

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODOS DE CONTROL SEGUIDOR DE RED Y  
FORMADOR DE RED PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A REDES  
ELÉCTRICAS

LUDY MAYDE MOJICA SEPÚLVEDA  
FREDY ALEJANDRO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA

2025

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODOS DE CONTROL SEGUIDOR DE RED Y  
FORMADOR DE RED PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A REDES  
ELÉCTRICAS

LUDY MAYDE MOJICA SEPÚLVEDA  
FREDY ALEJANDRO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros Electricistas

Director

Dr. Johann Farith Petit Suarez

Codirector

Dra. Maria Alejandra Mantilla Villalobos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2025

## DEDICATORIA

*Primero a Dios, que tiene sus planes perfectos, ya que la culminación de esta etapa en mi vida es el resultado de innumerables horas de esfuerzo y perseverancia, sin embargo no habría sido posible sin el apoyo e inspiración de muchas personas.*

*A mis padres Marina y Martín quienes son el pilar de mi vida, mi motivación y apoyo , cuyo amor incondicional me guiaron por este camino para poder cumplir mi sueño, gracias por creer en mi, a mis queridas hermanas que sin su ejemplo a seguir no sería lo que soy hoy en día, a mis sobrinos David, Kenner y Luciana que son un faro que da luz a mi vida, a mis nonitos, que ven cada logro y seguro se encuentran orgullosos desde donde estén.*

*A mis amigos quienes me acompañaron durante el camino e hicieron de esta etapa dura, una alegre.*

*A cada uno de ustedes, quisiera dar las gracias por compartir conmigo este gran sueño, ya que el viaje es tan importante como el destino, y sin sus consejos no podría haber alcanzado la meta.*

### **Ludy**

*A mis padres Fredy y Yadaris, y a mi hermana Susan que tuvieron un apoyo incondicional desde que ingrese a la universidad, estando presente en todos los ámbitos de mi vida, los amo y este es el primer logro de muchos que obtendré. Todo es debido a ellos.*

*A mi tios, Miladys, William, Eduardo y Carlos, porque a pesar de todas las dificultades estuvieron para mi. Por último, al iniciar en la etapa de la universidad nació mi sobrina, y todo es por ella.*

### **Fredy**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento y reconocimiento a:

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra alma mater que desde que cruzamos sus puertas hemos recibido conocimiento que ha abierto nuestra mente a nuevas perspectivas, educándonos profesional y socialmente.

Al **Dr. Johann Farith Petit Suarez**, director del proyecto, por su valioso conocimiento, experiencia y colaboración para el desarrollo de este trabajo de grado.

A la **Dra. Maria Alejandra Mantilla Villalobos**, codirectora del proyecto, por su valiosa dirección, motivación y entrega profesional.

A cada miembro de la E3T por guiarnos, su compromiso con la excelencia académica, ha inspirado nuestras propias aspiraciones.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	12
1 OBJETIVOS	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVO ESPECÍFICOS	14
1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	15
2 MARCO TEÓRICO	16
2.1 INTRODUCCIÓN DE LOS MODOS DE CONTROL SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED	16
2.2 SEGUIDOR DE RED	16
2.2.1 Control del seguidor de red.	17
2.2.2 Método de control para el seguidor de red.	18
2.2.3 Ventajas del seguidor de red.	19
2.3 FORMADOR DE RED	20
2.3.1 Control del formador de red.	21
2.3.2 Método de control para el formador de red.	22
2.3.3 Ventajas del formador de red.	30
2.4 CARACTERÍSTICAS DISTINTIVAS ENTRE SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED	31
2.5 SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED: EN EL MERCADO ACTUAL	34
3 CASOS DE ESTUDIO	37
3.1 MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA CON SEGUIDOR DE RED	37

3.1.1	Sistema fotovoltaico.	39
3.1.2	Sistema panel - inversor.	41
3.1.3	Análisis del modo de operación en seguidor de red.	42
3.2	MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA CON FORMADOR DE RED	45
3.2.1	Análisis del modo de operación formador de red.	50
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
5	TRABAJOS FUTUROS	62
5.1	RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN	62
	BIBLIOGRAFÍA	64
	ANEXOS	68

## LISTA DE FIGURAS

		pág.
Figura 1	Diagrama de control del seguidor de red.	17
Figura 2	Diagrama de control del formador de red.	22
Figura 3	a) Relación ( $P - f$ ) del <i>control droop</i> . b) Relación ( $Q - V$ ) del <i>control droop</i> .	24
Figura 4	Diagrama de <i>control droop</i> ( $P - f$ ).	26
Figura 5	Diagrama de <i>control droop</i> con impedancia virtual.	27
Figura 6	Diagrama de <i>control droop</i> ( $Q - V$ ).	28
Figura 7	Esquema del modo de control seguidor de red.	38
Figura 8	Configuración del sistema fotovoltaico.	39
Figura 9	Emulación del sistema panel - inversor mediante fuente controlada de corriente.	41
Figura 10	Transformada abc para el cálculo de $I_{aref}$ , $I_{bref}$ e $I_{cref}$ .	42
Figura 11	Señal trifásica de tensiones y corrientes, seguidor de red.	43
Figura 12	Potencia activa, seguidor de red.	44
Figura 13	Potencia reactiva, seguidor de red.	44
Figura 14	Factor de Potencia, seguidor de red.	45
Figura 15	Esquema del modo de control formador de red.	46
Figura 16	Desfase de la señal de tensión del G1 $\Delta\phi$ .	48
Figura 17	Tensión de sincronización, <i>control droop</i> de frecuencia para todos los casos de estudio.	50
Figura 18	Potencia activa, <i>control droop</i> de frecuencia caso 1.	51
Figura 19	Variación de frecuencia, <i>control droop</i> de frecuencia caso 1.	52
Figura 20	Potencia activa, <i>control droop</i> de frecuencia caso 2.	53

Figura 21	Variación de frecuencia, <i>control droop</i> de frecuencia caso 2.	54
Figura 22	Potencia reactiva, <i>control droop</i> de tensión caso 1.	55
Figura 23	Potencia activa, <i>control droop</i> de tensión caso 1.	56
Figura 24	Tensión de referencia en los generadores, <i>control droop</i> de tensión caso 1.	57
Figura 25	Potencia reactiva, <i>control droop</i> de tensión caso 2.	58
Figura 26	Tensión de referencia en los generadores, <i>control droop</i> de tensión caso 2.	59
Figura 27	Diagrama de bloques del <i>PLL</i>	70
Figura 28	Diagrama de circuito formador de red con impedancia virtual conectado AC de la microrred.	71
Figura 29	Esquema de control PI.	73
Figura 30	Control Máquina Síncrona virtual.	76
Figura 31	Gráfica de corriente Vs tensión según la irradiancia.	78
Figura 32	Gráfica de potencia Vs tensión según la irradiancia.	78
Figura 33	Curva de rendimiento del inversor.	80
Figura 34	Datos de irradiancia en Bucaramanga.	81

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1 Aspectos a comparar entre formador de red y seguidor de red.	32
Tabla 2 Ficha técnica: Datos del panel fotovoltaico.	77
Tabla 3 Ficha técnica de las características del inversor para el cálculo de la potencia aparente $S$ .	79

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODOS DE CONTROL SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS A REDES ELÉCTRICAS. \*

**AUTOR:** LUDY MAYDE MOJICA SEPÚLVEDA, FREDY ALEJANDRO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ \*\*

**PALABRAS CLAVE:** FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE, SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, INVERSO-RES, SEGUIDOR DE RED, FORMADOR DE RED.

**DESCRIPCIÓN:** Dada la naturaleza emergente de la tecnología fotovoltaica integrada a redes eléctricas, este trabajo de grado se enfoca en un análisis comparativo entre los modos de control seguidor de red y formador de red. El propósito principal es fundamentar el diseño de estos sistemas mediante un estudio previo y un análisis bibliográfico exhaustivo. En este análisis, se identificarán casos de aplicación, así como las diferencias y similitudes entre ambos modos de control, buscando asegurar la estabilidad de la red.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Dr. Johann Farith Petit Suarez. Codirector: Dra. Maria Alejandra Mantilla Villalobos.

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE ANALYSIS OF GRID FORMING AND GRID FOLLOWING CONTROL MODES FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INTEGRATED INTO ELECTRIC GRIDS. \*

**AUTHOR:** LUDY MAYDE MOJICA SEPÚLVEDA, FREDY ALEJANDRO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ \*\*

**KEYWORDS:** RENEWABLE ENERGY SOURCES, PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, INVERTERS, GRID FOLLOWING, GRID FORMING.

**DESCRIPTION:** Given the emerging nature of photovoltaic technology integrated into power grids, this thesis focuses on a comparative analysis between grid following and grid forming control modes. The primary objective is to support the design of these systems through prior research and an exhaustive literature review. This analysis will identify application cases, as well as the differences and similarities between both control strategies, with the goal of ensuring grid stability.

---

\* DEGREE WORK

\*\* Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications School. Advisor:Dr.Johann Farith Petit Suarez, Coadvisor: Dra. Maria Alejandra Mantilla Villalobos.

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes no convencionales de energía (*FNCE*) generan un impacto significativo a nivel mundial al emplear métodos ambientalmente amigables, lo que contribuye a mejorar tanto la calidad de vida como la de la energía eléctrica. Para su integración en los sistemas eléctricos, estas fuentes, especialmente los sistemas fotovoltaicos, requieren convertidores electrónicos de potencia. Estos dispositivos son esenciales para acoplar sistemas de corriente continua con sistemas de corriente alterna, manteniendo y garantizando así la estabilidad de la red mediante el control eficaz de la frecuencia y el equilibrio entre la generación y la demanda [1], [2].

Una de las problemáticas que se puede presentar en un sistema eléctrico es el desequilibrio entre la generación y la demanda que puede verse afectada con la integración de fuentes de energía renovable, como la fotovoltaica [3]. Dichas fuentes de generación pueden funcionar hoy en día en dos modos de operación: formador de red y seguidor de red, pero la principal preocupación es observar el soporte de potencia reactiva para elevar la tensión en caso de un hueco de tensión y que el inversor no se desconecte, asegurando así, la continuidad del suministro de energía en la red.

En el caso concreto de los sistemas fotovoltaicos, inicialmente el control estaba centrado en la extracción de la máxima potencia para inyectarla luego a la red en modo fuente de corriente [1]. No obstante, con las proyecciones de alta penetración que se prevén para este tipo de sistemas a largo plazo, y la posibilidad de desplazamiento de generación convencional que asume roles asociados a la estabilidad del sistema eléctrico, se presentan nuevas líneas de investigación relacionadas con el control de los sistemas fotovoltaicos operando en modo fuente de tensión [4].

El modo fuente de corriente se reporta en la literatura como seguidor de red y el modo

fuente de tensión como formador de red [3]. En este proyecto, se busca analizar y comparar el impacto de la conexión de esta tecnología a la red eléctrica, así como los beneficios de los modos de control previamente mencionados.

Este trabajo de grado presenta un análisis del funcionamiento de los modos de control seguidor de red y formador de red, comparándolos en una red con fuentes de energía renovable. Se evaluará el control de frecuencia de un sistema fotovoltaico mediante simulaciones que permitan explorar distintos modos o escenarios de operación. A continuación, se presentan los objetivos de este trabajo de grado.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

- Realizar un análisis comparativo entre los modos de control formador de red y seguidor de red para sistemas fotovoltaicos integrados a redes eléctricas.

### **1.2. OBJETIVO ESPECÍFICOS**

- Realizar una revisión bibliográfica exhaustiva sobre los modos de control formador de red y seguidor de red empleados en sistemas fotovoltaicos conectados a redes eléctricas.
- Desarrollar una simulación de un caso de estudio representativo que permita evidenciar el comportamiento de los modos de control formador de red y seguidor de red en un sistema eléctrico.
- Establecer una comparación analítica entre los modos de control formador de red y seguidor de red en sistemas fotovoltaicos, destacando sus ventajas, desventajas y aplicaciones.

### **1.3. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO**

Este documento se estructura para desarrollar cada uno de los objetivos específicos del trabajo de grado de la siguiente manera:

- El segundo capítulo explica, con base en la bibliografía, los modos de control seguidor de red y formador de red, estableciendo así el punto de partida para la simulación.
- El tercer capítulo presenta el modelado, la simulación y los resultados obtenidos al simular los modos de control en Simulink. Además, se incluye una comparación de ambos modos a partir de los resultados simulados.
- El cuarto capítulo expone las conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo de grado.
- Finalmente, el quinto capítulo describe los trabajos futuros.

## **2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1. INTRODUCCIÓN DE LOS MODOS DE CONTROL SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED**

En este capítulo se exponen dos modos de control esenciales para la integración de sistemas fotovoltaicos a redes eléctricas: el control seguidor de red y el control formador de red. Estos modos de control revisten una importancia crítica en la correcta integración de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica, ya que influyen directamente en la eficiencia, estabilidad y calidad de la energía inyectada [5], [1]. Seguidamente, se proporciona un contexto general para cada modo de control, detallando su principio de funcionamiento. Para concluir, se presenta un análisis comparativo teórico que permitirá contrastar sus atributos y alcanzar los objetivos planteados.

### **2.2. SEGUIDOR DE RED**

En este modo de operación, la fuente de energía se adapta a las condiciones impuestas por la red eléctrica, ya que no establece su propia tensión ni frecuencia; por lo tanto, debe sincronizarse con las señales de frecuencia y tensión definidas por la red [3], [2].

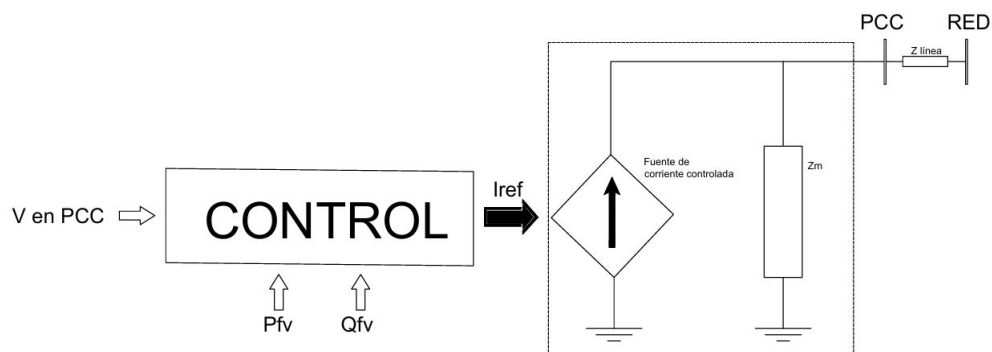
El modo seguidor de red es fundamental para mantener la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico, puesto que debe seguir consignas de generación de potencia y cumplir con los estándares de calidad para las señales de tensión y corriente. Cuando múltiples fuentes de energía se conectan a la red, es crucial que operen de forma coordinada, ajustándose a las variaciones de la red eléctrica para mantener el balance generación-demanda. La adaptación a cambios bruscos en la red es esencial para estas fuentes, garantizando así el equilibrio del sistema y previniendo interrupciones del servicio o afectaciones a la calidad de la energía [4], [3].

La creciente integración de energías renovables al sistema eléctrico enfatiza aún más la importancia de esta capacidad de adaptación a las constantes variaciones, inherentes a la intermitencia de estas fuentes. Una gestión inadecuada de estas variaciones puede generar desequilibrios y pérdidas no deseadas en el sistema. Por lo tanto, se implementan mecanismos de control basados en el monitoreo continuo de las condiciones de la red, ajustando la producción de energía para sincronizar la generación con la demanda [3].

**2.2.1. Control del seguidor de red.** El modo de operación seguidor de red se centra en la inyección de potencia activa a la red, optimizando la extracción de potencia del generador fotovoltaico mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (*MPP*). En este modo, el inversor fotovoltaico opera como una fuente de corriente controlada, caracterizada por una alta impedancia de salida que facilita una respuesta rápida a las variaciones de la red.

A continuación, la Figura 1 presenta un esquema de bloques que ilustra de forma técnica y sencilla la configuración de esta tecnología.

Figura 1. Diagrama de control del seguidor de red.



Fuente: Elaboración propia.

Donde  $P_{fv}$ ,  $Q_{fv}$  corresponde a la potencia activa y reactiva a inyectar a la red.

**2.2.2. Método de control para el seguidor de red.** Para implementar la funcionalidad del seguidor de red, existen diversos métodos de control que presentan diferentes requerimientos en su sistema de control, según el marco de referencia utilizado. Dado que este trabajo de grado emplea una fuente dependiente de corriente para representar el funcionamiento del inversor en modo seguidor de red, se abordará el método de control en lo referente al cálculo de la corriente de referencia que debe seguir el inversor. Se trabajará en el marco de referencia  $abc$ , ya que no requiere de un lazo de fase bloqueado *Phase locked loop - PLL* para su sincronización con la red.

■ **Estimación de la corriente de referencia del seguidor de red en el marco de referencia  $abc$**

En un sistema trifásico la potencia instantánea se expresa como:

$$p(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (1)$$

Donde:

- $v_a, v_b, v_c$  : Corresponden a las tensiones de fase.
- $i_a, i_b, i_c$  : Corresponden a las corrientes de línea.

Por otra parte, se puede establecer que la potencia activa y la potencia reactiva siguen las ecuaciones (2) y (3) cuando la componente homopolar de la tensión y de la corriente es nula. Así mismo, cuando las señales de tensión y corriente son ideales, las ecuaciones (2) y (3) toman un valor constante,  $p(t) = \bar{p}$  y  $q(t) = \bar{q}$ .

$$p(t) = (v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c) = \bar{p} + \tilde{p} \quad (2)$$

$$q(t) = \frac{1}{\sqrt{3}}(v_{ab} i_c + v_{bc} i_a + v_{ca} i_b) = \bar{q} + \tilde{q} \quad (3)$$

En este contexto, el valor de la corriente de referencia que el inversor debe seguir para entregar una potencia activa y una potencia reactiva especificadas se puede determinar despejando las corrientes en las ecuaciones (2) y (3). Matricialmente, esto se expresa como:

$$\begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = \left[ \frac{P_{fv}}{v_a^2 + v_b^2 + v_c^2} \right] * \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = \left[ \frac{Q_{fv}}{\sqrt{3}(v_a^2 + v_b^2 + v_c^2)} \right] * \begin{bmatrix} v_{bc} \\ v_{ca} \\ v_{ab} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} i_{a_{ref}} \\ i_{b_{ref}} \\ i_{c_{ref}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Donde:

- $i_{ap}, i_{bp}, i_{cp}$  corresponden a la componente de la corriente de referencia encargada de entregar la potencia activa.
- $i_{aq}, i_{bq}, i_{cq}$  corresponden a la componente de la corriente de referencia encargada de entregar la potencia reactiva.
- $v_{ab}, v_{bc}, v_{ca}$  corresponden a las tensiones de línea.
- $i_{a_{ref}}, i_{b_{ref}}, i_{c_{ref}}$  corresponden a las corrientes de referencia.
- $P_{fv}$  y  $Q_{fv}$  corresponden a la potencia activa y reactiva a inyectar a la red.

**2.2.3. Ventajas del seguidor de red.** Entre las ventajas reportadas en la literatura [6], [4], [3] se resaltan las siguientes:

- **Sincronización de la generación con la red:** Asegura que la generación de energía renovable se sincronice con la frecuencia y la tensión de la red eléctrica, previniendo fluctuaciones no deseadas y garantizando una inyección de potencia estable.
- **Soporte a la red:** Contribuye a la estabilidad de la red al responder rápidamente a cambios en la frecuencia o la tensión. Aunque no establece estas referencias, puede inyectar o absorber potencia reactiva para apoyar la regulación de la tensión, lo cual es crucial en sistemas con una alta penetración de energía renovable, que pueden ser más sensibles a variaciones.
- **Optimización de almacenamiento:** Facilita un uso eficiente de los sistemas de almacenamiento de energía. Al sincronizarse con la red, los sistemas de control pueden coordinar la carga de baterías u otros dispositivos cuando la generación excede la demanda, y su descarga cuando la demanda excede la generación, optimizando el uso de la energía almacenada y contribuyendo a la estabilidad de la red.

### 2.3. FORMADOR DE RED

La estabilidad de la red eléctrica, crucial para el funcionamiento adecuado de los equipos conectados, se define como la capacidad de mantener la frecuencia y la tensión dentro de límites aceptables. Tradicionalmente, esta estabilidad se ha asegurado mediante generadores síncronos, que inyectan potencia activa y reactiva, proporcionando inercia inherente al sistema y regulando la frecuencia [4], [2].

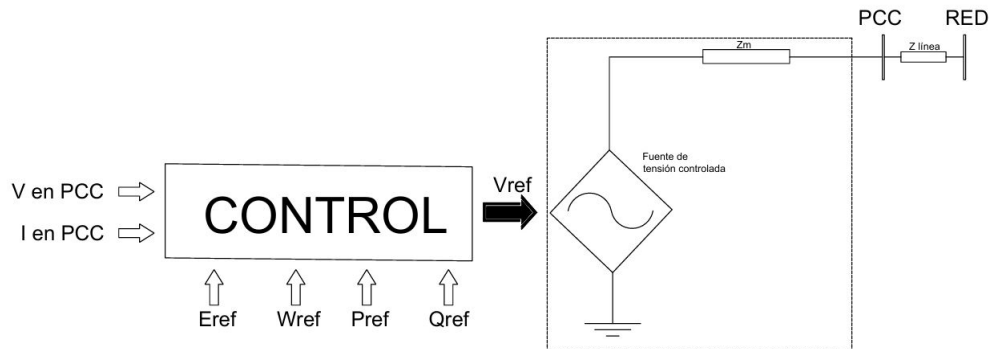
No obstante, la creciente penetración de fuentes de energía renovable intermitentes, como la solar fotovoltaica, presenta nuevos desafíos. La naturaleza variable e impredecible de estas fuentes puede comprometer la estabilidad de la red, ocasionando fluctuaciones de frecuencia y tensión, e incluso la desconexión no deseada de la generación renovable. En este contexto, el concepto de formador de red emerge como una solución innovadora [3], [2].

El principio fundamental del formador de red radica en que los inversores de potencia que interconectan las fuentes renovables a la red toman un rol activo en la creación de las referencias de frecuencia y tensión. A diferencia de los métodos convencionales, que dependen de la inercia de los generadores síncronos, el formador de red utiliza controladores avanzados que monitorizan continuamente el estado de la red y ajustan la salida de los inversores para generar las señales de referencia de frecuencia y tensión [1], [7].

En este modo de operación, la fuente de energía renovable actúa como un “generador virtual”, emulando el comportamiento de una máquina síncrona y estableciendo activamente la tensión y la frecuencia de la red. Esta capacidad es crucial para restaurar y mantener la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente en escenarios de operación en isla (aislamiento de la red principal) causados por fallas o mantenimientos programados. El formador de red proporciona inercia virtual, lo que contribuye significativamente a la robustez y la resiliencia de la red ante perturbaciones [8], [3].

**2.3.1. Control del formador de red.** Un inversor formador de red se modela como una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia interna de baja magnitud, emulando la reactancia síncrona de un generador real. Esta impedancia permite una interacción similar a la de un generador síncrono con la red, influyendo en el comportamiento dinámico del sistema [5], [8].

Figura 2. Diagrama de control del formador de red.



Fuente: Elaboración propia.

Donde  $E_{ref}$ ,  $w_{ref}$ ,  $P_{ref}$ ,  $Q_{ref}$  corresponden al nivel de tensión DC en el bus de continua del sistema fotovoltaico, la frecuencia necesaria para entrar en sincronía a la red, y la potencia activa y reactiva a inyectar a la red eléctrica respectivamente. Nótese que a diferencia del seguidor de red, en el caso del formador de red se tienen dos referencias adicionales para un total de cuatro referencias.

**2.3.2. Método de control para el formador de red.** Para implementar la funcionalidad del formador de red, existen diversos métodos de control, cada uno con el objetivo de emular el funcionamiento de una máquina síncrona convencional. En este trabajo de grado, el convertidor se analizará como una fuente dependiente de tensión que emula el comportamiento del inversor en modo formador de red. Para el cálculo de la tensión de referencia, se utilizará la estrategia de control denominada *control droop*, debido a su simplicidad de implementación, aplicación en entornos descentralizados y otras ventajas. El desarrollo de esta estrategia de control se realizará en el marco de referencia *abc* y se explica a continuación.

El *control droop* es una estrategia de control descentralizada ampliamente utilizada en sistemas de generación distribuida y microrredes para regular la potencia activa ( $P$ ) y

reactiva ( $Q$ ). Su principio fundamental se basa en imitar la característica de regulación de velocidad de los generadores síncronos convencionales mediante una relación entre la potencia y los parámetros del sistema eléctrico, estableciendo por un lado una relación lineal entre la potencia activa y la frecuencia ( $P - f$ ) y por otro lado una relación lineal entre la potencia reactiva y magnitud de la tensión ( $Q - V$ ) [9], [10] [11]. La ecuación (7), mostrada a continuación, representa la característica ( $P - f$ ).

$$f = f_{ref} - m_P * (P - P_{ref}) \quad (7)$$

Donde:

- $f$  corresponde a la frecuencia de salida del inversor.
- $f_{ref}$  corresponde a la frecuencia de referencia o frecuencia nominal del sistema.
- $m_P$  corresponde a la pendiente de *droop* de potencia activa (en [ $Hz/W$ ] o [ $Hz/kW$ ]), que determina la sensibilidad del inversor a los cambios en la potencia activa.
- $P$  corresponde a la potencia activa inyectada por el inversor.
- $P_{ref}$  corresponde a la potencia activa de referencia inyectada a la red cuando  $f = f_{ref}$ .

De forma similar, la ecuación (8) representa la característica ( $Q - V$ ).

$$V = V_{ref} - n_Q * (Q - Q_{ref}) \quad (8)$$

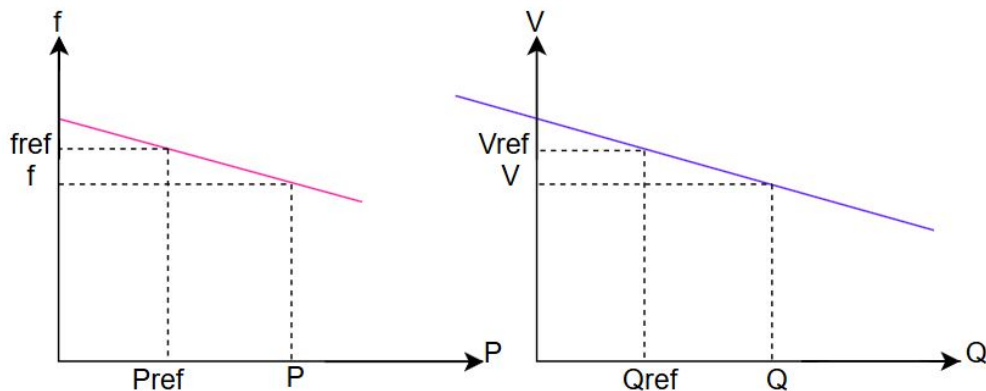
Donde:

- $V$  corresponde a la magnitud de la tensión de salida del inversor.

- $V_{ref}$  corresponde a la magnitud de la tensión de referencia o tensión nominal del sistema.
- $n_Q$  corresponde a la pendiente de *droop* de potencia reactiva (en  $[V/VAr]$  o  $[V/kVAr]$ ), que determina la sensibilidad del inversor a los cambios en la potencia reactiva.
- $Q$  corresponde a la potencia reactiva inyectada por el inversor.
- $Q_{ref}$  corresponde a la potencia reactiva de referencia cuando  $V = V_{ref}$ .

A manera de ejemplo en la figura 3 se muestran las características  $(P - f)$  y  $(Q - V)$ .

Figura 3. a) Relación  $(P - f)$  del *control droop*. b) Relación  $(Q - V)$  del *control droop*.



Fuente: Elaboración propia.

El método de *control droop* busca obtener frecuencias y tensiones de referencia que actúen como referencias de control,  $m_P$  y  $n_Q$  son los parámetros proporcionales de control que deberán ser diseñados,  $P_{ref}$  y  $Q_{ref}$  son los valores de la potencia activa y reactiva cuando el generador se encuentra en estado estable sin variación en la carga como se muestra en la figura 3 [10].

A continuación se describe las bases para implementar el *control droop* cuando hay varios generadores:

- En el *frequency droop* o control de potencia activa ( $P - f$ ) existe una relación inherente entre la frecuencia de operación del sistema y la potencia activa de salida de las máquinas. Específicamente, para una potencia mecánica de entrada constante, la frecuencia eléctrica disminuye a medida que la potencia activa de salida aumenta [12], [13], [14]. Al utilizar la curva ( $P - f$ ) se puede regular la potencia activa modificando la frecuencia; lo cual trae como consecuencia un cambio en el desfase ( $\delta$ ) entre el generador y su barra de conexión. La ecuación (9) muestra la relación entre la potencia activa en función de ( $\delta$ ).

$$P \approx \frac{V_1 * V_2}{X} * \text{sen}(\delta) \quad (9)$$

Así las cosas en el *control droop* se busca que a medida que un generador entregue más potencia activa, disminuya su frecuencia y a su vez aumente su desfase con respecto a la red.

Cuando hay varios generadores, el *control droop* ajusta los desfases a partir de los cambios de frecuencia de cada generador y se estabiliza cuando las frecuencias de los generadores se igualan. En el caso de dos generadores, el estado estable está determinado al igualar las ecuaciones (10) y (11) dando como resultado la ecuación (12). Es importante aclarar que la frecuencia en la cual se estabiliza el sistema difiere del valor de referencia  $f_{ref}$ ; por esta razón, este control también se denomina control primario. La corrección de la frecuencia al valor de referencia se logra mediante un control adicional, comúnmente conocido como control secundario, el cual no se abordará en este trabajo de grado.

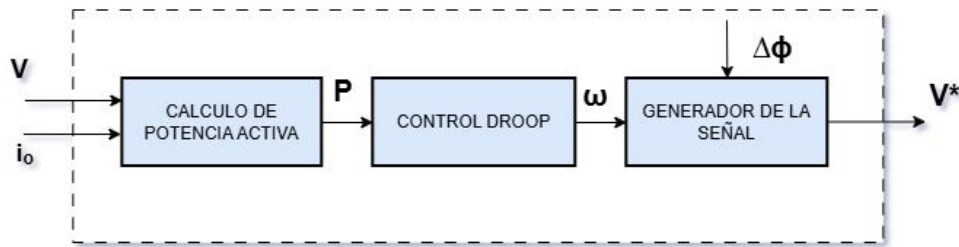
$$f_1 = f_{ref} - m_{P1} * (P_1 - P_{ref1}) \quad (10)$$

$$f_2 = f_{ref} - m_{P2} * (P_2 - P_{ref2}) \quad (11)$$

$$m_{P1} * (P_1 - P_{ref1}) = m_{P2} * (P_2 - P_{ref2}) \quad (12)$$

Por otra parte, el diagrama de bloques que describe el proceso se puede sintetizar de acuerdo a la figura 4.

Figura 4. Diagrama de *control droop* ( $P - f$ ).



Fuente: Elaboración propia.

Donde:

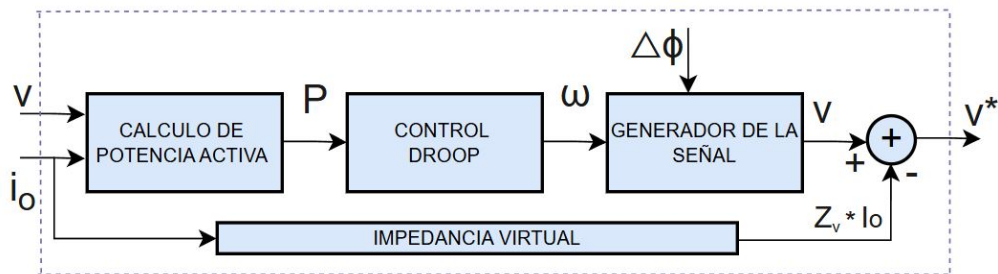
- $\Delta\phi$  corresponde al ángulo de fase que se utiliza en el generador de la señal para producir la referencia de tensión  $V^*$ , necesaria para el control del inversor.
- $\omega$  corresponde a la frecuencia angular.
- $V^*$  corresponde a la referencia de tensión necesaria para el control del inversor.

La figura 5 representa el ángulo de fase de la barra a la cual se sincronizan los generadores y se estima normalmente mediante el uso de un *PLL*. La descripción del *PLL* utilizado en este trabajo de grado se presenta en el anexo A.

Finalmente, el procedimiento descrito anteriormente no opera correctamente en sistema de distribución con una baja relación  $X/R$ , esto es, en sistemas altamente re-

sistivos. Para superar esta limitación, se encuentra en la literatura un método llamado “impedancia virtual” que mejora la estabilidad del *control droop*, emulando una red altamente inductiva [13], [14]. El diagrama, incluyendo la impedancia virtual, se encuentra en la figura 5. En el anexo B se detalla el método de la impedancia virtual.

Figura 5. Diagrama de *control droop* con impedancia virtual.



Fuente: Elaboración propia.

Donde:

- $Z_v$  corresponde al bloque de impedancia virtual el cual emula un comportamiento inductivo deseado en el inversor. Este bloque toma la corriente de salida  $i_o$  y la multiplica por  $Z_v$ , generando una caída de tensión artificial. Esta caída se resta a la salida del generador de señal para ajustar dinámicamente  $v^*$ .
- En el *voltage droop* o control de potencia reactiva ( $Q - V$ ) existe una conexión natural entre la magnitud de la tensión y la potencia reactiva de salida de las máquinas, es decir, que la estabilidad en la amplitud de la tensión depende de la existencia de un equilibrio en la demanda de potencia reactiva [12], [13], [14].

Al utilizar la curva ( $Q - V$ ) se puede regular la amplitud entre la tensión y la impedancia mediante la potencia reactiva y se expresa mediante la ecuación (13):

$$Q \approx \frac{V_1(V_1 - V_2)}{X} \quad (13)$$

En este contexto, el *control droop* busca que el generador disminuya su tensión a medida que el sistema demande más potencia reactiva. De esta forma, cuando operan varios generadores, el sistema de control reacciona para recuperar la tensión y distribuir la potencia reactiva entre ellos.

En el caso de dos generadores, el estado estable está determinado al igualar las ecuaciones (14) y (15) dando como resultado la ecuación (16). Es importante aclarar que la tensión en la cual se estabiliza el sistema difiere de  $V_{ref}$ ; por esta razón, este control también se denomina control primario.

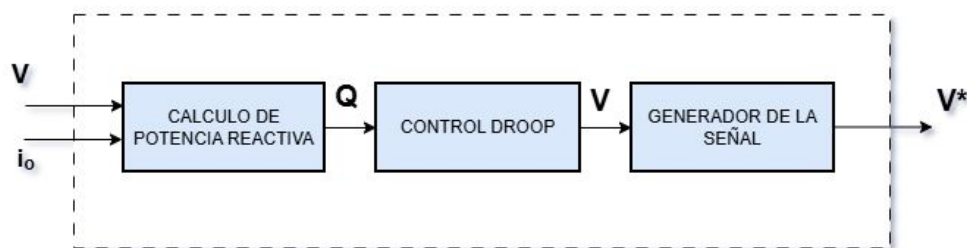
$$V_1 = V_{ref} - n_{Q1} * (Q_1 - Q_{ref1}) \quad (14)$$

$$V_2 = V_{ref} - n_{Q2} * (Q_2 - Q_{ref2}) \quad (15)$$

$$n_{Q1} * (Q_1 - Q_{ref1}) = n_{Q2} * (Q_2 - Q_{ref2}) + V_2 - V_1 \quad (16)$$

Por otra parte, el diagrama de bloques que describe el proceso se puede sintetizar de acuerdo a la figura 6.

Figura 6. Diagrama de *control droop* ( $Q - V$ ).



Fuente: Elaboración propia.

Las relaciones descritas anteriormente como control de potencia activa ( $P - f$ ) y control de potencia reactiva ( $Q - V$ ) dan lugar a las siguientes propiedades que se aplican en los inversores y en máquinas síncronas [10], [11]:

- **Sincronización en toda la red:** Todas las unidades alcanzan la misma frecuencia.
- **Reparto de potencia:** Cada unidad suministra potencia en proporción a su capacidad (o su pendiente de caída programada).
- **Reparto de carga autónomo:** La interacción entre ambas curvas permite repartir la carga en sistemas con muchos generadores en paralelo.

La pendiente de la curva *droop* ( $m_P$  y  $n_Q$ ) es un parámetro de diseño clave, una pendiente mayor implica una mayor sensibilidad del inversor a las variaciones de carga, lo que resulta en una mayor variación de frecuencia o tensión ante cambios en la potencia activa o reactiva, respectivamente. Por el contrario, una pendiente menor implica una menor sensibilidad y, por lo tanto, una menor variación de frecuencia o tensión [5], [10].

El *control droop* ofrece ventajas como su simplicidad de implementación y operación descentralizada, lo que le confiere robustez ante fallas de comunicación. No obstante, también presenta desventajas, como la necesidad de un ajuste preciso de las pendientes de *droop* para asegurar un reparto de carga adecuado y la posible degradación de la calidad de la tensión y la frecuencia bajo ciertas condiciones operativas. Adicionalmente, el *control droop* por sí solo no es suficiente para garantizar la estabilidad en sistemas con alta penetración de energías renovables, por lo que se complementa con otras técnicas de control [5], [10].

El generador utiliza la tensión y corriente de salida medidas, junto con el incremento de fase proporcionado por el *PLL*, para calcular la referencia de tensión que permite el funcionamiento del convertidor como una fuente de tensión controlada [14].

**2.3.3. Ventajas del formador de red.** Entre las ventajas reportadas en la literatura [6], [4], [3] se resaltan las siguientes :

- **Flexibilidad en la integración de fuentes de energía renovable intermitente:** Los formadores de red no dependen de la inercia de los generadores síncronos para mantener la estabilidad de la red, permitiendo mayor flexibilidad en la integración de fuentes intermitentes, como la fotovoltaica. Al actuar como fuentes de tensión controladas, pueden establecer la tensión y la frecuencia de la red, permitiendo la conexión de un mayor porcentaje de generación renovable sin comprometer la estabilidad del sistema, facilitando la operación en microrredes aisladas o en modo isla, donde no existe una red principal a la cual sincronizarse.
- **Resiliencia ante perturbaciones:** Las redes que utilizan formador de red son más resilientes ante perturbaciones, como desconexión repentina de un generador o fallas en la red. Gracias a su capacidad de controlar la tensión y la frecuencia, el formador de red puede adaptarse rápidamente a cambios de generación y de carga, evitando caídas de tensión o frecuencia que podrían propagarse a otras partes del sistema. Esta capacidad de respuesta rápida y autónoma mejora la confiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico. Pueden proporcionar soporte de cortocircuito, inyectando corriente reactiva durante fallas para ayudar a la detección y el despeje de la misma.
- **Mejora de la calidad de la energía:** Los formadores de red pueden mejorar la calidad de la energía suministrada a la red, gracias a su capacidad de controlar tensión y frecuencia con mayor precisión. Pueden mitigar fluctuaciones de tensión, reducir la distorsión armónica y mejorar el factor de potencia, lo que beneficia a los usuarios finales y reduce las pérdidas en la red.
- **Mayor estabilidad de la red ante altas penetraciones de renovables:** A medida que aumenta la proporción de generación renovable en la red, la inercia total del sistema

disminuye, lo que puede comprometer la estabilidad de la frecuencia. Los inversores formador de red, al proporcionar inercia virtual, compensan esta reducción y contribuyen a mantener la estabilidad del sistema.

- **Capacidad de “*black start*”**: Algunos formadores de red avanzados pueden realizar un “*black start*”, es decir, energizar una red que ha estado completamente apagada, sin necesidad de fuentes de energía externas. Siendo crucial para la restauración del sistema eléctrico después de un apagón generalizado.

## **2.4. CARACTERÍSTICAS DISTINTIVAS ENTRE SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED**

La tabla 1 describe, según sus características principales, las diferencias entre el formador de red y el seguidor de red, permitiendo así una comparativa de los pros y contras de cada uno de estos modos de control para inversores [6].

Tabla 1. Aspectos a comparar entre formador de red y seguidor de red.

<b>Características</b>	<b>Seguidor de red</b>	<b>Formador de red</b>
Principio de funcionamiento	Fuente de corriente controlada; se sincroniza con la red.	Fuente de tensión controlada; establece su propia tensión y frecuencia.
Dependencia de la red	Dependiente de una red fuerte (con inercia).	Independiente; puede formar la red (operación en isla).
Contribución a la inercia	No contribuye directamente, depende de la inercia sincrónica.	Proporciona inercia virtual, mejora la estabilidad de la frecuencia.
Impacto en la estabilidad de la red a gran escala	Puede disminuir la inercia total del sistema con alta penetración.	Aumenta la inercia virtual del sistema, mejorando la estabilidad global.
Calidad de la energía	Depende de la red; puede verse afectada por perturbaciones.	Mayor control sobre tensión y frecuencia; mejora la calidad de la energía.
Resiliencia ante perturbaciones	Menor; susceptible a desconexiones en caso de fallas.	Mayor; se adapta rápidamente a cambios en generación y carga.
Restauración del sistema ( <i>black start</i> )	No puede iniciar la energización de una red apagada.	Algunos tienen la capacidad de realizar un <i>black start</i> .

Operación en isla no planificada	No puede operar; se desconecta.	Puede mantener la operación de la microrred en modo isla, proporcionando energía a las cargas locales.
Respuesta a perturbaciones	Sigue los cambios en la red; susceptible a oscilaciones.	Amortigua oscilaciones; respuesta similar a un generador síncrono.
Interacción con generadores síncronos	Se comporta como una carga para los generadores síncronos.	Se comporta como otro generador síncrono, compartiendo regulación de frecuencia y tensión.
Falla en la red (cortocircuito)	Se desconecta o inyecta corriente según las regulaciones locales; puede contribuir a la caída de tensión.	Proporciona soporte de cortocircuito inyectando corriente reactiva, ayudando a la detección y el despeje de la falla.
Integración renovable	Limitada por la inercia del sistema.	Facilita la integración de altas penetraciones de renovables.
Control	Control de corriente (generalmente en marco dq).	Estrategias como: <i>control droop, PSC, VSM, etc.</i>
Interoperabilidad	Alta, ya que se sincroniza con la red existente.	Requiere estándares y protocolos de comunicación más definidos para asegurar la interoperabilidad con otros dispositivos formadores de red.

Complejidad de implementación	Más sencilla.	Más compleja; mayor demanda computacional.
Participación en servicios auxiliares.	Limitada; principalmente inyección de potencia activa y reactiva.	Mayor potencial para participar en servicios auxiliares como regulación de frecuencia, control de tensión y soporte de inercia.
Coordinación con otros inversores	Coordinación relativamente simple basada en la sincronización con la red.	Requiere estrategias de coordinación más avanzadas, como control jerárquico o cooperativo, para evitar conflictos.
Pérdida de sincronismo	Pierde la sincronización y se desconecta.	Mantiene la sincronización y continúa operando, estabilizando la red.

Fuente: Elaborado a partir de lo descrito en [6].

## 2.5. SEGUIDOR DE RED Y FORMADOR DE RED: EN EL MERCADO ACTUAL

El mercado actual experimenta una transición significativa desde el uso de seguidor de red hacia formador de red, impulsada por la creciente penetración de energías renovables y la necesidad de redes eléctricas más resilientes y flexibles [15], [16].

En la década de 1990, los inversores seguidor de red se consolidaron como la solución predominante para la conexión de generación distribuida a la red. Su principio de funcionamiento, basado en la sincronización con la tensión de la red, ofrecía resultados satisfactorios en sistemas con una fuerte presencia de generación síncrona convencional [15], [16].

Sin embargo, a medida que la proporción de generación renovable intermitente aumentó, las limitaciones de los seguidores de red se hicieron evidentes. La necesidad de mayor flexibilidad, incluyendo la capacidad de operar en modo isla, participar en mercados de energía y mantener la estabilidad en sistemas con alta penetración de renovables, impulsó el desarrollo y la adopción de la tecnología formador de red [15], [16].

Desde alrededor del año 2020, se ha observado un incremento en la implementación de formadores de red en proyectos a nivel mundial, especialmente en aplicaciones de microrredes, donde su capacidad para formar la red y garantizar una alta calidad de energía es crucial [15], [16].

Para asegurar la estabilidad de un sistema eléctrico basado en inversores, se deben cumplir cuatro elementos fundamentales:

- Inercia: Los inversores deben ser capaces de responder a las variaciones de frecuencia, proporcionando inercia virtual en el caso de los formadores de red [15], [16].
- Capacidad de respuesta ante fallas de cortocircuito: Los inversores deben contribuir a la detección y el despeje de fallas, limitando las caídas de tensión y evitando la propagación de la perturbación. Los formadores de red pueden inyectar corriente de falla para soportar la red en estos eventos [15], [16].
- Capacidad de operación en isla: Los inversores, especialmente los formadores de red, deben permitir la operación autónoma de una porción de la red en caso de desconexión de la red principal [15], [16].
- Capacidad de restauración del sistema (*Black start*): Algunos inversores formador de red avanzados poseen la capacidad de energizar una red desde cero, facilitando la restauración del sistema después de un apagón general [15], [16].

El anuncio de SMA Solar Technology AG en julio de 2023 sobre su plan de trabajo en

Chile, enfatiza el papel central del inversor en los sistemas fotovoltaicos, refleja esta tendencia global hacia la adopción de tecnologías avanzadas como el formador de red. Este cambio es esencial para la transición hacia un sistema energético más sostenible, resiliente y flexible [15], [16].

A nivel mundial cada vez son mas los proyectos basados en inversores formadores de red, a manera de ejemplo se resaltan los siguientes a pequeña, mediana y gran escala:

- En St. Eustautis (Antillas Neerlandesas) se ha desarrollado un proyecto de 5 [MW] de capacidad, suministrando aproximadamente el 46 % de la demanda con energía solar. Además, el sistema cuenta con capacidad de operación en modo isla, proporcionando el 100 % de la energía requerida durante períodos de hasta 10,5 [h], de manera continua, con un impacto ambiental significativo, evitando la emisión de aproximadamente 4560 toneladas de  $CO_2$  [15], [16].
- Por su parte, en Bordesholm, Alemania, se implementó un sistema fotovoltaico de 15 [MW] basado en inversores formadores de red, que tiene la capacidad de abastecer de manera autónoma la totalidad de la demanda eléctrica local, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico y facilitando la operación desconectada de la red principal [15], [16].
- Finalmente, en Blackhillock, Escocia, se está desarrollando uno de los proyectos de almacenamiento de energía más ambiciosos de Europa, con una potencia instalada de 200 [MW] en la primera fase. El proyecto contempla alcanzar una capacidad final de 300 [MW] con sistemas de almacenamiento energético de 400 [MWh] en la primera fase y 200 [MWh] adicionales en la segunda fase de expansión. Se espera que la construcción total esté finalizada en el año 2026. [15], [16], [17].

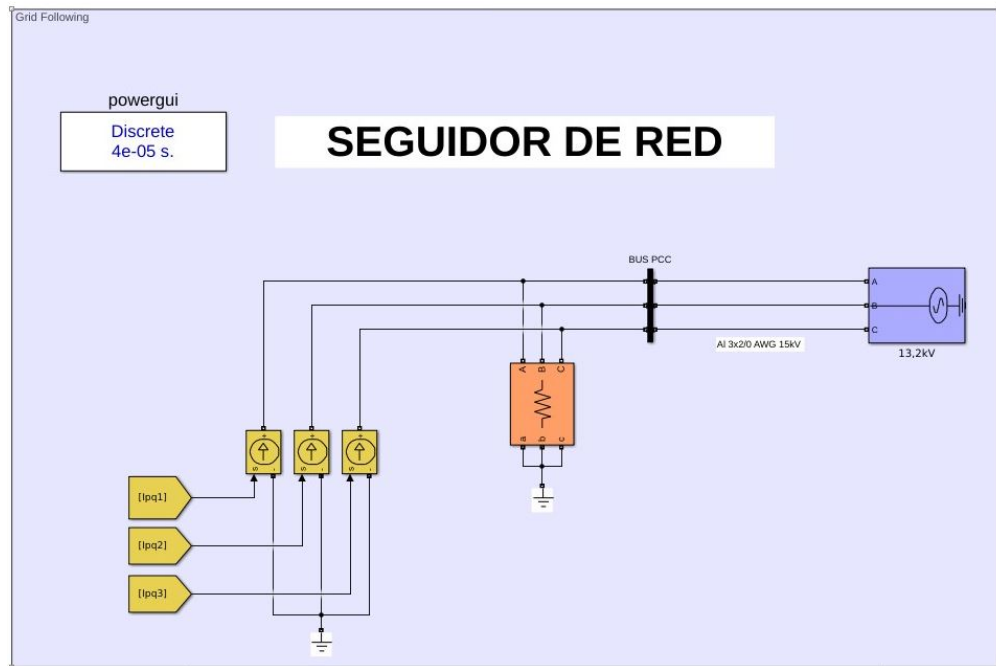
### **3. CASOS DE ESTUDIO**

Con el fin de validar los conceptos teóricos presentados en el capítulo anterior, analizar el comportamiento dinámico de los inversores seguidor de red y formador de red, y comparar el desempeño de ambos modos destacando sus ventajas y desventajas, se desarrolló un modelo de simulación en el entorno Simulink [18] de matlab [19]. A continuación, se describe el modelado del sistema a simular y posteriormente se realiza un estudio de casos tanto para el seguidor de red como para el formador de red.

#### **3.1. MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA CON SEGUIDOR DE RED**

En este caso se busca conectar un seguidor de red a una microrred representada por su equivalente de Thévenin. El seguidor de red se modela mediante una fuente dependiente de corriente que es controlada para entregar una potencia activa y una potencia reactiva, ver Figura 7 . El control de la potencia activa se realiza para diferentes valores de la irradiancia y el control para la potencia reactiva se realiza considerando las limitaciones impuestas por el dimensionamiento del inversor.

Figura 7. Esquema del modo de control seguidor de red.



Fuente: Elaboración propia.

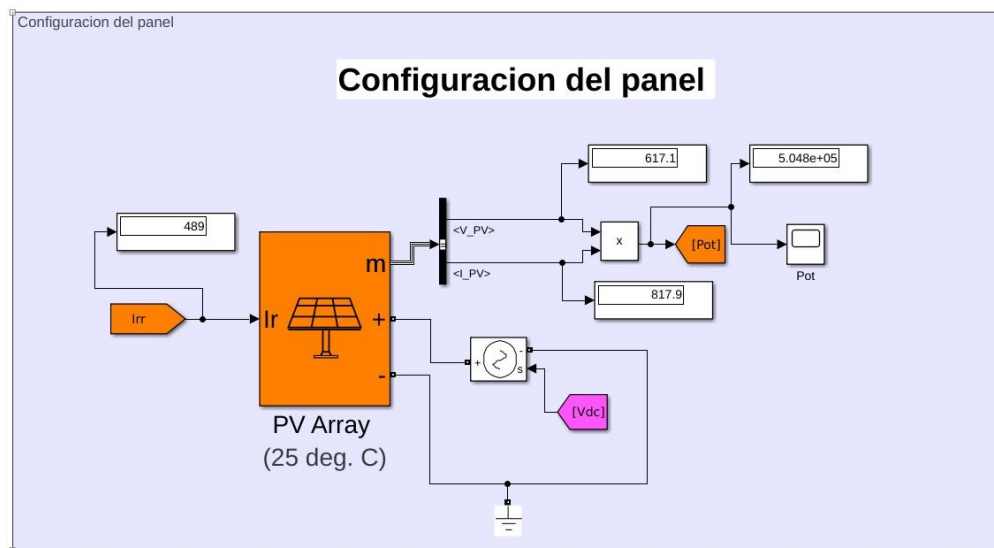
Los datos característicos del esquema del seguidor de red son:

- Bloque señal discreta de inicialización en  $T_s = 40 \text{ } [\mu s]$
- Tres fuentes controladas de corriente:  $I_{bpq1}$ ,  $I_{bpq2}$ ,  $I_{bpq3}$
- Carga:  $1 [M\Omega]$
- Bus PCC:  $V_{3phase}$ ,  $I_{3phase}$
- Nivel de tensión:  $13200 [V_{rms}]$
- Frecuencia:  $60 [Hz]$
- Calibre del conductor:  $Al 3X2/0 [AWG] 15 [kV]$

Para inicializar la simulación se establecen ciertos datos de potencia reactiva  $Q$ , tensión e irradiancia. Los datos de irradiancia se tomaron de [20] y se muestran en el anexo F para el día 12 de Febrero del 2025 en la ciudad de Bucaramanga en ciertas horas del día. El tiempo simulado en esta prueba es de 3 [s] suficiente para analizar todo el sistema.

**3.1.1. Sistema fotovoltaico.** La planta solar, capaz de generar 1 [MW] bajo condiciones ideales y con datos de irradiancia  $[329, 675, 489][W/m^2]$  tomados de [20] a diferentes horas del día  $[8am, 11am, 3pm]$  respectivamente, y a una temperatura de celda de  $25 [^{\circ}C]$ , posee un arreglo de paneles fotovoltaicos, ver figura 8, con 130 paneles en paralelo y 15 en serie.

Figura 8. Configuración del sistema fotovoltaico.



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8 se tiene:

- $m$ : corresponde a los datos de medida de la tensión de salida del arreglo fotovoltaico,  $V_{PV}$ , y la corriente de salida del mismo,  $I_{PV}$ .
- $V_{mppt}$ : corresponde a una fuente controlada de tensión que fija el punto de máxima

transferencia de potencia.

- $P_{ot}$ : Corresponde a la potencia de salida del arreglo fotovoltaico.

Para la irradiancias dadas, y teniendo en cuenta las especificaciones del panel fotovoltaico utilizado, se tienen los siguientes valores de tensión de panel acordes al punto de máxima transferencia de potencia ( $MPPT$ ), esto es:

- $V_{8am} = 612,463 [V] \rightarrow P_{MPPT} = 337,048 [W]$
- $V_{11am} = 619,427 [V] \rightarrow P_{MPPT} = 698,93 [W]$
- $V_{3pm} = 617,137 [V] \rightarrow P_{MPPT} = 504,81 [W]$

En cuanto a la potencia reactiva suministrada por el seguidor de red, es importante destacar que esta no está determinada por la irradiancia captada por el panel fotovoltaico. Su generación ocurre en el inversor de potencia a través del control de los convertidores. Por lo tanto, para este proyecto de grado, se asumirán los siguientes valores de potencia reactiva a generar.

- $Q_{8am} = 2 [kVAr]$
- $Q_{11am} = 20 [kVAr]$
- $Q_{3pm} = 0 [VAr]$

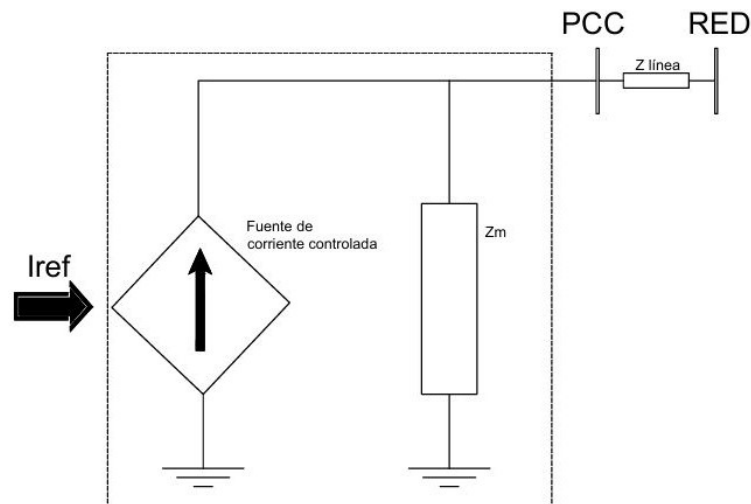
En el caso que la potencia aparente del inversor de potencia, ( $S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$ ), sea mayor al dimensionamiento dado por las especificaciones técnicas del inversor, el algoritmo disminuirá el valor de  $P$  o el valor de  $Q$ , para cumplir con la restricción impuesta por el

inversor. El algoritmo diseñado deja a criterio del usuario la componente en donde se va a realizar una disminución de potencia.

La referencia de panel fotovoltaico utilizado fue *JAM72S30 – 530/MR* y sus especificaciones técnicas están descritas en la tabla 2 del anexo E.

**3.1.2. Sistema panel - inversor.** En este trabajo de grado, el sistema panel-inversor se modela mediante una fuente controlada de corriente que depende de una señal de referencia, ver figura 9. La corriente de referencia es calculada mediante la ecuación (6) y es la encargada de transportar la potencia activa y la potencia reactiva a entregar por el seguidor de red.

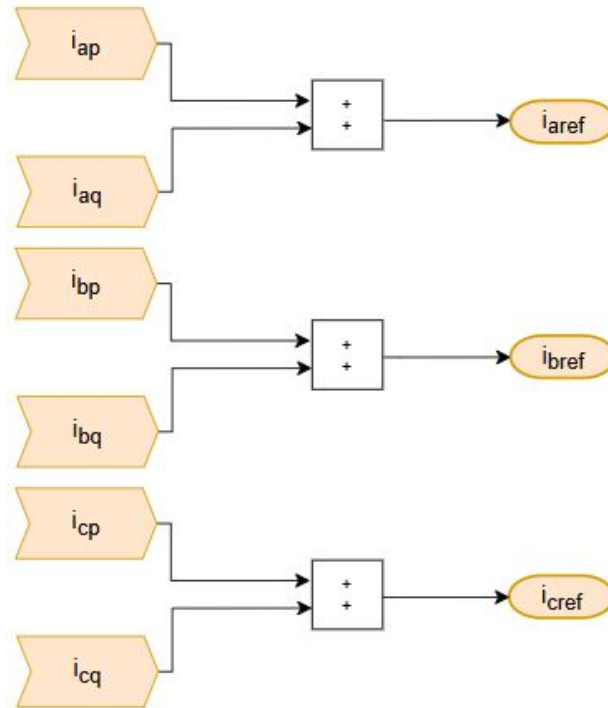
Figura 9. Emulación del sistema panel - inversor mediante fuente controlada de corriente.



Fuente: Elaboración propia.

La señal de referencia se calcula con el sistema trifásico de coordenadas *abc* descrito en el capítulo 2.2.2. En la figura 10 se muestra el diagrama de bloques correspondiente.

Figura 10. Transformada abc para el cálculo de  $I_{aref}$ ,  $I_{bref}$  e  $I_{cref}$ .



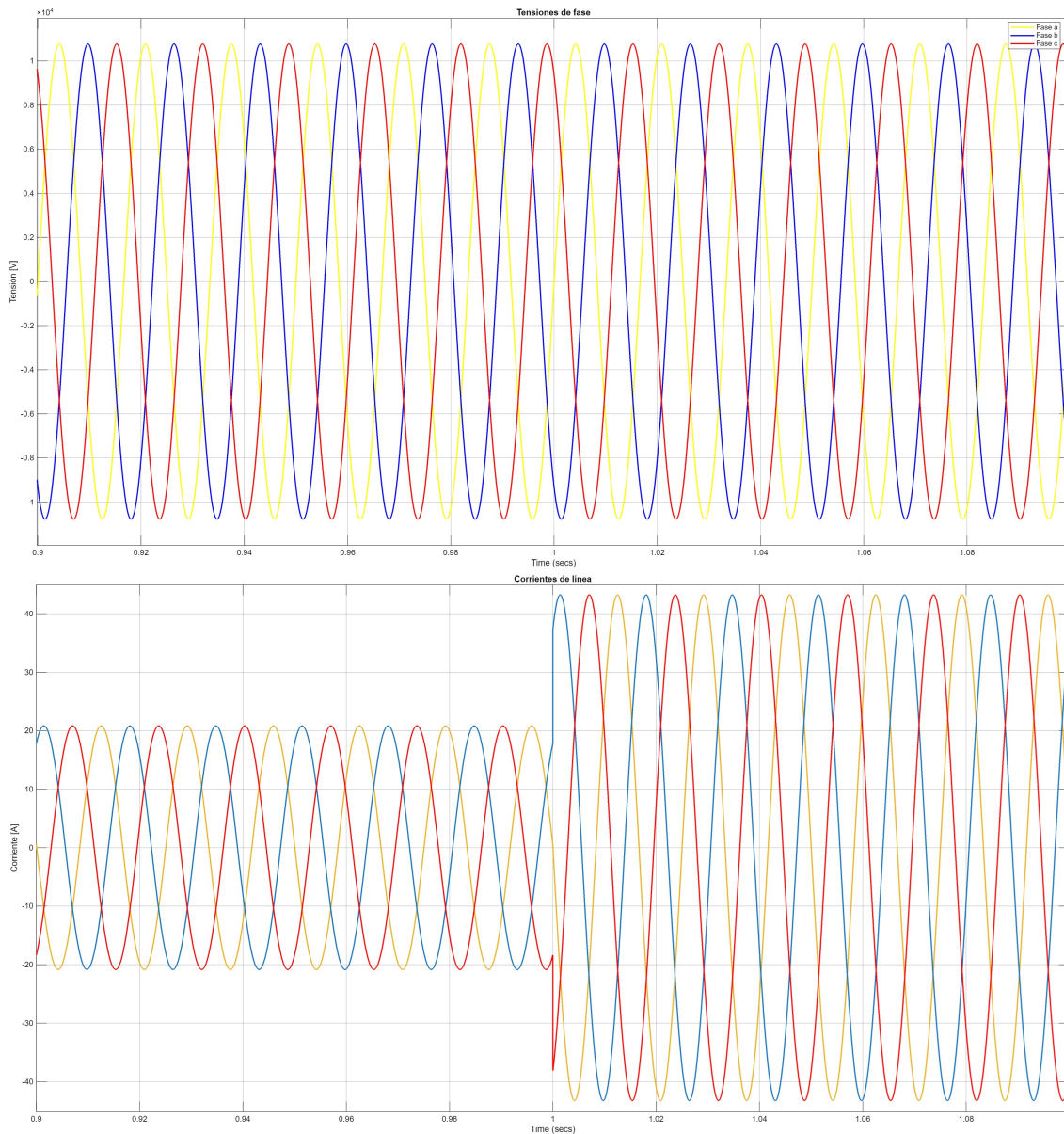
Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, se utilizaron las especificaciones técnicas de un inversor comercial dadas en la tabla 3 del anexo E, para limitar los valores de  $P$  y  $Q$ , de tal forma que la potencia aparente se mantuviera constante.

**3.1.3. Análisis del modo de operación en seguidor de red.** Considerando los valores de irradiancia presentados en el numeral 3.1.1, se determinan las corrientes de referencia que debe seguir el seguidor de red para suministrar la potencia activa correspondiente.

La figura 11 ilustra la efectividad del seguimiento de la corriente de referencia y su sincronización con la tensión de red. En ella se observa que, ante un aumento de irradiancia en  $t = 1 [s]$ , la corriente generada por el seguidor se incrementa en la proporción necesaria para alcanzar el nuevo valor de potencia.

Figura 11. Señal trifásica de tensiones y corrientes, seguidor de red.

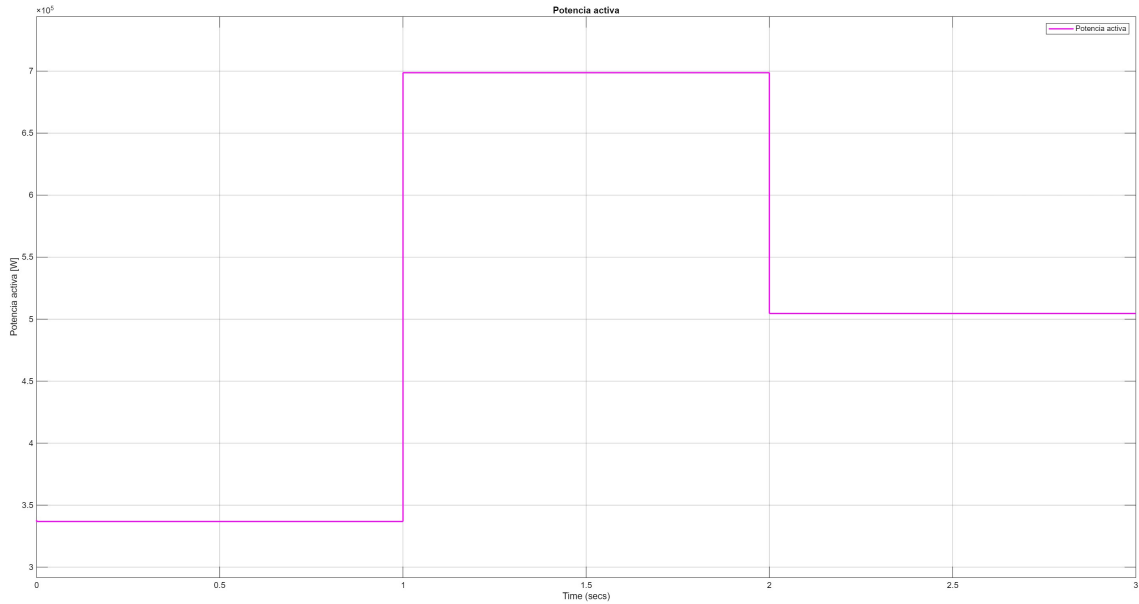


Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, en las figuras 12 y 13 se muestra el seguimiento tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva especificada en la sección 3.1.1. Dado que la potencia aparente requerida por el panel nunca excedió la capacidad del inversor ( $S_{max} = 700$

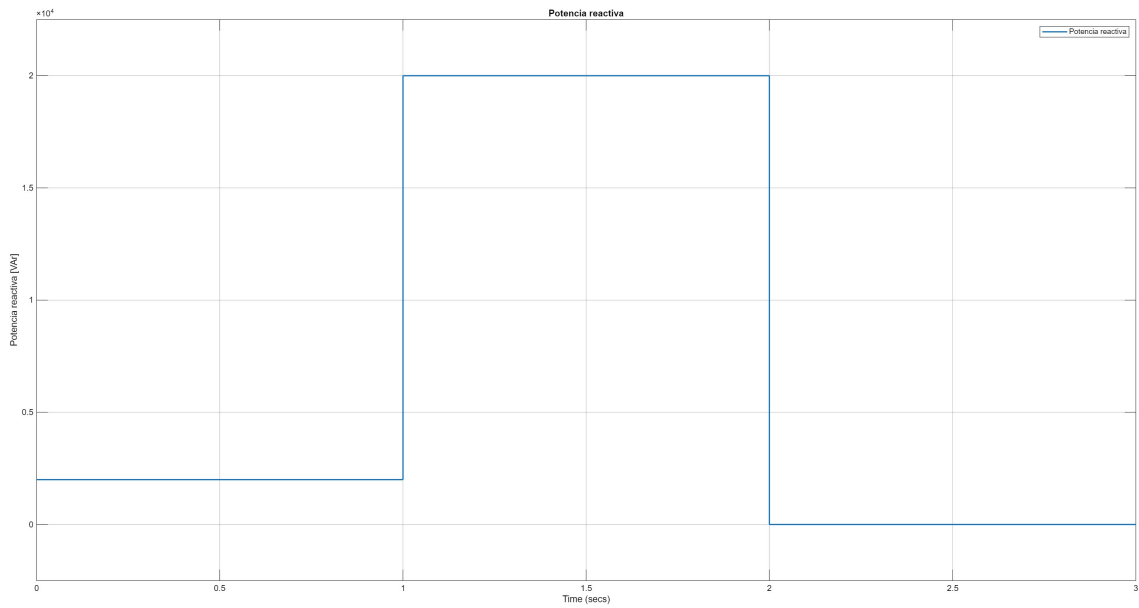
[kVA]), no fue necesario limitar los valores de  $P$  o  $Q$  durante los intervalos de análisis.

Figura 12. Potencia activa, seguidor de red.



Fuente: Elaboración propia.

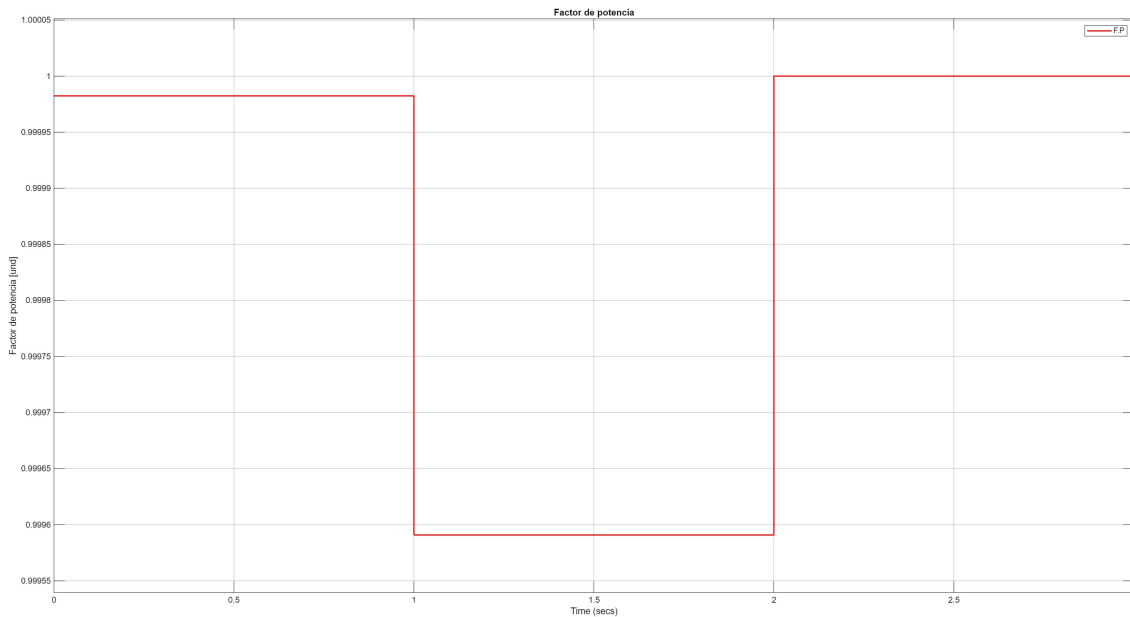
Figura 13. Potencia reactiva, seguidor de red.



Fuente: Elaboración propia.

Al igual que las respuestas obtenidas para  $P$  y  $Q$ , también se puede observar el comportamiento del factor de potencia en los diferentes intervalos de tiempo, (ver figura 14). Esto evidencia otra de las funcionalidades de un seguidor de red: la capacidad de ser configurado para operar con diferentes factores de potencia.

Figura 14. Factor de Potencia, seguidor de red.

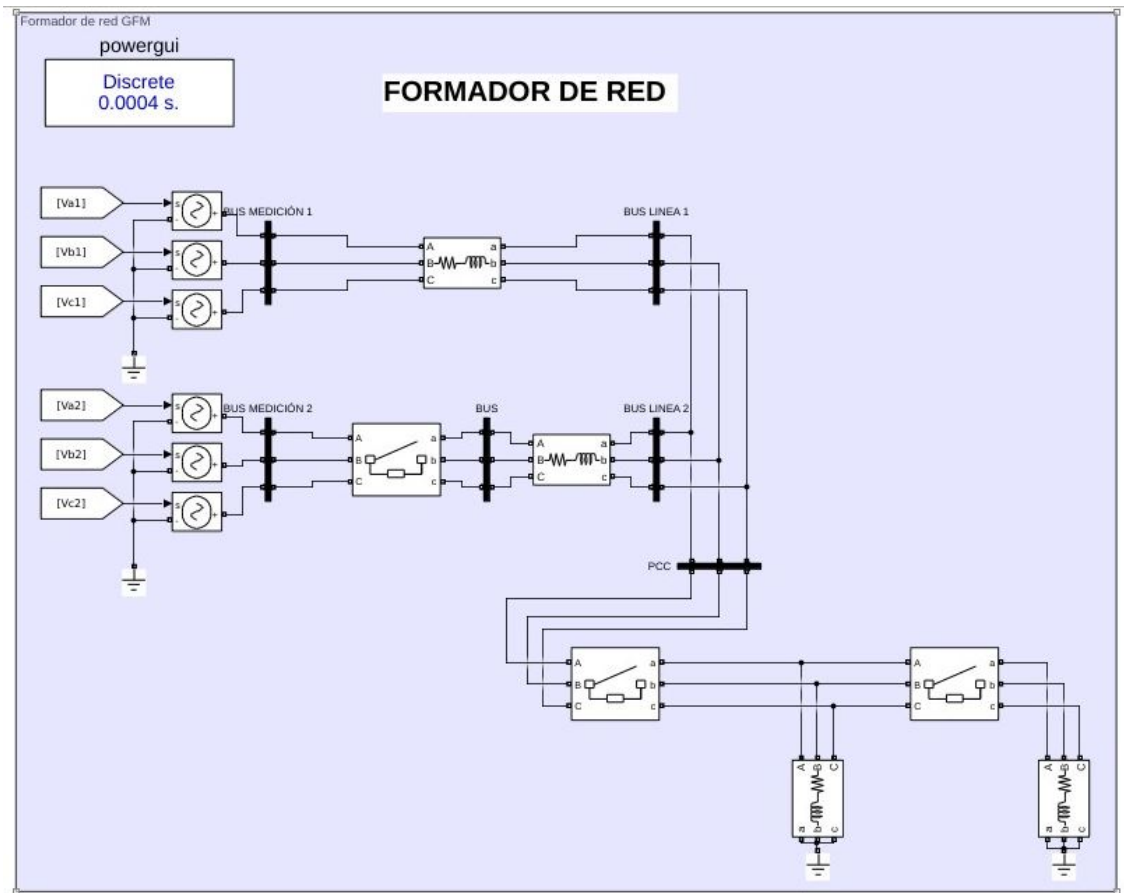


Fuente: Elaboración propia.

### 3.2. MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA CON FORMADOR DE RED

En este apartado, el objetivo es que una microrred esté aislada del sistema de operación, en modo formador de red. El formador de red se modela mediante una fuente de tensión dependiente que es controlada para entregar una potencia activa y una potencia reactiva, ver figura 15. El control de la potencia activa se realiza para diferentes valores de pendientes establecidas por el *control droop* ( $P - F$ ) y el control para la potencia reactiva se realiza con diferentes pendientes establecidas en el *control droop* ( $Q - V$ ), cabe resaltar que la frecuencia nominal  $F_{nom}$  es  $60[Hz]$ .

Figura 15. Esquema del modo de control formador de red.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 15 se tiene:

- $T_s$  Corresponde al bloque de señal discreta de inicialización en  $40 [\mu s]$ .
- $V_{a1}, V_{b1}, V_{c1}$  Corresponden a las tres fuentes controladas de tensión del generador 1.
- $V_{sync1}, I_{sync1}$  Corresponde a los datos de tensión y corriente en el bus de medición 1.
- $R_1 = 0,07[\Omega] \quad L_1 = 501[\mu H]$  Corresponde a la impedancia de línea del bus 1.

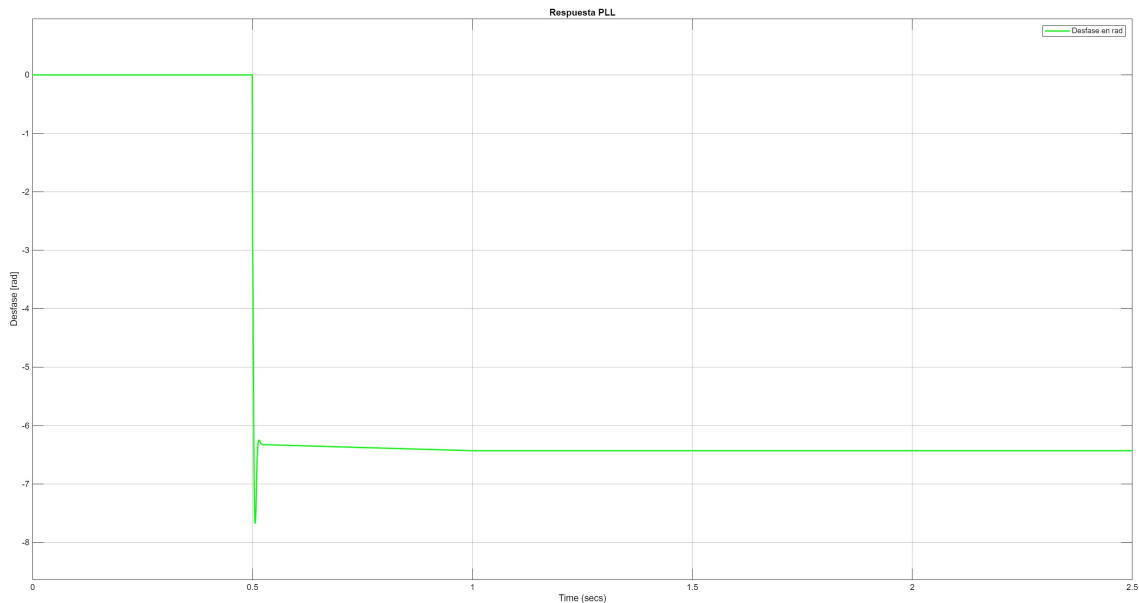
- $V_{form1}, I_{form1}$  Corresponde a la tensión y corriente del bus de línea 1.
- $V_{a2}, V_{b2}, V_{c2}$  Corresponden a las tres fuentes controladas de tensión del generador 2.
- $V_{sync2}, I_{sync2}$  Corresponden a los datos de tensión y de corriente en el bus de medición 2.
- Interruptor 1 para el generador 2:
  1. Tiempo de switch 1[s].
  2. Resistencia del interruptor: 1 [mΩ].
  3. Resistencia en paralelo: 1[GΩ].
- $V_{br}, I_{br}$  Corresponden a los valores de tensión y de corriente en el bus interruptor G2.
- $R_2 = 0,07 [\Omega]$   $L_2 = 501 [\mu H]$  Corresponde a la impedancia de línea del bus 2.
- $V_{form2}, I_{form2}$  Corresponde a la tensión y corriente en el bus línea 2.
- $V_{Load}, I_{Load}$  Corresponde a la tensión y corriente en el bus PCC.
- Interruptor 2 carga 1:
  1. Tiempo de switch 0,1666 [s]
  2. Resistencia del interruptor: 10 [mΩ]
  3. Resistencia en paralelo: 1 [MΩ]
- Interruptor 3 carga 2:
  1. Tiempo de switch 0,5[s]
  2. Resistencia del interruptor: 1 [mΩ]
  3. Resistencia en paralelo: 1[MΩ]
- $R_{load} = 100[\Omega], L_{load} = 10 [mH]$  Corresponde a la impedancia de la carga 1.

- $R_{load}= 100[\Omega], L_{load} = 10 [mH]$  Corresponde a la impedancia de la carga 2.

Para llevar a cabo el control de sincronización del convertidor de potencia en un formador de red, se incorpora un *PLL* interno ( revisar anexo A ). Este *PLL* opera únicamente cuando la fuente de tensión en paralelo está lista para conectarse a la microrred. Su función es sincronizar la tensión de salida  $V_{sync2}$  con la tensión de la microrred  $V_{br}$ , medida después del interruptor 1. La salida del *PLL* es el incremento de fase  $\Delta\phi - Dfase$ , que se entrega al generador de tensión para actualizar la fase de la referencia de tensión.

El desfase para todo el sistema se muestra en la figura 16.

Figura 16. Desfase de la señal de tensión del G1  $\Delta\phi$ .



Fuente: Elaboración propia.

Para calcular la potencia activa y reactiva de cada generador y cada carga, se tiene:

1. Las tensiones y corrientes vistas desde el bus de medición 1 para el cálculo de potencias activa y reactiva del generador 1.

2. Las tensiones y corrientes vistas desde el bus interruptor G2 para el cálculo de potencias activa y reactiva del generador 2.
3. Las tensiones y corrientes vistas desde el bus PCC para el cálculo de potencias activa y reactiva de las cargas 1 y 2.

Las tensiones y frecuencias del generador 1 y el generador 2, se calcularon mediante el *control droop*, usando las ecuaciones (7) y (8).

Para inicializar el *control droop* se tienen los siguientes datos:

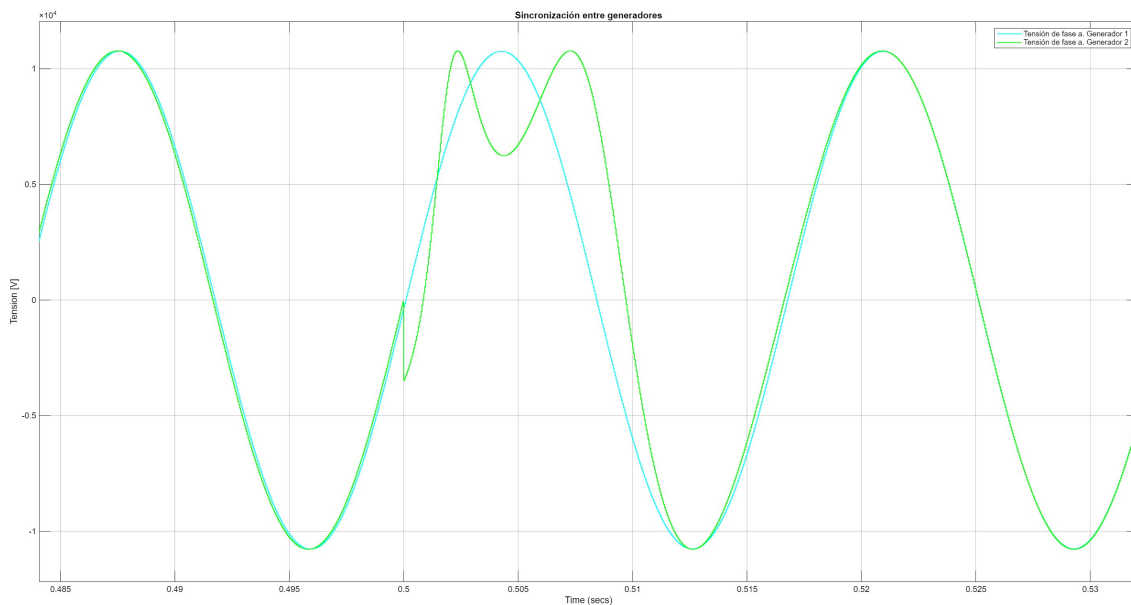
- $V_{nom}$  Corresponde a la tensión nominal y su valor es de 13200 [V]
- $P - f: df1 = 1$  [mHz] Corresponde al diferencial de frecuencia 1.
- $P1$  Corresponde a la potencia activa máxima que puede inyectar el generador 1 y su valor es de 10 [MW]
- $m_{P1} = df1/p1$  [mHz/MW] Corresponde a la pendiente  $m_{P1}$  (tomado de [10]).
- $m_{P2} = m_{P1}$  Corresponde a la pendiente  $m_{P2}$  que depende de  $m_{P1}$ .
- $Q - v : dV1 = 10$  [V] Corresponde al diferencial de tensión 1.
- $Q1$  Corresponde a la potencia reactiva máxima que puede inyectar el generador 1 y su valor es de 0,2 [MVAr].
- $n_{Q1} = dV1/(2 * Q1)$  [V/MVAr] Corresponde a la pendiente  $n_{Q1}$  (tomado de [10]).
- $n_{Q2} = n_{Q1}$  Corresponde a la pendiente  $n_{Q2}$  que depende de  $n_{Q1}$ .

Los datos de la impedancia virtual son los siguientes:

- Tres fuentes controladas de corriente definidas por la entrada de corriente del bus de línea 2  $I_{form2}$  para el generador 2 y la corriente del bus de línea 1  $I_{form1}$  para el generador 1.
- La inductancia virtual:  $L_v = 294 [\mu H]$
- La resistencia virtual  $R_v = 0 [\Omega]$

**3.2.1. Análisis del modo de operación formador de red.** Para iniciar el análisis del modo formador de red presentado en la figura 15, se establece un punto de operación inicial con pendientes iguales ( $m_{P1} = m_{P2}$  y  $n_{Q1} = n_{Q2}$ ). Posteriormente, se exploran diferentes escenarios variando las pendientes de la segunda fuente ( $m_{P2}$  de 1 a 3 veces  $m_{P1}$ , y  $n_{Q2}$  de 1 a 3 veces  $n_{Q1}$ ) para evaluar su impacto en este modo de operación.

Figura 17. Tensión de sincronización, *control droop* de frecuencia para todos los casos de estudio.



Fuente: Elaboración propia.

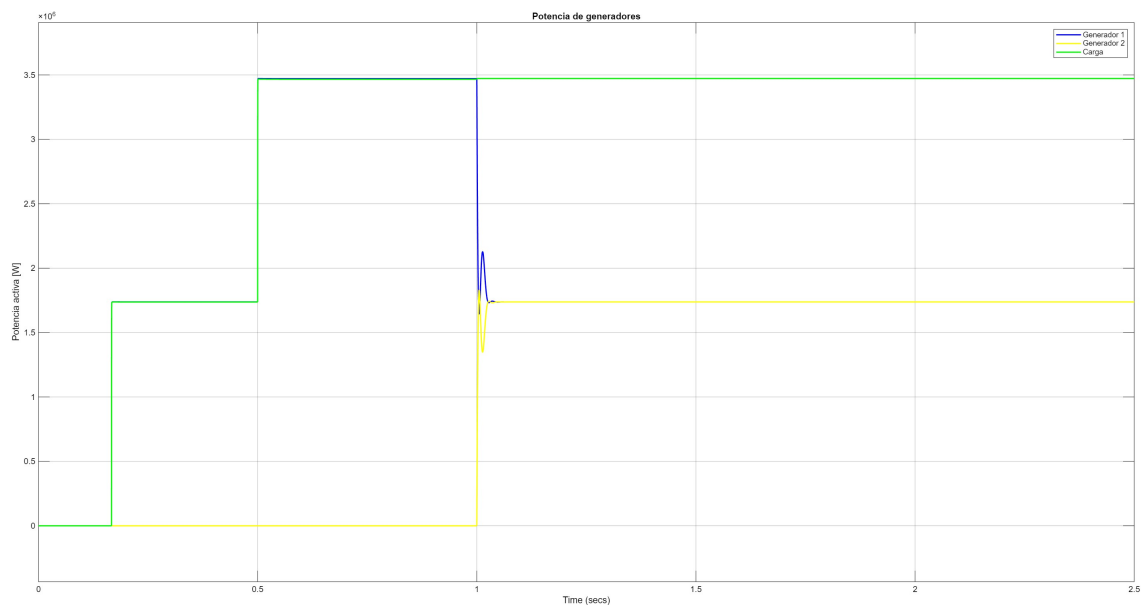
La figura 17 ilustra la sincronización mediante *PLL* para la fase  $a$  del generador 2, utili-

zando como referencia la tensión impuesta por el generador 1, previamente conectado. La gráfica evidencia el correcto funcionamiento del *PLL* para lograr la sincronización necesaria de la conexión del generador 2 a la red.

### 1. Prueba de potencia activa con $m_{P2} = m_{P1}$

Se considera que la pendiente de la ecuación de *control droop* de la fuente de tensión controlada 1 es igual a la pendiente de la fuente de tensión controlada 2, es decir,  $m_{P2} = m_{P1}$ .

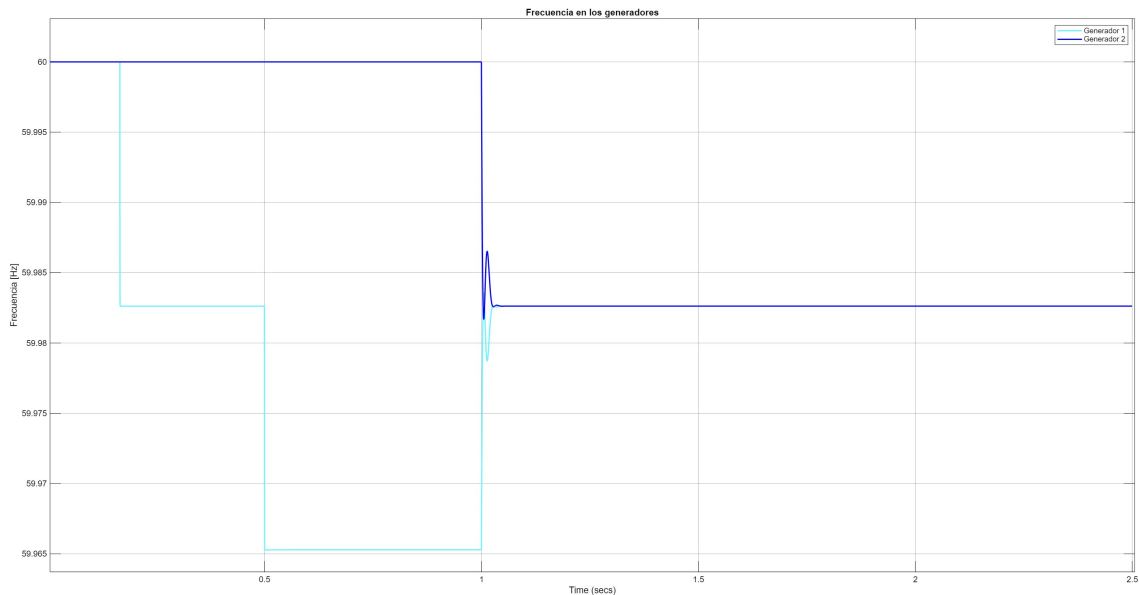
Figura 18. Potencia activa, *control droop* de frecuencia caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 18 se evidencia el comportamiento de la potencia activa de los formadores de red (*Generador 1* y *Generador 2*) y de la carga (*Pload*) al momento de entrada del generador 2. En la figura se observa la repartición de carga entre los dos generadores de acuerdo al valor de  $m_{P1}$  y  $m_{P2}$ . Al ser iguales  $m_{P1} = m_{P2}$ , la demanda se reparte por igual entre los dos formadores de red.

Figura 19. Variación de frecuencia, *control droop* de frecuencia caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

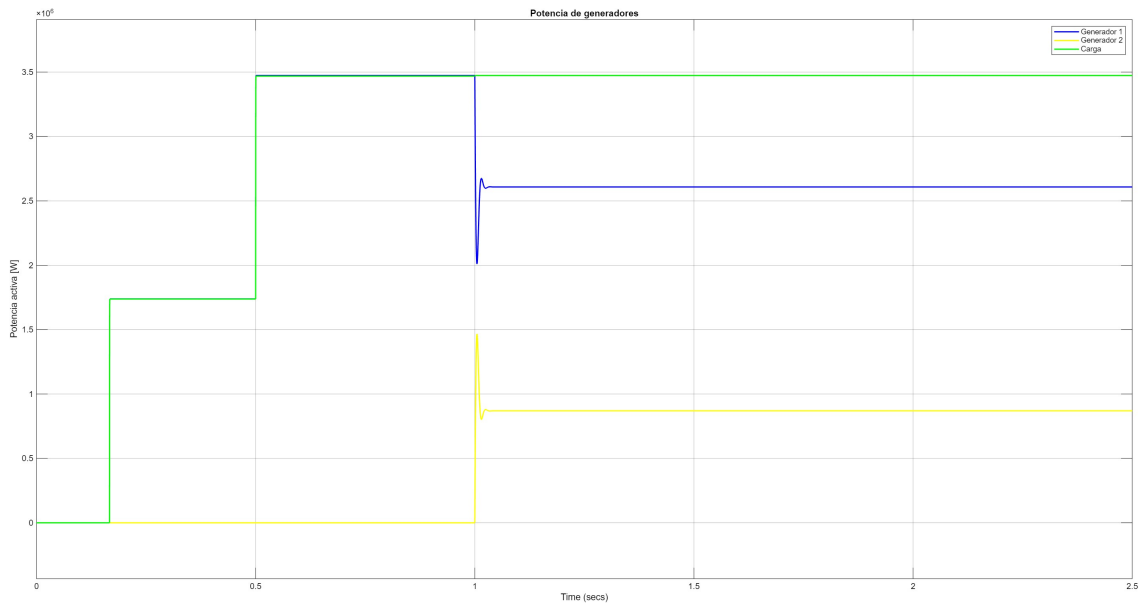
La figura 19 muestra los valores de frecuencia de los generadores. Se observa una caída momentánea seguida de una regulación y estabilización de la frecuencia, lo que evidencia la respuesta del sistema y la capacidad de adaptación de los generadores.

En conclusión, los generadores responden a las variaciones de carga ajustando proporcionalmente su frecuencia y tensión, lo que permite alcanzar la estabilidad del sistema a una frecuencia ligeramente diferente de la nominal, pero dentro de los límites establecidos por la normativa vigente. Por lo tanto, para este caso específico, no se requirió un control secundario de frecuencia.

## 2. Prueba de potencia activa con $m_{P2} = 3m_{P1}$

Se tiene que la pendiente de la ecuación del *control droop* de la fuente controlada de tensión 2, es tres veces que la pendiente de la fuente controlada de la tensión 1. Es decir  $m_{P2} = 3m_{P1}$ .

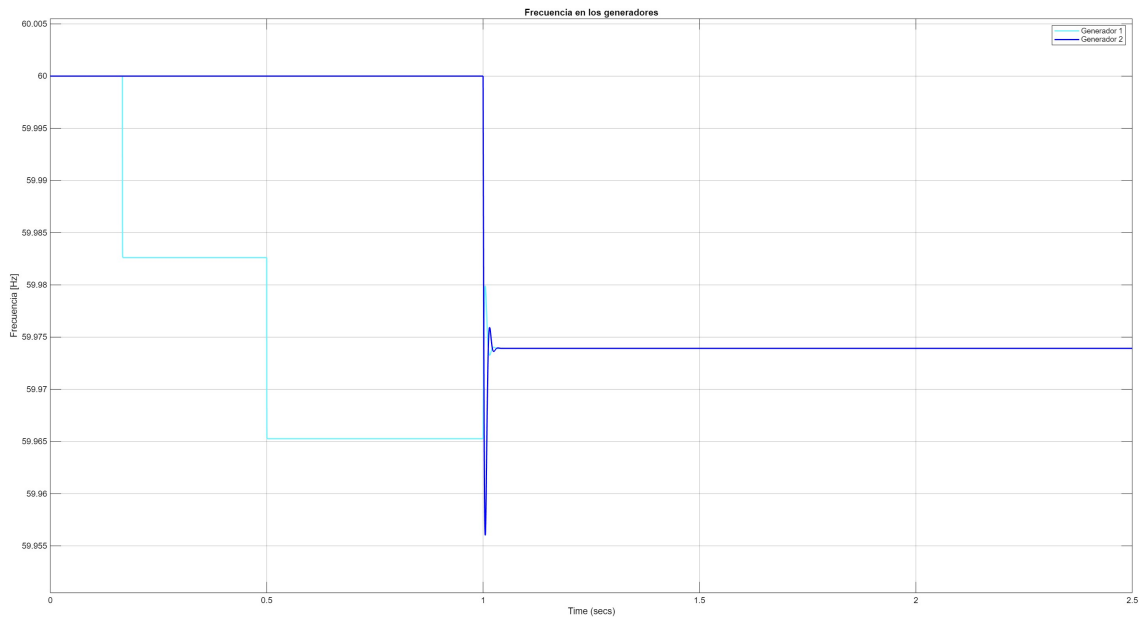
Figura 20. Potencia activa, *control droop* de frecuencia caso 2.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 20 se evidencia el comportamiento de la potencia activa de los formadores de red (*Generador 1* y *Generador 2*) y de la carga al momento de entrada del generador 2. En la figura se observa la repartición de carga entre los dos generadores de acuerdo al valor de  $m_{P1}$  y  $m_{P2}$ . Al ser diferentes  $m_{P2}=3m_{P1}$ , la demanda se reparte proporcionalmente entre los dos generadores.

Figura 21. Variación de frecuencia, *control droop* de frecuencia caso 2.



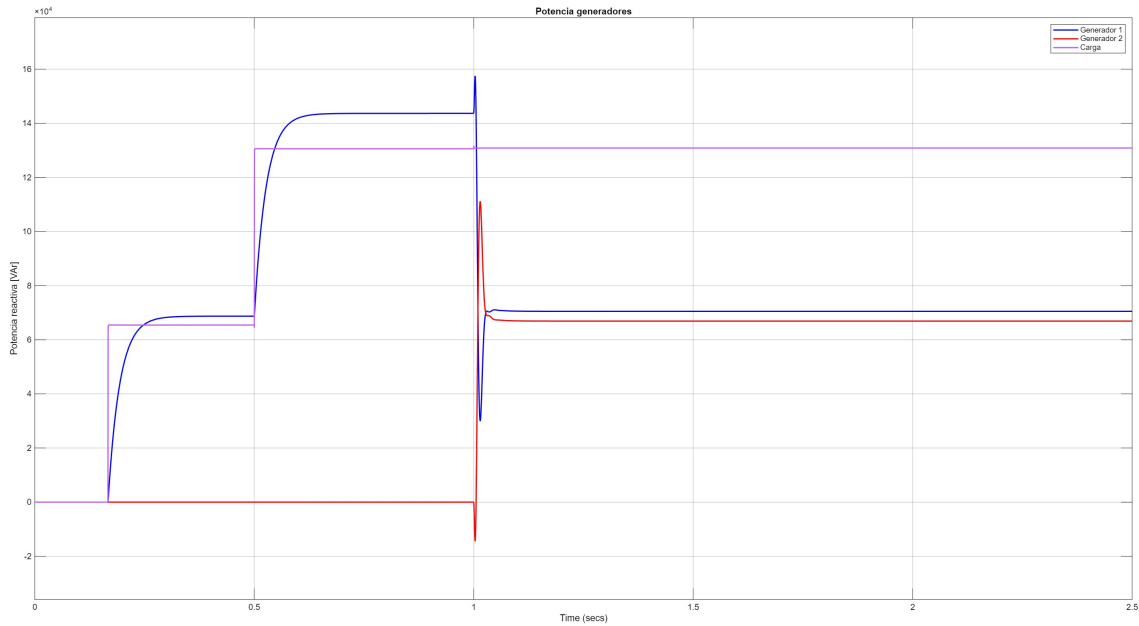
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 21 se muestra la variación de frecuencia al momento de entrada del generador 2 bajo la respuesta del *control droop* seguida de una estabilización.

En conclusión, la respuesta transitoria es estable y consistente con la regulación esperada. El formador de red mantiene una referencia autónoma de tensión y frecuencia, sin depender de una red externa.

### 3. Prueba de potencia reactiva con $n_{Q2} = n_{Q1}$

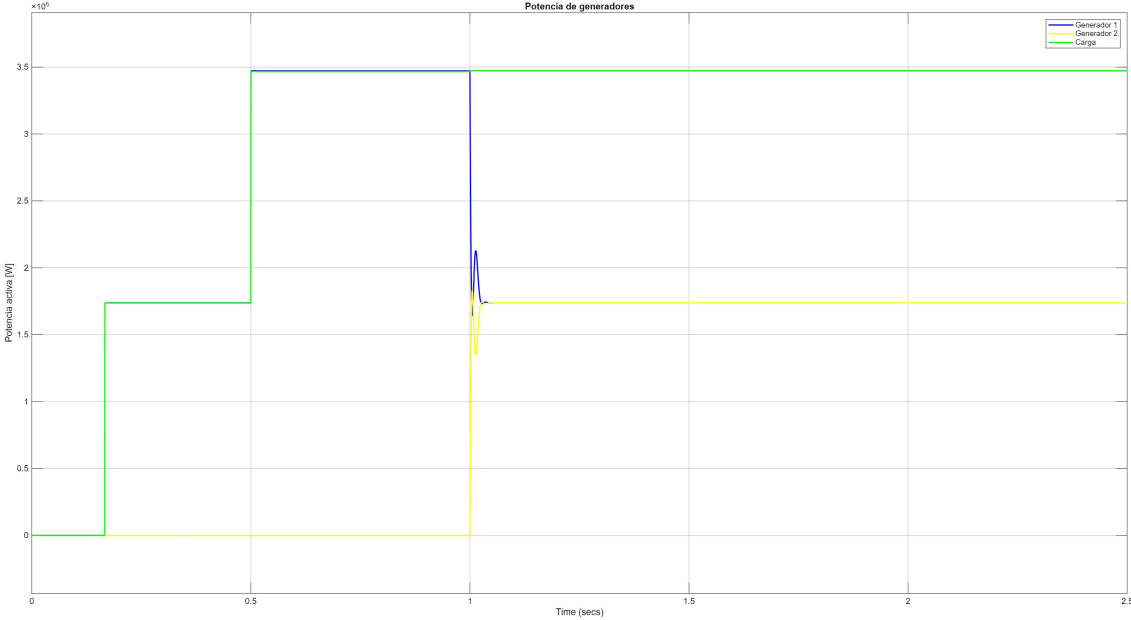
Figura 22. Potencia reactiva, *control droop* de tensión caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 22 se muestra la potencia reactiva de los formadores de red y de la carga que están directamente relacionados con la regulación de tensión en el *control droop*, priorizando estabilidad sobre velocidad, con una respuesta dinámica a un cambio en las condiciones del sistema, al final las curvas de potencia reactiva de los dos generadores tienden a ser iguales indicando puntos de operación equilibrada donde los generadores comparten la carga reactiva.

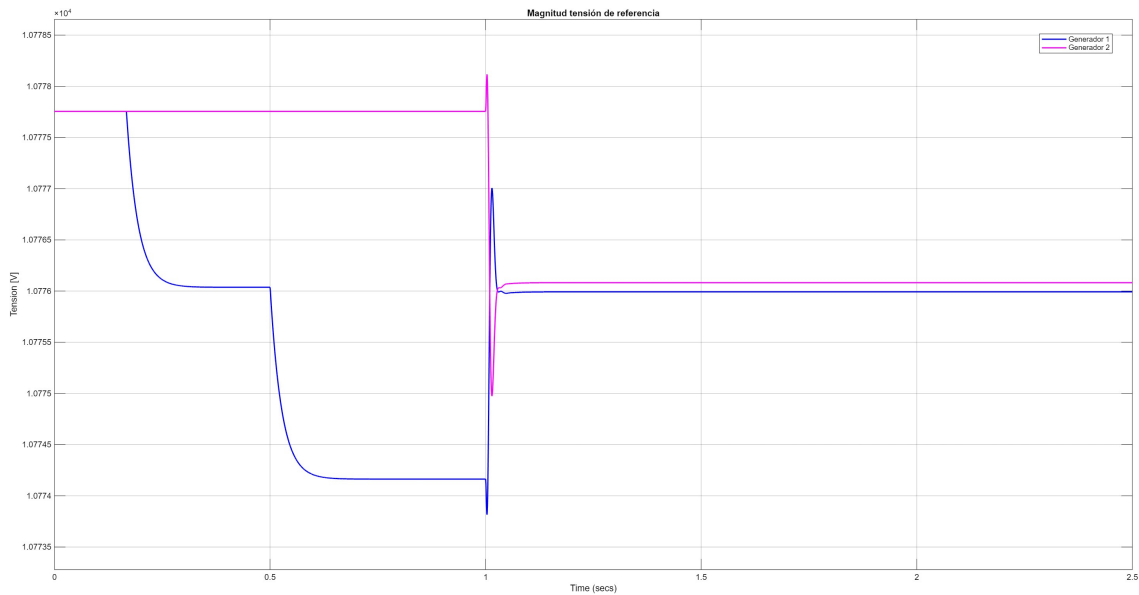
Figura 23. Potencia activa, *control droop* de tensión caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 23 se muestra la potencia activa de la carga y de los dos generadores, en donde los generadores comparten la carga en igual magnitud.

Figura 24. Tensión de referencia en los generadores, *control droop* de tensión caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

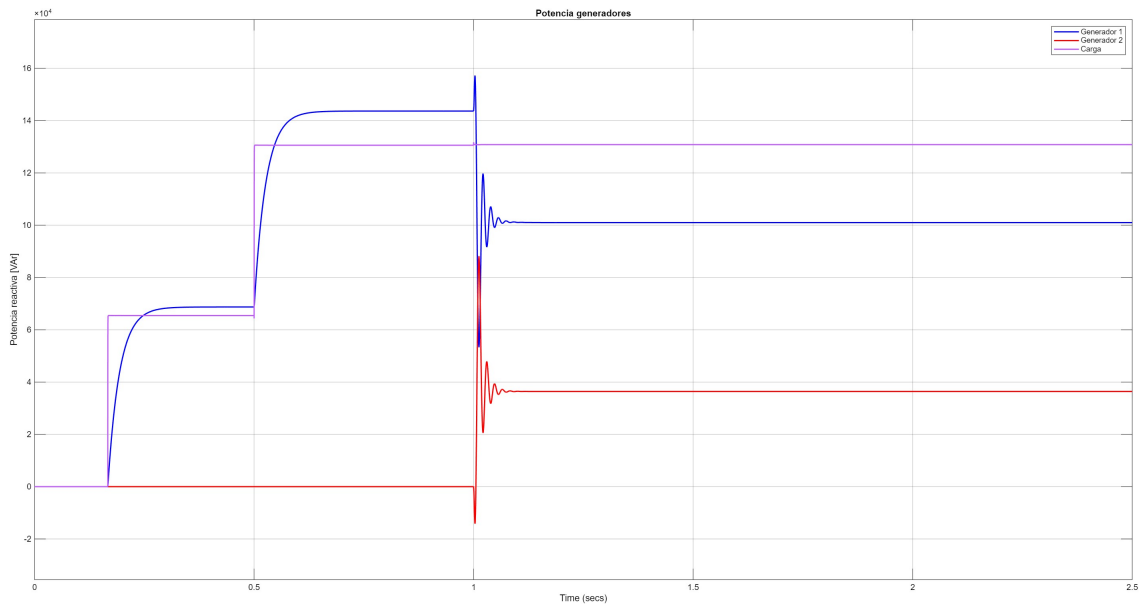
En la figura 24 se muestra la tensión de referencia en los generadores, indicando la modulación de la tensión en función del *control droop*, se observa una caída de tensión en  $t = 1$  [s], ante una mayor demanda de potencia reactiva, finalmente se estabiliza.

En conclusión el *control droop* regula eficientemente la frecuencia y la tensión ante perturbaciones, las gráficas muestran que:

- El *control droop* distribuye la carga de manera proporcional entre los generadores.
- El ajuste de potencia reactiva estabiliza la tensión en la red.
- Las respuestas transitorias son cortas indicando un buen sistema de control.

4. **Prueba de potencia reactiva con  $n_{Q2} = 3n_{Q1}$**  En esta prueba las pendientes de las ecuaciones del **control droop** de potencia activa se establecen iguales  $m_{P2} = n_{P1}$

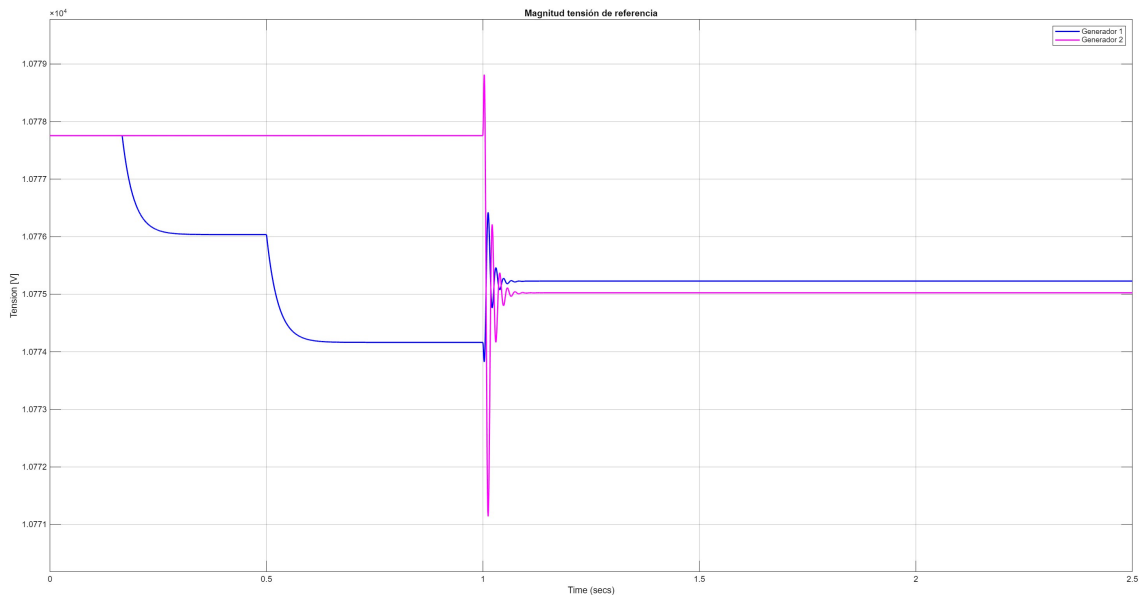
Figura 25. Potencia reactiva, *control droop* de tensión caso 2.



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 25 se muestra la potencia reactiva de los generadores y la potencia reactiva de la carga, observando que tras una variación de carga, la potencia reactiva experimenta una oscilación transitoria antes de estabilizarse, evidenciando una buena respuesta dinámica.

Figura 26. Tensión de referencia en los generadores, *control droop* de tensión caso 2.



Fuente: Elaboración propia.

La figura 26 muestra la tensión de los generadores, donde la amplitud se ajusta en función de la potencia reactiva, permitiendo un reparto proporcional de la carga. Durante el transitorio provocado por un cambio de carga, se observan oscilaciones que se amortiguan progresivamente hasta estabilizar la tensión, confirmando la regulación de tensión adecuada de los generadores.

En conclusión, el comportamiento observado en las gráficas confirma la operación de los generadores en modo formador de red, estableciendo tanto la frecuencia como la tensión del sistema. El *control droop* permite una distribución de carga adecuada sin necesidad de comunicación, ajustando la frecuencia según la potencia activa y la amplitud de tensión según la potencia reactiva. Se aprecia un comportamiento dinámico con transitorios bien amortiguados, lo que indica la estabilidad del sistema y su respuesta adecuada a cambios de carga.

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La simulación comparativa entre un formador de red y un seguidor de red resaltó las diferentes características y funcionalidades de cada tecnología en un sistema de potencia. El seguidor de red mostró una inyección eficiente de potencia activa en condiciones de red estable, operando de forma dependiente de la frecuencia y tensión externas. En contraste, el formador de red simulado demostró la capacidad de establecer autónomamente su propia tensión y frecuencia, proporcionando inercia sintética al sistema. Además, se verificó cómo el *control droop* facilita el reparto de carga activa y reactiva entre formadores de red en paralelo, revelando que su capacidad de generación está directamente influenciada por la pendiente de su ecuación *droop*.
- A partir del análisis realizado, se concluye que el formador de red presenta el potencial para funcionar como la principal fuente de generación en un sistema eléctrico. El seguidor de red, en cambio, habilita una mayor capacidad de generación del sistema. En consecuencia, una microrred resiliente y autónoma podría construirse utilizando formadores de red en paralelo como base, complementada por seguidores de red locales para cubrir demandas de potencia adicionales.
- La generación fotovoltaica presenta un potencial considerable para establecerse como la fuente de energía renovable por excelencia, particularmente impulsada por la tecnología de formador de red. Esta última imita de manera integral el comportamiento de un generador síncrono, proporcionando ventajas fundamentales para la estabilidad y la gestión de la red eléctrica, tales como: mayor eficiencia, gracias a su inercia totalmente virtual que permite una respuesta más rápida ante cambios bruscos de potencia en comparación con la inercia mecánica de un generador convencional; mayor vida útil, debido a la reducción de tensiones y corrientes de conmutación en el inversor; e integración sencilla con sistemas de almacenamiento, facilitando una mejor gestión de la

energía.

- La baja adopción generalizada del formador de red se debe principalmente a la inherente complejidad de su control y programación para garantizar un funcionamiento óptimo, un aspecto que se abordó de manera introductoria en este trabajo. Asimismo, la literatura especializada señala que el costo de implementación de los sistemas formadores de red es considerablemente más elevado en la actualidad en comparación con las tecnologías convencionales de generación, como la hidroeléctrica y la termoeléctrica. Esta diferencia sustancial en costos subraya la extensión y la complejidad del campo de estudio relacionado con el desarrollo y la viabilidad económica de los formadores de red.

## 5. TRABAJOS FUTUROS

### 5.1. RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN

- **Desarrollo de nuevos algoritmos de control:** Explorar nuevas estrategias de control para mejorar el rendimiento y la robustez, usando transformadas de Clarke y Park incluyendo técnicas adaptables para simular el comportamiento de los inversores y su respuesta ante perturbaciones.
- **Estrategias de control:** Investigar y analizar los métodos de control que se utilizan en los inversores formador de red y seguidor de red para mejorar su estabilidad y respuesta ante fallas para garantizar la confiabilidad y estabilidad de la red con integración de recursos energéticos distribuidos.
- **Uso de control droop secundario:** Según el modelo planteado para este trabajo de grado, se podría hacer su análisis mediante el uso de control secundario para corregir la frecuencia y la magnitud de la tensión a sus valores nominales.
- **Integración con sistemas de almacenamiento de energía:** Investigar la cosimulación de inversores formador de red con sistemas de almacenamiento de energía para optimizar la gestión de la energía.
- **Desarrollo investigativo:** En este trabajo de grado se uso una fuente no convencional de energía fotovoltaica, sin embargo se pueden desarrollar diferentes ramas de investigación usando otras fuentes para así evaluar el comportamiento de este tipo de tecnología, inclusive a gran escala montando prototipos que ayuden a ver las condiciones reales incluyendo pruebas de estabilidad.
- **Modelados:** Desarrollar diferentes modelos que representen el comportamiento de los modos de control seguidor de red y formador de red ante diferentes escenarios de

operación que ayuden a verificar el tiempo de respuesta ante perturbaciones, análisis de la estabilidad de frecuencia y tensión considerando la inercia virtual.

- **Análisis comparativo:** En este trabajo de grado se hizo un análisis comparativo entre estos dos modos de control en fuentes fotovoltaicas integradas a la red eléctrica, sin embargo se pueden comparar con ciertas condiciones de operación dependiendo de la configuración de la red e incluso la fuente no convencional que se use, evaluando ventajas y limitaciones.

Estas áreas de investigación ofrecen una amplia gama de oportunidades para futuros estudios y desarrollos en el campo de los sistemas no convencionales que utilizan tecnologías como el formador de red, el cual contribuye a mantener la estabilidad de la red.

## Bibliografía

- [1] Gomis-Bellmunt Oriol. Tavakoli Saman Dadjo. Lacerda Vinícius Albernaz. Prieto-Araujo Eduardo. "Grid-Forming Loads: Can the Loads Be in Charge of Forming the Grid in Modern Power Systems?" En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 14.2 (2023), págs. 1042-1055. DOI: 10.1109/TSG.2022.3202646.
- [2] Mihai Rusu. "Implementation of grid-forming algorithms in inverter-based generation". Tesis de maestría. Aalborg University, Department of Energy Technology, (2020). URL: [https://projekter.aau.dk/projekter/files/391609752/Rusu\\_Mihai\\_PED4\\_1040\\_Master\\_Thesis.pdf](https://projekter.aau.dk/projekter/files/391609752/Rusu_Mihai_PED4_1040_Master_Thesis.pdf).
- [3] Dinesh Pattabiraman, R. H. Lasseter y T. M. Jahns. "Comparison of grid following and grid forming control for a high inverter penetration power system". En: *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. (2018). DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586162.
- [4] Yitong Li, Yunjie Gu y Timothy C. Green. "Revisiting grid-forming and grid-following inverters: A duality theory". En: *IEEE Transactions on Power Systems* 37.6 (2022), págs. 4541-4554. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3151851.
- [5] Rathnayake Dayan B. Akrami Milad. Phurailatpam Chitaranjan. Me Si Phu. Hadavi Sajjad. Jayasinghe Gamini Zabihi. Sasan Bahrani. Behrooz. "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications". En: *IEEE Access* 9 (2021), págs. 114781-114807. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3104617.
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Grid codes for renewable powered systems*. International Renewable Energy Agency, (2022). URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems>.

- [7] Wang Xiongfei. Taul Mads Graungaard. Wu Heng. Liao Yicheng. Blaabjerg Frede. Harnefors Lennart. "Grid-synchronization stability of converter-based resources—An overview". En: *IEEE Open Journal of Industry Applications* 1 (2020). DOI: 10.1109/OJIA.2020.3020392.
- [8] Du Wei. Tuffner Francis K. Schneider Kevin P. Lasseter Robert H. Xie Jing. Chen Zhe. Bhattarai Bishnu. "Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems". En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 36.4 (2021). DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3018647.
- [9] Gonzalez Castro Nelson Yesid. Cusguen Gomez Carlos Alberto. Mojica Nava Eduardo Alirio. Pavas Martinez Fabio Andres. "Estrategias de control de calidad de energía en microrredes rurales". En: *Revista UIS Ingenierías* 16.2 (jun. de 2017), págs. 93-104. DOI: 10.18273/revuin.v16n2-2017009. URL: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/view/5746>.
- [10] Lumbiarres Carrera y Eloy Lorenzo. "Control de inversores trifásicos mediante el método droop para microrredes eléctricas". En: (2014). URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:169739694>.
- [11] Brian J Lin Yashen. Eto Joseph H. Johnson Brian B. Flicker Jack D. Lasseter Robert H. Villegas Pico Hugo N. Seo Gab-Su. Pierre y Ellis Abraham. *Research roadmap on grid-forming inverters*. American English. Other. 2020. URL: [https://energypedia.info/wiki/File:034\\_Research\\_Roadmap\\_on\\_Grid-Forming\\_Inverters.pdf](https://energypedia.info/wiki/File:034_Research_Roadmap_on_Grid-Forming_Inverters.pdf).
- [12] Redondo Martinez Alisson Carolina. "Análisis Comparativo de Controladores Clásicos en Inversores con Aplicaciones en Microrredes". Tesis de Ingeniería. Bogotá, D.C.: Universidad de La Salle, 2020.

- [13] Enrique Antonio Espina González. “Control Droop por Fase Aplicado a Micro-Redes de 4 Hilos”. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención Eléctrica. Santiago de Chile: Universidad de Chile, (2017).
- [14] Zambroni de Souza. Antonio Carlos y Castilla Miguel. *Microgrids Design and Implementation*. Capítulo 5: Control of Power Converters in AC Microgrids, por Miguel Castilla, Luis García de Vicuña y Jaume Miret, pp. 139–170. Springer, (2019). ISBN: 978-3-319-98686-9.
- [15] Benavides Rel Xavier. Salazar Rubén (AEPIBAL). *Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético; O:S (AEPIBAL): Grid Forming*. Desde el minuto 32:39. (2024). URL: <https://www.youtube.com/watch?v=CWTpglFWVxE>.
- [16] Ortiz Gabriel. Zurita Fernando. Saavedra Eduardo. Galán Cristina. ATA Insights Channel. *Inversores Grid Forming para garantizar la estabilidad de la red eléctrica*. Desde el minuto 32:39. (2023). URL: <https://www.youtube.com/watch?v=zP1Gef0uW7w&t=1202s>.
- [17] SMA Ibérica. *Blackhillock, Escocia - Proyecto de Energía Fotovoltaica*. (2025). URL: <https://www.sma-iberica.com/proyectos-de-energia-fotovoltaica/blackhillock-escocia>.
- [18] Inc. The MathWorks. *Simulink: Simulation and Model-Based Design*. Version R2025a. (2025). URL: <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>.
- [19] Inc. The MathWorks. *MATLAB: MATrix LABORatory*. Version R2025a. (2025). URL: <https://www.mathworks.com>.
- [20] TuTiempo.net. *Radiación Solar en Bucaramanga*. (2025). URL: <https://www.tutiempo.net/radiacion-solar/bucaramanga.html>.
- [21] Jacho A. Echeverría D. Chamba S. Lozada C y Sánchez W. “Aplicación del control formador de red en microrredes con sistemas de almacenamiento de energía para la regulación primaria de frecuencia, caso de estudio: Islas Galápagos”. En: *Revista*

*Técnica Energía* 21.1 (2024), págs. 94-104. DOI: 10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.662.

- [22] SMA Solar Technology AG. *Sunny central 400HE / 500HE / 630HE*. s.f. URL: <https://www.sma-iberica.com>.
- [23] JA Solar. *Ficha técnica: Panel solar 545W JA Solar*. s.f. URL: <https://cdn.autosolar.co/pdf/Ficha-545W-JASOLAR.pdf>.
- [24] Marzábal Albert. Guerrero Josep M. y Vasquez Juan C. "El método «Droop»: Más allá del simple paralelado de SAIS". En: *Salicru* (2023). URL: <https://www.salicru.com/files/pagina/72/314/jn01700.pdf>.
- [25] Hernández Gaviño Ricardo. *Introducción a los sistemas de control: Conceptos, aplicaciones y simulación con MATLAB*. Primera edición. Área: Ingeniería, Formato: 20 × 25.5 cm, Páginas: 528. México: Pearson Educación, (2010). ISBN: 978-607-442-842-1.

## ANEXOS

### Anexo . A. Lazo de fase bloqueado: *Phase locked loop (PLL)*

Un lazo de fase bloqueado es un sistema de control de realimentación que genera una señal de salida con una fase relacionada con la fase de una señal de entrada. Un *PLL* básico se compone de tres bloques principales:

- **Detector de fase:** Compara la fase de la señal de entrada con la fase de la señal de salida del oscilador controlado por tensión (VCO), produciendo una señal de error proporcional a la diferencia de fase.
- **Filtro de lazo:** Filtra la señal de error para eliminar ruido y componentes de alta frecuencia. Este filtro influye significativamente en la dinámica del *PLL*, como su tiempo de respuesta y estabilidad.
- **Oscilador controlado por tensión (VCO):** Genera una señal cuya frecuencia es proporcional a la tensión de entrada (la señal filtrada).

El *PLL* funciona ajustando continuamente la frecuencia del VCO hasta que la fase de la señal de salida se sincroniza con la fase de la señal de entrada. Cuando esto ocurre, se dice que el *PLL* está bloqueado o enganchado [14].

#### **Tipos de *PLL*:**

Existen varios tipos de *PLL*, que se diferencian principalmente por el tipo de detector de fase y el tipo de VCO que utilizan, algunos de los tipos más comunes son:

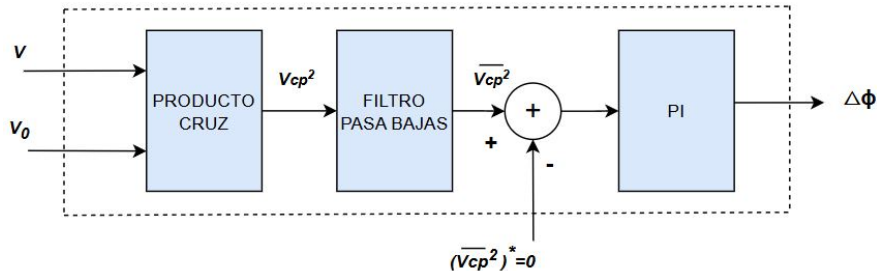
- **Analógicos:** Utilizan componentes analógicos para implementar el detector de fase, el filtro de lazo y el VCO.

- **Digitales:** Utilizan componentes digitales, como microcontroladores o procesadores de señal digital (DSP - *digital signal processing*), para implementar las funciones del *PLL*.
- **Con detector de fase multiplicador:** Utilizan un multiplicador analógico como detector de fase.
- **Con detector de fase XOR:** Utilizan una compuerta XOR como detector de fase, siendo comunes en aplicaciones digitales.
- **Tercer orden, segundo orden y primer orden:** Se clasifican según el orden del filtro de lazo, lo que influye en su respuesta dinámica.

Los sistemas de control del inversor seguidor de red monitorean continuamente la tensión y la corriente en el punto de conexión común (PCC) para detectar perturbaciones y tomar acciones correctivas, como la des-conexión del sistema en caso de fallas graves en la red. Sin embargo, la dinámica de estos sistemas, incluyendo el tiempo de respuesta del *PLL* y los lazos de control de corriente, puede introducir retardos en la respuesta a las perturbaciones, lo que puede afectar el rendimiento del sistema en condiciones de operación adversas [14].

Para el control de un modelo formador de red se debe utilizar un *PLL* ya que un pequeño error entre las fases de la tensión  $V$  y  $V_o$  (donde  $V$  es la tensión medida en el PCC y  $V_o$  es la tensión a la salida de las fuentes de tensión controladas), producirán altos excesos en la corriente de salida del convertidor tan pronto como se cierre el interruptor, para evitar este pico de corriente no deseado se usa el *PLL* mostrado en la figura 27, se toma como referencia el análisis presentado en [10], [14].

Figura 27. Diagrama de bloques del *PLL*



Fuente: Elaboración propia a partir de [14].

El principio de funcionamiento es basado en realizar el producto cruzado de las tensiones de entrada a cero, posterior a esto se le aplicará un filtro pasa bajas con frecuencia de corte 10 décadas inferior a la frecuencia de la microrred para eliminar los armónicos provenientes del producto de las señales de AC sinusoidales. Las ganancias de *PI* se eligen para obtener una respuesta transitoria de *PLL* rápida [10], [14].

#### Anexo . B. Impedancia virtual

Al conectar una fuente a la microrred, su baja impedancia de salida puede afectar negativamente el método de caída, impidiendo una conexión suave y generando una entrega de potencia brusca. Para mitigar este efecto y lograr una respuesta más gradual ante las corrientes de irrupción, es necesario implementar un lazo de impedancia virtual en su control. La tensión de referencia obtenida por el control primario para cada una de las fuentes vendrá expresada por la ecuación (17), donde  $Z_v$  es la función de transferencia de la impedancia virtual, que tendrá un comportamiento inductivo ya que no puede ser resistiva debido a que no se pueden desfazar las señales. En este caso de estudio la impedancia virtual, no es del todo necesaria ya que la impedancia de línea es igual en los dos generadores y por eso aún quitando este lazo, el *droop* en ambos caso ( $P - F$ ) y ( $Q - V$ ) funciona pero en el caso que fueran diferentes, si se verían corrientes circulantes

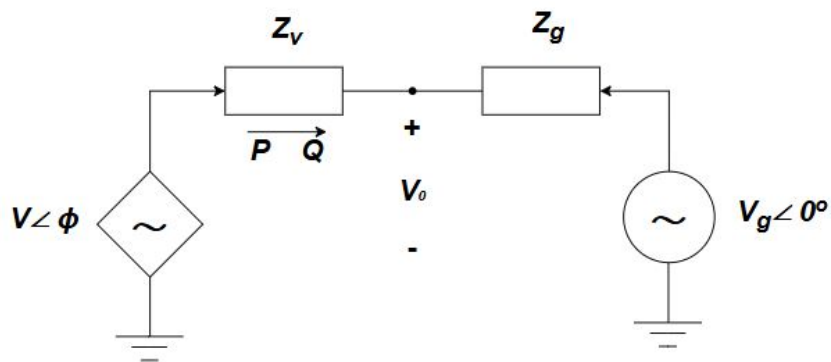
mayores y las respuestas en  $P$  y  $Q$  serían transitorias y es por esto que se incluyó este lazo de control [10], [24].

$$V_o = V - Z_v * I \quad (17)$$

Con el fin de asegurar una impedancia fija en el inversor, se implementa un lazo adicional de control, modelado por una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia virtual de salida en el inversor para que el sistema vea la misma impedancia, normalmente diseñada para ser mucho mayor que la impedancia de la línea. En este circuito, la amplitud de la tensión y la fase  $\phi$  son las entradas de control (que se proporcionan por el control de caída), la impedancia virtual  $Z_v$  se puede programar en el generador de referencia de tensión. Las amplitudes de la tensión y la impedancia de la microrred se consideran constantes, la fase de la tensión de la microrred se asume 0 [24], [14].

La impedancia virtual también puede jugar un papel importante cuando se trata de repartir armónicos de corriente, ya que se puede fijar la impedancia armónica vista por el generador de forma individual [24].

Figura 28. Diagrama de circuito formador de red con impedancia virtual conectado AC de la microrred.



Fuente: Elaboración propia a partir de [14].

El diseño de la impedancia virtual se realiza de la siguiente manera:

No es necesario que el ángulo de impedancia  $\theta$  sea exactamente  $90^\circ$ . Con  $\theta > 65$ , teniendo esto en cuenta, el diseño de la ecuación (18) [14].

$$\theta = \tan^{-1} \left( \frac{\omega_0(L_v + L_g)}{R_v + R_g} \right) > 65^\circ \quad (18)$$

$$\frac{\omega_0(L_v + L_g)}{R_v + R_g} > 2,14 \quad (19)$$

Donde  $R_g$  y  $L_g$  son los componentes resistivos e inductivos de la impedancia de la micro-red.

El elemento resistivo  $R_v$  se puede utilizar para introducir una cierta amortiguación en la respuesta transitoria y así mejorar el margen de estabilidad del circuito cerrado, una vez conocido  $R_v$ , se calcula el elemento inductivo  $L_v$  según la ecuación (19) [14].

#### Anexo . C. Controlador *PI*

El controlador Proporcional Integral (PI) es una técnica de control de ampliamente utilizada debido a su capacidad para mejorar la respuesta transitoria y eliminar el error en estado estacionario. A diferencia del control puramente integral I, la adición de la acción proporcional P acelera el tiempo de respuesta. Sin embargo, en comparación con el control puramente proporcional P, el control PI puede presentar una respuesta más lenta, aunque esta diferencia se minimiza con una correcta sincronización y, en algunos casos, se complementa con la acción derivativa D para formar un controlador *PID* [25].

El controlador PI correlaciona la señal de salida  $v(t)$  con el error  $e(t)$  y la integral del error, según la siguiente ecuación:

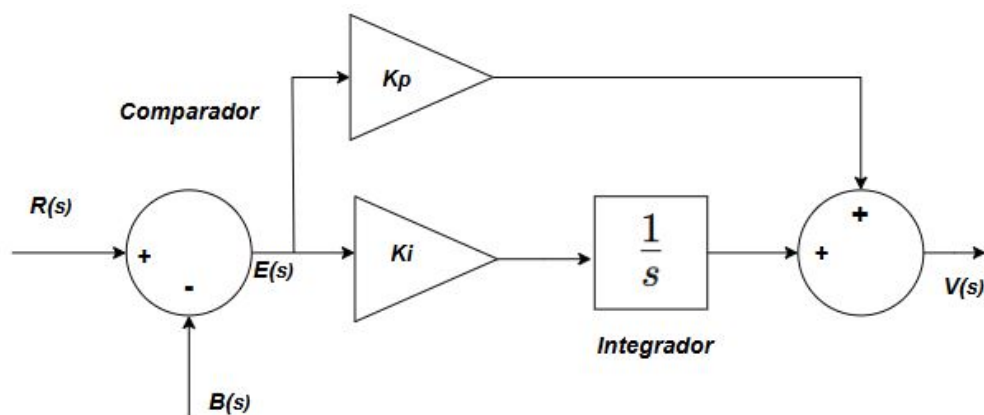
$$v(t) = K_p \left[ e(t) + \frac{1}{T_i} \int e(t) dt \right] + C \quad (20)$$

Donde:

- $v(t)$ : Salida del controlador.
- $k_p$ : Ganancia proporcional.
- $T_i$ : Tiempo integral.
- $e(t)$ : Error (diferencia entre la referencia y la variable controlada).
- $C$ : Valor inicial.

El tiempo integral  $T_i$  es el tiempo que tarda la acción integral en igualar la acción proporcional ante un error constante, para simplificación en el uso de ecuaciones se usa  $K_i$  definido como  $k_p/T_i$  teniendo el nombre de ganancia integral [25].

Figura 29. Esquema de control PI.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo . D. Máquina síncrona virtual (*VISMA – VSM*):

Según lo establecido en [4] el formador de red simula el funcionamiento de el modelo de máquina síncrona convencional utilizando la electrónica de potencia y algoritmos de control. A diferencia de los métodos *droop*, el VSM modela matemáticamente los componentes principales de una máquina síncrona, incluyendo:

- Devanados del estator: representados por sus resistencias e inductancias.
- Devanados del rotor: incluyendo el devanado de campo (excitación), en algunos casos devanados amortiguadores.
- Sistema de excitación: regula la corriente de campo y, por lo tanto, la tensión generada.
- Ecuaciones dinámicas: describen el comportamiento del rotor, como la ecuación de oscilación.

Al implementar este modelo en un inversor, se obtienen características dinámicas similares a las de un generador síncrono real, entre las que destacan:

- **Inercia virtual (J):** La inercia de una máquina síncrona representa su resistencia a los cambios en la velocidad de rotación. En el VSM, esta inercia se simula mediante un parámetro virtual (J) que influye en la respuesta del inversor ante cambios en la potencia activa. Durante una perturbación en la red, como un cambio brusco de carga, la inercia virtual permite al inversor absorber o liberar energía, ralentizando el cambio en la frecuencia y contribuyendo a la estabilidad del sistema [21],[5].
- **Amortiguamiento virtual (D):** El amortiguamiento en una máquina síncrona disipa la energía de las oscilaciones, evitando que el sistema entre en resonancia. En el VSM, este amortiguamiento se simula mediante un parámetro virtual D que influye en la respuesta del inversor ante oscilaciones de potencia y frecuencia. El amortiguamiento virtual ayuda a estabilizar el sistema y prevenir inestabilidad [21],[5].

- **Control de excitación:** Al modelar el sistema de excitación, el VSM puede regular la tensión de salida del inversor de manera similar a como lo hace un generador síncrono, mejorando la estabilidad de la tensión en la red [21],[5].

La ecuación de oscilación, que describe el movimiento del rotor de una máquina síncrona es:

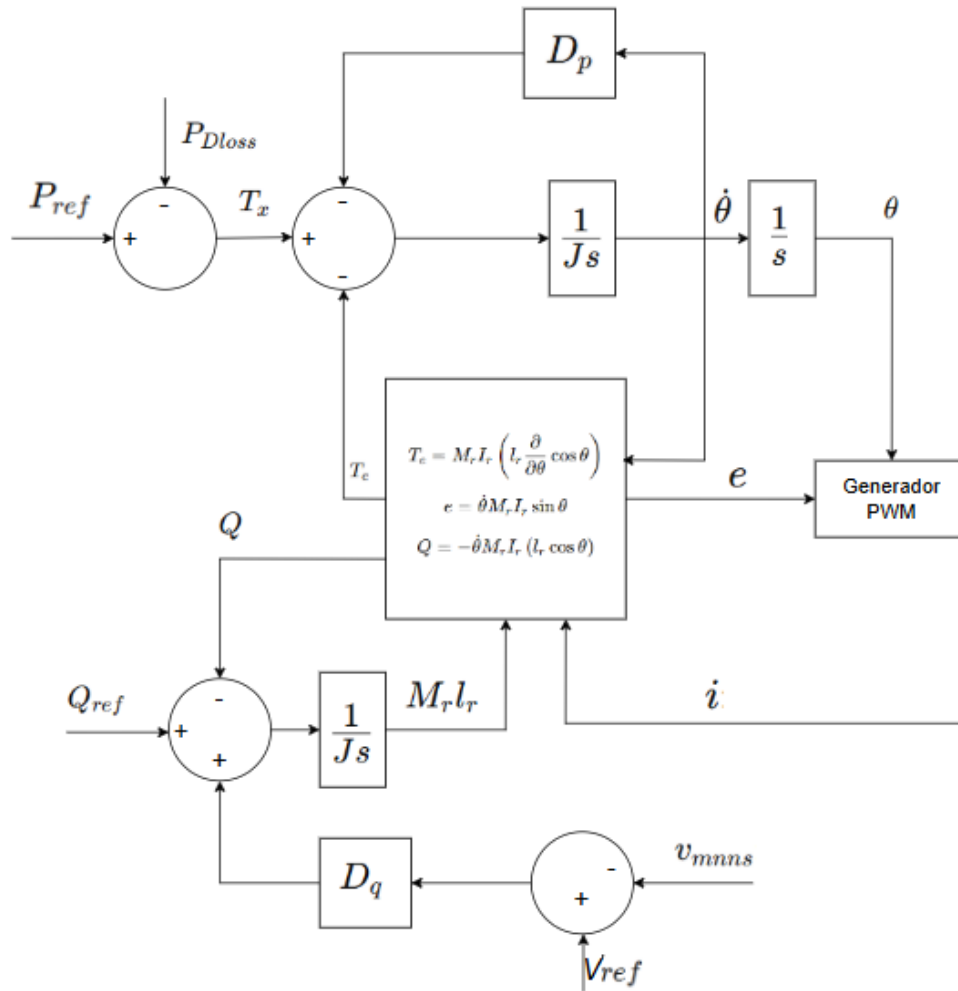
$$J \times \left( \frac{d\omega}{dt} \right) = T_m - T_e - D \quad (21)$$

Donde:

- $J$ : Corresponde a la inercia virtual.
- $\omega$ : Corresponde a la velocidad angular del rotor virtual.
- $t$ : Corresponde a el tiempo.
- $T_m$ : Corresponde al torque mecánico de entrada (análogo a la potencia de la fuente renovable).
- $T_e$ : Corresponde al torque eléctrico de salida (relacionado con la potencia inyectada a la red).
- $D$ : Corresponde al coeficiente de amortiguamiento virtual.

El VSM es una técnica de control avanzada que ofrece una simulación precisa del comportamiento de un generador síncrono, mejorando la estabilidad y la respuesta dinámica de los sistemas de energía con alta penetración de renovables. Sin embargo, su mayor complejidad computacional y la necesidad de sintonizar un mayor número de parámetros deben ser considerados en el diseño del sistema [21],[5].

Figura 30. Control Máquina Síncrona virtual.



Fuente: Elaboración propia a partir de [21].

Anexo . E. Características técnicas del inversor y del panel solar

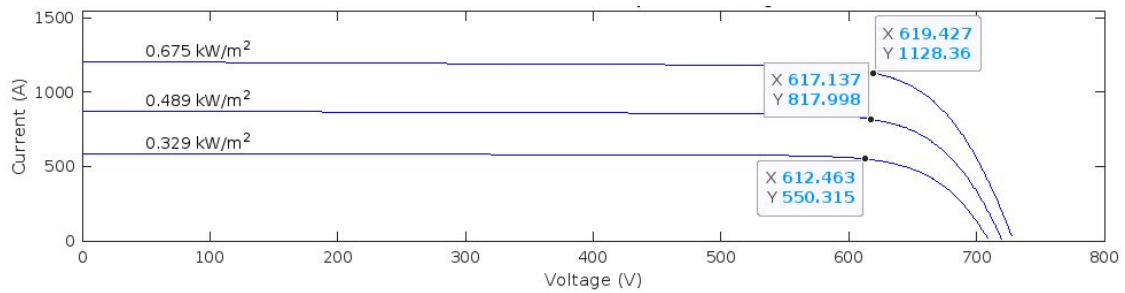
Tabla 2. Ficha técnica: Datos del panel fotovoltaico.

Tipo	JAM72S30-530/MR	JAM72S30-535/MR	JAM72S30-540/MR	JAM72S30-545/MR	JAM72S30-550/MR	JAM72S30-555/MR
Potencia Máxima Nominal (Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Voltaje de Circuito Abierto (Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Voltaje a Máxima Potencia (Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Corriente de Cortocircuito (Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Corriente a Máxima Potencia (Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Eficiencia del Módulo [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Tolerancia de Potencia	0 +5W					
Coeficiente de Temperatura de Isc ( $\alpha_{Isc}$ )	+0.045 %/°C					
Coeficiente de Temperatura de Voc ( $\beta_{Voc}$ )	-0.275 %/°C					
Coeficiente de Temperatura de Pmax ( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.350 %/°C					
STC	Irradiancia 1000W/m <sup>2</sup> , temperatura de celda 25°C, AM1.5G					

Fuente: Elaborado a partir de [23].

En la gráfica de la figura 31 se verifica la corriente respecto a la tensión en diferentes valores de irradiancia.

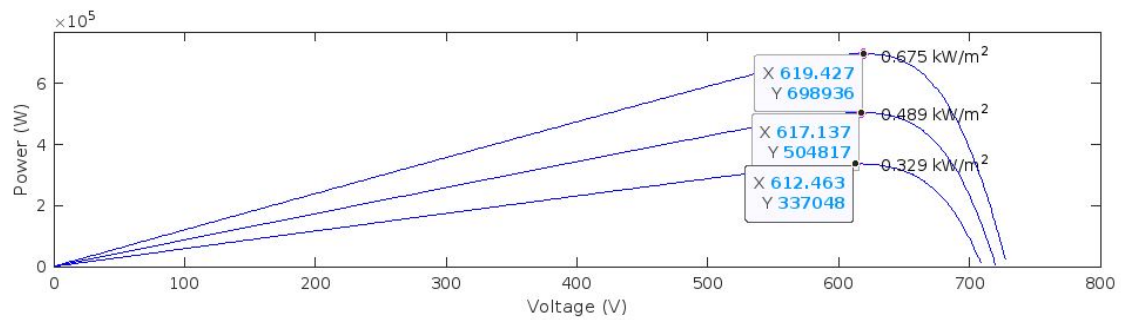
Figura 31. Gráfica de corriente Vs tensión según la irradiancia.



Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica de la figura 32 se observa la potencia respecto a la tensión para los niveles de irradiancia descritos anteriormente.

Figura 32. Gráfica de potencia Vs tensión según la irradiancia.



Fuente: Elaboración propia.

Con el fin de calcular la potencia aparente se tienen las características técnicas del inversor visto en [22] y mostrado en la tabla 3.

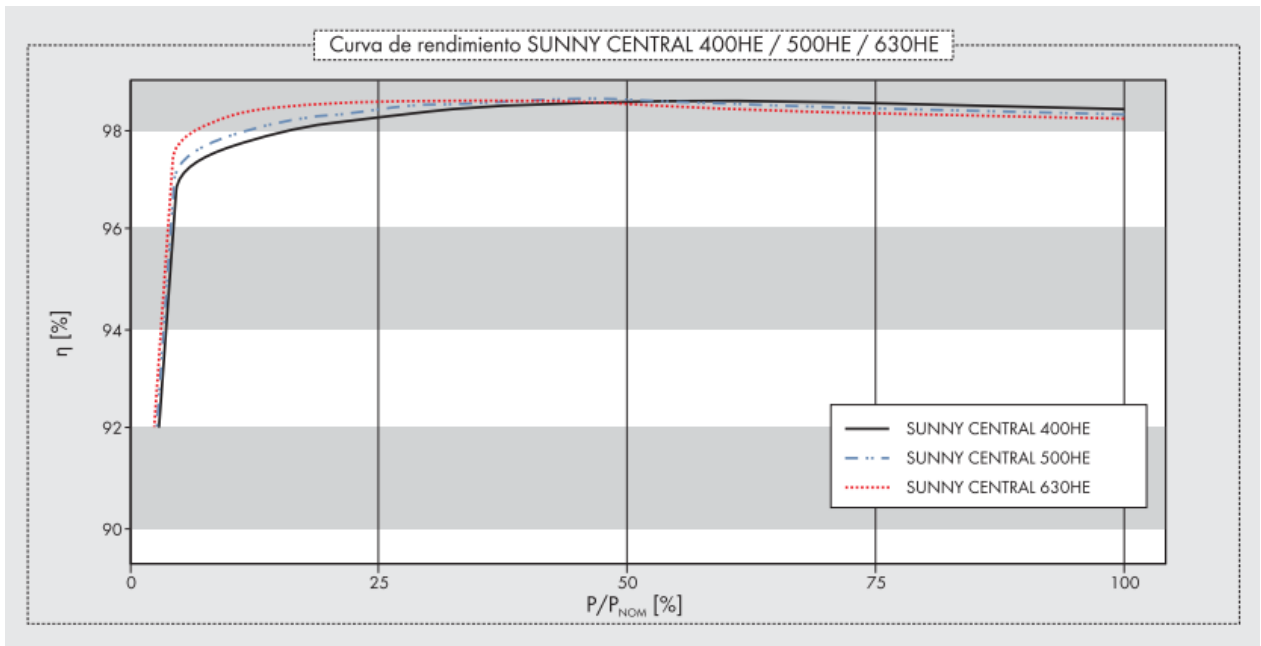
Tabla 3. Ficha técnica de las características del inversor para el cálculo de la potencia aparente  $S$ .

<b>Valores de entrada</b>	<b>Sunny central 630 [HE]</b>
Potencia nominal de CC	642 [kW]
Potencia máxima de CC	705 [kWp]
Rango de tensión MPP	500 [V] – 820 [V]
Tensión máx. de CC	1000 [V]
Corriente continua máx	1422 [A]
No. de entradas de CC	(8 + 8) + 2 [DCHV]
<b>Parámetros de salida</b>	<b>Sunny central 630 [HE]</b>
Potencia nominal de CA a 50 °C	630 [kVA]
Potencia constante de CA a 25 °C	700 [kVA]
Tensión nominal de CA $\pm 10\%$	315 [V]
Corriente nominal de CA	1155 [A]
Frecuencia de red de CA 50 [Hz]	-
Frecuencia de red de CA 60 [Hz]	-
Factor de potencia ( $\cos\phi$ )	0,9 inductivo - 0,9 capacitivo
Coefficiente de distorsión máx	<3 %

Fuente: Elaborado a partir de [22].

En la figura 33 se muestra la curva característica de rendimiento del inversor *sunnycentral* 630[HE] en color rojo.

Figura 33. Curva de rendimiento del inversor.



Fuente: Elaborado por [22].

#### Anexo . F. Datos de irradiancia

En la figura 34 se muestran los datos de irradiancia para el día 12 de Febrero del 2025 en la ciudad de Bucaramanga en ciertas horas del día.

Figura 34. Datos de irradiancia en Bucaramanga.



Fuente: Elaborado por [20].