

Droop control strategy for an isolated micro grid with distributed generation coupled to improve voltage stability

Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje

S.Gualotuña¹
 0009-0002-9101-2228
W. Pavón¹
 0000-0002-9319-8815

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: sandrag1008@gmail.com, wpavon@ups.edu.ec

Abstract

The paper presents a novel control strategy for islanded Microgrids, based on hierarchical control and modified droop control. The robust control strategy presented allows stability voltage improvement and its transient behavior. Which subscribes to verify the performance of the proposed strategy compared with a conventional PI controller. The implementation of renewable energy sources such as photovoltaics, which introduces variability in generation due to fluctuating factors such as radiation. Due to technological advances demand a huge amount of electricity, therefore Renewable Energy Resources (RES) must be near the electrical demand is huge, in addition they are implemented in rural places, where electric utility is not able to provide the service. However, the implementation of these new systems implies facing new challenges for the correct operation of Microgrid connected or islanded from the conventional system.

Resumen

El constante avance de la tecnología requiere una gran cantidad de energía, por ello se ha propuesto la inclusión de fuentes de energía renovable (RES) cerca de los centros de carga. La implementación de fuentes de energía renovable como la energía fotovoltaica, que introduce variabilidad en la generación debido a factores fluctuantes como la radiación. Estas RES son implementadas también en sectores donde el sistema eléctrico convencional no es capaz de llegar, de esta manera se garantiza el abastecimiento de energía eléctrica a toda la población. El paper presenta una novedosa estrategia de control de Micro-redes aisladas, basado en el control jerárquico y control droop modificado. Esta estrategia robusta permite mejorar la estabilidad de voltaje y su comportamiento transitorio. Se implementa una Micro-red de referencia con dos fuentes fotovoltaicas con valores nominales. Lo que permite verificar el desempeño de la estrategia propuesta comparando con un controlador PI convencional. Sin embargo, la implementación de estos nuevos sistemas implica retos de control para que su funcionamiento sea correcto, indiferente que la Micro-red funcione de forma conectada o aislada a la red convencional.

Index terms— Microgrid, Distributed, Generation, Hierarchical control, robust.

Palabras clave— multinivel, control, compensación, armónicos, THD, D- STATCOM, MLI, IEEE 13 de Distribución.

Recibido: 31-10-2023. Aprobado tras revisión: 13-12-2023

Forma sugerida de citación: Gualotuña, S.; Pavón, W. (2024). “Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje”. Revista Técnica “energía”. No. 20, Issue II, Pp. 58-71

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.604>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación es de acceso abierto bajo una licencia Creative Commons



1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático, el crecimiento poblacional y el avance tecnológico han permitido la introducción de energías renovables (RES) en los sistemas eléctricos convencionales. Esto ha contribuido al crecimiento de la cobertura del servicio eléctrico en varios puntos remotos y en los diferentes centros de carga en los cuales no es viable ampliar la estructura de las subestaciones. Sin embargo, la introducción de estas energías también plantea desafíos en la operación, planificación y el control de la red eléctrica [1], [2].

Uno de los principales desafíos que se presentan en la utilización de energías renovables es la variabilidad del clima, lo que introduce cierta incertidumbre al sistema debido a que los pronósticos meteorológicos no son completamente precisos y pueden cambiar rápidamente en un determinado momento [3].

La introducción de las energías renovables ha dado lugar a la creación de Micro-redes (MR), que son sistemas más pequeños que incluyen recursos energéticos distribuidos (DER), cargas y sistemas de almacenamiento. Estas Micro-redes pueden operar conectadas o aisladas de la red principal de forma independiente [4].

Para mitigar los efectos negativos de la integración de las energías renovables en los sistemas convencionales, se pueden utilizar estrategias de control en los diferentes dispositivos para acoplarlos de manera más eficiente a la red [5].

La arquitectura de control de una MR puede dividirse en centralizado y distribuido, de acuerdo con la presencia o no de una red de comunicación.

En el modo de operación aislado, la MR debe proporcionar energía al consumidor final con los mismos parámetros de calidad que la red [6]–[8]. También puede operar de manera conjunta con la red principal, intercambiando energía de forma unidireccional o bidireccional mediante un convertidor AC/DC [6]–[10]. Este convertidor bidireccional de enlace, “bidireccional AC/DC interlinking converter” es un dispositivo que se puede utilizar en el control jerárquico de las Micro-redes [9].

La fuente de voltaje máximo se adopta como el método de control de caída para gestionar las operaciones en paralelo de las Generaciones distribuidas (GD) despachadas para lograr un intercambio de energía sin comunicación.

Refiriéndose a la generación distribuida se debe tomar en cuenta que estas redes pueden generar incertidumbre e inyectar armónicos, las cuales afectan al balance y la eficiencia de la red eléctrica, debido a que se generarán pérdidas lo que reduciría la calidad de energía.

En la Fig. 1, se observan diferentes tipos de cargas (comerciales, residenciales, industriales) las cuales al principio solían operar únicamente con una generación centralizada, en este caso las hidroeléctricas.

Posteriormente se añadieron generaciones distribuidas convencionales y no convencionales como paneles fotovoltaicos, generadores de diésel. Estos generadores mejoran el abastecimiento de energía eléctrica en los centros urbanos, donde normalmente se presenta el mayor consumo de energía. El éxito de las MR radica en un sistema de control capaz de alcanzar los voltajes y potencias requeridas.

Las MR al estar cerca de los centros de carga reducen costos por transmisión y reducen totalmente las pérdidas por transporte de energía [11]. En las MR debido a la diversidad que tienen en generaciones, cargas y sistemas de almacenamiento se puede tener corriente AC Y DC. Entre los elementos que incluyen las MR se encuentran las celdas fotovoltaicas, celdas de combustible y sistemas de almacenamiento que proveen potencia DC. Por otro lado, las microturbinas y algunos tipos de generación eólica producen potencia AC, de 50 Hz o 60 Hz, lo cual depende netamente de la región en la que se está operando [3], [12]–[14].

Haciendo una comparación entre las MR con las tecnologías convencionales, como, por ejemplo, las redes de energía centralizadas. La MR provee mayor confiabilidad, eficiencia y permite contrarrestar problemas medioambientales [1], [16] Además, que el cliente tiene la posibilidad de interactuar activamente en algunas etapas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La desventaja de una MR es el grado de complejidad del diseño y control, ya que para mejorar la confiabilidad de la MR se deben implementar diferentes técnicas de control.

No obstante, el control de MR exige una red de comunicación con un ancho de banda muy alto para la correcta transferencia de datos [17].

Cuando se produce una falla, el punto de conexión común (PCC, por sus siglas en inglés) permite la interrupción del flujo de energía, entre la MR y la red convencional [9]. El sistema debe ser capaz de retornar a su operación normal en el menor tiempo posible. En este punto es donde las estrategias de control juegan un papel crucial para el funcionamiento exitoso de las MR.

La estrategia de control debe considerar las características de la MR y los objetivos planteados para ella. En este sentido, debe tomar en cuenta sus características inherentes, donde se debe analizar la mejor estrategia de control que se ajusta a las necesidades de control del sistema. Control de voltaje, frecuencia, potencia, fallas, sincronización de frecuencia, control de la forma de onda del transitorio de voltaje y corriente, entre otros [9].

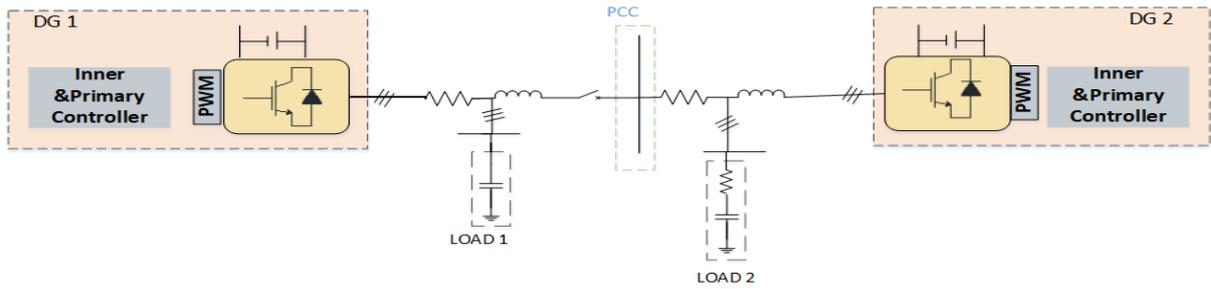


Figura 2: Micro-red AC-DC propuesta

la energía en estas aplicaciones. Se muestra un sistema trifásico con cargas trifásicas. El sistema presentado es balanceado.

El control de la micro red se realiza con un esquema jerárquico que tiene múltiples lazos de control que se distribuyen en diferentes niveles de control [10]:

1. Nivel 0 control interno: este nivel controla y regula la salida de voltaje y corriente de los inversores de voltaje (VSI).
2. Nivel 1. Control primario: control local que proporciona potencia compartida entre las GD y mitiga la corriente circulante que aparece cuando las VSI operan en paralelo.
3. Nivel 2. Control secundario: cuando la potencia compartida alcanza el control primario la frecuencia y la amplitud del voltaje debería desviarse de los valores nominales. El control secundario es necesario para restaurar el voltaje de la micro-red.
4. Nivel 3 control terciario: es el último y más lento control, responsable de programar la potencia de cada GD. Un objetivo de este control es la operación óptima durante el modo aislado y un óptimo flujo de potencia al estar conectado a la red.

A continuación, se explica la capacidad de mantener precisa la compartición proporcional de carga y por lo tanto la robustez con respecto a parámetros de desviaciones, desajustes de componentes y perturbaciones.

$$n_i P_i = K_e (E^* - V_0) \quad (1)$$

De la ecuación 1 el lado izquierdo es el mismo para todos los inversores que operan en paralelo.

$$n_i P_i = \text{constant} \quad (2)$$

Lo que garantiza una precisa compartición de potencia real sin tener el mismo E_i . Además, neutraliza los errores computacionales y perturbaciones al no depender de las impedancias de salida del inversor.

En la Fig. 3 se muestra el diagrama de bloques de la estrategia de droop control modificada a robusta, en la tabla 1 se detallan las variables involucradas en este diagrama de bloques.

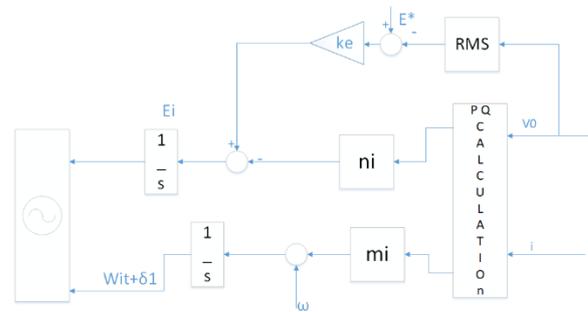


Figura 3: Controlador "droop" robusto [10]

Tabla 1: Variables controlador "droop" robusto

Nombre	Interpretación
DG1	Observaciones de variables a procesar
DG2	Número de componentes a elegir
f	Frecuencia
Tss	Tiempo de muestreo
Cfmax	Coefficientes de los componentes principales
Lf	Parámetro inductivo sistema
RLf	Resistencia del inductor
{VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}	Valores registrados de la simulación

Algoritmo 1: Algoritmo de solución

- Paso 1:** **Entradas:** Grid parameters, invertir parameters, DG1, DG2, f, Tss, Cfmax, Lf RLf
- Paso 2:** **Salidas:** {V_DC1, VDC1, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}
- Paso 3: Inicialización:**
Datos_GD's
- Paso 4: Verificación del estado inicial del sistema**
Corrientes, voltajes, potencias.
- Paso 5: Definición de la función de transferencia**
Kpi, kri
- Paso 6: Lazo de control primario**
Ke, nd
- Paso 7: Lazo de control secundario**
Kp, ki
- Paso 8: Análisis de resultados del sistema.**
V, P, I, t.
- Paso 9: Medición del voltaje y potencia con variación carga.**
Variación de carga
L1+15%
L2+25%
- Paso 10: Resultado:** V, I, P, Q, Vrms
- Paso 11: Lectura de datos:** Simulink- Matlab.
- Paso 12: Fin.**

Para el diseño del controlador se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

1) *Identificación del sistema*

Antes de implementar los diferentes lazos de control previstos para este sistema, es primordial tener un conocimiento detallado del estado inicial y las áreas que requieren mejoras. conocer su estado inicial y las deficiencias a mejorar.

En la tabla 2 se presentan los valores eléctricos de la MR propuesta, los cuales se utilizarán para validar la estrategia de control.

El sistema presentado opera a una frecuencia de 50 Hz ya que la mayoría de las aplicaciones de MR se encuentran en países europeos, rigiéndonos al benchmark se optó por tomar este valor normalizado en el extranjero. Sin embargo, se podría variar los valores del sistema ponerlo a operar al nivel de voltaje estandarizado en el país.

Tabla 2: Parámetros eléctricos del sistema

Parámetro	Sym	Valor	Unidad
Frecuencia nominal	W	$2\pi.50$	Rad/s
Voltaje de la red	E	311	V
Inductancia de salida	L0	1.8	mH
Filtro inductivo	Lt	1.8	mH
Filtro capacitivo	Cl	25	μ F
Carga	RL	200/400	Ω
Voltaje DC	Vdc	650	V

El voltaje pico de la red es 311 V por lo que su voltaje eficaz es 220 V.

En las tablas 3 y 4 se aprecia las características de las DG implementadas para la operación del sistema.

Tabla 3: Parámetros eléctricos de la DG1

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A
Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	213.15	W
Temperatura	25	$^{\circ}$ C
Irradiancia	1000	W/m ²

Tabla 4: Parámetros eléctricos de la DG2

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A
Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	213.15	W
Temperatura	25	$^{\circ}$ C
Irradiancia	1000	W/m ²

Los valores de la temperatura e irradiancia se establecieron utilizando la base de datos del modelo del modelo de asesoramiento del sistema NREL de Simulink "NREL System Advisory Model" que incluye hojas de datos medidas bajo condiciones estándares, STC, por sus iniciales en inglés.



El control primario implementado en este documento se basa en una versión modificada de la estrategia de control “universal control droop”.

Algoritmo 1: Algoritmo de Droop control robusto

Paso 1: **Entradas:** [Tss, Irradiance, Temperature, f, U, E^* , E^*]

Paso 2: **Salidas:** {VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}

Paso 3: **Inicialización:**

Datos_GD's

Paso 4: **Medición de datos del sistema**

VDC, I1, I2, I ref

Paso 5: **Medición de corrientes del sistema**

I1, I2, I ref

Paso 6: **Cálculo de Potencias del inversor**

P

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n$$

Q

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n}$$

Paso 7: **Sintonización de los convertidores del sistema**
kp, ki,

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2}$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1}$$

Comparación de voltaje

Paso 8: Si $V < 1$ p.u

Inyección de potencia a convertidores de tensión.

Sino

Continuar

Fin Si

Paso 9: **Estabilidad de voltaje del sistema**

Paso **Retornar:**

10: Variación de carga

L1+15%

L2+25%

Este principio se puede implementar en el VSI al aplicar el método “P/Q Droop”.

$$w = w^* - G_P(s). (P - P^*) \tag{3}$$

$$E = E^* - G_Q(s). (Q - Q^*) \tag{4}$$

Donde las variables w^* y E^* son las referencias de frecuencia y amplitud y w .

Las salidas de voltaje son representadas con la letra E. P^* y Q^* son las referencias y P y Q representan la potencia activa y reactiva respectivamente; y $G_P(s)$ y $G_Q(s)$ como sus funciones de transferencia.

El voltaje de salida del inversor puede ser regulado al controlar su potencia reactiva de salida y su frecuencia puede ser regulada al controlar su potencia activa [24]. Comprobándolo en las ecuaciones

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n \tag{5}$$

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n} \tag{6}$$

Donde U es la integración del voltaje, U_n la salida del voltaje del inversor, X_n es la impedancia de salida del inversor y δ_n el ángulo entre los voltajes.

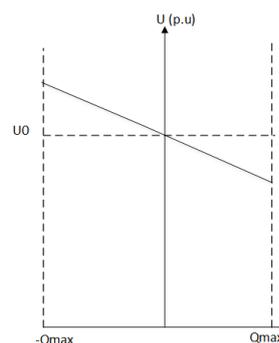


Figura 4: Características Droop control [44]

La transformada de Clarke se emplea para transformar la referencia en Alpha y beta para tener dos sistemas independientes de una sola fase. Los controladores de resonancia, PR, son aplicados para obtener una mejor regulación de voltaje con menos armónicos [18].



$$G_v(s) = k_{pv} + \frac{k_{rv}s}{s^2 + w_c s + \omega_0^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hv}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (7)$$

$$G_i(s) = k_{pi} + \frac{k_{ri}s}{s^2 + w_c s + \omega_0^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hi}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (8)$$

En las ecuaciones anteriores k_{pv} y k_{pi} son ganancias proporcionales, k_{rv} y k_{ri} son las ganancias en la frecuencia fundamental, k_{hv} y k_{hi} son las ganancias resonantes en el armónico h, w_c es el ancho de banda resonante usado para evadir los problemas de inestabilidad asociados con la ganancia infinita, ω_0 es la frecuencia fundamental [18].

Los valores obtenidos de las ecuaciones 7 y 8 son mostrados en la tabla 5.

La DG2 busca mejorar el comportamiento de esa parte del sistema a través un controlador PI, acción proporcional integral, que es definida mediante:

$$u(t) = k_p e(t) + \frac{k_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (9)$$

Donde T_i es el tiempo integral, responsable de la acción integral.

$$C_{PI}(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (10)$$

Un controlador de la forma

$$C(s) = \frac{n_2 s^2 + n_1 s + n_0 d_2}{d_2 s^2 + d_1 s} \quad (11)$$

Donde los valores de las ganancias

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2} \quad (12)$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1} \quad (13)$$

En la tabla 5 se puede observar los valores obtenidos para el control proporcional integral para el lazo de voltaje.

2) Parámetros de los inversores

El diseño de este estudio está basado en el control clásico, el sistema es implementado en Matlab Simulink. En la DG 1 se utilizó la técnica de control droop modificado robusto y en la DG 2 un controlador PI convencional.

Tabla 5: Parámetros del control interno

Control del inversor	
	kp
Gi	0.2131
Gv	0.027

Tabla 6: Parámetros del control primario

Parámetros del inversor					
	ke	n	M	nd	Md
VSI1	7	0.2178	0.2178	0.003	2

Tabla 7: Parámetros Control secundario

PI	Lazo de voltaje
Kp	1.8151
ki	4.2968

3. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se plantea en una MR AC/DC, en estado aislado, la cual se alimenta por dos buses de sistemas fotovoltaicos que se conectan a un mismo punto PCC, cada DG alimenta 2 y 1 cargas respectivamente.

Los valores asignados a los parámetros de los distintos elementos que constituyen el sistema de pruebas se proporciona en el artículo de [2], el mismo que ha sido aplicado en varias investigaciones con diferentes objetivos de estudio.

Se plantea tres escenarios de operación de la MR, el primero contempla el funcionamiento original del sistema, con las dos GD acopladas; y el segundo escenario realiza variaciones en las cargas del sistema además de aumentar las cargas del sistema es un 15 y 25% respectivamente y en el tercero y último la introducción de una perturbación para verificar la robustez del controlador.

Para comenzar se realiza la identificación de la planta para posteriormente realizar un control primario y posteriormente continuar con el control secundario.

El índice de estabilidad de voltaje está el tiempo de más medidas de sincronización desde el área de monitoreo [29].



$$VSI = \min\left(\frac{P_{margin}}{P_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}, \frac{S_{margin}}{S_{margin}}\right) \quad (14)$$

$$P_{margin} = P_{max} - P \quad (15)$$

$$Q = Q_{max} - Q \quad (16)$$

$$S_{margin} = S_{max} - S \quad (17)$$

$$P_{max} = \frac{QR}{X} - \frac{v_s^2 R}{2x^2} + \frac{|Z_{th}|V_s \sqrt{V_s^2 - 4QR}}{2x^2} \quad (18)$$

$$Q_{max} = \frac{PX}{R} - \frac{v_s^2 X}{4R^2} + \frac{|Z_{th}|V_s \sqrt{V_s^2 - 4PR}}{2R^2} \quad (19)$$

$$S_{max} = \frac{v_s^2 [|Z_{th}| - (\sin \sin(\theta) + \cos \cos(\theta) R)]}{2(\cos(\theta)X - \sin(\theta)R)^2} \quad (20)$$

Si el valor del índice es 1, el sistema se muestra estable y si el valor es 0 el voltaje se encuentra inestable.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la sección anterior se presentó el modelo a ser estudiado y la metodología para resolver el problema propuesto.

Para la resolución de este problema se plantearon tres escenarios.

El primero, o el estado inicial del sistema, donde está operando en condicionales normales, aislado de la red, con las dos DG acopladas sin las cargas conectadas. El segundo escenario con la inclusión de las cargas con el porcentaje de carga aumentado. En el tercer escenario se introduce una perturbación al sistema para verificar el funcionamiento del control droop robusto y el control PI.

Escenario 1

En este escenario se dará a conocer el estado inicial del sistema cabe resaltar que las DG operando simultáneamente, ya que al no contar con la referencia de la red principal se encuentran en una continua búsqueda del alcance entre la generación y demanda.

El control primario consta de tomar medidas locales, en el sistema propuesto se realizó un control primario donde se desarrolló un control de voltaje y corriente, control de potencia. En las fuentes se realizó el diseño y la implementación de un droop control robusto. Para finalmente comparar su desempeño con el control PI.

A continuación, se observa el estado inicial de cada una de las fuentes del sistema en operación.

En la Fig. 5 se puede apreciar la salida del inversor de la DG1 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 1, como se puede observar el voltaje pico de la salida del inversor es de aproximadamente 311 voltios y alcanza la estabilidad a los 0.15 segundos. Mientras que el VDC o DC link es de aproximadamente 650, los valores fueron basados en valores nominales.

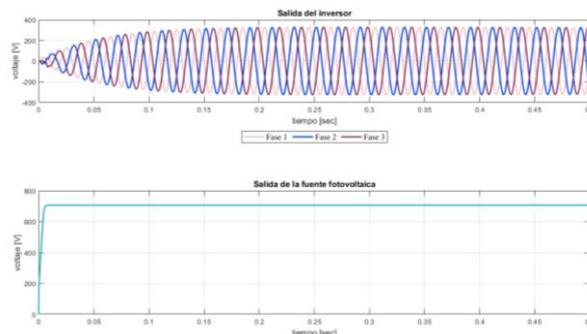


Figura 5: Fuente 1 escenario uno

En la Fig. 6 se puede apreciar la salida del inversor de la DG 2 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 2. Al inicio de la simulación se aprecia que el comportamiento de la señal poco a poco toma la forma sinusoidal. Se puede observar que el tiempo de estabilización es los 0.1 segundos y de igual manera el voltaje DC es el establecido en los parámetros del sistema.

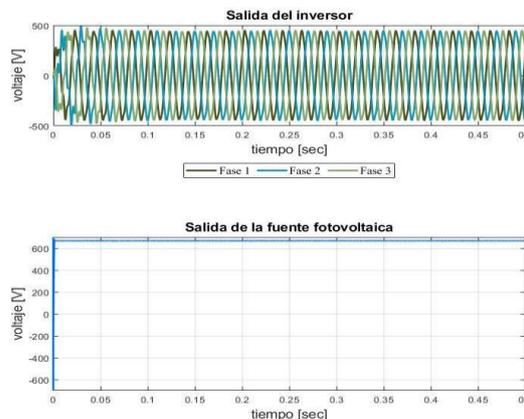


Figura 6: Fuente 2 escenario inicial

En la Fig. 7 se puede observar el comportamiento de la potencia de las dos generaciones distribuidas en un lapso de un segundo. El control presentado se puede apreciar que llegan a un valor constante y permanecen alrededor de los 1500 VA. El tiempo de levantamiento de la señal de potencia es del 0.1 segundo y el tiempo de asentamiento de la potencia es de 0.2 segundos.

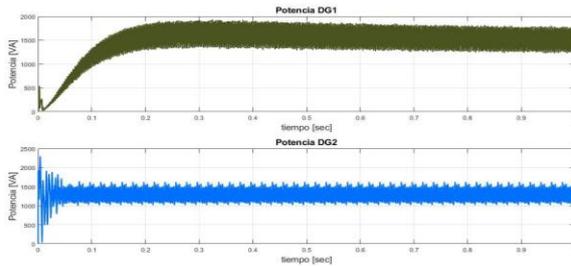


Figura 7: Potencias generaciones distribuidas

En la Fig. 8 se puede apreciar los voltajes p.u. en las barras donde se encuentran conectadas las cargas. De acuerdo con los resultados obtenidos los voltajes están dentro del rango permitido, muy cercanos a la unidad. Satisfaciendo cada una de las cargas.

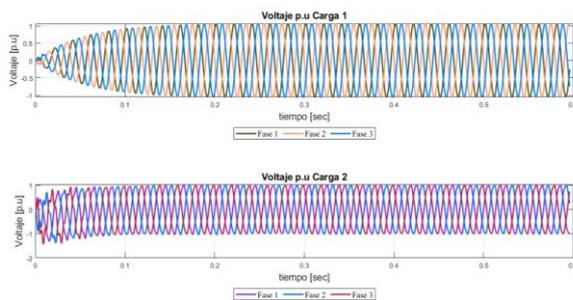


Figura 8: Voltaje p.u en las cargas

En la Fig. 9 se aprecia el voltaje RMS del sistema y los voltajes en las barras de las cargas 1 y 2 en el escenario inicial des sistema planteado.

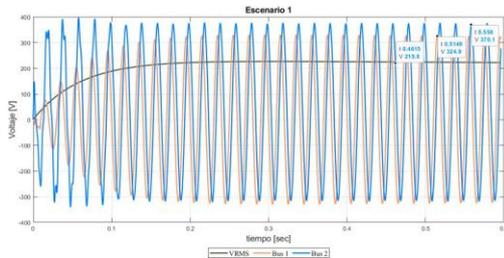


Figura 9: Escenario 1 Comparación de voltajes

Escenario 2

En este escenario se presenta la variación de las dos cargas del sistema, desde el inicio de la operación del sistema donde se aumenta 15 % y 20% de la potencia consumida de las cargas de sistema.

Con el fin de poner a prueba las estrategias de control implementadas en el sistema se realiza el aumento del valor de las cargas obteniendo como resultado las figuras siguientes.

En la Fig. 10 se observa el comportamiento del voltaje a la salida de la fuente al realizar el aumento de cargas, donde el voltaje producido al estar acoplado desde el principio con la GD2.

Además, se puede apreciar que el tiempo de la estabilización de voltaje es reducido, como se observa el tiempo de estabilización es de 0.15 segundos.

La salida DC del sistema se estabilizada en 650 V en menos de 0.05 s.

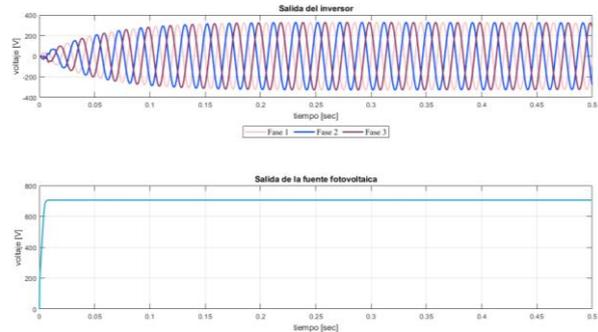


Figura 10: Fuente 1 escenario 2

En la Fig. 11 se puede apreciar el voltaje rms del sistema, el cual corresponde al 0.707 del voltaje pico, siendo 217.9 V.

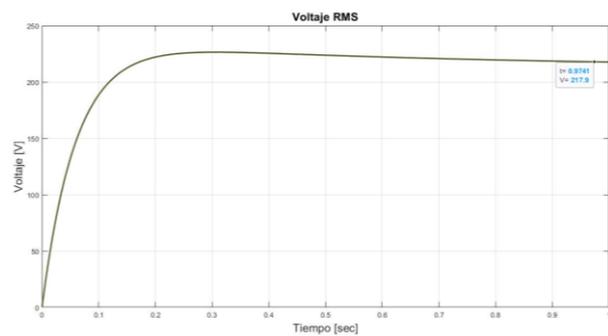


Figura 11: Voltaje RMS del sistema

En la Fig. 12 se aprecia los voltajes a la salida de las fuentes de la DG 2, observando que se mantiene los voltajes DC y AC estabilizándose la señal DC a los 0.05 s. y la señal AC a los 0.35 s. La salida mostrada de la DG2 es la salida del control PI implementado.

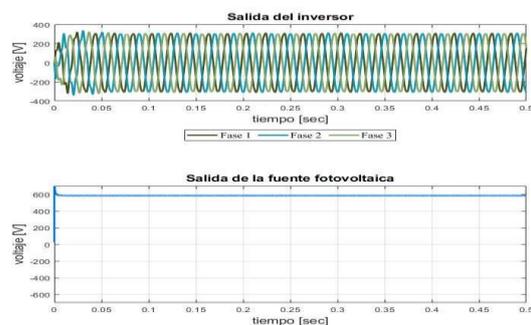


Figura 12: Fuente 2 escenario 2

En la Fig. 13 se observa la potencia generada por cada una de las generaciones distribuidas a través del

segundo de prueba del segundo escenario propuesto, donde se observa que la potencia se estabiliza al cabo de 0.5 segundos alrededor de 1500 kVA.

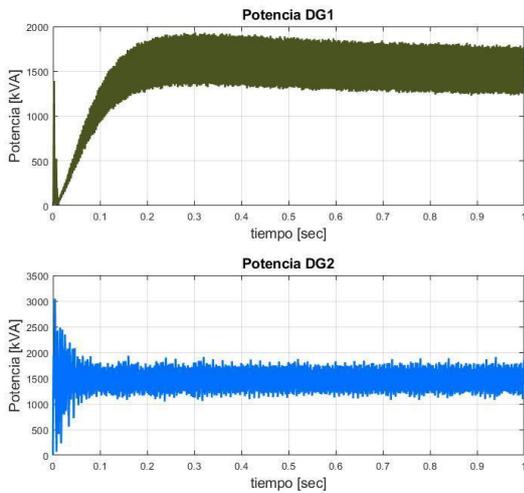


Figura 13: Potencias DG escenario 2

En la Fig. 14 se observa que los valores p.u obtenidos están cercanos a la unidad por lo que se está asegurando que llega el voltaje correcto a cada una de las cargas a pesar de haber aumentado se demanda.

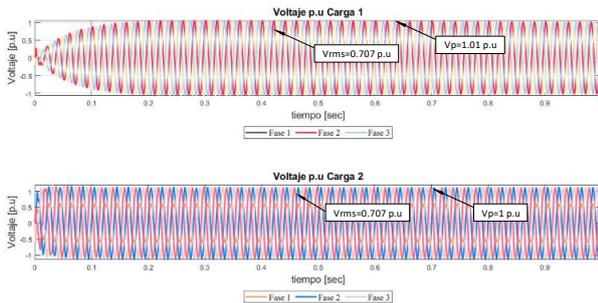


Figura 14: Voltaje p.u escenario 2

Escenario 3

En este escenario después de haber visto el comportamiento del sistema en los dos escenarios previos se pone a prueba la robustez del controlador implementado a través de perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema.

El objetivo del control robusto es devolver la estabilidad del sistema al cabo del menor tiempo posible.

En la Fig. 15 se puede apreciar el comportamiento de la fuente uno al agregar una perturbación al sistema, como se puede observar en los primeros segundos antes de los 0.05 s se distingue una perturbación en el voltaje que rápidamente es compensada por la estrategia de control robusto llegando a su voltaje establecido a los 0.15 s.

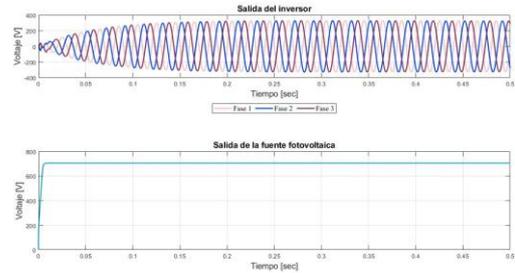


Figura 15: Fuente 1 escenario 3

La Fig. 16 muestra el comportamiento de la DG 2 después de la presencia de la perturbación como se puede al observar la señal se ve afectada los primeros microsegundos, sin embargo, la estrategia de control permite al sistema estabilizarse a los 0.1 segundos. De igual manera se aprecia el valor de la salida de la fuente fotovoltaica.

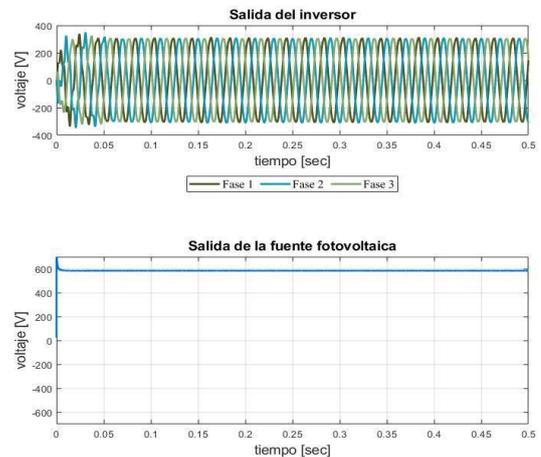


Figura 16: Fuente 2 escenario 3

En la Fig. 17 se aprecia que la potencia del sistema inicial no se ve afectada, al ingresar la perturbación al sistema, por lo que el control robusto cumple su función.

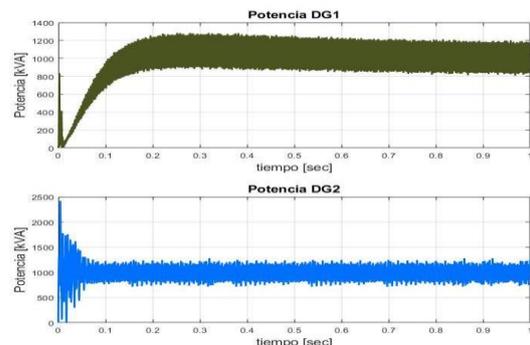


Figura 17: Potencias escenario 3

En la Fig. 18 se aprecia el voltaje de las DGs, observando una perturbación inicial, la cual es



reestablecida a su valor nominal al cabo de 0.1 s. además se aprecia que el tiempo de levantamiento es menor a un milisegundo, indicando que la estrategia de control brinda una respuesta rápida a los cambios repentinos que podrían ingresar al sistema.

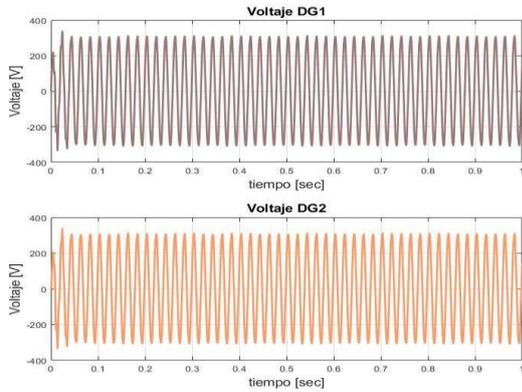


Figura 18: Voltaje con perturbación

En la Fig. 19 se observa los valores de los voltajes por unidad en las barras de las cargas como se puede apreciar el voltaje en las cargas no es afectado, ya que la estrategia de control opera satisfactoriamente y logra establecer el voltaje en los valores deseados.

En la Fig. 19 se observa el valor de Y como el voltaje p.u. que es 1.01 pu. Al tiempo de 0.2090 s.

Al inicio de la operación del sistema se observa una variación en la señal de voltaje en las barras de la carga uno y dos que al cabo de 0.1 s. se ve solucionada gracias a la estrategia de control.

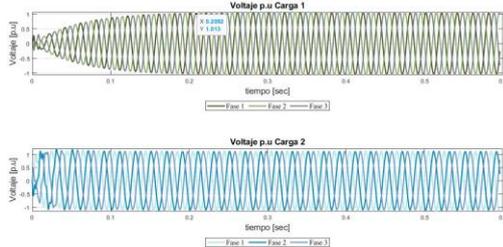


Figura 19: Voltaje con perturbación p.u.

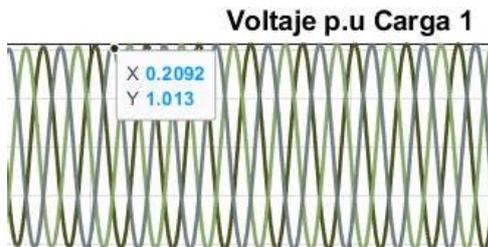


Figura 20: Zoom voltaje con perturbación p.u.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el sistema presentado, una MR aislada con dos generaciones distribuidas acopladas de tipo solar

fotovoltaico se desarrolló la estrategia de control droop robusto donde se pudo observar las salidas en AC y DC de las fuentes de generación distribuida, teniendo valores de voltaje 311 VAC y 650 VDC.

Se realizó la implementación de los inversores DC/AC mediante controladores clásicos tipo PI, limitando los valores de la corriente en las bobinas del convertidor de potencia.

El control droop convencional fue modificado para convertirlo en un control droop robusto, a través de la modificación del diagrama de bloques. se realizó la implementación de una ganancia en la realimentación a la salida de voltaje del inversor y la adición. Donde se pudo apreciar su eficacia al tomar menos de 0.35 segundos para estabilizar el sistema.

En los escenarios uno y dos se observa el comportamiento de las dos fuentes al operar conjuntamente. El tiempo de establecimiento del transitorio de voltaje toma un lapso menor a los 0.34 segundos.

Después de la implementación en el software Matlab/ Simulink, se tiene que el sistema inicialmente planteado con dos GD de tipo DC abasteciendo diferentes tipos de carga, para poner a prueba la estrategia de control en el escenario uno se visualizó el estado inicial del sistema, en el escenario dos se varió la carga del sistema en un 15 y 20 %. Teniendo una respuesta del controlador en menos de 0.4 segundos donde a pesar del aumento de carga, el sistema responde en el mismo periodo de tiempo satisfaciendo los requerimientos del sistema en cuanto a potencia y voltaje. Por último, en el escenario tres se agregaron perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema a las dos cargas trifásicas pueden mejorar su operación a través de la implementación de la estrategia de control droop robusto. En la GD 1 muestra un notable mejoramiento en el voltaje estableciendo el voltaje propuesto de 650 VDC al cabo de 0.37 segundos.

En los escenarios presentados se pudo observar que el voltaje que llega a cada una de las cargas es cercano a la unidad por lo que se está satisfaciendo la demanda.

En los escenarios presentados se pudo observar el comportamiento del voltaje de cada una de las cargas y fuentes después de la implementación del control droop robusto, donde los lazos de control de voltaje y corriente Por lo que la solución ideal sería la implementación del droop control en ambas generaciones distribuidas. Con el fin de obtener una estabilidad de voltaje más cercana al valor establecido y con menos tiempo de establecimiento para la operación correcta del sistema y un correcto abastecimiento de las diferentes cargas.

6. TRABAJOS FUTUROS

Se puede investigar a partir de este caso de estudio un control robusto de voltaje, utilizado otras técnicas de control como impedancia virtual, H infinito.

Ampliar el espectro de tiempo de análisis para encontrar el comportamiento del controlador droop en un sistema acoplado a la red principal. Aplicar las estrategias a modelos estandarizados por IEEE o CIGRE.

Se debe tomar en cuenta que este tipo de sistemas son altamente no lineales, por lo que en el futuro sería más factible implementar sistemas de control no lineal. También se podría manejar al convertidor a través de modelos linealizados más simples, con el fin de requiera menos esfuerzo de control.

El sistema de gestión de energía, EMS, juega un papel importante en el control de MR, por lo que su análisis sería conveniente para mejorar la calidad de energía del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid modelling: A comprehensive survey," *Annu. Rev. Control*, vol. 46, no. xxxx, pp. 216–250, 2018, doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010.

[2] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, and R. Teodorescu, "Modeling, analysis, and design of stationary reference frame droop controlled parallel three-phase voltage source inverters," 8th Int. Conf. Power Electron. - ECCE Asia "Green World with Power Electron. ICPE 2011-ECCE Asia, no. c, pp. 272–279, 2011, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944601.

[3] M. Farrokhhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.

[4] U.S. Department of Energy, "DOE Microgrid Workshop Report," Off. Electr. Deliv. Energy Reliab. Smart Grid R&D Program, San Diego, California., pp. 1–32, 2011.

[5] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2478859.

[6] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011, [Online]. Available: <http://search.proquest.com/docview/58261700?accountid=8330%5Chttp://library.anu.edu.au:4550/ress>

erv?genre=article&issn=00288276&title=New+Zealand+Journal+of+Educational+Studies&volume=27&issue=1&date=1992-05-01&atitle=The+Relational+School:+Fostering+Plu.

[7] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, "A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids," *Heliyon*, vol. 6, no. 8, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.

[8] K. Sheshyekani, I. Jendoubi, M. Teymuri, M. Hamzeh, H. Karimi, and M. Bayat, "Participation of distributed resources and responsive loads to voltage unbalance compensation in islanded microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 6, pp. 858–867, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5194.

[9] A. A. Eajal, A. H. Yazdavar, E. F. El-Saadany, and K. Ponnambalam, "On the loadability and voltage stability of islanded ac-dc hybrid microgrids during contingencies," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 4, pp. 4248–4259, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2910734.

[10] I. Ziovani, D. Boukhetala, A. M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, "Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 188–201, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.027.

[11] V. Mariani, F. Vasca, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, "Model Order Reductions for Stability Analysis of Islanded Microgrids With Droop Control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4344–4354, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2381151.

[12] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, and F. Bullo, "Voltage Stabilization in Microgrids via Quadratic Droop Control," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 62, no. 3, pp. 1239–1253, 2017, doi: 10.1109/TAC.2016.2585094.

[13] T. S. Tran, D. T. Nguyen, and G. Fujita, "The analysis of technical trend in islanding operation, harmonic distortion, stabilizing frequency, and voltage of islanded entities," *Resources*, vol. 8, no. 1, 2019, doi: 10.3390/resources8010014.

[14] W. Pavon, E. Inga, and S. Simani, "Optimal distribution network planning applying heuristic algorithms considering allocation of PV rooftop generation," 2020 Ieee Andescon, Andescon 2020, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272062.

[15] Z. Shuai et al., "Microgrid stability: Classification and a review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.201.

- [16] Y. Han, X. Ning, P. Yang, and L. Xu, "Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 149202–149223, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2946706.
- [17] N. R. Merritt, C. Chakraborty, and P. Bajpai, "New Voltage Control Strategies for VSC-Based DG Units in an Unbalanced Microgrid," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1127–1139, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2657660.
- [18] S. Vargas and W. Pavón, "Optimal sizing and allocation of photovoltaic generation in a georeferenced micro grid using column generation," *Rev. Técnica Energía*, vol. 17, pp. 71–79, 2020, [Online]. Available: <https://web.a.ebscohost.com/abstract?direct=true&profile=ehost&scope=site&authtype=crawler&jrnl=13905074&AN=144915416&h=EHYDm9%2F4wClYMs2dNf9sO3FTi6LmxG1KdRwSMlIGIqgzCkLR0VBOyaqN7gzhF2OCk4IkZHNTI9ribqxeLNDYDw%3D%3D&url=c&resultNs=AdminWebAuth&resultLocal=>.
- [19] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, "A review of droop control techniques for microgrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. March, pp. 717–727, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [20] S. Pinzón and W. Pavón, "Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia," *Rev. Técnica "Energía"*, vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.
- [21] M. Babazadeh and H. Karimi, "Robust decentralized control for islanded operation of a microgrid," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039646.
- [22] M. Hamzeh, S. Emamian, H. Karimi, and J. Mahseredjian, "Robust Control of an Islanded Microgrid Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 512–520, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2459074.
- [23] Q. C. Zhong, "Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1281–1290, 2013, doi: 10.1109/TIE.2011.2146221.
- [24] T. V. Vu, D. Perkins, F. Diaz, D. Gonsoulin, C. S. Edrington, and T. El-Mezyani, "Robust adaptive droop control for DC microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, no. January, pp. 95–106, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.021.
- [25] A. U. Krismanto, N. Mithulanathan, and A. Lomi, "Dynamic droop control in microgrid for stability enhancement considering RES variation," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260149.
- [26] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, "Estrategia para la Gestión de una Micro Red," *2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018*, 2018, doi: 10.1109/EPIM.2018.8756437.
- [27] F. Adinolfi, F. Conte, S. Massucco, A. Pitto, and F. Silvestro, "Dynamic models for Distributed Energy Resources in a Microgrid environment," *2015 IEEE 1st Int. Forum Res. Technol. Soc. Ind. RTSI 2015 - Proc.*, pp. 280–285, 2015, doi: 10.1109/RTSI.2015.7325111.
- [28] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, "Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 16, 2020, [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/350/408>.
- [29] R. R. Micky, R. Lakshmi, R. Sunitha, and S. Ashok, "Assessment of voltage stability in microgrid," *Int. Conf. Electr. Electron. Optim. Tech. ICEEOT 2016*, pp. 1268–1273, 2016, doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7754887.
- [30] S. Motahhir, A. El Hammoumi, and A. El Ghzizal, "The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm," *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, Elsevier Ltd, Feb. 10, 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118983.



Sandra Ariel Gualotuña Logacho

(Y'1997) Received the B.S. of Electrical Engineering from Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. His research interests include implementation of a control strategy for an isolated microgrid with distributed generation to improve voltage stability.





Wilson Pavón Vallejos. - (Y¹⁹⁸⁹-M²⁰¹⁰). Received the B.S. of Electrical Engineering from the ESPE (Army Polytechnic School) in Ecuador in 2014, and the MSc degree in Automation and Control in 2016 from Newcastle University in United Kingdom, and the Phd degree in Ferrara-Italy in 2021. His areas of interest are renewable energy, energy efficiency, techniques of control of Power converters and inverters, artificial intelligence as technique of control. He joined as occasional professor of Universidad Politécnica Salesiana in Ecuador.