eólicas. A pesar de lo mencionado anteriormente, no hay un modelo matemático aceptado por toda la comunidad para su simulación, por consiguiente en este proyecto se propuso un modelo que valora en primer lugar la energía proveniente del viento la cual ingresa a un PMSG, el cual se encarga de convertir dicha energía de mecánica a eléctrica utilizando un modelo el cual, además muestra su comportamiento dinámico.

El banco de baterías resulta ser de gran importancia para este proyecto debido a que se hace necesario tener un sistema de soporte cuando se utilizan fuentes de energía estocástica como es el caso de los sistemas fotovoltaicos y la energía eólica, por consiguiente una de las prioridades de este proyecto es proteger el estado de carga del banco de baterías, puesto que una caída en este generaría una falla en toda la microrred. Con el fin de poder simular el banco de baterías se desarrolló un modelo matemático sencillo pero, muy útil para la simulación. Dicho modelo incluye la capacidad de almacenamiento del banco y la corriente con que puede alimentar a la carga.

Los convertidores DC-DC son utilizados a manera de acople entre las fuentes de energía y el bus de DC, modificando sus puntos de operación. Mientras que el convertidor DC-AC funciona como puente entre el bus de DC y las cargas de AC utilizadas. Tomando esto en consideración se elige un modelo matemático sencillo que cumple con los objetivos de cada convertidor.

Los modelos matemáticos desarrollados pueden ser utilizados en cualquier programa de cálculo matemático informático con el fin de simularlos.

3. CONTROL DE LOS CONVERTIDORES DC-DC

Como se mencionó anteriormente, en la literatura aparecen distintas topologías que han sido implementadas en las microrredes. Las dos principales son probablemente las microrredes CERTS y europeas [11] [13]. En las microrredes tipo CERTS cada fuente de generación tiene su propio dispositivo de almacenamiento de energía esto ayuda a mejorar la flexibilidad y calidad de la energía, pero incrementa notoriamente el precio. Por otro lado, las microrredes tipo Europea cuentan con un único sistema de almacenamiento de energía para toda la microrred, esto disminuye los costos pero requiere unos sistemas de control más exigentes para cada sistema de generación en la microrred [11] [13] [33].

Por el motivo mostrado en el párrafo anterior el módulo de energías alternativas DL Sun-Wind es una microrred tipo Europea basada en un bus de DC [18]. En este tipo de microrredes es muy importante un sistema de gestión energética, el cual deberá tomar decisiones sobre la carga, fuentes de generación y sobre los dispositivos de almacenamiento [13] [23].

En el presente capítulo se presenta el desarrollo de los controladores para los convertidores DC-DC los cuales se conectan al bus de DC, mientras que en el capítulo 4 se muestra el sistema de gestión energética que toma decisiones sobre toda la microrred.

3.1. Introducción

Los tipos de energía seleccionados en este proyecto son energía fotovoltaica y energía eólica, con lo cual se crea una microrred híbrida de energía renovable (HRES). Es seleccionado este tipo de energías debido a que se encontró en la literatura que trabajan muy bien juntas [12] [13] [23] [24] [28] y por este motivo son modelados en las secciones 2.2. y 2.3., se puede destacar de este modelamiento que las fuentes de generación entregan la energía eléctrica en DC. El sistema de almacenamiento de energía más usado en el mundo es el banco de baterías de plomo-acido, el cual es utilizado en este proyecto y fue revisado en la sección 2.4.

Como consecuencia de que tanto las fuentes de energía eléctrica como los dispositivos de almacenamiento manejan la energía eléctrica en corriente directa una topología basada en un bus de DC resulta ser lo más adecuado [19] [20] [23] [52]. Para la realización de este tipo de topologías se debe tener en cuenta que se debe suministrar la energía necesaria a las cargas y adicional a ello drenar la energía sobrante con el fin de evitar sobrecarga, bien sea sobre la carga o en el momento de cargar el banco de baterías.

En las topologías elegidas, las cuales se explican con mayor detalle en las secciones 4.1. y 4.2., las fuentes de energía fotovoltaica y eólica son los principales actores en el suministro de energía a las cargas. Cuando la energía suministrada por el panel fotovoltaico y la turbina eólica no es suficiente estas fuentes trabajan

en su punto de extracción de máxima potencia, mientras la batería se encarga de entregar la energía faltante a las cargas.

Por otro lado para drenar la energía sobrante de la microrred, se encuentra en la literatura que la microrred normalmente es conectada a la red eléctrica [10] [19] [20] [23] [24], funcionando como cogeneración, con el fin de encontrar reducciones en los cobros del operador del suministro. Drenar la energía sobrante resulta más desafiante para una microrred aislada, por lo cual en este proyecto se modeló y simuló un controlador de corriente regulada para cumplir con mencionado fin.

Con el fin de poder extraer la máxima potencia de las fuentes se utilizan métodos de ajuste del punto de máxima potencia (MPPT: Maximum Power Point Tracking), cuando se realiza el ajuste por medio de cambios eléctricos en la literatura se simboliza con las siglas MePPT. Entre dichos MePPT se encuentran los métodos de control difuso utilizados en este proyecto [5] [18] [20] [21] [23] [25] [29] [33] [35].

En el presente capítulo en primer lugar se presentan nociones básicas de control difuso, luego se presenta el diseño de los controladores difusos de corriente finalizando, con el diseño de los algoritmos de localización del punto de máxima potencia.

3.2. Fundamentos del Control Difuso

La ingeniería en control ha desarrollado dos métodos principales de control, el control en lazo abierto y el control en lazo cerrado. Cada uno de estos tipos de control posee sus ventajas y desventajas [53] [54].

El control en lazo abierto funciona para algunos objetivos no muy exigentes con unos costos relativamente bajos, sin embargo, dicho tipo de control falla cuando se presentan perturbaciones en el sistema. En dicho tipo de control no se mantiene constante monitoreo de la variable de salida de la planta, motivo por lo cual el controlador, como se señaló anteriormente, no puede tomar decisiones ante perturbaciones debido a que simplemente no las detecta [53].

El control en lazo cerrado es más complejo que el control en lazo abierto. La principal diferencia es que en lazo cerrado se monitorea constantemente la variable de interés de la planta, ésta es llevada al controlador por medio de algún transductor para que así el controlador tome su decisión. Algunas veces los sensores y transductores pueden tener un valor elevado, a esto se le debe sumar que el control es más complejo desde su etapa de diseño lo cual genera retrasos en su implementación y en consecuencia en su producción. Lo anterior conlleva un incremento en los costos. Sin embargo, si la planta exige precisión por la seguridad de los empleados o para un funcionamiento óptimo, no hay duda en que el único método de control viable es el control en lazo cerrado [53] [54].

Para este proyecto de grado, como se menciona en la sección 3.1. , es necesario utilizar controladores con dos finalidades distintas. Uno de los controladores debe

asegurar una corriente específica, para que tanto el panel fotovoltaico como la turbina eólica, solo entreguen la energía necesaria a las cargas. El otro controlador debe asegurar que dichas fuentes de energía trabajen en su punto de máxima potencia. Debido a que estos controladores requieren un rendimiento bastante alto y en razón a la naturaleza estocástica de las fuentes de energía renovables, se hace necesario utilizar un método de control en lazo cerrado.

Los sistemas de control en lazo cerrado han sido el centro de los estudios en la ingeniería de control; dentro de dichos estudios se pueden clasificar los métodos de control en dos grupos básicos: lineales y no lineales. Los métodos de control lineal también son llamados, por algunos, métodos de control convencional mientras los de control no lineal son conocidos como métodos de control no convencional [53] [55]. El método de control debe ser elegido de acuerdo con la aplicación, puesto que un método de control puede ser ventajoso en ciertas aplicaciones, pero puede ser en cambio dañino para otras.

Para controlar la salida de convertidores DC-DC como el reductor y el elevador estudiados en la sección 2.5. , se han implementado distintos métodos de control con el fin de asegurar una salida regulada, principalmente la tensión, haciendo frente a una entrada estocástica. Entre estos métodos se pueden destacar algunos métodos analógicos que se han aplicado extensamente, tales como, control por corriente pico, por corriente de carga, Bode, lugar de las raíces, PID analógico, entre otros. Otros métodos de control más complejos también han sido implementados tales como: PID digital, control basado en redes neuronales, control difuso [44]-[46] [52] [56]-[65]. Entre estos distintos métodos se eligió el control difuso por dos razones principales: en primer lugar se encontró en la literatura que ya ha sido comparado con otros métodos resultando, el control difuso, ser más efectivo [44]-[46] [60]-[65]; en segundo lugar el control difuso tiene la ventaja de no depender de modelos matemáticos profundos en la planta para su diseño. Esta segunda ventaja hace que sea más fácil su diseño utilizando como planta los convertidores DC-DC estudiados en la sección 2.5., evitando tener que realizar una aproximación o un diseño de control muy complejo.

Las fuentes de energía renovable, como todo generador, tienen una resistencia interna y en consecuencia un punto de operación de máxima potencia en el cual se acopla dicha resistencia con la carga. Un inconveniente de las fuentes de energía renovable es que dicho punto de máxima potencia no es fijo, en lugar de ello cambia de acuerdo con las condiciones que afectan la generación en dicha fuente. Para el panel fotovoltaico el punto de máxima potencia cambiará si la irradiancia o la temperatura cambian; y para la turbina eólica el punto de máxima potencia cambiará si la velocidad del viento o la presión atmosférica cambian.

Por los motivos expuestos en el párrafo anterior se utiliza el MPPT con los convertidores DC-DC puesto que ellos pueden cambiar el punto de operación de dichas fuentes. En la literatura se encuentran distintos métodos para conseguir este objetivo, entre los cuales se destacan: perturbar y observar (también llamado Hill-Climbing), conductancia incremental, tensión fraccional de circuito abierto y

corriente fraccional de corto circuito. La inteligencia computacional también ha mostrado un resultado satisfactorio en este tipo de control [19] [23] [52] [65]-[83], se destacan los métodos difusos debido a que el funcionamiento de los métodos MPPT pueden ser expresados fácilmente en reglas difusas como se muestra en la sección 3.4.

El diagrama en bloques de una planta controlada por lógica difusa puede observarse en la Figura 3-1. El controlador difuso (fuzzy controller) mostrado en dicho diagrama está formado básicamente por cuatro componentes [53] [55] [84]:

- 1) Fuzificación (Fuzzification): Es el pre-procesamiento para convertir la entrada clásica en una entrada difusa.
- 2) Defuzificación (Defuzzification): Es el post-procesamiento para convertir la inferencia difusa en una salida clásica.
- 3) Mecanismo de inferencia (Inference mechanism): Es el que emula el conocimiento del experto para tomar la mejor decisión para el controlador.
- 4) Base de Reglas (Rule-base): es un conjunto de reglas (If-Then), las cuales contienen la lógica difusa. Por medio de las cuales se cuantifica la descripción lingüística de un buen control.

3.2.1. Reglas Difusas (If-Then)

Una regla difusa de la forma If-Then es un enunciado condicional expresado como muestra (3.1).

$$\mathbf{If}(Si) \langle \text{proposición difusa} \rangle \mathbf{Then} (\text{Entonces}) \langle \text{proposición difusa} \rangle \quad (3.1)$$

$$x \text{ is } S \quad (3.2)$$

En donde las proposiciones difusas pueden ser atómicas, es decir de la forma mostrada en (3.2), en donde x es la variable, S el conjunto difuso, “is” significa es en español. Las proposiciones difusas también pueden ser compuestas al unir varias proposiciones atómicas por medio de los conectores “and” (“y” en español), “or” (“o” en español) y “not” (“no” en español) un ejemplo se muestra en (3.3) [85] [86].

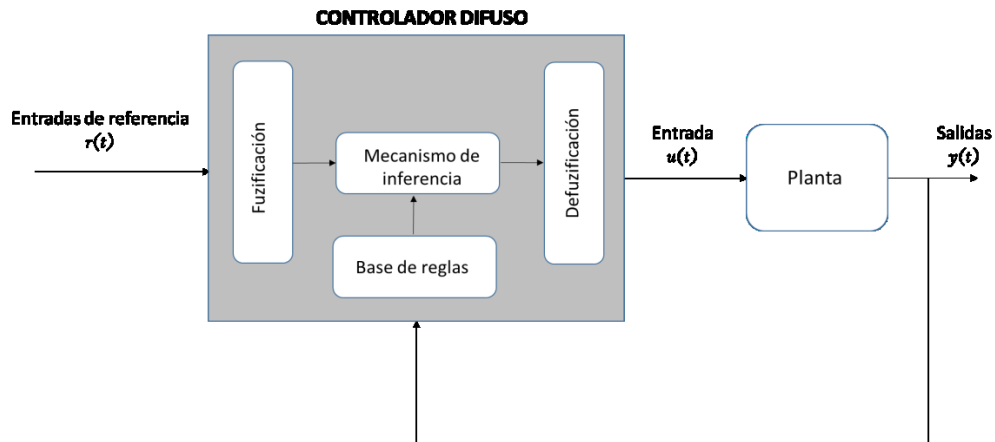


Figura 3-1. Diagrama de bloques del controlador difuso.

$$(x \text{ is } S \text{ and } x \text{ is not } F) \text{ or } x \text{ is } M \quad (3.3)$$

En un sistema de control estas reglas pueden ser vistas como la premisa y el consecuente en la forma mostrada en (3.4) [84].

$$\textit{If premise Then Consequent} \quad (3.4)$$

3.3. Diseño del Controlador de Corriente Regulada

En este proyecto se modelan las fuentes de energía renovable, conectándolas al sistema como fuentes de corriente DC y debido a que es un sistema aislado, se debe equilibrar la generación con el consumo de la carga. Para poder cumplir con este propósito se propone y se diseña un controlador difuso de corriente eléctrica regulada. Una de las topologías típicas del control difuso utiliza dos entradas discretas. La primera entrada es el error $e[k]$ y la segunda entrada es el cambio del error $\Delta e[k]$. Para calcular el cambio en el error se utiliza la primera diferencia, es decir, la diferencia entre el error de la muestra “[k]” y el de la muestra “[$k - 1$]”. Esto es mostrado en las ecuaciones (3.5) y (3.6).

$$e[k] = r[k] - y[k] \quad (3.5)$$

$$\Delta e[k] = e[k] - e[k - 1] \quad (3.6)$$

En donde $r[k]$ es la entrada de referencia discreta, es decir, el valor deseado para la salida $y[k]$ también discreta. En este caso $r[k]$ es la corriente deseada mientras que $y[k]$ es la corriente real a la salida del convertidor DC-DC. Este tipo de control se encuentra bastante estudiado por la literatura para controlar una tensión regulada [44]-[46] [56]-[62] [64], sin embargo, no se encontró tanta para controlar una corriente regulada [63].

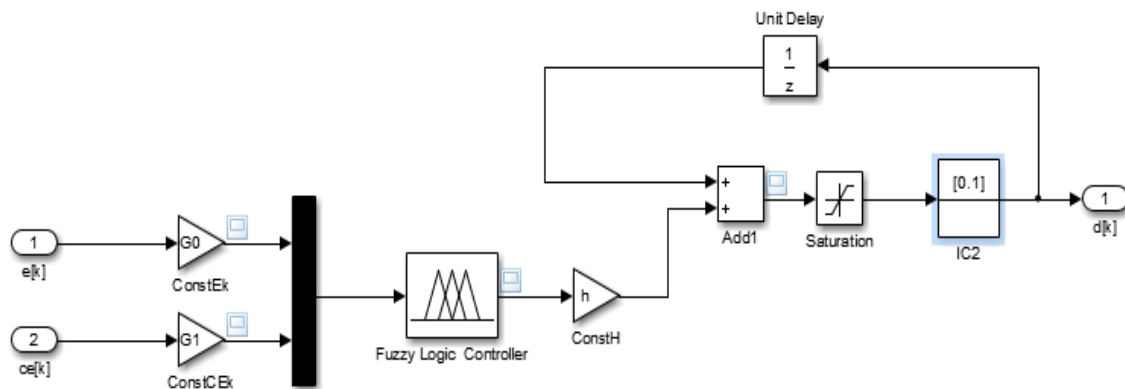


Figura 3-2. Topología del controlador difuso sin la integral del error.

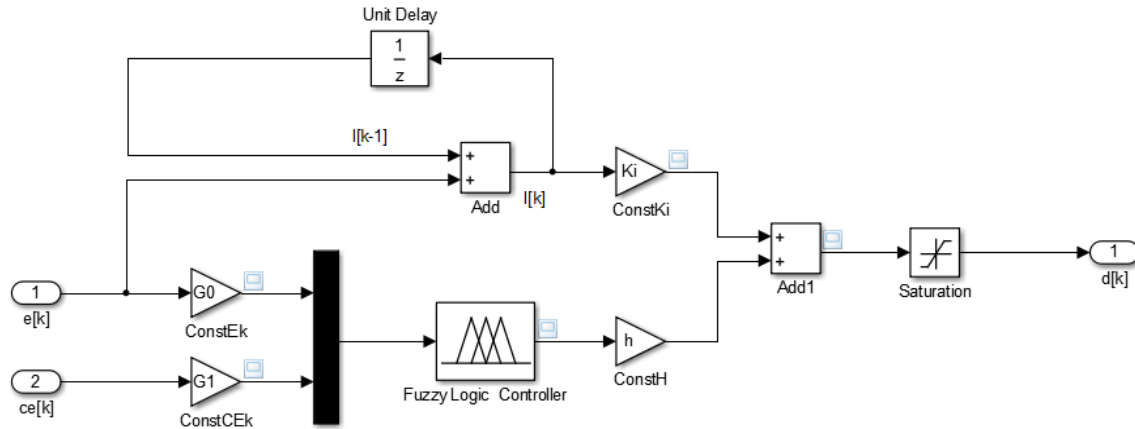


Figura 3-3. Topología de controlador difuso con integrador lineal del error.

Con el fin de producir una corriente regulada son utilizados los convertidores DC-DC cuyo modelado matemático se muestra en la sección 2.5. De las ecuaciones (2.78) y (2.89) se observa que la corriente de salida del convertidor I_o depende directamente de la corriente de entrada al convertidor I_s ; ambos convertidores dependen también del ciclo útil de trabajo de convertidor D . Aunque, la corriente de salida del convertidor reductor depende inversamente y el convertidor elevador depende directamente del ciclo útil, se puede utilizar la misma topología de control para ambos convertidores, puesto que en ambos casos su variación es realizada con el cambio en el ciclo útil. Para este proyecto se utilizan las topologías de control mostradas en las figuras 3-2 y 3-3.

En la Figura 3-2, la salida $d[k]$ representa el ciclo útil del convertidor ($D[k]$), la entrada $e[k]$ representa el error ($e[k]$) y tiene una constante G_0 de acople al universo discurso del controlador difuso, la entrada $ce[k]$ representa el cambio en el error ($\Delta e[k]$) y tiene una constante G_1 de acople al universo discurso del controlador difuso, la constante h es una ganancia a la salida del controlador difuso para acoplar el tamaño de la salida al proceso. Al analizar la topología elegida se hace evidente que la salida del controlador difuso no es el ciclo útil para el convertidor D si no la variación para este ciclo, es decir $\Delta D[k]$. La ecuación que describe esta topología de control puede observarse en (3.7).

$$D[k] = D[k - 1] + h \cdot \Delta D[k] \quad (3.7)$$

En la Figura 3-3, se observa el convertidor difuso con la variación de que el error también se integra. La salida $d[k]$ representa el ciclo útil del convertidor ($D[k]$), la entrada $e[k]$ representa el error ($e[k]$) y tiene una constante G_0 de acople al universo discurso del controlador difuso, la entrada $ce[k]$ representa el cambio en el error ($\Delta e[k]$) y tiene una constante G_1 de acople al universo discurso del controlador difuso, la constante h es una ganancia a la salida del controlador difuso para acoplar el tamaño de la salida al proceso, la constante K_i es una constante de integración del error. De nuevo la salida del controlador difuso es $\Delta D[k]$. La ecuación que describe esta topología de control puede observarse en (3.8).

$$D[k] = K_i \cdot I[k] + h \cdot \Delta D[k] \quad (3.8)$$

3.3.1. Fuzificación

Como se menciona en la sección 3.2., esta es la etapa de pre-procesamiento de las señales de entrada hacia el controlador difuso. También es importante tener en cuenta que se tienen dos plantas distintas, una es el convertidor DC-DC reductor y la otra es el convertidor DC-DC elevador, por consiguiente se requiere un controlador para cada una de las plantas.

En primer lugar se deben elegir las entradas del controlador, como ya se mencionó en la topología escogida se tomaran dos entradas: el error y el cambio del error. A cada una de las entradas se le asignaron 33 conjuntos difusos para los dos tipos de convertidores DC-DC, es decir, tanto para el reductor como para el elevador. Dicha cantidad de conjuntos es mayor a la encontrada en la literatura para los controladores de tensión, para los cuales solo han sido necesarios 17 conjuntos difusos, sin embargo, luego de realizar experimentos con esta cantidad de variables el resultado no fue el deseado. Cada universo discurso fue dividido en 16 conjuntos difusos negativos (identificados por la letra N), 16 conjuntos difusos positivos (identificados por la letra P) y un conjunto difuso cero (identificado por la letra Z). El número de conjuntos difusos que representan la parte negativa es igual al número de conjuntos difusos que representan la parte positiva, esto es debido a que ayuda a mejorar el tiempo de cálculo y en caso de una implementación, puede reducir el tamaño del código a utilizar. Las funciones de pertenencia $\mu_e(e[k])$ y $\mu_{\Delta e}(\Delta e[k])$ pueden ser observadas en la Figura 3-4. Debido a la gran cantidad de conjuntos difusos el costo por cálculo computacional de todas las reglas operando simultáneamente resultaría muy alto, para solucionar este inconveniente se utilizan formas triangulares haciendo así, que a lo sumo sean calculadas cuatro funciones de pertenencia de manera simultánea.

3.3.2. Base de Reglas

La base de reglas, como se mencionó en la sección 3.2., son un conjunto de reglas difusas de la forma “If-Then” (“Si-Entonces” en español). Debido a que cada universo discurso es dividido en 33 conjuntos difusos se tiene una base de 33 x 33 reglas difusas que contienen el conocimiento experto para la toma de decisiones.

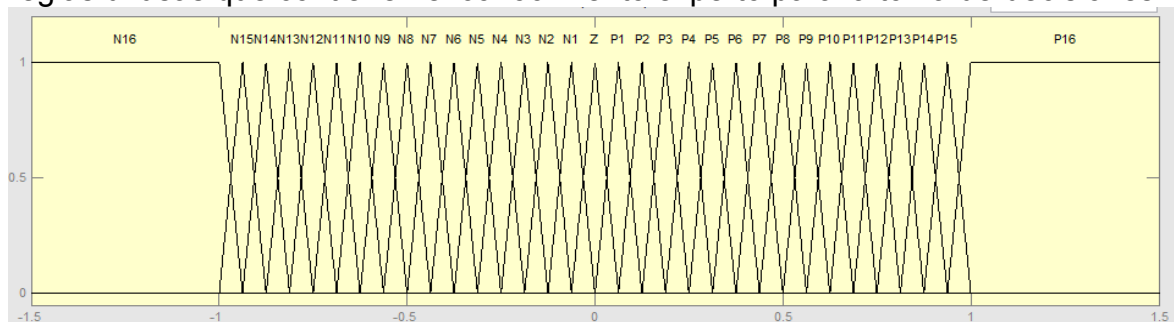


Figura 3-4. Funciones de pertenencia para $\mu_e(e[k])$ y $\mu_{\Delta e}(\Delta e[k])$.

| Error | Acción |
|-------------------------------|----------------|
| $I_o > I_r \rightarrow e < 0$ | $\Delta D > 0$ |
| $I_o < I_r \rightarrow e > 0$ | $\Delta D < 0$ |
| $I_o = I_r \rightarrow e = 0$ | $\Delta D = 0$ |

Tabla 3.3.1. Deducción: If premise Then consequent

Las reglas para el controlador del convertidor reductor, se pueden encontrar tomando en cuenta el modelo matemático de la planta, desarrollado en la sección 2.5.1.1. Analizando las ecuaciones (2.78) y (2.89) se puede encontrar la relación que existe entre el ciclo útil D y las variables de tensión de salida V_o para cada convertidor. Luego de una inspección para cada convertidor se entiende que en ambos convertidores, la corriente de salida va a ser menor si aumenta el ciclo útil. Tomando esto en consideración se puede deducir la acción, ver Tabla 3.3.1.

En la literatura se encontraron controladores difusos de tensión regulada que muestran la relación entre la precisión, el costo computacional y el número de reglas [23] [24] [33] [44]-[46] [59]-[63]. Entre mayor número de reglas mayor precisión pero mayor costo computacional, como se mencionó anteriormente para el rendimiento deseado el menor número de reglas encontrado fue $33 \times 33 = 1089$, mostrar estas reglas en la forma If-Then no resulta muy sencillo por tal motivo una forma útil de hacerlo es en forma tabular, como muestra la Tabla 3.3.2. En dicha tabla los conjuntos difusos del error se encuentran en las columnas, mientras que en las filas los del cambio del error, en verde se puede observar el conjunto difuso para la variación del ciclo útil, como consecuente de la regla.

3.3.3. Mecanismo de Inferencia

El mecanismo de inferencia tiene dos tareas básicas: determinar las reglas que están en uso y plantear conclusiones usando las entradas actuales junto con la base de reglas. Para este proyecto se utiliza el método de inferencia de Mandani también llamado Motor de inferencia del mínimo.

El método de inferencia de Mandani se usa: inferencia basada en reglas individuales con combinación de unión, implicación mínima de Mandani, mínimo para todas las operaciones con t-normas y máximo para todas las operaciones con s-normas. La implicación mínima de Mandani es mostrada en (3.9).

$$\mu_{MM}(x, y) = \min[\mu_{FP1}(x), \mu_{FP2}(y)] \quad (3.9)$$

3.3.4. Defuzificación

En este proyecto para la defuzificación se utiliza el método de promedio de centros, en el cual se utilizan los centros geométricos de los conjuntos difusos de la salida del mecanismo de inferencia, junto con su respectivo peso para generar una salida clásica. Computacionalmente hablando es un método efectivo para calcular la defuzificación de los sistemas con base de reglas triangular, debido a que máximo se utilizaran cuatro reglas. Este método es representado en la ecuación (3.10).

| | | Error (e) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | N16 | N15 | N14 | N13 | N12 | N11 | N10 | N9 | N8 | N7 | N6 | N5 | N4 | N3 | N2 | N1 | Z | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 | P7 | P8 | P9 | P10 | P11 | P12 | P13 | P14 | P15 | P16 |
| P16 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | N14 | N15 | N15 | N16 | N16 | |
| P15 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | N14 | N15 | N15 | N16 | |
| P14 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | N14 | N15 | N15 | |
| P13 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | N14 | N15 | |
| P12 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | N14 | |
| P11 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | N14 | |
| P10 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | N13 | |
| P9 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | N13 | |
| P8 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | N12 | |
| P7 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | N12 | |
| P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | N11 | |
| P5 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | N11 | |
| P4 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | N10 | |
| P3 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | N10 | |
| P2 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | N9 | |
| P1 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | N9 | |
| Z | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | N8 | N8 | |
| N1 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | N7 | | |
| N2 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | | |
| N3 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | N7 | |
| N4 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | N6 | |
| N5 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | N6 | |
| N6 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | N5 | |
| N7 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | N5 | |
| N8 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | N4 | |
| N9 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | N4 | |
| N10 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | N3 | |
| N11 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | N3 | |
| N12 | P14 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | N2 | |
| N13 | P15 | P14 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | N2 | |
| N14 | P15 | P15 | P14 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 | |
| N15 | P16 | P15 | P15 | P14 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | N1 | |
| N16 | P16 | P16 | P15 | P15 | P14 | P14 | P13 | P13 | P12 | P12 | P11 | P11 | P10 | P10 | P9 | P9 | P8 | P8 | P7 | P7 | P6 | P6 | P5 | P5 | P4 | P4 | P3 | P3 | P2 | P2 | P1 | P1 | Z | |
| | N16 | N15 | N14 | N13 | N12 | N11 | N10 | N9 | N8 | N7 | N6 | N5 | N4 | N3 | N2 | N1 | Z | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 | P7 | P8 | P9 | P10 | P11 | P12 | P13 | P14 | P15 | P16 | |

Tabla 3.3.2. Reglas mostradas en forma tabular.

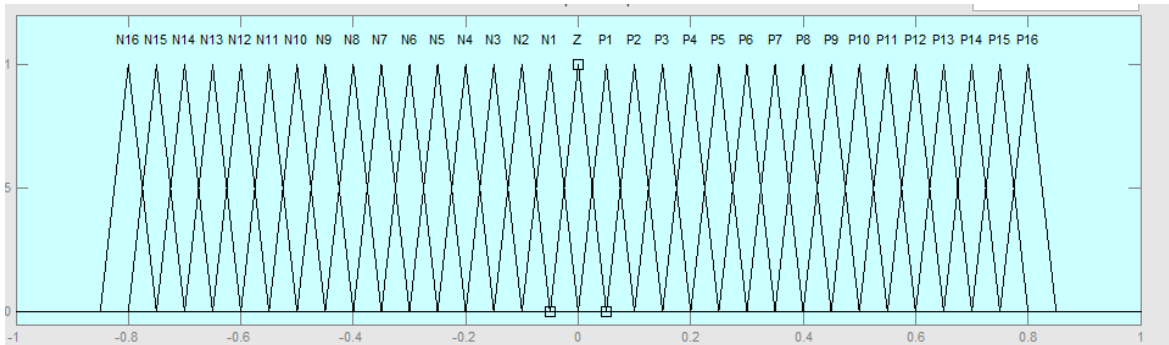


Figura 3-5. Conjuntos difusos de salida.

$$\Delta D = \frac{\sum_{i=1}^N b_i \cdot \mu_i}{\sum_{i=1}^N \mu_i} \quad (3.10)$$

En donde N representa el número de reglas activas, la cual para el caso de reglas triangulares este número es cuatro, b_i es el centro de los conjuntos difusos para la salida y μ_i es su respectivo peso. Los conjuntos difusos para la salida pueden ser observados en la Figura 3-5, y sus respectivos centros son mostrados en la Tabla 3.3.3.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|---|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|------|-----|
| N16 | N15 | N14 | N13 | N12 | N11 | N10 | N9 | N8 | N7 | N6 | N5 | N4 | N3 | N2 | N1 | Z | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 | P7 | P8 | P9 | P10 | P11 | P12 | P13 | P14 | P15 | P16 |
| -0,8 | -0,75 | -0,7 | -0,65 | -0,6 | -0,55 | -0,5 | -0,45 | -0,4 | -0,35 | -0,3 | -0,25 | -0,2 | -0,15 | -0,1 | -0,05 | 0 | 0,05 | 0,1 | 0,15 | 0,2 | 0,25 | 0,3 | 0,35 | 0,4 | 0,45 | 0,5 | 0,55 | 0,6 | 0,65 | 0,7 | 0,75 | 0,8 |

Tabla 3.3.3. Centros para los conjuntos difusos de la salida.

3.4. Diseño del Algoritmo de Localización del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

En este proyecto se utilizan las fuentes de energía renovable como fuentes que suministran corriente en DC, mientras la tensión del bus de DC es fijada por medio del banco de baterías. En el sistema de gestión energética (ver capítulo 4) hay casos en los cuales las fuentes deben entregar su máxima potencia disponible, para ello se debe ajustar su punto de trabajo. Este ajuste se realiza por medio de los convertidores DC-DC al variar la carga vista por la fuente R_i asumiendo una carga constante R_o , esto puede ser observado en la ecuación (3.11) para el convertidor elevador y en la ecuación (3.12) para el convertidor reductor.

$$R_i = \frac{V_i}{I_i} = \frac{(1-D) \cdot V_o}{\frac{I_o}{(1-D)}} = \frac{(1-D)^2 \cdot V_o}{I_o} = (1-D)^2 \cdot R_o \quad (3.11)$$

$$R_i = \frac{V_i}{I_i} = \frac{\frac{V_o}{D}}{D \cdot I_o} = \frac{V_o}{D^2 \cdot I_o} = \frac{R_o}{D^2} \quad (3.12)$$

En estas ecuaciones se puede entender que el punto de operación puede ser controlado por medio del ciclo útil D .

En la literatura se encuentran distintos algoritmos para la localización del punto de máxima potencia (MPPT: Maximun Power Point tracking) [52] [65]-[82], dichos métodos se basan en la curva de potencia contra tensión o corriente ((P) vs (V o I)) la cual es mostrada en la Figura 3-6. En dicha figura se puede observar el punto de máxima potencia (MPP), en el cual se encuentra la potencia (P_{MPP}) con la corriente o la tensión para dicho punto (I_{MPP} o V_{MPP}).

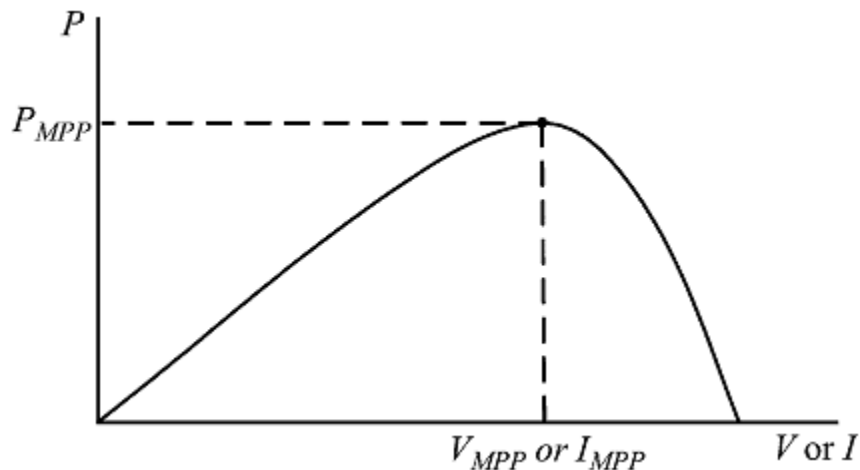


Figura 3-6. Punto de máxima potencia [67].

En el MPP la derivada de la función será igual a cero, tanto si la curva es con respecto a la corriente o con respecto a la tensión como es mostrado en (3.13).

$$P = P_{MPP} \Rightarrow \frac{dP}{dI} = \frac{dP}{dV} = 0 \quad (3.13)$$

Como ha sido mencionado anteriormente, los tipos de control elegidos en este proyecto, son controles de corriente, por consiguiente se toma la curva con respecto a la corriente y no a la tensión. Al analizar el movimiento de un punto sobre la curva de la Figura 3-6 se pueden crear cuatro casos como es mostrado en la Figura 3-7.

- En el caso 1: La corriente disminuye y la potencia aumenta.
- En el caso 2: La corriente disminuye y la potencia también disminuye.
- En el caso 3: La corriente aumenta y la potencia también aumenta.
- En el caso 4: La corriente aumenta y la potencia disminuye.

Teniendo en cuenta el comportamiento de la curva y de las plantas mencionadas en la sección 2.5.1., se pueden generar las conclusiones mostradas en la Tabla 3.4.1., las variables matemáticas mostradas en dicha tabla se pueden entender con las ecuaciones (3.14) a (3.16).

$$\Delta I = I[k] - I[k - 1] \quad (3.14)$$

$$\Delta P = P[k] - P[k - 1] \quad (3.15)$$

$$\Delta D = D[k + 1] - D[k] \quad (3.16)$$

Este análisis de la curva de potencia contra corriente y de los respectivos cambios (deltas “ Δ ”) de cada variable, corresponde al método de conductancia incremental. Dicho método usa derivadas para la ejecución de su algoritmo, sin embargo, al observar la Tabla 3.4.1, se entiende que es posible realizar un controlador difuso basado en la tabla para generar las reglas difusas, es por eso que en el presente proyecto se utiliza un MPPT difuso junto con el análisis del método de conductancia incremental, utilizando la topología mostrada en la Figura 3-2, debido a que muestra menor oscilación y menor tiempo de establecimiento [23] [44]-[46].

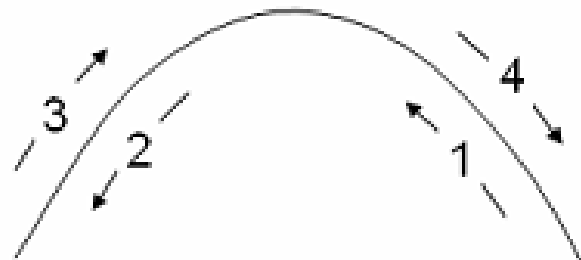


Figura 3-7. Análisis de 4 casos sobre la curva de potencia.

| Casos | Premisa | Consecuente |
|---------|--------------------------------|----------------|
| Primero | $(\Delta I < 0)(\Delta P > 0)$ | $\Delta D > 0$ |
| Segundo | $(\Delta I < 0)(\Delta P < 0)$ | $\Delta D < 0$ |
| Tercero | $(\Delta I > 0)(\Delta P > 0)$ | $\Delta D < 0$ |
| Cuarto | $(\Delta I > 0)(\Delta P < 0)$ | $\Delta D > 0$ |
| Quinto | $(\Delta I = 0)(\Delta P = 0)$ | $\Delta D = 0$ |

Tabla 3.4.1. Los cinco casos de la curva de corriente.

3.4.1. Fuzificación

Del mismo modo que en la sección 3.3 el primer paso, es la elección de las entradas del algoritmo de localización, las cuales pueden ser deducidas directamente de la Tabla 3.4.1. Las entradas son la primera diferencia de la corriente y la potencia (ΔI y ΔP), sus funciones de pertenencia son mostradas en la Figura 3-9. En dicha figura puede observarse dos conjuntos difusos para la parte negativa que son señalados como N1 y N2 respectivamente, dos conjuntos difusos para la parte positiva que son señalados como P1 y P2 respectivamente, y un conjunto para cero señalado como Z.

3.4.2. Base de Reglas

Para construir la base de reglas en este caso se utiliza la Tabla 3.4.1 con la segunda columna como premisa la tercera columna como consecuente. Se genera una base de reglas de $5 \times 5 = 25$, debido a que son 5 casos de análisis en la Tabla 3.4.1. La base de reglas se muestra en forma tabular en la Tabla 3.4.2. En esta última tabla se puede observar en las columnas las normas correspondientes al cambio en la potencia y en las filas el cambio correspondiente al cambio en la corriente mientras que con color verde se muestra el conjunto difuso del consecuente que en este caso es el cambio en el ciclo útil.

3.4.3. Mecanismo de Inferencia

Para este proyecto se utiliza de nuevo el mecanismo de inferencia de Mandani el cual, como se dijo anteriormente (ver sección 3.3.3.), consiste en: inferencia basada en reglas individuales con combinación de unión, implicación mínima de Mandani, mínimo para todas las operaciones con t-normas y máximo para todas las operaciones con s-normas. Los conjuntos difusos utilizados para la salida son mostrados en la Figura 3-9.

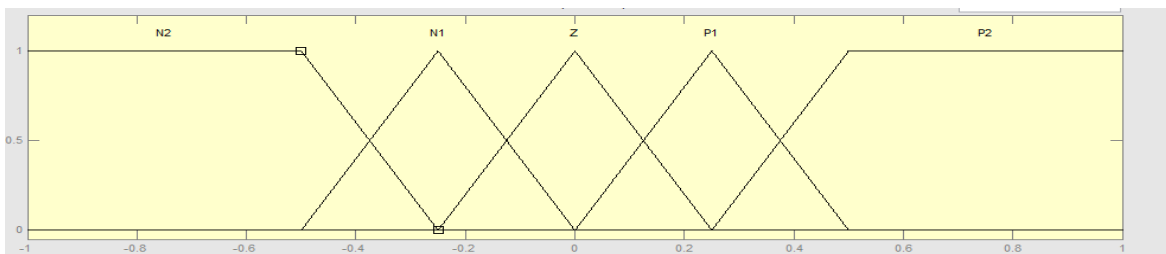


Figura 3-8. Funciones de pertenencia para $\mu_{\Delta I}(\Delta I[k])$ y $\mu_{\Delta P}(\Delta P[k])$

| | | dP | | | | |
|----|----|----|----|---|----|----|
| | | N2 | N1 | Z | P1 | P2 |
| dI | P2 | P2 | P1 | Z | N1 | N2 |
| | P1 | P1 | P1 | Z | N1 | N1 |
| | Z | Z | Z | Z | Z | Z |
| | N1 | N1 | N1 | Z | P1 | P1 |
| | N2 | N2 | N1 | Z | P1 | P2 |

Tabla 3.4.2. Base de Reglas MPPT mostradas en forma tabular.

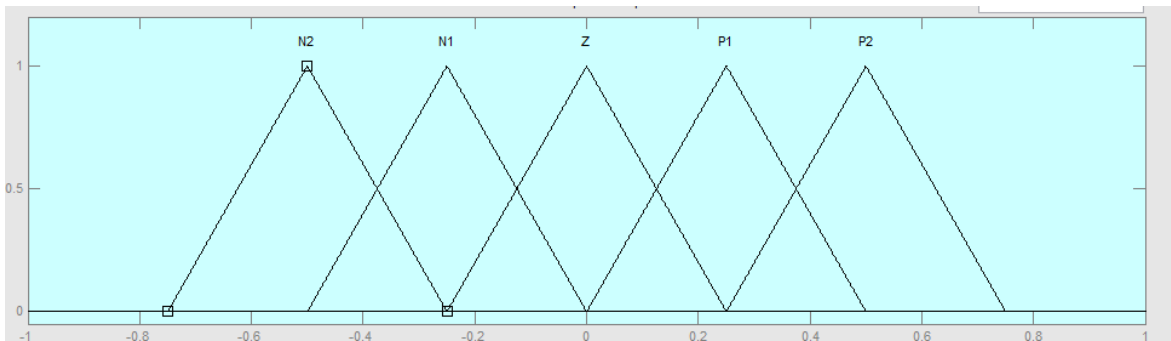


Figura 3-9. Conjuntos difusos de salida para el MPPT.

3.4.4. Defuzificación

Para este proyecto se utiliza el mismo método de defuzificación que para el controlador de corriente regulada mostrado en la sección 3.3.4. , es decir, el método de promedios de centros. Con este fin se utilizan las funciones de pertenencia mostradas en la Figura 3-10 y los centros mostrados en la Tabla 3.4.3.

3.5. Conclusiones del Capítulo

Los controladores difusos han mostrado una gran efectividad al solucionar problemas con plantas no lineales debido a que responde al conocimiento de expertos frente a problemas conocidos. Dado que las fuentes de energía renovable presentan un comportamiento no lineal al igual que el comportamiento de los convertidores DC-DC elevador y reductor, se eligió el método difuso como método de control.

Se puede concluir que son necesarias más reglas para un controlador de corriente regulada en el convertidor reductor que para el de la tensión regulada, encontrado en la literatura. Por otro lado el número de reglas mínimas necesarias para un controlador de corriente regulada, en el convertidor elevador, con un resultado satisfactorio coincide con el número de reglas encontrado en la literatura para el controlador de la tensión regulada. Este número mínimo de reglas en ambos casos asegura gastar el menor tiempo en procesamiento con un resultado satisfactorio.

| N2 | N1 | Z | P1 | P2 |
|------|-------|---|------|-----|
| -0,5 | -0,25 | 0 | 0,25 | 0,5 |

Tabla 3.4.3. Centros para los conjuntos difusos de salida del MPPT.

Analizando el diseño del MPPT se puede observar que los métodos de control difuso pueden ser mezclados con otros métodos de control con el fin de obtener controladores eficientes, más simples y que tarden un menor tiempo computacional. Esta última ventaja se hace evidente al comparar el número de reglas del MPPT y el de los controladores de corriente regulada.

4. SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA

En la generación distribuida, un punto clave de diseño es el esquema de gestión energética de las fuentes. Este esquema es resultado de la planeación, modelado y puesta a prueba de un algoritmo ajustado a las topologías comparadas. Dado que en simulación se realizaron dos modelos de microrred híbrida, para cada modelo hay un sistema de gestión energética. Sin embargo, para la topología que se adapta mejor al módulo DL Sun-Wind se realizaron dos esquemas, uno que contiene los controladores de los convertidores modelados y el otro que no contiene dichos controladores, para ajustarlo a las herramientas disponibles. En el presente capítulo se presentan los tres esquemas de gestión energética, empezando por un esquema de topología paralela, para seguir con la topología del sistema DL Sun-Wind. Finalmente, se presenta el sistema de priorización de cargas propuesto para este proyecto.

4.1. Gestión energética con fuentes en paralelo al banco de baterías

Este modelo se realizó pensando en las mejores y peores situaciones que se podrían presentar en una microrred como la de la Figura 4-1. En este esquema se da prioridad al estado de carga de la batería. Debido a que la microrred tiene disposición de las fuentes de energía renovable, se pueden alimentar las cargas al mismo tiempo que se carga el banco de baterías, con el fin de mantenerlo en un adecuado estado de carga.

Este esquema de gestión se encarga de activar, desactivar, conectar y/o desconectar los MPPT, fuentes y cargas dependiendo del estado de carga de la batería, la energía generada y la carga solicitada. El diagrama de flujo de esta topología se encuentra en la Figura 4-2. Los parámetros más importantes del sistema de gestión, en esta topología son: la tensión medida en la batería, la corriente de las fuentes, la potencia y la activación o desactivación del MPPT difuso.

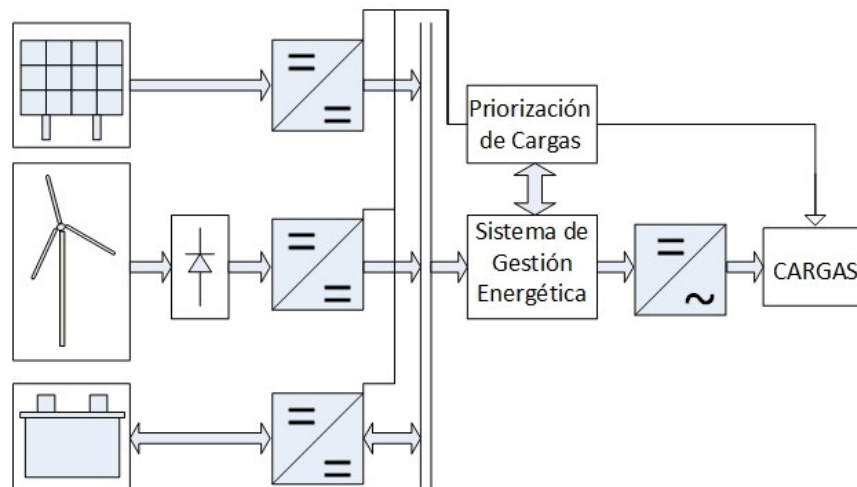


Figura 4-1. Topología de microrred en paralelo.

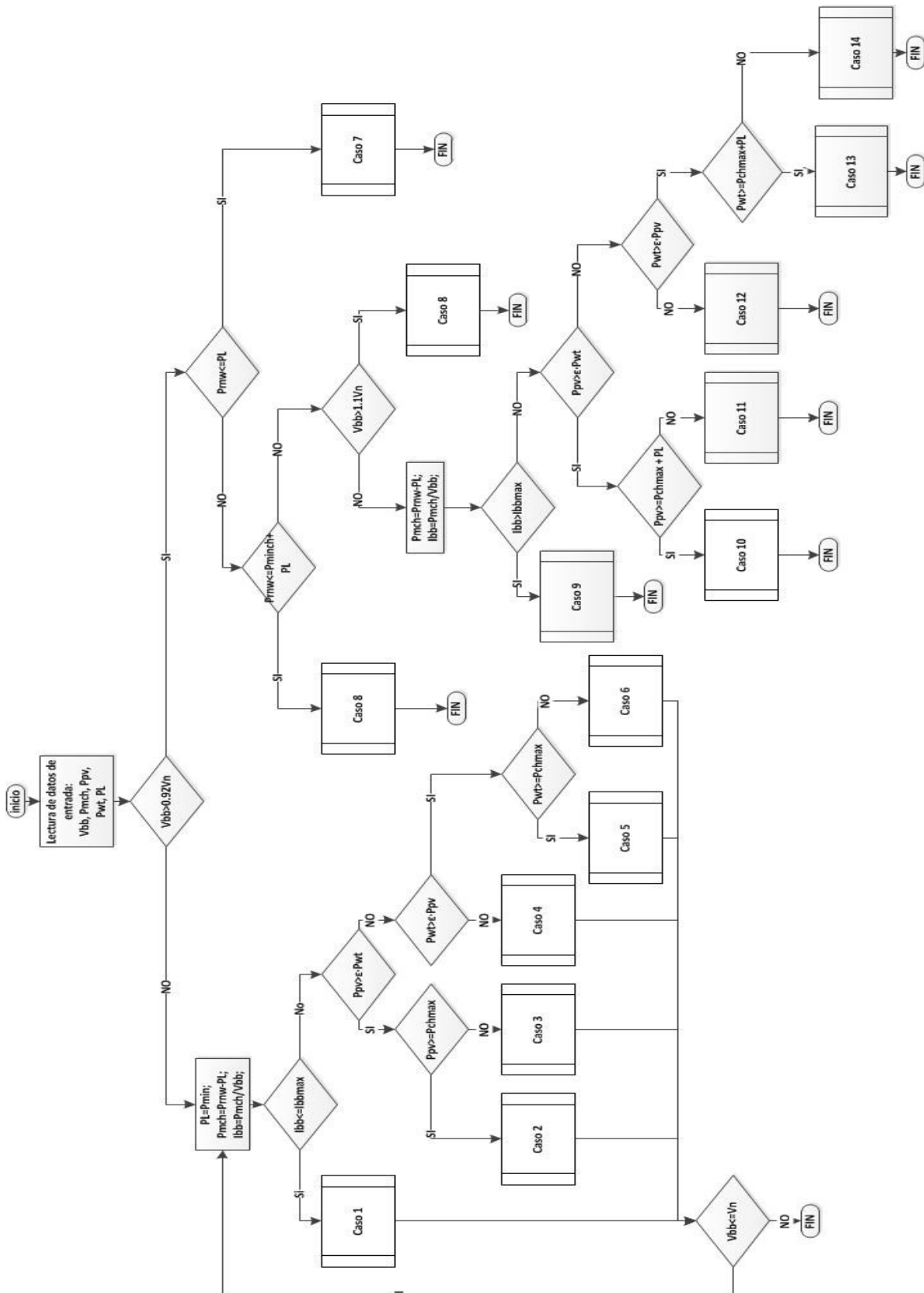


Figura 4-2. Diagrama de flujo, esquema de gestión energética.

En sistemas aislados el sistema de almacenamiento y respaldo se considera una prioridad [34] [36]. Por consiguiente una vez que el banco de baterías ha alcanzado cierto nivel por debajo del mínimo de carga, se deben tomar medidas para cargarlo lo más pronto posible evitando un daño a este. Lo anterior debido a que un daño en el banco de baterías significaría la pérdida del respaldo de las fuentes, y además, el remplazo de un banco de baterías puede resultar muy costoso.

En el párrafo previo se expone dificultad a la hora de implementar sistemas basados en energías renovables y buses DC, por lo cual una mejora en el tiempo de vida del banco de baterías puede significar una reducción de costos y en consecuencia un impulso a la implementación y masificación de dichos sistemas.

Como se puede observar en la Figura 4-2, la prioridad del sistema es el estado de carga del banco de baterías ya mencionado en la sección 2.4.1, por consiguiente, se divide el diagrama de flujo en dos. Considerando en primer lugar si la tensión en el banco de baterías es muy baja, menor a $0.92 \cdot V_n$ para evitar que el banco de baterías llegue a la zona de sobre descarga, se decide desconectar las cargas con el fin de dirigir la energía al banco de baterías, cargando este tan pronto como sea posible, debido que la prioridad debe ser su estado de carga, para evitar un daño irreparable. En segundo lugar, cuando el estado de carga del banco de baterías es el adecuado ($0.92 \cdot V_n < V_{BAT} < V_g$) son alimentadas las cargas y el banco de baterías es recargado solo cuando la tensión lo indique como posible y la energía generada sea mayor que la solicitada por las cargas [24] [33] [36] [43] [51].

En cada una de estas dos divisiones se examina cual fuente puede entregar mayor energía luego de lo cual se escoge, de ser posible, la fuente que entregará toda la energía. El caso en el cual la batería funciona como fuente entregando energía a las cargas es llamado caso semi-crítico; en este caso se activa un esquema de priorización de cargas el cual se encarga de administrar la energía almacenada en el banco de baterías de tal forma, que se puedan mantener durante el mayor tiempo posible las cargas conectadas al sistema. A continuación se muestran y explican los casos resultantes de las posibles combinaciones de energía generadas y puntos críticos posibles de acuerdo con la Figura 4-2.

4.1.1. Sistema de Gestión con Carga Desconectada

En la presente sección se muestra la operación de los casos en los cuales se desconectan las cargas con el fin de cargar el banco de baterías rápidamente.

Caso 1: En este caso el sistema de gestión prioriza la recarga de la batería, por lo que desconecta las cargas y activa los MPPT con el fin de proporcionar la máxima potencia disponible en cada momento.

Caso 2: En este caso la energía producida por el panel solar es mayor que la máxima que puede recibir el banco de baterías. En consecuencia, se desactiva la turbina y el panel solar suministra la energía desactivando el MPPT.

Caso 3: En este caso el panel solar genera más energía que la turbina eólica, sin embargo el panel solar no llega a la máxima que puede ser almacenada. Por consiguiente, se activa el MPPT del panel solar, además se desactiva el MPPT de la turbina.

Caso 4: Este caso se activa en el momento en que las energías producidas por ambas fuentes sea similar, por lo cual, se desactivan ambos MPPT para que ambas fuentes suministren energía.

Caso 5: En este caso la energía generada por la turbina es más que suficiente para cargar el banco de baterías, por lo que se desconecta el panel solar, además para evitar exceso de producción se desactiva el MPPT de la turbina eólica.

Caso 6: En este caso la energía generada por la turbina eólica es mayor que la generada por el panel solar, pero no lo suficiente como para hacerse cargo de cargar el banco de baterías. Por lo tanto, se conecta el panel solar sin activar el MPPT, pero si se activa el MPPT de la turbina eólica.

4.1.2. Sistema de Gestión con Carga Conectada

Aunque en un sistema de generación convencional lo primordial es el suministro a las cargas, en un sistema de generación con energías no convencionales, si el sistema de almacenamiento se encuentra dañado o sin la energía suficiente, no sería más que un sistema de generación intermitente difícilmente aplicable. Por lo tanto si el banco de baterías se encuentra con una carga mayor a la mínima (i.e. una tensión del banco mayor o igual a $0.92 \cdot V_n$) [24] [33] [36] [43] [51], se pueden alimentar las cargas con la energía almacenada en estas. En la presente sección se describen dichos casos.

Caso 7: En este caso la energía generada por las fuentes es menor o igual a la demandada por las cargas. Se activa el esquema de priorización de cargas. Si hay radiación solar, la microrred estaría en total funcionamiento, activando los MPPT, para así garantizar la máxima potencia posible para alimentar las cargas junto con el banco de baterías. Si no hay radiación se desconecta el panel solar y se alimentan las cargas solo con el banco de baterías y la turbina eólica.

El sistema de priorización de cargas (SPC) se estudia con mayor detalle en la sección 4.3.

Caso 8: En este caso la energía generada por las fuentes es mayor a la que alimenta las cargas domiciliarias. Sin embargo no se puede cargar el banco de baterías porque no alcanza a ser mayor que el mínimo exigido para dicha carga, o porque la tensión del banco de baterías está por llegar al valor que indica el máximo nivel de carga.

Caso 9: En este caso las fuentes generan suficiente energía como para mantener la microrred, el banco de baterías no se encuentra en el punto máximo de carga, por consiguiente, se desactivan los MPPT y se suministra solamente la energía pedida por las cargas evitando generación de excedentes.

Caso 10: En este caso la energía suministrada por el panel solar es mayor que la solicitada por las cargas y el banco de baterías se encuentra cargado al máximo, por lo cual se desconecta la turbina y se desactiva el MPPT del panel, el banco se desconecta.

Caso 11: En este caso el panel solar genera más potencia que la turbina pero no lo suficiente como para sostener la demanda del sistema, entonces se activa el MPPT del panel y se desactiva el MPPT de la turbina. Se desconecta el banco de baterías.

Caso 12: En este caso las fuentes tienen un rango de generación similar. Se desactivan los MPPT para alimentar las cargas, también se desconecta el banco baterías de los generadores.

Caso 13: En este caso la turbina genera energía suficiente para satisfacer la demanda del sistema, por lo cual, se desconecta el panel solar y el banco de baterías, desactivando el MPPT de la turbina.

Caso 14: En este caso la turbina eólica genera más potencia que el panel solar pero no lo suficiente como para sostener la demanda del sistema, entonces se desactiva el MPPT del panel y se activa el MPPT de la turbina. Se desconecta el banco de baterías.

Este esquema de gestión energética es el más completo por lo cual lo ideal sería probarlo en la microrred, sin embargo, las pruebas experimentales se encuentran limitadas al módulo DL Sun-Wind, por este motivo, a continuación se muestran otros dos esquemas de gestión energética más adecuados para el sistema.

4.2. Gestión Energética con las Fuentes en Serie con la Batería

Dada la topología del módulo DL Sun-Wind, el banco de baterías es el encargado de alimentar a las cargas en todo momento, por lo tanto si el banco falla las cargas quedan sin energía, es por esto que la topología estudiada en la sección 4.1. se considera un poco más robusta. Lo anterior es un motivo más para que en este esquema, al igual que en el sistema de la sección anterior, la prioridad sea la protección y la carga del banco de baterías. La topología que se implementó se muestra en la Figura 4-3.

En el sistema DL Sun-Wind no se puede ejercer control alguno sobre los convertidores, aparte de conectar y desconectar fuentes y cargas. Por esta razón se realizaron dos esquemas de gestión para el mismo caso, la diferencia está en la acción de control que se ejerce sobre los convertidores.

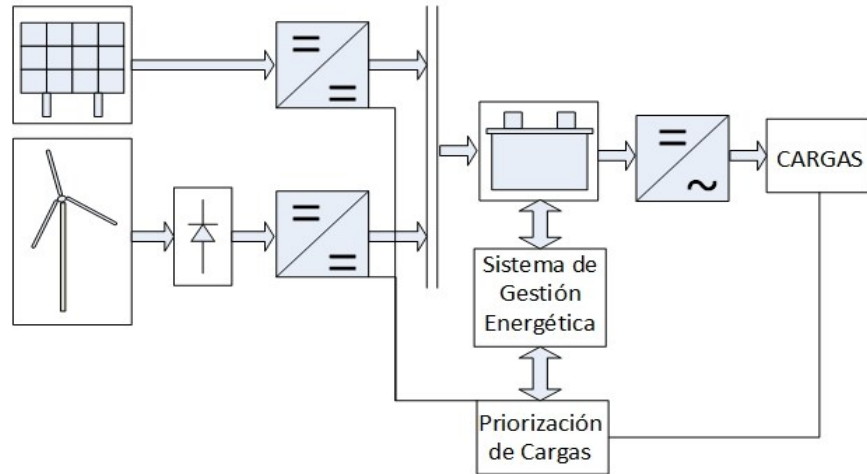


Figura 4-3. Topología de microrred en serie.

4.2.1. Esquema de Gestión de la Microrred en Serie con Convertidores

En este primer caso, se realiza un esquema de gestión para una microrred, en la cual se puede ejercer control en los convertidores y más específicamente en la activación del MPPT.

En la Figura 4-4 se muestra el diagrama de flujo para este sistema de gestión energética, el cual puede dividirse en dos, al igual que con la topología anterior, donde la prioridad es cuidar la carga en el banco de baterías.

Al observar la Figura 4-4 se puede notar que cuando la tensión del banco de baterías caiga por debajo del valor mínimo (i.e. $0.92 \cdot V_n$), se desconecta la carga, para cargar el banco de baterías tan pronto como sea posible.

4.2.1.1. Sistema de Gestión con Carga Desconectada

Cuando la carga esta desconectada hay siete casos que se activan dependiendo de las condiciones de carga, energía generada y tensión en el banco de baterías. A continuación se muestran y explican los casos resultantes de la Figura 4-4.

Caso 1: En este caso las fuentes no generan el mínimo de energía suficiente para cargar el banco de baterías. Este es el peor caso, por lo que se desconecta el banco de baterías a la espera de que se produzca la energía requerida.

Caso 2: En este caso la turbina eólica genera la energía suficiente para cargar la batería, por consiguiente se desconecta el panel solar y se activa el MPPT de la turbina.

Caso 3: En este caso la turbina eólica supera a la máxima potencia de carga permitida por el banco de baterías. Debido a esto se desactiva el MPPT de la turbina, con el propósito de drenar el exceso de energía en la microrred.

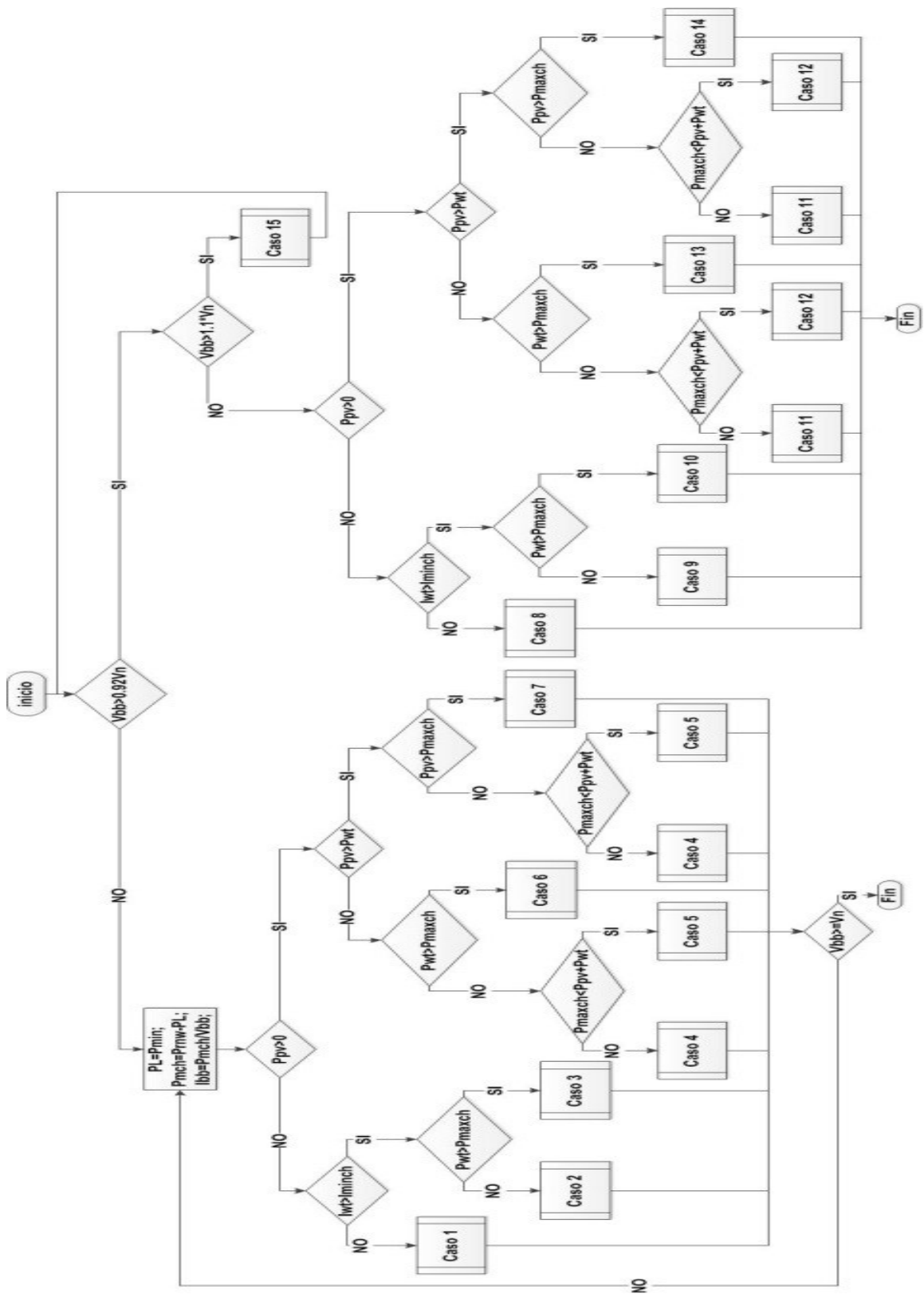


Figura 4-4. Sistema de gestión serie.

Caso 4: En este caso el panel solar se encuentra en la capacidad de producir energía, la cual es comparable con la energía generada por la turbina eólica y la suma de la energía generada por las dos fuentes de energía es menor que el máximo permitido por el banco de baterías. En consecuencia, se desactiva el MPPT para el panel solar y para la turbina eólica.

Caso 5: En este caso se genera una cantidad de energía superior a la máxima permitida por el banco de baterías. Ya que la energía generada es excesiva, se desactivan los MPPT's y se mantienen conectadas las fuentes al banco de baterías.

Caso 6: En este caso la turbina eólica genera más energía que el panel solar, se desactiva el MPPT de la turbina para evitar excesos de generación y se activa el MPPT del panel solar para garantizar el mejor punto de operación del panel.

Caso 7: En este caso el panel solar genera mayor energía que la producida por la turbina eólica, por lo que se desactiva el MPPT de la celda solar para evitar excesos de generación y se activa el MPPT de la turbina eólica para garantizar el mejor punto de operación del panel.

Cuando el nivel de la tensión es el adecuado se pueden alimentar las cargas. En la sección 4.2.1.2, se estudian los casos del sistema de gestión en que esto es posible.

4.2.1.2. Sistema de Gestión con Carga Conectada

Una vez que el banco de baterías se encuentra cargado, lo cual es indicado por su nivel de tensión, se pueden alimentar las cargas domiciliarias. Alimentar las cargas domiciliarias genera unas cuestiones similares a las estudiadas en los casos de la sección 4.2.1.1, con la adición que se activa el sistema de priorización de cargas (SPC) el cual se estudia en la sección 4.3.

Caso 8: En este caso la turbina eólica genera energía, el panel solar no. La energía producida por la turbina no es suficiente para cargar el banco de baterías. Debido a lo anterior se activa el sistema de priorización de cargas, se desactiva el panel solar.

Caso 9: En este caso la turbina eólica genera la energía necesaria para alimentar las cargas y al banco de baterías, sin excedentes de energía, por lo cual se activa el MPPT de la turbina, se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 10: En este caso la turbina eólica produce exceso de energía, con lo cual podría dañar el banco de baterías; por otro lado el panel solar no produce energía. En consecuencia se desactiva el panel solar, se desactiva el MPPT de la turbina y se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 11: En este caso la energía generada por las dos fuentes es similar y su suma no excede el máximo permitido para cargar el banco de baterías. Debido a estas

condiciones se activan los MPPT's de las fuentes y se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 12: Este caso la suma de la potencia generada por las fuentes es mayor a la potencia máxima de carga permitida por el banco de baterías, por esto se desactivan los MPPT's de la turbina eólica y el panel solar, se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 13: En este caso la potencia generada por la turbina es mayor a la potencia generada por el panel solar, por lo cual se desactiva el MPPT de la turbina mientras que el MPPT del panel es activado para igualar la generación y la carga. Se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 14: En este caso la potencia generada por el panel solar es mayor a la potencia generada por la turbina, por lo cual se desactiva el MPPT del panel y el MPPT de la turbina es activado para igualar la generación y la carga. Se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 15: En este caso la tensión del banco de baterías supera el nivel máximo de tensión permitido, por lo que se desconectan las fuentes del banco para que se descargue por medio de las cargas domiciliarias hasta llegar a un nivel adecuado.

4.2.2. Esquema de Gestión de la Microrred Implementada

Los sistemas de gestión de energética ya expuestos son los que se desearía implementar. Sin embargo, los módulos disponibles para el desarrollo del proyecto no permiten manipular los convertidores del panel solar ni de la turbina eólica. Como consecuencia de lo anterior se propone un sistema de gestión energética para la microrred disponible en la universidad con los módulos DL Sun-Wind. Dicho sistema de gestión energética es mostrado en la Figura 4-5.

Al igual que los sistemas de gestión ya expuestos, en el esquema mostrado en la Figura 4-5, la toma de decisiones se realiza tomando como prioridad la carga en el banco de baterías, visto a través de la tensión del banco. Como en los casos anteriores se debe evitar la zona descarga y la zona de sobrecarga del banco, debido a que podría dañarlo. A continuación se explican los casos correspondientes al sistema de gestión energética mostrado en la Figura 4-5.

4.2.2.1. Sistema de Gestión con Carga Desconectada

De la misma manera que en los sistemas de gestión anteriores, si el nivel de tensión del banco de baterías cae por debajo del mínimo deseado (i.e. $0.92 \cdot V_n$), se deja de alimentar las cargas, para dar prioridad a cargar el banco de baterías hasta un punto adecuado. Ya que sin un sistema de almacenamiento en buenas condiciones, no se puede garantizar una operación continua, del sistema de generación de energías alternativas, se da prioridad a la conservación de las baterías, sobre todo en el

sistema implementado, que depende directamente de la batería. A continuación se presentan los casos en los cuales no se alimenta la carga.

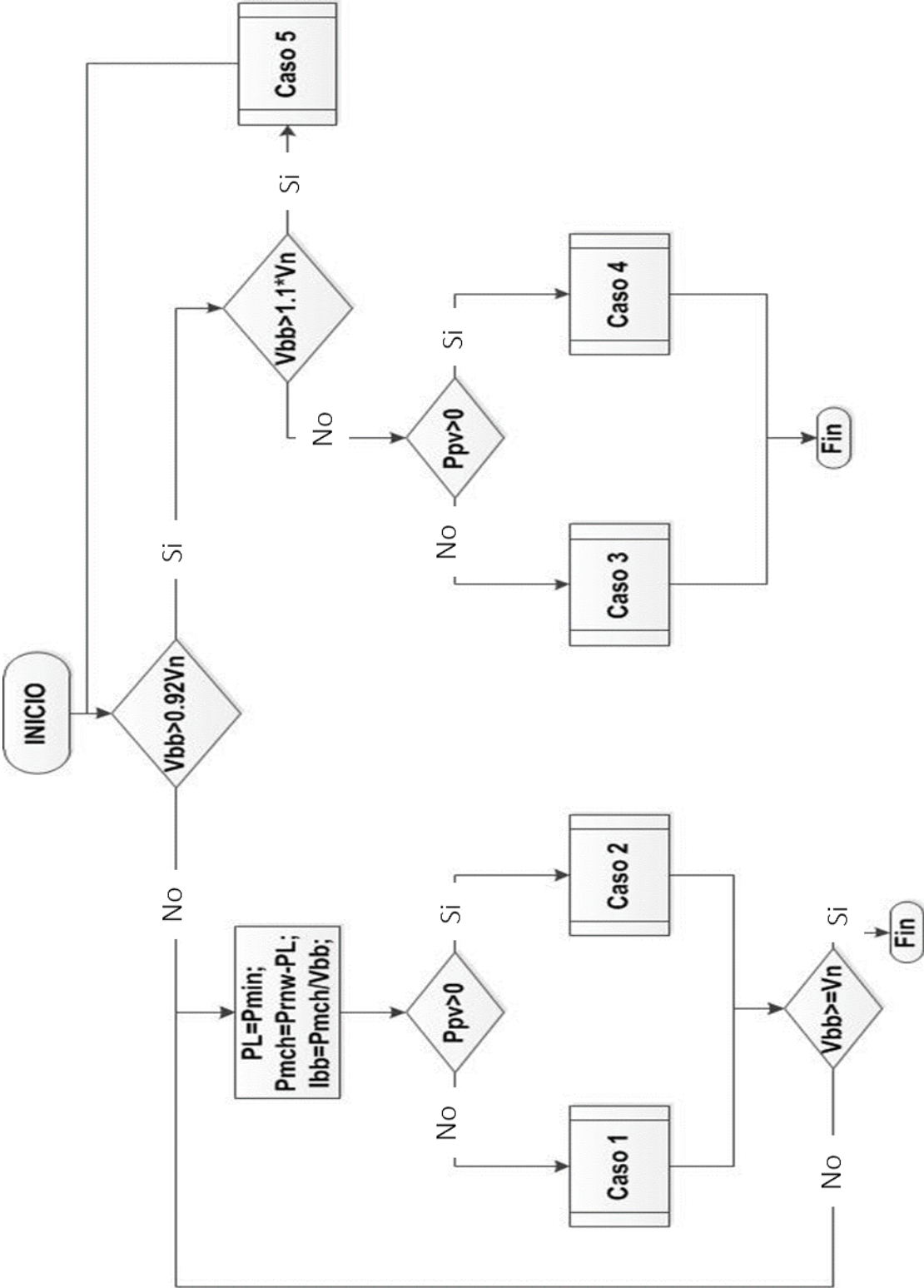


Figura 4-5. Esquema de gestión energética propuesto para el módulo DL Sun-Wind

Caso 1: En este caso el panel solar puede producir energía, por consiguiente pueden ser activadas las dos fuentes de energía renovable para cargar el banco de baterías.

Caso 2: En este caso el panel solar no genera suficiente energía, por consiguiente se empieza a comportar como una carga. Tomando lo anterior en consideración es importante desconectar el panel solar.

4.2.2.2. Sistema de Gestión con Carga Conectada

A diferencia de la sección anterior en este caso el nivel de tensión del banco de baterías es el adecuado, por consiguiente se pueden alimentar las cargas. Debido a que siempre está conectado el banco de batería, se debe activar el sistema de priorización de cargas.

Caso 3: En este caso se desactiva el panel solar, dado que el panel solar se empieza a comportar como carga y se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 4: En este caso son conectadas las dos fuentes, se activa el sistema de priorización de cargas.

Caso 5: En este caso, el nivel de la tensión del banco de baterías se aproxima a la zona de sobrecarga (i.e. $1.2 \cdot V_n$), por lo que se desconectan las fuentes. Las cargas domiciliarias se alimentan por el banco de baterías hasta alcanzar valores adecuados de tensión.

4.3. Priorización de Cargas

Los esquemas de priorización de cargas son relativamente nuevos y se toman de la idea de redes híbridas inteligentes, en las que la demanda es inteligente y se auto regula, evitando consumos de energía innecesarios. De forma análoga el esquema de priorización de cargas tiene en cuenta el consumo de energía y lo controla dependiendo de la prioridad que se le asignan a las cargas domésticas en uso. El diagrama de flujo de la Figura 4-6 es el utilizado en este proyecto.

En el esquema usado se propone el uso de dos sistemas de priorización similares, diferenciados únicamente por la prioridad que se le da a la iluminación. En el sistema de priorización de cargas SPCdía, se van desconectando las cargas dependiendo del nivel de tensión de la batería. En el esquema de priorización de cargas SPCnoche al igual que en SPCdía, se desconectan las cargas dependiendo del nivel de tensión de la batería y una prioridad preestablecida. Las variables X_i son variables de ajuste para la desconexión de las cargas, estas variables son ajustadas de acuerdo al rendimiento que presenta la batería.

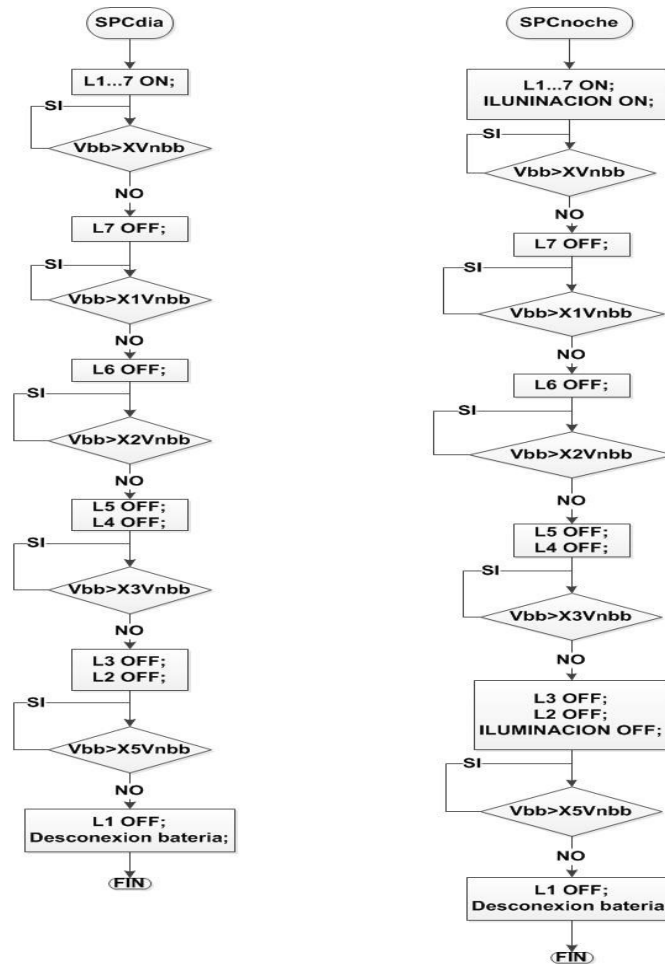


Figura 4-6. Esquema de priorización de cargas.

4.4. Conclusiones del Capítulo

Se desarrollaron y diseñaron distintos esquemas de gestión energética, todos enfocados a la protección del banco de baterías, variando el esquema de acuerdo a la topología usada.

La primera topología presentó mayor flexibilidad para un sistema de gestión más robusto y completo, debido a que permite desconectar totalmente el banco de baterías mientras las fuentes alimentan las cargas directamente. Esto evita estar cargando y descargando el banco lo cual puede extender su vida útil. Esta misma topología evita tener que desconectar las fuentes, al utilizar un control en los convertidores para igualar la carga con la energía generada.

Al complementar el sistema de gestión con un esquema de priorización de carga adaptado a las condiciones de uso, se redujo el desperdicio de energía por cargas activas innecesarias. Además, se determinó, que lo mejor es realizar un sistema de priorización de cargas en tiempo real, es decir, dependiendo del uso de energía de cada usuario en cada momento; la alternativa es que el usuario elija las prioridades previamente y las deje definidas para su sistema de priorización.

5. SIMULACIÓN DE LA MICRORRED

Los modelos matemáticos de los dispositivos de la microrred fueron modelados en el capítulo 2. Las topologías escogidas para la simulación de dicha microrred fueron mostradas en el capítulo 4, dichas topologías en ocasiones requieren utilizar métodos de control los cuales fueron estudiados en el capítulo 3.

En el presente capítulo se muestran los resultados correspondientes a la simulación de la microrred y de sus respectivos dispositivos.

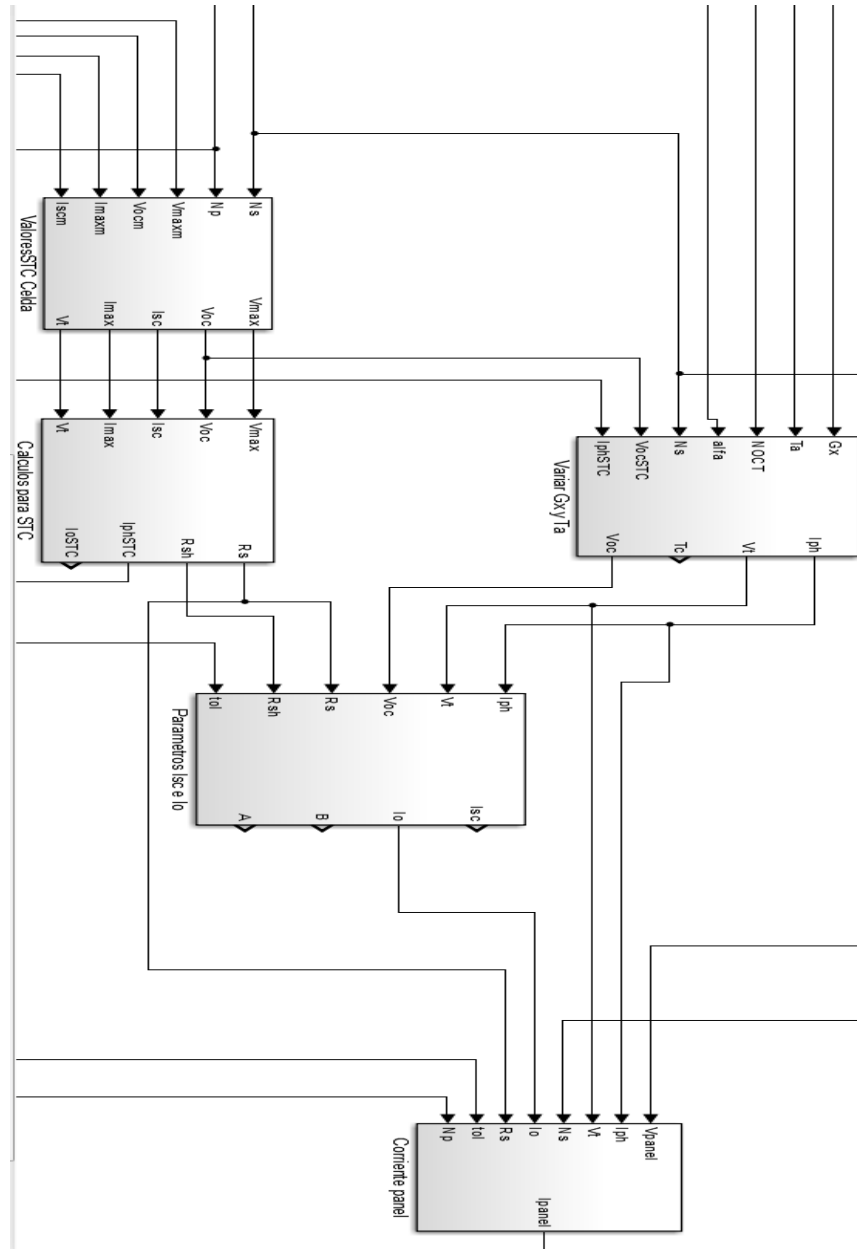


Figura 5-1. Diagrama de bloques desarrollado por autores para simulación del panel solar.

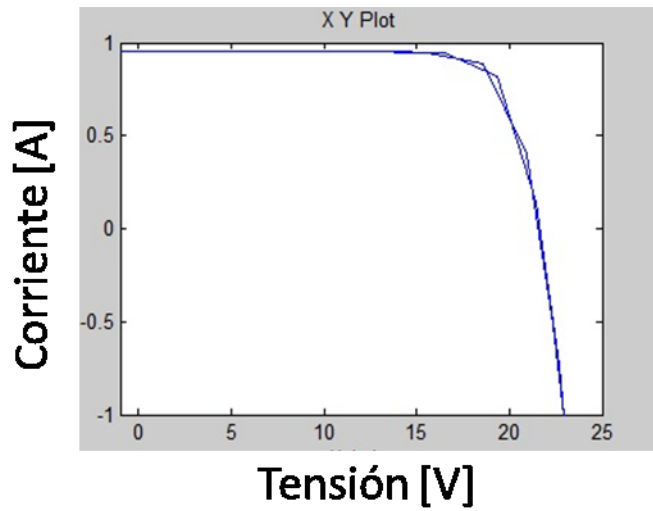


Figura 5-2. Corriente contra tensión del Panel solar

5.1. Simulación del Panel Fotovoltaico

Con el modelo matemático, los autores desarrollaron un diagrama de bloques para simulación como el mostrado en la Figura 5-1. La veracidad de su comportamiento puede ser comprobada al observar la curva de corriente contra tensión mostrada en la Figura 5-2 y la curva de corriente contra potencia mostrada en la Figura 5-3.

También se muestra la variación de la curva de tensión contra corriente para distintos valores de radiación esto es mostrado en la Figura 5-4.

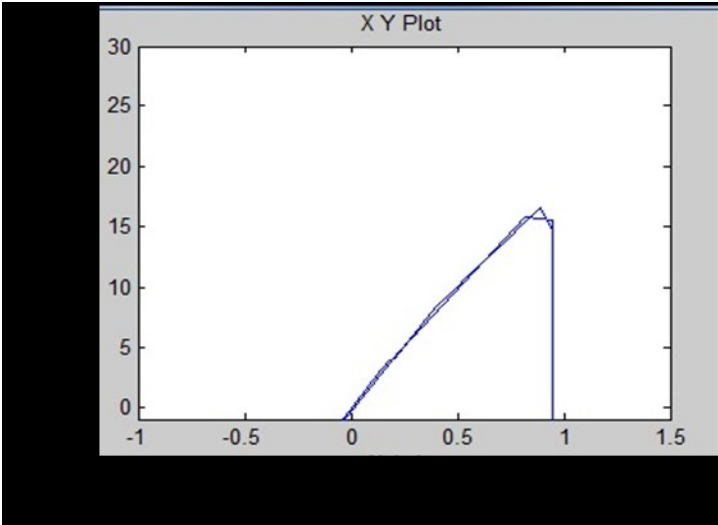


Figura 5-3. Potencia contra Corriente del Panel solar.

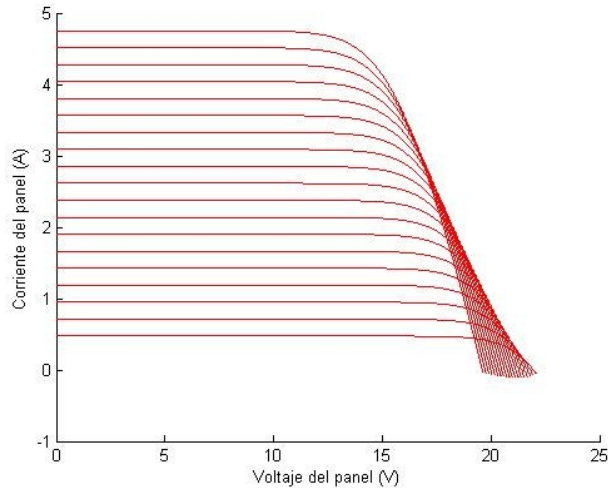


Figura 5-4. Variación de la curva para distintos valores de irradiancia.

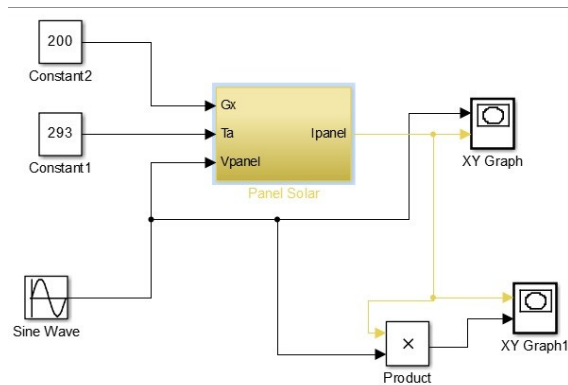


Figura 5-5. Bloque para el Panel solar.

Con el fin de facilitar la conexión del panel con los otros dispositivos y sistemas de la microrred se compactó el sistema simulado en un solo bloque como lo muestra la Figura 5-5.

5.2. Simulación de la Turbina Eólica

Con el modelo matemático, los autores desarrollaron un diagrama de bloques para simulación un código de simulación como el mostrado en la Figura 5-6. Con el fin de comprobar su comportamiento se muestra la curva de corriente con respecto al tiempo, para distintas velocidades en la Figura 5-7. De nuevo se utiliza un bloque en el cual se une todo el modelo facilitando la simulación, este es mostrado en la Figura 5-8.

5.3. Simulación del Banco de Baterías

Con el modelo matemático, los autores desarrollaron un diagrama de bloques para simulación como el mostrado en la Figura 5-9.

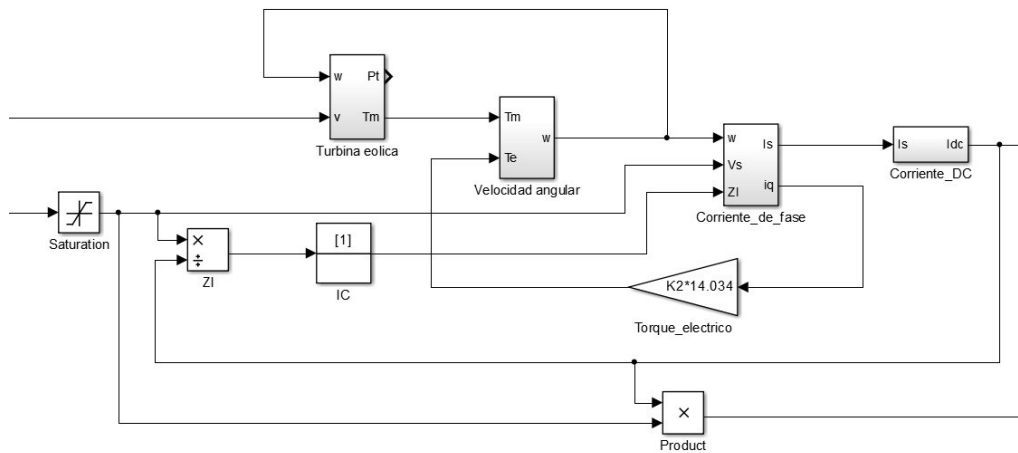


Figura 5-6. Diagrama de bloques, desarrollado por autores, para simulación de la turbina eólica.

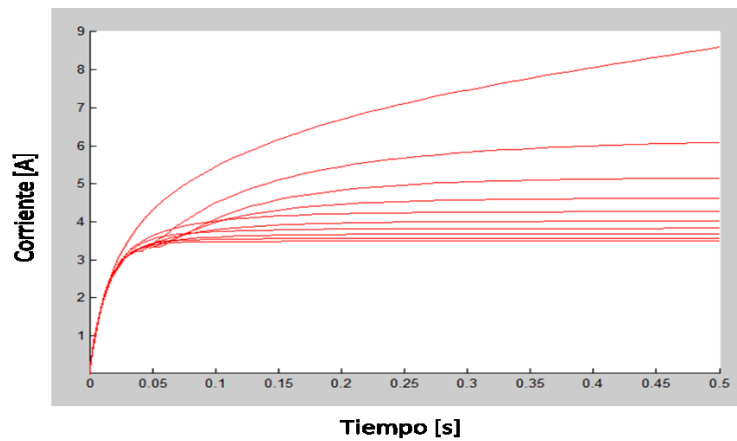


Figura 5-7. Curva de corriente de salida contra tiempo, para distintas velocidades del viento.

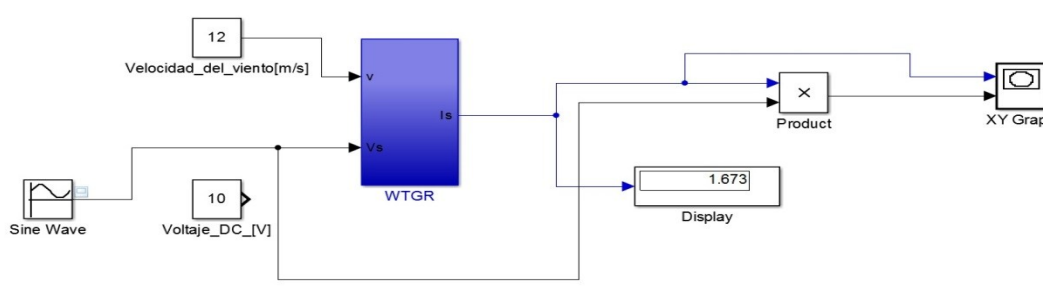


Figura 5-8. Bloque para la turbina eólica.

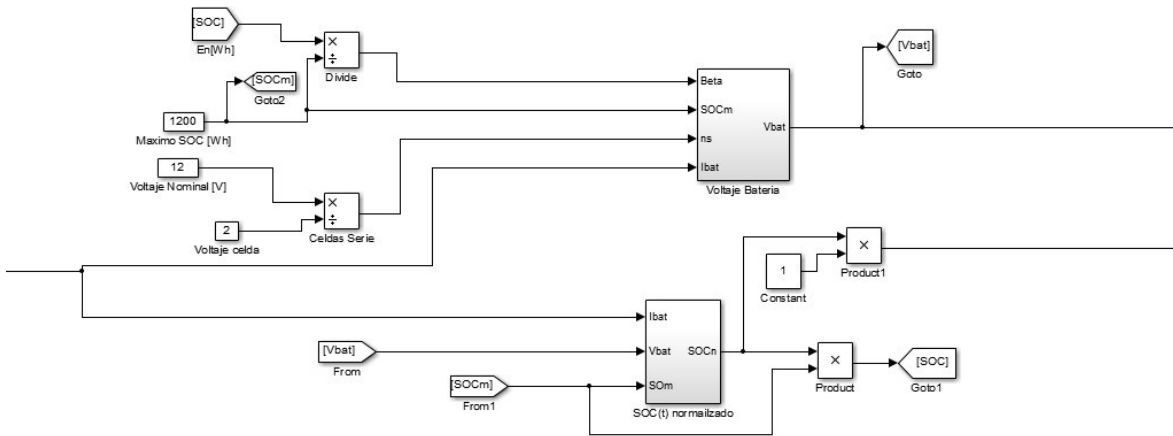


Figura 5-9. Diagrama de bloques, desarrollado por autores, para simulación del banco de baterías.

5.4. Simulación de los Convertidores DC-AC y DC-DC

Con el modelado matemático desarrollado en las secciones 2.5 y 2.6, los autores desarrollaron diagramas de bloques para su simulación. Los diagramas de bloques para los convertidores DC-DC son mostrados en la Figura 5-10, mientras que el diagrama de bloques para el convertidor DC-AC es mostrado en la Figura 5-11. Vale la pena mencionar que los bloques de los convertidores DC-DC toman la tensión de salida (que proviene del bus de DC) como entrada al bloque porque las fuentes son modeladas como fuentes de corriente, por otro lado el inversor toma la tensión del Bus de DC como entrada junto con la corriente exigida por las cargas.

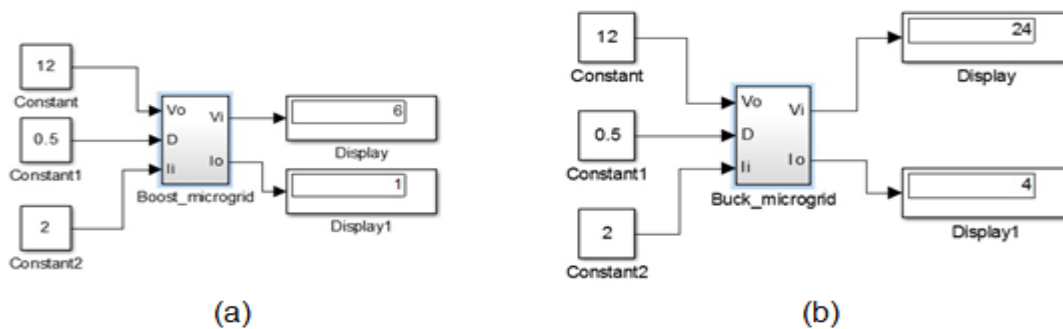


Figura 5-10. (a) Bloque para el convertidor elevador (b) Bloque para el convertidor reductor

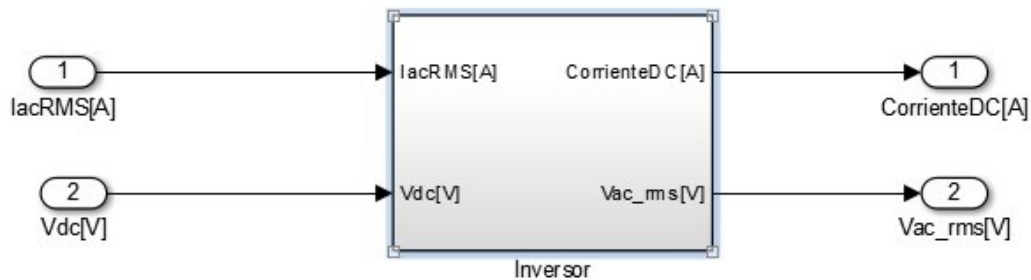


Figura 5-11. Bloque para simulación del convertidor inversor.

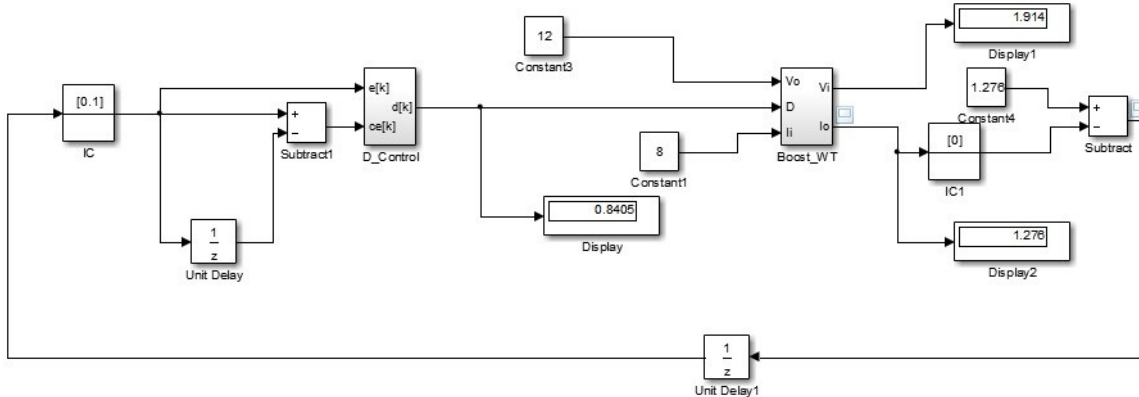


Figura 5-12. Lazo de control para generar una corriente regulada en un convertidor elevador.

5.5. Simulación del Controlador Difuso de Corriente Regulada

Dado que son dos métodos de control distintos los diseñados en la sección 3.3 del presente libro, se realizaron simulaciones con los dos métodos de control, para verificar el funcionamiento del sistema de control difuso. Se simuló un control de corriente regulada para un convertidor elevador utilizando la topología de control mostrada en la Figura 3-2, con el lazo mostrado en la Figura 5-12. En la Figura 5-13 (a) se puede observar que el controlador tarda cerca de $2mS$ en alcanzar el valor deseado, lo cual es el mismo tiempo que tarda el error en llegar a cero como muestra la Figura 5-13 (b).

En la simulación del controlador de corriente regulada para el convertidor reductor se utilizan las topologías de control mostradas en la Figura 3-2 y la Figura 3-3, como es mostrado en la Figura 5-14. La curva para la corriente regulada y la curva para el error mediante el método de control mostrado en la Figura 3-2 puede observarse en la Figura 5-15, mientras que el resultado para el segundo método de control mostrado en la Figura 3-3 puede verse en la Figura 5-16. En estas gráficas se hace evidente que el primer método presenta menos oscilaciones, adicional a ello el tiempo de asentamiento en el primer método es menor, aproximadamente $7mS$ mientras que el segundo método es de aproximadamente $12mS$.

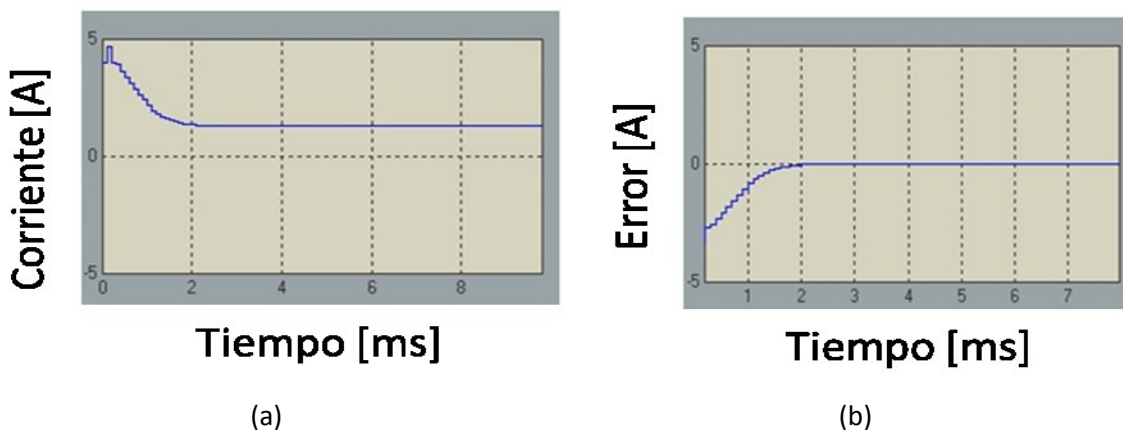


Figura 5-13. (a) Corriente de salida del convertidor elevador. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida.

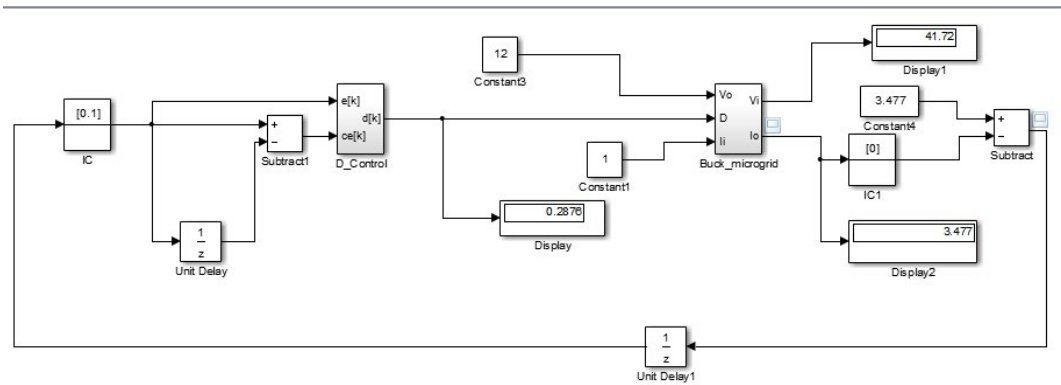


Figura 5-14. Lazo de control para el convertidor reductor.

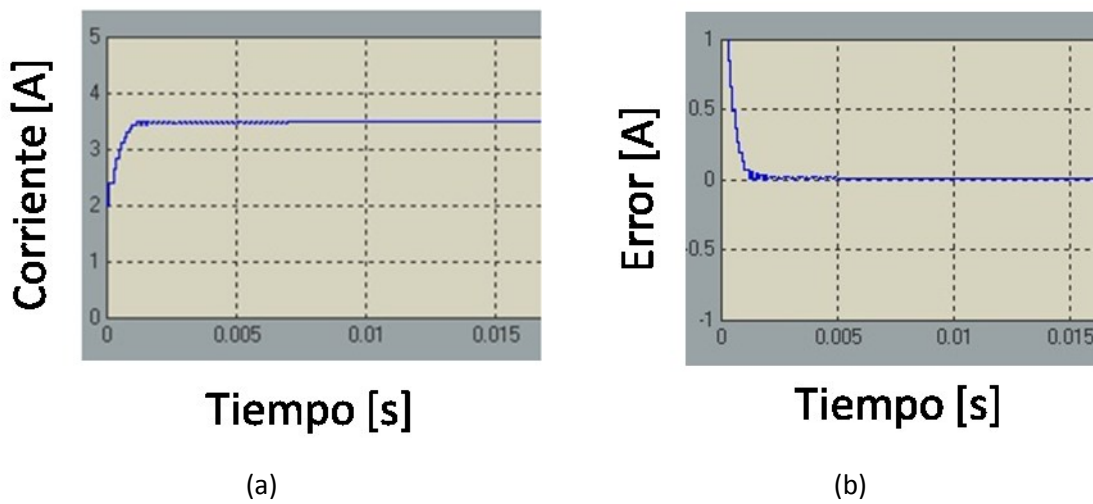


Figura 5-15. (a) Corriente de salida del convertidor reductor. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida.

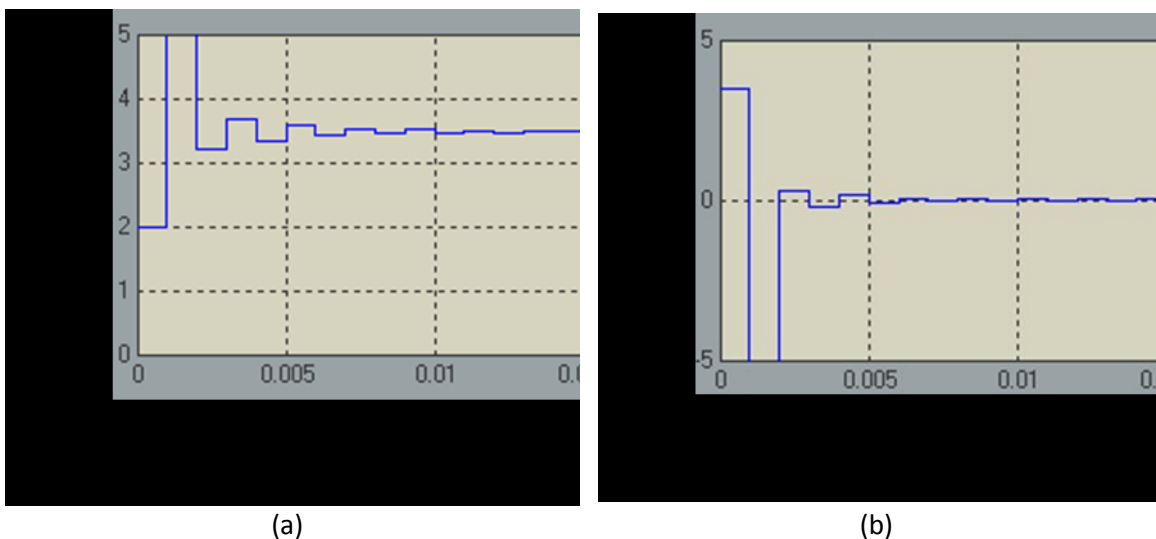


Figura 5-16. (a) Corriente de salida del convertidor reductor. (b) Error: corriente deseada menos corriente de salida.

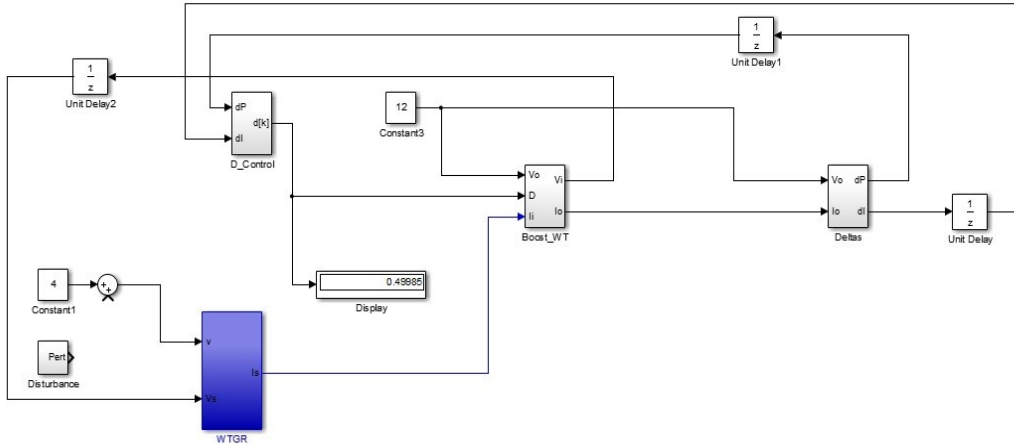


Figura 5-17. Lazo de prueba de MPPT para la turbina eólica.

5.6. Simulación del Controlador MPPT Difuso para WT

Para simular el MPPT aplicado a la turbina eólica, se muestra la Figura 5-17. Como resultado se observa que el cambio de la corriente, llamado la primera diferencia, se iguala a cero en aproximadamente $5mS$ en la Figura 5-18 (a), junto con la curva de la corriente en la Figura 5-18 (b). Igualmente, se presenta el cambio de la potencia, al cual se le llama primera diferencia, junto con su respectiva curva en la Figura 5-19 (a) y (b).

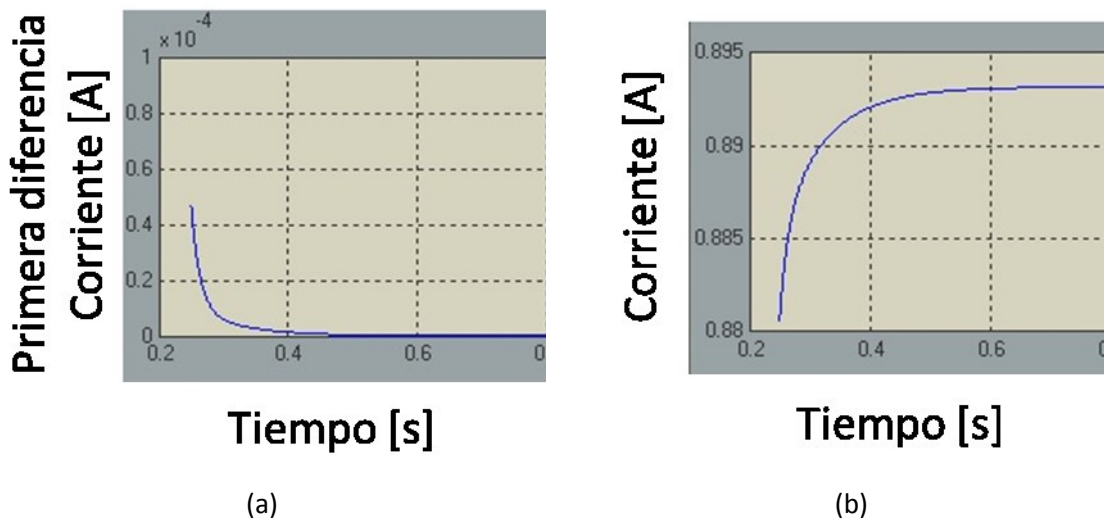


Figura 5-18. (a) Primera diferencia de la corriente (b) Corriente de salida de la turbina eólica.

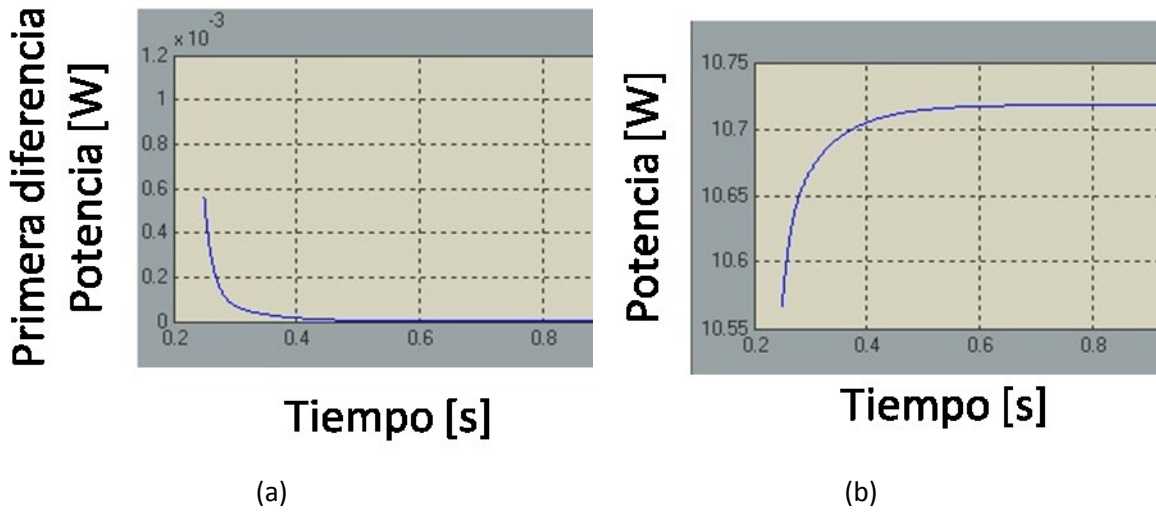


Figura 5-19. (a) Primera diferencia de la potencia (b) Potencia de salida de la turbina eólica.

5.7. Simulación del Controlador MPPT Difuso para PV

Para simular el MPPT aplicado al panel fotovoltaico se puede observar el modelo de la Figura 5-20. Para comprobar su funcionamiento se observa como el cambio de la corriente, llamado la primera diferencia, se iguala a cero en aproximadamente $5mS$ como se puede observar en la Figura 5-21, junto con la curva de la corriente. Igualmente, se presenta el cambio de la potencia, al cual se le llama primera diferencia, junto con su respectiva curva en la Figura 5-22.

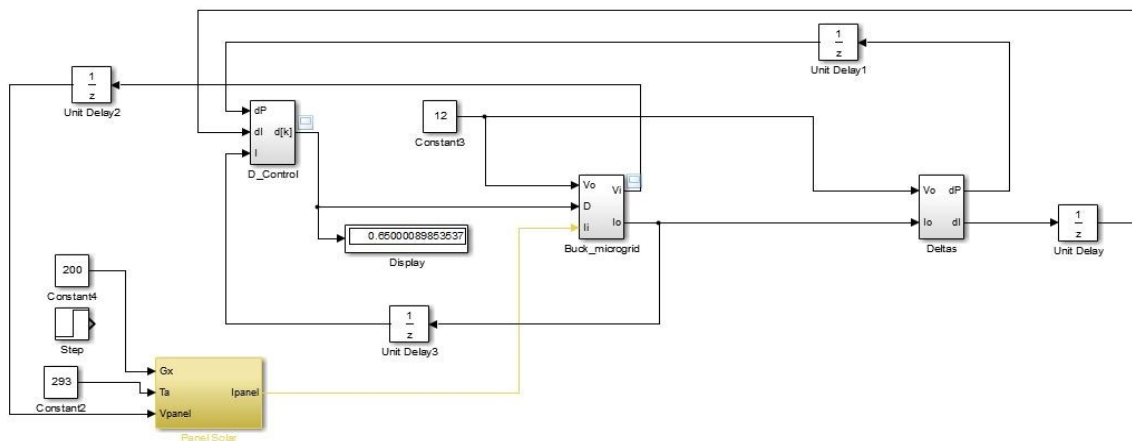


Figura 5-20. Lazo de prueba de MPPT para el panel fotovoltaico.

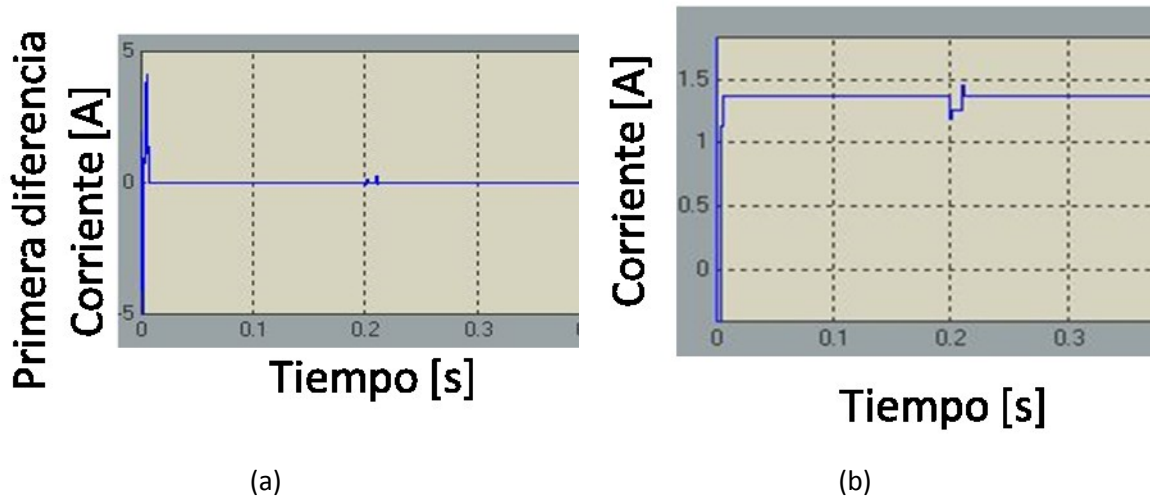


Figura 5-21. (a) Primera diferencia de la corriente (b) Corriente de salida del panel fotovoltaico.

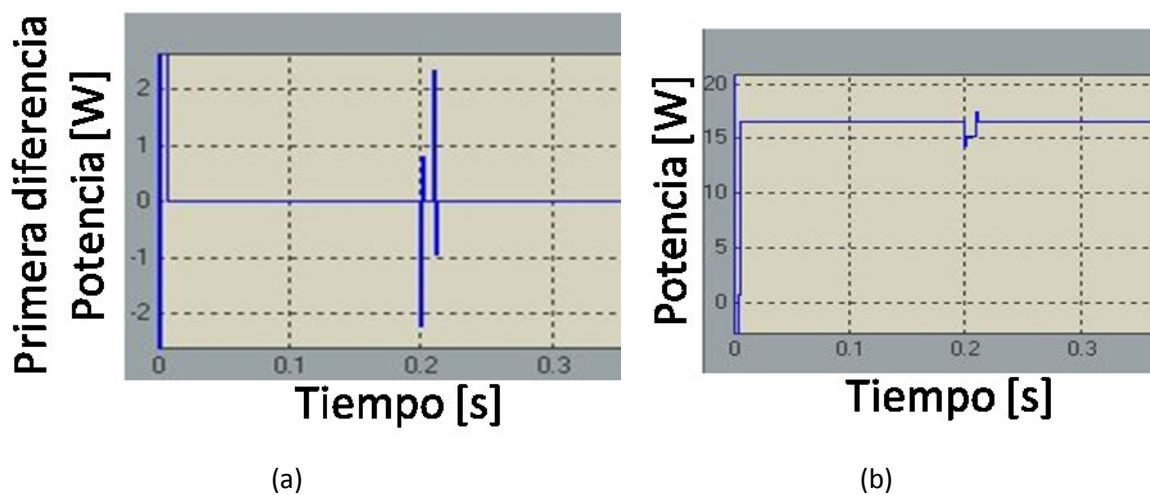


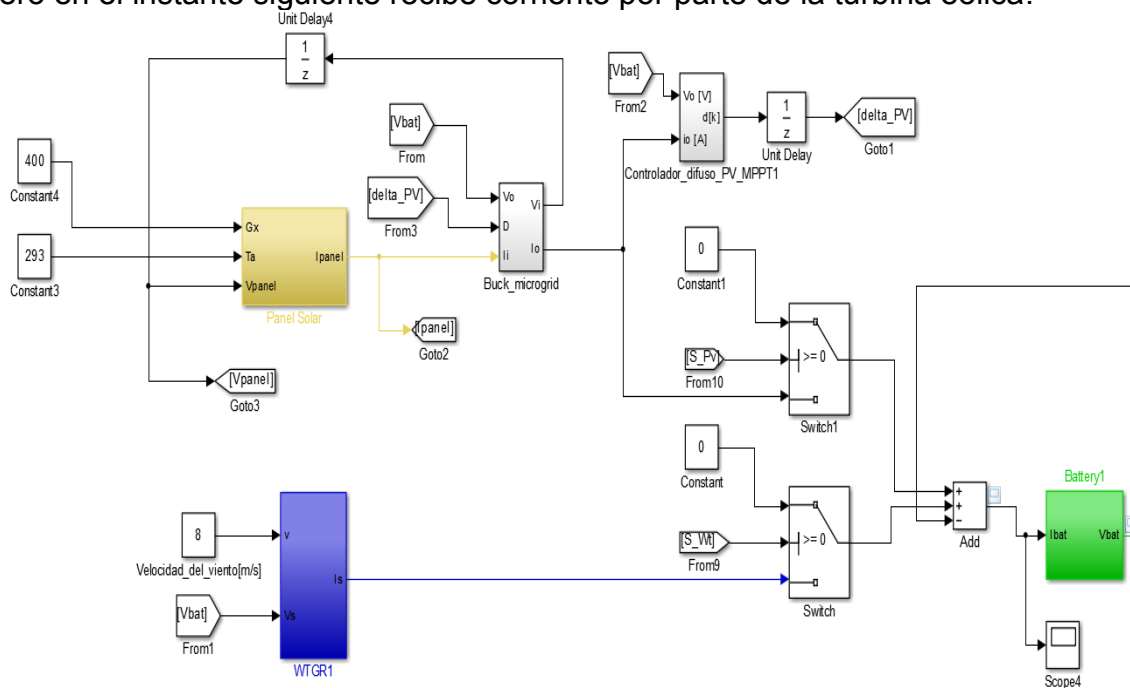
Figura 5-22. (a) Primera diferencia de la potencia (b) Potencia de salida del panel fotovoltaico.

5.8. Simulación del Sistema de Gestión a Implementar

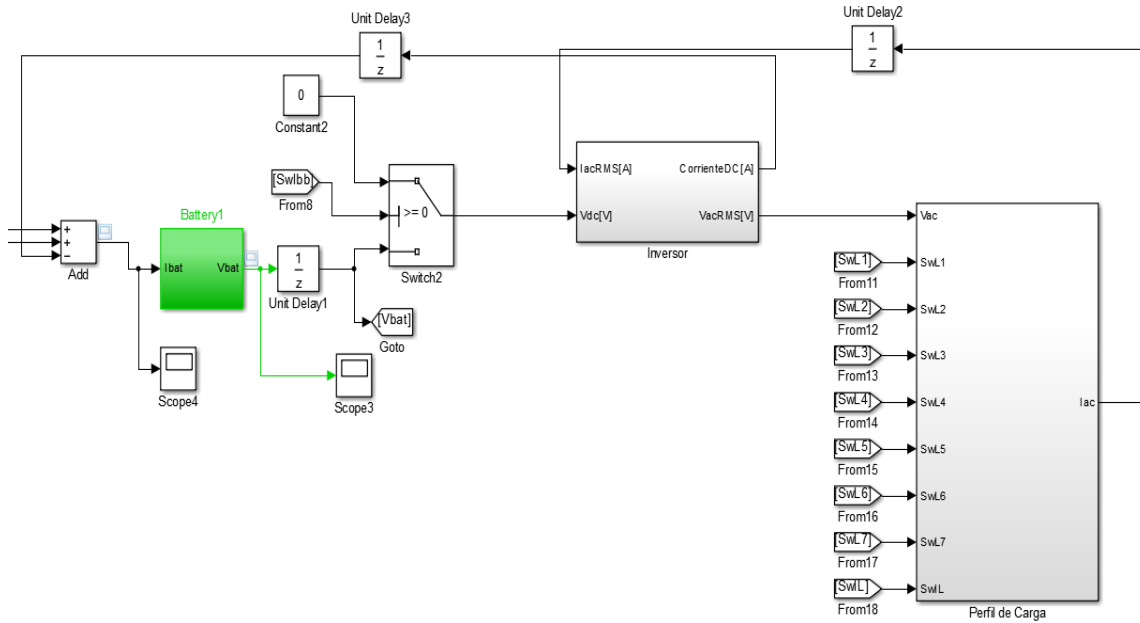
El esquema de microrred implementado con ayuda del módulo DL Sun-Wind propiedad de la Universidad Distrital “Francisco José de Caldas” consiste en un panel fotovoltaico conectado a un módulo encargado de entregar la potencia al banco de baterías, el cual a su vez está conectado directamente a una turbina eólica la cual por su efecto de rectificación también carga el banco de baterías. El éxito de este proyecto de grado se puede apreciar al utilizar un sistema de gestión energética con priorización de cargas para la microrred formada por dicho módulo. Con el fin de simular la microrred se utilizó el diagrama de bloques mostrado en la Figura 5-23, en donde en (a) y (b) se observan los dispositivos de la microrred dejando (c) para presentar el sistema de gestión energética junto con la priorización de cargas.

Para evaluar los casos más críticos durante la simulación se desconectaron las dos fuentes y se observó la forma en que trabajó el sistema de priorización de cargas durante la simulación. A continuación, la turbina eólica fue desconectada mientras el panel solar fue simulado con distintos valores de irradiancia, los cuales son usuales en Colombia. Luego fue realizado el mismo proceso desconectando el panel solar y simulando la turbina eólica para distintos valores de velocidad del viento. En cada experimento fue simulado solo un segundo debido al gran costo computacional que el experimento implica; como resultado fue observado un cambio mínimo en el nivel de tensión del banco de baterías, adicional a ello se puede notar la eficiencia en la conexión y desconexión de las cargas para evitar una caída en el nivel de tensión, dado que los resultados de todos los experimentos fueron muy similares, en la Figura 5-24 se muestra solo para uno de ellos, el caso en que solo está conectada la turbina eólica.

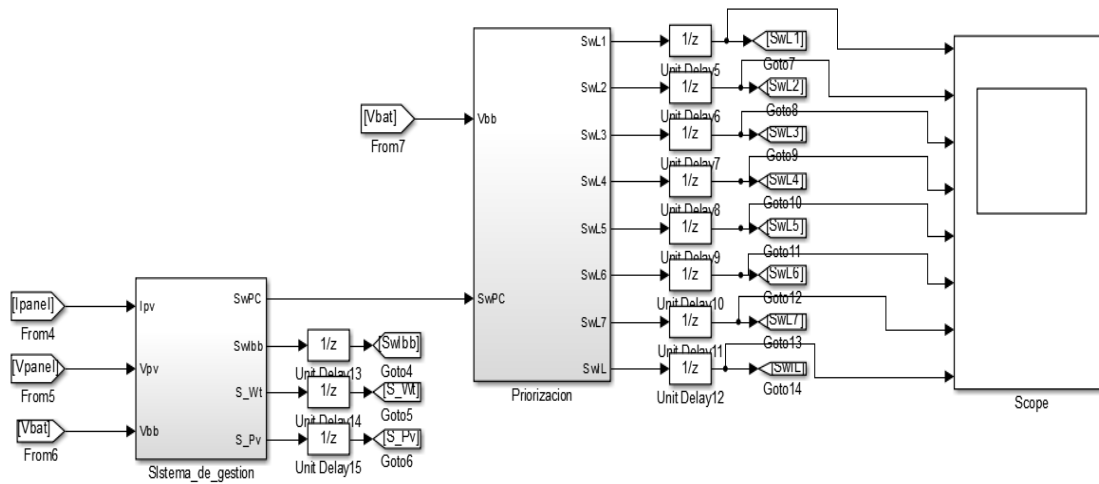
En la Figura 5-24 (a) se presenta la variación de las cargas. Se hace evidente que el sistema de priorización ya ha sacado de línea a las cuatro cargas con menor importancia, mientras que las otras van prendiendo y apagando de acuerdo a la necesidad del banco de baterías. En la Figura 5-25 (b) se presenta la corriente proveniente de la turbina eólica. Como fue mencionado con anterioridad, esta corriente corresponde a distintos casos de velocidad del viento, los elegidos fueron 3 m/s , 5 m/s , 10 m/s . En la Figura 5-24 (c) se observa la tensión en el banco de baterías, en dicha gráfica se puede evidenciar un ligero cambio en el nivel de la tensión con cada incremento de la corriente de la turbina, pero se mantiene estable, la figura se ve punteada porque el banco de baterías entrega corriente a las cargas, pero en el instante siguiente recibe corriente por parte de la turbina eólica.



(a)

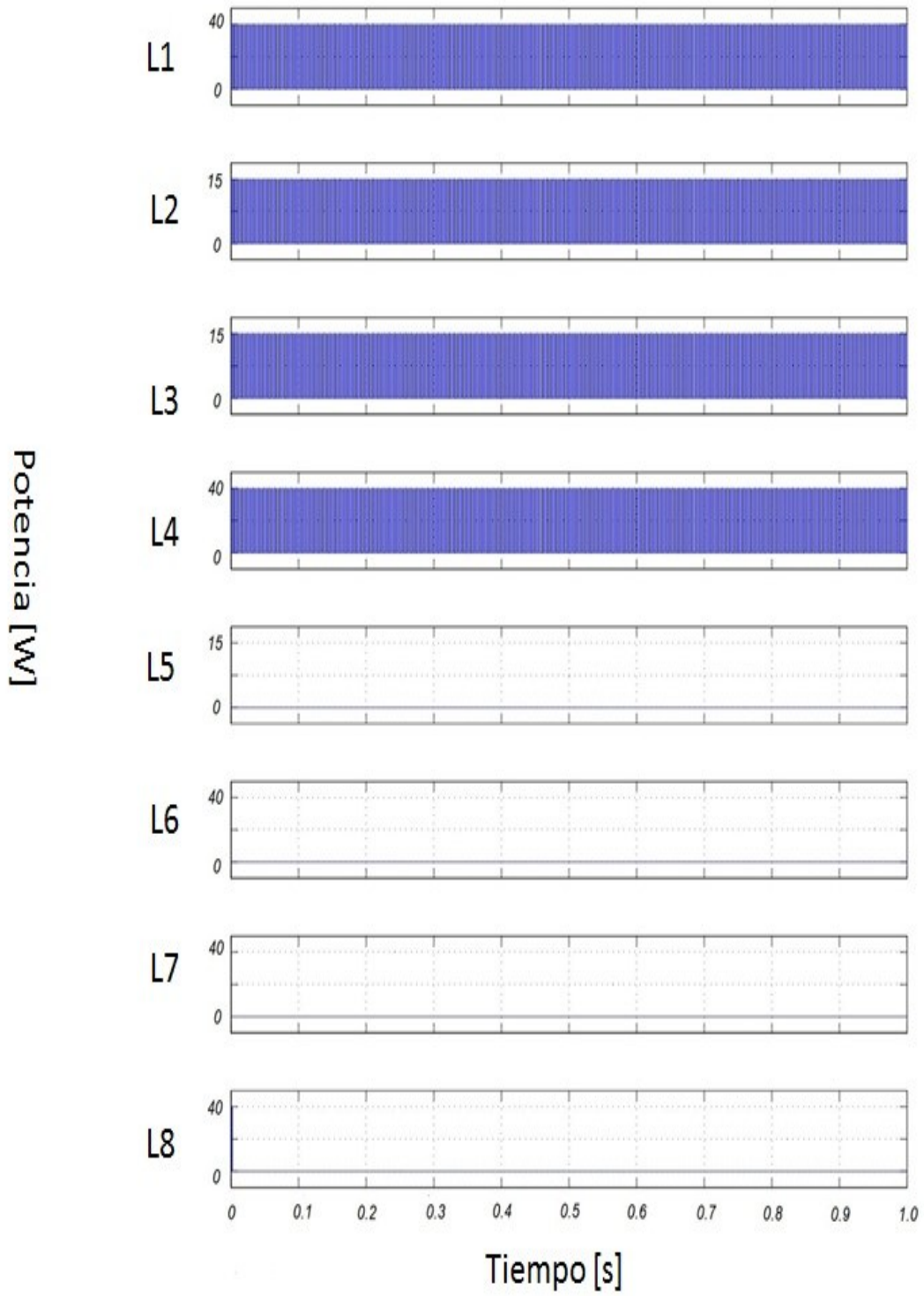


(b)

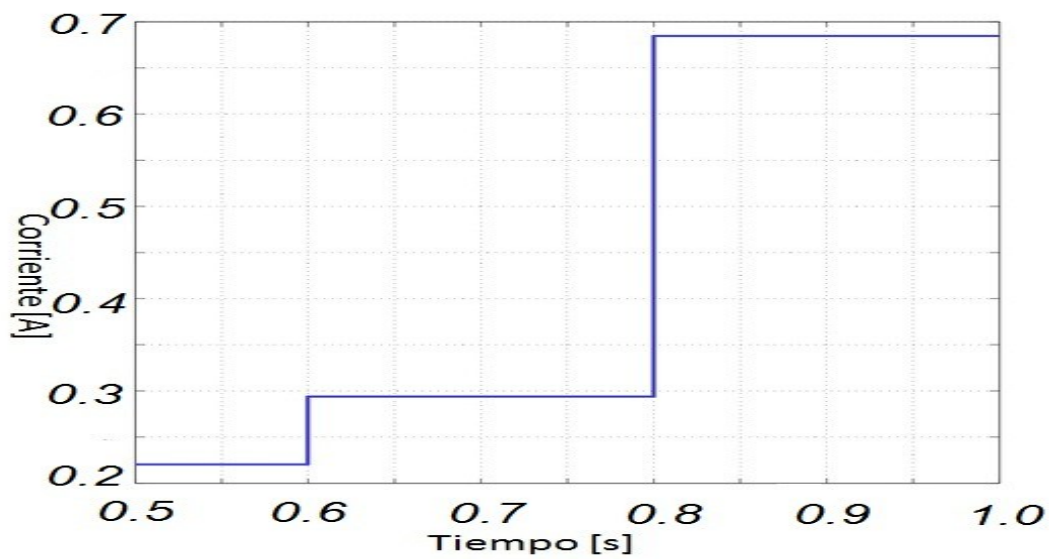


(c)

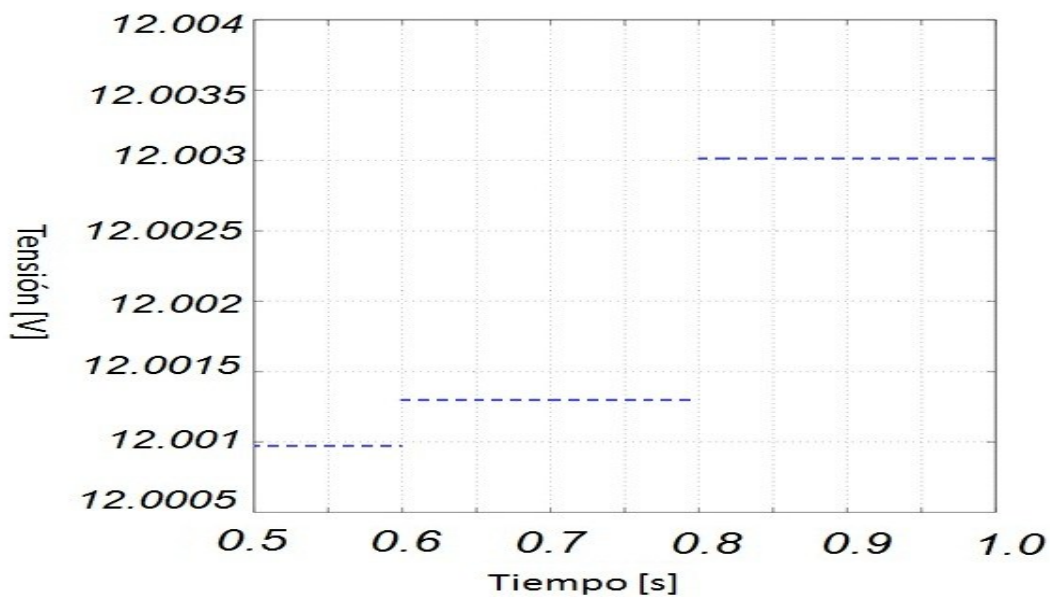
Figura 5-23. (a) Modelos de los dispositivos de la microrred (Panel fotovoltaico, Turbina eólica, banco de baterías). (b) Banco de baterías conectado al inversor y al perfil de cargas. (c) Sistema de gestión energética y priorización de cargas.



(a)



(b)



(c)

Figura 5-24. (a) Sistema de priorización de cargas. (b) Corriente en la Turbina eólica. (c) Tensión en el banco de baterías.

5.9. Análisis de Resultados

Aunque el panel fotovoltaico es modelado mediante una función no lineal, se puede observar que se modela satisfactoriamente el panel fotovoltaico, debido a que las la curva de corriente contra tensión y de potencia contra corriente del panel solar son mostradas en las Figuras 5-2, y 5-3. El modelo matemático de simulación es tan poderoso que incluso se puede observar la Figura 5-4 la cual cambia para distintos valores de irradiancia.

Los resultados obtenidos para el control de corriente regulada en los convertidores DC-DC resultan satisfactorios debido a su poco tiempo de establecimiento, el cual es de aproximadamente $7ms$ como se muestra en la Figura 5-15. Además del poco tiempo de establecimiento, también se lleva el error absoluto a un valor de cero como se puede ver en la Figura 5-13 (b), la Figura 5-15 (b) y en la Figura 5-16 (b).

Para el ajustador del punto de máxima potencia se debe analizar cada planta por aparte, tomando en cuenta que las plantas no son los convertidores DC-DC, las plantas son las fuentes de energía renovable debido a que son ellas a las que se les debe acoplar una carga que sea igual a su resistencia interna con el fin de que transfieran la máxima potencia posible a la carga.

Debido a que la curva de potencia contra corriente es similar para ambas fuentes de energía se puede utilizar el mismo diseño del MPPT para ambos tipos de energía renovable. A pesar de lo anterior se encontró que debido a la naturaleza del panel solar, que le permite convertirse en carga, se hace necesario adicionar una entrada que simplemente evita que el panel funcione como carga por lo cual se muestran tres entradas al controlador en la Figura 5-20, mientras que solo son necesarias dos entradas para la turbina eólica como lo muestra la Figura 5-17.

En la Figura 5-18 y en la Figura 5-19 se puede observar el comportamiento del MPPT para la turbina eólica mostrando su respuesta dinámica en corriente y por consiguiente en potencia. En la Figuras 5-18 (b) y la Figura 5-19 (b) se observa la corriente de la turbina y la potencia de la misma, al ver estas figuras se puede notar que el MPPT tiene un tiempo de establecimiento de aproximadamente $0.6s$ debido a la suma del tiempo del MPPT con el tiempo de establecimiento de la planta. Mientras que en la Figura 5-18 (a) y la Figura 5-19 (a) se muestra como la derivada de la corriente y de la potencia es llevada a cero por medio del MPPPT difuso.

En la Figura 5-21 y en la Figura 5-22, se puede observar el comportamiento del MPPT para el panel fotovoltaico mostrando su respuesta dinámica en corriente y en potencia. En la Figuras 5-21 (b) y la Figura 5-22 (b) se puede observar que el MPPT es mucho más rápido para el panel fotovoltaico que para la turbina eólica puesto que su tiempo de establecimiento es menor a $0.01s$. Por otro lado en la Figuras 5-21 (a) y la Figura 5-22(a) se muestra como la derivada es llevada a cero por medio del MPPPT difuso, igualmente puede notarse que frente a una perturbación también tarda menos de $0.01s$.

En la Figura 5-24 fue posible observar el comportamiento del sistema completo durante un experimento de simulación de un segundo. En la Figura 5-24 (a) se hizo evidente el correcto funcionamiento del sistema de priorización de cargas al desconectar las cuatro cargas con menor prioridad, la señal interrumpida en esta figura puede entenderse mejor al examinar la Figura 5-24 (c), en la cual fue observado el nivel de tensión del banco de baterías. Como fue observado en la Figura 5-24 (b) hay una corriente generada por la turbina eólica de 0.23A, 0.29A y 0.68A la cual es inyectada al sistema. Sin embargo, durante estos periodos en la Figura 5-24 (c) se observa que la tensión del banco se mantiene constante en 12.0009V, 12.0013V y 12.003V, esto es debido al sistema de priorización de cargas con el cual se evita un gasto excesivo en el banco de baterías, por consiguiente el sistema de gestión y el sistema de priorización de cargas funcionan adecuadamente.

5.10. Conclusiones del Capitulo

En este proyecto se logró generar diagramas de bloques para distintos sistemas no lineales como son: las fuentes de energía renovable (panel solar, turbina eólica) y los sistemas de almacenamiento (banco de baterías). Lo anterior facilitó su simulación en un entorno matemático informático.

Los modelos matemáticos utilizados para la simulación de los convertidores de DC-DC y DC-AC resultan eficientes para simular sistemas complejos, debido a que se basan en su eficiencia, lo cual disminuye el costo computacional enfocándose más en el efecto que tiene sobre el sistema global, en lugar de los pequeños cambios causados por la forma de fabricación de dichos convertidores.

También se puede concluir de este capítulo que los sistemas de control difuso funcionan eficientemente al enfrentar problemas no-lineales tales como el control de corriente regulada en convertidores DC-DC y el MPPT para fuentes de energía no convencionales como la turbina eólica y el panel fotovoltaico, como fue demostrado por medio de su simulación.

Se evidencia que al utilizar un sistema de gestión adecuado la tensión del banco de baterías puede ser sostenida en un valor seguro para evitar un daño en este. Se aprovecha mejor la energía al asignar cierta prioridad a las cargas por medio de un sistema de priorización de cargas.

6. PLATAFORMA EXPERIMENTAL

En este proyecto se aplica generación y control energético. En consecuencia se deben tomar medidas de protección establecidas en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE [87], publicado por el ministerio de minas y energía. Específicamente para el diseño de los tableros eléctricos del proyecto [89]. Este reglamento es de obligatorio cumplimiento en el territorio nacional, soportado en la constitución nacional y cuyo objeto fundamental definido en el artículo primero de este, es establecer medidas que garanticen la seguridad de las personas; previniendo, eliminando o minimizando los riesgos de origen eléctrico [87].

Como parte del sistema de control, se usó la NI USB 6008 de National Instruments, para captura de las señales necesarias y ejecución de las acciones de control programadas de acuerdo a los datos adquiridos de las señales procesadas [90]. En este capítulo se muestran los pasos a seguir para la implementación del sistema de gestión en la microrred DL Sun-Wind. Entre los dispositivos implementados se encuentran los circuitos de medición y control del proceso a administrar, la programación del esquema de control usado y el diseño de los tableros eléctricos usados.

6.1. Sensores y Actuadores

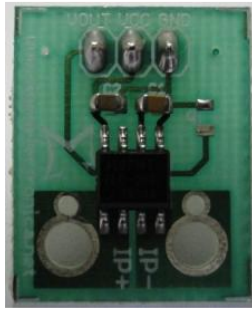
Para que todo proyecto de gestión energética culmine con éxito se debe escoger correctamente la instrumentación de dicho proyecto. Teniendo en cuenta los requerimientos del sistema de gestión energética y del sistema de priorización de cargas, se eligen los sensores y actuadores los cuales son presentados en la presente sección.

6.1.1. Sensores

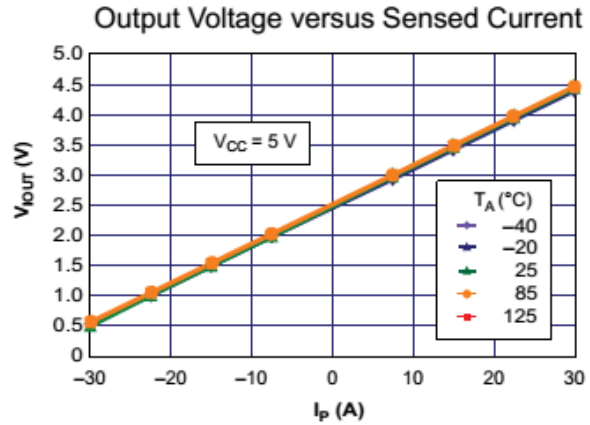
Debido a que el sistema de gestión, se enfoca en la potencia generada vs la consumida, y la dificultad para medirla directamente, se utilizaron sensores de tensión y corriente, para luego realizar el cálculo de la potencia. Se utilizó el sensor de corriente ACS712 para llevar la información al sistema de gestión.

El sensor ACS712, se ve en la Figura 6-1 (a), es un sensor de efecto hall para la medición de corriente, cuenta con una sensibilidad de 66mV/A y cuyo rango de medición va de -30 a 30 amperios.

Se escogió dicho sensor, porque entrega un valor de tensión de acuerdo a la corriente como muestra la Figura 6-1 (b). Este sensor funciona con efecto Hall, lo cual evita que afecte la intensidad de la corriente al no consumir energía.



(a)



(b)

Figura 6-1. (a) Tarjeta ACS712 de 30 A. (b) Curva de tensión de la tarjeta ACS712 de 30 A.

Para medir la tensión, se acondicionó la señal por medio de un divisor de tensión como el mostrado en la figura 6-2. En donde V1 corresponde a la tensión a medir. Para medir la tensión del banco de baterías y la turbina se usaron resistencias del mismo valor, las cuales se conectan a un amplificador operacional configurado como seguidor de tensión. Para el panel, se realizó el divisor a una la cuarta parte de la tensión generada por el panel solar. Dicho circuito se realizó debido a que la tarjeta de adquisición de datos soporta máximo 10 voltios en las entradas.

6.1.2. Actuadores

Los actuadores son ON/OFF debido a que se encargan de conectar o desconectar fuentes, baterías o cargas dependiendo de las decisiones del sistema de gestión. Dentro de los actuadores usados en este proyecto, también se encuentran los sistemas de protección, que además de proteger funcionan como un interruptor manual y automático.

6.1.2.1. Disyuntor

El primer tipo de actuador usado, fue el disyuntor. Este fue seleccionado de acuerdo a la carga máxima soportada para cada etapa de la microrred como esquema básico de protección [91], desconectando el banco de baterías, el panel fotovoltaico, la turbina eólica, el inversor o las cargas.

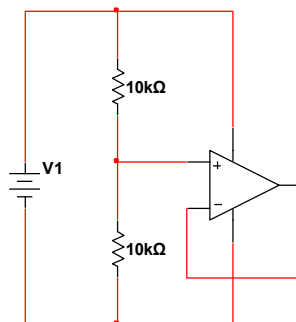
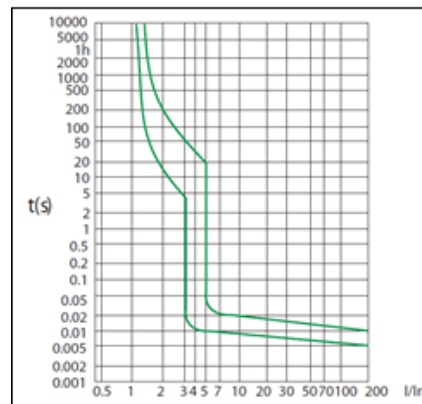


Figura 6-2. Acople de la tensión para DAQ.



(a)



(b)

Figura 6-3. (a) Imagen de uno de los breaker. (b) Curva característica.

Este actuador es automático o manual, no necesita de una señal externa para activarse, por lo que es externo al sistema de gestión, sin embargo, hace parte del esquema de protección. En la Figura 6-3, se muestra el disyuntor y la curva de operación de uno de los disyuntores usados.

6.1.2.2. Relé de Estado Sólido

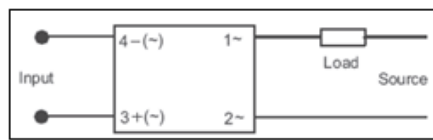
El relé de estado sólido es un circuito que permite conectar o desconectar elementos por medio de un pulso el cual activa un MOSFET. Este elemento permite el control de conexión o desconexión de las cargas, las fuentes o el banco de baterías. En la Figura 6-4, se muestran el esquema de conexión y la curva característica de un relé de estado sólido utilizado.

6.1.3. PCB Complementario

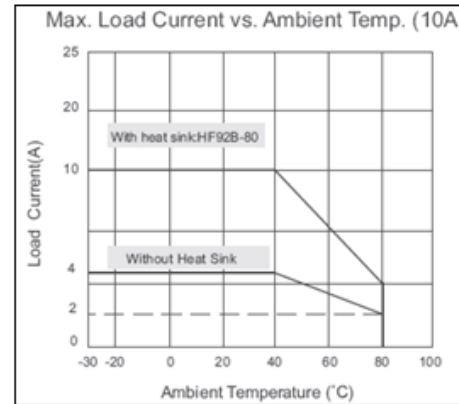
Son necesarias ciertas normas mínimas a cumplir en el diseño de las tarjetas impresas [92], dichas normas fueron implementadas en el diseño de los PCB de los circuitos de adaptación de las señales de entrada y salida del DAQ, con los objetivos de minimizar el cableado necesario para la puesta en marcha de la microrred con el módulo DL Sun-Wind.

6.2. Tableros Eléctricos

Los tableros eléctricos forman parte del sistema de control y protección de la microrred. Se encargan de conectar o desconectar, por órdenes del sistema de gestión y la priorización de cargas, las fuentes de energía, el banco de baterías y las cargas implicadas en el sistema. Estos tableros también actúan como cajas que dividen a todo el sistema en generación (microrred híbrida en DC) y cargas domiciliarias (en AC).



(a)



(b)

Figura 6-4. (a) Diagrama de conexión. (b) Curva característica.

Dado que la generación del sistema es inferior a los 1000 voltios, es considerado de baja tensión y para el diseño de los tableros, se debió recurrir al capítulo 3, artículo 20, subsección 20.23.1 tableros de baja tensión [87], del reglamento RETIE. Según este capítulo los productos llamados tableros, cuadros, gabinetes, paneles, o celdas, se denominarán tableros cuando sean de baja tensión y celdas cuando sean de media tensión, también uno de los tableros es clasificado como tablero de potencia y el otro como tablero de distribución. Para ambos tableros rigen los requisitos de materiales, alambrado, terminales y caja expuestos en el RETIE.

6.2.1. Tablero de Potencia

El tablero de potencia, es el usado en la etapa del barraje DC para la conexión o desconexión de las fuentes de energía alternativa y del banco de baterías. Este tablero por diseño lleva cuatro disyuntores de DC, cuatro interruptores de estado sólido, cable aislado calibre 22, terminales de presión y sujeción por tornillo, borneras de conexión al proceso, barraje DC en cobre de conexión por tornillo. Dos disyuntores de este tablero tienen valores de 6A y los otros dos tienen un valor de 20A. Los disyuntores de 6A son elegidos para las fuentes de energía renovable debido a que el panel solar entregará como máximo 4.5A, la turbina eólica genera como máximo 6.3A y 6A fue el valor más cercano encontrado en el comercio para disyuntores de DC. Los disyuntores de 20A son seleccionados para el banco de baterías con el fin de que estos funcionen como protección evitando que un exceso de corriente pase por el banco de baterías.

El diagrama de contactos del tablero de potencia se muestra en la Figura 6-5, sin embargo por limitaciones del módulo no se usará el barraje ni la combinación disyuntor-interruptor de estado sólido-diodo a la entrada de la batería, pero sí estarán montados en el tablero para futuros desarrollos e investigación de la microrred.

El diseño del tablero se hizo con la ayuda del software inventor bajo licencia educativa, las dimensiones y perforaciones se pueden ver en las figuras 6-6, 6-7.

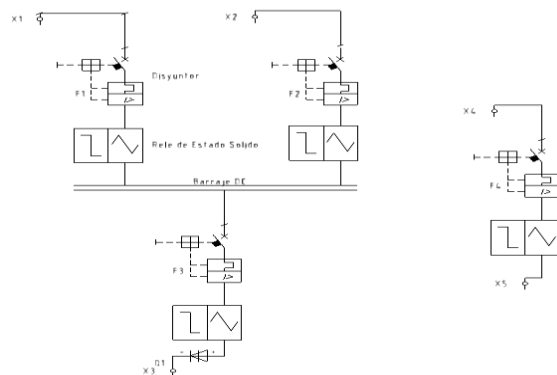


Figura 6-5. Diagrama de contactos del tablero de potencia.

6.2.2. Tablero de Distribución

El tablero de distribución, es el usado en la etapa AC, para conectar o desconectar las cargas y protección de estas. Este tablero al igual que el de potencia lleva cable aislado calibre 22, terminales de presión y sujeción por tornillo, borneras de conexión al proceso, barraje en cobre de conexión por tornillo y adicional nueve disyuntores de AC, nueve interruptores de estado sólido, junto a 16 rosetas para la conexión de las cargas. Además de su correspondiente rotulación. Ocho disyuntores tienen un valor de 1A debido a que la carga máxima será de 0.6A y el mínimo valor de disyuntor encontrado en el comercio fue de 1A, para el disyuntor principal del barraje se seleccionó el valor de 10A debido a que debía soportar la suma de las corrientes de todas las cargas.

El diagrama de contactos se ve en la Figura 6-8, el tablero de distribución cuenta con protección para cada carga y control de conexión con una señal DC, por lo cual es sencilla la implementación del sistema de gestión con o sin esquema de priorización de cargas.

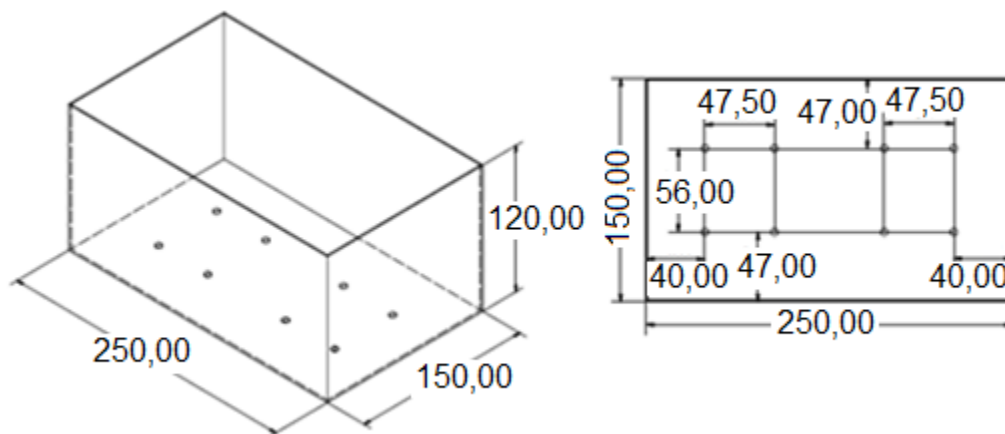


Figura 6-6. Dimensiones de la caja del tablero de potencia

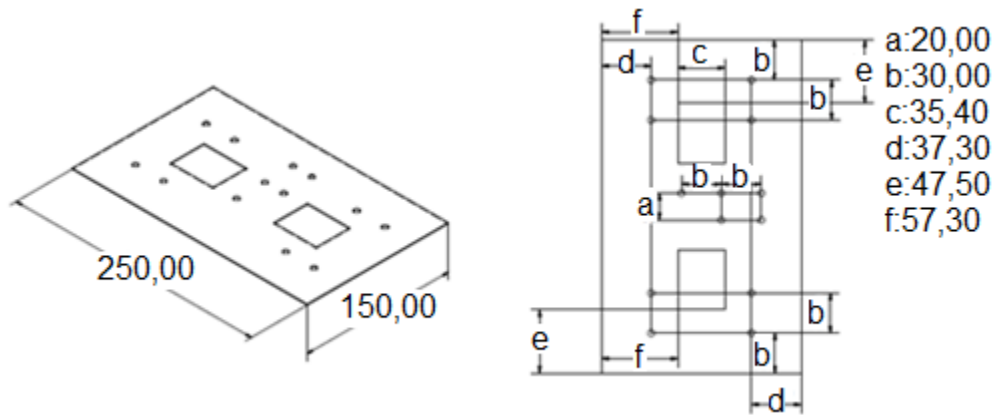


Figura 6-7. Dimensiones tapa del tablero de potencia.

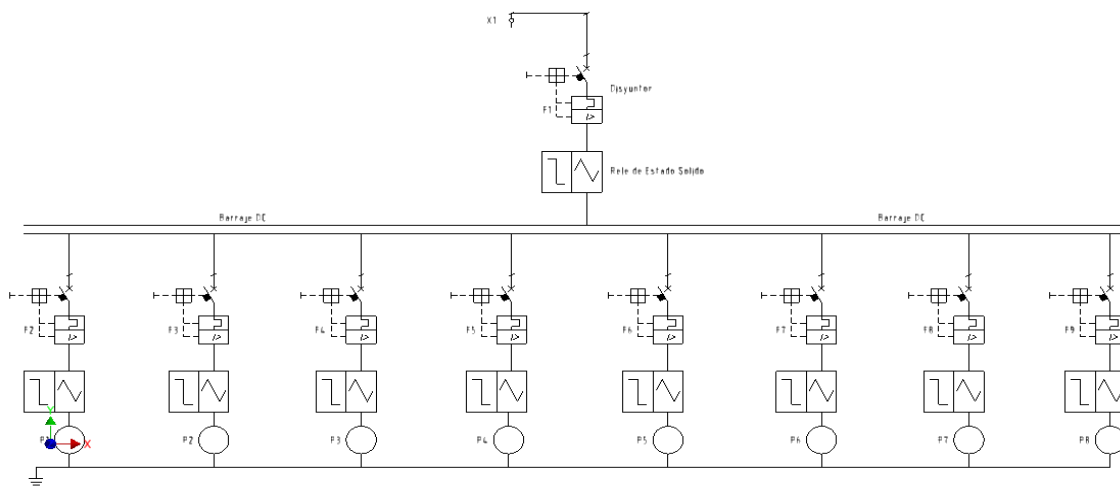


Figura 6-8. Diagrama de contactos del tablero de distribución.

Para el diseño del tablero se decidió hacer montaje de los disyuntores y rosetas anclados a la tapa, mientras que el barraje, canaletas e interruptores de estado sólido se montaron en la caja, ya que reducir el tamaño de la caja permitía reducir los costos de ella, en las figuras 6-9 y 6-10 se muestran las dimensiones y perforaciones necesarias para la construcción del tablero de distribución.

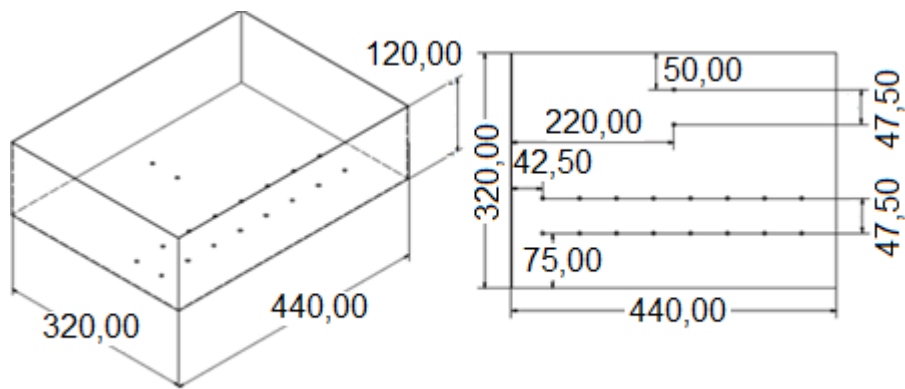


Figura 6-9. Dimensiones de la caja del tablero de distribución.

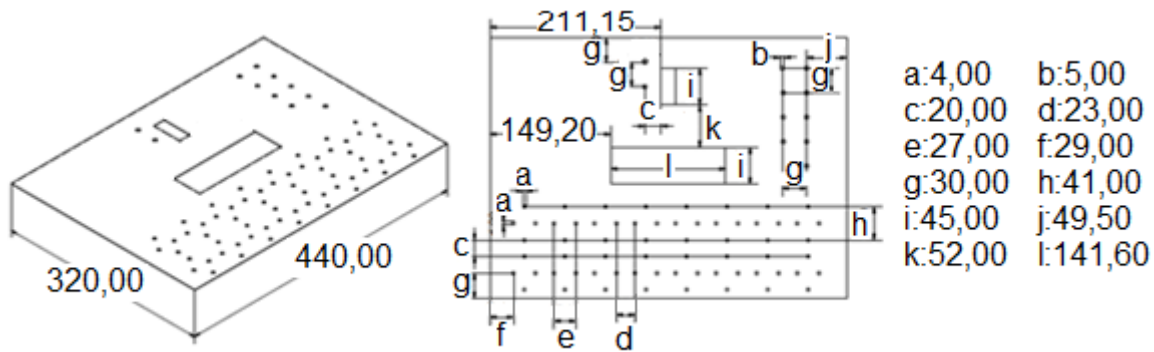


Figura 6-10. Dimensiones de la tapa del tablero de distribución.

6.3. Sistema de Gestión y Priorización de Cargas

El montaje del sistema de gestión, implica la integración del sistema de sensores, actuadores y tableros ya presentados en este capítulo, además se necesita una interfaz de control y visualización. Esta interface se desarrolló en LabView.

El primer paso fue realizar el acondicionamiento de las señales de los sensores utilizados. En la figura 6-11, se muestra el acondicionamiento realizado. Para acondicionar las señales, se debía tener en cuenta que parte de la microrred es la que se desea controlar, en el caso del banco de baterías y la turbina el acondicionamiento es similar, por lo tanto para obtener la cantidad deseada se multiplica por 2, mientras que los sensores de corriente se acondicionan restando 2.5 para ajustar el cero y se multiplica por 15 para convertir el valor del sensor registrado de tensión a corriente. La tensión del panel es obtenida con un divisor de tensión $V_{OUT} = \frac{V_{IN}}{4}$, donde V_{OUT} es la salida del sensor ajustada para que no exceda el límite de trabajo de las entradas analógicas, luego a la señal digitalizada, en LabView se le multiplica por 4 para obtener el valor real de la fuente.

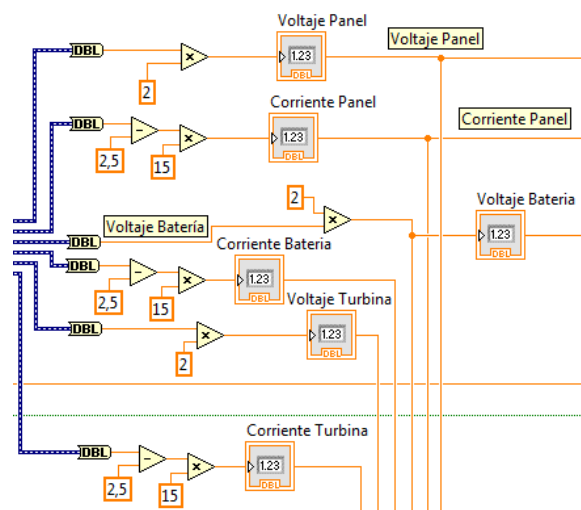


Figura 6-11. Sección de acondicionamiento de las señales de los sensores.

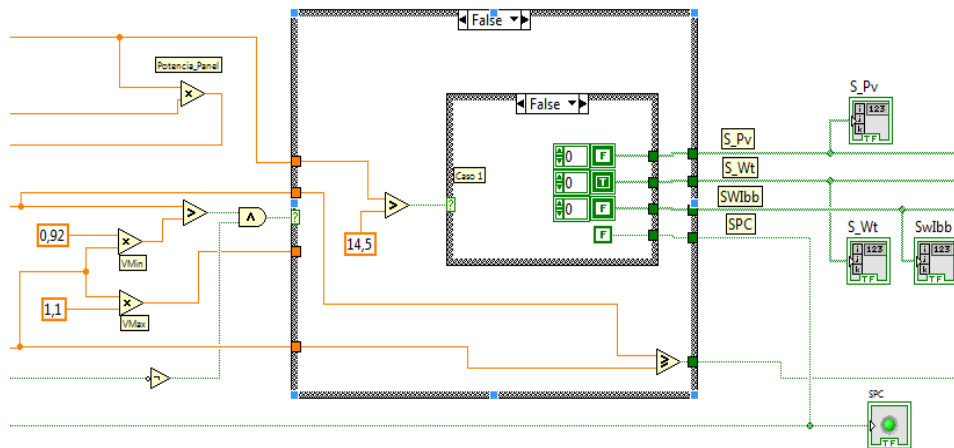


Figura 6-12. Programación grafica para el caso 1.

Después de acondicionar las señales de los sensores se sigue con la programación del sistema de gestión, con base en el diagrama de flujo del sistema de gestión que se encuentra en la Figura 4-5 en el capítulo 4. En la figura 6-12, se muestra la programación gráfica solo para el caso 1, debido a que el funcionamiento de este sistema de gestión ya fue explicado.

Para activar los casos, se comparan los valores de la tensión mínima y máxima programados como constantes (estos valores se pueden ajustar), dependiendo de los resultados de las comparaciones de las tensiones de referencia con las tensiones medidas se activa cada uno de los casos.

El sistema de priorización de cargas mostrado en la figura 6-13, tiene el mismo principio de funcionamiento, al realizar comparaciones de la tensión de las baterías con niveles de tensión ya indicados, pero ajustables para confrontar y llegar al mejor sistema.

En la figura 6-14, se muestra el panel de control, realizado para el sistema de gestión con priorización de cargas, este panel cuenta con visualizadores numéricos para ver el comportamiento en tiempo real, ya que estos muestran los valores de las tensiones y las corrientes medidas, mientras el sistema se encuentre activo. También cuenta con visualizadores gráficos que muestran un histórico generado de los datos almacenados durante el funcionamiento de la microrred, dichos datos se pueden ver cuando el sistema se detiene y se pueden exportar para poderlos procesar y analizar.

Además del funcionamiento automático del sistema de control, se ubicaron botones de control manual para poder manipular el sistema de formas distintas conectando y desconectando cargas mientras se pueden utilizar una o más fuentes al tiempo. Esto con el propósito de poder realizar laboratorios con distintas configuraciones, aprovechando mejor los módulos existentes. En la Figura 6-14, se puede apreciar el diagrama de bloques del HMI desarrollado.

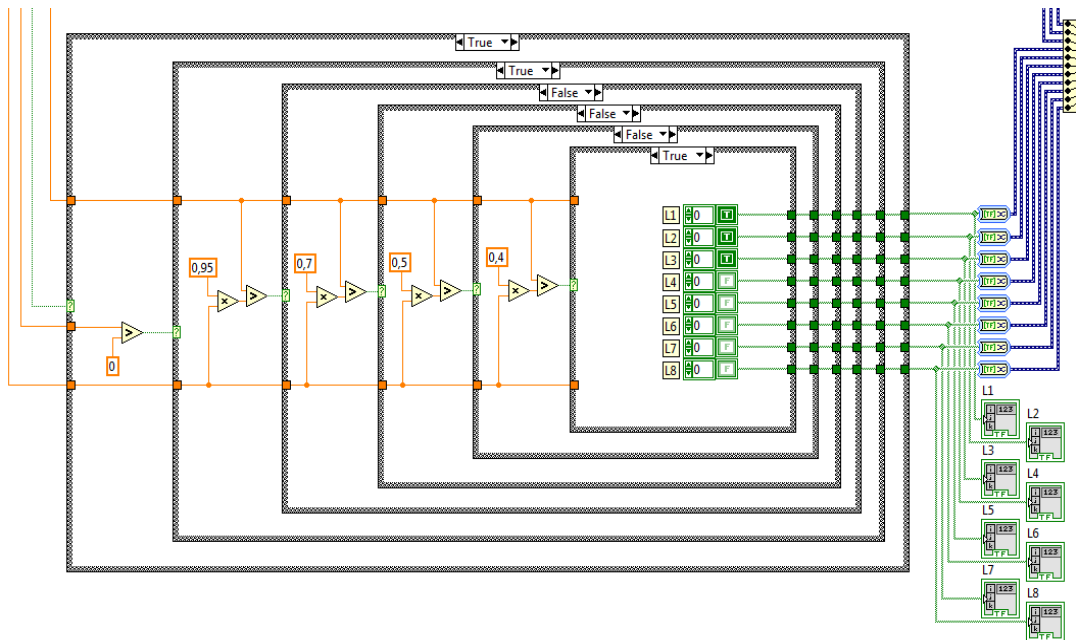


Figura 6-13. Programación gráfica para el sistema de gestión.



Figura 6-14. Visualización del sistema de gestión.

6.4. Conclusiones del Capítulo

La correcta selección de los sensores fue clave para que el sistema de gestión energética funcionara. Motivo por el cual dicha selección es un trabajo necesario para lograr migrar de los sistemas de generación centralizados a un sistema de generación distribuida. Además el uso de los sensores adecuados en un proyecto de domótica, lograría ayudar al desarrollo de un esquema de priorización de cargas adaptado a las necesidades de cada usuario.

El conocimiento del RETIE es indispensable en el desarrollo de un proyecto que implique distribución energética y/o riesgos a las personas por sistemas eléctricos desarrollados y/o ejecutados de forma incorrecta. Los tableros eléctricos minimizaron posibles fallas por malas conexiones por lo tanto es necesario realizar el diseño basado en las recomendaciones del RETIE.

Con el fin de diseñar un tablero eléctrico se deben realizar los cálculos de máxima corriente suministrada por las fuentes y de máxima corriente consumida por las cargas con el fin de realizar una adecuada selección de los disyuntores de protección. Estos disyuntores protegen la microrred y a los circuitos de control permitiendo realizar pruebas de trabajo del sistema de gestión energética sin temor a daños por cortocircuitos o sobrecarga, haciendo de la microrred un sistema modular fácil de reparar y de mantenimiento sencillo.

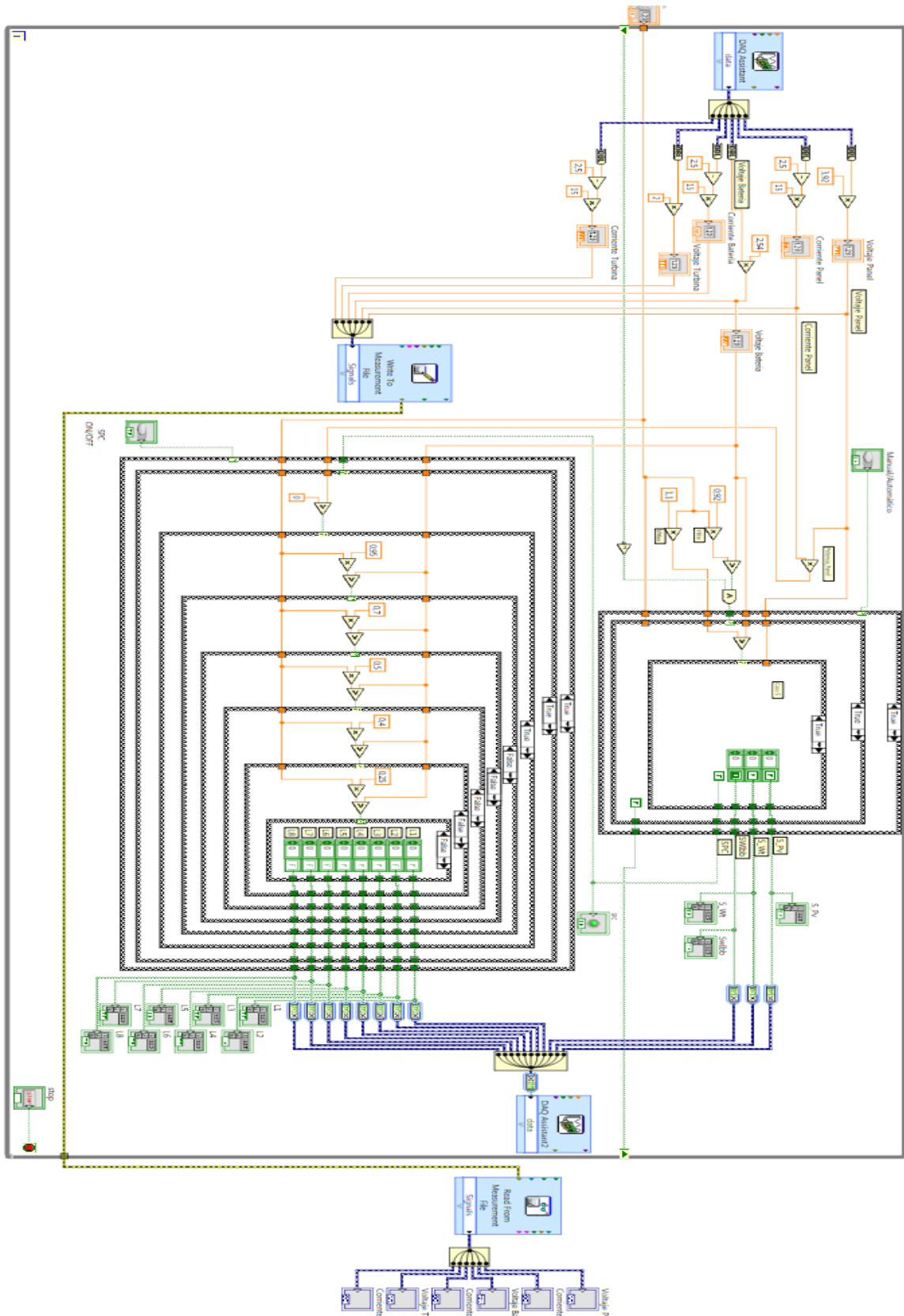


Figura 6-15. Diagrama de bloques del esquema de control desarrollado.

7. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA

Todo el proyecto desarrollado se implementó, con el propósito de realizar pruebas para encontrar los resultados con el módulo DL Sun-Wind. Dichas pruebas se documentan en esta sección, explicando los procedimientos realizados.

7.1. Procedimiento de Montaje

De acuerdo a las pruebas propuestas en [18], se realizó el montaje del sistema híbrido conformado por el panel solar la turbina eólica y las baterías, agregando los tableros tal y como se muestra en la figura 7-1.

Las fuentes de energía renovable son conectadas en serie al tablero de potencia, el cual como fue mostrado en la sección 6.2.1, contiene disyuntores y relés de estado sólido para su control. Dicho tablero de potencia es controlado por medio de un sistema de gestión energética implementado en el software LabView como fue explicado en la sección 6.3, utilizando la tarjeta de adquisición de datos NI USB 6008.

Al realizar las pruebas fue posible observar los valores de corriente y tensión para el panel fotovoltaico, la turbina eólica y el banco de baterías por medio del HMI mostrado en la Figura 6-14, en dicho HMI también se encuentran procesadores gráficos para poder analizar y procesar los datos de los experimentos.

7.2. Resultados del Sistema de Gestión sin la Priorización de Cargas

Los resultados de un experimento de 30000 segundos, aproximadamente, (realizado el 15 de Agosto de 2015 a las 11:05 a.m. en el laboratorio de la Universidad Distrital) son mostrados en la presente sección, luego de ser guardados con el programa desarrollado en LabView.

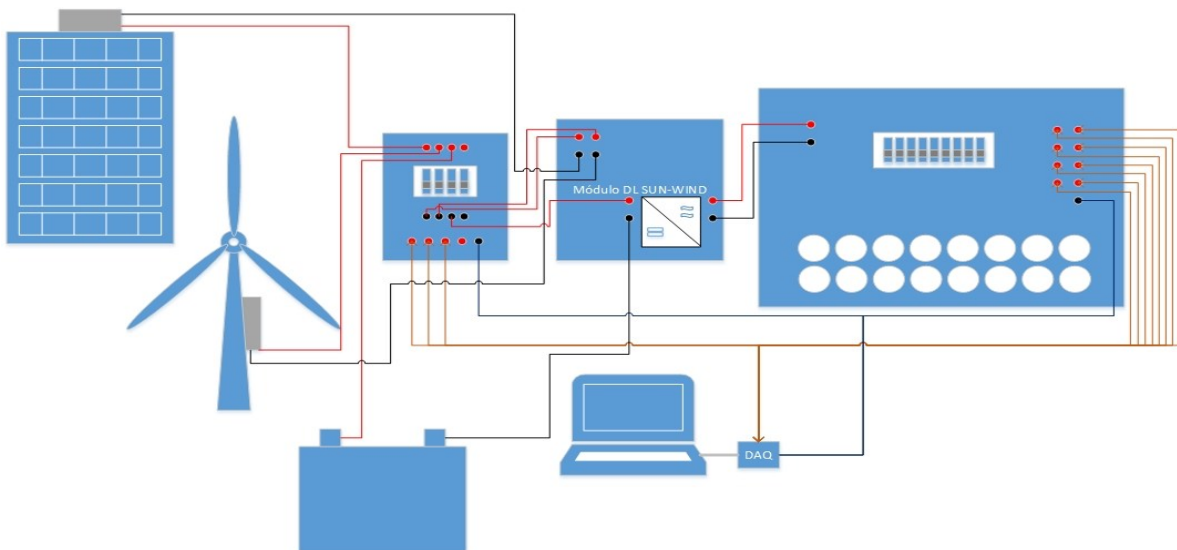
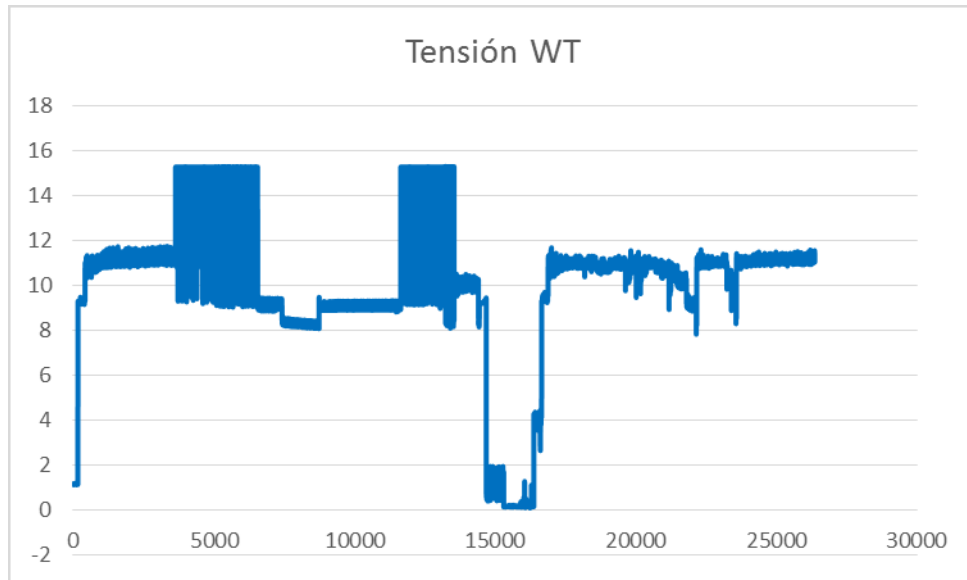
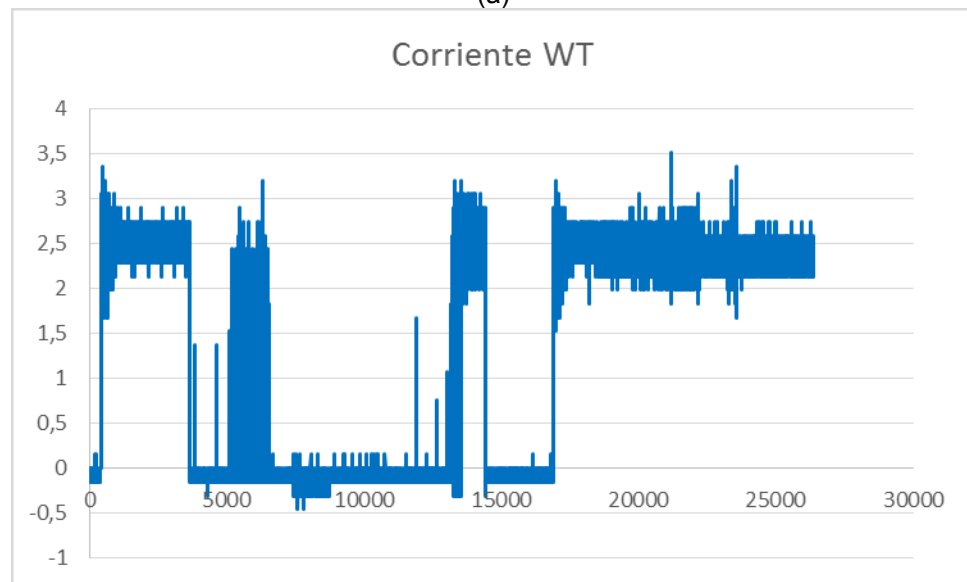


Figura 7-1. Diagrama de bloques de la conexión del sistema.



(a)

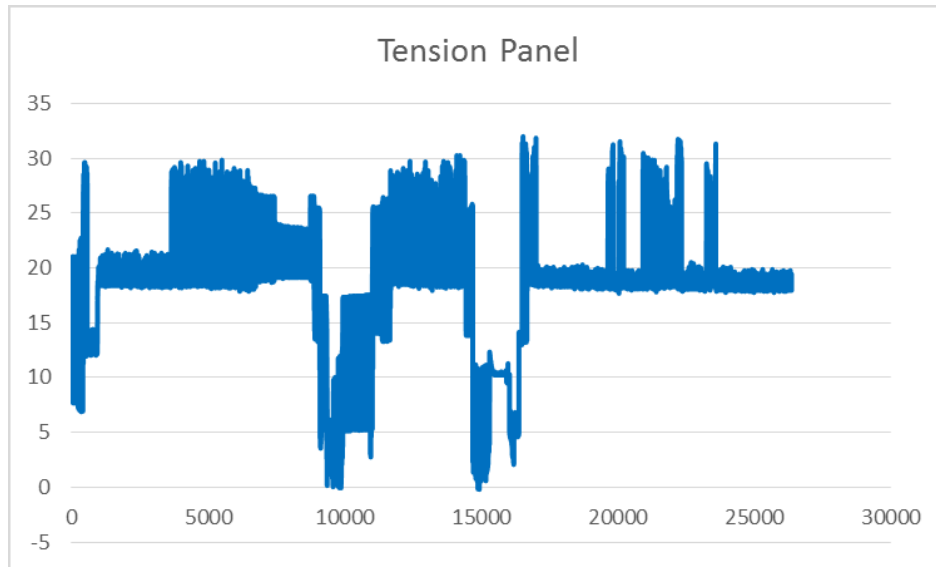


(b)

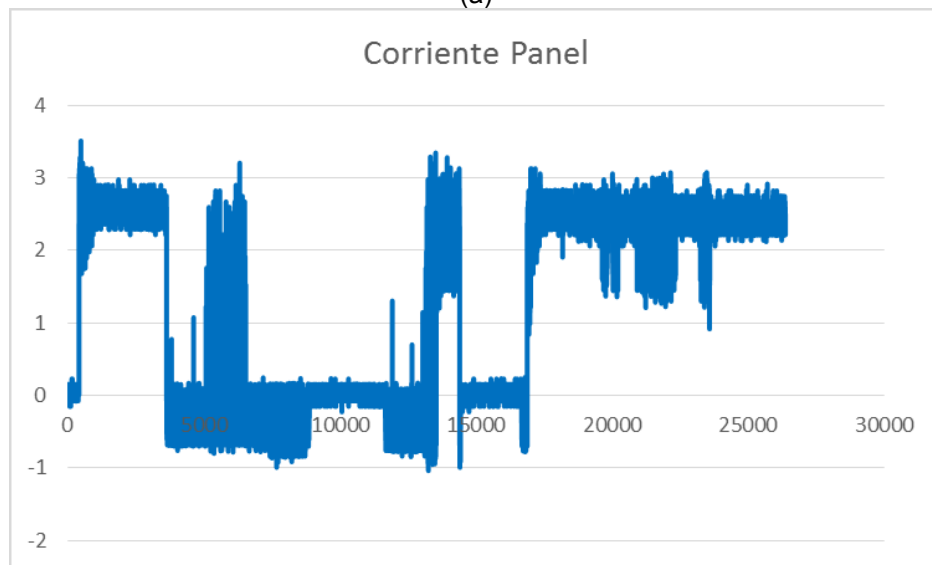
Figura 7-2. Experimento de 30000 segundos para la turbina eólica. (a) Tensión (V) (b) Corriente (A).

En la Figura 7-2 se puede apreciar el histórico de las variables en la turbina eólica durante el experimento de 30000 segundos, en (a) se presenta la tensión mientras que en (b) se presenta la corriente. En cuanto a la tensión se puede destacar que el máximo valor alcanzado fue de 15.2V y el máximo de corriente es de 3.48A.

En la Figura 7-2 (a) se puede observar la naturaleza estocástica de la energía eólica al apreciar que su máxima producción ocurrió desde los 4000 hasta los 6550 segundos y desde los 12000 hasta los 13500 segundos. En la Figura 7-2 (b) se pueden entender los momentos en los que la turbina fue desconectada debido a que su corriente cae a 0 por decisión del sistema de gestión energética programado mediante LabView.



(a)

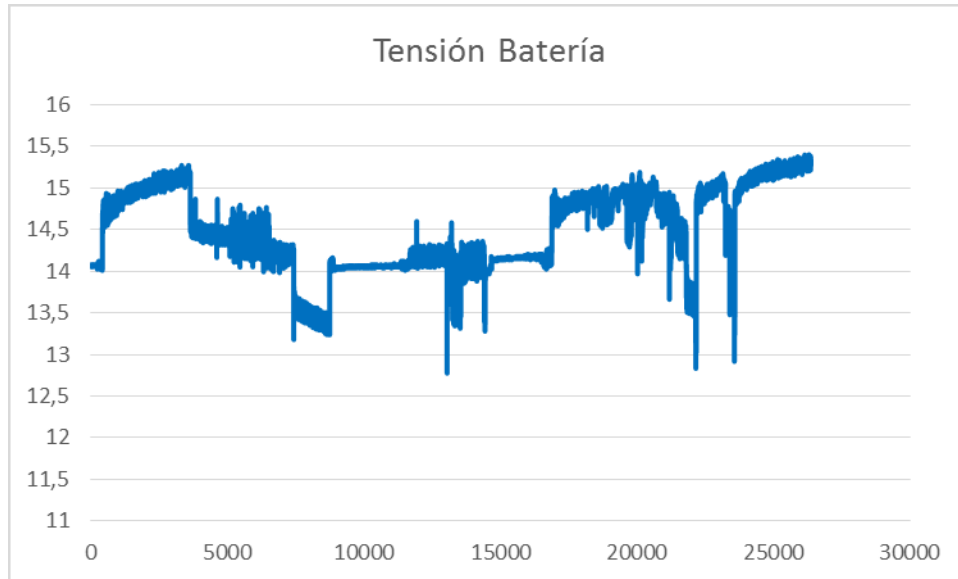


(b)

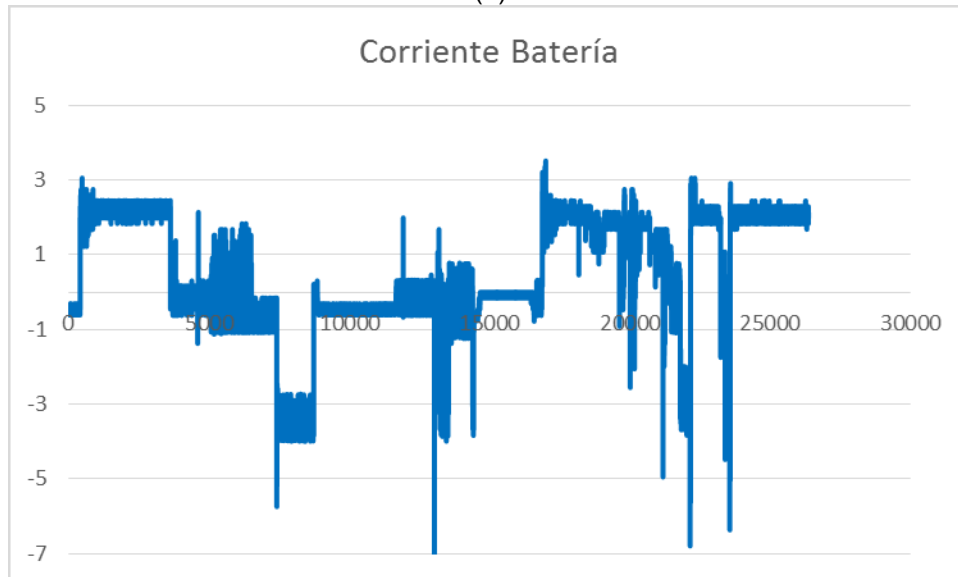
Figura 7-3. Experimento de 30000 segundos para el panel fotovoltaico. (a) Tensión (V) (b) Corriente (A).

En la Figura 7-3 se puede apreciar el histórico de las variables en el panel fotovoltaico durante el experimento de 30000 segundos, en (a) se presenta la tensión mientras que en (b) se presenta la corriente. En cuanto a la tensión se puede destacar que el máximo valor alcanzado fue de 31.8V y el máximo de corriente es de 3.52A.

En la Figura 7-3 (a) se puede observar la naturaleza estocástica de la energía solar al apreciar que su máxima producción ocurrió desde los 4000 hasta los 6510 segundos y desde los 12000 hasta los 13500 segundos. En la Figura 7-3 (b) se pueden entender los momentos en los que el panel fue desconectado debido a que su corriente cae a 0 por decisión del sistema de gestión energética programado mediante LabView.



(a)



(b)

Figura 7-4. Experimento de 30000 segundos para el banco de baterías. (a) Tensión (b) Corriente.

En la Figura 7-4 se puede apreciar el histórico de las variables en el banco de baterías durante el experimento de 30000 segundos, en (a) se presenta la tensión mientras que en (b) se presenta la corriente.

Al comparar las figuras 7-4 (a) y (b) se puede entender el proceso del experimento al ver la carga y descarga del banco de baterías. Luego de comparar las figuras 7-2, 7-3 y 7-4 se puede entender el experimento realizado, el cual es explicado a continuación.

En primer lugar se dejó en espera al sistema de gestión energética mientras las fuentes producían energía para cargar el banco a un punto en el cual el sistema de

gestión tuviese que tomar una decisión al presentarse uno de los casos críticos. Luego de aproximadamente 3500 segundos, dicho sistema de gestión se activó y al observar la Figura 7-4 (a) se puede entender que el banco empieza a descargarse hasta poder mantener un nivel de tensión adecuado como fue programado previamente en el sistema de gestión. Luego a apreciar las figuras 7-2 (b), 7-3 (b) y 7-4 (c) se observa que para mantener un nivel de tensión adecuado solo fueron necesarios breves activaciones de las fuentes de generación de tan solo 1.2A para la turbina y de menos de 1A para el panel.

La siguiente acción que se tomó fue poner el sistema de gestión en manual, utilizando el HMI desarrollado, con el fin de desactivar el panel y la turbina. Esta acción fue realizada con el objetivo de probar el comportamiento de sistema para el peor caso, como resultado se obtuvo un rápido descenso en el nivel de tensión en la carga mostrando su inmediata descarga entre los 7400 y 8700 segundos con lo cual se ve la necesidad de utilizar un sistema de priorización de cargas, tema que será tratado en la sección 7.3.

A continuación se desactivó solo la turbina con lo cual el panel tuvo que crear un breve pico de 3.2A para que el sistema sostuviera la carga y la tensión deseada en el banco de baterías, dicho pico empezó en el segundo 13300 y termino en el 14000.

Finalmente, se desactivo solo el panel debido a lo cual la turbina realizó un pico de corriente de 2.9A el cual empezó en el segundo 14100 y termino en el segundo 14400. Con este paso fueron cubiertos los casos de interés en el experimento.

7.3. Resultados del Sistema de Gestión con la Priorización de Cargas

Con el fin de alimentar las cargas en AC se utiliza un convertidor DC-AC o inversor, como el estudiado en la sección 2.6. El módulo DL Sun-Wind viene con la opción de alimentar cargas de AC utilizando el inversor del módulo DL 9013. Dicho inversor, al igual que todos los sistemas de suministro energético prioriza la protección de la batería que lo alimenta [18] y dado que la batería que viene con el módulo es muy pequeña, el inversor no permite la carga necesaria para realizar pruebas con el sistema de priorización de cargas.

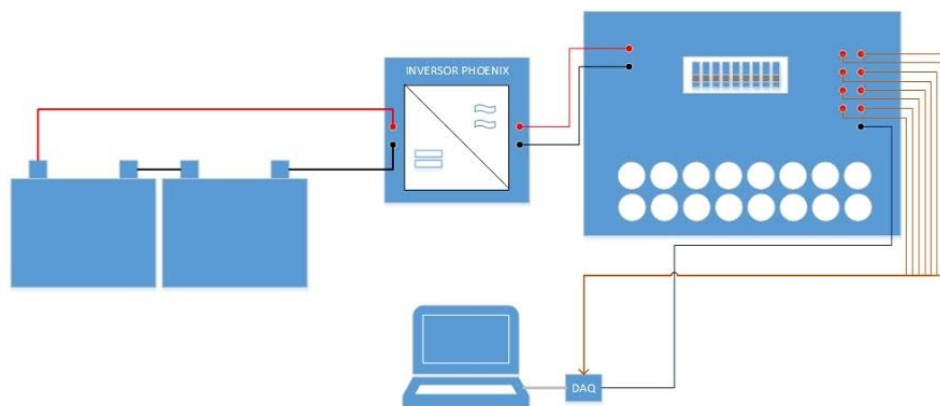
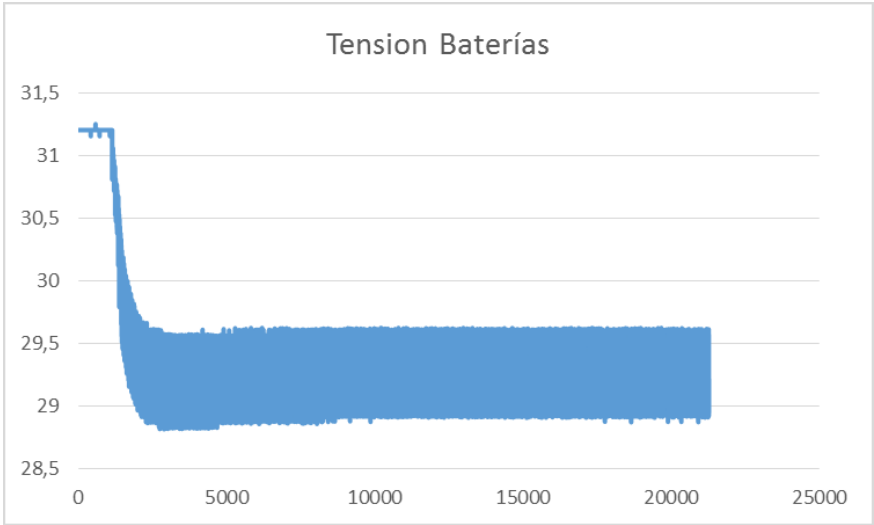


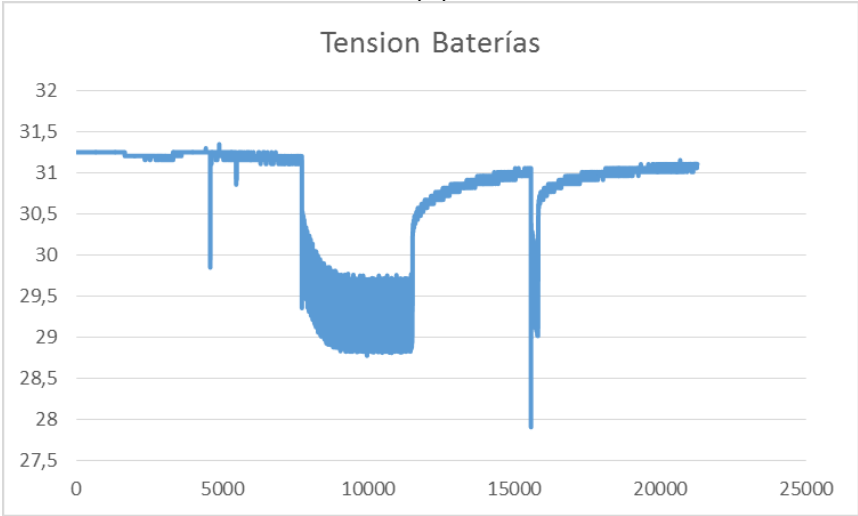
Figura 7-5. Diagrama de bloques de la conexión para el sistema de priorización de cargas.

Como solución al problema mencionado en el párrafo anterior fue utilizado un inversor aparte. Dicho inversor es el Victron Energy Phoenix Inverter, dicho inversor convierte de 21-32V en DC a 120 V en AC. En consecuencia, para poder utilizar este inversor fue necesario realizar un cambio en la conexión del banco de baterías, el cual fue conectado en paralelo para la prueba del sistema de gestión, pero fue conectado en serie para probar el sistema de priorización de cargas.

El banco de baterías fue conectado al inversor y este al tablero de distribución, cuyo control fue manejado con el NI USB 6008 y el HMI desarrollado en LabView, como se muestra en la Figura 7-5. Fueron realizados dos experimentos con una duración de aproximadamente 22000 segundos cada uno, el 23 de Agosto de 2015 a las 10:30 a.m. El primero utilizaba el sistema de priorización de cargas mientras que el segundo no.



(a)



(b)

Figura 7-6. Tensión en el banco de baterías durante el experimento de 22000 segundos. (a) Sin utilizar sistema de priorización de cargas. (b) Utilizando sistema de priorización de cargas.

Para el experimento se dispusieron cargas de 40W y 15W con las cuales se puede dividir la energía entregada por el sistema. Las cargas fueron distribuidas así:

$$L1 = 40W, L2 = 15W, L3 = 15W, L4 = 40W, L5 = 15W, L6 = 40W, L7 = 40W, L8 = 40W.$$

En la Figura 7-6 se puede observar que, en ambos experimentos el nivel de tensión del banco de baterías se encontraba por encima de los 31V. En la Figura 7-6 (a) se observó la tensión del banco en el experimento, sin sistema de priorización de cargas. Fue evidente una caída en el nivel de tensión constante por la exigencia al banco, lo cual generará una falla luego de un tiempo.

En la Figura 7-6 (b) se observa la tensión del banco en el experimento con sistema de priorización de cargas. Fue evidente que en los momentos en que hay una caída en la tensión como en los segundos 4590 y 5477, el sistema desconectó las cargas L8 y L7. De esta forma se dejó de entregar 80W pero el banco recupera su estado de carga. En el segundo 7732 fue desconectada la carga L6, sin embargo, esto no fue suficiente para que el banco se recupere completamente, por lo cual en el segundo 10060 y en el 11459 se desconectaron las cargas L5 y L4. Fue destacable el resultado mostrado en el segundo 11459, en el cual la tensión en el banco de baterías era de solo 28.8V y al desconectar una carga total de 95W el nivel de tensión se recuperó, hasta llegar a los 30.5V. En el segundo 15585 fue evidente una caída en la tensión tras lo cual el sistema de priorización desconectó la carga L3, así como en el segundo 15802 genera otra pequeña caída, con lo cual el sistema decidió desconectar la carga L2, de esta forma dejando de brindar 30W, en consecuencia se recuperó el nivel de tensión del banco de baterías. Teniendo en cuenta estas decisiones se puede entender que el sistema de priorización alimentó adecuadamente a la carga L1, que es la de mayor prioridad, durante el mayor tiempo posible.

7.4. Costo Real del Sistema

En la presente sección se presenta el costo de inversión para el desarrollo de este proyecto, dicho costo está dividido en dos, en recursos humanos y costos de adquisición de los equipos.

En la Tabla 1 se puede observar el costo de los recursos humanos mensuales junto con el costo humano total del proyecto, mientras que en la Tabla 7.2 se muestra el costo de los equipos adquiridos. En ambos casos los valores están dados en miles de pesos colombianos. En la Tabla 7.3 se muestran los costos totales.

| NOMBRE DEL INVESTIGADOR | FORMACIÓN ACADÉMICA | FUNCIÓN DENTRO DEL PROYECTO | DEDICACIÓN HORAS/SEMANA | RECURSOS | | |
|---------------------------------------|---------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | | | PROPIOS | UD | TOTAL |
| César L. Trujillo R. | PhD | Director | 2 | | \$ 516 | \$ 516 |
| José Jairo Soriano | M. Sc. | Codirector | 2 | | \$ 516 | \$ 516 |
| Oscar L. Tolosa V. | Estudiante | Investigador | 20 | \$ 1.200 | | \$ 1.200 |
| Rafael A. Almanza | Estudiante | Investigador | 20 | \$ 1.200 | | \$ 1.200 |
| TOTAL MENSUAL | | | | \$ 2.400 | \$ 1.032 | \$ 3.432 |
| TOTAL AL FINALIZAR EL PROYECTO | | | | \$ 38.400 | \$ 16.512 | \$ 54.912 |

Tabla 7.1. Recursos humanos durante la elaboración del proyecto (en miles de \$).

| EQUIPO | JUSTIFICACIÓN | RECURSOS | | |
|---|--|----------|-----------|-----------|
| | | PROPIOS | UD | TOTAL |
| 2 Computadores | Usado para el diseño de los diferentes circuitos y la simulación de los sistemas de control. | \$ 3.000 | | \$ 3.000 |
| 1 Impresora | Necesaria para la impresión de manuales, artículos e informe final. | \$ 150 | | \$ 150 |
| 2 Multímetros | Utilizados para realizar calibraciones necesarias a los instrumentos de medición. | \$ 100 | | \$ 100 |
| 1 Entrenador modular de energía solar y eólica DL Sun-Wind | Fundamental en la implementación del sistema de gestión escogido. | | \$ 53.000 | \$ 53.000 |
| 1 Dispositivo DAQ NI USB 6008 | Utilizada para la adquisición de datos analógicos como también la activación de salidas digitales. | | \$ 671 | \$ 671 |

| EQUIPO | JUSTIFICACIÓN | RECURSOS | | |
|--|--|----------|-----------|-----------|
| | | PROPIOS | UD | TOTAL |
| 1 Tablero de potencia | Utilizado para conectar las fuentes eléctricas de DC con protecciones eléctricas controlables. | \$ 580 | | \$ 580 |
| 1 Tablero de distribución | Utilizado para conectar el bus de las cargas en AC de manera controlada junto con interruptores manuales y sistemas de protección. | \$ 520 | | \$ 520 |
| 4 Sensores de corriente ACS 30A | Sensores utilizados para poder visualizar la carga solicitada a las fuentes. | \$ 80 | | \$ 80 |
| Dispositivos electrónicos y eléctricos varios (Baquela, conectores, circuitos integrados, bombillos, rosetas) | Utilizados para realizar distintas conexiones, y ajustes electrónicos. | \$ 130 | | \$ 130 |
| 3 Baterías de 12 V DC | Se utilizaron dos baterías como banco de baterías y se dejó la tercera como respaldo en caso de ser necesaria. | \$ 750 | | \$ 750 |
| 1 inversor Victron Energy 24V/350VA | Fue necesario utilizar un inversor externo para poder realizar pruebas con el sistema de priorización de cargas. | | \$ 339 | \$ 339 |
| TOTAL IMPLEMENTACIÓN | | \$ 2.060 | \$ 54.010 | \$ 56.070 |
| TOTAL | | \$ 5.310 | \$ 54.010 | \$ 59.320 |

Tabla 7.2. Costos de los equipos adquiridos (en miles de \$).

| RUBROS | TOTAL | | |
|--------------------------------|-----------|-----------|------------|
| | PROPIOS | UD | TOTAL |
| PERSONAL | \$ 38.400 | \$ 16.512 | \$ 54.912 |
| EQUIPO DE SIMULACION Y PRUEBAS | \$ 5.310 | \$ 54.010 | \$ 59.320 |
| TOTAL | \$ 43.710 | \$ 70.522 | \$ 114.232 |

Tabla 7.3. Costos totales del proyecto (en miles de \$).

7.5. Conclusiones del Capítulo

La práctica demostró que un sistema de gestión energética diseñado correctamente para una microrred con un banco de baterías de respaldo, suaviza el esfuerzo realizado por el mencionado banco de baterías. También se demostró la importancia de poder sacar de línea una fuente cuando es ineficiente, la microrred usada en este proyecto lo hace automáticamente al desactivar la turbina eólica o el panel solar de acuerdo con su energía generada.

Se demostró en la práctica que un sistema de priorización de cargas logra alimentar la carga con mayor prioridad, el mayor tiempo posible sin dañar el banco de baterías al desactivar las cargas que tienen menor prioridad. También se demostró que el sistema de priorización de cargas evita una rápida descarga del banco de baterías.

Al implementar la microrred se evidenció la necesidad de operar los dispositivos involucrados tanto en manual como en automático. La función automática sirve para la toma de decisiones de alta velocidad como la decisión de cargar o descargar el banco de baterías, activar o desactivar la fuente que mejor rendimiento demuestra y activar o desactivar la carga de mayor prioridad. El funcionamiento manual sirve para realizar pruebas de funcionamiento, conexiones o desconexiones brindando seguridad a los operarios, también se utiliza para el mantenimiento en caso de una falla.

8. CONCLUSIONES DEL DOCUMENTO

En este proyecto fue diseñado e implementado un sistema de gestión energética con priorización de cargas, para lo cual fueron necesarias varias etapas. En el presente capítulo se presentan las conclusiones de dicho proyecto junto con los productos del mismo y algunas propuestas para futuros trabajos relacionados.

8.1. Conclusiones

Para el diseño fue necesario en primer lugar un modelado completo de la microrred, el cual se realizó de manera matemática en el capítulo 2. Durante este modelado se concluyó que para una simulación eficiente se requería una poderosa herramienta informática-matemática debido a que los modelos de las fuentes de energía renovable son altamente no lineales.

Con el fin de realizar la simulación fue necesario utilizar distintos métodos de aproximación, algunos usaban métodos numéricos, otros métodos incluían realimentaciones. Todas las fuentes modeladas poseían demasiadas variables por lo cual se obtuvo un modelo de simulación matemático paramétrico que funcionó adecuadamente en su prueba de simulación como se puede ver en las secciones 2.2 a 2.4, junto con el capítulo 5.

Los convertidores DC-DC fueron simulados con un modelo sencillo y suficiente para que dichos convertidores cumplieran con su función que era conectar las fuentes con un barraje de DC.

Del presente proyecto se puede concluir que la topología de microrred más eficiente es en la que se encuentran los dos tipos de convertidores DC-DC estudiados en la sección 2.5, debido a que se pueden evitar los excedentes de energía y se puede manipular el punto de trabajo de las fuentes de energía renovable.

Otro punto que se puede concluir de este proyecto es que los métodos difusos trabajan muy bien cuando se desea fijar una corriente regulada, como también para implementar algoritmos de localización del punto de máxima potencia como el mostrado en el capítulo 3.

Igualmente, se concluye que un sistema de gestión energética para una microrred va a depender siempre de la topología escogida y de la carga a alimentar, puesto que de acuerdo a como se conecten las fuentes de alimentación, el sistema de almacenamiento y las cargas, va a variar la acción a tomar; también es importante el tipo de carga, puesto que basado en ello se deben tomar las prioridades, esto puede ser visto en el capítulo 4.

Finalmente, se concluye que el programa que fue desarrollado en LabView para realizar la gestión energética y la priorización de cargas junto con el HMI funciona

correctamente mostrando unos resultados positivos en el capítulo 7. La implementación por medio de tableros cumple con las normas de seguridad y protecciones necesarias mostradas en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, con lo cual no solo se brinda seguridad si no que se facilita su conexión para futuros experimentos al generar una plataforma experimental modular.

8.2. Productos Derivados del Proyecto de Grado

Adicional al cumplimiento de los objetivos propuestos para el desarrollo del proyecto, fue posible generar algunos importantes micro-proyectos científicos y tecnológicos, entre los cuales se pueden destacar los siguientes:

- Dos tableros eléctricos: Fueron diseñados e implementados dos tableros eléctricos, uno de potencia y otro de distribución. El tablero de potencia está diseñado con cuatro disyuntores de protección y cuatro relés de estado sólido para control de DC. El tablero de distribución cuenta con ocho cargas que tienen sus respectivos interruptores y nueve disyuntores de protección (un principal y ocho cargas), adicional a los interruptores también se cuenta con nueve relés de estado sólido para poder tener un control electrónico y facilitar la experimentación con este. Dichos tableros permitirán a futuro desarrollar nuevas experiencias de laboratorio.
- HMI en LabView: Una aplicación desarrollada en LabView que contiene programado el sistema de gestión energética y de priorización de cargas. Adicional a ello el aplicativo permite la instrumentación para las variables de interés en la microrred trabajada a lo largo del proyecto.
- Artículo científico para la revista Energy Education Science And Technology: Artículo en proceso de evaluación, con nombre “Modeling, simulation and implementation of a WT/PV microgrid with energy management system and load prioritization scheme”.

8.3. Trabajos Futuros

Para continuar con las investigaciones sobre generación distribuida y microrredes inteligentes y aprovechando los recursos existentes en la Universidad Distrital y en el Laboratorio de Investigación en Fuentes de Energía Alternativa - LIFAE son sugeridos los proyectos mostrados en esta sección.

Controlador de irradiancia para el panel solar y controlador de velocidad para el rotor de la turbina eólica: con el fin de poder emular más fielmente el comportamiento del clima y sus efectos en la generación de energía. Se puede realizar un controlador para el panel solar que controle automáticamente la irradiancia que incide en este, dado que las lámparas actuales no generan suficiente irradiancia y no funcionan de

forma automática, igualmente un control de velocidad sobre la turbina ayudaría a experimentos futuros que manejen energía eólica.

Diseño e implementación de los convertidores DC-DC reductor y elevador para el módulo DL Sun-Wind: Este módulo no trae un convertidor DC-DC adecuado para el panel solar y no trae ningún convertidor para la turbina eólica, por consiguiente para una microrred más robusta es importante la implementación de estos convertidores con lo cual se pueden aumentar el tipo de experimentos.

Diseño e implementación de un convertidor DC-AC inversor para el uso específico del módulo DL Sun-Wind: El inversor del módulo DL Sun-Wind no soporta grandes cargas y además trabaja con 220 V en AC.

Diseño e implementación de métodos de gestión robustos: Se han diseñado sistemas de gestión como los sistemas jerárquicos difusos para este tipo de microrredes, pero hasta la fecha no se han encontrado experimentos prácticos los cuales sería muy interesantes.

REFERENCIAS

- [1] Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2013, August 3). Misión [Online]. Available: <http://www.udistrital.edu.co/#/universidad.php>.
- [2] Rodriguez, H. "Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas". Rev.Ing. Universidad de los Andes. V N° 28: pág. 83-89, 2008.
- [3] IPSE. (2013, August 15). Quiénes Somos [Online]. Available: http://www.ipse.gov.co/ipseactual2013/index.php?option=com_content&view=article&id=4&Itemid=542&lang=es.
- [4] Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2013, November 8). Sobre LIFAE. Available:<http://comunidad.udistrital.edu.co/lifae/about/>. Acceso 3 de Agosto de 2013.
- [5] A. Timbus and M. Liserre, "Evaluation of current controllers for distributed power generation systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 3, pp. 654–664, 2009.
- [6] J. Byun, I. Hong, B. Kang, and S. Park, "A smart energy distribution and management system for renewable energy distribution and context-aware services based on user patterns and load forecasting," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 57, no. 2, pp. 436–444, May 2011.
- [7] J. Byun, I. Hong, and S. Park, "Intelligent cloud home energy management system using household appliance priority based scheduling based on prediction of renewable energy capability," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1194–1201, Nov. 2012.
- [8] X. Liu and L. Ivanescu, "Real-time household load priority scheduling algorithm based on prediction of renewable source availability," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 58, no. 2, pp. 318–326, 2012.
- [9] R. A. M. E.-H. S. Nahavandi, J. A. B. M. H. W. Reeve, F. C. M. L. T. Samad, and T. G. Croda O. Malik G. Zobrist, "Electricity History—A Review of the Road Ahead" in *ELECTRIC POWER GENERATION*. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [10] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi and C. Kim, "A fuzzy Based Control method for isolated power utility Connected PV-diesel hybrid system to reduce frequency deviation", 2nd IEEE International Conf.on Power and energy (PECon), Malaysia, 2008, pp 884-889.
- [11] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE power & energy magazine*, no. august, pp. 78–94, 2007.
- [12] R. A. M. E.-H. S. Nahavandi, J. A. B. M. H. W. Reeve, F. C. M. L. T. Samad, and T. G. Croda O. Malik G. Zobrist, "Distributed Generation (DG) and Distributed

Resources (DR)" in *ELECTRIC POWER GENERATION*. Hoboken, New Jersey. John Wiley & Sons, Inc., 2011.

- [13] X. Liu and B. Su, "Microgrids—an integration of renewable energy technologies," *Electr. Distrib. CIGED 2008*, pp. 1–7, 2008.
- [14] Mehmet Bilgili, Arif Ozbek, Besir Sahin, Ali Kahraman, An overview of renewable electric power capacity and progress in new technologies in the world, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 49, September 2015, Pages 323-334, ISSN 1364-0321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.148>
- [15] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, Apr. 2005.
- [16] J. Santamarta, "Las Energías Renovables son el Futuro," *World Watch*, pp. 34–40, 2004.
- [17] R. A. M. E.-H. S. Nahavandi, J. A. B. M. H. W. Reeve, F. C. M. L. T. Samad, and T. G. Croda O. Malik G. Zobrist, "Photovoltaic Energy—Solar Cells and Solar Power Systems" in *ELECTRIC POWER GENERATION*. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [18] *Entrenador modular de energía solar y eólica – DL Sun-Wind Manual*, DE LORENZO Engineering Training Solutions, H. Pandzic and B. Pazanovic.
- [19] Ismail, M., "Simulation of a Hybrid Power System Consisting of Wind Turbine, PV, Storage Battery and Diesel Generator with Compensation Network: Design, Optimization and Economical Evaluation." M.S. thesis, Dept. Energy Research, An-Najah National Univ., Nablus, Palestine, 2008.
- [20] R. A. M. E.-H. S. Nahavandi, J. A. B. M. H. W. Reeve, F. C. M. L. T. Samad, and T. G. Croda O. Malik G. Zobrist, "Wind Power Generation" in *ELECTRIC POWER GENERATION*. Hoboken, New Jersey.: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [21] C. Sánchez, F. Rodriguez, E. Collante, and O. Simbaqueva, *Atlas de radiación solar de Colombia*. Bogota, 1993, p. 175.
- [22] B. Belvedere, M. Bianchi, A. Borghetti, and M. Paolone, "A microcontroller-based automatic scheduling system for residential microgrids," in *IEEE Bucharest PowerTech Conference*, 2009, pp. 1–6.
- [23] J. E. M. S. Paiva, D. E. E. E. Ipv, A. S. Carvalho, and D. Feup, "An Integrated Hybrid Power System Based on Renewable Energy Sources," 2009, pp. 4548–4554.
- [24] N. Chen, "A New Wind/Photovoltaic Hybrid Power Generator," *2009 Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–4, Mar. 2009.

- [25] Y. Jaganmohan Reddy, Y. V Pavan Kumar, and K. Padma Raju, "Real time and high fidelity simulation of Hybrid Power System dynamics," *2011 IEEE Recent Adv. Intell. Comput. Syst.*, pp. 890–895, Sep. 2011.
- [26] Z. Zhao, W. Lee, Y. Shin, and K. Song, "An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1391–1400, 2013.
- [27] M. Inoue, T. Higuma, and Y. Ito, "Network architecture for home energy management system," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 49, no. 3, pp. 606–613, 2003.
- [28] Cronje, W.A.; Hofsaier, I.W.; Shuma-Iwisi, M.; Braid, J.I., "Design considerations for rural modular microgrids," *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, vol., no., pp.743,748, 9-12 Sept. 2012
- [29] Lasseter, R.H., "MicroGrids," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, vol.1, no., pp.305,308 vol.1, 2002
- [30] Z. Zhao, W. Lee, Y. Shin, and K. Song, "An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1391–1400, 2013.
- [31] L. Castañer and S. Silvestre "Introduction to photovoltaic systems and PSpice" in *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*, Jhon Wiley & Sons, West Souses, Eng. 2002 pp 1-18
- [32] R. Crozier. (2014, December 08). *UNSW researches set world record in solar energy efficiency*. [Online]. Available:<http://www.engineering.unsw.edu.au/emag/news/new-solar-energy-efficiency-world-record>.
- [33] J.E. Paiva, "Integration of Renewable Sources into Hybrid Renewable Energy Systems", Ph.D. dissertation, Dept. Elect. and Comp. Eng, Univ. Porto, 2011.
- [34] J.A. Hernandez, "Metodología Para El Análisis Técnico De La Masificación De Sistemas Fotovoltaicos Como Opción De Generación Distribuida En Redes De Baja Tensión", Ph.D. Thesis, De ppt. Elect. Eng, Univ.Nacional De Colombia, 2012.
- [35] V. Quaschnig, "Photovoltaics – Energy from Sand" in *Renewable Energy and Climate Change*, Jhon Wiley & Sons, ch 5, pp 87-115.
- [36] L. Castañer and S. Silvestre "Interfacing PV Modules To Loads And Battery Modelling" in *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*, Jhon Wiley & Sons, West Souses, Eng. 2002 pp 103-132.
- [37] F.A. Farret and M.G. Simoes, "Photovoltaic Power Plants" in *Integration Of Alternative Sources Of Energy* Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, Inc., 2006, ch 6, pp 129-158.

- [38] L. Castañer and S. Silvestre “Electrical Characteristics Of The Solar Cell” in *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*, Jhon Wiley & Sons, West Souxes, Eng. 2002 pp 41-75.
- [39] C.A. Rodriguez “Metodología Para El Diseño De Un Convertidor DC-DC Aplicado A Aerogeneradores De Baja Potencia,” M.S. thesis, Dept. Elec. and Electron. Eng., Univ.Nacional De Colombia, Manizales 2013.
- [40] A.L.Olimpo et al. “Modelling of synchronous Generators” in *Wind Energy Generation Modelling And Control* Jhon Wiley & Sons, West Souxes, Eng. 2009 pp 39-56.
- [41] A.L.Olimpo et al. “Wind Generators and Modelling” in *Power conversion and control of wind energy systems*” Jhon Wiley & Sons, New Jersey, Eng. 2011 pp 49-85.
- [42] D. Berndt and H.A. Kiehne, “Electrochemical Energy Storage” in *Battery Technology Handbook 2nd* ed. Renningen Malsheim, Germany, Expert Verlag, 2003 ch 3, pp 28-127.
- [43] H. Fernandez ; A. Martinez ; V. Guzman y M. Gimenez. “Modelaje y simulación de una bateria de plomo ácido mediante fuentes dependientes de voltaje - corriente y bloques de funciones aritméticas”. *uct* [online]. 2005, vol.9, n.33 [citado 2015-10-23], pp. 35-41. Disponible en: http://www.scielo.org.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212005000100005&lng=es&nrm=iso. ISSN 1316-4821..
- [44] Liping Guo; Hung, J.Y.; Nelms, R.M., "Comparative evaluation of linear PID and fuzzy control for a boost converter," *Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005. 31st Annual Conference of IEEE* , vol., no., pp.6 pp., 6-10 Nov. 2005
- [45] Liping Guo; Hung, J.Y.; Nelms, R.M., "Evaluation of DSP-Based PID and Fuzzy Controllers for DC–DC Converters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol.56, no.6, pp.2237,2248, June 2009.
- [46] L. Guo, "Design And Implementation Of Digital Controllers For Buck And Boost Converters Using Linear And Nonlinear Control Methods," Ph.D. dissertation, Dpt. Elect. and Comp., Auburn University, Alabama 2006.
- [47] M.H. Rashid, “Convertidores CD-CD” in *Electrónica De Potencia Circuitos, Dispositivos Y Aplicaciones*, 3rd ed. Pearson Prentice Hall, ch. 5, pp. 166-225
- [48] D.W. Hart, “Convertidores CC-CC” in *Electrónica De Potencia*, Madrid, España, Prentice Hall, 2001, ch. 6, pp. 201-256
- [49] J. Luoma, J. Kleissl, K. Murray, Optimal inverter sizing considering cloud enhancement, *Solar Energy*, Volume 86, Issue 1, January 2012, Pages 421-429, ISSN 0038-092X, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.012>.

- [50] E. Lazaro, "Optimización del índice de producción final de una instalación solar fotovoltaica para un inversor y emplazamiento dados," M.S. thesis, Dept. Elect. And Electron. Eng., Zaragoza Univ., 2012.
- [51] W. Martinez, N. Santamaria, "Diseño de una herramienta computacional en MATLAB para el análisis energético de sistemas fotovoltaicos," Bch. thesis, Dept. Elect. And Electron. Eng., Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.
- [52] Fernandez, H.; Martinez, A.; Guzman, V.; Gimenez, M.I., "A simple, low cost design using current feedback to improve the efficiency of a MPPT-PV system for isolated locations," *Power Electronics and Motion Control Conference, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th* , vol., no., pp.1947,1950, 1-3 Sept. 2008
- [53] K.M. Passino and S. Yurkovich , "Introduction" in *Fuzzy Control*, Menlo Park, Addison-Wesley Longman, 1998, ch. 1, pp 1-22
- [54] L.X. Wang, "Introduction" in *A Course In Fuzzy Systems And Control*, Menlo Park, Prentice-Hall International, 1997, ch. 1, pp 1-18
- [55] L.X. Wang, "The Trial-And-Error Approach To Fuzzy Controller Design" in *A Course In Fuzzy Systems And Control*, Menlo Park, Prentice-Hall International, 1997, ch. 16, pp 206-218
- [56] Maruta, H.; Motomura, M.; Kurokawa, F., "A novel timing control method for neural network based digitally controlled DC-DC converter," *Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference on* , vol., no., pp.1,8, 2-6 Sept. 2013
- [57] Maruta, H.; Motomura, M.; Kurokawa, F., "An Evaluation Study on Circuit Parameter Conditions of Neural Network Controlled DC-DC Converter," *Machine Learning and Applications (ICMLA), 2013 12th International Conference on* , vol.2, no., pp.249,254, 4-7 Dec. 2013
- [58] Maruta, H.; Motomura, M.; Kurokawa, F., "Characteristics study of neural network aided digital control for DC-DC converter," *Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE-ASIA), 2014 International* , vol., no., pp.3611,3615, 18-21 May 2014
- [59] Liping Guo; Hung, J.Y.; Nelms, R.M., "Design and Implementation of Sliding Mode Fuzzy Controllers for a Buck Converter," *Industrial Electronics, 2006 IEEE International Symposium on* , vol.2, no., pp.1081,1087, 9-13 July 2006
- [60] Liping Guo; Hung, J.Y.; Nelms, R.M., "Digital implementation of sliding mode fuzzy controllers for boost converters," *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC '06. Twenty-First Annual IEEE*, vol., no., pp.6 pp., 19-23 March 2006

- [61] Liping Guo; Hung, J.Y.; Nelms, R.M., "Experimental evaluation of a fuzzy controller using a parallel integrator structure for DC-DC converters," *Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005. Proceedings of the IEEE International Symposium on* , vol.2, no., pp.707,713 vol. 2, 20-23 June 2005
- [62] Vindhya, V.; Reddy, V., "PID-Fuzzy logic hybrid controller for a digitally controlled DC-DC converter," *Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE), 2013 International Conference on* , vol., no., pp.362,366, 12-14 Dec. 2013
- [63] Rouzbehi, K.; Miranian, A.; Citro, C.; Luna, A.; Rodriguez, P., "Enhanced average current-mode control for DC-DC converters based on an optimized fuzzy logic controller," *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* , vol., no., pp.382,387, 25-28 Oct. 2012
- [64] Cho, B.H.; Bae, H.S.; Lee, J.H., "Review of current mode control schemes and introduction of a new digital current mode control method for the parallel module DC-DC converters," *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09. IEEE 6th International* , vol., no., pp.202,210, 17-20 May 2009
- [65] Li Sheng-qing; Zhang Bin; Xu Tian-jun; Yang Jun, "A new MPPT control method of photovoltaic grid-connected inverter system," *Control and Decision Conference (2014 CCDC), The 26th Chinese* , vol., no., pp.2753,2757, May 31 2014-June 2 2014
- [66] Wang Ping; Ding Hui; Diao Changyu; Qi Shengbiao, "An improved MPPT algorithm based on traditional incremental conductance method," *Power Electronics Systems and Applications (PESA), 2011 4th International Conference on* , vol., no., pp.1,4, 8-10 June 2011
- [67] Esram, T.; Chapman, P.L., "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *Energy Conversion, IEEE Transactions on* , vol.22, no.2, pp.439,449, June 2007
- [68] Safari, A.; Mekhilef, S., "Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.58, no.4, pp.1154,1161, April 2011
- [69] Suwannatrai, P.; Liutanakul, P.; Wipasuramonton, P., "Maximum power point tracking by incremental conductance method for photovoltaic systems with phase shifted full-bridge dc-dc converter," *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2011 8th International Conference on* , vol., no., pp.637,640, 17-19 May 2011
- [70] Veerachary, M.; Senjyu, T.; Uezato, K., "Neural-network-based maximum-power-point tracking of coupled-inductor interleaved-boost-converter-supplied PV system using fuzzy controller," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* , vol.50, no.4, pp.749,758, Aug. 2003

- [71] Solodovnik, E.V.; Liu, Shengyi; Dougal, R.A., "Power controller design for maximum power tracking in solar installations," *Power Electronics, IEEE Transactions on* , vol.19, no.5, pp.1295,1304, Sept. 2004
- [72] Goma, E.; Orabi, M.; Hasaneen, E.-S.; Qahouq, J.A., "Single-output-sensor on-chip integrated MPPT for PV solar system power management," *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2014 Twenty-Ninth Annual IEEE* , vol., no., pp.655,661, 16-20 March 2014
- [73] Mesemanolis, A.; Mademlis, C., "A Neural Network based MPPT controller for variable speed Wind Energy Conversion Systems," *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012), 8th Mediterranean Conference on* , vol., no., pp.1,6, 1-3 Oct. 2012
- [74] Mesemanolis, A.; Mademlis, C., "A Neural Network based MPPT controller for variable speed Wind Energy Conversion Systems," *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012), 8th Mediterranean Conference on* , vol., no., pp.1,6, 1-3 Oct. 2012
- [75] Ming-Fa Tsai; Chung-Shi Tseng; Yu-Hsiang Hung, "A novel MPPT control design for wind-turbine generation systems using neural network compensator," *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* , vol., no., pp.3521,3526, 25-28 Oct. 2012
- [76] Karbakhsh, M.; Abutorabi, H.; Khazaee, A., "An enhanced MPPT fuzzy control of a wind turbine equipped with permanent magnet synchronous generator," *Computer and Knowledge Engineering (ICCKE), 2012 2nd International eConference on* , vol., no., pp.77,82, 18-19 Oct. 2012
- [77] Petrila, D.; Blaabjerg, F.; Muntean, N.; Lascu, C., "Fuzzy logic based MPPT controller for a small wind turbine system," *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2012 13th International Conference on* , vol., no., pp.993,999, 24-26 May 2012
- [78] Qingrong Zeng; Liuchen Chang; Riming Shao, "Fuzzy-logic-based maximum power point tracking strategy for Pmsg variable-speed wind turbine generation systems," *Electrical and Computer Engineering, 2008. CCECE 2008. Canadian Conference on* , vol., no., pp.000405,000410, 4-7 May 2008
- [79] Hui Li; McLaren, P.; Shi, K.L., "Neural network based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient," *Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2004 IEEE* , vol.4, no., pp.2600,2608 vol.4, 3-7 Oct. 2004
- [80] Peng Guo, "Research of a New MPPT Strategy Based on Gray Wind Speed Prediction," *Knowledge Acquisition and Modeling, 2009. KAM '09. Second International Symposium on* , vol.3, no., pp.120,123, Nov. 30 2009-Dec. 1 2009

- [81] Putri, A.I.; Minho Ahn; Jaeho Choi, "Speed sensorless fuzzy MPPT control of grid-connected PMSG for wind power generation," *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on* , vol., no., pp.1,6, 11-14 Nov. 2012
- [82] Yu Zou; Elbuluk, M.E.; Sozer, Y., "Stability Analysis of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method in Wind Power Systems," *Industry Applications, IEEE Transactions on* , vol.49, no.3, pp.1129,1136, May-June 2013
- [83] N.L. Díaz "Control de un convertidor estático en sistemas fotovoltaicos," M.S. thesis, Dpto. Auto. Indus. Univ. Nacional de Colombia, Bogotá, 2011.
- [84] K.M. Passino and S. Yurkovich , "Fuzzy Control: The Basics" in *Fuzzy Control*, Menlo Park, Addison-Wesley Longman, 1998, ch. 2, pp 23-110
- [85] L.X. Wang, "Linguistic Variables And Fuzzy IF-THEN Rules" in *A Course In Fuzzy Systems And Control*, Menlo Park, Prentice-Hall International, 1997, ch. 5, pp 59-72
- [86] L.X. Wang, "Fuzzy Rule Base And Fuzzy Inference Engine" in *A Course In Fuzzy Systems And Control*, Menlo Park, Prentice-Hall International, 1997, ch. 7, pp 89-104
- [87] Ministerio de Minas y Energía, "Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE)" agosto 30 de 2013.
- [89] Centrales Electricas De Nariño S.A. E.S.P. "Normas De Diseño Y Construcción De Sistemas De Distribución Eléctricos De Cedenar S.A. E.S.P." san juan de pasto, octubre de 2010.
- [90] F.G. Ramirez, "Sistema de Adquisición de Datos de Sensores Analógicos y Digitales" thesis, Dpto. Académico de Ing. En Control y automatización. Instituto Politécnico Nacional, Mexico D.F. 2009.
- [91] S. Ramírez, "Protección de Sistemas Eléctricos" Universidad Nacional de Manizales, Manizales 2003.
- [92] J.A. Firacative, J.F. Saavedra, "Diseño E Implementación De Una Tarjeta De Desarrollo Con Procesador Digital De Señales, De Propósito Específico En Aplicaciones De Electrónica De Potencia" Thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C. 2013.