

ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS DE CONTROL EN MICRORREDES

**Análisis y simulación de estrategias de control para la capa de control secundaria en
microrredes eléctricas**

Andrea Carolina Hernández Joya y Silvia Fernanda Ardila Zuluaga

Tesis de grado para optar al título de Ingenieras Electricistas

Director

Juan Manuel Rey López

PhD en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

A Dios, por permitirme cumplir esta meta y acompañarme en cada parte del camino.

A mis padres, por su sabiduría y amor, por ser un ejemplo de vida y por brindarme un enorme apoyo durante mi formación personal y profesional.

A mis hermanos y demás familiares, por su comprensión y cariño.

A todos mis amigos, quienes me acompañaron durante esta difícil pero maravillosa etapa de mi vida. En especial a las *niñas*, que estuvieron siempre desde el principio e incondicionalmente.

Andréa Carolina Hernández Joya

A Dios, porque he sentido su presencia en cada paso que doy.

A mis padres, por su sabiduría y apoyo incondicional, porque con su ejemplo me han formado y con su esfuerzo me han permitido llegar hasta aquí.

A mis amigos, por acompañarme a lo largo de este recorrido, por compartir conmigo sus conocimientos y experiencias, pero en especial por todos los momentos vividos.

A Juan Camilo, por brindarme su tiempo, sus conocimientos, su paciencia, y sobre todo su apoyo constante.

Silvia Fernanda Ardila Zuluaga

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, queremos agradecer a nuestro director Juan Manuel Rey López por su compromiso con el óptimo desarrollo del proyecto, su orientación, apoyo y ejemplo estimularon nuestro deseo de aprender y permitieron poner en práctica nuestros conocimientos, favoreciendo así la exitosa culminación de nuestra formación universitaria.

Por otra parte, expresamos nuestra gratitud hacia nuestra Alma mater, y en especial a nuestra apreciada Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y de Comunicaciones (E3T), por su profesionalismo y entrega en el despliegue de nuestro proceso formativo.

Por último, resaltamos la labor de los docentes que nos han acompañado en este gran recorrido y que, con su tiempo, enseñanza, paciencia y conocimiento, no solo nos guiaron, sino que nos inspiraron a comprometernos con nuestra educación, permitiendo así que nos desenvolvamos como grandes seres humanos y profesionales que contribuyan al mejoramiento constante de la sociedad.

Andréa Carolina Hernández Joya, Silvia Fernanda Ardila Zuluaga

Tabla de contenido

| | | |
|--------|--|----|
| 1. | Introducción | 12 |
| 2. | Estado del arte | 13 |
| 3. | Descripción del proyecto | 15 |
| 3.1. | Justificación y planteamiento del problema | 15 |
| 3.2. | Objetivos | 17 |
| 3.2.1. | Objetivo general | 17 |
| 3.2.2. | Objetivos específicos | 17 |
| 3.3. | Alcance | 18 |
| 3.4. | Metodología | 19 |
| 3.4.1. | Identificación de las estrategias de control | 19 |
| 3.4.2. | Implementación de las estrategias de control..... | 21 |
| 3.4.3. | Evaluación de las estrategias de control | 21 |
| 3.4.4. | Recolección y análisis de datos | 22 |
| 3.4.5. | Presentación de resultados | 22 |
| 4. | Control secundario sin comunicaciones..... | 23 |
| 5. | Control secundario centralizado | 24 |
| 5.1. | Bucle de bloqueo de frecuencia..... | 25 |
| 6. | Control secundario distribuido | 27 |
| 6.1. | Técnica del promedio..... | 28 |

| | | |
|--------|---|----|
| 6.2. | Técnica del consenso | 30 |
| 7. | Fallas en las comunicaciones | 32 |
| 7.1. | Perdidas de paquetes | 32 |
| 7.2. | Caída de líneas..... | 33 |
| 7.3. | Retardos en las comunicaciones | 34 |
| 8. | Descripción de la microrred en el entorno de programación Matlab y su visualización en Simulink | 36 |
| 8.1. | Esquema general..... | 36 |
| 8.2. | Control secundario sin comunicaciones..... | 40 |
| 8.3. | Control secundario centralizado | 41 |
| 8.3.1. | Controlador central de la microrred..... | 41 |
| 8.3.2. | Bucle de bloqueo de frecuencia..... | 42 |
| 8.4. | Control secundario distribuido | 42 |
| 8.4.1. | Técnica del promedio..... | 43 |
| 8.4.2. | Técnica del consenso | 44 |
| 9. | Análisis de las estrategias de control implementadas | 46 |
| 9.1. | Perdida de paquetes | 53 |
| 9.1.1. | Control secundario centralizado | 53 |
| 9.1.2. | Control secundario distribuido – Técnica del promedio..... | 55 |
| 9.1.3. | Control secundario distribuido – Técnica del consenso | 56 |

| | |
|--|----|
| 9.2. Caída de líneas..... | 58 |
| 9.2.1. Control secundario centralizado | 59 |
| 9.2.2. Control secundario distribuido – Técnica del promedio..... | 61 |
| 9.2.3. Control secundario distribuido – Técnica del consenso | 62 |
| 9.3. Retardos en las comunicaciones | 64 |
| 9.3.1. Control secundario centralizado | 64 |
| 9.3.2. Control secundario distribuido – Técnica del promedio..... | 65 |
| 9.3.3. Control secundario distribuido – Técnica del consenso | 67 |
| Conclusiones..... | 69 |
| Referencias bibliográficas | 72 |

Lista de figuras

| | |
|---|------|
| Figura 1. Enfoques de control de la capa secundaria..... | 133 |
| Figura 2. Esquema de control jerárquico de cuatro niveles | 166 |
| Figura 3. Estrategias de control secundarias..... | 188 |
| Figura 4. Etapas para el desarrollo del proyecto..... | 1919 |
| Figura 5. Esquema general de comunicación centralizada | 244 |
| Figura 6. Diagrama de bloques control secundario distribuido – Técnica del promedio | 30 |
| Figura 7. Fallas en las comunicaciones - Pérdida de paquetes | 32 |
| Figura 8. Fallas en las comunicaciones - Caída de líneas..... | 333 |
| Figura 9. Fallas en las comunicaciones - Retardos en las comunicaciones | 344 |
| Figura 10. Distribución de unidades generadoras y cargas..... | 366 |
| Figura 11. Estructura de un generador distribuido..... | 377 |
| Figura 12. Sistema de control de cada DG | 377 |
| Figura 13. Bloque medidas | 388 |
| Figura 14. Algoritmo de control | 399 |
| Figura 15. Control secundario sin comunicaciones | 40 |
| Figura 16. Controlador central de la microrred | 41 |
| Figura 17. Bucle de bloqueo de frecuencia..... | 42 |
| Figura 18. Control secundario distribuido – Técnica del promedio | 444 |
| Figura 19. Control secundario distribuido – Técnica del consenso | 455 |
| Figura 20. Escenario de simulación con control primario | 488 |
| Figura 21. Caída de la línea en 5 segundos en DG1, DG2 y DG3..... | 588 |

Lista de tablas

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Ganancias del control secundario | 477 |
| Tabla 2. Escenario de simulación control centralizado y control distribuido (promedio) | 499 |
| Tabla 3. Escenario de simulación control distribuido (consenso) y control sin comunicaciones | 509 |
| Tabla 4. Referencias de tensión para cada tipo de control..... | 51 |
| Tabla 5. Referencias de frecuencia para cada tipo de control..... | 52 |
| Tabla 6. Pérdida de paquetes para control secundario centralizado | 544 |
| Tabla 7. Pérdida de paquetes en DG1 para control secundario distribuido – Técnica del promedio | 555 |
| Tabla 8. Pérdida de paquetes en DG1 para control secundario distribuido – Técnica del consenso | 577 |
| Tabla 9. Caída de la línea en 1 segundo en control secundario centralizado..... | 60 |
| Tabla 10. Caída de la línea en 1 segundo en control secundario distribuido - Técnica del promedio | 61 |
| Tabla 11. Caída de la línea en 1 segundo en control secundario distribuido – Técnica del consenso..... | 633 |
| Tabla 12. Retardo del 50% en control secundario centralizado..... | 644 |
| Tabla 13. Retardo del 50% en control secundario distribuido – Técnica del promedio | 666 |
| Tabla 14. Retardo del 50% en control secundario distribuido – Técnica del consenso..... | 677 |
| Tabla 15. Impacto sobre los diferentes tipos de falla..... | 699 |

Resumen

Título: Análisis y simulación de estrategias de control para la capa de control secundaria en microrredes eléctricas. *

Autor: Andréa Carolina Hernández Joya, Silvia Fernanda Ardila Zuluaga. **

Palabras clave: Control jerárquico, control secundario, estrategias de control, método de la pendiente, microrred, sistema de comunicaciones.

Descripción: Desde mediados de la década de los setenta se ha buscado a través de diferentes métodos diversificar las fuentes energéticas. En la actualidad se ha iniciado una transformación de la red eléctrica, llevándola al concepto de red inteligente (Smart Grid), basándose en el desarrollo de tecnologías para aprovechar fuentes energéticas alternativas, el aumento en la capacidad de almacenamiento a pequeña escala y la facilidad de comunicar equipos con la red (Medina, 2014). Un elemento clave en la transformación de esta son las microrredes, quienes son un conjunto de generadores distribuidos y cargas caracterizados por operar conectados a redes de distribución de baja y media tensión o aislados de la red eléctrica.

Para analizar el funcionamiento de las microrredes, es necesario estudiar el control jerárquico de tres niveles, es decir el control primario, secundario y terciario. El objetivo de este proyecto es analizar el impacto de diferentes tipos de fallas en el sistema de comunicaciones sobre la capa secundaria, encargada de controlar la frecuencia, el voltaje y de regular las potencias por medio de esquemas de control secundarios centralizados o distribuidos. Mediante resultados de simulación, se presentó una comparación cualitativa evaluando los impactos de cada falla ejecutada en los modelos implementados.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan Manuel Rey López. PhD en Ingeniería

Abstract

Title: Analysis and simulation of control strategies for the secondary control layer in electrical microgrids.

*

Author: Andréa Carolina Hernández Joya, Silvia Fernanda Ardila Zuluaga. **

Keyword: Communications system, control strategies, droop method, hierarchical control, microgrid, secondary control.

Description: Since the mid-70s, diversification of energy sources has been promoted through different methods. Currently, a transformation of the electrical grid to a smart grid has begun, based on the alternative energy sources, small-scale storage systems and communications-based technologies (**Medina, 2014**). A key element in this transformation are the microgrids, which are a group of distributed generators and local loads that can operate connected to low and medium-voltage distribution grids or in islanded mode.

To analyze microgrids operation, it is necessary to study the three-layer hierarchical control (which is composed by the primary, secondary, and tertiary layer). The focus of this project is to analyze the impact of different communications failures over the secondary layer which controls the frequency, voltage amplitude and powers regulation using centralized or distributed control schemes. Several simulations were done in order to evaluate communications failures impacts and a qualitative comparison and discussion is presented.

* Degree Work

** Faculty of Physical Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: Juan Manuel Rey Lopez. PhD in Engineering.

1. Introducción

Una microrred eléctrica es un sistema que interconecta cargas eléctricas y fuentes de generación distribuida y que puede actuar tanto en conexión con el sistema eléctrico como autónomamente. Estos sistemas ofrecen a través de la energía renovable un medio para satisfacer las necesidades de millones de personas que todavía carecen del acceso a la electricidad o que tienen un suministro no confiable. Las energías renovables son ahora la opción rentable por defecto de instalaciones fuera de la red, y la disminución de costos de producción de electricidad están dando como resultado un mayor desarrollo de microrredes (**“Solving the Energy Access Problem with Renewable Mini-Grids,” n.d.**).

El auge de las microrredes trae consigo la continua necesidad de mejora, de análisis y de optimización de estas, por lo tanto, a continuación, se presentará un estudio de diversos métodos de control de microrredes, basado en un control jerárquico de tres capas, aunque centrándonos en el análisis de la capa secundaria enfocada a la corrección de desviaciones presentadas en la capa primaria y el mejoramiento del rendimiento del sistema.

A través de este documento se expondrá la simulación de una microrred implementada en Matlab y su entorno de programación visual Simulink, los cuales nos permitirán analizar las características operativas de la microrred usando tres diferentes estrategias de control.

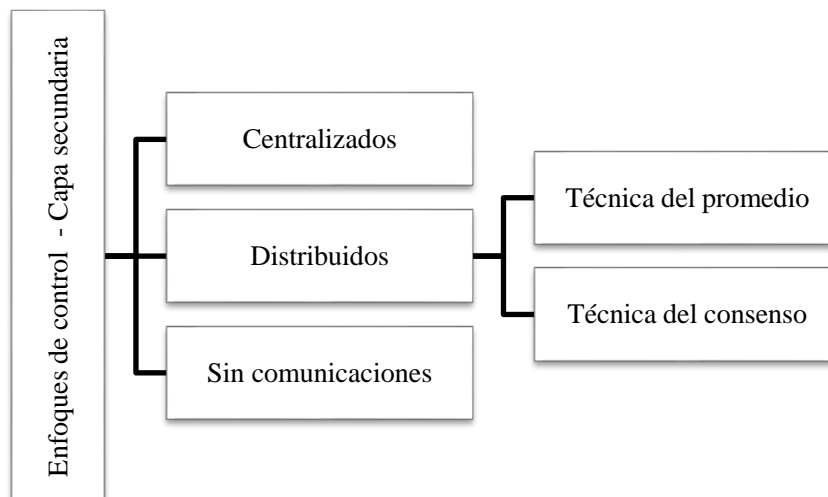
2. Estado del arte

El control y gestión de microrredes eléctricas lleva consigo un enfoque hacia microrredes que puedan operar tanto conectadas a la red como en modo aislado, por lo tanto, es necesario el estudio de topologías, arquitecturas, planificación y configuraciones de las mismas. Para ello, se emplea el control jerárquico, el cual consta de tres niveles de control (**Guerrero, Vasquez, Matas, De Vicuña, & Castilla, 2011**).

Para compensar las desviaciones de frecuencia y amplitud generadas por la capa primaria, se puede utilizar la capa secundaria. El control secundario asegura que las desviaciones de frecuencia y voltaje sean eliminadas después de cada cambio de carga o generación dentro de la microrred (**Guerrero, Chandorkar, Lee, & Loh, 2013**). Los enfoques de la capa secundaria se pueden clasificar en centralizados, distribuidos y sin comunicaciones de acuerdo al esquema de comunicaciones utilizado (o su ausencia) (**Castilla, Torres-Martínez, & Rey, 2019**), caracterizados por ciertos parámetros de control seleccionados de acuerdo a la capa secundaria dinámica deseada. A continuación, se ilustra la clasificación mencionada:

Figura 1.

Enfoques de control de la capa secundaria



El control secundario centralizado se basa en un sistema de comunicación que conecta cada unidad generadora a un controlador central, este sistema debe garantizar la calidad del voltaje en un nodo específico de la microrred (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**), por otra parte, el control secundario distribuido no necesita un controlador central, ya que cada generador distribuido está siendo regulado por un controlador local (**Liang, Choi, Zhuang, & Shen, 2013**), garantizando un sistema más flexible y confiable. Así mismo, el control secundario distribuido se clasifica según la técnica de cálculo de control, actualmente las más conocidas son el método del promedio y el método del consenso. La técnica del promedio se basa en la comparación de la frecuencia nominal del sistema con la información previamente promediada de las unidades generadoras, mientras que la técnica del consenso realiza el cálculo de los términos secundarios mediante un algoritmo fundamentado en señales y errores medidos localmente.

De la misma manera, existe un control secundario sin comunicaciones, vinculado a mejorar la confiabilidad mediante un esquema de control local integrado asociado al cálculo de sus variables de salida (**Xin, Zhang, Wang, Gan, & Wong, 2015**).

3. Descripción del proyecto

3.1. Justificación y planteamiento del problema

Las energías renovables se han desarrollado significativamente, aumentando su intervención en fuentes de generación durante los últimos años. Según el informe de estado global de las energías renovables, la participación estimada de estas en la generación mundial de electricidad era de más del 26% a finales de 2018. Las adiciones netas de capacidad para energía renovable fueron más altas que para los combustibles fósiles y nucleares combinados por cuarto año consecutivo, y ahora representan más de un tercio de la capacidad de potencia global instalada **(REN21, 2019)**.

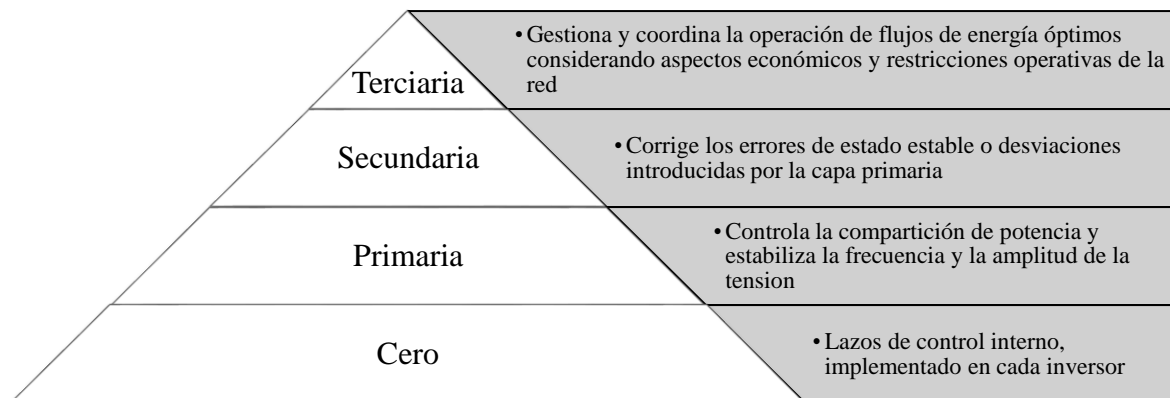
El impulso de estas energías ha estado sustentado por las políticas de apoyo emergentes y por la rentabilidad de estas en comparación con las energías convencionales. Desempeñando un papel fundamental en este progreso, se encuentra el incremento del uso de microrredes eléctricas, definidas como un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida con límites eléctricos claramente definidos **(2012 DOE Microgrid Workshop Report, n.d.)**. Estos sistemas operan de manera no autónoma, si están interconectados a la red, o de manera autónoma, si están desconectados de la red principal **(Moreno Díaz, 2017)**, permitiendo así proveer energía local mediante varias fuentes pequeñas de generación haciéndolas altamente flexibles y eficientes.

En las microrredes es posible establecer distintos escenarios a analizar, con características de control específicas; por ello en el estado del arte se han presentado distintas estrategias de control para microrredes a través de un control jerárquico dividido en cuatro capas, establecidas según la velocidad de respuesta requerida por cada objetivo de control. La capa cero se encuentra

conformada por los lazos de control interno, por su parte la capa primaria se encarga de las características que requieren una acción de control de manera inmediata como lo es el control de la frecuencia y la compartición de potencia; por otro lado, la capa secundaria se ocupa de la eliminación de derivaciones de frecuencia y mejoramiento de calidad de potencia; y por último la capa terciaria asume el control de situaciones con un lapso de tiempo de control más amplio como lo es el control de flujos de potencia (Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019) (Guerrero et al., 2011).

Figura 2.

Esquema de control jerárquico de cuatro niveles



Teniendo en cuenta lo anterior, es relevante estudiar la capa secundaria y sus características operativas, por esta razón, se plantea llevar a cabo simulaciones de distintos escenarios empleando diversas estrategias de control, de forma que se puedan observar y analizar los resultados obtenidos.

3.2. Objetivos

3.2.1. Objetivo general

Analizar las características obtenidas al implementar por medio de simulación en Matlab estrategias de control para la capa de control secundaria en microrredes eléctricas.

3.2.2. Objetivos específicos

Identificar en la bibliografía especializada estrategias de control para la capa de control secundaria en microrredes eléctricas.

Implementar las estrategias de control seleccionadas a través del uso del software Matlab y su herramienta Simulink.

Diseñar y simular escenarios que permitan la evaluación de las estrategias de control seleccionadas.

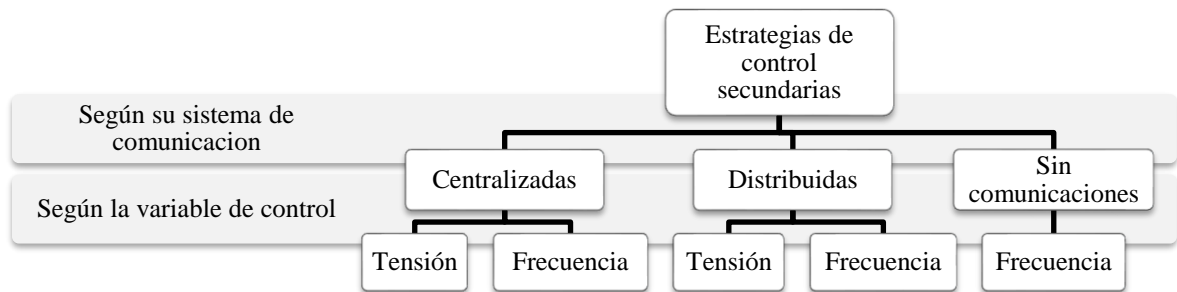
Analizar los resultados obtenidos y concluir sobre las características operativas de cada estrategia.

3.3. Alcance

Como se mencionó anteriormente, las estrategias de control para la capa de control secundaria en una microrred eléctrica pueden dividirse según su sistema de comunicaciones y adicionalmente según su objetivo de control. A continuación, se ilustra la clasificación de las estrategias de control en la capa secundaria:

Figura 3.

Estrategias de control secundarias



Con el propósito de analizar las estrategias de control en la capa secundaria de microrredes eléctricas, se desarrolla el estudio del control mediante un sistema de comunicaciones centralizado, regulando las variables de tensión y frecuencia. Por otra parte, para el control a través del sistema de comunicaciones distribuido se considera destacado el ámbito de la frecuencia, al igual que para el sistema sin comunicaciones.

Para cada estrategia de control se plantea aplicar al menos una técnica de control, asimismo con el fin de evaluar el impacto de las comunicaciones en la confiabilidad de la red se establecen algunos de los escenarios más comunes en cuanto a fallas de comunicación, tales como retardos de sincronización, pérdidas de paquetes y caídas de líneas de transmisión.

3.4. Metodología

A continuación, se describen las etapas para el desarrollo del proyecto de investigación, con el fin de diseñar el procedimiento necesario para alcanzar los objetivos propuestos.

Figura 4.

Etapas para el desarrollo del proyecto

| | |
|---|--|
| Identificación de las estrategias de control | <ul style="list-style-type: none"> • Revisión de la bibliografía especializada • Selección de las estrategias de control más adecuadas |
| Implementación de las estrategias de control | <ul style="list-style-type: none"> • Definición de la topología de la microrred • Diseño del sistema de comunicaciones • Identificación de las variables de control • Simulación en el software Matlab |
| Evaluación de las estrategias de control | <ul style="list-style-type: none"> • Definición y simulación de escenarios de falla en el sistema de comunicaciones |
| Recolección y análisis de datos | <ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de la operación de las estrategia de control • Comparación del impacto de diferentes tipos de fallas en el sistema de comunicaciones |
| Presentación de resultados | <ul style="list-style-type: none"> • Visualización de las gráficas que rigen el comportamiento de las variables de control • Descripción de las características operativas obtenidas para cada estrategia de control |

3.4.1. Identificación de las estrategias de control

A través de la lectura y comprensión del estado del arte se identifica el control jerárquico, el cual representa una solución adecuada para los problemas de funcionamiento de las microrredes (Parhizi, Lotfi, Khodaei, & Bahramirad, 2015). Con un esquema jerárquico es posible controlar variables como frecuencia o voltaje, y garantizar el uso compartido de energía. El control jerárquico generalmente consta de tres niveles de control: primario, secundario y terciario, cada

uno con diferentes objetivos, sin embargo, existe una capa cero relacionada a los lazos internos del sistema (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**).

Es importante mencionar que la capa secundaria es la encargada de corregir los errores o derivaciones presentados en la capa primaria, y que esta primera capa se encarga del control de la frecuencia, la compartición de potencia y la amplitud de la tensión. Por ello es relevante mencionar que el control de la capa primaria se realiza mediante el método de la pendiente (**Yao, Chen, Matas, & Guerrero 2011**), el cual nos permite, sin la necesidad de comunicaciones e imitando el comportamiento de los generadores síncronos, llevar los parámetros controlados en cada generador distribuido a los mismos valores.

Se identifican esencialmente tres estrategias de control para la capa secundaria, encargada de equilibrar las desviaciones de frecuencia y amplitud: el control centralizado, el distribuido y el realizado sin comunicaciones. El control centralizado depende de un sistema de comunicaciones que conecta cada generador distribuido a un controlador central, este controlador reúne los datos medidos, realiza los respectivos cálculos y envía periódicamente los términos de control secundario a cada generador distribuido. Por el contrario, en el control distribuido, los términos de control secundario son calculados usando las variables medidas localmente y las de otros inversores (también llamados vecinos).

Para el control de la capa secundaria se seleccionan dos técnicas de control, la técnica del promedio y la técnica del consenso. En la primera, cada convertidor calcula sus términos secundarios utilizando los valores medidos de todos o algunos de los otros inversores, el promedio global sigue la referencia de control, impulsando el sistema a la convergencia; por otra parte, el método del consenso calcula los términos secundarios mediante un algoritmo utilizando señales y errores medidos localmente (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**).

De la misma manera, existe un control secundario sin comunicaciones, vinculado a mejorar la confiabilidad mediante un esquema de control local integrado asociado al cálculo de sus variables de salida (**Xin et al., 2015**).

3.4.2. Implementación de las estrategias de control

Para continuar con la implementación de las estrategias de control, es necesario primero definir la topología de la red, así como la cantidad y ubicación de las fuentes de generación distribuidas. Posteriormente se realiza el diseño del sistema de comunicaciones, este sistema nos proporciona un canal para intercambiar datos medidos y calculados con el fin de lograr los objetivos de control.

Con el fin de limitar el área de estudio, se escogen las variables de control para cada sistema de comunicaciones, con el sistema de comunicaciones centralizado se controlan las variables de tensión y frecuencia, y para una comunicación distribuida al igual que para el sistema sin comunicaciones se regula la frecuencia.

El establecimiento de estas propiedades de la microrred nos permite llevar a cabo de una forma clara y concisa la simulación en Matlab de las estrategias previamente seleccionadas.

3.4.3. Evaluación de las estrategias de control

El análisis de los efectos de las comunicaciones es relevante para el diseño de control jerárquico, el intercambio de información para el control de microrredes es compatible con una

variedad de tecnologías de comunicación como Ethernet, WiMax o WiFi, entre otras, todas ellas con retrasos inherentes que varían en el tiempo (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**).

Las fallas en las comunicaciones pueden afectar los objetivos de control y provocar un colapso del sistema, por lo tanto, se procede a realizar un análisis del impacto de fallas como retardos de sincronización, pérdidas de paquetes y caídas de líneas de transmisión en el funcionamiento de la microrred.

3.4.4. Recolección y análisis de datos

Para el desarrollo del análisis de los datos se realiza un análisis cualitativo, categorizando el impacto de las fallas implementadas sobre el sistema de comunicaciones y la influencia de este en cada escenario planteado. Permitiendo de esta forma resaltar las fortalezas y debilidades de cada estrategia de control.

3.4.5. Presentación de resultados

En la presentación de resultados se propone usar graficas que permitan visualizar el comportamiento de las variables de control en los distintos escenarios, permitiendo observar y comprender rápidamente las conclusiones a las que se llegan, igualmente se presentan las características operativas obtenidas bajo las diferentes circunstancias.

4. Control secundario sin comunicaciones

El control secundario sin comunicaciones se basa en el cálculo de términos secundarios exclusivamente con medición local de variables de salida y referencias predefinidas (**Xin et al., 2015**). Este tipo de control presenta un esquema sencillo en donde el termino mencionado se puede calcular filtrando el error de frecuencia, es decir, está constituido por un filtro pasa bajas, aplicado a la diferencia entre la frecuencia de referencia y la frecuencia real del sistema de la siguiente forma (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**):

$$\delta_i^w = k \int (w_s(w_o - w) - \delta_i^w) dt \quad (4.1)$$

donde k y w_s son parámetros de control. Del mismo modo, se puede considerar la ecuación 4.1 en el dominio de la frecuencia así:

$$\delta_w = \frac{k w_s}{s + w_s} (w_o - w) \quad (4.2)$$

En el cual se evidencia de manera más sencilla los valores de ganancia y frecuencia de corte del filtro mencionado. Aun así, esta técnica de control no es tan eficaz a la hora de proporcionar el control debido a la falta de interacción entre los elementos de la microrred.

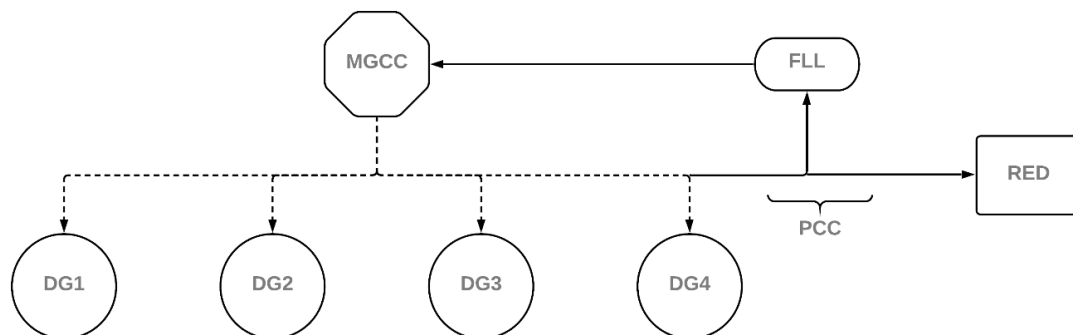
5. Control secundario centralizado

Un control totalmente centralizado se basa en un sistema de comunicación que conecta cada generador distribuido (DG, por su traducción al inglés Distributed generator) a un controlador central dedicado llamado controlador central de la microrred (MGCC, por su traducción al inglés Microgrid central controller) (Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019), esta técnica de control implica que la comunicación se realiza únicamente a través del controlador central y en consecuencia los generadores no están conectados entre sí.

El MGCC comúnmente recopila datos a través de un bucle de bloqueo de frecuencia (FLL, por su traducción al inglés Frequency-locked loop), ubicado en el punto de conexión de la microrred con la red principal, llamado punto de acoplamiento común (PCC, por su traducción al inglés Point of common coupling), esto con el objetivo de garantizar el nivel de tensión para el acoplamiento. Los datos recolectados ingresan al MGCC donde son llevados a cabo los cálculos necesarios para posteriormente enviar los términos de control secundarios a cada DG de manera periódica. En la figura 5, se ilustra un esquema general de comunicación centralizada en microrredes:

Figura 5.

Esquema general de comunicación centralizada



El término de control secundario (δ) se calcula al pasar a través de un controlador PI el error o diferencia entre los valores de referencia y los obtenidos de la microrred a través del FLL de la siguiente forma:

$$\delta_i^w = k_{pc}(w^* - w_{bus}) + k_{ic} \int (w^* - w_{bus}) dt \quad (5.1)$$

$$\delta_i^V = \alpha_{pc}(V^* - V_{bus}) + \alpha_{ic} \int (V^* - V_{bus}) dt \quad (5.2)$$

donde k_{pc} , k_{ic} , α_{pc} y α_{ic} son parámetros del controlador PI. Esta técnica de control proporciona una forma sencilla de control y conexión, además brinda facilidades para posibles expansiones en la red, sin embargo, el controlador central representa un punto que compromete toda la comunicación y en caso de presentarse fallas en este, toda la microrred se vería afectada.

5.1. Bucle de bloqueo de frecuencia

Un bucle de bloqueo de frecuencia es un sistema de control que mide la frecuencia de un sistema en tiempo real (**Castilla, De Vicuña, & Miret, 2019**), el cual nos permite determinar la tensión en el punto de la red donde se ubique. Usualmente se realiza la conexión del bucle en el PCC, garantizando así las mejores condiciones en caso de que se desee establecer conexión con la red principal.

La estructura del FLL presenta una implementación basada en el método del descenso del gradiente a través de la descomposición de la entrada, es decir la tensión en su componente directa y de cuadratura, como podemos observar en la siguiente expresión:

$$\frac{d\omega_0}{dt} = -\gamma(v - vd)vq \quad (5.3)$$

donde v es el voltaje de salida del convertidor, vd y vq son la componente directa y de cuadratura de la señal sinusoidal de tensión, las cuales se comportan como filtros pasa bandas (BPF, Band-pass filter) y pasa bajas (LPF, por su traducción al inglés Low-pass filter) respectivamente, representados a través de las siguientes funciones de transferencia:

$$H_d(s) = \frac{v_d(s)}{v_{in}(s)} = \frac{2\xi\omega_o s}{s^2 + 2\xi\omega_o s + \omega_o^2} \quad (5.4)$$

$$H_q(s) = \frac{v_q(s)}{v_{in}(s)} = \frac{2\xi\omega_o^2}{s^2 + 2\xi\omega_o s + \omega_o^2} \quad (5.5)$$

La correcta medición de estos parámetros es la base del sistema de control centralizado, ya que estos datos pasaran a ser las entradas del controlador central el cual nos permitirá eliminar las desviaciones de frecuencia y tensión.

6. Control secundario distribuido

El control secundario distribuido ha generado más atención en referencia a otros tipos de control debido a su flexibilidad y buen desempeño. Su estrategia se basa en un nuevo enfoque que evita el uso de un solo controlador (**Shafiee, Guerrero, & Vasquez, 2014**), lo que significa, que en un control completamente distribuido no se requiere un MGCC para ejecutar la capa secundaria, ya que cada unidad generadora está controlada por un controlador local (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**) (**Martí et al., 2018**). De modo que los términos secundarios se calculan utilizando variables locales y medidas de otros inversores.

En esta arquitectura, el principal objetivo es implementar los controladores secundarios como un controlador local en cada unidad generadora. El control secundario se encarga de recopilar los datos requeridos (frecuencia, amplitud de voltaje y potencias) de las demás unidades y de producir la señal de control adecuada para enviar al nivel primario, eliminando los errores de estado estable (**Shafiee, Guerrero, et al., 2014**) (**Shafiee, Stefanovic, et al., 2014**). El intercambio de datos se puede ejecutar de varias maneras, desde transmisiones simples de cada DG con cada DG, logrando una difusión global de la información, hasta esquemas más complejos basados en sistemas multiagentes. En algunos enfoques, las reglas de interacción de la comunicación se diseñan utilizando diferentes alternativas, para este caso en especial, se pueden clasificar según el procedimiento de cálculo de control, actualmente, las más conocidas son la técnica del promedio y la técnica del consenso.

6.1. Técnica del promedio

En la técnica del promedio, cada convertidor calcula sus términos secundarios utilizando valores medidos de todos o algunos de los inversores pertenecientes a la microrred dependiendo de la conexión definida. Para ello se debe estimar la frecuencia local en cada instante de muestreo, consecutivamente esta se promedia con la información recibida de otras unidades, los datos promediados (\bar{f}_{MG}) se comparan con la frecuencia nominal (f_{MG}^*), para posteriormente ingresar a un controlador PI. Por último, los datos son enviados a través del sistema de comunicación a cada controlador primario donde se encargarán de restaurar la frecuencia (**Shafiee, Guerrero, et al., 2014**). El proceso de control se ve reflejado en las siguientes expresiones:

$$\bar{f}_{MG} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i \quad (6.1)$$

$$\delta f = k_{pf}(f_{MG}^* - \bar{f}_{MG}) + k_{if} \int (f_{MG}^* - \bar{f}_{MG}) dt \quad (6.2)$$

donde k_{pf} y k_{if} son los parámetros de control de compensador PI y n es el número de inversores incluidos en el control, que en condiciones normales de funcionamiento es el número total de unidades generadoras conectadas a una misma microrred (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**).

Sin embargo, resulta difícil la distribución de energía reactiva ya que el voltaje no es constante a lo largo de la microrred, lo que indica que en esta técnica se puede implementar un controlador similar al de la frecuencia para restaurar el voltaje. El método indica que se debe calcular el valor promedio del voltaje (\bar{E}_{MG}) basándose en la información intercambiada a través de la red de comunicación, cada controlador secundario local mide el error de voltaje y lo compara

con la referencia de la microrred (E_{MG}^*), enviando la señal al nivel primario como un punto de ajuste para compensar la desviación de la misma, expresándose de la siguiente manera:

$$\delta E = k_{pE}(E_{MG}^* - \bar{E}_{MG}) + k_{iE} \int (E_{MG}^* - \bar{E}_{MG}) dt \quad (6.3)$$

siendo k_{pE} y k_{iE} los parámetros del controlador PI. Del mismo modo, se implementa un reparto de potencia promedio, consiguiendo así que todos los DG logren alcanzar la misma referencia de potencia, esto expresándose así:

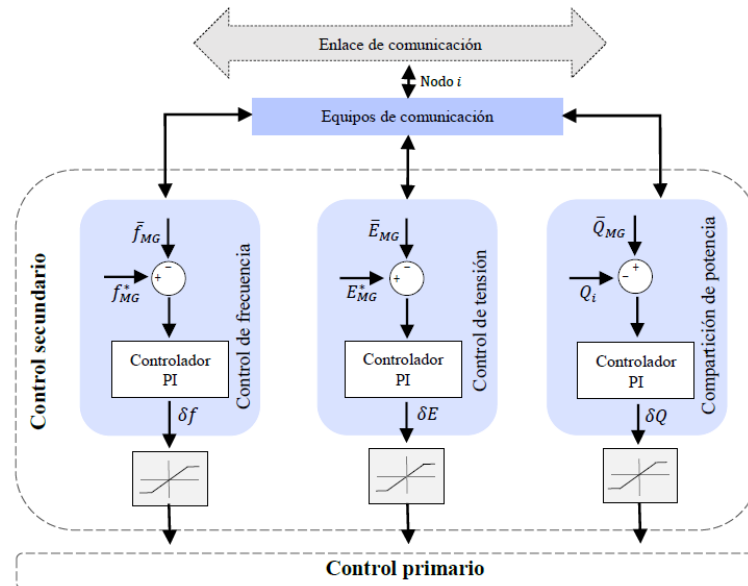
$$\delta Q = k_{pQ}(Q_i - \bar{Q}_{MG}) + k_{iQ} \int (Q_i - \bar{Q}_{MG}) dt \quad (6.4)$$

donde k_{pQ} y k_{iQ} son los parámetros del controlador PI, Q_i es la potencia reactiva calculada localmente y \bar{Q}_{MG} es el promedio de la misma potencia obtenida a través de la red de comunicación.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de bloques detallando la técnica mencionada del control distribuido.

Figura 6.

Diagrama de bloques control secundario distribuido – Técnica del promedio



Nota. Adaptado de (Shafiee, Stefanovic, et al., 2014). Robust Networked Control Scheme for Distributed Secondary Control of Islanded Microgrids.

6.2. Técnica del consenso

Esta técnica consiste en el cálculo de los términos secundarios mediante un algoritmo utilizando señales y errores medidos localmente. Cada unidad generadora utiliza los valores obtenidos de todas o algunas de ellas según las reglas de interacción para regir el intercambio de información (Guo, Wen, Mao, & Song, 2015), dichos valores secundarios se expresan de la siguiente forma:

$$\delta_i = \alpha_i \left(\int (\beta_i e_i + \gamma_i \varepsilon_i) dt - \omega_i \right) \quad (6.5)$$

En donde se incluye la suma de dos errores (e_i, ε_i). El primero (e_i) es el error de frecuencia de seguimiento calculado como se muestra en la ecuación 6.6, el cual presenta dos términos, uno que se refiere al promedio de la desviación de frecuencia entre el inversor local y la cantidad de

vecinos considerados según el esquema de comunicación planteado, y el otro que indica el error de frecuencia local del inversor (**Martí et al., 2018**).

$$e_i = \sum_{k \in N} (\omega_i - \omega_k) + \chi_i (\omega_i - \omega_0) \quad (6.6)$$

El segundo termino de error (ε_i) es calculado a través de la sumatoria de los errores del control secundario.

$$\varepsilon_i = \sum_{k \in N} (\delta_k - \delta_i) \quad (6.7)$$

El esquema de la técnica de consenso se puede ajustar usando las ganancias de control, cuyos valores específicos pueden diseñarse para mantener el sistema estable y cumplir con las especificaciones de desempeño dadas. El funcionamiento de esta estrategia requiere que cada DG comunique con sus vecinos la frecuencia de salida del inversor (ω_i) y el termino de corrección del droop (δ_i) (**Martí et al., 2018**).

7. Fallas en las comunicaciones

7.1. Perdidas de paquetes

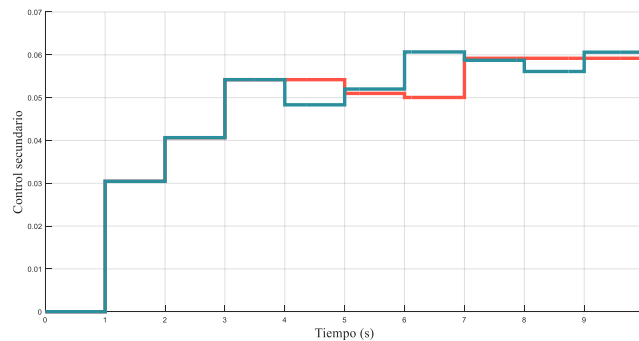
El sistema de comunicación de la microrred opera mediante el envío y la recepción de unidades de datos denominadas paquetes. A lo largo de este proceso, es posible que se pierda uno o varios de estos en la transferencia y que no puedan llegar al su destino.

La pérdida de paquetes se mide como un porcentaje de paquetes perdidos con respecto a los paquetes enviados y puede deberse a varias causas, entre ellas, un problema físico en el hardware que se ocupa del tráfico de red, cuellos de botella debidos a una capacidad del hardware inferior a la necesaria, errores en el software que hace que los dispositivos funcionen correctamente, entre otras.

En la siguiente figura, se ilustran dos escenarios de recepción de paquetes donde cada segundo se recibe información, en el primero de ellos todos los paquetes son recibidos exitosamente, por el contrario, en el segundo escenario se registra una pérdida del 30%.

Figura 7.

Fallas en las comunicaciones - Perdida de paquetes



Nota. Azul) Paquetes recibidos exitosamente, Rojo) Perdida del 30% de paquetes

En la imagen anterior (figura color rojo) se puede observar que a partir del segundo 1 y hasta el segundo 4, la información se envió y se recibió correctamente, sin embargo, en el segundo 5 el valor enviado no llegó a su destino y por lo tanto no se presentó un cambio en el valor de control secundario, como consecuencia se mantuvo el valor enviado en el segundo anterior, es decir 0.054. La misma situación se presenta en segundos posteriores, donde como consecuencia de ausencia de nueva información, se mantuvo el valor recibido del control secundario.

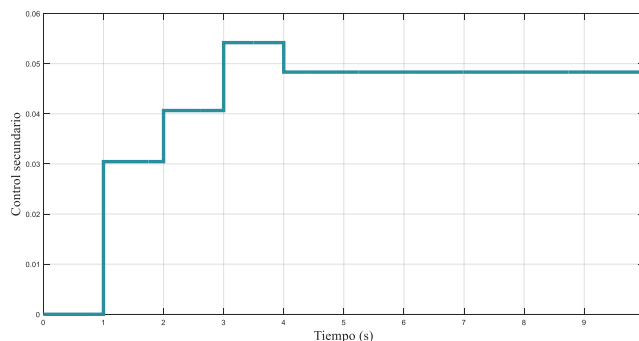
7.2. Caída de líneas

El sistema de control secundario tanto centralizado como distribuido, depende ampliamente del sistema de comunicaciones, por esta razón un problema que puede causar graves daños en el desempeño de la microrred es la caída de líneas de comunicación. Este tipo de falla puede darse por problemas en el software, hardware o incluso por pérdida de conexiones físicas.

Como consecuencia de la pérdida de la comunicación, la unidad generadora deja de recibir señales en determinado instante, lo que resulta en un sistema de control que se mantiene constante en el último valor recibido.

Figura 8.

Fallas en las comunicaciones - Caída de líneas



En la figura 8, los paquetes de datos de control son enviados y recibidos cada segundo. Como se puede observar en el intervalo de 0 a 5 segundos la información es acogida correctamente, sin embargo, a partir del segundo 6 no se presenta ninguna variación, esto refleja que la falla se generó en ese tiempo de simulación y por lo tanto la señal se mantuvo constante en el último dato recibido.

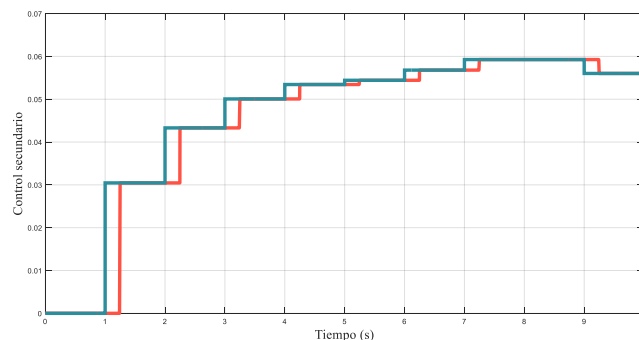
7.3. Retardos en las comunicaciones

En cada unidad generadora se pueden presentar diferentes valores asociados a retardos en las comunicaciones, este es la cantidad de tiempo adicional que toma el sistema para que los datos viajen a través de la red de comunicaciones, lo que indica que son producidos por la demora en la propagación y transmisión de los paquetes dentro de la red.

En la siguiente figura se muestran dos casos, la indicada con color azul evidencia que la información es entregada en su totalidad y bajo los tiempos estipulados de simulación, es decir, las unidades generadoras envían datos cada segundo.

Figura 9.

Fallas en las comunicaciones - Retardos en las comunicaciones



Nota. Azul) Envío de información cada segundo, Rojo) Envío de información con retraso del 25%

Por otra parte, en la figura de color rojo se exponen las comunicaciones con un tiempo de retraso del 25%, lo que indica, que la información entregada al principio de la simulación no se desarrolló en el segundo declarado como tiempo de envío, sino que se demoró 0.25 segundos más, de igual forma, este tiempo afecta todos los pasos de simulación, en otras palabras, la información que debía ser entregada en el segundo 2 y en los segundos posteriores está retrasada en el mismo porcentaje.

8. Descripción de la microrred en el entorno de programación Matlab y su visualización en Simulink

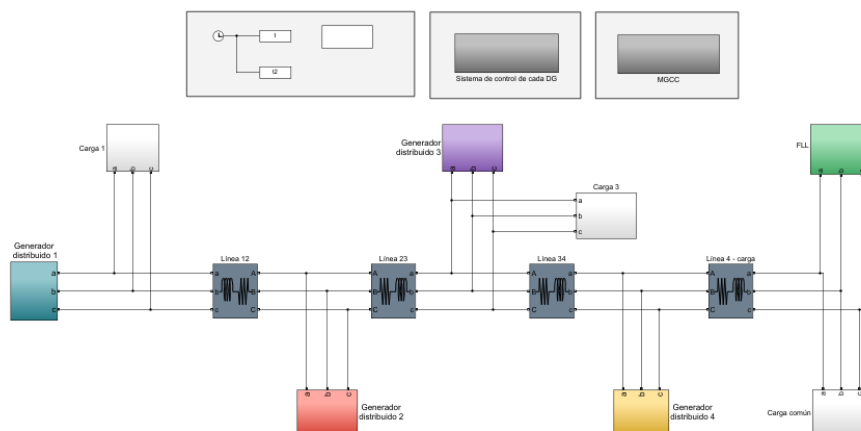
8.1. Esquema general

Simulink es una herramienta interactiva que permite modelar, simular y analizar diferentes escenarios mediante la construcción de diagramas de bloques gráficos y programación textual. A través de este medio se realizó la implementación y simulación de una microrred en tiempo discreto, constituida por elementos que cooperan entre si comportándose colectivamente como un sistema.

La microrred se compone de 4 generadores distribuidos diferenciados por colores (azul, rojo, morado y amarillo) los cuales están conectados mediante líneas modeladas como impedancias RL. Asimismo, el sistema dispone de dos cargas propias de los generadores y una carga global.

Figura 10.

Distribución de unidades generadoras y cargas

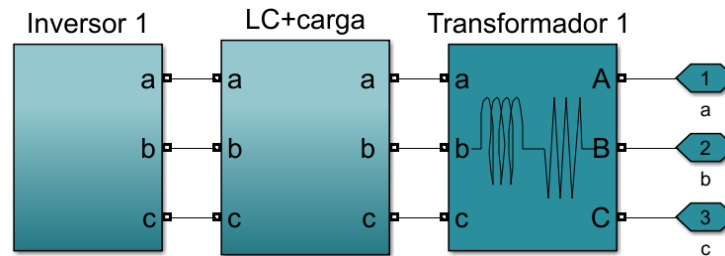


Cada unidad generadora dispone de su propio sistema de control de frecuencia y tensión, constituido por un inversor, un filtro LC y un transformador. El inversor convierte el voltaje de

entrada de corriente continua en un voltaje de salida de corriente alterna, basándose en una onda cuadrada de dos niveles, mientras que el filtro se utiliza para atenuar el ruido de conmutación y los armónicos del voltaje mencionado (Castilla, De Vicuña, et al., 2019).

Figura 11.

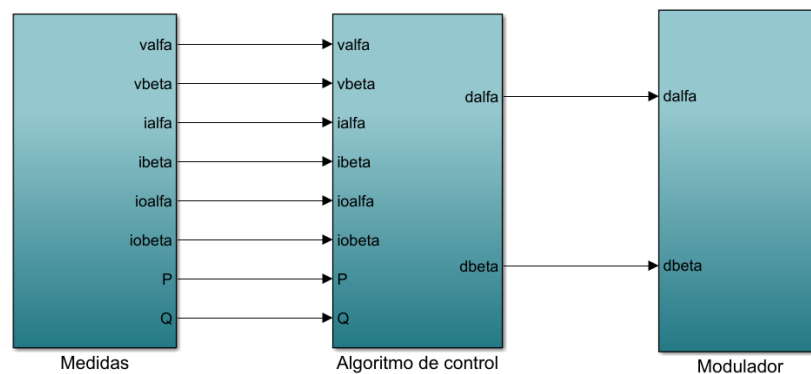
Estructura de un generador distribuido



Observando más a profundidad, el espacio denominado *sistema de control de cada DG* ubicado en la parte superior de la figura 10, abarca el control de las unidades generadoras de manera independiente. Al ingresar en él, encontramos que está fragmentado en tres partes consecutivas, siendo estas *medidas*, *algoritmo de control* y *modulador*.

Figura 12.

Sistema de control de cada DG



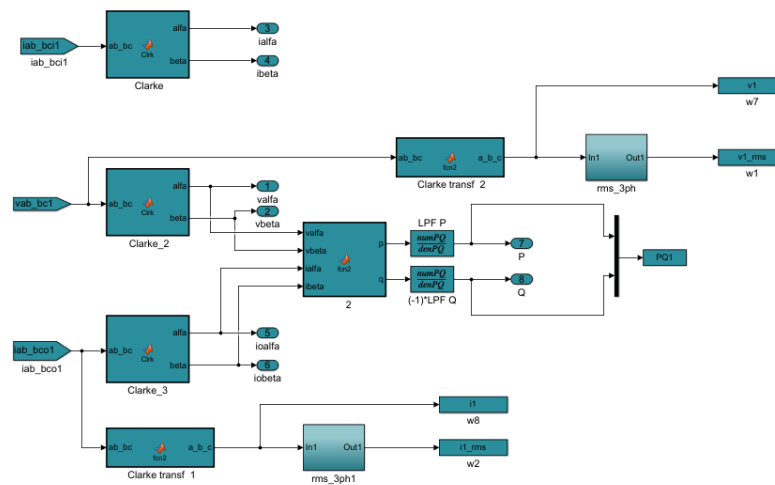
El bloque denominado *medidas* es el encargado de configurar las señales de tensión y corriente enviadas desde el generador distribuido. A lo largo de toda la microrred las señales son

enviadas y recibidas gracias a una pareja de bloques de Simulink denominados *from* y *goto* encargados de conectar las señales entre ellos de forma más práctica, sin la necesidad de establecer largas líneas de conexión.

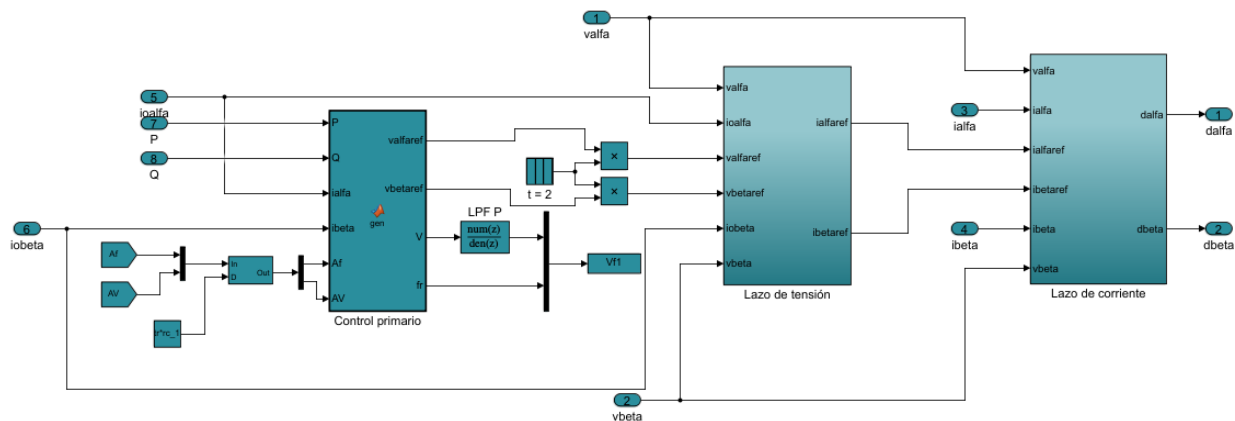
Las señales que llegan al bloque de medidas son modificadas por medio de la transformada de Clarke, de un sistema de referencia de tres ejes coplanares a un sistema de tres ejes ortogonales (de ABC a alfa-beta-0) mediante ecuaciones definidas, permitiendo así una manipulación más sencilla de las variables. Finalmente, las señales viajan a través de un filtro pasa bajas (LPF, Low-pass filter), caracterizado por permitir el paso de las frecuencias más bajas y atenuar las frecuencias más altas, para posteriormente enviar las señales v_{α} , v_{β} , i_{α} , i_{β} , $i_{\alpha 0}$, $i_{\beta 0}$, P y Q al algoritmo de control.

Figura 13.

Bloque medidas



Continuando nuestro recorrido, ingresamos al bloque en el cual se centra nuestro estudio denominado *algoritmo de control*, este se compone de bloques asociados al control tales como: el control primario, los lazos de tensión y de corriente, y como se verá más adelante en el control distribuido también el bloque asociado al control secundario.

Figura 14.*Algoritmo de control*

El control primario está regido por el método de la pendiente, responsable de garantizar la distribución de energía entre los convertidores que operan en la microrred. Por su parte los bloques posteriores a este, es decir los lazos de tensión y corriente, se encargan del rastreo de la señal de la referencia respectiva (Castilla, De Vicuña, et al., 2019).

Esta primera capa de control recibe señales de potencia, corriente y se retroalimenta con las variables de control secundario. De la misma manera, según el tipo de control, también recibe valores provenientes del lazo de seguimiento de fase local (PLL, phase-locked loop), el cual genera una señal relacionada con la fase de la señal de entrada, sujeto a un tiempo indicado en Matlab y a un LPF.

La función del control primario arroja los valores de referencia de tensión (implementados más adelante en el lazo de corriente y tensión), el valor de tensión, el cual pasa a través de un filtro LPF y la frecuencia, quienes muestran los valores finales.

Finalmente, volviendo al espacio *sistema de control de cada DG* ilustrado en la figura 12, observamos que el último bloque a introducir es el modulador, este se encarga de generar las señales de activación de los interruptores de potencia de acuerdo al ciclo de trabajo de la microrred,

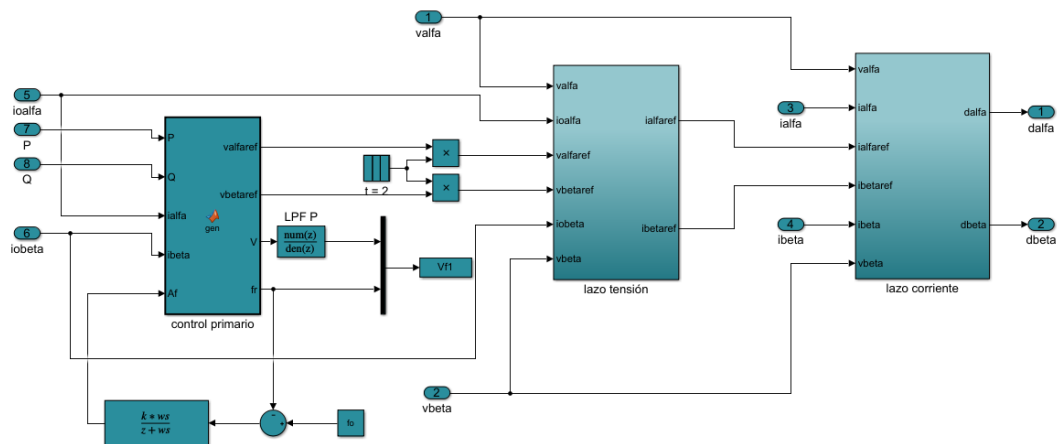
este es generado por dos señales, la tensión del circuito y la tensión de la red, utilizados para tener un conocimiento directo sobre las perturbaciones en los voltajes de entrada y salida, y para acelerar la respuesta transitoria del mismo (Castilla, De Vicuña, et al., 2019).

8.2. Control secundario sin comunicaciones

Para la implementación del control sin comunicaciones se usó principalmente el bloque *transfer function*, el cual nos permitió implementar el filtro pasa bajas presentado en la ecuación 4.2, este fue únicamente acompañado de un bloque *constant* para la introducción de la señal de referencia, y un bloque *sum* para la comparación directa entre esta señal y la de frecuencia en el transcurso del tiempo.

Figura 15.

Control secundario sin comunicaciones



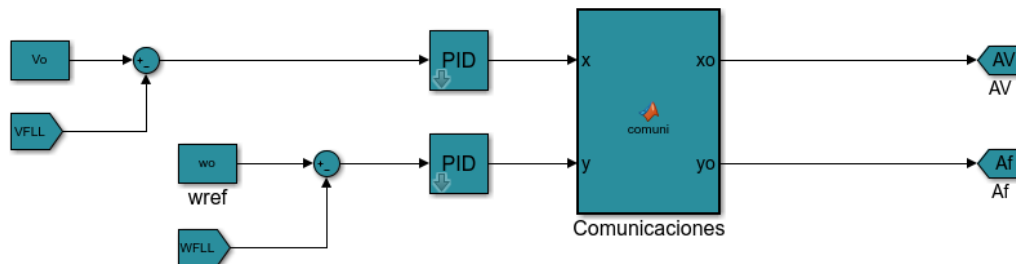
8.3. Control secundario centralizado

8.3.1. Controlador central de la microrred

En la implementación del control secundario centralizado se aplicaron las expresiones explicadas en el capítulo 5, como se ilustra a continuación:

Figura 16.

Controlador central de la microrred



El proceso de control inicia en la parte izquierda de la figura 16, donde las señales de referencia tanto de tensión como de frecuencia son introducidas a través de un bloque que las presenta como constantes, a estas se les sustraen las respectivas señales obtenidas por el FLL y como resultado de esta operación se obtiene la señal de error que ingresa el controlador PI.

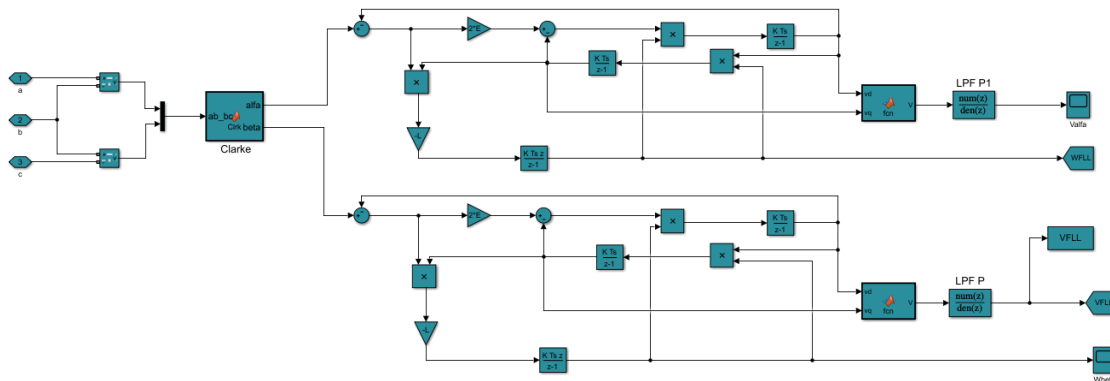
Posterior a su paso por el PI, la señal se introduce en el bloque correspondiente a las comunicaciones. Este permite la salida del dato de control en el tiempo estipulado para el envío de las mismas (tr), por último, las señales son nombradas y enviadas para su oportuna acción en el control primario.

8.3.2. Bucle de bloqueo de frecuencia

Para la medición de la señal en el PCC, usamos la señal de tensión como entrada del FLL. Por simplicidad en los cálculos, antes de ingresar a realizar la medición, la transformada de Clarke modifica las componentes de nuestro sistema trifásico. En la siguiente figura, se ilustra la medición de las variables de tensión y frecuencia a través del uso del FLL:

Figura 17.

Bucle de bloqueo de frecuencia



En la imagen 17 se expone el recorrido de la señal que permite llevar a cabo las operaciones que la conducen, desde su extracción de la microrred hasta su envío al controlador central, pasando por la transformación de Clarke, el FLL y por último un filtro pasa bajas que permite mitigar la distorsión de la señal.

8.4. Control secundario distribuido

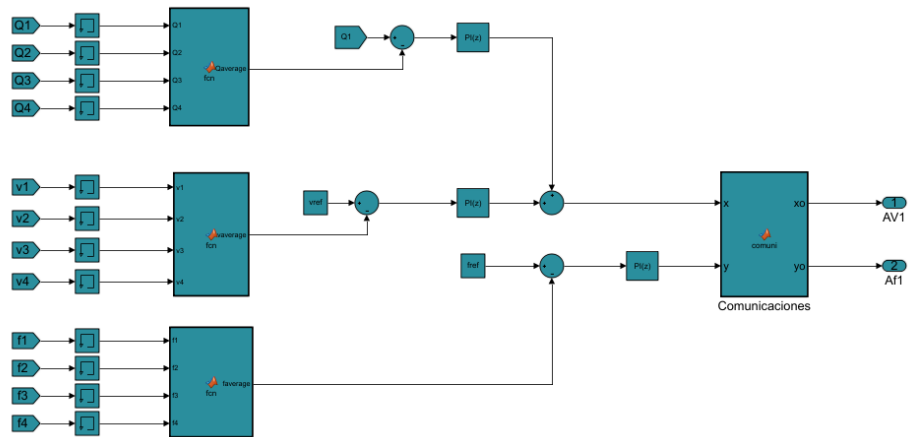
En el control distribuido se implementa un subsistema independiente para cada DG asociado al control secundario, debido a que, en este tipo de control, como se mencionó anteriormente, cada unidad generadora es dirigida por un controlador local.

8.4.1. *Técnica del promedio*

En relación con la técnica del promedio, los datos de potencia, tensión y frecuencia de cada generador se citan mediante un bloque *from* y son introducidos a la función correspondiente de la realización del cálculo del promedio, este cálculo está vinculado a una matriz que indica las conexiones de las unidades generadoras.

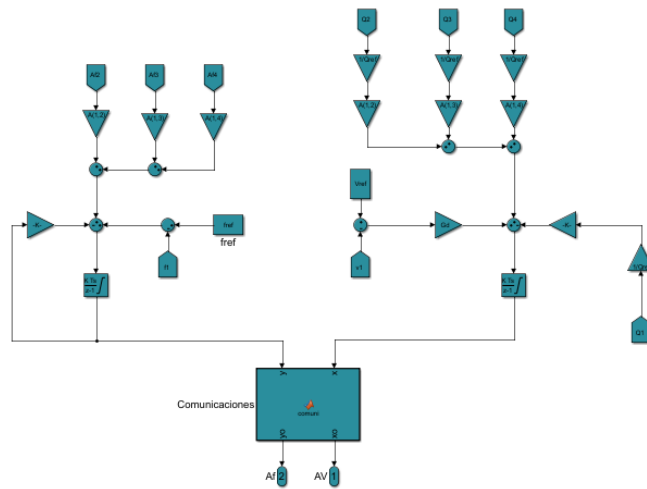
Posteriormente, la diferencia entre los valores de referencia (tensión y frecuencia) y el valor obtenido por la función anterior, son introducidos al controlador PI. A diferencia estas dos señales, en la de potencia reactiva es el valor propio de cada DG al que se le sustrae el promedio. Como la tensión no es una variable constante a lo largo de la microrred, resulta difícil lograr la distribución de energía reactiva, debido a esto, el control se puede implementar no solo considerando un término de restablecimiento de voltaje sino también un término de potencia reactiva (**Castilla, Torres-Martínez, et al., 2019**), por lo tanto se realiza una sumatoria entre la señal de potencia reactiva y tensión, obteniendo una única variable de control.

Por último, los datos de control de tensión y frecuencia son introducidos al bloque de comunicaciones, quien permite la salida del dato de control y mediante un *goto* es enviada al control primario.

Figura 18.*Control secundario distribuido – Técnica del promedio*

8.4.2. Técnica del consenso

Al igual que en la técnica del promedio, la del consenso emplea información proveniente de todos o algunos de los demás DG pertenecientes a la microrred para el cálculo del control secundario. Sin embargo, aunque presentan similitudes, su forma de operar es claramente distinta, ya que en esta última el sistema de cálculo es un poco más complejo como se puede observar en la siguiente imagen:

Figura 19.*Control secundario distribuido – Técnica del consenso*

Como se puede observar, el sistema representa las ecuaciones presentadas en la sección 6.2 a través del uso de bloques que permiten el transporte de variables, constantes y la interacción entre ellos a través de líneas de conexión y bloques de suma. Por último, al igual que en las técnicas presentadas anteriormente, la estimación del control secundario ingresa al bloque de comunicaciones.

9. Análisis de las estrategias de control implementadas

El estado del arte presenta diferentes estrategias de control para los posibles escenarios a analizar dentro de una microrred, cada una con características propias y asociadas a los tres niveles de control dispuestos en el control jerárquico. Durante el desarrollo de este proyecto, se realizó un estudio de las estrategias presentes en la capa secundaria de la microrred implementada, con el fin de filtrar las derivaciones de frecuencia, en otros términos, llevar el sistema a un punto de operación estable con valores de frecuencia y tensión dentro de los rangos nominales.

La simulación de la microrred se llevó a cabo con la implementación de cuatro generadores, como se mencionó anteriormente identificados con colores así: DG1 (Azul), DG2 (Rojo), DG3 (Morado) y DG4 (Amarillo), en donde solo uno de ellos está en funcionamiento cuando esta comienza, y los tres restantes se van conectando sucesivamente cada segundo al sistema hasta que el último de ellos se integra en el segundo 3. De igual forma, en la siguiente tabla, se especifican los valores de las ganancias del control secundario para cada tipo de control y los límites de saturación presentes en la técnica del consenso, estas presentadas en las ecuaciones 5.1 y 5.2 (Control centralizado) y 6.2 - 6.4 (Control distribuido – promedio).

Tabla 1.*Ganancias del control secundario*

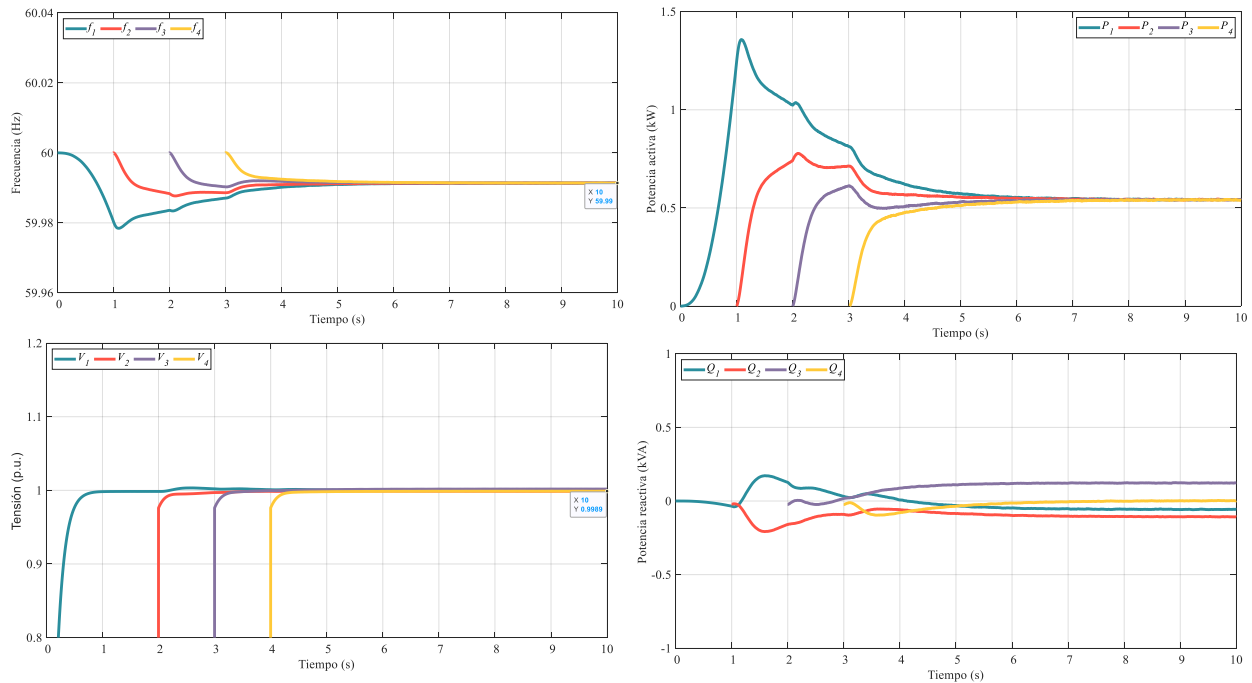
| Tipo de control | | Referencia de tensión/frecuencia | | Constantes | | | | |
|----------------------|----------|----------------------------------|----------|------------|------------|---------------|---------------|------------|
| | | | | K_{pc} | K_{ic} | α_{pc} | α_{ic} | |
| Control centralizado | | 0.9 pu | | 0.5 | 0.3 | 0.001 | 0.501 | |
| | | 1 pu | | 0.5 | 0.3 | 0.06 | 0.05 | |
| | | 1.1 pu | | 0.5 | 0.3 | 0.09 | 0.17 | |
| Constantes | | K_{pf} | K_{if} | K_{PE} | K_{iE} | K_{PQ} | K_{iQ} | |
| Control distribuido | 0.9 pu | 0.9 | 0.9 | 0.3 | 0.6 | 0.001 | 0.003 | |
| | 1 pu | 0.9 | 2 | 0.1 | 0.001 | 0.001 | 0.003 | |
| - | | | | | | | | |
| Promedio | 1.1 pu | 1 | 1.2 | 0.2 | 0.25 | 0.001 | 0.003 | |
| Constantes | | G_v | G_f | G_d | L_{minV} | L_{maxV} | L_{minF} | L_{maxF} |
| Control distribuido | 0.9 pu | 1.3 | 1 | 1 | -14.6 | 9.9 | -0.04 | 0.042 |
| | 1 pu | 1.3 | 1 | 1 | -1 | 8.7 | -0.04 | 0.042 |
| | 1.1 pu | 1.3 | 1 | 1 | -1 | 39 | -0.04 | 0.042 |
| Consenso | 59.95 Hz | 1.3 | 1 | 1 | -1 | 8.7 | -0.37 | 0.37 |
| | 60.05 Hz | 1.3 | 1 | 1 | -1 | 8.7 | -inf | 0.02 |

Las correcciones a realizar por medio del control secundario parten de los resultados obtenidos al realizar las simulaciones considerando solamente el control primario, utilizando el método de la pendiente para hacer referencia al control de cada generador. En donde, usando medidas locales, se busca regular la frecuencia y la amplitud de la tensión teniendo en cuenta la adecuada compartición de potencia entre los DGs. En los sistemas, las variables de control se han agrupado en dos grandes lazos que, por facilidad, son analizados de forma independiente: Control de frecuencia-potencia activa y control de tensión-potencia reactiva. La figura 20 muestra los resultados correspondientes a estas cuatro magnitudes en referencia al control primario, en donde

se observa que la tensión y la frecuencia de los 4 generadores presentan desviaciones reflejando valores inferiores a los ideales, 1 p.u y 60 Hz, respectivamente.

Figura 20.

Escenario de simulación con control primario



Nota. Microrred con control primario: a) Frecuencia, b) Potencia activa, c) Tensión, d) Potencia reactiva

Al introducir el control secundario, derivado a través de diferentes arquitecturas como lo son: Control centralizado, control distribuido y control sin comunicaciones, los parámetros anteriormente mencionados alcanzan el valor ideal manteniéndose en un estado estable. En las siguientes páginas se puede observar la adecuación de estas cuatro magnitudes asociadas a las diferentes estrategias de control.

Tabla 2.

Escenario de simulación control centralizado y control distribuido (promedio)

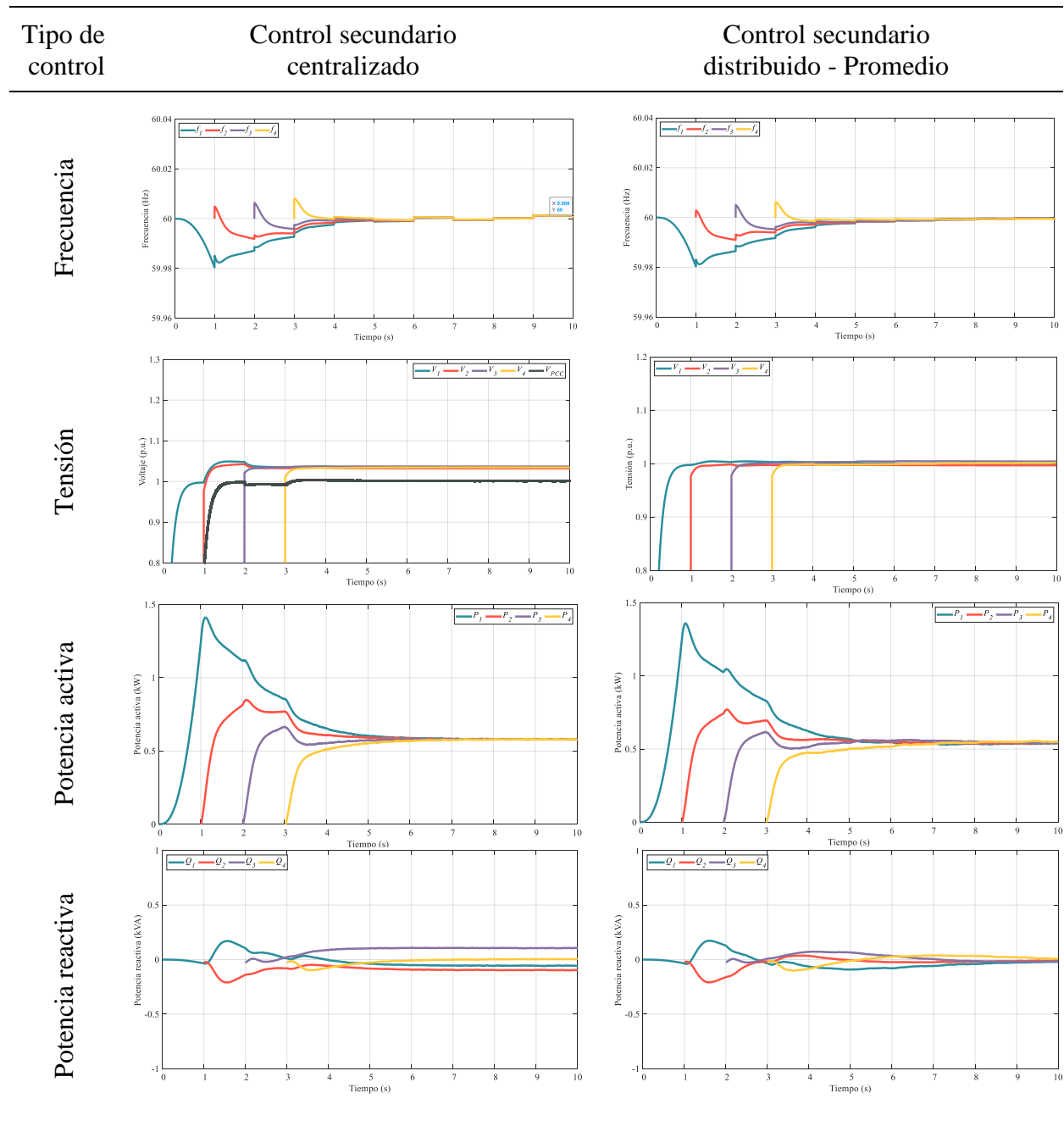
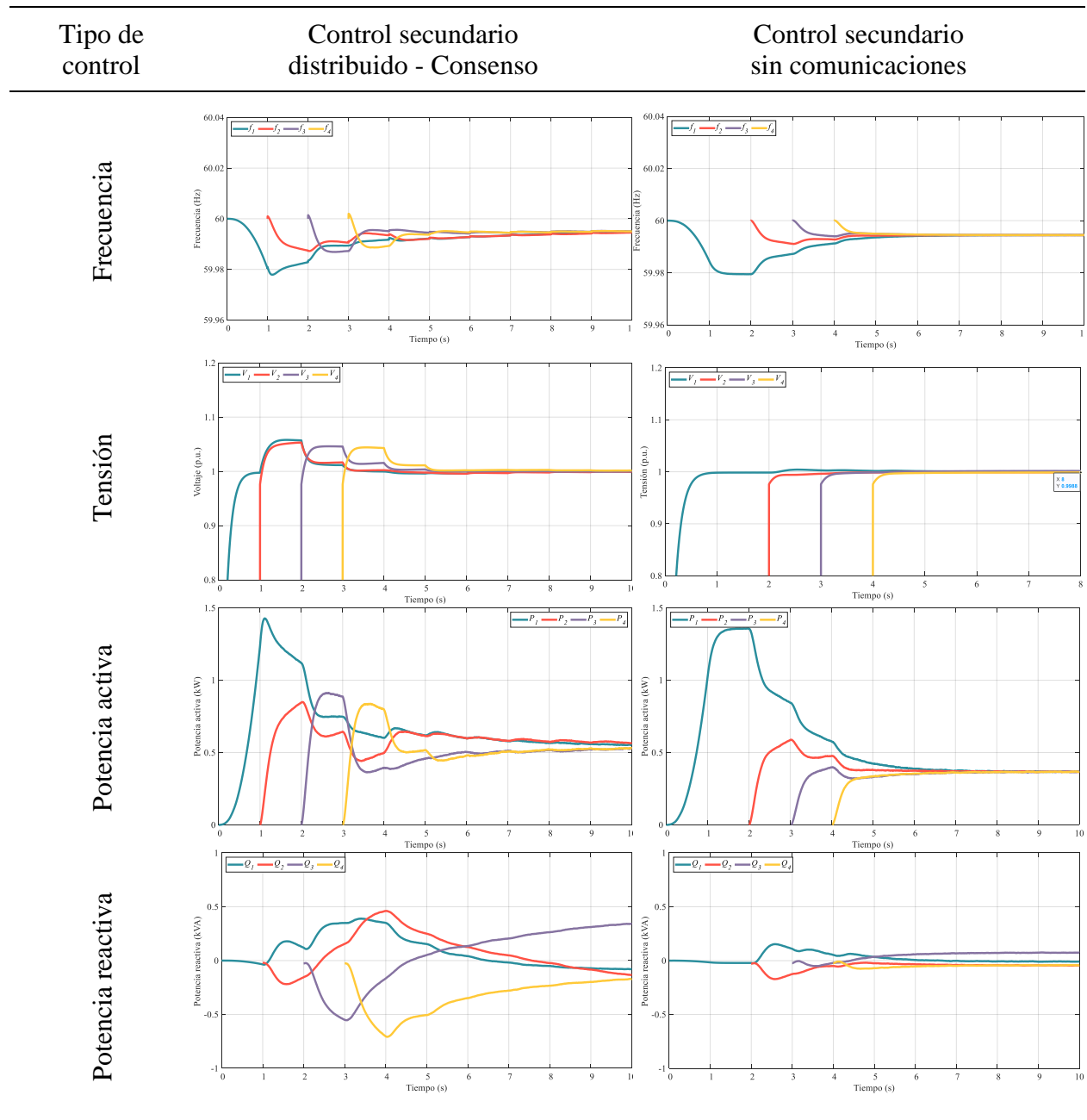


Tabla 3.*Escenario de simulación control distribuido (consenso) y control sin comunicaciones*

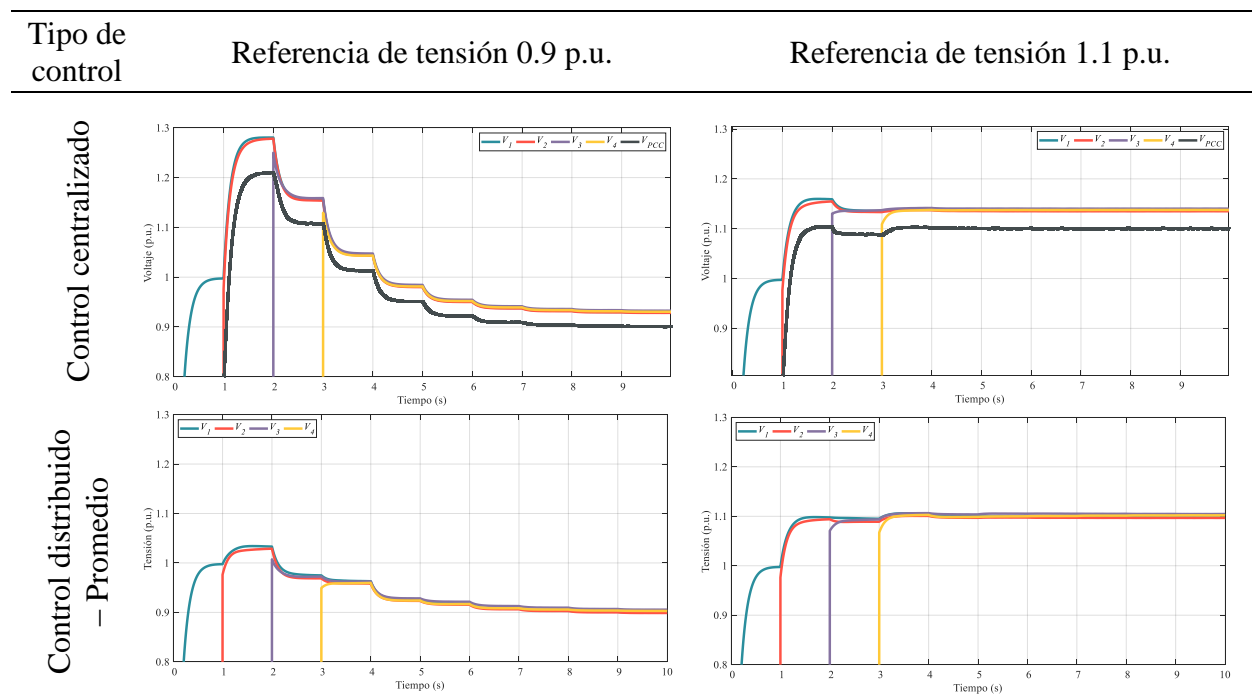
De igual modo, la simulación de las estrategias mencionadas permitió evaluar el comportamiento de la microrred en caso de presentarse diferentes valores de referencia de tensión o frecuencia. Para ello, se efectuaron escenarios de simulación en donde la tensión era llevada a

0.9 y 1.1 p.u, y de igual manera, escenarios de referencia de frecuencia, a un valor de 0.05 por encima y por debajo del valor nominal (60.05 Hz y 59.95 Hz).

En la siguiente tabla, se presentan las gráficas de tensión asociadas a los escenarios de simulación realizados según los parámetros de referencia. En relación con el parámetro de tensión y el control secundario centralizado, el bucle de bloqueo de frecuencia permitió la recopilación de los datos del MGGC, haciendo que el PCC garantizara el nivel deseado. De la misma manera, en el control distribuido con las dos técnicas aplicadas, los cuatro generadores alcanzan el valor previsto. Independientemente del cambio de valor de la tensión, las potencias activas siguen manteniendo su forma inicial, haciendo que todas lleguen a determinado valor. Las potencias reactivas presentan ligeras alteraciones, sin embargo, después de 6 segundos de simulación logran alcanzar valores estables.

Tabla 4.

Referencias de tensión para cada tipo de control



Control distribuido –
Consenso

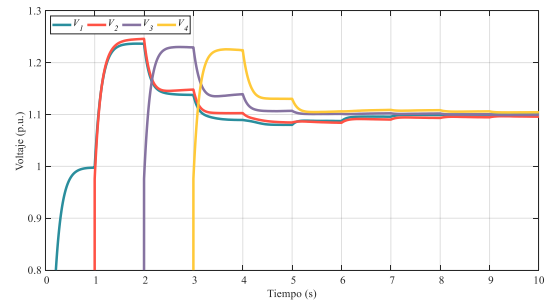
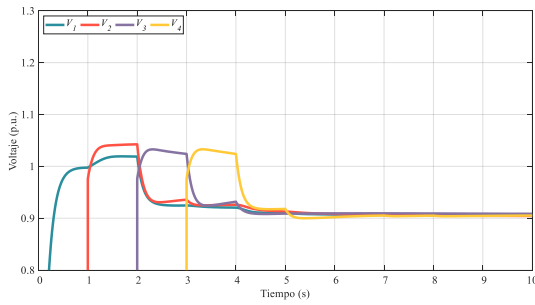


Tabla 5.

Referencias de frecuencia para cada tipo de control

| Tipo de control | Referencia de frecuencia 59.95 Hz | Referencia de frecuencia 60.05 Hz |
|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Control centralizado | | |
| Control distribuido – Promedio | | |
| Control distribuido – Consenso | | |

Además, para el análisis de la microrred, se llevaron a cabo diferentes escenarios de fallas en las comunicaciones, presentando diversos casos asociados a pérdidas de paquetes, caídas de

líneas y retardos en las mismas. Igualmente, se categorizo el impacto de ellas de forma cualitativa a partir de 3 categorías, siendo estas: *mínima*, *moderada* y *en gran medida*. La *categoría mínima* se identifica en escenarios donde las fallas implementadas no presentan una variación considerable, permitiendo que la microrred alcance los valores esperados. De igual forma, cuando el tipo de falla pertenece a la *categoría moderada*, el sistema logra los valores indicados, aun así, en el transcurso de la simulación, se logran observar pequeñas alteraciones como caídas o picos en las variables estudiadas.

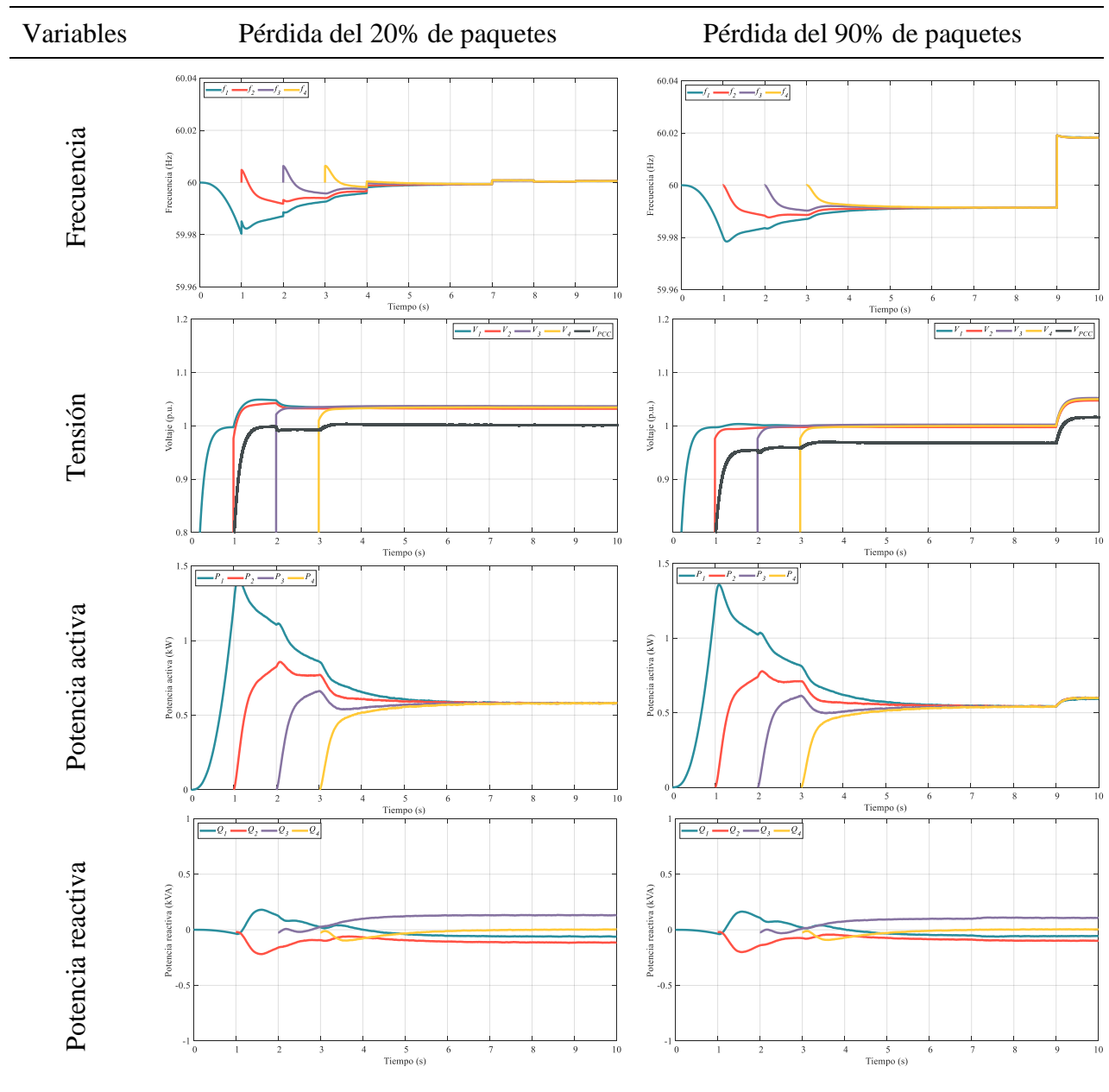
Por último, la *categoría en gran medida* expone varios altibajos que pueden llegar a comprometer el funcionamiento de la microrred.

9.1. Perdida de paquetes

Para el estudio de este tipo de falla se analizan diferentes escenarios según el tipo de control, en las técnicas de control distribuido se posee un controlador propio para cada generador, por lo tanto, la perdida de paquetes se puede dar en los generadores de manera individual, contrario al caso centralizado donde la perdida de paquetes afecta a todos los generadores por igual.

9.1.1. Control secundario centralizado

Para este caso de fallas se destacan dos escenarios, el primero de ellos con un porcentaje de pérdidas del 20% y el segundo con el 90%, los resultados se ilustran en la tabla 6.

Tabla 6.*Perdida de paquetes para control secundario centralizado*

El escenario con 20% de pérdidas se contempla en la columna izquierda de la tabla 6. Observamos en la tercera gráfica que la señal de tensión llega con normalidad a su objetivo de 1 p.u., es decir que el 20% no representa una cantidad de perdidas suficiente para generar un impacto

significativo en el sistema en cuanto a tensión se refiere. Igualmente, la señal de frecuencia no presenta ningún cambio significativo al presentarse esta cantidad y tipo de falla.

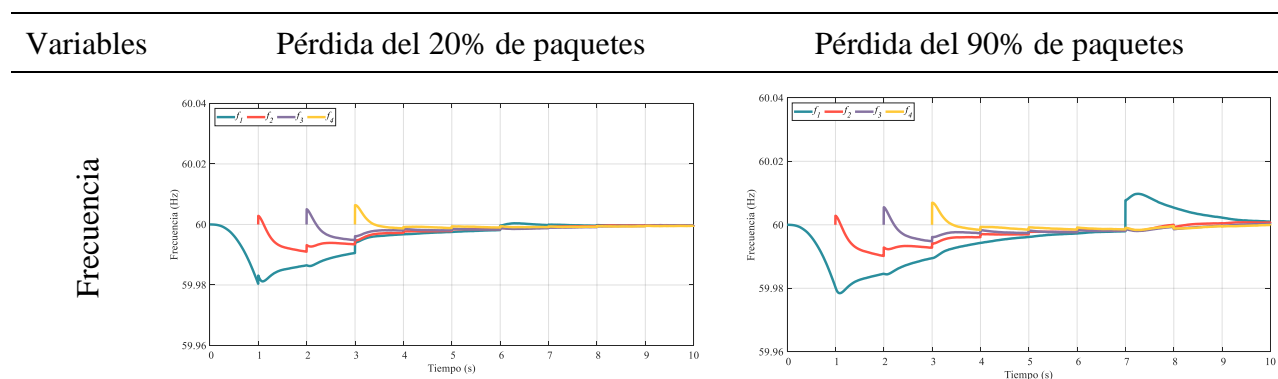
Contrario al escenario de fallas de 20%, en el del 90% expuesto en la columna derecha, se hace evidente la influencia de las pérdidas de paquetes de datos. Se observa con claridad que en el segundo 9 se recibió con éxito el único paquete de datos de la simulación, antes de este segundo la tensión en el PCC estaba en un valor de 0.9682 p.u. Después de la recepción del paquete se presentó un cambio abrupto en las variables en un intento de llevar al sistema a los valores de referencia, sin embargo, aunque se aproximan a su objetivo, no lo logran alcanzar a plenitud.

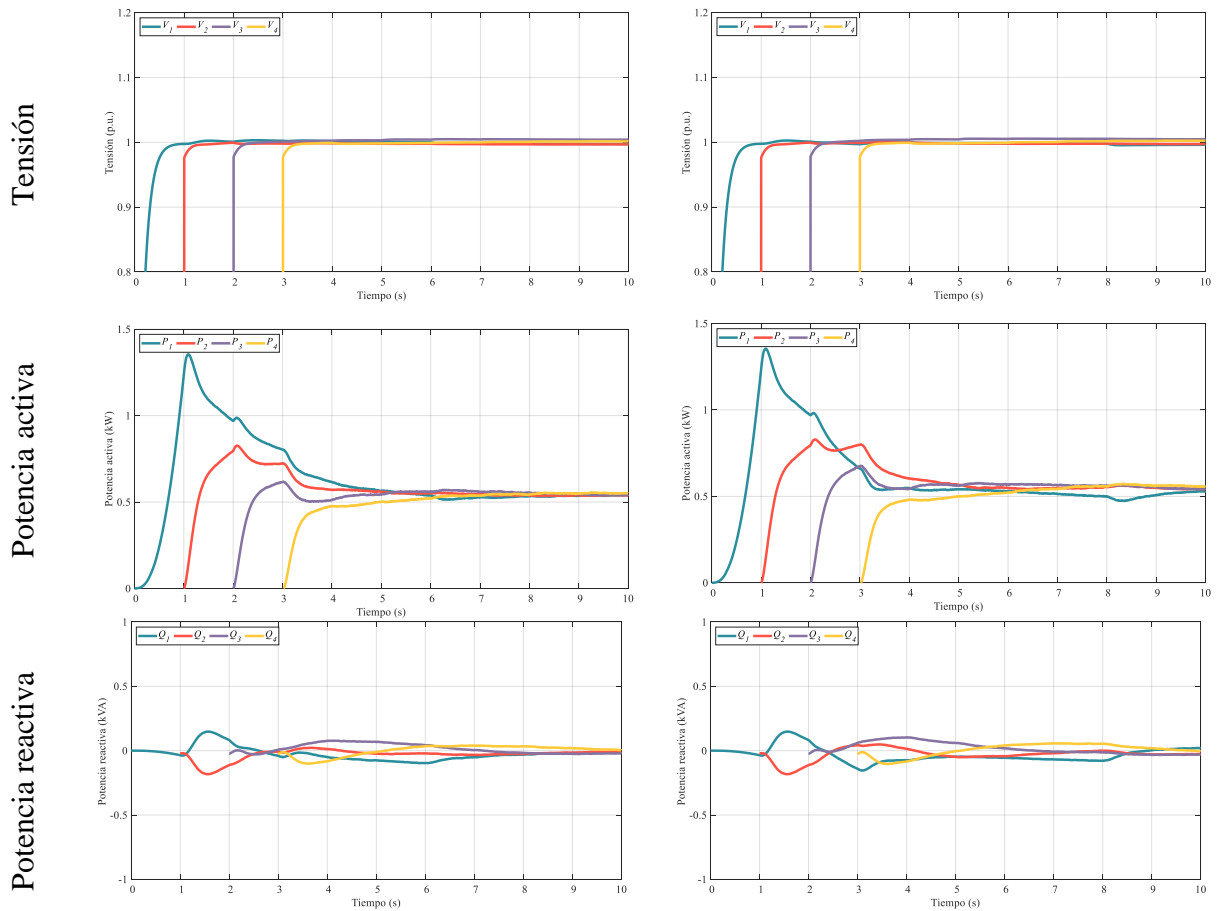
9.1.2. Control secundario distribuido – Técnica del promedio

A continuación, podemos observar dos casos de pérdidas de paquetes en la técnica del promedio, en el primero de ellos se pierde un 20% de los paquetes de datos enviados al generador uno, y en el segundo caso se pierden paquetes igualmente en el generador uno, pero esta vez con un valor del 90%.

Tabla 7.

Perdida de paquetes en DGI para control secundario distribuido – Técnica del promedio

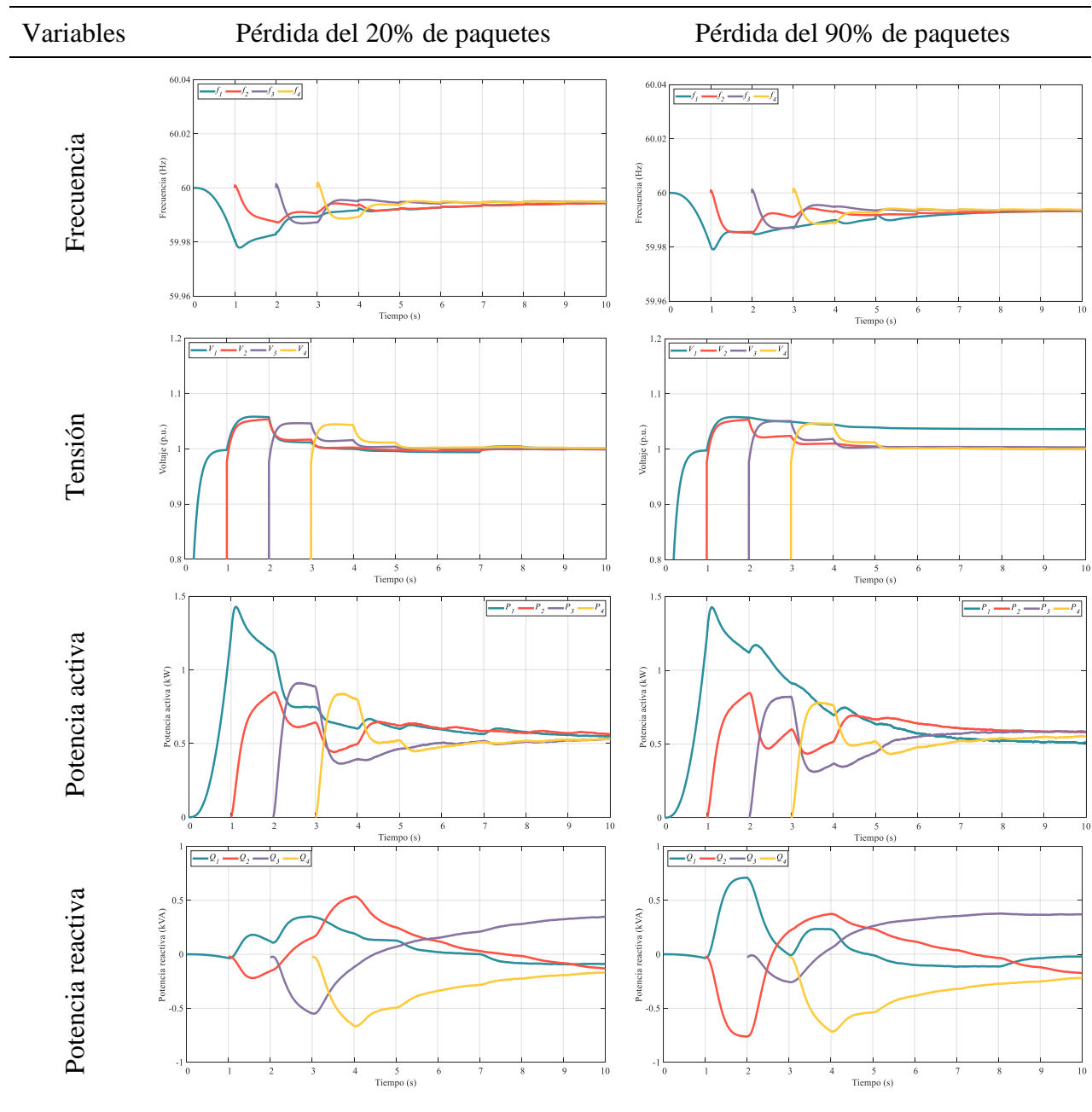




Como se puede observar en la tabla 7, la pérdida de paquetes de 20% (columna izquierda) no muestra una alteración significativa del sistema, por el contrario, cuando se pierde un 90% de los datos (columna derecha) se observa con claridad el efecto que tiene el hecho de no recibir información durante un tiempo tan prolongado y la variación en los valores de tensión y frecuencia que genera la recepción de un solo paquete.

9.1.3. Control secundario distribuido – Técnica del consenso

Por último, para este tipo de falla analizamos los mismos escenarios propuestos para la técnica del promedio y se presentan a continuación:

Tabla 8.*Perdida de paquetes en DGI para control secundario distribuido – Técnica del consenso*

Los escenarios estudiados para esta técnica reflejan un comportamiento similar al presentado tanto en el control centralizado, confirmando la eficacia del control secundario incluso cuando una pérdida importante de datos sucede, ya que se advierte que un solo paquete es suficiente para

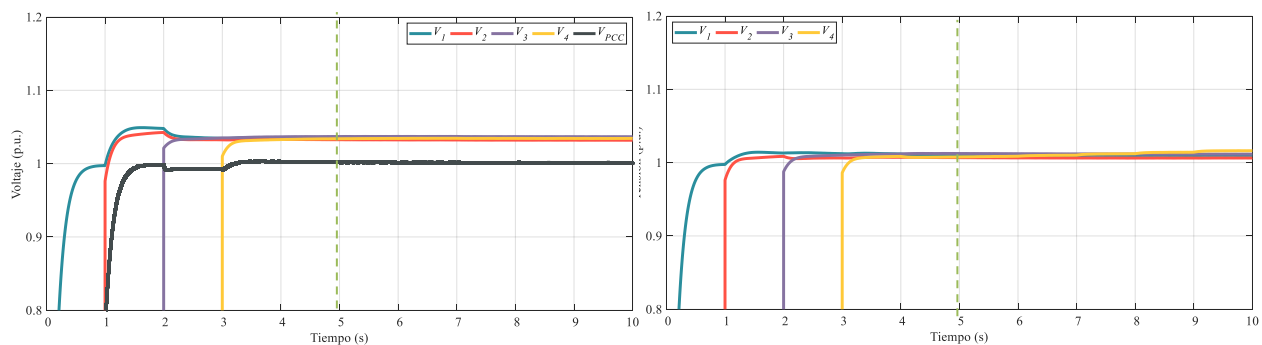
corregir el comportamiento de las variables analizadas. Las figuras presentadas en la tabla anterior reflejan que el sistema en esta técnica alcanza los valores deseados en 8 segundos en relación a los dos escenarios planteados.

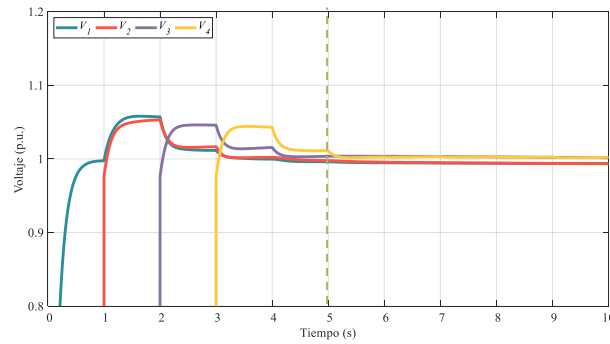
9.2. Caída de líneas

Las caídas de líneas se muestran en diferentes casos, en los cuales se pudo observar cómo funciona la microrred cuando los DGs dejan de recibir todo tipo de información a partir de un tiempo designado en la simulación. Los escenarios más importantes se constituyen cuando la caída de la línea se produce durante los primeros 3 segundos de simulación, ya que es el tiempo en donde los generadores se están conectando al sistema. No obstante, otro escenario a resaltar es cuando la línea de comunicación se pierde en valores posteriores al ingreso de los DGs, ya que el sistema sigue actuando de manera estable, lo anterior se observa en la figura 21, donde la línea de comunicación se cae en el segundo 5, esto independientemente del tipo de control implementado.

Figura 21.

Caída de la línea en 5 segundos en DG1, DG2 y DG3





Nota. Caída de la línea en 5 segundos: a) Centralizado, b) Distribuido promedio, c) Distribuido consenso

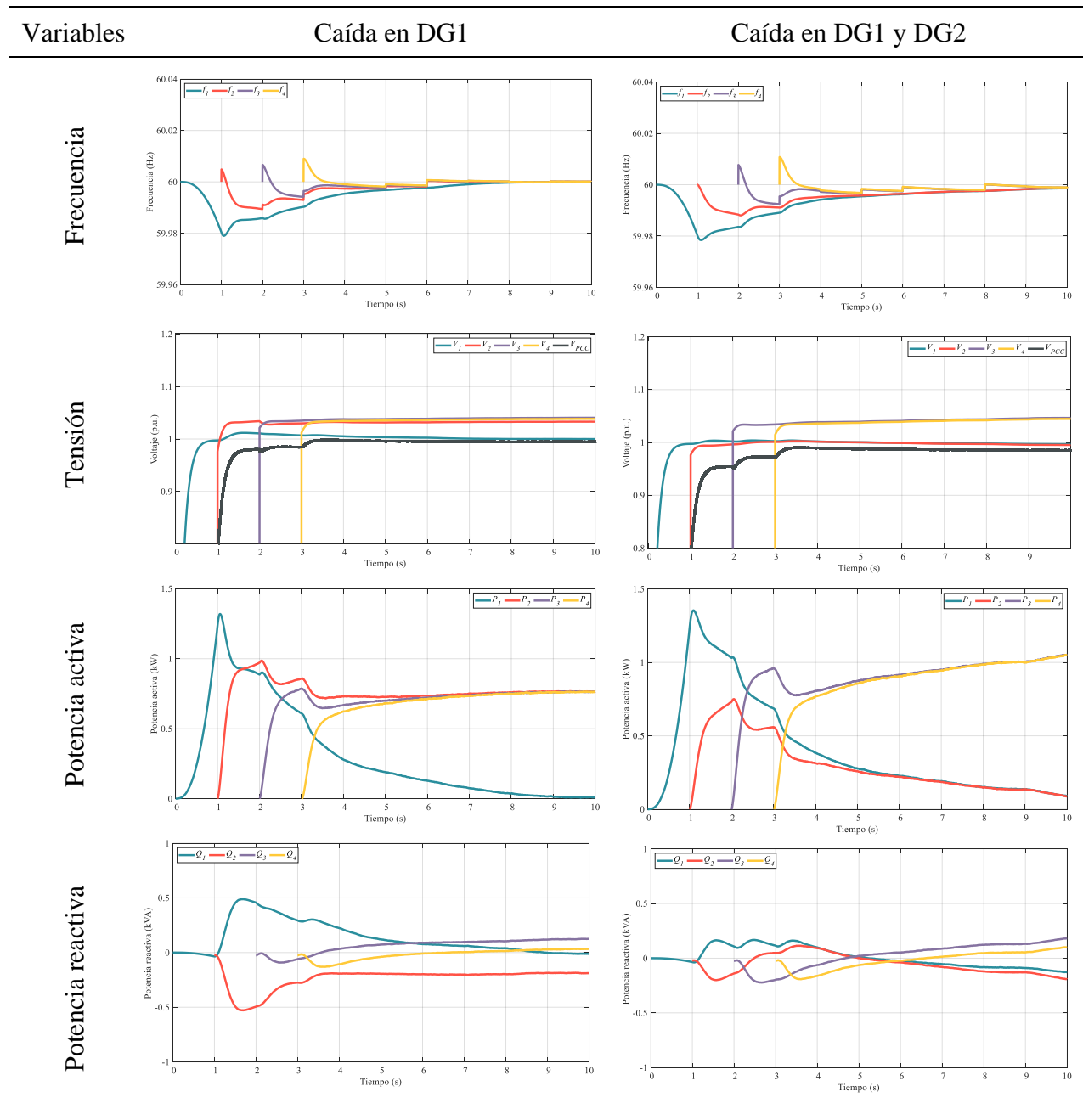
Los otros casos que se expondrán, van relacionados a la caída de la línea en la primera unidad generadora y en el conjunto del DG1 y el DG2, asociados al primer segundo de simulación.

9.2.1. Control secundario centralizado

En lo que respecta al parámetro de tensión, en la columna izquierda de la tabla 9, se aprecia que a partir del momento en que se da la falla, es decir el segundo uno, la curva azul que representa el DG1 mantiene un valor constante y diferente a los otros generadores afectando a la microrred en general, ya que el PCC no alcanza su valor estable, logrando solo un valor de 0.995 p.u. Por consiguiente, la potencia reactiva tiende a cero y a partir de 8 segundos de simulación alcanza un valor nulo. En cambio, la potencia activa empieza a decaer de a poco y solo hasta el segundo 9 logra mostrar valores cercanos a cero.

Tabla 9.

Caída de la línea en 1 segundo en control secundario centralizado



Cuando la situación se presenta en dos generadores, como se observa en la columna derecha, las curvas azul y amarilla no logran alcanzar los valores deseados, sino que se

comportan igual que en el caso anterior. Por este motivo, el PCC refleja un resultado más bajo, solo consiguiendo un valor de 0.9853 p.u.

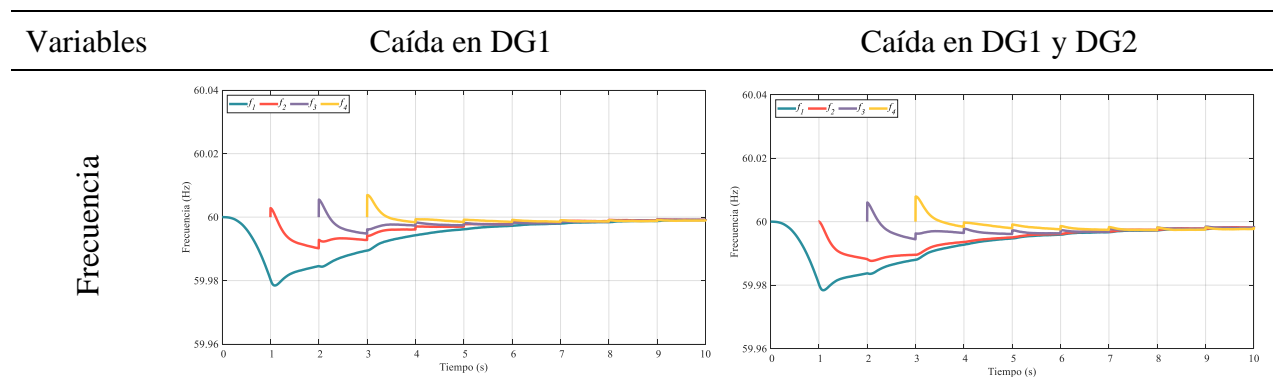
Además, la potencia activa empieza a tomar valores cercanos a cero en cada paso de simulación como en la técnica previamente mencionada, en cambio la potencia reactiva toma valores negativos luego de 5 segundos.

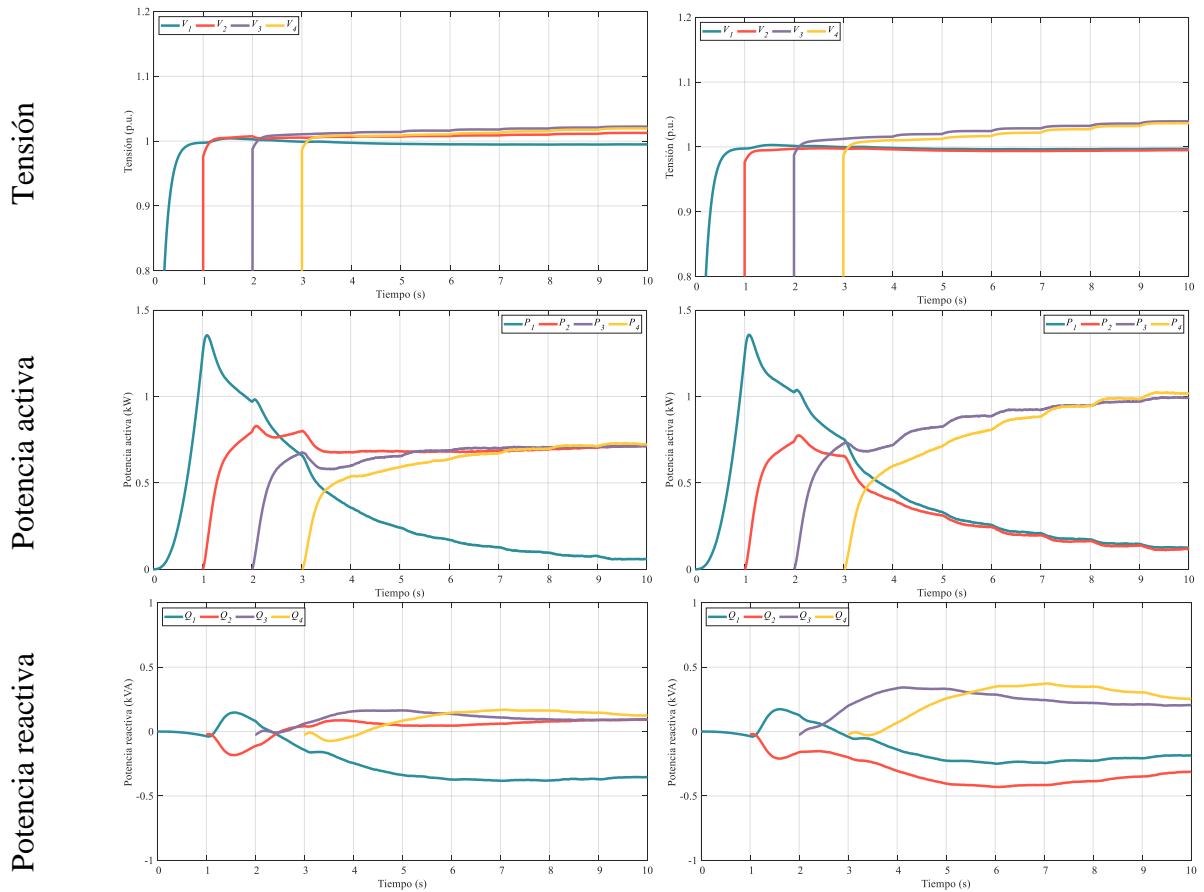
9.2.2. Control secundario distribuido – Técnica del promedio

En la técnica del promedio la frecuencia mantiene el valor deseado y la tensión refleja que el DG se mantiene estable a partir del momento de la falla. Sin embargo, cuando la caída de la línea solo se presenta en una unidad generadora, como se observa en la parte izquierda de la tabla 10, la potencia activa empieza a decaer, alcanzando un valor muy cercano a cero luego de 8 segundos de simulación. Por el contrario, cuando la caída se presenta en dos unidades generadoras (parte derecha), la potencia reactiva demora un poco más en llegar a cero, haciendo que la potencia de los DGs que mantienen la comunicación, aumente para contrarrestar el efecto de la pérdida y mantener la potencia de la microrred.

Tabla 10.

Caída de la línea en 1 segundo en control secundario distribuido - Técnica del promedio



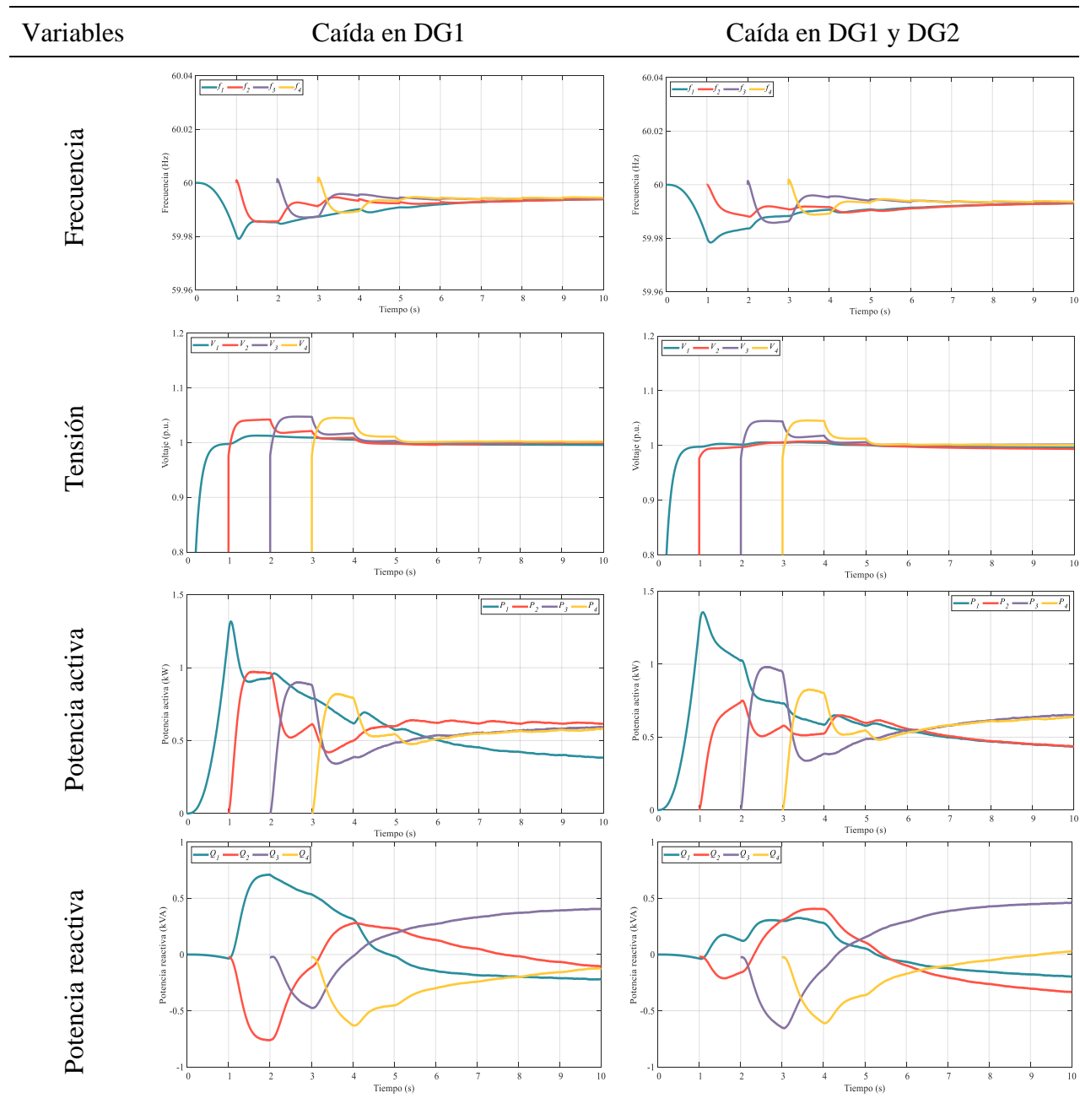


9.2.3. Control secundario distribuido – Técnica del consenso

Al igual que en la anterior técnica del control secundario distribuido, la frecuencia no se ve afectada y logra alcanzar el valor esperado de 60 Hz. Sin embargo, en la técnica del consenso, la potencia activa responde con más rapidez al cambio, tanto para la caída de línea en uno como para dos generadores, ya que antes de cumplir 7 segundos de simulación, esta presenta valores nulos. Los resultados de las simulaciones realizadas se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 11.

Caída de la línea en 1 segundo en control secundario distribuido – Técnica del consenso



9.3. Retardos en las comunicaciones

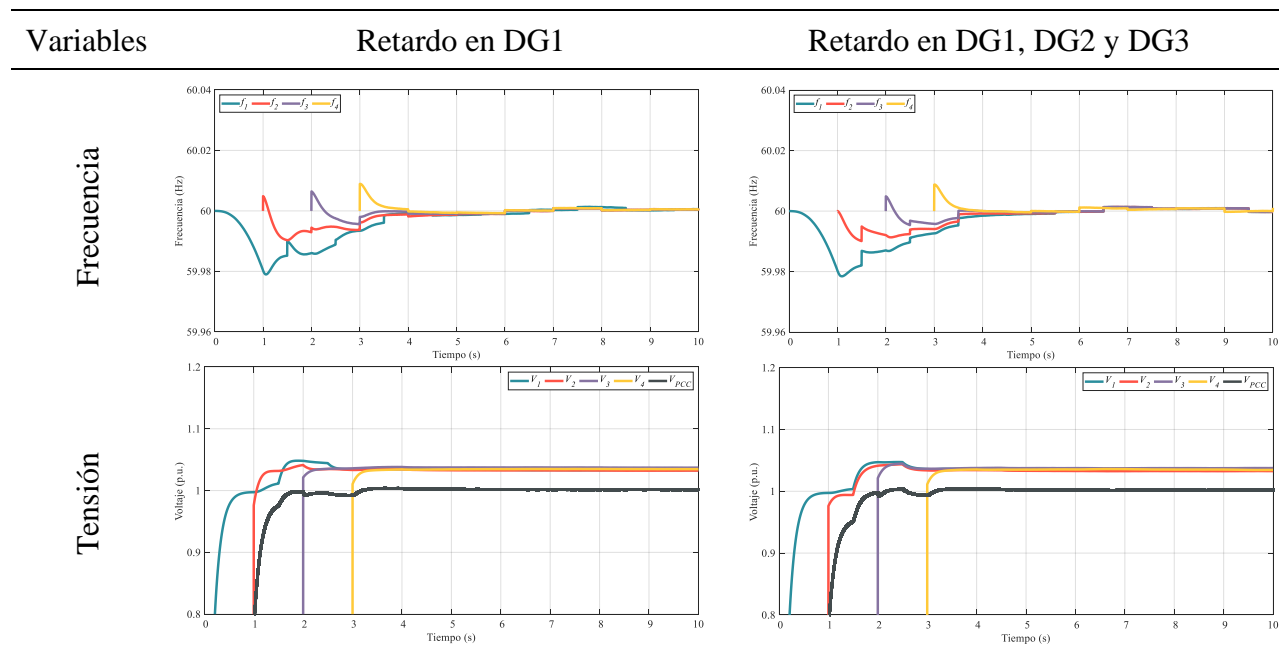
Para el estudio de la incidencia que tienen los retardos de la recepción de los paquetes de datos en la microrred se seleccionan dos escenarios, en el primero de ellos se observa un retardo del 50% en el primer generador, por su parte, en el segundo escenario se plantea el mismo porcentaje de retardos, pero esta vez en tres de los generadores (DG1, DG2 & DG3).

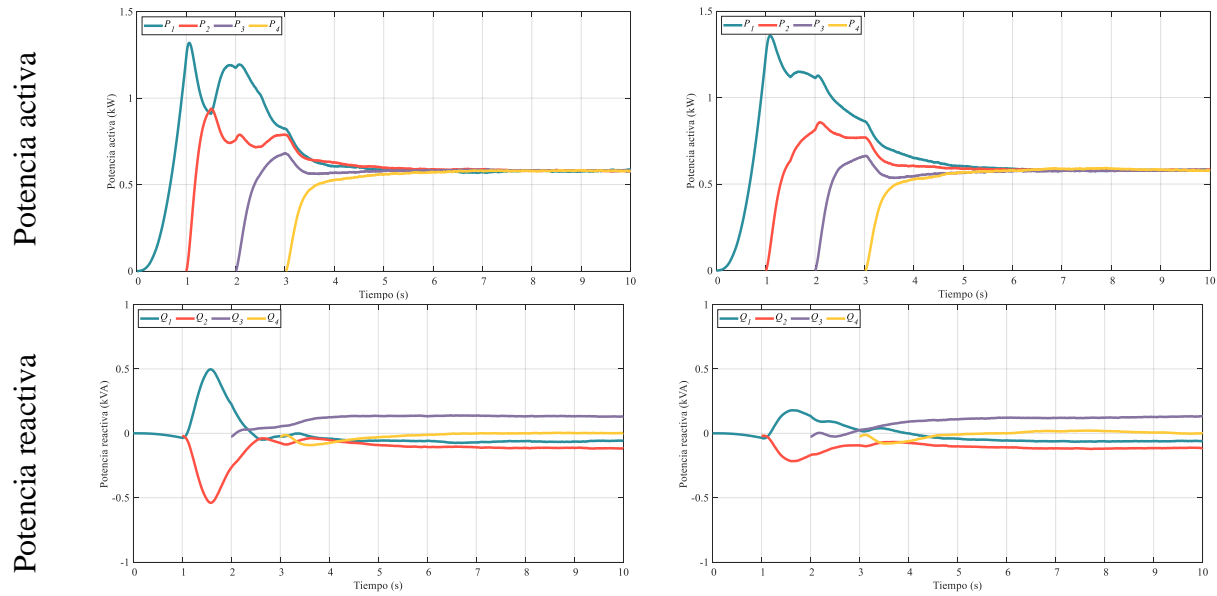
9.3.1. Control secundario centralizado

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los escenarios planteados:

Tabla 12.

Retardo del 50% en control secundario centralizado

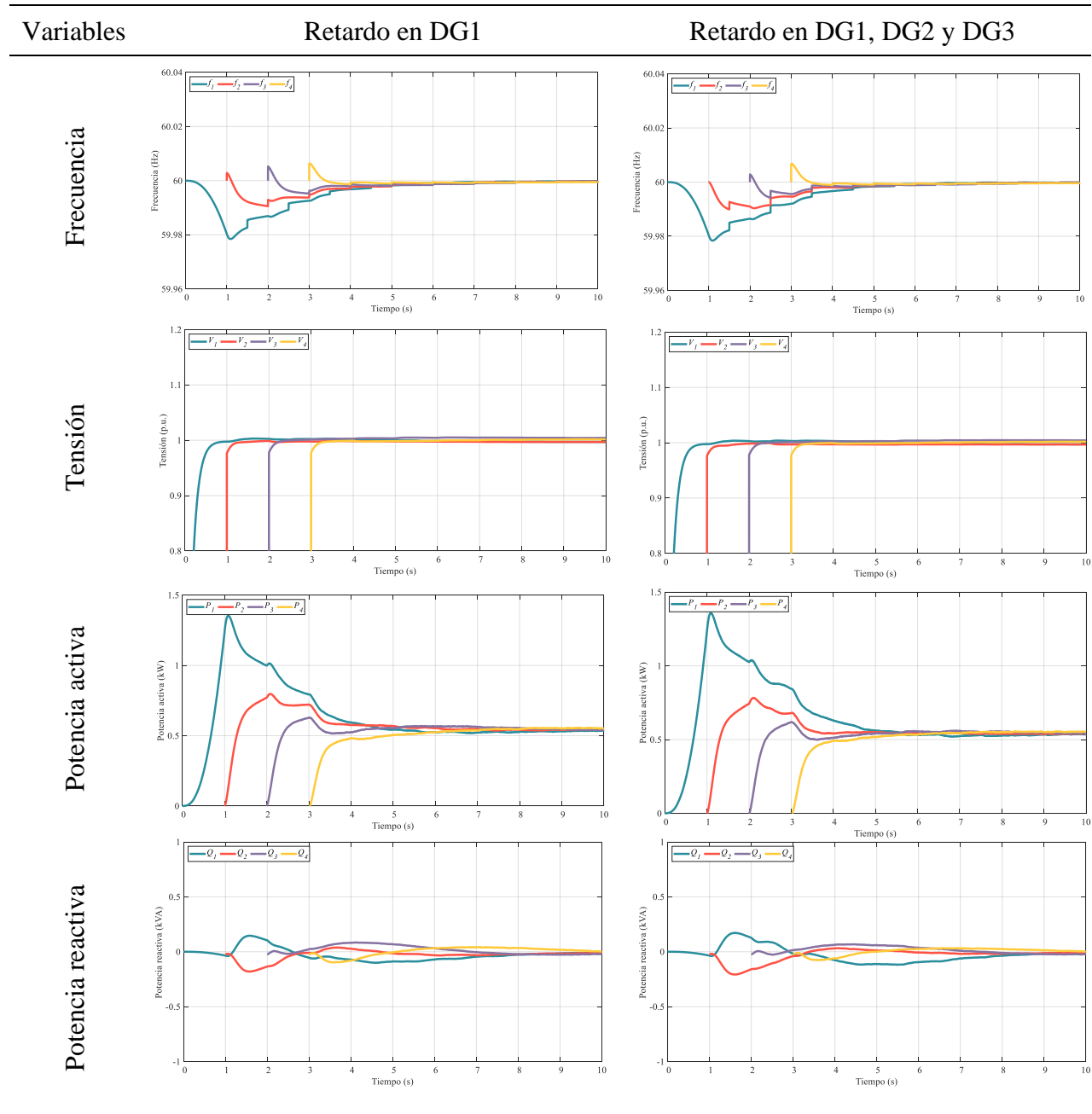




Las simulaciones presentadas en las tablas 2 y 3 corresponden a un tiempo de envío de 1 segundo, por lo tanto, un retraso del 50% como el presentado en los escenarios planteados implica que el envío se realiza 0.5 segundos después. En ambos casos se ve con claridad el retraso de los generadores que presentan fallas, en la gráfica de tensión expuesta en la parte izquierda de la tabla 12, se evidencia que el ajuste de los valores del generador identificado en azul se da a destiempo. En el segundo caso, como se observa en la parte derecha, aunque este tipo de falla se presenta en tres de los cuatro generadores que conforman la microrred, no se ve evidencia de que el funcionamiento de la misma se comprometa ya que funciona con normalidad llegando a los valores de referencia tanto de tensión como de frecuencia.

9.3.2. Control secundario distribuido – Técnica del promedio

En la simulación de la técnica del promedio se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 13.

Tabla 13.*Retardo del 50% en control secundario distribuido – Técnica del promedio*

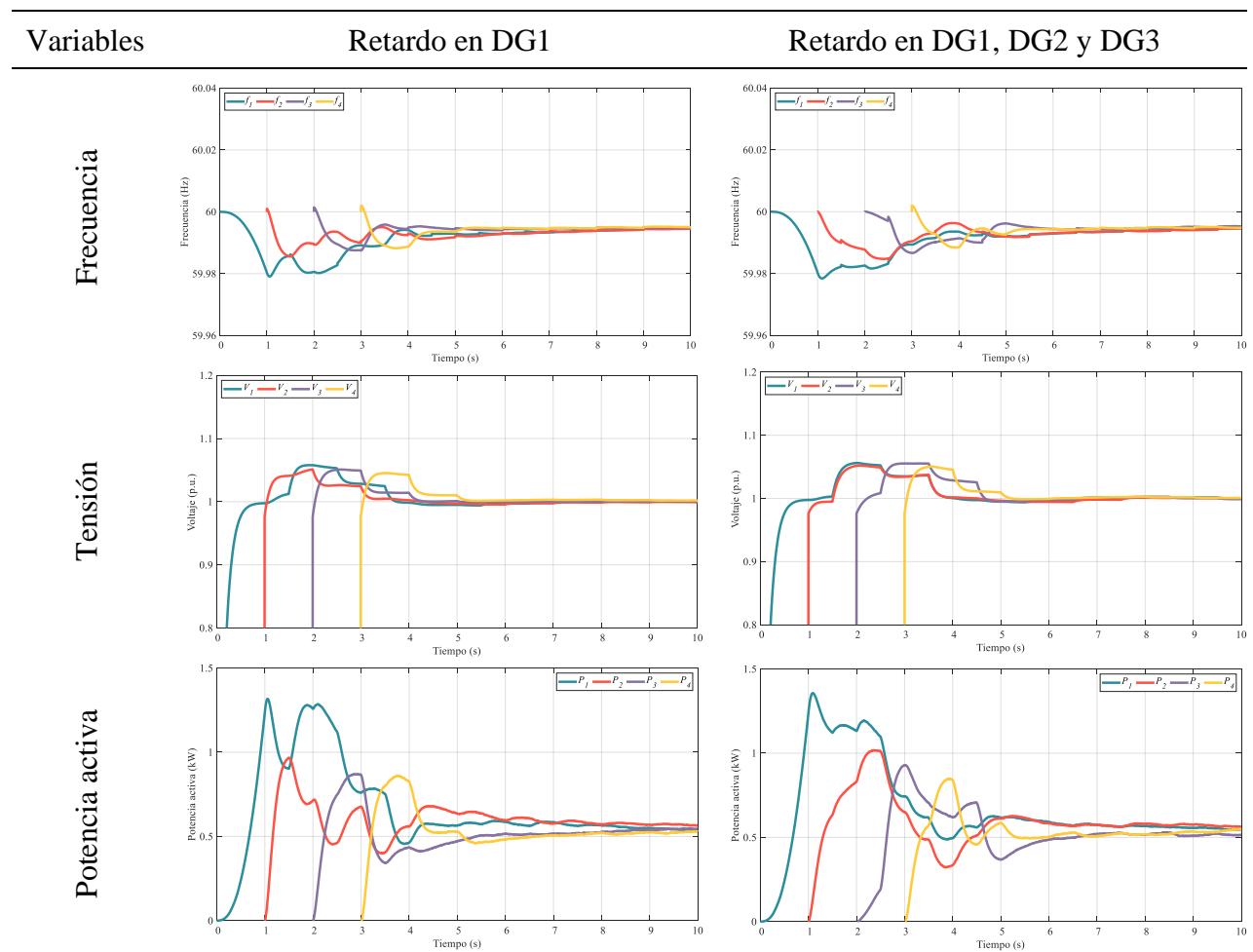
Una situación similar a la del control centralizado se presenta en esta técnica en la que, a pesar de llevar el sistema a un escenario con gran cantidad de retardos, no se ve repercusión en la operación de la microrred en ninguna de las variables estudiadas.

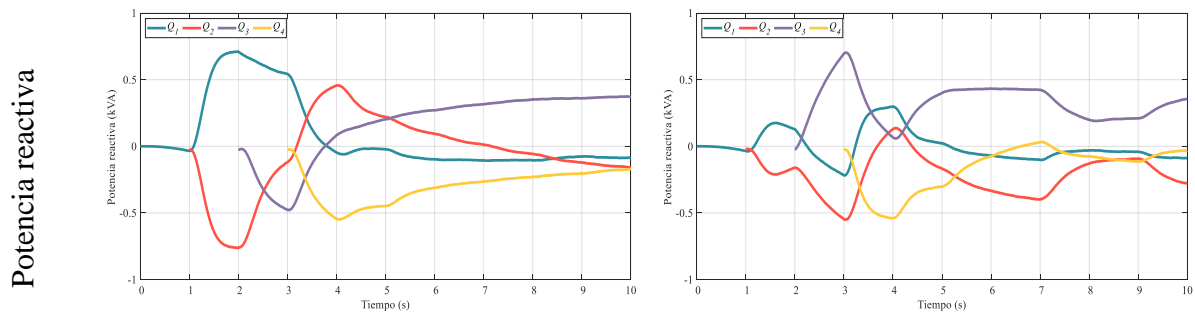
9.3.3. Control secundario distribuido – Técnica del consenso

Los resultados obtenidos en la técnica del consenso muestran una susceptibilidad mayor a la presencia de retardos que la observada en los tipos de control presentados anteriormente, tal como observamos en la tabla enunciada a continuación.

Tabla 14.

Retardo del 50% en control secundario distribuido – Técnica del consenso





En los resultados observados en el lado izquierdo, generados como consecuencia de un retardo del 50% en el primer generador distribuido, se evidencia que la falla tiene un impacto *mínimo* en la microrred. Sin embargo, cuando este porcentaje de retardos compromete tres de los cuatro generadores existentes como se exhibe en el lado derecho, se hace notorio que, aunque el sistema llega a su objetivo final de tensión 1 p.u y frecuencia 60 Hz, en el transcurso para llegar a estos valores presenta alteraciones tales como grandes picos o caídas en las variables de tensión y frecuencia, pero también se observa este comportamiento en la potencia activa y reactiva, circunstancias que pueden llegar a comprometer la operación de la microrred.

Conclusiones

Las microrredes eléctricas son una estructura que integra las instalaciones de generación de fuentes renovables y de bajo impacto ambiental, por lo tanto, han mostrado que son una herramienta crucial para el desarrollo sostenible. Estos sistemas han evidenciado su relevancia a través de las múltiples ventajas que conllevan, como lo son: energía eficiente y a bajo costo, operación de forma autónoma, mejoras en el funcionamiento y la estabilidad de la red, entre otras.

En particular, esta tesis se enfocó en la implementación del control jerárquico en microrredes, particularmente en la capa secundaria desarrollada bajo diferentes estrategias de control, con el fin de regular la frecuencia y el voltaje. Asimismo, se desarrollaron simulaciones con el propósito de evaluar las características operativas en cada tipo de control: centralizado y distribuido (promedio y consenso) y su comportamiento ante eventualidades en los sistemas de comunicación, tal como se muestra en la siguiente tabla donde a través de una escala (mínimo, moderado, en gran medida) se clasifica el impacto de las fallas indicando el tipo de control, el porcentaje y la cantidad de DGs implicados.

Tabla 15.

Impacto sobre los diferentes tipos de falla

| Tipo de control | Tipo de falla | Perdidas | | Caída en 1 segundo | | Retardo del 50% | |
|-----------------|---------------|----------|----------|--------------------|----------------|-----------------|----------------|
| | | 20% | 90% | DG1 | DG1 y DG2 | DG1 | DG1, DG2 y DG3 |
| A | Impacto | mínimo | moderado | moderado | en gran medida | mínimo | mínimo |
| | Tabla | <u>6</u> | <u>6</u> | <u>9</u> | <u>9</u> | <u>12</u> | <u>12</u> |
| B | Impacto | mínimo | moderado | mínimo | moderado | mínimo | mínimo |
| | Tabla | <u>7</u> | <u>7</u> | <u>10</u> | <u>10</u> | <u>13</u> | <u>13</u> |
| C | Impacto | mínimo | moderado | moderado | moderado | mínimo | mínimo |
| | Tabla | <u>8</u> | <u>8</u> | <u>11</u> | <u>11</u> | <u>14</u> | <u>14</u> |

Nota. a) Control centralizado, b) Control distribuido (promedio), c) Control distribuido (consenso)

En las simulaciones en donde se realizan pérdidas de paquetes, encontramos que el impacto que estas generan en el sistema de comunicaciones se refleja en las categorías *mínima* y *moderada*. Aunque los tres controles logran alcanzar su objetivo o valores muy próximos a este incluso con pérdidas tan altas como el 90%, el control centralizado se puede ver más afectado que otros tipos de control debido a la naturaleza que lo conforma. Lo anterior, a causa de la inminente incidencia de esta falla sobre todos los generadores pertenecientes a la microrred, aunque finalmente se aproximó bastante a su objetivo, durante un amplio lapso de tiempo los parámetros se encontraron en valores bastante inferiores a este. Por el contrario, tanto la técnica del promedio como la del consenso, mostraron robustez ante este tipo de falla, mostrando que incluso cuando uno de los generadores presenta un 90% de perdidas, estas técnicas llevan el sistema a la frecuencia requerida.

Por otra parte, cuando se presenta la situación en donde la comunicación a través de una o más líneas se pierde totalmente a partir de un determinado instante de tiempo, se encontró que este tipo de falla no tiene mucha repercusión cuando los generadores pertenecientes a la microrred ya han entrado en funcionamiento y el sistema se encuentra estable. A pesar de ello, este acontecimiento si puede llegar a afectar a la microrred cuando ocurre en un instante de tiempo en el cual el sistema no ha llegado a sus valores de estado estable. Esta conducta se observa en el control centralizado, cuando uno de los generadores pierde su línea de comunicación en el primer segundo de simulación, afecta directamente al generador implicado impidiéndole llegar a su referencia, pero los demás generadores tienen la capacidad de suplir esta ausencia y llevar sus variables al objetivo evitando así comprometer la tensión en el PCC. Sin embargo, cuando esta falla se presenta en dos o más generadores, la microrred se ve afectada en *gran medida*, debido a que se ven comprometidos no solo la tensión en ellos sino también el valor en el PCC.

Por otro lado, en la técnica del consenso, aunque no se presentan afectaciones después de la estabilización del sistema, cuando la falla se da tempranamente, esta impacta al sistema de forma *moderada* ya que la frecuencia tiene dificultad para llegar al valor de referencia.

Continuando con las simulaciones en donde se presentan diferentes retardos en las comunicaciones, las cuales han permitido comprobar que este tipo de falla, independientemente del porcentaje y la cantidad de DGs en donde se aplicó no tiene una incidencia significativa respecto a tensión o frecuencia en la estrategia de control centralizado o en la técnica del promedio, categorizándose en impacto *mínimo*.

Lo presentado a lo largo de este documento nos permite comprobar que el sistema de control centralizado, aunque es una configuración sencilla y efectiva, al poseer un único controlador central puede verse afectado en gran medida por fallas de comunicaciones especialmente por la caída de líneas, y en especial cuando de controlar tensión se trata. Las técnicas de comunicación distribuida, aunque presentan una estructura más compleja que el control centralizado, tienen el beneficio de presentar robustez ante las fallas estudiadas, principalmente por su acción particular sobre cada generador.

Referencias bibliográficas

- 2012 DOE Microgrid Workshop Report. (n.d.). Retrieved from [http://energy.gov/sites/prod/files/Microgrid Workshop Report August 2011.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/Microgrid%20Workshop%20Report%20August%202011.pdf).
- Castilla, M., De Vicuña, L. G., & Miret, J. (2019). Control of Power Converter in AC Microgrids. In *Microgrids Design and Implementation* (pp. 139–170). https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_1
- Castilla, M., Torres-Martínez, J., & Rey, J. M. (2019). Secondary Control for Islanded Microgrids. In *Microgrids Design and Implementation* (pp. 171–193). https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_1
- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., & Loh, P. C. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1254–1262. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2194969>
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., & Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 158–172. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
- Guo, F., Wen, C., Mao, J., & Song, Y. D. (2015). Distributed Secondary Voltage and Frequency Restoration Control of Droop-Controlled Inverter-Based Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(7), 4355–4364. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2379211>
- Han, Y., Li, H., Shen, P., Antˆ, E., Coelho, A., & Guerrero, J. M. (2017). *Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids*. 32(3), 2427–

2451. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2569597>

Liang, H., Choi, B. J., Zhuang, W., & Shen, X. (2013). Stability enhancement of decentralized inverter control through wireless communications in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(1), 321–331. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2226064>

Martí, P., Velasco, M., Martín, E. X., De Vicuña, L. G., Miret, J., & Castilla, M. (2018). Performance Evaluation of Secondary Control Policies With Respect to Digital Communications Properties in Inverter-Based Islanded Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(3), 2192–2202. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2608323>

Medina, R. D. (2014). Microrredes Basadas en Electrónica de Potencia: parte II: Control de Potencia Activa y Reactiva. *Ingenius*, (12), 24–34. <https://doi.org/10.17163/ings.n12.2014.03>

Moreno Díaz, L. (2017). *Estado del arte sobre diseño y dimensionamiento de microrredes eléctricas*. Retrieved from <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/74374>

Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahrnamirad, S. (2015). State of the Art in Research on Microgrids : A Review. *IEEE Access*, 3, 890–925. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>

REN21. (2019). Renewables 2019 Global Status Report Collaborative. In *Ren21* (Vol. 105). Retrieved from <http://www.ren21.net/gsr-2019/pages/foreword/foreword/>

Savaghebi, M., Jalilian, A., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2012). Secondary Control for Voltage Quality Enhancement in Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 1893–1902. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2205281>

Shafiee, Q., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Distributed secondary control for islanded

microgrids-a novel approach. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(2), 1018–1031.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2259506>

Shafiee, Q., Stefanovic, C., Dragicevic, T., Popovski, P., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2014). Robust networked control scheme for distributed secondary control of islanded microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(10), 5363–5374.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2013.2293711>

Simpson-Porco, J. W., Shafiee, Q., Dorfler, F., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., & Bullo, F. (2015). Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11), 7025–7038.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2436879>

Solving the Energy Access Problem with Renewable Mini-Grids. (n.d).
/Newsroom/Articles/2016/Oct/Solving-the-Energy-Access-Problem-with-Renewable-Mini-Grids.

Tsikalakakis, A. G., & Hatziargyriou, N. D. (2011). Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8.
<https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039737>

Xin, H., Zhang, L., Wang, Z., Gan, D., & Wong, K. P. (2015). Control of island AC microgrids using a fully distributed approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2), 943–945.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2378694>

Yao, W., Chen, M., Matas, J., Guerrero, J. M., & Member, S. (2011). *Design and Analysis of the Droop Control Method for Parallel Inverters Considering the Impact of the Complex Impedance on the Power Sharing*. 58(2), 576–588.

<https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2046001>