UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Esquema de control para múltiples microrredes que prestan servicios a una red de distribución con baja confiabilidad

Dagoberto Martínez Polo

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

Esquema de control para múltiples microrredes que prestan servicios a una red de distribución con baja confiabilidad

Dagoberto Martínez Polo

Tesis presentada como requisito parcial para aplicar al título de:
Magister en ingeniería eléctrica

Director:
Camilo Andres Cortés Guerrero, Ph.D.
Co-Director:
David Fernando Romero Quete, Ph.D.

Línea de investigación:
Distribución y sistemas de potencia.
Grupo de investigación:
Grupo de investigación EMC-UN

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

A mis amados padres y hermana, quienes siempre me motivan a dar un paso más, incluso cuando el camino se vuelve más empinado. A todas aquellas personas que, en los momentos difíciles, han estado a mi lado sin otro interés que brindarme un consejo, un abrazo o su valiosa compañía. Gracias por impulsarme a seguir soñando.

El carácter no puede ser desarrollado en tranquilidad y quietud. Sólo a través de pruebas y sufrimiento se puede fortalecer el alma, despejar la visión, inspirar ambición y lograr el éxito.

Hellen Keller

Agradecimientos

Agradezco a mi director, Camilo Cortés, y a mi codirector, David Romero, por su valiosa orientación durante el desarrollo de mi maestría. Sus asesorías, sugerencias y observaciones han tenido un valor incalculable en este desafío de incursionar en la investigación. Ha sido un privilegio contar con el apoyo de excelentes profesionales, investigadores, y, sobre todo, grandes personas.

Aprovecho también para agradecer a mi familia: Mauricio, Nancy, Mónica y Owen, quienes han sido el motor que me ha impulsado a superar cada uno de los desafíos que se me han presentado. Ellos son los pilares que han formado a la persona que soy hoy. Nunca podré estar lo suficientemente agradecido y siempre haré todo lo que esté a mi alcance por su bienestar.

Finalmente, agradezco el apoyo económico proporcionado por la Universidad Nacional de Colombia y el gobierno colombiano, a través del *Ministerio de Ciencias* y el proyecto *Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microrredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables 80740-542-2020*. Agradezco también al grupo de investigación EMC-UN de la Universidad Nacional de Colombia por facilitar el software especializado DIgSilent PowerFactory, que fue esencial para la realización de las simulaciones necesarias para la validación de esta propuesta.

Resumen

Esquema de control para múltiples microrredes que prestan servicios a una red de distribución con baja confiabilidad

Históricamente, los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se han caracterizado por ser jerárquicos, con un flujo de potencia unidireccional, donde la energía se genera en grandes centrales alejadas de los centros de consumo y se distribuye hacia los usuarios finales. Este modelo ha llevado a la existencia de zonas no interconectadas (ZNI) debido a los altos costos de inversión en infraestructura de transporte de energía hacia regiones remotas e inaccesibles.

En años recientes, la evolución de los sistemas de potencia hacia redes inteligentes bidireccionales con agentes distribuidos activos, es inminente. Este cambio, impulsado por el desarrollo de interfaces de electrónica de potencia que facilitan la conexión de sistemas de generación a partir de fuentes renovables no convencionales de energía y sistemas de almacenamiento, permite la creación de microrredes (MG) compuestas de cargas, generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento, las cuales tienen la capacidad de actuar como agentes autónomos en la red. La integración generalizada de MG se presenta como una oportunidad para mejorar la calidad del suministro de energía en sistemas débiles de baja confiabilidad e inercia como las ZNI.

De esta forma, el control y la gestión eficaz de las MG es indispensable para asegurar la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico, especialmente cuando se conectan a sistemas de potencia débiles. Los desafíos asociados a la baja inercia de estos sistemas motivan el desarrollo de algoritmos de control avanzados que puedan responder de manera rápida y eficiente a las fluctuaciones de la demanda y la generación de energía.

Esta tesis se enfoca en el diseño y la implementación de un algoritmo de control para la regulación primaria de frecuencia en sistemas de múltiples microrredes (MMG) dentro de un marco de gestión de energía peer-to-peer (P2P). Basado en la teoría del consumidor, el algoritmo propuesto busca mejorar la eficiencia de la respuesta ante variaciones en la frecuencia, priorizando a los sistemas de almacenamiento y minimizando el vertimiento de generación renovable. El esquema es validado por medio de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo y comparado con el método de regulación primaria tradicional.

Palabras clave: gestión de la energía, mercado peer-to-peer, microrredes, regulación de frecuencia, sistemas de almacenamiento de energía, sistemas de generación fotovoltaicos, teoría del consumidor.

Abstract

Control scheme for multiple microgrids providing services to a low-reliability distribution network

Historically, Electrical Power Systems (SEP) have been characterized by their hierarchical structure and unidirectional power flow, where energy is generated in large power plants located far from consumption centers and distributed to end users. This model has led to the existence of non-interconnected zones (ZNI) due to the high investment costs in energy transportation infrastructure to remote and inaccessible regions.

In recent years, the evolution of power systems towards bidirectional smart grids with active distributed agents has become imminent. This change, driven by the development of power electronics interfaces that facilitate the connection of generation systems based on unconventional renewable energy sources and storage systems, enables the creation of microgrids (MG) composed of loads, distributed generators, and storage systems, which have the capacity to act as autonomous agents within the grid. The widespread integration of MG represents an opportunity to improve the quality of power supply in weak, low-reliability, and low-inertia systems such as ZNI.

Thus, effective control and management of MG are essential to ensure the stability and quality of the power supply, especially when connected to weak power systems. The challenges associated with the low inertia of these systems drive the development of advanced control algorithms that can quickly and efficiently respond to fluctuations in demand and energy generation.

This thesis focuses on the design and implementation of a control algorithm for primary frequency regulation in multiple microgrid systems (MMG) within a peer-to-peer (P2P) energy management framework. Based on consumer theory, the proposed algorithm seeks to improve the efficiency of the response to frequency variations, prioritizing storage systems and minimizing the curtailment of renewable generation. The scheme is validated through dynamic time-domain simulations and compared with the traditional primary regulation method.

Keywords: energy storage systems, consumer theory, energy management system, frequency regulation, microgrids, peer-to-peer market, photovoltaic systems.

Lista de figuras

1-1 Comparativa calidad de servicio ZNI y Codensa S.A. para el año 2020 (**a**) Índices de calidad de prestación de servicio. (**b**) Causas de interrupción de servicio. 3
1-2 Sistema MMG. 5
1-3 Comparativa arquitecturas EMS. 6

2-1 Ventanas de tiempo involucradas en la respuesta de la frecuencia del sistema. 15
2-2 Diagrama de control de la regulación primaria de frecuencia con droop e inercia virtual. 17
2-3 Estructura del mercado P2P. 18
2-4 Diagrama de flujo para agente n. 21

3-1 Sistema de potencia simplificado de Puerto Carreño, considerando un escenario de alta penetración de MG. 26
3-2 Representación gráfica del modelado de los componentes de la microrred. (**a**) Función de oferta/demanda de ESS. (**b**) Beneficio por generación local usando PV. 27
3-3 Sistema IEEE de 14 nodos. 32
3-4 Interacción de agentes con su vecindario bajo esquema P2P: **(a)** Carga L_1, **(b)** Generador G_0. 33
3-5 Interacciones de todos los agentes del sistema IEEE de 14 nodos bajo el esquema de mercado P2P. 34
3-6 Interacciones de todos los agentes del sistema MMG bajo el esquema de mercado P2P. 36

4-1 Característica de control de frecuencia propuesta basada en la teoría del consumidor. 40
4-2 Diagrama de red implementado en DIgSILENT. 41
4-3 Estructura general modelo sistemas PV en DIgSILENT tomando como referencia modelos WECC. 42
4-4 Modelo WECC de pequeña planta solar fotovoltáica distribuida. 43
4-5 Bloque de regulación primaria de frecuencia para sistemas PV. 45
4-6 Estructura general modelo sistemas ESS en DIgSILENT tomando como referencia modelos WECC. 46

4-7 Modelo WECC del conversor de sistema ESS (REGC_B). 47
4-8 Modelo WECC del controlador eléctrico de sistema ESS (REEC_C). 48
4-9 Bloque de regulación primaria de frecuencia para ESS. 50
4-10 Modelo IEEEG1 simplificado del regulador de velocidad y turbina de vapor. 51
4-11 Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1 MW: desviación de frecuencia y respuesta de potencia del generador síncrono. 53
4-12 Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1 MW: respuesta de los componentes de las MG. (**a**) Respuesta de potencia de los sistemas PV. (**b**) Respuesta de potencia de los ESS. 54
4-13 Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1.3 MW: desviación de frecuencia y respuesta de potencia del generador síncrono. 55
4-14 Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1.3 MW: respuesta de los componentes de las MG. (**a**) Respuesta de potencia de los sistemas PV. (**b**) Respuesta de potencia de los ESS. 56

Lista de tablas

3-1 Parámetros agentes del sistema IEEE de 14 nodos. 32
3-2 Comparación despacho óptimo. 33
3-3 Parámetros de los agentes. 35
3-4 Despacho de agentes a lo largo de los diferentes periodos de tiempo. 37
3-5 Iteraciones totales y tiempo requerido por el EMS para lograr la convergencia. 37

4-1 Parámetros del bloque PVD1 para sistemas PV distribuidos 44
4-2 Parámetros del bloque regulación primaria de frecuencia de sistemas PV . . 45
4-3 Parámetros del bloque REGC_B de sistemas ESS 47
4-4 Parámetros del bloque RECC_B de sistemas ESS 49
4-5 Parámetros del bloque regulación primaria de frecuencia de ESS 50
4-6 Parámetros del modelo simplificado de una turbina de vapor. 52

Contenido

Agradecimientos vii

Resumen viii

Abstract ix

Lista de figuras xi

Lista de tablas xiii

Lista de símbolos xvii

1 Introducción 1

1.1 Motivación de la investigación 2
1.2 Revisión de literatura 4
1.2.1 Microrred 4
1.2.2 Sistema de Múltiples Microrredes 4
1.2.3 Estrategias de gestión de la energía en MMG 5
1.2.4 Propuestas de regulación primaria de frecuencia 8
1.2.5 Discusión 10
1.3 Objetivos 10
1.3.1 Objetivo general 10
1.3.2 Objetivos específicos 11
1.3.3 Cumplimiento de objetivos 11
1.4 Estructura del documento 12

2 Marco conceptual 14

2.1 Inercia en sistemas de potencia 14
2.2 Lógica tipo *droop* en regulación primaria de frecuencia 16
2.3 Inercia virtual en regulación primaria de frecuencia 16
2.4 Ecuación de consenso 17
2.5 Mercado peer-to-peer 17
2.6 Algoritmo de consenso + innovación 20
2.6.1 Actualización de las Variables Duales 21
2.6.2 Actualización de las Variables Primales 22

2.6.3 Evaluación de los Criterios de Convergencia 23
2.7 Teoría del consumidor 24

3 EMS basado en un mercado P2P para MMG 25
3.1 Modelado de ESS y PV a partir de teoría del consumidor 26
3.1.1 Modelado de ESS 26
3.1.2 Modelado de Sistemas PV 28
3.1.3 Modelado de MG 29
3.1.4 Integración de MG en el Mercado P2P 29
3.2 Evaluación desempeño EMS 31
3.2.1 Sistema IEEE 14 nodos 31
3.2.2 Sistema simplificado Puerto Carreño 35

4 Estrategia de regulación primaria de frecuencia propuesta 38
4.1 Regulación Primaria de Frecuencia en Sistemas PV 38
4.2 Regulación Primaria de Frecuencia en ESS 39
4.3 Determinación de Precios de Compensación e Incentivo 39
4.4 Entorno de simulación de regulación primaria de frecuencia 40
4.4.1 Modelado del sistema de potencia 41
4.4.2 Modelo dinámico sistemas PV 42
4.4.3 Modelo dinámico sistemas ESS 45
4.4.4 Modelo dinámico generador síncrono 50
4.5 Simulación eventos en caso de estudio 52
4.5.1 Reducción de carga 52
4.5.2 Disparo de carga total 54
4.5.3 Conclusiones 57

5 Conclusiones y Trabajo Futuro 59
5.1 Conclusiones 59
5.1.1 Contribuciones 60
5.1.2 Trabajo futuro 61

Bibliografía 62

Lista de símbolos

A continuación se presenta una tabla de notaciones utilizadas a lo largo de la tesis. Esta tabla incluye las variables, parámetros y símbolos más importantes presentados en el texto, junto con sus respectivas descripciones.

Símbolo	**Término**
α	Coeficiente relacionado con el beneficio marginal decreciente para PV
α^k	Secuencia de valores positivos que representa el peso del factor de consenso
β	Coeficiente relacionado con el beneficio percibido de generar potencia con PV
β^k	Secuencia de valores positivos que representa el peso del factor de innovación
BM	Banda muerta para la desviación de frecuencia
B_p	Beneficio percibido de generar la potencia máxima con PV
δ^k	Pequeña constante positiva para evitar la división por cero
Δf	Desviación de frecuencia respecto a la frecuencia nominal
E_{ESS}	Elasticidad del ESS
f_{nm}^k	Factor de ponderación en el algoritmo de consenso + innovación
H_{sim}	Constante de inercia simulada
K_d	Coeficiente de pendiente del droop
K_i	Constante de proporcionalidad para la inercia virtual
K_p	Factor de proporcionalidad para la característica propuesta de control de frecuencia
λ_c	Precio de compensación por el recorte de la generación PV
λ_E	Valoración de la energía almacenada en el ESS
λ_i	Precio de incentivo para la regulación de frecuencia con ESS
λ_{nm}	Precio de transacción ofrecido por el agente n a su vecino m
$\boldsymbol{\lambda_n}$	Vector de precios de transacción λ_{nm} para el agente n
p_{ESS}	Potencia del ESS en función del precio de transacción
p_{nm}	Potencia intercambiada entre el agente n y su vecino m
p_{PV}	Potencia del sistema PV en función del precio de transacción
$p_n^{(m)k}$	Potencial intercambio de potencia del agente n con el vecino m en la iteración k, asumiendo que ningún otro vecino influye en la decisión
P_{cmd}	Potencia activa comandada para la regulación primaria de frecuencia
P_{ESS}^{ch}	Tasa máxima de carga del ESS
P_{ESS}^{dch}	Tasa máxima de descarga del ESS
P_{PV}^{max}	Potencia máxima del sistema PV

Símbolo	Término
P_{sp}	Punto de ajuste de potencia activa
$\boldsymbol{\rho_n}$	Vector de intercambios de potencia p_{nm} para el agente n
SOC	Estado de carga del ESS
Ω	Conjunto de todos los agentes
Ω_C	Subconjunto de Ω que contiene a los consumidores
Ω_G	Subconjunto de Ω que contiene a los generadores
Ω_{MG}	Subconjunto de Ω que contiene a las microrredes
$\overline{p_n}^k$	Potencia máxima para n en la iteración k
$\overline{\mu}_n$	Variable de holgura dual para la restricción del límite superior de potencia
$\underline{p_n}^k$	Potencia mínima para n en la iteración k
$\underline{\mu}_n$	Variable de holgura dual para la restricción del límite inferior de potencia
η^k	Secuencia de valores positivos usados en la actualización de las variables de holgura
ω_n	Conjunto de agentes vecinos del agente n

1 Introducción

La energía eléctrica ha sido uno de los grandes propulsores del desarrollo de la humanidad. Dicha energía históricamente ha sido obtenida de procesos de transformación, en donde se genera electricidad a partir de fuentes primarias tales como combustibles fósiles, energía nuclear o hidráulica.

Esta característica ha incentivado que el diseño de las redes eléctricas actuales no haya cambiado significativamente en comparación con las redes de potencia desarrolladas hace un siglo. Predomina una arquitectura centralizada, donde la potencia se genera en grandes centrales y se distribuye a cargas que pueden estar a cientos o incluso miles de kilómetros de distancia [1]. Esto hace que estos sistemas sean propensos a la degradación de la infraestructura debido al aumento de la demanda, lo que ocasiona que los equipos operen fuera de sus márgenes seguros; presenten baja resistencia ante desastres naturales; tengan baja confiabilidad e inflexibilidad debido al limitado monitoreo, control y actuación en las redes de distribución; y generen un alto impacto ambiental si la matriz energética del sistema depende principalmente de recursos fósiles. Además, existen zonas no interconectadas (ZNI) debido a los altos costos de inversión necesarios para el transporte de energía a regiones alejadas e inaccesibles.

Sin embargo, en los últimos años, el interés por transformar la arquitectura tradicional de flujo unidireccional de los sistemas eléctricos de potencia hacia sistemas descentralizados ha aumentado considerablemente. La aparición de microrredes (MG) interconectadas a redes de distribución facilita una transición hacia sistemas cada vez más descentralizados. Estas MG integran componentes como cargas, unidades de generación distribuida (DG) y sistemas de almacenamiento de energía (ESS), permitiendo una operación coordinada tanto en modos conectados como aislados. Esta transformación, impulsada por los avances en la electrónica de potencia, introduce un nuevo paradigma que ofrece numerosos beneficios a las redes eléctricas, como una mayor fiabilidad, resiliencia y robustez. Además, este nuevo modelo mejora la eficiencia energética, reduce el impacto ambiental, integra fuentes de energía renovable, empodera a los consumidores y disminuye los costos operativos, especialmente en sistemas dependientes de combustibles fósiles tradicionales y en áreas rurales [2, 3].

Las ventajas de las MG son especialmente relevantes en redes débiles o de baja inercia, como las que se encuentran en islas o áreas remotas. Estos sistemas son particularmente sensibles a cambios abruptos en la demanda o generación [4]. En caso de una contingencia, la respuesta

dinámica insuficiente de las máquinas síncronas para equilibrar el sistema puede causar que la frecuencia alcance valores fuera de los límites operativos seguros. Las microrredes, gracias a la rápida respuesta dinámica de sus elementos interconectados a través de interfaces de electrónica de potencia [5], se posicionan como una alternativa para responder rápidamente a las contingencias, proporcionando servicios complementarios de regulación de frecuencia y voltaje y contribuyendo a la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico. Estos beneficios son más notables cuando múltiples microrredes (MMG por sus siglas en inglés) con diferentes características participan, ya que pueden ofrecer estos servicios en varias ubicaciones según los requisitos del sistema.

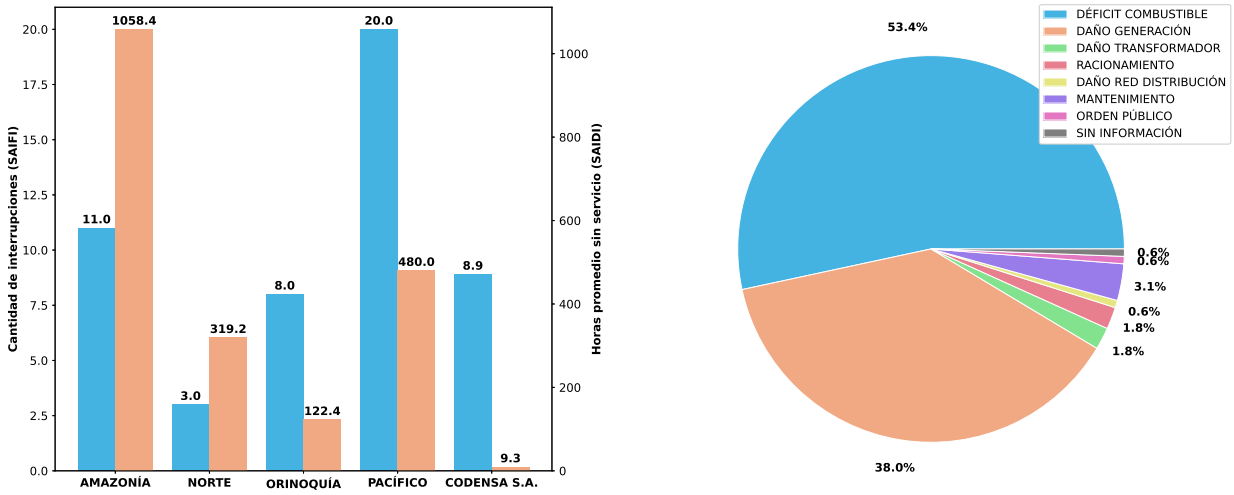
1.1. Motivación de la investigación

En la actualidad, Colombia cuenta con un Sistema Interconectado Nacional (SIN) que cubre el 95,54 % del suministro de energía eléctrica en áreas urbanas y el 83,39 % en zonas rurales. Sin embargo, las ZNI abarcan cerca del 51 % del territorio nacional, con una capacidad instalada de 241 MW, de los cuales 9,67 MW se generan a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) [6], atendiendo la demanda de 219.755 clientes para el año 2020, siendo la generación a partir de grupos electrógenos la más utilizada [7].

Como se mencionó previamente, los sistemas de energía de las zonas no interconectadas tienen una menor confiabilidad con respecto a los que si están conectados al SIN, lo que resulta en bajos índices de calidad del servicio . En la Figura **1-1**a se presenta una comparación de los índices SAIFI y SAIDI de las regiones no interconectadas del país para el año 2020 con respecto a operador de red CODENSA S.A. ESP.

Es necesario tener en cuenta que en el año 2020, CODENSA S.A. ESP. atendió un total de 3'637.457 suscriptores, mientras que para el mismo periodo la cantidad de suscriptores en las ZNI fue de 208.842. Esto sugiere que el sistema eléctrico de CODENSA es más robusto en comparación con el de las ZNI, evidenciando la baja confiabilidad de las redes de distribución en estas zonas.

Según [7], para el año 2020 las causas más comunes de interrupciones en la prestación del servicio para ZNI fueron: el daño en la generación y el déficit de combustible, seguidas por daños en la red de distribución, como se observa en la Figura **1-1**b.



(a) (b)

Figura 1-1: Comparativa calidad de servicio ZNI y Codensa S.A. para el año 2020 (**a**) Índices de calidad de prestación de servicio. (**b**) Causas de interrupción de servicio.

Un ejemplo de una ZNI es el sistema eléctrico de Puerto Carreño, capital del departamento del Vichada, que cuenta con una central de generación de energía por biomasa con capacidad de 4,5 MW junto con un parque de generación a base de diésel de respaldo con una potencia total instalada de 4,48 MW. Aunque la planta de biomasa es capaz de suministrar la energía necesaria para atender la demanda del sistema, actualmente el sistema opera de forma mixta, distribuyendo la carga con el parque diésel. Esto se debe a que el sistema de distribución es propenso a disparos de sus circuitos alimentadores, lo que interrumpe el servicio en parte del sistema y causa un desbalance entre la potencia generada y la consumida. Si ante dicha contingencia, la demanda fuese atendida únicamente por la planta de generación por biomasa, la desviación de la frecuencia aumentaría de forma rápida debido a la baja inercia del sistema y la planta no podría balancear el sistema disminuyendo la potencia generada debido a la lentitud de sus dinámicas térmicas, lo que resultaría en un disparo por sobre-frecuencia y una interrupción total del servicio. Por esta razón, el parque diésel a pesar de que fuese considerado como respaldo, opera para incrementar la inercia equivalente del sistema y responder ante dichos cambios abruptos en la demanda del sistema, pues la respuesta de este tipo de tecnologías de generación son más rápidas comparadas con las dinámicas térmicas asociadas a plantas de generación a partir de biomasa.

Teniendo en cuenta las características mencionadas de las ZNI y los problemas de calidad de energía a los que están expuestas, las microrredes se presentan como una solución para diversificar la matriz energética de generación y mejorar la confiabilidad de la red. Por ello, resulta importante desarrollar estrategias que permitan una adecuada gestión de los recursos

energéticos de MG y de la demanda conectadas a redes de distribución débiles, donde se consideren los intereses de cada uno de los agentes que participan en el mercado de energía eléctrica, en un contexto de creciente democratización de la participación en el mismo.

1.2. Revisión de literatura

1.2.1. Microrred

En línea con el panorama presentado, se define a una MG como una única entidad controlable con respecto a la red, con límites eléctricos claramente definidos, compuesta por cargas conectadas, sistemas de almacenamiento y de generación distribuida. Las cuales tienen la capacidad de operar tanto conectadas a la red principal como de manera aislada [8, 9].

En el campo de la investigación sobre MG, se han identificado varias áreas clave. Uno de los enfoques más importantes es el aumento de la resiliencia y confiabilidad de los sistemas eléctricos, habilitado por la alta penetración de recursos energéticos distribuidos, que proporcionan una respuesta robusta ante eventos [10, 11, 12]. Además, la optimización operativa de las MG, que abarca la gestión eficiente de la generación, distribución y almacenamiento de energía, es fundamental para asegurar su viabilidad económica y maximizar la eficiencia [13, 14].

También se han explorado diversas estrategias de control, incluyendo la implementación de lazos de control primario, secundario y terciario, para mejorar la operación y estabilidad de las MG [15, 14]. Por otro lado, también se destacan estudios relacionados con el diseño y las topologías de las MG, orientados a mejorar su desempeño y eficiencia operativa [16].

1.2.2. Sistema de Múltiples Microrredes

Por su parte, un sistema de MMG es una infraestructura de alto nivel, formada en la media tensión, que consiste en varias MG y unidades de generación distribuida conectadas mediante alimentadores adyacentes de media tensión. En este sistema, las MG, las unidades de generación distribuida y las cargas pueden considerarse como agentes que interactúan activamente en el sistema de potencia. Esto ofrece ventajas significativas, como una mayor eficiencia energética, mejor calidad de la energía y mayor fiabilidad del sistema, especialmente durante contingencias, ya que tienen la capacidad de proveer diferentes servicios auxiliares cómo control del flujo de potencia, gestión del almacenamiento de energía y regulación de tensión y frecuencia. Adicionalmente, este tipo de sistemas promueve el comercio y el intercambio de energía entre los agentes, contribuyendo a un ecosistema energético más sostenible y robusto [17, 18, 19]. Un ejemplo de un sistema de MMG se presenta en la Figura **1-2**

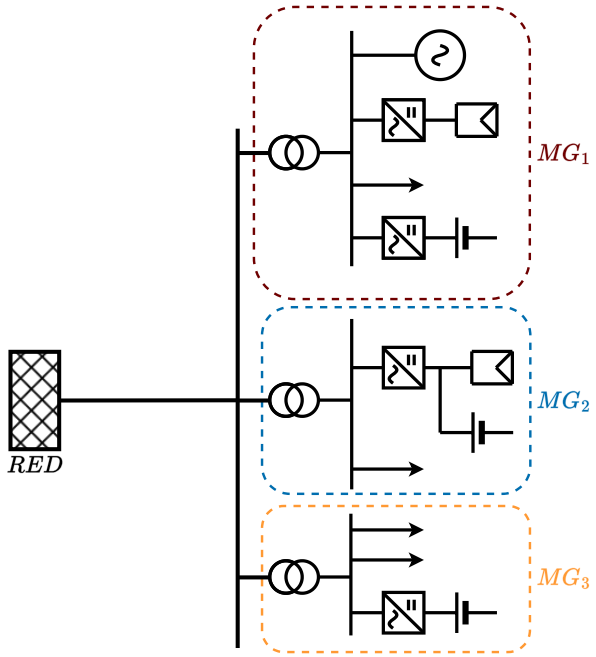


Figura 1-2: Sistema MMG.

Las investigaciones sobre este tipo de sistemas abordan temas como la mejora en la resiliencia y confiabilidad de la red a la cual están conectados [20, 21], así como el diseño y planificación óptima, que tiene en cuenta los modos de operación y factores económicos [22, 23, 24]. Además, se ha estudiado la gestión y coordinación de la energía para la operación óptima de estos sistemas [25, 26, 27], y la optimización de los mercados energéticos [24, 26].

Con esto en mente, a continuación se presentan diversas propuestas de sistemas de gestión de la energía para sistemas MMG, y se discuten estrategias de regulación primaria de frecuencia en un escenario con alta penetración de generación a partir de fuentes no convencionales de energía y respuesta de la demanda.

1.2.3. Estrategias de gestión de la energía en MMG

El desafío de operar de manera óptima los recursos energéticos disponibles en los sistemas de MMG ha sido abordado desde diferentes perspectivas, las cuales pueden clasificarse en dos categorías principales: sistemas de gestión de la energía (EMS) centralizados y descentralizados [28].

En una arquitectura centralizada, el EMS es realizado por un único agente, el cual es responsable de la toma de decisiones y acciones de control gestionando todos los recursos energéticos distribuidos dentro del sistema de MMG. Este agente centraliza la recopilación y análisis de

la información detallada de la red, como tasas de carga y descarga, tiempos mínimos de operación y desactivación, entre otros. Con esta información, se formula un problema de optimización que permite un despacho óptimo del sistema en su conjunto. Si bien este enfoque puede ser eficaz para la coordinación precisa, la dependencia de un solo agente introduce un punto único de fallo potencial que podría comprometer la estabilidad y confiabilidad del sistema, además de requerir alta capacidad de cálculos centralizados, lo que aumenta la complejidad del sistema [19].

En contraste, en los sistemas descentralizados, el EMS es realizado conjuntamente por varios agentes, en donde cada uno opera sus recursos con el objetivo de maximizar su propio beneficio logrando llegar a un despacho óptimo por medio del intercambio de información e interacción entre sus vecinos. Este enfoque es particularmente útil cuando las microrredes tienen diferentes propietarios, ya que permite compartir únicamente la información relevante necesaria para coordinar el esquema descentralizado, protegiendo la información sensible. Este modelo promueve la autonomía de las microrredes, permitiéndoles tomar decisiones basadas en su situación local y en la interacción con sus vecinos, lo que reduce la necesidad de comunicación y procesamiento centralizados[18].

En la Figura **1-3**, se presenta una comparación de las dos arquitecturas mencionadas.

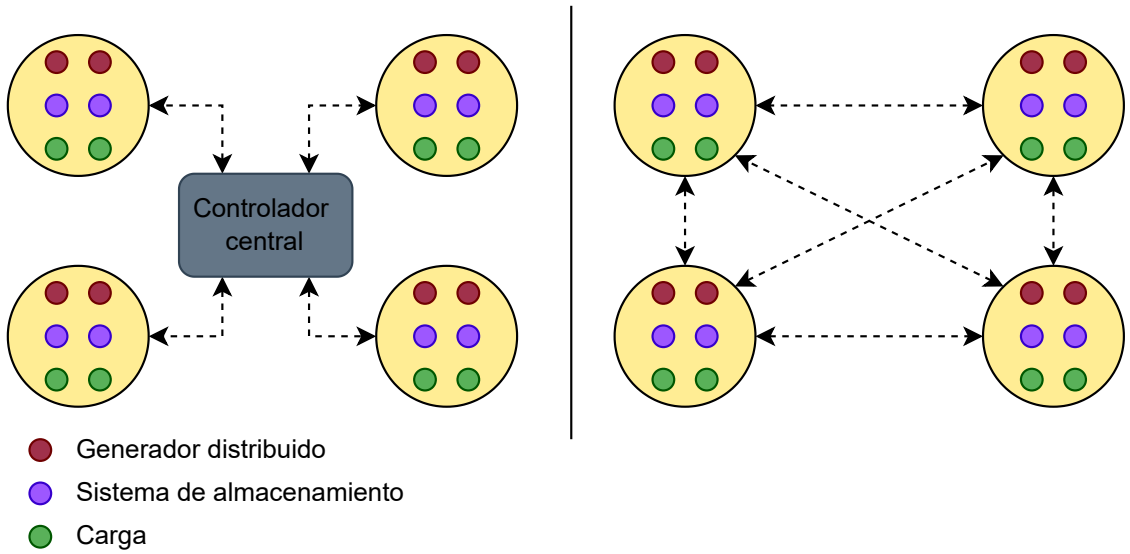


Figura 1-3: Comparativa arquitecturas EMS.

En la literatura, los EMS, tanto centralizados como descentralizados, suelen ubicarse a nivel de control terciario y secundario. El control terciario opera en una escala de tiempo *day-ahead*, o previa al día, planificando la operación con antelación, mientras que el control secundario se maneja en tiempo real, con una ventana de tiempo que va desde unos minu-

tos hasta algunas horas, ajustando la operación del sistema con base en las condiciones del momento [29, 30]. A nivel primario, es común encontrar un esquema distribuido tipo *droop*, donde cada componente de las microrredes responde localmente a las variaciones del sistema en tiempo real, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de valores operativos seguros [19, 9].

En cuanto a los EMS centralizados en sistemas MMG, Xu et al. [31] proponen un modelo de aprendizaje por refuerzo multiobjetivo (MORL, por sus siglas en inglés) para maximizar ingresos y el bienestar, extender la vida útil del almacenamiento y minimizar costos, operando en tiempo real con un algoritmo que genera soluciones Pareto óptimas bajo restricciones como la capacidad de almacenamiento. Du et al. [32] presentan un enfoque basado en un algoritmo mejorado de búsqueda *cuckoo* (CS, por sus siglas en inglés) para el despacho económico, minimizando costos con un EMS de tipo *day-ahead*, bajo restricciones de capacidad, límites de intercambio y limitaciones de red. De forma similar, Wang et al. [33] proponen un despacho económico haciendo uso de optimización robusta para manejar la incertidumbre en generación renovable. En [34], se plantea un problema de optimización de dos niveles, donde las MG de manera local, y luego un control centralizado realiza la optimización global del sistema, utilizando la información proporcionada por las MG. Por su parte, Chen et al. [35] incorporan nuevos actores al sistema, los vehículos eléctricos, y plantea un EMS cooperativo basado en la optimización por enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés), mientras que Arefifar et al. [36] propone el uso de búsqueda tabú (TS, por sus siglas en inglés) cómo algoritmo de optimización en un contexto *day-ahead*. Por otro lado, Kamal et al. [37] abordan la operación resiliente de microrredes interconectadas en un horizonte de planificación de 24 horas, haciendo uso de programación lineal entera mixta y solucionando el problema de optimización por medio de Gurobi.

En la literatura sobre EMS descentralizados en sistemas MMG, la teoría de juegos es ampliamente utilizada para modelar la interacción entre agentes, aplicando conceptos como el equilibrio de Nash y el juego de Stackelberg. En [38, 39] se aplican juegos de negociación cooperativos de Nash para optimizar la operación de microrredes bajo incertidumbre en la generación y la demanda. Por otra parte, en [40] se desarrolla un modelo de juego de Stackelberg de dos niveles, donde un líder y sus seguidores maximizan sus beneficios individuales y minimizan los costos operativos. Adicionalmente, Li et al. y Lee et al. [41, 42] exploran enfoques teoría de juegos no cooperativos en el contexto del comercio de energía entre MMG.

Uno de los algoritmos utilizados para la solución de sistemas multiagente distribuidos es el método de multiplicadores de dirección alternante (ADMM, por sus siglas en inglés). En [38], ADMM se utiliza para resolver un problema robusto de optimización distribuida para el despacho de energía en un mercado en tiempo real, asegurando la privacidad de la información. De manera similar, en [43, 44] emplean ADMM para descomponer el problema de

optimización en un sistema MMG, permitiendo que cada microrred optimice localmente su operación y colabore eficientemente con las microrredes vecinas.

La Teoría de Consenso también es ampliamente aplicada en la solución de problemas de optimización descentralizados. En [45] se implementa un algoritmo de consenso distribuido para el despacho económico dinámico en MMG, ajustando la producción de cada microrred según la información compartida con sus vecinos. Hao et al. [46] desarrollan una estrategia de consenso basada en agentes virtuales líderes, que permite un despacho autónomo en tiempo real eficiente sin la necesidad de un controlador central, mejorando la robustez del sistema. Xu et al. [47] proponen un control predictivo distribuido de dos niveles, donde el algoritmo de consenso se aplica en el nivel superior y es responsable de mantener la estabilidad de tensión en la red de distribución. Wang et al. [48] diseñan una arquitectura de control multinivel que emplea el consenso en un nivel secundario, actuando en tiempo real para restaurar la frecuencia y la tensión a valores nominales.

Los estudios sobre sistemas de gestión de energía en MMG ha mostrado un creciente enfoque en los EMS descentralizados debido a las ventajas que estos enfoques ofrecen, como los menores costos computacionales, la mejora en la resiliencia, la flexibilidad operativa y la reducción de la dependencia de un único punto de fallo. Sin embargo, estos trabajos no abordan específicamente los problemas de regulación primaria de frecuencia en sistemas de potencia con baja inercia y los servicios auxiliares que los agentes pueden ofrecer a la red. Se observa que el lazo de control primario no es tratado de forma recurrente, y cuando se menciona, se asocia principalmente con la lógica tipo *droop*, utilizada para responder rápidamente a cambios repentinos en el sistema, manteniendo las variables críticas como la frecuencia y la tensión dentro de los rangos operativos seguros.

1.2.4. Propuestas de regulación primaria de frecuencia

La regulación de frecuencia en sistemas de baja inercia con una alta penetración de recursos basados en inversores se ha convertido en un tema de gran relevancia. Sin un algoritmo de control adecuado, estas tecnologías no contribuyen a la estabilidad del sistema, ya que no logran añadir inercia equivalente al sistema. En [49, 50, 51] se realiza una revisión de las diferentes propuestas para la regulación de frecuencia en sistemas con alta penetración de recursos conectados a través de interfaces de electrónica de potencia.

Las estrategias comúnmente propuestas en la literatura sobre regulación primaria de frecuencia en MG incluyen el control tipo *droop*, la gestión de la demanda y la emulación de inercia de forma virtual. Varios estudios han incorporado la lógica tipo *droop* en sus enfoques de regulación de frecuencia. Por ejemplo, en [52], se proponen dos escenarios operativos para la regulación primaria de frecuencia en redes aisladas, utilizando un lazo de *droop* para la

operación normal y un modo de emergencia para un rápido equilibrio del sistema. En [53], se introduce un algoritmo de optimización en tiempo real distribuido para la gestión de energía en MGs, integrando el *droop* de frecuencia en la respuesta de los generadores distribuidos. Así mismo, en [54] se sugiere un esquema de control *droop* modificado para ESS, teniendo en cuenta las características específicas de las diferentes tecnologías de almacenamiento. En [55], se propone un EMS distribuido basado en un problema de optimización de dos niveles, donde el nivel inferior implementa un control *droop* adaptativo e incluye una función de costo para los sistemas de almacenamiento basada en el precio marginal y el estado de carga. Aunque estos estudios demuestran la efectividad del control tipo *droop* y sus variantes en la regulación primaria de frecuencia, carecen de selectividad sobre los ESS y los sistemas fotovoltaicos (PV), lo que puede llevar al vertimiento innecesario de la energía renovable cuando los ESS cuentan con suficiente capacidad para equilibrar el sistema durante eventos de sobre-frecuencia.

Por otra parte, en el campo de la gestión de la demanda para proporcionar regulación primaria de frecuencia, Lu et al. [56] proponen una estrategia dinámica de respuesta a la demanda para MGs aisladas, centrándose en el uso de calentadores de agua eléctricos (EWHs, por sus siglas en inglés) como recursos de respuesta rápida. Los autores destacan la importancia de lograr una regulación precisa de la frecuencia dentro del rango de respuesta del grupo de EWHs, proponiendo una estrategia dinámica para lograr esta regulación en tiempo real. Por otro lado, en [57], se propone un esquema de respuesta a la demanda de emergencia para la operación autónoma de MGs basado en mediciones locales de frecuencia. Los autores sugieren la participación activa de las cargas de la MG para garantizar la estabilidad post-aislamiento, considerando el comportamiento de la frecuencia y la energía disponible en las unidades de almacenamiento, con los vehículos eléctricos conectados al sistema considerados como un elemento adicional que puede responder a los cambios de frecuencia. Si bien estas estrategias pueden ser efectivas para la regulación primaria de frecuencia frente a desequilibrios menores, su rendimiento puede ser limitado si no hay suficientes cargas capaces de ajustar rápidamente su consumo para equilibrar el sistema.

Además, estudios como los de [58, 59, 60, 61, 62, 63] implementan una estrategia de inercia virtual, orientada a emular el comportamiento de un generador síncrono en respuesta a cambios en el balance de potencia del sistema, contribuyendo así a la inercia equivalente del sistema. Este enfoque mejora el rendimiento dinámico en comparación con los lazos *droop* convencionales. No obstante, los esquemas de regulación primaria basados en la inercia virtual no permiten una respuesta selectiva y flexible entre los sistemas de generación y almacenamiento de energía para abordar necesidades específicas de balance de carga, lo que limita la eficiencia y adaptabilidad de tales estrategias.

1.2.5. Discusión

La revisión de la literatura sobre MG y MMG destaca la importancia de la integración y gestión de los recursos energéticos distribuidos para mejorar la resiliencia y la eficiencia de los sistemas eléctricos. Se observa que las MG ofrecen una respuesta robusta ante eventos, mientras que la optimización de la generación, distribución y almacenamiento es fundamental para asegurar su viabilidad económica. Los enfoques descentralizados en la gestión de energía han ganado popularidad debido a su escalabilidad y menor dependencia de un único punto de fallo, aunque los enfoques centralizados aún presentan ventajas en cuanto a control y coordinación precisa.

En cuanto a la regulación primaria de frecuencia, la literatura propone estrategias como el control tipo *droop*, la inercia virtual y la gestión de la demanda, aunque estos enfoques presentan limitaciones. El control *droop*, aunque efectivo para la regulación local, carece de selectividad entre los sistemas PV y los ESS, lo que puede llevar a un recorte innecesario de energía renovable. Las estrategias basadas en la gestión de la demanda, si bien son útiles para equilibrar el sistema utilizando cargas flexibles, dependen en gran medida de la disponibilidad y la capacidad de respuesta de las cargas, lo que puede limitar su efectividad en eventos más críticos. Por otro lado, las estrategias de inercia virtual mejoran el rendimiento dinámico del sistema al emular la respuesta de un generador síncrono, pero no permiten una gestión flexible y selectiva de los recursos energéticos, lo que reduce la eficiencia en la respuesta y la gestión de los recursos disponibles.

Un aspecto no abordado frecuentemente en la literatura es la integración del EMS con las estrategias de regulación primaria de frecuencia. Optimizar estas estrategias mediante el uso de la información obtenida del despacho realizado por el EMS puede mejorar significativamente la eficiencia de la regulación primaria y maximizar el uso de recursos renovables. Coordinar mejor los ESS y los PV para minimizar el vertimiento de energía renovable durante eventos de sobre-frecuencia es una oportunidad clave para avanzar en la gestión y estabilidad de sistemas eléctricos con alta penetración de MG.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Proponer una estrategia de gestión de energía para un sistema de multimicroredes tomando en consideración las características de redes de distribución débiles y los intereses de cada uno de los agentes que participan en el mercado, tales como: Operador de red, microrredes, demanda y agentes generadores.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Modelar los agentes involucrados en el mercado de energía eléctrica planteando la función objetivo y restricciones del algoritmo de optimización para cada uno.

2. Establecer esquema bajo el cual se realizará la interacción de los diferentes agentes, considerando particularidades de redes de distribución débiles.

3. Validar, mediante simulación, la estrategia de gestión de energía en redes de prueba con baja confiabilidad.

1.3.3. Cumplimiento de objetivos

En la presente tesis se logró cumplir con los objetivos planteados, los cuales se abordaron de manera estructurada a lo largo de los capítulos desarrollados. A continuación, se describe cómo se alcanzaron cada uno de los objetivos específicos:

En primer lugar, el modelado de los agentes involucrados en el mercado de energía eléctrica, que incluye sistemas PV, ESS y MG, se desarrolló en el Capítulo 3, donde se detallan los modelos de los sistemas a partir de la teoría del consumidor. En las secciones 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3, se describen las funciones objetivo y las restricciones del algoritmo de optimización para los distintos agentes participantes en el mercado. El enfoque planteado permite modelar el comportamiento de los agentes de forma precisa, respetando los intereses de cada uno dentro del mercado. Además, el modelado de los generadores síncronos se detalla en la Sección 2.0.5. Por otra parte, la estrategia de control para los sistemas PV y ESS, en respuesta ante variaciones de frecuencia, se describe en el Capítulo 4.

En segundo lugar, el esquema de interacción de los diferentes agentes se definió en la Sección 3.1.4, donde se adapta el algoritmo de EMS propuesto en [64] para habilitar la integración de las MG dentro de un mercado P2P, permitiendo la interacción entre agentes generadores, consumidores y MG en un entorno descentralizado.

Finalmente, considerando que la propuesta se dividió en dos etapas: la adaptación del EMS y su validación, junto con la propuesta de regulación primaria en el marco del EMS. La validación del EMS se presenta en la Sección 3.2, donde se evaluó su desempeño mediante simulaciones en una red de baja confiabilidad y baja inercia, correspondiente al sistema simplificado de Puerto Carreño. Resultados preliminares a esta validación fueron presentados en el *WorkShop on Engineering Applications 2023*, donde se analizó la optimalidad del algoritmo en el sistema IEEE de 14 nodos y los tiempos de cómputo asociados, lo cual se detalla en la Sección 3.2.1. Por otra parte, la validación de la estrategia de regulación primaria de frecuencia se llevó a cabo mediante simulaciones descritas en las secciones 4.4 y 4.5, donde se analizó el comportamiento del sistema ante escenarios de reducción de carga y disparo total

de carga. En estas secciones, se evalúa el desempeño de la estrategia propuesta utilizando simulaciones en software especializado para sistemas de potencia, sometiendo la red a perturbaciones que provocan desbalances significativos en la carga. Los resultados obtenidos, así como la metodología empleada, fueron previamente publicados por el autor en la revista *Sustainability* [65], la cual es homologada como Revista A1 por Minciencias. Estos resultados validan la propuesta en condiciones de redes de baja confiabilidad, demostrando su efectividad para mejorar la estabilidad del sistema y maximizar el uso de fuentes renovables, cumpliendo así con el último objetivo específico planteado.

1.4. Estructura del documento

Los capítulos siguientes de la tesis se organizan de la siguiente manera: El segundo capítulo presenta los conceptos teóricos fundamentales que sustentan el desarrollo de esta investigación, proporcionando las bases necesarias para la formulación de los lazos de control primario y secundario en sistemas de múltiples microrredes. En dicho capítulo se aborda la relevancia de la inercia en los sistemas de potencia, destacando su importancia en la regulación de frecuencia. Se describe de manera detallada la estrategia convencional de control primario de frecuencia basada en el esquema *droop* y en la inercia virtual. Además, se introduce la ecuación de consenso como base para el desarrollo del mercado P2P. En ese capítulo también se expone la propuesta de gestión de energía de Sorin et al. [64], que es planteada en torno a un esquema de mercado P2P, el cual se soluciona mediante el algoritmo de consenso + innovación. Finalmente, se presentan los conceptos fundamentales de la teoría del consumidor, que servirán como base para el modelado de los sistemas de almacenamiento de energía y los sistemas fotovoltaicos en el desarrollo de esta investigación.
En el tercer capítulo está dedicado al desarrollo del sistema de gestión de energía propuesto, basado en un mercado P2P para sistemas de múltiples microrredes. Allí se describen detalladamente los modelos de los agentes involucrados, como los sistemas fotovoltaicos, los ESS y las microrredes, utilizando la teoría del consumidor como base. Además, se presenta la adaptación del EMS para integrar las microrredes en un mercado P2P, estableciendo un marco que permite la interacción de los distintos agentes participantes. Finalmente, se evalúa el desempeño de esta estrategia mediante simulaciones en redes de prueba.

El cuarto capítulo introduce la propuesta de una estrategia de regulación primaria de frecuencia. Aquí se explican los modelos de los sistemas fotovoltaicos y ESS dentro del esquema de regulación de frecuencia, además de establecerse un sistema de compensación e incentivos para promover la estabilidad del sistema. Se lleva a cabo una validación de la estrategia propuesta mediante simulaciones que evalúan el comportamiento del sistema ante escenarios de reducción de carga y disparo total de carga, comparando los resultados obtenidos con la estrategia convencional.

Por último en el quinto capítulo se presentan las conclusiones de la investigación, resaltando los principales hallazgos y el cumplimiento de los objetivos planteados al inicio del trabajo. También se destacan las contribuciones más relevantes de la tesis, tanto en términos teóricos como prácticos, y se proponen futuras líneas de investigación que permitan expandir los resultados obtenidos, enfocándose en las oportunidades de mejora y posibles aplicaciones a sistemas más complejos.

2 Marco conceptual

En este capítulo, se presentan los conceptos preliminares fundamentales para el desarrollo de la investigación. En primer lugar, se abordarán los temas relacionados con la inercia en sistemas de potencia y la regulación primaria de frecuencia en las secciones 2.1, 2.2, y ,2.3. Posteriormente, se presentará el concepto de consenso y mercado peer-to-peer (P2P), seguido por la propuesta de Sorin et al. [64] sobre el desarrollo de un sistema de gestión de la energía (EMS) basado en la aplicación de estos dos conceptos, en las secciones 2.4,2.5, y 2.6. Por último, se presentarán conceptos de la teoría del consumidor que serán necesarios para la propuesta del modelamiento de sistemas fotovoltaicos (PV) y de almacenamiento de energía (ESS).

2.1. Inercia en sistemas de potencia

La inercia en los sistemas de energía eléctrica es una variable de suma relevancia que tiene influencia directa en la estabilidad y control de frecuencia del sistema. Esta característica de los sistemas de potencia proviene tradicionalmente de las masas rotatorias de los generadores síncronos que se encuentran acoplados eléctricamente a la red, proporcionando una respuesta instantánea y natural ante desequilibrios entre la generación y la demanda, mitigando las desviaciones de frecuencia. Esta respuesta inercial es fundamental para amortiguar las oscilaciones y desviaciones de frecuencia, proporcionando el tiempo necesario para que mecanismos adicionales de control, como la regulación primaria de frecuencia, entren en acción [4], como se observa en la Figura **2-1**.

Con la creciente integración de fuentes de energía renovable y sistemas conectados a través de interfaces de electrónica de potencia, la inercia natural del sistema se ve reducida. Esto se debe a que este tipo de tecnologías no se encuentran acopladas directamente a la red y no se constituyen de masas rotatorias, por lo que no contribuyen a la inercia total del sistema como si lo hacen los generadores convencionales. Lo anterior tiene un impacto significativo en la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés), lo que puede provocar una mayor sensibilidad ante desbalances en la potencia activa, aumentando el riesgo de inestabilidad [66].

Además, las máquinas convencionales, especialmente las turbinas de vapor, son extremadamente sensibles a eventos de sobre o subfrecuencia. Estas perturbaciones provocan vi-

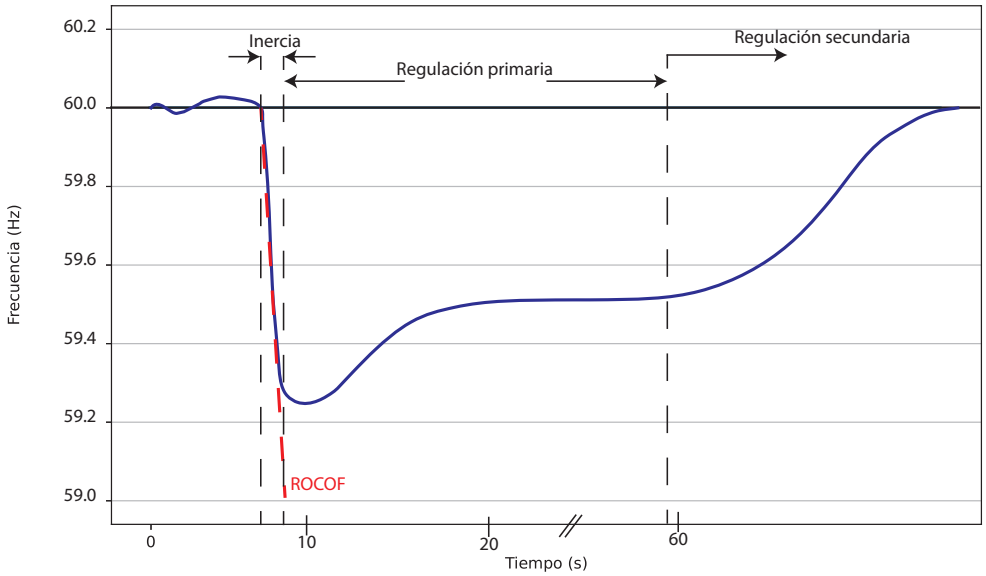


Figura 2-1: Ventanas de tiempo involucradas en la respuesta de la frecuencia del sistema.

braciones anormales que pueden reducir significativamente la vida útil de las turbinas [67], generando costos adicionales por mantenimiento y reemplazo.

La relación entre la tasa de cambio de la frecuencia ($d\overline{\omega}/dt$) es inversamente proporcional a la inercia equivalente del sistema (H_{sys}), y proviene de la ecuación de swing como se presenta a continuación:

$$\frac{d\overline{\omega}}{dt} = \frac{\overline{P_g} - \overline{P_l}}{2 \cdot H_{sys}} \tag{2-1}$$

Donde, $\overline{P_G}$ es la potencia generada y $\overline{P_l}$ es la potencia demandada, ambas en por unidad. Se observa entonces que una reducción en la inercia equivalente del sistema, se traduce un ROCOF mayor para el mismo desequilibrio de potencia, lo que dificulta mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites operativos seguros.

La relevancia del estudio de la inercia en los sistemas de potencia modernos radica en la necesidad de desarrollar nuevas estrategias de control que compensen la falta de inercia en sistemas con alta penetración de energías renovables. Entre estas estrategias, se encuentran las descritas en la sección 1.2.4.

2.2. Lógica tipo droop en regulación primaria de frecuencia

El control tipo *droop* es una técnica utilizada en los sistemas eléctricos de potencia para mantener la frecuencia de la red dentro de límites aceptables después de perturbaciones súbitas. Este control se implementa ajustando la potencia de salida de los generadores de manera lineal en función de la desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal. La relación lineal entre el cambio en la frecuencia y el cambio en la potencia activa del generador se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_d = \begin{cases} K_d \cdot (\Delta f - BM) & \text{si } \Delta f > BM \\ K_d \cdot (\Delta f + BM) & \text{si } \Delta f < -BM \\ 0 & \text{si } -BM \leq \Delta f \leq BM \end{cases} \tag{2-2}$$

donde ΔP_d representa la variación de potencia activa en por unidad, K_d es el coeficiente de pendiente del droop que controla la magnitud de la variación de potencia por unidad de desviación de frecuencia, Δf es la desviación de la frecuencia medida respecto a la frecuencia nominal, y BM es la banda muerta, un rango de desviaciones de frecuencia en el que no ocurre variación de potencia. Esto previene que el sistema reaccione a fluctuaciones menores.

2.3. Inercia virtual en regulación primaria de frecuencia

La implementación del lazo de control de inercia virtual tiene como objetivo emular el comportamiento de una máquina síncrona en respuesta a las variaciones en la frecuencia del sistema [59]. Esto ayuda a disminuir la tasa de cambio de las desviaciones de frecuencia. La variación de potencia generada por este lazo de control se presenta a continuación:

$$\Delta P_i = -2H_{sim} \cdot \frac{df}{dt} = -K_i \cdot \frac{df}{dt}, \tag{2-3}$$

donde ΔP_i representa la variación de potencia generada por la inercia virtual, H_{sim} es la constante de inercia simulada, $\frac{df}{dt}$ es la tasa de cambio de la frecuencia y K_i es el coeficiente de inercia virtual.

El lazo de regulación primaria que considera tanto el control tipo *droop* como la inercia virtual, tal como se presenta en la literatura, se muestra en la Figura **2-2**. En este diagrama, f representa la medición de la frecuencia de la red, f_{nom} es la frecuencia nominal, P_{sp} es la consigna de la potencia activa, $\overline{P}$ y $\underline{P}$ son los límites máximos y mínimos de la potencia activa del sistema de generación o almacenamiento, y P_{cmd} es la señal de control final para la regulación primaria de frecuencia.

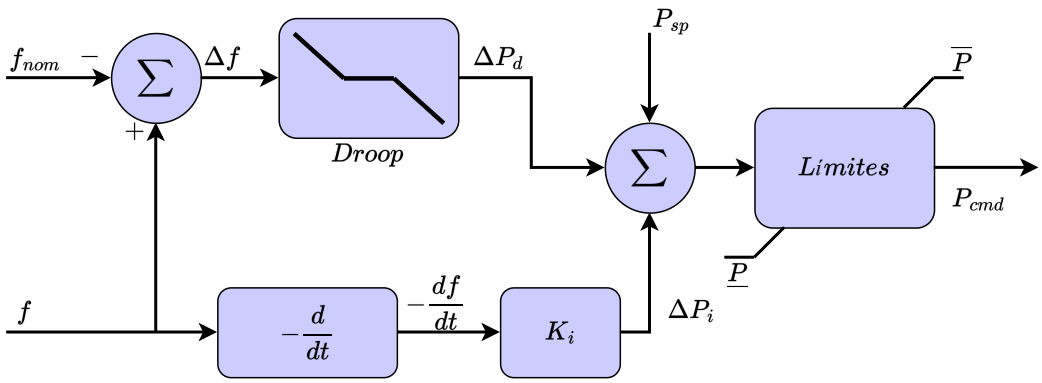


Figura 2-2: Diagrama de control de la regulación primaria de frecuencia con droop e inercia virtual.

2.4. Ecuación de consenso

Los algoritmos basados en la ecuación de consenso son comúnmente utilizados en sistemas multiagente, permitiendo que agentes distribuidos lleguen a un acuerdo sobre variables esenciales para realizar acciones coordinadas. Estos algoritmos aseguran que, a pesar de las posibles diferencias en las condiciones iniciales y los objetivos locales, todos los agentes converjan hacia una decisión común [68].

En los sistemas multiagente, los algoritmos de consenso promueven el intercambio de información y la toma de decisiones colectivas. Cada agente actualiza su estado en función de los estados de sus vecinos. La ecuación de consenso se expresa típicamente de la siguiente manera:

$$x_n(t+1) = x_n(t) + \sum_{m \in \omega_n} a_{nm}(x_n(t) - x_m(t)) \tag{2-4}$$

donde $x_n(t)$ es el estado del agente n en el tiempo t, ω_n representa el conjunto de vecinos del agente n, y a_{nm} son los pesos que cuantifican la influencia del vecino m sobre el agente n.

2.5. Mercado peer-to-peer

En el esquema de mercado P2P descrito en [64], los agentes acuerdan de manera bilateral con sus vecinos la cantidad de energía a intercambiar y el precio asociado según sus preferencias sin ningún tipo de intermediario. Para establecer el proceso de negociación entre los participantes, se emplea el algoritmo de consenso + innovación que será abordado mas adelante en la sección 2.6. La Figura **2-3** ilustra el esquema de mercado P2P. Se establece una red

de comunicación completamente conectada, donde todos los agentes comparten información entre sí.

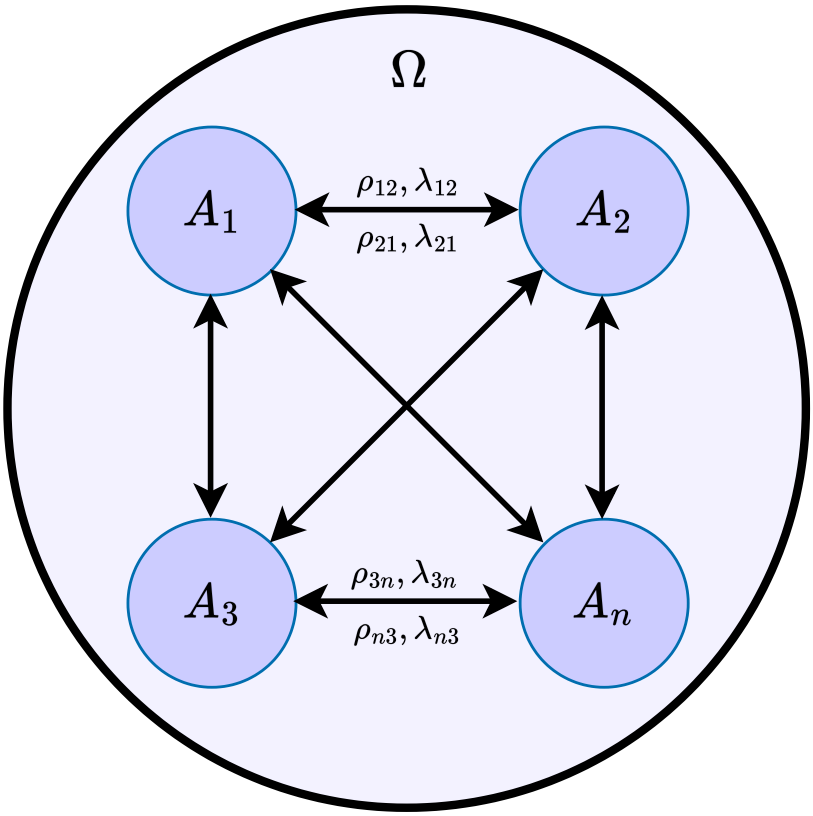


Figura 2-3: Estructura del mercado P2P.

Se considera un conjunto Ω con N agentes. La potencia inyectada por el agente n se define como la suma de la potencia negociada con cada agente que compone su conjunto de vecinos ω_n:

$$p_n = \sum_{m \in \omega_n} p_{nm}. \tag{2-5}$$

Para los agentes que son máquinas síncronas convencionales, se utiliza una función de costo cuadrática:

$$c_n(p_n) = \frac{1}{2} a_n p_n^2 + b_n p_n + d_n, \tag{2-6}$$

donde a_n, b_n y d_n son coeficientes positivos.

Para los agentes que se consideran no despachables, como los sistemas fotovoltaicos o las cargas fijas, aunque es posible modelarlos como agentes cuyo costo marginal es cero ($a_n = b_n = 0$), se les asigna una función de costo cuadrática virtual, que no afecta la solución

óptima del algoritmo.

Los costos de comercialización del agente n se definen de la siguiente manera:

$$\tilde{c_n}(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}) = -\sum_{m \in \omega_n} \lambda_{nm} p_{nm}. \tag{2-7}$$

Aquí, λ_{nm} representa el precio de comercialización ofrecido por el agente n a su vecino m sobre la potencia p_{nm}. Los vectores $\boldsymbol{\lambda_n}$ y $\boldsymbol{\rho_n}$ están compuestos por las variables λ_{nm} y p_{nm}, respectivamente. El signo negativo en (2-7) refleja el ingreso obtenido por el agente de la venta de energía cuando $p_{nm} > 0$ o el costo por la compra de energía cuando $p_{nm} < 0$.
La función de costo total para el agente n se obtiene combinando las funciones de costo individuales:

$$c_n(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}) = \frac{1}{2} a_n p_n^2 + b_n p_n + d_n - \sum_{m \in \omega_n} \lambda_{nm} p_{nm}. \tag{2-8}$$

Con el propósito de asignar recursos de manera óptima, se formula un problema de optimización minimizando la función de costo agregada de todo el sistema (2-9), donde se consideran tanto las funciones de costo de los generadores síncronos como las virtuales asociadas a los agentes no despachables. Esto se hace considerando las restricciones de frontera (2-10), así como el balance de potencia (2-11). En este enfoque, ω_n se define como el conjunto de agentes vecinos del agente n, y Ω_C y Ω_G como los subconjuntos de Ω que contienen a los consumidores y generadores, respectivamente.

$$\min \sum_{n \in \Omega} c_n(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}) \tag{2-9}$$

$$\text{s.t.} \quad \underline{P_n} \leq p_n \leq \overline{P_n} \qquad \forall n \in \Omega, \tag{2-10}$$

$$p_{nm} + p_{mn} = 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega, \omega_n), \tag{2-11}$$

$$p_{nm} \geq 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega_G, \omega_n), \tag{2-12}$$

$$p_{nm} \leq 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega_C, \omega_n). \tag{2-13}$$

Para los agentes no despachables, también denominados agentes *must-take*, se asume el mismo valor para la potencia máxima y mínima, lo cual se representa en (2-14).

$$\underline{P_n} = \overline{P_n}. \tag{2-14}$$

En el contexto de un mercado P2P donde existe un proceso de negociación entre agentes, es importante señalar que una vez que se alcanza el equilibrio del mercado, se satisface la restricción de reciprocidad (2-11), y se llega a un acuerdo bilateral de precios de negociación.

En consecuencia, se garantiza la reciprocidad sobre las variables duales $\boldsymbol{\lambda}_n$ asegurando la siguiente relación:

$$\lambda_{nm} - \lambda_{mn} = 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega, \omega_n). \tag{2-15}$$

Para resolver el problema de optimización centralizado de manera completamente distribuida, cada agente aplica la ecuación de consenso sobre las variables duales λ_{nm} y, teniendo en cuenta una dualización sobre la restricción (2-11), se incluye un término adicional llamado innovación en la ecuación de consenso, como se explica en la Sección 2.6. Este enfoque es útil para descomponer el problema de optimización centralizado en problemas de optimización local sobre el vector $\boldsymbol{p_n}$ compuesto por las variables primales para cada agente de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
&\min \quad c_n(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}) && && (2\text{-}16)\\
\text{s.t.} \quad &\underline{P_n} \leq p_n \leq \overline{P_n}, && && (2\text{-}17)\\
&p_{nm} \geq 0 && \forall (n,m) \in (\Omega_G, \omega_n), && (2\text{-}18)\\
&p_{nm} \leq 0 && \forall (n,m) \in (\Omega_C, \omega_n). && (2\text{-}19)
\end{aligned}$$

Este problema de optimización local es resuelto por cada agente sobre las variables de decisión $\boldsymbol{p}_n$, tomando el valor de $\boldsymbol{\lambda}_n$ obtenido con la ecuación de consenso + innovación, el cual se detalla en la siguiente sección.

2.6. Algoritmo de consenso + innovación

En el esquema propuesto, los agentes negocian iterativamente hasta llegar a un acuerdo sobre el precio de intercambio bilateral de energía, utilizando el algoritmo de consenso con un término adicional denominado "innovación". Este término tiene como objetivo cumplir con la restricción de reciprocidad de potencia entre los agentes en el problema de optimización global (2-11), buscando así un equilibrio entre la generación y la demanda.

Como se muestra en la Figura **2-4**, el algoritmo se divide en tres etapas principales: actualización de las variables duales, actualización de las variables primarias y evaluación de los criterios de convergencia.

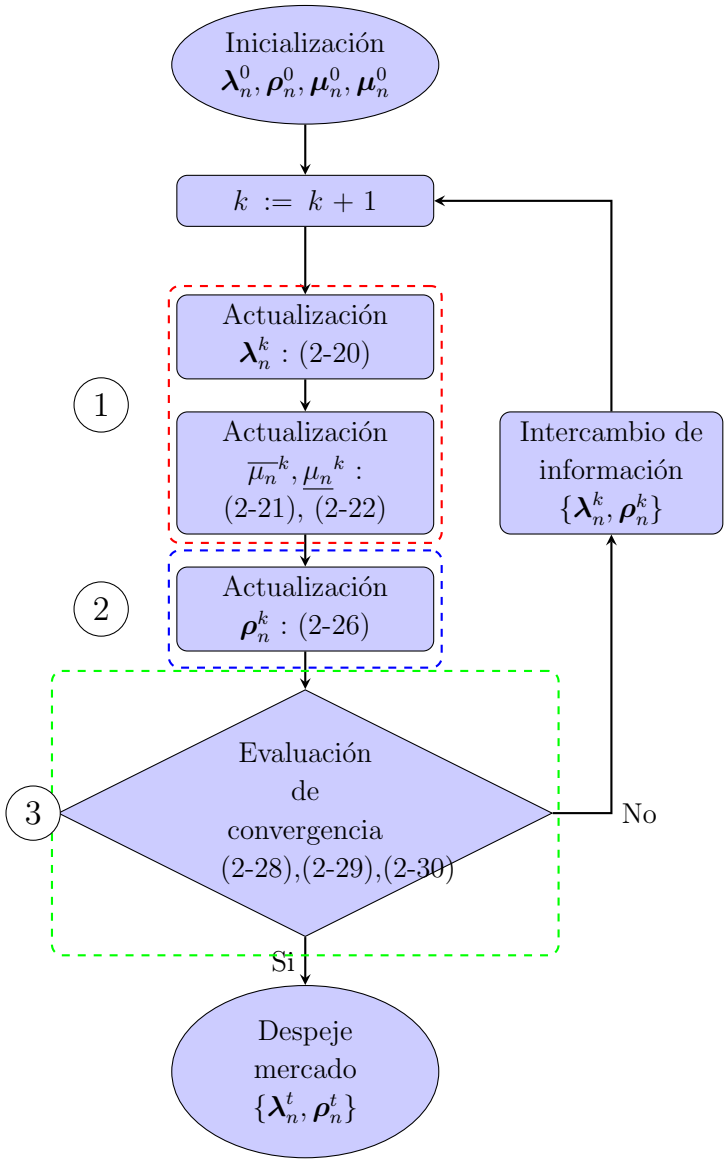


Figura 2-4: Diagrama de flujo para agente n.

2.6.1. Actualización de las Variables Duales

Una vez que se han inicializado $\boldsymbol{\lambda_n}$ y $\boldsymbol{\rho_n}$ para todos los n en Ω en la iteración $k = 0$, los agentes actualizan su vector local de precios $\boldsymbol{\lambda_n}$ aplicando la ecuación de consenso + innovación:

$$\lambda_{nm}^k = \lambda_{nm}^{k-1} - \beta^k(\lambda_{nm}^{k-1} - \lambda_{mn}^{k-1}) - \alpha^k(p_{nm}^{k-1} + p_{mn}^{k-1}) \quad \forall (n,m) \in (\Omega, \omega_n), \tag{2-20}$$

donde β^k y α^k son secuencias de valores positivos que representan el peso del factor de consenso y del factor de innovación, respectivamente, en la iteración k.

El término de consenso, $\beta^k(\lambda_{nm}^{k-1} - \lambda_{mn}^{k-1})$, promueve la convergencia de precios entre los agentes vecinos, asegurando que todos los agentes se alineen gradualmente a un precio de intercambio común para satisfacer (2-15). Este término gestiona el proceso de negociación entre los agentes, facilitando un acuerdo sobre los precios bilaterales, que pueden diferir durante el proceso de negociación o en la fase de inicialización.

El término de innovación, $\alpha^k(p_{nm}^{k-1} + p_{mn}^{k-1})$, introduce un ajuste basado en la potencia intercambiada en la iteración anterior. El propósito de este ajuste es cumplir con la restricción de reciprocidad de potencia (2-11), asegurando que la potencia intercambiada entre los agentes sea equivalente en ambas direcciones, de modo que λ_{nm}^k diverja si esta condición no se cumple. Este mecanismo garantiza que los precios de intercambio reflejen los acuerdos negociados, manteniendo consistencia del intercambio de potencia entre los agentes.

A continuación, se actualizan las variables duales de holgura correspondientes a las restricciones de los límites (2-17):

$$\overline{\mu_n}^k = \max(0, \overline{\mu_n}^{k-1} + \eta^k(p_n^{k-1} - \overline{P_n})), \tag{2-21}$$

$$\underline{\mu_n}^k = \max(0, \underline{\mu_n}^{k-1} + \eta^k(\underline{P_n} - p_n^{k-1})), \tag{2-22}$$

donde η^k es una secuencia de números positivos.

2.6.2. Actualización de las Variables Primales

El lagrangiano de (2-16) se formula para la actualización del vector $\boldsymbol{\rho_n}$.

$$L_n(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}, \underline{\mu_n}, \overline{\mu_n}) = \frac{1}{2}a_n p_n^2 + b_n p_n + d_n - \sum_{m\in\omega_n} \lambda_{nm} p_{nm} + \overline{\mu_n}(p_n - \overline{P_n}) - \underline{\mu_n}(p_n - \underline{P_n}). \tag{2-23}$$

Considerando el lagrangiano (2-23), se obtienen las condiciones de optimalidad de Karush–Kuhn–Tucker,

$$a_n p_n + b_n - \lambda_{nm} + \overline{\mu}_n - \underline{\mu}_n = 0. \tag{2-24}$$

Entonces, para cada intercambio, la referencia óptima de potencia para la iteración actual que el agente n está dispuesto a negociar con su vecino m se determina en función de las condiciones de precio y las variables de holgura de la iteración k:

$$p_n^{(m)k} = \frac{\lambda_{nm} - \overline{\mu}_n + \underline{\mu}_n - b_n}{a_n}. \tag{2-25}$$

Por lo tanto, $p_n^{(m)k}$ es una variable intermedia utilizada en el proceso de actualización primaria para representar el intercambio de potencia que el agente n negociaría óptimamente con su vecino m en la iteración k, considerando solo la interacción bilateral entre n y m. Este valor se calcula suponiendo que no hay otras influencias de vecinos en la decisión, aislando la relación comercial entre n y m.

Sin embargo, para considerar la influencia de otros vecinos en la actualización del intercambio de potencia, se incluye un factor de ponderación f_{nm}^k en la ecuación para la actualización por descenso de gradiente de cada interacción de intercambio de potencia como un parámetro de tamaño de paso. Esto se define como:

$$\begin{aligned} p_{nm}^k &= \max(0, p_{nm}^{k-1} + f_{nm}^k(p_n^{(m)k} - p_n^{k-1})) \quad \forall n \in \Omega_G, \\ p_{nm}^k &= \min(0, p_{nm}^{k-1} + f_{nm}^k(p_n^{(m)k} - p_n^{k-1})) \quad \forall n \in \Omega_C. \end{aligned} \tag{2-26}$$

El factor de ponderación f_{nm}^k equilibra la influencia de cada vecino m en el proceso de actualización del intercambio de potencia p_{nm} para el agente n. Este factor asegura que las actualizaciones del intercambio de potencia consideren la importancia relativa de la contribución de cada vecino a la decisión de intercambio global, teniendo en cuenta la magnitud de la potencia intercambiada con cada vecino en la iteración anterior:

$$f_{nm}^k = \frac{\left|p_{nm}^{(k-1)}\right| + \delta^k}{\sum_{l \in \omega_n}(\left|p_{nl}^{(k-1)}\right| + \delta^k)}. \tag{2-27}$$

Para asegurar que el denominador en el cálculo de f_{nm}^k no tome valores de cero o excesivamente pequeño, lo que podría llevar a inestabilidad numérica o actualizaciones desproporcionadas, se incluye una pequeña constante positiva δ^k en el cálculo del factor de ponderación.

2.6.3. Evaluación de los Criterios de Convergencia

Como paso final, se evalúa si los cambios en las variables p_{nm}, λ_{nm} y μ_n entre las iteraciones k y $k-1$ son menores que los umbrales establecidos por ϵ_p, ϵ_λ y ϵ_μ, respectivamente, para determinar si se ha alcanzado la convergencia del algoritmo o si el proceso iterativo debe continuar.

$$\left|p_{nm}^k - p_{nm}^{k-1}\right| \leq \epsilon_p, \tag{2-28}$$

$$\left|\lambda_{nm}^k - \lambda_{nm}^{k-1}\right| \leq \epsilon_\lambda, \tag{2-29}$$

$$\left|\mu_n^k - \mu_n^{k-1}\right| \leq \epsilon_\mu. \tag{2-30}$$

Cuando se satisfacen los criterios de convergencia, se obtienen los precios de limpieza del mercado $\boldsymbol{\lambda_n^t}$ y las potencias intercambiadas $\boldsymbol{\rho_n^t}$ para el intervalo de despacho t. De esta

manera, el algoritmo puede aplicarse para el despacho en tiempo real en diferentes intervalos de tiempo, dependiendo de las condiciones operativas del sistema en cada período.

2.7. Teoría del consumidor

La teoría del consumidor, una rama fundamental de la microeconomía, estudia cómo los individuos toman decisiones de consumo basadas en sus preferencias y restricciones presupuestarias, asumiendo que son agentes racionales que buscan maximizar su beneficio o satisfacción dentro de sus limitaciones económicas [69]. Dos conceptos clave en este marco son la elasticidad de la demanda, que mide la sensibilidad de la cantidad demandada ante cambios en el precio, reflejando la capacidad de respuesta del consumidor a las señales del mercado, y la disminución del beneficio marginal, que establece que el beneficio adicional de consumir una unidad más disminuye a medida que aumenta la cantidad consumida [70]. Estos conceptos son útiles para modelar la respuesta de los agentes a las señales de precios y proporcionan una base teórica sólida para comprender las decisiones de consumo y la interacción entre la oferta y la demanda en el mercado.

3 EMS basado en un mercado P2P para MMG

En este capítulo se adapta el algoritmo propuesto por [64] para integrar microrredes (MG) dentro del esquema de mercado P2P. Inicialmente, se modelan los sistemas fotovoltaicos (PV) y de almacenamiento de energía (ESS) en función de las señales de precio del mercado, empleando los conceptos de elasticidad y beneficio marginal decreciente de la teoría del consumidor discutidos en la Sección 2.7. A continuación, se detalla el modelado de las MG, considerando tanto su carga asociada como los modelos de sus componentes ESS y PV. Posteriormente, se retoma el mercado P2P descrito en la Sección 2.5 para integrar las MG como agentes activos. Los agentes, como se ilustra en la Figura **2-3**, pueden representar generadores convencionales, cargas o MG. Estos interactúan dentro de un mercado P2P dinámico, donde las MG maximizan la generación renovable local y operan sus ESS en función de las señales de precio, mientras que los generadores convencionales buscan optimizar sus costos operativos. Finalmente, el desempeño del esquema propuesto se evalúa mediante simulaciones en el sistema IEEE de 14 nodos y el sistema simplificado de Puerto Carreño considerando un escenario con alta penetración de MG.

El EMS funciona como un mercado P2P en tiempo real, estableciendo condiciones operativas y despachando recursos en intervalos de tiempo específicos, generalmente de minutos. Para incorporar los nuevos agentes MG en este esquema multiagente, es esencial adaptar el EMS propuesto por Sorin et al. [64], ya que el algoritmo original está diseñado para sistemas con múltiples agentes clasificados únicamente como consumidores o productores. Aunque esta aproximación es adecuada en ciertos contextos, no contempla la integración de agentes como las MG, que pueden actuar tanto como consumidores como generadores, como se muestra en la Figura **3-1**. Por ello, es necesario extender este algoritmo para incluir la flexibilidad propia de las MG, permitiéndoles ajustar dinámicamente su comportamiento en función de las condiciones del mercado. Esta extensión garantiza un EMS más completo y adaptable, adecuado para la integración de diversos agentes energéticos en el ecosistema de la red. Para adaptar el algoritmo a un sistema de microrredes múltiples (MMG), es necesario modelar la respuesta de las MG a las variaciones en el precio de comercialización de la energía, incentivando a las MG a actuar como consumidores o productores según las condiciones del mercado y sus propios objetivos.

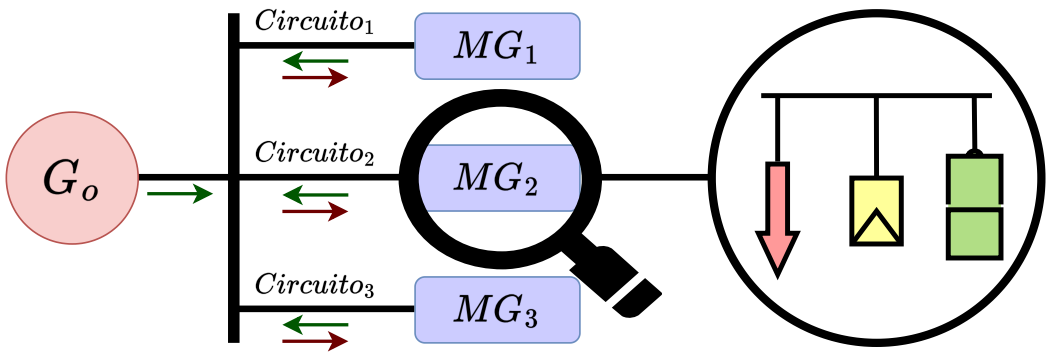


Figura 3-1: Sistema de potencia simplificado de Puerto Carreño, considerando un escenario de alta penetración de MG.

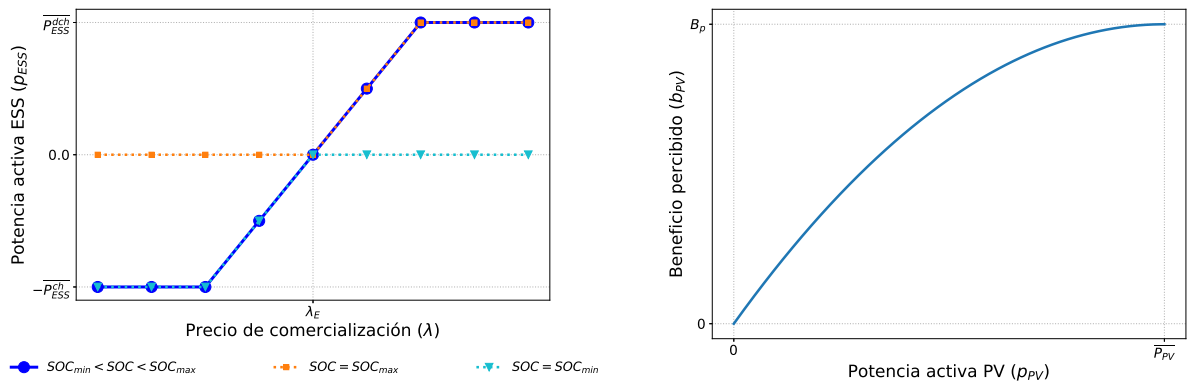
Los precios de despeje y los despachos obtenidos en cada intervalo de tiempo servirán como insumos clave para la estrategia de regulación primaria de frecuencia basada en la teoría del consumidor, que se detallará en el Capítulo 4.

3.1. Modelado de ESS y PV a partir de teoría del consumidor

En esta sección, se emplea la teoría del consumidor por su simplicidad y eficacia para modelar el comportamiento dinámico de los sistemas energéticos dentro de un entorno de MMG que operan en un marco de mercado P2P. Esta teoría resulta útil para modelar las respuestas de los componentes de las microrredes a las señales de precio del mercado. La elasticidad modela la respuesta de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) a las variaciones de precio, mientras que el beneficio marginal decreciente la disminución del beneficio percibido adicional al generar más energía en los sistemas fotovoltaicos (PV). Se eligen los sistemas ESS y PV debido a su prevalencia en las MG. Aprovechar estos principios de la teoría del consumidor proporciona una representación práctica del comportamiento de las microrredes, permitiendo una integración efectiva dentro de un marco de gestión energética basado en un mercado P2P. Una representación gráfica de este modelado se muestra en la Figura **3-2** y se detalla en las secciones 3.1.1 y 3.1.2.

3.1.1. Modelado de ESS

En el marco de un EMS basado en un mercado P2P, se propone modelar el comportamiento de los sistemas de almacenamiento en respuesta a las variaciones en los precios de comercialización de la energía (λ) utilizando el concepto de elasticidad de la oferta/demanda derivado de la teoría del consumidor. Este concepto se define como la variación en la demanda u oferta



(a) (b)

Figura 3-2: Representación gráfica del modelado de los componentes de la microrred. (**a**) Función de oferta/demanda de ESS. (**b**) Beneficio por generación local usando PV.

de un bien o servicio en función de su precio [70]. Dado que los ESS pueden actuar tanto como productores como consumidores dependiendo del precio de mercado, se propone una función combinada de oferta/demanda. En esta función, la potencia inyectada o consumida por el sistema es nula cuando el precio de comercialización (λ) es igual a la valoración de la energía almacenada (λ_E), que está relacionada con el estado de carga (SOC). La elasticidad del ESS (E_{ESS}) determina la influencia del precio en la variación de la potencia intercambiada ($\Delta p_{ESS}/\Delta\lambda$). Por lo tanto, si el precio de mercado excede la valoración de la energía almacenada, el ESS inyectará potencia proporcionalmente a la diferencia de precio ponderada por su elasticidad. De manera similar, si el precio es inferior, el ESS demandará potencia para cargarse, como se muestra en la Figura **3-2**a.

Como se muestra en la Figura **3-2**a, la potencia activa estará limitada a la tasa máxima posible de carga ($\overline{P_{ESS}^{ch}}$) y descarga ($\overline{P_{ESS}^{dch}}$) del ESS. Además, cuando el estado de carga (SOC) alcanza el nivel máximo (SOC_{max}), la tasa máxima de carga se restringe a cero. Por el contrario, si el SOC alcanza el nivel mínimo (SOC_{min}), la tasa máxima de descarga es cero. Las ecuaciones (3-1) y (3-2) modelan el comportamiento propuesto:

$$\begin{aligned} p_{ESS}(\lambda) &= E_{ESS} \cdot (\lambda - \lambda_E) \\ -\overline{P_{ESS}^{ch}} \leq & p_{ESS} \leq \overline{P_{ESS}^{dch}}, \end{aligned} \tag{3-1}$$

$$\begin{aligned} \overline{P_{ESS}^{ch}} &= 0 \quad \text{si} \quad SOC = SOC_{max} \\ \overline{P_{ESS}^{dch}} &= 0 \quad \text{si} \quad SOC = SOC_{min}. \end{aligned} \tag{3-2}$$

3.1.2. Modelado de Sistemas PV

Para modelar el comportamiento de los sistemas PV es crucial considerar sus características particulares. A diferencia de las unidades despachables, estos sistemas operan constantemente en su punto de máxima potencia disponible (MPPT), independientemente de los precios de comercialización de la energía. Este comportamiento se debe a su dependencia de la radiación solar, que carece inherentemente de un costo asociado [71, 72, 58]. Por lo tanto, los modelos de costo tradicionales, como la función cuadrática, son inadecuados para capturar su característica operativa. A pesar de su naturaleza no despachable, los sistemas PV ofrecen ventajas significativas. La energía limpia y generada localmente por los sistemas PV reduce la dependencia de la red, minimiza las emisiones de contaminantes y contribuye a la sostenibilidad energética general.

Para modelar el beneficio percibido por la microrred al generar energía de forma local con sistemas PV, se utiliza el concepto de beneficio marginal decreciente de la teoría del consumidor. Este concepto establece que el beneficio o satisfacción de producir una unidad más del bien o servicio disminuye a medida que aumenta la cantidad producida [70], como se ilustra en la Figura **3-2**b. En este caso, el beneficio marginal decreciente (b_{PV}) se aplica a la potencia generada por el sistema PV de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} b_{PV}(p_{PV}) &= -\frac{1}{2} \cdot \alpha \cdot p_{PV}^2 + \beta \cdot p_{PV}, \\ \alpha &= 2 \cdot \frac{B_p}{\overline{P_{PV}}^2}, \\ \beta &= 2 \cdot \frac{B_p}{\overline{P_{PV}}}, \end{aligned} \tag{3-3}$$

donde $\overline{P_{PV}}$ representa la potencia máxima del sistema de generación, y B_p representa el beneficio percibido por generar dicha potencia.

El beneficio total percibido por la microrred al generar energía PV se compone del beneficio decreciente y de los ingresos adicionales por exportar o no consumir energía de la red, lo cual está directamente relacionado con el precio de comercialización:

$$u_{PV}(p_{PV}, \lambda) = -\frac{B_p}{\overline{P_{PV}}^2} \cdot p_{PV}^2 + \left(\frac{2 \cdot B_p}{\overline{P_{PV}}} + \lambda \right) \cdot p_{PV.} \tag{3-4}$$

Por lo tanto, la potencia óptima de generación PV, que maximiza el beneficio total, se obtiene al diferenciar la Ecuación (3-4) con respecto a p_{PV} y establecer la derivada en cero, obteniéndose la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} p_{PV}(\lambda) &= \frac{\beta + \lambda}{\alpha} \\ \underline{P_{PV}} \leq & p_{PV} \leq \overline{P_{PV}}. \end{aligned} \tag{3-5}$$

3.1.3. Modelado de MG

Una MG se define como un agente activo dentro del sistema de distribución, que integra varios componentes interconectados como cargas, unidades de generación distribuida y ESS. La característica distintiva de las MG es su capacidad para operar de manera autónoma o conectadas a la red eléctrica principal [17, 73].

En este trabajo, se utiliza la Ecuación (3-6) para modelar la potencia activa de las MG en función del precio de comercialización. Esta ecuación se deriva de los enfoques presentados en la Sección (3.1), considerando una MG compuesta por sistemas PV, ESS y cargas no despachables.

$$p_{MG}(\lambda) = \sum_{i \in MG} p_{ESS_i}(\lambda) + \sum_{i \in MG} p_{PV_i}(\lambda) + \sum_{i \in MG} P_{Li}. \tag{3-6}$$

Para mantener las ecuaciones simples y prácticas, la potencia calculada para cada componente de la MG en función del precio de comercialización λ se proyectará sobre su respectivo intervalo de límites de potencia máxima y mínima. Esto significa que la potencia generada o consumida por cada elemento (ESS, PV o carga) se limita a sus límites operativos, asegurando que los valores sean realistas y factibles. Este ajuste refleja las capacidades y limitaciones reales de los componentes de la MG, proporcionando una representación más precisa de su comportamiento en respuesta a las señales de precio del mercado.

3.1.4. Integración de MG en el Mercado P2P

Dado que las MG están compuestas por múltiples elementos, su potencia total se obtiene de la suma de las potencias de todos los componentes individuales, dependiendo del precio de comercialización, como se detalló en la sección anterior. Para incorporar las MG en el enfoque del mercado P2P descrito en la Sección 2.5, se modelan como agentes *must-take*. Estos agentes tienen la misma potencia máxima y mínima intercambiada, pero en este caso especial, este valor es variable a lo largo del proceso de negociación con sus vecinos.

El comportamiento de las MG en el esquema de mercado propuesto está determinado por sus procesos internos de optimización y restricciones, que se traducen en la potencia total máxima y mínima intercambiada, calculada usando (3-6). Para incentivar a las MG a responder eficazmente a las condiciones del mercado, se establece λ al valor máximo de todos los precios negociados con los agentes vecinos en esa iteración k, asegurando una respuesta a las señales de precio más altas dentro de su vecindario, como se muestra a continuación:

$$\underline{p_n}^k = \overline{p_n}^k = p_{MG}(\max(\boldsymbol{\lambda}_n^k)) \quad \forall n \in \Omega_{MG}. \tag{3-7}$$

La lógica de seleccionar el máximo de los precios negociados radica en que, si la MG está consumiendo energía, es el precio al cual satisface su demanda total de energía. Por el contrario, si está exportando energía, el precio máximo corresponde a la condición de mercado más

favorable con sus vecinos, representando el beneficio percibido por esta actividad. Es importante destacar que una vez el mercado converge, los precios de mercado entre los diferentes agentes convergen al mismo valor, por lo que es indistinto seleccionar el precio máximo de mercado entre los agentes.

Esto significa que, en cada iteración, los valores de potencia máxima y mínima deben actualizarse para todos los agentes, a diferencia de la formulación en [64], donde estos valores se mantenían constantes. Por lo tanto, los agentes que no pertenecen al conjunto de MG deberán mantener valores constantes de potencia máxima y mínima durante todas las iteraciones. Considerando que estos parámetros ahora se actualizan en cada iteración, son redefinidos de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \underline{p_n}^k &= \underline{p_n}^{k-1} \quad \forall n \in (\Omega_G \cup \Omega_C), \\ \overline{p_n}^k &= \overline{p_n}^{k-1} \quad \forall n \in (\Omega_G \cup \Omega_C). \end{aligned} \tag{3-8}$$

Para los agentes que no pertenecen al conjunto de MG y tienen una naturaleza despachable, los valores de potencia máxima y mínima se actualizan de manera independiente y no se requiere que tengan el mismo valor.

Por lo tanto, es necesario incluir los valores de potencia máxima y mínima de cada agente en la inicialización del algoritmo e incorporar un paso intermedio entre las actualizaciones duales y primarias para actualizar las potencias máximas y mínimas utilizando las Ecuaciones (3-7) y (3-8).

Para actualizar las variables de holgura, se consideran las potencias máximas y mínimas de la iteración anterior. Así, (2-21) y (2-22) se reescriben de la siguiente forma:

$$\overline{\mu_n}^k = \max(0, \overline{\mu_n}^{k-1} + \eta^k(p_n^{k-1} - \overline{P_n}^{k-1})), \tag{3-9}$$

$$\underline{\mu_n}^k = \max(0, \underline{\mu_n}^{k-1} + \eta^k(\underline{P_n}^{k-1} - p_n^{k-1})). \tag{3-10}$$

Además, para enmarcar el problema de optimización con un conjunto convexo, se asume que la MG sigue una función de costo cuadrática virtual, similar a la estrategia empleada en [64] para agentes no despachables. De este modo, el problema de optimización global permanece como se propone en las Ecuaciones (2-9) a (2-10), pero ahora considera el subconjunto Ω_{MG} de los agentes Ω que agrupan a las MG, y los límites de potencia variable en cada iteración. Así, la restricción (2-10) se redefine como:

$$\underline{p_n}^k \leq p_n \leq \overline{p_n}^k \qquad \forall n \in \Omega. \tag{3-11}$$

El problema de optimización local para el agente n se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} & \min \quad c_n(\boldsymbol{\rho_n}, \boldsymbol{\lambda_n}) && (3\text{-}12)\\ \text{s.t.} \quad & \underline{p_n}^k \leq p_n \leq \overline{p_n}^k, && (3\text{-}13)\\ & p_{nm} \geq 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega_G, \omega_n), && (3\text{-}14)\\ & p_{nm} \leq 0 \qquad \forall (n,m) \in (\Omega_C, \omega_n). && (3\text{-}15) \end{aligned}$$

Por lo tanto, la Ecuación (2-26) para la actualización de p_{nm} en función del tipo de agente se reformula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} p_{nm}^k &= \max(0, p_{nm}^{k-1} + f_{nm}^k(p_n^{(m)k} - p_n^{k-1})) \quad \forall n \in \Omega_G,\\ p_{nm}^k &= \min(0, p_{nm}^{k-1} + f_{nm}^k(p_n^{(m)k} - p_n^{k-1})) \quad \forall n \in \Omega_C,\\ p_{nm}^k &= p_{nm}^{k-1} + f_{nm}^k(p_n^{(m)k} - p_n^{k-1})) \qquad \forall n \in \Omega_{MG}, \end{aligned} \tag{3-16}$$

donde $p_n^{(m)k}$ y f_{nm}^k se calculan con las Ecuaciones (2-25) y (2-27), respectivamente.

3.2. Evaluación desempeño EMS

En esta sección se describe la metodología empleada para evaluar el desempeño del EMS, así como las simulaciones realizadas para validar su efectividad. Se detallan los escenarios de prueba, los parámetros de simulación y las herramientas empleadas para llevar a cabo las simulaciones.

3.2.1. Sistema IEEE 14 nodos

El algoritmo de EMS fue implementado en el lenguaje de programación Python 3.12 y ejecutado en un sistema con un procesador Ryzen 3700U a 2.3 GHz y 20 GB de memoria RAM. Con el objetivo de verificar la optimalidad de la solución alcanzada, se compararon los resultados del despacho óptimo basado en el esquema de mercado P2P con los obtenidos mediante la optimización realizada por la librería *pandapower* [74], para el sistema IEEE de 14 nodos, representado en la Figura **3-3**. Los parámetros de los agentes del sistema se detallan en la Tabla **3-1**. En este análisis, se modeló una demanda inelástica, es decir, una demanda que no varía su consumo en función de las fluctuaciones del precio, lo cual implica que $\underline{P}_n = \overline{P}_n$.

Debido al gran número de variables de decisión presentes en el sistema, se optó por no utilizar operaciones matriciales, típicas en algoritmos de consenso, debido a su alta demanda de recursos computacionales. En su lugar, el esquema fue programado mediante ciclos, donde las variables locales de cada agente se actualizan secuencialmente en cada iteración.

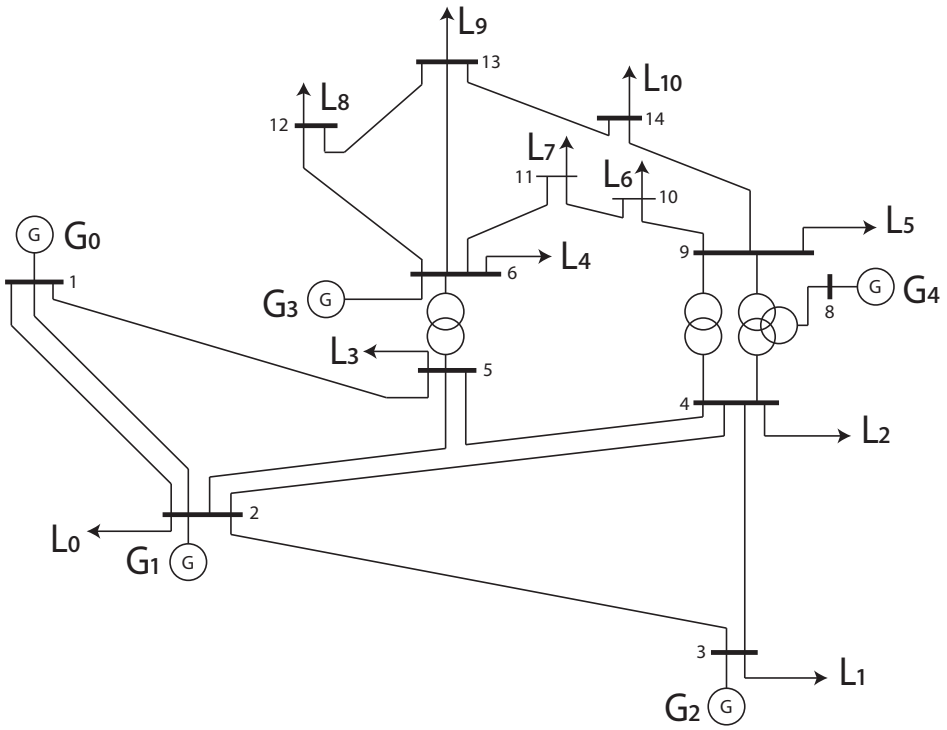


Figura 3-3: Sistema IEEE de 14 nodos.

Agente	nodo	$\underline{P}$	$\overline{P}$	a	b
G_0	1	0.0	332.4	0.09	1
G_1	2	0.0	140.0	0.08	2
G_2	3	0.0	100.0	0.06	3
G_3	6	0.0	100.0	0.07	4
G_4	8	0.0	100.0	0.06	4
L_0	2	-21.7	-21.7	0.052	9
L_1	3	-94.2	-94.2	0.052	9
L_2	4	-47.8	-47.8	0.052	9
L_3	5	-7.6	-7.6	0.052	9
L_4	6	-11.2	-11.2	0.052	9
L_5	9	-29.5	-29.5	0.052	9
L_6	10	-9.0	-9.0	0.052	9
L_7	11	-3.5	-3.5	0.052	9
L_8	12	-6.1	-6.1	0.052	9
L_9	13	-13.5	-13.5	0.052	9
L_{10}	14	-14.9	-14.9	0.052	9

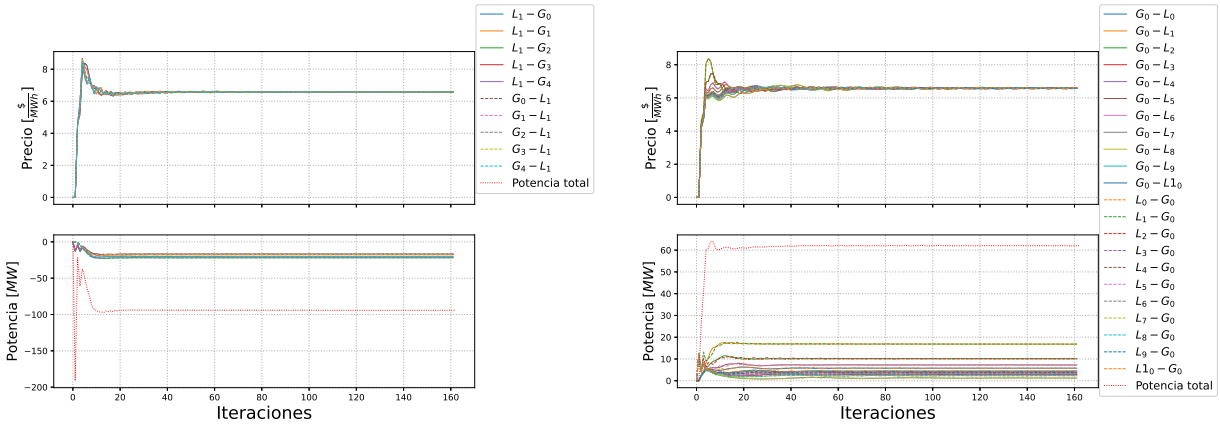
Tabla 3-1: Parámetros agentes del sistema IEEE de 14 nodos.

La comparación entre los despachos obtenidos para cada agente generador se presenta en la Tabla **3-2**, donde se observa que el error relativo entre los dos resultados es menor al 0.1 %, lo que demuestra la precisión del algoritmo.

Agente	P2P	PandaPower	Error
G_0	62.076	62.035	0.0661 %
G_1	57.252	57.290	-0.0663 %
G_2	59.676	59.720	-0.0737 %
G_3	36.936	36.902	0.0921 %
G_4	43.037	43.053	-0.0372 %

Tabla 3-2: Comparación despacho óptimo.

La Figura **3-4** ilustra el proceso de interacción y negociación de precios y potencias comercializadas entre la carga L_1 y el generador G_0 con sus respectivos vecinos. Para mejorar la claridad de las figuras, las interacciones cuyas potencias convergen a un valor de cero no fueron incluidas, estas interacciones corresponden a las realizadas entre pares de agentes generadores o pares de agentes de demanda. El proceso de convergencia hacia un acuerdo bilateral de precios y energía comercializada se observa en la Figura **3-5**, donde se presentan las interacciones de todos los agentes del sistema.



(a) (b)

Figura 3-4: Interacción de agentes con su vecindario bajo esquema P2P: **(a)** Carga L_1, **(b)** Generador G_0.

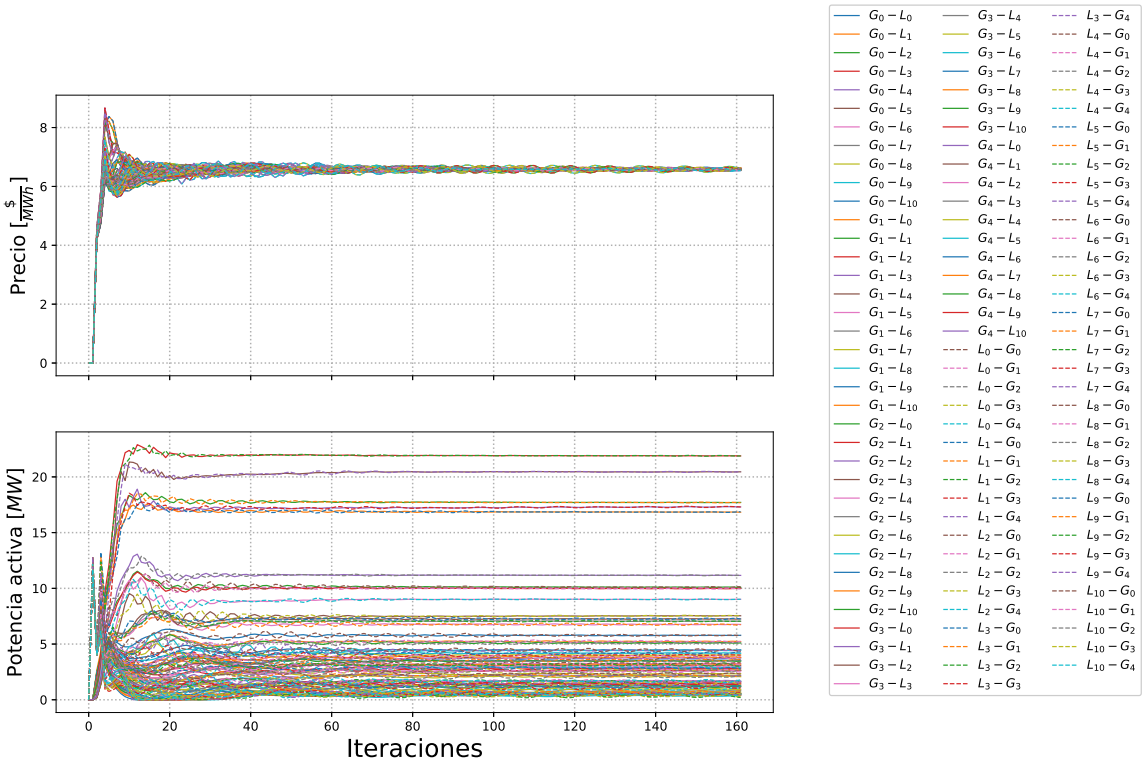


Figura 3-5: Interacciones de todos los agentes del sistema IEEE de 14 nodos bajo el esquema de mercado P2P.

En la Figura **3-5**, se observa el valor absoluto de las potencias activas comercializadas, lo que permite verificar visualmente que se alcanzó un acuerdo bilateral sobre las mismas. Los parámetros del algoritmo y los criterios de convergencia fueron seleccionados por medio de un proceso de sintonización. Dicho proceso implicó varias simulaciones bajo diferentes condiciones operativas para garantizar un comportamiento estable y óptimo del sistema. Nuestra metodología sigue la misma línea que la utilizada en [64]. A través de simulaciones iterativas y ajustes progresivos, se identifican valores de parámetros que consistentemente ofrecieron un rendimiento confiable y eficiente. Los parámetros finales se presentan a continuación:

$$\beta^k = \frac{0{,}7}{(k+1)^{0{,}15}}; \qquad \alpha^k = \frac{0{,}4}{(k+1)^{0{,}15}}; \qquad \eta^k = 0{,}01; \qquad \delta^k = 1;$$
$$\epsilon_\lambda = 0{,}05; \qquad \epsilon_P = 0{,}1.$$

Adicionalmente, todas las variables se inicializaron en cero.

3.2.2. Sistema simplificado Puerto Carreño

En esta sección se aplica el algoritmo en un sistema con alta penetración de MG. Para llevar a cabo esta evaluación, se utilizó el sistema de distribución local simplificado de Puerto Carreño, Colombia, compuesto por una planta de generación de biomasa (5.5 MW) y tres circuitos radiales (1.3 MW cada uno), como se muestra en la Figura **3-1**. Cada circuito se modela como una MG independiente con una carga fija de 1.3 MW, un sistema de almacenamiento de 0.2 MW y un sistema de generación fotovoltaica de 0.3 MW. Los parámetros de los sistemas PV y ESS se presentan en la Tabla **3-3**, junto con los coeficientes de las funciones de costo reales y virtuales.

PV			
MG	$\underline{P_{PV}}$ [MW]	$\overline{P_{PV}}$ [MW]	B_p
MG_1	0.0	0.3	0.3
MG_2	0.0	0.3	0.3
MG_3	0.0	0.3	0.3
ESS			
MG	$\overline{P_{ESS}^{ch}}$ [MW]	$\overline{P_{ESS}^{dch}}$ [MW]	λ_E [$]	E_{ESS} [MW/$]
MG_1	0.2	0.2	0.26	3
MG_2	0.2	0.2	0.30	3
MG_3	0.2	0.2	0.36	3
Funciones de costo			
Agent	a_n [$/MW^2]	b_n [$/MW]	d_n [$]
G_o	0.04	0.2	0.0
MG_1	0.052	0.5	0.0
MG_2	0.052	0.5	0.0
MG_3	0.052	0.5	0.0

Tabla 3-3: Parámetros de los agentes.

Dado el tamaño reducido del caso de estudio, se considera que la influencia de la red en las dinámicas de frecuencia a corto plazo y las oscilaciones de potencia entre máquinas es despreciable, lo que permite modelar las cargas y la generación en un único nodo.

La Figura **3-6** ilustra la evolución de la negociación de precios y potencias entre los agentes a lo largo de tres periodos de tiempo. En cada periodo, la carga de cada MG incrementa, iniciando en un valor de 0.8 MW en el primer periodo (t_0), 1 MW en el segundo (t_1) y

alcanzando 1.3 MW en el último (t_2).

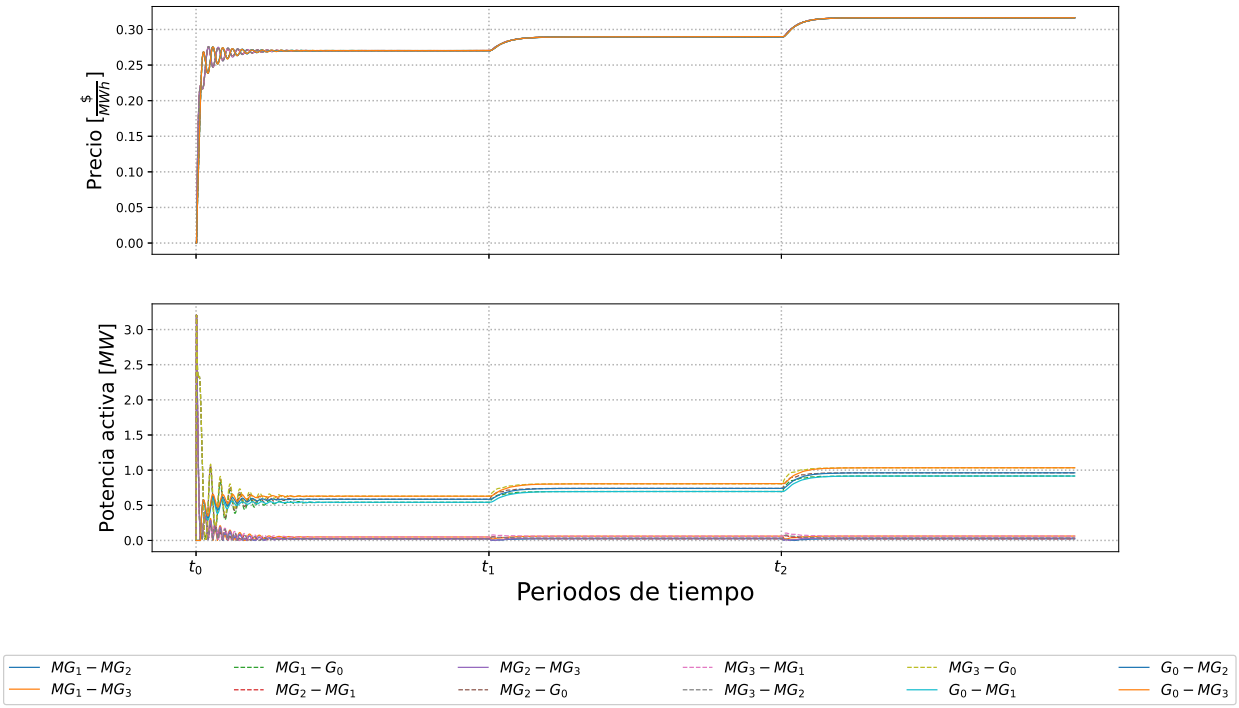


Figura 3-6: Interacciones de todos los agentes del sistema MMG bajo el esquema de mercado P2P.

Los despachos de potencia resultantes del EMS para cada periodo de tiempo se detallan en la Tabla **3-4**. Para el último intervalo de tiempo t_2, los agentes convergen a un precio de negociación de \$0.316471.

Agente		t_0 [MW]	**Total** t_0 [MW]	t_1 [MW]	**Total** t_1 [MW]	t_2 [MW]	**Total** t_2 [MW]
	PV	0.3000		0.3000		0.3000	
MG_1	ESS	0.03098	−0.4690	0.08903	−0.6109	0.1694	−0.8305
	LOAD	−0.8000		−1.0000		−1.3000	
	PV	0.3000		0.3000		0.3000	
MG_2	ESS	−0.0890	−0.5890	−0.0309	−0.7309	0.0494	−0.9505
	LOAD	−0.8000		−1.0000		−1.3000	
	PV	0.3000		0.3000		0.3000	
MG_3	ESS	−0.2000	−0.6999	−0.2000	−0.9000	−0.1306	−1.1306
	LOAD	−0.8000		−1.0000		−1.3000	
G_o		1.7580	1.7580	2.2419	2.2419	2.9117	2.9117

Tabla 3-4: Despacho de agentes a lo largo de los diferentes periodos de tiempo.

Se realiza un proceso iterativo de sintonización al igual que en la sección 3.2.1 para ajustar los parámetros del algoritmo, obteniendo los siguientes valores:

$$\beta^k = 0{,}03; \qquad \alpha^k = 0{,}01; \qquad \eta^k = 0{,}005; \qquad \delta^k = 1;$$
$$\epsilon_\lambda = 0{,}0001; \qquad \epsilon_P = 0{,}0001.$$

La cantidad total de iteraciones requeridas para cada intervalo de tiempo, así como los tiempos de convergencia, se presentan en la Tabla **3-5**. Estos resultados demuestran que el algoritmo puede utilizarse de manera efectiva como un EMS en tiempo real, con tiempos de convergencia dentro de una ventana temporal adecuada para sistemas pequeños.

Intervalo de tiempo	**Iteraciones totales**	**Tiempo de convergencia** [s]
t_o	594	0.619
t_1	140	0.133
t_2	127	0.176

Tabla 3-5: Iteraciones totales y tiempo requerido por el EMS para lograr la convergencia.

4 Estrategia de regulación primaria de frecuencia propuesta

Siguiendo las propuestas previamente discutidas, en esta sección se presenta un enfoque alternativo para la regulación primaria en sistemas de múltiples microrredes (MMG), el cual difiere de la estrategia *droop* y la simulación de inercia presentadas en el Capítulo 2. Este enfoque considera el EMS presentado en el Caítulo 3 como un algoritmo para el despacho económico en tiempo real, determinando las condiciones operativas del sistema previas al evento de frecuencia y el precio de comercialización para el intervalo t. Adicionalmente, se tiene en cuenta el modelado de la generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento de energía descritos en la Sección 3.1, basados en la teoría del consumidor. Estos modelos pueden integrarse en el esquema de regulación primaria de frecuencia para que los agentes ajusten su potencia inyectada o demandada no solo en función de la desviación de frecuencia, sino también en función de sus beneficios individuales. Se proponen dos términos adicionales en el modelado de los sistemas fotovoltaicos (PV) y almacenamiento de energía (ESS) para modificar la potencia instantánea en caso de desviaciones de frecuencia.

4.1. Regulación Primaria de Frecuencia en Sistemas PV

Considerando que los sistemas PV operan en su punto de máxima potencia, solo pueden apoyar al sistema durante eventos de sobre-frecuencia reduciendo su potencia inyectada. Para promover la participación de los sistemas PV en la regulación primaria de frecuencia, se propone un precio de compensación λ_c por la reducción de la producción del sistema con respecto a la potencia máxima disponible. Este término se añade a (3-4) obteniendo:

$$U_{PV}(p_{PV}, \boldsymbol{\lambda_n}^t, \lambda_c) = -\frac{B_p}{\overline{P_{PV}}^2} \cdot p_{PV}^2 + \left(\frac{2 \cdot B_p}{\overline{P_{PV}}} + \max(\boldsymbol{\lambda_n}^t)\right) \cdot p_{PV} + \lambda_c \cdot (\overline{P_{PV}} - p_{PV}). \quad (4\text{-}1)$$

Con esta modificación, la Ecuación (3-5) para la potencia óptima del sistema PV se convierte en:

$$p_{PV}(\boldsymbol{\lambda_n}^t, \lambda_c) = \frac{\beta + \max(\boldsymbol{\lambda_n}^t) - \lambda_c}{\alpha}. \quad (4\text{-}2)$$

4.2. Regulación Primaria de Frecuencia en ESS

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen la capacidad de reaccionar tanto a eventos de sobre-frecuencia como de subfrecuencia, dependiendo de las condiciones operativas en el momento del evento. Para incentivar su participación en la regulación primaria de frecuencia, se propone un precio adicional λ_i en la Ecuación (3-1):

$$p_{ESS}(\boldsymbol{\lambda_n}^t, \lambda_i) = E_{ESS} \cdot (\max(\boldsymbol{\lambda_n}^t) + \lambda_i - \lambda_E)), \tag{4-3}$$

donde λ_i puede interpretarse como un descuento (para valores negativos) o un bono (para valores positivos) en relación con el precio máximo percibido en el mercado $\max(\boldsymbol{\lambda_n}^t)$. Este mecanismo incentiva a los ESS a ajustar su despacho de potencia activa desde el nivel base establecido antes del evento.

4.3. Determinación de Precios de Compensación e Incentivo

Para ajustar los precios de incentivo λ_i y la compensación λ_c en respuesta a los eventos de frecuencia, se propone un esquema basado en la desviación de frecuencia Δf con respecto a la frecuencia nominal. Este esquema introduce un factor de proporcionalidad K_p y una banda muerta BM para controlar la respuesta de los agentes.

El factor de proporcionalidad K_p determina la magnitud de la variación de λ_i y λ_c en relación con la variación de frecuencia. La banda muerta BM establece un rango de desviación de frecuencia dentro del cual no se aplican ajustes de precios, evitando así respuestas innecesarias a fluctuaciones menores, como se observa en la Figura **4-1**. El comportamiento se rige por las Ecuaciones (4-4) y (4-5).

$$\lambda_c = \begin{cases} K_p \cdot (\Delta f - BM) & \text{if } \Delta f > BM \\ 0 & \text{if } \Delta f \leq BM, \end{cases} \tag{4-4}$$

$$\lambda_i = \begin{cases} -K_p \cdot (\Delta f - BM) & \text{if } \Delta f > BM \\ -K_p \cdot (\Delta f + BM) & \text{if } \Delta f < -BM \\ 0 & \text{if } -BM \leq \Delta f \leq BM. \end{cases} \tag{4-5}$$

Es importante destacar que el descuento máximo que pueden recibir los ESS está limitado por el precio máximo de comercialización percibido por el agente n en el intervalo de tiempo considerado. La regulación primaria de frecuencia es gestionada localmente por cada componente de la microrred (MG), permitiendo tiempos de respuesta rápidos y efectivos. El EMS opera como un mercado P2P en tiempo real con una escala temporal de minutos, estableciendo condiciones operativas y precios de comercialización para la regulación primaria de

frecuencia durante cada intervalo de tiempo t. Una vez que se determinan estos valores de referencia, las actualizaciones de los precios de incentivo y compensación son realizadas localmente por cada sistema a través de mediciones de frecuencia en tiempo real. Esto asegura que la regulación primaria de frecuencia no imponga una carga computacional significativa en los controladores locales de los sistemas ESS y PV, y no dependa de la comunicación entre agentes. Este enfoque está diseñado para funcionar de manera eficiente dentro de los límites de tiempo real, estabilizando la red en cuestión de segundos.

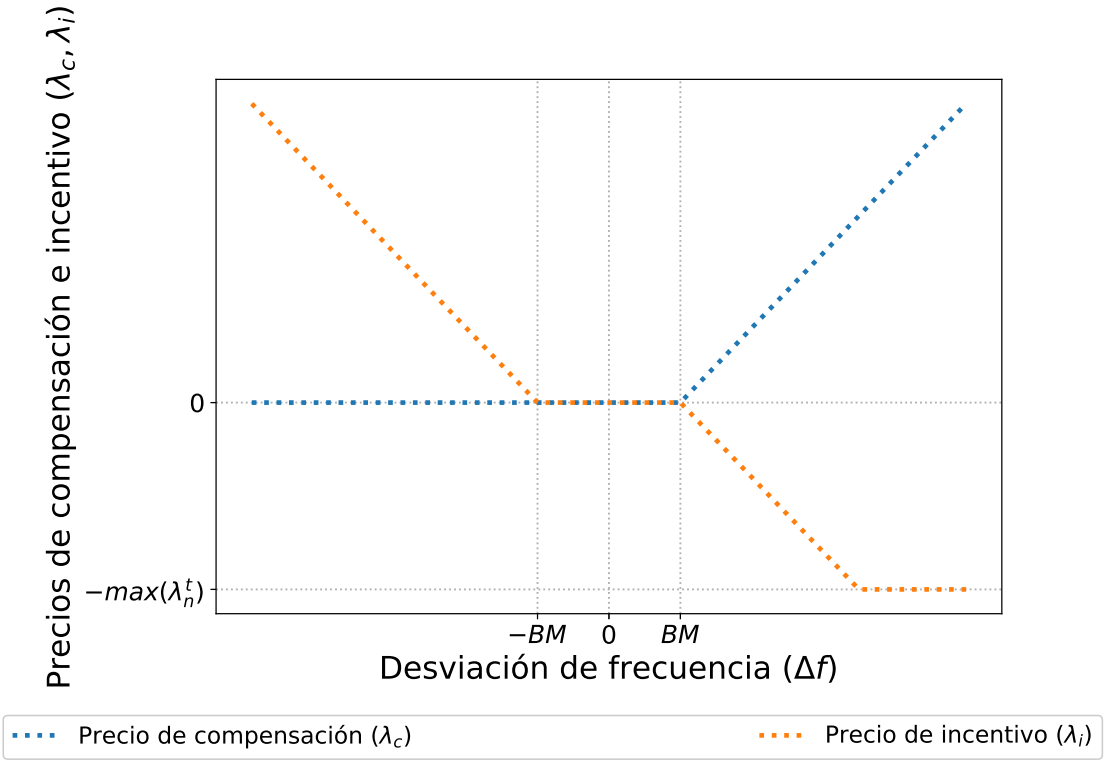


Figura 4-1: Característica de control de frecuencia propuesta basada en la teoría del consumidor.

4.4. Entorno de simulación de regulación primaria de frecuencia

Para validar el esquema de regulación primaria de frecuencia en el sistema simplificado de Puerto Carreño, bajo un escenario de alta penetración de microrredes (MG) como se presenta en la Figura **3-1**, se empleó el software especializado DIgSILENT PowerFactory, ampliamente reconocido en la simulación de sistemas eléctricos de potencia. Se llevaron a cabo simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, utilizando modelos estándar de las librerías WECC e IEEE, debido a su capacidad para representar con precisión la dinámica

de respuesta de sistemas PV, ESS y generadores síncronos ante las condiciones específicas del sistema.
Estos modelos permitieron evaluar el desempeño del sistema de potencia al implementar la estrategia de regulación primaria de frecuencia propuesta, comparándola con los esquemas tradicionales basados en el control de estatismo y la inercia virtual, proporcionando una visión clara de su efectividad en situaciones de desbalance de carga.

4.4.1. Modelado del sistema de potencia

En el modelado de la red en el entorno de simulación de DIgSILENT, debido al tamaño reducido del caso de estudio, se considera que la influencia de la red de distribución sobre las dinámicas de frecuencia a corto plazo y las oscilaciones de potencia entre máquinas es insignificante. Esto permite simplificar el sistema, modelando tanto las cargas como la generación en un solo nodo. Con base en esta simplificación, las líneas de conexión son ideales por lo que se asume una resistencia y reactancia nula, el diagrama del sistema implementado en el software se muestra en la Figura **4-2**.

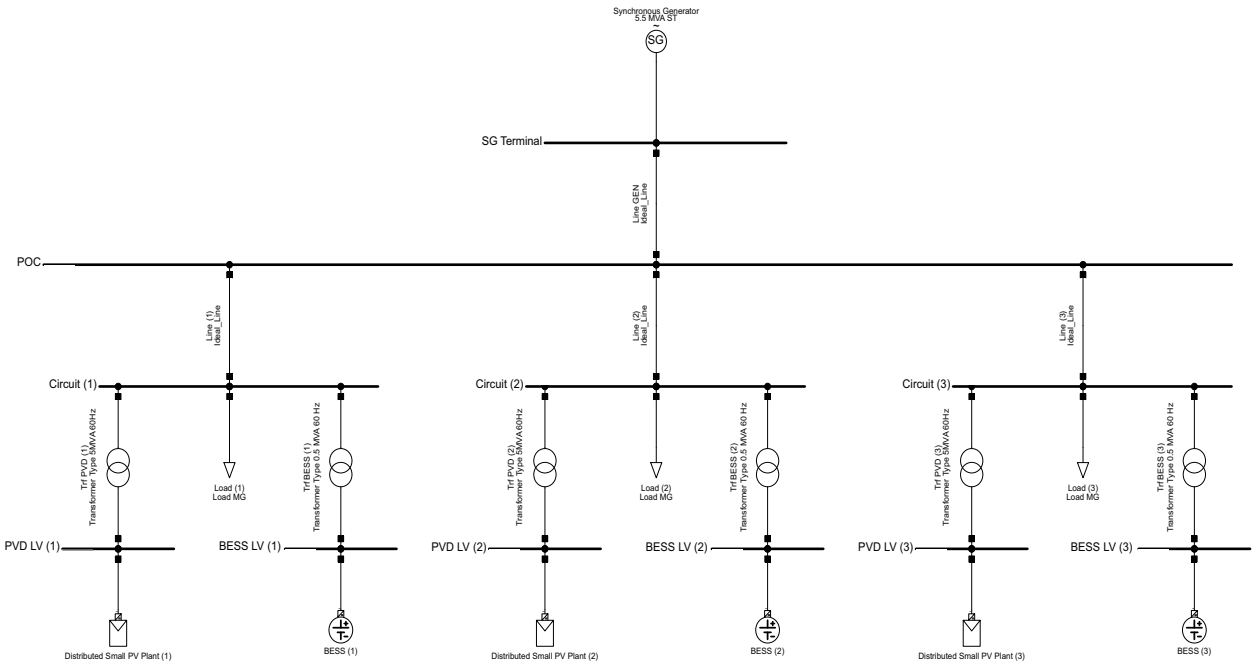


Figura 4-2: Diagrama de red implementado en DIgSILENT.

El esquema presentado cuenta con tres MG, cada una conformada por un sistema PV de 0.3 MW, un sistema ESS de 0.2 MW y una carga asociada de 1.33 MW, todas conectadas mediante alimentadores al nodo denominado POC. Además, se modela una planta de generación a base de biomasa, representada por un generador síncrono, también conectado al nodo POC.

4.4.2. Modelo dinámico sistemas PV

El modelo dinámico utilizado para representar los sistemas PV de las MG en DIgSILENT se basa en los modelos estándar WECC para pequeños sistemas PV distribuidos. En la Figura **4-3**, se destacan en amarillo los bloques típicos que conforman el modelo WECC de pequeña distribución fotovoltaica [75], el cual incluye la medición de variables como la tensión (Vt) y la frecuencia ($Freq$) en terminales de inversor. Estas señales junto con las referencias de potencia activa ($Pref$) y reactiva ($Qref$) son entrada del bloque PVD1 que modela el comportamiento del sistema PV distribuido, el cual ajusta las señales de referencia de corriente en los ejes directo y cuadratura (Id_ref, Iq_ref), que son las entradas del modelo del inversor.

Por otro lado, el bloque resaltado en azul corresponde a la lógica desarrollada específicamente para implementar la estrategia de regulación primaria de frecuencia. Esta lógica tiene como función ajustar la respuesta del sistema PV ante cambios en la frecuencia del sistema, integrando la estrategia de regulación primaria basada en la teoría del consumidor y la regulación convencional, como el control por estatismo y la emulación de inercia virtual.

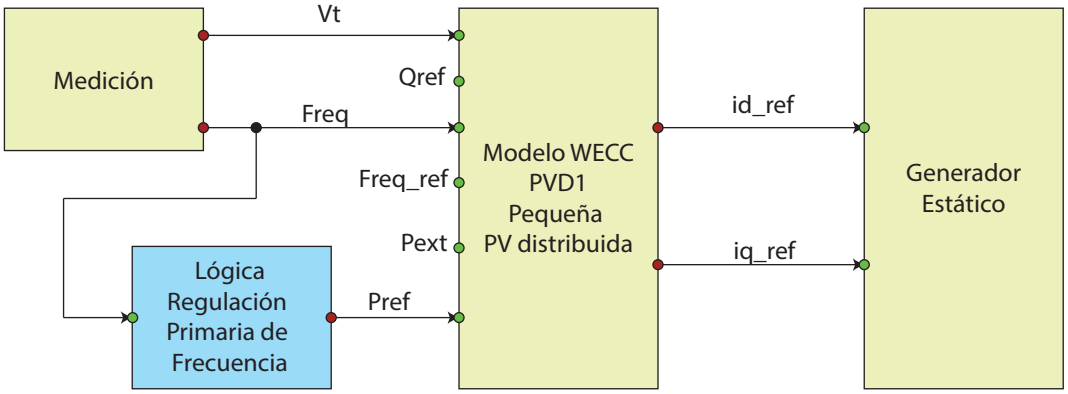


Figura 4-3: Estructura general modelo sistemas PV en DIgSILENT tomando como referencia modelos WECC.

El bloque PVD1, representado en la Figura **4-4**, es un modelo detallado de una pequeña planta solar fotovoltaica distribuida, basado en el estándar WECC, diseñado para la simulación dinámica en sistemas de potencia. Este modelo incorpora diversas lógicas de control y protección, incluyendo mecanismos de desconexión y recuperación ante eventos de tensión y frecuencia.

En la parte superior del diagrama se encuentra la lógica de desconexión y recuperación por eventos de tensión, donde se monitorean las variaciones de tensión a través del bloque de

control con parámetros (*V_t0*, *V_t1*, *V_t2*, *V_t3*). este bloque detecta condiciones de baja o alta tensión y activan las señales de control (*Fvl*) y (*Fvh*), las cuales ajustan los comandos de corriente activa y reactiva (*Ipcmd*, *Iqcmd*) para responder a cambios en la tensión.

Por otro lado, la lógica de desconexión y recuperación por eventos de frecuencia se encuentra en la parte inferior del diagrama, donde se monitorea la desviación de la frecuencia en función de los parámetros (*F_t0*, *F_t1*, *F_t2*, *F_t3*), y se activan activan las señales de control (*Ffl* y *Ffh*). Estas señales permiten ajustar los comandos de corriente activa y reactiva (*Ipcmd*, *Iqcmd*) en respuesta a desviaciones de frecuencia. Adicionalmente, el modelo incluye un lazo básico de regulación primaria basado en estatismo, el cual ajusta la potencia activa inyectada por el inversor frente a variaciones de frecuencia. No obstante, para los fines de esta investigación, este lazo ha sido deshabilitado, ya que la lógica asociada a la regulación primaria se implementa en el bloque azul previamente mencionado.

El modelo también incorpora limitadores de corriente activa y reactiva (*Ipmax*, *Iqmax*, *Iqmin*), cuya operación varía en función del modo de prioridad del inversor, determinado por el parámetro *Pqflag*. Estos limitadores garantizan que las corrientes de salida se mantengan dentro de los márgenes operativos seguros dados por el parámetro *Imax*, evitando daños al sistema fotovoltaico.

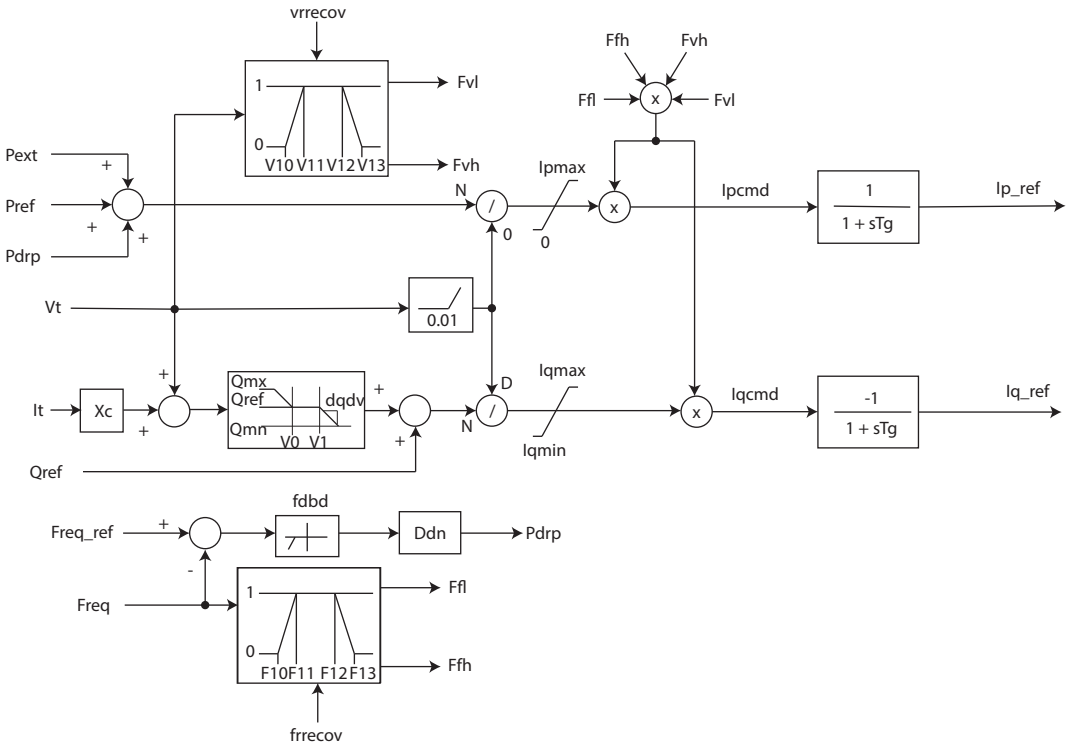


Figura 4-4: Modelo WECC de pequeña planta solar fotovoltáica distribuida.

En la Tabla **4-1**, se presentan los parámetros del bloque PVD1, junto con sus descripciones y los valores utilizados para modelar los sistemas de generación fotovoltaica distribuidos de las MG. Estos parámetros definen el comportamiento dinámico de los sistemas PV ante variaciones de tensión y frecuencia. Como se mencionó previamente, el lazo de regulación primaria de frecuencia se deshabilitó asignando un valor de 0 al parámetro *Ddn*, dado que la lógica de regulación primaria ha sido implementada en el bloque adicional resaltado en azul en la Figura **4-3**.

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
Pqflag	Prioridad para corriente reactiva (0) o corriente activa (1)	1.0
Xc	Compensación de caída de línea reactiva (p.u. sobre mbase)	0.0
Qmx	Cambio máximo en la potencia reactiva debido a la respuesta droop de tensión (p.u. sobre mbase)	0.328
Qmn	Cambio mínimo en la potencia reactiva debido a la respuesta droop de tensión (p.u. sobre mbase)	-0.328
V0	Límite inferior de la banda muerta para la respuesta droop de tensión (p.u.)	0.9
V1	Límite superior de la banda muerta para la respuesta droop de tensión (p.u.)	1.1
Dqdv	Característica de respuesta droop de tensión	0.0
fdbd	Banda muerta de sobrefrecuencia para la respuesta del regulador (desviación en p.u.)	0.0005
Ddn	Ganancia droop para regulación hacia abajo (p.u. sobre mbase)	0.0
Imax	Límite de corriente aparente (p.u. sobre mbase)	1.1
Vt0	Tensión por debajo de la cual toda la generación se desconecta (p.u.)	0.88
Vt1	Tensión por debajo de la cual comienza la desconexión de la generación (p.u.)	0.9
Vt2	Tensión por encima de la cual comienza la desconexión de la generación (p.u.)	1.1
Vt3	Tensión por encima de la cual toda la generación se desconecta (p.u.)	1.2
vrrecov	Fracción de generación que puede reconectarse tras una desconexión por baja o alta tensión. 0.0 significa desconexión permanente; 1.0 significa que toda la generación puede reconectarse; un valor entre 0 y 1 indica una reconexión parcial	1.0
Ft0	Frecuencia por debajo de la cual toda la generación se desconecta (p.u.)	0.99
Ft1	Frecuencia por debajo de la cual comienza la desconexión de la generación (p.u.)	0.995
Ft2	Frecuencia por encima de la cual comienza la desconexión de la generación (p.u.)	1.005
Ft3	Frecuencia por encima de la cual toda la generación se desconecta (p.u.)	1.01
frrecov	Fracción de generación que puede reconectarse tras una desconexión por baja o alta frecuencia. 0.0 significa desconexión permanente; 1.0 significa que toda la generación puede reconectarse; un valor entre 0 y 1 indica una reconexión parcial	1.0
Tg	Constante de tiempo de retardo de corriente del inversor (segundos)	0.02
DisconnectGen	Habilitar desconexión de generación	0.0

Tabla 4-1: Parámetros del bloque PVD1 para sistemas PV distribuidos

El bloque mostrado en la Figura **4-5** implementa las dos estrategias de regulación primaria de frecuencia para sistemas fotovoltaicos (PV). Este bloque, resaltado en color azul en la Figura **4-3**, incorpora tanto la estrategia de regulación basada en teoría del consumidor como la regulación primaria convencional basada en estatismo e inercia virtual.La señal de entrada principal para este bloque es la desviación de frecuencia (*Freq_ref* - *Freq*), que es comparada con una banda muerta (fdbd) para evitar reacciones ante pequeñas fluctuaciones de frecuencia. Si la desviación es significativa, se activa el esquema de regulación. La inercia virtual se modela mediante un derivador (s) y el parámetro *Hsim*, que representa la contribución de la inercia simulada del sistema PV. Por otro lado, el estatismo (*Ddn*) se incluye como un factor proporcional ajustando la magnitud de la variación en potencia activa en función de la desviación de frecuencia.

Por otra parte, en el lazo de regulación primaria de frecuencia basada en teoría del consumidor, se implementa el planteamiento detallado en las secciones 4.1. Adicionalmente, se incluye un selector determinado por el parámetro *TipoRPF*, que permite elegir entre la estrategia convencional de regulación primaria y la estrategia basada en la teoría del consumidor propuesta.

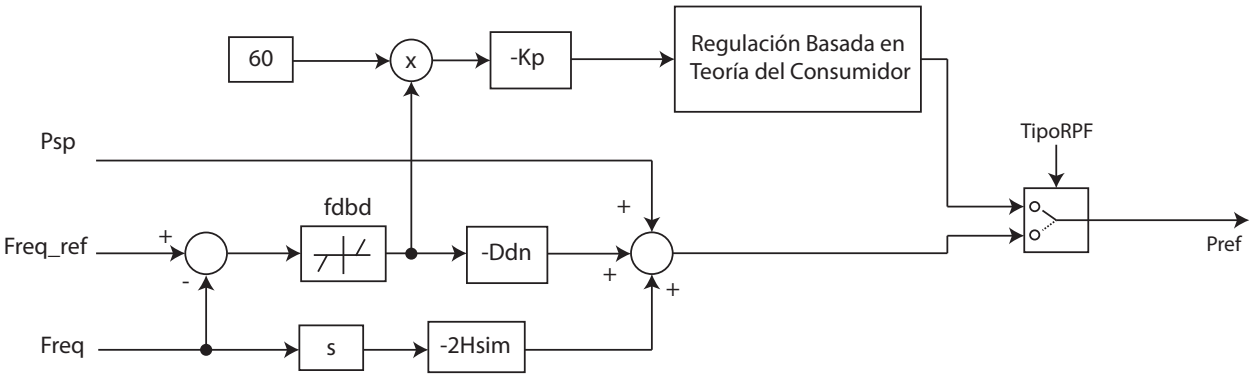


Figura 4-5: Bloque de regulación primaria de frecuencia para sistemas PV.

Los parámetros del bloque para cada uno de los sitemas PV de las MG se presentan en la Tabla **4-2**.

Parámetro	Descripción	Valor
fdbd	Banda muerta para regulación primaria de frecuencia (p.u.)	0.0005
Ddn	Constante proporcional del lazo de regulación por estatismo	20
Kp	Constante proporcional del lazo de regulación por teoría del consumidor	1.5
TipoRPF	Tipo de regulación consumidor (0) o estatismo (1)	0
Hsim	Inercia simulada (segundos)	3.5

Tabla 4-2: Parámetros del bloque regulación primaria de frecuencia de sistemas PV

La selección de los parámetros del lazo de estatismo se llevó a cabo de acuerdo con los lineamientos establecidos en la resolución CREG 060 de 2019 [76]. Esta normativa define una banda muerta de 30 mHz y un rango de estatismo entre 2 % y 6 %, lo que corresponde a un valor de *Ddn* entre 50 y 16.66, respectivamente. Para el parámetro de inercia virtual, se consideraron los valores típicos reportados en [58].

Por otro lado, el parámetro *Kp* fue seleccionado tras un proceso de sintonización basado en simulaciones dinámicas. Estas simulaciones permitieron identificar el valor óptimo que garantizara un desempeño eficiente del lazo de control basado en la teoría del consumidor.

4.4.3. Modelo dinámico sistemas ESS

En la Figura **4-6**, se presenta la estructura general del modelo de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) implementado en DIgSILENT, tomando como referencia los modelos

estándar WECC [77, 78]. La estructura del modelo se basa en tres bloques principales, representados en amarillo, que corresponden a la etapa de medición de las variables eléctricas en terminales de inversor como la tensión (Vt), potencia reactiva ($Qgen$), potencia activa (Pe) y frecuencia ($Freq$). Así como los modelos del controlador eléctrico (REEC_C) y conversor/inversor (REGC_B).

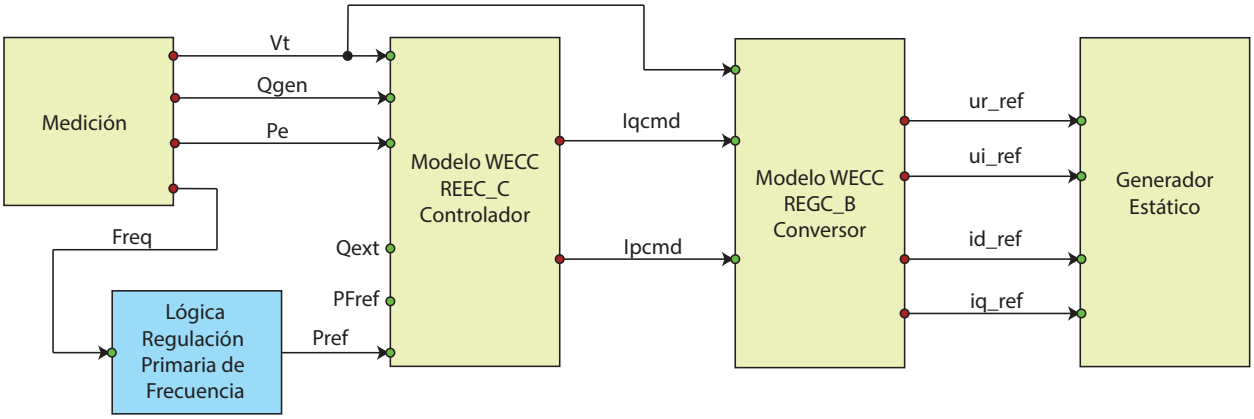


Figura 4-6: Estructura general modelo sistemas ESS en DIgSILENT tomando como referencia modelos WECC.

El modelo REGC_B, cuyo diagrama detallado se muestra en la Figura **4-7**, representa el conversor que recibe y procesa las señales de corriente activa ($Ipcmd$) y reactiva ($Iqcmd$) recibidas del bloque REEC_C. Este modelo controla y limita la tasa de cambio de las corrientes activa y reactiva inyectadas en la red, utilizando los parámetros $Iqrmin$, $Iqrmax$ y $rrpwr$. Una vez que estas señales han sido limitadas, el bloque convierte las corrientes en señales de control: ur_ref, ui_ref, id_ref e iq_ref, las cuales se utilizan como entradas en el modelo del generador estático.

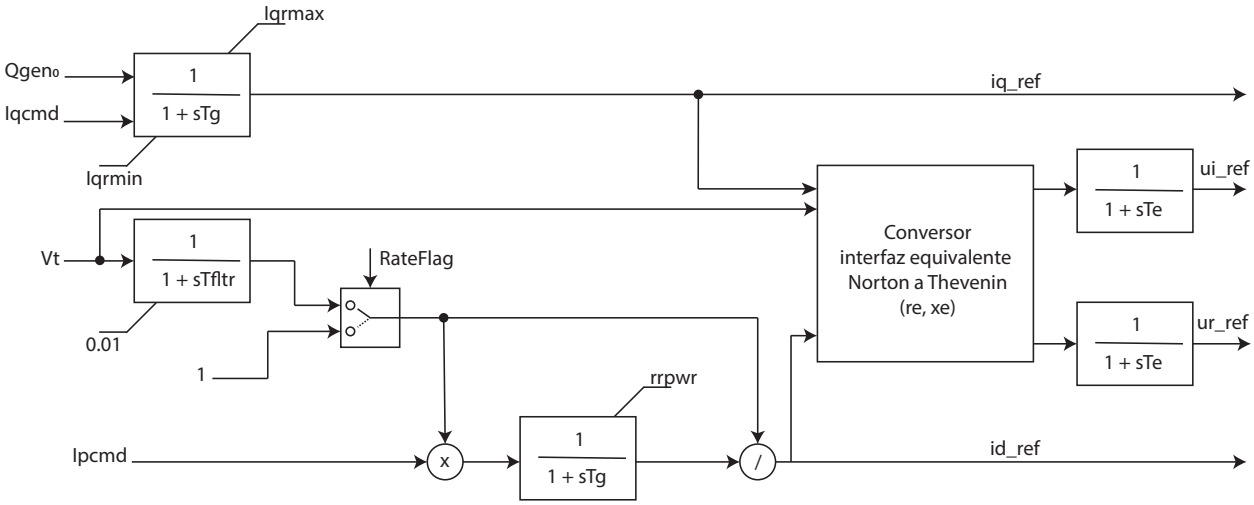


Figura 4-7: Modelo WECC del conversor de sistema ESS (REGC_B).

En la Tabla **4-3**, se presentan los parámetros del bloque REGC_B, junto con sus descripciones y los valores utilizados para modelar los inversores de los sistemas de almacenamiento de energía de las MG.

Parámetro	Descripción	Valor
Tg	Constante de tiempo del conversor (segundos)	0.02
Tfltr	Constante de tiempo del filtro de tensión (segundos)	0.02
RateFlag	Límite de tasa (0=Potencia activa/1=Potencia reactiva)	0
re	Resistencia de la fuente (p.u.)	0
xe	Reactancia de la fuente (p.u.)	0.1
Te	Retardo emulado en los controles del convertidor (segundos)	0.02
Iqrmin	Límite mínimo de la tasa de corriente reactiva (p.u./segundo)	-999
Iqrmax	Límite máximo de la tasa de corriente reactiva (p.u./segundo)	999
rrpwr	Límite de la tasa de corriente activa (p.u./segundo)	1

Tabla 4-3: Parámetros del bloque REGC_B de sistemas ESS

El modelo REEC_C se encarga de gestionar el control eléctrico del sistema ESS, generando las señales de control de corriente activa y reactiva (*Ipcmd* e *Iqcmd*) que son entrada del modelo del convertidor (REGC_B). Estas señales se ajustan según las condiciones de operación del sistema y el modo de control que se encuentre activo, entre los que se encuentra control de factor de potencia, tensión o potencia reactiva.

En la Figura **4-8**, se presenta el diagrama de bloques detallado del modelo del controlador eléctrico, donde se observan tres lógicas de control. La primera se encuentra en la parte superior y corresponde al control de potencia reactiva/tensión. Esta lógica se divide en dos modos de operación: el primero se activa durante eventos de tensión y ajusta la inyección de corriente reactiva cuando la tensión del sistema excede los umbrales definidos por los parámetros *db1* y *db2*. El segundo modo opera bajo condiciones normales, donde el sistema puede controlar la tensión, el factor de potencia o la potencia reactiva, dependiendo de la

configuración seleccionada a través de las banderas *PfFlag*, *VFlag* y *QFlag*. De estos lazos de control, se genera la señal *Iqcmd* que es entrada del modelo del convertidor.

La parte inferior del diagrama gestiona la potencia activa y el estado de carga (*SOC*) del ESS. Los parámetros dPmax y dPmin controlan la tasa de cambio de la potencia activa inyectada o consumida, mientras que *Pmax* y *Pmin* determinan las tasas máximas de carga y descarga del ESS. La lógica de gestión del estado de carga ajusta la corriente activa en función del estado de carga del sistema, limitando el aporte o consumo cuando el *SOC* alcanza los valores máximos (*SOCmax*) o mínimos (*SOCmin*). De estos lazos de control se genera la señal Idcmd, que también es entrada al convertidor.

Finalmente, en la parte central del diagrama se encuentra la lógica de limitación de corriente. Esta lógica ajusta los límites máximos y mínimos de la corriente (*Ipmax*,*Ipmin*, *Iqmax*, *Iqmin*) en función de la prioridad definida por el parámetro *Pqflag*, que determina si se prioriza la corriente activa o reactiva. Este bloque asegura que el sistema opere dentro de los límites de corriente permitidos para evitar daños o sobrecargas. Adicionalmente, ajusta los límites de corriente en función de la tensión de los bornes del inversor y los valores parametrizados en las tablas *VDL1* y *VDL2*.

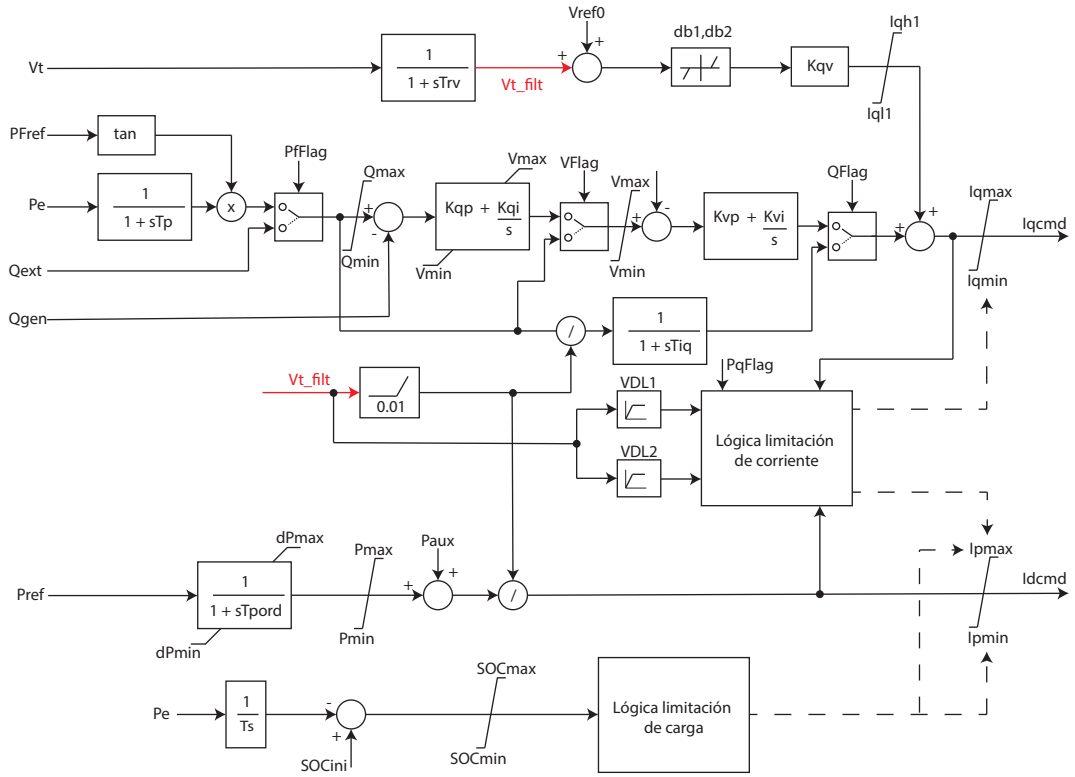


Figura 4-8: Modelo WECC del controlador eléctrico de sistema ESS (REEC_C).

En la Tabla **4-4**, se presentan los parámetros del bloque RECC_B, junto con sus descripciones y los valores utilizados para modelar el control eléctrico de los sistemas de almacenamiento de energía de las MG.

Parámetro	**Descripción**	**Valor**
PfFlag	Flag para control de factor de potencia: 1 = control pf, 0 = control Q	0
VFlag	Flag para control de tensión: 1 = control Q, 0 = control de tensión	1
Tp	Constante de tiempo del filtro para medición de potencia (s)	0.05
Kqp	Ganancia proporcional (p.u.)	1
Kqi	Ganancia integral (p.u.)	0.7
QFlag	Flag de control Q: 1 = tensión/Q, 0 = pf constante o control Q	0
Kvp	Ganancia proporcional para inyección de corriente reactiva (p.u.)	1
Kvi	Ganancia integral para inyección de corriente reactiva (p.u.)	0.7
Trv	Constante de tiempo del filtro para medición de tensión (s)	0.01
db1	Banda muerta de tensión para inyección de corriente reactiva por sobretensión (p.u.)	-0.05
db2	Banda muerta de tensión para inyección de corriente reactiva por subtensión (p.u.)	0.05
Kqv	Ganancia para inyección de corriente reactiva durante una falla (p.u.)	2
Vdip	Tensión de disparo por subtensión (p.u.)	0.9
Vup	Tensión de disparo por sobretensión (p.u.)	1.1
Tiq	Constante de tiempo en el retardo de la inyección de corriente reactiva (s)	0,01
Tpord	Constante de tiempo para control de potencia activa (s)	0.01
PqFlag	Flag de prioridad en el límite de corriente: 1 = prioridad P, 0 = prioridad Q	0
Imax	Límite máximo de corriente del convertidor (p.u.)	1.3
Vref0	Tensión de referencia, 0 para tensión en bornes (p.u.)	0
T	Tiempo de descarga (s)	9999
SOC0	Estado inicial de carga (p.u.)	0.5
Qmin	Límite mínimo de potencia reactiva (p.u.)	-0.436
Vmin	Mínimo control de tensión (p.u.)	0.9
Iql1	Límite mínimo para inyección de corriente reactiva (p.u.)	-1.1
SCOmin	Estado de carga mínimo permitido (p.u.)	0
dPmin	Tasa mínima de cambio en la referencia de potencia (p.u./s)	-1
Pmin	Potencia mínima de referencia (p.u.)	-10
Qmax	Límite máximo de potencia reactiva (p.u.)	0.436
Vmax	Máximo control de tensión (p.u.)	1.1
Iqh1	Límite máximo para inyección de corriente reactiva (p.u.)	1.1
SCOmax	Estado máximo de carga permitido (p.u.)	1
dPmax	Tasa máxima de cambio en la referencia de potencia (p.u./s)	2
Pmax	Potencia máxima de referencia (p.u.)	1

Tabla 4-4: Parámetros del bloque RECC_B de sistemas ESS

El bloque mostrado en la Figura **4-9** implementa las dos estrategias de regulación primaria de frecuencia para sistemas fotovoltaicos. Este bloque, resaltado en color azul en la Figura **4-6**, incorpora tanto la estrategia de regulación basada en teoría del consumidor como la regulación primaria convencional basada en estatismo e inercia virtual. La señal de entrada principal para este bloque es la desviación de frecuencia (*Freq_ref* - *Freq*), que es comparada con una banda muerta (fdbd) para evitar reacciones ante pequeñas fluctuaciones de frecuencia. Si la desviación es significativa, se activa el esquema de regulación. La inercia virtual se modela mediante un derivador (s) y el parámetro *Hsim*, que representa la contribución de la inercia simulada del sistema PV. Por otro lado, el estatismo (*Ddn*) se incluye como un factor proporcional ajustando la magnitud de la variación en potencia activa en función de la desviación de frecuencia.

Por otra parte, en el lazo de regulación primaria de frecuencia basada en teoría del consumidor, se implementa el planteamiento detallado en las secciones 4.2. Adicionalmente, se incluye un selector determinado por el parámetro *TipoRPF*, que permite elegir entre la estrategia convencional de regulación primaria y la estrategia basada en la teoría del consumidor propuesta.

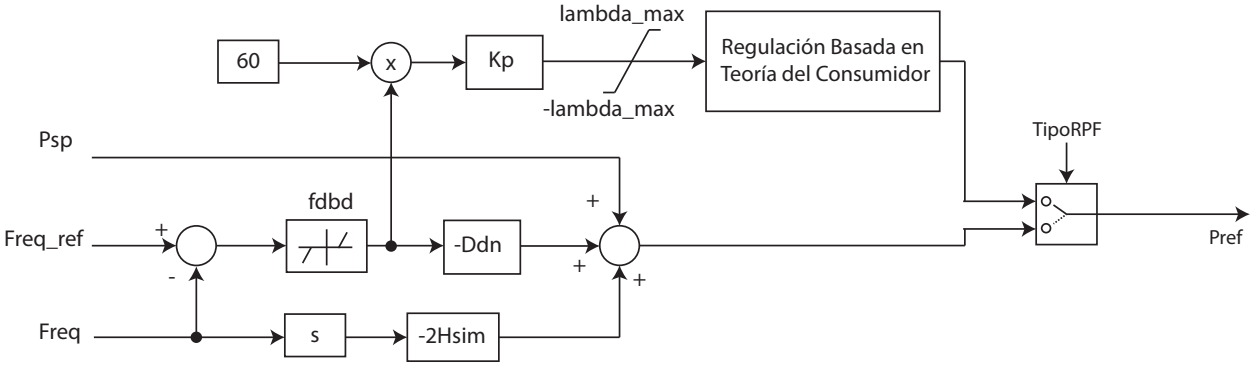


Figura 4-9: Bloque de regulación primaria de frecuencia para ESS.

Los parámetros del bloque para cada uno de los sitemas PV de las MG se presentan en la Tabla **4-5**.

Parámetro	Descripción	Valor
fdbd	Banda muerta para regulación primaria de frecuencia (p.u.)	0.0005
Ddn	Constante proporcional del lazo de regulación por estatismo	20
Kp	Constante proporcional del lazo de regulación por teoría del consumidor	3.5
TipoRPF	Tipo de regulación consumidor (0) o estatismo (1)	0
Hsim	Inercia simulada (segundos)	3.5

Tabla 4-5: Parámetros del bloque regulación primaria de frecuencia de ESS

La selección de los parámetros del lazo de estatismo se llevó a cabo de acuerdo con los lineamientos establecidos en la resolución CREG 060 de 2019 [76]. Esta normativa define una banda muerta de 30 mHz y un rango de estatismo entre 2 % y 6 %, lo que corresponde a un valor de *Ddn* entre 50 y 16.66, respectivamente. Para el parámetro de inercia virtual, se consideraron los valores típicos reportados en [58].

Por otro lado, el parámetro *Kp* fue seleccionado tras un proceso de sintonización basado en simulaciones dinámicas. Estas simulaciones permitieron identificar el valor óptimo que garantizara un desempeño eficiente del lazo de control basado en la teoría del consumidor.

4.4.4. Modelo dinámico generador síncrono

Para modelar la dinámica de la central de generación a partir de biomasa ante cambios en la frecuencia, se hace uso del modelo simplificado del regulador de velocidad y turbina IEEEG1

[79] presentado en la Figura **4-10**.

En el modelo, el regulador de velocidad mide constantemente la velocidad de la turbina (w) y la compara con la velocidad nominal o de referencia ($wref$) para de esta forma, realizar una variación de potencia proporcional al error ponderada por la constante K. El lazo tiene adicionalmente las constantes de tiempo ($T1$) y ($T2$), que representan el retardo y el adelanto del gobernador, respectivamente.

Posteriormente, la suma de la referencia de potencia ($Pref$) y la señal proveniente del lazo de velocidad de turbina pasa a través del bloque de posicionador de la válvula, cuya dinámica está modelada por la constante ($T3$). Este posicionador regula el flujo de vapor a la turbina ajustando la apertura de la válvula, cuyos límites de apertura mínima, apertura máxima, velocidad de cierre máxima y velocidad máxima de apertura están definidos por (P_min), (P_max), (Uc) y (Uo) respectivamente .

El vapor es inyectado en los diversos pasos de la turbina, representados por las constantes ($T4$), ($T5$), ($T6$) y ($T7$), que modelan los tiempos de retardo correspondientes a cada etapa de la caldera. Además, los parámetros ($K1$), ($K2$), ($K3$) y ($K4$) representan la fracción de vapor que pasa por cada una de las etapas de la caldera.

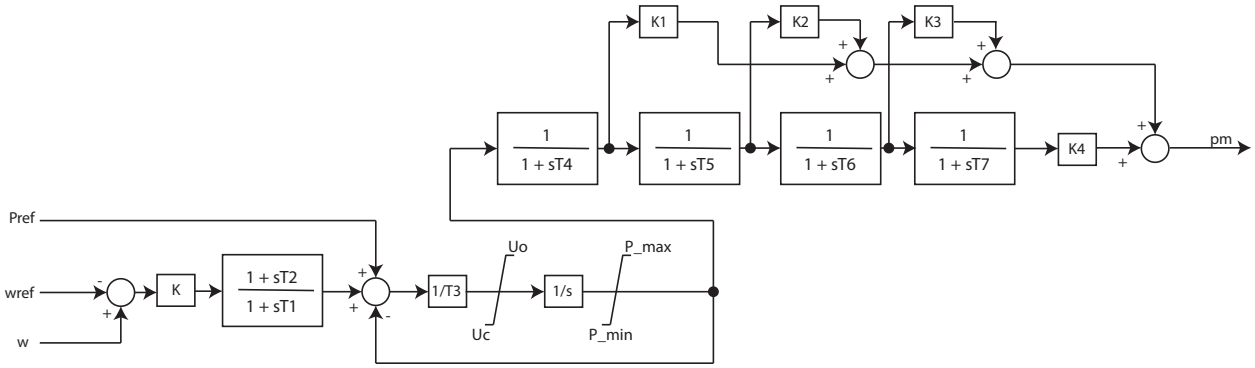


Figura 4-10: Modelo IEEEG1 simplificado del regulador de velocidad y turbina de vapor.

Los parámetros del modelo para el conjunto regulador de velocidad, turbina de vapor se presentan en la Tabla **4-6**.

Parámetro	Descripción	Valor
K	Ganancia del gobernador (p.u.)	25
T1	Constante de tiempo de retardo del gobernador (s)	0,2
T2	Constante de tiempo de avance del gobernador (s)	0,15
T3	Constante de tiempo del posicionador de la válvula (s)	0,1
T4	Constante de tiempo del tubo de vapor/tazón de vapor (s)	0,1
T5	Constante de tiempo del segundo paso de la caldera (s)	7
T6	Constante de tiempo del tercer paso de la caldera (s)	5
T7	Constante de tiempo del cuarto paso de la caldera (s)	5
K1	Fracción del primer paso de la caldera (p.u.)	0,3
K2	Fracción del segundo paso de la caldera (p.u.)	0,25
K3	Fracción del tercer paso de la caldera (p.u.)	0,3
K4	Fracción del cuarto paso de la caldera (p.u.)	0,15
Uc	Velocidad máxima de cierre de la válvula (p.u.)	-0,3
P_min	Apertura mínima de la válvula (p.u.)	0
Uo	Velocidad máxima de apertura de la válvula (p.u.)	0,3
P_max	Apertura máxima de la válvula (p.u.)	1

Tabla 4-6: Parámetros del modelo simplificado de una turbina de vapor.

Adicionalmente, se define una constante de inercia del conjunto generador turbina de 4 segundos, que es consistente con los valores típicos para este tipo de sistemas según lo reportado en [80].

4.5. Simulación eventos en caso de estudio

En esta sección, se presentan las simulaciones comparativas realizadas entre la estrategia de regulación primaria de frecuencia basada en estatismo e inercia virtual, con la propuesta basada en teoría del consumidor. Para esto, se toma como base las condiciones operativas determinadas en la Sección 3.2.2 para el intervalo de tiempo t_2, detalladas en la Tabla **3-4**.

4.5.1. Reducción de carga

Dado que las redes de distribución débiles, por su configuración principalmente radial, presentan una mayor probabilidad de disparos de carga, se plantea un escenario en el que se simula un evento de alivio de carga, representando una reducción de 1 MW en la carga de MG_3. El comportamiento del sistema frente a este evento se analiza comparando la respuesta del generador síncrono, los sistemas PV, los ESS, y la respuesta en frecuencia del sistema.

La comparación se realiza aplicando tanto el esquema tradicional de regulación primaria de frecuencia para los ESS y PV, utilizando los parámetros especificados en el desarrollo de esta sección. Las simulaciones se ejecutan mediante el software de simulación dinámica DIgSilent, utilizando los modelos dinámicos previamente descritos para cada uno de los sistemas.

La Figura **4-11** presenta la comparación de la desviación de frecuencia y la potencia generada por el generador síncrono (P_{G_o}) bajo tres escenarios: aplicando los dos esquemas de regulación primaria de frecuencia en los sistemas PV y ESS, y sin aplicar ninguna regulación. Se observa claramente que la estrategia propuesta logra una menor desviación de frecuencia en comparación con la estrategia convencional, lo que sugiere una mayor estabilidad y una recuperación más rápida de la frecuencia. Esto implica una menor exposición a esfuerzos prolongados en las máquinas síncronas, lo que contribuye a la reducción de su desgaste y una mayor vida útil. Además, la potencia generada por el generador síncrono se estabiliza más rápidamente con la estrategia propuesta, lo que refleja una respuesta más eficiente del sistema.

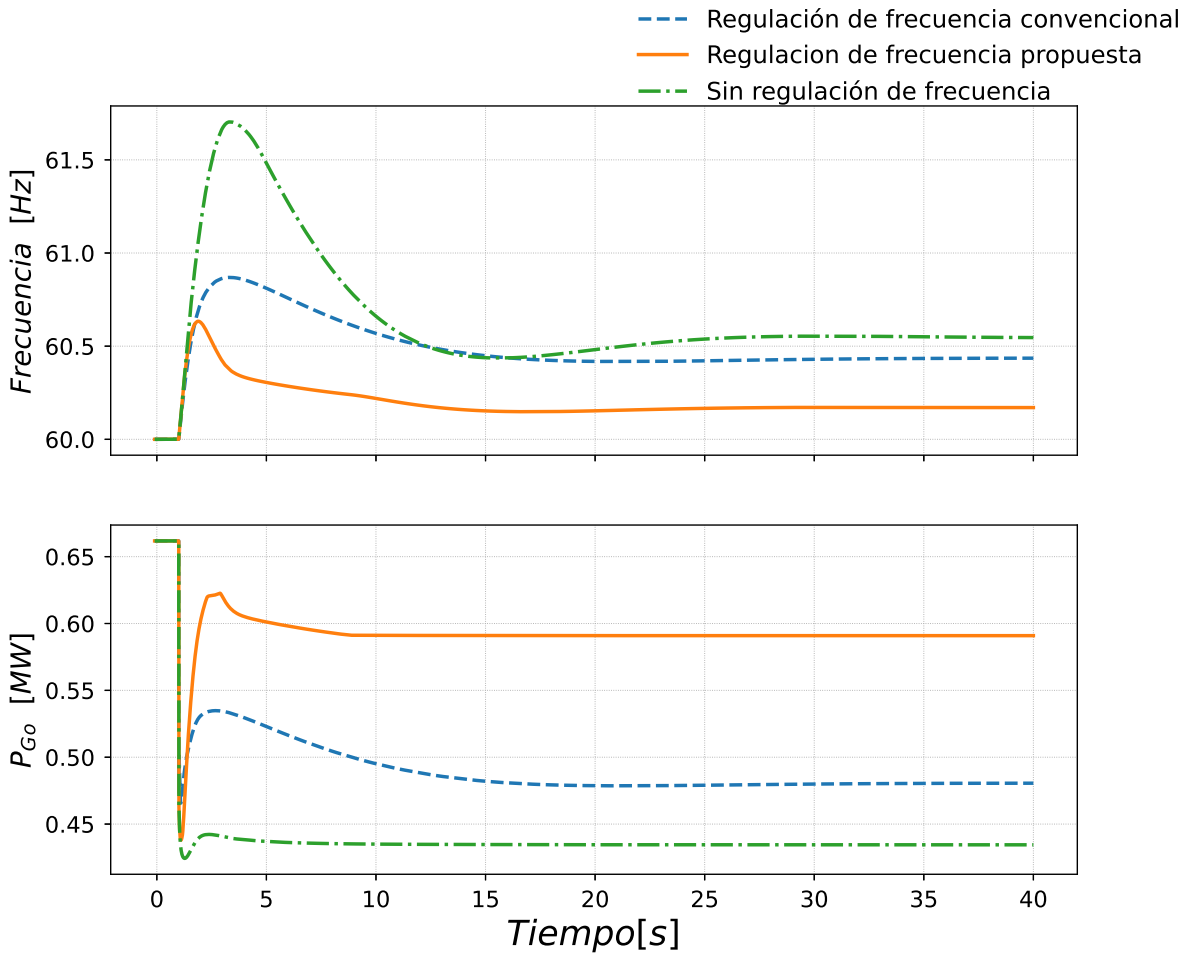
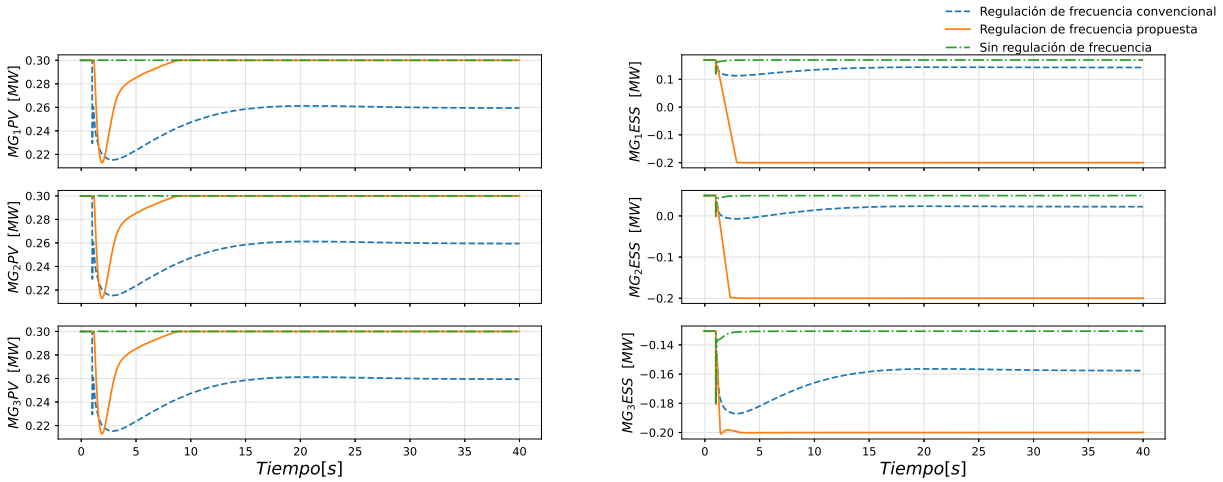


Figura 4-11: Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1 MW: desviación de frecuencia y respuesta de potencia del generador síncrono.

La Figura **4-12**a presenta el comportamiento de los sistemas PV, mientras que la Figura **4-12**b ilustra la respuesta de los sistemas ESS bajo los tres escenarios planteados. En la estrategia convencional, todos los dispositivos, incluidos los sistemas PV, reducen su potencia activa de manera inversamente proporcional a la desviación de frecuencia. Por su parte, la estrategia propuesta optimiza el uso de las fuentes renovables, evitando que los sistemas PV reduzcan su potencia activa, salvo que la respuesta de los ESS sea insuficiente para equilibrar el sistema. Esta reducción selectiva permite maximizar la generación renovable, ya que los ESS son los principales responsables para estabilizar el sistema durante las desviaciones de frecuencia cuando están en capacidad de hacerlo. De esta forma, se evitan recortes innecesarios en la producción de energía fotovoltaica, asegurando un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y optimizando el uso de fuentes de energía renovables.



(a) (b)

Figura 4-12: Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1 MW: respuesta de los componentes de las MG. (**a**) Respuesta de potencia de los sistemas PV. (**b**) Respuesta de potencia de los ESS.

4.5.2. Disparo de carga total

Con el fin de evaluar el comportamiento del sistema ante un evento de mayor magnitud, donde la capacidad de los ESS no sea suficiente para equilibrar la red, se simula un disparo total de la carga asociada a la MG_3, lo que representa un deslastre completo de 1.3 MW. Al igual que en la simulación anterior, se analiza la respuesta en frecuencia del sistema y la potencia de los diferentes componentes, comparando las estrategias de regulación primaria convencional, la propuesta basada en la teoría del consumidor y el comportamiento sin esquema de regulación primaria. Esta simulación permite observar cómo la estrategia propuesta gestiona la estabilidad del sistema ante una pérdida de carga significativa, en situaciones donde los recursos de los ESS son insuficientes, forzando la participación de los sistemas PV

para mantener el equilibrio.

La Figura **4-13** muestra la comparación de la desviación de frecuencia y la potencia generada por el generador síncrono (P_{G_o}) bajo los tres escenarios previamente evaluados: la regulación de frecuencia convencional, la regulación de frecuencia propuesta y la ausencia de regulación en los sistemas PV y ESS. Se observa que, en la estrategia propuesta, la desviación de frecuencia es menor en comparación con la estrategia convencional, lo que evidencia una mayor estabilidad del sistema ante un evento de desbalance de mayor magnitud, como el deslastre total de 1.3 MW. Este resultado confirma que la estrategia basada en la teoría del consumidor permite una respuesta más rápida y eficiente en la estabilización del sistema, minimizando el impacto de las fluctuaciones de frecuencia.

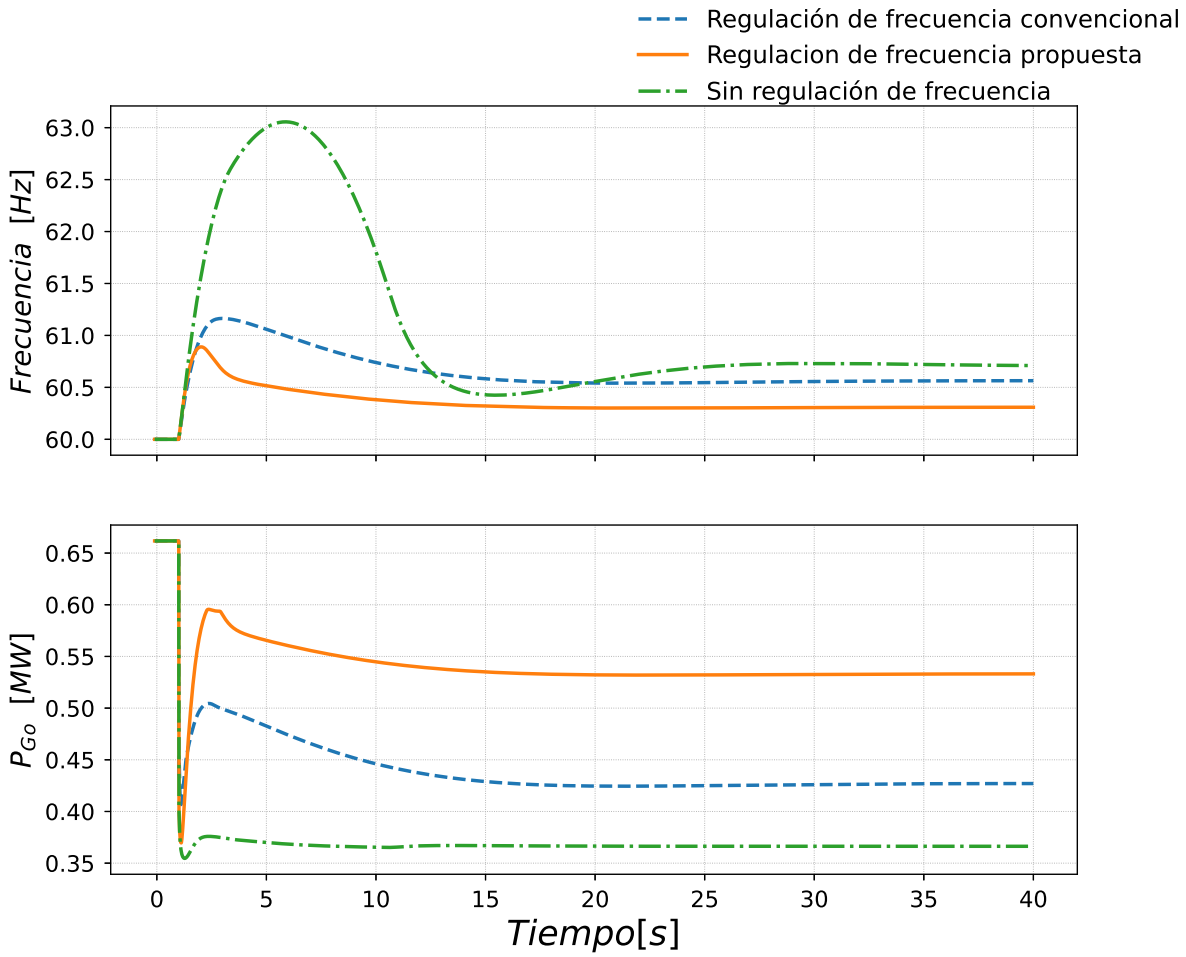
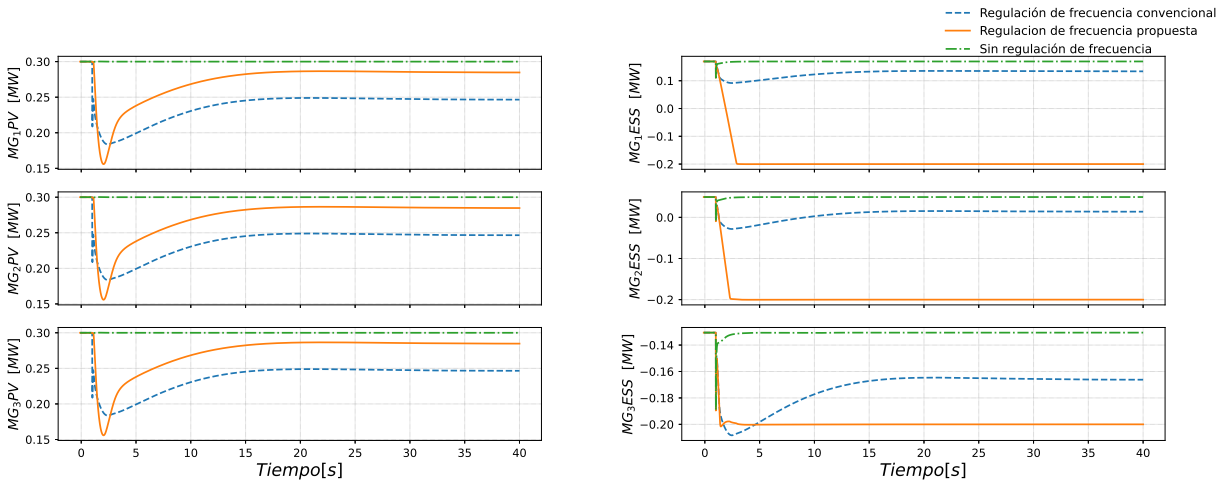


Figura 4-13: Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1.3 MW: desviación de frecuencia y respuesta de potencia del generador síncrono.

En las Figuras **4-14**a y **4-14**b, se observa nuevamente el comportamiento de los sistemas PV y ESS, respectivamente, bajo las diferentes estrategias de regulación de frecuencia, destacando en este caso la respuesta del sistema ante la insuficiencia de los ESS para estabilizar el sistema. En la estrategia propuesta, los sistemas PV mantienen su aporte de potencia activa hasta que el ESS no puede, por sí solo, balancear el sistema. Esto se refleja en las gráficas, donde se aprecia que la potencia activa final de los sistemas PV es menor en comparación con su valor inicial, mostrando una contribución selectiva solo cuando es absolutamente necesaria. Este comportamiento optimiza el uso de las fuentes de energía renovable, ya que evita la reducción innecesaria de la generación fotovoltaica y maximiza el uso de la capacidad de almacenamiento del ESS.

Por otro lado, en la estrategia convencional, se produce una reducción simultánea de la potencia activa tanto en los sistemas PV como en los ESS, sin una jerarquía específica entre ellos. Esto se traduce en una menor diferenciación entre los roles de cada dispositivo, lo que reduce la eficiencia general en la gestión de los recursos de almacenamiento y generación. Al depender ambos sistemas de una estrategia uniforme, se disminuye la eficiencia en el aprovechamiento de las fuentes renovables, ya que se tiende a recurrir prematuramente a la reducción de la potencia fotovoltaica, incluso cuando el ESS aún podría absorber o inyectar más energía.



(a) (b)

Figura 4-14: Comparación de esquemas de regulación de frecuencia ante deslastre de 1.3 MW: respuesta de los componentes de las MG. (**a**) Respuesta de potencia de los sistemas PV. (**b**) Respuesta de potencia de los ESS.

4.5.3. Conclusiones

La estrategia de regulación primaria de frecuencia propuesta, basada teoría del consumidor, presenta varias ventajas significativas frente al enfoque convencional. Al priorizar el uso completo de los ESS antes de involucrar a los sistemas PV en la regulación de frecuencia, la estrategia propuesta minimiza la reducción de fuentes de energía renovable durante eventos de sobrefrecuencia. Este enfoque asegura que el exceso de energía generado pueda ser almacenado de manera eficiente en los ESS, los cuales pueden ser aprovechados durante eventos de subfrecuencia. Como resultado, no solo se mejora la eficiencia energética del sistema, sino que también se maximiza el uso de energía renovable, lo que contribuye a un sistema eléctrico más sostenible y eficiente. Además, la menor desviación de frecuencia observada y la rápida estabilización del sistema son indicadores claros de que la estrategia propuesta logra mantener de manera más efectiva la estabilidad del sistema.

Otra ventaja a destacar del enfoque propuesto es que, al realizarse el balance del sistema primordialmente mediante la intervención de los ESS y los sistemas PV, se reduce significativamente la participación del generador síncrono en el proceso de regulación. Esto es particularmente beneficioso para máquinas de respuesta lenta, como las turbinas de vapor, las cuales no necesitan hacer grandes ajustes en la potencia activa para equilibrar el sistema. Al reducir la carga operativa sobre el generador síncrono, se disminuye el desgaste mecánico de las máquinas y se optimiza su ciclo de vida útil, logrando una operación más eficiente y confiable en sistemas con alta penetración de energías renovables.

Adicionalmente, el esquema de regulación de frecuencia propuesto tiene la capacidad de operar de manera independiente de la comunicación entre agentes de las MG. Los precios de compensación e incentivos para la regulación de frecuencia se ajustan localmente en cada componente de la MG, lo que garantiza una operación coordinada sin necesidad de comunicación directa entre agentes. La comunicación solo es requerida en el contexto del Sistema de Gestión de Energía, el cual actúa como un mercado en tiempo real que establece las condiciones operativas para el intervalo de tiempo específico t en el cual se implementa la estrategia de regulación de frecuencia. Esta independencia operativa incrementa de manera considerable la robustez y confiabilidad del sistema, permitiendo que la regulación se ejecute en tiempo real basándose exclusivamente en mediciones locales, lo que es fundamental en entornos donde la conectividad y la latencia de la comunicación pueden representar un desafío.

Los resultados obtenidos subrayan los beneficios potenciales de integrar modelos basados en la teoría del consumidor en las estrategias de regulación primaria de frecuencia, particularmente en redes eléctricas con una alta penetración de fuentes de energía renovable. A pesar de su simplicidad, la teoría del consumidor permite una respuesta coordinada, lo que

se traduce en un control más eficiente de los recursos del sistema. Las simulaciones han demostrado que este enfoque mejora la eficiencia energética, maximiza la utilización de las energías renovables y refuerza la estabilidad del sistema, ofreciendo una alternativa robusta y altamente efectiva frente a los métodos tradicionales de regulación de frecuencia.

5 Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1. Conclusiones

Considerando el análisis de los resultados obtenidos en los capítulos 3 y 4, se concluye que los objetivos planteados al inicio de esta investigación fueron alcanzados. Se formuló un esquema de control para sistemas de múltiples microrredes (MMG) basado en la teoría del consumidor, que permite a las microrredes (MG) participar en la regulación primaria de frecuencia optimizando el uso de los recursos energéticos disponibles.

El desarrollo de esta tesis se estructuró en tres etapas que permitieron consolidar la propuesta de un esquema de regulación primaria de frecuencia dentro del marco de un sistema de gestión de energía (EMS) basado en un mercado P2P. La primera etapa consistió en una revisión de la literatura relacionada con EMS y las estrategias de regulación primaria de frecuencia en MMG, con el objetivo de identificar las metodologías y tecnologías más recientes y efectivas. Posteriormente, se adaptó y modificó el EMS propuesto por Sorin et al. [64], integrando agentes que actúan como generadores o consumidores, modelados bajo los principios de la teoría del consumidor. Esta modificación fue validada utilizando dos sistemas de prueba: el sistema IEEE de 14 nodos y el sistema simplificado de Puerto Carreño en un escenario de alta penetración de MG. Finalmente, se desarrolló una estrategia de regulación primaria de frecuencia basada en la teoría del consumidor, la cual fue comparada en simulaciones con la estrategia convencional de estatismo e inercia virtual, evidenciando mejoras en términos de estabilidad de frecuencia, eficiencia energética y optimización del uso de fuentes de energía renovable.

La revisión de la literatura permitió observar que los EMS pueden estructurarse en enfoques centralizados o distribuidos. El enfoque distribuido presenta ventajas significativas en términos de confiabilidad, escalabilidad y menores requisitos de capacidad de cómputo para la resolución del problema de optimización del despacho. En este sentido, la tesis adapta el esquema de gestión distribuida propuesto inicialmente por Sorin et al. [64] para integrar las MG en un mercado P2P, utilizando la teoría del consumidor como herramienta para modelar la respuesta de los sistemas fotovoltaicos (PV) y de almacenamiento de energía (ESS) ante las variaciones de precio del mercado.

Por otro lado, aunque la estrategia convencional de regulación primaria de frecuencia basada

en estatismo e inercia virtual es ampliamente utilizada en la literatura, el análisis realizado en esta tesis revela que dicha estrategia puede conllevar a recortes innecesarios en la generación de los sistemas PV cuando los ESS tienen la capacidad suficiente para absorber el excedente de potencia generado en eventos de sobrefrecuencia. En respuesta a esta limitación, se propuso una estrategia de regulación primaria basada en la teoría del consumidor, que se integra al esquema de mercado P2P modificado para sistemas de MMG, optimizando así el uso de fuentes de energía renovable durante eventos de sobrefrecuencia, siempre y cuando los ESS puedan balancear el sistema de manera efectiva.

Finalmente, la estrategia propuesta fue validada en un sistema adaptado del sistema de distribución de Puerto Carreño, caracterizado por su baja confiabilidad e inercia. Debido a la naturaleza radial de este sistema, existe una alta probabilidad de disparo de una gran proporción de la carga total, lo que puede provocar desviaciones significativas de la frecuencia del sistema, comprometiendo su estabilidad operativa y afectando la vida útil de los generadores síncronos, particularmente aquellos impulsados por turbinas de vapor. Se realizaron simulaciones de deslastre de carga que provocaron incrementos en la frecuencia, demostrando que la estrategia propuesta gestionó los recursos de manera más eficiente en comparación con la estrategia convencional. Además, se observó una menor desviación de la frecuencia respecto a la nominal y una menor participación del generador síncrono en el balance del sistema, lo que confirma la efectividad de la estrategia planteada.

5.1.1. Contribuciones

- Una estrategia de regulación primaria de frecuencia para sistemas de múltiples microrredes (MMG) basada en la teoría del consumidor, priorizando el uso de los ESS antes de reducir la generación PV durante eventos de sobrefrecuencia.
- Un modelado innovador del comportamiento de los sistemas PV y ESS ante variaciones de precio en el mercado, utilizando la teoría del consumidor para optimizar su participación como generadores y consumidores en el esquema de mercado P2P.
- Adaptación el esquema de mercado P2P distribuido propuesto por Sorin et al. [64], integrando MG como agentes generadores o consumidores modelados bajo la teoría del consumidor, mejorando la gestión de los recursos energéticos.
- Se comparó la estrategia propuesta con el esquema convencional basado en estatismo e inercia virtual, mostrando que la primera logra menor desviación de frecuencia, mayor estabilidad y menor intervención de los generadores síncronos.
- La estrategia optimiza el uso de las fuentes de energía renovable, evitando la reducción innecesaria de generación PV cuando los ESS son suficientes para gestionar el exceso

de potencia.

- La estrategia de regulación primaria propuesta opera de manera independiente de la comunicación entre agentes, mejorando la robustez del sistema y permitiendo su funcionamiento en tiempo real basado en mediciones locales.

- Este trabajo contribuye a la investigación en mercados de energía P2P con alta penetración de energías renovables, proporcionando una solución innovadora para la regulación de frecuencia en redes de baja inercia y alta penetración renovable. Los resultados principales de la tesis fueron evaluados por pares internacionales y publicados en [65] en la revista *Sustainability*, lo que valida la relevancia y el impacto de la propuesta.

5.1.2. Trabajo futuro

Teniendo en cuenta los resultados presentados en esta tesis, los trabajos futuros podrían estar enfocados a:

- Desarrollar una metodología de sintonización para el algoritmo de consenso + innovación en el EMS basado en un mercado P2P, mejorando la convergencia y optimización del sistema.

- Implementar la estrategia en un sistema de simulación en tiempo real y Hardware-in-the-loop para validar su desempeño en un entorno más cercano a las condiciones reales de operación.

- Refinar los mecanismos de compensación e incentivos con el objetivo de aumentar el atractivo económico y la aceptación de las estrategias propuestas entre los distintos agentes del mercado.

- Validar la propuesta en sistemas eléctricos más complejos, que incluyan una mayor cantidad de agentes y escenarios de operación más diversos.

- Evaluar el impacto de la estrategia en redes de distribución con alta penetración de energías renovables intermitentes, considerando diferentes escenarios de incertidumbre en la generación y demanda.

Bibliografía

[1] A. Kwasinski, W. Weaver, and R. S. Balog, *Microgrids and other local area power and energy systems*. Cambridge University Press, 7 2016.

[2] J. A. Villanueva-Rosario, F. Santos-García, M. E. Aybar-Mejía, P. Mendoza-Araya, and A. Molina-García, "Coordinated ancillary services, market participation and communication of multi-microgrids: A review," *Applied Energy*, vol. 308, p. 118332, 2 2022.

[3] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 6 2015.

[4] P. Tielens and D. V. Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 3 2016.

[5] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, "Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper)," in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–25.

[6] G. de investigación XUÉ and S. de investigación BARIÓN, "Estado de la cobertura elÉctrica y las zonas no interconectadas en la regiÓn central," 2020.

[7] S. de Servicios Públicos Domiciliarios, "Informe sectorial de la prestaciÓn de energÍa elÉctrica 2021," 2021.

[8] D. T. Ton and M. A. Smith, "The u.s. department of energy's microgrid initiative," *Electricity Journal*, vol. 25, pp. 84–94, 10 2012.

[9] X. Xing and L. Jia, "Energy management in microgrid and multi-microgrid," *IET Renewable Power Generation*, 2023.

[10] M. Hamidieh and M. Ghassemi, "Microgrids and resilience: A review," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 106 059–106 080, 2022.

[11] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.

[12] S. Shahzad, M. A. Abbasi, H. Ali, M. Iqbal, R. Munir, and H. Kiliç, "Possibilities, challenges, and future opportunities of microgrids: A review," *Sustainability*, 2023.

[13] K. Gao, T. Wang, C. Han, J. Xie, Y. Ma, and R. Peng, "A review of optimization of microgrid operation," *Energies*, vol. 14, p. 2842, 2021.

[14] M. A. Jirdehi, V. S. Tabar, S. G. Zadeh, and S. Tohidi, "Different aspects of microgrid management: A comprehensive review," *Journal of energy storage*, vol. 30, p. 101457, 2020.

[15] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, C. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. Jiménez-Estévez, and N. Hatziargyriou, "Trends in microgrid control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1905–1919, 2014.

[16] K. Cabana-Jiménez, J. Candelo-Becerra, and V. S. Santos, "Comprehensive analysis of microgrids configurations and topologies," *Sustainability*, 2022.

[17] N. Hatziargyriou, *Microgrids:Architectures and Control*, 1st ed. John Wiley and Sons Ltd, 2014.

[18] B. Zhou, J. Zou, C. Y. Chung, H. Wang, N. Liu, N. Voropai, and D. Xu, "Multi-microgrid energy management systems: Architecture, communication, and scheduling strategies," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, pp. 463–476, 5 2021.

[19] M. J. Bordbari and F. Nasiri, "Networked microgrids: A review on configuration, operation, and control strategies," *Energies*, vol. 17, 2 2024.

[20] M. N. Alam, S. Chakrabarti, and A. Ghosh, "Networked microgrids: State-of-the-art and future perspectives," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, pp. 1238–1250, 2019.

[21] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked microgrids for enhancing the power system resilience," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, pp. 1289–1310, 2017.

[22] L. Che, X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Optimal interconnection planning of community microgrids with renewable energy sources," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 1054–1063, 2017.

[23] Z. Mi, "Characteristic analysis of multi-microgrids and a pilot project design," *Power system technology*, 2015.

[24] W.-Y. Chiu, H. Sun, and H. Poor, "A multiobjective approach to multimicrogrid system design," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 2263–2272, 2015.

[25] D. Xu, B. Zhou, K. Chan, C. Li, Q. Wu, B. Chen, and S. Xia, "Distributed multienergy coordination of multimicrogrids with biogas-solar-wind renewables," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, pp. 3254–3266, 2019.

[26] M. M. Esfahani, A. Hariri, and O. Mohammed, "A multiagent-based game-theoretic and optimization approach for market operation of multimicrogrid systems," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, pp. 280–292, 2019.

[27] Y. Li, T. Zhao, P. Wang, H. Gooi, L. Wu, Y. Liu, and J. Ye, "Optimal operation of multimicrogrids via cooperative energy and reserve scheduling," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, pp. 3459–3468, 2018.

[28] A. Kumar, A. R. Singh, L. P. Raghav, Y. Deng, X. He, R. C. Bansal, P. Kumar, and R. M. Naidoo, "State-of-the-art review on energy sharing and trading of resilient multi microgrids," 4 2024.

[29] H. Zou, S. Mao, Y. Wang, F. Zhang, X. Chen, and L. Cheng, "A survey of energy management in interconnected multi-microgrids," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 72 158–72 169, 2019.

[30] M. Ahmed, L. Meegahapola, A. Vahidnia, and M. Datta, "Stability and control aspects of microgrid architectures-a comprehensive review," pp. 144 730–144 766, 2020.

[31] J. Xu, K. Li, and M. Abusara, "Preference based multi-objective reinforcement learning for multi-microgrid system optimization problem in smart grid," *Memetic Computing*, vol. 14, pp. 225–235, 6 2022.

[32] X. Du, L. Wang, J. Zhao, Y. He, and K. Sun, "Power dispatching of multi-microgrid based on improved cs aiming at economic optimization on source-network-load-storage," *Electronics (Switzerland)*, vol. 11, 9 2022.

[33] H. Wang, X. Wu, K. Sun, and Y. He, "Research on the optimal economic power dispatching of a multi-microgrid cooperative operation," *Energies*, vol. 15, 11 2022.

[34] N. O. Song, J. H. Lee, H. M. Kim, Y. H. Im, and J. Y. Lee, "Optimal energy management of multi-microgrids with sequentially coordinated operations," *Energies*, vol. 8, pp. 8371–8390, 8 2015.

[35] J. Chen, C. Chen, and S. Duan, "Cooperative optimization of electric vehicles and renewable energy resources in a regional multi-microgrid system," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 9, 6 2019.

[36] S. A. Arefifar, M. Ordonez, and Y. A. R. I. Mohamed, "Energy management in multi-microgrid systems - development and assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 910–922, 3 2017.

[37] F. Kamal, B. H. Chowdhury, and C. Lim, "Networked microgrid scheduling for resilient operation," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 60, pp. 2290–2301, 2023.

[38] J. Xu and Y. Yi, "Multi-microgrid low-carbon economy operation strategy considering both source and load uncertainty: A nash bargaining approach," *Energy*, vol. 263, 1 2023.

[39] K. yong Hu, W. juan Li, L. dong Wang, S. hua Cao, F. ming Zhu, and Z. xiang Shou, "Energy management for multi-microgrid system based on model predictive control," *Frontiers of Information Technology and Electronic Engineering*, vol. 19, pp. 1340–1351, 11 2018.

[40] J. Chen and Q. Zhu, "A stackelberg game approach for two-level distributed energy management in smart grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 6554–6565, 11 2018.

[41] Z. Li, L. Wu, Y. Xu, L. Wang, and N. Yang, "Distributed tri-layer risk-averse stochastic game approach for energy trading among multi-energy microgrids," *Applied Energy*, vol. 331, 2 2023.

[42] J. Lee, J. Guo, J. K. Choi, and M. Zukerman, "Distributed energy trading in microgrids: A game-theoretic model and its equilibrium analysis," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, pp. 3524–3533, 6 2015.

[43] Z. Xiaohui, G. Wenbo, and Z. Jiaqing, "Decentralized economic dispatching of multi-micro grid considering wind power and photovoltaic output uncertainty," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 104 093–104 103, 2021.

[44] H. Gao, J. Liu, L. Wang, and Z. Wei, "Decentralized energy management for networked microgrids in future distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 3599–3610, 7 2018.

[45] X. He, J. Yu, T. Huang, and C. Li, "Distributed power management for dynamic economic dispatch in the multimicrogrids environment," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 27, pp. 1651–1658, 7 2019.

[46] R. Hao, Q. Ai, Y. Zhu, and Z. Jiang, "Decentralized self-discipline scheduling strategy for multi-microgrids based on virtual leader agents," *Electric Power Systems Research*, vol. 164, pp. 230–242, 11 2018.

[47] Y. Xu, J. Zhang, P. Wang, and M. Lu, "Research on the bi-level optimization model of distribution network based on distributed cooperative control," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 11 798–11 810, 2021.

[48] Y. Wang, T. L. Nguyen, Y. Xu, Q. T. Tran, and R. Caire, "Peer-to-peer control for networked microgrids: Multi-layer and multi-agent architecture design," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, pp. 4688–4699, 11 2020.

[49] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatziargyriou, F. Milano, and T. Ise, "Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges," *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107114, 2021.

[50] R. Rajan, F. M. Fernandez, and Y. Yang, "Primary frequency control techniques for large-scale pv-integrated power systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144, p. 110998, 2021.

[51] A. J. Veronica and N. S. Kumar, "Control strategies for frequency regulation in microgrids: A review," *Wind Engineering*, vol. 45, pp. 107 – 122, 2019.

[52] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan, and T. Yang, "A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, pp. 985–993, 2013.

[53] C. A. Macana, E. Mojica-Nava, H. R. Pota, J. Guerrero, and J. C. Vasquez, "A distributed real-time energy management system for inverter-based microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 213, p. 108753, 2022.

[54] A. A. K. Arani, G. B. Gharehpetian, and M. Abedi, "Decentralised primary and secondary control strategies for islanded microgrids considering energy storage systems characteristics," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, pp. 2986–2992, 7 2019.

[55] R. de Azevedo, M. H. Cintuglu, T. Ma, and O. A. Mohammed, "Multiagent-based optimal microgrid control using fully distributed diffusion strategy," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1997–2008, 2017.

[56] J. Lu, J. Hu, J. Yu, and J. Cao, "A dynamic demand response control strategy for isolated microgrid with primary frequency regulation," *Electric Power Systems Research*, vol. 224, p. 109691, 2023.

[57] C. Gouveia, J. Moreira, C. L. Moreira, and J. A. P. Lopes, "Coordinating storage and demand response for microgrid emergency operation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, pp. 1898–1908, 12 2013.

[58] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, G. Buigues, and A. Iturregi, "Evaluation of short-term frequency control in isolated power grids with increasing penetration of renewable energy sources," in *2016 IEEE PES PowerAfrica*, 2016, pp. 213–217.

[59] A. Teawnarong and P. Chirapongsananurak, "Providing frequency response in isolated microgrids using battery energy storage systems," in *2020 8th International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, 2020, pp. 1–4.

[60] S. Dinkhah, J. Salazar Cuellar, and M. Khanbaghi, "Optimal power and frequency control of microgrid cluster with mixed loads," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 9, pp. 143–150, 2022.

[61] H. Golpîra, A. R. Messina, and H. Bevrani, "Emulation of virtual inertia to accommodate higher penetration levels of distributed generation in power grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3384–3394, 2019.

[62] S. D'Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, "A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180–197, 2015.

[63] C. Zhong, Y. Zhou, and G. Yan, "Power reserve control with real-time iterative estimation for pv system participation in frequency regulation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 124, p. 106367, 2021.

[64] E. Sorin, L. Bobo, and P. Pinson, "Consensus-based approach to peer-to-peer electricity markets with product differentiation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 994–1004, 2019.

[65] D. Martinez-Polo, D. Romero-Quete, and C. A. Cortes, "Consumer theory-based primary frequency regulation in multi-microgrid systems within a p2p energy management framework," *Sustainability*, vol. 16, no. 15, 2024.

[66] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," pp. 144–155, 3 2017.

[67] P. Kundur, *Power System Stability And Control*, ser. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill, 1994.

[68] E. Mojica-Nava, *Optimización y control en grafos*. Editorial UN, 2022.

[69] J. Levin and P. Milgrom, "Consumer theory," 2004.

[70] P. R. Krugman and R. Wells, *Economics*, 4th ed. Worth Publishers, a Macmillan Education imprint, 2015.

[71] Y. Xu and Z. Li, "Distributed optimal resource management based on the consensus algorithm in a microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 4, pp. 2584–2592, 2015.

[72] W. Shi, N. Li, C.-C. Chu, and R. Gadh, "Real-time energy management in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 228–238, 2017.

[73] H. Afrakhte and P. Bayat, "A contingency based energy management strategy for multi-microgrids considering battery energy storage systems and electric vehicles," *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101087, 2020.

[74] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, "pandapower — an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, Nov 2018.

[75] A. Ellis, M. R. Behnke, and R. T. Elliott, "Generic solar photovoltaic system dynamic simulation model specification," 10 2013.

[76] CREG, "Resolución creg 060 de 2019," 2019.

[77] X. Xu, M. Bishop, and D. Oikarinen, "Modeling and simulation of battery energy storage systems for grid frequency regulation."

[78] D.Ramasubramanian, "Model user guide for generic renewable energy system models," 2023.

[79] IEEE, "Dynamic models for turbine-governors in power system studies," 2013.

[80] F. Spescha and F. Koehler, "Cigre session 2022 guide on the assessment, specification and design of synchronous condenser for power system with predominance of low or zero inertia generators a1/c4 wg, jwg66," 2022.