

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Diseño de un control secundario distribuido cooperativo basado en el sistema de multi agentes en una microgrid de 2 DGs

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad especialización Electrónica y  
Automatización Industrial**

Presentado por:

Andrés Eduardo Intriago Velásquez

Kevin Luis Zambrano Carrillo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

## DEDICATORIA

Le dedico este trabajo primero a Dios por permitirme cumplir un gran sueño lo cual es terminar mi carrera. En segundo lugar, a mi familia y mi pareja por ser mi pilar y apoyo e impulsarme a seguir adelante frente a adversidades que se presentan en la vida. Finalmente, a mis docentes por la motivación de seguir logrando metas y formarme profesionalmente.

Kevin Luis Zambrano Carrillo.

Le dedico esta tesis a Dios, por ser mi norte en los momentos difíciles que transcurrí en la carrera. A mis padres, que creyeron en mí y me apoyaron incondicionalmente a lo largo de mi vida universitaria. A mis hermanos Raúl y Gabriel, quienes me han sabido guiar en momentos en los cuales me he sentido sin rumbo. A MSc. Sara Ríos, PhD. Síxifo Falcones y MSc. Elio Sánchez, docentes que me brindaron la oportunidad de participar en su grupo de investigación G.I.S.E.

Andrés Eduardo Intriago Velásquez.

## AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos a nuestros profesores de la carrera que nos enseñaron parte de los conocimientos que nos sirvieron para elaborar esta tesis. Quisiéramos hacer una mención especial a nuestra tutora MSc. Sara Ríos, que nos dedicó tiempo y orientación a lo largo de este proceso. Así mismo, al PhD. Síxifo Falcones, que nos brindó las mejores clases de Electrónica de Potencia I. A nuestros profesores Carlos Salazar, Dennys Cortéz y César Martín por sus magistrales clases de Sistemas de Control y Control Avanzado, respectivamente.

Andrés Eduardo Intriago Velásquez.  
Kevin Luis Zambrano Carrillo.

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; **ANDRÉS EDUARDO INTRIAGO VELÁSQUEZ, KEVIN LUIS ZAMBRANO CARRILLO** y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



---

**ANDRÉS EDUARDO  
INTRIAGO VELÁSQUEZ**



---

**KEVIN LUIS ZAMBRANO  
CARRILLO**

# EVALUADORES

---

**M. Sc. DENNYS D.  
CORTEZ ÁLVAREZ**

PROFESOR DE LA  
MATERIA

---

**M. Sc. SARA J. RÍOS  
ORELLANA**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

En esta tesis se ha querido diseñar e implementar una micro-red compuesta de dos generadores distribuidos, enlazados mediante una red de comunicación, haciendo uso de los dígrafos de comunicación. A su vez, se presenta un diseño de control secundario, basado en la teoría de multi-agentes en donde se muestra la relación que existe entre los generadores distribuidos y sus respectivos vecinos.

Las etapas de esta micro-red que se implementaron para llevar a cabo el diseño fueron el control primario, secundario, el uso de dos cargas trifásicas y las impedancias de líneas que permiten relacionar de manera eléctrica los generadores distribuidos. Dentro del control primario, se observan el controlador de potencia, de voltaje y de corriente. A su vez, la etapa del control secundario está compuesta por un algoritmo para controlar el voltaje y la frecuencia, empleando los parámetros de interés de cada uno de los generadores distribuidos. Así mismo, se ingresan los valores de frecuencia y de voltaje de referencia, para asegurarnos que estas magnitudes propias de cada generador distribuido, estarán funcionando en consonancia con los valores de referencia establecidos anteriormente.

Con el diseño de la micro-red se ha conseguido implementar el funcionamiento de los dos generadores distribuidos, cada uno con su respectiva carga trifásica. De esta manera, se hace alusión a que los agricultores puedan usar en un futuro, este sistema para poder alimentar ya sea, a sus casas como también a los puntos de distribución de agua para riego. Gracias a esto, brindamos una solución fácil, segura y efectiva para los sistemas de riego de nuestros productores agrícolas.

El algoritmo de consenso que hemos implementado en nuestra tesis, es a su vez distribuido, ya que permite alcanzar valores referenciales usando solamente los valores de cada nodo conectado en el dígrafo de comunicación. Consecuentemente, cada generador distribuido sabe cuál será el valor referencial en función de los valores de sus vecinos, por lo cual se asegura que estén sincronizados durante el tiempo de la simulación. Para finalizar, el control primario como secundario, están ubicados en cada uno de los generadores distribuidos, también llamados agentes de comunicación.

## **ABSTRACT**

*In this thesis, we wanted to design and implement a micro-network composed of two distributed generators linked through a communication network, using communication digraphs. In turn, a secondary control design is presented, based on the multi-agent theory, where the relationship between distributed generators and their respective neighbors is shown.*

*The stages of this micro-network that were implemented to carry out the design were the primary and secondary controller, the use of two three-phase loads and the line impedances which allow the distributed generators to be electrically related. The power, voltage, and current controller are within the primary control. In turn, the secondary control stage is composed of an algorithm to control the voltage and frequency, using the parameters of interest of each of the distributed generators. Likewise, the reference frequency and voltage values are computed to ensure that these magnitudes of each distributed generator will be operating under the previously established reference values.*

*With the design of the microgrid, it has been possible to implement the operation of the two distributed generators, each with its respective three-phase load. In this way, farmers can use this system in the future to feed either their homes or the water distribution points for irrigation. Consequently, we provide an easy, safe and effective solution for the irrigation systems of our agricultural producers.*

*The consensus algorithm that we have implemented in our thesis is distributed since it allows reaching referential values using only the values of each connected node in the communication digraph. Each distributed generator knows what the reference value will be based on the values of its neighbors, which ensures that they are synchronized during simulation. The primary and secondary control are allocated in each DG.*

*Keywords: Distributed generators, micro-grid, primary controller, secondary controller, communication digraph.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	5
RESUMEN .....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ÍNDICE DE PLANOS.....	XI
CAPÍTULO 1 .....	12
1.    Introducción.....	12
1.1    Descripción del problema .....	13
1.2    Justificación del problema.....	16
1.3    Objetivos .....	18
1.3.1    Objetivo General .....	18
1.3.2    Objetivos Específicos .....	18
1.4    Escenario Actual.....	18
CAPÍTULO 2 .....	21
2.    MARCO TEÓRICO .....	21
2.1    Metodología.....	21
2.2    Generalidades de las micro-redes.....	21
2.3    Grid - Forming Converter .....	23
2.4    Estructura ciber-física de una microrred aislada.....	25
2.4.1    Modelo cibernético de la micro-red en modo aislado.....	26

2.4.1	Modelo físico de la micro-red en modo aislado.....	27
2.4.1.1	Obtención del ángulo $\alpha$ .....	29
2.4.1.2	Control Primario .....	30
2.4.1.2.1	Controlador de Potencia.....	31
2.4.1.2.2	Controlador de Voltaje .....	33
2.4.1.2.3	Controlador de Corriente.....	34
2.4.1.3	Filtro LC y conectores de salida.....	36
2.4.1.4	Control Secundario para magnitudes de voltaje y frecuencia .....	36
CAPÍTULO 3 .....		39
3.	DISEÑO DEL CONTROL SECUNDARIO.....	39
3.1	Cálculo de la función de transferencia del filtro pasa bajo .....	41
3.2	Diseño de la capa de comunicación para el control secundario .....	42
3.3	Control secundario cooperativo y distribuido.....	43
3.4	Diseño de $\omega_{com}$ .....	47
3.5	Diseño de la micro-red en términos del espacio de estado .....	49
CAPÍTULO 4 .....		57
4.	SIMULACIÓN .....	57
4.1	Análisis de resultados.....	57
CAPÍTULO 5 .....		64
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	64
5.1	Conclusiones.....	64
5.2	Recomendaciones .....	65
BIBLIOGRAFÍA.....		67
ANEXOS.....		71

## ABREVIATURAS

- **PPC** Punto de acople común
- **VCVSI** Voltage Controlled Voltage Source Inverter
- **CCVSI** Current Controlled Voltage Source Inverter

## SIMBOLOGÍA

- $v_{o, magi}$  Magnitud de voltaje en el i-th DG;
- $v_{odi}$  Voltaje medido después del filtro LC en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $v_{oqi}$  Voltaje medido después del filtro LC en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- **PI** Proporcional-Integral;
- $\alpha_i$  Ángulo en el i-th-DG;
- $\omega_i$  Frecuencia en el i-th DG;
- $P_i$  Potencia activa generada por el i-th DG;
- $Q_i$  Potencia reactiva generada por el i-th DG;
- $\omega_{ni}$  Salida de distribución y control cooperativo secundario para la frecuencia en el i-th DG;
- $V_{ni}$  Salida de distribución y control cooperativo secundario para el voltaje en el i-th DG;
- $v_{o, magi}^*$  Valor de referencia para la magnitud del voltaje de salida en el i-th DG;
- $v_{odi}^*$  Valor de referencia para la magnitud del voltaje de salida en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $v_{oqi}^*$  Valor de referencia para la magnitud del voltaje de salida en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $m_{Pi}$  Coeficiente de caída de potencia activa en el i-th DG;
- $n_{Qi}$  Coeficiente de caída de potencia reactiva en el i-th DG;
- $v_{oi}$  Voltaje trifásico medido luego del filtro LC;
- $i_{oi}$  Corriente trifásica medida luego del filtro LC;
- $i_{li}$  Corriente trifásica medida antes del filtro LC;
- $i_{odi}$  Corriente trifásica medida luego del filtro LC en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $i_{oqi}$  Corriente trifásica medida luego del filtro LC en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $v_{bi}$  Voltaje trifásico medido luego del conector de salida;

- $v_{bdi}$  Voltaje trifásico medido luego del conector de salida en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $v_{bqi}$  Voltaje trifásico medido luego del conector de salida en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $\omega_{ci}$  Frecuencia de corte del filtro pasa bajos localizado en el control de potencia;
- $\omega_b$  Frecuencia angular nominal;
- $\phi_{di}$  Variable de estado auxiliar en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $\phi_{qi}$  Variable de estado auxiliar en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $K_{pVi}$  Constante proporcional del bloque PI localizado en el controlador de voltaje;
- $F_i$  Compensador de corriente en el i-th DG;
- $i_{ldi}^*$  Salida del controlador de voltaje en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $i_{lqi}^*$  Salida del controlador de voltaje en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $\gamma_{di}$  Variable de estado auxiliar en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $\gamma_{qi}$  Variable de estado auxiliar en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $i_{ldi}$  Corriente medida luego del filtro LC en términos de la componente del eje d en el i-th DG;
- $i_{lqi}$  Corriente medida luego del filtro LC en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $K_{pCi}$  Constante proporcional del bloque PI localizado en el controlador de corriente.
- $K_{iCi}$  Constante integral del bloque PI localizado en el controlador de corriente.
- $v_{idi}^*$  Salida del controlador de corriente en términos de la componente del eje d en el i-th DG;

- $v_{iqi}^*$  Salida del controlador de corriente en términos de la componente del eje q en el i-th DG;
- $R_f$  Valor de la resistencia localizado en el filtro LC;
- $L_f$  Valor de la inductancia localizado en el filtro LC;
- $C_f$  Valor de la capacitancia localizado en el filtro LC;
- $R_c$  Valor de la resistencia localizado en el conector de salida;
- $L_c$  Valor de la inductancia localizada en el conector de salida;
- $c_{fi}$  Ganancia del controlador secundario de frecuencia;
- $c_{vi}$  Ganancia del controlador secundario de voltaje;

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1.- Cobertura de servicio eléctrico por región y provincia [5] .....	15
Fig. 1.2.- Energía no suministrada durante el 2018 [5].....	16
Fig. 2.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba de la micro-red .....	25
Fig. 2.2. Diagrama de bloque de un DG funcionando como inversor (VCSVI). .....	28
Fig. 2.3. Diagrama de bloque correspondiente al controlador de potencia.....	31
Fig. 2.4. Diagrama de bloque del controlador de voltaje. ....	33
Fig. 2.5. Diagrama de bloque para el controlador de corriente.....	35
Fig. 2.6. Control secundario cooperativo y distribuido para la frecuencia.....	37
Fig. 2.7. Control secundario cooperativo y distribuido para el voltaje.....	38
Figura 3.1.- Dígrafo de comunicación para el Control Secundario.....	42
Figura 3.2.- Control Secundario Cooperativo Distribuido para la frecuencia.....	44
Figura 3.3.- Control Secundario Cooperativo Distribuido para el voltaje .....	46
Figura 3.4.- Diagrama de bloques propuesto para el Control Secundario .....	48
Figura 4.1.- Sincronización de la amplitud de voltaje en el DG 1 .....	58
Figura 4.2.- Sincronización de la amplitud de voltaje en el generador 2 .....	59
Figura 4.3.- Sincronización de la amplitud de voltaje en ambos generadores .....	60
Figura 4.4.- Sincronización de la frecuencia en el generador 1 y 2 .....	61
Figura 4.5.- Potencia activa en los generadores distribuidos.....	62
Figura 4.6.- Potencia reactiva en los generadores distribuidos .....	63

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- Tabla de parámetros a emplear.....	40
---	----

## ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1 - Plano Eléctrico de la micro-red.....	71
--	----

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCION

Uno de los capítulos históricos que la humanidad tardará en asimilar es la enfermedad del COVID-19. Esta catástrofe mundial desnudó a niveles inimaginables la falta de preocupación de los gobiernos por la salud pública y por las poblaciones desatendidas y vulnerables [1].

Es por esto que uno de los funcionarios más importantes en temas de salud pública estadounidense, Georges C. Benjamin en un paper escrito por él, "Ensuring health equity during the COVID-19 pandemic: the role of public health infrastructure" [1], proclama que uno de las responsabilidades adquiridas por la Organización Mundial de la Salud (OMS) es desarrollar un sistema en el cual se pueda detectar, vigilar y dar soporte a las diferentes enfermedades que incurrirán en una emergencia sanitaria a largo plazo. Realizando estas recomendaciones, se podrá evitar enfermedades tales como el COVID-19 y al impacto desmedido del cambio climático en la estructura de salud pública.

El cambio climático es un tema de largo interés para los científicos. Es un hecho que la temperatura mundial está incrementando de manera sostenida. Es más, según NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), la temperatura del océano se ha incrementado en una tasa promedio de 0.08 grados Celsius por década, desde 1880. Sin embargo, la tasa promedio de incremento desde 1981, ha sido más del doble, ya que actualmente es de 0.18 °C [2].

El surgimiento del COVID-19 afectó de lleno a los agricultores, ya que tuvieron que redoblar esfuerzos para poder abastecer a la población mundial con sus productos alimenticios. Lamentablemente, la falta de equipos de protección y la carencia de procedimientos sanitarios, sumado a la disminución del salario por parte de las personas que han visto mermada sus ingresos mensuales, han logrado afectar el precio y por ende la oferta de su mercadería, tal como se muestra en [3].

Es cierto que hay agricultores que poseen generadores diésel, pero debido a que los precios de combustibles han experimentado un aumento sostenido, se ven inhabilitados de usar esta fuente de energía para mecanizar y tecnificar su producción. Sumado a esto, las fincas se encuentran ubicadas en zonas rurales, en donde la acometida eléctrica no llega en su totalidad. Las energías renovables pueden ser de gran ayuda para ellos, si bien el precio de instalación inicial de los paneles solares es elevado, a largo plazo el retorno de la inversión está más que garantizado, debido a que estas son energías baratas y amigables con el medio ambiente.

Con todos los antecedentes mencionados anteriormente, el uso de energías renovables se convierte en un requisito fundamental para aminorar la contaminación de nuestro planeta. Además, el sentido de gratitud hacia los agricultores que ofertaron diversas variedades de alimentos, nos ha llevado a proponer un diseño de una micro-red con dos generadores distribuidos (DGs) en donde un control secundario cooperativo y distribuido es llevado a cabo, para estabilizar los valores de voltaje y frecuencia del sistema.

## **1.1 Descripción del problema**

Uno de los graves problemas que afrontan cada día los agricultores, es la falta de energía eléctrica en sus haciendas. Debemos de comprender que las haciendas se encuentran en locaciones rurales y, por lo tanto, el tendido eléctrico difícilmente llega. La solución más coherente sería que el gobierno central invierta en electrificar todos los puntos del país, pero envueltos en la crisis económica que vivimos, esta alternativa se vuelve costosa.

Sumado a esto, la pandemia de COVID-19 los ha obligado a tener que producir mayor cantidad de alimentos para satisfacer las necesidades alimenticias de la población global, por lo que el riego constante se vuelve fundamental para desarrollar frutos de calidad.

Uno de los puntos más álgidos de la crisis de COVID-19 fueron las cuarentenas generalizadas. Y si bien, la mayoría de países cayeron en cuenta que el sector agricultor era un rubro importante para mantener la seguridad alimentaria, temas como transporte de los alimentos, compra de insumos, contratación de empleados, incertidumbre relacionados a precios de productos y demanda, escasez de liquidez y créditos, se han convertido en retos puntuales para los agricultores [4].

En [4], se puede encontrar una encuesta realizada a sectores agrícolas por un equipo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en la cual se determinó que aproximadamente el 65% del total de participantes, afirmaron que la enfermedad de COVID-19 influyó en la capacidad de venta de los productos alimenticios. Así mismo, un 51.5% aseguró que tuvieron problemas con la adquisición de insumos necesarios para la producción, mientras que un 40% comunicó que tuvo dificultades para contratar mano de obra.

Otro de los grandes inconvenientes que los agricultores están obligados a enfrentar en Ecuador es la subida de los precios de combustibles. Pero este problema radica en dos tipos de actividades en la que ellos tienen que lidiar todos los días. Si ellos se encargan propiamente de la transportación de sus alimentos, están obligados a comprar la gasolina para sus respectivos carros. Mientras que, si los intermediarios les compran sus productos, ellos tratan de hacerlo a precios más bajos, pues saben que los combustibles es algo de lo que no pueden dejar de lado y tratan de hacer todo lo posible para no perder dinero. Además, el asunto de los combustibles y los aumentos de precio afecta a los agricultores debido a que muchas haciendas poseen generadores eléctricos a diésel, los cuales son empleados con la finalidad de suministrar energía para la producción agrícola, luz de hacienda y bombeo de agua. Sin embargo, si los agricultores tuvieran acceso a electricidad barata, sus precios se verían favorecidos, por lo que sería una situación en la cual todos podrían ganar.

Es necesario relatar que, en ciertas zonas rurales de Ecuador, las acometidas eléctricas llegan, pero el problema radica en que muchas veces son únicas, no hay redundancias. Es por esto que, si se origina un fallo en las redes de distribución, las haciendas agrícolas lastimosamente tienden a quedarse sin electricidad. Por lo que es común notar que los agricultores deben de esperar muchas veces un día completo o a veces más, para que se les restablezca el servicio de energía eléctrica.

En el documento “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018” [5], gracias a la Fig. 1.1., se puede observar que la cobertura de energía eléctrico en la región de la costa ecuatoriana es del 96.37%, mientras que en el de la sierra es de 98.41%, sectores en donde se encuentran mayormente las fincas agrícolas.

**Tabla Nro. 147: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia**

Regiones y Provincias	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Azuay	97,41%	97,56%	97,52%	97,76%	98,15%	98,76%	98,79%	98,81%	98,81%	98,06%
Bolívar	87,14%	88,21%	89,03%	89,73%	90,68%	90,85%	91,03%	91,07%	91,07%	92,04%
Cañar	95,92%	95,92%	96,21%	96,35%	95,78%	96,18%	96,22%	96,24%	96,24%	95,99%
Carchi	97,17%	97,34%	97,52%	97,68%	97,95%	99,07%	99,09%	99,11%	99,11%	99,13%
Cotacachi	90,52%	91,79%	93,45%	94,92%	95,60%	96,87%	96,95%	96,97%	96,97%	97,09%
Chimborazo	91,77%	92,03%	92,49%	92,83%	92,87%	94,26%	93,81%	93,89%	93,89%	94,09%
Imbabura	96,30%	97,36%	98,30%	98,85%	98,33%	99,25%	99,26%	98,31%	98,31%	98,88%
Loja	93,89%	94,88%	96,92%	97,73%	98,60%	99,37%	99,38%	99,40%	99,40%	98,86%
Pichincha	99,00%	99,29%	99,41%	99,42%	99,46%	99,47%	99,52%	99,53%	99,53%	99,76%
Tungurahua	96,56%	96,93%	97,24%	98,07%	98,99%	99,46%	99,48%	99,50%	99,50%	97,73%
Santo Domingo	95,54%	96,19%	96,88%	98,10%	98,02%	98,88%	98,90%	98,93%	98,93%	98,94%
<b>Región Sierra</b>	<b>96,43%</b>	<b>96,91%</b>	<b>97,38%</b>	<b>97,78%</b>	<b>98,00%</b>	<b>98,48%</b>	<b>98,50%</b>	<b>98,47%</b>	<b>98,47%</b>	<b>98,41%</b>
El Oro	97,28%	97,38%	96,09%	96,44%	97,54%	98,18%	98,22%	98,25%	98,25%	98,06%
Esmeraldas	87,60%	89,03%	93,66%	95,46%	90,83%	91,51%	91,54%	92,56%	92,56%	87,83%
Guayas	95,39%	95,42%	96,62%	96,87%	95,81%	95,78%	96,03%	96,08%	96,08%	97,11%
Los Ríos	91,25%	91,52%	93,42%	97,39%	97,50%	98,37%	98,39%	98,40%	98,40%	98,38%
Manabí	89,94%	91,34%	96,91%	98,22%	98,52%	97,43%	97,51%	97,69%	97,69%	97,39%
Santo Elena	90,02%	91,42%	88,90%	92,90%	92,83%	90,81%	91,84%	92,00%	92,00%	88,37%
<b>Región Costa</b>	<b>93,34%</b>	<b>93,82%</b>	<b>95,76%</b>	<b>96,90%</b>	<b>96,14%</b>	<b>96,07%</b>	<b>96,24%</b>	<b>96,40%</b>	<b>96,72%</b>	<b>96,37%</b>
Mariona Santiago	74,45%	77,13%	76,21%	83,87%	85,25%	90,95%	92,06%	93,11%	86,16%	86,16%
Napo	86,50%	87,36%	87,13%	87,33%	88,22%	86,97%	88,95%	89,99%	89,47%	90,87%
Pastaza	81,91%	82,15%	81,59%	81,40%	81,59%	87,58%	88,49%	88,54%	89,30%	89,32%
Zamora Chinchipe	86,81%	88,52%	93,07%	95,74%	96,09%	98,88%	98,89%	97,21%	97,92%	97,90%
Sucumbios	82,83%	86,41%	88,51%	89,70%	95,26%	96,10%	96,15%	96,30%	96,99%	95,41%
Orellana	81,01%	83,07%	87,46%	92,61%	97,94%	98,11%	98,58%	98,68%	97,16%	96,48%
<b>Región Amazónica</b>	<b>81,72%</b>	<b>83,89%</b>	<b>85,53%</b>	<b>88,41%</b>	<b>91,44%</b>	<b>93,70%</b>	<b>94,29%</b>	<b>94,47%</b>	<b>93,12%</b>	<b>92,77%</b>
Galápagos	99,28%	99,50%	99,34%	99,48%	99,67%	99,67%	99,67%	99,81%	99,83%	99,65%
Región Insular	99,28%	99,50%	99,34%	99,48%	99,67%	99,67%	99,67%	99,81%	99,83%	99,65%
<b>Total Nacional</b>	<b>94,22%</b>	<b>94,78%</b>	<b>96,01%</b>	<b>96,90%</b>	<b>96,77%</b>	<b>97,04%</b>	<b>97,18%</b>	<b>97,24%</b>	<b>97,33%</b>	<b>97,05%</b>

Fig. 1.1.- Cobertura de servicio eléctrico por región y provincia [5]

Existe además el análisis relacionado a la energía no suministrada durante el 2018. Tal como se muestra en la Fig. 1.2., el 54% de fallas se encuentra en las áreas de generación, transmisión, distribución y sistémicas. Así mismo, el 46% se manifiesta al momento de hacer mantenimiento en las áreas de transmisión y distribución.

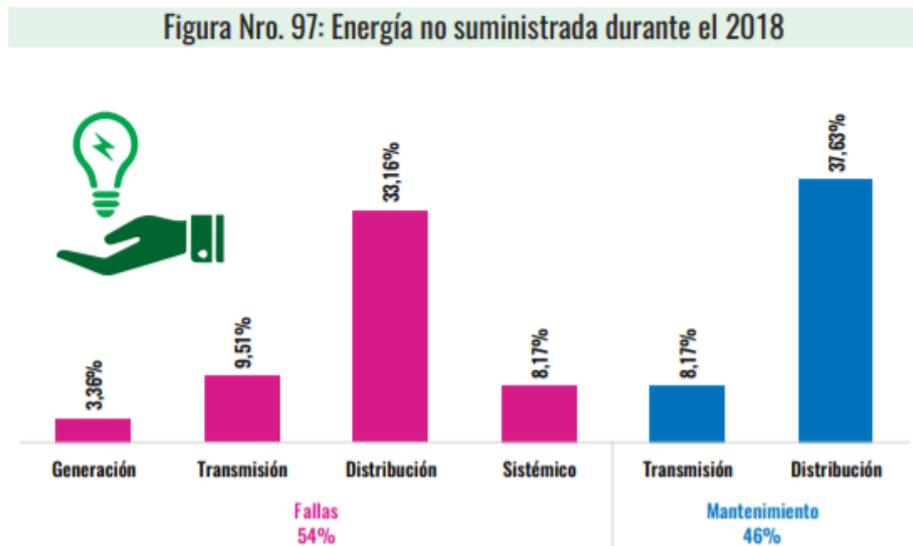


Fig. 1.2.- Energía no suministrada durante el 2018 [5]

## 1.2 Justificación del problema

Resumiendo lo relatado anteriormente, los agricultores se enfrentan a una grave crisis en Ecuador, evidenciada por la enfermedad de COVID-19. Problemas relacionados con la escasez y daño de acometidas eléctricas y redes de distribución, subida de precios de combustibles, dificultades para el transporte de productos, impedimento para un fiable sistema de riego, lo cual tiende a convertirse en un escollo para incrementar la productividad y tecnificación de las materias primas.

Es por esto que, existen diversas soluciones propuestas, tales como arreglos solares en donde se emplea la energía fotovoltaica y también el uso de turbinas para materializar la energía eólica. Sin embargo, esta última tiende a ser costosa debido a que el montaje de las turbinas eólicas incurre en gastos elevados. Es por esto, que hemos decidido que, la solución prevista es a través de paneles fotovoltaicos dado que es más económico para el agricultor.

Estos paneles fotovoltaicos se emplearán para convertir la energía solar a energía eléctrica. Y a partir de aquí, mediante el uso de un convertidor elevador y posteriormente un inversor, tendremos corriente alterna trifásica y monofásica que servirá para emplearse específicamente en el bombeo de agua a las zonas más alejadas de la hacienda, y para suministrar electricidad a la hacienda. Es importante recalcar que el primer generador distribuido suministrará electricidad al punto de captura y bombeo del agua, mientras que el segundo generador distribuido brindará energía a la casa de la finca.

La implementación de un control secundario para una micro-red es vital para el funcionamiento de la misma, debido a que corrige las perturbaciones generadas por el control primario, ofreciendo estabilidad al voltaje y a la frecuencia, variables que para nosotros serán importantes en el desarrollo de esta tesis. Para el diseño del control secundario optamos por el control distribuido y cooperativo, basado en la teoría de multi-agentes ya que permite la comunicación entre dos generadores usando una herramienta llamada diagrama de comunicación. Es por esto que, nuestro control secundario estará localizado en cada DG y no será un control secundario centralizado, como muchas veces se encuentra en la literatura existente.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Diseñar un control secundario distribuido y cooperativo empleando la teoría de multi agentes para una micro-red de dos generadores distribuidos.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Establecer la red de comunicación de un sistema cooperativo de multi-agentes.
- Interpretar el diagrama de comunicación que permitirá intercambiar información con los diferentes generadores distribuidos.
- Analizar el funcionamiento del controlador primario y secundario de la micro-red por medio de simulaciones.
- Describir la funcionalidad de la matriz de adyacencia asociada en el diagrama de comunicaciones.

## **1.4 Escenario Actual**

Fraunhofer ISE, es un instituto alemán, localizado en Friburgo de Brisgovia, que se dedica a investigar el uso de la energía solar y se caracteriza por ser uno de los más importantes del Viejo Continente. Actualmente, se encuentran estudiando una línea de investigación en el cual los paneles solares y las plantas se entrelazan en su totalidad. De esta manera, la idea central es desarrollar un área de cultivos agrícolas en donde los paneles solares se encuentren arriba de estos. Consecuentemente, las plantas van a poder desarrollarse de manera normal, recibirán sombra y además se podrá receptor la energía solar. A este tipo de configuración física, Fraunhofer ISE, le ha asignado el nombre de enfoque de codesarrollo “agro-fotovoltaico” [6].

En Baden-Wurtemberg, se desarrolló la primera parte del proyecto, el cual tuvo una duración de un año, en donde se realizó un estudio científico que incluía dos áreas, totalmente separadas. En la primera, se implementó un campo fotovoltaico de 194KW, compuesto por paneles solares y en la segunda, se realizó el cultivo de diversos alimentos, tales como patatas, apio y tréboles. Para la segunda parte del proyecto, se implementó un campo fotovoltaico y en esta misma área, se desarrolló el cultivo de los mismos alimentos. Cabe recalcar que esta nueva área, era la suma de la dimensión de las dos áreas, estudiadas anteriormente. Finalmente, se concluyó que hubo un incremento del 60% en la eficiencia del uso de la tierra de cultivo [6].

Actualmente, España es considerado uno de los países más importantes en términos de fabricación de tecnología fotovoltaica, gracias a que posee diversas empresas, líderes en todas las áreas que corresponden a este tipo de energía. En el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030), se ha trazado como meta alcanzar los 39 GW de energía solar fotovoltaica para hasta el 2030. Es necesario apuntar que, para junio de 2021, España posee una capacidad instalada de 12,12 GW. Previamente al año 2019, este país estaba listado como el sexto en potencia fotovoltaica instalada, lo cual resalta la voluntad política y su apuesta por energías verdes. La grid - parity o también llamada paridad de red, es una realidad en España, ya que este tipo de generación de energía fotovoltaica no requiere de incentivos o subsidios para que pueda competir en el mercado eléctrico con otros tipos de generación eléctrica [7].

En Galápagos, se ha implementado un proyecto basado en paneles fotovoltaicos, el cual posee un área de construcción de aproximadamente 2.9 hectáreas. Se encuentra localizado en Puerto Ayora y posee una potencia instalada de 1.5MWp. Este parque fotovoltaico alberga 6000 paneles de 250 Wp cada uno. Con la finalidad de distribuir esa energía, se ha colocado una línea de distribución de 1 km, y de 13.8 kV. Esta línea viaja desde la planta fotovoltaica a la subestación eléctrica, ubicada en Puerto Ayora. Cabe recalcar que este proyecto energético, está funcionando al 100%.

El costo del parque fotovoltaico es de 10.6 millones de dólares y está siendo financiado por la Agencia de Cooperación Internacional de Corea-KOICA, la Empresa Eléctrica Provincial de Galápagos y por último, por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [8].

En Galápagos, Baltra, se encuentra ubicada un parque fotovoltaico de 200 kWp y un sistema de almacenamiento energético. Este último, se caracteriza por tener una potencia instalada de 1 MW, el cual está compuesto por baterías de plomo ácido y de ion litio. Es por esto, que este proyecto pretende disminuir el consumo de combustibles fósiles y, además, de brindar estabilidad al sistema eléctrico. Este parque, posee un costo de aproximadamente 10.4 millones de dólares, el cual actualmente, se encuentra subvencionado por la Agencia de Cooperación Internacional del Japón, JICA y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Es importante apuntar que este proyecto está funcionando con un máximo rendimiento [8].

En diversas partes del mundo se están llevando a cabo aplicaciones en donde los sistemas fotovoltaicos contribuyen a la generación eléctrica, logrando incluso a alcanzar los Giga Watts, como es el caso de España y Alemania. Es imperante resaltar, que los estudios realizados han sido enfocados en el sector agrícola, desarrollando una técnica llamada enfoque de codesarrollo “agro-fotovoltaico”. Esta forma de producción trata de alcanzar una simbiosis entre los cultivos y los paneles fotovoltaicos para el correcto riego y bombeo de agua a diferentes puntos de las fincas agrícolas. En Ecuador, específicamente Galápagos, patrimonio mundial de la humanidad, se ha logrado concientizar a los pobladores y al gobierno en sí, que apostar a las energías verdes es el mejor legado que se le puede dejar a los futuros habitantes de esta localidad. Esto se puede reflejar en los diversos proyectos fotovoltaicos que se han implementado gracias a la visión de gobiernos internacionales y foros económicos mundiales.

# CAPÍTULO 2

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Metodología

Para esta tesis, nos enfocaremos principalmente en asentar los conocimientos previos al diseño y al análisis de resultados del controlador primario y secundario de la micro-red de 2 generadores distribuidos. Para esto, vamos a detallar conceptos y generalidades de la micro-red. Después, explicaremos la descripción técnica del grid-forming converter y sus parámetros de interés. A continuación, proponemos el diagrama esquemático del controlador de potencia, de voltaje, de corriente y las ecuaciones diferenciales que describen el filtro LC de salida. Por último, detallamos el funcionamiento del controlador secundario cooperativo y distribuido para voltaje y frecuencia.

### 2.2 Generalidades de las micro-redes

La MICROGRID, también llamada micro-red, es definida según el Departamento de Energía de Estados Unidos como un arreglo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos, lo que en inglés se conoce como (DERs), con límites eléctricos claramente definidos, la cual actúa como una entidad particular controlable con respecto a la red y puede estar conectada o desconectada de la red principal, permitiendo que trabaje ya sea conectada a la red o de manera aislada [9]-[10].

En base a esto, una micro-red posee tres características importantes: deben de tener límites eléctricos claramente definidos, debe de estar diseñado y estar funcionando un controlador para poder ejercer control sobre las DERs y las cargas conjuntas, y por último, la capacidad de generación eléctrica instalada debe de superar las cargas críticas pico ya que en caso de que la micro-red

sea desconectada de la red principal, debe de seguir operando y suministrando energía a las cargas [10].

Entre los componentes importantes que posee la micro-red se encuentran las cargas, DERs, controlador master, switches inteligentes, dispositivos de protección, así como también alberga sistemas de comunicación, de automatización y de control. Existen dos tipos de cargas: fijas y flexibles. Las cargas fijas generalmente reciben energía eléctrica bajo condiciones normales de operación, mientras que las cargas flexibles están sujetas a señales de control. Las DERs está compuesta por unidades de generación distribuida (DG) y sistemas de almacenamiento de energía distribuido (ESS) [10].

Las unidades no despachables son aquellas en donde la fuente de entrada no es controlable por el controlador principal de la micro-red. La gran mayoría de unidades no despachables son generadores distribuidos (DGs) basados en energía solar y eólica, las cuales generan una potencia de salida inestable e intermitente. La característica de intermitencia hace alusión a que la generación eléctrica no está siempre disponible, a la vez que la inestabilidad radica en una generación que fluctúa a lo largo del tiempo [10].

A causa de estos inconvenientes, es necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía distribuido (ESS). Una de las aplicaciones más importantes al usar estos dispositivos es que junto con los generadores distribuidos (DGs) se puede garantizar la adecuada generación de energía eléctrica para la micro-red. A la vez, se emplea para el control de la energía, debido a que la energía almacenada se la puede suministrar a la micro-red cuando el costo de la energía proveniente de la red principal se eleva por el excedente de demanda [10].

El uso de los switches inteligentes y los dispositivos de protección radica en la necesidad de gestionar la conexión existente entre los recursos energéticos distribuidos (DERs) y las cargas localizadas en la micro-red. Esto se lo lleva a cabo al conectar y desconectar las impedancias de línea, provocando un desacople del sistema. En el caso de que ocurra una falla en alguna parte

específica de la micro-red, los switches inteligentes y los dispositivos de protección proceden a desconectar el área que se encuentra en problema, protegiendo que esa falla se expanda a diferentes secciones de la micro-red que se encuentran trabajando en condiciones normales de operación [10].

Una micro-red posee la característica de trabajar en dos modos de operación, conectada a la red principal o de manera aislada. Los valores de voltaje y frecuencia son suministrados por la red principal, en el caso de que la micro-red esté trabajando conectada a la red [11]-[12]. Para nuestro caso particular, nos enfocaremos en la micro-red operando de manera aislada. Nuestros objetivos de interés a lo largo de la investigación será controlar la magnitud de voltaje y la frecuencia. Es importante mencionar que este modo se lo emplea para tareas de mantenimiento y también para cuando existen perturbaciones inesperadas, por lo que se necesita aislar al sistema. Cabe recalcar que el switch en el punto de acople común, también llamado point of common coupling (PPC), actúa aislando el sistema, al desconectar la micro-red de la red principal.

### **2.3 Grid - Forming Converter**

Dependiendo de la operación que se va a realizar en una micro-red AC, los convertidores de potencia pueden clasificarse en tres grupos, los cuales son: grid-supporting, grid-feeding y grid-forming power converters. A continuación, mencionaremos a breves rasgos los diferentes tipos de convertidores de potencia, para luego enfocarnos en el grid-forming converter [13]-[14]-[15].

Los grid-feeding power converters están diseñados de tal manera que entreguen potencia a una red previamente energizada. Generalmente, se la representa como una fuente ideal de corriente conectada a la red, en paralelo con una alta impedancia [13].

Los grid-supporting converters pueden ser representados tanto como una fuente de corriente AC controlada e ideal, en paralelo a una impedancia, así como también puede ser una fuente de voltaje AC ideal, en serie con una impedancia [13].

Por último, tenemos los grid-forming converters. Estos tienen la peculiaridad de ser representados como una fuente de voltaje AC ideal con una baja impedancia de salida, de tal manera que la amplitud de voltaje  $E^*$  y la frecuencia  $\omega^*$  provenientes de la red principal, puedan ser utilizados empleando un apropiado lazo de control [13].

Es importante que, en este tipo de convertidor, la sincronización esté funcionando de forma adecuada. Un ejemplo práctico del grid-forming converter sería el UPS. Si nos damos cuenta, este equipo está desconectado de la red principal y solamente cuando existe alguna perturbación en el sistema eléctrico, esta forma el voltaje para entregarlo a las diferentes cargas conectadas [13].

Este tipo de convertidor está compuesto por dos controladores sincronizados en cascada, trabajando en términos del marco de referencia,  $dq0$ . Las entradas de control para el sistema son la amplitud de voltaje  $E$  y la frecuencia  $\omega$ . Estos dos parámetros pertenecen a la onda de voltaje que será formado por el grid-forming converter en el PPC. Los lazos externos se encargarán de regular el voltaje de la red para que sea igual al valor de referencia, mientras que el lazo interno tiene como tarea regular la corriente suministrada por el convertidor. Por lo cual, al tener un filtro LC, la corriente que transcurre por el inductor, cargará al capacitor de tal manera que el voltaje de salida sea cercano al de la referencia, proveído por el lazo de control de voltaje [13].

## 2.4 Estructura ciber-física de una micro-red aislada

La micro-red aislada o autónoma, que se diseñará a lo largo de nuestra tesis, puede ser analizada como un sistema ciber-físico con generadores distribuidos, cargas y una red de comunicación, la cual será empleada para el monitoreo y control. En esta sección, se desarrollan los diferentes aspectos del modelado de una capa física y cibernética de un sistema de micro-redes basados en generadores distribuidos (DG). El diagrama unifilar de esta micro-red aislada, se muestra en la figura 2.1.

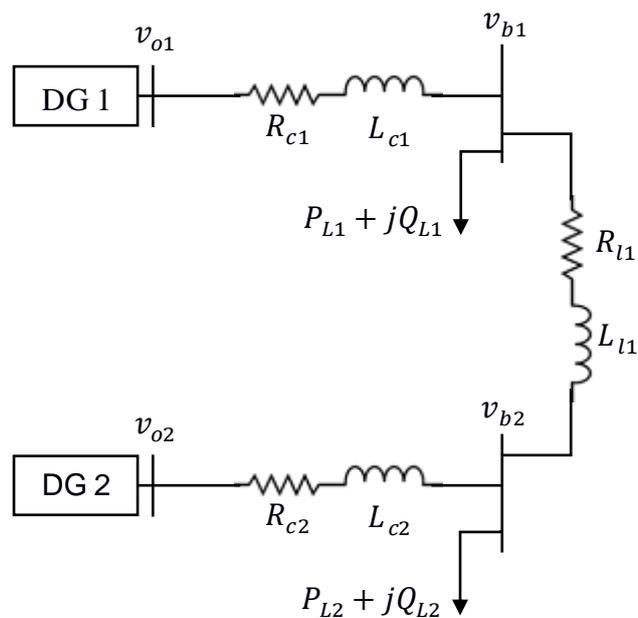


Fig. 2.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba de la micro-red

### 2.4.1 Modelo cibernético de la micro-red en modo aislado

Un grafo dirigido, también llamado “directed graph” (digrafo o digraph) es empleado con la finalidad de describir la red de comunicación de un sistema cooperativo de multi-agentes [16]. La expresión del dígrafo es el siguiente:

$$\mathbf{G}_r = (\mathbf{V}_G, \mathbf{E}_G, \mathbf{A}_G) \quad (1)$$

En donde  $V_G = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  es un arreglo finito y no vacío de  $N$  nodos,  $E_G \subset \{V_G \times V_G\}$  es un conjunto de aristas o arcos y, por último, la matriz de adyacencia asociada, definida por  $A_G = [A_{IJ}] \in R^{N \times N}$  [16]. En la micro-red que vamos a implementar, los DGs están contemplados como si fueran los nodos del dígrafo de comunicación, mientras que las aristas del dígrafo, hacen alusión a los enlaces de comunicación del dígrafo de la red de comunicación. Para nuestra investigación en particular, el término  $A_G$  lo mantendremos constante ya que el dígrafo es invariante en el tiempo.

El arco que se dirige desde el nodo  $j$  al nodo  $i$  está caracterizado por  $(v_j, v_i)$ , lo cual significa que el nodo  $j$  está enviando información al nodo  $i$ . Así mismo,  $a_{ij}$  es el peso del arco o arista  $(v_j, v_i)$  y a la vez es el elemento específico que se encuentra en la matriz de adyacencia asociada. Y bajo la condición de que si  $(v_j, v_i) \in E_G$ , entonces  $a_{ij} > 0$ , caso contrario,  $a_{ij} = 0$ . El nodo  $i$  es considerado un vecino del nodo  $j$  solamente si se cumple que  $(v_i, v_j) \in E_G$ . El conjunto de vecinos del nodo  $j$  se expresa como  $N_j = \{i | (v_i, v_j) \in E_G\}$ . Existe una regla importante al momento de analizar los dígrafos, la cual radica en que si el nodo  $i$  es un vecino del nodo  $j$ , entonces este último puede extraer información del nodo  $i$ , pero no en viceversa. Se dice que existe un camino directo desde el nodo  $i$  al nodo  $j$  siempre que se observe una secuencia de aristas, tales que  $\{(v_i, v_k), (v_k, v_l), \dots (v_m, v_j)\}$  [16].

Por último, se dice que un dígrafo posee la estructura de un árbol de expansión, también llamado *spanning tree* siempre y cuando exista un nodo raíz con un camino directo desde ese nodo madre a otro cualquiera [16]-[17].

#### **2.4.1 Modelo físico de la micro-red en modo aislado**

En nuestra investigación, cada generador distribuido albergará dos controladores, el controlador primario y el controlador secundario. El controlador primario se encarga de mantener la frecuencia y el voltaje en valores estables dentro de la micro-red. Además de esto, previene que estas dos variables de interés, frecuencia y voltaje, posean inestabilidades debido al proceso de aislamiento de la micro-red. De esta manera, los valores de frecuencia y voltaje se encontrarán en franjas estables de funcionamiento. Cabe recalcar que generalmente y mediante lo observado en la literatura, el voltaje y frecuencia no alcanzarán los valores de operación en condiciones normales empleando solamente el controlador primario [11]-[12]-[16]-[18]-[19]-[20]. Debido a las razones mencionadas anteriormente, el controlador secundario se vuelve vital en la tarea de restaurar las diferentes perturbaciones que el voltaje y la frecuencia tienden a sufrir debido a la implementación del control primario. Es importante mencionar que el tiempo en el que opera el control secundario tiende a ser mayor, en contraste al control primario [16]-[21].

La figura 2.2, muestra la estructura de un inversor funcionando como generador distribuido. En el sistema que se propondrá, es necesario mencionar las partes que lo forman:

- Obtención del ángulo  $\alpha_i$
- Control Primario
- Controlador de Potencia
- Controlador de Voltaje
- Controlador de Corriente
- Filtro LC y conectores de salida
- Control Secundario Distribuido y Cooperativo para voltaje y frecuencia

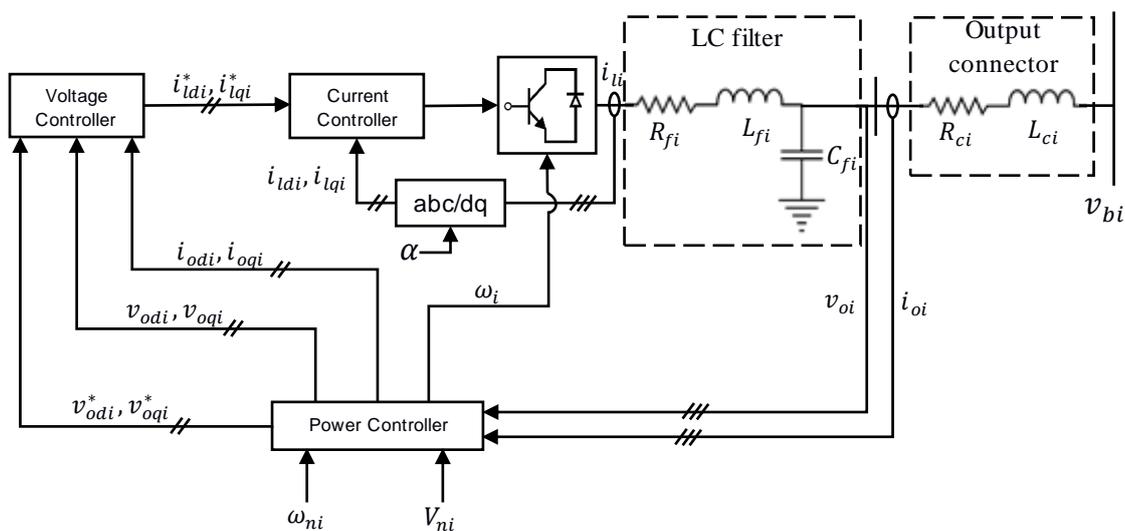


Fig. 2.2. Diagrama de bloque de un DG funcionando como inversor (VCSI).

### 2.4.1.1 Obtención del ángulo $\alpha$

Tal como se observa en la Fig. 2.2., los voltajes y corrientes trifásicos,  $v_{oi}$  y  $i_{oi}$  respectivamente, se encuentran ubicados a la salida del filtro LC. De esta manera, deben ser convertidos al marco de referencia  $dq0$ . Por lo tanto, el uso de la transformada de Park es necesaria para realizar esta operación. Antes de obtener los valores de  $v_{odi}$  y  $i_{odi}$ , los cuales son las salidas de la transformación de Park. Es importante calcular el ángulo  $\alpha_i$ .

Ecuación 2, describe la fórmula que permite obtener el ángulo  $\alpha_i$ . El funcionamiento de esta estructura radica en que se calcula el ángulo  $\alpha_i$  correspondiente al  $i^{th}$  DG. Esto se realiza con la finalidad de que  $v_{oqi}$  sea igual a cero [22]-[23]. Por lo tanto, esta ecuación será modificada de tal manera que  $v_{odi}$  y  $v_{omag_i}$  posean el mismo valor numérico. Consecuentemente, la Transformada de Park estará representada por el bloque  $abc/dq0$ . El comportamiento dinámico de  $\alpha_i$  estará descrito por la siguiente ecuación [16]:

$$\dot{\alpha}_i = \omega_i - \omega_{com} \quad (2)$$

En donde  $\omega_{com}$  hace alusión al marco de referencia de uno de los DGs, el cual ha sido seleccionado como el marco común de referencia.

### 2.4.1.2 Control Primario

El controlador primario tiene como función principal actuar como un control local, el cual va a estar localizado en cada DG. Sumado a esto, el controlador primario trabajará dependiendo de las técnicas de droop control basado en potencia activa y reactiva [11]-[12]-[16].

Las técnicas de droop control, denotan una correlación existente entre la frecuencia del  $i^{th}$  DG,  $\omega_i$ , y la potencia activa  $P_i$ , además de la amplitud de voltaje  $v_{o,magi}^*$ , y la potencia reactiva  $Q_i$ .

El comportamiento de la frecuencia y del voltaje para cada  $i^{th}$  DG, está detallado gracias a las siguientes ecuaciones [16]-[24]-[25] :

$$\omega_i = \omega_{ni} - m_{Pi}P_i \quad (3)$$

$$v_{o,magi}^* = V_{ni} - n_{Qi}Q_i \quad (4)$$

Donde  $v_{o,magi}^*$  es el valor de referencia para el voltaje de salida y  $\omega_i$  es la frecuencia angular de cada DG. Así mismo,  $P_i$  y  $Q_i$  son las potencias activas y reactivas de cada DG en el PPC. Además,  $m_{Pi}$  y  $n_{Qi}$  se convierten en los coeficientes del droop control. Por último,  $V_{ni}$  y  $\omega_{ni}$  corresponden a las referencias del control primario. El control secundario tiene como tarea principal, regular la frecuencia, así como el voltaje de tal manera que puedan alcanzar los valores nominales de operación [11]-[12]-[16].

### 2.4.1.2.1 Controlador de Potencia

La figura 2.3, muestra el bloque del controlador de potencia, en donde el método de caída está implícito en las ecuaciones 1 y 2. Además, se pueden observar las salidas del bloque, es decir, las referencias de voltaje  $v_{odi}^*$  y  $v_{oqi}^*$ . Estas posteriormente se convertirán en entradas del controlador de voltaje. Por último, este bloque se encargará también de generar la frecuencia angular  $\omega_i$ , para cada DG.

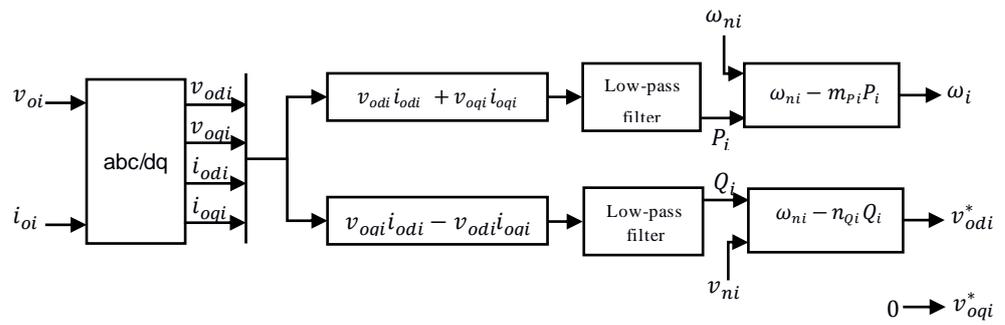


Fig. 2.3. Diagrama de bloque correspondiente al controlador de potencia.

Las ecuaciones diferenciales del bloque correspondiente al controlador de potencia son descritas a continuación [16]:

$$\dot{P}_i = -\omega_{ci}P_i + \omega_{ci}(v_{odi}i_{odi} + v_{oqi}i_{oqi}) \quad (5)$$

$$\dot{Q}_i = -\omega_{ci}Q_i + \omega_{ci}(v_{oqi}i_{odi} + v_{odi}i_{oqi}) \quad (6)$$

En donde los parámetros  $v_{odi}$ ,  $v_{oqi}$ ,  $i_{odi}$  y  $i_{oqi}$  representan las componentes en directa y cuadratura de los voltajes y corrientes en forma trifásica,  $v_{oi}$  y  $i_{oi}$ , respectivamente [16].

La estrategia del control de voltaje que vamos a emplear a nivel local para cada DG será la de variar la salida de voltaje localizado en el eje directo del marco de referencia. Es por esto, que se derivan las siguientes ecuaciones [16]:

$$v_{odi}^* = V_{ni} - n_{Qi}Q_i \quad (7)$$

$$v_{oqi}^* = 0 \quad (8)$$

### 2.4.1.2.2 Controlador de Voltaje

La figura 2.4 retrata el diagrama de bloques del controlador de voltaje [16]-[26]. La principal tarea de esta estructura es regular el voltaje de salida [27]. El controlador de voltaje recibe las referencias de voltaje  $v_{odi}^*$  y  $v_{oqi}^*$ , los cuales provienen del control droop. Las salidas de este bloque son los valores de corriente  $i_{ldi}^*$  y  $i_{lqi}^*$  [28]. Estas dos señales se convertirán en las referencias de corriente que ingresarán al controlador de corriente como entradas.

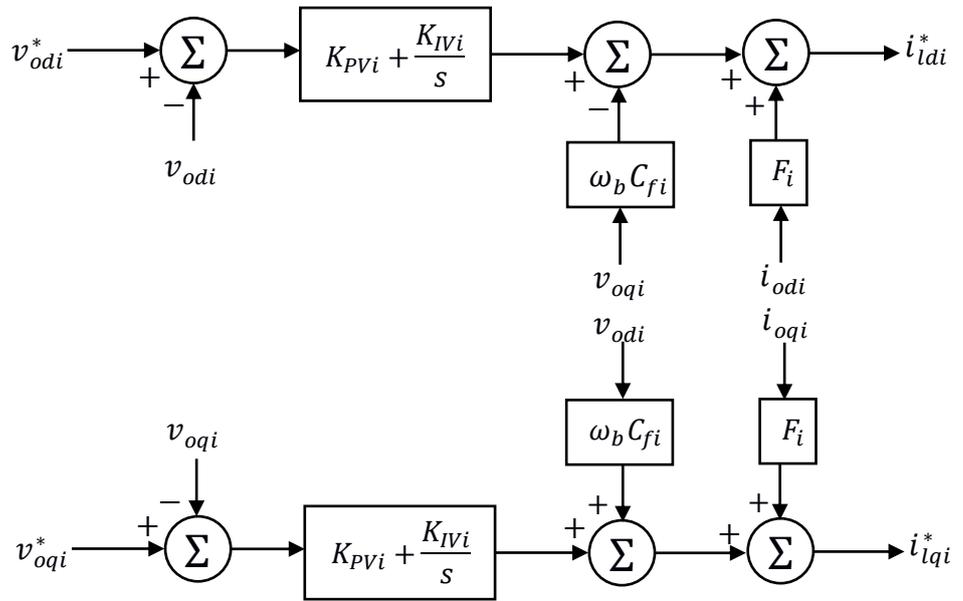


Fig. 2.4. Diagrama de bloque del controlador de voltaje.

Las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de este bloque son [16]:

$$\dot{\phi}_{di} = v_{odi}^* - v_{odi} \quad (9)$$

$$\dot{\phi}_{qi} = v_{oqi}^* - v_{oqi} \quad (10)$$

$$i_{ldi}^* = F_i i_{odi} - \omega_b C_{fi} v_{oqi} + K_{PVi} (v_{odi}^* - v_{odi}) + K_{IVi} \phi_{di} \quad (11)$$

$$i_{lqi}^* = F_i i_{oqi} + \omega_b C_{fi} v_{odi} + K_{PVi} (v_{oqi}^* - v_{oqi}) + K_{IVi} \phi_{qi} \quad (12)$$

#### 2.4.1.2.3 Controlador de Corriente

El diagrama de bloque para el controlador de corriente está representado por la figura 2.5 [16]-[26]. El objetivo de esta etapa es controlar la corriente suministrada por el puente inversor [27]. Además, el controlador de corriente recibe las respectivas referencias de corriente  $i_{ldi}^*$  y  $i_{lqi}^*$ . Devuelve las referencias del puente inversor,  $v_{idi}^*$  y  $v_{iqi}^*$  [28].

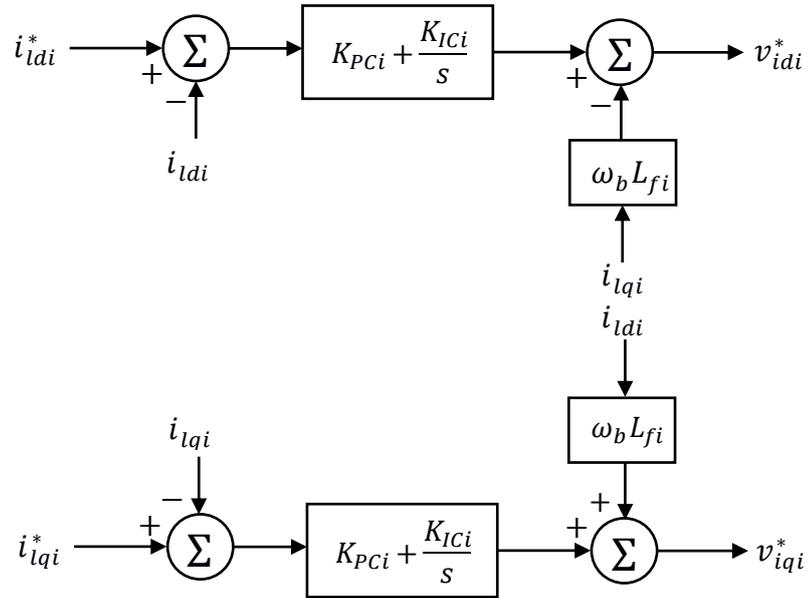


Fig. 2.5. Diagrama de bloque para el controlador de corriente.

Las ecuaciones diferenciales que describen este comportamiento son [16]:

$$\dot{\gamma}_{di} = i_{ldi}^* - i_{ldi} \quad (13)$$

$$\dot{\gamma}_{qi} = i_{lqi}^* - i_{lqi} \quad (14)$$

$$v_{idi}^* = -\omega_b L_{fi} i_{lqi} + K_{PCi} (i_{ldi}^* - i_{ldi}) + K_{ICi} \gamma_{di} \quad (15)$$

$$v_{iqi}^* = \omega_b L_{fi} i_{ldi} + K_{PCi} (i_{lqi}^* - i_{lqi}) + K_{ICi} \gamma_{qi} \quad (16)$$

### 2.4.1.3 Filtro LC y conectores de salida

Las ecuaciones diferenciales que describen el filtro LC y el conector de salida son las siguientes [16]:

$$\dot{i}_{ldi} = -\frac{R_{fi}}{L_{fi}}i_{ldi} + \omega_i i_{lqi} + \frac{1}{L_{fi}}v_{idi} - \frac{1}{L_{fi}}v_{odi} \quad (17)$$

$$\dot{i}_{lqi} = -\frac{R_{fi}}{L_{fi}}i_{lqi} - \omega_i i_{ldi} + \frac{1}{L_{fi}}v_{iqi} - \frac{1}{L_{fi}}v_{oqi} \quad (18)$$

$$\dot{v}_{odi} = \omega_i v_{oqi} + \frac{1}{C_{fi}}i_{ldi} - \frac{1}{C_{fi}}i_{odi} \quad (19)$$

$$\dot{v}_{oqi} = -\omega_i v_{odi} + \frac{1}{C_{fi}}i_{lqi} - \frac{1}{C_{fi}}i_{oqi} \quad (20)$$

$$\dot{i}_{odi} = -\frac{R_{ci}}{L_{ci}}i_{odi} + \omega_i i_{oqi} + \frac{1}{L_{ci}}v_{odi} - \frac{1}{L_{ci}}v_{bdi} \quad (21)$$

$$\dot{i}_{oqi} = -\frac{R_{ci}}{L_{ci}}i_{oqi} - \omega_i i_{odi} + \frac{1}{L_{ci}}v_{oqi} - \frac{1}{L_{ci}}v_{bqi} \quad (22)$$

### 2.4.1.4 Control Secundario para magnitudes de voltaje y frecuencia

En este trabajo, se pretende desarrollar un controlador secundario cooperativo y distribuido, tanto para la frecuencia como para el voltaje. El término “distribuido” hace alusión a la acción por la cual el controlador establece una red de comunicación entre diferentes agentes, con la finalidad de obtener información por parte de los vecinos. La palabra “cooperativo” se refiere a que todos los agentes poseen un comportamiento general como grupo, donde la tarea principal es la de alcanzar un objetivo común de sincronización, además de apoyar decisiones colectivas [16]-[29]-[30]-[31].

Para poder desarrollar esta meta de sincronización en conjunto, es de vital importancia que exista interacción entre los agentes. Gracias a esto, la teoría de los sistemas de multi-agentes es aplicada. Realizando un paralelismo en lo que se ha descrito anteriormente, se tomará a la micro-red como si fuera un sistema de multi-agentes, mientras que cada DG se convertirá en un agente simple [16]-[30]-[31]-[32]-[33]-[34]-[35]-[36].

El diagrama de bloque para el control secundario distribuido y cooperativo para la frecuencia es mostrado en la figura 2.6. La tarea principal de este marco de trabajo es seleccionar una entrada de control  $\omega_{ni}$  en la ecuación (3) tal que se pueda sincronizar la frecuencia angular de cada DG  $\omega_i$ , con respecto a la frecuencia angular de referencia,  $\omega_{ref}$  [22].

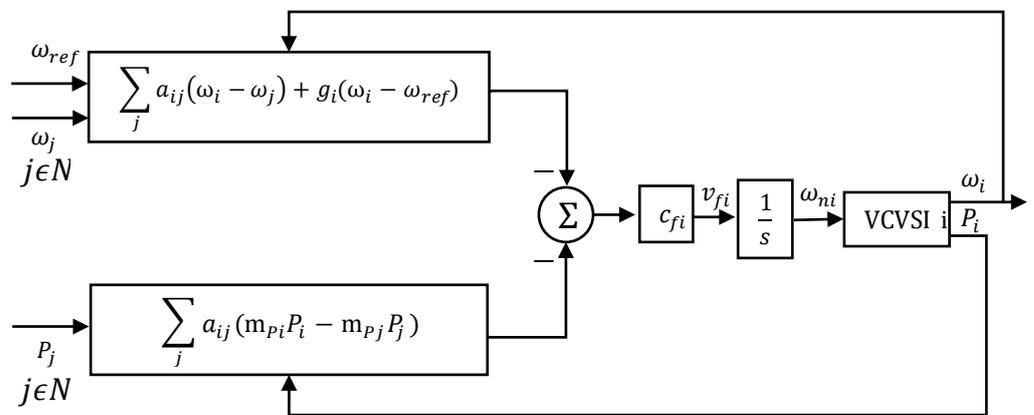


Fig. 2.6. Control secundario cooperativo y distribuido para la frecuencia.

La figura 2.7 resume el diagrama de bloque para el controlador secundario distribuido y cooperativo del voltaje. Esta arquitectura se encarga de seleccionar una entrada de control  $V_{ni}$  de tal manera que se pueda sincronizar la magnitud de voltaje de cada DG  $v_{o,magi}$ , al valor de referencia de voltaje  $v_{ref}$  [22].

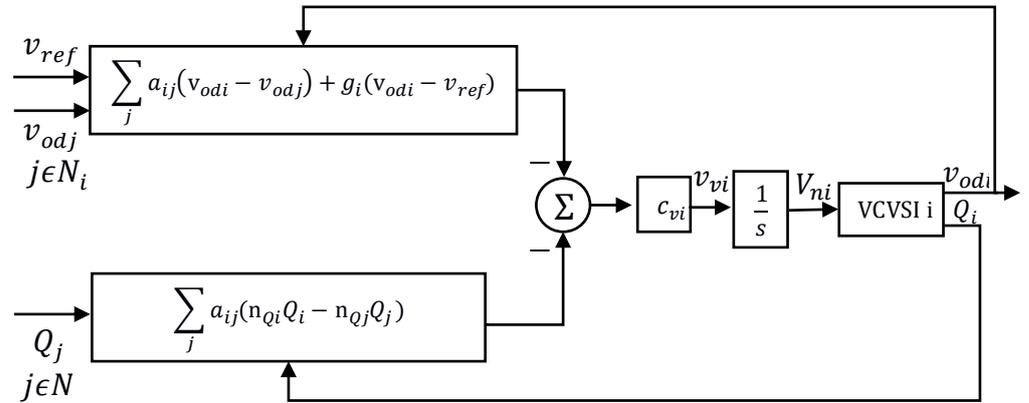


Fig. 2.7. Control secundario cooperativo y distribuido para el voltaje.

La ecuación de la magnitud de voltaje para cada DG es [16] :

$$v_{o,magi} = \sqrt{v_{odi}^2 + v_{oqi}^2} \quad (23)$$

# CAPÍTULO 3

## 3. DISEÑO DEL CONTROL SECUNDARIO

En el presente capítulo se procede a realizar el diseño del controlador secundario empleando los parámetros obtenidos de [16]-[22] para nuestra micro-red con 2 generadores distribuidos.

### Nomenclaturas:

- $m_p$  Coeficiente de caída de potencia activa en el i-th DG;
- $n_q$  Coeficiente de caída de potencia reactiva en el i-th DG;
- $R_c$  Valor de la resistencia localizado en el conector de salida;
- $L_c$  Valor de la inductancia localizada en el conector de salida;
- $R_f$  Valor de la resistencia localizado en el filtro LC;
- $L_f$  Valor de la inductancia localizado en el filtro LC;
- $C_f$  Valor de la capacitancia localizado en el filtro LC;
- $K_{pV}$  Constante proporcional del bloque PI localizado en el controlador de voltaje;
- $K_{iV}$  Constante integral del bloque PI localizado en el controlador de voltaje;
- $K_{pC}$  Constante proporcional del bloque PI localizado en el controlador de corriente;
- $K_{iC}$  Constante integral del bloque PI localizado en el controlador de corriente;
- $c_{fi}$  Ganancia del controlador secundario de frecuencia;
- $c_{vi}$  Ganancia del controlador secundario de voltaje;

DGs	DG 1 & 2			
	$m_p$	$9.4 \times 10^{-5}$		
	$n_Q$	$1.3 \times 10^{-5}$		
	$R_c$	$0.03 \Omega$		
	$L_c$	$0.35 \text{ mH}$		
	$R_f$	$0.1 \Omega$		
	$L_f$	$1.35 \text{ mH}$		
	$C_f$	$50 \mu\text{F}$		
	$K_{PV}$	0.1		
	$K_{IV}$	420		
	$K_{PC}$	15		
	$K_{IC}$	20000		
	$c_{fi}$	30		
	$c_{vi}$	30		
Lines	Line 1			
	$R_{l1}$	$0.23 \Omega$		
	$L_{l1}$	$318 \mu\text{H}$		
Loads	Load 1		Load 2	
	$R_{L1}$ (per phase)	30 $\Omega$	$R_{L2}$ (per phase)	20 $\Omega$
	$X_{L1}$ (per phase)	15 $\Omega$	$X_{L2}$ (per phase)	10 $\Omega$

Tabla 1- Tabla de parámetros a emplear

### 3.1 Cálculo de la función de transferencia del filtro pasa bajo

En base a la tabla 1, hemos podido dejar expresada la función de transferencia del filtro pasa bajo. Esta, se la utiliza en el controlador de potencia con el objetivo de filtrar las altas frecuencias de conmutación y armónicas, que proviene de la conmutación del inversor trifásico, el cual está ubicado en el generador distribuido [37]. A continuación, se observa el cálculo de la función de transferencia para el filtro pasa bajo.

$$\dot{P}_i = -\omega_{Ci}P_i + \omega_{Ci}(v_{odi}i_{odi} + v_{oqi}i_{oqi})$$

$$e = v_{odi}i_{odi} + v_{oqi}i_{oqi}$$

$$sP_i(s) = -\omega_{Ci}P(s) + \omega_{Ci}e(s)$$

$$sP_i(s) + \omega_{Ci}P(s) = \omega_{Ci}e(s)$$

$$P_i(s)(s + \omega_{Ci}) = \omega_{Ci}e(s)$$

$$P_i(s) = \frac{\omega_{Ci}}{(s + \omega_{Ci})}e(s)$$

$$P_i(s) = \frac{1}{(1 + \frac{1}{\omega_{Ci}}s)}e(s)$$

$$P_i(s) = \frac{1}{(1 + Ts)}e(s) \quad (24)$$

Para nuestro caso, emplearemos la frecuencia de corte ( $\omega_{Ci}$ ) de 31.41 Hz, debido a que este valor es utilizado en diversas investigaciones en donde el grid - forming converter es empleado como generador distribuido [37]-[38].

### 3.2 Diseño de la capa de comunicación para el control secundario

Los generadores distribuidos se comunicarán entre ellos empleando el dígrafo de comunicación mostrado en la figura 3.1.

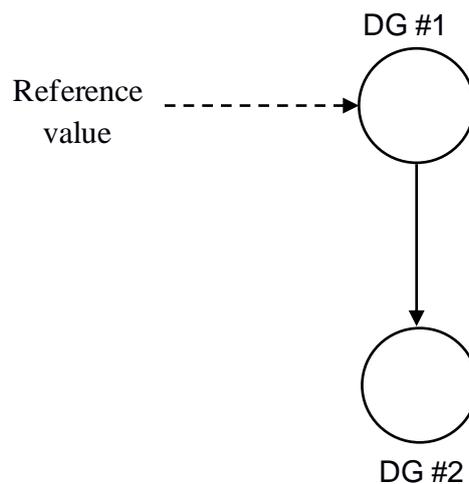


Figura 3.1.- Dígrafo de comunicación para el Control Secundario

El dígrafo de comunicación está basado en su totalidad en la ubicación geográfica de los generadores distribuidos [16]. Para esta tarea, la matriz de adyacencia asociada, plasmada en la ecuación 25, es diseñada para describir el comportamiento matemático de los generadores distribuidos.

$$A_G = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (25)$$

Es importante mencionar que las filas de esta matriz describen el generador distribuido que envía la información, mientras que las columnas se convierten en el generador distribuido que recibe aquella información y se procede a realizar el algoritmo matemático para posteriormente, ubicar los niveles del voltaje de referencia y frecuencia angular de referencia en el set point requerido.

Cabe mencionar que el generador distribuido 1 es tomado como nodo líder, ya que este tal como se observa en la figura 3.1, adquirirá los valores de referencia y los enviará a sus vecinos para proceder a ejercer el control secundario. Es por esta razón, que nuestro vector de pinning gain es el siguiente:

$$g = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (26)$$

Ecuación 26 denota el funcionamiento del vector de pinning gain. Debido a que el generador distribuido 1 es el nodo líder,  $g_1 = 1$ . En el caso de que existieran más generadores distribuidos, estos tendrán el valor de 0.

### 3.3 Control secundario cooperativo y distribuido

En base a las investigaciones desarrolladas en [16]-[22]-[32]-[37]-[38], hemos podido trabajar con un algoritmo distribuido que nos permite relacionar los valores imperantes en los nodos o generadores distribuidos, con sus vecinos. Esta característica, está dada por el diseño de la capa de comunicación, en donde haciendo uso de la matriz de adyacencia asociada, se modela el enlace de comunicación, explicado anteriormente.

En el diseño del dígrafo de comunicación, hemos planteado que los generadores, para nuestro caso solo el DG 2, está conectado al nodo líder, el cual es el DG 1. Sin embargo, este algoritmo puede ser usado incluso en sistemas en donde la matriz de comunicación depende de una función variante en el tiempo. Esto es debido a la estructura del algoritmo como tal, ya que solo se fija en los elementos de la matriz de adyacencia asociada y el vector de pinning gain.

Para el diseño de nuestra capa de comunicación y tal como se observa en la figura 3.1, nuestra conexión está basada en la estrategia llamada “conexión de consenso zonal” [37], debido a que nuestros generadores distribuidos reciben información de un solo generador distribuido, que es tomado como nodo líder.

El controlador secundario que hemos empleado con la finalidad de sincronizar las magnitudes de voltaje y frecuencia tiene la característica de ser cooperativo y distribuido. La razón de que sea cooperativo es debido a que todos los agentes, que en nuestro caso son los generadores distribuidos, actúan como un solo grupo para alcanzar los objetivos de sincronización, tanto del voltaje como la frecuencia. Es además distribuido, ya que los generadores distribuidos dependen de una red de comunicación, la cual diseñamos anteriormente, con la finalidad del envío y recepción de información con sus vecinos.

A continuación, se muestra el algoritmo del controlador secundario cooperativo y distribuido para la frecuencia.

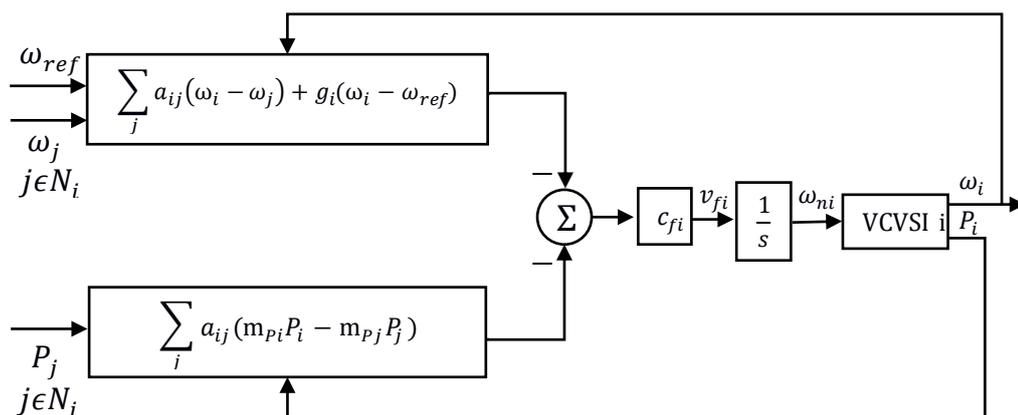


Figura 3.2.- Control Secundario Cooperativo Distribuido para la frecuencia

En la Figura 3.2, se observa que la tarea principal, es enviar una señal  $\omega_{ni}$  al VCVSI para que se pueda sincronizar la frecuencia angular del mismo a la de la referencia. Cabe recalcar que no necesariamente  $\omega_{ni}$ , tiene que ser igual a  $\omega_{ref}$ , ya que  $\omega_{ni}$  debe de hacer que  $\omega_i$  sea igual a  $\omega_{ref}$ . Esto, fácilmente se puede comprobar revisando la ecuación 3.

Es importante mencionar que este algoritmo para la frecuencia, recibe 2 valores primordiales, tales como  $\omega_i$  y  $P_i$ , los cuales son la frecuencia angular y la potencia activa del generador. A partir de aquí, usando los elementos de la matriz de adyacencia asociada, que hemos diseñado y tomando los coeficientes del control de caída de la potencia activa de los generadores, se procede a ejecutar un algoritmo recursivo para obtener la señal  $v_{fi}$ . Esta señal, posteriormente la añadiremos a nuestro espacio de estados como  $\dot{x}_{14}$  con la finalidad de describirla dentro de nuestro modelo matemático.

Debido a que es un control cooperativo y distribuido, necesita obtener información de sus vecinos, los cuales están identificados con la letra  $j$ . Al tener dos generadores distribuidos, esta variable será de 2. Así mismo, la letra  $i$  indica el número de generador en donde me encuentro realizando el análisis. Por último, el valor de  $\omega_{ref}$  nos permitirá sincronizar la frecuencia angular de nuestro generador a 377 Hz.

La razón del por qué se emplea las magnitudes de  $\omega_i$  y  $P_i$  está descrita en la ecuación 3.

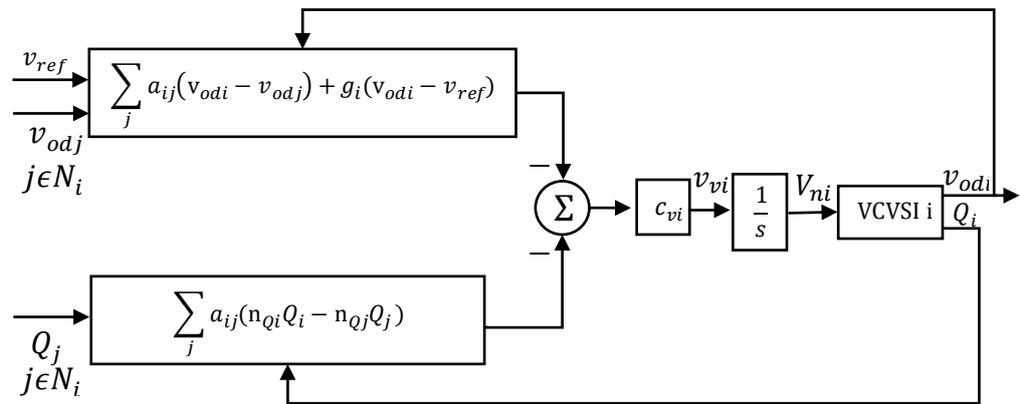


Figura 3.3.- Control Secundario Cooperativo Distribuido para el voltaje

El objetivo principal del algoritmo descrito en la Figura 3.3, es enviar una señal  $V_{ni}$  al VCVSI, de tal manera que  $v_{o,magi}$  sea igual a  $v_{ref}$ . Cabe recalcar que  $V_{ni}$  no es necesariamente igual a  $v_{ref}$  como se puede creer, pero si tiende a ser parecida. Este tipo de controlador, recibe las señales  $v_{odi}$  y  $Q_i$ , provenientes del generador distribuido. La razón de por qué se usa estas señales están descritas en la ecuación 4.

Debido a que el controlador secundario es cooperativo y distribuido, también receipta las señales provenientes de sus agentes vecinos, tales como  $v_{odj}$  y  $Q_j$ . Tal como se explicó previamente, la letra  $i$  hace alusión al generador en donde se está ejecutando el algoritmo de control, mientras que la letra  $j$  detalla las señales provenientes de los vecinos.

Haciendo uso de la capa de comunicación que hemos diseñado previamente, se toma los elementos de la matriz de adyacencia asociada y del vector de pinning gain, que junto a la ganancia  $c_{vi}$ , nos permite desarrollar una señal llamada  $v_{vi}$ , que servirá para sincronizar el voltaje del generador  $v_{odi}$  con  $v_{ref}$ . La relación existente entre  $v_{odi}$  y  $v_{o,magi}$  está descrita en la ecuación 23 en donde indica que ambos deben ser iguales, gracias al  $\alpha$  que hemos implementado en nuestra micro-red.

### 3.4 Diseño de $\omega_{com}$

Una característica esencial pero implícita que hace que nuestro controlador secundario funcione, es la implementación del  $\omega_{com}$ . Se asume principalmente que el marco de referencia del  $i$ -ésimo DG rota a una frecuencia angular de  $\omega_i$ . Por lo que consecuentemente, el marco de referencia de un DG es considerado como el marco de referencia común, con una frecuencia angular de  $\omega_{com}$  [16].

El ángulo del  $i$ -ésimo DG está definido en la ecuación 2. Para nuestro caso en particular, hemos fijado al  $\omega_{com}$  en base al  $\omega_i$  del generador 1. De esta manera, nos aseguramos que las frecuencias de los demás generadores, roten en consonancia con el  $\omega_{com}$ . Es importante mencionar que la fijación del  $\omega_{com}$  depende del diseñador. La expresión de nuestro  $\omega_{com}$  es el siguiente:

$$\omega_{com} = \omega_{n1} - m_{P1} * P_1 \quad (27)$$

A continuación, se muestra la incorporación del algoritmo del control secundario cooperativo y distribuido, basado en la teoría de multi-agentes en la estructura del VCVSI.

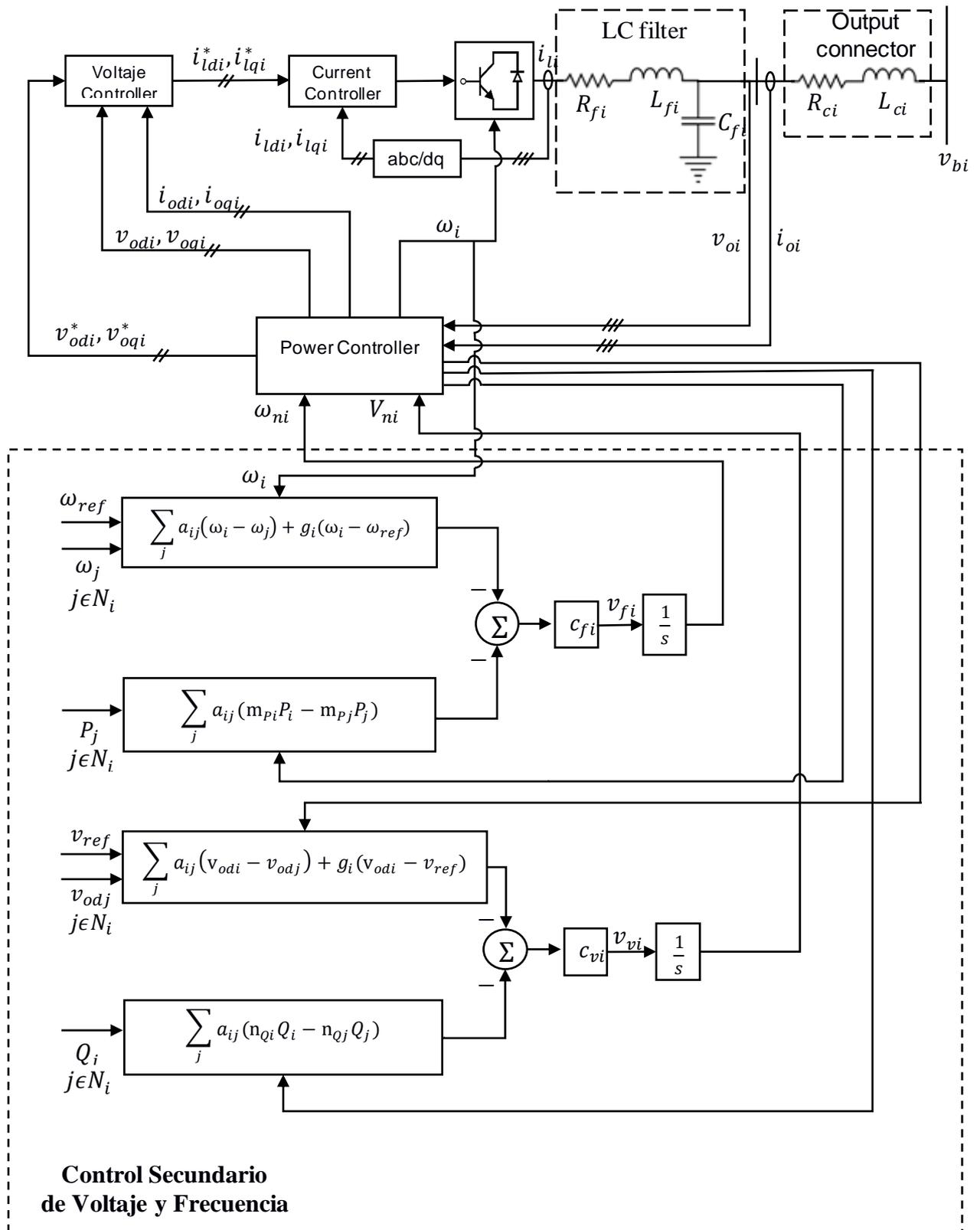


Figura 3.4.- Diagrama de bloques propuesto para el Control Secundario

### 3.5 Diseño de la micro-red en términos del espacio de estado

La dinámica del espacio de estados es obtenida juntando y manipulando las ecuaciones (2) a (22). El modelo completo puede ser escrito bajo la siguiente estructura:

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + f(x) + Bu \\ y = Cx \end{cases} \quad (28)$$

En la ecuación (29) muestra el vector de estados, el cual alberga en un arreglo matricial, las variables de estados. Estas, se encargan de modelar el sistema a estudiar, en nuestro caso, la micro-red con dos nodos.

$$x_{15 \times 1} = \begin{bmatrix} \alpha_i \\ P_i \\ Q_i \\ \phi_{di} \\ \phi_{qi} \\ \gamma_{di} \\ \gamma_{qi} \\ i_{1di} \\ i_{1qi} \\ v_{odi} \\ v_{oqi} \\ i_{odi} \\ i_{oqi} \\ \omega_{ni} \\ V_{ni} \end{bmatrix} \quad (29)$$

La siguiente ecuación (30), se describe el vector columna para las salidas, en donde se observa que el sistema es MIMO. Se ha elegido estas variables debido a que, en una investigación futura, se quisiera realizar el diseño del observador no lineal. Para este objetivo, estas salidas se vuelven fundamentales.

$$y_{4 \times 1} = \begin{bmatrix} \omega_i \\ v_{odi} \\ P_i \\ Q_i \end{bmatrix} \quad (30)$$

Esta ecuación (31) describe las entradas del sistema. Tal como se detalló anteriormente, al ser un sistema MIMO, este se caracteriza por tener más de una entrada y más de una salida. Es debido a esto, que el vector columna, posee 9 entradas.

$$u_{9 \times 1} = \begin{bmatrix} \omega_{com} \\ v_{bdi} \\ v_{bqi} \\ c_{fi} \left( \sum_j a_{ij} \omega_j \right) \\ c_{fi} g_i \omega_{ref} \\ c_{fi} \left( \sum_j a_{ij} m_{P_j} P_j \right) \\ c_{vi} \left( \sum_j a_{ij} v_{od_j} \right) \\ c_{vi} g_i v_{ref} \\ c_{vi} \left( \sum_j a_{ij} n_{Q_j} Q_j \right) \end{bmatrix} \quad (31)$$

Las ecuaciones que representan el espacio de estado van desde la ecuación (32) hasta la (46).

De la ecuación (32) se describe el ángulo del marco de referencia perteneciente al iésimo DG en función de  $\omega_{ni}$  y  $\omega_{com}$ .

$$\dot{x}_1 = x_{14} - \omega_{com} \quad (32)$$

En la ecuación (33) se hace alusión a la obtención de la potencia activa de los generadores en términos de los voltajes y las corrientes a la salida del filtro LC.

$$\dot{x}_2 = -\omega_{ci}x_2 + \omega_{ci}x_{10}x_{12} + \omega_{ci}x_{11}x_{13} \quad (33)$$

El cálculo de la potencia reactiva de los generadores en función de los voltajes y corrientes ubicados a la salida del filtro LC se la realiza empleando la ecuación (34).

$$\dot{x}_3 = -\omega_{ci}x_3 - \omega_{ci}x_{10}x_{13} + \omega_{ci}x_{11}x_{12} \quad (34)$$

Se obtiene el error existente entre el voltaje de referencia y el voltaje medido inmediatamente después del filtro LC, ubicados en el eje directo es obtenido gracias a la ecuación (35).

$$\dot{x}_4 = -n_{Qi}x_3 - x_{10} + x_{15} \quad (35)$$

Se computa el error entre el voltaje de referencia y el voltaje medido después del filtro LC, ambos localizados en el eje de cuadratura gracias a la ecuación (36)

$$\dot{x}_5 = -x_{11} \quad (36)$$

De la ecuación (37) se deriva el error existente entre la corriente de referencia y la corriente medida antes del filtro LC, localizados en el eje directo.

$$\dot{x}_6 = -K_{PVi}n_{Qi}x_3 + K_{IVi}x_4 - x_8 - K_{PVi}x_{10} - \omega_b C_{fi}x_{11} + F_i x_{12} + K_{PVi}x_{15} \quad (37)$$

Se calcula el error entre la corriente de referencia y la corriente calculada antes del filtro LC, ubicadas en el eje de cuadratura de la ecuación (38).

$$\dot{x}_7 = K_{IVi}x_5 - x_9 + \omega_b C_{fi}x_{10} - K_{PVi}x_{11} + F_i x_{13} \quad (38)$$

La medición de la corriente en el eje directo medido antes del filtro LC se la realiza de la ecuación (39).

$$\begin{aligned} \dot{x}_8 = & -\frac{K_{PCi}K_{PVi}}{L_{fi}}n_{Qi}x_3 + \frac{K_{PCi}K_{IVi}}{L_{fi}}x_4 + \frac{K_{ICi}}{L_{fi}}x_6 - \left(\frac{R_{fi}}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}\right)x_8 \\ & + (x_{14} - \omega_b)x_9 - \left(\frac{1}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi}K_{PVi}}{L_{fi}}\right)x_{10} \\ & - \omega_b \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}C_{fi}x_{11} + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}F_i x_{12} + \frac{K_{PCi}K_{PVi}}{L_{fi}}x_{15} \end{aligned} \quad (39)$$

La ecuación (40) se obtiene la corriente en el eje de cuadratura, localizado antes del filtro LC.

$$\begin{aligned} \dot{x}_9 = & \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}K_{IVi}x_5 + \frac{K_{ICi}}{L_{fi}}x_7 + (\omega_b - x_{14})x_8 - \left(\frac{R_{fi}}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}\right)x_9 \\ & + \omega_b \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}C_{fi}x_{10} - \left(\frac{K_{PCi}K_{PVi}}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fi}}\right)x_{11} \\ & + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}F_i x_{13} \end{aligned} \quad (40)$$

El cálculo del voltaje en eje directo ubicado después del filtro LC, se detalla en la ecuación (41).

$$\dot{x}_{10} = \frac{1}{C_{fi}}x_8 + x_{14}x_{11} - \frac{1}{C_{fi}}x_{12} \quad (41)$$

La ecuación (42) computa el voltaje en eje de cuadratura, localizado después del filtro LC.

$$\dot{x}_{11} = \frac{1}{C_{fi}} x_9 - x_{14} x_{10} - \frac{1}{C_{fi}} x_{13} \quad (42)$$

La corriente en eje directo se detalla en la ecuación (43) se detalla, ubicada después del filtro LC.

$$\dot{x}_{12} = \frac{1}{L_{ci}} x_{10} - \frac{R_{ci}}{L_{ci}} x_{12} + x_{14} x_{13} - \frac{1}{L_{ci}} v_{bdi} \quad (43)$$

El comportamiento de la corriente en eje de cuadratura, localizado después del filtro LC es definido por la ecuación (44).

$$\dot{x}_{13} = \frac{1}{L_{ci}} x_{11} - x_{14} x_{12} - \frac{R_{ci}}{L_{ci}} x_{13} - \frac{1}{L_{ci}} v_{bqi} \quad (44)$$

El funcionamiento de la salida del controlador secundario para frecuencia es descrito gracias al uso de la ecuación (45).

$$\begin{aligned} \dot{x}_{14} = & -c_{fi} m_{Pi} \left( \sum_j a_{ij} \right) x_2 - c_{fi} \left( \sum_j a_{ij} + g_i \right) x_{14} + c_{fi} \left( \sum_j a_{ij} \omega_j \right) \\ & + c_{fi} g_i \omega_{ref} + c_{fi} \left( \sum_j a_{ij} m_{Pj} P_j \right) \end{aligned} \quad (45)$$

La ecuación (46) especifica el valor de la salida del controlador secundario para voltaje.

$$\begin{aligned} \dot{x}_{15} = & -c_{vi} n_{Qi} \left( \sum_j a_{ij} \right) x_3 - c_{vi} \left( \sum_j a_{ij} + g_i \right) x_{10} + c_{vi} \left( \sum_j a_{ij} v_{odj} \right) \\ & + c_{vi} g_i v_{ref} + c_{vi} \left( \sum_j a_{ij} n_{Qj} Q_j \right) \end{aligned} \quad (46)$$

Reescribiendo el espacio de estado en forma matricial:

$$A_{15 \times 15} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -\omega_{ci} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\omega_{ci} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -n_{Qi} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -K_{PV}i n_{Qi} & K_{IV}i & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -K_{PV}i & -\omega_b C_{fi} & F_i & 0 & 0 & 0 & K_{PV}i \\ 0 & 0 & 0 & 0 & K_{IV}i & 0 & 0 & 0 & -1 & \omega_b C_{fi} & -K_{PV}i & 0 & F_i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{K_{PCi} K_{PV}i n_{Qi}}{L_{fi}} & \frac{K_{PCi} K_{IV}i n_{Qi}}{L_{fi}} & 0 & \frac{K_{ICi}}{L_{fi}} & 0 & -\left(\frac{R_{fi}}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}\right) & -\omega_b & -\left(\frac{1}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi} K_{PV}i}{L_{fi}}\right) & -\frac{K_{PCi} \omega_b C_{fi}}{L_{fi}} & \frac{K_{PCi} F_i}{L_{fi}} & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{PCi} K_{PV}i}{L_{fi}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{PCi} K_{PV}i}{L_{fi}} & 0 & \frac{K_{ICi}}{L_{fi}} & \omega_b & -\left(\frac{R_{fi}}{L_{fi}} + \frac{K_{PCi}}{L_{fi}}\right) & \frac{K_{PCi} \omega_b C_{fi}}{L_{fi}} & -\left(\frac{K_{PCi} K_{PV}i}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fi}}\right) & 0 & \frac{K_{PCi} F_i}{L_{fi}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_{fi}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_{fi}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_{fi}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_{fi}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_{ci}} & 0 & -\frac{R_{ci}}{L_{ci}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_{ci}} & 0 & -\frac{R_{ci}}{L_{ci}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -c_{fi} m_{Pi} \left(\sum_j a_{ij}\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & c_{fi} \left(\sum_j a_{ij} + g_i\right) & 0 \\ 0 & 0 & -c_{vi} n_{Qi} \left(\sum_j a_{ij}\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -c_{vi} \left(\sum_j a_{ij} + g_i\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

La matriz A se encarga de albergar todos los coeficientes que acompañan a las variables de estados.

La matriz B contiene todos los coeficientes que acompañan a las entradas que han sido definidas anteriormente.

$$B_{15 \times 9} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_{ci}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{L_{ci}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

La matriz C agrupa todos los coeficientes que acompañan a las salidas del sistema.

$$C_{4 \times 15} = \begin{pmatrix} 0 & -m_{pi} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

La matriz  $f$  se caracteriza por ser una función no lineal. Esto es debido a que se están multiplicando variables de estado al mismo tiempo, lo cual da pie a que posteriormente se desarrolle un observador no lineal.

$$f_{15 \times 1} = \begin{pmatrix} 0 \\ \omega_{ci}x_{10}x_{12} + \omega_{ci}x_{11}x_{13} \\ -\omega_{ci}x_{10}x_{13} + \omega_{ci}x_{11}x_{12} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ x_{14}x_9 - m_{pi}x_2x_9 \\ -x_{14}x_8 + m_{pi}x_2x_8 \\ x_{14}x_{11} - m_{pi}x_2x_{11} \\ -x_{14}x_{10} + m_{pi}x_2x_{10} \\ x_{14}x_{13} - m_{pi}x_2x_{13} \\ -x_{14}x_{12} - m_{pi}x_2x_{12} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

# CAPÍTULO 4

## 4. SIMULACIÓN

### 4.1 Análisis de resultados

Ecuación 25 describe el funcionamiento de la matriz de adyacencia asociada y su relación respecto al dígrafo de comunicación mostrado en la figura 3.1. Si nos fijamos, el generador distribuido 1 es el nodo dominante. Este, le va a enviar información al generador distribuido 2. Las filas en  $A_G$  representan el generador distribuido que recibe la información. Las columnas hacen alusión al generador distribuido que envía la información.

En base a este análisis, vemos que la primera fila está llena de ceros, lo cual tiene sentido debido a que al generador distribuido 1 no le llega información proveniente de otro generador distribuido, ya que este es el nodolíder. Para la segunda fila, vemos que el primer elemento es 1, debido a que el generador distribuido 1 está enviándole información al generador distribuido 2.

En esta parte de la experimentación hemos querido diseñar esta micro-red empleando el modelo en espacio de estados. Esta técnica permite desarrollar la dinámica del sistema basándonos en un aspecto formal y matemático.

La finalidad de esta tesis de investigación es alcanzar un valor de 1 por unidad en la magnitud del voltaje de salida en dos generadores y que logren trabajar a una frecuencia de 60 Hz. A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

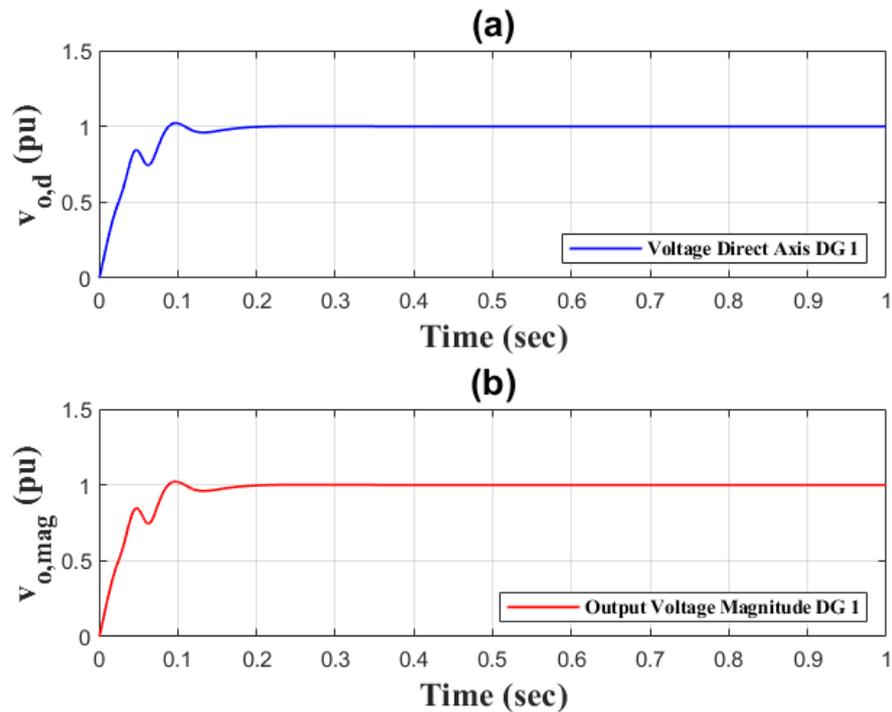


Figura 4.1.- Sincronización de la amplitud de voltaje en el DG 1

En la figura 4.1 literal (a), se observa el comportamiento de los voltajes en el eje directo del generador 1. En la figura 4.1 del literal (b), se muestra la magnitud del voltaje de salida del generador 1. La tarea principal del controlador secundario, es seleccionar una señal  $V_{ni}$  de tal manera que la magnitud de voltaje de salida de los dos generadores sea igual a la referencia del controlador secundario, el cual es 1 por unidad. De la ecuación 24, inferimos que el voltaje en el eje de cuadratura,  $v_{odi}$ , debe de ser igual a  $v_{omagi}$ . Este tipo de control es característico en el diseño de los sistemas de potencias para micro-redes.

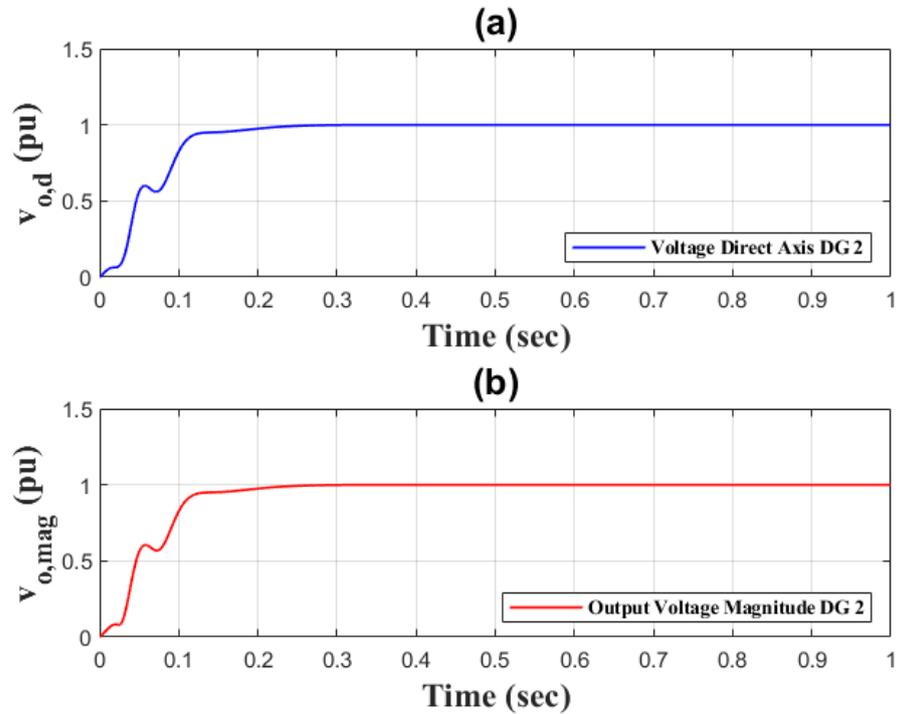


Figura 4.2.- Sincronización de la amplitud de voltaje en el generador 2

En la figura 4.2 literal (a), se muestra el comportamiento del voltaje en el eje de cuadratura a la vez que, en el literal (b), se expone la sincronización de la amplitud de voltaje de salida del generador 2. En estas gráficas, se aprecia que tanto el  $v_{odi}$  como el  $v_{o,magi}$  del generador son iguales. Esto denota que la sincronización de voltajes funciona correctamente en términos de ecuaciones de espacio de estados. Se observa además que, ambos valores se estabilizan en 1 por unidad, el cual es el voltaje de referencia impuesto por el controlador secundario.

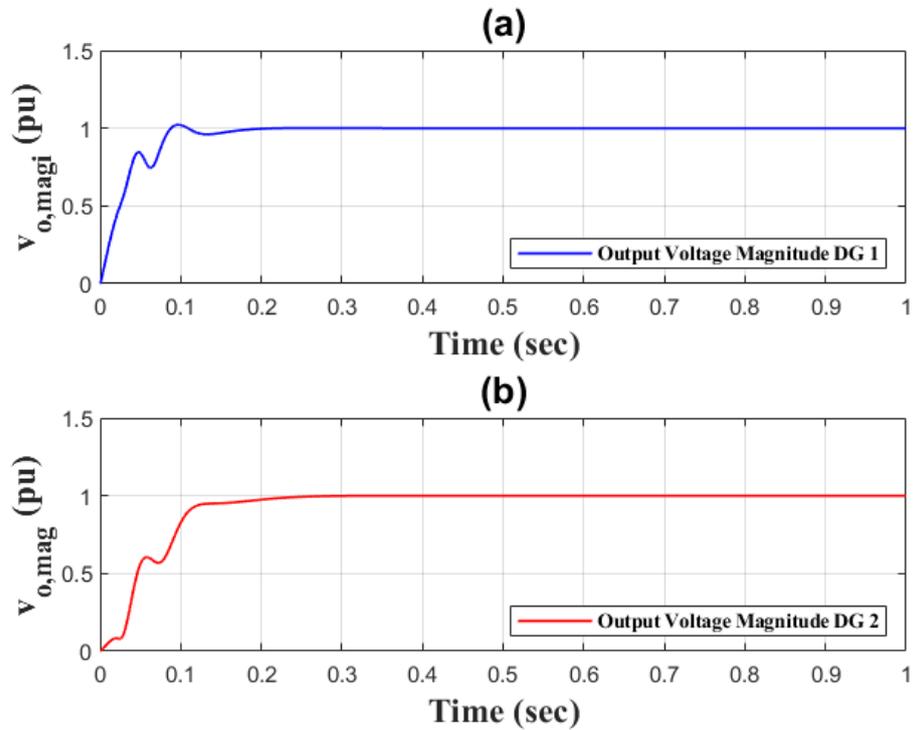


Figura 4.3.- Sincronización de la amplitud de voltaje en ambos generadores

La figura 4.3 en sí muestra el comportamiento de la amplitud de voltaje en los dos generadores. En ambas figuras, literal (a) y (b), se observa cómo la magnitud de voltaje de salida en los dos generadores ( $v_{o,magi}$ ) alcanzan el voltaje de referencia ( $v_{ref}$ ), fijado por el controlador secundario de voltaje. Este comportamiento está sustentado en la correcta selección de la señal  $V_{ni}$  proveniente de la salida del controlador secundario para que se logren estos resultados.

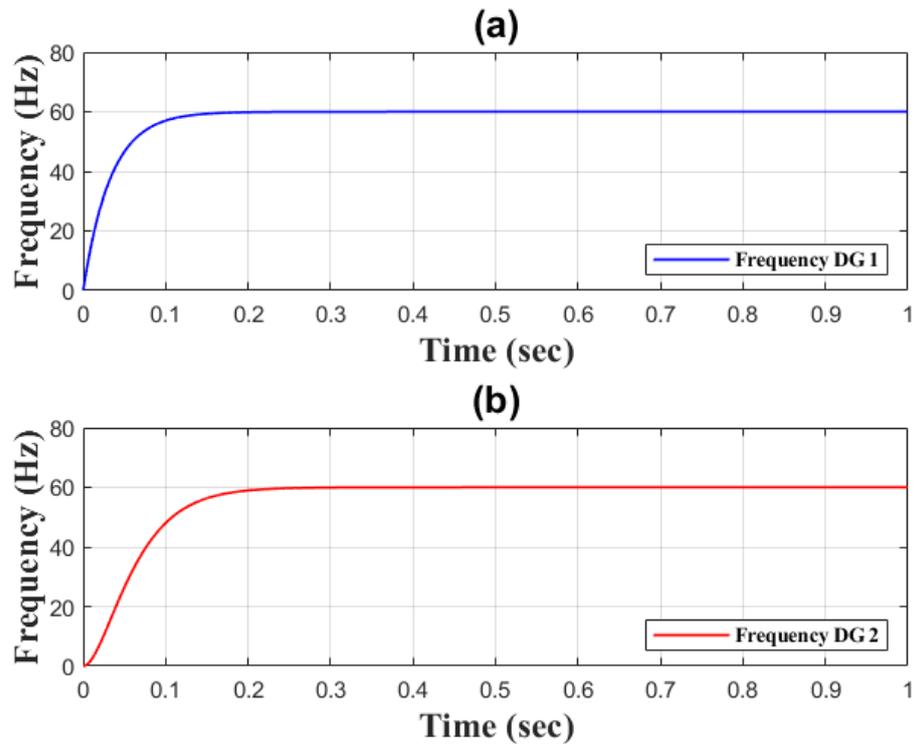


Figura 4.4.- Sincronización de la frecuencia en el generador 1 y 2

El literal (a) de la figura 4.4 muestra el comportamiento de la frecuencia en el DG 1. Por otro lado, en el literal (b) de la figura 4.4 se observa la frecuencia del generador distribuido 2 alcanzando los 60 Hz. La tarea principal del controlador secundario de frecuencia es sincronizar las frecuencias de todos los VCVSIs de tal forma que sean iguales a la frecuencia nominal, la cual es de 60 Hz. Para esto, se selecciona una señal  $\omega_{ni}$ , proveniente de la salida del controlador secundario que haga cumplir este objetivo.

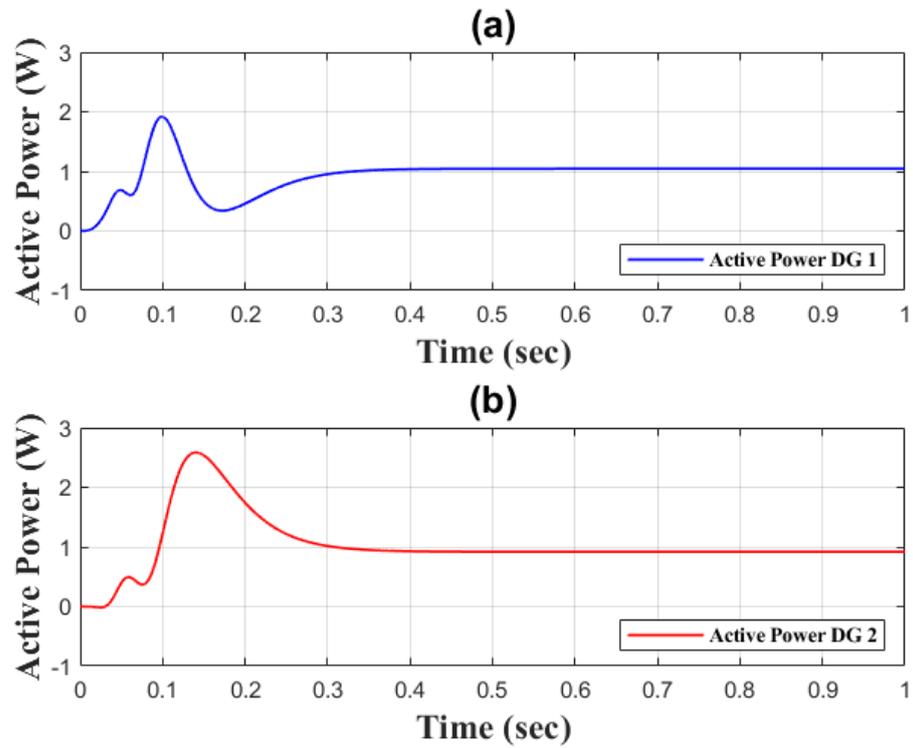


Figura 4.5.- Potencia activa en los generadores distribuidos

En la figura 4.5 (a) y (b), se muestra el comportamiento de la potencia activa en los generadores distribuidos descrita en espacio de estados. Cabe recalcar que no se aplicó ningún tipo de control a estas magnitudes, sin embargo, es una variable importante a considerar en caso de que se desee construir un observador no lineal. Se observa, sin embargo, que se estabiliza, gracias a la sincronización de voltaje y frecuencia.

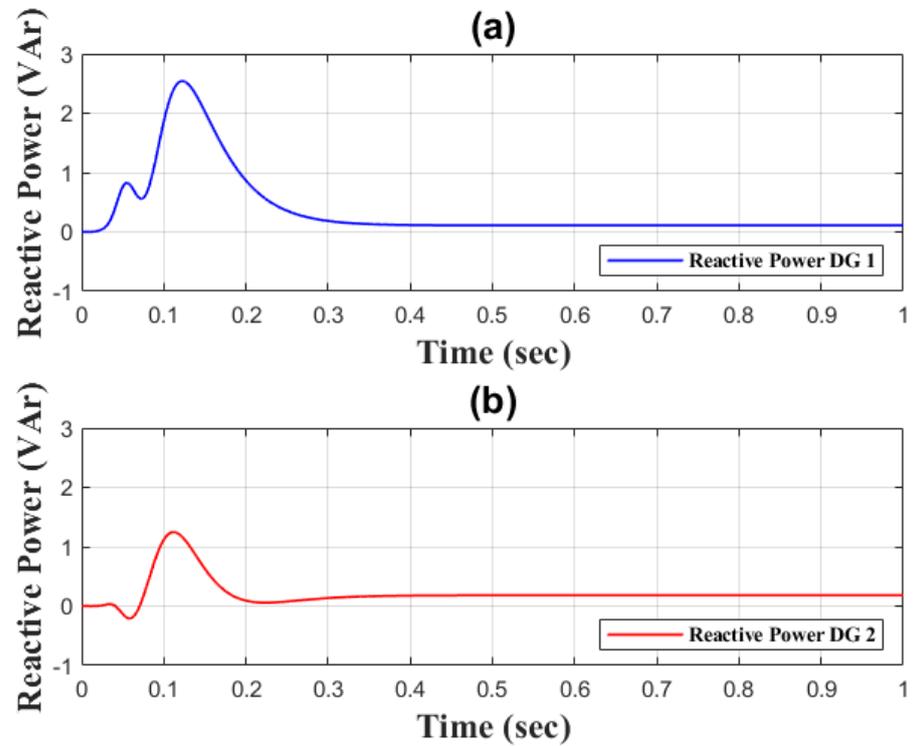


Figura 4.6.- Potencia reactiva en los generadores distribuidos

En la figura (a) y (b), se muestra la potencia reactiva en el DG 1 y DG 2. Esta magnitud es una variable de salida en nuestro espacio de estados. Esto con la finalidad de que en el futuro pueda ser utilizada para diseñar un observador no lineal. Cabe recalcar que a este tipo de señal no se le aplicó ningún control. El control para la potencia reactiva se la utiliza cuando se trabaja con CCVSI.

# CAPÍTULO 5

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- La implementación de la red de comunicación para los generadores distribuidos, que serán tomados como agentes, está basada en dos aspectos importantes, los cuales son la flexibilidad y la eficiencia computacional. En este diseño como tal, se toma en cuenta el proceso de sincronización y coordinación de los generadores distribuidos con sus pares, a la vez que cada agente intercambia información, dependiendo de su ubicación en el dígrafo de comunicación.
- Para diseñar el dígrafo de comunicación que se ha desarrollado en esta tesis, se fijó un nodo líder, ya que este es el que va empezar a transmitir la información acerca de los valores de referencia a los agentes vecinos. De esta manera, se deja un modelo estandarizado, llamado zonal consensus connection, en donde se tiene un solo nodo líder, capaz de enviar información a los vecinos.
- Para el diseño de la matriz de comunicación, también llamada de adyacencia asociada, se debe tomar en cuenta el sistema de pinning gain. Este arreglo matricial, es un vector columna compuesto por unos y ceros. El único elemento que será uno, será aquel que esté ligado al generador distribuido elegido anteriormente como líder. El resto, se convierten en ceros. La posición de cada elemento de este vector, hace alusión a la posición o al número impuesto de cada generador distribuido.
- La matriz de adyacencia asociada, está basada en la posición de los generadores distribuidos. La dimensión corresponde al número de

DGs que se tienen en la micro-red. Las columnas de la matriz hacen alusión a los generadores distribuidos que envían la información, mientras que las filas se refieren a los agentes que reciben los valores de referencia.

- Una vez que la micro-red entra a operar en modo aislado, el control primario trata de mantener los valores de frecuencia y voltajes iguales a los de la red principal. Sin embargo, es posible que estos valores no lleguen a alcanzar los valores de referencia. Es por esto, que, a partir de este momento, el control secundario se encarga de corregir estas desviaciones de frecuencia y voltajes, producidas por el control primario.

## 5.2 Recomendaciones

- Para el diseño del dígrafo de comunicación, se recomienda dejar fijado un nodo líder, ya que de esta manera sólo a este generador distribuido le van a ingresar los valores de referencia, lo cual se traduce en mayor facilidad de revisar las magnitudes en caso de algún error.
- Se recomienda que el diseño se lo haga completamente en modelo de espacio de estados o enteramente en Simulink, ya que si se los combina, el diseñador puede tender a confundirse con las señales eléctricas y las propias del software.
- Para analizar el voltaje antes y después del inversor, se recomienda que ambos sean iguales para facilitar los cálculos del diseño de las ecuaciones del modelo de espacio de estados. De esta manera, se asume que existen cero pérdidas al momento de la conmutación de los IGBTs.
- Antes de obtener las matrices relacionadas a las entradas, estados y salidas del modelo de espacio de estados, se recomienda que se escriban todas las ecuaciones derivadas de los diferentes procesos

de la micro-red para así garantizar que el diseño carezca de errores matemáticos.

- En caso de que una señal no esté funcionando adecuadamente, se recomienda aplicar la técnica de troubleshooting. Esto es, dividiendo el diseño de la micro-grid en etapas, para así encontrar el error más fácilmente.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. C. Benjamin, “Ensuring health equity during the COVID-19 pandemic: The role of public health infrastructure,” *Rev. Panam. Salud Publica/Pan Am. J. Public Heal.*, vol. 44, pp. 1–4, 2020, doi: 10.26633/RPSP.2020.70.
- [2] “Global Temperature | Vital Signs – Climate Change: Vital Signs of the Planet.” <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/> (accessed Aug. 24, 2021).
- [3] “La COVID-19 afecta a los agricultores familiares y la oferta alimentaria de Latinoamérica | Economía | Edición América | Agencia EFE.” <https://www.efe.com/efe/america/economia/la-covid-19-afecta-a-los-agricultores-familiares-y-oferta-alimentaria-de-latinoamerica/20000011-4307339> (accessed Oct. 20, 2021).
- [4] “¿Cómo está afectando la pandemia del Covid-19 a nuestros campesinos? - Sostenibilidad.” <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/es/como-esta-afectando-la-pandemia-del-covid-19-a-nuestros-campesinos/> (accessed Oct. 21, 2021).
- [5] L. Luque, T. Nacional, ARCONEL, N. L. No, R. Oficial, and N. Suplemento, “Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018,” *Rev. Energ. Ecuador*, vol. 16, no. 1, p. 214, 2019.
- [6] “La ‘agrofotovoltaica’, cuando el sector agrícola y el fotovoltaico trabajan en conjunto.” <https://autosolar.es/blog/energia-solar-fotovoltaica/agrofotovoltaica-combinando-fotosintesis-y-fotovoltaica> (accessed Oct. 23, 2021).
- [7] “Presente y futuro de la energía fotovoltaica en España | AEQ.” <https://www.aeqenergia.com/blog/presente-y-futuro-de-la-energia-fotovoltaica-en-espana> (accessed Oct. 23, 2021).
- [8] “ENERGÍA FOTOVOLTAICA – CIER Galápagos.” <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-fotovoltaica/> (accessed Oct. 23, 2021).
- [9] USDOE, “Summary report: 2012 DOE microgrid workshop,” *U.S. Dep. Energy*, pp. 1–33, 2012, [Online]. Available: [http://energy.gov/sites/prod/files/2012 Microgrid Workshop Report 09102012.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2012%20Microgrid%20Workshop%20Report%2009102012.pdf).
- [10] 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, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.

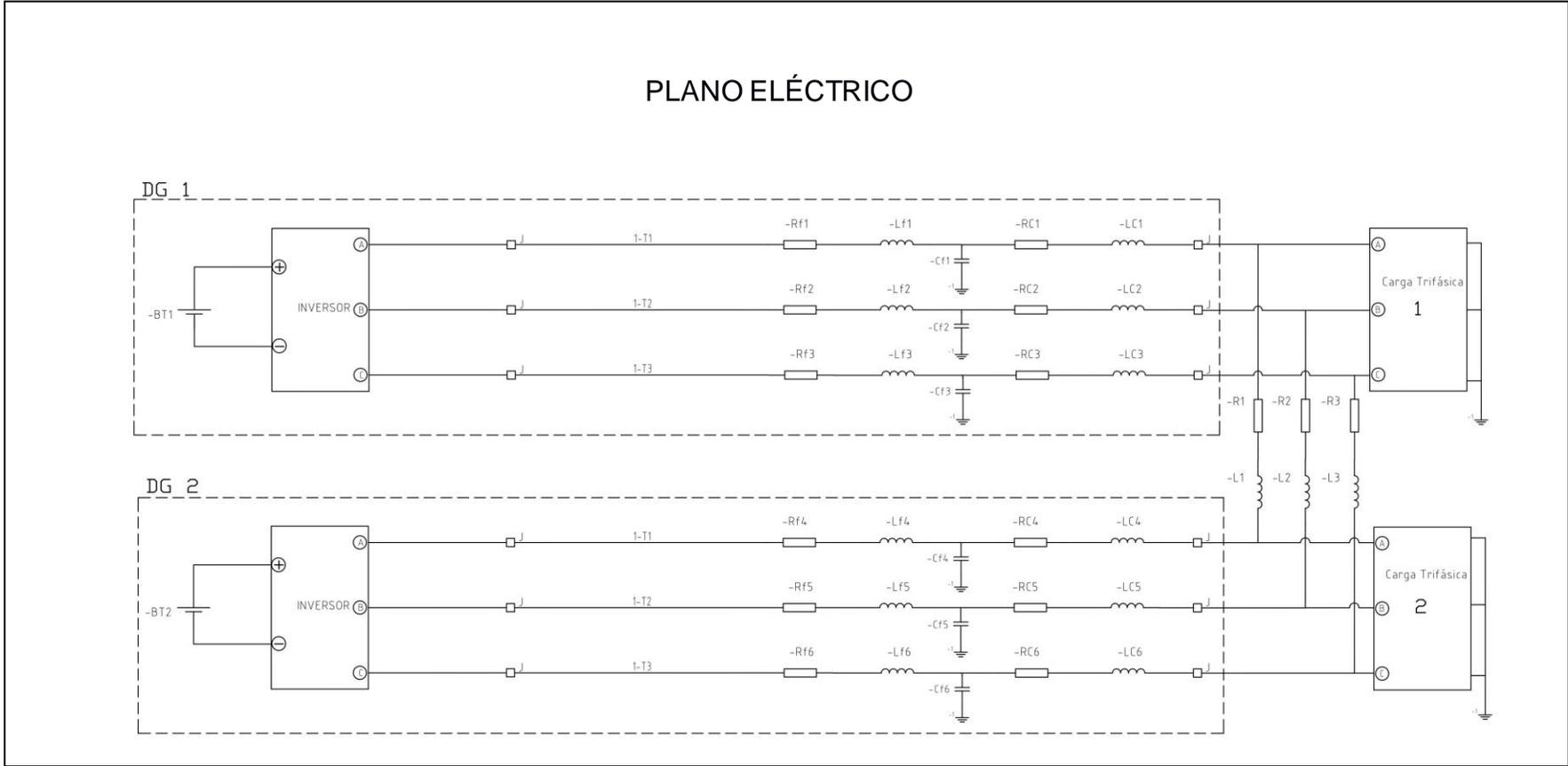
- [11] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "158 IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 58, NO. 1, JANUARY 2011 Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011, [Online]. Available: <http://search.proquest.com/docview/58261700?accountid=8330%5Cnhttp://library.anu.edu.au:4550/resserv?genre=article&issn=00288276&title=New+Zealand+Journal+of+Educational+Studies&volume=27&issue=1&date=1992-05-01&atitle=The+Relational+School:+Fostering+Plu>.
- [12] A. Bidram and A. Davoudi, "Hierarchical structure of microgrids control system," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2197425.
- [13] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [14] J. M. Carrasco *et al.*, "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energysources: A survey," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016, 2006, doi: 10.1109/TIE.2006.878356.
- [15] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van Den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. 4, no. 4, pp. 2501–2507, 2004, doi: 10.1109/PESC.2004.1355222.
- [16] A. Bidram, A. Davoudi, F. L. Lewis, and J. M. Guerrero, "Distributed cooperative secondary control of microgrids using feedback linearization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3462–3470, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2247071.
- [17] Z. Qu, J. Wang, and R. A. Hull, "Cooperative control of dynamical systems with application to autonomous vehicles," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 53, no. 4, pp. 894–911, 2008, doi: 10.1109/TAC.2008.920232.
- [18] G. Díaz, C. González-Morán, J. Gómez-Aleixandre, and A. Diez, "Scheduling of droop coefficients for frequency and voltage regulation in isolated microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 489–496, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030425.
- [19] C. K. Sao and P. W. Lehn, "Control and power management of converter fed

- microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1088–1098, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.922232.
- [20] P. H. Divshali, A. Alimardani, S. H. Hosseinian, and M. Abedi, "Decentralized cooperative control strategy of microsources for stabilizing autonomous VSC-based microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 1949–1959, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2188914.
- [21] A. Mehrizi-Sani and R. Iravani, "Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1883–1891, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2045773.
- [22] A. Bidram, A. Davoudi, and F. L. Lewis, "A multiobjective distributed control framework for islanded AC microgrids," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 10, no. 3, pp. 1785–1798, 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2326917.
- [23] S. K. Chung, "A phase tracking system for three phase utility interface inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 15, no. 3, pp. 431–438, 2000, doi: 10.1109/63.844502.
- [24] A. Jain, J. Sakamuri, and N. Cutululis, "Grid-forming control strategies for blackstart by offshore wind farms," *Wind Energy Sci. Discuss.*, no. March, pp. 1–22, 2020, doi: 10.5194/wes-2020-34.
- [25] D. B. Rathnayake *et al.*, "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114781–114807, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3104617.
- [26] M. N. Marwali and A. Keyhani, "Control of distributed generation systems - Part I: Voltages and currents control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 6, pp. 1541–1550, 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.836685.
- [27] R. Jadeja, A. Ved, T. Trivedi, and G. Khanduja, "Control of Power Electronic Converters in AC Microgrid," *Power Syst.*, vol. 27, no. 11, pp. 329–355, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-23723-3\_13.
- [28] W. Du *et al.*, "A Comparative Study of Two Widely Used Grid-Forming Droop Controls on Microgrid Small-Signal Stability," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 963–975, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2942491.
- [29] S. D. J. McArthur *et al.*, "Multi-agent systems for power engineering applications - Part I: Concepts, approaches, and technical challenges," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1743–1752, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908471.

- [30] Q. Hui and W. M. Haddad, "Distributed nonlinear control algorithms for network consensus," *Automatica*, vol. 44, no. 9, pp. 2375–2381, 2008, doi: 10.1016/j.automatica.2008.01.011.
- [31] J. A. Fax and R. M. Murray, "Information flow and cooperative control of vehicle formations," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 49, no. 9, pp. 1465–1476, 2004, doi: 10.1109/TAC.2004.834433.
- [32] A. Bidram, F. L. Lewis, A. Davoudi, and Z. Qu, "Frequency control of electric power microgrids using distributed cooperative control of multi-agent systems," *2013 IEEE Int. Conf. Cyber Technol. Autom. Control Intell. Syst. IEEE-CYBER 2013*, pp. 223–228, 2013, doi: 10.1109/CYBER.2013.6705449.
- [33] R. Olfati-Saber and R. M. Murray, "Consensus problems in networks of agents with switching topology and time-delays," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 49, no. 9, pp. 1520–1533, 2004, doi: 10.1109/TAC.2004.834113.
- [34] D. P. Bertsekas and J. N. Tsitsiklis, "Comments on 'Coordination of groups of mobile autonomous agents using nearest neighbor rules,'" *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 52, no. 5, pp. 968–969, 2007, doi: 10.1109/TAC.2007.895885.
- [35] X. Li, X. Wang, and G. Chen, "Pinning a complex dynamical network to its equilibrium," *IEEE Trans. Circuits Syst. I Regul. Pap.*, vol. 51, no. 10, pp. 2074–2087, 2004, doi: 10.1109/TCSI.2004.835655.
- [36] Z. Li, Z. Duan, G. Chen, and L. Huang, "Consensus of multiagent systems and synchronization of complex networks: A unified viewpoint," *IEEE Trans. Circuits Syst. I Regul. Pap.*, vol. 57, no. 1, pp. 213–224, 2010, doi: 10.1109/TCSI.2009.2023937.
- [37] A. Dehghan Banadaki, A. Feliachi, and V. K. Kulathumani, "Fully Distributed Secondary Voltage Control in Inverter-Based Microgrids," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2018-April, no. April, 2018, doi: 10.1109/TDC.2018.8440329.
- [38] A. Dehghan Banadaki, F. D. Mohammadi, and A. Feliachi, "State space modeling of inverter based microgrids considering distributed secondary voltage control," *2017 North Am. Power Symp. NAPS 2017*, no. 1, 2017, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107326.

# ANEXOS

## PLANO ELÉCTRICO



Plano 1 - Plano Eléctrico de la micro-red