

Alta Integración de Fuentes de Energía Renovable en Sistemas Eléctricos: Capacidad de  
Operación ante Fallas de Corta Duración

Alex David Nova Ardila, Erick Davey Rodríguez Tovar, Leonel Gerardo Rueda García

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros Electricistas

Director

Johann Farith Petit Suarez

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Codirector

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctor en Área de Ingeniería Electrónica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Físico-Mecánicas

Escuela de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

Dedico este trabajo y el título que obtengo con él, principalmente a mi mamita, Pato, quien con paciencia, esfuerzo, amor incondicional y sus oraciones me continúa forjando como ser humano. A mi hermosa chica Nikoll, quien fielmente me ha brindado su compañía bonita en gran parte de este recorrido. A mi tía Nohemy, quien como una madre más me permite hacer parte de su vida. A mi papito Ramón Ríos, quien desde el cielo está feliz observando que su muchacho se hizo un gran ingeniero, como tanto anheló. A mi papá Alexander, quien hasta el último de sus días me amó. A Mario, quien como un padre más me ha guiado casi toda mi vida y me ha ayudado tanto en este proceso académico. A todas aquellas personas que han permanecido a mi lado, incluso en los momentos más duros de mi vida, y que nunca se separaron de mí ni dejaron de confiar en mis habilidades, todos ustedes saben quiénes son, los amo.

A mis compañeros de tesis, quienes han recorrido a mi lado este camino con esfuerzo para llegar al punto en el que estamos. A todos los compañeros y amigos que me han acompañado durante la academia.

A Dios, gracias por tomar las riendas de mi vida y llevarme siempre por el camino correcto.

*Alex David Nova Ardila*

### **Dedicatoria**

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, quien me ha concedido el don de la vida, la inteligencia y la sabiduría necesarias para seguir un camino recto a lo largo de mi existencia.

A mi madre, Deyanira, cuya dedicación y principios han sido el pilar fundamental para que hoy pueda escribir estas palabras siendo la persona y el profesional que soy. Su apoyo incondicional me ha brindado oportunidades que pocas personas logran alcanzar. A mi padre, Hugo, y a mis hermanas, Andrea y Lary, quienes con su amor y respaldo incondicional me han acompañado en cada paso de este camino.

A mis abuelas, Avelina y Ligia, que desde el cielo sé que están orgullosas de lo que he logrado. A Cody, mi fiel compañero, quien también me acompaña desde el cielo y, aunque no le importaba si llegaba a ser ingeniero, me brindó el amor y lealtad más sinceros durante sus nueve años de vida. A mis mejores amigos, Wendy y Felipe, por estar siempre atentos a mis logros y por ser una amistad incondicional en cada etapa de mi vida.

A las personas que dejaron una pequeña huella en mi paso por la Universidad, como Adriana, así como a mis grandes amigos y colegas, Angie, Sebastián, Leonel y Alex, quienes me acompañaron durante gran parte de este trayecto. A todos, gracias por ser parte de mi vida y por su apoyo incondicional.

*Erick Davey Rodríguez Tovar*

### **Dedicatoria**

Dedico esta tesis a Dios, a quien agradezco por cada experiencia vivida, pues cada una ha sido una valiosa enseñanza en mi camino. A mis padres, quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional y me enseñaron la importancia del esfuerzo; este triunfo es tanto suyo como mío. A mi hermana, por su ayuda en los momentos difíciles, siempre lista para resolver situaciones cuando sentía que no podía más. A mi hermano, a quien amo profundamente, por ser una fuente constante de motivación.

A mis compañeros, Alex y Erick, quienes fueron mis aliados en mil batallas, compartiendo alegrías y retos en este viaje académico.

A mi novia, Ángela, por impulsarme en uno de los momentos más críticos de la culminación de mi carrera; tu apoyo ha sido fundamental.

Finalmente, a mí mismo, por encontrar la fuerza para continuar a pesar de las numerosas adversidades. Este logro es un testimonio de perseverancia y auto compromiso.

*Leonel Gerardo Rueda García*

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	10
1. Objetivos.....	12
1.1 Objetivo General.....	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Metodología de Investigación.....	13
3. Marco Teórico.....	14
3.1 Falla de Corta Duración.....	16
3.2 Tipos de Falla de Corta Duración .....	16
3.3 Causas e impactos de las fallas de corta duración .....	21
4. Requerimientos y Capacidades de Operación de los Generadores Distribuidos .....	23
4.1 Requerimientos a Generadores Distribuidos .....	24
4.1.1 Rangos Aplicables de Tensión y Frecuencia .....	24
4.2 Capacidades de Operación y Funcionalidades de Soporte .....	29
4.2.1 Soportabilidad de Tensión (Curvas HVRT y LVRT).....	30
4.2.2 Control de Tensión Dinámico ante Situaciones de Falla.....	33
5. Retos Asociados a los Algoritmos de Control en Inversores.....	50
5.1 Lazo de Generación de la Referencia .....	53
6. Conclusiones.....	60
Referencias Bibliográficas .....	63
Apéndices.....	70

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Tipos de fallas de corta duración</i> .....	17
Tabla 2. <i>Criterios de entrada en servicio para plantas basadas en inversores</i> .....	25
Tabla 3 <i>Niveles de operación de frecuencia de la red en distintos países</i> .....	26
Tabla 4 <i>Niveles de operación de tensión de la red en distintos países</i> .....	28
Tabla 5 <i>Curvas de soportabilidad de tensión y requisitos de control de tensión a nivel internacional.</i> .....	36

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Modelo circuital de fallas simétricas</i> .....	15
Figura 2 <i>Modelo circuital de fallas asimétricas</i> .....	16
Figura 3 <i>Ejemplo de hundimiento de tensión</i> .....	18
Figura 4 <i>Ejemplo de hundimiento de tensión trifásico</i> .....	19
Figura 5 <i>Ejemplo de una elevación de tensión (swell)</i> .....	20
Figura 6 <i>Ejemplo de una interrupción de tensión (Interruption)</i> .....	21
Figura 7. <i>Requerimientos VRT para plantas basadas en inversores sin limitaciones de equipos auxiliares que se interconecten a cualquier tensión nominal excepto 500 kV.</i> .....	31
Figura 8. <i>Intervalo mínimo para la capacidad de potencia reactiva - Q vs P para la capacidad de inyección y absorción de potencia activa</i> .....	32
Figura 9. <i>Capacidad mínima de potencia reactiva - V vs Q que se interconecten para <math>V &lt; 200</math> kV</i> .....	33
Figura 10. <i>Control de tensión en caso de falla de la red en plantas de generación basadas en energías renovables.</i> .....	35
Figura 11. <i>Esquema general de un inversor conectado a la red.</i> .....	51
Figura 12. <i>Diagrama de flujo del algoritmo de control propuesto por Garnica (2018)</i> .....	56

## Resumen

**Título:** Alta Integración en Fuentes de Energía Renovable: Capacidad de Operación ante Fallas de Corta Duración\*

**Autor:** Alex David Nova Ardila, Erick Davey Rodríguez Tovar y Leonel Gerardo Rueda García\*\*

**Palabras Clave:** Energías renovables, inversor de potencia, fallas eléctricas, control de tensión.

**Descripción:** La creciente integración de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico ofrece importantes beneficios, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la menor dependencia de combustibles fósiles y la estabilización de los precios del suministro energético. No obstante, para asegurar su correcta integración y operación continua, especialmente durante situaciones de falla, es fundamental desarrollar estrategias de control adecuadas. Este trabajo analiza la integración de fuentes de generación de energías renovables, particularmente plantas basadas en inversores, dentro del sistema eléctrico y su comportamiento ante fallas de corta duración. Se definen y clasifican las fallas de corta duración según diferentes estándares internacionales y posteriormente se presentan los requisitos de conexión, capacidades de operación y funcionalidades de soporte que los generadores deben cumplir para alinearse con los requerimientos de los códigos de red en diferentes países. Se identifican requerimientos clave como el cumplimiento de las curvas de soportabilidad de tensión HVRT y LVRT, el control dinámico de tensión mediante la inyección de corriente, Asimismo, se subraya la importancia del diseño de algoritmos de control en los lazos de los inversores conectados a la red, tales como los algoritmos de sincronización, controladores de corriente y generación de la referencia, con especial énfasis en estos últimos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Johann Farith Petit Suárez. Doctor en área de ingeniería eléctrica. Codirector: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en área de ingeniería electrónica

### Abstract

**Title:** High Integration in Renewable Energy Resources: Short Duration Fault Operation Capability\*

**Author(s):** Alex David Nova Ardila, Erick Davey Rodríguez Tovar y Leonel Gerardo Rueda García <sup>1</sup>

**Key Words:** Renewable energies, power inverter, electrical faults, voltage control

**Description:** The growing integration of renewable energy resources into the electrical system offers important benefits, such as the reduction of greenhouse gas emissions, reduced dependence on fossil fuels and stabilization of energy supply prices. However, to ensure their correct integration and continuous operation, especially during fault situations, it is essential to develop adequate control strategies. This paper analyzes the integration of renewable energy resources, particularly inverter-based generators, into the electrical system and their behavior in the event of short duration faults. Short-duration faults are defined and classified according to different international standards and then the connection requirements, operation capabilities and support functionalities that generators must meet to align with grid code requirements in different countries are presented. Key requirements such as compliance with HVRT and LVRT voltage withstand curves, dynamic voltage control by current injection, dynamic voltage control by current injection, and the importance of the design of control algorithms in grid-connected inverter loops, such as synchronization algorithms, current controllers and reference generation, are identified, with special emphasis on the last ones.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup>Faculty Mechanical Physics. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Johan Farith Petit Suárez. PhD in electrical engineering area. Co-director: María Alejandra Mantilla Villalobos. PhD in electronic engineering area.

## Introducción

La adopción de fuentes de energía renovable para la generación de energía eléctrica se ha posicionado como una estrategia fundamental para combatir el cambio climático y disminuir las emisiones de dióxido de carbono en la atmósfera. El impulso hacia las energías renovables está respaldado por la adopción generalizada de diversas tecnologías y por políticas gubernamentales que buscan promover la transición energética a nivel global. Sin embargo, esta transición presenta desafíos que deben ser abordados para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Una característica fundamental de los sistemas de generación de energía renovable es la intermitencia, dada la dependencia de estos a factores incontrolables como la estacionalidad, la radiación solar o la velocidad del viento. Otro de los principales riesgos a mitigar, es que ante la ocurrencia de eventos de falla de red, los inversores son propensos a desconectarse. Esto puede desencadenar una desconexión masiva de los generadores alterando significativamente los niveles nominales de frecuencia y tensión del sistema. Adicionalmente, la conexión generalizada y a gran escala de plantas de generación renovable puede repercutir en la inercia del sistema y, en consecuencia, en la respuesta dinámica de frecuencia, comprometiendo la confiabilidad del suministro de energía y la estabilidad de la red eléctrica Zeb et al. (2022).

La etapa de integración a la red eléctrica se realiza mediante el uso de equipos electrónicos llamados inversores de potencia. Con el auge de las energías renovables es fundamental tener conocimiento de los avances en estos equipos, que están programados con funcionalidades para dar soporte ante los eventos de falla que se pueden presentar en el sistema, cumpliendo con los requerimientos técnicos exigidos a los generadores para la conexión y operación paralela a la red, tanto a nivel nacional como internacional. En este trabajo, se detallan los aspectos relacionados

con la respuesta que deberían tener los inversores de potencia ante fallas de corta duración, así como las capacidades operativas y funcionalidades de soporte que exigen los códigos de red, basados en estándares internacionales.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Realizar una revisión de los requerimientos de conexión y las capacidades de operación de generadores interconectados a la red mediante inversores de potencia ante la ocurrencia de fallas de corta duración.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Definir las fallas de corta duración indicando las causas habituales por las que estas se presentan.

Realizar una revisión de los requerimientos exigidos a los generadores distribuidos en Colombia y en varios países para asegurar una correcta conexión e interoperabilidad con el sistema de potencia eléctrico ante la ocurrencia de fallas de corta duración.

Revisar las capacidades de operación y funcionalidades de soporte a la red propuestas en la literatura científica para inversores de potencia ante la ocurrencia de fallas de corta duración.

Identificar los retos asociados a los algoritmos de control de los inversores de potencia para dar soporte a la red.

## 2. Metodología de Investigación

Este proyecto busca responder a cuatro objetivos específicos, a partir de una revisión bibliográfica que consiste en el análisis de artículos, tesis, estándares internacionales, códigos de red y cualquier aporte al conocimiento de carácter técnico que sea relevante para el proyecto.

Ahora bien, este planteamiento dado estará dividido en el desarrollo de cada uno de los objetivos específicos del proyecto, de la siguiente manera:

Capítulo 3: Marco teórico. Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia. En esta sección se definen las fallas simétricas y asimétricas, ya que el conocimiento de estas permite entender los requerimientos de control a la red. Además, se presenta la definición, clasificación e impactos de las fallas de corta duración que pueden presentarse en un sistema de potencia.

Capítulo 4. Requerimientos y Capacidades de Operación de Generadores distribuidos

Sección 4.1. – Requerimientos a Generadores Distribuidos. Esta sección introduce la definición de Generador Distribuido y, posteriormente detalla los niveles de operación normal de los parámetros de red. Esta información se recolecta de códigos de red.

Sección 4.2– Capacidades de Operación y Funcionalidades de Soporte. Esta sección presenta un estudio comparativo de las capacidades de operación de diferentes países ante variaciones de parámetros eléctricos. De igual modo, se examinan las estrategias de control que se implementan para mantener la calidad del suministro de energía ante perturbaciones.

Capítulo 5 – Retos Asociados a Algoritmos de Control de los Inversores. Finalmente, en esta sección se presenta un esquema general de un inversor conectado a la red, con el objetivo de identificar los lazos de control involucrados. Se analizan los lazos de control principales, con un enfoque particular en el lazo de generación de referencia.

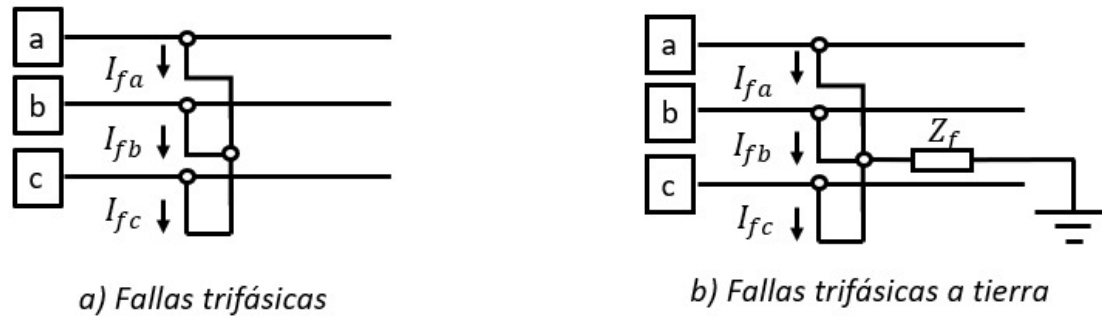
### 3. Marco Teórico

Este capítulo busca definir el concepto de falla de corta duración de forma amplia, tomando como referencia diversos estándares, caracterizando los tipos, causas, y medidas de mitigación actuales frente a esta problemática. Una falla eléctrica en general puede atribuirse a diversas causas como un cortocircuito, conexiones intermitentes o un cable roto (Recioui et al., 2015). Este trabajo se centra en fallas debido a cortocircuitos o fallas en paralelo, que pueden ser simétricas o asimétricas. En los códigos de red actuales se pueden encontrar diferentes requerimientos de control según estas clasificaciones.

Las fallas simétricas, también conocidas como fallas equilibradas, son eventos poco frecuentes, pero de alta gravedad en los sistemas de potencia. Estas fallas se presentan principalmente de dos maneras:

- Línea a línea a línea (L-L-L)
- Línea a línea a línea a tierra (L-L-L-G)

Aunque su índice de ocurrencia se encuentra entre el 2% y el 5%, su impacto es significativo. El análisis de estas fallas se facilita debido a la simetría del sistema, permitiendo que el estudio se realice por fase cuando el sistema permanece equilibrado (Recioui et al., 2015). Este tipo fallas se ilustra en la Figura 1.

**Figura 1***Modelo circuital de fallas simétricas*

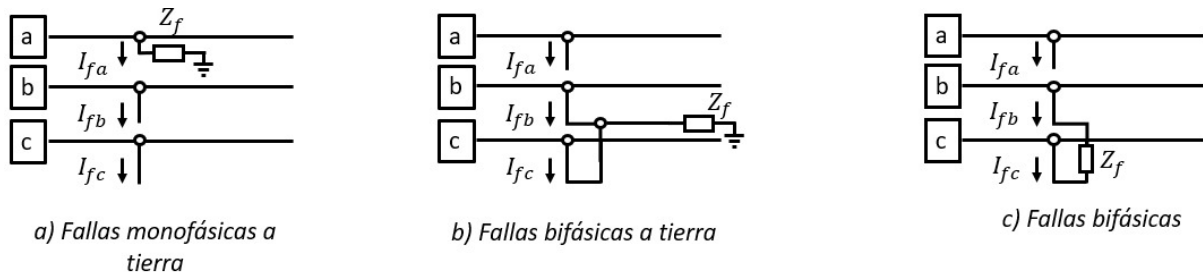
Las fallas asimétricas, también conocidas como fallas desequilibradas, son más comunes y, aunque suelen ser de menor gravedad, si no se aíslan de manera temprana pueden generar problemas serios. De acuerdo con Recioui et al. (2015) las fallas desequilibradas se caracterizan en tres tipos principales:

- Falla Línea a Tierra (L-G): En este caso, el conductor entra en contacto con la tierra. Su índice de ocurrencia se encuentra entre el 65% y el 70%, lo que la convierte en la falla más común.
- Falla Línea a Línea (L-L): Aquí, los dos conductores entran en contacto entre sí debido al movimiento de las líneas, influenciado por corrientes de viento u otros factores ambientales. Su índice de ocurrencia está entre el 5% y el 10%.
- Falla Doble Línea a Tierra (L-L-G): En esta situación, dos conductores entran en contacto con la tierra simultáneamente. Su índice de ocurrencia se ubica entre el 15% y el 20%. La ocurrencia de una falla asimétrica provoca desequilibrios en el sistema, ya que los valores de impedancia varían en cada fase, lo que resulta en el flujo de una corriente desequilibrada. El análisis de estas fallas presenta una alta dificultad y requiere un estudio

detallado fase por fase para su identificación y mitigación (Recioui et al., 2015). En la Figura 2, se ilustran los diferentes tipos de falla asimétrica.

**Figura 2**

*Modelo circuital de fallas asimétricas*



### 3.1 Falla de Corta Duración.

El estándar IEEE 1159, (2019) establece que la falla de corta duración es aquella que “...engloba la categoría de hundimientos, elevaciones e interrupciones breves de tensión. Cada tipo de variación se designa como instantánea, momentánea o temporal, dependiendo de su duración.” (p. 20). AENOR, (2006) define que una falla de corta duración es una variación de bajo impacto que recae a un sistema eléctrico, generalmente ocasionada por una elevación o hundimiento de la tensión, la cual se presenta “...en un punto particular de una red de alimentación eléctrica por debajo de un umbral de interrupción especificado pero que su restauración es casi inmediata” (AENOR , 2006, pág. 8), por lo cual, para que sea catalogada como falla de corta duración, esa restauración energética y nivelación de la tensión debe hacerse en menos de 60 segundos.

### 3.2 Tipos de Falla de Corta Duración

En la Tabla 1 se observa la caracterización de los tipos de falla de corta duración. Los aspectos que se tienen en cuenta corresponden a la duración del evento y la amplitud de la tensión.

**Tabla 1***Tipos de fallas de corta duración*

<b>Nombre de la Falla</b>	<b>Duración Media de la Falla (en ciclos o segundos)</b>	<b>Rangos de tensión</b>
<b>Fallas de Corta Duración – Instantáneas</b>		
Sag (hundimiento)	De 0.5 a 30 ciclos	0.1 a 0.9 p.u
Swell (elevación)	De 0.5 a 30 ciclos	1.1 a 1.8 p.u
<b>Fallas de Corta Duración – Momentáneas</b>		
Interruption(interrupción)	0.5 – 3seg	< 0.1 p.u
Sag (hundimiento)	30 ciclos - 3seg	0.1 a 0.9 p.u
Swell (elevación)	30 ciclos - 3seg	1.1 a 1.4 p.u
Voltage Imbalance (desbalance de tensión)	30 ciclos - 3seg	Del 2% al 15%
<b>Fallas de Corta Duración – Temporales</b>		
Interruption (interrupción)	Entre 3 segundos y 1 minutos	< 0.1 p.u
Sag (hundimiento)	Entre 3 segundos y 1 minutos	0.1 a 1.9 p.u
Swell (elevación)	Entre 3 segundos y 1 minutos	1.1 a 1.2 p.u
Voltage Imbalance (desbalance de tensión)	Entre 3 segundos y 1 minutos	Del 2% al 15%

Nota. \*Adaptado de *IEEE Standard 1159*, (2019)

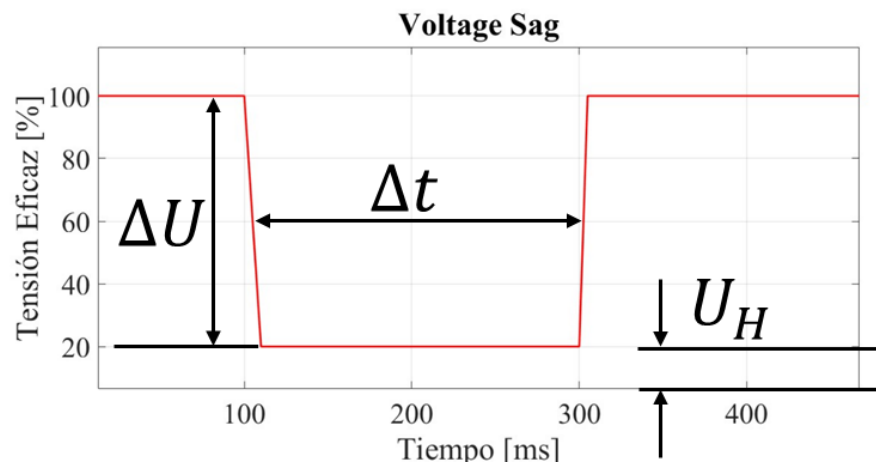
Existe una tercera categoría de fallas eléctricas denominadas fallas de larga duración, donde se pueden observar fenómenos como interrupciones, sobretensiones, subtensiones y sobrecargas de corriente. Estas fallas se caracterizan por su prolongada duración, superando los 60

segundos. Sin embargo, este proyecto se centra en la capacidad de operación ante fallas de corta duración, por lo tanto, no se profundiza en estos aspectos con detalle.

El estándar IEEE 1159 (2019) describe los "Voltage Sags" como hundimientos breves de tensión, caracterizados por una reducción del valor eficaz de la tensión que varía entre 0.1 p.u y 0.9 p.u , “durante medio ciclo hasta máximo 1 minuto”. Para representarlo, se muestra la Figura 3 a continuación, en esta se evidencia un hundimiento típico de una fase.

### Figura 3

*Ejemplo de hundimiento de tensión*



*Nota.* \*Adaptado de *Perturbaciones en la onda de tensión: huecos y sobretensiones* (p. 14), por Ordoñez Plata, Gabriel.

En la Figura 3 es posible observar tres aspectos importantes en la evaluación de un hundimiento de tensión, estos serán definidos a continuación:

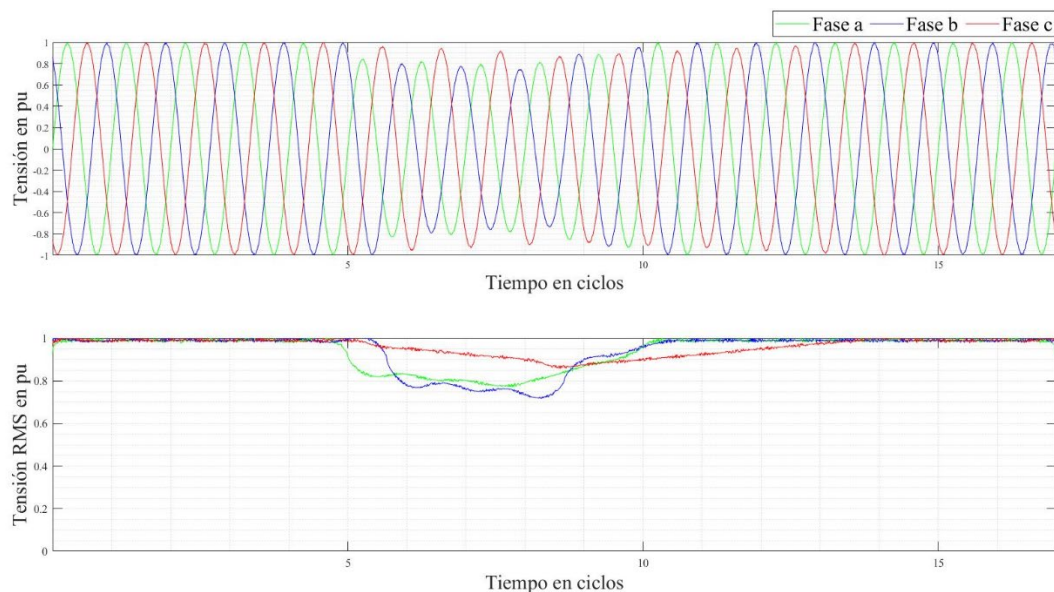
- Magnitud del hundimiento de tensión ( $U_H$ ): Hace referencia a la tensión que experimenta el sistema durante un hundimiento de tensión en relación con la tensión normal de funcionamiento, expresado en unidades porcentuales p.u.

- Caída de tensión del hundimiento ( $\Delta U$ ): Es la magnitud de la tensión durante el hundimiento de tensión, que resulta de la diferencia entre la tensión eficaz antes del evento y la tensión eficaz durante el mismo.
- Duración del hundimiento de tensión ( $\Delta t$ ): Intervalo de tiempo durante el cual la tensión eficaz cae por debajo de 90% y supera el 10% de la tensión normal de servicio.

La Figura 4 muestra un hundimiento de tensión polifásico. Este fenómeno también es muy común. Su diagnóstico y caracterización abarcan campos relacionados con fallas en los sistemas de potencia, cambios y conexión de carga, conexión de transformadores, actuación de las protecciones y puesta a tierra del sistema.

#### Figura 4

*Ejemplo de hundimiento de tensión trifásico*

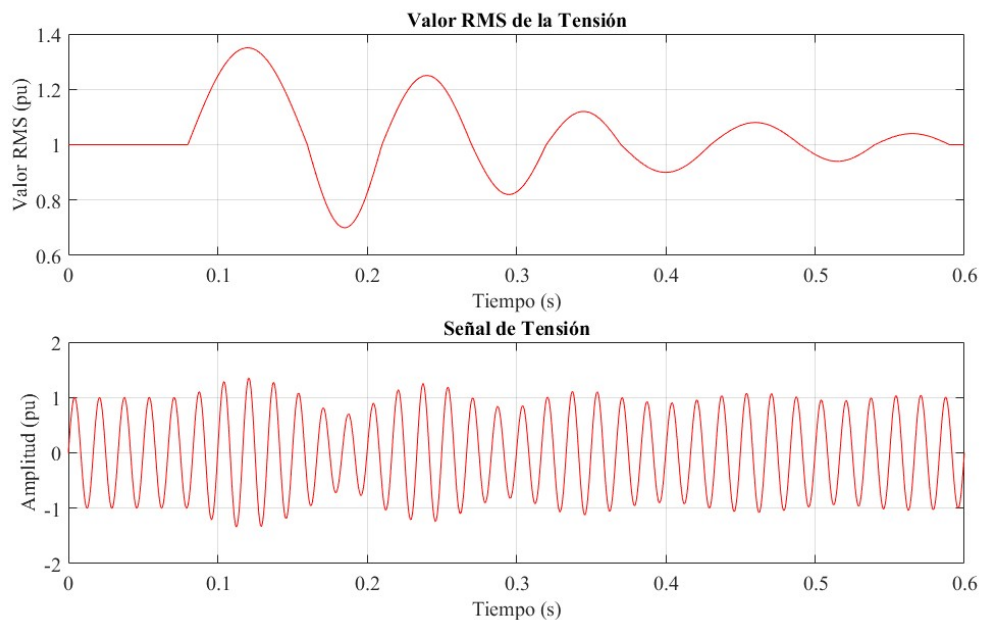


*Nota.* \*Adaptado de *Perturbaciones en la onda de tensión: huecos y sobretensiones* (p. 21), por Ordoñez Plata, Gabriel.

Por otro lado, las elevaciones de tensión (Swell) son un contraste a los hundimientos (sag), porque corresponden a una falla ocasionada por un aumento momentáneo en la tensión, el cual debe superar el 10% del RMS nominal durante medio ciclo a 1 minuto como máximo según la categoría de la falla (instantáneo, momentáneo o temporal). Si está fuera de estos parámetros se cataloga la falla como ajena a corta duración. La Figura 5 ilustra una elevación de tensión en un sistema eléctrico. Cuando hay un aumento brusco en la tensión de algún ciclo, la nivelación de la onda de tensión se presenta durante los ciclos siguientes, lo que causa un movimiento oscilante derivado a una onda en caída.

### Figura 5

*Ejemplo de una elevación de tensión (swell)*



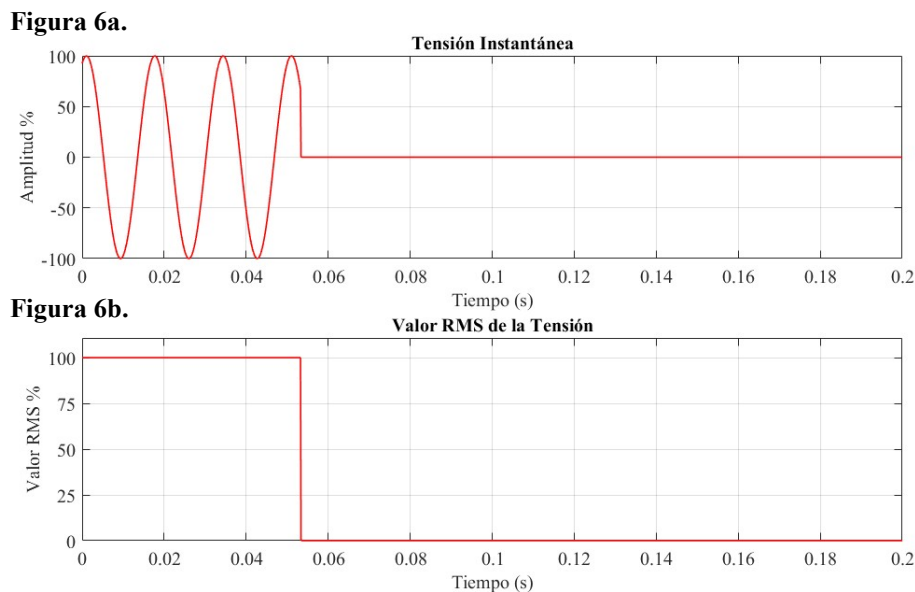
Nota. \*La onda superior ilustra el valor RMS de la señal original de tensión, ubicada en la parte inferior y que ilustra la señal de tensión instantánea en el tiempo. Adaptado de *Elspec Corp.*, 2022

Finalmente, una interrupción de tensión (Interruption) se produce cuando la tensión de alimentación o la corriente de la carga disminuye a menos de 0.1 p.u en un intervalo máximo de

3s. “La duración de la interrupción depende de la capacidad de reconexión del dispositivo de protección. La reconexión instantánea suele limitar la interrupción causada por una falla no permanente a menos de 30 ciclos” (IEEE Standard 1159, 2019, p. 21). En la Figura 6a puede observarse una onda de tensión instantánea sometida a una interrupción durante un escenario de falla. En la Figura 6b se puede relacionar este comportamiento con su gráfica de tensión RMS.

## Figura 6

*Ejemplo de una interrupción de tensión (Interruption)*



### 3.3 Causas e impactos de las fallas de corta duración

De acuerdo con el estándar IEEE 1159, (2019) las variaciones de tensión de corta duración se producen por condiciones de falla, tales como falsos contactos y conexiones intermitentes en el cableado eléctrico, o mediante la energización de grandes cargas que demandan corrientes de arranque de gran magnitud.

AENOR (2006) explica que la causa principal de los hundimientos de tensión son cortocircuitos. Muchos de los cortocircuitos son desencadenados por sobretensiones, que

involucran aspectos externos, y al final, estos someten al sistema de aislamiento eléctrico a niveles de estrés por encima de su capacidad nominal, ocasionando, la falla de corta duración. En el cortocircuito se genera un aumento significativo en la corriente eléctrica, lo que, a su vez, provoca caídas considerables en la tensión de las impedancias presentes en la red de alimentación. La tensión en un punto de un sistema se ve afectada "...por la magnitud de las impedancias que unen este punto a la fuente y al cortocircuito" (p. 10).

Diversos factores pueden influir en el funcionamiento de la red eléctrica, incluyendo eventos atmosféricos como rayos y condiciones climáticas adversas, como tormentas de viento, nevadas, formación de hielo, acumulación de sal o contaminantes atmosféricos que afectan a los aisladores. También se presentan problemas debido a interferencias y daños mecánicos, como colisiones con vehículos, equipos de construcción, excavadoras, o incluso incidentes causados por animales, aves, ramas de árboles u actos vandálicos y delictivos. Otro factor relevante es la posibilidad de cortes en la red, que pueden deberse al envejecimiento, corrosión, putrefacción o defectos de fabricación o construcción. Los accidentes y errores en el funcionamiento y el mantenimiento de la red eléctrica también pueden tener un impacto importante. Además, la energización de transformadores genera desfases en las ondas de tensión, acompañados de elevadas corrientes de magnetización y armónicos que afectan la calidad de la energía. Por otro lado, la conexión de bancos de condensadores provoca elevaciones de tensión como respuesta inmediata a la tensión del banco, y otro de los factores notables que generan sobretensiones es la actividad de rayos atmosféricos (Blanco et al., 2012).

En cuanto a los impactos, cualquier alteración en la tensión, la corriente o la impedancia en un punto de la red afecta instantáneamente otros puntos del sistema, lo que subraya la complejidad de la interconexión de la red eléctrica. Una falla en un equipo, una conexión inestable

o una mala configuración en el sistema puede provocar alteraciones en la tensión (Blanco et al., 2012).

Una planta de generación está diseñada para tolerar eventos de fallas eléctricas en la red durante tiempos establecidos de acuerdo con el código de red de cada país. Estos códigos se han desarrollado a lo largo del tiempo, considerando las características técnicas y las tecnologías de las máquinas generadoras convencionales conectadas. Sin embargo, el auge de las tecnologías de generación intermitentes, impulsado por la adopción de energías renovables basadas en inversores, ha introducido la necesidad de evolucionar estas normativas. Ante el riesgo de desconexión de las plantas de generación, se han publicado artículos de investigación, estándares y con base en esta experiencia, los diferentes países han actualizado sus códigos de red, exigiendo que las tecnologías utilizadas en las plantas de generación renovable tengan la capacidad de dar soporte al sistema en caso de situaciones de falla de forma similar a los generadores síncronos convencionales. Estos requerimientos se van a revisar a detalle en el capítulo siguiente.

#### **4. Requerimientos y Capacidades de Operación de los Generadores Distribuidos**

Los códigos de red incluyen requerimientos para los Generadores Distribuidos (GD) que especifican las condiciones bajo las cuales una planta puede desconectarse de la red, así como las situaciones en las que se debe proporcionar soporte para asegurar la continuidad del suministro de energía. Este capítulo aborda estos requerimientos, las capacidades operativas y las funcionalidades de soporte exigidas a los GD.

#### **4.1 Requerimientos a Generadores Distribuidos**

De acuerdo con el estándar IEEE 1547, (2018) un Generador Distribuido (GD) se define como una “fuente de energía que no está directamente conectada a un sistema de alimentación masiva y que es capaz de exportar potencia activa al sistema eléctrico”. ENEL (2023) plantea que un GD es aquel que produce energía cerca a los centros de consumo. Su objetivo principal es satisfacer la demanda de los usuarios cercanos, minimizando las pérdidas por transporte de energía. Un ejemplo de esto son algunas plantas de generación fotovoltaica y eólicas. Sin embargo, los GD no se limitan únicamente a agentes de generación renovable. Con la creación de los GD, es posible evitar la dependencia de una única fuente de energía eléctrica, como la hidroeléctrica o térmica. Es importante resaltar que los GD de los cuales trata este documento son plantas que pueden constar de decenas a cientos de unidades de generación que se conectan a la red. Los pequeños generadores pueden ocasionar variaciones mínimas que pueden repercutir en los parámetros de la red, pero las grandes plantas de generación son aquellas que influyen con mayor robustez al sistema. No hay forma de asegurar que la totalidad de las unidades que componen una planta de generación garanticen su conexión ante todas las fallas posibles, puesto que la mayor parte de estas se basan en tecnologías renovables con fuerte dependencia de las condiciones naturales como la radiación solar o la velocidad del viento (IEEE 2800, 2022, p. 68). Por ejemplo, si una de cien unidades sale de operación, esto se encuentra dentro de los márgenes permitidos por los límites aplicables a los criterios de tensión y frecuencia, los cuales se detallan en el siguiente apartado.

##### ***4.1.1 Rangos Aplicables de Tensión y Frecuencia***

La puesta en marcha de una planta basada en inversores puede ocurrir por diversas razones, como la reconexión tras mantenimientos programados o cuando se restablece la fuente primaria de energía. Por ejemplo, esto sucede cuando el viento alcanza velocidades operativas para un

aerogenerador o cuando la radiación solar vuelve a estar disponible al amanecer. El estándar IEEE 2800, (2022) recomienda rangos de tensión y frecuencia de la red, los cuales varían según las características del sistema, y definen las condiciones que deben cumplirse para que una planta basada en inversores se conecte a la red.

La Tabla 2 presenta un resumen general de los criterios considerados para la entrada en servicio de plantas basadas en inversores que se conectan al sistema en condiciones normales de operación. El primer criterio verificable es el permiso del servicio; la configuración "deshabilitado" indica que la planta no puede conectarse al sistema, sin importar si las condiciones de tensión y frecuencia cumplen con los rangos aplicables, lo que brinda flexibilidad al operador de red y a la planta en el control y operación. Si está "habilitado" y los parámetros de frecuencia y tensión están dentro de los rangos establecidos, la entrada en servicio de la planta está permitida.

**Tabla 2.**

*Criterios de entrada en servicio para plantas basadas en inversores*

Criterio de entrada al servicio		Configuración predeterminada	Rango de configuraciones disponibles
Permiso del servicio	Cuando está habilitado	Deshabilitado	Habilitado/deshabilitado
Voltaje aplicable dentro del rango	Valor mínimo	Especificado por el operador de red	0.90 p.u. a 0.95 p.u.(a)
	Valor máximo	Especificado por el operador de red	1.05 p.u. a 1.10 p.u.(b)
Frecuencia aplicable dentro del rango	Valor mínimo	Especificado por el operador de red	0.98 p.u. a 0.99 p.u. (58.8 Hz a 59.4 Hz @ 60 Hz) (49.0 Hz a 49.5 Hz @ 50 Hz)
	Valor máximo	Especificado por el operador de red	1.002 p.u. a 1.02 p.u. (60.12 Hz a 61.2 Hz @ 60 Hz) (50.1 Hz a 51 Hz @ 50 Hz)

*Nota.* \*Adaptado de *IEEE Standard 2800 for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs)*

*Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems* (p. 49).

La Tabla 3 y Tabla 4 presentan una recopilación que resume los principales criterios exigidos a los generadores en Colombia y en varios países para su conexión y operación. Se muestran los rangos de frecuencia y tensión, respectivamente, para funcionamiento continuo de plantas de generación conectadas al sistema y los tiempos máximos permitidos bajo condiciones anormales de operación en frecuencia.

**Tabla 3**

*Niveles de operación de frecuencia de la red en distintos países*

País	Operación en frecuencia	
	Rango (Hz)	Tiempo de funcionamiento
Colombia [60 Hz] <sup>[b]</sup>	57.5 – 58.5	15 segundos
	58.5 – 62	Op. Continua
	62 - 63	15 segundos
	>63	Desconexión inmediata
Reino Unido [50 Hz] <sup>[c]</sup>	51,5 - 52	15 minutos
	51 - 51,5	90 minutos
	49 - 51	Op. Continua
	47,5 - 49	90 minutos
	47 - 47,5	20 segundos
	47 - 47,5	20 segundos
Dinamarca [50 Hz] <sup>[d]</sup>	47,5 - 48	3 minutos
	48 - 49	30 minutos
	49 - 49,5	5 horas
	49,5 - 50,2	Op. Continua
	50,2 - 52	15 minutos
Etiopía [50 Hz] <sup>[e]</sup>	>52	Desconexión inmediata
	49,5 - 50,5	Op. Continua
	49 - 51	60 minutos
	48 – 51,5	30 minutos
	< 47,5	20 segundos
	> 51,5	20 segundos
	< 47 por más de 200ms	Desconexión opcional
> 52 por más de 4s	Desconexión obligatoria	

<sup>b</sup> Resolución CREG No. 060 de 2019

<sup>c</sup> The Grid Code Issue 6 Revision 2022

<sup>d</sup> Technical regulation

<sup>e</sup> Ethiopia National Electricity Transmission Grid Code

Brasil [60 Hz] <sup>[f]</sup>	< 56	Desconexión inmediata
	56 - 58,5	20 segundos
	58,5 - 62,5	Op. Continua
	62,5 - 63	10 segundos
	> 63	Desconexión inmediata
Portugal [50 Hz] <sup>[g]</sup>	47,5 - 48,5	30 minutos
	48,5 - 51	Op. Continua
	51 - 51,5	30 minutos
Panamá [60 Hz] <sup>[h]</sup>	> 61,8	Desconexión inmediata
	61,6 - 61,7	30 segundos
	60,6 - 61,5	3 minutos
	59,5 - 60,5	3 minutos
	58,5 - 59,4	3 minutos
	57,9 - 58,4	30 segundos
	57,4 - 57,8	7,5 segundos
	57,2 - 57,3	750 milisegundos
Chile [50 Hz] <sup>[i]</sup>	< 57,1	Desconexión inmediata
	49 - 50	Op. Continua
	48 - 49	90 minutos
	47,5 - 48	30 minutos
	47 - 47,5	Desconexión opcional
	50 - 51	Op. Continua
	51 - 51,5	90 minutos
	51,5 - 52	Desconexión opcional
México [60 Hz] <sup>[j]</sup>	52 - 53	Desconexión forzada
	> 62	Desconexión inmediata
	57,5 - 62	Op. Continua
Irlanda [50 Hz] <sup>[k]</sup>	< 57,5	Desconexión inmediata
	47 - 47,5	20 segundos
	47,5 - 48,5	90 minutos
	48,5 - 49	90 minutos
	49 - 51	Op. Continua
	51 - 51,5	90 minutos
	51,5 - 52	60 minutos

<sup>f</sup> Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

<sup>g</sup> Regulamento (UE) n.º 2016/631

<sup>h</sup> Código De Redes Fotovoltaico (Texto Unificado)

<sup>i</sup> Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio

<sup>j</sup> Resolución Núm. Res/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía

<sup>k</sup> EirGrid Grid Code Version 13

Alemania [50 Hz] <sup>[1]</sup>	< 47,5	Desconexión inmediata
	47,5 - 51,5	Op. Continua
	> 51,5	Desconexión inmediata

Nota: \*La Tabla presenta los intervalos de operación de frecuencia de diferentes países, tras realizar una recopilación en sus respectivos códigos de red.

**Tabla 4**

*Niveles de operación de tensión de la red en distintos países*

País	Operación en tensión	
Colombia <sup>m</sup> [60 Hz]	Nivel (kV)	Rango
	110 – 230	0,9 y 1.1 p.u
	500	0,9 y 1.05 p.u
Reino Unido <sup>n</sup> [50 Hz]	400	380 - 420 kV
	275	247,5 - 302,5 kV
	132	118.8 - 145,2 kV
	<132	± 6%
	400	320 - 420 kV
Dinamarca <sup>o</sup> [50 Hz]	150	135 -170 kV
	132	119 - 145 kV
	50	45 - 60 kV
	30	27 - 36 kV
	20	18 - 24 kV
	10	9 - 12 kV
Etiopía <sup>p</sup> [50 Hz]	La variación permitida del potencial es de 0.95 y el 1,05 del Valor nominal.	
Brasil <sup>q</sup> [60 Hz]	La variación permitida del potencial en el punto de consumo es de ±5% la tensión nominal	

<sup>1</sup> TransmissionCode 2007 VDN

<sup>m</sup> Resolución CREG No. 060 de 2019

<sup>n</sup> The Grid Code Issue 6 Revision 2022

<sup>o</sup> Technical regulation

<sup>p</sup> Ethiopia National Electricity Transmission Grid Code

<sup>q</sup> Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

Portugal <sup>r</sup> [50 Hz]	La variación permitida del potencial es de 0,90 y el 1,118 del Valor nominal.	
Panamá <sup>s</sup> [60 Hz]	La variación permitida del potencial en el punto de consumo es de $\pm 10\%$ la tensión nominal	
Chile <sup>t</sup> [50 Hz]	500 kV	0,97 y 1,03 p.u
	200kV - 500 kV	0,95 y 1,05 p.u
	< 200 kV	0,93 y 1,07 p.u
México <sup>u</sup> [60 Hz]	La variación permitida del potencial en el punto de consumo está entre $-10\%$ y $+5\%$ de la tensión nominal	
Irlanda <sup>v</sup> [50 Hz]	400 kV	360 - 420 kV
	220 kV	198 - 245 kV
	110 kV	99 - 123 kV
Alemania <sup>w</sup> [50 Hz]	La variación permitida en el punto de consumo está entre 0,90-1,118 en p.u. de las tensiones nominales.	

Nota: : \*La Tabla presenta los intervalos de operación de tensión de diferentes países, tras realizar una recopilación en sus respectivos códigos de red.

## 4.2 Capacidades de Operación y Funcionalidades de Soporte

Para que los rangos admisibles de frecuencia y tensión presentados en el apartado anterior puedan cumplirse, los sistemas de generación deben permanecer operativos incluso ante fallas de corta duración que afecten el estado estacionario del sistema eléctrico. La ocurrencia de estas fallas, especialmente los hundimientos de tensión, puede provocar la desconexión de plantas de generación, afectando los parámetros del punto de conexión y poniendo en riesgo la estabilidad

<sup>r</sup> *Reglamento (UE) n.º 2016/631*

<sup>s</sup> *Código De Redes Fotovoltaico (Texto Unificado)*

<sup>t</sup> *Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio*

<sup>u</sup> Resolución Núm. Res/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía

<sup>v</sup> EirGrid Grid Code Version 13

<sup>w</sup> TransmissionCode 2007 VDN

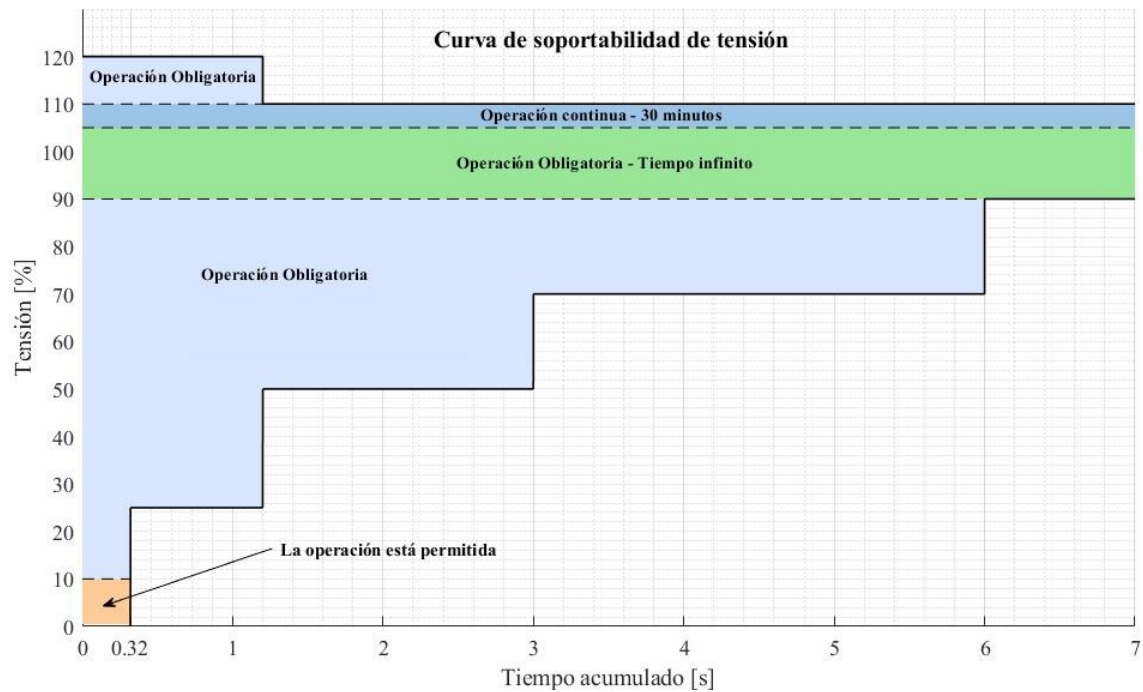
del sistema debido a la posible desconexión en cascada de los sistemas de generación ubicados en la misma área (XM S.A. E.S.P., 2017).

#### ***4.2.1 Soportabilidad de Tensión (Curvas HVRT y LVRT)***

Las curvas de soportabilidad de tensión “Low Voltage Ride Through” (LVRT) y “High Voltage Ride Through” (HVRT) son características que indican el área de permanencia del equipo ante desviaciones del valor nominal de tensión RMS. Es básicamente una relación entre la tensión del sistema en por unidad en el punto de acoplamiento común del sistema de generación y la red, y el tiempo en segundos. Cumplir con estas curvas es un requerimiento de conexión a los GD para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El estándar IEEE 2800, (2022) proporciona recomendaciones para la soportabilidad de tensiones en plantas de generación conectadas a distintos niveles de tensión. Estos requerimientos se ilustran en la Figura 7 y sirven como base para que los códigos de red de diferentes países establezcan exigencias en cuanto a la soportabilidad de tensión de los GD. Sin embargo, el operador de red puede especificar magnitudes y duraciones diferentes.

**Figura 7.**

*Requerimientos VRT para plantas basadas en inversores sin limitaciones de equipos auxiliares que se interconecten a cualquier tensión nominal excepto 500 kV.*



*Nota.* \*Adaptado de *IEEE Standard 2800, 2022* (p. 144).

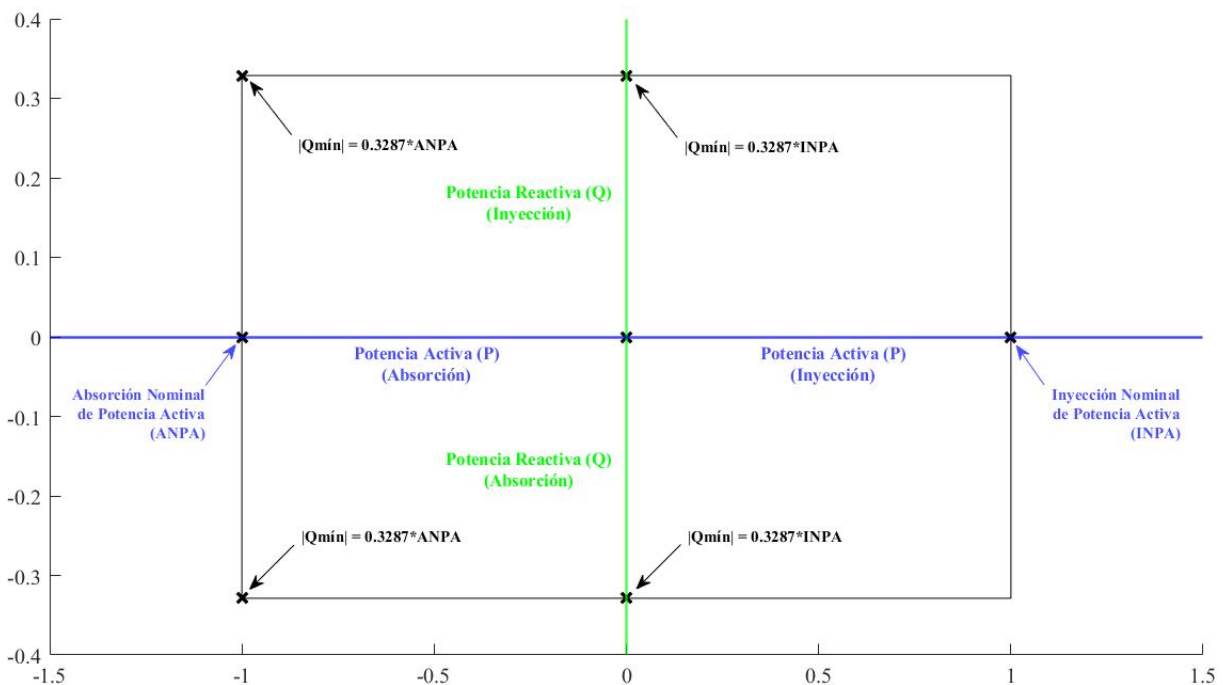
Por ejemplo, según esta gráfica un GD que está conectado a la red y su tensión se encuentra entre el 70% y el 90% durante menos de 6 minutos, se considera dentro de la franja de operación obligatoria y debe permanecer conectado al sistema. Sin embargo, si la tensión supera el 120% durante más de 1,2 segundos, el GD no está en obligación de mantenerse conectado a la red.

Además de la capacidad para soportar fallas de tensión durante periodos específicos, las plantas deben proporcionar regulación de tensión variando su factor de potencia, a través de la inyección o absorción de potencia reactiva (IEEE 1547, 2018, p. 38). Los códigos de red establecen los valores que garantizan una relación óptima entre la potencia activa, la potencia reactiva y la tensión RMS. En la Figura 8 se muestra el intercambio de potencia reactiva que un generador debe proporcionar según su nivel de inyección de potencia activa. Por otro lado, la Figura 9 ilustra la

relación entre la cantidad de potencia reactiva inyectada o absorbida en función de la tensión RMS del sistema. Estas figuras se utilizan para la regulación de tensión cuando la red se encuentra dentro del rango de operación normal.

**Figura 8.**

*Intervalo mínimo para la capacidad de potencia reactiva - Q vs P para la capacidad de inyección y absorción de potencia activa*



*Nota. \*Adaptado de IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems (p. 53).*

La Figura 8, indica que en el punto de absorción nominal de potencia activa (ANPA), requiere que el generador sea capaz de inyectar o absorber una potencia reactiva equivalente al 32,87% de la potencia activa nominal. Este valor corresponde a una planta que inyecta su potencia nominal (1 p.u.) a un factor de potencia de 0.95:

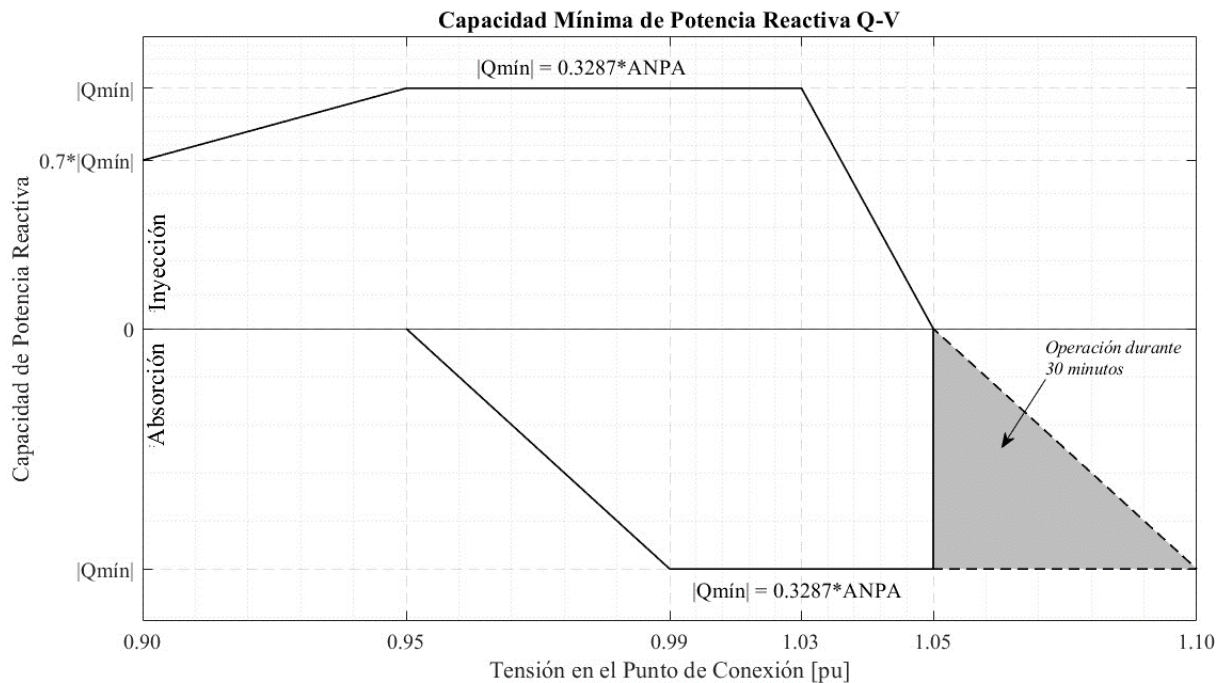
$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)$$

$$FP = \cos \theta = \cos \left( \tan^{-1} \left( \frac{Q}{P} \right) \right) = \cos \left( \tan^{-1} \left( \frac{0.3287}{1} \right) \right) \approx 0.95$$

La Figura 9 presenta una curva de potencia reactiva en función de la tensión del sistema que se recomienda adoptar junto con la curva P-Q. En esta curva Q-V se puede observar la cantidad de potencia reactiva que debe inyectarse o absorberse a determinados valores de tensión que se desvían ligeramente de la tensión nominal.

**Figura 9.**

*Capacidad mínima de potencia reactiva - V vs Q que se interconecten para V < 200 kV*



Nota. \*Adaptado de IEEE 2800, 2022 (p. 54).

#### 4.2.2 Control de Tensión Dinámico ante Situaciones de Falla

Los sistemas de generación conectados en baja tensión a menudo deben desconectarse de la red cuando se producen caídas de tensión por debajo de un umbral establecido, utilizando el bloqueo de corriente de salida. Sin embargo, en concordancia con el mismo principio de control de tensión mediante la variación de la potencia reactiva, existe otra funcionalidad requerida para

los generadores conectados a la red. En situaciones de falla de tensión, los generadores deben llevar a cabo un control de tensión dinámico mediante la inyección o absorción adicional de corriente reactiva si la tensión RMS de cualquiera de las fases es:

1. Menor que el mínimo de la región de funcionamiento continuo y dentro de la región de funcionamiento obligatorio o de la región de funcionamiento permisivo, o
2. Mayor que el máximo de la región de funcionamiento continuo y dentro de la región de funcionamiento permisivo (IEEE 1547, 2018, p. 52).

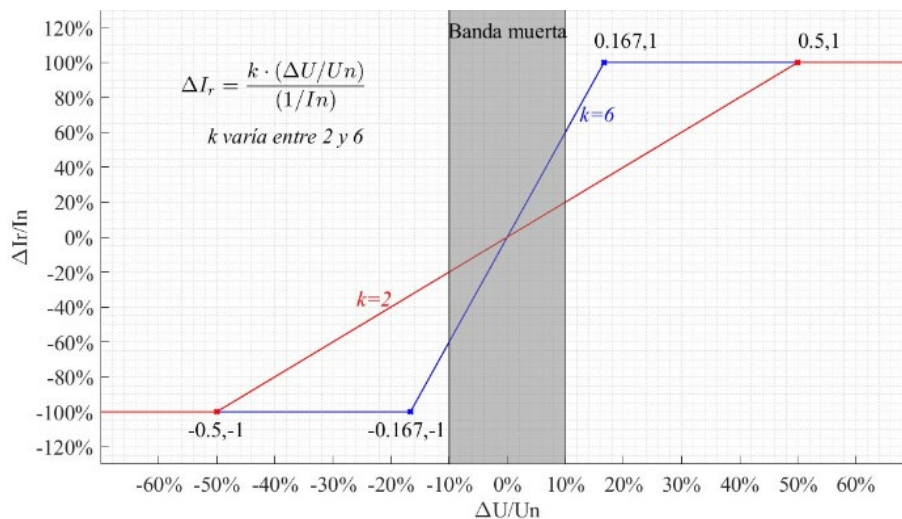
Cuando ocurre una falla y el sistema entra en modo LVRT o HVRT, los generadores entran en modo de inyección adicional de corriente, ya sea dando prioridad a la corriente activa o a la corriente reactiva. En el modo de prioridad de corriente reactiva, esta es priorizada y dispone de la totalidad de la corriente nominal de los inversores, mientras que la corriente activa está limitada a la capacidad restante que no se inyecta en corriente reactiva (IEEE 2800, 2022, p. 35). La mayoría de los códigos de red a nivel mundial exigen a los GD la inyección de corriente reactiva de secuencia positiva únicamente, que es eficaz para controlar fallas equilibradas del sistema. Sin embargo, la actualización de algunos códigos de red, como el código de red alemán VDE-AR-N 4120, también exigen una componente de secuencia negativa que contribuye a evitar sobretensiones en fases no afectadas y fluctuaciones de potencia activa durante la ocurrencia de fallas desequilibradas (Boemer, 2016, p. 29). Existe un límite de desviación en la tensión, en el cual el generador debe mantener su generación de potencia activa sin entrar en modo de inyección o absorción de potencia reactiva. A esta característica se le denomina Banda Muerta, que en el caso del código alemán se define para tensiones entre  $\pm 10\%$  de la tensión nominal.

La Figura 10 muestra una rampa que indica la inyección adicional de corriente reactiva para el control dinámico de tensión, como lo exige el código de red alemán (TransmissionCode

2007, p. 36). En ella, se observan dos características, una ilustrada en azul y la otra en rojo. La mayoría de los códigos de red requieren que los generadores tengan la capacidad de inyectar el 100% de su capacidad nominal de corriente reactiva ante fallas de corta duración. Sin embargo, algunos códigos, como el alemán, exigen que la pendiente "k" sea variable. Por esto, en la curva azul, ante una caída del nivel de tensión eficaz del 16,7%, el generador está obligado a inyectar el 100% de su capacidad nominal de corriente reactiva, mientras que en la curva roja esto sucede cuando la tensión alcanza el 50% de su valor nominal. El valor de "k" lo determina el operador de red, basándose en estudios eléctricos que analizan los modelos de los generadores y de la red, y simulan eventos en el punto de conexión.

**Figura 10.**

*Control de tensión en caso de falla de la red en plantas de generación basadas en energías renovables.*



Nota. a. \*Adaptado de *TransmissionCode 2007* (p. 36).

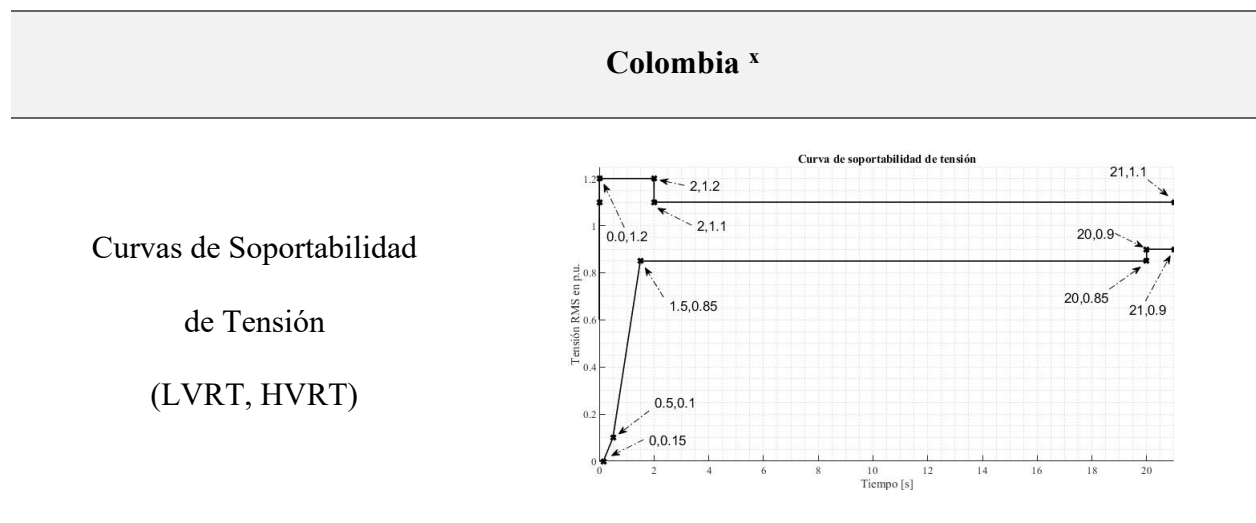
La lectura de esta gráfica permite calcular la proporción de corriente reactiva adicional requerida por el código de red, aunque no es posible determinar directamente la cantidad de corriente activa que deben suministrar los inversores. Se han propuesto métodos para calcular este

parámetro, utilizando la curva, y en función de la estrategia de control, se calcula el valor de la corriente de potencia activa, considerando la limitación de corriente máxima que el inversor puede suministrar. Gallego et al., (2022) presenta cinco métodos de control para la inyección de corriente reactiva, basados en los requerimientos del código de red de Brasil, cuyo procedimiento se detalla en el Apéndice A.

En concordancia con las definiciones presentadas para las curvas LVRT, HVRT, P-Q, Q-V y la curva de inyección adicional de corriente reactiva para estado de falla, La Tabla 5 resulta de una revisión de diversos códigos de red, donde se pueden observar estos requerimientos.

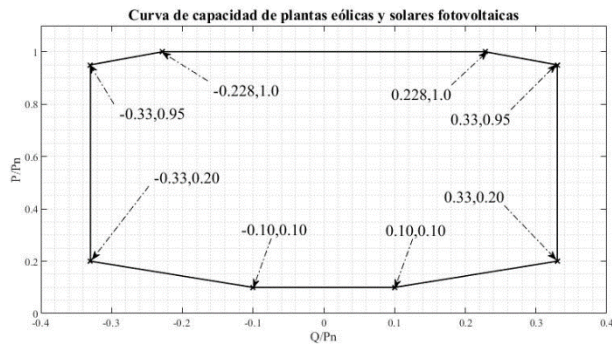
**Tabla 5**

*Curvas de soportabilidad de tensión y requisitos de control de tensión a nivel internacional.*

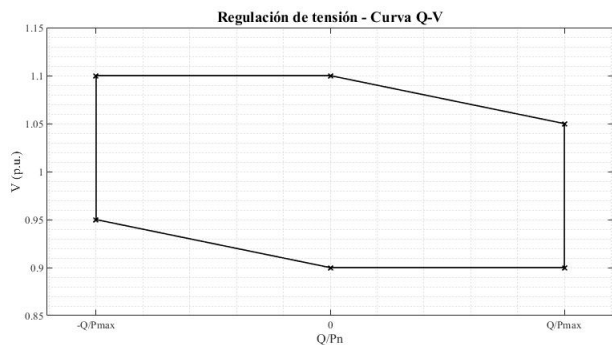


<sup>x</sup> Resolución CREG No. 060 de 2019

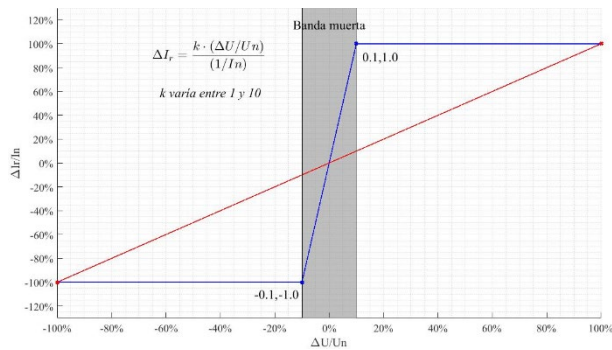
Curva de Capacidad de Potencia  
(P-Q)



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable

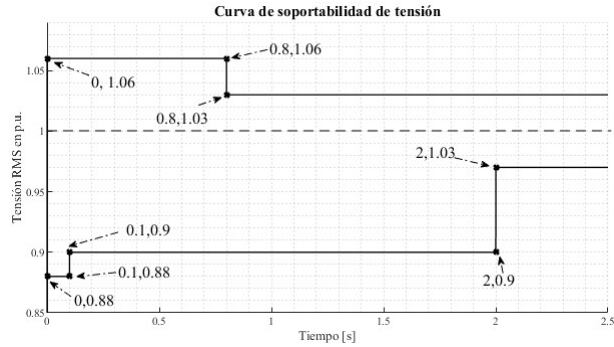


Rampa de Corriente Reactiva  
Adicional para Control de Tensión

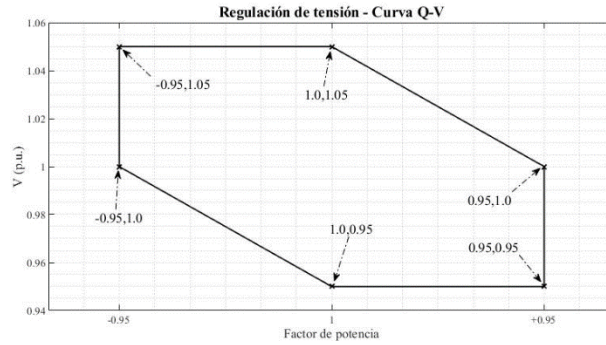


**Reino Unido<sup>y</sup>**

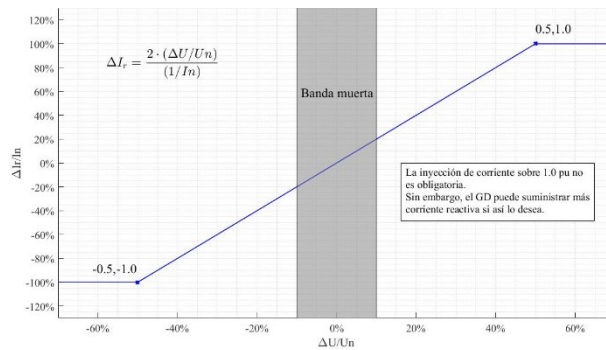
Curvas de Soportabilidad de Tensión (FRT)



Curva Q-V para el Control de Tensión en Estado Estable

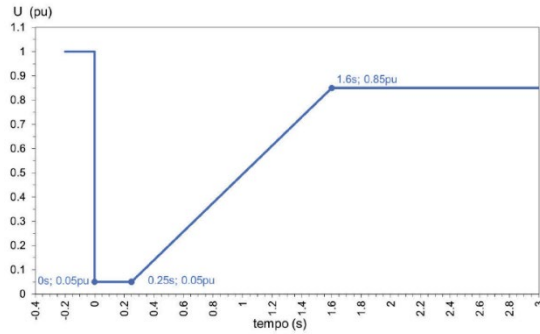


Rampa de Corriente Reactiva Adicional para Control de Tensión

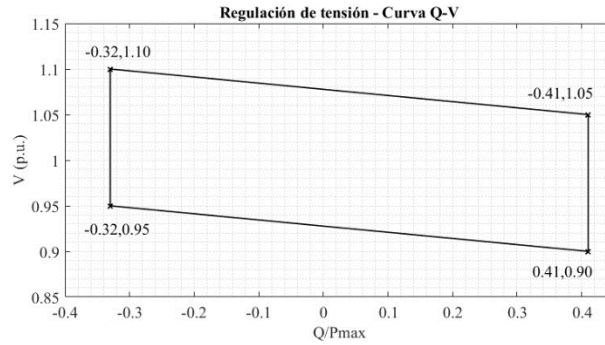


Portugal<sup>z</sup>

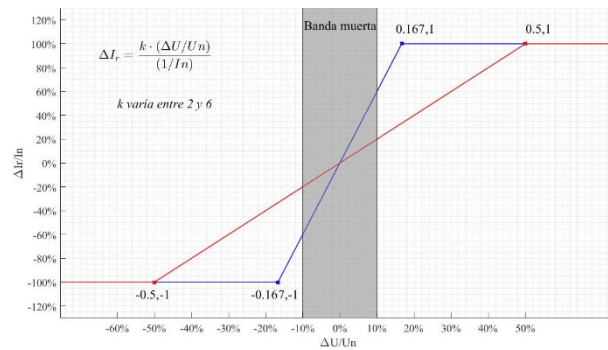
Curvas de Soportabilidad  
de baja Tensión (LVRT)



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable



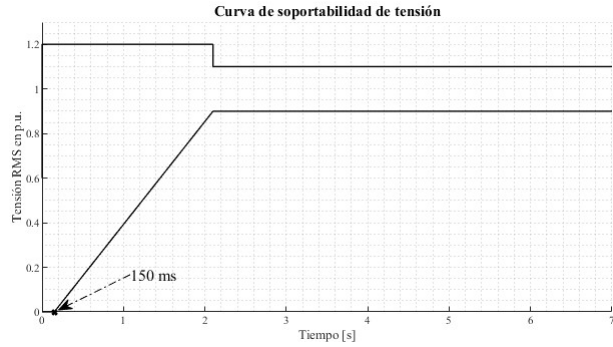
Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión



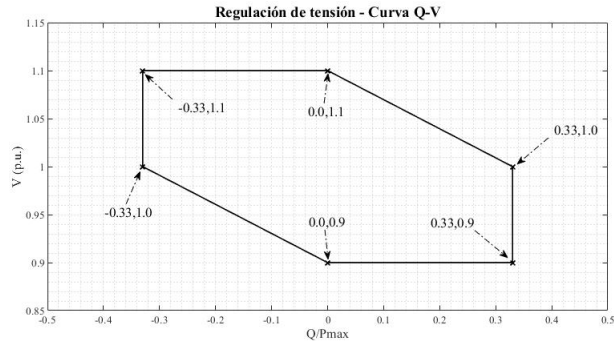
<sup>z</sup> Regulamento (UE) n.º 2016/631

**Panamá<sup>aa</sup>**

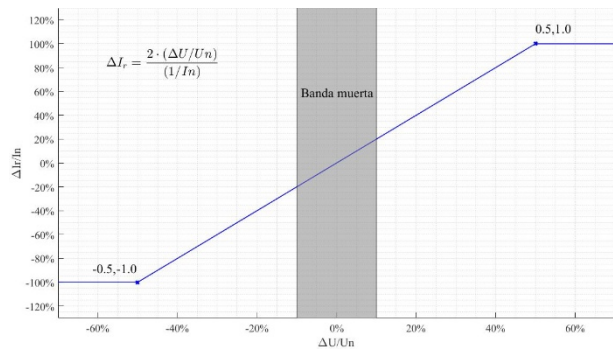
Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable



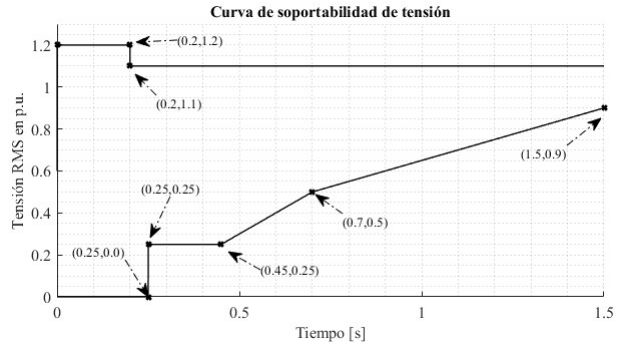
Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión



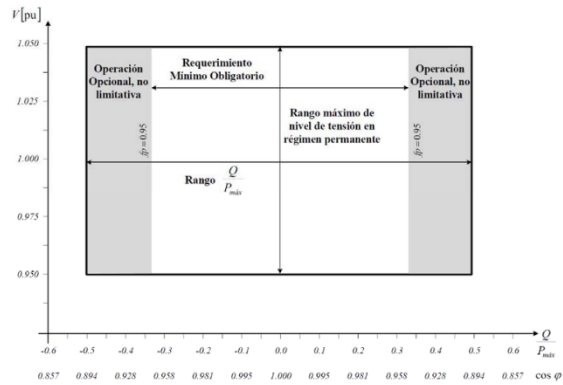
<sup>aa</sup> Código De Redes Fotovoltaico (Texto Unificado)

México<sup>bb</sup>

Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable



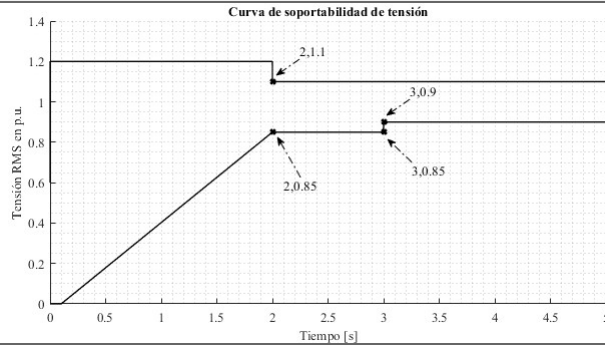
Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión

No se presenta una rampa de inyección de corriente reactiva para el control dinámico de tensión ante situaciones de falla.

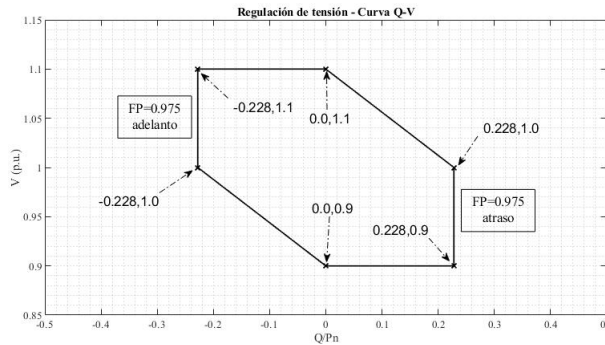
<sup>bb</sup> Resolución Núm. Res/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía

**Etiopía<sup>cc</sup>**

Curvas de Soportabilidad de Tensión (FRT)



Curva Q-V para el Control de Tensión en Estado Estable



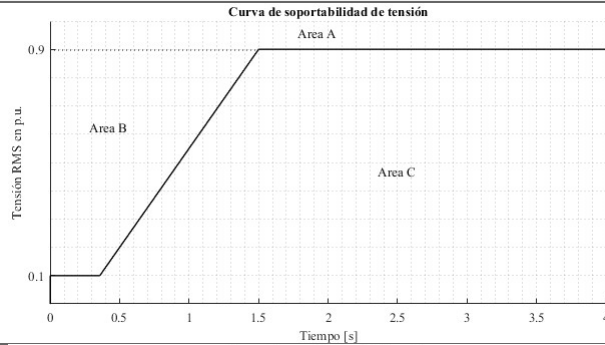
Rampa de corriente reactiva adicional para control de tensión

No se presenta una rampa de inyección de corriente reactiva para el control dinámico de tensión ante situaciones de falla.

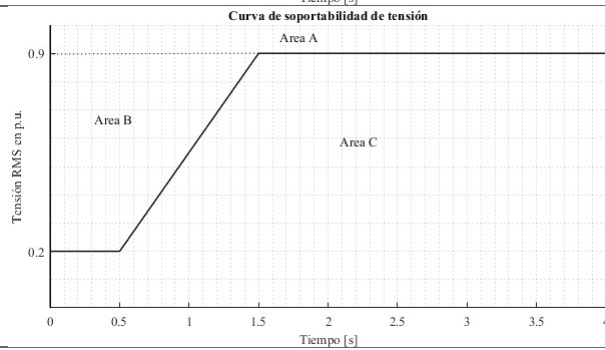
<sup>cc</sup> Ethiopia National Electricity Transmission Grid Code

**Dinamarca<sup>dd</sup>**

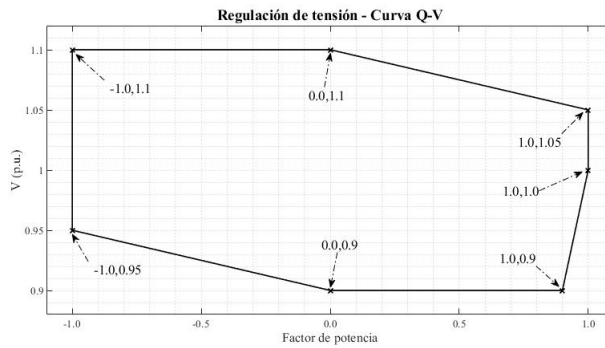
Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)  
Para Sistemas Fotovoltaicos



Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)  
Para Sistemas Eólicos

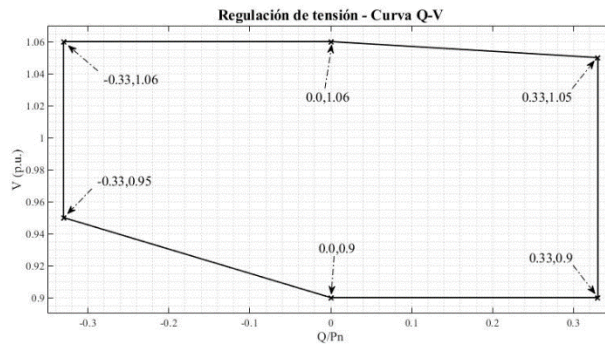


Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable para Sistemas  
Fotovoltaicos

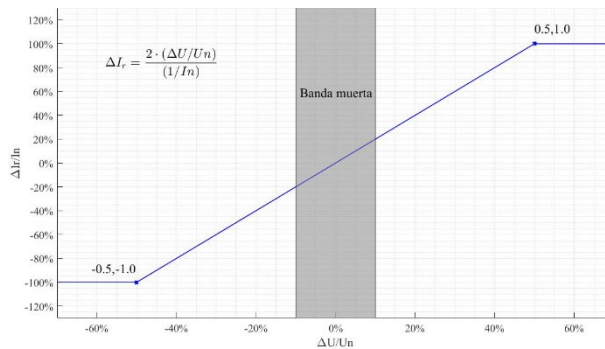


<sup>dd</sup> Technical regulation for PV and WP

Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable para Sistemas  
Eólicos

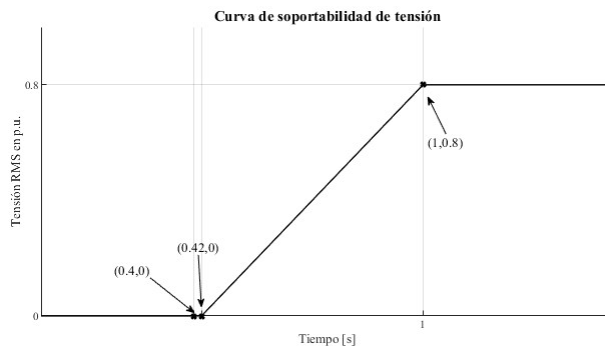


Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión



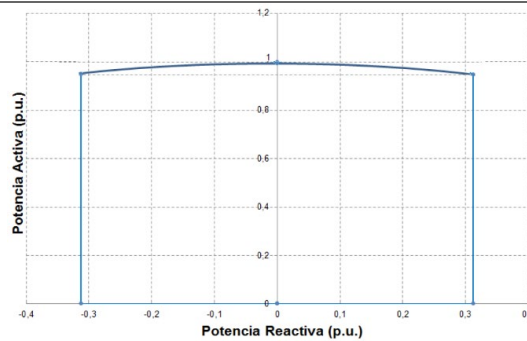
Chile<sup>ee</sup>

Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT),

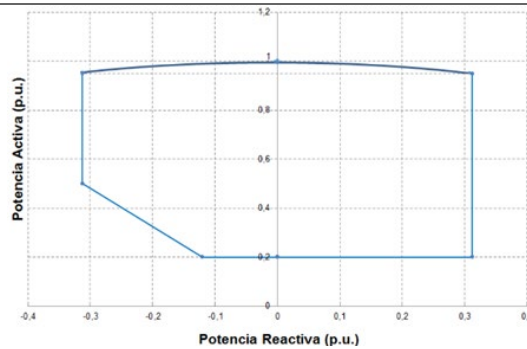


<sup>ee</sup> Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio

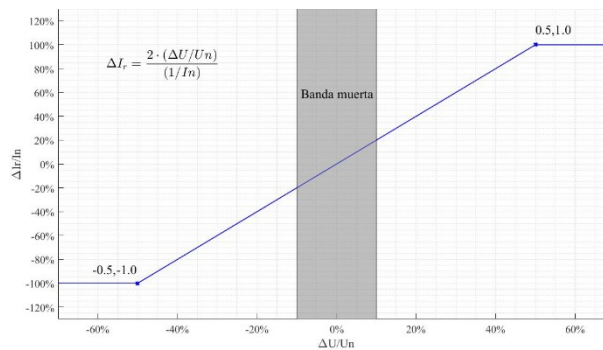
Curva P-Q  
 para el Control de Tensión en  
 Estado Estable en Sistemas  
 Fotovoltaicos



Curva P-Q  
 para el Control de Tensión en  
 Estado Estable en Sistemas  
 Eólicos

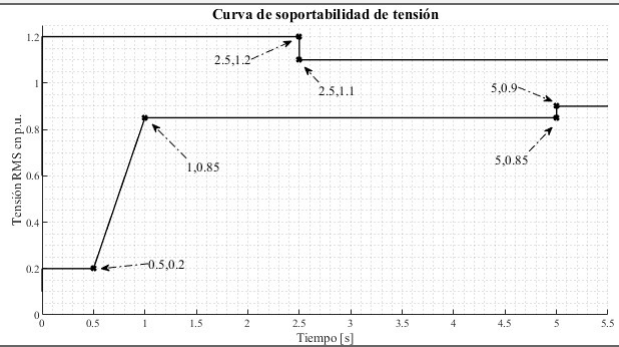


Rampa de corriente reactiva  
 adicional para control de tensión

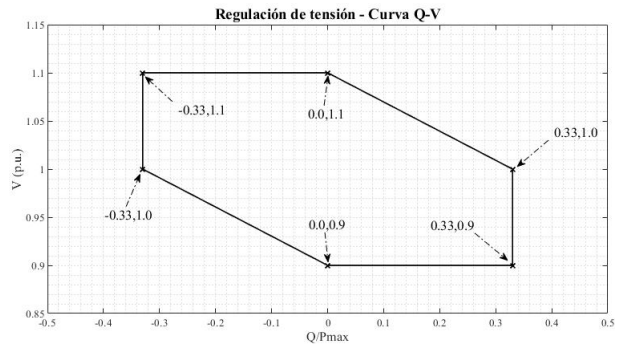


**Brasil<sup>ff</sup>**

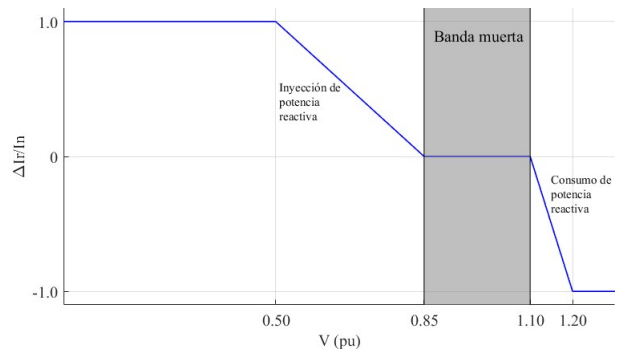
Curvas de Soportabilidad de Tensión (FRT)



Curva Q-V para el Control de Tensión en Estado Estable



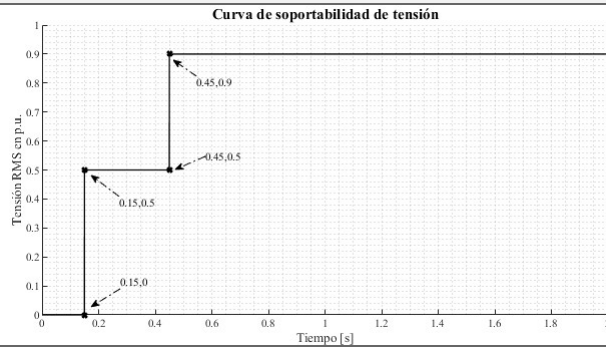
Rampa de corriente reactiva adicional para control de tensión



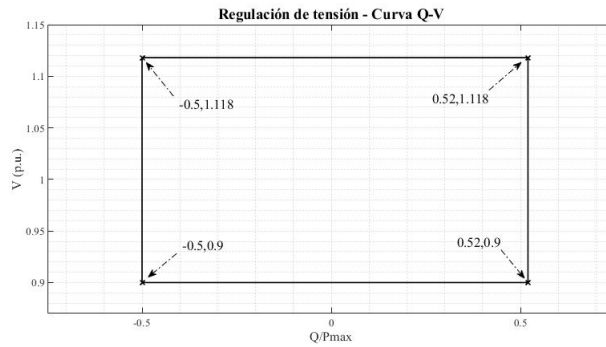
<sup>ff</sup> Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

**Irlanda<sup>eg</sup>**

Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable

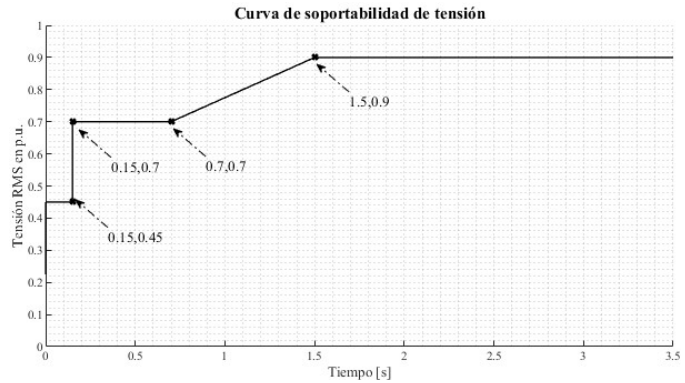


Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión

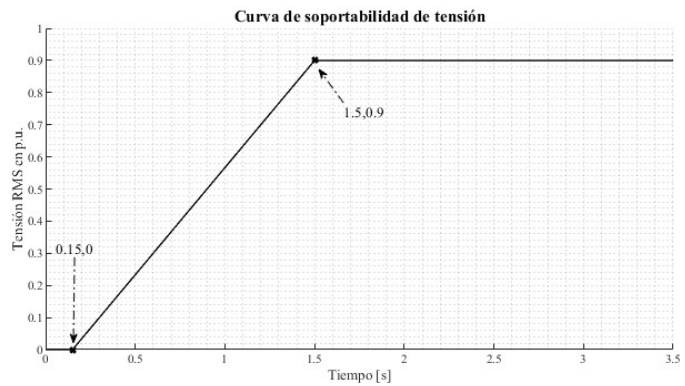
No se presenta una rampa de inyección de corriente reactiva  
para el control dinámico de tensión ante situaciones de falla.

Alemania<sup>hh</sup>

Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)  
Línea Fronteriza 1

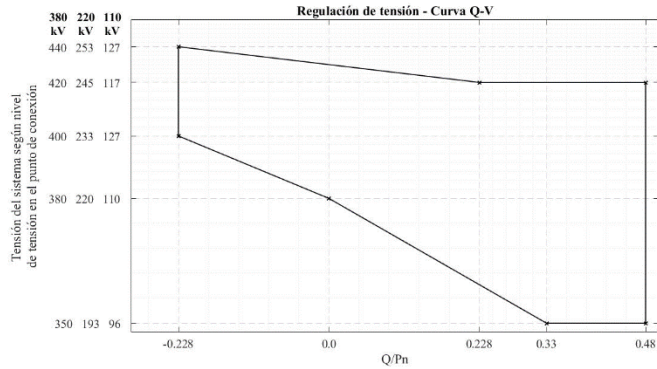


Curvas de Soportabilidad  
de Tensión (FRT)  
Línea Fronteriza 2

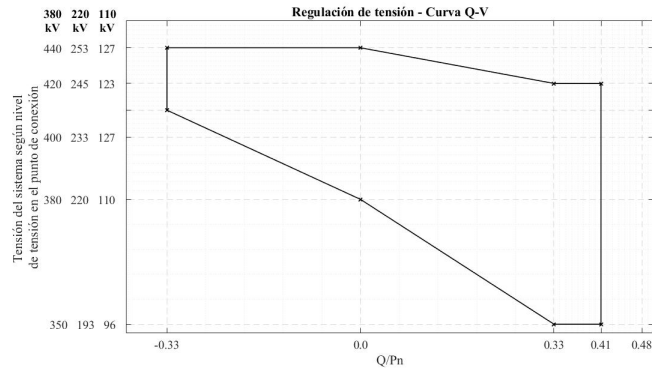


\*Nota: Si el generador no puede cumplir el requisito de la línea fronteriza 2 debido a su diseño o configuración, se permite realizar el ajuste con la línea fronteriza 1. Este procedimiento debe ser en común acuerdo con el operador de red.

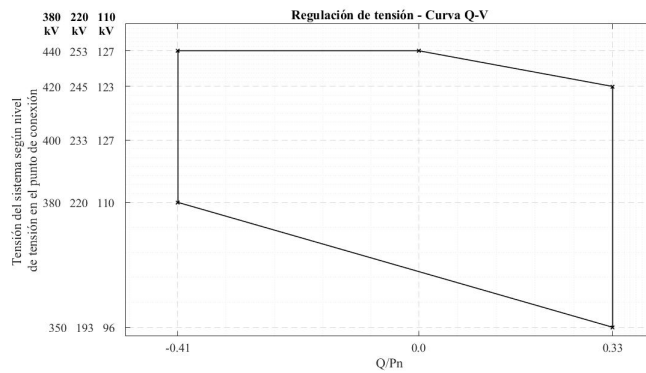
Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable Op. 1



Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable Op. 2

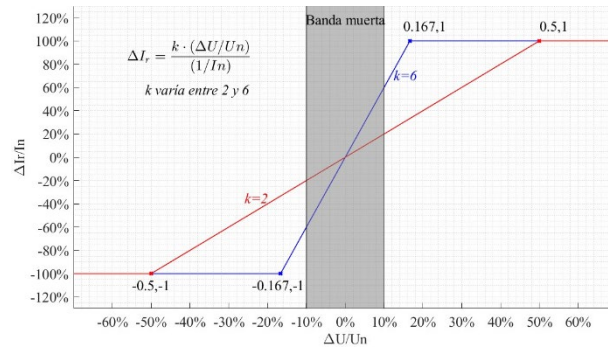


Curva Q-V  
para el Control de Tensión en  
Estado Estable Op. 3



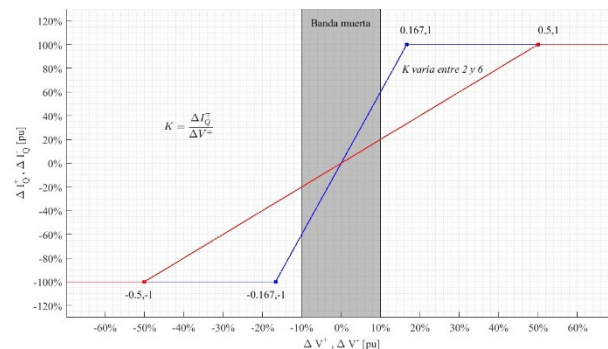
Nota: \* El operador de red elige una de las variantes expuestas basándose en los requisitos requeridos por el sistema. La unidad generadora debe tener la capacidad de operar dentro del rango de potencia acordado en el punto de acoplamiento común

Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión



Rampa de corriente reactiva  
adicional para control de tensión

$$\text{Curva } \frac{I_Q^{\mp}}{I_n} - V$$



Nota: \*Las curvas mostradas en esta tabla muestran los requerimientos FRT, regulación de tensión en estado estable e inyección y absorción adicional de corrientes reactivas ante eventos de falla. Las gráficas fueron tomadas y adaptadas de los códigos de red de los países seleccionados en este trabajo.

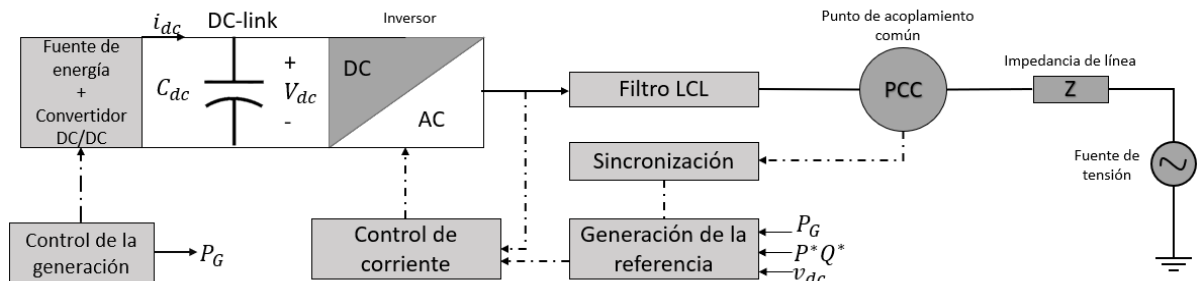
### 5. Retos Asociados a los Algoritmos de Control en Inversores

La Figura 11 muestra la estructura de conexión de un generador distribuido con la red. De la Figura 11 se pueden evidenciar la fuente de alimentación en DC, el inversor y la red como componentes principales. La interconexión entre la fuente de alimentación en DC y el inversor se realiza mediante un condensador de enlace, que equilibra la transferencia de potencia entre el inversor y la etapa de corriente continua. Puede emplearse un convertidor DC-DC para controlar la potencia generada y regular la tensión. A la salida del inversor se instala un filtro LCL o, en algunos casos, un filtro LC junto con un transformador de conexión para reducir los armónicos de

alta frecuencia (Camacho et al., 2015). La salida del filtro se conecta al punto de acoplamiento común (PCC), al cual se conecta la red. La red se modela mediante un equivalente de Thévenin.

**Figura 11.**

*Esquema general de un inversor conectado a la red.*



Nota: \*Adaptado de *An Overview of Flexible Current Control Strategies Applied to LVRT Capability for Grid-Connected Inverters*, (Rincón et al., 2023)

Los lazos de control también son componentes críticos en los sistemas de generación distribuida. Según Blaabjerg et al. (2006), el control en estos sistemas se puede estructurar en dos bloques principales:

1. Controlador del lado de entrada: Este lazo de control tiene como objetivo principal maximizar la potencia que la fuente de energía puede entregar al sistema. Para lograr esto, se implementan técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)
2. Controlador del lado de la red: Es responsable de múltiples funciones fundamentales para la integración eficaz del generador distribuido con la red eléctrica. Entre sus responsabilidades se incluyen:
  - Gestionar el suministro de potencia activa y reactiva a la red
  - Regular la tensión en el enlace de DC

- Sincronización con la red
- Generación de referencias
- Garantizar la inyección de corriente a la red de acuerdo con los requerimientos de la red
- Supresión de armónicos

Los controladores MPPT han sido ampliamente desarrollados, por lo que este trabajo se enfoca en los controladores del lado de la red, cuyos lazos principales implican la sincronización con la red y la generación de corrientes de referencia.

En un inversor conectado a la red, los lazos de sincronización, la generación de la referencia y el control de corriente trabajan de forma coordinada para asegurar una integración eficiente con la red eléctrica. La sincronización es el primer paso esencial, ya que permite alinear las variables del generador (tensión, ángulo de fase y frecuencia) con los parámetros de la red. Este proceso no solo garantiza que el generador opere en sincronía con la red, sino que también facilita la detección rápida de fallas (Sharma & Gupta, 2020; Maurya & Sharma, 2023). Un análisis exhaustivo realizado por Mohammad Reza Mojdehipoor y Mohammad Mardaneh (2016) evaluó el desempeño de varios métodos de sincronización bajo diferentes condiciones, como hundimientos de tensión, saltos de frecuencia, distorsiones armónicas, desbalances de entradas y variaciones de fase. Los métodos que demostraron mejor rendimiento fueron DDSRF, DAB Híbrido, DSOGI y E-PLL, todas variantes del PLL. La selección de un método adecuado, acorde a las características del sistema, es determinante para un correcto acoplamiento con la red y garantiza el funcionamiento óptimo de los bloques subsecuentes, como la generación de referencia y el control de corriente.

Una vez alcanzada la sincronización, el sistema avanza hacia la etapa de generación de la referencia. En esta fase, las señales de tensión y corriente se descomponen en sus componentes simétricas dentro de un marco de referencia adecuado, generando las señales necesarias para cumplir con los requerimientos específicos de la red (Yazdani et al., 2009; Rincón et al., 2023). Estas referencias se emplean en el bloque de control de corriente, el cual ajusta la salida del generador mediante controladores que modulan el inversor, permitiendo que la corriente inyectada siga fielmente las referencias establecidas. Este proceso minimiza errores y asegura una respuesta eficaz ante perturbaciones o fallas en la red (Zhang et al., 2023; Simek et al., 2022). De este modo, la sincronización suministra información esencial sobre el estado de la red, la generación de la referencia convierte esa información en señales útiles para el lazo de control de corriente, que garantiza que el generador inyecte energía conforme a las referencias generadas.

En este trabajo de grado se dará un mayor énfasis al tema de generación de la referencia; y para un estudio más detallado de los temas de sincronización y control de corriente, se recomienda consultar las referencias citadas previamente.

### **5.1 Lazo de Generación de la Referencia**

La generación de la referencia se basa en estrategias que permiten asegurar que el inversor opere satisfactoriamente bajo diferentes condiciones de la red, incluyendo situaciones de falla. Entre los métodos más destacados se encuentran el Control Activo-Reactivo Instantáneo (IARC), el Control Activo-Reactivo Promedio (AARC), el Control de Secuencia Positiva (BPSC), y el Control de Secuencia Positiva-Negativa (PNSC). Estos métodos están soportados bajo distintos objetivos como el control de la potencia activa y reactiva, la eliminación de oscilaciones de potencia, o la inyección de corrientes sinusoidales y balanceadas en la red.

El control de potencia activa y reactiva instantánea (IARC), es uno de los métodos más utilizados, regula la tensión sin hacer uso de la extracción de las secuencias positiva y negativa de la señal. Muestra buenos resultados ante fallas balanceadas, pero presenta limitaciones ante variaciones de tensión desbalanceadas. En este caso las corrientes generadas tienden a ser no sinusoidales y con altos niveles de distorsión armónica total (Landerá & Viltre, 2021).

Por otro lado, el control de potencia activa y reactiva promedio (AARC) ofrece una mejora notable, reduce los armónicos de orden superior que afectan al IARC, mediante la inyección simultánea de corrientes activa y reactiva, se generan oscilaciones en la potencia reactiva a una frecuencia que es el doble de la fundamental. (Hao et al., 2014; Landerá & Viltre, 2021).

El control de secuencia positiva balanceada (BPSC), en comparación con el método AARC, tiene como objetivo generar corrientes balanceadas de secuencia positiva únicamente. Aun así, la potencia activa como la reactiva presentan fluctuaciones, lo que limita su aplicación a determinados tipos de falla. Mejora la inyección de corriente a la red, pero las oscilaciones de potencia persisten (Landerá & Viltre, 2021).

El control de secuencia positiva y negativa (PNSC) permite la inyección de corrientes sinusoidales de secuencia tanto positiva como negativa. No obstante, durante fallas desbalanceadas, este método presenta oscilaciones de potencia activa a frecuencias superiores, lo que afecta su rendimiento. Aunque es más avanzado que otros métodos ante fallas desequilibradas, no logra eliminar por completo las fluctuaciones en la potencia y el voltaje del enlace de corriente continua (Hao et al., 2014; E. Afshari et al., 2017).

En resumen, los métodos actuales para generar corrientes de referencia han logrado avances significativos; métodos como el IARC y AARC enfrentan retos relacionados con armónicos y oscilaciones de potencia. El PNSC y BPSC mejoran algunos aspectos, pero no

eliminan las fluctuaciones de potencia activa y reactiva en su totalidad. La investigación en este campo continúa buscando soluciones que puedan ofrecer un control más robusto, especialmente ante situaciones de falla severas.

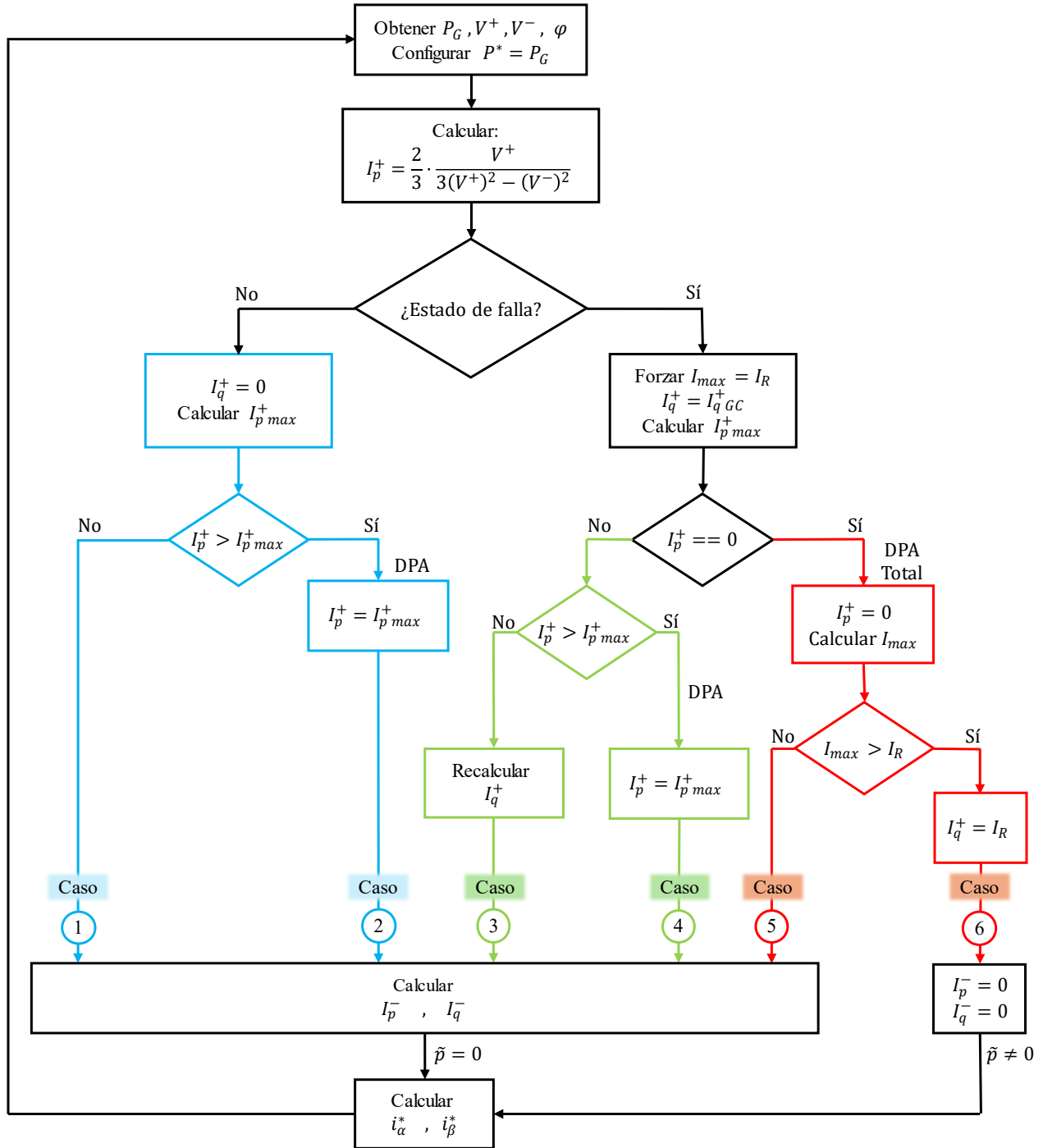
A continuación se detalla un método propuesto por Garnica, (2018) que avanza en la solución de los retos expuestos, proponiendo los siguientes objetivos de control de generación de la referencia:

1. Asegurar el suministro de la corriente reactiva requerida por los códigos de red cumpliendo con la característica de soportabilidad de bajas tensiones (LVRT).
2. Limitar la inyección de corriente a la máxima corriente de salida del inversor, garantizando que opere dentro de su zona de seguridad sin activar las protecciones.
3. Maximizar la utilización de la capacidad del inversor, suministrando la máxima potencia activa posible después de cumplir con el requerimiento de corriente reactiva, siempre que el límite de corriente del inversor no se sobrepase. Si se excede este límite, se debe limitar la potencia activa, disminuyendo la corriente activa inyectada.
4. Evitar las oscilaciones en la potencia activa causadas por la inyección de estas corrientes.

En la Figura 12 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo propuesto en Garnica, (2018)

Figura 12.

Diagrama de flujo del algoritmo de control propuesto por Garnica (2018)



Nota: \*Adaptado de *Control Strategy for Grid-Connected Three-Phase Inverters During Voltage Sags to Meet Grid Codes and to Maximize Power Delivery Capability*, 2018, (p. 7)

En esta Figura,  $V^+$ ,  $V^-$  representan las amplitudes de las secuencias positiva y negativa de tensión.  $P^*$  es la potencia de referencia del algoritmo que inicialmente se establece como la totalidad de energía generada  $P_G$ . Todas las corrientes de referencia ( $I_p^+$ ,  $I_p^-$ ,  $I_q^+$ ,  $I_q^-$ ) de este algoritmo se calculan en base a la potencia de referencia  $P^*$  y están definidas como se muestra a continuación:

- $I_p^+$  Corriente activa de secuencia positiva
- $I_p^-$  Corriente activa de secuencia negativa
- $I_q^+$  Corriente reactiva de secuencia positiva
- $I_q^-$  Corriente reactiva de secuencia negativa

El diagrama de flujo presenta seis casos distintos. Los casos 1 y 2, corresponden a situaciones donde no se requiere inyección de corriente reactiva adicional (primer objetivo de control) para el control de tensión, ya que el sistema no presenta fallas según los requerimientos del código de red. Respecto al segundo objetivo, si la corriente  $I_p^+$  disponible no supera el valor máximo que puede entregar el inversor, se presenta el caso 1, donde se inyecta la  $I_p^+ max$  calculada. Si la corriente  $I_p^+$  excede este valor máximo, es necesario reducir la potencia activa para proteger el inversor y asegurar el cumplimiento del segundo objetivo. En estos escenarios se garantiza el cumplimiento del tercer objetivo ya que se inyecta la  $I_p^+$  máxima admisible por el inversor. En cuanto al cuarto objetivo, se calculan las componentes de secuencia negativa  $I_p^-$  e  $I_q^-$  con la capacidad restante de generación disponible de  $P^*$ .

Cuando la tensión cae por debajo de los límites definidos en la rampa característica de inyección adicional de corriente del código de red, el algoritmo lo identifica como un estado de falla. En este escenario, para cumplir con el primer objetivo de control, se debe calcular la corriente  $I_q^+$  a inyectar, la cual está limitada por la corriente máxima que puede suministrar el inversor, garantizando así el cumplimiento del segundo objetivo. Luego, se determina la corriente  $I_p^+$

máxima que asegura el cumplimiento del tercer objetivo. Si el generador dispone de capacidad suficiente para inyectar tanto corriente activa como reactiva, se presentan los casos 3 y 4. En el caso 3, no es necesario reducir la potencia activa, ya que la corriente total suministrada por el generador no excede el límite del inversor, a diferencia del caso 4, donde sí se requiere una disminución. Es importante resaltar que al realizar el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, se reserva una capacidad determinada en  $P^*$  para mitigar oscilaciones de potencia mediante la inyección de corrientes de secuencia negativa  $I_p^-$  e  $I_q^-$ .

Ante una falla severa en el punto de conexión que requiere la inyección total de corriente reactiva por parte del generador, se activan los casos 5 y 6. En estas situaciones, es necesario reducir por completo la corriente activa, dirigiendo la capacidad total de generación al soporte de la falla. El algoritmo reconoce estos escenarios cuando el cálculo de la  $I_p^+$  máxima resulta en cero, lo que indica que la demanda de corriente reactiva exigida por el Código de Red (CR) consume toda la capacidad del generador. En estos casos, se cumplen todos los objetivos de control del algoritmo, ya que se soporta la falla con la inyección de  $I_q^+$ , asegurando que no se exceda el límite del inversor (objetivos 1 y 2), aunque no es posible inyectar  $I_p^+ = 0$ , ya que el objetivo 1 predomina sobre el objetivo 3. El caso 6 refleja un escenario de generación limitada ante una falla severa de red, por lo que el enfoque de inyección se da al soporte de la falla y no es posible inyectar corrientes de secuencia negativa para disminuir oscilaciones en la potencia. En el caso 5, por el contrario, el inversor es capaz de suministrar corriente reactiva suficiente para dar soporte a la red e inyectar corrientes de referencia de secuencia negativa, abordando el objetivo 4 del algoritmo.

El cumplimiento del objetivo 4 equilibra los desbalances en la red y disminuye las oscilaciones en la potencia activa ( $\tilde{p}$ ), a través de un método de control flexible de secuencia positiva y negativa (FPNSC). Esta variante se basa en los principios del PNSC e introduce un

diseño adaptativo de los parámetros de control (Rincón et al., 2023). En este contexto, el algoritmo propuesto por Garnica (2018) permite alcanzar múltiples objetivos de control destacándose por su versatilidad ante distintas condiciones de operación de la red, lo que refuerza su aplicabilidad en entornos reales.

## 6. Conclusiones

La generación distribuida a partir de fuentes de energía renovable juega un papel protagonista en la evolución de la matriz energética mundial, dadas las políticas gubernamentales que incentivan el desarrollo tecnológico de los equipos usados en estos sistemas. Es conocido el beneficio ambiental que resulta de la inserción de plantas basadas en estas fuentes sustentables, mediante la reducción de emisiones de dióxido de carbono y gases de efecto invernadero. En el ámbito técnico, los GD brindan confiabilidad al suministro de energía, gracias a la diversificación de las fuentes de generación, además de disminuir las pérdidas a nivel de transmisión ya que estos se encuentran cerca a los centros de consumo. Sin embargo, técnicamente se presentan importantes desafíos para el sistema eléctrico, y es por esto por lo que los diferentes países están en constante evolución normativa mediante actualizaciones a sus códigos de red. Dadas las diferencias técnicas entre los inversores de potencia y los generadores síncronos convencionales, en este trabajo de grado se identificaron y definieron los principales desafíos a nivel técnico, como lo es la respuesta de los GD ante fallas de corta duración y su impacto en la estabilidad del sistema.

La revisión de diferentes estándares ha permitido establecer definiciones precisas y caracterizar los escenarios de falla que han impulsado el avance y la evolución de las tecnologías aplicadas en los inversores de potencia. De manera coherente con estas definiciones, se presentaron los requerimientos que varios países han incorporado a sus regulaciones, para asegurar una operación continua y confiable del sistema. En particular, la operación de los GD basados en inversores debe brindar una estabilidad equiparable a la proporcionada por los generadores convencionales que dominan el sistema. Para ello, es fundamental adoptar y adaptar normativas

robustas que aseguren una operación armoniosa y eficiente de los sistemas eléctricos, garantizando una transición exitosa hacia un futuro energético sostenible.

Cada país establece sus curvas características de soportabilidad de tensión, considerando la topología de la red y el comportamiento de las tensiones en las barras durante fallas de diferentes tipos y ubicaciones. Mediante simulaciones con software especializado, es posible analizar el comportamiento del sistema frente a estas fallas y verificar si se ajusta a las curvas de soportabilidad, conocidas como HVRT y LVRT con el objetivo de asegurar una respuesta adecuada de la red en condiciones reales. Es importante destacar que, aunque los códigos de red especifican estas curvas, su forma varía entre países. Además, algunos países presentan curvas según el tipo de generación distribuida, ya sea basada en recursos eólicos o fotovoltaicos.

Por otro lado, los inversores deben contar con la capacidad de participar en la regulación de tensión. Para ello, los códigos de red exigen curvas Q-V y P-Q que relacionan la capacidad de generación de potencia activa con la inyección y absorción de potencia reactiva, así como con los niveles de tensión de la red. De manera similar a las curvas de soportabilidad de tensión, algunos códigos de red proponen alternativas que el Operador de red puede exigir a los GD para garantizar la estabilidad de los niveles de tensión.

Ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos, se pueden provocar desconexiones en cascada de plantas de generación, lo que puede llevar a un cese en el suministro de energía. Un GD cuenta con lazos de control que indican al inversor la cantidad de corriente reactiva que debe inyectar o absorber. Además, los códigos de red establecen una rampa para el cambio de corriente,  $\Delta I_r / I_{nom}$ , en función del cambio de tensión,  $\Delta V / V_{nom}$ . La pendiente de estas rampas se define como una constante  $k$ , que en algunos casos puede ser variable según lo que determine el código de red, con el objetivo de proporcionar flexibilidad al operador de red. Este

parámetro es similar en diferentes códigos de red, ya que en varios países, como Panamá, la rampa se estandariza según la normativa europea. Además, en algunos países, como Alemania, se está implementando una exigencia de corriente reactiva en secuencia negativa para brindar soporte ante fallas desequilibradas del sistema.

Finalmente, se presentó el esquema de un GD conectado a la red y se definieron los lazos de control que lo componen. También se detallaron las estrategias necesarias que permiten cumplir las funciones de cada bloque de control, lo que permitió identificar los retos asociados al desarrollo de algoritmos en inversores, cuyo objetivo es ajustar dinámicamente la inyección de corriente activa y reactiva para cumplir con los requerimientos de los códigos de red, respetando los límites operativos de las corrientes del inversor y las demás restricciones aplicables. Además, se explicó, mediante un diagrama de flujo, un algoritmo capaz de cumplir con los requisitos de los códigos de red actualizados y más exigentes.

### Referencias Bibliográficas

*A Blind Spot in the LVRT Current Requirements of Modern Grid Codes for Inverter-Based Resources.* (2023, 1 febrero). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9810482>

*A Comprehensive Review of Control Strategies to Overcome Challenges During LVRT in PV Systems.* (2021). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9525416>

Afshari, E., Moradi, G. R., Yang, Y., Farhangi, B., & Farhangi, S. (2017). A review on current reference calculation of three-phase grid-connected PV converters under grid faults.

*IEEE Power And Energy Conference At Illinois (PECI), Champaign, IL, USA.*

<https://doi.org/10.1109/peci.2017.7935761>

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.-a). *Alejandro - Resolución 30 de 2018 CREG.* ©

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0030\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm)

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.-b). *Alejandro - Resolución 60 de 2019 CREG.* ©

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0060\\_2019.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0060_2019.htm)

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.-c). *Alejandro - Resolución 93 de 2018 CREG.* ©

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0093\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0093_2018.htm)

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.-d). *Alejandro - Resolución 148 de 2021 CREG.* ©

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0148\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0148_2021.htm)

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda. (s. f.-e). *Alejandro - Resolución 229 de 2021 CREG.* ©

Avance Jurídico Casa Editorial Ltda., Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0229\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0229_2021.htm)

Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. (2006). Overview of Control and Grid

Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions On*

*Industrial Electronics*, 53(5), 1398-1409. <https://doi.org/10.1109/tie.2006.881997>

Blanco, J. B., Suárez, J. P., Plata, G. O., & Núñez, V. B. (2012). Caracterización, identificación y

localización de huecos de tensión: revisión del estado del arte. *Ingeniería y Ciencia*,

8(15), 191-220. <https://doi.org/10.17230/ingciencia.8.15.10>

Boemer, J. (2016). *On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of*

*Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation.*

<https://www.semanticscholar.org/paper/On-Stability-of-Sustainable-Power-Systems%3A-Network-Boemer/be62002b3be68cf77552ae9a366bd4381b5a6cc7>

Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Borrell, A., & De Vicuna, L. G. (2015). Active and

Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation

Inverters During Unbalanced Grid Faults. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*,

62(3), 1515-1525. <https://doi.org/10.1109/tie.2014.2347266>

*Código de Redes Fotovoltaico: Normas técnicas, operativas y de calidad para la conexión de los sistemas de centrales solares con tecnología fotovoltaica al Sistema Interconectado*

*Nacional (SIN)*. (2017). Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

[https://sitiopublico.cnd.com.pa/images/doc/norm\\_codigofotovoltaico\\_2017.pdf](https://sitiopublico.cnd.com.pa/images/doc/norm_codigofotovoltaico_2017.pdf)

*Control Strategy for Grid-Connected Three-Phase Inverters During Voltage Sags to Meet Grid Codes and to Maximize Power Delivery Capability*. (2018, 1 noviembre). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8255642>

*Control Strategy to Maximize the Power Capability of PV Three-Phase Inverters During Voltage Sags*. (2016, 1 abril). IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7145468>

ENEL. (2023). Todo sobre generación distribuida: Energía en Colombia. ENEL , en línea: <https://www.enel.com.co/es/historias/a202309-generacion-distribuida-beneficios-para-colombia.html>

ETHIOPIA NATIONAL ELECTRICITY TRANSMISSION GRID CODE. (2018). *Ethiopian Energy Authority (EEA)*. [https://www.eep.com.et/wp-content/uploads/2023/12/01.-EEA-Draft-Grid-Code\\_Feb-2018.pdf](https://www.eep.com.et/wp-content/uploads/2023/12/01.-EEA-Draft-Grid-Code_Feb-2018.pdf)

Etxegarai, A., Eguia, P., Torres, E., Iturregi, A., & Valverde, V. (2015). Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 41, 1501-1514. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.030>

Gallego Landera, G. L. Y., Lesyani, L. V., De Basterra Grettel Esther, Q., David, L. L., Aníbal, G. L. Y., Lesyani, L. V., De Basterra Grettel Esther, Q., & David, L. L. (s. f.). *Características de corrientes de falla en sistemas fotovoltaicos considerando los requisitos LVRT de Brasil*. [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012022000300099](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012022000300099)

Hao, H., Yonghai, X., & Lin, Y. (2014). Control scheme of PV inverter under unbalanced grid voltage. *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*.

<https://doi.org/10.1109/pesgm.2014.6939135>

"IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) , vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi:

10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

"IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," in IEEE Std 2800-2022 , vol., no., pp.1-180, 22 April 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9762253.

Landera, Y. A. G., & Viltre, L. L. (2021). Comparación de esquemas de generación de corrientes de referencia en parques fotovoltaicos bajo fallas desbalanceadas: Comparison of reference current generation schemes in photovoltaic units under unbalanced faults.

*Ingeniería Energética*, 42(3). <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/639>

Maurya, B., & Sharma, S. (2023). Smart Grid Synchronization Techniques with PV Generating System and its Challenges: An Overview of Power Sector in India. *IEEE*.

<https://doi.org/10.1109/aisc56616.2023.10085457>

Mojdehipoor, M. R., & Mardaneh, M. (2018). Performance Comparison of Synchronous Reference Frame-Based PLLs Topologies Under Power Quality Disturbances. *Iranian Journal Of Science And Technology Transactions Of Electrical Engineering*, 43(2), 307-321. <https://doi.org/10.1007/s40998-018-0103-3>

- NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD y CALIDAD DE SERVICIO.* (2020). COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA-CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.* (s. f.). ONS - Operador Nacional Do Sistema Elétrico. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- Performance Analysis of Three-Phase Synchronization Algorithms Under Voltage Sags.* (2022, 17 octubre). IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9968855>
- Portaria N.o 73/2020, de 16 de março.* (2020, 16 marzo). Diário Da Republica. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/73-2020-130273580>
- Reciou, A., Benseghier, B., & Khalfallah, H. (2015). Power system fault detection, classification and location using the K-Nearest Neighbors. *Springer*. <https://doi.org/10.1109/intee.2015.7416832>
- Resolución Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. (2021). *Diario Oficial de la Federación*. [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0)
- Rincon, D. J., Mantilla, M. A., Rey, J. M., Garnica, M., & Guilbert, D. (2023). An Overview of Flexible Current Control Strategies Applied to LVRT Capability for Grid-Connected Inverters. *Energies*, 16(3), 1052. <https://doi.org/10.3390/en16031052>

- Sharma, S., & Gupta, N. (2022). An Overview on Topology and Control Techniques for Solar PV System. *IEEE*. <https://doi.org/10.1109/stpes54845.2022.10006428>
- Simek, P., Bejvl, M., & Valouch, V. (2022). Power Control for Grid-Connected Converter Based on Generalized Predictive Current Control. *IEEE Journal Of Emerging And Selected Topics In Power Electronics*, 10(6), 7072-7083. <https://doi.org/10.1109/jestpe.2022.3208777>
- Technical Regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW. (2016). En <http://www.energinet.dk>. Energinet.dk.
- Technical Regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW. (2016). En <http://www.energinet.dk>. Energinet.dk.
- The Grid Code*. (2024, 18 julio). eirgrid.ie. <https://www.eirgrid.ie/grid/grid-codes-and-compliance/grid-code>
- THE GRID CODE ISSUE 6*. (2024). nationalgridESO. <https://dcm.nationalgrideso.com/TransmissionCode2007>.
- TransmissionCode 2007*. (2007). Verband der Netzbetreiber-VND. <https://www.vde.com/resource/blob/937766/bfe325518ace878935966b6efbc493e4/transmissioncode-2007--network-and-system-rules-of-the-german-transmission-system-operators-data.pdf>
- UNE-IEC/TR 61000-2-8. (2006). Compatibilidad electromagnética (CEM) - Parte 2-8: Entorno. Huecos de tensión e interrupciones breves en las redes eléctricas de suministro público, con inclusión de resultados de medidas estadísticas (IEC/TR 61000-2-8:2002). AENOR.
- XM S.A. E.S.P. (2017). Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN (Documento XM CND 2017-048). Gerencia Centro Nacional de Despacho.

- Yazdani, D., Mojiri, M., Bakhshai, A., & Joos, G. (2009). A Fast and Accurate Synchronization Technique for Extraction of Symmetrical Components. *IEEE Transactions On Power Electronics*, 24(3), 674-684. <https://doi.org/10.1109/tpel.2008.2010321>
- Zeb, K., Islam, S. U., Khan, I., Uddin, W., Ishfaq, M., Busarello, T. D. C., Muyeen, S., Ahmad, I., & Kim, H. (2022). Faults and Fault Ride Through strategies for grid-connected photovoltaic system: A comprehensive review. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 158, 112125. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112125>
- Zhang, W., Wang, Y., Xu, P., Li, D., & Liu, B. (2023). A Current Control Method for Grid-Connected Inverters. *Energies*, 16(18), 6558. <https://doi.org/10.3390/en16186558>

## Apéndices

**Apéndice A.** Revisión de cinco métodos de control para la inyección de corriente reactiva, basados en los requerimientos del código de red de Brasil propuestos por Gallego et al., (2022).

“Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS”