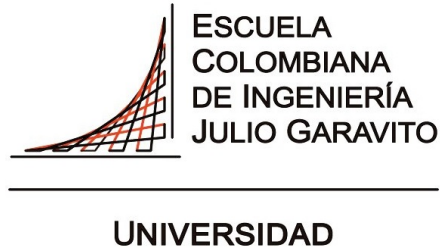


Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Análisis del Comportamiento de la Frecuencia Eléctrica en Sistemas de Potencia con Alta Penetración de Generación Fotovoltaica

Autor:

Ing. Ariel Martínez Giraldo

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, Ph.D

Bogotá D.C, Colombia

Mayo, 2023



Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

# Análisis del comportamiento de la frecuencia eléctrica en sistemas de potencia con alta penetración de generación fotovoltaica

Ing. Ariel Martínez Giraldo

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Eléctrica**  
en la Línea de Profundización con énfasis en  
**Sistemas de Potencia**

Director:

Ing. Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

2023, Mayo



# Aceptación del Jurado

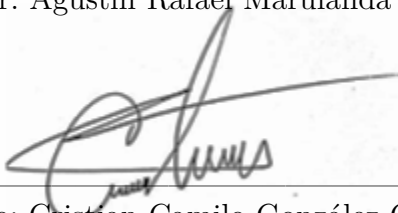
---

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Análisis del Comportamiento de la Frecuencia Eléctrica en Sistemas de Potencia con Alta Penetración de Generación Fotovoltaica**, presentado por **Ariel Martínez Giraldo**, cumple con los requisitos establecidos por la Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Potencia, en la línea de profundización.



---

Director: Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD



---

Jurado: Cristian Camilo González Correa, MSc



---

Jurado: Daniel José González Trisancho, MSc

Bogotá D.C, Colombia

Mayo, 2023



*Dedicado a mi madre y a mi esposa, quienes  
con su cariño y apoyo, hicieron esto posible.*





# Agradecimientos

---

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y a toda mi familia por estar siempre presentes. Mi profundo agradecimiento a todas las autoridades y personal que hacen la Universidad Escuela Colombiana de ingeniería Julio Garavito, por confiar en mi, abrirme las puertas y permitirme realizar todo el proceso investigativo dentro de su establecimiento educativo. De igual manera mis agradecimientos, a mis profesores en especial al PhD. Agustín Marulanda Guerra, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo. Gracias a cada uno de ustedes por su paciencia, dedicación y amistad.

# Resumen

---

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tecnología energética de más rápido crecimiento del mundo, a medida que se transforma en la opción más competitiva para la generación de electricidad, trayendo consigo el impacto que tiene el uso de convertidores de potencia en el sistema eléctrico. Este documento analiza el impacto de estas fuentes de generación en un sistema de potencia modelo para diferentes niveles de penetración. El análisis considera plantas de generación fotovoltaica que emplean 3 diferentes métodos de control de potencia activa llamados Control de Inercia, Control de Descarga y Control de Emulación del Generador, y comparan su rendimiento con el de un generador de potencia síncrono tradicional y el punto de conexión a la red, suponiendo en todos los casos, que las plantas de generación participan en la regulación primaria de frecuencia. El estudio aborda la respuesta del sistema a perturbaciones que alteran el equilibrio de la potencia activa y la estabilidad de la frecuencia eléctrica. Los modelos se han desarrollado en MATLAB<sup>®</sup>-SIMULINK<sup>®</sup>, incluyendo los bloques de control de los tres esquemas. Los casos de estudio se implementan en una red de prueba de dos áreas de Kundur. Los resultados del análisis muestran que las plantas de generación fotovoltaica que utilizan controles de emulación del generador, son capaces de limitar las desviaciones de frecuencia, mejorar la amortiguación de las oscilaciones y reducir el estrés de las unidades de generación síncrona convencional, lo que tiene un impacto beneficioso en el sistema eléctrico de potencia.

# Abstract

---

Solar photovoltaics has become the fastest growing energy technology in the world as it becomes the most competitive option for electricity generation, bringing with it the impact of using power converters on the power system. This paper analyzes the impact of these generation sources on a model power system for different penetration levels. The analysis considers photovoltaic generation plants employing 3 different active power control methods called Inertia Control, Discharge Control and Generator Emulation Control, and compares their performance with that of a traditional synchronous power generator and the grid connection point, assuming in all cases, that the generation plants participate in the primary frequency regulation. The study addresses the system response to disturbances that alter the active power balance and power frequency stability. The models have been developed in MATLAB<sup>®</sup>-SIMULINK<sup>®</sup>, including the control blocks of the three schemes. The case studies are implemented in a two-area test network of Kundur. The results of the analysis show that photovoltaic generation plants using generator emulation controls are able to limit frequency deviations, improve damping of oscillations and reduce the stress of conventional synchronous generation units, which has a beneficial impact on the electrical power system.

# Contenido

---

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	3
1.3. Estado del arte . . . . .	3
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>6</b>
2.1. Control de frecuencia de los sistemas tradicionales . . . . .	6
2.2. Control de frecuencia de los sistemas fotovoltaicos . . . . .	9
2.2.1. Etapa de control inversor CC-AC . . . . .	10
2.2.2. Etapa de control convertidor CC-CC . . . . .	14
2.2.3. Control de reserva . . . . .	19
2.2.4. Control de descarga . . . . .	23
2.2.5. Control de emulación del generador GEC . . . . .	27
2.3. Marco regulatorio en Colombia y límites operacionales . . . . .	38
<b>3. Metodología</b>	<b>39</b>
3.1. Elaboración del modelo de red sistema de potencia de prueba . . . . .	40
3.2. Elaboración del modelo del sistema de generación fotovoltaico . . . . .	41
3.2.1. Control de Reserva (Reserve Control) . . . . .	42
3.2.2. Control de Descarga (De-loading Technique) . . . . .	42
3.2.3. Control de Emulación del Generador (GEC-Generator Emulation Control)	42
3.3. Integración de los modelos del sistema de generación fotovoltaica y sistema de prueba . . . . .	42
3.4. Simulación de modelos integrados para los escenarios de penetración fotovoltaica y eventos de perturbación en el sistema . . . . .	43
3.5. Evaluación de modelos y análisis de resultados . . . . .	44

3.6. Herramienta de análisis . . . . .	44
<b>4. Modelos del sistema</b>	<b>45</b>
4.1. Modelo del sistema de generación fotovoltaico . . . . .	45
4.1.1. Convertidor pre-regulador CC-CC . . . . .	46
4.1.2. Inversor SPWM CC-AC . . . . .	46
4.1.3. Sensores Detección y Control . . . . .	47
4.2. Modelo de red del sistema de prueba . . . . .	49
4.3. Integración de los modelos del sistema de generación fotovoltaica y sistema de prueba . . . . .	50
<b>5. Resultados y análisis</b>	<b>51</b>
5.1. Casos de estudio . . . . .	51
5.2. Plantas de generación fotovoltaica con control de reserva . . . . .	53
5.2.1. Evento conexión de carga . . . . .	54
5.2.2. Evento desconexión de carga . . . . .	57
5.3. Plantas de generación fotovoltaica con control de descarga . . . . .	59
5.3.1. Evento conexión de carga . . . . .	61
5.3.2. Evento desconexión de carga . . . . .	63
5.4. Plantas de generación fotovoltaica con control de emulación generador . . . . .	65
5.4.1. Evento conexión de carga . . . . .	67
5.4.2. Evento desconexión de carga . . . . .	70
5.5. Comparación de los métodos de control . . . . .	72
5.5.1. Arranque del sistema . . . . .	72
5.5.2. Evento de conexión de carga . . . . .	76
5.5.3. Evento de desconexión de carga . . . . .	83
<b>6. Conclusiones</b>	<b>91</b>
6.1. Aportes . . . . .	92
6.2. Trabajos futuros . . . . .	92
<b>Anexos</b>	<b>97</b>



# Lista de Figuras

---

<b>2.1.</b>	Sistema de potencia eléctrico con plantas de generación convencional, eólica y fotovoltaica (adaptado de [3]) . . . . .	6
<b>2.2.</b>	Respuesta del control de frecuencia ante un desequilibrio de potencia (adaptado de [2]) . . . . .	8
<b>2.3.</b>	Diagrama de bloques funcional del sistema de generación y control de energía [18]	8
<b>2.4.</b>	Diagrama de bloques del inversor con transformador de topología de dos etapas (adaptado de [14]) . . . . .	9
<b>2.5.</b>	a- comparación entre ondas sinusoidal y triangular. b- generación de impulsos de conmutación. (adaptado de [15]) . . . . .	10
<b>2.6.</b>	Diagrama de bloques control PLL (adaptado de [6]) . . . . .	11
<b>2.7.</b>	Diagrama de salida del integrador con y sin envoltura de los estados cíclicos, para una entrada constante (adaptado de [MATLAB®]) . . . . .	13
<b>2.8.</b>	Diagrama de bloques control BVR (adaptado de [18]) . . . . .	13
<b>2.9.</b>	Diagrama de bloques control OCR (adaptado de [6]) . . . . .	14
<b>2.10.</b>	(a)-curva I-V (b)-curva P-V (adaptado de [9]) . . . . .	15
<b>2.11.</b>	Curvas empíricas aproximadas y normalizadas. (a) P y la derivada de P con respecto a D. (b) P y la derivada de P con respecto a V. Se representan en función del parámetro de control D. (adaptado de [20]) . . . . .	17
<b>2.12.</b>	Diagrama de flujo del algoritmo P&O (adaptado de [21]) . . . . .	18
<b>2.13.</b>	Diagrama de bloques control de inercia virtual (adaptado de [22]) . . . . .	21
<b>2.14.</b>	Diagrama de flujo algoritmo de control de reserva (adaptado de [22]) . . . . .	22
<b>2.15.</b>	Diagrama de bloques del sistema implementando control de inercia virtual . . . . .	23
<b>2.16.</b>	Concepto de reserva de potencia en arreglo de MPPT (adaptado de [23]) . . . . .	23
<b>2.17.</b>	figura (a) control MPPT figura (b) control deloaded (adaptado de [25]) . . . . .	24
<b>2.18.</b>	Controlador deloaded mejorado teniendo en cuenta la disponibilidad de la reserva (adaptado de [10]) . . . . .	25
<b>2.19.</b>	Concepto de reserva de potencia en arreglo de MPPT (adaptado de [23]) . . . . .	25

<b>2.20.</b> Controlador mejorado para la fotovoltaica con descarga que tiene en cuenta la cantidad de reserva disponible. (adaptado de [23]) . . . . .	26
<b>2.21.</b> Diagrama de bloques del sistema implementando control de descarga . . . . .	27
<b>2.22.</b> Diagrama de bloques Control de Emulación de Generador GEC implementado en inversor SPWM (adaptado de [12]) . . . . .	28
<b>2.23.</b> Modelo simplificado de las características de salida de un generador síncrono. (adaptado de [12]) . . . . .	28
<b>2.24.</b> Diagrama de bloques estimador de corriente GEC. (adaptado de [12]) . . . . .	29
<b>2.25.</b> Características del circuito de emulación (Adaptado de [12]) . . . . .	30
<b>2.26.</b> Modelo de control de la impedancia emulada (Adaptado de [12]) . . . . .	31
<b>2.27.</b> Modelo de bucle del regulador de corriente de salida (OCR) (Adaptado de [12])	33
<b>2.28.</b> Implementación del BVR e integración dentro del GEC (Adaptado de [12]) .	34
<b>2.29.</b> Modelo dinámico PLL (Adaptado de [12]) . . . . .	34
<b>2.30.</b> Modelo dinámico de un generador síncrono con estatismo de potencia-frecuencia (Adaptado de [12]) . . . . .	36
<b>2.31.</b> Modelo dinámico de potencia-frecuencia GEC (adaptado de [12]) . . . . .	37
<b>3.1.</b> Diagrama de flujo para el proceso de análisis del comportamiento de la frecuencia eléctrica en sistemas de potencia . . . . .	39
<b>3.2.</b> Modelo de red con 2 áreas interconectadas con generación síncrona convencional (adaptado de [13]) . . . . .	40
<b>3.3.</b> Diagrama de bloques funcional del sistema de generación y control de energía (adaptado de [13]) . . . . .	41
<b>3.4.</b> Diagrama de bloques de una planta de generación fotovoltaica (Adaptado de [29])	41
<b>3.5.</b> modelo de red de 2 áreas con integración de planta de generación fotovoltaica	43
<b>4.1.</b> Modelo eléctrico y control planta generador fotovoltaico . . . . .	45
<b>4.2.</b> Modelo eléctrico y control convertidor pre-regulador CC-CC . . . . .	46
<b>4.3.</b> Modelo eléctrico y control inversor SPWM CC-AC . . . . .	47
<b>4.4.</b> Modelo eléctrico y control inversor SPWM CC-AC . . . . .	47
<b>4.5.</b> Modelo eléctrico y control convertidor PWM CC-CC . . . . .	47
<b>4.6.</b> Modelo de control convertidor PWM CC-CC, con control de inercia virtual .	48
<b>4.7.</b> Modelo de control inversor SPWM CC-AC, con control de descarga . . . . .	48
<b>4.8.</b> Modelo de control inversor SPWM CC-AC, con control de emulación del generador	49
<b>4.9.</b> Modelo del sistema de prueba de 2 áreas Kundur adoptado de [30] . . . . .	49
<b>4.10.</b> Modelo del área 1 del sistema de prueba Kundur adoptado de [30] . . . . .	50
<b>4.11.</b> Modelo integrado del sistema de prueba y sistema de generación fotovoltaico con control GEC en el área 1 . . . . .	50



5.1.	Diagrama del sistema de prueba de 2 áreas . . . . .	51
5.2.	Diagrama del sistema de prueba de 2 áreas con escenarios de penetración fotovoltaica . . . . .	52
5.3.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i>	53
5.4.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i> . . . . .	54
5.5.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i> . . . . .	55
5.6.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i> . . . . .	56
5.7.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i> . . . . .	57
5.8.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i> . . . . .	58
5.9.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i>	59
5.10.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i> . . . . .	60
5.11.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i> . . . . .	61
5.12.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i> . . . . .	62
5.13.	a) <i>Potencia activa generador síncrono</i> 1. b) <i>Potencia activa generador fotovoltaico</i> . c) <i>Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i> . . . . .	63
5.14.	a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono</i> 1. b) <i>Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico</i> . c) <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i> . . . . .	64

5.15. a) <i>Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i>	66
5.16. a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.</i>	67
5.17. a) <i>Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i>	68
5.18. a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.</i>	69
5.19. a) <i>Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i>	70
5.20. a) <i>Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.</i>	71
5.21. <i>Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.</i>	73
5.22. <i>Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.</i>	74
5.23. <i>Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.</i>	75
5.24. <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.</i>	76
5.25. <i>Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.</i>	77
5.26. <i>Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	78
5.27. <i>Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	79
5.28. <i>Potencia activa generador fotovoltaico a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	80
5.29. <i>Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	81
5.30. <i>Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	81

<b>5.31.</b> <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	82
<b>5.32.</b> <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga</i>	82
<b>5.33.</b> <i>Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga . . . .</i>	83
<b>5.34.</b> <i>Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga . . . .</i>	84
<b>5.35.</b> <i>Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga . . .</i>	85
<b>5.36.</b> <i>Potencia activa generador fotovoltaico a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga</i>	86
<b>5.37.</b> <i>Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga . . .</i>	87
<b>5.38.</b> <i>Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga . . .</i>	87
<b>5.39.</b> <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga</i>	88
<b>5.40.</b> <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga</i>	88



# Lista de tablas

---

5.1. <i>Potencia activa generador 1. Arranque del sistema.</i> . . . . .	73
5.2. <i>Potencia activa punto de conexión. Arranque del sistema.</i> . . . . .	74
5.3. <i>Frecuencia eléctrica generador 1. Arranque del sistema.</i> . . . . .	75
5.4. <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión. Arranque del sistema.</i> . . . . .	76
5.5. <i>Potencia activa generador 1. Evento de conexión de carga.</i> . . . . .	78
5.6. <i>Potencia activa punto de conexión. Evento de conexión de carga.</i> . . . . .	79
5.7. <i>Potencia activa generador fotovoltaico. Evento de conexión de carga.</i> . . . . .	80
5.8. <i>Frecuencia eléctrica generador 1. Evento de conexión de carga.</i> . . . . .	81
5.9. <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión. Evento de conexión de carga.</i> . . . . .	82
5.10. <i>Potencia activa generador 1. Evento de desconexión de carga.</i> . . . . .	84
5.11. <i>Potencia activa punto de conexión. Evento de desconexión de carga.</i> . . . . .	85
5.12. <i>Potencia activa generador fotovoltaico. Evento de desconexión de carga.</i> . . . . .	86
5.13. <i>Frecuencia eléctrica generador 1. Evento de desconexión de carga.</i> . . . . .	87
5.14. <i>Frecuencia eléctrica punto de conexión. Evento de desconexión de carga.</i> . . . . .	88



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

### 1.1. Planteamiento del problema

En 2021, la capacidad adicionada de energía renovable creció un 17% alcanzando más de 314 GW, que generaron el 28,3% de la electricidad mundial, de los cuales la energía solar fotovoltaica, adicionó 175 GW de esta nueva capacidad [1], consolidando el estatus de la tecnología como líder en la nueva capacidad de generación de electricidad [2].

En los últimos años, algunos países se han esforzado por aumentar la flexibilidad de sus sistemas energéticos con el fin de integrar las crecientes cuotas variables de energía renovable. Muchos países están construyendo o invirtiendo en infraestructura de transmisión, adoptando objetivos de capacidad y generación, así como políticas destinadas a promover la energía renovable a gran y pequeña escala. Nueve países de América Latina han establecido un objetivo colectivo del 70% de electricidad renovable para 2030, por ejemplo, en Colombia, se adjudicaron 1.374 MW en las licitaciones de energía renovable (solar y eólica) celebradas en 2019 [2].

La integración de estas fuentes de energía renovable, principalmente instalaciones fotovoltaicas, ha provocado un importante cambio de características dinámicas en los sistemas de potencia. Este cambio se debe principalmente al hecho de que las energías renovables disponen de electrónica de potencia en la interfaz de la red [3]. Estas interfaces electrónicas disminuirán la inercia total del sistema y reducirán la estabilización de la tensión/frecuencia en comparación con las unidades generadoras síncronas convencionales, las cuales son la principal fuente de inercia y proporcionan una respuesta natural a las variaciones de frecuencia del sistema tras contingencias como una pérdida no programada de generación o carga en el sistema eléctrico [4].

Al aumentar la penetración de las fuentes de energía renovable, la inercia del sistema eléctrico interconectado podría ser insuficiente, creando problemas dinámicos y causando impactos negativos en la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico [4]. Así mismo, tiene impacto en el estado estacionario, alterando los patrones tradicionales de generación y flujo de

potencia, debido a la variabilidad del recurso primario y a las características de una conexión a la red basada en la electrónica de potencia [5].

La creciente penetración de las fuentes de energía renovable distribuidas requiere técnicas de control apropiadas para permanecer interconectadas y contribuir de forma adecuada a la estabilidad general de la red, siempre que se produzcan perturbaciones [6]. En consecuencia, la *Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG)*, adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia, identificó, que se debe contar con una actualización del Reglamento de Operación, considerando la integración de fuentes no convencionales de energía y las nuevas tecnologías de transporte y almacenamiento de energía. Por tal razón, esta comisión expide la Resolución CREG 060 del 2019, por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias a la Resolución CREG 025 de 1995 y su actualización CREG 023 del 2001, referente al Código de Redes, estableciendo que todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben poseer una rampa operativa para arranque y parada ajustable y estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia al sistema interconectado nacional [7].

Todo lo anterior, declara la necesidad de analizar el comportamiento de la frecuencia eléctrica, dada la alta penetración en los últimos años de fuentes de generación fotovoltaica en los sistemas eléctricos, los cuales traen consigo la implementación de electrónica de potencia como interfaz de conexión con la red, que disminuirán en proporción, la inercia entregada por los generadores síncronos convencionales, provocando impacto negativos en la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico.

Esto conlleva a la evaluación de estrategias de control, las cuales permitan a los generadores fotovoltaicos, apoyar los servicios de regulación primaria de frecuencia, que solicita el operador del sistema eléctrico colombiano para la conexión a la red, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico, ante un posible escenario futuro de crecimiento de estas fuentes renovables no convencionales de energía al sistema interconectado nacional, según los objetivos trazados por el gobierno nacional para el año 2030.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

Analizar el comportamiento de la frecuencia eléctrica en un sistema de potencia de 2 áreas interconectadas con alta penetración de generación fotovoltaica.



### 1.2.2. Objetivos específicos

1. Desarrollar el modelo eléctrico y de control de un sistema interconectado de 2 áreas compuestas por generación síncrona, que permitan analizar el comportamiento de la frecuencia eléctrica, en un sistema de potencia convencional.
2. Desarrollar los modelos eléctricos y de control de un sistema de generación fotovoltaico, el cual implemente 3 tipos diferentes de control de frecuencia, que permitan participar activamente a estos sistemas de generación, en la regulación primaria de frecuencia del sistema eléctrico.
3. Integrar los modelos del sistema de generación fotovoltaico al sistema interconectado de 2 áreas, a través de 4 escenarios de conexión, equivalentes al 0 %-30 %-45 % y 60 % de la potencia activa, asociada a la generación síncrona conectada a la red, con el fin de evaluar el comportamiento de la frecuencia eléctrica ante la penetración de estos sistemas de generación fotovoltaica al sistema de potencia convencional.
4. Evaluar en los modelos integrados del sistema antes descrito, la estabilidad de la frecuencia eléctrica, para los 4 escenarios de conexión a la red, antes y después de una perturbación de carga, que altere el equilibrio de la potencia activa en el sistema, equivalente al 10 % de la potencia activa asociada a la generación síncrona conectada a la red.
5. Analizar los resultados obtenidos de la evaluación de los modelos integrados del sistema antes descrito, considerando los tipos de control de frecuencia implementados.

### 1.3. Estado del arte

En la actualidad, los operadores de la red están contratando servicios cada vez más flexibles que incorporan tanto la respuesta a la demanda como la generación integrada y los activos de almacenamiento de energía, y gracias en gran parte a los avances en la tecnología de los inversores, se está contribuyendo a mejorar el rendimiento y a proporcionar servicios de red como la capacidad de rampa y la regulación de la frecuencia para apoyar la confiabilidad del sistema [2]. En consecuencia, en la referencia [3] se revisa el concepto de inercia en cuanto a valores y su evolución en las últimas décadas y su contribución a la inercia en términos de estrategias de control de la frecuencia, como la ‘inercia oculta’ *‘hidden inertia’* basada en la liberación de energía cinética almacenada en las palas de los aerogeneradores; la ‘inercia sintética’ *‘synthetic inertia’* ó ‘inercia virtual’ *‘virtual inertia’* que mediante la derivada de la frecuencia del sistema, se pueda imitar virtualmente la potencia activa [4]; actualmente

utilizadas para representar la inercia artificial creada por el control de los convertidores de las fuentes renovables. Así mismo, en la referencia [8] se hace una revisión de las técnicas de control de inercia y frecuencia propuestas por generadores solares fotovoltaicos, las cuales se dividen en dos grupos. En el primer grupo incluye la técnica de *deloading*, que permite a las fuentes de energía renovable mantener una cierta cantidad de potencia de reserva, mientras que el segundo grupo incluye la emulación de inercia, la reserva de potencia rápida y las técnicas de *droop*, que se utilizan para liberar la potencia de reserva de las fuentes de energía renovable en eventos de baja frecuencia.

Los sistemas de energía se vuelven más dinámicos y requieren un nuevo conjunto de estrategias que modifiquen los algoritmos tradicionales de control de la generación. Las unidades de generación renovable se acoplan de la red mediante convertidores electrónicos [3]. El control de estas unidades depende principalmente del algoritmo de sincronización, que debe ser rápido y detectar con precisión el estado de la tensión de la red (por ejemplo, fase, amplitud y frecuencia). Normalmente, se utilizan técnicas de sincronización de bucle cerrado de fase (*Phase-Locked Loop PLL*) para la supervisión de la tensión de red. En la referencia [6] se presenta las características, directrices de diseño y prestaciones de los algoritmos avanzados de sincronización basados en PLL en condiciones normales, anormales y de distorsión armónica de la red.

Para superar los problemas derivados de estos escenarios de alta penetración, en la referencia [5], se analiza el impacto de las centrales fotovoltaicas a gran escala en una red de transporte para diferentes niveles de penetración, formadas por convertidores que emplean controladores de potencia síncronos, que les permiten tener una interacción armoniosa con la red, y compara su rendimiento con el de los controladores de potencia convencionales, suponiendo en ambos casos que las centrales participan en la regulación de frecuencia y tensión. Para mejorar esta condición, en la referencia [4], propone una nueva aplicación del *control de inercia virtual* para mejorar la estabilidad de la frecuencia del sistema eléctrico interconectado, introduciendo la técnica de control derivativo, que proporciona una habilitación simultánea de emulaciones de amortiguación e inercia en el sistema eléctrico interconectado, mejorando la estabilidad de la frecuencia y la capacidad de recuperación.

Las plantas de generación fotovoltaica, por lo general operan en el modo de seguimiento del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking MPPT*), en búsqueda de maximizar los ingresos por venta de energía. En la referencia [9], se presenta una revisión del estado del arte de varias técnicas de punto de máxima potencia para los sistemas solares fotovoltaicos que cubren los métodos convencionales como Perturbar y Observar (*Perturb and observe*), Conductancia Incremental y los últimos algoritmos de computación suave, algunos como el Control de Lógica Difusa (*Fuzzy Logic Control*), Red Neuronal Artificial (*Artificial Neural Network*), entre otros.

Una estrategia diferente denominada '*de-loading technique*' se basa en el funcionamiento de estas unidades de generación por debajo de su punto de máxima potencia, con el fin de disponer de una cierta cantidad de potencia activa para suministrar a la red en caso de una perturbación [3], y en la referencia [10], se propone un controlador mejorado que tiene en cuenta no sólo la desviación de frecuencia del sistema sino también la reserva disponible de potencia activa en los generadores fotovoltaicos.

La emulación de la inercia se ha introducido recientemente para la generación fotovoltaica con el fin de combatir la pequeña inercia y mejorar la eficiencia energética. En la referencia [11], se evalúa la sensibilidad de los parámetros de diseño en la estabilidad de un sistema fotovoltaico de inercia virtual conectado a la red, y en [12] se presenta un concepto avanzado de control de emulación de generadores (*GEC Generator Emulation Controls*) que se basa en la reproducción de las características favorables de los generadores tradicionales que dan lugar a tendencias de seguimiento de la carga, logrando llevar a cabo la regulación de la tensión, la compensación de la potencia reactiva y la eliminación de fallos.

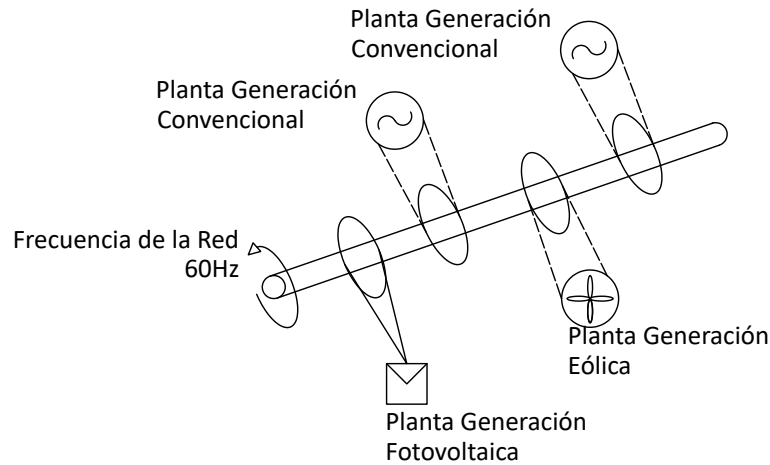
---

## Capítulo 2

# Marco Teórico

---

En el control de la frecuencia, la inercia de rotación del sistema  $H$ , es la principal fuente de estabilidad del sistema eléctrico, la cual es suministrada por los grandes generadores síncronos convencionales, los cuales ante un desequilibrio de potencia de la demanda o la generación, proporcionan una respuesta natural y limitan la tasa de variación de la frecuencia *ROCOF* (*Rate of Change of Frequency*) en el sistema eléctrico [5].



**Figura 2.1:** Sistema de potencia eléctrica con plantas de generación convencional, eólica y fotovoltaica (adaptado de [3])

### 2.1. Control de frecuencia de los sistemas tradicionales

En los generadores síncronos tradicionales, la respuesta de inercia se calcula por medio de la cinética energía. La energía cinética global  $E_{\text{cinética}}$  de la masa de rotación del sistema, pueden ser obtenida como:

$$E_{\text{cinética}} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.1)$$

En donde  $J$  denota el momento de inercia del sistema  $kgm^2$ , y  $\omega$  es la velocidad del rotor en (rad/s) [4]. La energía cinética  $E_{cinética}$  almacenada en el sistema, se caracteriza normalmente como una proporción de su potencia nominal, y se etiqueta como una constante de la inercia de rotación del sistema  $H$ , como sigue:

$$H = \frac{E_{cinética}}{S} \quad (2.2)$$

En donde  $S$  es la potencia nominal del sistema (VA) [4].

La tasa de cambio de la velocidad del rotor  $\frac{d\omega}{dt}$  se efectúa por el equilibrio del torque de la masa giratoria como:

$$T_m - T_e = P_m\omega - P_e\omega = J\frac{d\omega}{dt} \quad (2.3)$$

En donde  $T_m$  y  $T_e$  representan los torques mecánico y eléctrico respectivamente.  $P_m$  y  $P_e$  representan la potencia mecánica y eléctrica respectivamente [4].

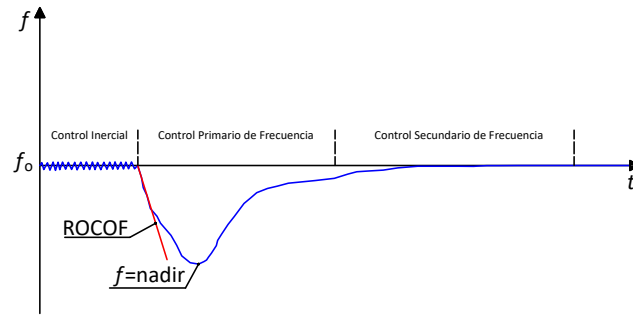
Se denomina *ROCOF* (*Rate of Change of Frequency*) a la magnitud del desequilibrio de potencia causado por la perturbación, es decir determina la rapidez con que cambia la frecuencia del sistema y la velocidad del generador. Así mismo, depende de la inercia del sistema y del desajuste de potencia inicial. Por lo tanto, el *ROCOF* se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega^2(T_m - T_e)}{2HS} \quad (2.4)$$

El *ROCOF* puede representarse en forma de por unidad (p.u.) de la siguiente manera:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m\omega - P_e\omega}{2HS} \quad (2.5)$$

En donde  $\frac{d\omega}{dt}$  es el *ROCOF* inicial.  $P_e$  y  $P_m$  denotan la potencia eléctrica y mecánica respectivamente.  $H$  denota la constante de inercia de todo el sistema después de la perturbación y  $S$  es la potencia nominal del sistema [4]. La ecuación anterior, indica que el sistema se considera como un sistema de potencia único, produciendo la inercia total del sistema con una sola frecuencia y *ROCOF*. Un modelo linealizado de bajo orden puede ser usado para diseñar el comportamiento dinámico de generación de carga del sistema interconectado [4]. El control de la frecuencia puede dividirse en tres etapas: control de inercia, control primario y control secundario.

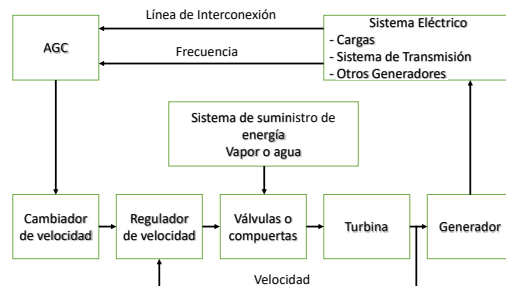


**Figura 2.2:** Respuesta del control de frecuencia ante un desequilibrio de potencia (adaptado de [2])

Durante el control de inercia, ante una desviación de la frecuencia, la necesidad de potencia activa, se compensa con la energía cinética de las unidades de generación síncronas. Durante el control primario, el controlador estabiliza la frecuencia del sistema al nuevo estado estacionario durante 10 a 30 s después de la contingencia. Por último, durante el control secundario, el controlador recupera la frecuencia del sistema a su estado de equilibrio durante 30 s a 30 min después de la contingencia [4].

Con este principio de operación, los equipos de control denominados motores primarios ó primotores, realizan el proceso de control de estabilidad de frecuencia eléctrica del sistema de potencia, en función de la velocidad y torque electromecánico entregado por el movimiento rotatorio del eje de las máquinas de generación síncrona.

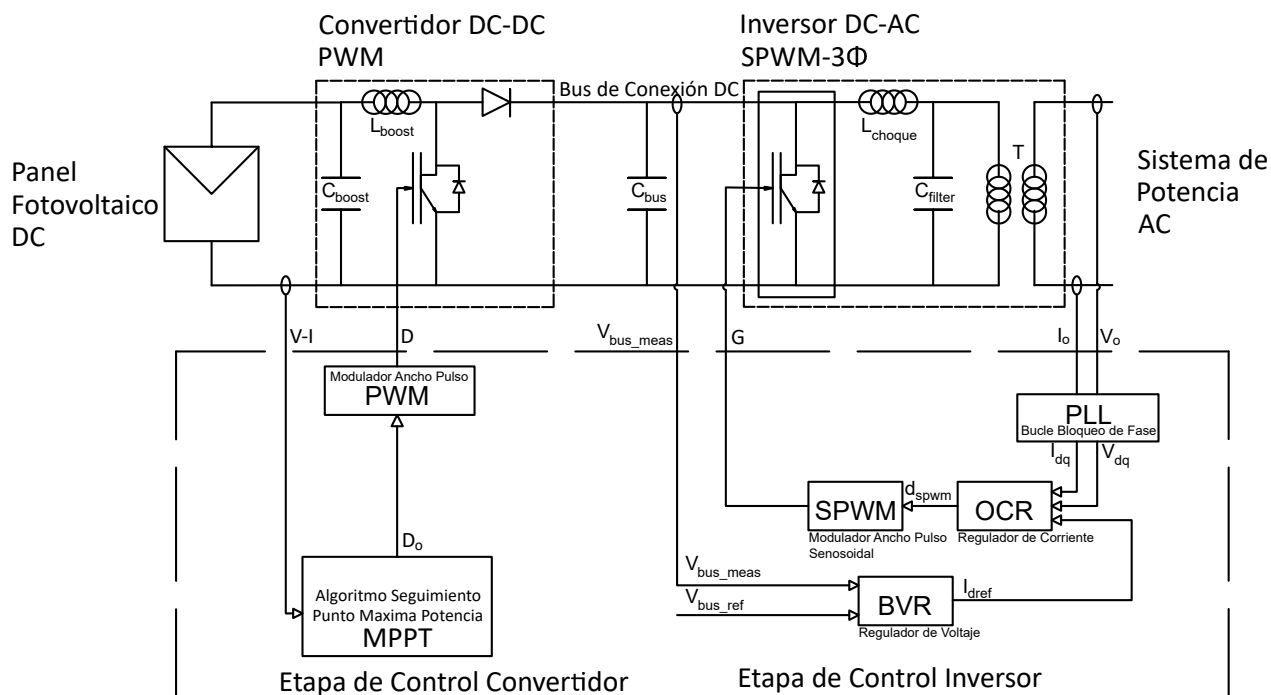
Los motores primarios convierten las fuentes primarias de energía (energía cinética ó energía térmica) en energía mecánica que, a su vez, es convertida en energía eléctrica por los generadores síncronos. Estos sistemas proporcionan un medio para controlar la potencia y la frecuencia, una función comúnmente conocida como control de carga-frecuencia o control automático de generación (AGC) [13].



**Figura 2.3:** Diagrama de bloques funcional del sistema de generación y control de energía [18]

## 2.2. Control de frecuencia de los sistemas fotovoltaicos

El principal objetivo del sistema de control fotovoltaico, es regular la tensión del enlace de corriente continua, para controlar y/o maximizar la potencia extraída del conjunto fotovoltaico. A continuación se describe el diagrama de bloques del sistema de generación fotovoltaico tradicional conectado a la red. El diagrama de bloques de una topología de dos etapas, también conocida como topología con enlace pseudo-CC, se muestra en la figura 2.4 [14].



**Figura 2.4:** Diagrama de bloques del inversor con transformador de topología de dos etapas (adaptado de [14])

El inversor CC-AC y el bloque de control se sincronizan con la tensión de red a través de un bucle de bloqueo de fase (*Phase-Locked Loop PLL*). Por lo tanto, las señales de corriente alterna trifásicas se transforman en el marco de referencia estacionario de eje directo y cuadratura (dq), y los controladores procesan equivalentes de CC en lugar de señales originales que varían sinusoidalmente. La referencia de tensión del enlace de corriente continua suele obtenerse a partir de un algoritmo *Maximum Power Point Tracking MPPT* y se permite que varíe desde un límite inferior hasta un límite superior. Y por último, la orden se entrega a un esquema de control de la corriente de referencia que obliga a realizar un seguimiento de la corriente de referencia del sistema [6].

Estas soluciones incluyen un convertidor CC-CC que amplía la baja tensión del módulo

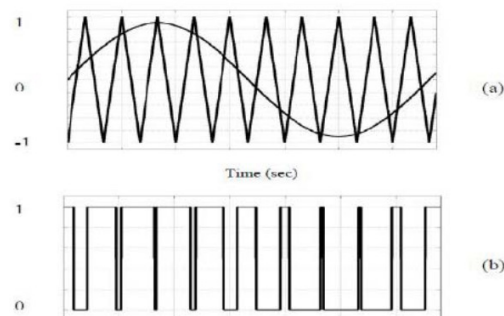
fotovoltaico a un nivel alto para la segunda etapa mientras sigue realizando el MPPT. El pseudo-condensador de enlace de CC se utiliza para desacoplar la red. A niveles de tensión elevados, la conexión de CC permite una menor capacitancia del enlace de CC, lo que prolonga el ciclo de vida del inversor. Además, el valor de capacitancia para el rizado del enlace de CC no se encuentra limitado [14]. A continuación, se describen los sistemas que componen una planta de generación fotovoltaica tradicional, acorde al diagrama de bloques, de la figura 2.4.

### 2.2.1. Etapa de control inversor CC-AC

A continuación, se describen los sistemas que componen las etapas de control del inversor CC-AC, de una planta de generación fotovoltaica tradicional.

#### Modulación de Ancho de Pulso Senoidal SPWM

En esta técnica, la generación de la señal de impulso que controla el inversor CC-AC, se realiza comparando la señal de referencia sinusoidal con la señal portadora triangular de frecuencia de corte  $f_c$ . Los dispositivos de conmutación estarán en ON siempre que las señales sinusoidales de referencia sean mayores que la onda triangular portadora. Las frecuencias y magnitudes de las componentes fundamentales del lado de la línea pueden variar variando la frecuencia y la magnitud de la señal de modulación. En este caso, en el inversor de fuente de tensión trifásica se necesitan tres ondas sinusoidales como señales de referencia y se desfasan  $120^\circ$  con la frecuencia de tensión de salida deseada. Las señales se comparan con una señal portadora de muy alta frecuencia. Las formas de onda de la comparación de las ondas sinusoidales y triangulares y también la generación de pulsos se muestran en la figura siguiente [15].



**Figura 2.5:** a- comparación entre ondas sinusoidal y triangular. b- generación de impulsos de conmutación. (adaptado de [15])

El índice de modulación o  $MI$  del generador SPWM es la relación entre la amplitud de la



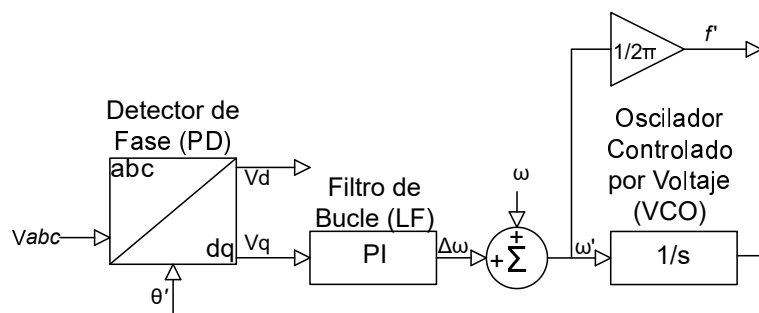
señal de referencia y la amplitud de la señal portadora como se indica a continuación:

$$MI = \frac{A_r}{A_c} \quad (2.6)$$

Donde,  $MI$  es el índice de modulación del generador SPWM,  $A_r$  es la amplitud de la señal de referencia,  $A_c$  es la amplitud de la señal portadora. El índice de modulación del generador SPWM debe mantenerse entre 0 y 1. Cuanto más alto sea el valor de  $MI$ , la THD será menor [15].

### Bucle de Bloque de Fase PLL

La unidad de sincronización, realiza la función de extraer la información de la red (tensión, ángulo de fase y frecuencia) que posteriormente se utiliza en los lazos de control. La metodología de diseño emplea controladores proporcionales integrales (PI) en el marco de referencia estacionario dq. El rendimiento en condiciones normales y distorsionadas de la red afecta directamente a la dinámica de los controladores de potencia y de corriente. Por lo tanto, el diseño de los sistemas PLL es fundamental para el funcionamiento preciso de los generadores fotovoltaicos conectados a la red [6]. En la figura 2.6 se presenta el diagrama de bloques del PLL fundamental, que consta de una unidad detección de fase (PD), un filtro de bucle (LF) y un oscilador controlado por tensión (VCO).



**Figura 2.6:** Diagrama de bloques control PLL (adaptado de [6])

**El detector de fase (PD)** tiene inherentemente un intervalo de detección de fase  $(-\pi/2, +\pi/2)$ . Este opera como un multiplicador de memoria cero [6], en el marco de referencia estacionario dq, que ha sido propuesto por Park, el cual es un plano ortogonal que rota con la velocidad síncrona  $\omega_{sin}$ , que usualmente es igual a la velocidad de rotación del vector de voltaje  $\omega_{linea}$  [6]. La transformación del vector de voltaje al marco de referencia dq, permite la representación de voltajes como cantidades de constante CC, bajo condiciones ideales [6]. Esto se logra proyectando el equivalente del vector de voltaje trifásico  $V$  en el correspondiente eje de cada componente del marco dq [6].

$$v_{dq} = V \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta') \\ \sin(\theta - \theta') \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

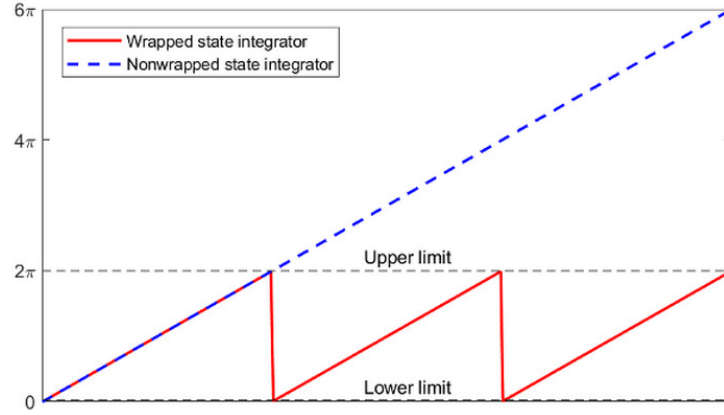
**El filtro de bucle (LF)**, es un filtro, que es usado para suprimir el ruido y las componentes de señal de alta frecuencia provenientes del detector de fase (PD) y provee una señal de control CC para el oscilador de tensión (VCO) [6]. En estado estacionario,  $v_q$ , es forzado a cero mientras la velocidad angular  $\omega$  se hace igual a velocidad angular central  $\omega_o$ . Por lo tanto, el filtro de bucle (LF) debe incluir al menos un integrador (es decir, un polo en  $s = 0$ ). El filtro de bucle (LF) esta compuesto por un compensador proporcional-integral (PI) de la forma:

$$LF_{(s)} = [\beta_1 + \frac{\beta_2}{s}] \quad (2.8)$$

**El oscilador controlado por tensión (VCO)**, es un oscilador de frecuencia modulada [16], que convierte la señal analógica de entrada del dominio de la tensión  $v_q$  al dominio de la fase  $\omega'$ , y genera una señal de salida  $\theta'$  cuya frecuencia es proporcional al promedio de la señal analógica de entrada [17]. Lo anterior se logra calculando la salida del bloque integrador en el paso de tiempo actual  $\omega'_q[n]$ , utilizando el valor de entrada actual  $\omega'_i[n]$  y el valor del estado en el paso de tiempo anterior  $\omega'_q[n - 1]$  [MATLAB®]. Dado que la fase residual (es decir, el error  $\omega'_q[n - 1]$ ) del período de muestreo anterior, se convierte inherentemente en la fase inicial  $\omega'_i[n]$  del siguiente período, la salida del VCO puede representarse como [17]:

$$\theta' = \frac{1}{2\pi}(\omega'_i[n] + \omega'_q[n - 1] - \omega'_q[n]) \quad (2.9)$$

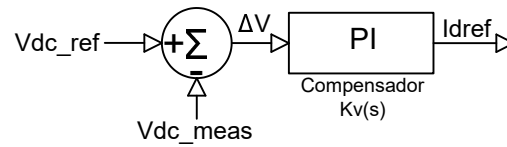
Esto implica la integración de la tasa de cambio de las señales periódicas o cíclicas para obtener el estado de control del oscilador. Un enfoque para superar este inconveniente es restablecer el estado angular  $\omega'_q[n]$  a 0 cuando alcanza  $2\pi$  para generar señales periódicas como ángulos o para representar un oscilador controlado por tensión. A esto se le conoce como envoltura de los estados cíclicos *Wrapping Cyclic States*. [MATLAB®].



**Figura 2.7:** Diagrama de salida del integrador con y sin envoltura de los estados cíclicos, para una entrada constante (adaptado de [MATLAB<sup>®</sup>])

### Regulador Voltaje Bus BVR

El regulador de voltaje del bus CC *Bus Voltage Regulator BVR*, detecta el error entre la tensión del enlace de corriente continua y su correspondiente valor de referencia, el cual es procesado por el compensador PI  $Kv(s)$  y cuya salida es utilizada para emitir el comando de corriente  $Idref$  [18].



**Figura 2.8:** Diagrama de bloques control BVR (adaptado de [18])

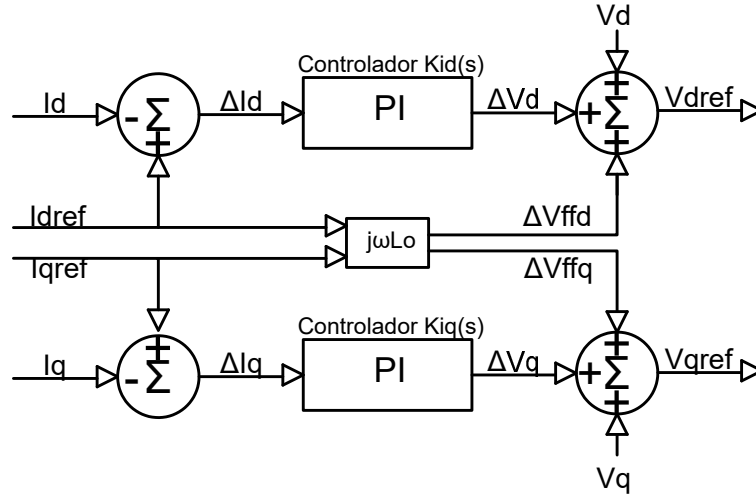
El regulador de voltaje del bus CC (BVR) está compuesto por un compensador proporcional-integral (PI) de la forma:

$$Kv(s) = \left[ \alpha_1 + \frac{\alpha_2}{s} \right] \quad (2.10)$$

### Regulador Corriente Salida OCR

El controlador regulador de corriente *Output Current Regulator OCR* es responsable por generar el vector de voltaje de referencia  $V_{abc}$ , para que pueda alimentar la unidad SPWM en orden de producir la correspondiente corriente a inyectar en el inversor CC-AC del lado de la red. El controlador está diseñado en el marco de referencia síncrono de la componente

fundamental dq *Synchronous Reference Frame SRF* y utiliza 2 controles proporcional-integral PI, con el fin de generar los voltajes de referencia  $V_{dq}$  [6].



**Figura 2.9:** Diagrama de bloques control OCR (adaptado de [6])

El controlador regulador de corriente (OCR) esta compuesto por un compensador proporcional-integral (PI) de la forma:

$$K_{i(s)} = \left[ \gamma_1 + \frac{\gamma_2}{s} \right] \quad (2.11)$$

### 2.2.2. Etapa de control convertidor CC-CC

A continuación, se describen los sistemas que componen las etapas de control del convertidor CC-CC, de una planta de generación fotovoltaica tradicional.

#### Modulación de Ancho de Pulso PWM

Una restricción fundamental de los sistemas PWM es que la velocidad máxima de cambio de la referencia no debe ser igual o superior a la de la señal portadora o, para los sistemas digitales, la frecuencia máxima de la referencia debe ser inferior a la mitad de la frecuencia de muestreo. Para un sistema analógico este requisito debe cumplirse para una frecuencia de conmutación PWM fija. Para el sistema de retroalimentación proporcional simple y un sistema PWM analógico seno-triángulo, la ganancia crítica es [19]:

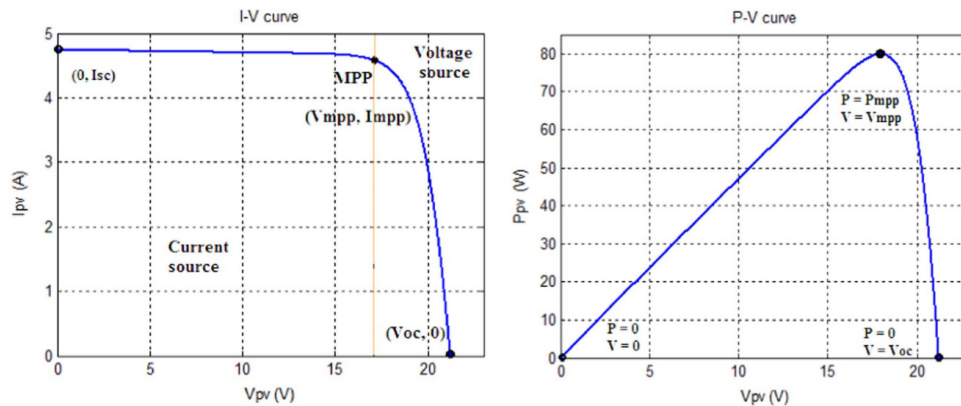
$$K_{p(max)} = \frac{4Lf_{carrier}}{V_{CC}} \quad (2.12)$$

Donde  $L$  es la inductancia del sistema,  $f_{carrier}$  es la frecuencia portadora del sistema PWM y  $V_{CC}$  es la tensión CC del bus. Si la carga es puramente resistiva, se puede colocar un filtro de paso bajo después del sensor de corriente o como parte del compensador para restringir la tasa de cambio de la señal de error. Una restricción similar existe para un sistema PWM de muestreo regular [19].

### Algoritmo de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia MPPT

El algoritmo *Maximum Power Point Tracking MPPT* es básicamente un convertidor CC-CC cuyo ciclo de trabajo  $D$  se ajusta para extraer la cantidad correcta de corriente de modo que el sistema funcione en el máximo punto de potencia MPP [20].

Para el modelado de un sistema de generación fotovoltaico, es esencial generar características de corriente-voltaje (I-V) precisas, con el fin de realizar una simulación eficiente, que permita un mejor uso de la irradiación solar disponible, la cual para la mayoría de fabricantes es un reto. Para mostrar la importancia de la técnica, se utilizan las características corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) simuladas de un panel fotovoltaico kotak que se muestran en la figura 2.10 (a) y (b) [9].



**Figura 2.10:** (a)-curva I-V (b)-curva P-V (adaptado de [9])

Existe un único punto de funcionamiento marcado como máximo punto de potencia *Maximum Power Point MPP* en las curvas corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) para cualquier irradiación y temperatura, el cual desplaza su posición cuando se produce cualquier cambio atmosférico o un cambio en la carga conectada. Dado el coste por vatio de la energía solar fotovoltaica y el coste de la instalación, el sistema fotovoltaico se ve obligado a operar el panel fotovoltaico en el MPP. Por lo tanto, los controladores *Maximum Power Point Tracking MPPT* están diseñados para mantener el seguimiento del MPP y forman una parte integral del sistema fotovoltaico [9].

Uno de los métodos más populares utilizados para el seguimiento del punto de máxima potencia en la energía solar fotovoltaica es el método Perturbar y Observar (*Perturb & Observe P&O*)[9]. En este método, el algoritmo del MPPT se basa en el cálculo de la potencia de salida fotovoltaica y el cambio de potencia mediante el muestreo de la corriente y la tensión del campo fotovoltaico. El seguidor funciona incrementando o disminuyendo periódicamente la tensión del conjunto solar [21]. En este método, a partir de las entradas de los sensores, se calcula la potencia fotovoltaica y se introducen perturbaciones de la tensión para deducir la dirección del seguimiento. Según la perturbación de la tensión, la potencia de salida puede aumentar o disminuir continuamente. Por lo tanto, el algoritmo sigue continuamente el seguimiento del MPP a través de las perturbaciones de tensión y oscila alrededor de la proximidad de este punto [9].

Desgraciadamente, en condiciones de tiempo real no es posible modificar ni la carga conectada ni las características de la energía solar fotovoltaica. Una de las mejores formas de implementar el controlador MPPT es la introducción de una interfaz electrónica de potencia entre la fuente fotovoltaica y la carga, que pueda alterar de forma efectiva la resistencia vista por la energía solar fotovoltaica, y por tanto, esta disposición garantiza la utilización del conjunto fotovoltaico y el funcionamiento de la carga en el MPP [9]. Para ello, un bucle de control de retroalimentación garantiza que la tensión de salida siga su referencia. Para localizar la tensión a la que se alcanza el MPP se sigue la siguiente ecuación:

$$V_k = V_{k-1} \pm C \quad (2.13)$$

En la que  $k$  y  $k - 1$  son los instantes actual y anterior, y  $C$  es el paso de búsqueda constante [20].

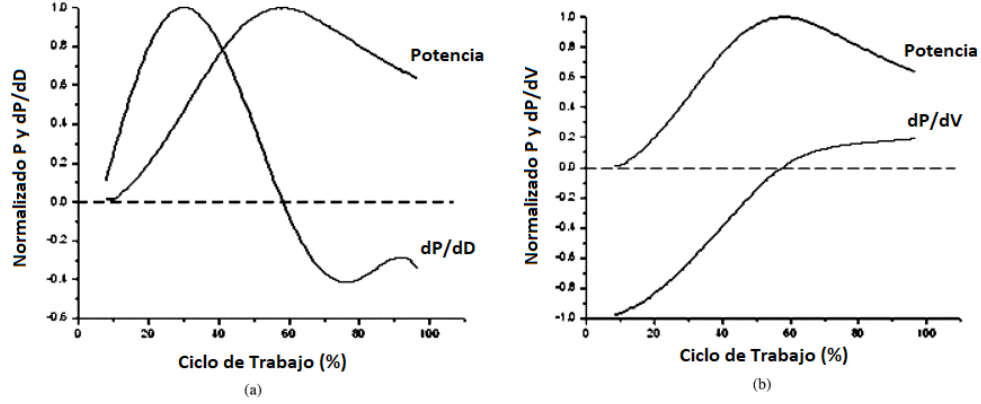
En los sistemas MPPT, la curva de potencia versus ciclo de trabajo (P-D), también tiene un máximo en algún ciclo de trabajo  $D$  correspondiente al MPP. Este resultado se ha utilizado para buscar el MPP, cambiando el ciclo de trabajo, según la siguiente ecuación:

$$D_k = D_{k-1} \pm C \quad (2.14)$$

Con lo anterior, se simplifica en gran medida el sistema, al manipular directamente el ciclo de trabajo en lugar de una manipulación indirecta, mediante la adición de un bucle de control de tensión. El tamaño de paso óptimo  $C$ , en términos de tiempo de seguimiento y capacidad de consumo de energía, se encuentra, por ensayo y error, en el 2% [20]. Para cumplir este compromiso, se han propuesto variantes del P&O clásico introduciendo pasos de búsqueda variables. El algoritmo está dado como:

$$D_k = D_{k-1} \pm M \left| \frac{\Delta P}{\Delta D} \right| \quad (2.15)$$

Donde el parámetro  $M$  es el factor de escala, ajustado en tiempo de diseño, para escalar el tamaño del paso y  $\Delta D$  es el cambio de paso en el ciclo de trabajo [20].



**Figura 2.11:** Curvas empíricas aproximadas y normalizadas. (a)  $P$  y la derivada de  $P$  con respecto a  $D$ . (b)  $P$  y la derivada de  $P$  con respecto a  $V$ . Se representan en función del parámetro de control  $D$ . (adaptado de [20])

En el estudio de las curvas experimentales de potencia versus ciclo de trabajo ( $P$ - $D$ ) y potencia versus ciclo de voltaje ( $P$ - $V$ ) ver figura 2.11 se evidencia que las derivadas, son adecuadas para cumplir el tamaño del escalón que idealmente debería ser grande cuando el punto de funcionamiento se aleja del MPP, y disminuir monotónicamente a medida que se acerca al MPP. Así mismo, se evidencia que la derivada de la potencia con respecto a la tensión varía más suavemente en comparación con la derivada de la potencia con respecto al ciclo de trabajo. Por lo tanto, en el presente sistema, se utiliza  $\Delta P/\Delta V$  como parámetro de escala para el cambio de paso en el ciclo de trabajo. Se propone el algoritmo Delta P&O que se representa con la siguiente ecuación [20]:

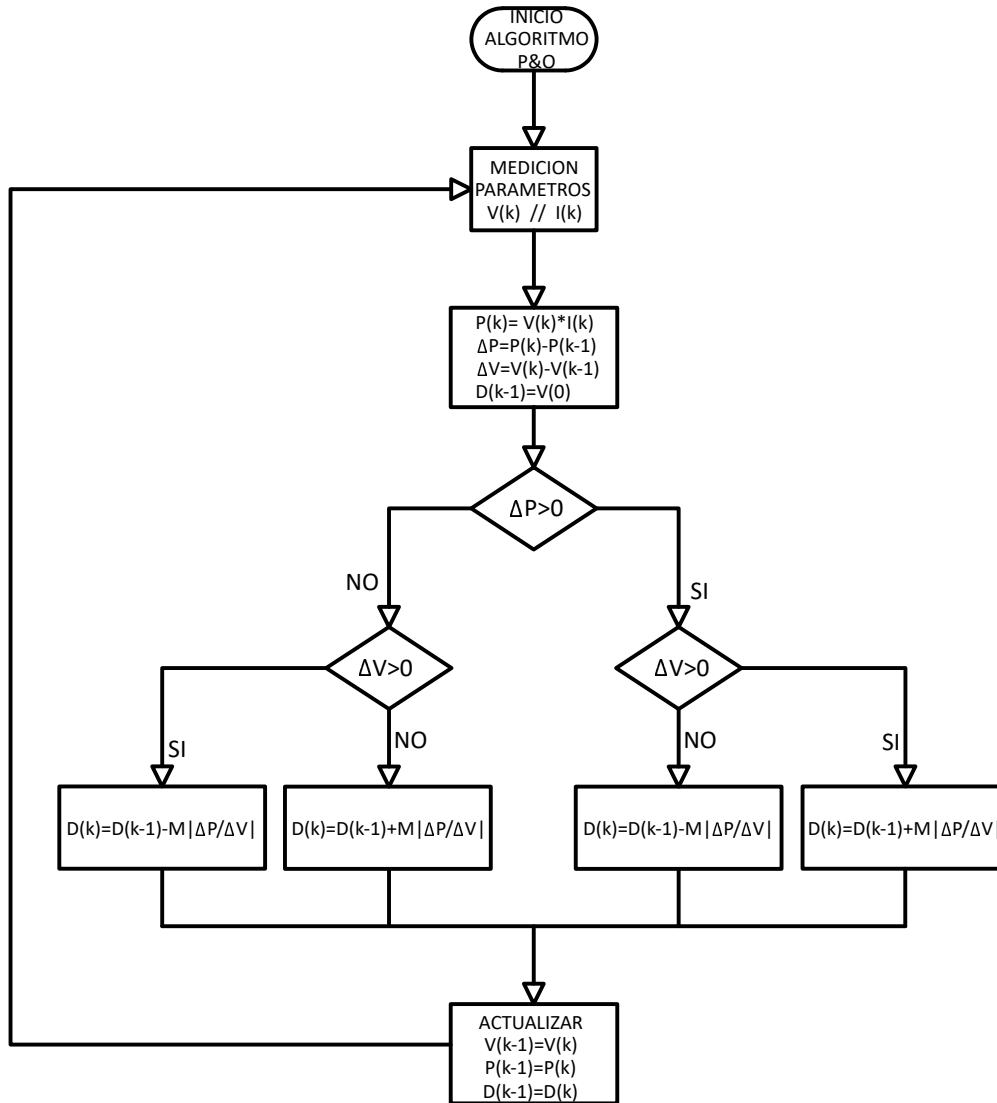
$$D_k = D_{k-1} \pm M \left| \frac{P_k - P_{k-1}}{V_k - V_{k-1}} \right| \quad (2.16)$$

Para garantizar un funcionamiento satisfactorio en todas las condiciones de arranque, es esencial que  $M$  se ajuste o sintonice automáticamente en el arranque [20].

$$M = \frac{|\Delta V_{max}| |\Delta D_{max}|}{|\Delta P_{max}|} \quad (2.17)$$

Dado que  $dP/dV$  tiene un valor máximo en el arranque, el  $M$  calculado a través de la ecuación 2.17 se obtiene un valor mínimo apropiado en el arranque y, por lo tanto, evita el estallido del segundo término de la ecuación 2.17 a grandes valores posteriormente. Esto, a su vez, evita enormes oscilaciones alrededor del MPP en condiciones de estado estacionario [20].

En la figura 2.12 se muestra una implementación sencilla del algoritmo P&O [21], el cual ha sido adaptado y actualizado, incluyendo la variable del cambio de paso del ciclo de trabajo  $D$ .



**Figura 2.12:** Diagrama de flujo del algoritmo P&O (adaptado de [21])

Para obtener la máxima potencia del recurso natural, las centrales fotovoltaicas se controlan mediante convertidores de potencia que utilizan la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia *Maximum Power Point Tracking MPPT*. Estos convertidores evitan que las centrales fotovoltaicas contribuyan directamente a la inercia del sistema, por lo que se denominan "desacopladas" de la red. Debido a la ausencia de masas rotativas y, en consecuencia, a la ausencia de inercia, se han desarrollado estrategias de control de la frecuencia, para integrar



eficazmente las fuentes de energía renovable en la red [3].

A continuación se describen las 3 técnicas de control de frecuencia propuestas para el desarrollo del presente documento.

### 2.2.3. Control de reserva

Para participación de la generación renovable en la regulación de la frecuencia, los métodos comúnmente utilizados son el control inercial virtual, el control de rampa (o estatismo) y combinaciones de ambos, esto es logrado mediante la regulación de la relación de reserva, para proporcionar apoyo a la frecuencia inercial y primaria [22].

#### Control de inercia virtual

La técnica de control derivativo es el concepto principal del control de inercia virtual que puede calcular la tasa de cambio de frecuencia para modificar una potencia adicional a un punto de ajuste del área-i durante la penetración de los sistemas fotovoltaicos y la contingencia. En consecuencia, el control de inercia virtual puede contribuir al sistema eléctrico interconectado como si los generadores fotovoltaicos en dicho sistema tuvieran una potencia de inercia similar a la de los generadores síncronos convencionales [4].

En un generador síncrono convencional, la inercia se proporciona a través del movimiento del rotor. El formato de valor por unidad de la ecuación de movimiento del rotor se expresa como [22]:

$$\Delta P_{p.u} = P_{m[p.u]} - P_{e[p.u]} = 2H f_{[p.u]} \frac{df_{[p.u]}}{dt} \quad (2.18)$$

Donde  $H$  es la constante de inercia,  $P_{m[p.u]}$  es el valor por unidad de la potencia mecánica del generador síncrono,  $P_{e[p.u]}$  es el valor por unidad de la potencia electromagnética del generador síncrono,  $f_{[p.u]}$  es el valor por unidad de la frecuencia del sistema, que es aproximadamente igual a 1,  $df_{[p.u]}/dt$  es el valor por unidad de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y  $\Delta P_{[p.u]}$  es el valor por unidad de la potencia de salida de la energía de liberación del rotor simulado. De acuerdo con la ecuación anterior, cuando la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) cambia, la potencia de salida del generador síncrono cambia y proporciona una potencia inercial adicional. Por lo tanto, al igual que con un generador síncrono convencional, un controlador inercial virtual puede ser diseñado como sigue [22]:

$$\Delta d_1 = 2H_{vir} \frac{df_{[p.u]}}{dt} = k_i \frac{df_{[p.u]}}{dt} \quad (2.19)$$

Donde  $H_{vir}$  es la constante inercial virtual,  $\Delta d_1$  es el cambio en la relación de reserva requerida causada por el cambio en la frecuencia del sistema, y  $k_i$  es la ganancia inercial

virtual. La constante de tiempo de inercia del generador convencional se establece entre 2 y 6 s. En este estudio, se seleccionaron los valores de  $H_{vir} = 2s$  y  $k_i = 4$  [22].

### Control de estatismo

Para los generadores síncronos convencionales, se utiliza un regulador de control de rampa (o estatismo) para aumentar (o disminuir) la potencia de salida en función de los cambios en la frecuencia del sistema [22].

$$\Delta P_{pu} = -\frac{1}{R}\Delta f_{pu} \quad (2.20)$$

Donde  $\Delta f_{pu}$  es el valor por unidad de la desviación de frecuencia. A partir de la ecuación 2.20, el control de rampa diseñado en este estudio puede expresarse como sigue [22]:

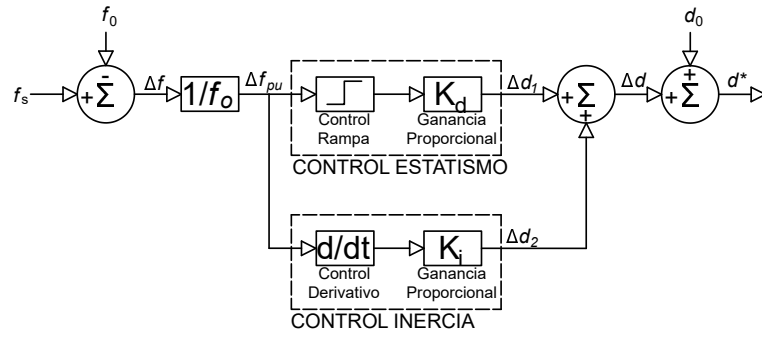
$$\Delta d_2 = -\frac{1}{R}\Delta f_{pu} = k_d\Delta f_{pu} \quad (2.21)$$

Donde  $\Delta d_2$  es el cambio en la relación de reserva requerida causada por la desviación de frecuencia. El valor de  $k_d$  se relaciona con la relación de reserva de potencia requerida inicial  $d_o$  de la siguiente manera [22]:

$$k_d = \frac{d_o}{\Delta f_{pu}} = \frac{d_o}{\Delta f_{max}/f_o} \quad (2.22)$$

Donde  $\Delta f_{max}$  es la desviación máxima permitida de la frecuencia para el funcionamiento de la red, que suele ser de  $\pm 0,2Hz$  [22]. Se seleccionó una relación de reserva de potencia inicial  $d_o$  del 20%. Según la ecuación 2.22, el valor correspondiente de  $k_d$  es 60. Cuando la frecuencia de la red es normal, la potencia de salida de la fotovoltaica es el 80% de la potencia máxima disponible. Cuando la frecuencia del sistema está en el límite superior, la potencia de salida de la fotovoltaica es el 60% de la potencia máxima disponible. Cuando la frecuencia del sistema está en el límite inferior, el sistema fotovoltaico produce la máxima potencia disponible [22].

En la figura **2.13** se muestra un diagrama de bloques del controlador de frecuencia, que combina el control inercial virtual y el control de rampa.



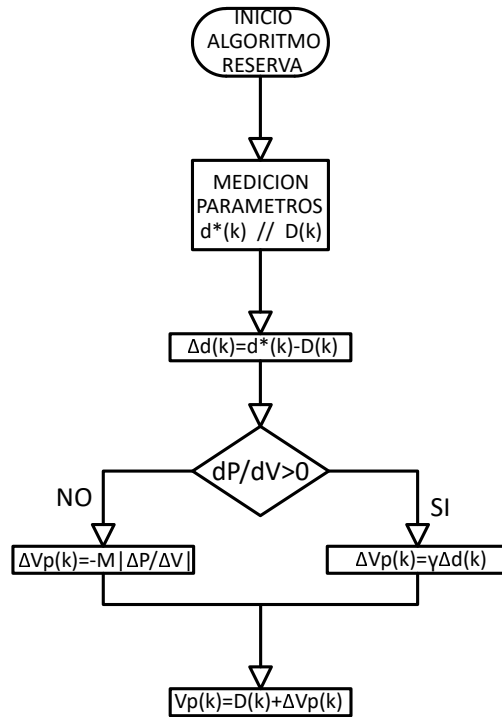
**Figura 2.13:** Diagrama de bloques control de inercia virtual (adaptado de [22])

En la figura 2.13,  $d_0$  es la relación de reserva de potencia inicial requerida y  $d^*$  es la relación de reserva requerida. El controlador de frecuencia genera la relación de reserva requerida,  $d^*$ , en función de la desviación de la frecuencia y de la tasa de cambio de la misma, como se indica a continuación [22].

$$d^* = d_o + \Delta d_1 + \Delta d_2 = d_o + k_d \Delta f_{[pu]} + k_i \frac{df_{[pu]}}{dt} \quad (2.23)$$

### Algoritmo control de reserva

En la figura 2.14 se muestra un diagrama de flujo de la estrategia de control de regulación de la frecuencia propuesta basada en el control de la reserva de potencia fotovoltaica.



**Figura 2.14:** Diagrama de flujo algoritmo de control de reserva (adaptado de [22])

En donde la variable de entrada  $D$ , es el ciclo de trabajo del sistema fotovoltaico y  $d^*$ , es la relación de reserva necesaria en función de la desviación de frecuencia y el ROCOF. El controlador de reserva de potencia hace que el sistema fotovoltaico funcione en el punto de reserva necesario mediante el control de seguimiento de la tensión  $V_p$ . Por último, la potencia de regulación de la frecuencia se inyecta en la red. Este algoritmo es integrado al algoritmo de control seguimiento del punto de máxima potencia MPPT, el cual implementa la técnica de seguimiento perturbar y observar  $P\&O$ , descrito anteriormente en la figura 2.12.

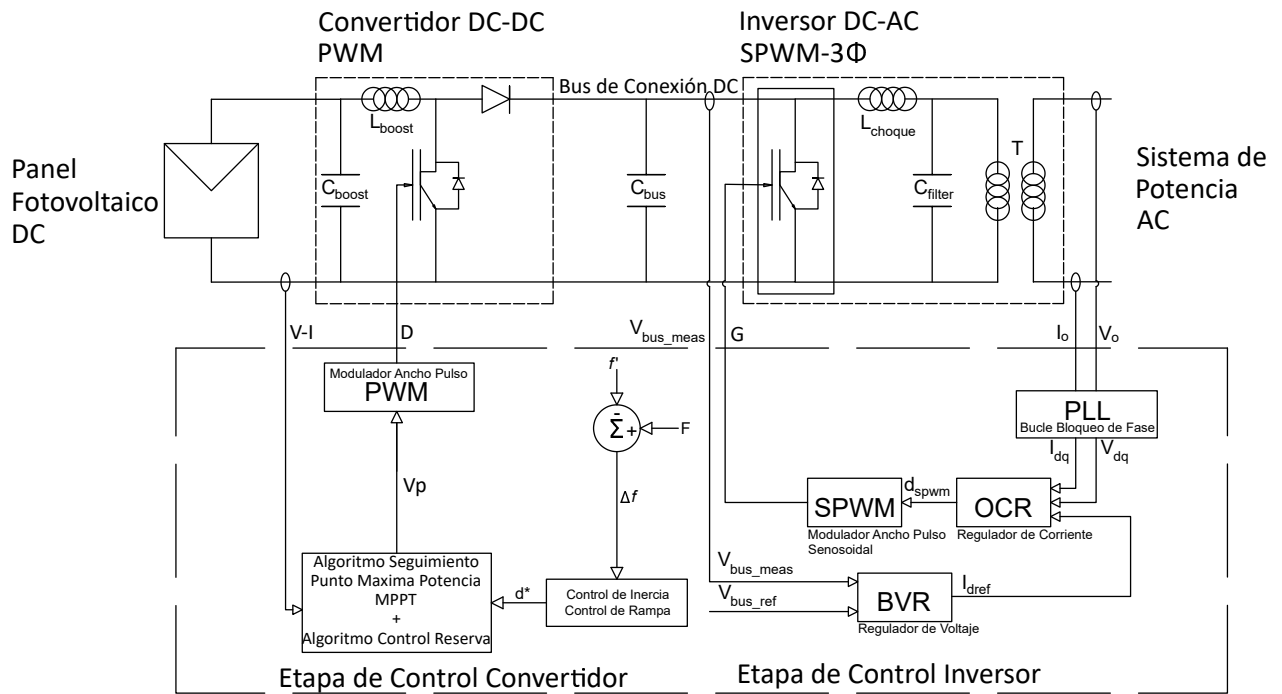


Figura 2.15: Diagrama de bloques del sistema implementando control de inercia virtual

### 2.2.4. Control de descarga

Si los sistemas fotovoltaicos se hacen funcionar en el punto de máxima potencia, independientemente de las condiciones de carga, siempre seguirán el punto de máxima potencia y darán una salida fija si las condiciones ambientales se mantienen constantes. En esta situación, la energía fotovoltaica no contribuye al control de la frecuencia, ya que no habría ninguna potencia de reserva disponible para participar en el control de la frecuencia [23].

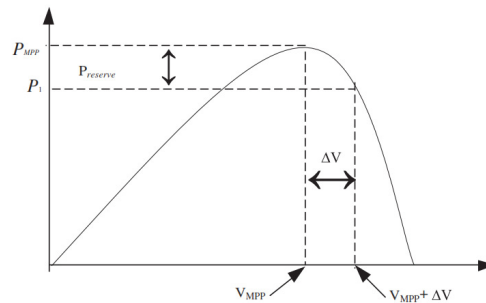


Figura 2.16: Concepto de reserva de potencia en arreglo de MPPT (adaptado de [23])

Cuando el sistema funciona en el MPP, la tensión del bus de CC será  $V_{MPP}$  y la potencia de salida será máxima, marcada como  $P_{MPP}$ , que es el valor máximo de potencia que puede

extraerse del panel fotovoltaico. Por lo anterior, se propone proporcionar una potencia de reserva en los sistemas fotovoltaicos que se consigue haciendo que la fotovoltaica trabaje lejos del MPP [23]. Esta técnica de control de frecuencia es denominada *Deloading Control* [24].

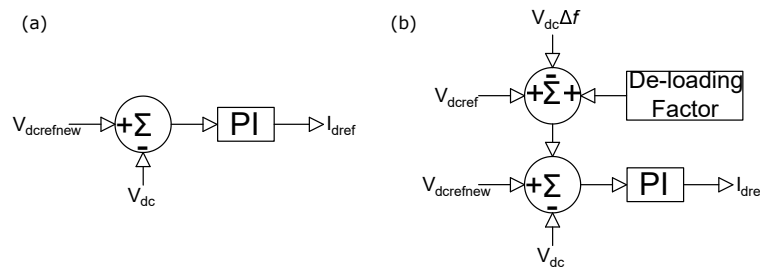
Como se observa en la figura 2.16, si el funcionamiento del panel fotovoltaico es a una tensión  $\Delta V$  superior a la  $V_{MPP}$ , la potencia de salida será  $P_1$ . En esta condición, se dice que el panel fotovoltaico está desprovisto de carga, ya que no se extrae toda la potencia disponible. En este caso, la diferencia entre  $P_1$  y  $P_{MPP}$  es la potencia de reserva *Preserve*, que puede utilizarse para el control de la frecuencia.

$$Preserve = P_{MPP} - P_1 \quad (2.24)$$

Por lo tanto, para obtener la reserva de potencia, se aumenta la tensión del bus de CC del generador fotovoltaico, para que pueda participar en el control de la frecuencia cuando aparece una variación de la misma, similar al control de la frecuencia primaria del generador convencional. El apoyo a la potencia proporcionado por el sistema fotovoltaico puede expresarse como [24]:

$$\Delta P = K_d \Delta f \quad (2.25)$$

Donde  $\Delta P$  es la potencia suministrada por el sistema fotovoltaico,  $K_d$  es la ganancia de control de estatismo y  $\Delta f$  es la desviación de la frecuencia. La ganancia de control de estatismo es el recíproco del parámetro de estatismo  $R$ , que determina la característica potencia-frecuencia de un generador. El ajuste de los diferentes parámetros de estatismo viene determinado por su capacidad nominal y su capacidad de generación de reserva. Para obtener el soporte de potencia activa necesario, la tensión de CC del lado fotovoltaico debe modificarse en consecuencia, ya que su valor tiene una relación directa con la potencia solar de salida [24].

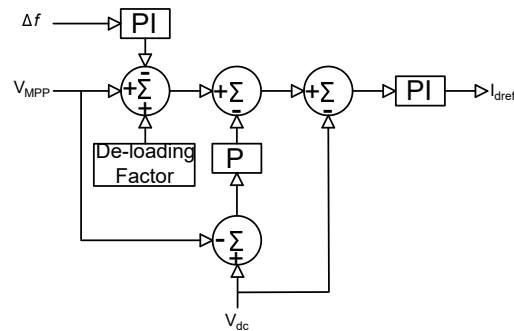


**Figura 2.17:** figura (a) control MPPT figura (b) control deloading (adaptado de [25])

La figura 2.15a es la opción de modo de control para los sistemas fotovoltaicos que funcionan en MPPT. En este caso, la  $V_{CC}$  se compara con la  $V_{CCref}$  correspondiente al MPPT. La figura 2.15b es el control propuesto para el funcionamiento con deloading. En este

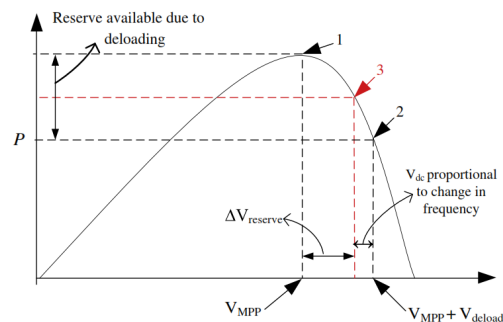
caso, se fuerza al sistema fotovoltaico a operar en un punto alejado del MPPT, de forma que se dispone de una preservación en el sistema [25]. Como se evidencia en la figura, la única entrada considerada para liberar la reserva del sistema fotovoltaico es el cambio de la frecuencia  $\Delta f$ , por lo tanto, en un sistema en el que hay paneles fotovoltaicos con diferentes descargas, independientemente del porcentaje, la contribución al control de la frecuencia será igual. Esto puede dar lugar a una situación en la que los paneles fotovoltaicos menos descargados contribuyan igualmente al control de la frecuencia y puedan alcanzar su MPP más rápidamente y no puedan contribuir más, mientras que los otros más descargados sigan teniendo reserva.

Para superar esta situación, en [10] se propone un controlador modificado de modo que la liberación de la reserva está directamente relacionada no sólo con el cambio en la frecuencia, sino también con la disponibilidad de la reserva.



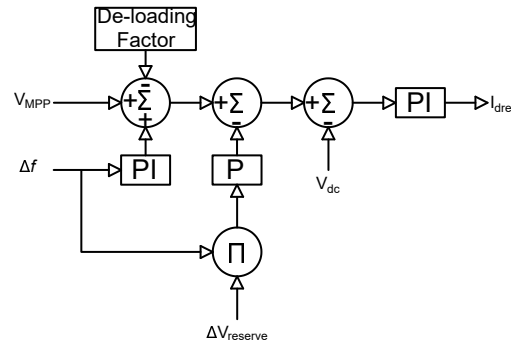
**Figura 2.18:** Controlador deloadeado mejorado teniendo en cuenta la disponibilidad de la reserva (adaptado de [10])

Como se muestra en la figura siguiente, el punto 1 corresponde a la potencia MPP y el punto 2 corresponde a la potencia en condiciones de carga reducida del panel fotovoltaico.



**Figura 2.19:** Concepto de reserva de potencia en arreglo de MPPT (adaptado de [23])

Cuando se produce un aumento de la carga, el controlador disminuirá  $V_{CC}$  y hará que el panel fotovoltaico trabaje en el punto 3, con un aumento de la potencia. Como el controlador de la figura 2.16 no tiene en cuenta cuánta reserva queda disponible  $\Delta V_{reserve}$  en la fotovoltaica, la fotovoltaica con más reserva y la que tiene menos reserva contribuirán por igual al control de la frecuencia.



**Figura 2.20:** Controlador mejorado para la fotovoltaica con descarga que tiene en cuenta la cantidad de reserva disponible. (adaptado de [23])

El controlador modificado de la figura 2.18 también tiene en cuenta el componente  $\Delta V_{reserve}$ , que corresponde a la reserva aún disponible con el panel fotovoltaico. El bloque multiplicador, que tiene en cuenta el segundo término de la ecuación, afectará a la salida sólo cuando la reserva de  $\Delta V_{reserve}$  sea distinta de cero. Para valores más altos de  $\Delta V_{reserve}$ , el segundo término de la ecuación será más alto y el valor de  $V_{CCref}$  se acercará más a  $V_{MPP}$ , resultando en más potencia. Por lo tanto, la disminución de  $V_{CC}$  desde su posición de deloaded hasta la nueva posición dependerá no sólo de  $\Delta f$  sino también de  $\Delta V_{reserve}$  [23].

$$V_{CCref} = (V_{MPP} + V_{deloaded} - V_{CC-\Delta f}) - (\Delta f \Delta V_{reserve} K_p) \quad (2.26)$$

Con este controlador modificado, como los paneles fotovoltaicos con más reserva aportan más potencia, la carga de los paneles fotovoltaicos con menos margen será menor y, por tanto, la capacidad de control de la frecuencia se distribuye uniformemente entre los distintos paneles fotovoltaicos [23].



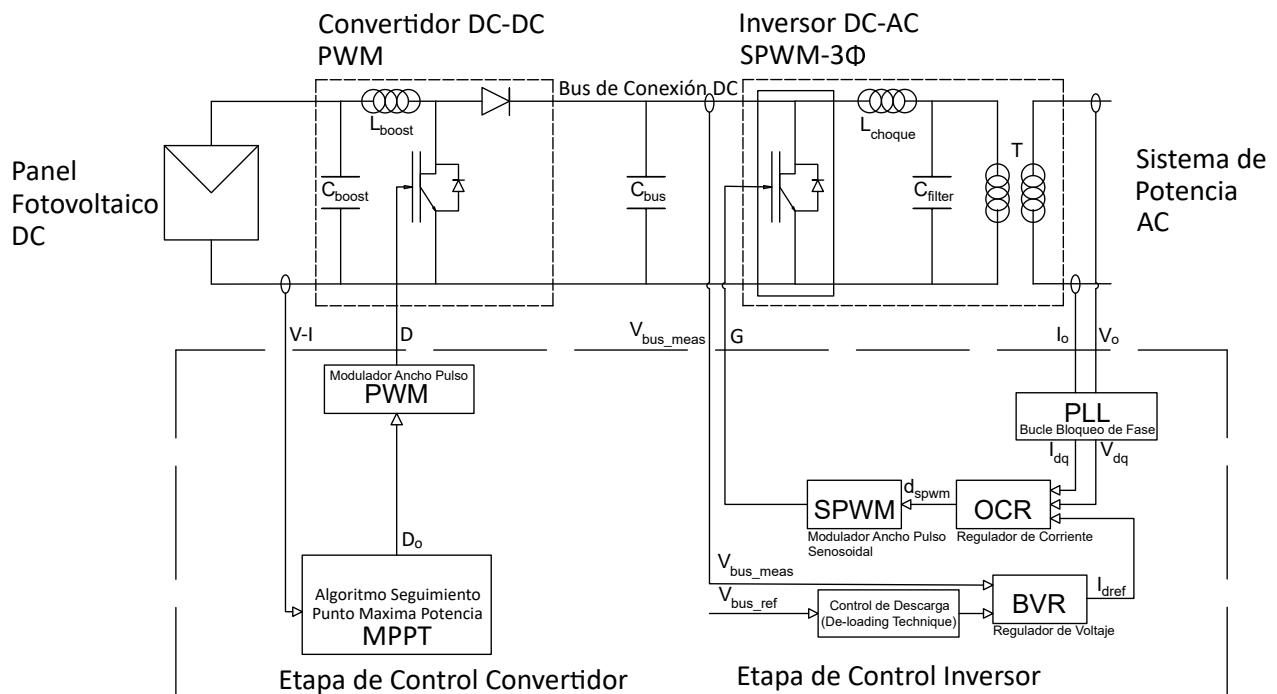
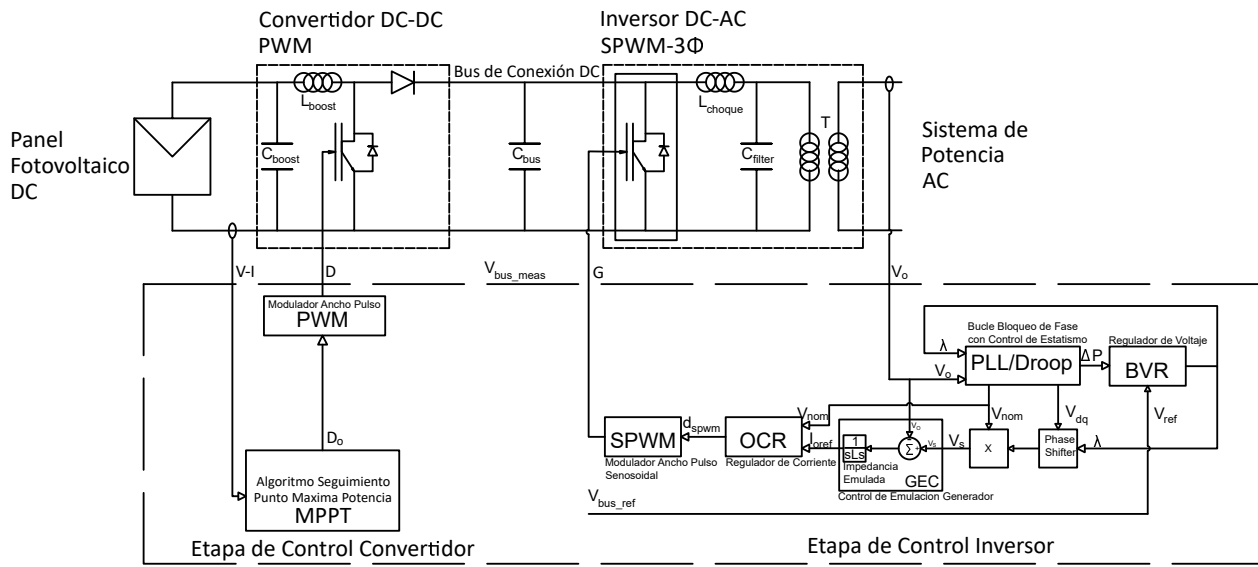


Figura 2.21: Diagrama de bloques del sistema implementando control de descarga

### 2.2.5. Control de emulación del generador GEC

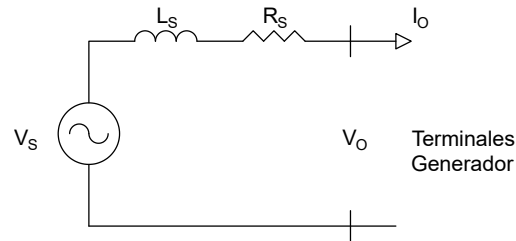
En primer lugar, la salida del inversor SPWM se fuerza para reproducir el comportamiento del modelo de circuito básico de la figura 2.23, correspondiente a un generador síncrono [12]. Un estimador de corriente GEC emula los componentes virtuales utilizando relaciones eléctricas básicas e "imagina" la presencia de la red eléctrica de referencia, y utiliza una medición de la tensión de los terminales para calcular la corriente que debería producir el dispositivo. Esto se transmite a los controles de nivel inferior responsables de forzar al inversor a generar esa corriente, los cuales rigen la respuesta de este a los transitorios de sub-ciclo y define las características de estatismo *droop* de frecuencia en relación con la amplitud y la fase de la tensión del sistema eléctrico de potencia [12].

La estrategia de implementación de la emulación de impedancia GEC aplicada a una etapa típica del inversor SPWM se resume en la figura 2.22 [12].



**Figura 2.22:** Diagrama de bloques Control de Emulación de Generador GEC implementado en inversor SPWM (adaptado de [12])

A continuación, en la figura 2.23 muestra un modelo simplificado de las características eléctricas de un generador síncrono en sus terminales de corriente alterna.



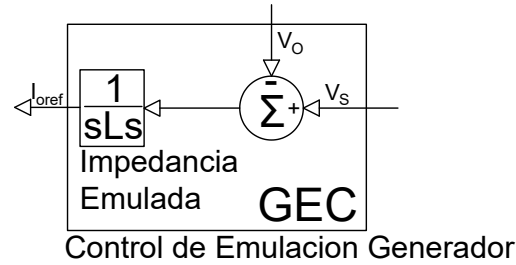
**Figura 2.23:** Modelo simplificado de las características de salida de un generador síncrono. (adaptado de [12])

El modelo eléctrico consiste en la fuerza electromotriz (FEM) inducida,  $V_s$ , en serie con la autoinductancia y la resistencia óhmica de los devanados del inducido,  $L_s$ , y  $R_s$ . La corriente de salida,  $I_o$ , fluye por los devanados y provoca una diferencia de tensión entre la FEM inducida,  $V_s$ , y la tensión de salida real,  $V_o$ . Como regla general, la impedancia del generador es inversamente proporcional a su potencia nominal. Los diseños de generadores de potencia minimizan el valor de la resistencia,  $R_s$ , para limitar las pérdidas óhmicas en los devanados. Como resultado, la caída de tensión típica a través es muy pequeña, y se desprecia [12]. La impedancia emulada  $L_s$  se utiliza para recrear las características de una impedancia física, evitando el coste y las pérdidas de potencia asociadas a el.

La emulación de impedancia es un método de control por el que se incorporan componentes "virtuales" reproduciendo sus características eléctricas mediante métodos computacionales. Este concepto es muy popular para permitir el funcionamiento en paralelo de los convertidores CC-CC. En los cuales se crea una resistencia virtual mediante la caída de la referencia de tensión en proporción a la corriente de salida del convertidor [12].

$$V_{ref} = V_{nom} - r_o * i_o \quad (2.27)$$

Donde  $V_{ref}$  es el ajuste de la tensión de referencia del convertidor,  $V_{nom}$  es el ajuste nominal en vacío,  $r_o$  es el valor de la resistencia emulada e  $i_o$  y es la medida de la corriente de salida. GEC extiende este concepto a los controles de los inversores fotovoltaicos, como se muestra en la figura 2.24



**Figura 2.24:** Diagrama de bloques estimador de corriente GEC. (adaptado de [12])

El inductor en serie,  $L_s$ , puede emularse forzando a la corriente de salida a seguir la relación en la ecuación 2.19, como se muestra en la figura 2.24.

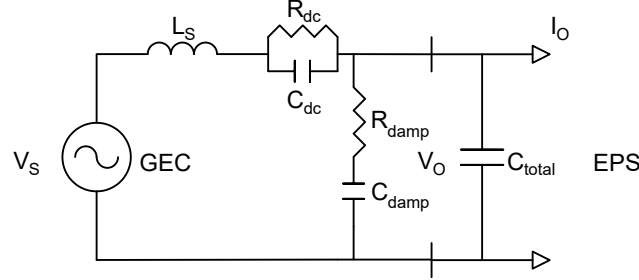
$$I_o = \frac{1}{L_s} \int (V_s - V_o) dt \quad (2.28)$$

El dimensionamiento de la inductancia en serie emulada,  $L_s$ , determina las características de estatismo o *droop* Volt-VAR y el rendimiento de la regulación de tensión del inversor en respuesta a la carga reactiva. Como regla general, la oscilación máxima prevista entre la carga capacitiva y la inductiva debería abarcar la ventana de tensión aceptable según las normas aplicables

$$ZL_s = \frac{\Delta V}{I_{Qmax} - I_{Qmin}} \approx \frac{\Delta V * V_{nom}}{Q_{max} - Q_{min}} \quad (2.29)$$

Considere un típico inversor con un factor de potencia previsto de 0,9 de adelanto a 0,9 de retraso. Esto corresponde a una carga reactiva del 44 % capacitiva o inductiva. Con una tensión nominal de 1,0 pu, y una oscilación de tensión típica del  $\pm 5\%$  (10 %), la impedancia recomendada del inductor es de 0,114 pu, es decir, el 11,4 % [12].

Las características del circuito simplificado requieren algunas modificaciones para abordar las consideraciones de implementación práctica. Estas consideraciones incluyen la acumulación de corriente continua, la estabilidad supersíncrona y la respuesta armónica [12]. Las características modificadas se resumen en la figura siguiente y se discuten a continuación.



**Figura 2.25:** Características del circuito de emulación (Adaptado de [12])

La acumulación de corriente continua es muy indeseable en un sistema de potencia, por lo anterior, se introduce una resistencia en serie,  $R_{CC}$ , para limitar el desbordamiento de la corriente continua. Para minimizar el efecto de esta resistencia en la frecuencia de línea, se introduce un gran condensador  $C_{CC}$  a través de ella [12].

El valor de esta resistencia depende de la cantidad que deriva de la tensión continua y del límite de inyección de corriente continua. Una resistencia en torno a  $5e - 3pu$  (0,5 %) suele ser suficiente para evitar cualquier corriente continua apreciable. Cuando la salida del inversor se conecta a un EPS con baja impedancia, la adición del condensador paralelo  $C_{CC}$ , puede formar un circuito tanque resonante con inductancia en serie,  $L_s$ . Para evitar estos efectos, se recomienda que la frecuencia de resonancia  $\omega_{nCC}$ , se sitúe al menos una década por debajo de la frecuencia de línea [12].

$$\omega_{nCC} = \frac{1}{\sqrt{L_s C_{CC}}} \ll \omega_{line} \quad (2.30)$$

Además, el condensador debe tener un tamaño que garantice que la resistencia  $R_{CC}$ , proporcione un amortiguamiento suficiente. Se recomienda que el factor de amortiguación para este circuito  $\xi_{nCC}$ , sea mayor o igual a la unidad [12].

$$\xi_{nCC} = \frac{1}{R_{CC}} \sqrt{\frac{L_s}{C_{CC}}} > 1 \quad (2.31)$$

Una segunda consideración es mantener la estabilidad supersíncrona en diversas condiciones de funcionamiento. En otras palabras, es importante evitar las oscilaciones y resonancias sostenidas por encima de la frecuencia de línea. Por lo anterior, se introduce en el modelo una rama de amortiguación R-C en serie para ayudar a amortiguar las resonancias supersíncronas.

Esta rama también ayuda a reducir la impedancia del inversor en el rango de frecuencias por encima de la frecuencia de línea, y a mejorar la capacidad de respuesta del inversor a la distorsión armónica en la corriente de carga [12].

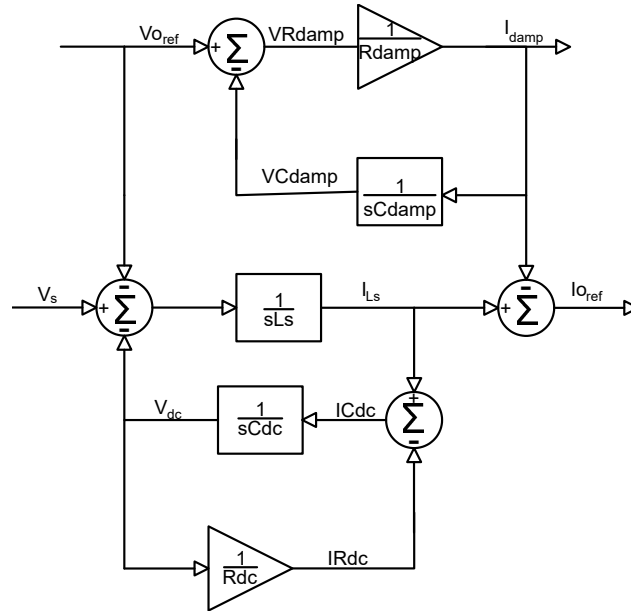
Como regla general, se recomienda que el condensador de amortiguación  $C_{damp}$ , se dimensione para obtener una frecuencia de resonancia  $\omega_{ndamp}$ , de media década a una década completa por encima de la frecuencia de línea [12].

$$3\omega_{line} \leq \omega_{ndamp} = \frac{1}{\sqrt{L_s C_{damp}}} \leq 10\omega_{line} \quad (2.32)$$

La resistencia de amortiguación  $R_{damp}$ , debe ser dimensionada para lograr un adecuado factor de amortiguación  $\xi_{ndamp}$ , del circuito tanque resonante  $L_s - C_{damp}$ .

$$\xi_{ndamp} = R_{damp} \sqrt{\frac{C_{damp}}{L_s}} \geq 1 \quad (2.33)$$

La figura siguiente muestra la implementación del estimador de corriente GEC necesario para emular las características del circuito simplificado.



**Figura 2.26:** Modelo de control de la impedancia emulada (Adaptado de [12])

La implementación resulta de la aplicación de la teoría básica de circuitos, donde la corriente del inductor en serie es una integración de la caída de tensión a través de él con la ganancia apropiada

$$I_{L_s} = \frac{1}{L_s} \int (V_s - V_{CC} - V_{oref}) dt \quad (2.34)$$

La sección inferior del modelo representa la implementación de los elementos limitadores de corriente continua. La tensión del condensador de corriente continua es la integral escalada de la corriente neta que pasa por él, que es la del inductor menos la que pasa por la resistencia de corriente continua.

$$V_{CC} = \frac{1}{C_{CC}} \int (I_{L_s} - \frac{V_{CC}}{R_{CC}}) dt \quad (2.35)$$

La sección superior del modelo representa la implementación de la rama de amortiguación. La estimación de la corriente de salida es igual a la corriente del inductor en serie, menos la corriente en la rama de amortiguación  $i_{damp}$ .

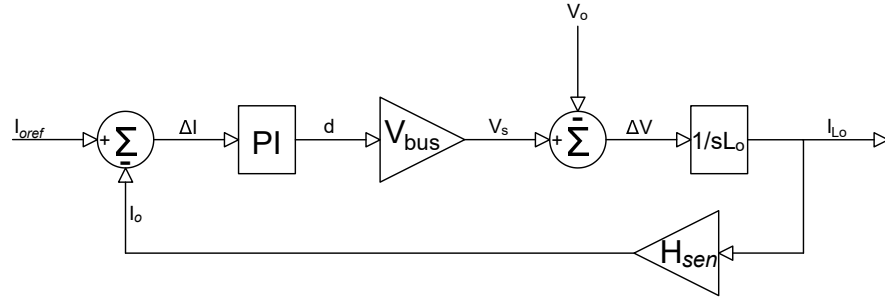
$$I_{oref} = I_{L_s} - I_{damp} \quad (2.36)$$

La corriente de la rama de amortiguación puede calcularse considerando la caída de tensión a través de la resistencia de amortiguación. La integral escalada de esta corriente representa la tensión del condensador de amortiguación.

$$I_{damp} = \frac{V_{oref} - V_{Cdamp}}{R_{damp}} \quad (2.37)$$

$$V_{Cdamp} = \frac{1}{C_{damp}} \int I_{damp} dt \quad (2.38)$$

La etapa del inversor SPWM se ve como una fuente de corriente rígida con una impedancia de salida muy alta. En la práctica varios factores limitan el ancho de banda del bucle OCR, lo que resulta en una salida con una gama de frecuencias supersíncronas (por encima de la frecuencia de línea). La implementación del GEC, hereda el bucle del controlador más interno de un inversor fotovoltaico tradicional denominado *Output Current Regulator OCR*, responsable de garantizar que la corriente de salida del inversor siga la referencia de corriente producida por el estimador de corriente GEC. A continuación, se muestra el modelo dinámico de este bucle de control [12].



**Figura 2.27:** Modelo de bucle del regulador de corriente de salida (OCR) (Adaptado de [12])

En la gama de frecuencias que nos ocupa, la respuesta en frecuencia del bucle puede aproximarse a [12]:

$$Loop_{OCR} = \omega_c^2/s^2 \quad (2.39)$$

Donde  $\omega_c^2$  se determina por la dinámica de la planta y el diseño del controlador, y es generalmente una o dos décadas por debajo de la frecuencia de conmutación. A partir del modelo anterior, la respuesta de la corriente del inductor de salida  $I_o$  a la tensión del sistema de potencia eléctrica viene dada por [12]:

$$\frac{I_{I_o}}{V_o} = \frac{-1}{sL_o} * \frac{1}{1 + \omega_c^2/s^2} \quad (2.40)$$

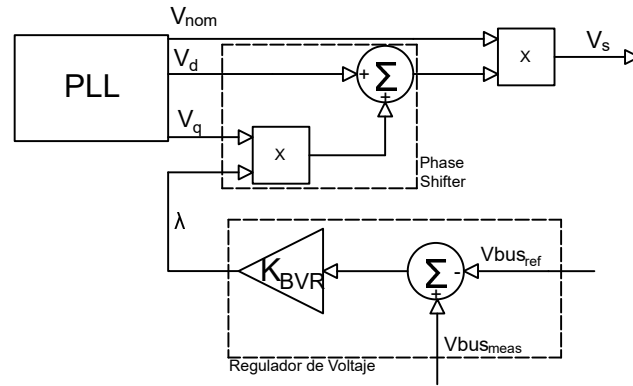
En el rango de frecuencias de interés, esto puede ser aproximado a:

$$\frac{I_{I_o}}{V_o} = \frac{-s}{\omega_c^2/s^2} \quad (2.41)$$

La corriente del inductor inducida por la tensión del sistema eléctrico de potencia se asemeja a la que fluye en un condensador "virtual" conectado a través de él del valor.

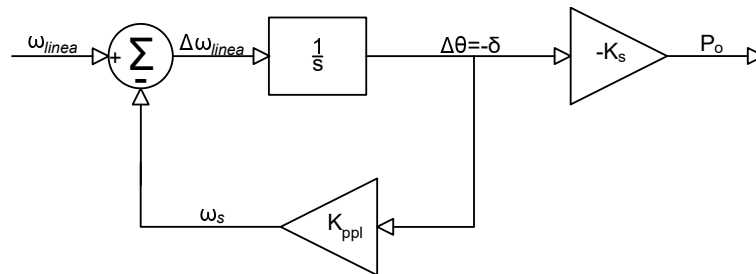
$$C_{ocr} = 1/\omega_c^2 L_o \quad (2.42)$$

Para tener en cuenta las limitaciones de recursos energéticos, como se muestra en la figura 2.28. Un simple controlador BVR puede implementarse como una ganancia proporcional, cuya salida,  $\lambda$ , se utiliza para modular el desplazamiento de fase del PLL. El cambio de fase se implementa escalando la salida de la onda sinusoidal en cuadratura (onda q) del PLL por  $\lambda$ , y sumándola de nuevo a la onda directa (onda d). La onda sinusoidal resultante se escala con la amplitud adecuada para crear la fuerza electromotriz (FEM) emulada,  $V_s$  [12].



**Figura 2.28:** Implementación del BVR e integración dentro del GEC (Adaptado de [12])

El PLL deriva la Fuerza Electromotriz (EMF) emulada y sirve para reproducir la dinámica inercial de sistema de generación síncrono con una FEM sinusoidal de alta calidad, independiente de la distorsión o de las variaciones de amplitud de la tensión terminal, y proporciona al inversor la tendencia a sincronizarse con el EPS anfitrión. Un PLL da lugar a la continuidad de fase del EMF inducido durante los transitorios, y produce una forma de inercia emulada. Un PLL simple con ganancia proporcional finita es naturalmente adecuado para recrear la dinámica de la frecuencia de la potencia del generador, incluyendo el estatismo incorporado. La ganancia finita del controlador da lugar a un desplazamiento de fase residual proporcional a la desviación de frecuencia respecto a la frecuencia central. El modelo de la dinámica de este PLL se muestra a continuación [12]:



**Figura 2.29:** Modelo dinámico PLL (Adaptado de [12])

Las características de potencia-frecuencia en estado estacionario determinan el rendimiento de regulación de la frecuencia de los inversores y la priorización de los recursos energéticos dentro del sistema. Se recomienda configurar el estatismo potencia-frecuencia para evitar la desviación de la frecuencia más allá de los límites estándar aceptables. La configuración del PLL viene dictada por las características de potencia-frecuencia preferidas, en las que el error de fase en estado estacionario se ajusta para producir la sección de caída inclinada



de las características. La frecuencia central del PLL debe ajustarse a aquella en la que el estatismo apunta a la salida de potencia cero. Esto se debe a que el PLL no produce ningún desplazamiento de fase en su frecuencia central. La ganancia del controlador PLL debe ajustarse para producir la tasa de estatismo prevista como [12].

$$\frac{d\theta_{error}}{d\omega_{line}} = \frac{1}{K_s} \frac{dP_o}{d\omega_{line}} \quad (2.43)$$

Donde  $\theta_{error}$  es el error de fase en estado estacionario del PLL. Para un inversor con un inductor del 11,4%,  $K_s = 8,77$  pu/rad a la tensión nominal. Para alcanzar una pendiente a los 4,0 pu/Hz recomendados, el desplazamiento de fase del PLL debe caer a 0,456 rad/Hz.

Considerando un generador con un modelo eléctrico como el de la figura **2.23**, con una resistencia  $R_s$  despreciable. Para valores pequeños del ángulo de potencia  $\delta$ , la salida de potencia real y reactiva,  $P_o$  y  $Q_o$ , pueden expresarse como:

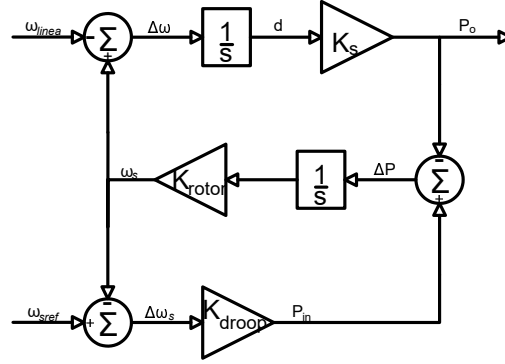
$$S_o = P_o + jQ_o \approx \frac{|V_o| * |V_s| * \delta}{\omega_s * L_s} + j \frac{|V_o| * (|V_s| - |V_o|)}{\omega_s * L_s} \quad (2.44)$$

El ángulo  $\delta$  representa la fase de la tensión inducida interna de un generador con respecto a la de la tensión de salida. Está fuertemente relacionado con la potencia activa, por lo que se denomina ángulo de potencia o ángulo de par del generador. El ángulo de potencia, puede expresarse como la integral de la diferencia instantánea entre la frecuencia eléctrica de la fuerza electromagnética inducida  $\omega_s$ , y la del sistema de potencia anfitrión,  $\omega_{line}$ . En ese sentido, la ecuación (2.44) puede reescribirse como:

$$P_o \approx \frac{V_o V_s \delta}{\omega_s L_s} \approx \frac{V_o V_s}{\omega_s L_s} \int (\Delta\omega_{line}) dt \quad (2.45)$$

$$P_o = \frac{K_s}{s} \Delta\omega_{line} \quad (2.46)$$

El *droop* o curva de estatismo de potencia-frecuencia, actúa como un mecanismo de retroalimentación negativa que ajustará la potencia de entrada, para que coincida con la de salida, y evitará una condición de desbordamiento de la frecuencia. En ausencia de estatismo, el modelo se reduce a un bucle de retroalimentación marginalmente inestable con dos funciones integradoras en cascada. A continuación, Un modelo dinámico simplificado de un generador síncrono con *droop* se muestra en la figura **2.30** [12].



**Figura 2.30:** Modelo dinámico de un generador síncrono con estatismo de potencia-frecuencia (Adaptado de [12])

La respuesta de la salida de potencia a los transitorios de frecuencia del sistema de potencia a corto plazo está dominada por la dinámica del estátor, y puede aproximarse como [12].

$$\frac{P_o}{\omega_{line}} \approx \frac{P_o}{\Delta\omega_{line}} = -\frac{K_s}{s} \quad (2.47)$$

Las características de estatismo dominan la respuesta de la potencia de salida a las variaciones más lentas de la frecuencia del sistema de potencia y puede aproximarse como [12].

$$\frac{P_o}{\omega_{line}} \approx \frac{-1}{\omega_s/P_o} \approx -K_{droop} \quad (2.48)$$

La tasa de cambio de la energía cinética es equivalente a la diferencia entre la potencia de entrada del motor principal,  $P_{in}$ , y la potencia eléctrica de salida,  $P_o$ , (sin tener en cuenta las pérdidas). Teniendo en cuenta las estrechas fluctuaciones de frecuencia en torno a la frecuencia nominal,  $\omega_s$  por lo tanto se puede demostrarse que [12]:

$$\omega_s = K_{rotor} \int (P_m - P_e) dt \quad (2.49)$$

La formación de las características de potencia-frecuencia se completa introduciendo el *Voltage Bus Regulator BVR*, la dinámica de potencia-frecuencia puede ser modelada como en la figura 2.30. La respuesta de la potencia de salida a la frecuencia de la línea puede ser descrita por [12].

$$\frac{P_o}{\omega_{line}} = \frac{K_s}{1 + \frac{K_s K_{BVR}}{s C_{bus} V_{bus}}} * \frac{1/s}{1 + K_{PPL}/s} \quad (2.50)$$

Donde  $K_{BVR}$  es la ganancia del controlador BVR,  $C_{bus}$  es el valor del condensador del bus y  $V_{bus}$  es la tensión de funcionamiento del bus. La constante de tiempo  $\tau_{BVR}$  para el lazo de controlador BVR se calcula a partir de la siguiente relación:

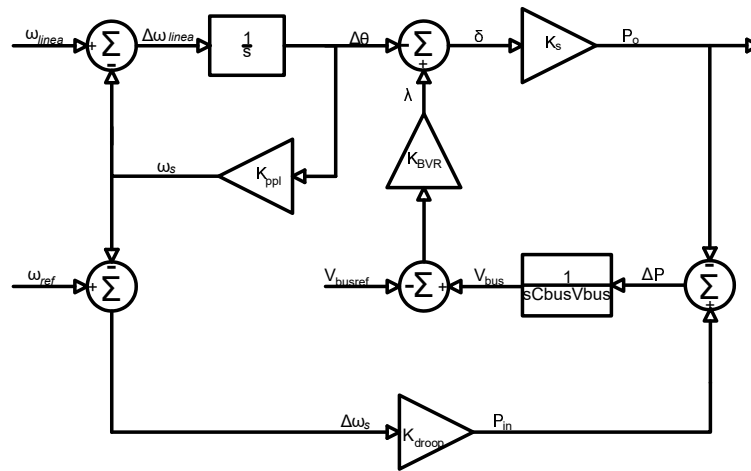
$$\tau_{BVR} = \frac{C_{bus} * V_{bus}}{K_s * K_{BVR}} \quad (2.51)$$

Reemplazando la ecuación (2.51) se obtiene:

$$\frac{P_o}{\omega_{line}} = -\frac{K_s}{K_{PPL}} * \frac{1}{s/K_{PPL} + 1} * \frac{s * \tau_{BVR}}{1 + s * \tau_{BVR}} \quad (2.52)$$

Como se desprende de la comparación de las ecuaciones (2.51) y la ecuación (2.52), la presencia del BVR introduce una función de transferencia adicional,  $s * \tau_{BVR}/1 + s * \tau_{BVR}$ , en la dinámica de potencia-frecuencia del inversor. Esto reduce la ganancia a cero en estado estacionario. En otras palabras, el controlador BVR impide que el inversor responda a la frecuencia en estado estacionario como se esperaba. Sin embargo, el comportamiento inercial puede conservarse a frecuencias más altas si  $\tau_{BVR}$  es mucho mayor que la constante de tiempo del PLL,  $\tau_{PPL} = 1/K_{PPL}$ . Esto se consigue de forma más eficaz si se dimensiona adecuadamente el condensador del bus, el principal depósito de almacenamiento de energía del inversor fotovoltaico [12].

Las características eléctricas de la máquina dominan su dinámica a partir de la frecuencia de línea. A continuación se describe el modelo dinámico de potencia-frecuencia del sistema GEC:



**Figura 2.31:** Modelo dinámico de potencia-frecuencia GEC (adaptado de [12])

## 2.3. Marco regulatorio en Colombia y límites operacionales

Según el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995 [26], expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, establece los requisitos técnicos generales, para la conexión y operación del sistema interconectado nacional. La cual es complementada por la Resolución CREG 023 del 2001 [27]. Así mismo, con el fin de normalizar la conexión de generadores fotovoltaicos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expide la Resolución CREG 060 del 2019 [7], la cual complementa y modifica las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 023 del 2001, referentes al Código de Redes. A continuación se indican y resumen los artículos las más relevantes en referencia a límites operacionales de frecuencia eléctrica, que deben cumplir los generadores síncronos y fotovoltaicos para conectarse al Sistema Interconectado Nacional SIN:

Art 5.1 - CREG 025 del 1995. Código de Operación. Criterios Generales: La frecuencia objetivo del sistema interconectado nacional es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.

Art 40 - CREG 023 del 2001. Reserva Rodante, Banda Muerta y Estatismo: Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente debe ser un valor entre el 4% y el 6%.

Art 11 - CREG 060 del 2019. Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR, deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz.

Art 12 - CREG 060 del 2019. Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2% y el 6%. La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Cumplir con un tiempo de respuesta inicial máximo ( $T_r$ ) de 2 segundos y un tiempo de establecimiento máximo ( $T_e$ ) de 15 segundos.

Las pruebas de estabilidad del sistema de potencia, se realizan acorde a los protocolos para la medición de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación, establecidos por Consejo Nacional de Operación CNO, en el Anexo 1 del Acuerdo 1122 del 2008.

---

## Capítulo 3

# Metodología

---

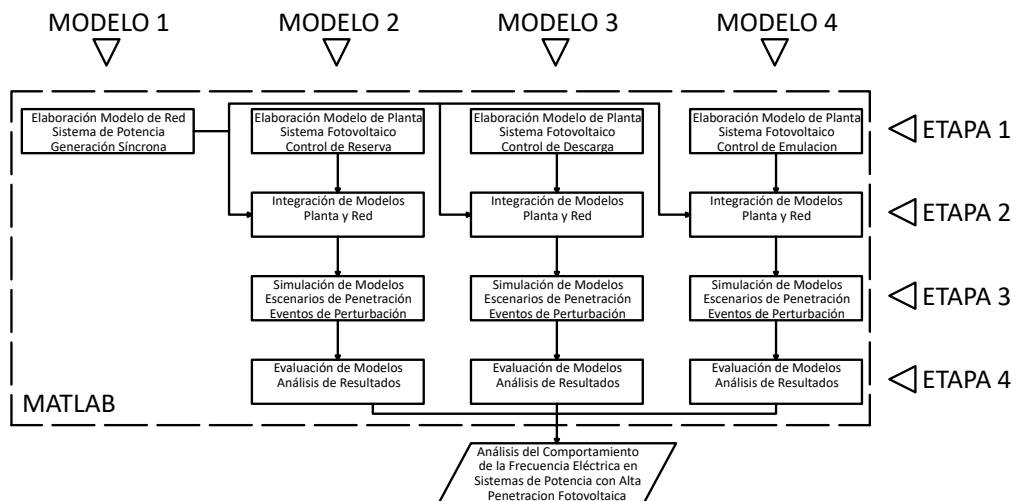
A continuación, se describen los etapas y modelos que se desarrollaron para la elaboración del presente análisis.

**Etapa 1.** Se elaboran 4 modelos eléctricos y de control que corresponden al sistema de potencia de prueba y los sistemas de generación fotovoltaica, que implementan control de reserva, control de descarga y control de emulación del generador respectivamente.

**Etapa 2.** Los modelos eléctricos y de control de cada uno de los sistemas de generación fotovoltaica, se integran de forma independiente al modelo de prueba.

**Etapa 3.** Cada uno de los modelos integrados, es evaluado a través de simulaciones, bajo diferentes escenarios de penetración de generación fotovoltaica y eventos de perturbación del sistema.

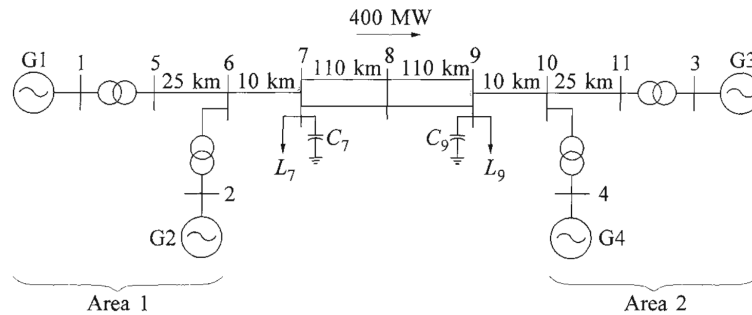
**Etapa 4.** Se evalúa y analizan los resultados obtenidos de potencia y frecuencia eléctrica, para cada uno de los escenarios y eventos propuestos.



**Figura 3.1:** Diagrama de flujo para el proceso de análisis del comportamiento de la frecuencia eléctrica en sistemas de potencia

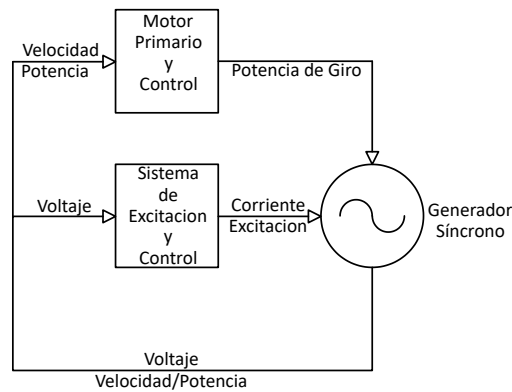
### 3.1. Elaboración del modelo de red sistema de potencia de prueba

Utilizando modelos de dos redes de prueba, es posible evidenciar, cómo el acoplamiento dinámico entre dos zonas adyacentes, puede reducirse significativamente y la inercia del sistema puede volverse heterogénea, cuando al menos una zona de la red, funciona con una constante de inercia baja [28]. Para estudiar el comportamiento de la estabilidad transitoria de un sistema de potencia con generadores síncronos se considera el modelo mostrado en la figura 3.2, el cual es adaptado de [13]. El sistema de red consiste en dos áreas totalmente simétricas unidas por dos líneas de transmisión de 220 kV de 220 km de longitud. Cada área está equipada con dos generadores idénticos de 20kV/900MVA. La carga se reparte entre las áreas de forma que el área 1 exporta 400 MW hacia el área 2.



**Figura 3.2:** Modelo de red con 2 áreas interconectadas con generación síncrona convencional (adaptado de [13])

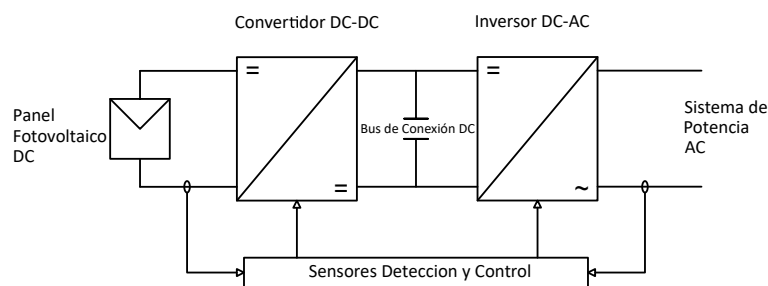
En esta estructura global, hay controladores que actúan directamente sobre elementos individuales del sistema. En las unidades de generación, se trata del control del motor primario (Gobernador) y del control de la excitación (Excitador). El control del motor primario, se ocupa de la regulación y el control de la velocidad de las variables del sistema de suministro de energía, como la presión, la temperatura y el caudal de la caldera. La función del control de la excitación es regular la tensión del generador y la potencia reactiva suministrada por la máquina [13].



**Figura 3.3:** Diagrama de bloques funcional del sistema de generación y control de energía (adaptado de [13])

## 3.2. Elaboración del modelo del sistema de generación fotovoltaico

Un típico sistema fotovoltaico conectado a la red consta de paneles fotovoltaicos de los que se obtiene la energía de corriente directa de bajo voltaje, la cual se convierte o aumenta a un alto voltaje, mediante el uso de un Convertidor CC-CC. Este alto voltaje de corriente directa se convierte en corriente alterna mediante el uso de un Inversor CC-AC el cual permite la conexión a la red monofásica o trifásica del sistema de potencia. Así mismo, se implementa un circuito de sensores de detección y control que se utiliza para producir la salida deseada del convertidor y del inversor de acuerdo con los requisitos de la red [29].



**Figura 3.4:** Diagrama de bloques de una planta de generación fotovoltaica (Adaptado de [29])

Para el circuito de sensores de detección y control, se desarrollan 3 diferentes técnicas que permiten a estos generadores participar activamente en la regulación primaria de frecuencia del sistema de potencia, los cuales son enunciados a continuación:

### 3.2.1. Control de Reserva (Reserve Control)

Se obtiene una estimación aproximada del MPPT, mientras que el sistema fotovoltaico converge automáticamente a las tasas de reserva de potencia requeridos por medio de un control de seguimiento de tensión de paso variable. [22].

### 3.2.2. Control de Descarga (De-loading Technique)

Es una estrategia de control que extrae la potencia de reserva disponible en el sistema fotovoltaico debido a la descarga, para que trabajen lejos del punto de máxima potencia (*Maximum Power Point MPP*) con el fin de que haya un margen de potencia disponible como reserva [10].

### 3.2.3. Control de Emulación del Generador (GEC-Generator Emulation Control)

Es un concepto de control diseñado para reproducir las características favorables de un generador síncrono. Esto incluye tendencias de regulación de la tensión y la frecuencia, supresión de transitorios, funcionamiento en paralelo seguro y sin maestro, y transición sin problemas entre el funcionamiento conectado a la red y en isla [12].

## 3.3. Integración de los modelos del sistema de generación fotovoltaica y sistema de prueba

Para analizar el impacto de las plantas fotovoltaicas, en función del porcentaje de la cuota total de generación solar en el sistema eléctrico, se definen cuatro escenarios solares diferentes de penetración (0 %-30 %-45 %-60 %), aumentando gradualmente la carga y el número de plantas fotovoltaicas conectadas al nodo  $L_7$  del Área 1 al sistema de prueba propuesto. Para cada uno de los escenarios que incluyen la energía fotovoltaica, se consideran las diferentes técnicas de control con el fin de evaluar el impacto real de estas fuentes sobre los sistemas de potencia convencionales [4].



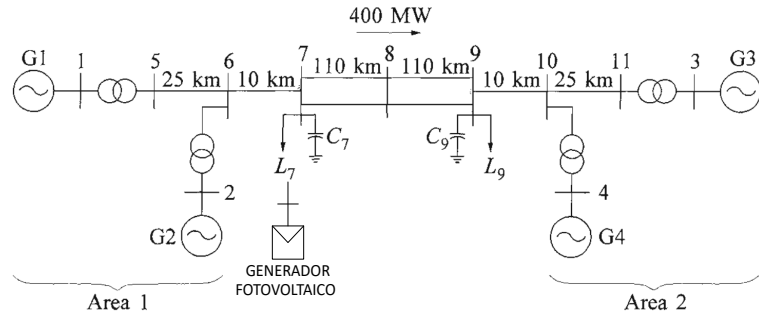


Figura 3.5: modelo de red de 2 áreas con integración de planta de generación fotovoltaica

### 3.4. Simulación de modelos integrados para los escenarios de penetración fotovoltaica y eventos de perturbación en el sistema

Conformados los modelos de red y planta descritos anteriormente y teniendo en cuenta los límites operacionales exigidos en el marco regulatorio colombiano a través de la Resolución CREG 060 del 2019 y los protocolos de prueba del Anexo 1 del Acuerdo 1122 de 2018, se implementaron las siguientes simulaciones:

Para cada uno de los escenarios a evaluar, se realizan simulaciones durante un tiempo de 25 segundos, mayor al tiempo de establecimiento máximo de 15 segundos y se obtienen los datos de potencia activa y frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, el cual es el de mayor aporte de potencia activa y más cercano al nodo de conexión de los sistemas de generación fotovoltaica, los cuales son comparados para cada uno de los escenarios de penetración a la red. Así mismo, se obtienen los datos de potencia activa y frecuencia eléctrica para el generador fotovoltaico equivalente del sistema de planta y punto de conexión a la red.

10 segundos después, los modelos son sometidos a una perturbación que altera el equilibrio de la potencia activa en el sistema y que sobrepasen una diferencia de 0.2 Hz con respecto a la frecuencia nominal. Para este caso, teniendo en cuenta la capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada, se evalúa un evento de conexión y otro de desconexión de carga de la potencia activa asignada al nodo de conexión equivalente al 10% de potencia activa asignada a la carga del punto de conexión del sistema.

### **3.5. Evaluación de modelos y análisis de resultados**

Se obtienen los datos de potencia activa y frecuencia eléctrica del generador síncrono más cercano al nodo de conexión de los sistemas de generación fotovoltaico, los cuales son comparados para cada uno de los escenarios de penetración a la red. Así mismo, se obtienen los datos para el generador fotovoltaico equivalente del sistema de planta y del nodo del punto de conexión a la red.

Por último, se evalúan y analizan los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de penetración y los correspondientes a los eventos de perturbación de la carga conectada a la red, con el fin de analizar el comportamiento de la frecuencia eléctrica en sistemas de potencia con alta penetración de generación fotovoltaica.

### **3.6. Herramienta de análisis**

Para desarrollar y simular los modelos antes descritos, acudimos a la herramienta de programación de SIMULINK<sup>®</sup> de MATLAB<sup>®</sup> versión R2018a, con la ayuda de un ordenador, con procesador intel CORE i5 de octava generación.

---

## Capítulo 4

# Modelos del sistema

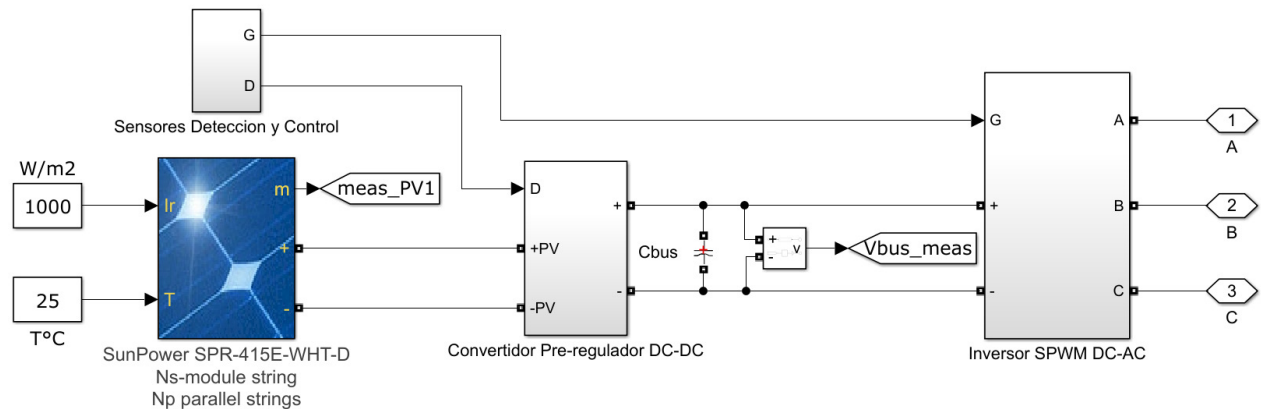
---

Con ayuda de la herramienta SIMULINK<sup>®</sup> de MATLAB<sup>®</sup>, se desarrolló los modelos eléctricos y de control del sistema de generación fotovoltaico y el modelo de red de prueba propuesto.

Así mismo, con la ayuda del WORKSPACE<sup>®</sup> de MATLAB<sup>®</sup>, se realiza la programación de los valores asociados a cada uno de los elementos eléctricos y de control que se encuentran implementados en estos modelos, los cuales son presentados en la sección de anexos en el presente documento.

### 4.1. Modelo del sistema de generación fotovoltaico

A continuación, se describe el modelo eléctrico y de control del sistema de generación fotovoltaico, tal como se muestra en la figura 4.1.



**Figura 4.1:** Modelo eléctrico y control planta generador fotovoltaico

Este modelo consta de 3 módulos eléctricos. El módulo del generador fotovoltaico suministra una potencia activa de 200 MW a una tensión nominal CC de 218,7 V condiciones ambientales

estándar (irradiación  $1000W/m^2$  y temperatura  $25^{\circ}C$ ), con el fin de garantizar de forma constante una adecuada eficiencia del sistema. El modulo del convertidor CC-CC, eleva la tensión nominal del modulo del generador al doble de su valor  $437.4V$  CC. Y por ultimo, el modulo del inversor CC-AC, transforma, filtra y eleva el voltaje nominal CC de  $437.4 V$  al nivel de tensión AC de  $230 kV$  a una frecuencia de  $60 Hz$ , requerido para la conexión al sistema de potencia de prueba propuesto en el presente documento.

#### 4.1.1. Convertidor pre-regulador CC-CC

Consta de un filtro de corte (bobina y capacitor de entrada) y un inversor IGBT, que está operado por un control de señales PWM con una frecuencia de corte  $5000 Hz$ , el cual permite elevar y mantener su nivel de tensión con una ganancia llevada al doble de su valor nominal.

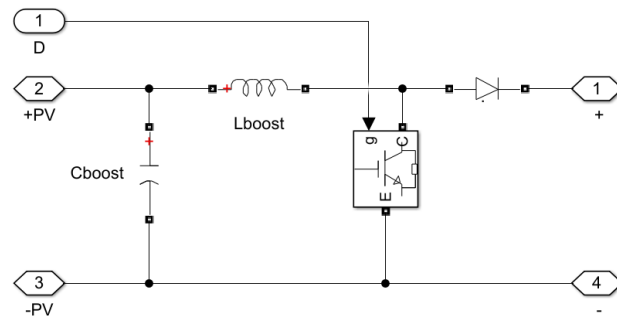
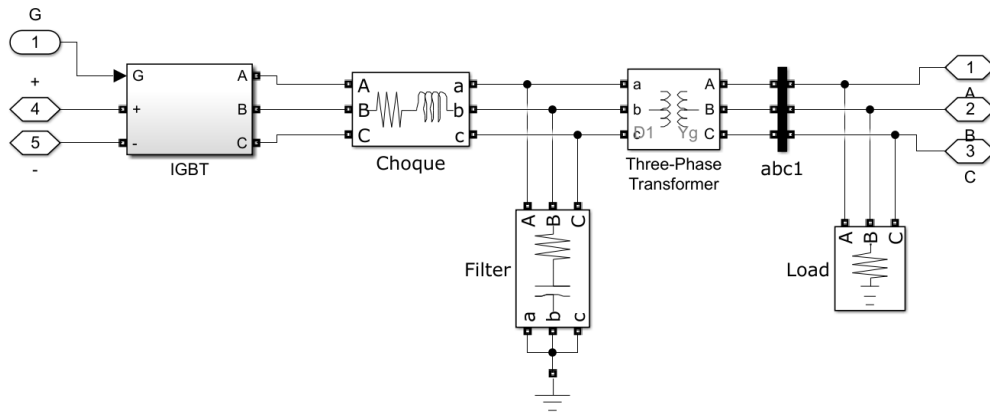


Figura 4.2: Modelo eléctrico y control convertidor pre-regulador CC-CC

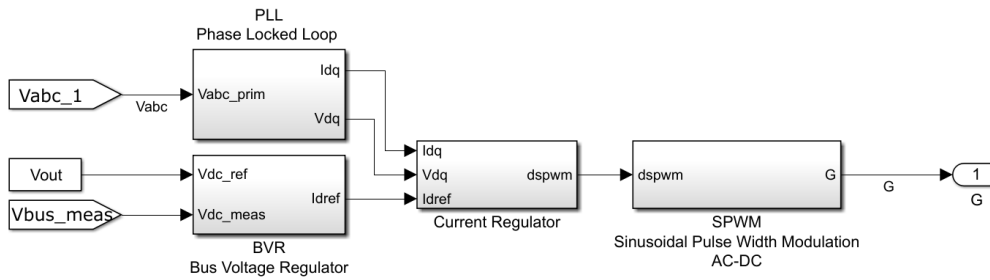
#### 4.1.2. Inversor SPWM CC-AC

Consta de un puente inversor IGBT de 6 pasos, que es activado por medio de un control de señales SPWM, con una frecuencia de la señal portadora de  $1980 Hz$ . Esta señal convertida pasa a través de un filtro de paso-bajo que esta compuesto por una bobina de choque conectada en serie, junto con un filtro capacitor conectado en paralelo, que permite llegar a la frecuencia de corte del sistema en  $60 Hz$ . Por ultimo es llevada a la etapa de transformación del nivel de tensión requerido para la conexión de la carga a la red del sistema de potencia a  $230 kV$ .



**Figura 4.3:** Modelo eléctrico y control inductor SPWM CC-AC

El modulo de detección de señales y control, permite la correcta operación del sistema fotovoltaico. En el se ubican los controles que operan el convertidor CC-CC (PWM), y los controles que operan el inductor CC-AC (SPWM), los cuales fueron diseñados a operar a una frecuencia de corte de 5000 Hz y 1980 Hz, respectivamente.



**Figura 4.4:** Modelo eléctrico y control inductor SPWM CC-AC



**Figura 4.5:** Modelo eléctrico y control convertidor PWM CC-CC

### 4.1.3. Sensores Detección y Control

En este bloque se almacenan y regulan las señales de control del convertidor e inductor que permiten la correcta operación del sistema fotovoltaico. A continuación, se desarrollan los

3 modelos eléctricos y de control para la planta de generación fotovoltaica, desarrollados en el presente documento, con el fin de analizar en función del porcentaje de integración a la red, el impacto de estas fuentes de energía, sobre el comportamiento de la frecuencia eléctrica en los sistemas de potencia.

### Control de reserva

Este control es insertado en el modulo del convertidor PWM CC-CC, en el lazo de control del MPPT.

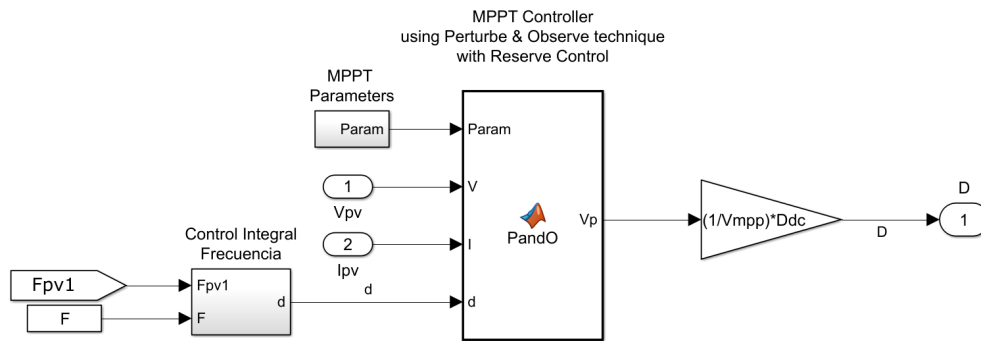


Figura 4.6: Modelo de control convertidor PWM CC-CC, con control de inercia virtual

### Control de descarga

Este control es insertado en el modulo del inversor SPWM CC-AC, en el lazo de control del BVR.

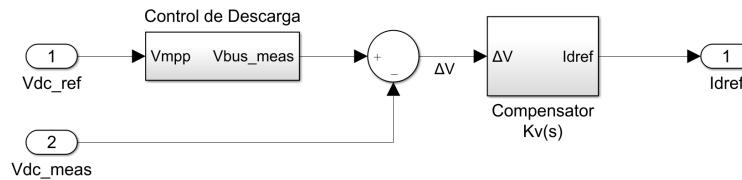


Figura 4.7: Modelo de control inversor SPWM CC-AC, con control de descarga

### Control de emulación del generador

Este control es insertado en el modulo del inversor CC-AC- En este modelo se modifica los lazos de control y corriente tradicionales.

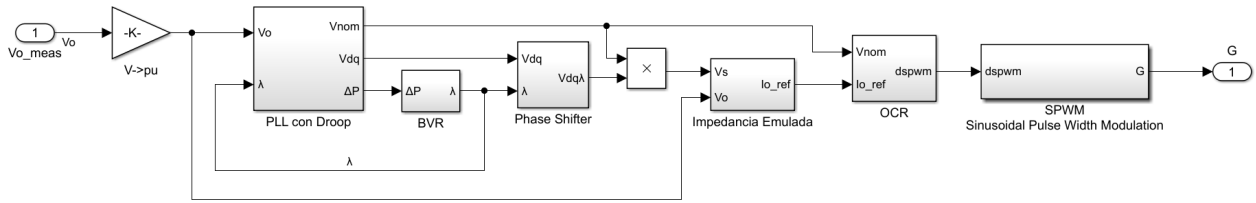


Figura 4.8: Modelo de control inversor SPWM CC-AC, con control de emulación del generador

## 4.2. Modelo de red del sistema de prueba

Para de evaluar el comportamiento de la frecuencia eléctrica, ante los incrementos porcentuales de potencia activa de las fuentes de generación fotovoltaica, tomamos como modelo eléctrico estándar de prueba, el sistema de dos áreas indicado en el ejemplo 12.6 de la página 813 del libro de texto Power System Stability and Control, escrito por Prabha Kundur [13].

Para desarrollar y simular el modelo eléctrico y de control del sistema de prueba antes propuesto, se adopta al modelo ejemplo denominado PMU (PLL-based, Positive-Sequence) Kundur's Two-Area System, contenido en la documentación de ayuda de la herramienta SIMULINK® de MATLAB® versión R2018a [30], modificando su rutina de operación para su implementación en el presente modelo.

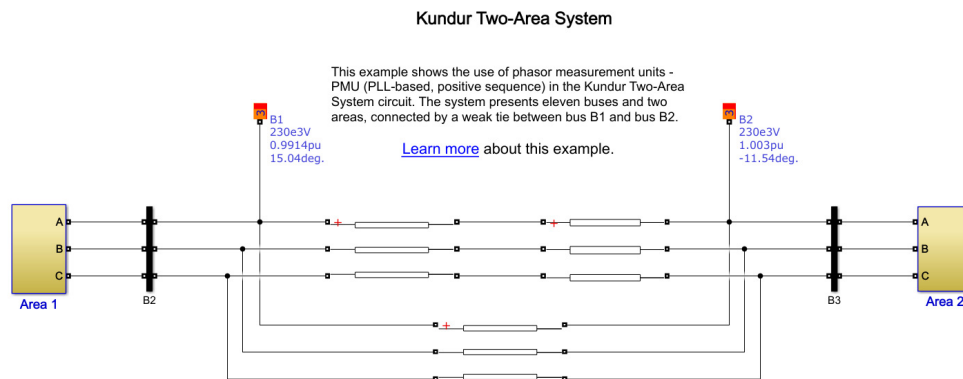


Figura 4.9: Modelo del sistema de prueba de 2 áreas Kundur adoptado de [30]

El sistema consta de 11 nodos y 2 áreas, conectadas por un débil doble enlace de línea de transmisión entre los nodos 7 y 9 con nivel de tensión 230 kV. Cada área posee de 2 unidades de generación síncrona conectadas, cada una con una potencia nominal de 900 MVA a nivel de tensión 20 kV, el cual transformado a nivel de tensión de la línea de 230 kV para alimentación

de las cargas conectadas. El flujo de potencia entregada desde el área 1 al área 2 es de 400 MW.

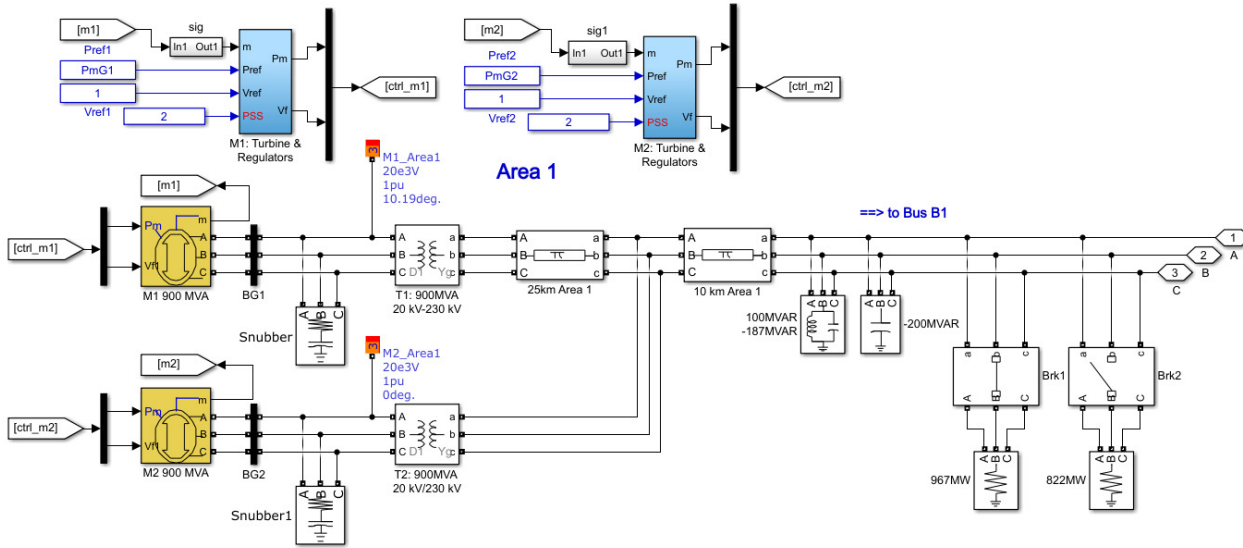


Figura 4.10: Modelo del área 1 del sistema de prueba Kundur adoptado de [30]

### 4.3. Integración de los modelos del sistema de generación fotovoltaica y sistema de prueba

Se desarrollan 3 modelos principales que consideran las 3 técnicas de control de los sistemas de generación fotovoltaicos (reserva, descarga y emulación del generador) para los cuatro escenarios solares de penetración al sistema de potencia (0 %-30 %-45 %-60 %), aumentando gradualmente la carga y el número de plantas fotovoltaicas conectadas al Área 1 del sistema de prueba propuesto.

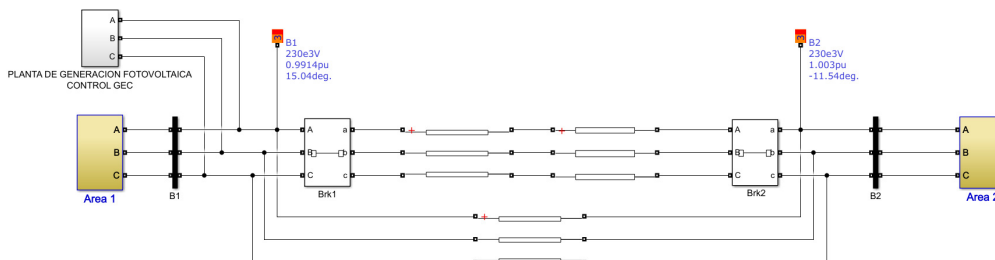


Figura 4.11: Modelo integrado del sistema de prueba y sistema de generación fotovoltaica con control GEC en el área 1



---

## Capítulo 5

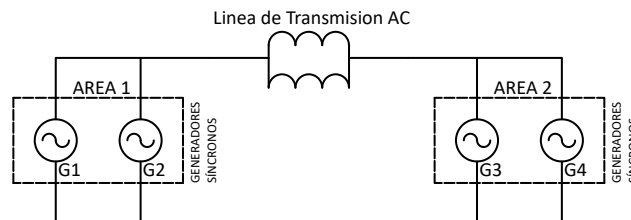
# Resultados y análisis

---

A continuación, se describen los resultados obtenidos, para cada uno de los escenarios de penetración de generación fotovoltaica y eventos de perturbación de la carga, acorde a los controles implementados en los sistemas de generación fotovoltaica.

### 5.1. Casos de estudio

Con el fin de analizar el impacto de la penetración de la generación fotovoltaica en los sistemas de potencia, a continuación, se definen 4 escenarios de conexión a la red en función del total de potencia activa generada en el sistema de prueba de 2 áreas.



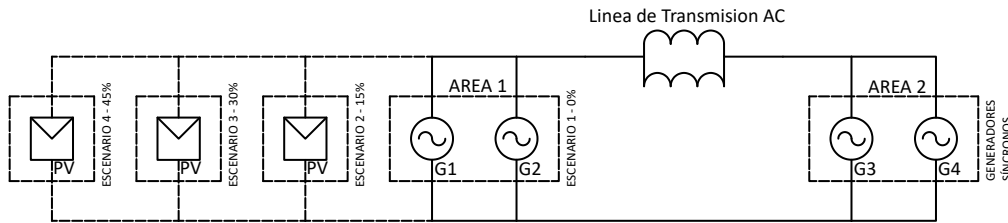
**Figura 5.1:** Diagrama del sistema de prueba de 2 áreas

**Escenario 1:** 0 % de generación fotovoltaica (Caso Base). El sistema de prueba de 2 áreas consta de 4 generadores convencionales de 700 MW cada uno y una demanda total en el sistema de 2734 MW.

**Escenario 2:** 30 % de generación fotovoltaica y carga adicional. Conexión de 4 plantas de generación fotovoltaica de 200 MW cada una, al área 1 del sistema de prueba.

**Escenario 3:** 45 % de generación fotovoltaica y carga adicional. Conexión de 6 plantas de generación fotovoltaica de 200 MW cada una, al área 1 del sistema de prueba.

**Escenario 4:** 60 % de generación fotovoltaica y carga adicional. Conexión de 8 plantas de generación fotovoltaica de 200 MW cada una, al área 1 del sistema de prueba.



**Figura 5.2:** Diagrama del sistema de prueba de 2 áreas con escenarios de penetración fotovoltaica

Para cada uno de los escenarios que incluyen plantas de generación fotovoltaica, se consideran 3 tipos de control de generación fotovoltaico, con el fin de evaluar el impacto real de estas fuentes de energía, conectadas al sistema de potencia.

**Control 1:** Plantas de generación fotovoltaica, con control de reserva.

**Control 2:** Plantas de generación fotovoltaica, con control de descarga.

**Control 3:** Plantas de generación fotovoltaica, con control de emulación del generador.

Así mismo, para el análisis de estabilidad de la frecuencia eléctrica en sistemas de potencia, esta se centrará en los primeros segundos después de una gran perturbación que altere el equilibrio de la potencia activa en el sistema, como lo es la conexión o desconexión de una carga, y no abordará los efectos a largo plazo que se puedan presentar. Por lo tanto, el objeto de estudio es el comportamiento de las máquinas síncronas y sus reguladores primarios, y no considera la evaluación de controladores secundarios que modifiquen las referencias de potencia activa de los generadores, para asegurar que la frecuencia vuelva a su valor nominal. A continuación, se definen los siguientes escenarios de operación para la conexión y desconexión de la carga:

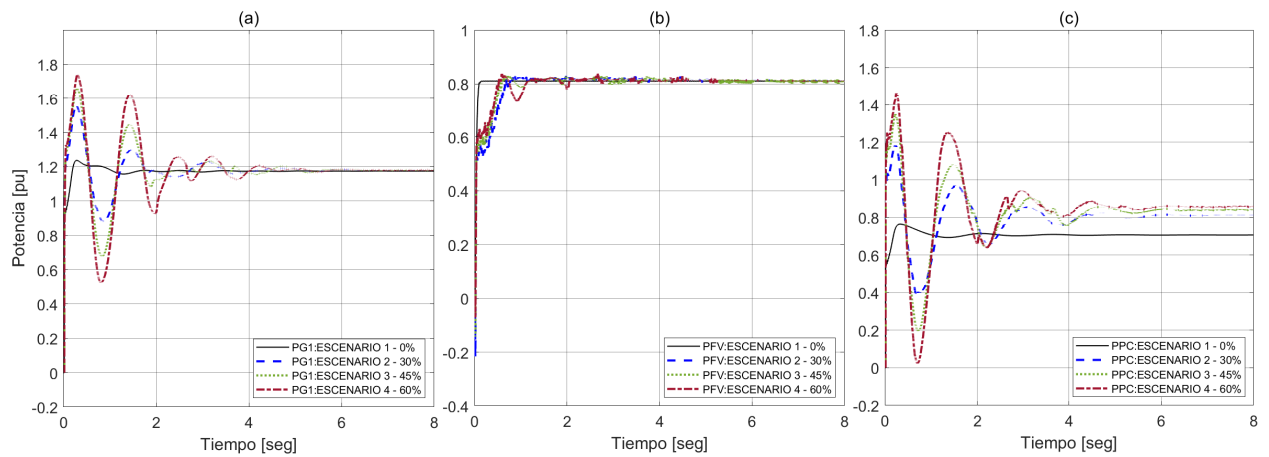
**Conexión de carga en el área 1,** 10 segundos después de iniciada la simulación, equivalente al 10% del total de carga existente en el punto de conexión del área 1.

**Desconexión de carga en el área 1,** 10 segundos después de iniciada la simulación, equivalente al 10% del total de carga existente en el punto de conexión del área 1.

Para simplificar los parámetros que definen el comportamiento de las plantas de generación fotovoltaica, todas poseen iguales valores nominales de operación. Al final del procedimiento descrito, se comparan y analizan los resultados obtenidos de potencia activa y frecuencia eléctrica en los escenarios antes descritos, correspondiente al generador síncrono 1 y punto de conexión perteneciente al área 1, de sistema de prueba.

## 5.2. Plantas de generación fotovoltaica con control de reserva

Para el análisis del impacto de plantas de generación fotovoltaica en el sistema de potencia, en la figura 5.3, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



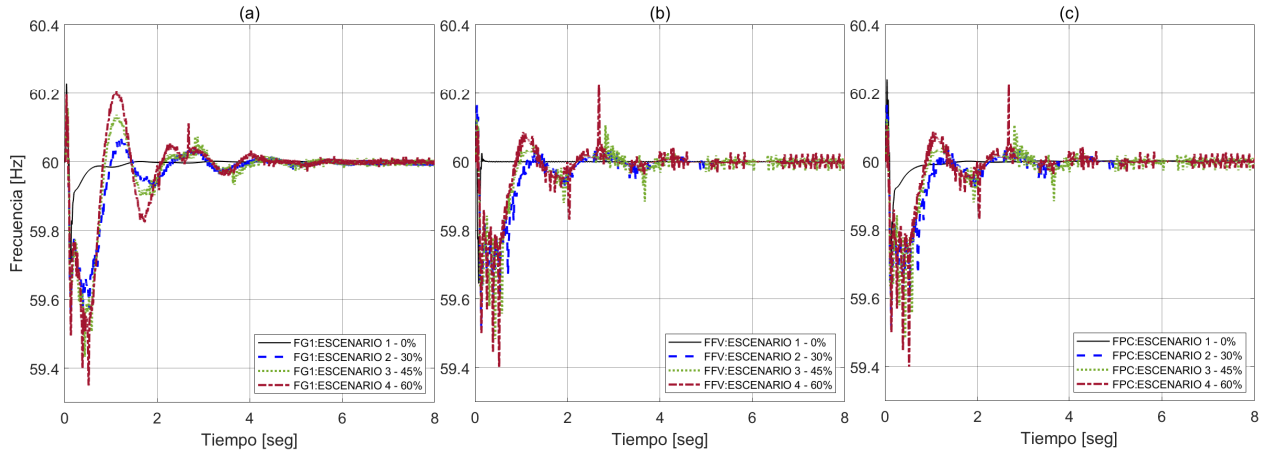
**Figura 5.3:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de potencia adicional en el escenario 4 equivalente al 41% y 91% respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Evento contrario, sucede en el generador fotovoltaico que ve reducida instantáneamente su entrega de potencia nominal, alcanzando valores en el escenario 2 con una reducción del 31%, con respecto al valor del caso base (escenario 1).

Antes de los eventos de perturbación de carga, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta un aumento de potencia activa en el escenario 4 equivalente al 0.4% y 22% respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Caso contrario se evidencia en el generador fotovoltaico el cual presenta una disminución de potencia activa en el escenario 2, equivalente a un 0.1%, con respecto al caso base (escenario 1).

A continuación, en la figura 5.4, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros

segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



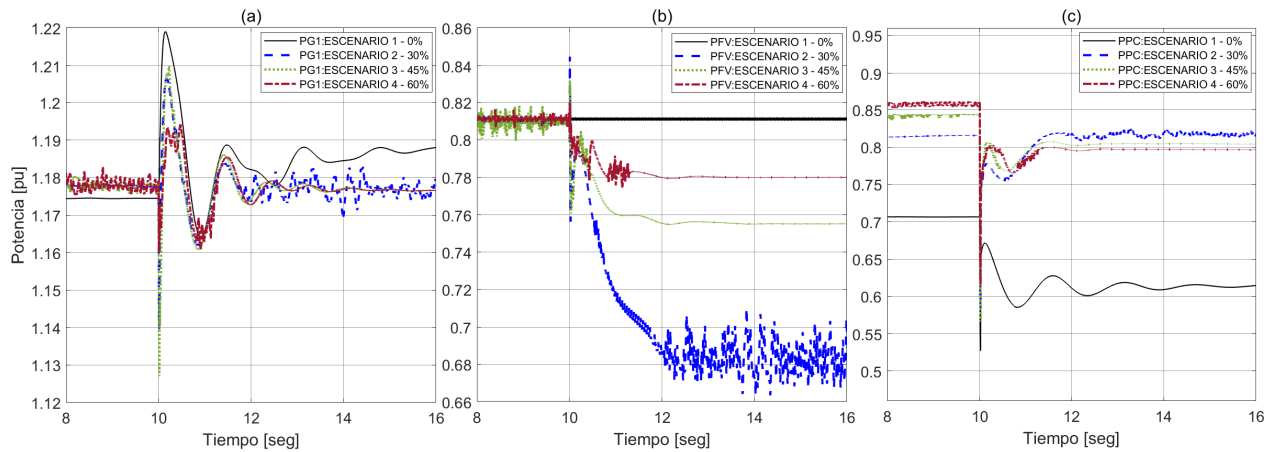
**Figura 5.4:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la forma de onda de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico y del punto de conexión de red, se comportan de manera similar y presentan mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en el escenario 4 una reducción en el valor pico de frecuencia con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz) del 1.00 %. En el generador síncrono 1 igualmente se presenta este comportamiento, que para el escenario 4, es equivalente al 1.08 % del valor de referencia.

Antes de los eventos de perturbación de potencia, estas oscilaciones de frecuencia eléctrica se mantienen, siendo más representativo en el punto de conexión; con un cambio en el valor promedio de frecuencia en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4 del 0.016 % con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz).

### 5.2.1. Evento conexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.5, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de conexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.5:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

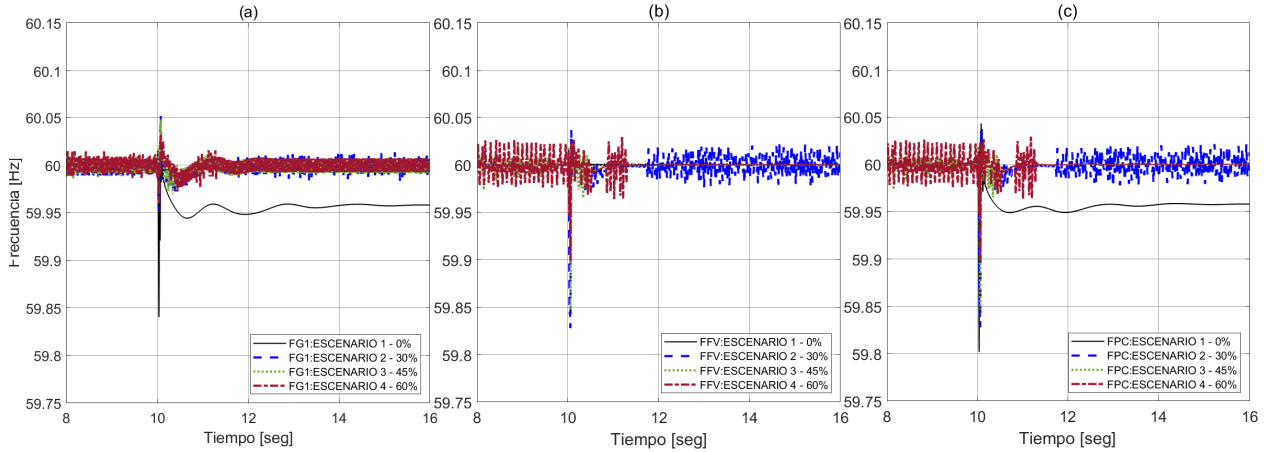
En el evento de conexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de reducción de potencia en el escenario 3 equivalente al 4.3% y 32.8% respectivamente, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sobre impulso de potencia activa del 3.8% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.2%. Estos sobre impulsos se presentan en periodos diferentes de operación, sin embargo, en el escenario 4, la señal presenta mayor distorsión y número de oscilaciones.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.8% en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando a reducirse su valor hasta en un 0.3% en el escenario 4. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento en un 12.6% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 7.9% en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.6, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red para un evento de

conexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.6:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

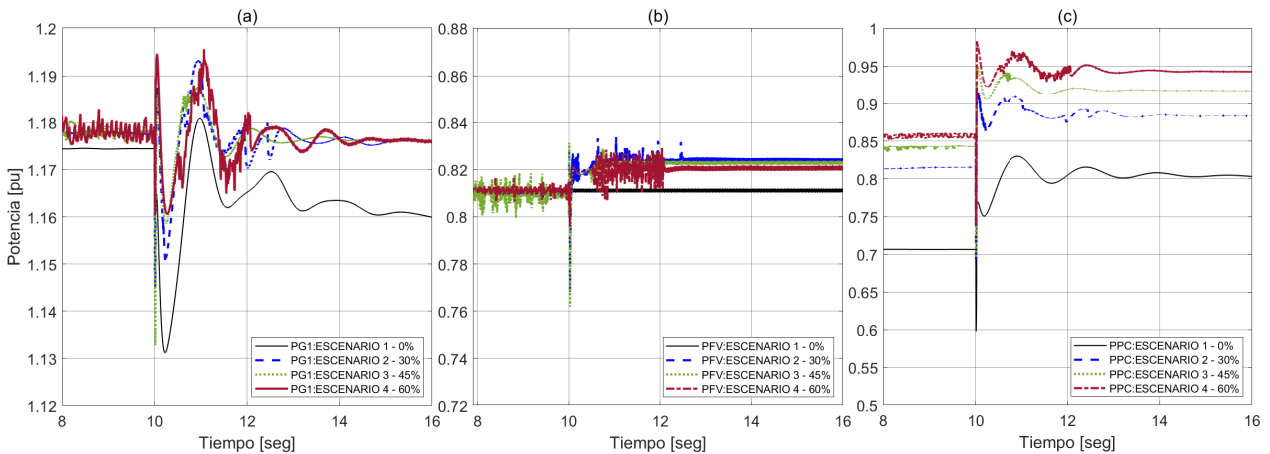
En el evento de conexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una reducción de su valor pico del 0.27 % y del 0.33 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 4 a un valor del 0.05 % para el generador síncrono 1 y en un 0.20 % en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una disminución de su valor de frecuencia nominal del 0.1 % y del 0.08 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta reducción es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en los escenarios 2,3 y 4 un valor del 0.03 % para el generador síncrono 1 y en el escenario 2 del 0.05 % en el punto de conexión.

Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por debajo del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.08 % y 0.07 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando disminuyen los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose una aumento de frecuencia en el escenario 2 del 0.02 % en el generador síncrono 1 y del 0.03 % en el punto de conexión.

### 5.2.2. Evento desconexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.7, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.7:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

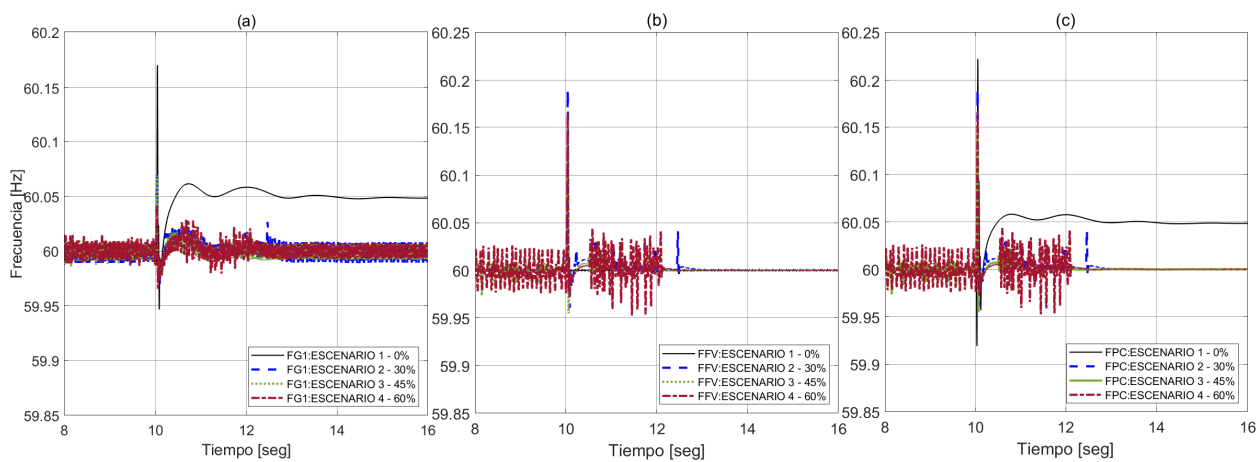
En el evento de desconexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de aumento de potencia en el escenario 4 equivalente al 1.36 % y 14.21 % respectivamente, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sub impulso de potencia activa del 3.66 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.53 %. Estos sub impulsos se presentan en periodos diferentes de operación, sin embargo, en el escenario 4, la señal presenta mayor distorsión y número de oscilaciones.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.79 % en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando a aumentarse su valor hasta en un 0.25 % en el escenario

4. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento en un 13.05 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 9.41 % en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.8 se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.8:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

En el evento de desconexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor pico del 0.28 % y del 0.37 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 4 a un valor del 0.08 % para el generador síncrono 1 y en el escenario 3 a un valor del 0.23 % en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor de frecuencia nominal del 0.1 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta aumento es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en los escenarios 2,3 y 4 un valor del 0.07 % para el generador síncrono 1 y en el escenario 4 del 0.03 % en el punto de conexión.

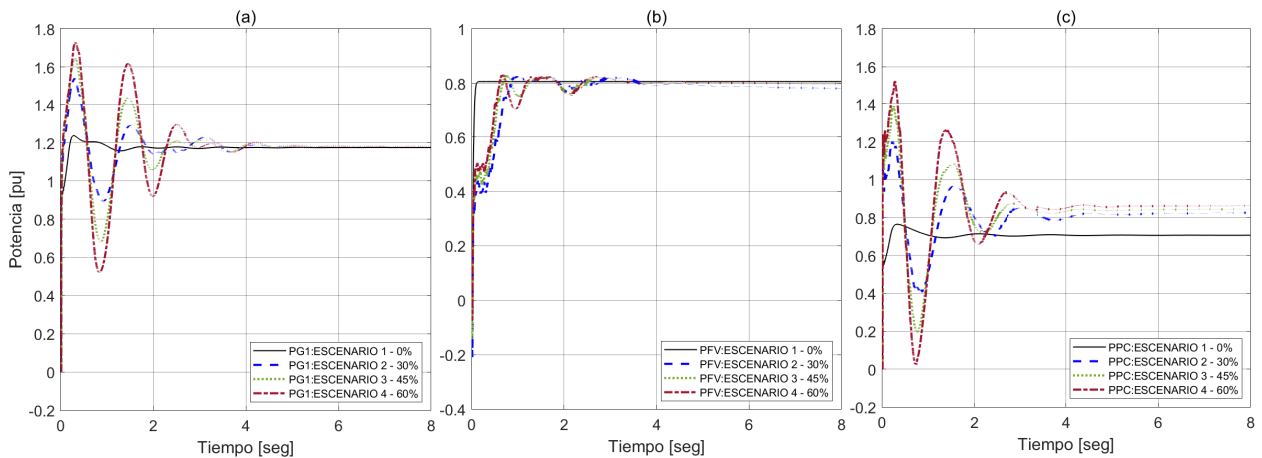
Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia



eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por encima del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.1 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando disminuyen los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose una aumento de frecuencia en los escenarios 2,3 y 4 del 0.03 % en el generador síncrono 1 y en el escenario 4 del 0.03 % en el punto de conexión.

### 5.3. Plantas de generación fotovoltaica con control de descarga

Para el análisis del impacto de plantas de generación fotovoltaica en el sistema de potencia, en la figura 5.9, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.

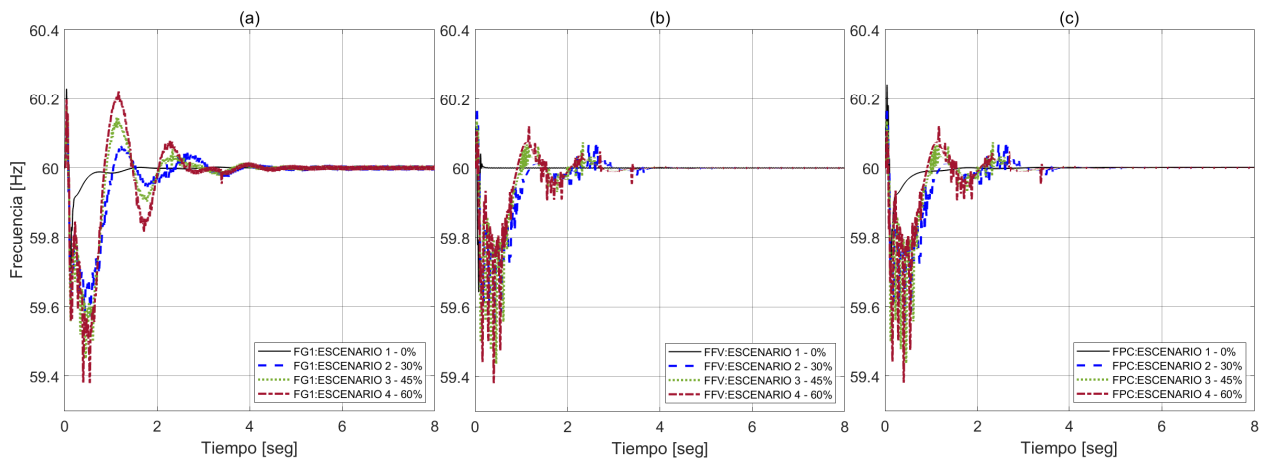


**Figura 5.9:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de potencia adicional en el escenario 4 equivalente al 40 % y 100 % respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Evento contrario, sucede en el generador fotovoltaico que ve reducida instantáneamente su entrega de potencia nominal, alcanzando valores en el escenario 2 con una reducción del 50 %, con respecto al valor del caso base (escenario 1).

Antes de los eventos de perturbación de carga, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta un aumento de potencia activa en el escenario 4 equivalente al 0.3 % y 22 % respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Caso contrario se evidencia en el generador fotovoltaico el cual presenta una disminución de potencia activa en el escenario 2, equivalente a un 4 %, con respecto al caso base (escenario 1).

A continuación, en la figura 5.10, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



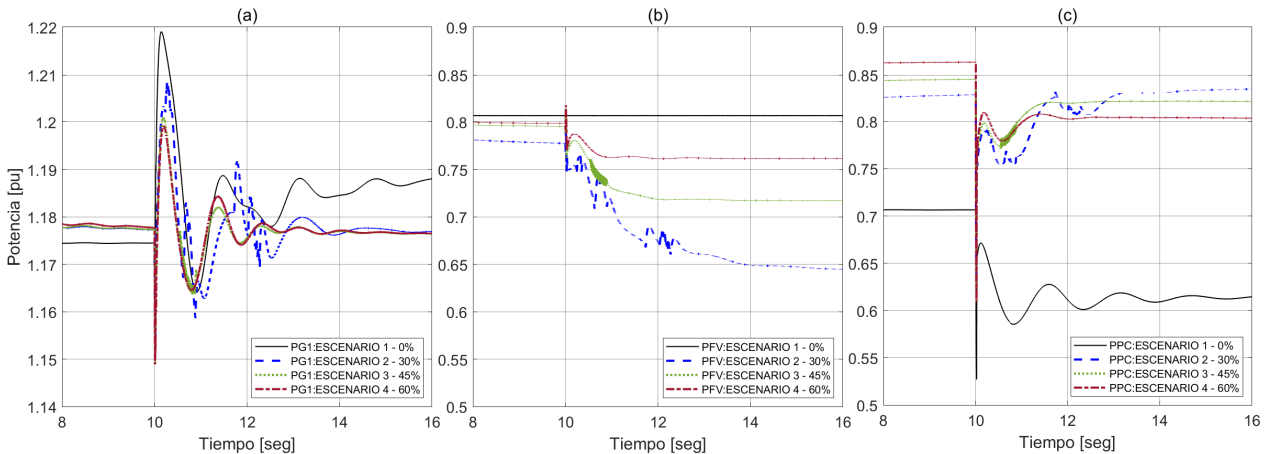
**Figura 5.10:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la forma de onda de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico y del punto de conexión de red, se comportan de manera similar y presentan mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en el escenario 4 una reducción en el valor pico de frecuencia con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz) del 1.03 %. En el generador síncrono 1 igualmente se presenta este comportamiento, que para el escenario 4, es equivalente al 1.03 % del valor de referencia.

Antes de los eventos de perturbación de potencia, estas oscilaciones de frecuencia eléctrica se mantienen, siendo más representativo en el generador síncrono 1; con un cambio en el valor promedio de frecuencia en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4 del 0.016 % con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz).

### 5.3.1. Evento conexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.11, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de conexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.11:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

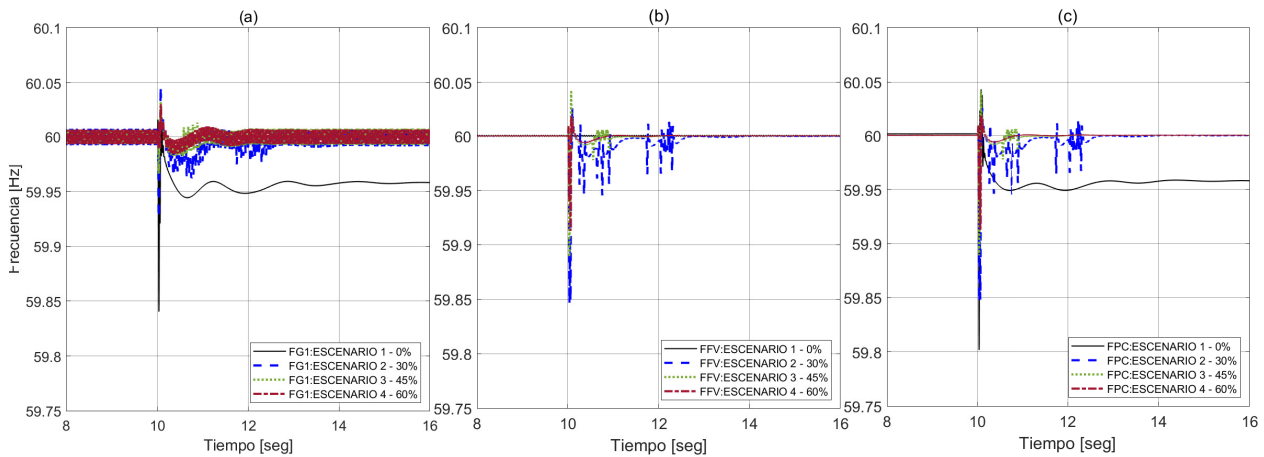
En el evento de conexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de reducción de potencia en los escenarios 3 y 4 equivalente al 2.5% y en el escenario 4 del 29.5% en el punto de conexión, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sobre impulso de potencia activa del 3.8% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.8%. Estos sobre impulsos se presentan en periodos diferentes de operación, sin embargo, en el escenario 2, la señal presenta mayor distorsión y número de oscilaciones.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.8% en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2, 3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por debajo del valor de potencia

nominal antes del evento, llegando a reducirse su valor hasta en un 0.2% en todos los escenarios. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento en un 12.6% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 7.4% en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.12, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto de conexión de red para un evento de conexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.12:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

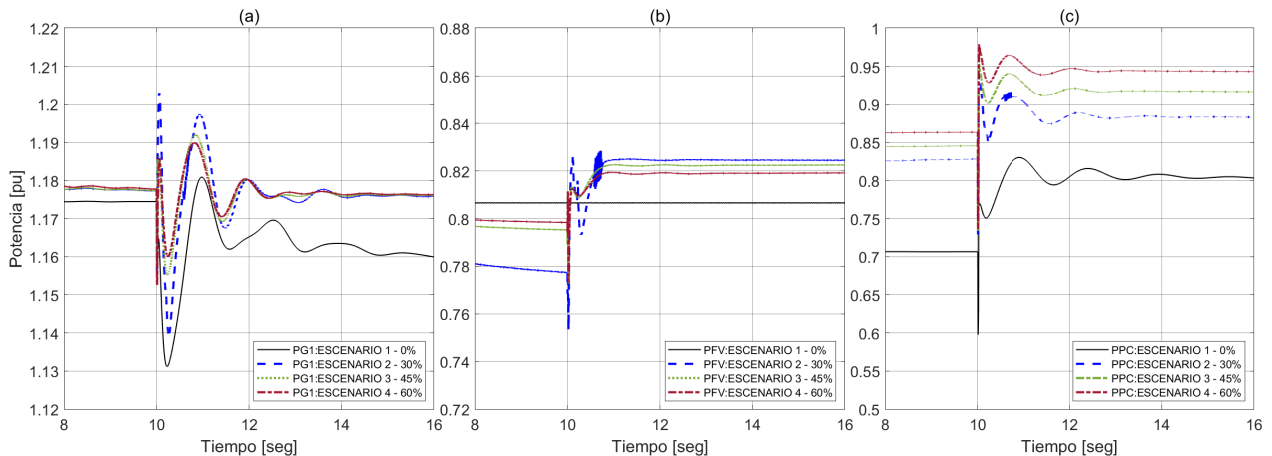
En el evento de conexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una reducción de su valor pico del 0.27% y del 0.33% con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 4 al valor de referencia del sistema para el generador síncrono 1 y en un 0.15% en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una disminución de su valor de frecuencia nominal del 0.1% y del 0.08% con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta reducción es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en los escenarios 3 y 4 un valor del 0.02% para el generador síncrono 1 y en el escenario 4 del 0.02% en el punto de conexión.

Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por debajo del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.08 % y 0.07 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando disminuyen los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose un aumento de frecuencia en todos los escenarios del 0.02 % en el generador síncrono 1 y en el punto de conexión iguala el valor de referencia.

### 5.3.2. Evento desconexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.13, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.13:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

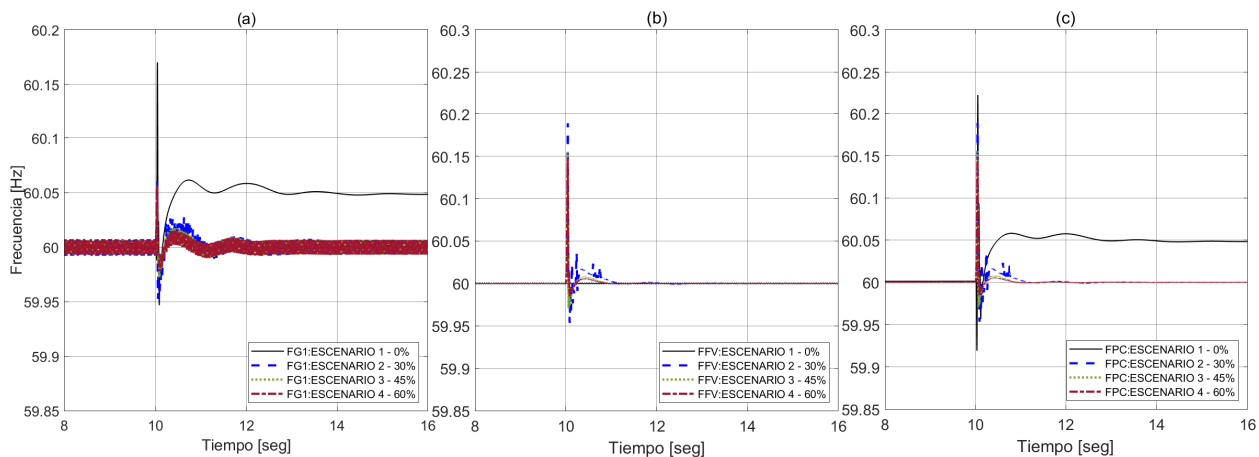
En el evento de desconexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de aumento de potencia en el escenario 4 equivalente al 1.44 % y 14.79 % respectivamente, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sub impulso de potencia activa del 3.66 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración

fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.53%. Estos sub impulsos se presentan en periodos diferentes de operación, sin embargo, en el escenario 2, la señal presenta mayor distorsión y número de oscilaciones.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.79% en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando a aumentarse su valor hasta en un 0.17% en todos los escenarios de penetración. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento en un 13.05% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 9.02% en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.14, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.14:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

En el evento de desconexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor pico del 0.28% y del 0.37% con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 3 a un valor del 0.07% para el generador síncrono 1 y

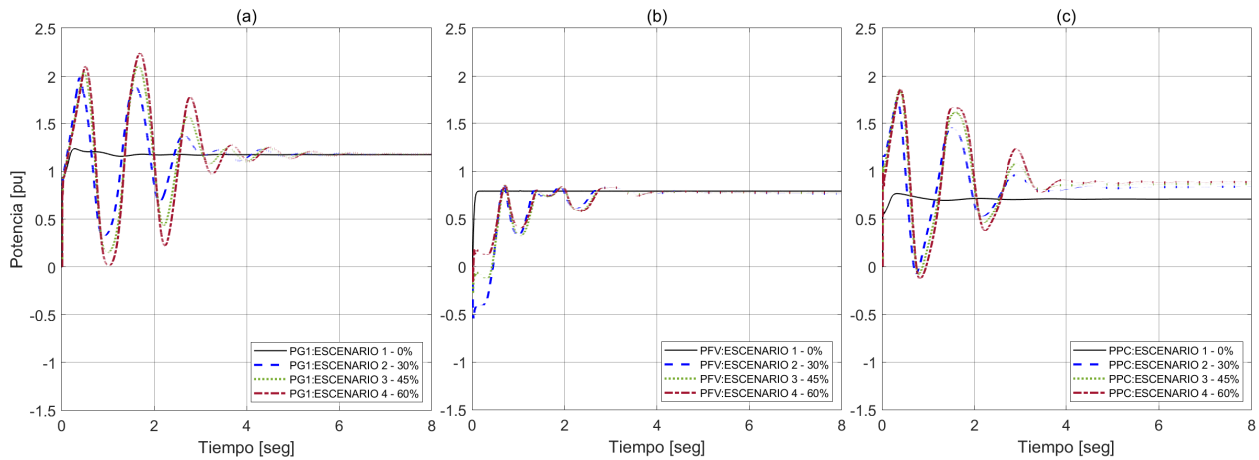
en el escenario 4 a un valor del 0.25 % en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor de frecuencia nominal del 0.1 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta aumento es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en los escenarios 3 y 4 un valor del 0.03 % para el generador síncrono 1 y del 0.02 % en el punto de conexión.

Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por encima del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.1 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando disminuyen los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose una aumento de frecuencia en los escenarios 2,3 y 4 del 0.03 % en el generador síncrono 1 e igualando el valor de referencia en el punto de conexión.

## **5.4. Plantas de generación fotovoltaica con control de emulación generador**

Para el análisis del impacto de plantas de generación fotovoltaica en el sistema de potencia, en la figura **5.15**, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



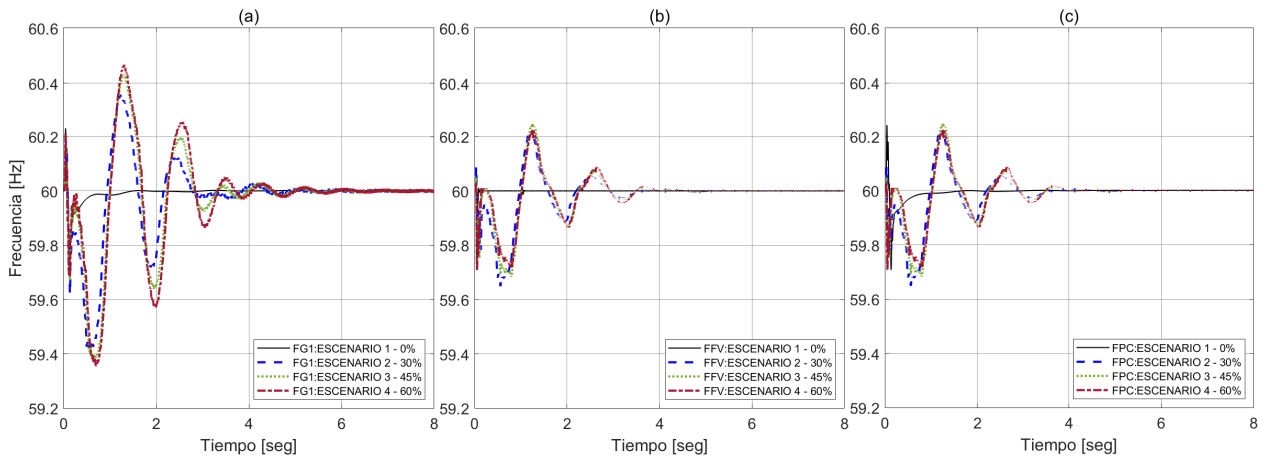
**Figura 5.15:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta mayor amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de potencia adicional en el escenario 4 equivalente al 70 % y 145 % respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Evento contrario, sucede en el generador fotovoltaico que ve reducida instantáneamente su entrega de potencia nominal, alcanzando valores en el escenario 2 con una reducción del 150 %, con respecto al valor del caso base (escenario 1).

Antes de los eventos de perturbación de carga, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta un aumento de potencia activa en el escenario 4 equivalente al 0.3 % y 26 % respectivamente, del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1). Caso contrario se evidencia en el generador fotovoltaico el cual presenta una disminución de potencia activa en el escenario 2, equivalente a un 4 %, con respecto al caso base (escenario 1).

A continuación, en la figura 5.16, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red en los primeros segundos de simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.





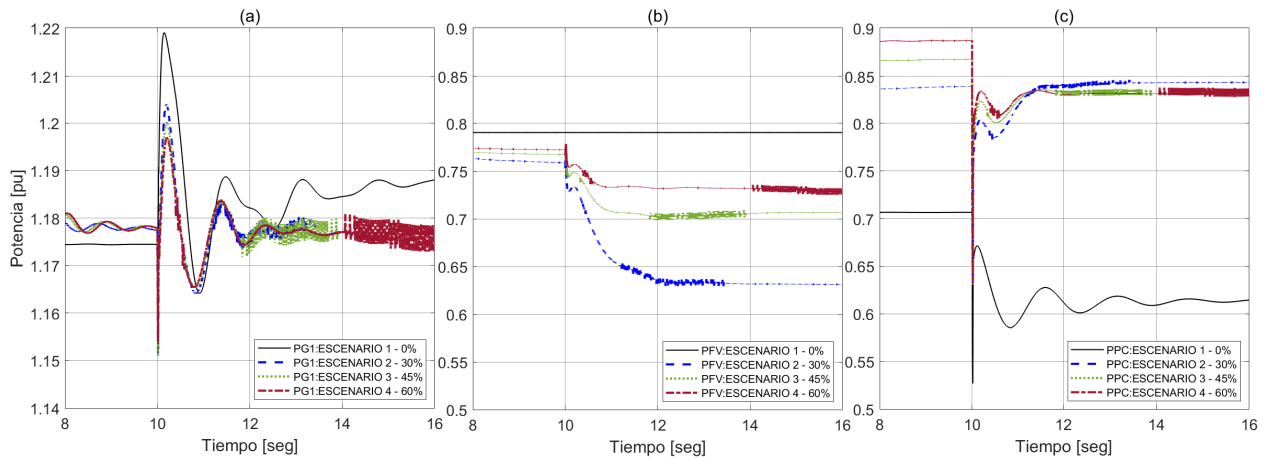
**Figura 5.16:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Arranque del sistema.

En el arranque del sistema, la forma de onda de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico y del punto de conexión de red, se comportan de manera similar y presentan igual amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en el escenario 4 una reducción en el valor pico de frecuencia con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz) del 0.47%. En el generador síncrono 1 igualmente se presenta este comportamiento, que para el escenario 4, es equivalente al 1.08% del valor de referencia.

Antes de los eventos de perturbación de potencia, estas oscilaciones de frecuencia eléctrica se mantienen, siendo más representativo en el generador síncrono 1; con un cambio en el valor promedio de frecuencia en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4 del 0.016% con respecto al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz).

#### 5.4.1. Evento conexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.17, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de conexión de carga 8 segundos después de haberse iniciado la simulación, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.17:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

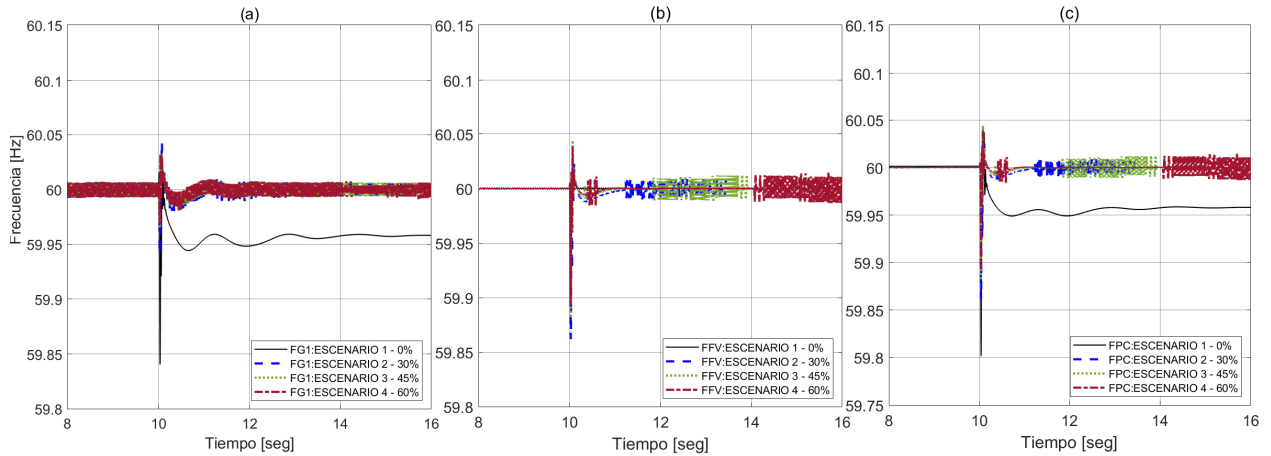
En el evento de conexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta igual amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de reducción de potencia en los escenarios 2 y 3 equivalente al 2.3% y en el escenario 4 del 28.6% en el punto de conexión, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sobre impulso de potencia activa del 3.8% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.6%. Estos sobre impulsos se presentan en periodos iguales de operación.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.8% en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando a reducirse su valor hasta en un 0.2% en todos los escenarios. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento en un 12.6% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 7.2% en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.18, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red para un evento de

conexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.18:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento conexión de carga.

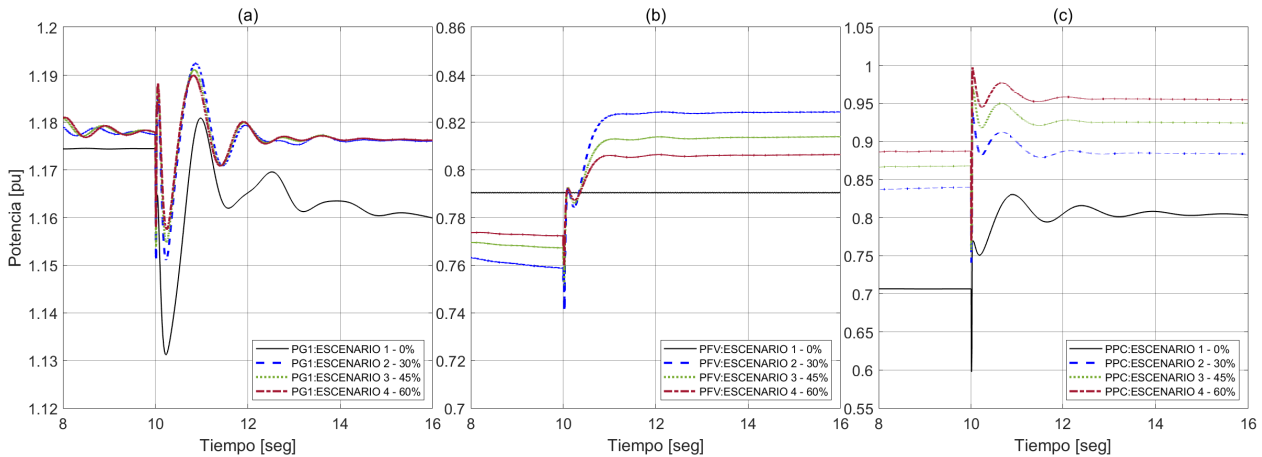
En el evento de conexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una reducción de su valor pico del 0.27 % y del 0.33 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 4 al 0.03 % para el generador síncrono 1 y en un 0.18 % en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta una disminución de su valor de frecuencia nominal del 0.1 % y del 0.08 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta reducción es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en todos los escenarios de penetración un valor del 0.02 % para el generador síncrono 1 y en los escenarios 2 y 3 del 0.02 % en el punto de conexión.

Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por debajo del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.08 % y 0.07 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose un aumento de frecuencia en todos los escenarios del 0.02 % en el generador síncrono 1 y punto de conexión.

### 5.4.2. Evento desconexión de carga

Para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, en la figura 5.19, se grafican los resultados obtenidos de potencia activa del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red, para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.19:** a) Potencia activa generador síncrono 1. b) Potencia activa generador fotovoltaico. c) Potencia activa punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

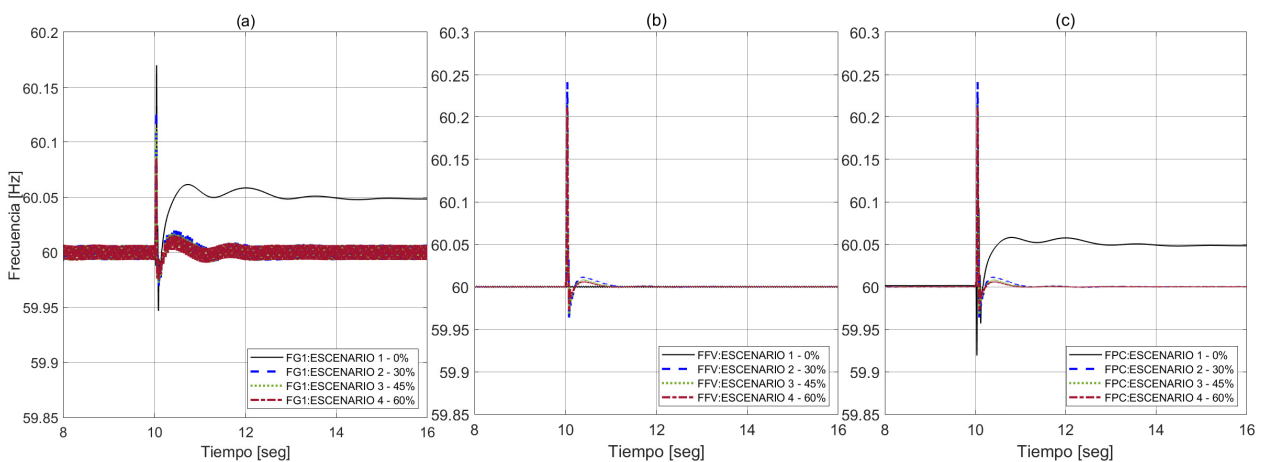
En el evento de desconexión de carga, en respuesta inicial del sistema, la señal de potencia activa del generador síncrono 1 y el punto de conexión de red, presenta igual amplitud y número de oscilaciones a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica alcanzando un pico de aumento de potencia en el escenario 4 equivalente al 0.85 % y 13.31 % respectivamente, del valor de potencia nominal antes del evento.

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sub impulso de potencia activa del 3.66 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.70 %. Estos sub impulsos se presentan en periodos diferentes de operación, sin embargo, en el escenario 4, la señal presenta mayor distorsión y número de oscilaciones.

Finalizando el evento de conexión de carga, la señal de potencia activa en el generador síncrono 1, se estabiliza por debajo del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 1.79 % en el caso base (escenario 1). Sin embargo, en los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, este comportamiento es contrario, presentando valores por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando a aumentarse su valor hasta en un 0.17 % en todos los

escenarios de penetración. El punto de conexión presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por encima del valor de potencia nominal antes del evento en un 13.05 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, este valor se ubica por encima del valor de potencia nominal antes del evento, llegando al 7.29 % en el escenario 4.

A continuación, en la figura 5.20, se grafican los resultados obtenidos de frecuencia eléctrica del generador síncrono 1, generador fotovoltaico y punto conexión de red para un evento de desconexión de carga segundos después de haberse obtenido el estado estable del sistema, para los 4 escenarios de penetración de generación fotovoltaica al sistema de potencia.



**Figura 5.20:** a) Frecuencia eléctrica generador síncrono 1. b) Frecuencia eléctrica generador fotovoltaico. c) Frecuencia eléctrica punto de conexión de red. Evento desconexión de carga.

En el evento de desconexión de carga, debido al pico de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor pico del 0.28 % y del 0.37 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, este pico de frecuencia es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, reduciendo en el escenario 4 a un valor del 0.17 % para el generador síncrono 1 y en los escenarios 3 y 4 a un valor del 0.35 % en el punto de conexión.

Debido al sobre impulso de potencia activa, la frecuencia eléctrica del generador síncrono 1 y el punto de conexión en el caso base (escenario 1), presenta un aumento de su valor de frecuencia nominal del 0.1 % con respecto al valor de referencia del sistema (60 Hz). Sin embargo, esta aumento es menor en los escenarios de penetración fotovoltaica, alcanzando en todos los escenarios penetración un valor del 0.03 % para el generador síncrono 1 y del 0.02 % en el punto de conexión.

Finalizando el evento de conexión de carga, en el escenario base, la señal de frecuencia

eléctrica en el generador síncrono 1 y punto de conexión, se estabiliza en un valor por encima del valor de referencia del sistema (60Hz), llegando al 0.1 % respectivamente. Sin embargo, este valor de frecuencia tiende a oscilar alrededor del valor referencia, cuando aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, presentándose una aumento de frecuencia en los escenarios 2,3 y 4 del 0.03 % en el generador síncrono 1 e igualando el valor de referencia en el punto de conexión.

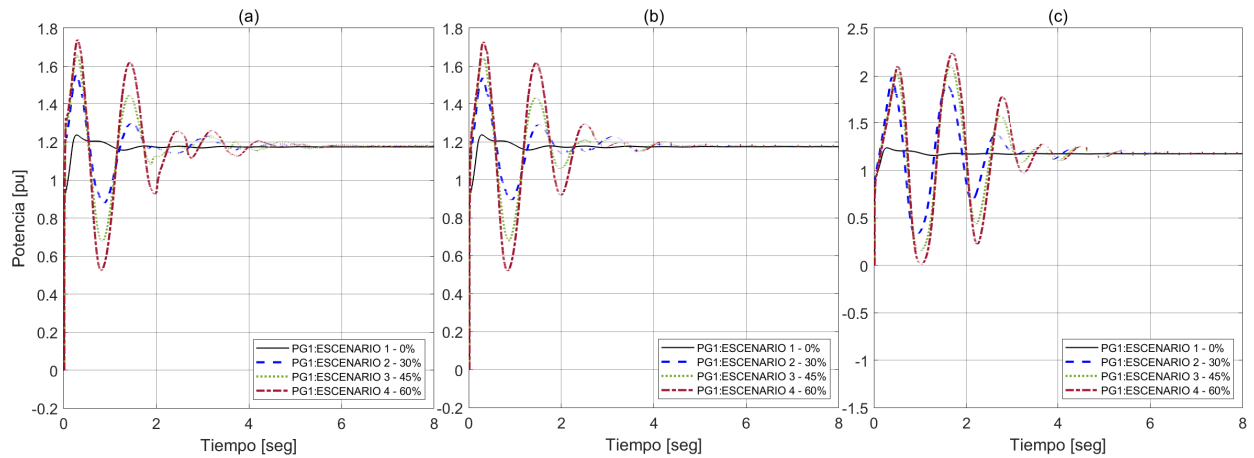
## **5.5. Comparación de los métodos de control**

A continuación se realiza comparación de los metidos de control implementados, acorde a las etapas de simulación

### **5.5.1. Arranque del sistema**

Como se evidencia en la figura **5.21**, en el inicio de la simulación, la señal de potencia activa, del generador síncrono 1, presenta un mayor amplitud y numero de oscilaciones, a medida que aumenta los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 a un pico máximo de potencia adicional aproximadamente del 40 % para el control de reserva y el control de descarga y del 70 % para el control de emulación del generador.

Antes de los eventos de perturbación de carga, la señal de la potencia activa del generador síncrono 1, presenta un aumento de potencia activa en el escenario 4 equivalente al 0.3 % del valor de potencia activa en el caso base (escenario 1) para el control de descarga y de emulación del generador y de 0.4 % para el control de reserva. Lo anterior no excede el limite operacional del 3 % de la potencia en un tiempo de establecimiento no mayor a 15 segundos, según lo indica los protocolos para la medición de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación, establecidos por Consejo Nacional de Operación CNO, en el Anexo 1 del Acuerdo 1122 del 2008.

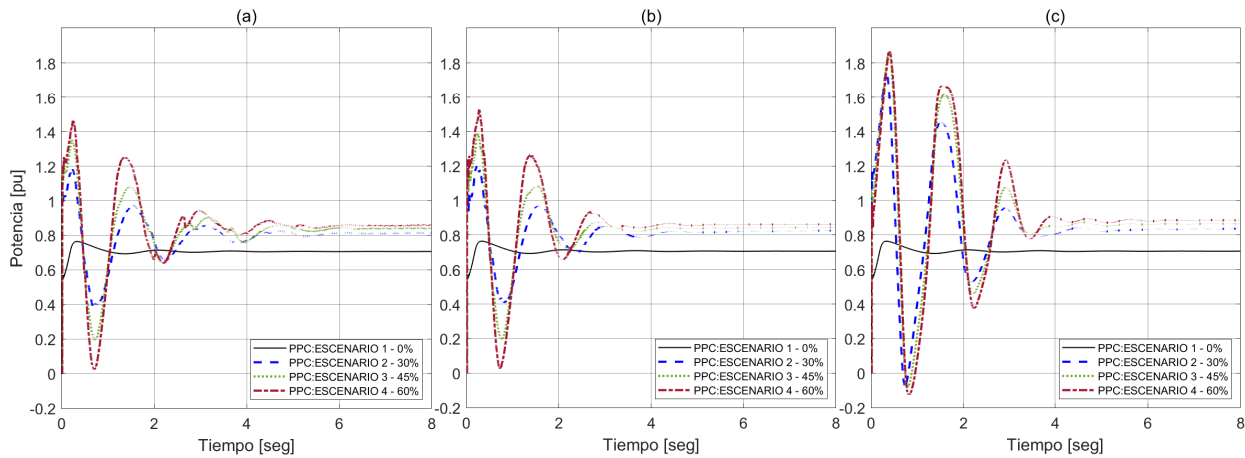


**Figura 5.21:** Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.

**Tabla 5.1:** Potencia activa generador 1. Arranque del sistema.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,930	1,237	1,200	1,174	0,930	1,237	1,200	1,174	0,930	1,237	1,200	1,174
2	30	1,208	1,556	0,879	1,177	1,098	1,542	0,894	1,178	0,960	1,990	0,324	1,178
3	45	1,269	1,660	0,679	1,178	1,161	1,645	0,680	1,178	0,952	2,048	0,152	1,178
4	60	1,324	1,740	0,524	1,179	1,167	1,729	0,520	1,178	0,933	2,101	0,013	1,178

A continuación en la figura 5.22, se evidencia que en el punto de conexión se presenta el mismo comportamiento llegando en el escenario 4 a un pico máximo de potencia adicional del 91 % para el control de reserva, 100 % en el control de descarga y del 145 % para el control de emulación del generador.



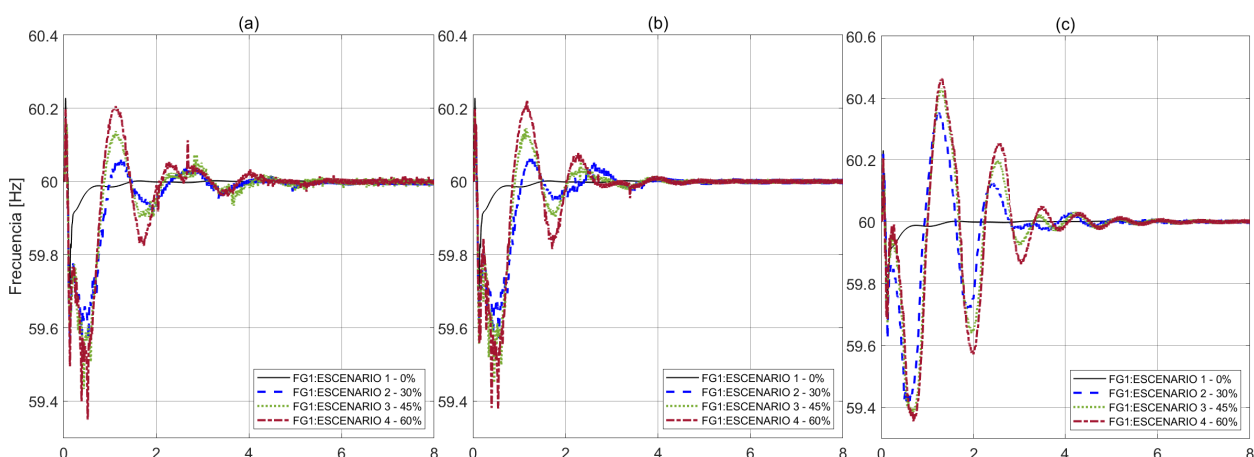
**Figura 5.22:** Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.

**Tabla 5.2:** Potencia activa punto de conexión. Arranque del sistema.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,553	0,764	0,723	0,707	0,553	0,764	0,723	0,707	0,553	0,764	0,723	0,707
2	30	1,002	1,183	0,400	0,816	0,939	1,201	0,799	0,828	1,158	1,748	-0,078	0,840
3	45	1,148	1,354	0,193	0,843	1,073	1,388	0,195	0,846	1,012	1,865	-0,078	0,868
4	60	1,183	1,463	0,023	0,861	1,188	1,528	0,024	0,864	0,850	1,870	-0,125	0,887

En el caso de la frecuencia eléctrica, como se observa en la figura 5.23, en el generador síncrono 1, se presenta igualmente una mayor amplitud y número de oscilaciones, a medida que aumenta los escenarios de penetración fotovoltaica; con la diferencia que en los escenarios de mayor penetración fotovoltaica, para los controles de reserva y control de descarga, se presenta mayor distorsión de la onda, generando mayores picos de la señal que reducen el valor de la frecuencia hasta aproximadamente el 1.08 % (59.35Hz) del valor de referencia del sistema (60Hz) en el escenario 4. Este porcentaje no excede los límites operacionales de frecuencia eléctrica (58.5Hz) exigidos por la normativa colombiana en el Numeral 2.2.4 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, que establece los requisitos para la operación de las unidades de generación en el sistema interconectado nacional.



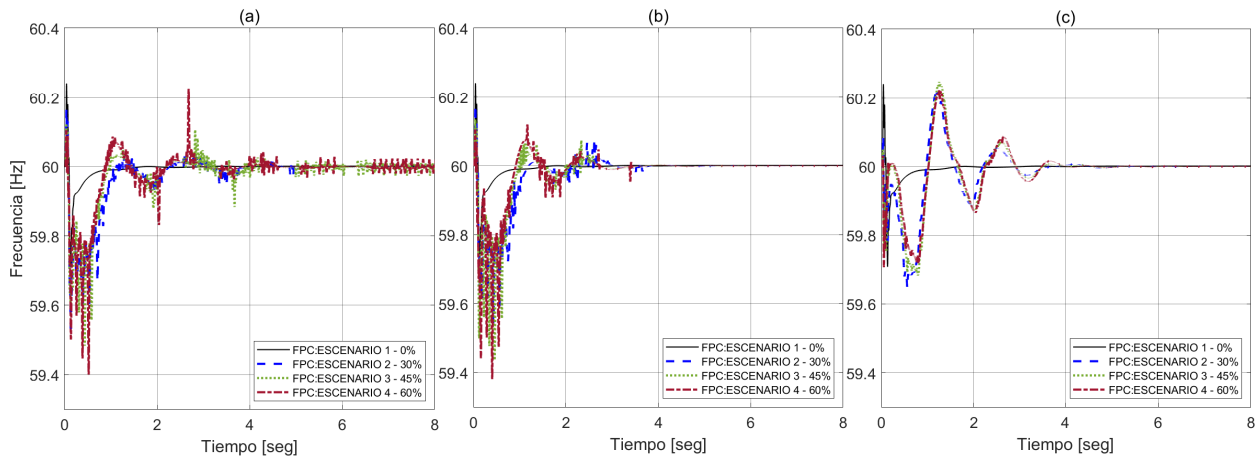


**Figura 5.23:** Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.

**Tabla 5.3:** Frecuencia eléctrica generador 1. Arranque del sistema.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO		F <sub>i</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>est</sub>	F <sub>i</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>est</sub>	F <sub>i</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>est</sub>
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz
1	0	60,23	59,98	59,99	60,00	60,23	59,98	59,99	60,00	60,23	59,98	59,99	60,00
2	30	60,20	59,57	60,07	59,99	60,20	59,57	60,06	59,99	60,22	59,41	60,35	59,99
3	45	60,20	59,43	60,14	59,99	60,19	59,45	60,15	59,99	60,21	59,38	60,43	59,99
4	60	60,20	59,35	60,21	59,99	60,20	59,38	60,22	59,99	60,21	59,35	60,47	59,99

Como se observa en la figura 5.24, igualmente el punto de conexión, presenta el comportamiento anterior, generando mayores picos de la señal que reducen el valor de la frecuencia hasta aproximadamente el 1.03% (59.38Hz) del valor de referencia del sistema (60Hz) en el escenario 4 para el control de descarga. Este porcentaje se reduce al 0.47% (59.72Hz) en el control de emulación del generador. Este porcentaje no excede los límites operacionales de frecuencia eléctrica (58.5Hz) exigidos por la normativa colombiana en el Numeral 2.2.4 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, que establece los requisitos para la operación de las unidades de generación en el sistema interconectado nacional.



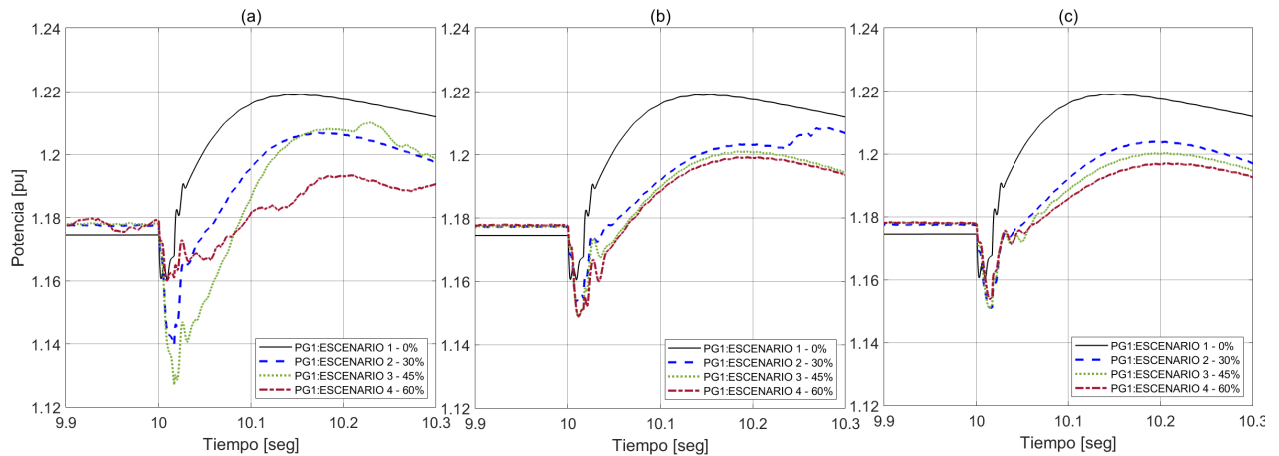
**Figura 5.24:** Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.

**Tabla 5.4:** Frecuencia eléctrica punto de conexión. Arranque del sistema.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO		Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz
1	0	60,24	59,98	59,99	60,00	60,24	60,24	59,71	60,00	60,24	60,24	59,71	60,00
2	30	60,17	59,60	60,03	60,00	60,18	59,54	60,01	60,00	60,09	59,65	60,22	60,00
3	45	60,12	59,48	60,05	60,01	60,13	59,38	60,06	60,00	60,05	59,68	60,25	60,00
4	60	60,11	59,40	60,09	60,02	60,11	59,38	60,12	60,00	60,03	59,72	60,22	60,00

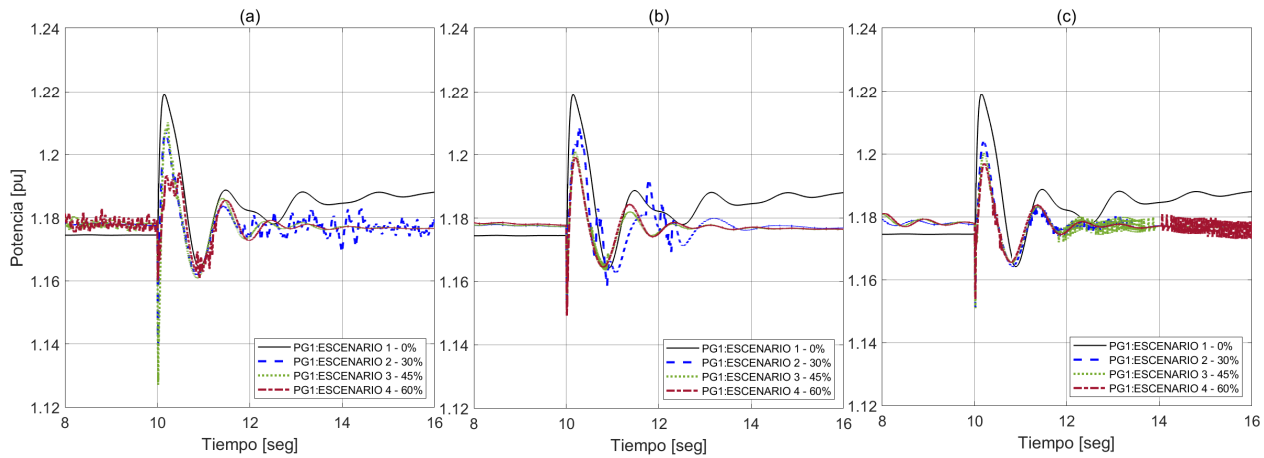
### 5.5.2. Evento de conexión de carga

Durante el evento de conexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sobre impulso de potencia activa del 3.8% con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.6% para el control de emulación del generador. Estos sobre impulsos se presentan en periodos iguales de operación.



**Figura 5.25:** Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Arranque del sistema.

Como se evidencia en la figura 5.26 se presenta un menor amplitud y número de oscilaciones, a medida que aumenta los escenarios de penetración fotovoltaica. Durante el evento de conexión de carga, la potencia activa del generador síncrono 1, se estabiliza en un valor por encima del inicial, llegando al 1.8% en el escenario base. En la implementación de los controles de reserva y descarga se observa una mayor distorsión de la onda, contrario a lo que sucede en el control de emulación del generador, reduciendo estos picos y manteniendo estable el valor de referencia, en el escenario 4 por debajo del valor nominal del escenario base en 0.2%. Lo anterior no excede el límite operacional del 3% de la potencia en un tiempo de establecimiento no mayor a 15 segundos, según lo indica los protocolos para la medición de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación, establecidos por Consejo Nacional de Operación CNO, en el Anexo 1 del Acuerdo 1122 del 2008.



**Figura 5.26:** Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

**Tabla 5.5:** Potencia activa generador 1. Evento de conexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	1,160	1,219	1,164	1,195	1,160	1,219	1,160	1,195	1,160	1,219	1,160	1,195
2	30	1,140	1,207	1,162	1,178	1,154	1,208	1,159	1,176	1,151	1,204	1,164	1,176
3	45	1,127	1,208	1,161	1,176	1,149	1,201	1,163	1,176	1,151	1,200	1,165	1,176
4	60	1,160	1,193	1,161	1,176	1,149	1,199	1,165	1,176	1,154	1,197	1,165	1,176

A continuación en la figura 5.27, se evidencia que en el punto de conexión, presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por debajo del valor inicial en un 12.6 %, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, implementando el control de emulación del generador, este valor esta por encima del nominal llegando a reducir el porcentaje al 7.2 % del valor inicial en el escenario 4.

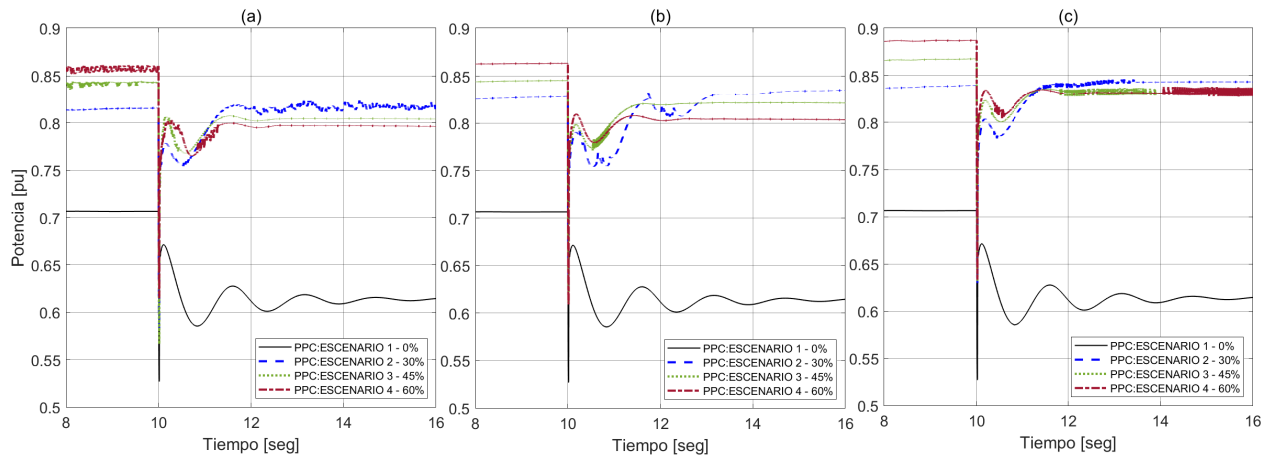
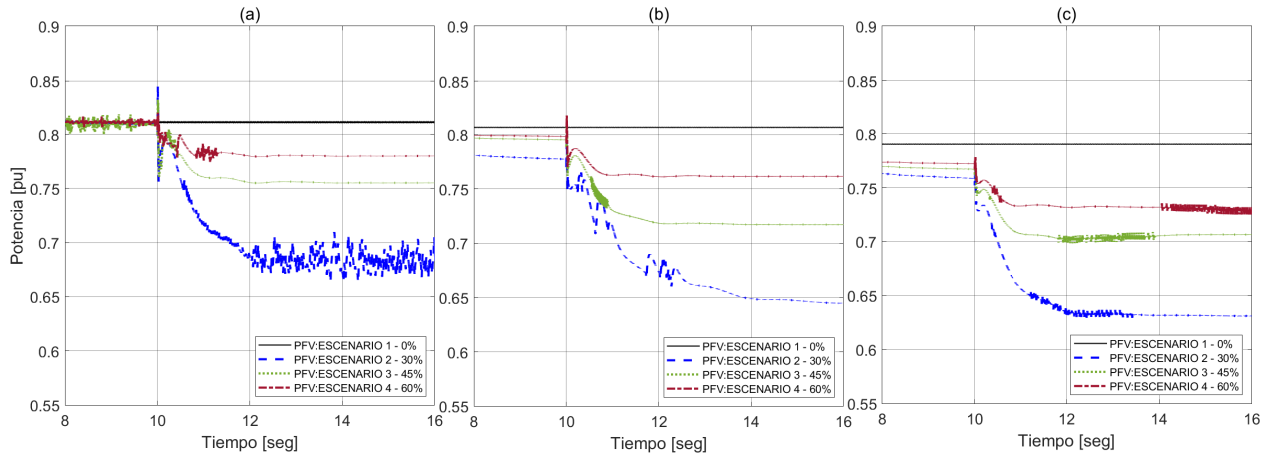


Figura 5.27: Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

Tabla 5.6: Potencia activa punto de conexión. Evento de conexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,527	0,6714	0,586	0,6174	0,527	0,6714	0,586	0,6174	0,527	0,6714	0,586	0,6174
2	30	0,582	0,777	0,754	0,8164	0,627	0,7933	0,7544	0,8312	0,629	0,804	0,787	0,8367
3	45	0,566	0,8053	0,768	0,799	0,610	0,7988	0,771	0,8162	0,631	0,824	0,8014	0,8249
4	60	0,615	0,8028	0,765	0,7927	0,609	0,810	0,779	0,800	0,633	0,8341	0,8044	0,8235

En la figura 5.28, se evidencia que el generador fotovoltaico igualmente reduce su potencia por debajo del valor nominal, y mejora su estabilidad a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, presentando menor distorsión de la señal con la implementación del control de emulación del generador, alcanzando al final de simulación en el escenario 2 una reducción de potencia activa del 15.8% con respecto a su valor nominal antes del evento, para el control de emulación del generador. Para el control de descarga este valor se aumenta alcanzando el 16.7%.



**Figura 5.28:** Potencia activa generador fotovoltaico a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

**Tabla 5.7:** Potencia activa generador fotovoltaico. Evento de conexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	Pi	Pmax	Pmin	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,811	0,811	0,811	0,811	0,807	0,807	0,807	0,807	0,791	0,791	0,791	
2	30	0,845	0,794	0,687	0,687	0,748	0,765	0,673	0,648	0,728	0,734	0,635	
3	45	0,832	0,805	0,755	0,759	0,762	0,780	0,718	0,721	0,743	0,748	0,704	
4	60	0,820	0,802	0,780	0,782	0,770	0,787	0,761	0,764	0,754	0,757	0,732	

Se puede evidenciar en la figura 5.29 y 5.30 que en el escenario base, en el generador 1 y punto de conexión, la señal de frecuencia se estabiliza en un valor por debajo del valor de referencia, llegando al 0.08 % (59.95Hz) y 0.07 % (59.94Hz) respectivamente. Este porcentaje no excede los límites operacionales mínimos de frecuencia eléctrica (57.5Hz) exigidos por la normativa colombiana en el Artículo 11 de la Resolución CREG 060 de 2019, que establece los requisitos para la operación de plantas fotovoltaicas en el sistema interconectado nacional.

Las oscilaciones de las señales de frecuencia eléctrica para los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, se ajustan al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz) y presenta menores distorsiones cuando se implementa control de emulación del generador. Estas oscilaciones no exceden los límites operacionales de tiempo de respuesta (2 segundos) y de establecimiento máximo (15 segundos) exigidos por la normativa colombiana en el Artículo 12 de la Resolución CREG 060 de 2019, que establece los requisitos para la operación de plantas fotovoltaicas en el sistema interconectado nacional.

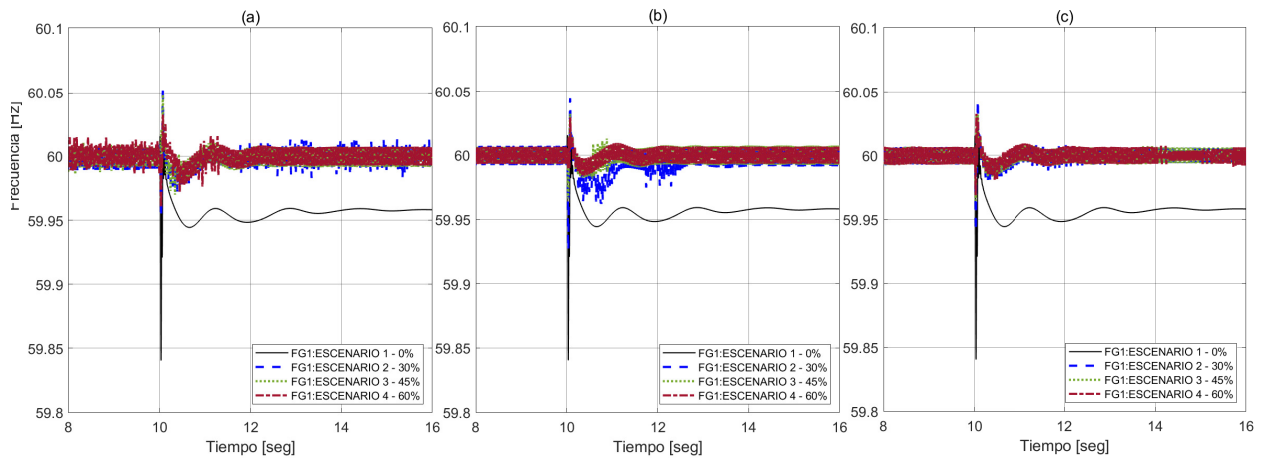


Figura 5.29: Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

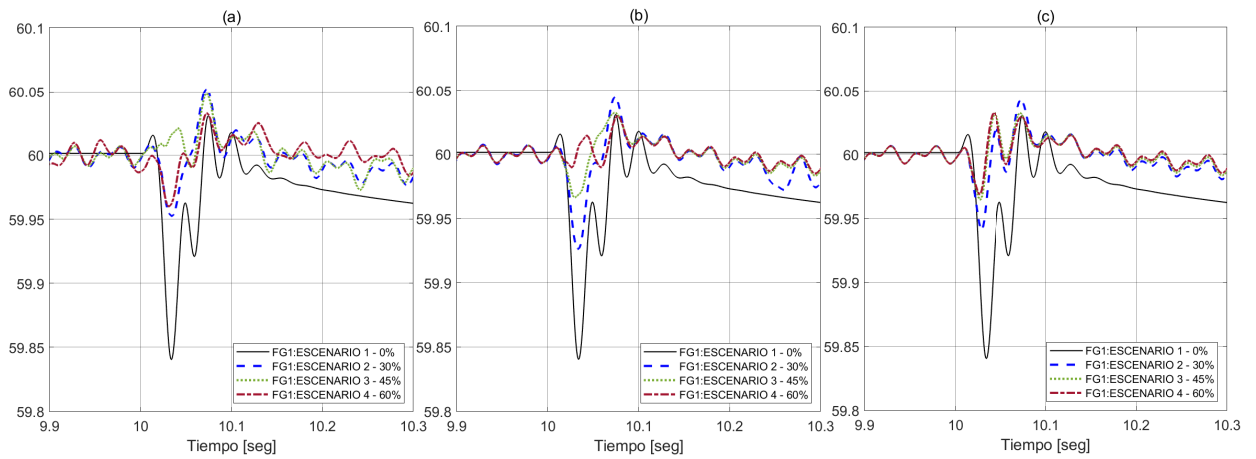


Figura 5.30: Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

Tabla 5.8: Frecuencia eléctrica generador 1. Evento de conexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest	
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	
1	0	59,84	59,94	59,96	59,95	59,84	59,94	59,96	59,95	59,84	59,94	59,96	59,95
2	30	59,95	59,97	60,00	59,98	59,93	59,96	59,99	60,00	59,94	59,98	60,01	59,99
3	45	60,01	59,97	60,01	59,99	59,97	59,98	59,99	60,00	59,96	59,98	60,01	59,99
4	60	59,96	59,97	60,02	59,99	59,99	59,98	59,99	60,00	59,97	59,98	60,01	59,99

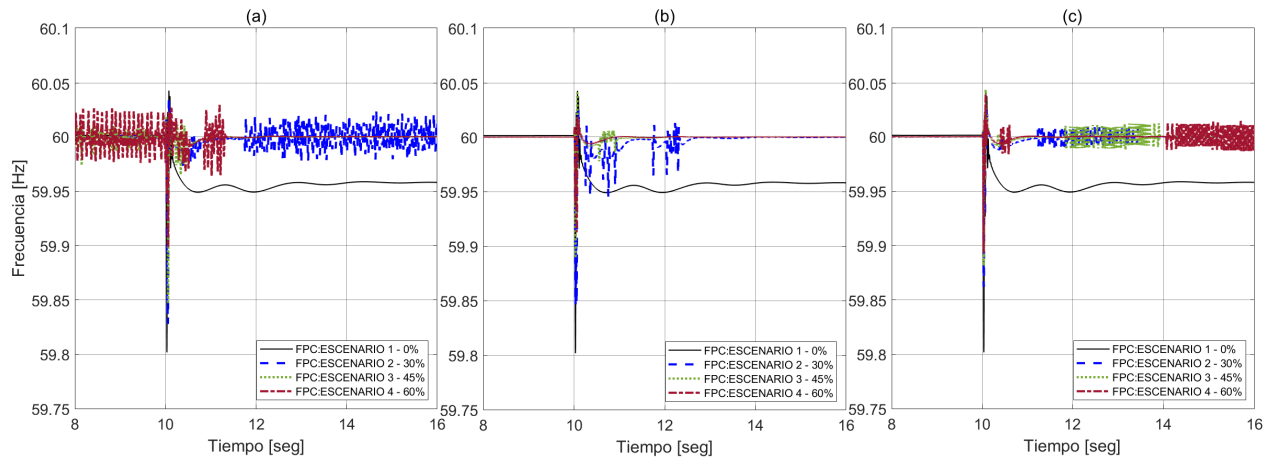


Figura 5.31: Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

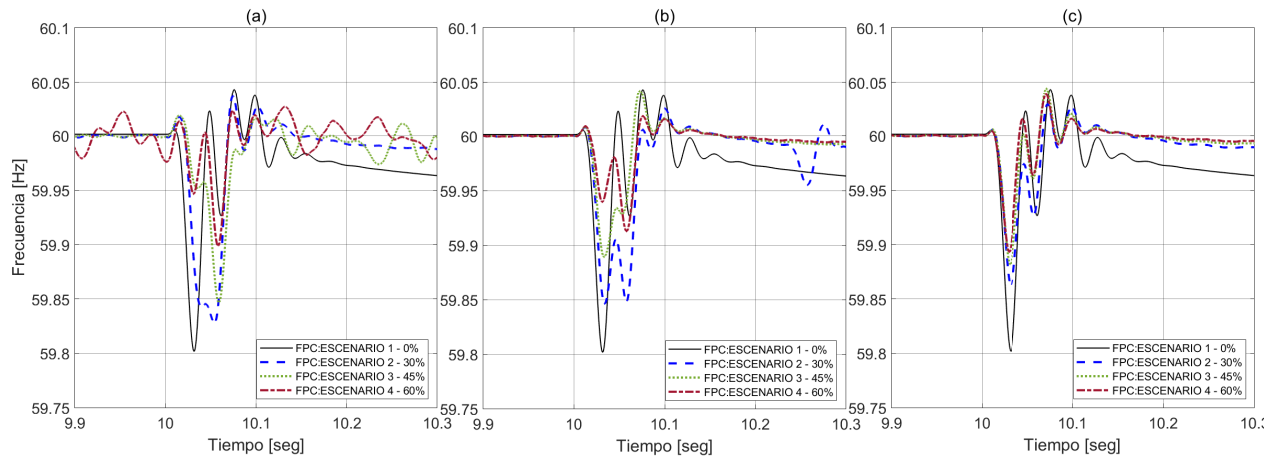


Figura 5.32: Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de conexión de carga

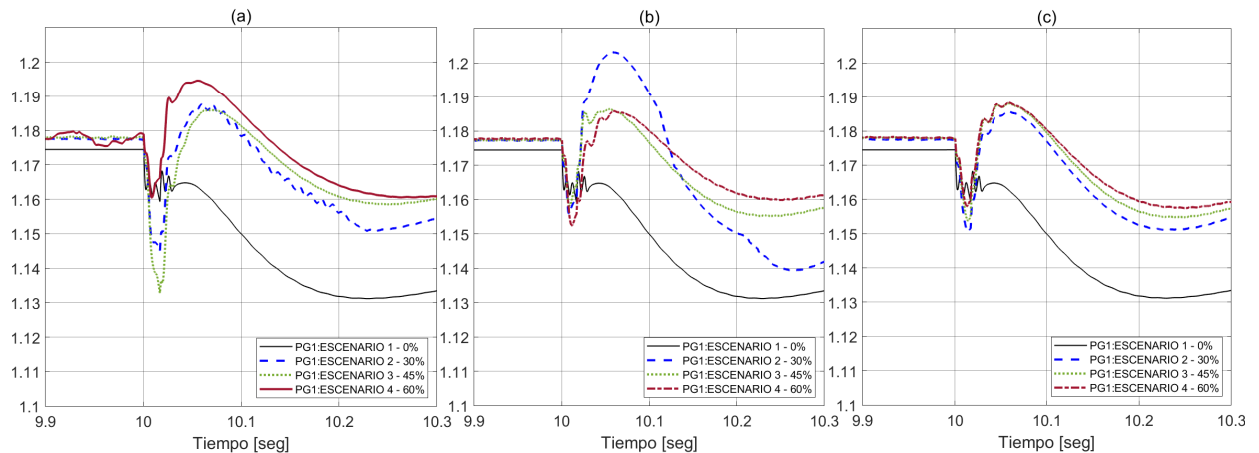
Tabla 5.9: Frecuencia eléctrica punto de conexión. Evento de conexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest	Fi	Fmin	Fmax	Fest	
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	
1	0	59,80	59,95	59,96	59,96	59,80	59,95	59,96	59,96	59,80	59,95	59,96	59,96
2	30	59,83	59,97	60,02	60,02	59,85	59,95	60,00	60,00	59,86	59,99	60,01	60,00
3	45	59,85	59,97	60,00	60,01	59,89	59,98	60,00	60,00	59,88	59,99	60,01	59,99
4	60	59,90	59,97	60,00	60,00	59,91	59,99	60,00	60,00	59,89	59,98	60,01	59,98



### 5.5.3. Evento de desconexión de carga

Durante el evento de desconexión de carga, con el fin de retomar la estabilidad del sistema, el generador síncrono 1 presenta un sub impulso de potencia activa del 3.66 % con respecto al valor de potencia nominal antes del evento, el cual disminuye en los escenarios de penetración fotovoltaica, llegando en el escenario 4 al 1.70 % para el control de emulación del generador. Estos sobre impulsos se presentan en periodos iguales de operación.



**Figura 5.33:** Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

Como se evidencia en la figura 5.34 se presenta un menor amplitud y número de oscilaciones, a medida que aumenta los escenarios de penetración fotovoltaica. Durante el evento de desconexión de carga, la potencia activa del generador síncrono 1, se estabiliza en un valor por debajo del inicial, llegando al 1.79 % en el escenario base. En la implementación de los controles de reserva y descarga se observa una mayor distorsión de la onda, contrario a lo que sucede en el control de emulación del generador, reduciendo estos picos y manteniendo estable el valor de referencia, en el escenario 4 por encima del valor nominal del escenario base en 0.17 %. Lo anterior no excede el límite operacional del 3 % de la potencia en un tiempo de establecimiento no mayor a 15 segundos, según lo indica los protocolos para la medición de estatismo y banda muerta de las unidades y plantas de generación, establecidos por Consejo Nacional de Operación CNO, en el Anexo 1 del Acuerdo 1122 del 2008.

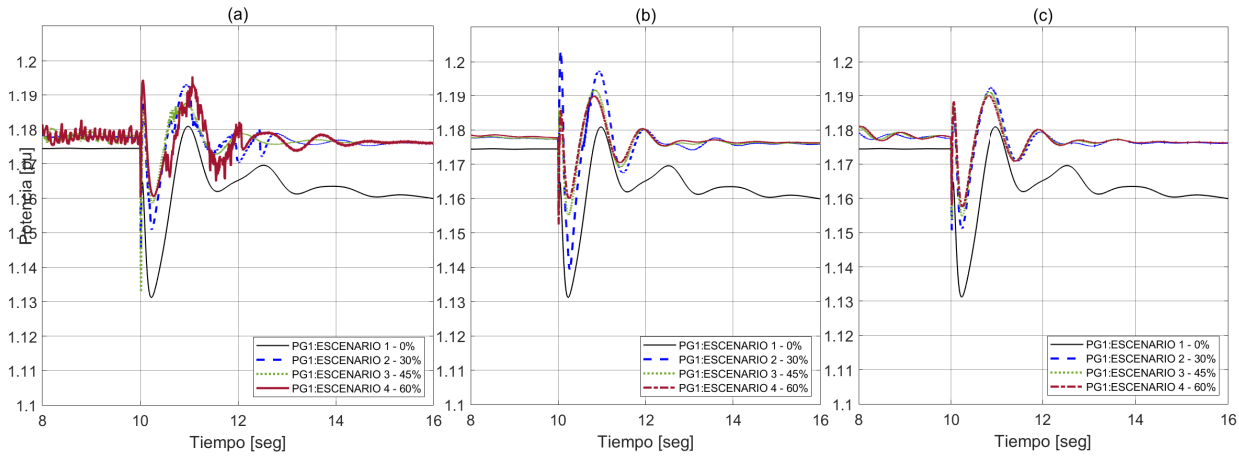


Figura 5.34: Potencia activa generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

Tabla 5.10: Potencia activa generador 1. Evento de desconexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	1,165	1,131	1,181	1,153	1,165	1,131	1,181	1,153	1,165	1,131	1,181	1,153
2	30	1,188	1,151	1,193	1,178	1,203	1,139	1,197	1,176	1,186	1,151	1,193	1,176
3	45	1,186	1,159	1,187	1,176	1,186	1,155	1,192	1,176	1,188	1,154	1,191	1,176
4	60	1,195	1,161	1,196	1,176	1,195	1,160	1,190	1,176	1,188	1,158	1,190	1,176

A continuación en la figura 5.35, se evidencia que en el punto de conexión, presenta comportamiento contrario al del generador 1, en donde la potencia activa se estabiliza por encima del valor inicial en un 13.05 %, pero a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, implementando el control de emulación del generador, este valor esta por encima del nominal llegando a reducir el porcentaje al 7.29 % del valor inicial en el escenario 4.

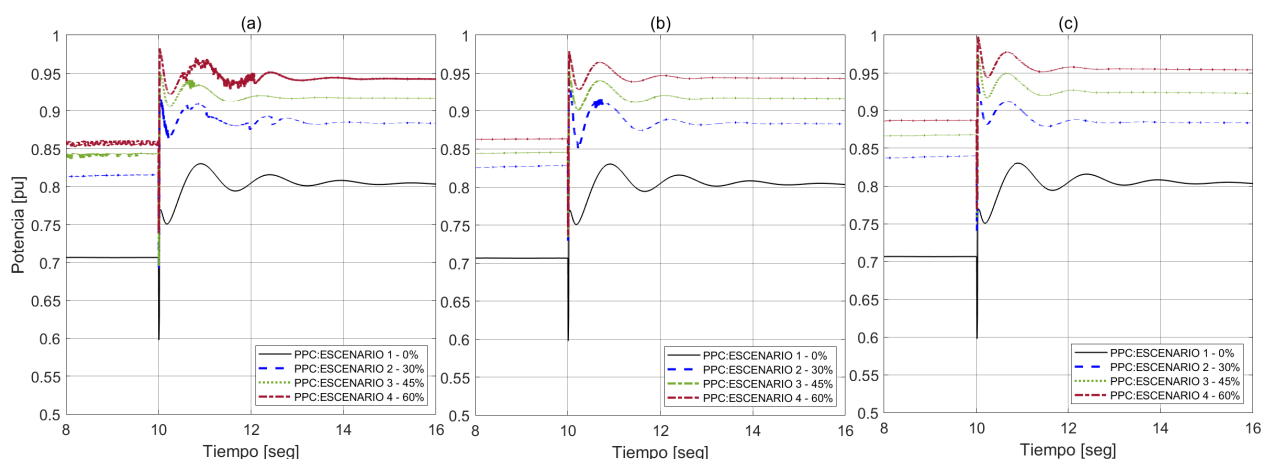
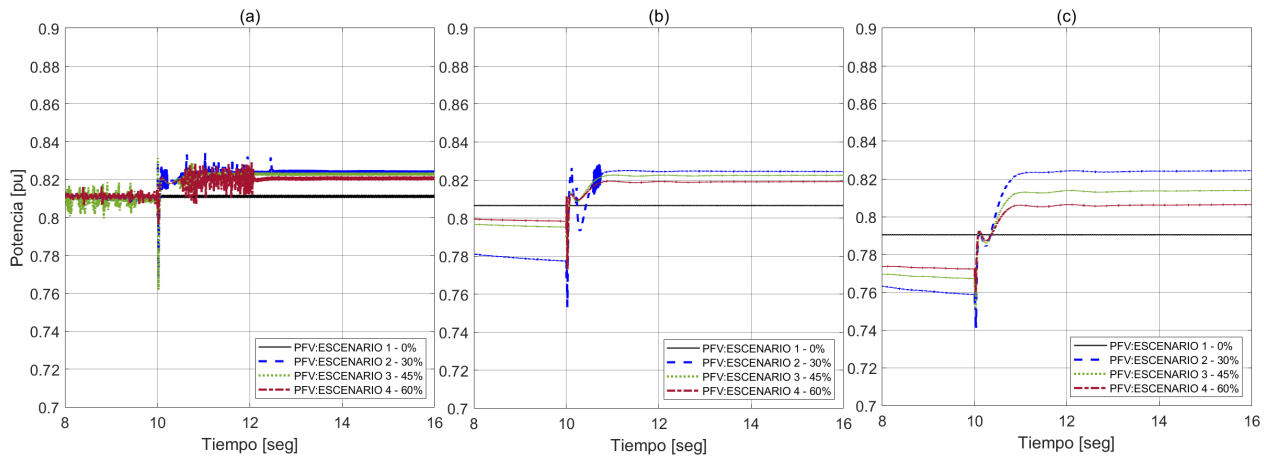


Figura 5.35: Potencia activa punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

Tabla 5.11: Potencia activa punto de conexión. Evento de desconexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,770	0,751	0,830	0,799	0,598	0,751	0,830	0,799	0,598	0,751	0,830	0,799
2	30	0,922	0,864	0,909	0,883	0,729	0,850	0,917	0,881	0,741	0,882	0,912	0,881
3	45	0,949	0,906	0,943	0,916	0,734	0,901	0,941	0,916	0,757	0,917	0,950	0,921
4	60	0,983	0,923	0,971	0,942	0,736	0,929	0,965	0,942	0,769	0,945	0,978	0,952

En la figura 5.36, se evidencia que el generador fotovoltaico igualmente aumenta su potencia por encima del valor nominal, y mejora su estabilidad a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, presentando menor distorsión de la señal con la implementación del control de emulación del generador, alcanzando al final de simulación en el escenario 2 un aumento de potencia activa del 8.78% con respecto a su valor nominal antes del evento, para el emulación del generador. Para el control de reserva este valor se reduce alcanzando el 1.70%.



**Figura 5.36:** Potencia activa generador fotovoltaico a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

**Tabla 5.12:** Potencia activa generador fotovoltaico. Evento de desconexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	Pi	Pmin	Pmax	Pest	
#	%	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	P.U	
1	0	0,811	0,811	0,811	0,811	0,807	0,807	0,807	0,807	0,791	0,791	0,791	
2	30	0,831	0,762	0,824	0,824	0,753	0,809	0,825	0,824	0,740	0,784	0,824	
3	45	0,831	0,768	0,823	0,823	0,773	0,809	0,823	0,823	0,752	0,786	0,814	
4	60	0,814	0,796	0,819	0,819	0,773	0,809	0,819	0,820	0,760	0,787	0,807	

Se puede evidenciar en la figura 5.29 y 5.30 que en el escenario base, en el generador 1 y punto de conexión, la señal de frecuencia se estabiliza en un valor por encima del valor de referencia, llegando al 0.1% (60.06Hz) respectivamente. Estos porcentajes no exceden los límites operacionales máximo de frecuencia eléctrica (63.00Hz) exigidos por la normativa colombiana en el Artículo 11 de la Resolución CREG 060 de 2019, que establece los requisitos para la operación de plantas fotovoltaicas en el sistema interconectado nacional.

Las oscilaciones de las señales de frecuencia eléctrica para los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4, se ajustan al valor de frecuencia de referencia del sistema (60Hz) y presenta menores distorsiones cuando se implementa control de emulación del generador. Estas oscilaciones no exceden los límites operacionales de tiempo de respuesta (2 segundos) y de establecimiento máximo (15 segundos) exigidos por la normativa colombiana en el Artículo 12 de la Resolución CREG 060 de 2019, que establece los requisitos para la operación de plantas fotovoltaicas en el sistema interconectado nacional.

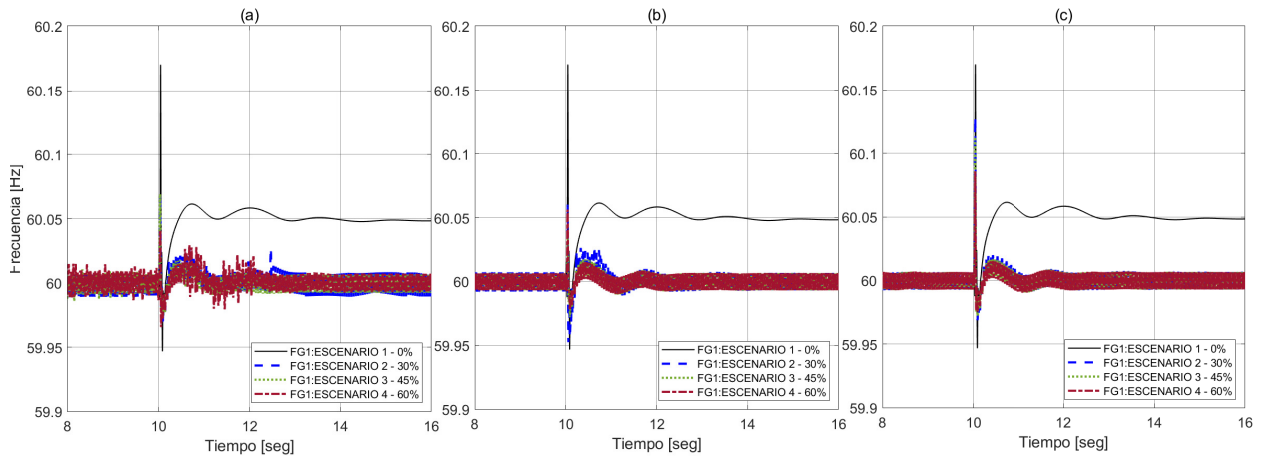


Figura 5.37: Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

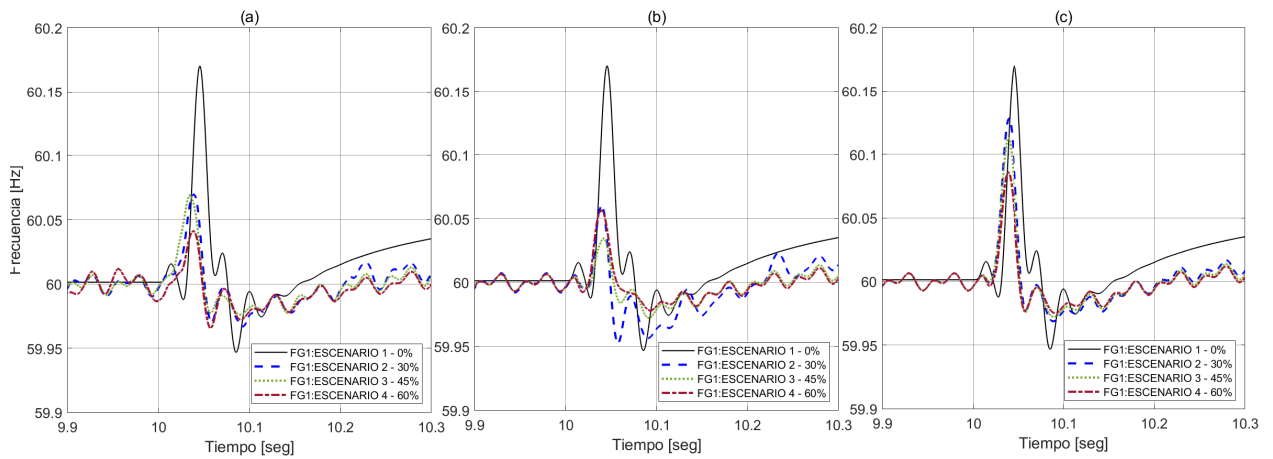


Figura 5.38: Frecuencia eléctrica generador 1 a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

Tabla 5.13: Frecuencia eléctrica generador 1. Evento de desconexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO	F <sub>i</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>est</sub>	F <sub>i</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>est</sub>	F <sub>i</sub>	F <sub>max</sub>	F <sub>min</sub>	F <sub>est</sub>	
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	
1	0	60,17	60,06	60,05	60,06	60,17	60,06	60,05	60,06	60,17	60,06	60,05	
2	30	60,07	60,03	60,00	60,01	60,06	60,03	59,99	60,01	60,13	60,01	59,99	
3	45	60,07	60,03	59,99	60,01	60,03	60,01	59,99	60,01	60,11	60,01	59,99	
4	60	60,04	60,03	59,98	60,01	60,06	60,01	59,99	60,01	60,09	60,01	59,99	

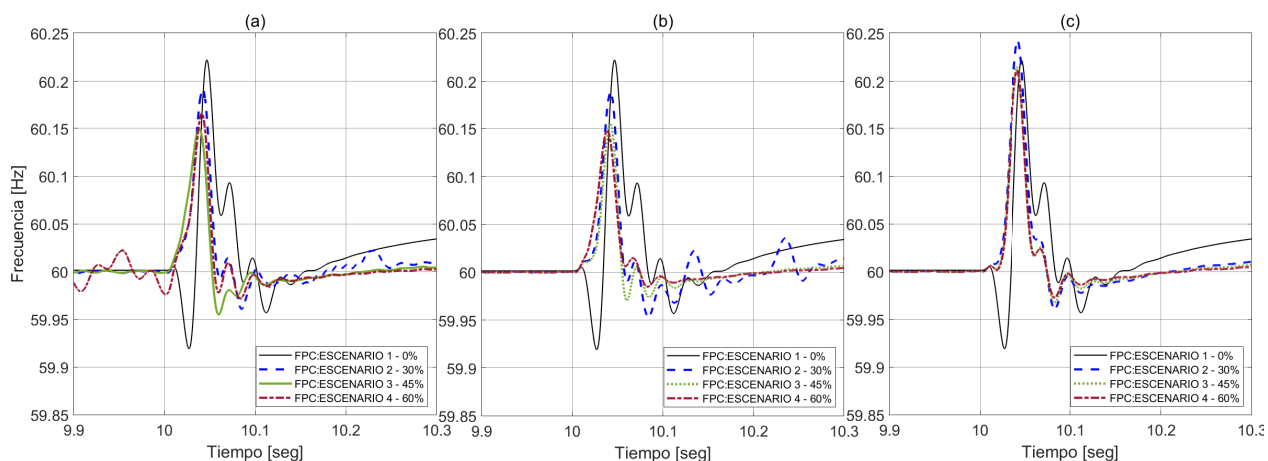


Figura 5.39: Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

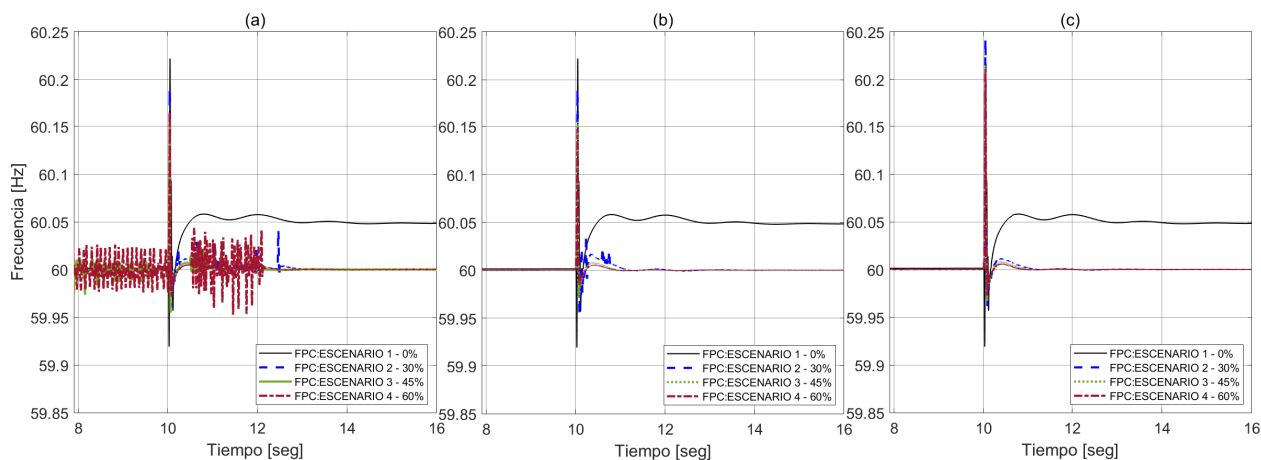


Figura 5.40: Frecuencia eléctrica punto de conexión a) Control de reserva. b) Control de descarga. c) Control de emulación del generador. Evento de desconexión de carga

Tabla 5.14: Frecuencia eléctrica punto de conexión. Evento de desconexión de carga.

CONTROL		RESERVA				DESCARGA				GEC			
ESCENARIO		Fi	Fmax	Fmin	Fest	Fi	Fmax	Fmin	Fest	Fi	Fmax	Fmin	Fest
#	%	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz
1	0	60,22	60,06	60,05	60,06	60,22	60,06	60,05	60,06	60,22	60,06	60,05	60,06
2	30	60,19	60,03	60,00	60,00	60,19	60,02	60,00	60,00	60,24	60,01	60,00	60,00
3	45	60,15	60,02	60,00	60,00	60,16	60,01	60,00	60,00	60,21	60,01	60,00	60,00
4	60	60,17	60,04	60,00	60,00	60,15	60,01	60,00	60,00	60,21	60,01	60,00	60,00

Dado lo anteriormente expresado, el control de emulación del generador, permite una relación armoniosa con el sistema de potencia, reduciendo la distorsión de la señal de frecuencia eléctrica, a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, sin reservas de energía que reduzcan la eficiencia del sistema fotovoltaico.





---

## Capítulo 6

# Conclusiones

---

En el modelo eléctrico y de control del sistema interconectado de 2 áreas propuesto, se evidenció que las señales de potencia activa y frecuencia eléctrica en el sistema eléctrico, presentaron estabilidad en el tiempo de simulación, dentro de los límites operacionales establecidos por la normativa colombiana, sin que haya resultado en una salida de operación del sistema, lo que permitió construir el caso base (escenario 1 - 0%). Sin embargo, los valores nominales de potencia activa y frecuencia eléctrica después de los eventos programados, no se mantuvieron en sus valores de referencia, dado el desequilibrio presentado.

En los modelos eléctricos y de control de los sistemas de generación fotovoltaico, se evidenció que las señales de potencia activa y frecuencia eléctrica en el sistema eléctrico, presentaron estabilidad en el tiempo de simulación, dentro de los límites operacionales establecidos por la normativa colombiana, sin que haya resultado en una salida de operación del sistema, lo que permitió construir el caso base (escenario 1 - 0%). Sin embargo, los valores nominales de potencia activa y frecuencia eléctrica después de los eventos programados, se mantuvieron en sus valores de referencia, dado el desequilibrio presentado.

En los modelos eléctricos y de control de los sistemas de generación fotovoltaico integrados al sistema de potencia de 2 áreas, se evidenció que las señales de potencia activa y frecuencia eléctrica en el sistema eléctrico, presentaron estabilidad en el tiempo de simulación, dentro de los límites operacionales establecidos por la normativa colombiana, sin que haya resultado en una salida de operación del sistema, lo que permitió construir los escenarios de penetración fotovoltaica 2,3 y 4 (30%-45%-60%). Sin embargo los valores nominales de potencia activa y frecuencia eléctrica después de los eventos programados, se mantuvieron en sus valores de referencia, dado el desequilibrio presentado.

Con la implementación del control de emulación del generador en los sistemas fotovoltaicos, en comparación con los controles de reserva y descarga, se evidencia mayor amplitud y número de oscilaciones de la señal de potencia activa a medida que aumentan los escenarios de penetración fotovoltaica, siendo más representativo en el escenario del 45% para el generador síncrono más cercano al punto de conexión de red, lo que se traduce en mayor distorsión de la

señal en el arranque del sistema con un sobre impulso del 70 % y un aumento del potencia nominal en estado estable antes del evento del 0.3 %, siendo mayor el impacto en los eventos de desconexión de carga, alcanzando en el punto de conexión un aumento de potencia activa después del evento del 7.29 %, con respecto al caso base (escenario 1). Lo anterior conduce a una variación mas lenta de la frecuencia eléctrica, sin exceder los limites de tiempo de operación, debido a la adición de su inercia virtual a la inercia física del generador síncrono, logrando que el sistema alcance al final del tiempo de simulación el valor de referencia de la frecuencia eléctrica del sistema (60Hz).

En este análisis se evidencia que los sistemas fotovoltaicos se comportan de forma similarmente sincrónica, en este caso por la implementación del control de emulación del generador, el cual ante los eventos de conexión y desconexión de carga, es capaz de mejorar y de reducir los picos de frecuencia eléctrica de los generadores síncronos bajo dichas perturbaciones, en los escenarios de mayor penetración fotovoltaica, sin disponer de sistemas de almacenamiento de energía ni reservas de potencia activa, que reduzcan la máxima eficiencia del sistema fotovoltaico.

## 6.1. Aportes

Los modelos eléctricos y de control implementados en el sistema de generación fotovoltaico aportan diferentes estrategias de control de frecuencia, lo que le permite participar activamente en la regulación primaria de frecuencia del sistema eléctrico sin necesidad de recurrir a medios de almacenamiento de energía.

La comparación de los modelos de control desarrollados, concluye que el control de emulación del generador, mejora el comportamiento de la frecuencia eléctrica del sistema de potencia ante eventos de perturbación de carga.

## 6.2. Trabajos futuros

Se espera que con el auge de la integración de los recursos renovables en los sistemas de potencia, sea analice la implementación de técnicas de control de frecuencia, basadas en inteligencia artificial, que permitan a estas fuentes de energía, participar activamente de la regulación primaria de frecuencia del sistema de potencia.

También se hace necesario realizar este análisis desde el punto de vista de la generación de energía, dado el alto grado de integración que actualmente tienen las energías renovables, al sistema interconectado nacional.

# Bibliografía

---

- [1] D. Gibb, N. Ledanois, L. Ranalder, H. Yaqoob et al., «Renewables 2022 global status report,» 2022.
- [2] H. E. Murdock et al., «Renewables 2020 global status report,» 2020.
- [3] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi y Á. Molina-García, «Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, pág. 109-369, 2019.
- [4] T. Kerdphol, F. S. Rahman e Y. Mitani, «Virtual inertia control application to enhance frequency stability of interconnected power systems with high renewable energy penetration,» *Energies*, vol. 11, n.º 4, pág. 981, 2018.
- [5] D. Remon, A. M. Cantarellas, J. M. Mauricio y P. Rodriguez, «Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, n.º 6, págs. 733-741, 2017.
- [6] Z. Ali, N. Christofides, L. Hadjidemetriou, E. Kyriakides, Y. Yang y F. Blaabjerg, «Three-phase phase-locked loop synchronization algorithms for grid-connected renewable energy systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, págs. 434-452, 2018.
- [7] MME, «Resolución CREG 060 del 20 de junio de 2019. "Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones",» 2019.
- [8] M. Dreidy, H Mokhlis y S. Mekhilef, «Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,» *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 69, págs. 144-155, 2017.

- [9] J. P. Ram, T. S. Babu y N Rajasekar, «A comprehensive review on solar PV maximum power point tracking techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, págs. 826-847, 2017.
- [10] S Mishra, P. Zarina y P. Sekhar, «A novel controller for frequency regulation in a hybrid system with high PV penetration,» en *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2013, págs. 1-5.
- [11] J. Khazaei, Z. Tu y W. Liu, «Small-signal modeling and analysis of virtual inertia-based PV systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, n.º 2, págs. 1129-1138, 2020.
- [12] H. Alatrash, A. Mensah, E. Mark, G. Haddad y J. Enslin, «Generator emulation controls for photovoltaic inverters,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n.º 2, págs. 996-1011, 2012.
- [13] P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [14] I. Vairavasundaram, V. Varadarajan, P. J. Pavankumar, R. K. Kanagavel, L. Ravi y S. Vairavasundaram, «A review on small power rating PV inverter topologies and smart PV inverters,» *Electronics*, vol. 10, n.º 11, pág. 1296, 2021.
- [15] T. Bhattacharjee, M. Jamil y A. Jana, «Design of SPWM based three phase inverter model,» en *2018 Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP)*, IEEE, 2018, págs. 1-6.
- [16] G.-C. Hsieh y J. C. Hung, «Phase-locked loop techniques. A survey,» *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 43, n.º 6, págs. 609-615, 1996.
- [17] J. Kim, T.-K. Jang, Y.-G. Yoon y S. Cho, «Analysis and design of voltage-controlled oscillator based analog-to-digital converter,» *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 57, n.º 1, págs. 18-30, 2009.
- [18] A. Yazdani y P. P. Dash, «A control methodology and characterization of dynamics for a photovoltaic (PV) system interfaced with a distribution network,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n.º 3, págs. 1538-1551, 2009.
- [19] D. N. Zmood y D. G. Holmes, «Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error,» *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 18, n.º 3, págs. 814-822, 2003.
- [20] A. Pandey, N. Dasgupta y A. K. Mukerjee, «High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar MPPT system,» *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 23, n.º 2, págs. 681-689, 2008.

- [21] J. J. Nedumgatt, K. Jayakrishnan, S Umashankar, D Vijayakumar y D. Kothari, «Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation,» en *2011 Annual IEEE India Conference*, IEEE, 2011, págs. 1-6.
- [22] C. Zhong, Y. Zhou y G. Yan, «Power reserve control with real-time iterative estimation for PV system participation in frequency regulation,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 124, pág. 106-117, 2021.
- [23] P. Zarina, S Mishra y P. Sekhar, «Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 60, págs. 258-267, 2014.
- [24] X. Lyu, Z. Xu y J. Zhao, «A coordinated frequency control strategy for photovoltaic system in microgrid,» *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 8, n.º 1, págs. 37-43, 2018.
- [25] P. Zarina, S. Mishra y P. Sekhar, «Photovoltaic system based transient mitigation and frequency regulation,» en *2012 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, IEEE, 2012, págs. 1245-1249.
- [26] MME, «Resolución CREG 025 del 13 de julio de 1995. "Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional",» 1995.
- [27] MME, «Resolución CREG 023 del 20 de febrero de 2001. "Por la cual se modifican y adicionan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-025 de 1995, aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia",» 2001.
- [28] A. Adrees, J. Milanović y P. Mancarella, «Effect of inertia heterogeneity on frequency dynamics of low-inertia power systems,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, n.º 14, págs. 2951-2958, 2019.
- [29] S. Deshpande y N. Bhasme, «A review of topologies of inverter for grid connected PV systems,» *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, págs. 1-6, 2017.
- [30] MATLAB, *Version 9.1 (R2018a)*. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2018.



# Anexos

---

```
% CONTROL INVERTER PARAMETERS

% SPWM Modulator Parameters
Fc=1980

% MPPT Control (Perturb & Observe Algorithm)
Increment_MPPT=1/60
Limits_MPPT= [218.7  255.9]

% Voltage regulator (Vreg)
Kv=2.6597
kp=1/1980

% Current regulator (Ireg)
Ki=0.4858
kp=1/1980

% Deloading CONTROL
DVloaded=18.4247
DVreserve=18.7753

% GEC CONTROL
Ks=8.8
Kpll=4
Kdroop=0.4545
Kbvr=3.4101
```