Universidad Nacional de San Juan
Facultad de Ingeniería
Instituto de Energía Eléctrica

MITIGACIÓN DE EVENTOS DE TENSIÓN MEDIANTE CONTROL DINÁMICO ADAPTIVO IMPLEMENTADO EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS VINCULADOS A REDES ELÉCTRICAS

Tesis Doctoral

Héctor Alejandro VILLARROEL GUTIÉRREZ

Temas de Energía Eléctrica
100

Ministerio de Educación
Universidad Nacional de San Juan

Facultad de Ingeniería

MITIGACIÓN DE EVENTOS DE TENSIÓN MEDIANTE CONTROL DINÁMICO ADAPTIVO IMPLEMENTADO EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS VINCULADOS A REDES ELÉCTRICAS

Tesis de Doctorado de

HÉCTOR ALEJANDRO VILLARROEL GUTIÉRREZ

aprobada por la
Facultad de Ingeniería de la
Universidad Nacional de San Juan
para el otorgamiento del grado académico de

DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Dirección de Tesis:	Prof. Dr. Ing. Marcelo Gustavo Molina Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de San Juan – CONICET
Co-Dirección de Tesis:	Prof. Dr. Ing. Pedro Mercado Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de San Juan - CONICET
Jurado de Tesis:	Prof. Dra. Ing. Janaina Goncalves de Oliveira Universidad Federal *Juiz de Fora*, Minas Gerais, Brasil
	Prof. Dr. Ing. Luigi Vanfretti *Rensselaer Polytechnic Institute*, Universidad de Troy, Nueva York, Estados Unidos

Fecha de la defensa oral: 6 de Octubre de 2025

MITIGACIÓN DE EVENTOS DE TENSIÓN MEDIANTE CONTROL DINÁMICO ADAPTIVO IMPLEMENTADO EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS VINCULADOS A REDES ELÉCTRICAS

Tesis de Doctorado de:

Héctor Alejandro Villarroel Gutiérrez

Primera edición - San Juan – Mayo de 2026.
Impreso en Argentina – Printed in Argentina
San Juan, Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)

ISBN 978-631-01-5165-6



Queda hecho el depósito que establece la Ley 11.723

Prohibida la reproducción parcial o total, el almacenamiento, el alquiler, la transmisión o la transformación de este libro, en cualquier forma o por cualquier medio, sea electrónico o mecánico, mediante fotocopias, digitalización u otros métodos, sin el permiso previo y escrito del editor.

Este libro se imprimió en EFU (Editorial Fundación Universitaria) - UNSJ

Todos los derechos reservados
© 2026 Héctor Alejandro Villarroel Gutiérrez, UNSJ

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan - CONICET
Av. Libertador Gral. San Martín 1109 Oeste (J5400ARL), San Juan, ARGENTINA
Tel.: +54 264 4226444 - Fax: +54 264 4210299

PREFACIO

La presente tesis doctoral fue desarrollada en el Instituto de Energía Eléctrica – CONICET, dependiente de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, en el marco del Programa de Becas Doctorales del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Expreso mi profundo agradecimiento a dicha institución por el apoyo económico y académico brindado, el cual hizo posible la realización de este trabajo de investigación.

En primer lugar, agradezco a Dios omnipotente, el cual, por su infinita bondad, me concedió el don de la vida y me permitió transitar y profundizar esta vocación por las ciencias de la ingeniería. Asimismo, deseo agradecer profundamente a mi familia; a mi esposa *María Noelia* por su amor, paciencia, apoyo y compañía incondicional a lo largo de todo este proceso, y a mis hijos *José Ignazio*, *Juan Patricio* y *María Mercedes*, quienes con su alegría cotidiana fueron una fuente permanente de motivación.

Deseo expresar un especial agradecimiento a mis directores por brindarme la posibilidad de realizar este trabajo doctoral bajo su dirección. Sus enseñanzas, observaciones y permanente disposición fueron fundamentales para orientar y enriquecer el desarrollo de esta tesis y alcanzar su culminación.

Finalmente, quiero agradecer a todas las personas que integran el Instituto de Energía Eléctrica por la colaboración, el respeto profesional y el ambiente de trabajo brindado durante la realización de esta investigación.

Héctor Alejandro Villarroel Gutiérrez

RESUMEN

Entre todo el catálogo de perturbaciones que afectan a los sistemas eléctricos de potencia (SEP), los huecos de tensión constituyen uno de los eventos más relevantes por sus efectos sobre los usuarios y por las pérdidas económicas que provocan en los operadores del SEP. Estos huecos (sags para EE.UU. y dips en Europa) se manifiestan como reducciones breves de la tensión eficaz, usualmente originadas por cortocircuitos, energización de transformadores, arranque de motores de gran potencia y sobretensiones transitorias. Su impacto se evidencia tanto en redes de media como de alta tensión, donde las variaciones de la tensión en barras de 33 kV y 132 kV pueden comprometer la operación de dispositivos sensibles y la estabilidad general del sistema.

Bajo la hipótesis de una elevada penetración de generación solar, la utilización de estrategias de soporte dinámico de tensión mediante inversores fotovoltaicos surge como una alternativa eficaz para mitigar perturbaciones en distintos niveles de tensión. En este marco, se implementan dos esquemas complementarios: una curva de disparo o tolerancia y una curva de inyección de reactivo. Sin embargo, se han identificado limitaciones en estas estrategias cuando se producen escenarios particulares como islas voluntarias, huecos sucesivos o retardos en la recuperación de la tensión asociados a cargas dinámicas.

En este trabajo, estas limitaciones se analizaron rigurosamente mediante una metodología basada en simulaciones dinámicas y sistemas de prueba que incluyeron modelos IEEE de 14 y 33 barras, así como un sistema real a nivel de 33 kV y 132 kV. Se empleó software especializado para reproducir fallas típicas, modelar cargas dinámicas y evaluar la respuesta de inversores fotovoltaicos ante distintos eventos.

A partir de estos estudios, se propone una estrategia de soporte adaptivo de tensión, basada en un algoritmo capaz de reconocer la naturaleza de las fallas y ajustar automáticamente los parámetros de ambos esquemas de soporte dinámico. Los resultados obtenidos corroboran la efectividad del control adaptivo implementado en inversores fotovoltaicos.

La principal contribución de esta tesis es el desarrollo y la validación de una estrategia adaptativa de soporte de tensión para inversores fotovoltaicos, superando las limitaciones de los esquemas FRT actuales.

ABSTRACT

Among the wide range of disturbances that affect electrical power systems (EPS), voltage sags stand out as one of the most significant events due to their impact on end users and the economic losses they cause to system operators. These sags (known as sags in the U.S. and dips in Europe) appear as short-duration reductions in RMS voltage, typically caused by short circuits, transformer energization, large-motor starting, and transient overvoltages. Their influence is evident across medium- and high-voltage networks, where variations in bus voltages at 33 kV and 132 kV can compromise the operation of sensitive equipment and overall system stability.

Under the assumption of high solar-generation penetration, the application of dynamic voltage support strategies using photovoltaic inverters emerges as an effective alternative to mitigate disturbances at different voltage levels. In this framework, two complementary schemes are implemented: a tripping or tolerance curve and a reactive-power injection curve. However, limitations have been identified when particular conditions arise, such as intentional islands, successive voltage sags, or delayed voltage recovery associated with dynamic loads.

In this work, these limitations were rigorously analyzed through a methodology based on dynamic simulations and test systems including the IEEE 14- and 33-bus models, as well as a real system operating at 33 kV and 132 kV. Specialized software was used to reproduce typical faults, model dynamic loads, and evaluate the response of photovoltaic inverters under different events.

Based on these studies, an adaptive voltage support strategy is proposed, relying on an algorithm capable of recognizing the nature of faults and automatically adjusting the parameters of both dynamic support schemes. The results obtained validate the effectiveness of the adaptive control implemented in photovoltaic inverters.

The main contribution of this dissertation is the development and validation of an adaptive voltage-support strategy for photovoltaic inverters, overcoming the limitations of current FRT schemes.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS 1

1.1 Introducción…… 1
1.2 Problemática ……..... 4
1.3 Justificación de la Tesis…….. 7
1.3.1 Soporte Dinámico de Tensión…… 8
1.3.2 Soporte Dinámico de Tensión Adaptivo ……10
1.4 Objetivos…….. ……..……....11
1.5 Aportes Alcanzados …….....12
1.6 Estructura del Trabajo……..…13

CAPÍTULO 2
CALIDAD DEL PRODUCTO ENERGÉTICO Y HUECOS DE TENSIÓN 15

2.1 Caracterización de huecos de tensión …… ..15
2.2 Magnitud de huecos tensión ……..……....17
2.3 Otras características …… ..18
2.3.1 Cambio de ángulo de fase…..……...18
2.3.2 Tensión *"perdida"* ……19
2.4 Causas comunes de huecos de tensión ……..21
2.4.1 Fallas en el sistema eléctrico……..21
2.4.2 Arranque de motores…….……23
2.5 Profundización de huecos de tensión…...……...25
2.5.1 Islas intencionales no programadas ……...….... 26
2.5.2 Retardo en la recuperación de tensión ……...….... 29
2.5.3 Huecos de tensión sucesivos ……...……...….... 30
2.6 Conclusiones parciales…….……..32

CAPÍTULO 3
ESTRATEGIAS PARA MITIGAR HUECOS DE TENSIÓN 33

3.1 Generalidades sobre estrategias de mitigación……..33
3.2 Número de fallas…….. .35
3.3 Cambio en el sistema de protecciones …….…….35
3.4 Diseño del sistema eléctrico …….…….36
3.5 Fortalecer la inmunidad de dispositivos …..…….…….38
3.6 Equipos de mitigación ……..…….…….39
3.7 Esquemas de soporte dinámico de tensión ….……..….42
3.7.1 Requerimientos técnicos …….....42
3.7.2 Criterios operativos ……..…….44
3.7.3 Determinación de esquemas de soporte dinámico de tensión ……..…..46
3.7.4 Limitaciones en el soporte dinámico de tensión……48
3.8 Conclusiones parciales …….…….55

CAPÍTULO 4
FRT BASADOS EN EL CONTROL ADAPTIVO DE TENSIÓN 57

4.1 Esquema *Fault-Ride-Through* Adaptivo…… .57
4.2 Estrategias de inyección de potencia reactiva ……..63
4.2.1 Control de corriente pico constante ……..…….64
4.3 Esquemas de control para inversor fotovoltaico …….. .65
4.4 Pruebas sobre el modelo de inversor fotovoltaico ……..….. .73
4.4.1 Falla que provoca una isla voluntaria no programada…...74
4.4.2 Fallas sucesivas en la red de pruebas ……..…….. 76
4.4.3 Retardo en la recuperación de tensión inducido por falla. 79
4.5 Comparación del algoritmo adaptivo propuesto con métodos de IA ……..……81
4.6 Impacto normativo …….….. .83
4.7 Conclusiones parciales ……..…… .83

CAPÍTULO 5
EJEMPLOS DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS 85

5.1 Introducción ……...…….. ..85
5.2 Descripción de los modelos de pruebas utilizados …… ..86
5.2.1 Sistema IEEE 14-33 barras ……...……....86

5.2.2 Sistema interconectado provincial de San Juan (SIP-SJ)..88
5.3 Casos de estudio ……..……..92
5.4 Criterios de evaluación ……...……..…….. .94
5.4.1 Índice energético de huecos de tensión….…… …94
5.4.2 Índice de severidad de huecos de tensión…….....97
5.4.3 Índice de comportamiento dinámico post-falla…….....99
5.5 Análisis de resultados …..…...……..…….. 100
5.5.1 Sistema IEEE 14-33 barras……...…….100
5.5.2 Sistema interconectado de la provincia de San Juan (SIP-SJ)…….....110
5.6 Conclusiones parciales …....……..…….. 119

CAPÍTULO 6
CONCLUSIONES 121

6.1 Conclusiones…….. ..121
6.2 Publicaciones derivadas…… ..123
6.3 Recomendaciones para Trabajos Futuros……....124

CAPÍTULO 7
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 127

ANEXO A
DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS…….. **141**

ANEXO B
CÓDIGOS DSL……... **165**

CV DEL AUTOR…….……... **189**

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figuras

Figura 1.1: Crecimiento de potencia instalada eólica y FV a nivel mundial …….…….. 4
Figura 1.2: Sistemas eléctricos actuales ……..……12
Figura 1.3: Esquema FRT o curva de disparo ……..……13
Figura 2.1: Hueco de tensión por falla bifásica a tierra ……..... .36
Figura 2.2: Duración de huecos de tensión…… .38
Figura 2.3: Salto de ángulo de fase……...…….38
Figura 2.4: Tensión "perdida" para falla analizada anteriormente ……..……....41
Figura 2.5: Origen de huecos de tensión ……....42
Figura 2.6: Hueco de tensión debido a falla trifásica en el sistema de transmisión: forma de onda de tensión (arriba); valor rms (abajo) ……... .42
Figura 2.7: Hueco de tensión debido a falla trifásica en sistema de distribución: forma de onda de tensión (arriba); valores rms (abajo) ……... .42
Figura 2.8: Circuito equivalente para hueco de tensión debido a arranque de motor de inducción ……42
Figura 2.9: Hueco de tensión por energización de transformador: forma de onda de la tensión (arriba) y tensión rms (abajo) ……..…42
Figura 2.10: Sistema de distribución con REDs y vinculado mediante un enlace débil al SEP ……..……..…42
Figura 2.11: Hueco de tensión debido a una isla voluntaria no programada.38
Figura 2.12: Fenómeno de retardo en la recuperación de tensión inducido por falla (FIDVR) …… .42
Figura 2.13: Huecos de tensión consecutivos debido a re-cierre de protecciones ……..……..……..…42
Figura 3.1: Problemas de calidad de tensión y formas de mitigación ……..46
Figura 3.2: Red de distribución con redundancia a través de operación en paralelo y anillo ……...……...48
Figura 3.3: Curva de tolerancia tensión-tiempo ..…….....49

Figura 3.4: Típico de esquema FRT: a) curva de disparo y b) soporte de potencia reactiva ……..50
Figura 3.5: Esquemas de soporte dinámico en Latinoamérica……..…….. ….52
Figura 3.6: Comparación de esquemas FRT en distintos códigos de red ….52
Figura 3.7: Curva I-V de IFV……..….53
Figura 3.8: Alternativas para disipar energía en IFV ante FRT ……..….54
Figura 3.9: Ejemplo de "Isla Voluntaria" según [206] ……55
Figura 3.10: Huecos de tensión sucesivos y esquema FRT ……56
Figura 3.11: Fenómeno FIDVR según la distancia eléctrica a cargas inductivas ……...……..…….…….57
Figura 4.1: Esquema FRT adaptivo……..……..…… .. 64
Figura 4.2: Esquema RPI adaptivo ……..…66
Figura 4.3: Hueco de tensión medido en distintas barras de un sistema: a) esquemas FRT; y b) pendiente m ……..……..…..66
Figura 4.4: Estrategia de control FRT-RPI ……..68
Figura 4.5: Diagrama de flujo FRT adaptivo ……...69
Figura 4.6: Estrategia de protección del IFV ……...69
Figura 4.7: Verificación de eventos sucesivos …….……..…..70
Figura 4.8: Esquemas de control del generador FV en DigSILENT ……...71
Figura 4.9: Modelo de arreglo FV en DIgSILENT…..…….……..…..72
Figura 4.10: Modelo de condensador y barra colectora de CC ……..……..73
Figura 4.11: Modelo de controlador de potencia activa y reactiva ……..…..74
Figura 4.12: Sistema IEEE 33 barras ……...76
Figura 4.13: Tensión en barra 2 para la apertura de SB1 …...…..……..…..77
Figura 4.14: Variables de referencia i_d e i_q del IFV ante la apertura de SB1 ……..……..…..…..……..……..78
Figura 4.15: Huecos de tensión sucesivos frente a curvas FRT implementadas ……..……..…..81
Figura 4.16: Variables de referencia id e iq del IFV ante huecos sucesivos..81
Figura 4.17: Huecos de tensión sucesivos vs curva FRT2 ……...82
Figura 4.18: Huecos de tensión sucesivos con $\Delta t > t_{mín}$ ……....82
Figura 4.19: Sistema IEEE de 33 barras con PV2 vinculado a nodo 13 ….83
Figura 4.20: Fenómeno FIDVR monitoreado en barras 2 y 13 versus curvas FRT……...84
Figura 4.21: Referencias de corriente reactiva iq para PV1 (magenta) y PV2 (rojo) ……...…….... ……....84
Figura 5.1: Topología sistema IEEE 14 barras ……....95
Figura 5.2: Diagrama unifilar simplificado SIP-SJ …….....96
Figura 5.3: Diagrama de flujo para las simulaciones en los sistemas de pruebas …….……...……....98
Figura 5.4: Gravedad de huecos de tensión con la curva de referencia SEMI F47 ……..……....99

Figura 5.5: Cuantificación de desconexiones con y sin esquemas FRT-RPI adaptivos ……...…….....101
Figura 5.6: Tensión en bornes de SFV empleando estrategia FRT-RPI adaptiva …….……...……... ...103
Figura 5.7: Tensión en bornes de SFV con estrategia FRT tradicional …...104
Figura 5.8: Comparación de SEI para distintos nodos del IEEE 33 barras.105
Figura 5.9: Comparación de SSI para distintos nodos del IEEE 33 barras...106
Figura 5.10: Comparación de SEI para distintos nodos del IEEE 14 barras……..107
Figura 5.11: Comparación de SSI para distintos nodos del IEEE 14 barras.111
Figura 5.12: "Energía no suministrada" durante el evento de tensión…...112
Figura 5.13: Comparación de SEI para distintas fallas que provocan FIDVR……113
Figura 5.14: Tensión en nodo 02 (IEEE 33 barras) para falla trifásica en línea 10-11……...……. ..115
Figura 5.15: SEI acumulados para tres tipos de eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva …….……. ..117
Figura 5.16: SSI acumulados para tres tipos de eventos con y sin la Estrategia FRT-RPI adaptiva …….…… ..118
Figura 5.17: Índices de comportamiento promedio para el sistema IEEE 14-33 barras ……...…….……..118
Figura 5.18: Índice DVI_b por cada barra para los eventos simulados en el IEEE 14-33 barras ……...…...…….…… ..118
Figura 5.19: Índices DVI_b desagregados por tipos de fallas para cada barra……...118
Figura 5.20: Cuantificación de desconexiones con y sin esquemas FRT-RPI adaptivos…….……...118
Figura 5.21: Tensión en barra cercana a SFV ante un evento sucesivo….118
Figura 5.22: Comparación de SEI para distintos nodos del SIP-SJ……...118
Figura 5.22: Comparación de SEI para distintos nodos del SIP-SJ……...118
Figura 5.23: Comparación de SSI para distintos nodos del SIP-SJ……...118
Figura 5.24: "Energía no suministrada" durante el evento de tensión…...118
Figura 5.25: Comparación de SEI para distintas fallas que provocan FIDVR……118
Figura 5.26: Comparación de SSI para distintas fallas que provocan FIDVR……118
Figura 5.27: Tensión en ET La Bebida para falla monofásica La Bebida - P. Rieles (132 kV)……118
Figura 5.28: Tensión en ET Alb-Chimbas ante falla trifásica Alb. Chimbas - Jáchal (132 kV)……118
Figura 5.29: SEI acumulados para distintos eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva……...……118
Figura 5.30: SSI acumulados para distintos eventos con y sin la estrategia

FRT-RPI adaptiva……...……118
Figura 5.31: Índices de comportamiento promedio para el SIP-SJ……....118
Figura 5.32: Índice DVIb por cada barra para los eventos simulados en el SIP-SJ…….....118
Figura 5.33: Índices DVIb desagregados por tipos de fallas para cada barra del SIP-SJ……...118

Tablas

Tabla 1.1. Requerimientos según nivel de tensión y/o dispositivo ……..15
Tabla 3.1. Tipos de redundancia para el diseño de sistemas de potencia ….65
Tabla 3.2. Rango de tolerancias genéricas para diferentes equipos [102] ….66
Tabla 3.3. Resumen de las capacidades de mitigación de distintos dispositivos ……..……...……...….67
Tabla 4.1. Requerimientos FRT para eventos consecutivos según estándar IEEE 1547 [45] ……...……...……...…… .79
Tabla 5.1. PSF activos en el SIP-SJ ……..……...……...80
Tabla 5.2. Algoritmo para calcular la gravedad de huecos de tensión con la curva de referencia SEMI F47 ……..……..80

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AGC Control automático de generación (Automatic Generation Control)

BESS Sistema de almacenamiento de energía con baterías (Battery Energy StorageSystem)
CA Corriente alterna
CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima
CC Corriente continua
CSC Conversor fuente de corriente (Current Source Converter)
CSI Inversor fuente de corriente (Current Source Inverter)
DB Banda muerta (Dead Band)
ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina
EPS Electric Power System
ESS Sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage System)
EV Vehículo eléctrico (Electric Vehicle)
FACTS Sistema de transmisión de corriente alterna flexible (Flexible AC Transmission System)
IEEE Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
IGBT Transistor bipolar de compuerta aislada (Isolated Gate Bipolar Transistor)
IGCT Tiristor controlado por puerta integrada (Integrated Gate Commutated Thyristor)
LC Red inductiva-capacitiva
LFC Control de carga-frecuencia (Load Frequency Control)
LS: Desconexión de carga (Load Shedding)
LS-FES Flywheel de baja velocidad (Low Speed Flywheel Energy Storage)
LTS Superconductor de baja temperatura (Low Temperature Superconductor)
NPC Conversor de tres niveles con anclaje en el punto neutro (Neutral Point

Clamping)
O&M Operación y mantenimiento
PAR Transformador regulador de ángulo de fase (Phase Angle Regulator)
PCC Punto común de conexión del STATCOM/SMES a la red eléctrica (Point of Common Coupling)
PCS Sistema de acondicionamiento de potencia (Power Conditioning System)
PFC Regulación Primaria de Frecuencia (Primary Frequency Control)
PI Proporcional integral (Tipo de Compensador)
PID Proporcional integral Derivativo (Tipo de Compensador General)
PLL Lazo enganchado en fase (Phase Locked Loop)
PN Punto neutro (barra de CC del STATCOM o SSSC)
PQ power quality o calidad de potencia.
PWM Modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation)
QBT Transformador amplificador en cuadratura (Quadrature Boosting Transformer)
RMS Valor Cuadrático medio o eficaz (Root Mean Square)
RPF Regulación primaria de frecuencia
RR Reserva rotante total (de segundos y minutos)
RRS Reserva rotante de segundos
RSF Regulación secundaria de frecuencia
RTF Regulación terciaria de frecuencia
SC Súper capacitor o ultra capacitor
SEP Sistema eléctrico de potencia
SIP Sistema interconectado de la provincia de San Juan.
SSEE Sistemas de suministro de energía eléctrica
SSG Generador sincrónico estático (Static Synchronous Generator)
SSSC Compensador serie sincrónico estático (Static Synchronous Series Compensator)
STATCOM Compensador sincrónico estático (Static Synchronous Compensator)
SVC Compensador estático de reactivo (Static Var Compensator)
SVG Generador estático de reactivo (Static Var Generator)
Sw Interruptor de cortocircuito electromecánico de la bobina SMES
TCBR Resistor de frenado controlado por tiristores (Thyristor Controlled Braking Resistor)
TCC Turbina de ciclo combinado

TCPR Regulador de fase controlado por tiristores (Thyristor Controlled Phase Regulator)
TCPST Transformador desfasador controlado por tiristores (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer)
TCR Reactor controlado por tiristores (Thyristor Controlled Reactor)
TCSC Capacitor serie controlado por tiristores (Thyristor Controlled Series Capacitor)
TCVL Limitador de tensión controlado por tiristores (Thyristor Controlled Voltage Limiter)
TCVR Regulador de tensión controlado por tiristores (Thyristor Controlled Voltage Regulator)
TG Turbina de gas
TH Turbina hidráulica
THD Distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion)
TSC Capacitor conmutado por tiristores (Thyristor Switched Capacitor)
TSR Reactor conmutado por tiristores (Thyristor Switched Reactor)
TSSR Reactor serie conmutado por tiristores (Thyristor Switched Series Reactor)
TV Turbina de vapor
UC Ultra capacitor o súper capacitor
UPFC Controlador unificado de flujo de potencia (Unified Power Flow Controller)
UPS Suministro de potencia ininterrumpible (Uninterruptible Power Supply)
VR Redox de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery)
VSC Conversor fuente de tensión (Voltage Source Converter)
VSI Inversor fuente de tensión (Voltage Source Inverter)

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) tradicionalmente constan de grandes unidades para la producción de electricidad, dispositivos que hacen uso de energía convencional ubicados en importantes centros de generación y una red eléctrica que los conecta con los centros de consumo. El objetivo de la red eléctrica es permitir el transporte de energía eléctrica desde la producción centralizada hasta el consumo en todo momento, manteniendo la confiabilidad, seguridad y calidad del producto eléctrico en niveles aceptables para todos los usuarios (tanto productores como consumidores), y todo ello al menor precio posible, preservando los recursos primarios y el medio ambiente. Desde hace algunas décadas las empresas de servicios públicos buscan alcanzar la confiabilidad, seguridad y calidad de la energía suministrada a los clientes, a la vez que la electricidad se ha generalizado como un bien de fácil acceso [1].

Todos estos requerimientos están estrechamente vinculados unos con otros, es decir que son dependientes y, a su vez, parcialmente opuestos. Por ejemplo, los requerimientos de confiabilidad y de seguridad están relacionados a través de la necesidad del mantenimiento de suficiente reserva de potencia. Sin embargo, estas exigencias se contraponen con la limitación económica en la operación, pues mantener una reserva adecuada al SEP supone un incremento de los costos de operación [2].

Durante los últimos años un cambio radical comenzó a gestarse tanto en el lado de la demanda como en el lado de la generación. El rápido crecimiento de la industrialización junto a la liberalización y desregulación de los

mercados eléctricos, sumado a la inminente escasez de combustibles fósiles además de la continua preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero, llevaron a experimentar con fuentes de energía renovables (FERs). Por esta razón, las tecnologías necesarias para la implementación de FERs se están desarrollando con importante celeridad de modo que sean más amigables con el SEP. De esta manera, conforme la relación costo-beneficio tiende a beneficiar al usuario final, cada vez más FERs se están interconectando a las redes eléctricas [3]. Estas nuevas tecnologías de generación pueden vincularse tanto al nivel de distribución, razón por la cual se la conoce como Generación Distribuida (GD) [4], como a la red eléctrica de transmisión. Consecuentemente, se está gestando la integración de estas tecnologías a partir de FERs junto con centrales eléctricas convencionales; llegando en muchos casos al reemplazo de grandes unidades de producción convencionales por una producción de electricidad generada a partir de FERs. Estos cambios requieren de nuevas prácticas en la gestión y operación de la generación [5].

Entre varias tecnologías renovables (sin incluir la energía hidroeléctrica), la energía eólica y solar fotovoltaica (FV), son las más implementadas y ampliamente adoptadas en los paradigmas energéticos actuales de todo el mundo [6]. Ahora bien, el crecimiento de los sistemas fotovoltaicos (SFV) en los últimos años presenta una característica de crecimiento exponencial logrando superar en potencia instalada a la que tiempo atrás fuera reina de las FERs, la energía eólica. El crecimiento de las potencias instaladas para una y otra tecnología durante los últimos 10 años se puede observar en la Figura 1.1 [7].

El objetivo común de reducir el costo de la energía y también aumentar la competitividad en la mayoría de los países, hizo que la generación de electricidad a partir de SFV tomara un rol fundamental en la actualidad [8]. Informes recientes indican claramente esta tendencia, donde muchos países se han fijado metas ambiciosas para aceptar SFV con elevada penetración en redes de transmisión y distribución. Por ejemplo, la Comisión Europea estableció políticas de energía renovable para 2030, en las que se espera que el 25% de la demanda de electricidad europea sea abastecida por SFV [6]. Las redes de transmisión y distribución en Latinoamérica no son ajenas a estos cambios radicales en su constitución y operación. La conexión masiva de FERs, en esta parte del globo, se ha implementado gracias a reformas energéticas durante los últimos diez años que han dado lugar a un desarrollo exponencial de generadores no convencionales [9]. Entre ellas, la tecnología FV también es la de mayor crecimiento en gran parte de Latinoamérica, debido a una conjunción de factores tales como el precio, recursos y políticas de gobierno [10]. La capacidad total instalada de energía fotovoltaica aumentó significativamente entre 2013 y 2023 (de 0.6 GW a 30 GW) [11]. Además de las pequeñas aplicaciones residenciales, se están instalando SFV

de varios megavatios conectados a la red. Las estadísticas actuales dicen que existen más de 200 parques FV con 1 MW o más de capacidad instalada en operación [12]. Con un gran número de plantas FV en construcción y planificadas en muchos países del continente, su impacto en la calidad del sistema es motivo de preocupación para los operadores de la red [13], [14].

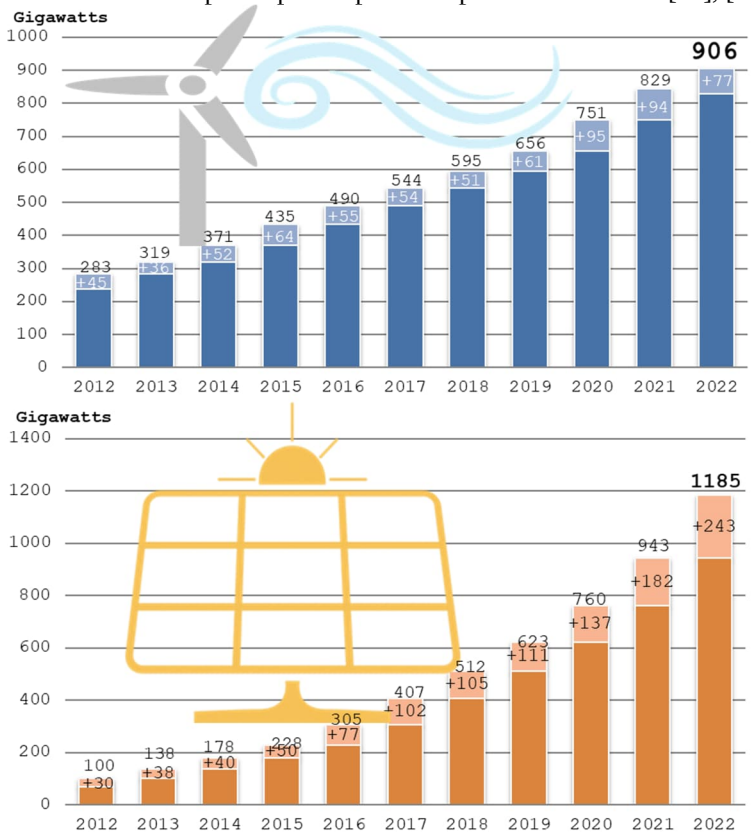


Figura 1.1. Crecimiento de potencia instalada eólica y FV a nivel mundial [7].

Entonces, este continuo aumento en la penetración de generación no convencional en la red de media y alta tensión ha contribuido a la constitución de un "mix" de fuentes de generación de energía eléctrica, como se muestra en la Figura 1.2 [15]. En este sentido, la demanda ya no es cubierta totalmente por generadores sincrónicos centralizados, sino también por instalaciones descentralizadas de menor escala conectadas a la red a través de inversores estáticos de potencia, los cuales poseen características operativas drásticamente diferentes [16].

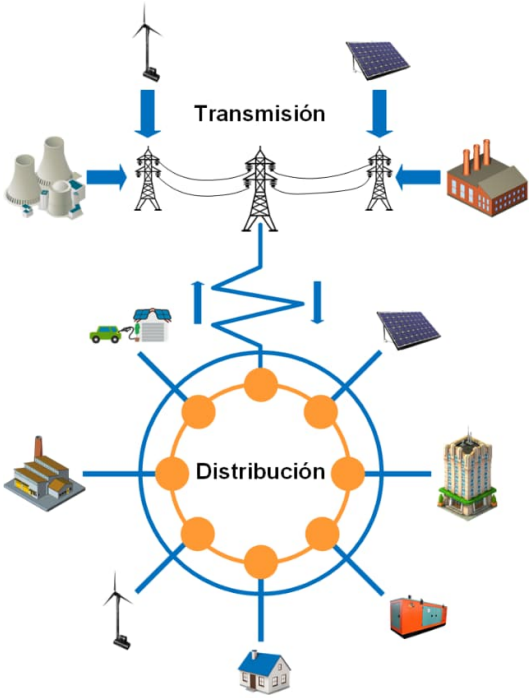


Figura 1.2. Sistemas eléctricos actuales [Fuente: el autor].

Asimismo, la inclusión de GD, especialmente a partir de recursos renovables, es considerada como una alternativa a la diversificación y fortalecimiento de la matriz energética del SEP [21]. Sin embargo, dada la configuración actual de las redes de transmisión y distribución, una elevada penetración de generadores no convencionales sigue siendo técnicamente compleja porque plantea enormes desafíos al funcionamiento del sistema [17]. La interacción de estas tecnologías con los problemas recurrentes propios de todos los SEP, pueden agudizar situaciones que repercutan en las variables fundamentales de operación. Por lo tanto, la integración de generación no convencional, si no se dimensiona y planifica correctamente, puede ocasionar perturbaciones de magnitudes importantes [18], [15]. Estos inconvenientes técnicos y las dificultades operativas pueden requerir muchas veces soluciones innovadoras [19].

1.2 Problemática

La rápida evolución de las redes eléctricas y los importantes cambios que ello implica, influirán en la calidad del producto eléctrico (en inglés, *Power*

Quality o PQ) [20]. Propiamente, el término PQ se aplica generalmente a la capacidad del sistema eléctrico para suministrar señales de tensión, corriente y frecuencia no distorsionadas (forma de onda sinusoidal y magnitud constante) [21], [22]. Mientras que, la variación inesperada de la tensión o corriente de las características normales se interpreta como una perturbación o distorsión de la PQ, pues puede dañar o apagar equipos eléctricos.

A los fines de identificar la causa de estas distorsiones es factible distinguir entre una perturbación de corriente y una de tensión. Las perturbaciones de tensión se originan en la red eléctrica y afectan potencialmente a los clientes, mientras que las perturbaciones de corriente se originan del lado de la demanda y afectan potencialmente a la red. Debido a cierta dificultad para distinguir entre perturbaciones de tensión y corriente, se utiliza generalmente el término calidad de la energía – PQ, como abarcativo de ambos. Por lo tanto, el término calidad de corriente se utiliza a veces para describir el rendimiento de los convertidores electrónicos de potencia conectados a la red eléctrica o para caracterizar el nivel de distorsión introducido por un equipo conectado como carga [23]. En tanto que el término calidad de la tensión se reserva para los casos en los que monitorea la tensión en barras que abastecen demanda.

En la actualidad suele asociarse estas perturbaciones de PQ con las FERs. Entre las más conocidas se pueden resaltar distorsiones como armónicos, *flicker* o parpadeo y desbalances de tensión. El parpadeo o *flicker* debido a fluctuaciones rápidas de tensión (a veces provocadas desde las FERs por la variación inherente al recurso primario) y armónicos de hasta aproximadamente 1 kHz se mencionan en la literatura principalmente como fuentes de emisión graves [23]. Sin embargo, se puede comprobar que la emisión de estos armónicos y *flicker* es limitada en la mayoría de los casos por las mismas lógicas de control de los generadores no convencionales (filtros activos). Por otro lado, como varios tipos de GD están asociados con capacitores o bancos de capacitores aumenta el riesgo de resonancias en frecuencias armónicas y cambia las resonancias existentes a frecuencias más bajas. A nivel de distribución, el impacto pareciera estar limitado a la introducción de resonancias en nuevas ubicaciones y un cambio de resonancias a frecuencias más bajas. Por ejemplo, en [1] se han reportado resonancias alrededor de 1 kHz con instalaciones de energía solar en ambientes domésticos. En cuanto a los desbalances de tensión, si bien estos se presentan siempre entre fases de los niveles de tensión más bajos, los GD monofásicos suelen agudizar dicha situación.

Sin embargo, existe una perturbación de PQ que, comúnmente, es consecuencia de fallas y maniobras de operación pertinentes al SEP. Esta perturbación es conocida como hueco de tensión y se caracteriza por ser una caída abrupta del valor cuadrático medio (*root mean square* - rms) de la tensión. Una caída de tensión se considera hueco cuando la tensión rms está entre 0.1 y 0.9 p.u. para duraciones de 0.5 ciclos a 1 min [24]. Si la tensión cae por debajo de 0.1 p.u., entonces se considera una interrupción. Los huecos

de tensión (sags para EE.UU. y dips en Europa) son reducciones en la tensión eficaz de corta duración, habitualmente causados por cortocircuitos, energización de transformadores, arranque de motores grandes y sobretensiones transitorias (rayos, etc.). El interés en los huecos de tensión se debe principalmente a los problemas que causan en varios tipos de equipos [25]. Unidades de velocidad ajustable y equipos de control de procesos y computadoras son especialmente sensibles. Por ejemplo, algunos componentes de los equipos se desconectarán de la red eléctrica cuando la tensión rms caiga por debajo del 90% durante más de uno o dos ciclos (1 ciclo = 20 milisegundos) [26], [27]. Fundamentalmente, esto repercutirá sobre sistemas industriales ocasionando interrupciones de producciones y las consecuentes pérdidas económicas que, dependiendo del rubro, pueden ser millonarias [28]. Además, estos eventos merecen un análisis destacado dado que, según estadísticas relevadas a nivel mundial, el 80% de los reclamos por parte de los usuarios se debe a huecos de tensión [29]. Esta es la razón por la que los huecos de tensión son las perturbaciones que más consideran las compañías eléctricas a la hora de prever medios para mitigar sus efectos.

Para el caso de los SEP donde la generación renovable comienza a ingresar masivamente tanto en el nivel de transmisión como en el de distribución, sería previsible el aumento de los niveles de perturbaciones como *flicker*, armónicos y desbalances de tensión [4]. Este nuevo estado del sistema eléctrico presentará una mayor disposición a la propagación de las perturbaciones que se originan en el nivel de transmisión o que llegan al mismo desde un nivel inferior. Por lo tanto, cuando se trata de problemas de PQ es difícil limitarlos a un nivel de tensión; este es un problema global para el SEP.

Independientemente de los posibles efectos adversos de la incorporación de generación a partir de FERs en el SEP, existen algunas ventajas que pueden ser aprovechables. Estas características positivas relacionadas al ingreso de generación no convencional se catalogan como potencialidades que ofrecen estas tecnologías para lograr mayor controlabilidad de las instalaciones. Los generadores basados en FERs cuentan con sistemas de control y procesadores rápidos y confiables que permiten, entre otras, la medición y el procesamiento automáticos de grandes cantidades de datos, lo que facilita a su vez una cuantificación precisa de la PQ [23]. Los operadores de redes eléctricas buscan explotar dichas características de control, procesamiento y monitoreo de la nueva generación para mejorar las variables operativas del sistema, fundamentalmente la PQ [25].

En este sentido, la tecnología FV se emplea desde hace casi dos décadas como herramienta de mitigación de las perturbaciones más severas y problemáticas para los operadores, es decir los huecos de tensión [30]. Mediante el inversor fotovoltaico (IFV) la tensión en el punto común de acoplamiento (PCC) de la unidad generadora se puede manipular controlando activamente el flujo de

potencia reactiva entre el generador y la red. El IFV proporciona las posibilidades de control más flexibles y rápidas. Mediante el uso de control activo, se pueden mitigar las fluctuaciones y caídas de tensión. Incluso se han utilizado algoritmos para reducir el desbalance de tensión [31].
Ahora bien, el empleo de esta tecnología para la mitigación efectiva de perturbaciones de PQ es verdaderamente un arduo desafío. Viendo esto, los operadores de redes eléctricas plasmaron una serie de requerimientos operativos y técnicos que todo generador debe cumplir en lo que se conoce como "Códigos de Red". Estos códigos de red establecen los criterios técnicos, límites operativos y condiciones de operación que generadores como los SFV respetar para lograr una operación segura y confiable, que aporte a la PQ incluso mitigando perturbaciones como los huecos de tensión [32]. Dentro de los códigos de red, los requerimientos que hacen referencia al control de tensión durante condiciones de falla se conocen como esquemas de soporte dinámico de tensión (FRT, del inglés *fault ride through*) e inyección de reactivo.

1.3 Justificación de la Tesis

Los códigos de red tienen vigencia en los SEP desde hace varios años; los primeros aparecieron entre 2008 y 2009. Los códigos de red difieren de un país a otro según las características y la regulación del sistema eléctrico local. En primer lugar, los códigos de red se aplicaron al sistema de transmisión como un conjunto de especificaciones de operación y pautas técnicas para las centrales eléctricas tradicionales integradas al SEP [33]. Posteriormente, los códigos de red se modificaron y mejoraron en función de los cambios continuos y nuevos requisitos técnicos, como soporte dinámico, inyección de corriente reactiva y restauración de potencia activa. Los mismos se exigen desde hace algún tiempo para la integración de grandes centrales eólicas y FV en distintos países [33]-[37].
Particularmente, la inclusión de soporte dinámico y otros requisitos a los códigos de red adaptados a la penetración de SFV en el SEP es un tema relativamente nuevo. En el pasado, la vieja filosofía aplicada en plantas FV conectadas a la red impedía realizar cualquier acción y debían desconectarse directamente en caso de fallas en el SEP [30]. Recientemente, con el aumento significativo del tamaño y cantidad de parques FV, se comenzó a exigir que estas unidades funcionen en condiciones normales y anormales de operación [38], [39].
Entonces, como los SFV pueden contribuir con una gran cantidad de potencia de cortocircuito cuando el grado de penetración es lo suficientemente alto, su desconexión puede inducir problemas de calidad de tensión e incluso inestabilidad [40]-[43]. Por lo tanto, es esencial evaluar el impacto de los SFV, considerando las centrales de elevada potencia, de tal manera que se desarrollen estrategias de control avanzadas que permitan una mayor

penetración de SFV eficientes [44]. Los requisitos pueden ser diversos dependiendo del nivel de tensión en el cual se vincula el generador, esto sucede en muchos de los actuales códigos de red. A modo de resumen, en la Tabla 1.1 se muestran los diversos requerimientos universales de los códigos de red. Por lo general, esos requisitos se actualizan continuamente, como se ha comentado anteriormente, y se enfocan en que los SFV sean multifuncionales, es decir, que también estén activos en la red proporcionando servicios auxiliares [45], [46].

Tabla 1.1. Requerimientos según nivel de tensión y/o dispositivo [48].

Nivel de Tensión	Requerimientos
Transmisión	Respuesta ante fallas, estabilidad de la red (tensión y frecuencia), calidad de suministro, potencia reactiva, etc.
Distribución	Estabilidad local (tensión y frecuencia), flujo de potencia, provisión de P/Q aguas arriba, provisión de inercia (solo para aplicaciones especiales), etc.
Sistema de conversión (baja tensión)	Pico de tensión, soporte dinámico de tensión, anti-isla, eficiencia, costo, confiabilidad, control de potencia, PF, monitoreo y seguridad, comunicación, temperatura, etc.
Generador (módulos FV)	Optimización de potencia, eficiencia, costo, seguridad, monitoreo de panel y diagnóstico, etc.

A continuación, se presenta una breve descripción de la estrategia de soporte dinámico de tensión comúnmente aplicada en SFV.

1.3.1 Soporte dinámico de tensión

Los códigos de red constan básicamente de dos partes, por un lado los requisitos estáticos y, por otro, los requisitos dinámicos. El objetivo de los requisitos estáticos es garantizar el funcionamiento continuo del SFV, incluido el control de la potencia activa y reactiva, la PQ generada, el factor de potencia y el parpadeo en estado de operación normal. Los requisitos de soporte dinámico, en cambio, están relacionados con la capacidad de permanecer conectados durante fallas (FRT), así como, la capacidad de controlar potencia reactiva en caso de operación anormal [38], [47]. Entonces, el soporte dinámico de tensión se compone de dos requerimientos: por un lado, la inyección de una corriente reactiva proporcional a la caída de tensión (hueco), y una curva de disparo o inmunidad. Esto último, se aplica mediante esquemas de desconexión preestablecidos como el que se muestra en la Figura 1.3. La finalidad de la estrategia de soporte dinámico de tensión es la de asegurar una rápida y eficaz recuperación de la tensión de falla, incluso con la inyección de corriente reactiva, logrando así mitigar la perturbación originada por huecos de tensión.

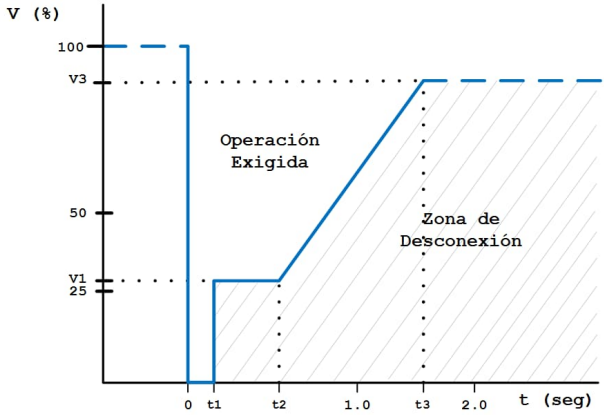


Figura 1.3. Esquema FRT o curva de disparo [Fuente: el autor].

Con el objetivo de asegurar la eficacia de la estrategia de soporte dinámico, el operador del sistema eléctrico deberá identificar parámetros y establecer límites operativos que puedan ser adoptados por los SFV vinculados al sistema de transmisión y distribución. Para esto, es necesario que el operador cuente con los medios aptos para monitorear y/o simular el comportamiento dinámico de sus instalaciones. Mediante uno de estos procesos, el operador podrá conocer e identificar cambios topológicos en la red, fallas típicas y características de la generación instalada que, gracias a un análisis integral, le permitirá establecer requerimientos de operación técnicos adecuados para asegurar un suministro eléctrico de calidad. Dentro de esta tarea, una preocupación frecuente, suelen ser los criterios adoptados para definir los límites para los esquemas FRT o "curvas de tolerancia" en generadores FV.

Las limitaciones que un operador puede encontrar dentro del proceso de determinación de un esquema de soporte de tensión son varias. Las más comunes suelen presentarse debido a los problemas de observabilidad y los elevados costos que el proceso de monitoreo supone; si bien a priori es el proceso más exacto, una observabilidad del 100% sería prohibitivamente costosa. Razón por la cual, los procesos de monitoreo siempre se complementan con análisis estadístico de datos y estimaciones de estado. Por otro lado, el proceso de simulación del comportamiento dinámico del sistema brinda una mayor versatilidad, pero requiere de un conocimiento exhaustivo de cada uno de los componentes del SEP. Para ello, diferentes softwares han sido desarrollados y la experticia de los operadores ha ayudado a mejorar la exactitud de sus resultados. Independientemente de ello, aún existen aspectos que requieren de nuevos análisis.

En caso de no superar estas limitaciones por parte del operador, la estrategia de mitigación de huecos mediante el soporte dinámico de tensión puede resultar poco efectiva. Además, si se considera la posibilidad de situaciones

que agudicen los eventos de tensión, el resultado puede ser un importante deterioro de las características del producto eléctrico: confiabilidad, seguridad y PQ. Puntualmente, existen tres condiciones que pueden agravar la situación de la red eléctrica ante un evento de tensión, tales como: la generación de islas voluntarias, los huecos de tensión sucesivos y el retardo en la recuperación de tensión debido a grandes cargas dinámicas. Para el primer caso, el hueco de tensión que se provoca al producirse la desconexión de la isla posee características particulares (profundidad media pero larga duración) que los esquemas FRT actuales no contemplan [48]. Además, la estrategia de soporte dinámico, tal como se conoce, presenta inconvenientes ante la ocurrencia de huecos de tensión sucesivos originados por el recierre de protecciones eléctricas ante un cortocircuito [48]. Finalmente, ante escenarios de elevada carga dinámica (motores de inducción en sistemas industriales por ejemplo) el fenómeno de retardo en la recuperación de la tensión posterior a una falla puede provocar un disparo o desconexión errónea en un SFV [49].

De modo que estos tres factores mencionados pueden dejar obsoleta una estrategia FRT sino se contemplan correctamente para lograr su mitigación. En este sentido, será fundamental abordar estas limitaciones que adolece la estrategia FRT tal como se implementa en la actualidad para asegurar una correcta mitigación de huecos de tensión.

1.3.2 Soporte Dinámico de Tensión Adaptivo

Entonces, si bien el objetivo de los esquemas FRT es apoyar la recuperación de la tensión y así mejorar la PQ ante eventos como los huecos de tensión; existen condicionamientos y fenómenos particulares que ocasionan la "obsolescencia de esquemas FRT". Donde, el término obsolescencia referido al soporte dinámico de tensión implica la ineficacia de dicha estrategia para cumplimentar su objetivo principal; y está relacionada fundamentalmente a casos que dejan sin efecto el respaldo para la recuperación de la tensión desde el dispositivo mitigador.

Más allá de las limitaciones antes mencionadas, los esquemas de soporte dinámico de tensión siguen siendo la alternativa más utilizada para la compensación de estas perturbaciones. Esta afirmación cobra verosimilitud, ante el hecho del ingreso masivo de SFV a la red eléctrica, y la capacidad de los convertidores de potencia para controlar e inyectar la corriente reactiva sin hardware adicional.

Llegado este punto, es factible implementar mejoras en la estrategia de soporte dinámico tal como se conoce en la actualidad; por ejemplo, dotando a su algoritmo para reconocer distintas características en la forma de onda de la tensión bajo una falla de modo que permita implementar distintos esquemas FRT en un mismo inversor. En otras palabras, se propondrá una

nueva estrategia de soporte de tensión basada en un control adaptivo de tensión. Dicho control contará con un conjunto de técnicas que permitirá ajustar los parámetros de las curvas FRT y de inyección de reactivo (sistema de control del IFV) de manera automática, en función de las condiciones de cada tipo de falla.
Atendiendo a los últimos lineamientos internacionales, además, será preciso considerar las limitaciones técnicas que el IFV puede presentar a la hora de brindar soporte dinámico de tensión. Dado que este controlador es un dispositivo fundamental dentro de los SFV, maximizar su vida útil será también un objetivo de los operadores. Por lo tanto, toda modificación a la estrategia de soporte de tensión que se proponga deberá prestar especial atención a que no implique riesgo operativo para el IFV.

1.4 Objetivo y Estructura del Trabajo

Por lo tanto, teniendo en cuenta la problemática descripta, se propone abordar este tema de investigación, planteando como OBJETIVO GENERAL:

"Mitigar el efecto de huecos de tensión en redes eléctricas mediante la implementación de control dinámico de tensión en inversores FV"

El control dinámico propuesto, será el resultado de una detallada estrategia de soporte de tensión; la cual contemplará todas las condiciones de falla que pueden llevar a la aparición de eventos de tensión, principalmente huecos. Esto implica considerar, entre otras, la aparición de islas voluntarias no programas en redes de distribución, los huecos sucesivos de tensión y la posibilidad de retardo en la recuperación de tensión debido a la presencia de cargas inductivas en el SEP. Además de estos aspectos, la nueva estrategia deberá priorizar la seguridad en la operación del inversor ante las condiciones de fallas mencionadas; dado que, para proveer soporte dinámico de tensión el inversor se ve sometido a sobretensiones y sobrecorrientes importantes.
Entonces, para llevar a cabo el objetivo general, se propone implementar una serie de OBJETIVOS PARCIALES, los cuales se describen a continuación:

- Plantear una novedosa estrategia para dotar de soporte dinámico de tensión (FRT) a inversores de generadores FV vinculados a redes de transmisión y distribución con elevada penetración de esta tecnología.
- Establecer los principios de control necesarios para la correcta implementación del soporte dinámico de tensión propuesto.
- Determinar las mejoras introducidas por el nuevo control dinámico de tensión ante la ocurrencia de huecos de tensión en sistemas eléctricos que presenten problemas en la calidad de suministro.

1.5 Aportes Alcanzados

Los aportes alcanzados como producto de este trabajo de investigación pueden resumirse en tres grupos, los cuales se detallan a continuación:

- En primer lugar, mediante el análisis bibliográfico y simulaciones en sistemas de pruebas, se identificaron tres condicionamientos que ocasionaban serios inconvenientes a la implementación del soporte dinámico de tensión, mediante esquemas FRT e inyección de reactivo en IFV.
- Por otro lado, reconociendo las limitaciones de la estrategia FRT, se propone una notable mejora a través de un control adaptivo que permita al IFV ajustar automáticamente los parámetros de diferentes curvas de disparo e inyección de reactivo para determinados tipos de fallas. El control adaptivo propuesto requiere de un método de discriminación de fallas a partir de la velocidad de caída de la tensión durante el evento.
- El resultado demuestra que el control adaptivo implementado en los distintos sistemas de prueba permite un soporte dinámico en forma selectiva; donde aquellos generadores más cercanos a las fallas aportarán más corriente reactiva. De este modo, se logra una mitigación de eventos en forma localizada, evitando grandes flujos de reactivo por líneas de transmisión y/o distribución. Los resultados de las diferentes pruebas realizadas se miden a través de índices estandarizados y utilizados en diversos estudios académicos.

El aporte central de esta tesis radica en el desarrollo de una estrategia de soporte dinámico de tensión adaptativa para inversores fotovoltaicos, capaz de superar las limitaciones inherentes a los esquemas FRT convencionales. A diferencia de los métodos actuales, que aplican curvas de disparo e inyección de reactivo fijas e independientes del tipo de falla, el enfoque propuesto introduce un algoritmo de discriminación basado en la velocidad de caída de la tensión (pendiente m), permitiendo ajustar automáticamente las curvas FRT y RPI según la severidad y localización eléctrica del evento. Esta capacidad de adaptación dota al inversor de una inmunidad superior ante fenómenos complejos, tales como huecos sucesivos, islas no programadas y escenarios de FIDVR, asegurando así un soporte más eficaz y selectivo en redes de media y alta tensión.
Complementariamente, la tesis aporta una validación exhaustiva y multi-escala de la estrategia adaptativa mediante más de 500 simulaciones dinámicas realizadas en sistemas estándar IEEE 14–33 barras y en un sistema real de la Provincia de San Juan (33 kV y 132 kV). Esta evaluación,

sustentada en índices estandarizados (SEI, SSI, DVIb, WAIDVI), demuestra que el control adaptativo mejora la recuperación de tensión entre un 30% y un 55% frente a estrategias convencionales, reduce significativamente la desconexión intempestiva de generadores FV y favorece una mitigación localizada mediante un aporte reactivo proporcional a la proximidad de la falla. El trabajo contribuye así con una herramienta de control robusta, escalable y compatible con inversores comerciales, que puede ser incorporada directamente por operadores y desarrolladores de generación distribuida.

1.6 Estructura del Trabajo

El presente informe de tesis está estructurado de la siguiente manera:
En el capítulo 2 se presenta el tema de la calidad del producto eléctrico o PQ, fundamentalmente considerando la influencia de eventos de tensión. En primera instancia, se analizan las características fundamentales de los huecos de tensión: origen y características (magnitud y duración), entre otras. El estudio detallado sobre huecos de tensión incluirá métodos de predicción y nuevos fenómenos que agudizan los huecos de tensión; además, de sus consecuencias sobre equipos sensibles.
Por su parte, en el capítulo 3 se desarrollarán las diferentes estrategias cuyo fin es mitigar los huecos e interrupciones de tensión. Este capítulo consta de dos grandes partes; por un lado, los métodos tradicionales para lograr mitigar eventos de tensión y, por otro lado, los métodos modernos. Dentro de los métodos tradicionales, se describen la posibilidad de reducir el número y el tiempo de despeje de fallas en el SEP, cambios y mejoras en las instalaciones de la red eléctrica a través de la redundancia, y robustecer la inmunidad de los equipos del usuario. Entre los métodos modernos, se estudia la instalación de equipos mitigadores basados en electrónica de potencia y, por otro lado, la utilización de esquemas FRT aplicados a tecnologías de FERs.
Además, en el capítulo 4 se describe detalladamente la estrategia de operación ante fallas propuesta para SFV. Dicha estrategia incluye los fundamentos lógicos para la implementación de lo que aquí se llama control de tensión dinámico adaptivo o control FRT adaptivo, compatible con inversores FV. En primer lugar, se expondrán uno por uno los sucesivos pasos de la estrategia desarrollada. Luego, se analizará la metodología de trabajo del nuevo algoritmo para el control adaptivo de tensión ante condiciones de falla en redes de transmisión y distribución.
A continuación, en el capítulo 5 se exponen los resultados de la aplicación de la estrategia de control dinámico de tensión en inversores FV. Se emplean dos sistemas eléctricos de prueba, uno genérico como el IEEE 14-33 barras y otro basado en información real, como el Sistema Interconectado de la Provincia de San Juan. Para ello se realiza un estudio dinámico de las consecuencias que este nuevo control trae y repercute en la red eléctrica. Para

ellos, se realizaron simulaciones temporales para validar los modelos y el algoritmo de control desarrollado.
Finalmente, en el capítulo 6 se presentan las conclusiones sobre el presente trabajo de tesis y se sugieren recomendaciones para trabajos futuros en esta misma línea de investigación.

CAPÍTULO 2

CALIDAD DE SUMINISTRO

Los huecos de tensión son una versión menos severa de las interrupciones. Para el caso de los huecos de tensión, la magnitud no desciende hasta cero recuperándose después de unos pocos ciclos o varios segundos. Aunque los huecos de tensión son menos severos que las interrupciones, son de mayor preocupación, especialmente para los clientes industriales, debido a su frecuencia mucho mayor de ocurrencia [23]. Por este motivo, resulta fundamental caracterizar correctamente este fenómeno a los fines de tomar medidas tendientes a mitigar sus efectos adversos si fuera necesario.

2.1 Caracterización de huecos de tensión

El hueco de tensión se define como una reducción repentina de la tensión de corriente alterna (CA) en un punto del SEP seguida de una recuperación de la tensión después de un breve período; de 0,5 ciclos a 1 minuto [24], [52]. Normalmente se detecta mediante el cálculo de la raíz cuadrada media de la tensión (rms), V_{rms}, durante un ciclo o cada medio ciclo, donde cada período se superpone al período anterior en un medio ciclo [50].
Como ejemplo se presenta la Figura 2.1. Existirá hueco de tensión si el valor V_{rms} cae por debajo del umbral, que es un porcentaje del valor de referencia V_{ref} y establecido por el usuario de acuerdo con el objetivo (típicamente varía del 80% al 90% de V_{ref} [51], [52]). La tensión de referencia V_{ref} es generalmente la nominal para redes eléctricas de BT y la tensión declarada para redes eléctricas de MT y AT.
Los huecos de tensión se caracterizan por tres parámetros [53]:

I. La profundidad ΔV (o magnitud): la profundidad del hueco de tensión se define como la diferencia entre la tensión de referencia y

el valor de caída de tensión. Suele expresarse como porcentaje de V_{ref}.

II. La duración Δt: es el intervalo de tiempo durante el cual la V_{rms} es menor que el umbral de hueco.

III. La cantidad de componentes de alta frecuencia que surgen durante el hueco y el impulso de tensión (overshoot) que ocurre inmediatamente después de despejada la falla [50].

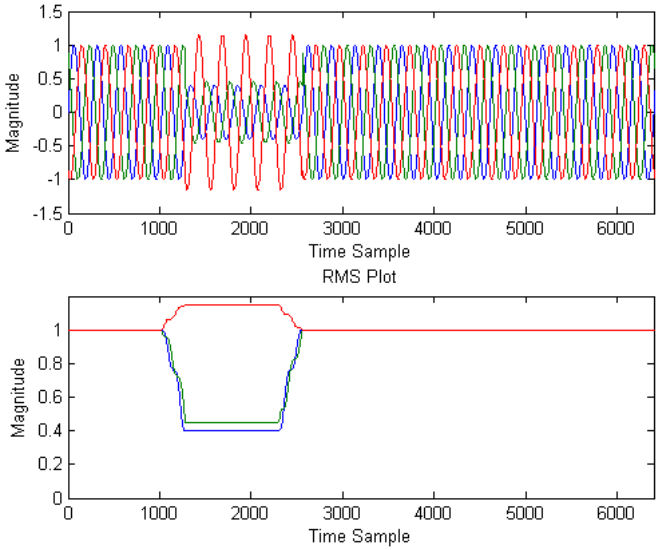


Figura 2.1. Hueco de tensión por falla bifásica a tierra [50].

La profundidad ΔV y la duración Δt son los parámetros más comunes que se utilizan para caracterizar el hueco de tensión. En un sistema trifásico, las características ΔV y Δt en general difieren para cada una de las fases. Por lo tanto, el hueco de tensión debe detectarse y caracterizarse por separado en cada fase. El valor de ΔV se considera el mayor de las profundidades en las tres fases. Por otro lado, se asume comúnmente que el hueco comienza cuando la tensión de la primera fase perturbada cae por debajo del umbral y finaliza cuando se restablecen a valores normales en las tres fases (Δt) [54]. Un ejemplo típico de un sistema trifásico perturbado se muestra en la Figura 2.2.

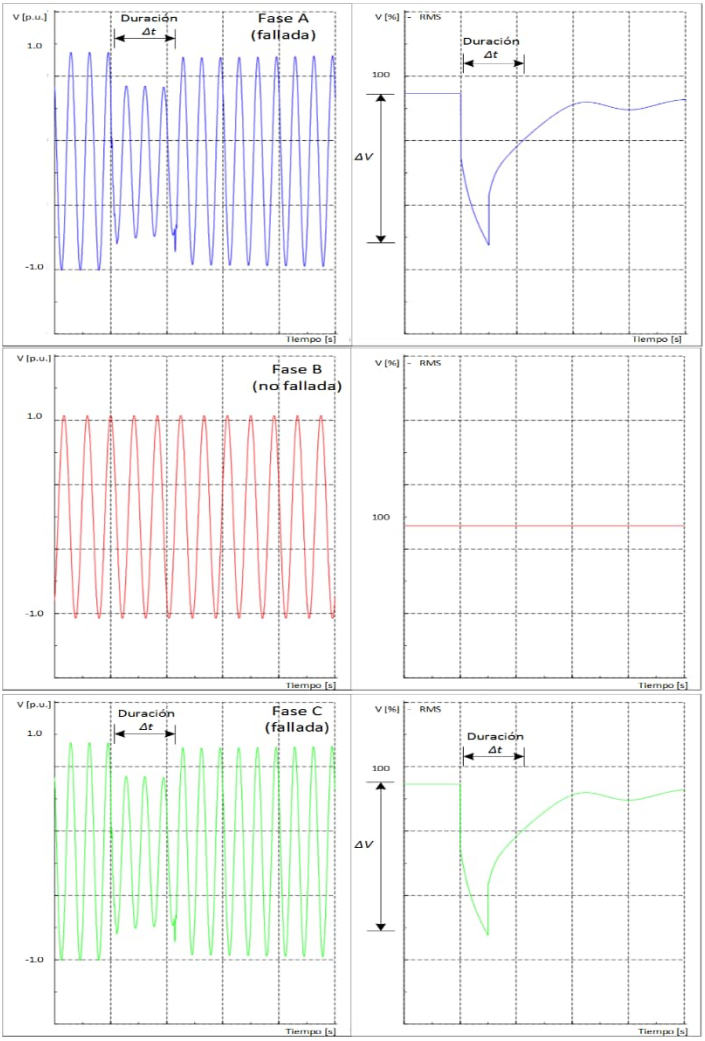


Figura 2.2. Duración de huecos de tensión [Fuente: el autor].

2.2 Magnitud de huecos tensión

La magnitud de un hueco de tensión se puede expresar mediante el valor rms, el valor pico o el componente de tensión fundamental.
Cálculo por valor *rms*: el valor *rms* se define como

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} v_i^2} \qquad (2.1)$$

donde *N* es el número de muestras por ventana (de uno o medio ciclo) y v_i es el valor registrado en cada intervalo de tiempo (para cada muestra).
Para el caso de huecos de tensión, su magnitud en el intervalo de tiempo *k* (es decir, la *k-ésima* muestra) se expresa por los valores *rms* de todos los puntos anteriores dentro de la ventana. Por lo tanto, si el número de muestras es igual a *N* por ventana, entonces el valor *rms* del hueco de tensión en la *k-ésima* muestra se da como:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=k-(N-1)}^{k} v_i^2} \tag{2.2}$$

El mismo procedimiento se aplica a cualquier ventana elegida, por ejemplo, la ventana de muestras puede tomarse como un medio ciclo. Si el cálculo se realiza una vez por ciclo, el valor *rms* se da como:

$$V_{rms}(kN) = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=kN-(N-1)}^{kN} v_i^2} \tag{2.3}$$

donde *k* es el orden del ciclo.
Cálculo por valor pico: la magnitud del hueco de tensión se puede expresar también por el valor pico. En la *k-ésima* muestra, el pico calculado es el valor máximo registrado sobre todas las muestras anteriores en la ventana elegida (un ciclo o medio ciclo). Este valor pico viene dado por la siguiente expresión:

$$V_{pico} = máx\,|v(t-\tau)| \qquad y \qquad 0 < \tau < T \tag{2.4}$$

donde *T* es la duración de la ventana.
Cálculo por componente fundamental: aplicando el teorema de Fourier, el componente fundamental del hueco de tensión se expresa como:

$$V_{fund}(t) = \frac{2}{T}\int_{t-T}^{t} v(\tau)e^{j\omega 0\tau}\,d\tau \tag{2.5}$$

donde $\omega_0 = \frac{2\pi}{T}$ y *T* es un ciclo de la frecuencia fundamental.
Esta última expresión es una relación compleja, es decir, da la tensión como vector (magnitud y dirección).

2.3 Otras características

Existen, además, algunas características menos comunes que pueden asociarse a huecos de tensión. Particularmente aquí, se hará énfasis en el cambio de ángulo de fase y en la tensión “perdida”. A continuación, entonces,

se describen ambas características y sus peculiaridades que interesan desde el punto de vista del presente análisis.

2.3.1 Cambio de ángulo de fase

En un sistema de 50 Hz o 60 Hz, la tensión es una cantidad compleja (un fasor) que tiene magnitud y ángulo de fase. Un cambio en el SEP, como un cortocircuito, provoca un cambio de la tensión [53]. Este cambio no se limita a la magnitud del fasor, sino que también incluye un cambio en el ángulo de fase. La mayoría de los huecos de tensión están asociados con un salto de ángulo de fase. En la forma de onda de la tensión, esto es visible como un cambio en los cruces por cero de la tensión. Los saltos de ángulo de fase no son una preocupación para la mayoría de los equipos. Pero los convertidores, basados en electrónica de potencia, que utilizan información de ángulo de fase para sus instantes de encendido pueden verse afectados.
Existen dos fenómenos diferentes que pueden conducir a un salto del ángulo de fase en la tensión. Para una falla trifásica, la diferencia entre la relación X/R de la fuente y del alimentador bajo falla conduce a un salto de ángulo de fase idéntico en las tres fases. La segunda causa de los saltos de ángulo de fase ocurre solo con huecos de tensión debido a fallas no simétricas. La Figura 2.3 muestra un hueco de tensión con un salto de ángulo de fase de + 36°: la tensión durante la falla (línea continua azul) adelanta a la tensión pre-falla.

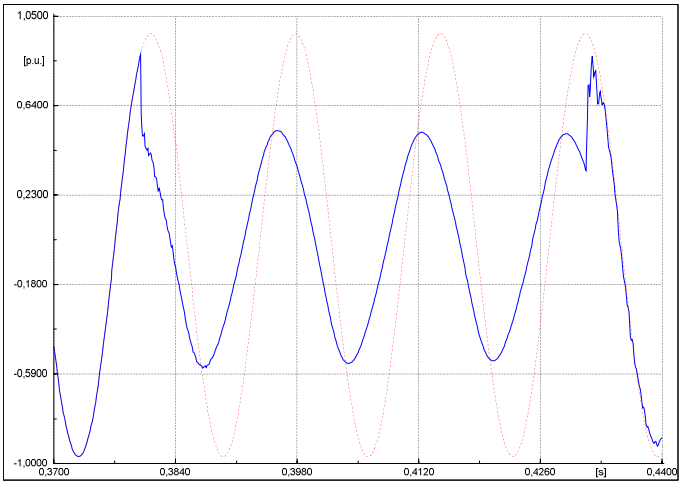


Figura 2.3. Salto de ángulo de fase [Fuente: el autor].

Para este ejemplo, el hueco de tensión tiene una magnitud del 45%. Para entender mejor la gráfica, la forma de onda de la tensión sin falla esta

dibujada con trazo discontinuo rojo. Para medir u obtener el salto de ángulo de fase de un hueco, el ángulo de fase de la tensión durante el evento debe compararse con el ángulo de fase de la tensión antes del hueco. El ángulo de fase de la tensión se puede obtener a partir del cruce por cero de la tensión o de la fase del componente fundamental de la tensión.

2.3.2 Tensión "*perdida*"

La tensión faltante o perdida es otra característica de los huecos de tensión. La tensión perdida es una forma de describir el cambio momentáneo experimentado por el usuario. El concepto de tensión perdida puede resultar útil analizándolo en el dominio del tiempo. Un primer paso sería observar la diferencia entre la tensión fundamental previa al evento y durante el evento [53]. La tensión faltante se calcula, entonces, como la diferencia entre la tensión real y la fundamental previa al evento:

$$V_{perd}(t) = V(t) - V_{fund}(t) \tag{2.6}$$

Esta tensión perdida se representa en la Figura 2.4. Antes de la iniciación del hueco, no hay ningún componente fundamental presente; durante el hueco, el componente fundamental de la tensión faltante es grande; después del hueco principal (despeje de falla) queda un pequeño componente fundamental. La razón de esto se hace evidente en la curva superior: la tensión no se recupera inmediatamente por completo a su valor anterior al evento.

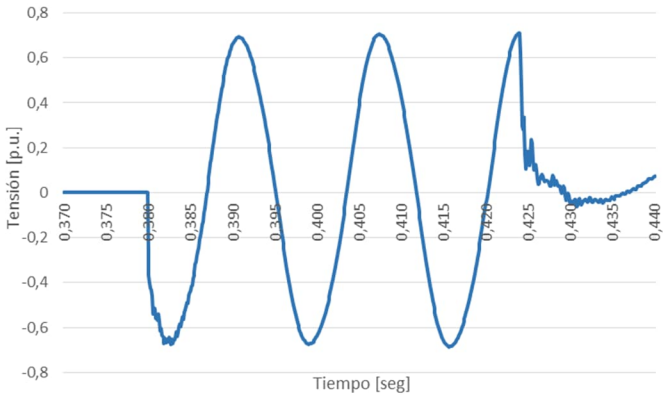


Figura 2.4. Tensión "perdida" para falla analizada anteriormente [Fuente: el autor].

Una forma alternativa y potencialmente muy útil de presentar la tensión faltante o perdida es mediante la cantidad de tiempo que la tensión, en valor absoluto, supera los valores dados. En otras palabras, la cantidad de tiempo

durante el cual la desviación de la forma de onda de tensión ideal es mayor que un valor dado. De esta forma, se pueden obtener una curva de distribuciones de tensión perdida para cada una de las fases.

2.4 Causas comunes de huecos de tensión

Eventos de tensión como los huecos e interrupciones son especialmente sensibles para clientes industriales, pues pueden sufrir paradas regulares de producción [53]. Los eventos de tensión son causados principalmente por fenómenos que conducen a altas corrientes, que a su vez provocan una caída de tensión en las impedancias de la red con una magnitud que disminuye en proporción a la distancia eléctrica del punto de observación a la fuente de la perturbación. Considérese el sistema simplificado que se muestra en la Figura 2.5.

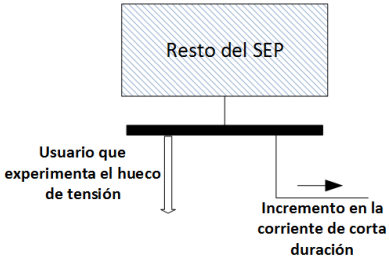


Figura 2.5. Origen de huecos de tensión [Fuente: el autor].

El aumento de corriente de corta duración produce una caída de tensión adicional en el bus indicado. Este bus se conoce como el punto de acoplamiento común (entre el cliente y la falla) o PCC. Todos los clientes alimentados desde el bus indicado experimentarán una tensión reducida durante el aumento de corriente, por lo tanto, un hueco de tensión. Hay muchas causas para el aumento temporal de la corriente, pero las tres causas principales son las siguientes [53]:

- Cortocircuitos y fallas a tierra
- Arranque de motores de inducción
- Energización de transformadores

A continuación, una breve descripción de cada una de ellas.

2.4.1 Fallas en el sistema eléctrico

Diferentes estudios realizados sobre SEP tradicionales encontraron que la mayoría de los huecos de tensión se debían al flujo de corrientes de cortocircuitos sobre alimentadores de distribución o sobre líneas de alta

tensión. El hueco de tensión ocurre solamente mientras circula la corriente de cortocircuito. La tensión se incrementará tan pronto como el dispositivo de protección despeje la falla, interrumpiendo el flujo de la corriente de cortocircuito.

En la Figura 2.6 se muestra un ejemplo de un hueco de tensión debido a una falla trifásica. La curva de arriba muestra las tensiones en las tres fases. Las tensiones muestran una caída igual en las tres fases (falla simétrica) seguida de una recuperación aproximadamente cinco ciclos después del inicio del evento. La recuperación comienza cuando la protección elimina la falla. El hueco de tensión debido a la falla se aprecia más en la curva rms de la tensión. El valor eficaz se obtiene en una ventana rectangular de 10 ms (medio ciclo) que se desplaza a través de la forma de onda. La mayoría de los monitores de PQ no calcularán el componente fundamental sino el valor eficaz en una ventana de un ciclo o medio ciclo [53].

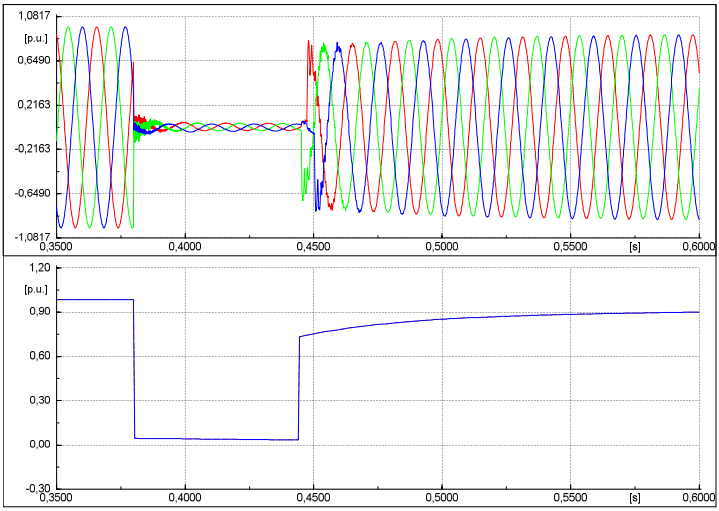


Figura 2.6. Hueco de tensión debido a falla trifásica en el sistema de transmisión: forma de onda de tensión (arriba); valor rms (abajo) [Fuente: el autor].

La recuperación de la tensión es equilibrada, esto se debe principalmente a las corrientes de irrupción posteriores a la falla que toman las máquinas rotativas. Además, generadores sincrónicos, como los utilizados en centrales convencionales, mostrará una recuperación lenta después de una falla. La recuperación lenta no se debe a una alta corriente de entrada, sino a la recuperación lenta de la tensión en terminales de la máquina sincrónica. Adicionalmente, este retardo en la recuperación de tensión puede conducir a una saturación generalizada de transformadores que aumentará los niveles de

distorsión armónica. Con una mayor penetración de GD, este fenómeno también puede aparecer en los niveles de distribución [49].
Puntualmente para el caso del nivel de distribución, en la Figura 2.7 se muestra un ejemplo de un hueco de tensión debido a una falla trifásica. Junto a la tensión rms, el ángulo de fase se muestra en función del tiempo. La tensión rms se obtiene sobre una ventana rectangular de medio ciclo. El ángulo de fase se obtiene del componente fundamental (50 Hz) tomado sobre una ventana rectangular de un ciclo.

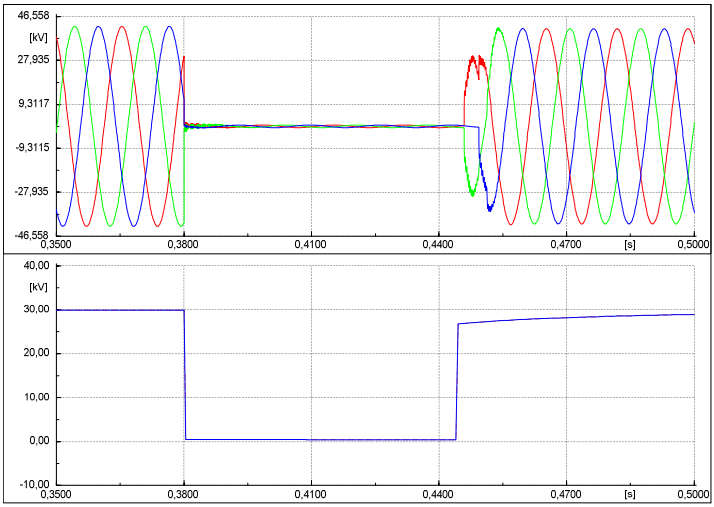


Figura 2.7. Hueco de tensión debido a falla trifásica en sistema de distribución: forma de onda de tensión (arriba); valores rms (abajo) [Fuente: el autor].

En los sistemas de distribución, la impedancia de la fuente está formada típicamente por un transformador con una relación X/R bastante grande, mientras que la impedancia de falla está formada por líneas o cables con una relación X/R mucho menor. Esto conducirá a un cambio significativo en el ángulo de fase, especialmente para fallas de líneas. Pero la complicación fundamental de fallas en niveles de distribución radica en el tiempo de recuperación de la tensión posterior al despeje de la falla (mayor que en fallas en transmisión) [50].

2.4.2 Arranque de motores

El arranque del motor provoca una caída repentina de tensión en forma simultánea para las tres fases, seguida de una recuperación lenta. Como un motor de inducción toma la misma corriente en las tres fases, el arranque del motor produce un hueco equilibrado. Particularmente, un motor de inducción

durante el arranque consume una corriente mayor que la normal, generalmente de cinco a seis veces más grande. Esta corriente permanece alta hasta tanto el motor alcance su velocidad nominal, típicamente entre varios segundos y un minuto [49]. Considere el sistema que se muestra en la Figura 2.8, donde Z_S es la impedancia de la fuente y Z_M la impedancia del motor durante el arranque.

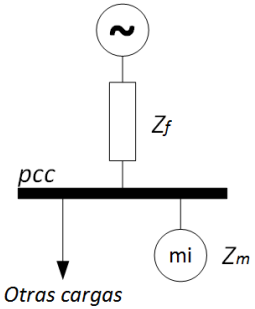


Figura 2.8. Circuito equivalente para hueco de tensión debido a arranque de motor de inducción [Fuente: el autor].

La tensión experimentada por una carga alimentada desde el mismo bus que el motor se encuentra a partir de la ecuación del divisor de tensión:

$$V_{sag} = \frac{Z_M}{Z_M + Z_F} \tag{2.7}$$

Al igual que con la mayoría de los cálculos anteriores, se ha supuesto una tensión de fuente 1 pu. Cuando un motor de potencia nominal S_{motor} se alimenta desde una fuente con potencia de cortocircuito S_{fuente}, es posible escribir para la impedancia de la fuente:

$$Z_F = \frac{{V_n}^2}{Z_{fuente}} \tag{2.8}$$

y para la impedancia del motor durante el arranque:

$$Z_M = \frac{{V_n}^2}{\beta S_{motor}} \tag{2.9}$$

Con β como la relación entre la corriente de arranque y la corriente nominal. Este valor se puede usar para estimar el hueco debido al arranque del motor de inducción, pero para obtener un resultado preciso, se necesita un software de análisis del sistema de potencia. Este último también permitirá al usuario incorporar el efecto de otros motores durante el arranque del motor en cuestión. El hueco de tensión en los terminales del otro motor los ralentizará

y provocará un aumento adicional en la corriente de carga y, por lo tanto, una caída adicional en el nivel de tensión [23].
Otro comportamiento característico de los motores de inducción, y cargas dinámicas similares, es la recuperación de tensión retardada inducida por fallas. Este fenómeno se conoce en la literatura como FIDVR del inglés *Fault Induced Delayed Voltage Restorer* [49]. Así, el FIDVR es un fenómeno por el cual la tensión después de despejada una falla en los sistemas de transmisión, subtransmisión o distribución permanece en niveles reducidos durante un tiempo dado [55], [56]. Pero el fenómeno FIDVR propiamente no origina huecos, sino que agudiza el deterioro en la tensión producido por un evento previo. Más detalles al respecto se brindan en la sección 2.6.2.

2.4.3 Energización de transformadores

Durante el proceso de energización de un transformador se presentan transitorios en el flujo magnético del equipo [57], originándose elevadas corrientes de magnetización en el transformador. Una característica importante de los huecos de tensión originados por la energización de transformadores es el desbalance que se presenta entre las tensiones de fase y el contenido significativo de armónicos de corriente inyectados por el transformador [58]. Además, este tipo de huecos presenta una recuperación lenta, al igual que los originador por el arranque de motores. De las tres causas de huecos mencionadas hasta aquí es la menos frecuente.
En la Figura 2.9 se muestra un ejemplo de un hueco de tensión debido a la energización de un transformador sin carga. La figura de arriba muestra la forma de onda de la tensión durante los primeros ciclos (valores instantáneos). La figura de abajo muestra las tensiones rms de un ciclo durante casi 3 seg. La performance del evento se ve mejor en la tensión rms. La energización conduce a una gran corriente de irrupción que decae lentamente con el tiempo. La corriente de entrada es la causante del hueco de tensión percibido, que por lo tanto muestra la misma caída lenta. El desequilibrio para las tensiones de fase es visible. Esta es una característica distintiva de este tipo de eventos de tensión.
Otra particularidad de esta falla es la recuperación exponencial, determinada por la constante de tiempo con la que decae el desplazamiento de flujo en el núcleo del transformador [23]. Los huecos de tensión debido a energización de transformadores también aparecen cuando se energizan los transformadores cargados. El impacto de la carga es una reducción en el pico de la corriente de irrupción, pero principalmente una reducción en la constante de tiempo con la que decae la corriente. La energización de transformadores bajo carga suele darse con la reconexión de un alimentador de distribución después de una interrupción.

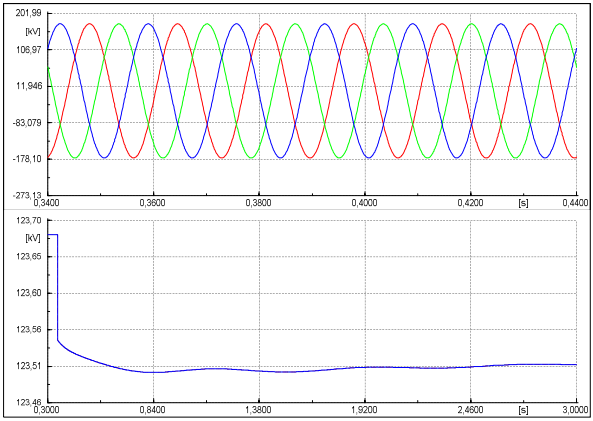


Figura 2.9. Hueco de tensión por energización de transformador: forma de onda de la tensión (arriba) y tensión rms (abajo) [Fuente: el autor].

2.5 Profundización de huecos de tensión

Independientemente de las circunstancias más comunes que ocasionan huecos e interrupciones de tensión, existen factores particulares que pueden agravar considerablemente las condiciones de operación del SEP. La particularidad de estos fenómenos cada vez toma más relevancia debido a la renovación y creciente complejidad de los sistemas eléctricos con la inclusión de generación a partir de FERs. Entre estas causas especiales se encuentran la generación involuntaria de islas, un marcado retardo en la recuperación de la tensión post-falla y los huecos de tensión sucesivos. El interés por entender y atender a este tipo de fenómenos radica en las probadas complicaciones que los algoritmos encargados del soporte dinámico de tensión o FRT en inversores FV, presenta ante los mencionados eventos [59].

2.5.1 Islas intencionales no programadas

Aunque algo ambigua a priori, esta terminología es muy empleada en la literatura actual debido a la aparición del estándar IEEE 1547 en el año 2018 [48]. Puntualmente, una isla intencional puede ser energizada por uno o más SEP locales; es decir, que debe poseer al menos un punto de conexión con un sistema eléctrico autónomo y robusto. Además, las islas intencionales deben: (1) tener GD y carga, (2) tener capacidad de desconectarse y ponerse en paralelo con el/los SEP del área, y (3) deben estar planeadas por el operador. Una isla intencional puede ser una isla del SEP (transmisión) o una isla local intencional, a nivel de distribución [60].
Ahora bien, estas islas intencionales pueden ser programadas o no programadas. Las islas intencionales programadas se forman a través de

medios operativos de despacho del operador que desencadenan la transición de estar en paralelo y sincronizado con el resto del SEP, a operar como un sistema aislado. Las razones para formar una isla intencional programada pueden incluir una mayor confiabilidad, decisiones de despacho económico para autoabastecimiento o importación/exportación de energía con o a través del SEP, o la acción preventiva del operador ante inclemencias del tiempo. Mientras que, las islas intencionales no programadas se producen de forma autónoma y repentina a partir de la detección local de condiciones anormales en las interconexiones con el SEP, y luego la acción de automática de un relé que activa la acción de conmutación para aislar la isla intencional rápidamente del SEP [61]. Para el caso de la ejemplificación de la Figura 2.10, la isla se autonomiza cuando el interruptor del "enlace débil" se abre.

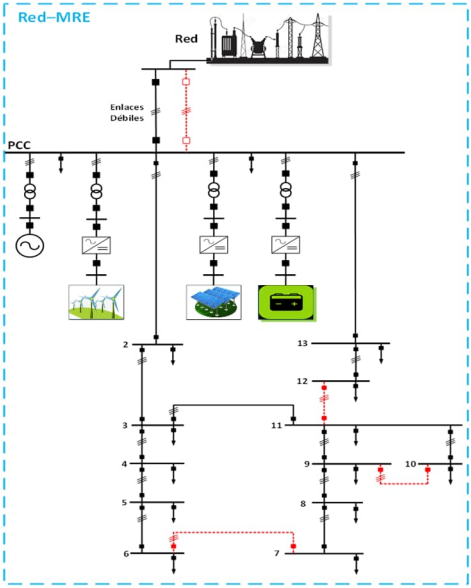


Figura 2.10. Sistema de distribución con REDs y vinculado mediante un enlace débil al SEP [Fuente: el autor].

La lógica de operación en isla intencional, es algo opuesta a la filosofía tradicional de operación de GD, particularmente para la tecnología FV [62]. La operación en isla en redes con SFV es factible si, una vez producida la apertura del interruptor que vincula la isla con el SEP, se asegura una operación más adecuada que ayudará a mejorar la confiabilidad y PQ en las instalaciones de la isla generada [7].

Las islas intencionales se pueden planificar en áreas del sistema de transmisión o distribución que cuentan con un importante porcentaje de carga

cubierto por GD, muchas veces renovable [63], [64]. En el caso de redes de distribución que incorporan FERs con capacidad plena de control sobre las variables fundamentales (potencia activa, frecuencia y tensión), se las denomina redes activas de distribución [65]. Para estas redes activas los convertidores electrónicos de potencia (CEP) juegan un rol fundamental, ya que cumplen tres funciones básicas y necesarias: alimentar, formar y soportar la red eléctrica. El objetivo principal como unidad de alimentación de la red es suministrar la potencia activa y reactiva al PCC en función de las referencias (tensión y frecuencia) dadas al controlador por el SEP. El objetivo de la unidad de formación de red es establecer tensión y frecuencia de referencia en modo autónomo o isla (al menos una unidad de formación es necesaria para funcionar como slack). De manera similar, la función de soporte de red es regular frecuencia y tensión, así asegurar la operación segura de las instalaciones.

Frecuentemente, la acción del interruptor que produce la isla intencional puede ser percibida por el usuario como un hueco de tensión. De modo que, ante tales circunstancias, el SFV deberá apoyar la recuperación de tensión permaneciendo conectado e inyectando potencia reactiva mientras perdure la condición anormal. La Figura 2.11 muestra un ejemplo de un hueco de tensión ocasionado por el inicio de una isla intencional no programada que separa una red de distribución (IEEE 33 barras) de un sistema de transmisión (IEEE 14 barras). Ambos sistemas cuentan con generadores FV de distintas potencias instaladas que aportan al soporte dinámico de tensión.

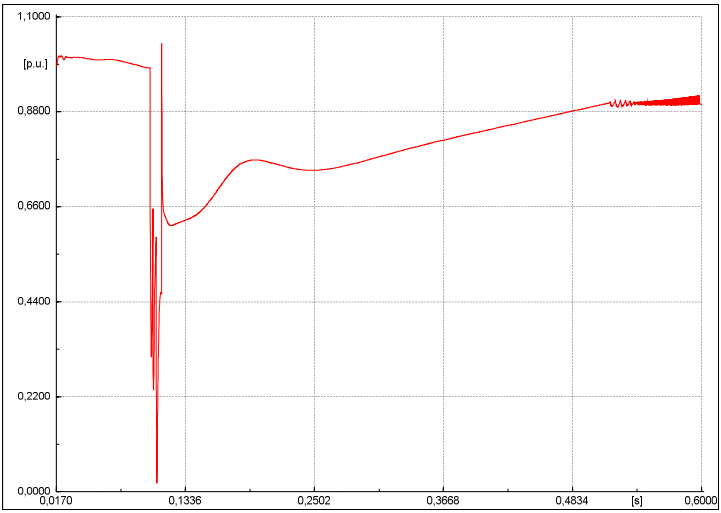


Figura 2.11. Hueco de tensión debido a una isla voluntaria no programada [Fuente: el autor].

Este nuevo requerimiento de operación en modo isla intencional, no implica que el antiguo esquema de detección anti-isla siga empleándose. Sin embargo, los parámetros de referencia para la detección anti-isla deberá coordinarse con el esquema de soporte dinámico de tensión [41]; esta situación se analizará más detalladamente en los próximos capítulos.

2.5.2 Retardo en la recuperación de tensión

El proceso de retardo en la recuperación de la tensión posterior a una falla o FIDVR ocurre cuando cargas con comportamiento dinámico (motores) aumentan la potencia reactiva demandada. Inmediatamente despejada la falla, los sistemas de soporte y regulación de tensión no pueden entregar la potencia instantánea requerida por la carga, y las curvas de par mecánico y eléctrico de los motores no se interceptan. Sin embargo, después de un tiempo que puede ser de cientos de milisegundos a decenas de segundos, esas curvas se interceptan y la recuperación se produce en valores cercanos al valor de tensión previo a la contingencia [48]. La Figura 2.12 ilustra la tensión en una misma barra de distribución para los casos con y sin carga dinámica (motor de inducción para este caso). La curva roja describe la respuesta en el tiempo cuando esa carga es fundamentalmente dinámica; en tanto que la curva verde considera la misma carga nominal, pero siendo esta puramente resistiva.
Una vez despejada la falla, y en lo que respecta a la curva roja del gráfico, la tensión muestra una disminución adicional de aproximadamente 100 ms (FIDVR). Esto corresponde al momento en que el motor vuelve a acelerar y consume corrientes mayores. El consumo de elevadas corrientes por parte del motor se debe a la necesidad de reestablecer el flujo del entrehierro [53]. Con carga puramente resistiva (curva verde) la recuperación se logra a los 600 ms. Por otro lado, cuando se produce el FIDVR (curva roja) se observa claramente la persistencia de una subtensión que refleja la incapacidad de la red y los dispositivos de control para superar la consecución de fallas.
Cuando el fenómeno FIDVR no puede ser superado, por ejemplo, debido a la incapacidad del sistema para proveer potencia reactiva, entonces puede producirse un colapso de tensión. Las condiciones para el colapso de tensión se presentan cuando las curvas de par mecánico y eléctrico no se interceptan después de la perturbación, lo que produce la parada en cascada de motores en diferentes nodos así como la rápida caída de la tensión en un área del sistema, o en todo el sistema, a valores cercanos a cero en pu, produciendo el colapso final. Tanto el FIDVR como el colapso requieren una respuesta rápida de los dispositivos de control de los generadores que realizan soporte dinámico de tensión y de los equipos especialmente diseñados para mitigar estos problemas [66].

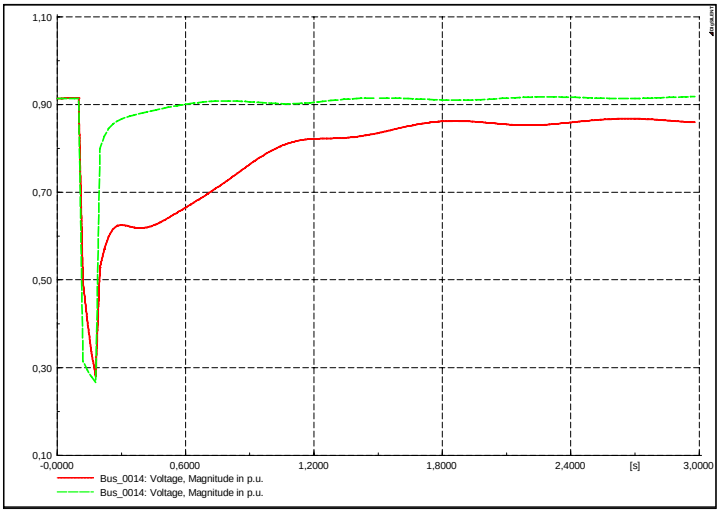


Figura 2.12. Fenómeno de retardo en la recuperación de tensión inducido por falla (FIDVR) [Fuente: el autor].

Los sistemas eléctricos que integran grandes cantidades de FERs, como la FV, pueden ser mucho más sensibles a problemas como el FIDVR. Ante condiciones de elevados porcentajes de carga dinámica, el análisis bibliográfico demuestra que ciertos esquemas FRT presentan serios inconvenientes para recuperar la tensión e incluso llegando a la desconexión del generador FV, agravando así la capacidad del SEP para recuperar la tensión a valores normales [67]. Sistemas eléctricos con elevados porcentajes de carga dinámica (sistemas industriales y de distribución) podrían conducir a una situación en la que los esquemas FRT resulten incapaces de apoyar efectivamente la recuperación de la tensión. Por ejemplo, la desconexión de SFV ante un fenómeno FIDVR contribuiría a extender la duración de los huecos de tensión, retardando la recuperación a valores nominales. Este comportamiento es particularmente propio de generadores carentes de inercia (como los FV), que ante huecos de tensión percibidos aguas arriba de su PCC se desconectan del sistema provocando una extensión y/o agudización del evento [48].

2.5.3 Huecos de tensión sucesivos

Finalmente, siguiendo las recomendaciones del estándar IEEE 1547 [48] los huecos de tensión sucesivos deben contemplarse como un factor más que agudiza la condición inicial de un evento. El origen de eventos de tensión concatenados, como es el caso de los huecos sucesivos, se debe a la actuación de protecciones eléctricas que intentan salvar la falla cerrando el circuito

luego de un tiempo programado (el recierre comandado por las protecciones suele tener un delay que ronda los cientos de milisegundos) [68], [69].
Entonces, los eventos seguidos de intentos fallidos de reenganche, aparecen como múltiples eventos de subtensión consecutivos (en algunas situaciones, la respuesta del sistema a la eliminación de fallas también puede resultar en múltiples períodos de sobretensión). Estos eventos de tensión consecutivos pueden afectar a generadores no convencionales, como los SFV, en un área geográfica amplia. Habrá dos consecuencias importantes para este tipo de generadores debido a la acción de recierre automático. Primero, para situaciones donde el generador se dispara debido a una falla que está fuera de límites aceptables, ese disparo ocurrirá antes del primer intento de reconexión para reactivar la sección. En segundo lugar, para situaciones en que el generador soporta el evento de tensión, entonces deberá atravesar una serie de múltiples perturbaciones consecutivas (huecos de tensión sucesivos) debido a la reaparición de esa falla en cada reconexión en la secuencia seleccionada. La Figura 2.13 muestra un claro ejemplo de este tipo de eventos consecutivos, en este caso para un sistema de distribución.

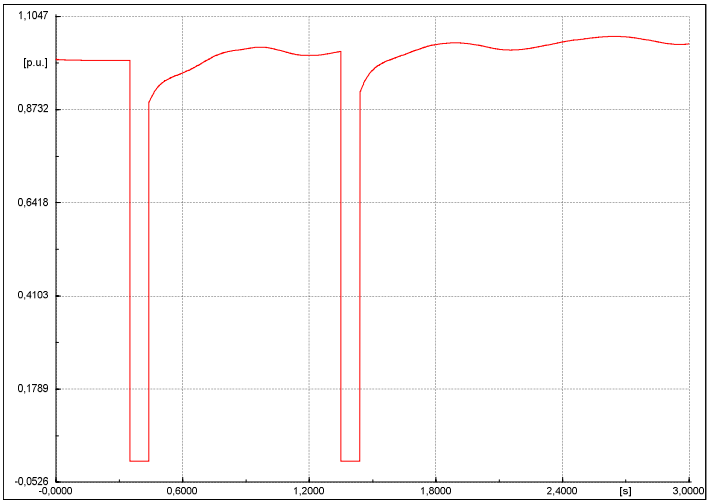


Figura 2.13. Huecos de tensión consecutivos debido a re-cierre de protecciones [Fuente: el autor].

La serie de múltiples perturbaciones de tensión consecutivas experimentadas por el generador, ya sea por fallas del sistema de transmisión o distribución, se puede caracterizar como períodos repetidos de tensiones anormales durante los momentos en que la falla está presente, separados por períodos de tensión relativamente normales durante los momentos en que la falla está inactiva. La cuestión radica en saber si los algoritmos de control dinámico

(en SFV) están verdaderamente preparados para soportes estos conjuntos de eventos y, por lo tanto, ser eficaces en su tarea de colaborar en la recuperación de la tensión.

2.6 Conclusiones parciales

En este capítulo se estableció un marco riguroso para la caracterización de los huecos de tensión (profundidad ΔV y duración Δt) y se precisaron métodos de medición (rms, pico y fundamental) que sustentan la evaluación comparativa posterior. Se identificaron como causas principales los cortocircuitos, el arranque de motores y la energización de transformadores, y se documentaron factores agravantes —islas intencionales no programadas, FIDVR y huecos sucesivos— que exceden la capacidad de respuesta de esquemas FRT clásicos, elevando el riesgo de desconexión intempestiva de SFV y de recuperaciones retardadas de la tensión. Estos hallazgos muestran la necesidad de estrategias con discriminación de eventos y adaptación local (según severidad y cercanía eléctrica) como prerrequisito para una mitigación efectiva y replicable en redes de 33 kV y 132 kV.

CAPÍTULO 3

ESTRATEGIAS PARA MITIGAR HUECOS DE TENSIÓN

3.1 Generalidades sobre estrategias de mitigación

En el capítulo anterior se discutieron diferentes perturbaciones de PQ, haciendo especial énfasis en los eventos relacionados con la magnitud de tensión (interrupciones y huecos). Particularmente, ciertas características de huecos e interrupciones de tensión se analizaron en detalle: origen, métodos de caracterización, y sus efectos sobre equipos. En lo que toca a este capítulo, se analizarán las diferentes metodologías existentes para mitigar esos eventos de tensión.

Para comprender las diversas formas de mitigación, es necesario comprender el mecanismo que conduce a la desconexión de un equipo. La Figura 3.1 muestra cómo una falla provoca la desconexión del equipo. La desconexión del equipo es lo que hace que el evento sea un problema; de no existir dicha desconexión, tampoco habría problemas de PQ relacionados con eventos de tensión. El evento subyacente del disparo del equipo es una falla en el SEP. Las causas de la falla que lleva a un evento de tensión se estudiaron en la sección 2.5 y 2.6. El efecto de esta falla en otras posiciones de la red es un evento de cierta magnitud y duración en la interfaz entre el equipo y el SEP. Fallas como los cortocircuitos siempre causarán una caída de tensión para algunos clientes. Si la falla tiene lugar en una parte radial del sistema, la intervención de la protección que despeja la falla también conducirá a una interrupción. Si hay suficiente redundancia, la falla solo provocará un hueco

de tensión. Ahora bien, si el evento resultante supera una cierta gravedad, provocará el disparo o desconexión del equipo.
La Figura 3.1 intenta distinguir esquemáticamente entre los distintos métodos de mitigación:

- reducir el número de fallas
- reducir el tiempo de despeje de fallas
- implementar mejoras en la red eléctrica de modo que las fallas resulten en eventos menos severos en los terminales del equipo
- conectar dispositivos de mitigación entre el equipo sensible y el suministro
- mejorar la inmunidad del equipo.

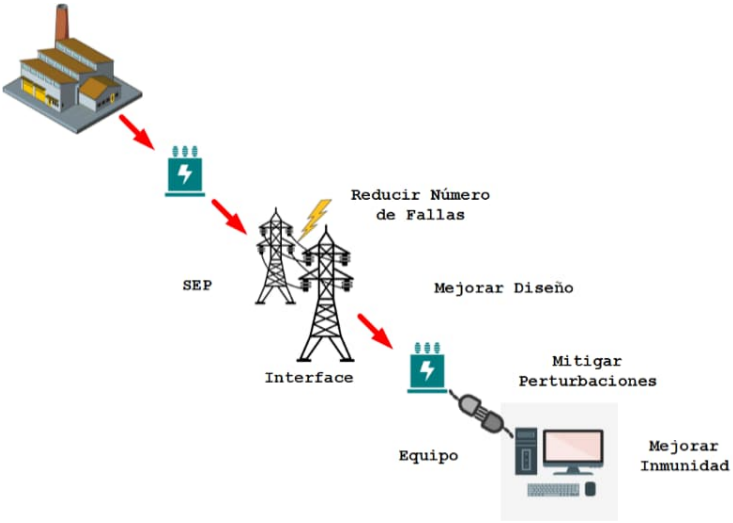


Figura 3.1. Problemas de calidad de tensión y formas de mitigación [Fuente: el autor].

Estos eran los cinco métodos de mitigación empleados típicamente. Sin embargo, teniendo en cuenta las tendencias actuales de las nuevas estrategias de mitigación de eventos de tensión; se analizan, adicionalmente, los esquemas de soporte dinámico de tensión (FRT) implementados mediante IFV. Los operadores a menudo utilizan una combinación de estos métodos de mitigación para garantizar un funcionamiento confiable de los equipos a nivel del usuario. Tradicionalmente, el énfasis estuvo puesto en la reducción del número de fallas, mientras que en los últimos años el énfasis se desplazó hacia la mitigación de los eventos de tensión. A continuación, se hará una breve descripción de cada uno de estos métodos.

3.2 Número de fallas

Reducir el número de fallas en un SEP no solo reduciría la frecuencia de huecos de tensión sino también la frecuencia de interrupciones en el suministro. A priori, esta es una metodología muy eficaz para mejorar la PQ. Lamentablemente, la solución rara vez es tan simple. Fallas como cortocircuitos no solo provocan un hueco o una interrupción en la interfaz del cliente, sino que también puede causar daños a equipos pertenecientes a las compañías encargadas del servicio eléctrico. Por lo tanto, es lógico suponer que la mayoría de las empresas de servicios públicos ya habrán tomado las medidas necesarias para reducir la frecuencia de fallas tanto como sea económicamente factible. En casos particulares, puede que aún haya margen de mejora; sin embargo, su impacto porcentual en términos generales sería mínimo.
Entre las acciones a adoptar para disminuir el número de fallas en la red eléctrica se pueden mencionar [70]:

- Reemplazo de conductores aéreas por subterráneos
- Utilización de cables aislados para líneas aéreas
- Implementar una política estricta de despeje de obstáculos en el tendido eléctrico, fundamentalmente a través de la poda de árboles.
- Instalar cables de protección adicionales.
- Aumentar el nivel de aislamiento; ya que muchos cortocircuitos se deben a sobretensiones o al deterioro del aislamiento.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que estas medidas pueden resultar muy costosas y que dichas inversiones deben sopesarse con las consecuencias de los disparos de equipo [53].

3.3 Cambios en el sistema de protecciones

La acción de reducir el tiempo de eliminación de fallas no reduce la cantidad de eventos de tensión (huecos), sino solo su gravedad; esta medida no alcanza a atenuar el número ni la duración de interrupciones.
Ahora bien, el tiempo de eliminación de fallas no es solo el tiempo necesario para abrir el interruptor, sino también el tiempo necesario para que la protección identifique la falla y tome una decisión. Por lo tanto, la máxima reducción en el tiempo de eliminación o despeje de fallas puede lograrse mediante el uso de dispositivos de protección ultra rápidos; como ser: fusibles limitadores de corriente e interruptores estáticos [71]. Dispositivos que se caracterizan no solo por el corto tiempo de actuación (alrededor de medio ciclo) sino también por una muy baja tasa de falla por falso disparo u operación errónea [72], [73]. Una restricción importante de todos estos

dispositivos es que solo se pueden utilizar para sistemas de baja y media tensión.
Para lograr una reducción importante en el tiempo de eliminación de fallas, es necesario reducir el margen de calificación, lo que repercute en una cierta pérdida de selectividad. Por lo tanto, las reglas de configuración de relés descritas en la mayoría de las publicaciones se basan en la prevención de disparos incorrectos [53].
En los sistemas de transmisión, el tiempo de eliminación de fallas a menudo está determinado por restricciones de estabilidad transitoria. Estas restricciones son mucho más estrictas que las restricciones térmicas en los sistemas de distribución, lo que requiere tiempos de eliminación de fallas más cortos, que rara vez superan los 200 ms. Esto hace verdaderamente compleja una reducción adicional del tiempo de eliminación de fallas; dado que el margen es demasiado acotado cada operador analiza minuciosamente la conveniencia de esta estrategia.

3.4 Diseño del sistema eléctrico

Un procedimiento distinto supone la implementación de cambios y/o mejoras que robustezcan al sistema de suministro reduciendo, como consecuencia, la gravedad de eventos de tensión. El principal método de mitigación de los eventos es la instalación de componentes redundantes. Nuevamente, el factor costos puede ser la principal limitante sobre todo para en los niveles de alta tensión.
Algunos ejemplos de métodos de mitigación a través de componentes redundantes, especialmente enfocados huecos de tensión son [53]:

- Instalar generación cerca de cargas sensibles. Los generadores mantendrán el suministro de tensión durante un hueco debido a una falla remota.
- Dividir las barras o subestaciones en la ruta de suministro para limitar el número de alimentadores en el área expuesta.
- Colocar bobinas limitadoras de corriente en lugares estratégicos del sistema para aumentar la "distancia eléctrica" a la falla.
- Alimentar barras con equipamiento sensible desde dos o más subestaciones. Cuanto más independientes sean las subestaciones, mayor será el efecto de mitigación.

Los costos de esto solo están justificados para grandes clientes industriales y comerciales. A la sazón existen distintos tipos de redundancia, los cuales se implementan según las necesidades y características del SEP. En tanto que, el número y la duración de las perturbaciones están determinados por la cantidad de redundancia presente y la velocidad con la que esa redundancia

puede estar disponible. La Tabla 3.1 muestra algunos tipos de redundancia y la duración correspondiente según el evento.

Tabla 3.1. Tipos de redundancia para el diseño de sistemas de potencia.

	Duración de Eventos	Aplicaciones Típicas
Sin redundancia	Horas a días	Baja tensión en áreas rurales
Redundancia a través de conexión		
- Interruptor local manual	1 hora o más	Baja tensión y distribución
- Interruptor remota manual	5 a 20 minutos	Sistemas industriales y redes de distribución
- Interruptor automática	1 a 60 segundos	Sistemas industriales
- Interruptor de estado sólido	1 ciclo o menos	Sistemas industriales
Redundancia a través de operación en paralelo	Solamente huecos de tensión	Sistemas de transmisión e industriales

La Figura 3.2 representa una red de distribución pública que abastece a una gran cantidad de clientes. Parte del sistema todavía funciona de forma radial con puntos normalmente abiertos. Estos suelen abastecer áreas menos densamente pobladas y con menor actividad industrial.

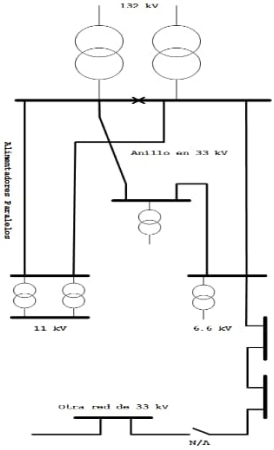


Figura 3.2. Red de distribución con redundancia a través de operación en paralelo y anillo [Fuente: el autor].

La mayor parte del sistema de 33 kV funciona con alimentadores paralelos (o en anillo). Ambos distribuidores conducen parte de la carga. Si una ruta falla, el otro alimentador se hace cargo del suministro instantáneamente. Además, el transformador de 33/11 kV y la barra de la subestación de 33 kV funcionan en paralelo; de modo que si falla uno el restante puede tomar la carga total. Por lo tanto, en este sistema se observan dos tipos de operación en paralelo: dos alimentadores en paralelo y un sistema de "bucle" o anillo. En ambos casos hay redundancia única. Este tipo de configuraciones permite robustecer sistemas eléctricos ante eventos de tensión.

3.5 Fortalecer la inmunidad de dispositivos

Los equipos eléctricos están diseñados para operar en un cierto nivel de tensión el cual debe ser un valor *rms* preferiblemente constante. Para obtener una idea del desempeño de dispositivos en términos de tensiones aplicadas existen las denominadas Curvas de Tolerancia [74]. Estas curvas describen bajo qué condiciones de tensión y tiempo es posible operar dichos equipos. Esta curva se construye aplicando una porción de la tensión nominal y calculando el tiempo que continua operando después de que la tensión fue perturbada [75].
A continuación, se realiza una revisión de las tolerancias de tensión para distintos equipos (ver Tabla 3.2). Esta se lee de la siguiente forma: una tolerancia de αms, β% quiere decir que el equipo soporta α ms una tensión de 0 volts e indefinidamente una tensión aplicada del β% de la nominal, cualquier hueco de mayor duración que α o más profundo que β% hará que el equipo no funcione correctamente o simplemente se desconecte. En otras palabras, la curva tolerancia suele ser rectangular con una "rodilla" en αms, β% como se muestra en la Figura 3.3.

Tabla 3.2. Tipos de redundancia para el diseño de sistemas de potencia.

Equipo	Tolerancia de tensión		
	Rango Superior	Promedio	Rango Inferior
PLC	20 ms, 75%	260 ms, 60%	620 ms, 45%
Tarjeta de entrada PLC	20 ms, 80%	40 ms, 55%	40 ms, 30%
Variador AC de 5 hp	30 ms, 80%	50 ms, 75%	80 ms, 60%
Motor	20 ms, 60%	50 ms, 50%	80 ms, 40%
PC personal	30 ms, 80%	50 ms, 60%	70 ms, 50%

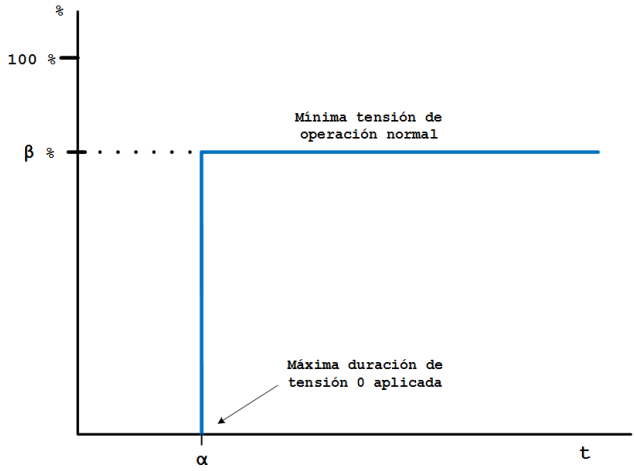


Figura 3.3. Curva de tolerancia tensión-tiempo [Fuente: el autor].

Fijada la duración del hueco de tensión, que la magnitud del mismo se encuentre por debajo de la curva implica que no es aceptable para asegurar la continuidad de funcionamiento del equipo. De la misma forma, si la magnitud del hueco se encuentra por encima de la curva se espera un funcionamiento normal [77].

Implementar mejoras en la inmunidad de dispositivos es probablemente la solución más eficaz contra la desconexión intempestiva de equipos debido a huecos de tensión. El equipo deberá ser inmune a ciertos huecos e interrupciones, de modo que no se produzcan daños y no surja ninguna situación peligrosa. Esto es especialmente importante cuando se considera una instalación en su conjunto. Por esta razón, es fundamental conocer las diferentes curvas de tolerancia de cada equipo involucrado en un proceso o instalación determinada.

Algunas soluciones específicas para mejorar la tolerancia a perturbaciones de tensión en equipos se comentan a continuación:

- La inmunidad de equipos electrónicos, computadoras y equipos de control o procesadores (es decir, equipos monofásicos de baja potencia) se puede mejorar significativamente conectando más capacitancia a su bus interno. Esto aumentará la duración máxima de hueco de tensión que se puede tolerar.
- Los equipos monofásicos de baja potencia también se pueden mejorar mediante el uso de un convertidor dc/dc más sofisticado: uno que sea capaz de operar en un rango más amplio de tensión de entrada. Esto reducirá la tensión mínima para que el equipo pueda funcionar correctamente.

- Los variadores de velocidad en motores son equipos muy sensibles a eventos de tensión. Estos variadores de CA pueden tolerar huecos de tensión debido a fallas monofásicas y de fase a fase agregando capacitancia al bus. Para lograr mejorar la tolerancia contra eventos debido a fallas trifásicas, se necesitan mejoras serias en el inversor o rectificador.

Sin embargo, esta metodología a menudo no es adecuada como solución a corto plazo. Con frecuencia, el cliente suele percatarse de la inmunidad de un dispositivo una vez que está instalado y en funcionamiento. Para clientes con cargas sensibles, lograr el nivel de PQ necesario para garantizar un funcionamiento sin problemas puede resultar costoso, dado que requerirá la implementación adicional de equipos de mitigación.

3.6 Equipos de mitigación

Las tecnologías de mitigación involucran dispositivos basados en electrónica de potencia que se utilizan en redes de transmisión y distribución, con el propósito de amortiguar problemas de PQ. Los dispositivos mitigadores incluyen interruptores estáticos, convertidores, transformadores de inyección, módulos de control maestro y/o módulos de almacenamiento de energía con capacidad de realizar funciones de interrupción de corriente y regulación de tensión [78].

Particularmente, para mitigar los efectos de eventos de tensión se aplican los siguientes controladores: restaurador dinámico de tensión (DVR), regulador estático de tensión (SVR), sistema de almacenamiento de energía de respaldo (BESS) e interruptor de transferencia (TS). Adicionalmente, pueden emplearse otros dispositivos que amplían el campo de prestaciones como ser regulación de potencia reactiva; entre ellos: compensador estático de reactivo (SVC) y el compensador estático o STATCOM.

Los dispositivos mitigadores aquí mencionados en realidad forman parte de una clase especial de lo que en la ingeniería de electrónica de potencia se conoce como acondicionamiento de la energía. Las tecnologías de acondicionamiento incluyen todas las soluciones de dispositivos que se utilizan para corregir los problemas que enfrentan las cargas del usuario final en respuesta a eventos y variaciones de tensión.

Existen diversas clasificaciones dentro del conjunto de dispositivos de mitigación; la más difundida se basa en el tipo de configuración y/o conexión (serie o shunt). Los compensadores en serie están diseñados para proteger la carga (procesos sensibles). De manera complementaria, los compensadores shunt, o en derivación, protegen el sistema proporcionando regulación de tensión y compensación de potencia reactiva a la carga. Cuando el compensador en derivación se combina con almacenamiento de energía y un interruptor de estado sólido, puede suministrar energía para una carga crítica

durante las interrupciones completas del servicio público. Estos sistemas incluyen los controladores enumerados en la Tabla 3.3. Allí, se resumen las distintas tecnologías de mitigación y las respectivas capacidades en cuanto a eventos y variaciones de tensión.
La elección de esta estrategia de mitigación dependerá de la criticidad de la carga a compensar y de las posibilidades del usuario para realizar la erogación necesaria. La relación costo beneficio de estos dispositivos es buena siempre que se dispongo del capital inicial, el cual es elevado.
En general, los equipos de mitigación se aplican en niveles de tensión distintos según su función, capacidad de potencia y rapidez de respuesta. Los dispositivos en serie, como el DVR, se emplean predominantemente en media tensión (MT, típicamente 6–33 kV) para proteger cargas sensibles industriales y comerciales, ya que su función es mantener la tensión en el punto de uso durante huecos o sobretensiones. Los dispositivos en derivación (shunt) —como SVC y STATCOM— se utilizan tanto en media como en alta tensión (AT, 33–220 kV o más), dependiendo del nivel de potencia reactiva requerida y del rol en el sistema: en MT suelen estabilizar redes urbanas o industriales, mientras que en AT se aplican en transmisión para reforzar estabilidad y compensar reactivo en amplias áreas de red. Los dispositivos ESS (sistemas de almacenamiento), por su versatilidad, pueden instalarse desde baja tensión (BT) para respaldo local hasta MT para soporte dinámico y servicios auxiliares. Finalmente, STS/SSB (interruptores estáticos y sistemas de transferencia estática), por su naturaleza de protección ultrarrápida, se emplean mayormente en BT y MT donde la continuidad del suministro a procesos críticos exige tiempos de conmutación del orden de milisegundos. Esta distribución refleja el equilibrio entre capacidad de potencia, velocidad de actuación y criticidad de la carga, que determina el nivel de tensión más adecuado para cada tecnología.

Tabla 3.3. Resumen de las capacidades de mitigación de distintos dispositivos.

Dispositivo de Mitigación	*Sags/swells*	Interrupciones	*Flicker*	Armónicos
ESS	x	x		x
SVR	x			
STS	x	x		
SSB	x	x		
STATCOM	x	x	x	x
SVC			x	
DVR	x			

El principal artífice para estos dispositivos es un inversor (fuente de tensión) trifásico. El inversor está controlado por un sistema que monitorea constantemente el PCC y compara los datos con una señal de referencia. La

conexión del inversor a la red se realiza mediante un transformador. Para reducir los armónicos no deseados generados por el inversor, se utilizan filtros para suavizar la forma de onda de salida. El inversor en sí consta de bloques de circuitos individuales que incorporan los semiconductores de conmutación, los circuitos de encendido, amortiguadores, diodos antiparalelos y los disipadores de calor. Los módulos se conectan comúnmente en el lado de CC de un inversor para facilitar la transferencia de energía entre fases [79].

3.7 Esquemas de soporte dinámico de tensión

Los esquemas de soporte dinámico de tensión son una combinación de dos requerimientos bien definidos. El primero es una curva de inmunidad o disparo, la cual describe las características de la tensión (profundidad y duración) en una barra bajo condiciones de falla (curva *fault-ride-through* - FRT). Conjuntamente a esta curva FRT, se establece una curva de inyección de reactivo (*reactive power injection* - RPI), que describe la cantidad de corriente que el generador debe inyectar acorde a las características de la tensión de falla. En otras palabras, el término esquema de soporte dinámico de tensión implica este doble requerimiento; es decir, una curva de disparo (o inmunidad) más una curva de inyección de reactivo.

Bajo estas premisas, los operadores de redes eléctricas exigen que generadores como los SFVs no deberán desconectarse ante un evento de tensión que permanezca dentro de la región de operación exigida de una curva de disparo (ver Figura 1.5). Al mismo tiempo, el generador debe entregar una cierta cantidad de corriente reactiva en el PCC para ayudar a la red y mantener la tensión [48], [80], [81].

En general, el propósito de la estrategia FRT es evitar que las unidades generadoras agraven eventos de tensión hacia niveles más altos en la red de suministro (eventualmente, conduciendo a la desconexión de generación). La contribución a la corriente de falla de muchos IFV agregados, independientemente de la potencia instalada en cada generador particular, puede afectar la estabilidad de todo el sistema bajo condiciones anormales. Por lo tanto, el IFV individual interconectado con la red debe controlarse de manera flexible para evitar la desconexión de este (debido a la protección contra sobrecorriente o sobretensión) y para respaldar la recuperación de la tensión de la red (proporcionando corrientes reactivas) [82].

3.7.1 Huecos de tensión debido a fallas

El soporte dinámico de tensión en la actualidad es concebido como un servicio complementario común a los SFV, y cada vez más difundido dado que no requiere la utilización de hardware adicional (como si lo implican el

STATCOM o el SVC, por ejemplo) [83]. Por lo tanto, es cada vez más generalizada la exigencia para que los SFV ofrezcan FRT [84].
El componente principal para este servicio es el IFV; el cual deberá contar con las herramientas de monitoreo y control adecuadas para cumplimentar los requerimientos operativos del sistema. Existen dos configuraciones típicas en SFV, estas son los IFV de una y dos etapas. Originalmente, los SFV vinculados a la red operaban con inversores de una sola etapa. Ahora bien, en la actualidad la configuración de dos etapas permite un mayor control y flexibilidad para los SFVs, ya que las tareas de control para los convertidores se encuentran desacopladas [44]. Los objetivos básicos de control/operación de los SFVs conectados a la red con capacidad FRT incluyen tres modos (periodos) de operación:

(1) Prefalla: monitoreo en línea de la tensión (detección rápida de fallas).
(2) En falla: generación de referencia de corriente precisa de acuerdo con los requisitos del código de red (se deben inyectar corrientes reactivas, según esquemas como la Figura 3.4 b) y prevención de desconexión por sobrecorriente o sobretensión.
(3) Postfalla: monitoreo continuo de la tensión y después de la falla una transición suave pero rápida al modo MPPT.

El requisito estándar típico de FRT es similar al de la Figura 3.4 a), y es conocido como curva de desconexión (o también esquema FRT). Por lo tanto, en caso de que el nivel de tensión esté en el área A, el SFV debe resistir el evento y operar regularmente durante un período que varía de t0 a t2; el no cumplimiento de estas condiciones puede implicar la desconexión inmediata. Con respecto al área B, en la actualidad hay muchos códigos de red que la distinguen de forma que si un evento se encuentra allí, el SFV deberá permanecer conectado pero sin inyectar corriente reactiva. Sin embargo, en muchos casos esta distinción no se hace y el área B suele estar abarcada por el área A; en ese caso, el IFV permanecerá conectado apoyando a la tensión dinámica mediante la inyección de potencia reactiva. Ahora bien, si la tensión de la red se establece en el área C, entonces la desconexión deberá efectuarse instantáneamente. Tomando como referencia la curva genérica de la Figura 3.4 a), resulta importante mencionar que los valores de V_1, V_3, t_0, t_1, t_2 y t_3 son diferentes de un país a otro [85], [86].

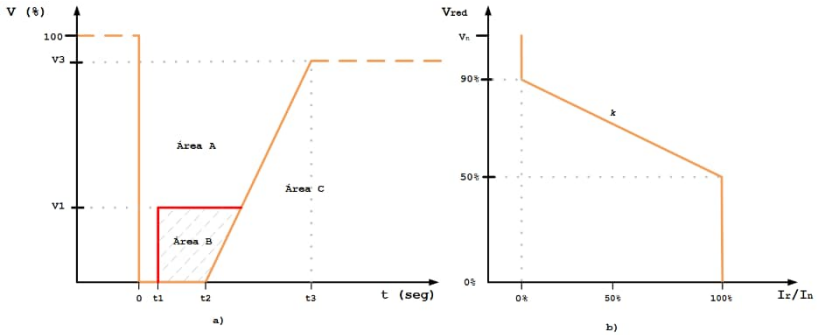


Figura 3.4. Típico de esquema FRT: a) curva de disparo y b) soporte de potencia reactiva [Fuente: el autor].

Entonces, el monitoreo constante de la tensión resulta fundamental para la operación del IFV en cualquiera de sus modos. El nivel de tensión se puede monitorear usando el sistema de fase bloqueada (*phase-locked loop* – PLL), que requiere una detección rápida y precisa de fallas en la red. Durante la operación en modo FRT, la tarea principal del PLL será generar las referencias de corriente sin activar la protección del inversor debido a sobrecorrientes o sobretensiones. Cuando la falla se despeja (esto también debe monitorearse en línea), el sistema debe poder regresar al modo de operación normal con la máxima inyección de potencia activa. En todo el período, se monitorea la duración de la falla, y una vez que excede los límites (como se ejemplifica en la Figura 3.4 a), estará en condiciones de desconectarse de la red [82].

3.7.2 Criterios operativos

Los esquemas FRT implementados por operadores de redes eléctricas pueden presentar características sustancialmente distintas. Los requerimientos de diferentes esquemas FRT dependerán de las características específicas de cada SEP (configuración, fallas típicas, etc), protecciones empleadas, y de la matriz energética, por lo cual pueden existir significativas diferencias ellos. A modo de ejemplo, la Figura 3.5 presenta esquemas de soporte dinámico implementados en países latinoamericanos para generadores FV vinculados a la red eléctrica de media/alta tensión.

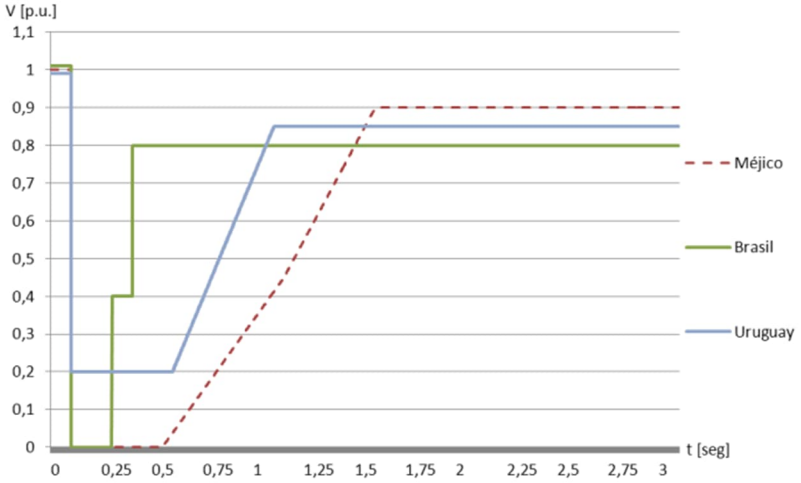


Figura 3.5. Esquemas de soporte dinámico en Latinoamérica [Fuente: el autor].

El esquema FRT de México resulta ser el más estricto, dado que estipula que los parques FV deben permanecer conectados durante huecos de tensión hasta el 0% (interrupciones cortas) durante un intervalo de tiempo mayor (500 ms) [87]- [89]. Posteriormente, la tensión deberá recuperarse al 90% del valor nominal antes de 1.5 segundos. El esquema FRT del código de red de Uruguay es menos riguroso, pues requiere que el generador FV resista perturbaciones con una caída de tensión hasta del 20% durante 500 ms, seguido del restablecimiento de la tensión al 85% hasta el segundo posterior a la falla [90]–[92]. Mientras que el esquema implementado en Brasil, si bien exige a los SFV soportar interrupciones cortas de tensión, el tiempo neto de recuperación de la tensión nominal es tan solo de 300 ms. Este tiempo neto de recuperación de la tensión es incluso inferior al tiempo de tolerancia a tensiones mínimas establecidos en los esquemas de México y Uruguay (450 y 500 ms, respectivamente).

Por otro lado, la Figura 3.6 muestra el caso de países como Alemania, EE. UU., Australia y Dinamarca. Si bien dichos países cuentan con una experiencia mucho más amplia en la implementación de esta estrategia, se observan nuevamente algunas diferencias sustanciales entre esquemas FRT al igual que para el caso latinoamericano [93], [94].. Esquemas como el norteamericano y australiano establecen que la tensión puede caer a cero durante un tiempo de 0.625 y 450 ms, respectivamente. A simple vista, el reglamento australiano parece más estricto que otros porque la tensión debe recuperarse hasta el 80% de su valor nominal instantáneamente luego de caer a cero durante 450 ms. Por lo tanto, puede observarse una exigencia un tanto menor para aquellos sistemas que presentan un mayor grado de mallado,

debido a sus condiciones geográficas y de interconexión con sistemas vecinos, tal es el caso de Europa. Mientras que para el caso de sistemas con bajo grado de mallado y/o interconexión (Estados Unidos, Australia, etcétera), los esquemas FRT implementados suelen ser más estrictos que para otros casos [95].

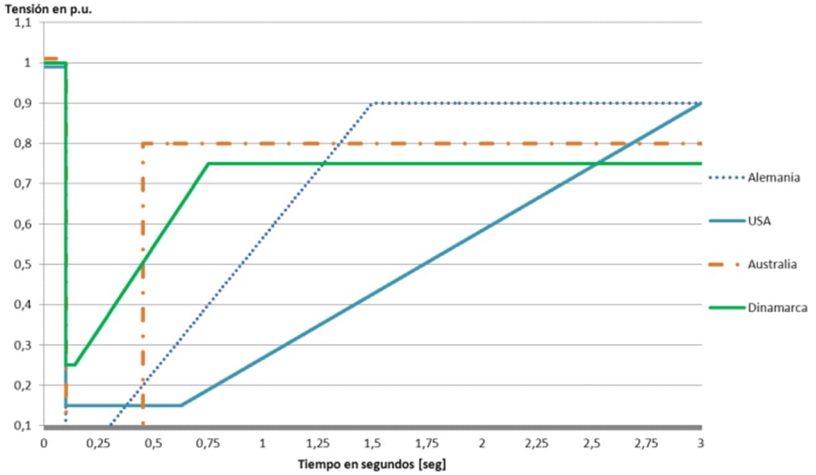


Figura 3.6. Comparación de esquemas FRT en distintos códigos de red [Fuente: el autor].

Ahora bien, los SEPs son agrupaciones de elementos que poseen cierta disponibilidad al cambio en sus interacciones; cualquier SEPs está sujeto a cambios en sus componentes que modifican constantemente su topología y operación. Por lo tanto, esta modificación y/o reconfiguración ciertamente periódica de la red eléctrica requiere una constante verificación de los esquemas de soporte dinámico de tensión. Sin embargo, de entre todos los esquemas FRT analizados el más actual es el utilizado en México, año 2016 [96]. Brasil y EE. UU. implementan sus esquemas desde el año 2013 [97]; mientras que Australia, Dinamarca y Alemania establecieron sus respectivos requerimientos en el año 2009. Si bien años después (2012) Alemania actualizó su esquema de soporte dinámico de tensión, esta situación podría generar problemas durante el comportamiento dinámico de la red debido a los cambios tanto topológicos como en la demanda y generación sucedidos con el transcurso de los años.

3.7.3 Determinación de esquemas de soporte dinámico de tensión

Existen tres aspectos fundamentales en la determinación de esquemas FRT. En primer lugar, un esquema FRT depende de la configuración del SEP para

el cual se aplique; por lo tanto, resultará necesario estudiar profundamente las características propias del SEP. Además, se deberá tener en cuenta los tipos de fallas recurrentes para cada nodo (fallas trifásicas, bifásicas o monofásicas) junto a sus características de reiteración y duración. Finalmente, la composición de la matriz energética de cada SEP es importante en cuanto a la capacidad de soportar tensión durante un evento.

El medio por el cual los operadores obtienen los datos referentes al comportamiento del sistema es mediante instrumentos de monitoreo, los cuales se diseñan para medir las variables fundamentales del SEP en función del tiempo. Sin embargo, la observabilidad del sistema muchas veces no resulta fácil de lograr para los operadores; esto puede deberse a razones económicas, técnicas o de extensión de la red eléctrica. Razón por la cual los operadores se ven en la necesidad de buscar métodos alternativos a la completa observabilidad del SEP.

Los métodos de simulación suelen ser una opción económica para obtener características de eventos de tensión, evitando así largos y costosos períodos de medición [98]. Las dos herramientas principales utilizadas para calcular la magnitud de caídas de tensión son los programas de cálculo de cortocircuitos y transitorios electromagnéticos [99], [100]. Los programas de transitorios electromagnéticos calculan la forma de onda de la tensión y, por lo tanto, proporcionan una caracterización completa de la perturbación [101], [102]. Los programas de cálculo de cortocircuito son más populares para la evaluación de caídas de tensión debido a su fácil aplicación y al sencillo modelado de la red [103], [104]. La magnitud de los huecos de tensión se obtiene de la matriz de impedancia de cada barra. La duración del hueco puede estimarse utilizando un tiempo típico de eliminación de fallas. Comúnmente, se consideran la magnitud y la frecuencia en la ocurrencia de huecos de tensión para la validación de simulaciones. La frecuencia con la que ocurren los huecos de tensión representa el rendimiento del sistema con sus estrategias de mitigación. Este índice se puede estimar para una barra, un conjunto de barras o la red completa. El rendimiento del sistema puede calcularse mediante simulación estocástica o determinística.

La evaluación estocástica simula el rendimiento esperado de la red. El método de las posiciones de falla y la simulación de Monte Carlo son las más empleados para la evaluación estocástica [105], [106]. Las variables aleatorias, como la ubicación de la falla, el tipo de falla, la impedancia de la falla, etc., se modelan mediante una distribución de probabilidad. Este enfoque de simulación se puede utilizar para analizar la probabilidad de ocurrencia de ciertos eventos en el sistema obtenidos a partir de mediciones a corto plazo [107]. En tanto que, la evaluación determinista del rendimiento del SEP se lleva a cabo utilizando mediciones de huecos o simulando un conjunto de fallas registradas. Los eventos de falla se caracterizan por la ubicación, el tipo, la impedancia y la configuración del sistema. El resultado

de esta evaluación muestra el rendimiento del sistema durante un período específico de prueba en campo.
Tanto para una u otra metodología de evaluación, todas las variables empleadas formarán parte de una función objetivo que empleará el operador para proponer un esquema FRT que le permita minimizar los efectos de diferentes eventos de tensión [108]. El cual luego de simular el comportamiento del sistema bajo determinadas condiciones de perturbación, podrá determinar la curva FRT óptima que asegure un suministro eléctrico de calidad.
Por ejemplo, el artículo [109] presenta un procedimiento para validar los resultados de huecos de tensión en base a un programa de monitoreo a corto plazo y una evaluación estocástica de las características de los huecos de tensión. El uso práctico principal de esta metodología es el de analizar la precisión de las características de huecos obtenidas en periodos cortos de monitoreo. Complementando con una simulación de Monte Carlo, se toman en cuenta modelos probabilísticos de varios factores: tasa de fallas de líneas y barras, tensión de falla, incertidumbre de ubicación de fallas, etc. Partiendo de una metodología similar, la referencia [110] utiliza una técnica de simulación para verificar la correcta implementación de un esquema FRT particular; pero no para determinar dicho esquema.

3.7.4 Limitaciones en el soporte dinámico de tensión

Aunque la estrategia de soporte dinámico de tensión a partir de IFV es una prometedora herramienta de mitigación de eventos de tensión, aún adolece importantes limitaciones. Estas limitaciones radican en condiciones técnicas propias de la tecnología empleada, fundamentalmente en ciertas características inherentes a los algoritmos que rigen los sistemas de control en IFV. Entonces, dichas limitaciones tienen sus causas en las siguientes condiciones atípicas:

- Sobretensión y sobrecorriente en el IFV
- Constitución de islas voluntarias no programadas
- Huecos de tensión sucesivos
- Retardo en la recuperación de tensión inducida post-falla

La consecuencia realmente preocupante para el operador es que estas condiciones no deseadas pueden conducir a una desconexión intempestiva del SFV. Razón por la cual, requieren ser eficazmente atendidas; a continuación una breve descripción de estás limitaciones.

3.7.4.1 Sobretensión y sobrecorriente en inversores

Bajo las condiciones de operación anormal (o modo de operación falla), la energía excesiva deberá disiparse adecuadamente; de lo contrario, el IFV puede experimentar fuertes sobretensiones y sobrecorrientes. Los IFV comerciales tienen un valor específico de CA máxima que no debe excederse. En caso de que la corriente alterna exceda dicho valor, la protección del inversor puede desconectarlo de la red [111].

Durante eventos de tensión, tanto la componente d como la componente q de referencia que controlan la corriente en el IFV, aumentan debido al hecho de que el controlador necesita mantener la tensión de la red ante el desbalance de potencia activa que se produce en su PCC. La componente q de la corriente en el IFV aumenta debido a que este debe inyectar corriente reactiva durante el hueco de tensión para cumplir con los requisitos de FRT (como se vio en la sección 3.6.1). Como resultado del aumento de los componentes de corriente d y q, el inversor puede desconectarse de la red debido a la activación de su protección por sobrecorriente. Para superar este problema, se usa comúnmente un limitador de corriente para mantener el valor de la corriente inyectada dentro de los límites requeridos. Entonces, el limitador de corriente mantendrá las referencias respectivas dentro de los valores estipulados durante el tiempo de falla a un valor casi constante por debajo del valor de umbral de la CA máxima.

Además, durante los primeros instantes de una falla la potencia activa generada desde el SFV es mayor que la entregada a la red eléctrica. Por lo tanto, la tensión de bus de CC llega a ser muy alta debido a la acumulación de energía en los capacitores. El aumento de la tensión del enlace de CC hace que el punto de funcionamiento máximo de la curva del SFV se desplace hacia la tensión de circuito abierto (V_{oc}), que a su vez hace que la corriente de salida del arreglo disminuya (Figura 3.7).

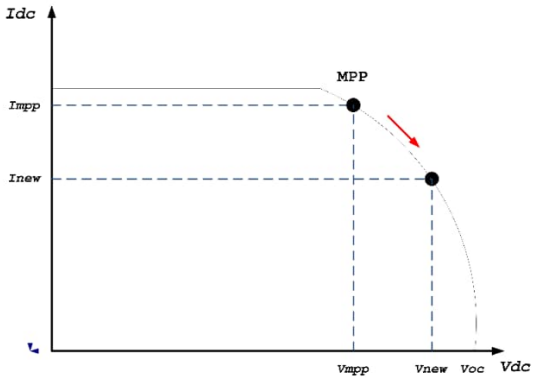


Figura 3.7. Curva I-V de IFV [Fuente: el autor].

Asimismo, puede aparecer otro problema debido a la desviación del MPP durante un hueco de tensión. El problema radica en que una vez despejado el evento de tensión, valores como la tensión del enlace de CC, la corriente y tensión del SFV y la potencia de salida tardan mucho tiempo en llegar a los valores previos a la falla.
Para superar el aumento significativo de la tensión del enlace de CC que causa estos problemas y proteger al inversor para que no sufra daños o desconecte debido a la protección de sobretensión, suele emplearse un sencillo esquema de protección (propuesto para eólicos en [112]). Con respecto a las aplicaciones FVs, la disipación de potencia activa se puede lograr mediante:

(1) modificación del control MPPT fuera del punto de máxima potencia,
(2) integración de ESS para absorber el exceso de activo,
(3) utilización de un chopper de CC adicional.

La primera solución es la más prometedora desde el punto de vista económico ya que no implica el empleo de hardware adicional. La modificación del control MPPT; donde la potencia activa puede ajustarse de manera flexible de acuerdo con la característica potencia-tensión (P-V) de los paneles FVs. Como desventaja, la potencia excesiva es desechada. Además, se debe señalar que para aplicaciones con IFV de una sola etapa, la reducción de la potencia debe estar en el lado derecho del punto de máxima potencia (MPP) para asegurar la inyección de potencia [82]. En este caso, el IFV estará expuesto a una elevada tensión en el bus de CC, lo que aumentará el nivel de pérdidas. Por otro lado, cuando se adopta una configuración de dos etapas se pueden conectar ESS o cargas ficticias al bus de CC. Si se detecta una falla en la tensión de la red, el convertidor CC-CC continúa funcionando en el modo MPPT. Simultáneamente, el ESS se cargará por el exceso de energía, lo que significa que la energía no se desperdicia y se puede utilizar para proporcionar servicios auxiliares de la instalación. Sin embargo, la tecnología de almacenamiento tiene un costo relativamente más elevado [80]. Alternativamente, se puede adoptar un chopper adicional como carga de CC para que la energía excesiva se disipe. El circuito de ruptura del interruptor de CC es un simple dispositivo de protección conectado en paralelo con los capacitores de enlace de CC, tal como se ilustra en la Figura 3.8.
Este esquema de protección consta de una resistencia y un IGBT en serie, funciona solo cuando se detecta la falla al activar el pulso de la puerta del IGBT. La resistencia absorberá la energía adicional generada por el SFV para proteger al inversor y mantener el equilibrio de energía entre los lados de CC y CA. Además, mantiene el MPP del arreglo funcionando a su valor nominal. Nuevamente, el excedente energético se desperdicia, esta vez como calor en

las resistencias. La Figura 3.8 resume las soluciones para SFVs conectados a la red de dos etapas que proveen FRT.

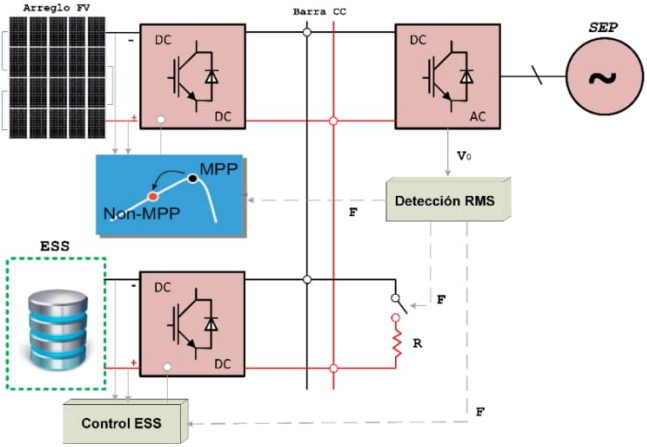


Figura 3.8. Alternativas para disipar energía en IFV ante FRT [Fuente: el autor].

3.7.4.2 Islas voluntarias no programadas

Siguiendo las recomendaciones del estándar IEEE 1547-2018 [48], la Figura 3.9 muestra ejemplos de diferentes tipos de islas que incorporan generación. Para la constitución de la isla se utiliza un interruptor, el cual es mencionado en la norma como dispositivo de interconexión de isla intencional (DIII).

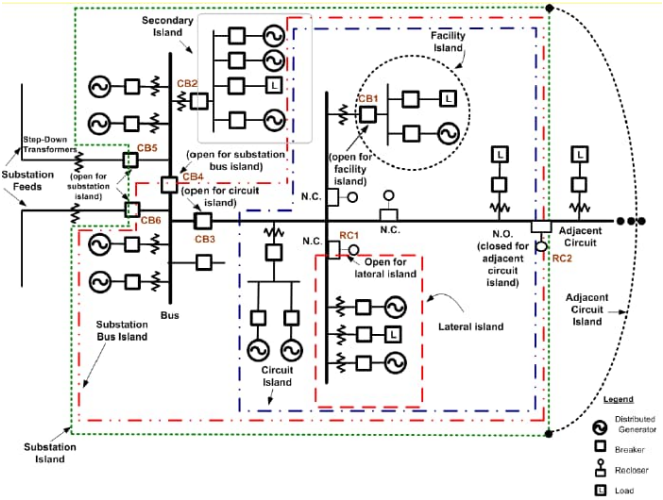


Figura 3.9. Ejemplo de "Isla Voluntaria" según [206].

Por ejemplo, CB3 puede abrirse para crear la "Isla de circuito" en la Figura 3.9, y hay cinco generadores dentro de la "Isla de circuito". Esos cinco generadores pueden tener cinco PCC individuales, o menos de cinco mediante agregación. Cuando esta parte de la red se desconecta del sistema de potencia, aguas abajo del interruptor que genera la apertura (CB3, por ejemplo) se percibirá un hueco de tensión extendido; tal como se observó en la sección 2.6.1. Entonces, en caso de falta de disponibilidad de la red debido a una falla aguas arriba en el SEP, es probable que el interruptor del lado de la red eléctrica (CB3) accione y abra. En tal escenario, el IFV debe continuar inyectando energía a la carga local, lo que resulta en un funcionamiento en isla [3]. Antiguamente, los generadores contaban con un sistema de detección "anti-isla", que servía para evitar la energización de partes de la red aisladas del sistema de potencia en caso de contingencias. Esta era una herramienta básica utilizada con el fin de salvaguardar vidas. Como ya se describió, en la actualidad generadores como los SFV no solo deben permanecer conectados sino que además deben soportar la tensión de la red ante condiciones de falla. Por lo tanto, que los IFV sigan operando dentro de una isla voluntaria no programada exigirá que la estrategia FRT tenga la capacidad de reconocer esta situación de operación anormal evitando la desconexión. En este punto, se descarta la desconexión por activación del modo "anti-isla", ya que dicho modo debe estar coordinado con el modo de operación en falla (o FRT). Estas razones motivan a verificar el estado de funcionamiento de esta función en cada IFV de la red eléctrica, dado que la desconexión de un SFV operando dentro de una isla voluntaria, sin duda, agravaría la PQ.

3.7.4.3 Huecos de tensión sucesivos

Tal como se trató en la sección 2.6.3, los huecos de tensión sucesivos comúnmente son consecuencia del recierre de las protecciones eléctricas que intentan despejar una falla. Al mismo tiempo, se pudo comprobar, desde el análisis bibliográfico, que generalmente los códigos de red no contemplan este tipo de eventos [15], [92], [113]. Por lo tanto, los algoritmos de control de los IFV que se basan en los requerimientos de los códigos de red, presentarán limitaciones a la hora de identificar un hueco de tensión sucesivo. Los criterios generales de operación ante huecos de tensión sucesivos, para IFV que proveen FRT, se concentran en el Anexo E de la normativa IEEE 1547-2018 [48]. A modo de resumen, la Figura 3.10 presenta el criterio general de operación para estos casos, según la citada norma. Como puede observarse, existe un primer evento cuya profundidad es ΔV_1 y duración Δt_1, luego del cual la tensión llega a recuperarse (supera V_3). Sin embargo, luego de un período Δt_3 la tensión vuelve a caer con una profundidad de ΔV_2 y duración Δt_2. El problema para los algoritmos de control radica en la correcta

medición del periodo Δt_3 durante el cual la tensión se recupera a valores normales.

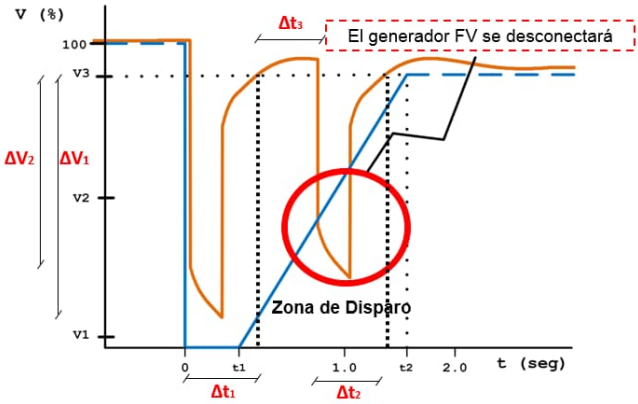


Figura 3.10. Huecos de tensión sucesivos y esquema FRT [Fuente: el autor].

Ante esta situación, el IFV puede reaccionar desacertadamente de dos formas. Primero, identificar la segunda caída de la tensión como un nuevo hueco de tensión; razón por la cual el algoritmo se reiniciaría cada vez que se suceda una caída de tensión luego del primer hueco. Esta situación es sumamente peligrosa para el IFV, ya que podría implicar riesgo de sobrecalentamiento. Ahora bien, como segunda opción, el IFV puede no identificar Δt3 de modo que considerará todo el tren de perturbación como un único evento. Esta respuesta también es indeseada, dado que bajo determinadas circunstancias la segunda caída de la tensión podría exceder la tolerancia del IFV, cayendo en la zona de disparo y desencadenando la desconexión del mismo. La Figura 3.10, presenta una operación incorrecta del IFV si es que Δt3 se mantiene inferior a ciertos valores de referencia según [45]. La desconexión del SFV como producto de una incorrecta respuesta ante huecos sucesivos, sin duda agravaría la situación del sistema eléctrico desde el punto de vista de la PQ. Por lo tanto, resulta fundamental para la correcta operación de los SFV contar con algoritmos aptos para reconocer situaciones de huecos sucesivos según los criterios vistos.

3.7.4.4 Retardo en la recuperación de la tensión

El fenómeno FIDVR es un problema típico en los sistemas eléctricos actuales, tanto el nivel de transmisión como en distribución. Por esto mismo, es prioritario que los SFV sean aptos para reconocer este tipo de situaciones fortaleciendo su inmunidad y asegurando así su aporte a la recuperación de la tensión [25]. No obstante, tal como se vio en la sección 2.6.2, existe un

fuerte condicionamiento para la aplicación de los esquemas FRT ante FIDVR.

La situación particularmente importante radica en el hecho que el fenómeno FIDVR será más agudo en aquellas barras de un sistema eléctrico que se encuentren más cercanas a grandes cargas inductivas (por ejemplo motores industriales) [114]. De modo que, llegado el caso que un generador FV sea cercano a una carga inductiva importante, este generador experimentará un hueco de tensión más grave que una barra o generador eléctricamente más distante a dicha carga. Ahora bien, si consideramos que los códigos de red actuales solo suponen la aplicación de un mismo esquema FRT para la misma red eléctrica; entonces, será lógico suponer que la respuesta de estos generadores puede ser distinta. Para ilustrar mejor se toma como ejemplo la Figura 3.11, donde se aprecian dos curvas de tensión en valor rms. La curva celeste corresponde a un generador ubicado eléctricamente alejado de una carga motórica que provoca el FIDVR. Mientras que otro generador, cercano a la carga, experimenta un hueco de tensión más severo (curva verde). Contrastando ambas curvas con el esquema FRT o curva de disparo (azul), se observa que el generador más cercano está en condiciones de desconectarse.

El control de potencia reactiva es un fenómeno más bien local antes que general, es decir que, en el mejor de los casos, la compensación y/o control de potencia reactiva debería realizarse en la zona cercana al problema [49]. A su vez, entendiendo que la recuperación de la tensión por parte de la estrategia FRT se logra exclusivamente por el aporte de una corriente reactiva; entonces sería importante que los generadores más cercanos a la fuente de un FIDVR permanezcan conectados.

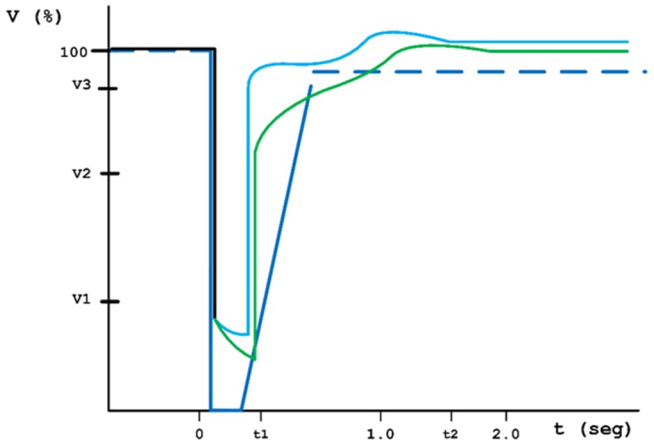


Figura 3.11. Fenómeno FIDVR según la distancia eléctrica a cargas inductivas [Fuente: el autor].

Dicho esto, sería una mejora esencial que los algoritmos FRT actuales tengan la capacidad de asegurar al IFV la inmunidad ante el fenómeno FIDVR. Esto implicaría la posibilidad de contar con curvas FRT diferenciadas en un mismo algoritmo, las cuales se activarán dependiendo del evento y sus características. Todos estos inconvenientes en la aplicación de la estrategia FRT se tratarán desde el punto de vista del control en el siguiente capítulo.
El objetivo será presentar en una misma estrategia la solución a todas estas limitaciones..

3.8 Conclusiones parciales

En este capítulo se revisaron cinco líneas de mitigación (reducir fallas, acortar despejes, rediseño con redundancia, equipos mitigadores, y fortalecimiento de la inmunidad de cargas) y se integró el análisis de esquemas FRT/RPI exigidos por códigos de red. Aun cuando dispositivos como DVR, STATCOM o SVC y medidas estructurales mejoran la PQ, su costo/alcance y la dinámica real de la red (islas, recierres, FIDVR) delimitan su efectividad. La comparación internacional y regional de curvas FRT mostró heterogeneidad normativa y retraso de actualización frente a cambios topológicos, lo que justifica el pasaje a un FRT adaptativo que, alineado a IEEE 1547, seleccione curva de inmunidad e inyección de reactivo en función de la severidad y proximidad eléctrica del evento, preservando al IFV dentro de sus límites térmico-eléctricos.

CAPÍTULO 4

FRT BASADO EN EL CONTROL ADAPTIVO DE LA TENSIÓN

4.1 Esquema *Fault-Ride-Through* Adaptivo

El controlador propuesto deberá poder identificar cuándo ocurre el evento que hace la tensión caer por debajo del 90%, para que así el IFV cambie de su modo de operación normal al modo de operación FRT. Para ello, es fundamental disponer de una unidad de detección de eventos rápida y precisa. En consecuencia, la estrategia de detección *rms* (*root mean square*) es por amplio margen la más utilizada para detectar estas perturbaciones. La estrategia es simple, sin ningún hardware o transformación adicional. Básicamente, rastrea los valores *rms* de los componentes de tensión d y q. El método de detección *rms* puede calcular la tensión instantánea de la red (V_{ig}), para ello los valores muestreados se elevan al cuadrado y se promedian en una ventana con una duración de un ciclo de la siguiente manera:

$$V_{gd}(k) = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1+k-N}^{k} v_{ig}^2} \tag{4.1}$$

Donde, V_{gd} denota los componentes activos (d) de la tensión de la red, N es el número de mediciones por ciclo y $k = 1, 2, 3$, etc. A partir de las tensiones muestreadas, se calculan una o más características en función del tiempo para cada registro. La mayoría de los dispositivos de monitoreo utilizan la tensión *rms* en función del tiempo como única característica del evento. Esta función se utiliza para determinar la tensión retenida o remanente y la duración del evento. Comúnmente, la tensión *rms* se calcula en un intervalo de un ciclo con actualizaciones cada medio ciclo [24].

El muestreo necesariamente debe estar sincronizado con la frecuencia de alimentación. Es decir, la frecuencia de muestreo no es un número fijo de

muestras por segundo sino un número fijo de muestras por ciclo. Esta sincronización con la frecuencia de red (también denominada “bucle de bloqueo de fase” o phase-locked-loop, PLL) es esencial no solo para la ejecución del soporte dinámico de tensión, sino también para la cuantificación de la distorsión armónica y los cálculos de cambio de ángulo de fase [115].

En cuanto al esquema FRT o curva de disparo a emplear tendrá la particularidad de adaptarse según la proximidad y/o gravedad de la falla. Como puede apreciarse en la Figura 4.1, existen dos curvas de disparo FRT_1 y FRT_2 con las cuales cuenta el algoritmo. Adicionalmente, la curva FRT_3 es especialmente diseñada para el modo de operación en isla. El objetivo de esta estrategia es dotar al IFV de mayor inmunidad ante eventos de tensión y, a la vez, proveer apoyo a la recuperación de tensión de forma más localizada. De modo que, para aquellos generadores más cercanos a un evento el algoritmo optará por implementar la curva FRT_2. De esta forma, se asegura que ante fenómenos como el FIDVR un SFV que experimente un hueco de tensión grave tendrá altas chances de permanecer conectado.

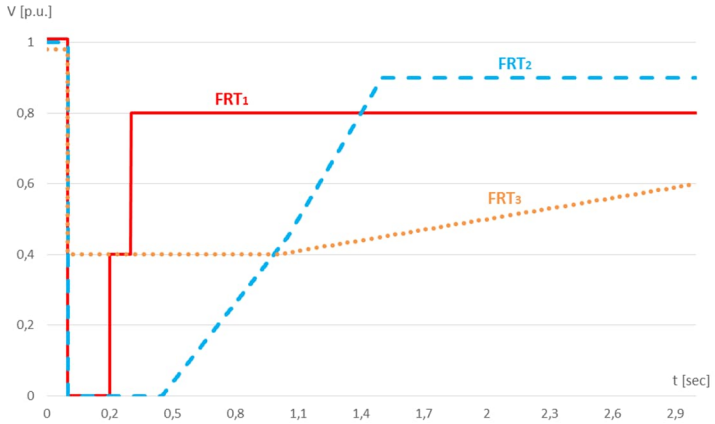


Figura 4.1. Esquema FRT adaptivo [Fuente: el autor].

La eficacia de la estrategia FRT adaptiva no solo dependerá de un esquema de disparo como la anterior, sino que además debe integrarse con un correcto esquema de inyección de corriente reactiva. La inyección de reactivo será proporcional a la magnitud del evento de tensión y estará conforme al esquema que se muestra en la Figura 4.2. Esta curva se denominará esquema de inyección de reactivo o RPI (del inglés: *reactive power injection*).

En consecuencia, para el caso que la tensión esté por encima del 90% no habrá inyección de corriente reactiva, dado que no existe evento de tensión. Ante situaciones de falla, dependiendo de las características del evento y en

concordancia con el esquema FRT de la Figura 4.1, la curva *RPI* tendrá la pendiente k_1 o k_2. Entonces, la curva con pendiente k_1 se corresponderá con el esquema FRT_1; dicha pendiente tiene un valor de 2%. Para este caso, si la falla provoca que el nivel de tensión caiga entre el 90% y el 50% (línea roja), el SFV debe permanecer conectado y mitigar el hueco o interrupción mediante la inyección de una cantidad de corriente reactiva proporcional de acuerdo a la curva de referencia. Por su parte, la otra curva (línea azul) cuenta con una pendiente k_2=4%; de modo que ante una caída de entre el 90% y 75% de la tensión nominal el IFV aportará una corriente reactiva proporcional al hueco. Para superar los eventos más graves, una vez que la tensión ha caído a menos del 50% ó 75% para la curva k_1 y k_2, respectivamente, la recuperación de la tensión de la red debe apoyarse mediante la inyección de al menos el 112% de la corriente disponible [113]. Conjuntamente con la Figura 4.2, las cantidades de corriente reactiva inyectada deben calcularse según la ecuación (4.2) [116].

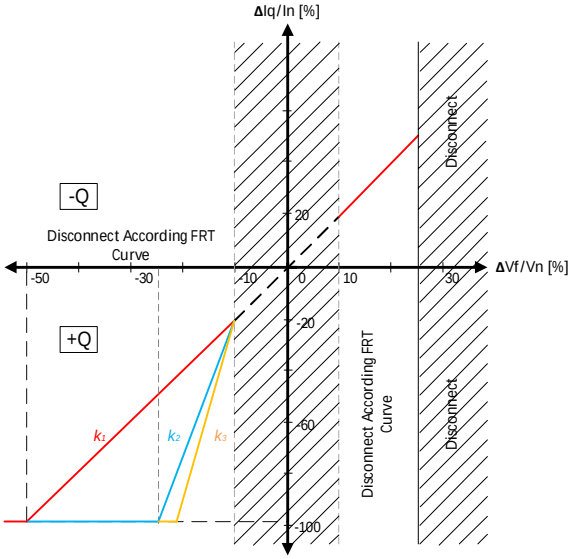


Figura 4.2. Esquema RPI adaptivo [Fuente: el autor].

$$I_q = \begin{cases} 0 & 0.9\ p.u. \leq v_{gd} \leq 1.1\ p.u. \\ k\left(1 - v_{gd}\right)I_n & 0.5 \text{ ó } 0.75\ p.u. \leq v_{gd} \leq 0.9\ p.u. \\ 1.12 I_n & v_{gd} < 0.5 \text{ ó } 0.75\ p.u. \end{cases} \quad (4.2)$$

Donde la ganancia $k = \left(\frac{I_q/I_n}{1-V_{gd}}\right) \geq 2$, dicho valor es el aconsejado internacionalmente por los distintos códigos de red actualmente vigentes [25], [92], [93].

La estrategia de FRT-RPI adaptiva para lograr cumplir con los requerimientos descriptos hasta aquí, necesitará contar con la capacidad de discriminar eventos de tensión. Esta capacidad de discriminación de eventos no es más que la posibilidad de un IFV de optar por unas curvas FRT y RPI determinadas dependiendo de la falla que percibe en su PCC. Esta diferenciación se efectuará a partir de la medición de ciertas características propias de un hueco de tensión. Básicamente, consistirá en la medición de una pendiente m, la cual indica la *"velocidad"* de disminución de la tensión remanente durante los primeros instantes del evento (10 milisegundos). Entonces, el algoritmo deberá, apenas detecta el hueco, calcular la pendiente m; dicho valor se comparará con un valor de referencia. Esta "velocidad" en la disminución de la tensión remanente del evento está directamente ligada al consumo de corriente de cargas inductivas. De modo que aquellas barras más cercanas a cargas fuertemente inductivas, presentarán una disminución de la tensión más rápida que las barras más alejadas. Asimismo, la recuperación de la tensión post-falla será más lenta para las barras que están más cercanas, por ejemplo, a motores de inducción. Esta situación puede apreciarse mejor en la Figura 4.3; la misma comparación lógica se muestra en la ecuación (4.3).

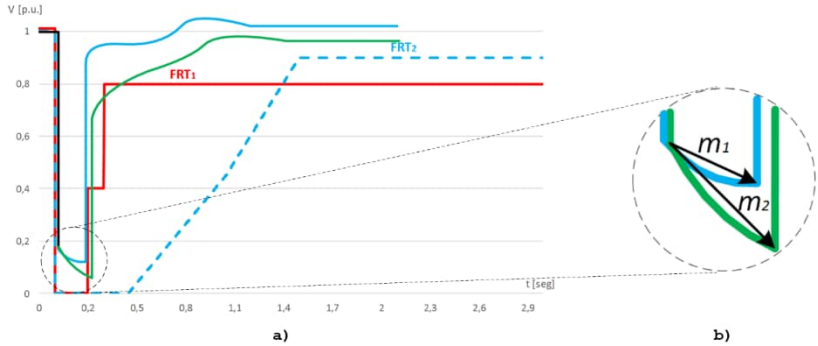


Figura 4.3. Hueco de tensión medido en distintas barras de un sistema: a) esquemas FRT; y b) pendiente m [Fuente: el autor].

$$\begin{cases} Si\ m_1 < m \ \rightarrow \ FRT_1\ y\ RPI_1 \\ \\ Si\ m_2 \geq m \ \rightarrow \ FRT_2\ y\ RPI_2 \end{cases} \tag{4.3}$$

Donde $m_n = \frac{V_2 - V_1}{\Delta t}$, así la pendiente para el evento medida en cada barra donde exista un IFV se calculará para un $\Delta t \leq 20$ [ms]. De la figura anterior, puede concluirse que el hueco de tensión descripto por la curva verde corresponde al percibido por un generador ubicado cerca de una carga fuertemente inductiva. Esto se desprende de la velocidad de decrecimiento de la tensión remanente (m_2) y de la lenta recuperación posterior a la falla. Claramente, el evento en esa barra en particular excede los límites de la curva FRT_1; de modo que, para ese caso el algoritmo debe optar por la implementación de las curvas FRT_2 y RPI_2. Así es como se logrará que el soporte dinámico de la tensión se aplique de forma localizada; entonces aquellos SFV más cercanos a cargas dinámicas aportarán más corriente reactiva que aquellos más alejados.

De manera similar, la curva FRT_3 se aplica para el caso de funcionamiento en modo isla voluntaria no programada. El valor del parámetro m3 se configurará para facilitar que el IFV reconozca la desconexión con el SEP. Conjuntamente con esta curva, se aplicará un esquema de inyección de potencia reactiva más agresivo para apoyar la transferencia de la red aislada (RPI3). Tanto para este como para los demás casos, la determinación de los parámetros m de referencia es preponderante. Esta tarea corresponderá al operador y se determinará según el tipo de fallas recurrentes, topología del sistema y tipo de generación [59].

Desde el punto de vista del hardware, el IFV deberá ser seleccionado con ciertas características, fundamentalmente para asegurar el suministro de las corrientes necesarias mientras se brinda soporte dinámico de tensión [92]. Un sobredimensionamiento de hasta el 12% de la potencia nominal suele ser suficiente garantizar el cumplimiento de los requerimientos del código de red, según la referencia [210]. Así, una vez que el sistema de monitoreo identifique una falla en la red, las referencias de potencia se recalculan, especialmente, la referencia de potencia reactiva. Por lo tanto, bajo condiciones de operación normal la corriente reactiva proporcionada por el IFV tendrá un valor inferior que ante una falla. En este contexto, la cantidad de corriente activa máxima (I_d) inyectada a la red se estima de acuerdo con la ecuación (4.4) en la que la cantidad de corriente activa y reactiva no excede el 112% de la corriente nominal del inversor I_n siguiendo la ecuación (4.5):

$$I_d = \sqrt{1 - I_q^2} * I_n \tag{4.4}$$

$$\sqrt{I_q^2 + I_d^2} \leq (1.12 * I_n) \tag{4.5}$$

Como resultado, habrá variaciones tanto en la potencia activa como reactiva durante un evento de tensión. Sin embargo, para inyectar la potencia reactiva y contribuir a la mitigación del hueco o interrupción, es importante garantizar la conectividad del inversor y protegerlo contra la sobretensión en el bus de CC, y la sobrecorriente en el lado de CA, durante una falla. Para ello, el controlador propuesto utiliza la estrategia MPPT modificada [117] y el limitador de corriente [118] para proteger el inversor y otros dispositivos durante el período de falla. Durante el modo de operación FRT el algoritmo deberá cambiar el control MPPT modificado, actuará de modo que SFV opere fuera de su punto de máxima potencia durante el evento. Esto a los fines de asegurar al IFV, fundamentalmente en el bus de continua para evitar que el exceso de energía eleve la tensión a valores peligrosos.
Finalmente, y atendiendo al fenómeno de los huecos de tensión sucesivos, será necesario que el algoritmo propuesto sea apto para reconocer y superar este tipo de eventos en cadena. Los códigos de red actuales exigen que generadores como los SFV brinden soporte dinámico durante perturbaciones consecutivas, atendiendo a una secuencia de disparo y reconexión razonable. Particularmente, el ya citado estándar IEEE 1547 [48] establece una serie de lineamiento mínimos para la operación de generadores bajo estas condiciones. Estas disposiciones solo especifican las condiciones por las cuales un generador puede dispararse, quedando exento de la obligación de brindar FRT y RPI al sistema. Los requisitos para el funcionamiento continuo del IFV ante un conjunto de huecos de tensión son idénticos a los explicitados en la Figura 4.1, solo que las condiciones de aplicación deberán adaptarse particularmente. Estos requisitos están sujetos a las siguientes disposiciones que especifican las condiciones en la Tabla 4.1:

a) Para un conjunto de eventos en que las tensiones caigan varias veces dentro de una región operativa FRT, siendo que cada una esté intercalada por un período durante el cual la tensión está dentro de la región de operación normal y cuya duración no es mayor que la especificada en la Tabla 4.1, Columna 3 para la categoría respectiva. A su vez, la duración acumulada del conjunto de eventos deberá compararse con la correspondiente curva FRT. De esta forma, se verificará si la duración acumulada excede o no la tolerancia específica del SFV.
b) Si las tensiones permanecen completamente dentro de la región de operación normal durante un período de tiempo mayor al especificado en la Tabla 4.1, Columna 3 para la categoría respectiva; entonces, cualquier perturbación adicional se considerará como un nuevo conjunto de eventos. El algoritmo se reiniciará, y una nueva duración acumulada deberá medirse tal cual se indica en el apartado a).

c) No se requerirá que el SFV soporte conjuntos de eventos cuyo número máximo exceda las referencias dadas en la Tabla 4.1, Columna 2 dentro del tiempo especificado en la Columna 4. Una vez que dicho período ha pasado desde la última perturbación, se requerirá que el SFV soporte nuevamente cualquier conjunto nuevo de eventos como se especifica los apartados a) y b).

Tabla 4.1. Requerimientos FRT para eventos consecutivos según estándar IEEE 1547 – Cláusula 6.5.2 [48].

Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4
Categoría	**Máximo número de conjunto de eventos**	**Tiempo mínimo entre conjuntos de eventos sucesivos (seg)**	**Ventana de tiempo para nueva cuenta de conjunto de eventos (mín)**
I	**2**	**20.0**	**60**
II	**2**	**10.0**	**60**
III	**3**	**5.0**	**20**

El mismo estándar pone énfasis aclarando que permite un número ilimitado de múltiples perturbaciones de tensión que un SFV debe soportar dentro de un único "conjunto de eventos", siempre que la duración acumulada no exceda el período máximo requerido por la curva FRT que aplique. Así también el estándar considera que los IFV serán capaces de soportar varios de estos conjuntos consecutivamente dentro de un cierto período. La especificación para los requisitos de funcionamiento ante eventos sucesivos de tensión se derivó de las prácticas típicas de los sistemas de protección tanto en el nivel de transmisión como distribución y del comportamiento dinámico de la red [48].

4.2 Estrategias de inyección de potencia reactiva

Dada la obligatoriedad de proveer corriente reactiva durante el modo de operación FRT, se presenta el desafío de calcular la potencia activa y reactiva, con la implícita dificultad de transformar las variables en marco estacionario/giratorio [119], [120]. Además, atendiendo la necesidad de un control de corriente rápido y preciso, la teoría dq se adapta a las necesidades de la aplicación FRT con tecnología FV [84], [121]–[125].
La teoría dq se puede utilizar para el control de potencia dado que es menos compleja, pero su implementación exige un generador de señal ortogonal. Una de las ventajas más importante de la implementación de esta

transformación es que las potencias activa y reactiva instantáneas se encuentran desacopladas entre sí y solo dependen de la corriente id e iq, respectivamente [44]. Esto permite reducir la complejidad de diseño del controlador del IFV. Además, aunque las formas de onda de las tensiones y corrientes d y q son dependientes de la velocidad angular del marco de referencia, la forma de onda de la potencia total es independiente del marco de referencia [126].
A continuación, entonces, se describirá brevemente la estrategia implementada en el algoritmo para el control de potencia; destacando sus ventajas y desventajas. Asimismo, se explicarán las razones que llevaron a optar por ella.

4.2.1 Control de corriente pico constante

Resulta necesario que, dentro del margen de diseño del inversor, la potencia activa pueda inyectarse durante eventos de tensión en la red. Sin embargo, el IFV con estrategia de RPI puede ser susceptible a activarse debido a una sobrecorriente si las ganancias de control no están diseñadas correctamente. En realidad, cuando el pico de la corriente inyectada se mantiene constante durante fallas en el SEP, no habrá riesgo de disparo por sobrecorriente del inversor. Esto se logrará mediante la implementación del control de corriente pico constante (*const.-Igmax*) que contribuirá a asegurar la operación del IFV (junto al limitador de corriente), al mismo tiempo que marca las referencias de potencia activa y reactiva. En este caso, el pico de la corriente inyectada a la red se da como:

$$I_{gmáx} = nI_N = const. \leq I_{máx} \tag{4.6}$$

donde se introduce n para ayudar al diseño. Considerando el requisito de inyección de corriente reactiva como se ejemplifica en la ecuación (4.7), la corriente de la red en el marco de referencia *dq* se puede obtener como:

$$\begin{cases} i_d = I_N\sqrt{n^2 - k^2(1 - v_{gm})^2} \\ i_q = I_N * k\left(1 - v_{gm}\right)I_N \end{cases} \tag{4.7}$$

Con el nivel de tensión de la red $\left(1 - \frac{1}{k}\right) p.u. \leq v_{gm} \leq 0.9\, p.u.$. Cuando el nivel de tensión de la red es incluso menor a $v_{gm} \leq \left(1 - \frac{1}{k}\right) p.u.$, las corrientes de la red en el marco de referencia *dq* vendrá dado por:

$$\begin{cases} i_d = I_N\sqrt{n^2-1} \\ i_q = I_N \end{cases} \tag{4.8}$$

Cabe señalar que *n* tiene un valor máximo de I_{max}/I_N. Con esta restricción, el inversor no se desconectará durante el modo de operación FRT. Durante las fases de diseño y operación del IFV, resulta restrictivo considerar las limitaciones anteriores. Atendiendo a las necesidades propias del enfoque FRT y RPI en IFV, el algoritmo propuesto aplicará la estrategia *const.-Igmax* fundamentalmente debido a su capacidad para proteger al inversor y teniendo en cuenta el tamaño necesario del mismo.
Igualmente, existen muchas otras estrategias de generación de corrientes de referencia descritas en la literatura [127]–[133]. El concepto principal es modificar los vectores de referencia de corriente para lograr diferentes objetivos de control, por ejemplo, bajo contenido armónico, tensiones balanceadas y ausencia de oscilaciones de frecuencia.
En este contexto, la estrategia aquí propuesta implica que el IFV incorpore:

i. Detección *rms* y *PLL* para entrada/salida de modo FRT,
ii. Selección adaptiva de curvas $FRT_1/FRT_2/FRT_3$ en función de la pendiente inicial de la tensión ($_m$),
iii. Esquema RPI con pendientes k_1=2% y k_2=4%,
iv. Limitador de corriente y MPPT modificado para proteger bus CC y semiconductores, y
v. Manejo explícito de huecos sucesivos conforme IEEE 1547.

Los códigos implementación del controlador y lógicas de evento se incluyen en el Apéndice B (DSL). En tanto que el detalle de los esquemas de control se desglosa a continuación.

4.3 Esquemas de control para el inversor fotovoltaico

Ante una falla que cause que la tensión en el PCC caiga dentro de la curva FRT (según la Figura 4.1), el inversor debe cambiar de operación normal a modo de operación FRT inmediatamente [14]. Durante fallas en el SEP, el IFV debe enfrentar cuatro problemas o desafíos importantes en función del análisis desarrollado hasta aquí, y en vistas de cumplimentar los requisitos que imponen los esquemas FRT e RPI. Por esto, el algoritmo deberá ser apto para atender dichos desafíos de modo que la estrategia sea eficaz en la mitigación de eventos de tensión.
El principio de funcionamiento de la estrategia de control FRT-RPI propuesta se explica en el diagrama de flujo de la Figura 4.4.

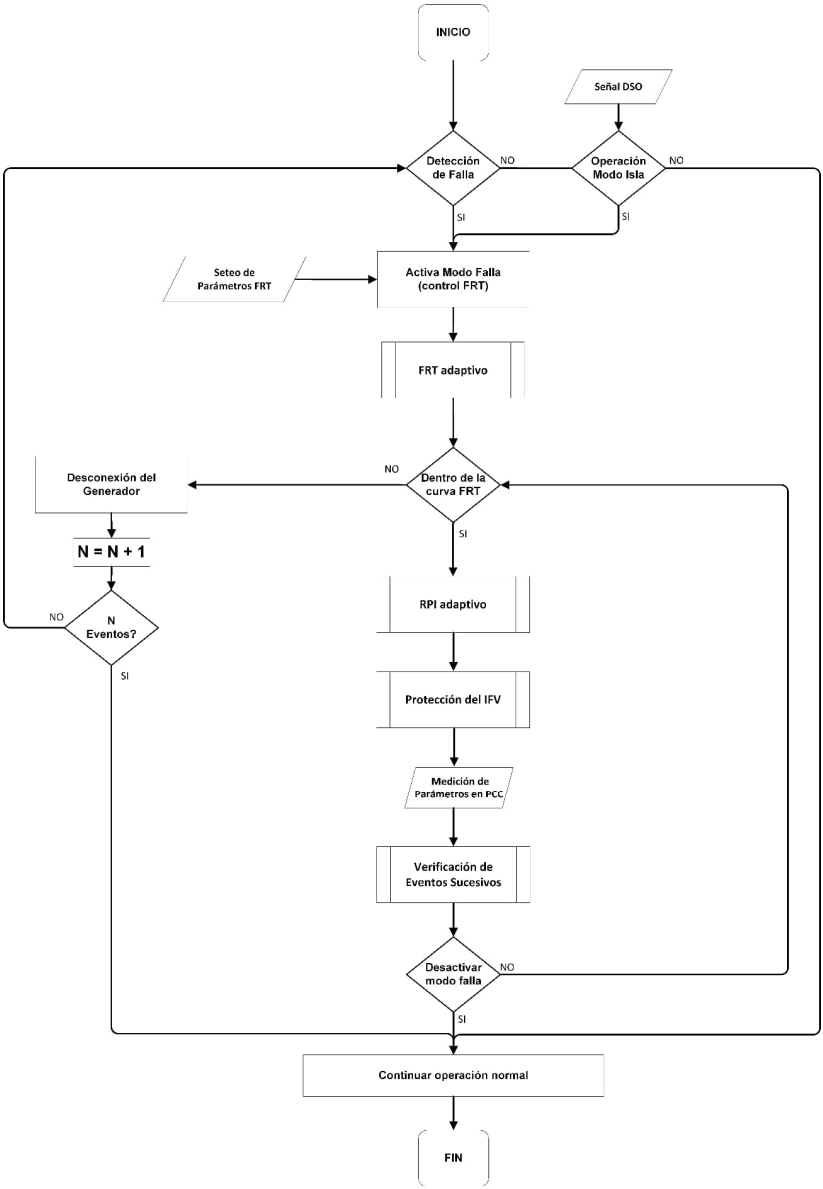


Figura 4.4. Estrategia de control FRT-RPI [Fuente: el autor].

Abarca una unidad de *"Detección de Falla"*, donde se implementa una estrategia de detección de huecos rápida y precisa (RMS) para cambiar el modo de operación normal a modo falla (control FRT). En el mismo nivel de

decisión, el algoritmo deberá identificar una posible operación en *"modo isla"*. Para estos casos el SFV puede recibir del operador una señal de alarma para ayudar a identificar la operación en isla. También, el reconocimiento de características particulares de los huecos de tensión ocasionados por islas voluntarias no programadas suele emplearse como estrategia para que el mismo algoritmo reconozca la falla. Este último método es el empleado en la estrategia propuesta. Una vez detectado el evento, la tensión muestreada deberá compararse cada período con la curva FRT que aplique. Para el caso que la estrategia no detecte una falla en el PCC y tampoco una condición de operación en isla; entonces, el IFV continuará en modo operación normal.

El algoritmo, a su vez, deberá contar con un mecanismo para contabilizar desconexiones en el tiempo. La idea es proteger al inversor contra condiciones de operación extremas sostenidas en el tiempo. Un ejemplo de esto puede presentarse ante inclemencias climáticas que conlleven a sucesivas desconexiones del SFV. En casos similares, el soporte de potencia reactiva no surtirá mayor efecto por lo que un mecanismo para prevenir operaciones infructuosas sería conveniente. Esta es la razón principal por la que los IFV suelen incorporar este tipo de lógicas; para este caso se implementa en la unidad *"Desconexión de Generador"*.

La implementación de una curva FRT determinada se realiza dentro del subproceso "FRT adaptivo". En dicho subproceso, se lleva cabo el cálculo de la pendiente m en la tensión muestreada; los detalles de este procedimiento se aprecian en el diagrama de la Figura 4.5.

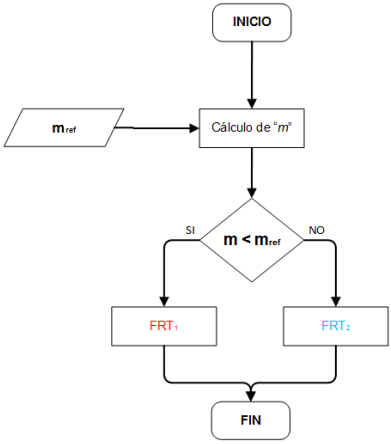


Figura 4.5. Diagrama de flujo FRT adaptivo [Fuente: el autor].

A partir de la pendiente *m* calculada según la ecuación (4.3), valor que es propio de un evento y una barra determinados, se compara con una m_{ref}. Resultado en que si $m < m_{ref}$ entonces el IFV trabajará con la curva de disparo

FRT_1; sino lo hará con la FRT2. Como ya se explicó con anterioridad, el objetivo de este control es asegurar la inmunidad del IFV ante eventos más agresivos (mayor pendiente m) siendo así más eficaz la aplicación de una curva FRT más exigente (como FRT2). En otras palabras, esta es una forma de dotar al IFV de una mayor inmunidad ante perturbaciones percibidas con mayor severidad en el PCC. Consecuentemente, la permanencia del SFV durante un evento de tensión contribuirá al soporte dinámico de la red; siendo fundamental para esta tarea la RPI.

La estrategia RPI adaptiva tiene un procedimiento de aplicación muy sencillo, ya que se desprende de la FRT. La curva FRT1 se asocia con la pendiente de inyección de reactivo $k_1 = 2\%$, mientras la curva FRT2 lo hace con una $k_2 = 4\%$. En función de la decisión tomada por el algoritmo para implementar una u otra curva FRT, automáticamente asociará una pendiente de inyección de reactivo *k*. La estrategia RPI adaptiva complementa lo iniciado por la FRT debido a que mediante la inyección de potencia reactiva, proporcionalmente desde aquellos SFV más cercanos a eventos de tensión, ayuda de una forma más eficaz a la recuperación de la tensión.

Mientras el IFV brinde soporte dinámico de tensión deberá protegerse contra sobretensión y sobrecorriente; esto se cumple dentro del subproceso *"Protección del IFV"*. Los detalles de estas tareas de protección se aprecian en el diagrama de la Figura 4.6.

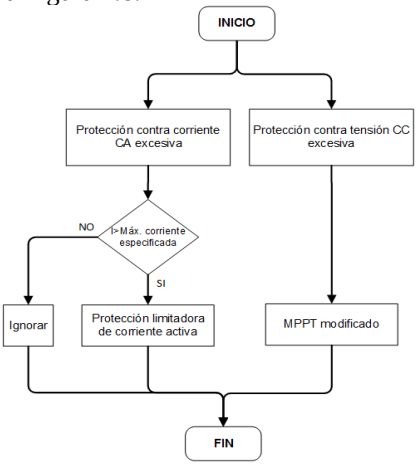


Figura 4.6. Estrategia de protección del IFV [Fuente: el autor].

Por lo tanto, una vez detectado el hueco de tensión, el algoritmo MPPT tradicional cambiará su modo de operar, corriendo el punto de operación hacia el lado derecho de la curva (tal como se muestra en la Figura 3.7). Esta acción impedirá el exceso de energía en el bus de CC que puede derivar en una sobretensión peligrosa. A su vez, el limitador de corriente, limitará la corriente alterna anormal en lado CA del IFV. Estas dos características se

utilizan para mantener el sistema en una situación equilibrada y para proteger los dispositivos electrónicos de potencia hasta que se despeje el evento de tensión; mientras, el inversor inyecta corriente reactiva.
En lo que respecta a la herramienta para soportar huecos de tensión sucesivos, esta misma se realiza en el subproceso "Verificación de Eventos Sucesivos". Básicamente, el diagrama de flujo de la Figura 4.7 resume las condiciones de operación ante eventos sucesivos descriptos en la Tabla 4.1.

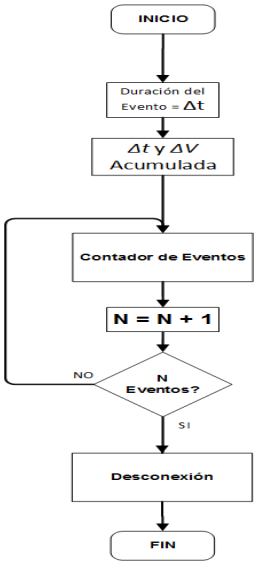


Figura 4.7. Verificación de eventos sucesivos [Fuente: el autor].

Para modelar el sistema de pruebas y el algoritmo de control propuesto para el SFV se utiliza la herramienta DIgSILENT PowerFactory [134]. Dicho software es uno de los más utilizados en la actualidad para la simulación de fenómenos dinámicos que implementen esquemas de control de tensión [135]. El modelo de SFV (generador trifásico de 500 kVA) se muestra en la Figura 4.8, el cual consta de 9 bloques [231]. El modelo dinámico del SFV se desarrolla con cuatro bloques de control principales; el bloque del arreglo FV, el modelo de condensador y barra colectora de CC, el controlador PQ y el modelo de generador estático. Además, se incluyen algunos bloques de medición para monitorear tensión, frecuencia, fase y potencia [5], [25], [26], [69], [111].

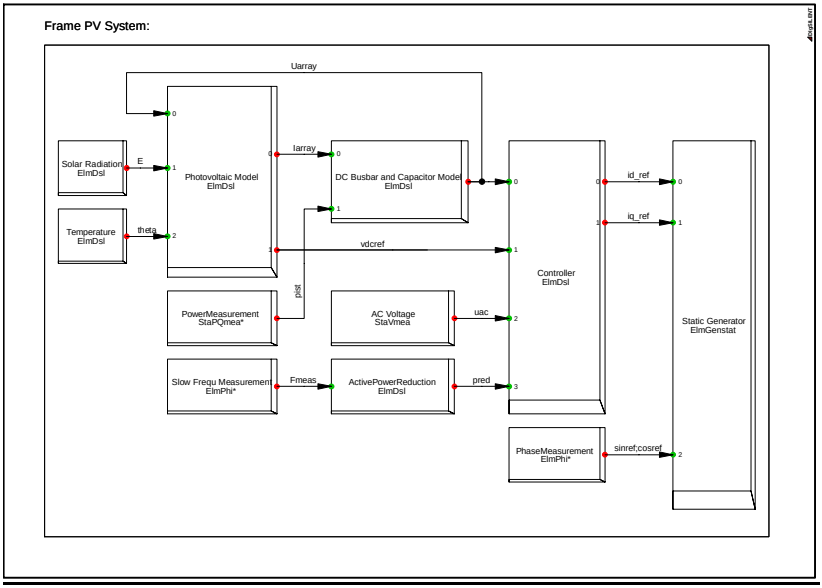


Figura 4.8. Esquemas de control del generador FV en DigSILENT [Fuente: el autor].

El conjunto de paneles solares FV está diseñado por un número adecuado de módulos solares en serie y en paralelo (ver Tabla A.9 del Apéndice A) y funciona en el punto de máxima potencia (MPP) durante operación normal. El SFV también tiene la capacidad de responder a condiciones variables de radiación solar y temperatura ambiental; dos de los parámetros más influyentes en la generación FV. Un perfil de variabilidad puede ajustarse en los bloques *"Solar Radiation"* y *"Temperature"*. Sin embargo, esta función se desactivó ya que se supone que tanto la temperatura como la radiación solar son constantes durante el período de falla. Los parámetros del sistema solar fotovoltaico de 500 kVA se proporcionan en el Apéndice A. En la Figura 4.9 puede apreciarse el modelo de control del arreglo FV.

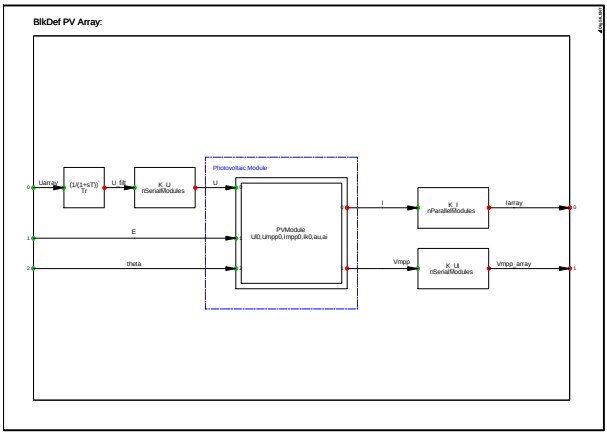


Figura 4.9. Modelo de arreglo FV en DIgSILENT [Fuente: el autor].

Por su parte, el esquema de control del condensador y bus de CC se muestra en la Figura 4.10. Allí se puede ver que existen dos entradas a este bloque, una es la corriente proveniente del bloque "arreglo FV" y la otra es la potencia entregada por el SFV; este último valor se emplea para calcular la corriente necesaria en la barra de CC para la cual se utiliza también la tensión (u_{dc}). Comparando ambas corrientes se obtiene una variable interna y_i, que luego de transformarse su valor al sistema p.u. entra al integrador que tiene por fin calcular el nuevo valor de la tensión en la barra colectora (U_{dcN}). Este valor de tensión será, luego, la primera entrada al bloque fundamental de este modelo.

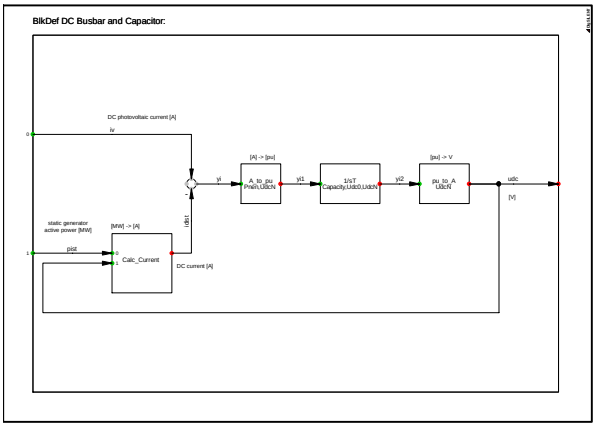


Figura 4.10. Modelo de condensador y barra colectora de CC [Fuente: el autor].

La estrategia de control descripta en el diagrama de flujo de la Figura 4.5 se implementa en el bloque llamado *"Controller"*; las características generales de este control se aprecian en la Figura 4.11. En él se concentran los comandos de control más idóneos para lograr la regulación de potencia activa y reactiva durante condiciones dinámicas de operación. El controlador FV posee 3 señales de entrada y 2 de salida. Este bloque cuenta con un subproceso denominado "FRT-RPI" (en este subproceso se unifican tanto el *"FRT adaptivo"* y *"RPI adaptivo"* de la Figura 4.4), el cual es el encargado de controlar tanto la capacidad de soportar huecos de tensión (FRT) como la inyección de potencia reactiva (RPI).

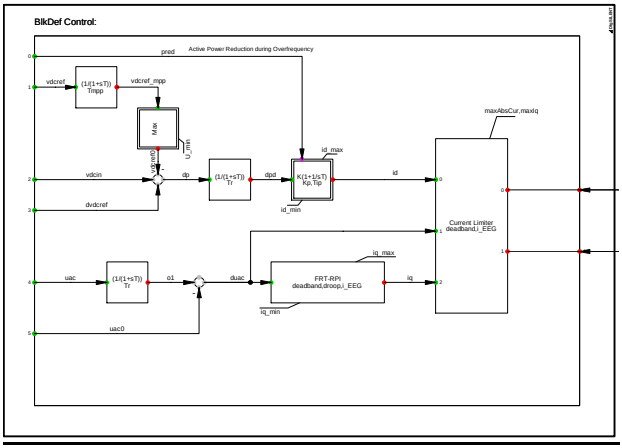


Figura 4.11. Modelo de controlador de potencia activa y reactiva [Fuente: el autor].

El IFV activa el esquema de control de tensión cuando la tensión terminal (U_{ac}) en el PCC disminuye por debajo de la banda muerta (0,9 p.u). Al comparar la referencia de tensión (U_{ac0}) con las mediciones de tensión (Uac), el error de tensión se procesa a través del controlador FRT-RPI. A partir de allí se genera la referencia de corriente reactiva en el eje q (I_{q_ref}) después de pasar a través de un limitador de corriente, y posteriormente se alimenta al generador estático modelado. El modelo de generador estático se representa como un modelo de fuente de corriente y su controlador de corriente incorporado se utiliza en este estudio. Este último bloque es el que lleva adelante la importante tarea de sincronización de la energía entregada con la red de CA [136].
Los códigos de programación desarrollados para implementar el algoritmo de la estrategia FRT-RPI adaptiva se incluyen en su totalidad en el Apéndice B.

4.4 Pruebas sobre el modelo de inversor fotovoltaico

Con el propósito de realizar pruebas preliminares sobre el control FRT-RPI propuesto, se presentan a continuación una serie de ensayos realizados sobre el modelo de IFV utilizando la herramienta DIgSILENT PowerFactory. En vistas a lograr este objetivo, el generador FV se modeló inyectando energía al sistema IEEE de 33 barras [4], [137]. El nivel de tensión de esta red eléctrica es 33 kV, y en cada una de sus barras se conecta una carga. A los fines de analizar su comportamiento conforme a los lineamientos del estándar IEEE 1547, esta red eléctrica se vinculará a un sistema fuerte (SEP) que para este caso es el IEEE de 14 barras. En la misma barra que se vincula al SEP se conecta un generador tipo diesel (DG1); por otro lado, en la barra 2 se incorpora el SFV (PV1). La topología del sistema mencionado puede apreciarse en la Figura 4.12. El SFV modelado posee una potencia nominal máxima de 5,13 MW; sin embargo, el despacho será inferior al máximo debido a que el sistema operará normalmente vinculado al SEP.

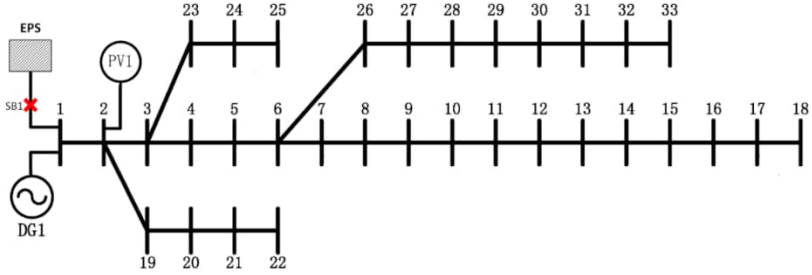


Figura 4.12. Sistema IEEE 33 barras [Fuente: el autor].

En condiciones normales, el generador controlará tensión en la barra 2. Este control se conoce como control estático de tensión y se implementa mediante una curva *Q(V)* de potencia reactiva ajustable dependiendo de la condición de tensión en la red. De este modo, la pendiente de *Q(V)* se puede controlar mediante el factor *k* ($k = \Delta Q/\Delta V$) donde $\Delta Q = sin(\phi)$ es la potencia reactiva inyectada y $\Delta V = V - V_{Pre}$ (V_{Pre} es el tensión antes de la variación y *V* es el tensión instantánea durante la variación, respectivamente) [19]. Además, como el generador debe proporcionar potencia reactiva en todos los puntos operativos dentro de un rango de $-0.95 \leq cos(\phi) \leq 0.95$, se observa que el rango de operación se divide según niveles de potencia [236]. Por lo tanto, el rango límite de la potencia reactiva inyectada puede ser $-18.2^o \leq \phi \leq 18.2^o$ o $-0.33 \leq sen(\phi) \leq 0.33$. Por ejemplo, si el operador de la red quiere inyectar ΔQ a ± 10% de la tensión nominal, el valor del factor *k* será:

$$k = \frac{\Delta Q}{\Delta V} = \frac{0.33}{0.1} = 3.3 \tag{4.9}$$

Este control estático posee una banda muerta del 1% de la tensión nominal; dentro de la cual no operará por considerar insignificante dicha variación. Ahora bien, cuando la "variación" de la tensión es superior al 10%, entonces esto se considera como un evento de tensión. Por lo tanto, para controlar la operación del SFV ante eventos de tensión, el algoritmo propuesto trabajará en función de los esquemas FRT-RPI descriptos en las Figuras 4.1 y 4.2 anteriores.

4.4.1 Falla que provoca una isla voluntaria no programada

En primer lugar, se someterá al sistema IEEE de 33 barras, o sistema de pruebas, a la desconexión intempestiva del vínculo con el SEP, o lo que es los mismo, la apertura del interruptor SB1 (Figura 4.12). El objetivo de esta simulación será apreciar el comportamiento del IFV ante la creación de una isla voluntaria no programada. La acción de apertura del interruptor se ejecuta exactamente al segundo de iniciada la simulación. La Figura 4.13 muestra la tensión monitoreada en la barra del sistema de pruebas, que justamente donde se conecta el PV1. Este SFV permanece conectado ante el evento debido a que el algoritmo FRT-RPI logra identificar el tipo de falla ocurrente. Complementariamente, se dota de una curva denominada FRT_3 que es especialmente diseñada para que el IFV supere el evento. Esto se debe a que el evento de tensión causado por la aparición de una isla en un sistema vinculado a un SEP suele ser bastante agresivo para las instalaciones y requiere un mayor aporte de las unidades activas para asegurar la estabilidad y calidad del suministro.

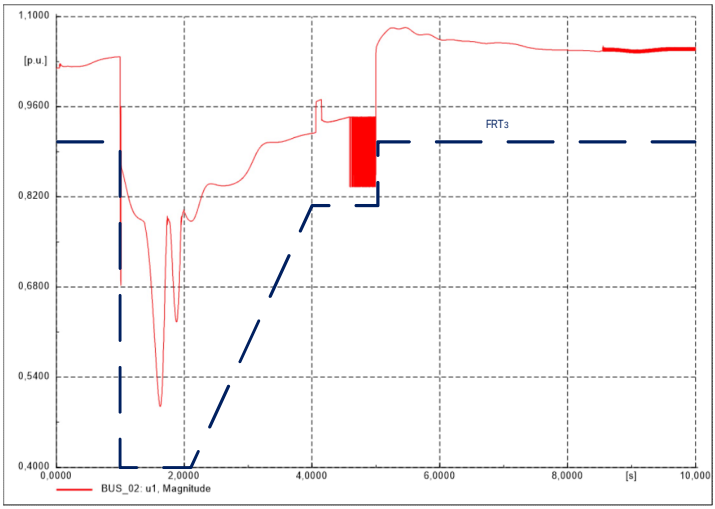


Figura 4.13. Tensión en barra 2 para la apertura de SB1 [Fuente: el autor].

El esquema o curva de disparo FRT3 no admite huecos de tensión que sobrepasen el límite de 0.4 p.u., dado que por lo general la aparición de una isla suele provocar huecos no muy profundos pero con una duración más extendida. Por tal razón, el tiempo de recuperación de la tensión ajustado para esta curva de disparo llega hasta los 4 segundos, donde la tensión deberá ser superior a 0.8 p.u. para que el IFV no se desconecte. Nuevamente, vale recordar que la definición de los límites de disparo de una curva FRT dependerán en gran medida de la topología de la red y del tipo de fallas recurrentes. Tal es así que para el caso del sistema analizado (IEEE de 33 barras), los límites observados en la curva FRT_3 resultan apropiados dado que permiten al SFV permanecer conectado mientras aporta a la recuperación de la tensión durante el evento.
Exactamente 4 segundos luego de producirse la apertura de SB1, la línea que vincula ambos sistemas vuelve a estar operativa de modo que el interruptor cierra sus bornes. La acción es exitosa gracias, entre otros factores, al aporte de potencia reactiva del IFV durante el evento. La Figura 4.14 permite observar la variación de las referencias i_d e i_q, mediante las cuales el IFV controla potencia activa y reactiva, respectivamente.

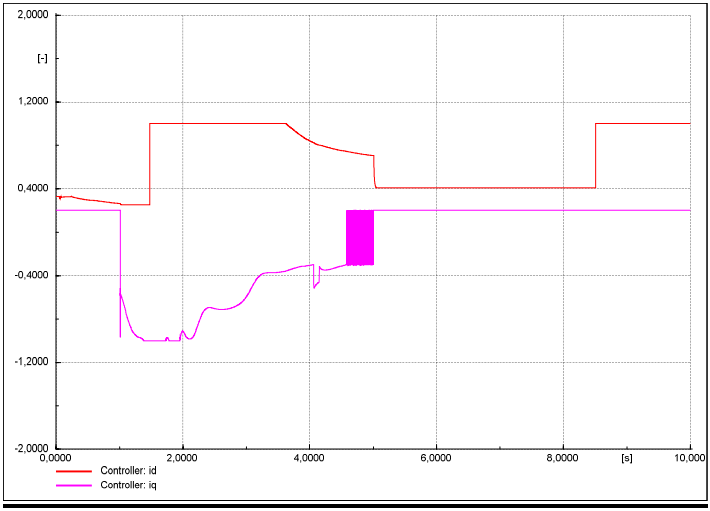


Figura 4.14. Variables de referencia i_d e i_q del IFV ante la apertura de SB1 [Fuente: el autor].

Debido al margen de potencia con que cuenta el SFV modelado, durante la falla este aumenta sus referencias para proveer al sistema de mayores niveles de potencia activa y reactiva, en primera instancia para asegurar la estabilidad de frecuencia y tensión; como así también para atenuar la gravedad del hueco de tensión. Una vez superado el evento, aproximadamente a los 5 segundos

de simulación (4 segundos luego de producida la apertura de SB1), la referencias i_d e i_q vuelven a sus valores prefalla.

4.4.2 Fallas sucesivas en la red de pruebas

Por otro lado, y considerando la posibilidad de que huecos sucesivos produzcan la desconexión del IFV, el nuevo algoritmo permite también reconocer este tipo de eventos. La lógica de operación ante fallas sucesivas implementada se ajustará nuevamente a los lineamientos establecidos por la norma IEEE 1547 (descriptos en la Tabla 4.1). La falla es trifásica y se aplica sobre la línea que vincula las barras 19 y 20 al segundo de iniciada la simulación. La protección realiza la apertura de la línea y 120 ms después intenta el re-cierre, luego de los cuales la falla perdura; hasta que finalmente logra despejar el cortocircuito. Desde el inicio de la primera caída de la tensión hasta su recuperación por encima del umbral de 0.9 p.u. el tiempo transcurrido es de 500 ms, tal como se aprecia en la Figura 4.15.

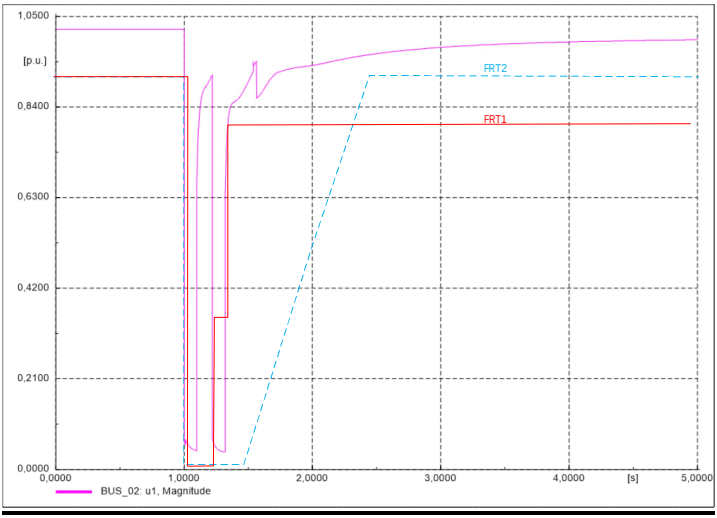


Figura 4.15. Huecos de tensión sucesivos frente a curvas FRT implementadas [Fuente: el autor].

Debido a la cercanía eléctrica de la falla y al nivel de carga inductiva modelado en el sistema de pruebas (carga dinámica adoptada acorde a [26]), el algoritmo calcula la pendiente *"m"*. El valor de esta pendiente, para el caso analizado, es superior al parámetro m_1 e inferior a m_2, razón por la cual el IFV operará con la curva de disparo FRT_2. Entonces, el conjunto de huecos de tensión permanece dentro de la curva de disparo y el SFV apoyará la recuperación de la tensión. Las referencias de potencia activa y reactiva se

ilustran en la Figura 4.16; puede observase que durante aproximadamente 500 ms, tanto id como i_q aumentan y luego del evento vuelven a sus valores prefalla.

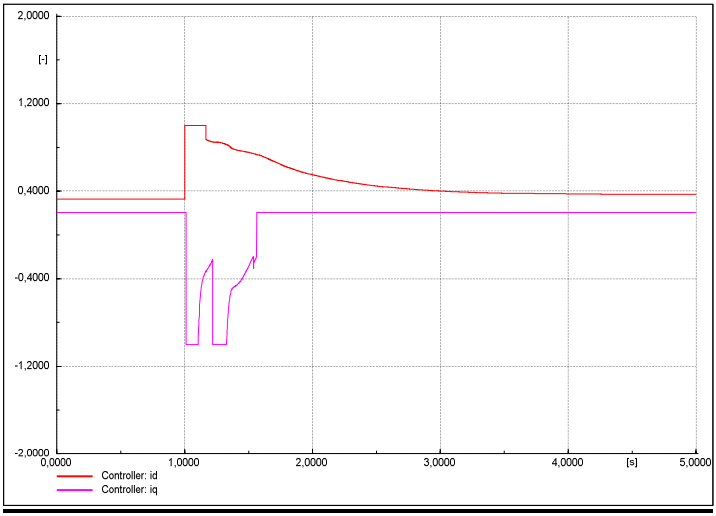


Figura 4.16. Variables de referencia i_d e i_q del IFV ante huecos sucesivos [Fuente: el autor].

Del análisis anterior, se puede concluir que el algoritmo permite al IFV responder correctamente ante huecos sucesivos que permanezcan dentro de la curva de disparo aplicada. Sin embargo, es válido preguntarse si sucede lo mismo frente a un conjunto de eventos que violen los límites de la curva de disparo. La Figura 4.17 muestra el caso de un conjunto de eventos, donde la primera caída se produce al segundo de iniciada la simulación; luego, el recierre se produce 400 ms después de la primera caída. La violación se produce para la tensión residual del conjunto de eventos, exactamente a los 482 ms desde la primera caída. El IFV se desconecta en ese mismo instante, y este es el motivo por el cual la recuperación de la tensión es más lenta y se produce recién cerca de los 2 segundos de la simulación.

En lo que respecta a huecos sucesivos, queda por corroborar si el algoritmo diseñado para implementar la estrategia FRT-RPI propuesta es capaz de diferencias conjuntos de eventos de tensión. Para esto es fundamental definir un $t_{mín}$, según se explicita en la Tabla 4.1 columna 3. Para este caso de estudio se considera que el PV1 es un generador categoría III [48]. De este modo el tiempo mínimo ($t_{mín}$) que debe transcurrir entre conjunto de eventos para que el IFV reinicie su algoritmo es de 5 segundos.

Entonces, para probar el algoritmo y la estrategia implementada, se simulará una falla al segundo de iniciada y nuevamente la misma falla pero a los 6

segundos de simulación. El tiempo neto a simular será de 10 segundos. La Figura 4.18 muestra los eventos consecutivos versus la curva FRT implementada.

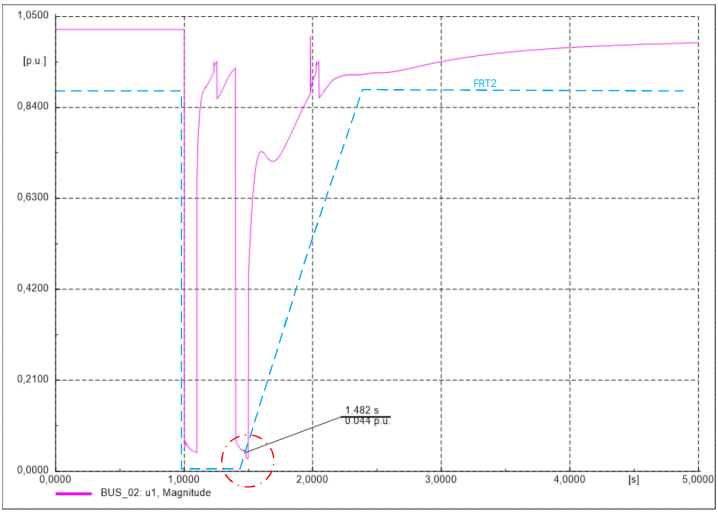


Figura 4.17. Huecos de tensión sucesivos vs curva FRT2 [Fuente: el autor].

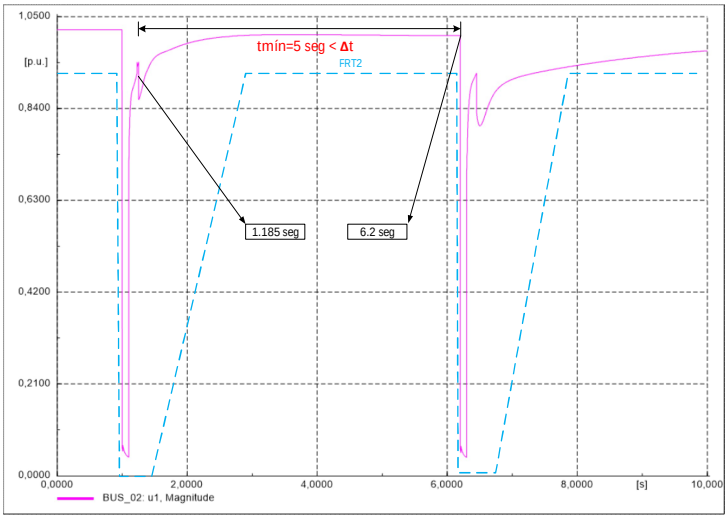


Figura 4.18. Huecos de tensión sucesivos vs curva FRT2 [Fuente: el autor].

Bien se puede observar que la tensión se recupera del primer hueco a los 1.185 segundos de simulación; y el segundo hueco se produce a los 6.2

segundos de simulación. De modo que la tensión permanece por encima del umbral de 0.9 p.u. durante 5.015 segundos ($=\Delta t$); tiempo mayor $t_{mín}$. Por lo tanto, el algoritmo se reiniciará antes de la ocurrencia del segundo hueco de tensión. El resultado es que el IFV no se desconectará ante este tipo de eventos consecutivos, adoptado como criterio operativo lo aconsejado por el estándar IEEE 1547.

4.4.3 Retardo en la recuperación de tensión inducido por falla

Finalmente, y con el objetivo de verificar el comportamiento de la estrategia FRT-RPI propuesta ante un fenómeno FIDVR, se someterá al sistema de pruebas a fallas con diferentes cargas inductivas en zonas cercanas al SFV. Como se explicó oportunamente en la sección 4.1, el algoritmo calculará una pendiente "m_i" la cual permite identificar la "cercanía" de una carga altamente inductiva mediante su comparación con un valor de referencia (m). La idea principal es que del resultado de dicha comparación el algoritmo seleccione la curva de disparo FRT_1 o FRT_2, logrando de esta manera un aporte a la recuperación de tensión más selectivo. En otras palabras, para aquellos generadores FV que están eléctricamente más cercanos a grandes cargas dinámicas o inductivas (lo cual resulta en una pendiente m_i mayor), tanto la curva de disparo como el nivel de potencia reactiva a inyectar serán más exigentes.

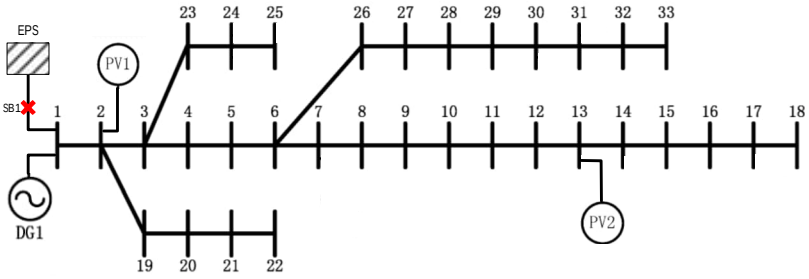


Figura 4.19. Sistema IEEE de 33 barras con PV2 vinculado a nodo 13 [Fuente: el autor].

La gráfica de las tensiones en cada una de las barras bajo estudio se observa en la Figura 4.20. En esta misma gráfica se aprecia claramente que la tensión en la barra 13 permanece dentro de la curva FRT1, no sucede lo mismo con la tensión en la barra 2. Aproximadamente a los 1.3 segundos de simulación la tensión cae en la zona de disparo de la curva FRT_1. Por lo tanto, si el algoritmo aplicara esta curva, el IFV se desconectaría a los 300 ms de iniciada

la falla. Sin embargo, como las pendientes calculadas para cada caso son distintas ($m_{PV1} > m_{PV2}$); luego al compararlas con el parámetro m de referencia las curvas FRT implementadas por cada IFV serán diferentes. De esta manera, el PV1 conectado a la barra 2, para el caso de esta falla en particular, implementará la curva FRT_2. Mientras que, el PV2 trabajará con la curva de disparo FRT_1. Por esta razón, es que ambos generadores si bien perciben el hueco de tensión de manera diferente, permanecerán conectados.
Atendiendo a estas necesidades, se modeló un segundo generador FV que se vincula en la barra 13 del sistema de 33 nodos empleado para las pruebas. La configuración y metodología operativa de este nuevo generador, denominado PV2, es idéntica a la del PV1. El unifilar con la nueva configuración se puede observar en la Figura 4.19. La falla esta vez se simula aguas arriba de la barra 1, es decir que el evento se produce en el SEP, al segundo de iniciada la simulación. Para poder observar el fenómeno FIDVR, las respectivas cargas conectadas a las barras 2 y 13 tendrán un porcentaje de inductividad diferente. Para el primer caso, carga 2, el 80% de esa carga se considera inductiva; mientras que para la carga 13, el porcentaje de carga inductiva es solo del 20%.

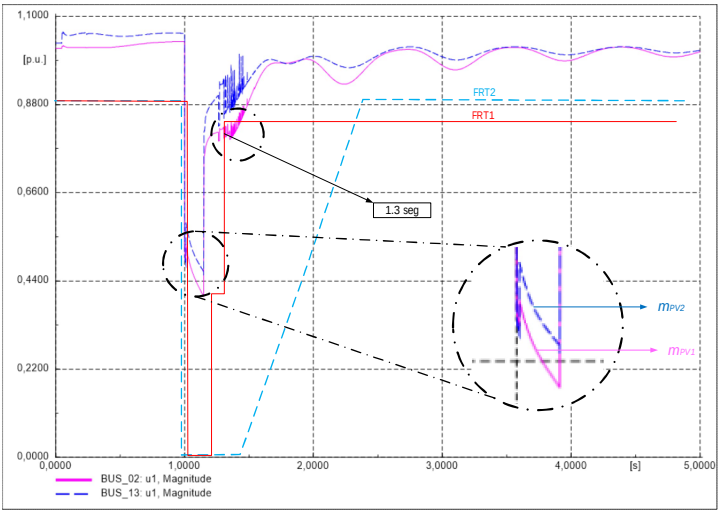


Figura 4.20. Fenómeno FIDVR monitoreado en barras 2 y 13 versus curvas FRT [Fuente: el autor].

Además, el PV1 por estar más cercano a una carga fuertemente inductiva aportará más energía a la recuperación de tensión que el PV2. Esto último es apreciable en la Figura 4.21, que muestra las referencias iq para cada uno de los IFV. La curva de color magenta representa la referencia de corriente reactiva para el PV1 y la roja corresponde al PV2. Si bien el aporte máximo

de corriente reactiva por parte de ambos generadores es el mismo, claramente la corriente provista por PV1 perdura unos instantes más que PV2 (por lo tanto, es mayor la energía), fundamentalmente al momento de despejarse la falla que es cuando comienza a percibirse el fenómeno FIDVR. De esta manera, queda corroborado el comportamiento selectivo del soporte dinámico de tensión. Gracias a la implementación de la nueva estrategia FRT-RPI, el IFV ayuda a mitigar el efecto del fenómeno FIDVR de manera más eficiente.

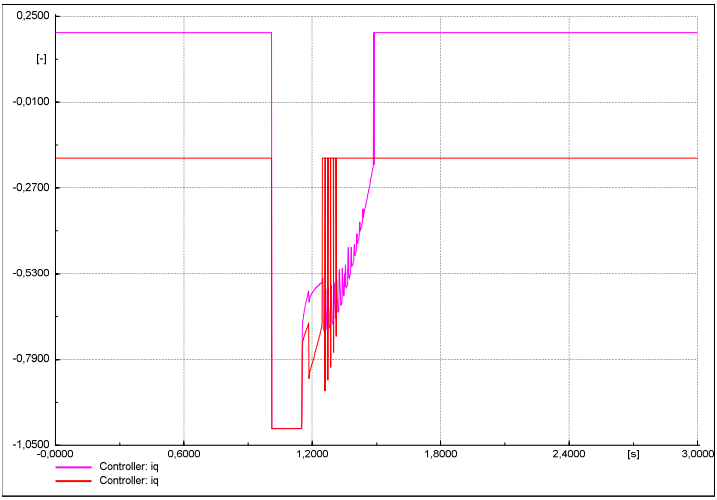


Figura 4.21. Referencias de corriente reactiva i_q para PV1 (magenta) y PV2 (rojo) [Fuente: el autor].

4.5 Comparación del algoritmo adaptivo propuesto con métodos de IA

A diferencia de los enfoques basados en lógica difusa o redes neuronales, el algoritmo adaptivo propuesto en esta tesis se apoya en magnitudes físicas directamente observables (tensión *rms*, pendiente inicial m, curvas FRT/RPI normativas) y en reglas de decisión explícitas ligadas a códigos de red (p. ej., IEEE 1547) y a los límites térmicos/eléctricos del inversor (limitación de corriente, MPPT modificado). Esto le confiere trazabilidad, interpretabilidad y verificabilidad: cada cambio de modo (FRT_1/FRT_2/FRT_3) y cada ajuste de *k* en la inyección de reactivo responde a umbrales y pendientes medibles (físicamente), lo que facilita la certificación, las auditorías regulatorias y la defensa de decisiones de control ante el operador.

Desde el punto de vista operacional, el esquema adaptivo ofrece determinismo temporal y peso computacional acotado: su lógica basada en

detección *rms* y comparación de pendientes en ventanas de 10–20 ms evita la necesidad de entrenamiento, *tuning* fuera de línea o inferencia pesada en tiempo real, aspectos que pueden ser críticos para IA en plataformas embebidas con recursos limitados (redes neuronales o lógica difusa, por ejemplo). Además, la conmutación entre curvas FRT y las pendientes RPI (k_1, k_2) mantiene la compatibilidad directa con requisitos normativos y con la protección del inversor (sobrecorriente/sobretensión), reduciendo el riesgo de respuestas no previstas que podrían emerger en modelos de caja negra o en sistemas difusos con reglas mal sintonizadas ante condiciones no vistas.

En cuanto a robustez frente a escenarios adversos, la estrategia propuesta incorpora explícitamente la discriminación por pendiente m para seleccionar la severidad del esquema (FIDVR, proximidad eléctrica a cargas inductivas), el tratamiento de huecos sucesivos conforme a IEEE 1547, y un perfil específico para islas intencionales no programadas (FRT_3). Estos mecanismos están diseñados y verificados con >500 simulaciones sobre IEEE 14–33 barras y el SIP-SJ (33 kV/132 kV), mostrando mejoras en índices (*SEI*, *SSI*, *DVIb*, *WAIDVI*) y reducción de desconexiones respecto de FRT fijo. La ventaja clave frente a IA es que la generalización ante fallas raras o cambiantes se asegura por diseño (reglas físicas + límites normativos), sin depender de la cobertura del conjunto de entrenamiento ni de la extrapolación de un modelo aprendido.

Ahora bien, métodos de IA pueden resultar atractivos para detección más temprana o clasificación más fina de eventos (p. ej., combinar m con otras firmas espectrales o fasoriales). Sin embargo, su desempeño queda condicionado por la disponibilidad y calidad de datos etiquetados, la deriva de dominio (cambios topológicos, mix de carga/generación) y la complejidad de demostrar cumplimiento normativo en todo el espacio operativo. En ese contexto, el algoritmo adaptivo propuesto puede actuar como núcleo de control seguro y verificable, mientras que técnicas de IA podrían integrarse en capas de diagnóstico o supervisión, sin tomar decisiones primarias de disparo/soporte que comprometan la conformidad con FRT/RPI.

En resumen, las ventajas del algoritmo adaptivo frente a IA son las siguientes:

I. Interpretabilidad y alineamiento normativo (curvas FRT/RPI) desde el diseño;
II. Determinismo y baja carga computacional aptos para tiempo real en inversores comerciales;
III. Robustez a escenarios críticos (islas, huecos sucesivos, FIDVR) sin requerir entrenamiento;
IV. Protección explícita del IFV (limitación de corriente, MPPT modificado) integrada al lazo de control; y,
V. Validación multi-escala (IEEE 14–33, SIP-SJ) con métricas estándar de PQ.

En este estudio se utiliza un modelo genérico para las fuentes FV provisto en el programa computacional DIgSILENT Power Factory. El sistema FV se modela como un generador estático debido a que su acople al SIP se realiza a través de un inversor.

4.6 Impacto normativo

El control FRT-RPI adaptativo desarrollado en esta tesis presenta un impacto regulatorio significativo al alinearse explícitamente con los lineamientos del estándar IEEE 1547-2018, especialmente en lo referente a la gestión de eventos sucesivos, los tiempos mínimos entre perturbaciones, y la permanencia del generador dentro de curvas de operación normativas. La capacidad del algoritmo de distinguir la severidad del evento mediante la pendiente inicial (m) y seleccionar dinámicamente curvas FRT diferenciadas (FRT1/FRT2/FRT3) representa un avance respecto de los enfoques tradicionales, que se basan en configuraciones fijas y, por tanto, pueden incumplir condiciones de permanencia exigidas por la norma. Esta adecuación dinámico-selectiva facilita la certificación y validación regulatoria de los IFV, dado que la respuesta del sistema ante fallas resulta trazable, determinista y verificable, elementos fundamentales para autoridades reguladoras y operadores de sistemas eléctricos.
A nivel de política energética y marco regulatorio, la estrategia adaptativa habilita nuevas posibilidades para la integración masiva de generación FV en redes de media y alta tensión, contribuyendo al cumplimiento de códigos de red nacionales y regionales que requieren mayor participación de los generadores no convencionales en servicios complementarios. Al ofrecer un soporte dinámico de tensión más robusto ante islas intencionales no programadas, recierres automáticos y FIDVR, el controlador propuesto reduce el riesgo de desconexiones intempestivas y aporta a la estabilidad y resiliencia sistémica, aspectos críticos para reguladores que buscan mantener la confiabilidad sin frenar la expansión renovable. De este modo, el trabajo se alinea con la evolución normativa internacional, que avanza hacia exigencias de FRT más estrictas, esquemas de soporte más inteligentes y mayor responsabilidad operativa por parte de las plantas fotovoltaicas modernas.

4.7 Conclusiones parciales

El capítulo demostró que el control FRT-RPI adaptivo propuesto combina detección *rms*, *PLL*, estimación de pendiente inicial (*m*) y selección automática de $FRT_1/FRT_2/FRT_3$ con RPI de pendientes k_1=2% y k_2=4%, además de limitación de corriente y MPPT modificado para proteger el bus

CC y los semiconductores. Las pruebas en el modelo de IFV evidenciaron que el algoritmo reconoce islas no programadas, gestiona huecos sucesivos conforme a IEEE 1547 (Tabla 4.1) y mitiga FIDVR con aporte reactivo selectivo, manteniendo la conectividad del SFV en barras críticas y evitando respuestas no deseadas. Se deja así lista la base metodológica para la validación a escala sistema en los casos IEEE 14–33 y SIP-SJ.

CAPÍTULO 5

EJEMPLOS DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Introducción

Esta sección presenta un marco explicativo-experimental basado en simulaciones dinámicas para evaluar la eficacia de un control FRT–RPI adaptativo en inversores fotovoltaicos (IFV) frente a perturbaciones de tensión en redes de media y alta tensión. El enfoque consiste en: (i) formular una hipótesis operacional —el control adaptativo mejora la recuperación de tensión y reduce desconexiones frente a FRT fijo—, (ii) replicar escenarios representativos en bancos de pruebas de referencia (IEEE 14 y 33 barras) y en un sistema real (SIP-SJ, 33 kV y 132 kV), (iii) comparar el control adaptativo contra estrategias FRT clásicas bajo idénticas condiciones de red, y (iv) cuantificar el desempeño con índices estandarizados de calidad de tensión.

Las simulaciones se ejecutan en DIgSILENT PowerFactory, con modelado explícito de IFV, cargas dinámicas y eventos de falla, garantizando trazabilidad y reproducibilidad mediante los Apéndices A (parámetros) y B (códigos DSL). La evaluación cubre redes de 33 kV y 132 kV, modelando el punto de acoplamiento común (PCC) de los IFV y su interacción con la red de transmisión/distribución, en presencia de huecos, islas intencionales no programadas, FIDVR y huecos sucesivos.

En cuanto a los sistemas de potencia, se emplean los modelos IEEE 14–33 barras (vinculados para emular transmisión–distribución) y el SIP-SJ (topología, barras, líneas, transformadores y generadores), con ubicación de IFV en nodos representativos y operación en lazo de tensión local con *droop*; los parámetros eléctricos completos se documentan en el Apéndice A. En tanto que, la demanda se modela con un bloque estático exponencial y un componente dinámico de motor de inducción, ajustando la fracción motórica

por barra (10–50%) para reproducir FIDVR y variaciones realistas en redes urbanas/industriales. Estos temas se desarrollan en mayor detalle en la sección siguiente.

5.2 Descripción de los modelos de prueba utilizados

Para llevar a cabo la prueba de la estrategia FRT-RPI diseñada y el posterior análisis de los resultados obtenidos; antes se deberán definir los modelos de sistemas eléctricos a utilizar. En primer lugar, y como modelo genérico, se utilizará una combinación de los sistemas IEEE 14 y 33 barras; tal como se describió en la sección 4.4. Luego, diferentes pruebas se realizarán sobre el modelo de un sistema eléctrico real; correspondiente a la Provincia de San Juan, y su vínculo con el Sistema Argentino Interconectado (SADI).

5.2.1 Sistema IEEE 14-33 barras

Tanto el sistema de transmisión IEEE 14 barras como el de distribución IEEE 33 barras, son modelos de sistemas eléctricos bien conocidos y ampliamente utilizados para el desarrollo de simulaciones de todo tipo que involucren equipamiento eléctrico de media y alta tensión. Haciendo uso de esta popularidad en el ámbito académico y ante la posibilidad de combinar ambos con la idea de asemejar a las condiciones operativas descriptas en el estándar IEEE 1547, es que se optó por utilizar ambos sistemas vinculados.

La interconexión se realiza desde el nodo 1 del IEEE 33 tal como se ve en la Figura 4.13, hasta el nodo 9 del IEEE 14. Este último consta de 11 nodos de carga, 4 nodos de tensión controlada, el nodo de balance (nodo slack) alimentado por dos generadores, 3 condensadores síncronos y 20 elementos de transmisión (18 líneas y 3 transformadores de potencia), los cuales se interconectan como se muestra en la siguiente Figura 5.1.

Resulta importante señalar que para los casos analizados; los SFV se conectaron en los nodos 5 y 13 del sistema IEEE 14 barras. Esta elección se realiza siguiendo las pautas de los nuevos estándares [45], donde se recomienda que los generadores distribuidos se conecten lo más cerca posible del SEP. En este sentido, los nodos 6 y 9 serían aconsejables; sin embargo, el nodo 9 es el que se escogió para vincular al IEEE 33 barras y el nodo 6 tiene un condensador síncrono. Por esta razón, se escogieron los nodos 5 y 13 para la conexión de los SFV dado que son los más cercanos eléctricamente. Siguiendo esta lógica, el SFV en el IEEE 33 barras se ubica en el nodo 2 (PV3), dado que el nodo 1 ya tiene el generador diésel (DG1) y podría traer algunos problemas de control si otro generador se conectará allí.

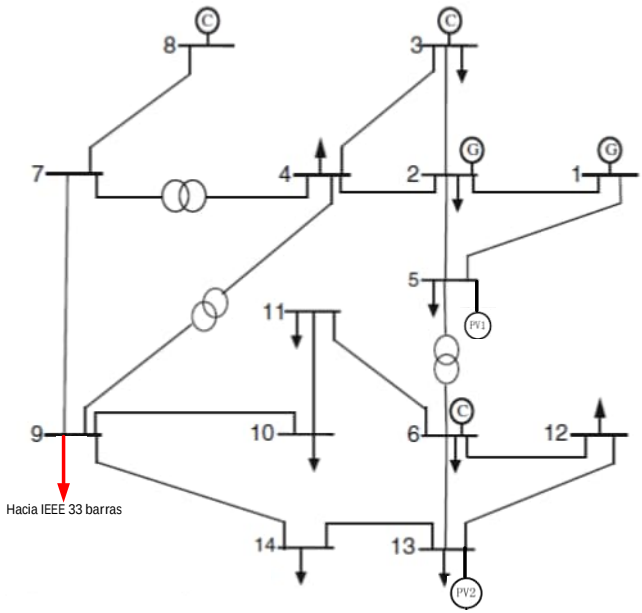


Figura 5.1. Topología sistema IEEE 14 barras [Fuente: el autor].

En lo que respecta a la configuración y modelación de estos SFV, los ajustes para la operación estática. Estos SFVs poseen una potencia nominal máxima de 60,002 MW. Sin embargo, el despacho será un 10% inferior al máximo suponiendo que no existe suficiente recurso solar y de ese modo se dota al IFV de mayor capacidad para llevar adelante el soporte de tensión [15]. Por dicha razón, tanto el PV1 como el PV2 inyectarán en condiciones normales 54 MWp. Por su parte, el control estático de estos generadores es mediante una curva *Q(V)* con una pendiente (*droop*) de 3,3%, tal como se explicó en la sección 4.4 para el caso del SFV en la red de distribución.

Un párrafo aparte, merecen las demandas consideradas en este trabajo. Como se pretende analizar el efecto del control FRT-RPI diseñado sobre problemas de tensión dinámica, fue necesario utilizar un modelo de carga que permita ajustar diferentes porcentajes de carga dinámica. Las altas tasas de carga dinámica se encuentran generalmente en sistemas industriales con una gran proporción de motores de inducción o en redes instaladas en regiones de clima cálido con alta penetración de acondicionadores de aire. Teniendo en cuenta las técnicas de modelado de DigSILENT/Power Factory, se utilizó el modelo de carga complejo propuesto en [26]. La modelación de estas cargas

en particular se ampliará en la subsección siguiente, mientras que los parámetros de seteo y más detalles del modelo se incluyen en el Apéndice A.2.

5.2.2 Sistema Interconectado Provincial de San Juan (SIP-SJ)

Varias son las razones que llevaron a escoger este sistema eléctrico, desde su topología hasta su matriz energética. Podrían mencionarse diversas características que lo hacen atractivo para verificar el comportamiento de la estrategia FRT-RPI aquí propuesta. Sin embargo, sus aspectos más importantes se resumirán en los tres siguientes:

- Topología
- Matriz energética
- Tipo de carga mayoritaria

La ciudad de San Juan y su periferia, denominada Gran San Juan, es alimentada eléctricamente por 8 Estaciones Transformadoras primarias de 132/33/13,2 kV, denominadas ET San Juan, ET Punta de Rieles, ET CAVIC, ET Pueyrredón, ET Villa Krause, ET Trinidad, ET Albardón/Chimbas [42]; y la de mayor capacidad es la ET Nueva San Juan 500/132/33 kV. En alta tensión suman un total de 42 barras, de las cuales un 80% son barras en 132 kV. Un diagrama unifilar simplificado del SIP-SJ se presenta en la Figura 5.2. Hasta ahora el Sistema Interconectado de la Provincia de San Juan (SIP-SJ) se encuentra vinculado al SADI mediante dos líneas de extra alta tensión (LEAT); ET Nueva San Juan – ET Gran Mendoza en 500 kV, y ET Cruz de Piedra – ET San Juan en 220 kV. Si bien existen otros proyectos, actualmente en marcha, para la construcción de nuevas LEAT que fortalezcan la interconexión aún faltan algunos años para quedar operativas. Este es uno de los motivos que lleva a considerar al SIP-SJ sumamente dependiente de esos dos vínculos con el SADI; razón probada que trae aparejado serios problemas desde el punto de vista de la confiabilidad, seguridad y también calidad del suministro de energía eléctrica.
Puntualmente, el caso de los huecos de tensión es un problema recurrente para los operadores del SIP-SJ, que conlleva constantemente a la interrupción del suministro ya sea por la incorrecta actuación de protecciones o por la falta de equipos de mitigación. La empresa encargada de la distribución es Energía

San Juan S.A., quien administra todos estos registros y proveyó la información necesaria para la modelación de la red eléctrica.

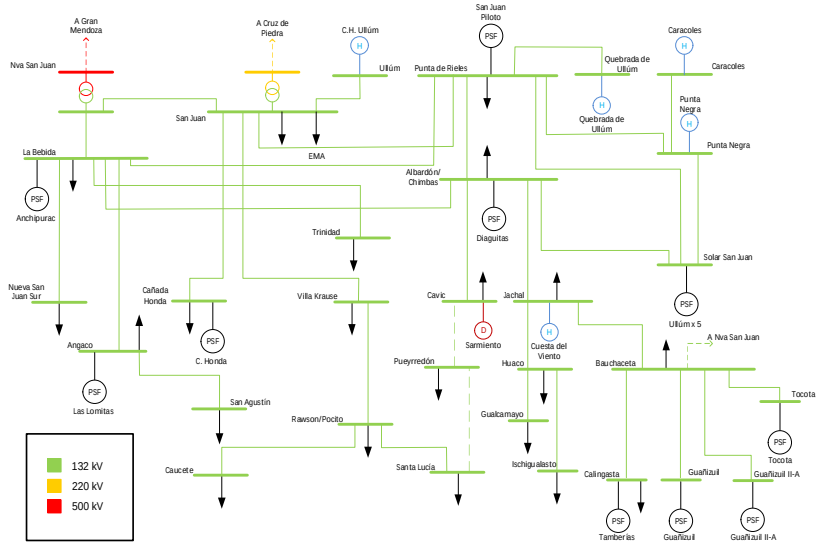


Figura 5.2. Diagrama unifilar simplificado SIP-SJ [Fuente: el autor].

Por otro lado, el crecimiento elevado de la demanda en los últimos años, ha significado necesidad de re-potenciar estaciones ya existentes, sin considerar un crecimiento armónico de la red primaria acorde con la dinámica demográfica – y sin considerar criterios de mediano y largo plazo. Hoy por hoy, el elevado estado de carga de las líneas de 132 kV y equipamiento de transformación primario (132/33/13,2 kV), así como las variaciones de los niveles de tensión en los nodos de 132 kV, y el escaso margen de reserva operativa de las instalaciones, originan dificultades para el abastecimiento eléctrico de manera normal y confiable de un servicio esencial para el desarrollo económico de la Provincia. Adicionalmente, el SIP-SJ es operado casi sin reserva operativa, lo cual no permite cambios de configuraciones en la red, y a menudo se compromete la confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en periodos de mayor requerimiento de la demanda (estación estival).

Las cargas del sistema se consideran conectadas en las barras de 13.2 y 33 kV y se modelan como cargas dinámicas residenciales, comerciales e industriales, considerando de esta forma el escenario más real para estudios de regulación de tensión. La componente dinámica de las instalaciones

residenciales, comerciales e industriales resulta de gran relevancia para el estudio de la estrategia FRT-RPI. En consecuencia, este componente fue especialmente considerado para la realización de las simulaciones que se describirán en las subsecciones siguientes.

Con el fin de representar también los motores que cuentan con grandes inercias mecánicas, el modelo debe tener en cuenta estas variables. Aunque también se considera la gran demanda de pequeños motores (de alrededor de 1 hp, como ser los pertenecientes a los compresores de aire acondicionados), propios de cargas residenciales o comerciales. Por lo tanto, se escogió un modelo complejo de carga dinámica similar al modelo ZIP, pero se considera para la componente estática un modelo exponencial. Este cambio se realiza debido a que los parámetros encontrados en la literatura y la metodología utilizada para el cálculo del software utilizan el modelo exponencial [26].

Entonces, sobre la base de las técnicas de modelado disponibles en DIgSILENT PowerFactory se desarrolla un modelo de carga avanzado. Este modelo consta de una parte estática que depende puramente de la tensión de alimentación. En paralelo a la carga estática, se conecta un modelo de motor descrito principalmente por los parámetros detallados en [26] y que se explayan en el Apéndice A de este trabajo. Adicionalmente, se observó un aspecto de la característica de carga exclusivo de redes urbanas como el SIP-SJ, para áreas con una contribución específicamente alta de la carga de aire acondicionado como sigue:

- En el caso de condiciones de muy baja tensión, por ejemplo, durante una falla, la carga es desconectada automáticamente (desprendimiento de carga) por el equipo de supervisión de tensión "fuera del rango nominal".
- Cuando se recupera la tensión, la carga de alimentación puede ser sustancialmente mayor que antes de la caída o hueco de tensión. Este tipo de comportamiento de la carga, específicamente válido para la carga de aire acondicionado también se informó en [55] y [138].

En lo que respecta a la matriz energética, tradicionalmente existió una marcada dependencia de la generación local, mayoritariamente hidráulica, y que presenta grandes dificultades en años de baja hidraulicidad, como ha sucedido en la última década. Durante muchos años la solución de emergencia era recurrir a generación térmica móvil, lo cual significaba costos

operativos muy elevados. Por lo cual debieron buscarse nuevos puntos de inyección a la red, considerando horizontes de mediano a largo plazo.

Bajo este panorama, la energía FV vino para solucionar parte del problema de abastecimiento de la demanda. Del total de potencia renovable instalada en el país, cerca de 1473 MW pertenecen a la tecnología solar FV. La Provincia de San Juan que ya cuenta con 22 proyectos FV aprobados por los programas RenovAr y Mater, sumando entre ambos un total de 708.6 MW [5]. Los proyectos comercialmente activos hasta la fecha se detallan en la Tabla 5.1. No obstante todo lo indicado, la aspiración del Gobierno provincial es alcanzar entre los 2100 a 2500 MW adjudicados de unos 7000 a 8000 MW que quiere tener Argentina hacia el 2025.

En total, y teniendo en cuenta los datos provistos por [25], [26], la demanda esperada para el periodo 2021/2022 es de alrededor de 726 MWp. Comparando este valor de demanda estimada con la potencia total instalada de generación FV según la Tabla 5.1, el porcentaje de penetración de esta tecnología asciende a un 51.54%.

Tabla 5.1. PSF activos en el SIP-SJ.

Generador PSF	Potencia Instalada [MW]	PCC	Nivel de Tensión [kV]
Anchipurac	3	La Bebida	13,2
San Juan I	1,7	Punta de Rieles	13,2
Cañada Honda	7	Cañadita	33
Tamberías	3	Calingasta Vieja	13,2
Tocota	72	Tocota	132
Guañizuil II-A	100	Bauchaceta	132
Guañizuil	80	Bauchaceta	132
Los Diaguitas	3	Albardon/Chimbas	13,2
Las Lomitas	2	Angaco	13,2
Ullúm I	25	Solar San Juan	132
Ullúm II	25	Solar San Juan	132
Ullúm III	32	Solar San Juan	132
Ullúm IV	14	Solar San Juan	132
Ullúm SolarGen 2	6,5	Solar San Juan	132
Potencia Total		**374,2 MW**	

Resumiendo, el sistema modelado del SIP-SJ utilizando DIgSILENT PowerFactory consta de 8 generadores convencionales, uno tipo diésel el resto hidráulicos, y 14 generadores FV. En cuanto a elementos pasivos se pueden mencionar las 287 barras que van desde 13.2 a 500 kV, también 109 líneas de media, alta y extra-alta tensión así como alrededor de 80 transformadores de potencia. Las cargas se vincularon en el nivel de 13.2 y 33 kV, sumando un total de 77 cargas residenciales, comerciales e industriales. Para los niveles más altos de tensión (a partir de 132 kV) se modeló topológicamente en su totalidad el SIP-SJ. Mientras que en niveles de media tensión (13.2 y 33 kV) se tomaron algunos equivalentes, dependiendo de la complejidad de la zona y del interés que se tenga sobre ella para prestar mayor atención a su topología.

5.3 Casos de estudio

Teniendo en cuenta el objetivo de probar en todas las variantes posibles la efectividad de la estrategia FRT-RPI diseñada, se realizaron más de 500 simulaciones. Estas simulaciones comprenden diversos casos de estudio donde el tipo de falla y el porcentaje de carga dinámica son las características más importantes que aleatoriamente se consideraron para la reproducción de eventos de tensión en los sistemas de pruebas. La Figura 5.3 presenta el diagrama de flujo que resume las diversas variantes consideradas para las simulaciones de este trabajo.

Dadas las condiciones del problema que se estudia, mitigación de la tensión posterior a un evento particular, todas las simulaciones se realizan en el dominio del tiempo. Atendiendo a las diversas causas de eventos que se contemplan, los tiempos netos para cada simulación son variables. Esto quiere decir que, por ejemplo, para el caso de simulación de un cortocircuito en una línea de transmisión basta con unos segundos para observar los efectos del evento (5 o 10 segundos para estos casos). Mientras que, para el caso de contingencias como la desconexión de una línea o la aparición de huecos sucesivos, el comportamiento de la tensión suele ser más extendido en el tiempo lo cual conlleva a un periodo de análisis mayor (de 1 a 20 minutos). Los porcentajes de carga dinámica contemplan la proporción de carga motórica que representa a cada carga individual. Para los casos estudiados se consideraron tres escalones de carga dinámica a elección aleatoria; 10%, 30% y 50% de penetración motórica por cada carga individual.

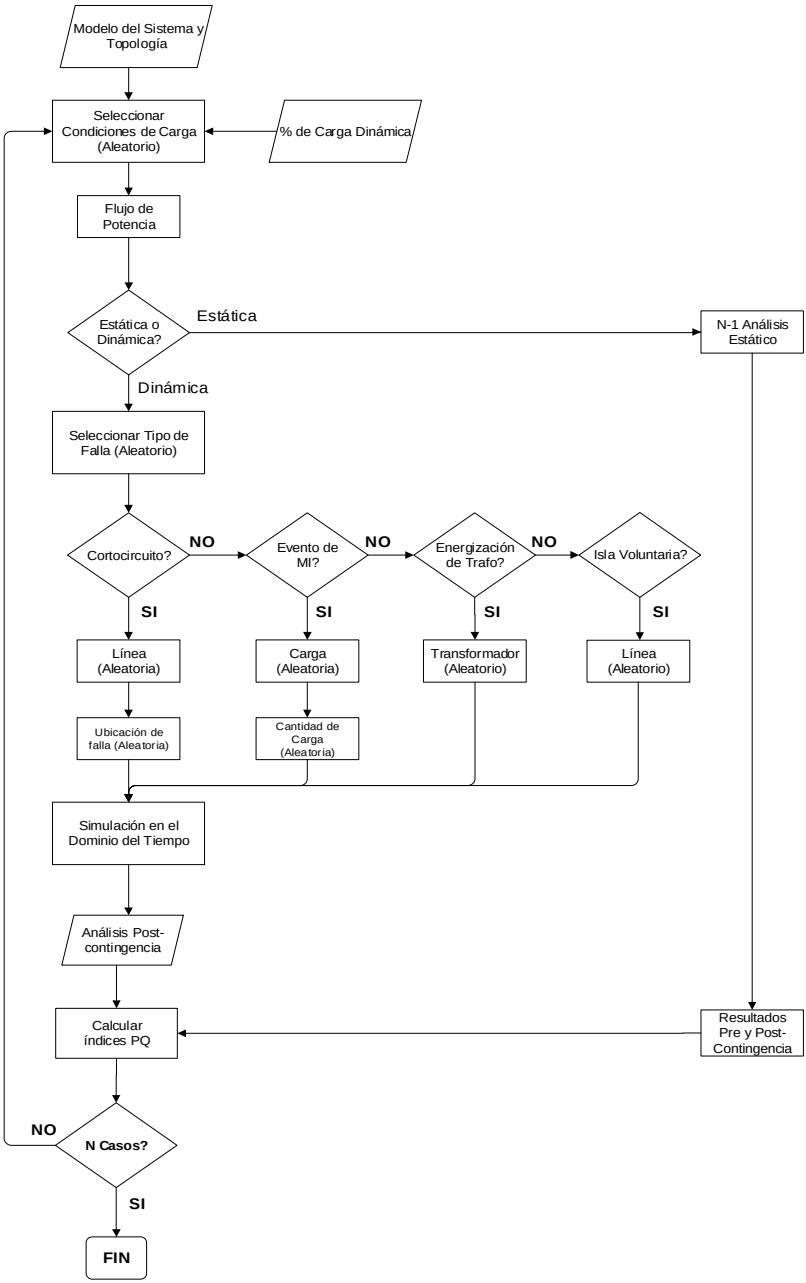


Figura 5.3. Diagrama de flujo para las simulaciones en los sistemas de pruebas [Fuente: el autor].

Luego, y como paso previo a cada simulación el software está programado para realizar un flujo de carga de verificación de parámetros para la posterior simulación en el dominio del tiempo. Esta simulación puede ser estática, análisis de contingencia N-1, o dinámica que implica una falla en algún elemento del SEP. Si bien los huecos de tensión son eventos dinámicos, el análisis estático sirve para corroborar la no operación de la estrategia FRT-RPI; o lo que es igual, la operación del control dinámico del IFV solo ante condiciones como las detalladas en las subsecciones 2.6 y 2.7. El contraste de sucesos similares en condiciones estáticas y dinámicas sobre los sistemas eléctricos de pruebas servirá también para valorar en su justa medida los resultados obtenidos. Las fallas simuladas serán en su gran mayoría cortocircuitos dado que estos son los que ocupan el principal porcentaje como causa de huecos de tensión. Pero también se tendrán en cuenta otras causas de huecos como ser las relacionadas a grandes cargas motóricas (arranque y desconexión), energización de transformadores (potencias superiores a 50 MW) y, muy importante, la generación de isla voluntaria no programada. Esta última se contemplará mediante la desconexión por falla en el vínculo entre los nodos 9 y 1 de IEEE 14 y 33 barras, respectivamente.

Finalmente, con los resultados de cada simulación y a partir, fundamentalmente, de la tensión medida en cada barra de los sistemas de prueba, se calcularán una serie de índices. Estos indicadores se utilizarán para describir el comportamiento de las variables fundamentales tanto mediante el empleo de la nueva estrategia FRT-RPI implementada en los IFV, como sin la utilización de la misma. La idea, entonces, será utilizar los índices de comportamiento que se describirán en la sección siguiente, para contrastar los resultados de la mitigación de huecos de tensión lograda gracias a la estrategia propuesta, contra la implementación de esquemas FRT fijos.

5.4 Criterios de evaluación

Con el propósito de llevar a cabo un análisis claro, certero y científicamente validado, se adapta un conjunto de índices de evaluación para eventos de tensión. Estos índices están incorporados en normativas internacionales vigentes [24] y/o publicados en trabajos científicos [49], [66], [139]. La idea a priori será cuantificar el efecto de la estrategia FRT-RPI adaptiva para mitigar eventos de tensión. Al mismo tiempo, estos valores se contrastarán con los obtenidos para las idénticas fallas pero con la implementación de esquemas FRT fijos.

Complementariamente, el análisis de los resultados correspondientes a las simulaciones realizadas según la Figura 5.3 estará acompañado por gráficas principalmente de tensión versus tiempo.

5.4.1 Índice energético de huecos de tensión

El primero de los índices a considerar se encuentra estandarizado en la IEEE 1564-2014. Este índice conocido como índice energético de huecos de tensión, o simplemente *"sag energy index"* (SEI), se define según la ecuación (5.1) para un evento individual:

$$E_{VS} = \int_0^T [1 - \{\frac{V(t)}{V_{nom}}\}^2]dt \quad (5.1)$$

donde

$V(t)$ es la tensión rms durante el evento

V_{nom} es la tensión nominal

La integración se mide durante el evento de tensión; es decir, para todos los valores de la tensión rms por debajo del umbral. La tensión puede expresarse en cualquier unidad siempre que la tensión nominal se exprese en la misma unidad.

El SEI tiene la unidad de tiempo; puede expresarse en ciclos, milisegundos o segundos. Para los casos en los que sólo están disponibles la tensión retenida y la duración de un evento, puede suponerse la tensión eficaz es constante durante el evento. Esto da como resultado la expresión (5.2):

$$E_{VS} = \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}}\right)^2\right].T \quad (5.2)$$

Los resultados de las simulaciones contemplaron una ventana de tiempo de 1 milisegundo; de este modo se posee, entre otras características, una descripción detallada de la tensión remanente para cada evento. Por lo tanto, para los casos estudiados en este trabajo, la simplificación propia de la ecuación 5.2 no aplica.

El SEI debe interpretarse como la duración de una interrupción que produciría la misma pérdida de energía para una carga afectada directamente por el evento; es decir, sobre la carga vinculada a la misma barra donde se mide la tensión. Asimismo, el SEI puede relacionarse con la energía (o falta de ella) durante el evento de tensión cuando se posee el dato de la demanda conectada a la misma barra donde se mide la tensión. Entonces, considerar una carga de impedancia constante con consumo de energía activa P_0 a tensión nominal V_{nom}. Como se muestra en la ecuación (5.3), cuando la tensión cae a V durante un hueco, el consumo de potencia activa por la carga cae según:

$$P = (\frac{V}{V_{nom}})^2.P_0 \quad (5.3)$$

Como se muestra en la ecuación (5.4), la reducción de la potencia entregada, ΔP, es la siguiente:

$$\Delta P = P_0 \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}}\right)^2\right] \tag{5.4}$$

Integrando sobre el período de duración del evento de tensión, se obtiene la ecuación (5.5) para la energía no entregada:

$$\Delta E = \int_0^T \Delta P dt = P_0 \int_0^T [1 - (\frac{V(t)}{V_{nom}})^2] dt \tag{5.5}$$

Luego, si relacionamos la energía no entregada con el SEI, se obtiene la ecuación (5.6):

$$\Delta E = P_0 E_{VS} \tag{5.6}$$

De este modo, la energía del hueco de tensión es proporcional a la energía no suministrada a una impedancia de carga, expresada en por unidad con la potencia nominal de la carga como base.
Además, el método de caracterización de energía por evento utiliza tres índices de sitio: número de eventos por sitio, energía perdida total por sitio y energía perdida promedio por evento.
El SEI_s es la suma de los índices individuales calculados para todos los eventos en un sitio determinado, como se muestra en la ecuación (5.7). Los índices suelen calcularse mensualmente y anualmente.

$$SEI_s = \sum_{i_1}^{n} E_{VS_i} \tag{5.7}$$

Donde,
i es el número de eventos de tensión
n es el número de eventos monitoreados en el mismo sitio.
Para este caso, el SEI debe interpretarse como la duración de la interrupción equivalente con la misma pérdida de energía que todos los huecos juntos que ocurrieron durante el período de observación de ese sitio. También suele ayudar el cálculo del promedio del índice SEI_s, que se denomina ASEI (*average sag energy index*) tal como se muestra en la ecuación (5.8):

$$ASEI = \frac{1}{n}\sum_{i_1}^{n} E_{VS_i} \tag{5.8}$$

Finalmente, el índice SARFI-90 se utiliza como tercer índice para cuantificar el número de eventos en el sitio. Este se relaciona con los últimos dos índices de acuerdo con la ecuación (5.9):

$$SEI_s = ASEI * SARFI - 90 \quad (5.9)$$

Este índice es muy acertado para la descripción de eventos de tensión; sin embargo, no se recomienda aplicar este método a interrupciones de corta duración. Bajo esas circunstancias, el valor resultante para una interrupción de corta duración es probable que domine todas las pérdidas de tensión durante el período de medición. Esto resultará en valores sobredimensionados para el sitio y para los índices del sistema calculados a partir de la energía del hueco de tensión.

5.4.2 Índice de severidad de huecos de tensión

La gravedad del hueco de tensión se calcula a partir de la tensión retenida en por unidad y la duración del evento de tensión en combinación con una curva de referencia. Para ello se utiliza como referencia la curva F47 propuesta por el Grupo Internacional de Equipos y Materiales Semiconductores (SEMI por su sigla en inglés), pero el método funciona igual de bien con otras curvas de referencia [140].
El índice de gravedad del hueco de tensión (sag severity index - SSI) es calculado como muestra la ecuación (5.10) para un evento individual:

$$SSI = \frac{1-V}{1-V_{curve}(d)} \quad (5.10)$$

donde
V es la magnitud del hueco de tensión
d es la duración del evento
$V_{curve(d)}$ es el valor de magnitud de la curva de referencia (Figura 5.6) para la misma duración
El método se explica en la Figura 5.4. Los eventos con duraciones más largas y magnitudes menores tendrán valores mayores del índice de gravedad de hueco de tensión.

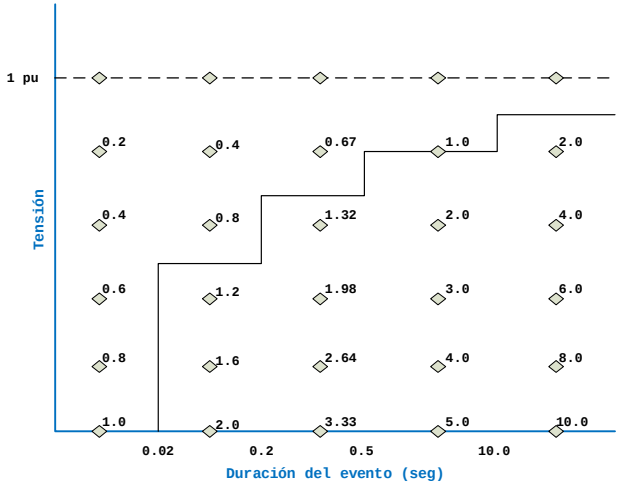


Figura 5.4. Gravedad de huecos de tensión con la curva de referencia SEMI F47.

Utilizando la curva SEMI como referencia, la Tabla 5.2 da el siguiente algoritmo para calcular la gravedad del hueco de tensión a partir de la magnitud *V* y la duración *d*:

Tabla 5.2. Algoritmo para calcular la gravedad de huecos de tensión con la curva de referencia SEMI F47.

Duración	Cálculo de índice de severidad de huecos
d ≤ 20 ms	SSI = 1 - V
20 ms < d ≤ 200 ms	SSI = 2 (1 - V)
200 ms < d ≤ 500 ms	SSI = 3,3 (1 - V)
500 ms < d ≤ 10 s	SSI = 5 (1 - V)
d > 10 s	SSI = 10 (1 - V)

Por su parte, el cálculo de índices de sitio para el método de severidad de huecos de tensión es muy similar al cálculo de índices de sitio basado en el SEI. En este caso, se utilizan dos índices para caracterizar el desempeño de una barra o nodo particular, la severidad total (ecuación (5.11)) y la severidad promedio (ecuación (5.12)):

$$SSI_s = \sum_{i=1}^{N} SSI_i \tag{5.11}$$

$$SSI_a = \frac{SSI_s}{N} \tag{5.12}$$

Donde N es el número de eventos percibidos en un mismo sitio o barra. En este punto es importante aclarar que N es igual a SARFI-90 y que se mantiene la misma relación entre los índices que para el SEI, tal como se describió en la ecuación (5.9).

5.4.3 Índices de compartimiento dinámico post-falla

En la evaluación del desempeño dinámico, existen índices basados en criterios que permiten determinar si cumplen con los umbrales típicos de CR. En este trabajo se evalúa el comportamiento dinámico de la magnitud de tensión mediante el cálculo de cuatro índices que evalúan la desviación de la tensión post-perturbación durante un tiempo determinado con respecto a la tensión previa a la perturbación [49], [66], [139].
El primero de ellos es el Índice de tensión instantánea (*VI*) para cada barra. El VI mide la desviación relativa de la tensión con respecto a la tensión previa a la perturbación o al último valor de estado estable. El *VI* se calcula usando la ecuación (5.13) donde: V_b^0 es la tensión previa a la perturbación en un nodo b, N_b es el número total de barras, t_{cl} es el tiempo de eliminación de fallas y t_a es el tiempo de análisis.

$$VI_b^t = \frac{V_b^0 - V_b^t}{V_b^0}; \begin{Bmatrix} b \in [1, N_b] \\ t \in [t_{cl}, t_a] \end{Bmatrix} \tag{5.13}$$

Por otro lado, el índice de tensión dinámico por ventana (*DVI*) para cada barra. El significado del *DVI* es el valor por debajo del cual se mantiene la tensión relativa durante un número específico de ciclos. La ventana de tiempo móvil (Δt) se determina con la ecuación (5.14) y la extensión de la ventana se define considerando el criterio del número de ciclos según el criterio industrial de [140], que es de 20 ciclos en frecuencia nominal. El índice *DVI* por ventana es el valor mínimo de los valores *VI* en ese período. El *DVI* se calcula usando la ecuación (5.15) obteniendo un valor de *DVI* por ventana de la serie de tiempo:

$$\tau = 20\frac{1}{f_{nom}} = \Delta t_{m,n} = t_n - t_m \tag{5.14}$$

$$DVI_b^{\Delta t_{m,n}} = minVI_b^t; \begin{Bmatrix} t \in [t_m, t_n] \\ t_m, t_n \in [(t_{cl}, t_{cl} + \tau), (t_a - \tau, t_a)] \end{Bmatrix} \tag{5.15}$$

Índice de tensión dinámico para cada barra (DVI_b) se calcula a partir de (5.16). Este índice es el valor máximo de todas las ventanas que se calcularon en el *DVI*.

$$DVI_b = maxDVI_b^{\Delta t_{m,n}} \tag{5.16}$$

Finalmente, el índice de tensión dinámico de área amplia (*WADVI*) o índice del sistema, se calcula mediante la ecuación (5.17). El *WADVI* se calcula por el máximo de todos los índices DVI_b computados para las barras monitoreadas del sistema.

$$WADVI = \max_{1 \le b \le N_b} DVI_b \tag{5.17}$$

El valor DVI_b se usa para evaluar el desempeño dinámico en cada barra y el *WADVI* se usa para evaluar el desempeño dinámico del sistema.

5.5 Análisis de resultados

A continuación, se expondrán los resultados de más de 500 simulaciones realizadas sobre ambos modelos de prueba. Aleatoriamente se escogieron un conjunto de eventos que incorporan variantes como tipo de falla, elemento bajo falla, porcentaje de carga dinámica, entre otros; tal como se detalló en la Figura 5.3.
A los fines prácticos, el análisis de los resultados obtenidos se explaya en forma separada para cada sistema de prueba.

5.5.1 Sistema IEEE 14-33 barras

Atendiendo a uno de los objetivos principales de la estrategia diseñada, esto es dotar al IFV de una mayor inmunidad ante huecos de tensión, la Figura 5.5 cuantifica las desconexiones de cada SFV. Del lado izquierdo de la Figura se observan las desconexiones para cada SFV ante los eventos simulados cuando se aplica la estrategia FRT-RPI adaptiva. Mientras que, del lado derecho, se cuentan las desconexiones cuando los IFV trabajan con la estrategia FRT tradicional, es decir que emplea curvas de disparo fijas. Las diferencias para uno y otro caso son evidentes. Utilizando la nueva estrategia desarrollada en este trabajo se producen un total de 7 desconexiones, en tanto que para la implementación de la estrategia FRT tradicional se cuantifican un total de 60 desconexiones. Cabe aclarar el conjunto de fallas simuladas es exactamente el mismo para uno y otro caso, esto con la idea de poder contrastar equitativamente los resultados.

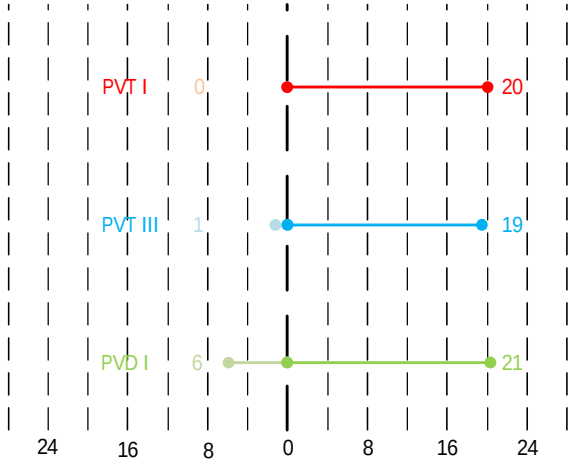


Figura 5.5. Cuantificación de desconexiones con y sin esquemas FRT-RPI adaptivos [Fuente: el autor].

5.5.1.1 Índices de fallas individuales

En cuanto a la aparición de islas voluntarias no programadas, para el sistema de prueba empleado, es factible en el vínculo entre las redes IEEE 33 y 14 barras. Entonces, se considera una falla que provoca la apertura de la línea 9-1 que vincula ambos sistemas. A continuación, la Figura 5.6 y la Figura 5.7 muestran la tensión en bornes de los tres SFV con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva, respectivamente. El sistema de 14 barras es lo suficientemente robusto como para soportar la desconexión intempestiva de la línea mencionada, independientemente de la aplicación de la estrategia FRT-RPI adaptiva. No sucede lo mismo con la red de 33 barras. Este sistema, cuando opera en isla, es susceptible a la aplicación de la estrategia FRT-RPI adaptiva; dado que sin ella no solo percibe un hueco de tensión más agresivo sino que, además, ve comprometida su estabilidad. La tensión no puede recuperarse inmediatamente debido a la insuficiencia por parte de la generación local (Figura 5.7). El generador PVD I se desconectará cuando trabaje con la estrategia FRT tradicional. En tanto que, como se aprecia en la Figura 5.8, el aporte de la nueva estrategia apoya eficazmente a la recuperación de la tensión; logrando valores muy cercanos al nominal antes de los 2 segundos posteriores al evento. El PVD I aplica para este caso el esquema FRT_3, diseñado específicamente para condición de operación en modo isla.

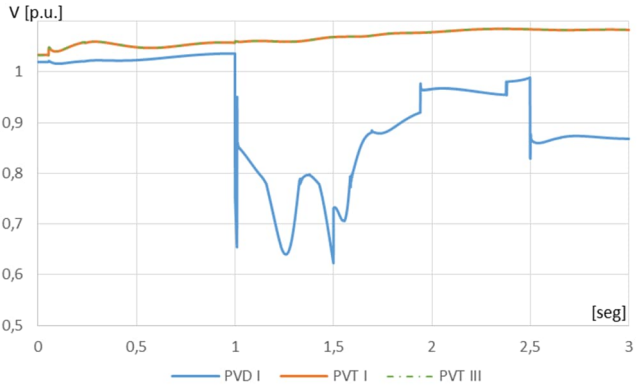


Figura 5.6. Tensión en bornes de SFV empleando estrategia FRT-RPI adaptiva [Fuente: el autor].

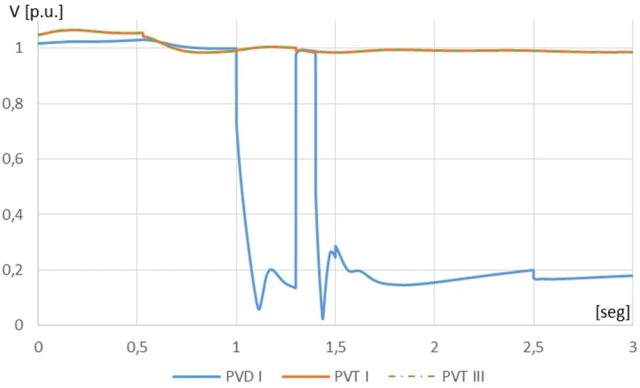


Figura 5.7. Tensión en bornes de SFV con estrategia FRT tradicional [Fuente: el autor].

Asimismo, la Figura 5.8 presenta una comparación entre los SEI individuales para esta falla. Los SEI se presentan en segundos y corresponden a nodos del sistema IEEE 33 barras. Bien puede apreciarse que aquellas barras más alejadas de los generadores locales (nodos 31, 20 y 15 por ejemplo) tienen SEI un tanto superiores para el caso de la aplicación de la estrategia FRT-RPI adaptiva. En tanto que cuando se considera la estrategia FRT tradicional, esta diferencia es casi imperceptible. Este SEI debe interpretarse como el tiempo equivalente a una interrupción del evento, que para el caso de la barra 01 es de 2.66 y 6.52 segundos, con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva, respectivamente.

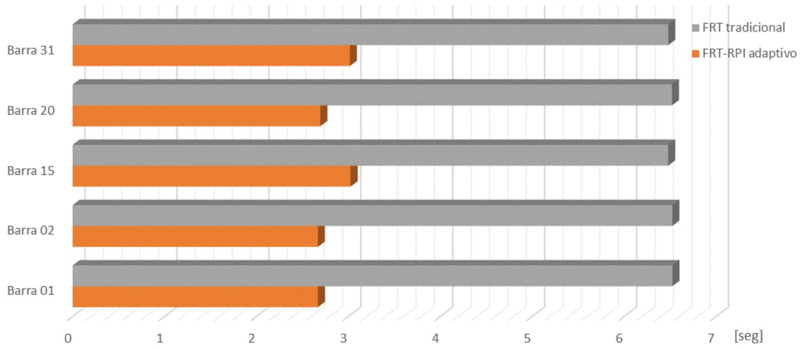


Figura 5.8. Comparación de SEI para distintos nodos del IEEE 33 barras [Fuente: el autor].

En tanto que el SSI calculado para este evento individual no presenta diferencias apreciables para cada barra del sistema. La razón radica principalmente en la duración del evento, superior a 500 milisegundos pero inferior a los 10 segundos. Entendiendo esto y considerando también el algoritmo de cálculo para este índice (sección 5.3.2) entonces se explica la paridad para los *SSI* nodales. La Figura 5.9 permite apreciar los índices calculados para las barras.

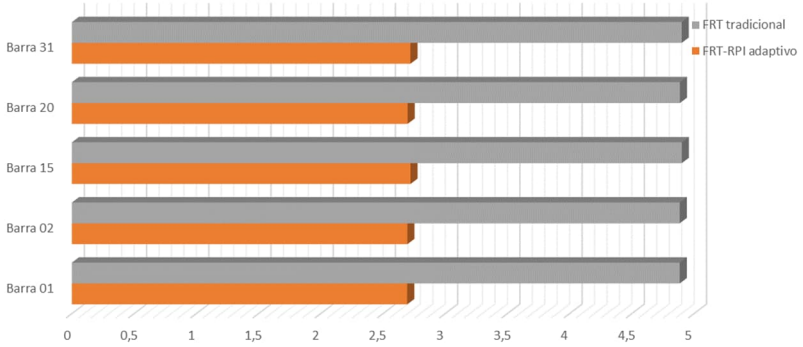


Figura 5.9. Comparación de SSI para distintos nodos del IEEE 33 barras [Fuente: el autor].

Resulta importante también hacer una indagación similar para el caso de un evento de tensión sucesivo. Entonces, se considerará un conjunto de fallas consecutivas sobre la línea de 132 kV que vincula los nodos 4 y 5; la falla se trata de un cortocircuito monofásico con recierre exitoso en segunda instancia. A los fines de poder identificar la gravedad del evento simulado, se presenta a continuación el SEI calculado para algunos nodos de interés del sistema IEEE 14 barras. La Figura 5.10, entonces, muestra el SEI para el caso

con y sin la implementación de la estrategia FRT-RPI adaptiva. Esta vez, puede identificarse que las barras de distribución 06 y 09 (más lejanas) son más robustas para este tipo de eventos cuando se implementa la nueva estrategia. Sin embargo, cuando se utiliza la estrategia tradicional sucede todo lo contrario; las barras más lejanas a la falla perciben un evento más agresivo. A priori, este comportamiento puede justificarse de la siguiente manera: debido a la selectividad del soporte dinámico de tensión logrado gracias a la estrategia FRT-RPI adaptiva, los IFV más cercanos al evento aportan mayores niveles de potencia reactiva mientras implementan una curva de desconexión mucho más exigente. Así se logra resolver el problema de mantener la tensión durante un evento de una forma más localizada. Asimismo, la Figura 5.11 representa los SSI para el evento bajo estudio. Nuevamente, se aprecia el mismo comportamiento mencionado para las barras de distribución.

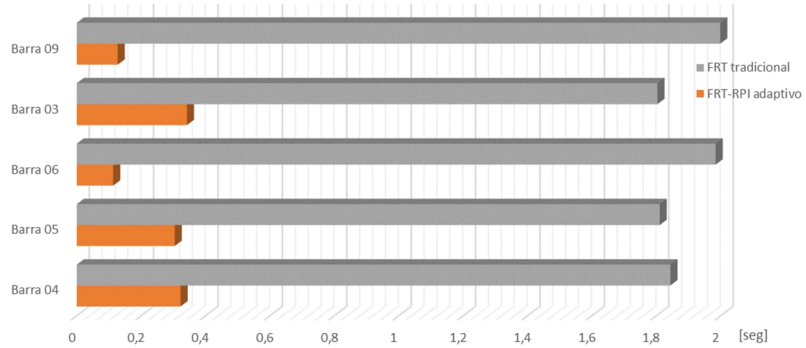


Figura 5.10. Comparación de SEI para distintos nodos del IEEE 14 barras [Fuente: el autor].

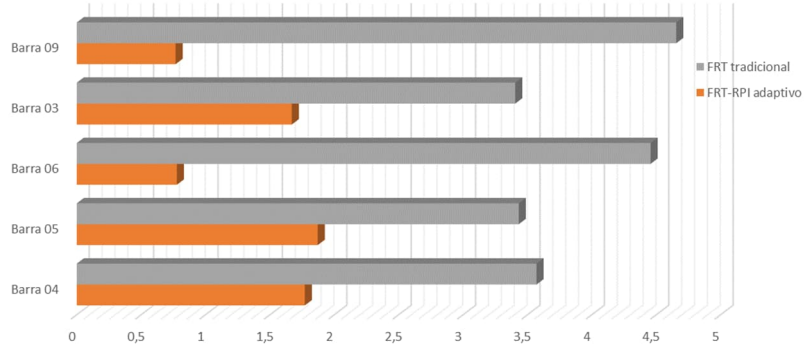


Figura 5.11. Comparación de SSI para distintos nodos del IEEE 14 barras [Fuente: el autor].

Otra característica importante para resaltar esta vez es la "energía no suministrada" según [24]. Este parámetro se calcula mediante la ecuación (5.6) y permite cuantificar la energía que se deja de entregar mientras perdura el evento para la carga asociada a una barra determinada. La Figura 5.12 muestra la comparación del parámetro calculado para las barras bajo análisis. Lógicamente, las barras de transmisión presentan mayores niveles de energía debido a que poseen mayores cargas conectadas.

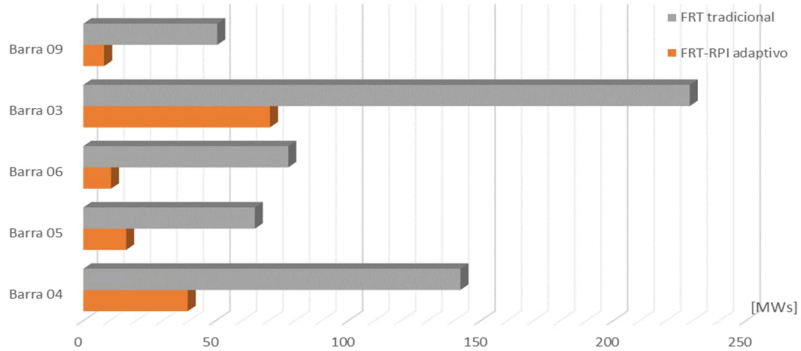


Figura 5.12. "Energía no suministrada" durante el evento de tensión [Fuente: el autor].

Finalmente, queda por evaluar el comportamiento de la estrategia desarrollada ante un fenómeno FIDVR individual. Con este objetivo se tomaron 5 fallas que originan FIDVR, así la Figura 5.13 presenta el SEI_s medido en milisegundos para estos eventos. El aporte de la estrategia *FRT-RPI* adaptiva es, nuevamente, notable ya que supone una mejora de entre 4 y 9 veces respecto a la estrategia FRT tradicional.

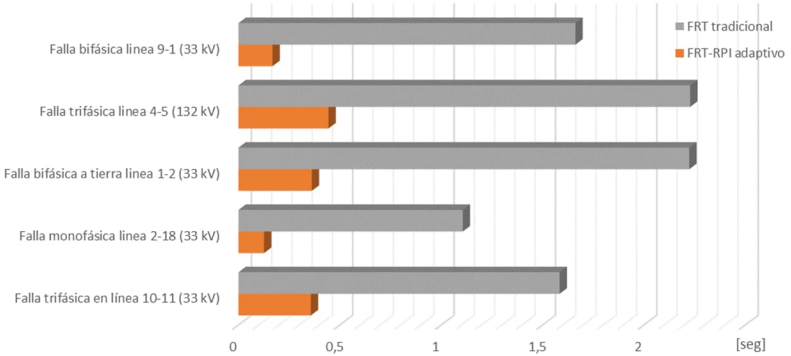


Figura 5.13. Comparación de SEI para distintas fallas que provocan FIDVR [Fuente: el autor].

Por su parte, la Figura 5.14 muestra el comportamiento de la tensión para una de estas fallas (cortocircuito trifásico en línea 10-11 33 kV) con y sin la implementación de la nueva estrategia FRT-RPI. La diferencia es evidente, no tanto para la tensión remante sino para la tensión post-falla; de hecho, cuando se utiliza la estrategia FRT tradicional la tensión no se recupera y se produce un fenómeno de sub-tensión.

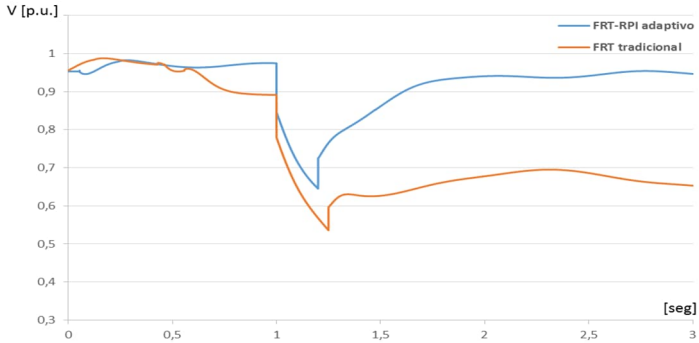


Figura 5.14. Tensión en nodo 02 (IEEE 33 barras) para falla trifásica en línea 10-11 [Fuente: el autor].

5.5.1.2 Índice de fallas agregadas

Mediante la ecuación (5.8) es posible calcular los índices de sitio para cada una de las barras del IEEE 14-33 barras, contemplando específicamente aquellos eventos asociados a huecos sucesivos, FIDVR y operación en modo isla. La Figura 5.15, entonces, resume los SEI_s agregados para estos tres tipos de eventos. La diferencia entre la aplicación o no de la estrategia *FRT-RPI* adaptiva es notable para los tres casos; sin embargo, el mayor aporte se da para las fallas que producen FIDVR. En este sentido, contemplando que las fallas simuladas fueron idénticas tanto en número como en características para los casos de la implementación de la nueva estrategia como también la tradicional, la acumulación de SEI_s resulta poco más de 4 veces inferior para la primera respecto a esta última. De otra forma, gracias a la participación de la estrategia *FRT-RPI* adaptiva el tiempo equivalente a una interrupción de la tensión provocada por el fenómeno FIDVR es cuatro veces inferior respecto a idénticos casos pero que trabajan con la estrategia FRT tradicional.

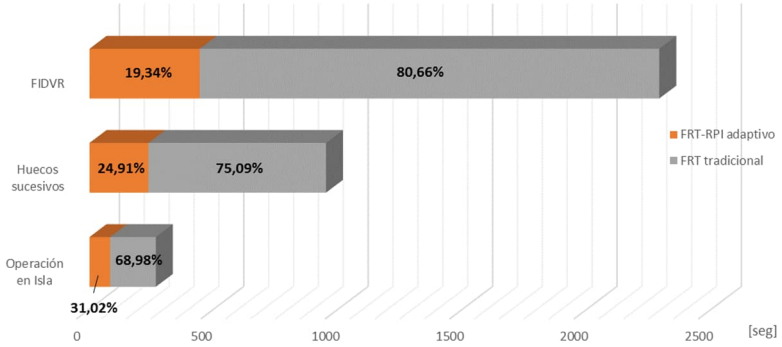


Figura 5.15. SEI acumulados para tres tipos de eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva [Fuente: el autor].

La misma representación se realiza para el SSI_s, esta vez los porcentajes exhiben una mayor paridad para los casos con y sin la estrategia *FRT-RPI* adaptiva. De esta forma, la Figura 5.16 presenta los índices de severidad acumulados para los huecos de tensión con estas tres características particulares. Otro aspecto interesante de revisar es la "energía no suministrada" vinculada a estos tres eventos.

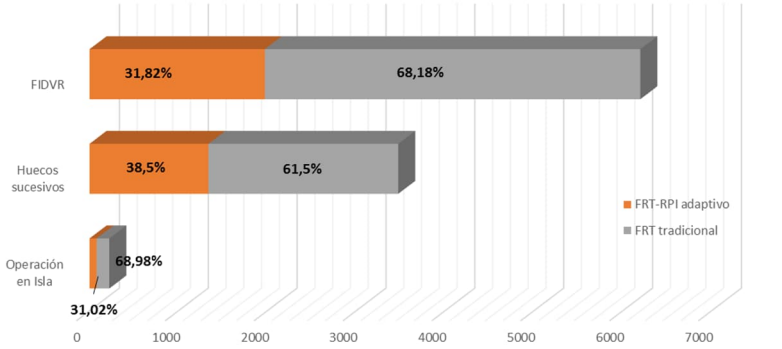


Figura 5.16. SSI acumulados para tres tipos de eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva [Fuente: el autor].

Finalmente, la Figura 5.17 resume los índices *ASEI* y SSI_a calculados en función de todas las simulaciones realizadas para el sistema bajo prueba. El aporte de la estrategia propuesta en este trabajo es evidente tomando estos dos índices básicos para el análisis de eventos de tensión. Los valores promedios calculados a partir de la cantidad *N* de casos simulados evidencia que la estrategia FRT-RPI adaptiva contribuye eficazmente a la mitigación de huecos de tensión.

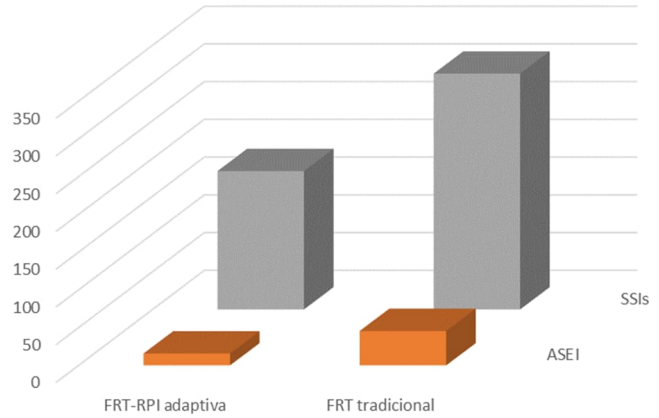


Figura 5.17. Índices de comportamiento promedio para el sistema IEEE 14-33 barras [Fuente: el autor].

5.5.1.3 Comportamiento dinámico post-falla

Por otro lado, a partir de los índices de comportamiento post-falla descriptos en las ecuaciones (5.13) a (5.17) se pretende evaluar el aporte de la nueva estrategia FRT-RPI adaptiva para recuperar la tensión una vez que la falla es despejada. En este sentido, la Figura 5.18 resume el cómputo de índices DVI_b para cada barra del sistema ante todas las simulaciones realizadas. Para este caso, nuevamente es posible observar la notable mejora en la recuperación de la tensión post-falla gracias a la estrategia FRT-RPI adaptiva en contraste con la estrategia tradicional.

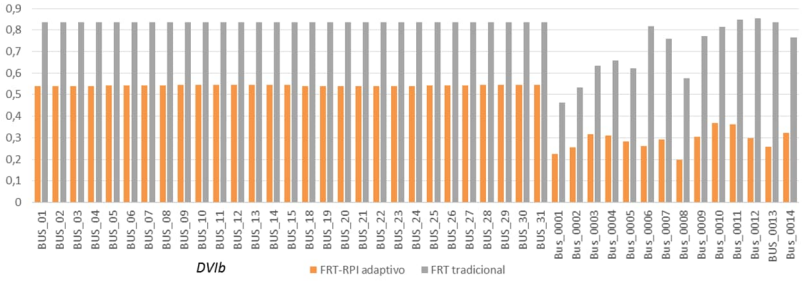


Figura 5.18. Índice DVI_b por cada barra para los eventos simulados en el IEEE 14-33 barras [Fuente: el autor].

Para el caso de las barras del sistema de 33 nodos (lado izquierdo de Figura 5.18) la diferencia entre los resultados de aplicar o no la nueva estrategia, prácticamente no difiere entre barras. Posiblemente, esta semejanza se debe

a la configuración de la red eléctrica; la debilidad del vínculo con el sistema de transmisión hace a la red más dependiente de las unidades activas conectadas aguas arriba. En cuanto al sistema IEEE 14 barras, si muestra una diferencia apreciable entre los índices calculados por cada nodo para los casos con y sin la nueva estrategia. El mayor grado de mallado para este sistema permite apreciar la selectividad del aporte reactivo logrado gracias a la estrategia FRT-RPI adaptiva.

Una revisión del mismo índice pero de una forma más desagregada puede ayudar a preciar en más detalle los resultados. Entonces, se analiza el mismo DVI_b para todas las barras del sistema pero distinguiendo entre los tres tipos de fallas mencionados en las sección 4.4 y el resto. La Figura 5.19 diferencia los índices DVI_b calculados en cada barra para eventos que provocan islas voluntarias no programadas, huecos sucesivos, FIDVR y el resto de las fallas que no se catalogan en ninguno de estos tres grupos.

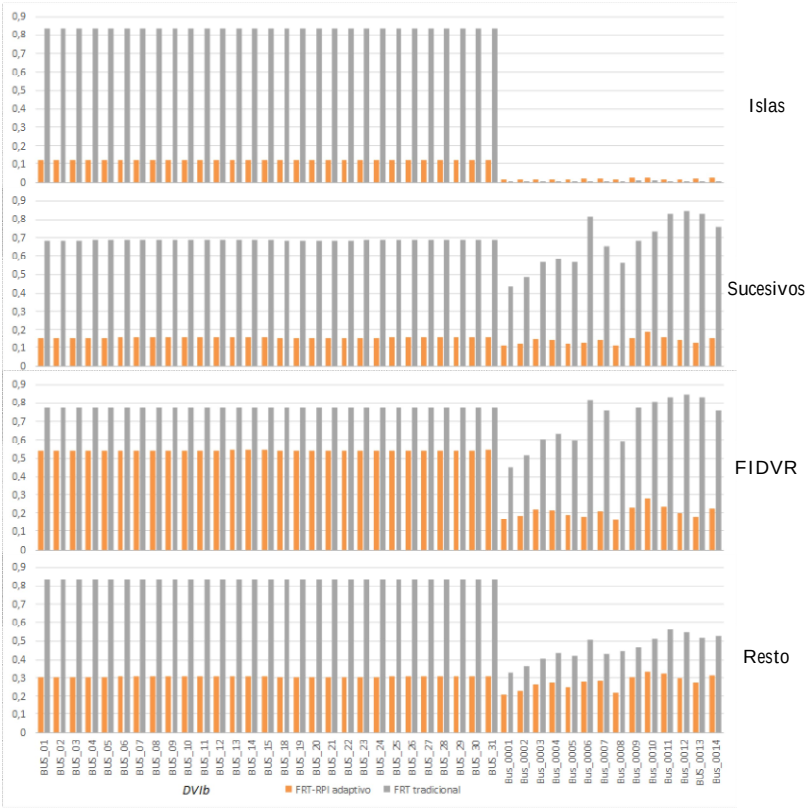


Figura 5.19. Índices DVI_b desagregados por tipos de fallas para cada barra [Fuente: el autor].

El mayor aporte de la estrategia FRT-RPI adaptiva se percibe en las dos gráficas superiores, estas corresponden a los casos de fallas que provocan islas voluntarias no programadas y huecos sucesivos. En cuanto al fenómeno FIDVR, la mejora debida a la nueva estrategia de soporte dinámico es más apreciable en los nodos de transmisión; el sistema IEEE no presenta una mejora tan evidente como para los otros casos. Este resultado puede deberse al bajo nivel de carga vinculado al IEEE 33 barras ya que el FIDVR depende mucho del nivel de carga dinámica, luego es factible sea más tenue en aquellos sistemas con baja demanda eléctrica.
Finalmente, el índice dinámico de tensión de área amplia (WAIDVI) se calculó para todas las fallas simuladas con y sin la estrategia desarrollada. Este índice como es global, lógicamente es único para todo el sistema. De esta forma, se obtuvo un WAIDVIadaptive = 0.542385 y, por otro lado, WAIDVIclassic = 0.847262; el primero para los casos simulados utilizando la estrategia FRT-RPI adaptiva, el segundo para la estrategia clásica o tradicional. Por lo tanto, teniendo en cuenta la capacidad para recuperar la tensión post-falla en el sistema, se puede afirmar que la estrategia FRT-RPI adaptiva supone una eficacia 35.9% superior frente a la estrategia clásica de FRT.

5.5.2 Sistema Interconectado de la Provincia de San Juan (SIP-SJ)

Del mismo modo que se hizo para el sistema de pruebas genérico, resulta importante evaluar la cantidad de desconexiones de los SFV cuando utilizan la estrategia FRT-RPI adaptiva respecto a aquellos casos en que se emplea la FRT tradicional. En este sentido, la Figura 5.20 muestra las desconexiones resultantes para todos los casos simulados con y sin la estrategia desarrollada.

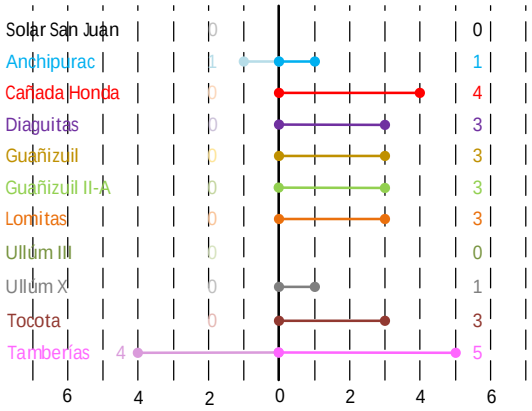


Figura 5.20. Cuantificación de desconexiones con y sin esquemas FRT-RPI adaptivos [Fuente: el autor].

La diferencia es evidente y se espera que gracias a la nueva estrategia las condiciones operativas del SIP-SJ se vean robustecidas por el aporte selectivo de potencia reactiva ante un evento de tensión.

5.5.2.1 Índices de fallas individuales SIP-SJ

En cuanto a las fallas analizadas, no se consideró la posibilidad de una operación en isla dado que el SIP-SJ no posee controlabilidad ni topología adecuada para ello. Sin embargo, distintas fallas fueron evaluadas entre ellas los huecos de tensión sucesivos y el fenómeno FIDVR. En este sentido, se analiza en primera instancia un evento individual a partir de una falla monofásica con recierre exitoso al 90% de la línea Nueva San Juan – Rodeo. La Figura 5.21 permite observar la tensión en los bornes de la ET Bauchaceta; la recuperación de la tensión cuando se aplica la estrategia FRT-RPI adaptiva es un segundo más rápida. En tanto que la tensión mínima es prácticamente la misma para ambos casos.

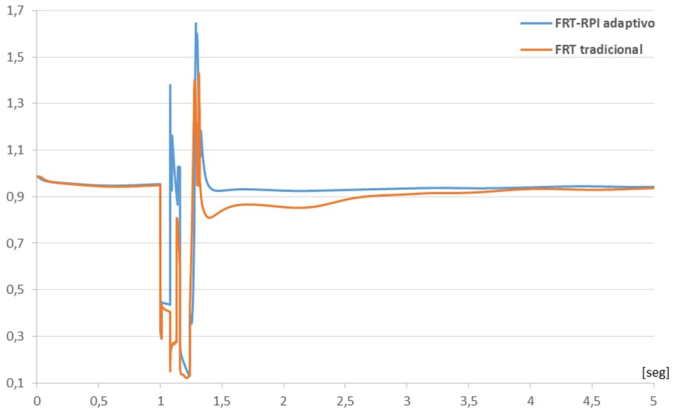


Figura 5.21. Tensión en barra cercana a SFV ante un evento sucesivo [Fuente: el autor].

Por su parte, las Figuras 5.22 y 5.23 presentan los índices SEI y SSI para la misma falla y que son calculados en distintas barras del SIP-SJ. La diferencia entre la aplicación o no de la estrategia FRT-RPI adaptiva es, nuevamente, evidente sobre todo para aquellas barras más cercanas a la falla; Jáchal y Bauchaceta para este caso. La selectividad del soporte dinámico de tensión característica de la estrategia FRT-RPI adaptiva permite que los IFV más cercanos al evento (Guañizuil y Tocota) aporten mayores niveles de potencia reactiva mientras implementan una curva de desconexión más agresiva. Esta

característica propia de la estrategia FRT-RPI adaptiva permite resolver el problema de la recuperación de la tensión de una forma localizada.

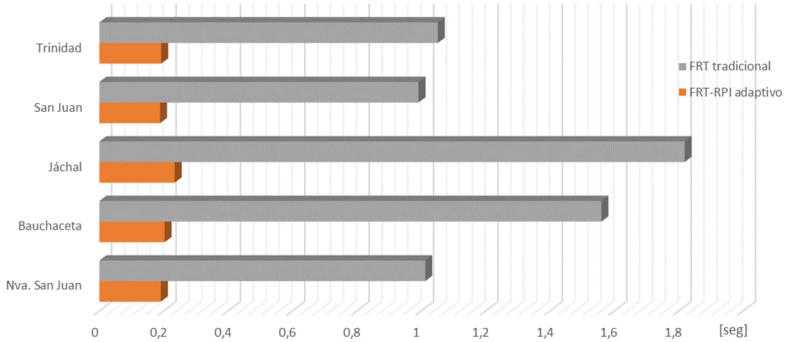


Figura 5.22. Comparación de SEI para distintos nodos del SIP-SJ [Fuente: el autor].

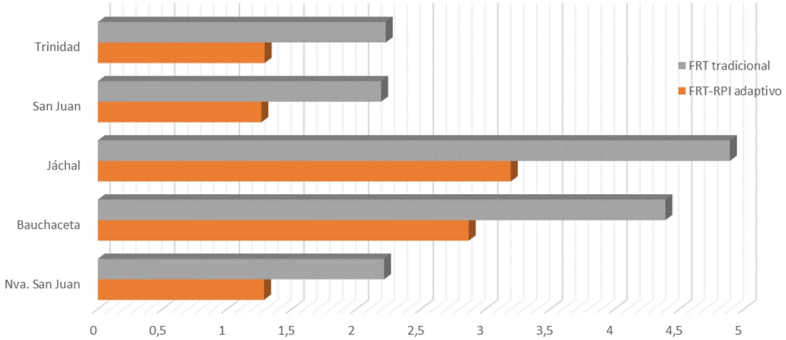


Figura 5.23. Comparación de SSI para distintos nodos del SIP-SJ [Fuente: el autor].

Más allá de los índices calculados para esta falla es interesante analizar la "energía no suministrada" según [40]. Tal como se hizo para el sistema genérico de pruebas, este parámetro se calcula mediante la ecuación (5.6) y permite cuantificar la energía que se deja de entregar mientras perdura el evento para la carga asociada a una barra determinada. La Figura 5.24 muestra la comparación del parámetro calculado para las barras bajo análisis. Lógicamente, aquellas barras que concentran más demanda presentarán una energía no suministrada muy superior. Este fenómeno se da principalmente en aquellos sistemas con cargas muy concentradas; para el caso del SIP-SJ esto sucede en la capital de la provincia, razón por la cual la barra San Juan presenta los mayores niveles de "energía no suministrada". Independientemente de esto, otra vez el aporte de la estrategia desarrollada es apreciable incluso para este nuevo parámetro.

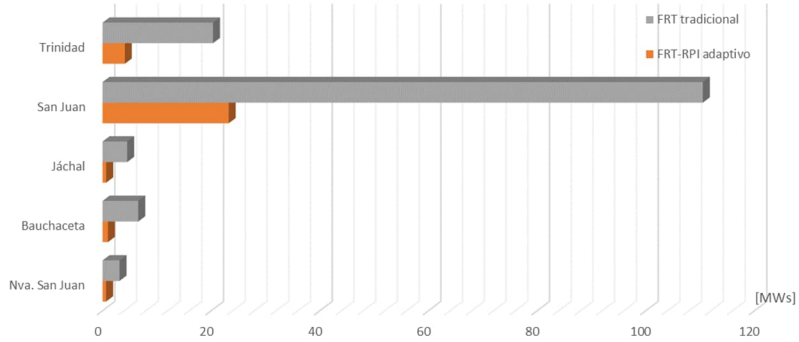


Figura 5.24. "Energía no suministrada" durante el evento de tensión [Fuente: el autor].

Por último, resta analizar el comportamiento de la estrategia desarrollada ante un fenómeno FIDVR individual. Con este objetivo se tomaron 5 fallas que originan FIDVR, así la Figura 5.25 presenta el SEIs medido en milisegundos para estos eventos. El aporte de la estrategia FRT-RPI adaptiva es, nuevamente, notable ya que supone una mejora de entre 3 y 4 veces respecto a la estrategia FRT tradicional.

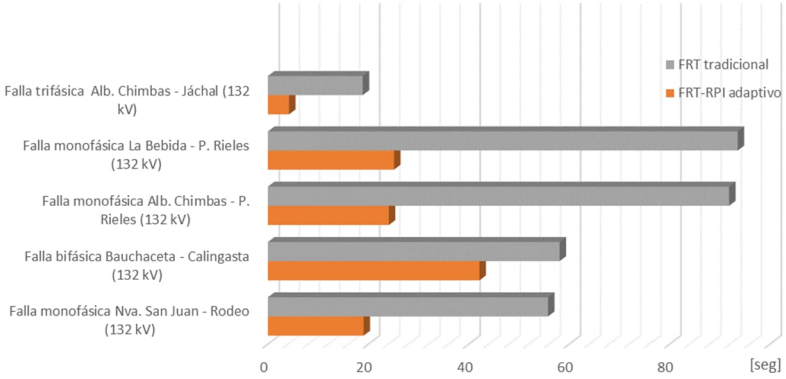


Figura 5.25. Comparación de SEI para distintas fallas que provocan FIDVR [Fuente: el autor].

Por su parte, la Figura 5.26 permite observar la misma comparación que la gráfica anterior solo que para el SSIs donde, si bien existe una diferencia entre los resultados de la aplicación o no de la estrategia nueva, la misma no es tan notable como para el SEIs. Tal como se explicó anteriormente, el motivo es la duración de los eventos dado que el algoritmo de cálculo presenta escalones de duración.

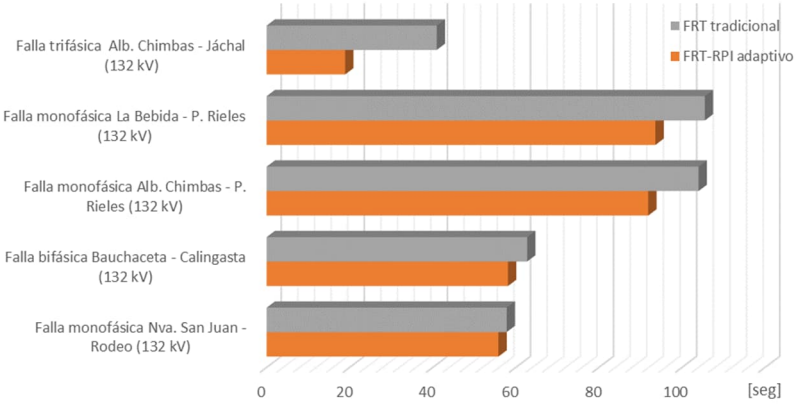


Figura 5.26. Comparación de SSI para distintas fallas que provocan FIDVR [Fuente: el autor].

A continuación, las Figuras 5.27 y 5.28 permiten observar la evolución de la tensión para la falla sobre las líneas La Bebida – P. Rieles y Alb. Chimbas – Jáchal, respectivamente. El contraste, en ambos casos, de la tensión para idéntica falla cuando se implementa o no la estrategia FRT-RPI adaptiva es muy notable. La diferencia principal radica en el tiempo de recuperación de la tensión, no así en la tensión mínima del evento. De hecho, para el caso de la falla monofásica sobre la línea La Bebida – P. Rieles, cuando se trabaja con la estrategia FRT tradicional la tensión no logra recuperarse hasta dentro de la banda de operación normal. Sin embargo, gracias a la nueva estrategia la tensión en la misma barra se recupera 300 milisegundos luego de despejada la falla.

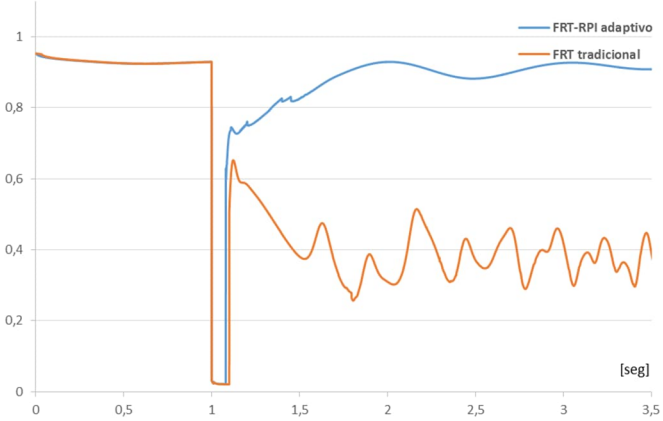


Figura 5.27. Tensión en ET La Bebida para falla monofásica La Bebida - P. Rieles (132 kV) [Fuente: el autor].

En tanto que para el caso de la falla sobre la línea Alb. Chimbas – Jáchal, la tensión se recupera con la implementación de ambas estrategias. Empero, la tensión se recupera 150 milisegundos antes para el caso que se aplica la estrategia FRT-RPI adaptiva. Además, para este caso la tensión mínima es más aguda cuando no se implementa esta estrategia, siendo la diferencia en p.u. de 0.1.

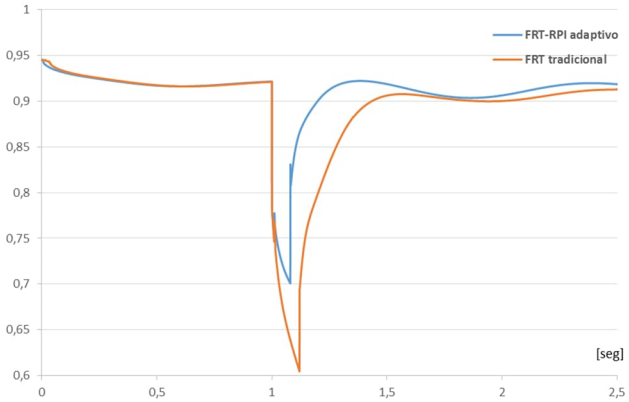


Figura 5.28. Tensión en ET Alb-Chimbas ante falla trifásica Alb. Chimbas - Jáchal (132 kV) [Fuente: el autor].

5.5.2.2 Índices de fallas agregadas SIP-SJ

Esta vez se calculan los índices de sitio para cada una de las barras del SIP-SJ, contemplando específicamente aquellos eventos asociados a huecos sucesivos y FIDVR. En primer lugar, la Figura 5.29 resume los SEIs agregados para estos eventos.

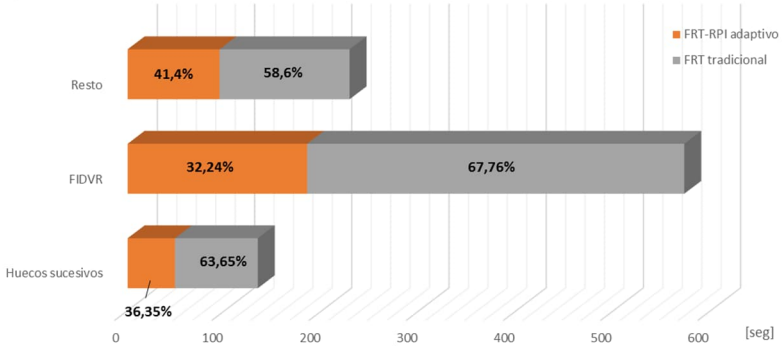


Figura 5.29. SEI acumulados para distintos eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva [Fuente: el autor].

La diferencia entre la aplicación o no de la estrategia FRT-RPI adaptiva es notable para los tres casos; sin embargo, el mayor aporte se da nuevamente para las fallas que producen FIDVR. En este sentido, contemplando que las fallas simuladas fueron idénticas tanto en número como en características para los casos de la implementación de la nueva estrategia como también la tradicional, la acumulación de SEIs resulta poco más de 2 veces inferior para la primera respecto a esta última. De otra forma, gracias a la participación de la estrategia FRT-RPI adaptiva el tiempo equivalente a una interrupción de la tensión provocada por el fenómeno FIDVR es dos veces inferior respecto a idénticos casos pero que trabajan con la estrategia FRT tradicional.
De idéntica forma se realiza para el SSIs, esta vez los porcentajes exhiben una mayor paridad para los casos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva. Así, la Figura 5.30 presenta los índices de severidad acumulados para los huecos de tensión con estas características particulares.

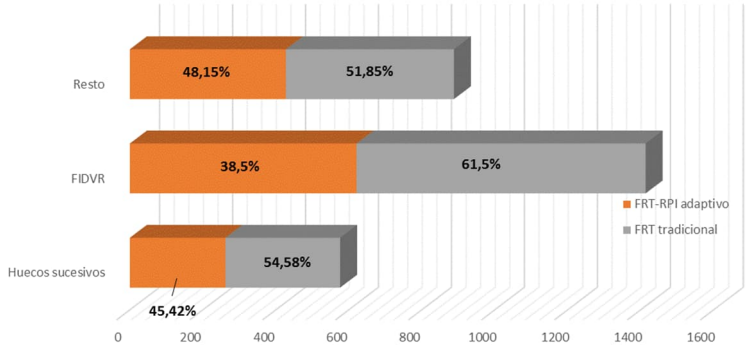


Figura 5.30. SSI acumulados para distintos eventos con y sin la estrategia FRT-RPI adaptiva [Fuente: el autor].

Finalmente, la Figura 5.31 resume los índices promedios *ASEI* y SSI_a calculados en función de todas las simulaciones realizadas para el sistema bajo prueba, y realizando mediciones en distintas barras del mismo. El aporte de la estrategia FRT-RPI adaptiva aquí desarrollada es evidente tomando estos dos índices básicos para el análisis de eventos de tensión. Los valores promedios calculados a partir de la cantidad N de casos simulados evidencia que la estrategia FRT-RPI adaptiva contribuye eficazmente a la mitigación de huecos de tensión.

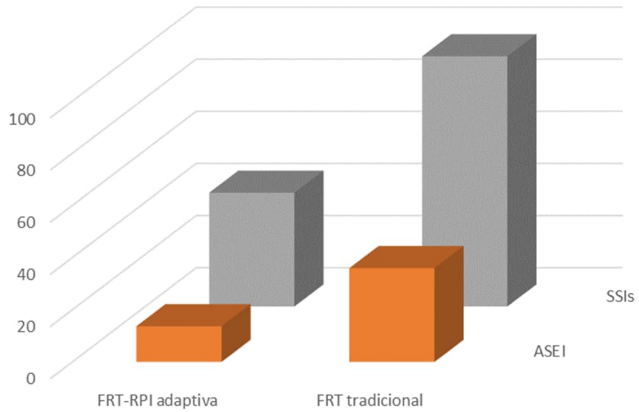


Figura 5.31. Índices de comportamiento promedio para el SIP-SJ [Fuente: el autor].

5.5.2.3 Comportamiento dinámico post-falla SIP-SJ

Para completar el estudio sobre el impacto de la estrategia FRT-RPI adaptiva en los SFV del SIP-SJ, queda por evaluar el comportamiento dinámico de la tensión post-falla. Nuevamente, el análisis versará en los índices de comportamiento post-falla descriptos en las ecuaciones (5.13) a (5.17). En este sentido, la Figura 5.32 resume el cómputo de índices DVI_b para cada barra monitoreada del SIP-SJ para todas las simulaciones realizadas. En comparación con el mismo análisis hecho para el sistema genérico de pruebas, esta vez las mejoras en términos de capacidad para recuperar la tensión son mucho más evidentes.

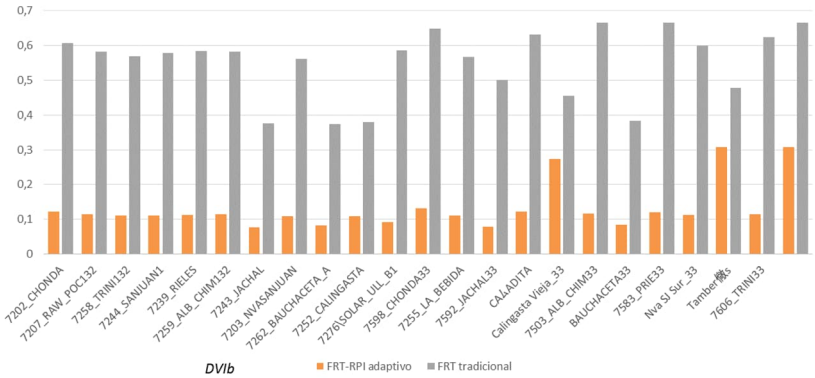


Figura 5.32. Índice DVI_b por cada barra para los eventos simulados en el SIP-SJ [Fuente: el autor].

Estudiando el mismo índice, pero de una forma más desagregada puede ayudar a preciar con más detalle los resultados. Entonces, se analiza el mismo DVI_b para todas las barras del sistema pero distinguiendo entre tres grupos de fallas, por resto debe entenderse aquellos eventos que no pueden catalogarse ni como sucesivos ni FIDVR. La Figura 5.33 diferencia los índices DVI_b calculados en cada barra para eventos que provocan huecos sucesivos y FIDVR, del resto de las fallas que no entran en ninguno de estos grupos. El mayor aporte de la estrategia FRT-RPI adaptiva se percibe para el fenómeno FIDVR, la mejora debida a la nueva estrategia de soporte dinámico es más apreciable en los nodos con mayores niveles de carga.

En última instancia, se calculó el índice dinámico de tensión de área amplia (WAIDVI) para todas las fallas simuladas con y sin la estrategia desarrollada. Este índice como es global, lógicamente es único para todo el sistema. De esta forma, se obtuvo un $WAIDVI_{adaptive}$ = 0.30781065 y, por otro lado, $WAIDVI_{classic}$ = 0.66551572; el primero para los casos simulados utilizando la estrategia FRT-RPI adaptiva, el segundo para la estrategia clásica o tradicional. Por lo tanto, teniendo en cuenta la capacidad para recuperar la tensión post-falla en el sistema. Entonces, se puede afirmar que la estrategia FRT-RPI adaptiva supone una eficacia 54.89% superior frente a la estrategia clásica de FRT. Este porcentaje aún es mayor que el obtenido cuando se realizó el mismo análisis pero para el sistema de pruebas IEEE 14-33 barras. sistema de 132 kV y tomando las mediciones de tensión rms sobre todas las barras de 33 kV. A los fines de exponer los resultados con mayor claridad, se optó por tomar como referencia el escenario 3 por tener un mayor porcentaje de penetración FV, siendo estos suficientes para exponer los resultados deseados y definir las futuras conclusiones.

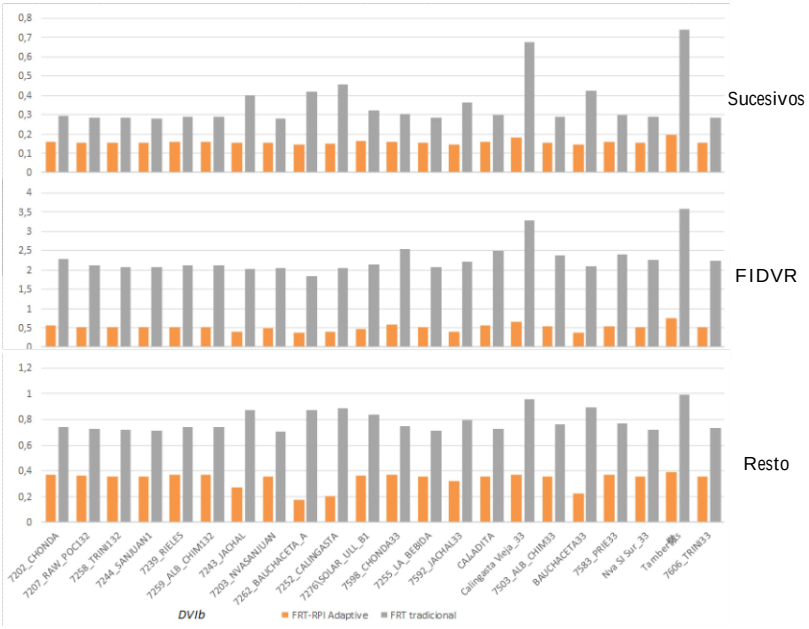


Figura 5.33. Índice *DVI$_b$* desagregados por tipos de fallas para cada barra del SIP-SJ [Fuente: el autor].

5.6 Conclusiones parciales

La validación multiescala con >500 simulaciones en IEEE 14–33 y SIP-SJ (33/132 kV) confirma que el control FRT-RPI adaptivo reduce desconexiones (hasta 7 vs. 60 veces), disminuye SEI acumulado (hasta 4 veces en modelo IEEE; y hasta 2 veces en el SIP-SJ), y mejora la recuperación post-falla (WAIDVI: +35.9% en IEEE; +54.89% en SIP-SJ), manteniendo paridad o mejora en SSI y menor energía no suministrada en barras críticas. Los resultados son consistentes entre ambos sistemas, sostienen el alineamiento normativo y evidencian selectividad espacial del soporte reactivo (barras cercanas a fallas/cargas inductivas), mostrando robustez frente a islas, recierres y FIDVR sin requerir software adicional ni introducir sobrecorrientes/sobretensiones.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones

Inicialmente, este trabajo de tesis se concentró en plantear la problemática surgida en torno a los eventos de tensión, particularmente los huecos de tensión. A partir de la bibliografía analizada y las pruebas realizadas, se logró comprobar que los SEP actuales con elevada penetración de generación renovable pueden verse seriamente afectados por huecos de tensión, tanto en el nivel de transmisión como en distribución. Ante esta situación, se plantea el uso de IFV para mitigar el efecto de estos eventos, favoreciendo la recuperación de la tensión y así, mejorar la calidad del suministro de energía de todo el SEP.

Una de las estrategias más empleadas para mitigar el efecto de eventos de tensión en sistemas con elevada penetración de tecnologías como la FV, son los esquemas de soporte dinámico de tensión (FRT) junto a la inyección de reactivo (RPI). Los IFV, por ejemplo, son componentes de este tipo de generadores que tienen la capacidad innata de brindar soporte a la red para favorecer la recuperación de la tensión ante una falla. Sin embargo, existen ciertas condiciones o fenómenos que pueden afectar seriamente la efectividad de estas estrategias llegando, incluso, a producir el efecto contrario para el que fueron concebidas agudizando un evento de tensión. Entonces, para lograr una eficaz mitigación de huecos de tensión haciendo uso de la corriente reactiva inyectada por IFV, fue necesario mejorar algunos aspectos de la estrategia de soporte dinámico de tensión convencional.

Para este fin, se presentaron las características lógico-operativas de la estrategia para el soporte dinámico de tensión selectivo en SFV, aquí denominada FRT-RPI adaptiva. Esta nueva metodología implementada en IFV vinculados a SEP en el nivel de transmisión y distribución, fue concebida con la idea de dotar a la red eléctrica de una mayor capacidad para mantener

el nivel de tensión ante eventos, y esto haciendo uso de una mayor inmunidad para el dispositivo de conversión.

En el capítulo 4 se hizo una descripción detallada de la lógica de funcionamiento de la estrategia FRT-RPI adaptiva, incluyendo las curvas de disparo y los esquemas de inyección de reactivo que son factibles de emplear. Asimismo, una serie de pruebas preliminares se realizaron con el objetivo de verificar si la nueva estrategia posee las herramientas para sortear las limitaciones que mostraron los algoritmos tradicionales. Estas puebas incluyen los huecos de tensión sucesivos, el fenómeno FIDVR y la operación en isla voluntaria no programada. Particularmente, estos tres tipos de fallas fueron considerados para la evaluación de la nueva estrategia.

Con el objetivo de verificar el correcto funcionamiento del esquema FRT-RPI adaptivo, se realizaron más de 500 simulaciones seleccionadas aleatoriamente; tanto para el sistema genérico IEEE 14-33 barras, como para el sistema interconectado de la provincia de San Juan (SIP-SJ). En ambos sistemas de prueba, el mismo conjunto de perturbaciones se realizó tanto con los IFV implementando la nueva estrategia como trabajando con la estrategia tradicional, con la idea de contrastar posteriormente los resultados. Esta tarea se expone en el capítulo 5 y permitió verificar el eficaz funcionamiento del control adaptivo desarrollado como parte de esta tesis. La estrategia FRT-RPI adaptiva permite que los IFV aporten a la recuperación de tensión de una manera selectiva. En líneas generales, se obtuvieron resultados con mejoras promedio superiores al 30% en el perfil de tensiones dinámicas.

Para la evaluación se utilizaron índices específicos para monitorear huecos de tensión, según lo expone la normativa internacional IEEE 1564-2014. A su vez, para medir la eficacia de la estrategia propuesta para la recuperación de la tensión post-falla, se emplean índices específicos para evaluar fenómenos de subtensión. Los índices escogidos han sido ampliamente empleados en el ámbito académico.

Entonces, atendiendo a los resultados de las diversas pruebas realizadas y contemplando muy especialmente las limitaciones a superar por la estrategia FRT-RPI adaptiva, se puede concluir que el desempeño de este control innovador para IFV resulta sumamente efectivo para mitigar el efecto de huecos de tensión. Lógicamente, la capacidad de un SFV para lograr mitigar estos eventos depende de muchos otros factores; como ser: topología de la red, potencia de cortocircuito en el PCC, capacidad instalada del IFV, porcentaje de carga dinámica y eficacia del algoritmo de control. Independientemente de estos aspectos, existen otras características técnicas que se desprenden de la aplicación de la estrategia FRT-RPI adaptiva, y esto es que no requiere software adicional y además no somete al IFV a sobretensiones ni sobrecorrientes que puedan acortar su vida útil.

6.2 Publicaciones derivadas

A continuación, el detalle de los artículos publicados en revistas indexadas como producto del estudio de esta tesis:

I. Villarroel-Gutiérrez, H. A.; Morales, J.; Molina, Marcelo. A novel methodology for dynamic voltage support with adaptive schemes in photovoltaic generators. Electrical Engineering, 2022, vol. 104, no 6, p. 4103-4123.
II. Morales, J., Quizhpi, F., Villarroel-Gutierrez, H., Munoz, E., Orduna, E., & Vasquez, E. (2020). A Novel Methodology for the Determination of Impulse Response Coefficients Applied to Transmission Line Protection Relays. IEEE Access, 8, 39130-39147.
III. H. Villarroel-Gutiérrez; J. Quispe; E. Orduña; M. Molina. "Adaptation of the overload function in an electrical system due to entry generation, using of the overcurrent function and automatic generation disconnection - Dynamic analysis of a particular case". IEEE Latin America Transactions, vol.18 n°. p696 - 703. issn 1548-0992. Doi: 10.1109/TLA.2020.9082212. 2020.
IV. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Analysis of Dynamic Voltage Support Schemes for PV Generators Implemented in Latin America". IEEE Latin America Transactions, vol.18, n°4. p641 - 651. issn 1548-0992. Doi: 10.1109/TLA.2020.9082206. 2020.
V. Morales, J., Orduña, E., Villarroel-Gutierrez, H., & Quispe, J. C. (2020). High-speed directional protection without voltage sensors for distribution feeders with distributed generation integration based on the correlation of signals and machine learning. Electric Power Systems Research, 184, 106295.
VI. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "The Argentine Electrical Sector and Its Trends Toward Renewable Energies", IEEE Latin America Transactions, vol.17 n°10. p1625 - 1636. issn 1548-0992. 2019. Doi: 10.1109/TLA.2019.8986440. 2019.

Asimismo, las publicaciones logradas en congresos:

I. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Analysis of voltage sags due to induction motors in distribution systems with high PV penetration", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) – Ecuador, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126736. September 2017.
II. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Incorporation of dynamic voltage support requirements in PV systems to mitigate the effects

of voltage sags in distribution networks", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) – Ecuador, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126737. September 2017.

III. J. Quispe H.; H. Villarroel-Gutiérrez; E. Orduña. "Analyzing Short-Circuit Current Behavior Caused by Inverter-Interfaced Renewable Energy Sources. Effects on Distance Protection", 2020 IEEE T&D PES Conference and Exposition Latin America, Montevideo – Uruguay. 2020.

IV. J. Pinzón; H. Villarroel-Gutiérrez; G. Colomé; M. Molina. "Assessment of Dynamic Voltage Support Control Schemes for Photovoltaic Generators Connected to Power Systems", 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC), doi: 10.1109/CCAC.2019.8921006. 2019.

V. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Metodología para la evaluación de influencia de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución"- XVII ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DEL CIGRÉ, Ciudad del Este – Paraguay. Mayo, 2019.

VI. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "EVALUACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DEBIDOS A MOTORES DE INDUCCIÓN EN UN SISTEMA CON GENERACIÓN FV DISTRIBUIDA"- ASADES 2017 – XL Reunión de Trabajo: "Afianzando hábitats resilientes y sustentables". San Juan, 24-27 de Octubre, 2017.

VII. H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Análisis de los efectos de la integración de generación fotovoltaica en una red eléctrica débil"- XVI ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina. 2015.:

6.3 Recomendaciones para Trabajos Futuros

A partir de los estudios aquí realizados, se han encontrado varios aspectos que se recomienda considerar para trabajos futuros y que permiten dar continuidad al presente trabajo de tesis doctoral:

- Desarrollar una herramienta estocástico-determinista para la determinación de las curvas de disparo óptimas para sistemas eléctricos de transmisión y distribución. Esta herramienta complementará la metodología nueva aquí descripta de modo de aumentar aún más la eficiencia en su aplicación.
- Evaluar la actuación conjunta y coordinada de inversores fotovoltaicos que incorporen la estrategia FRT-RPI adaptiva y dispositivos adicionales para mitigación de eventos de tensión; como ser: STATCOM, BESS, SVC, entre otros.

- Implementar la metodología de soporte dinámico de tensión adaptiva para inversores vinculados a redes de media y baja tensión en usuarios comerciales e industriales de pequeña escala. Esta es una forma de comprobar si el control descripto requiere de alguna adaptación específica para la aplicación mencionada.
- Verificar la compatibilidad entre el control dinámico adaptivo y las diferentes topologías de conexión para inversores fotovoltaicos en grandes centrales. Según estudios preliminares, las nuevas topologías de inversores tienden a dotar de mayor controlabilidad al sistema y esto puede repercutir en una implementación aún más sencilla para la estrategia FRT-RPI adaptiva.
- Estudiar cómo impacta la metodología de soporte dinámico de tensión propuesta en otras variables de importancia del sistema eléctrico como ser la frecuencia y los ángulos de las máquinas sincrónicas. Logrando así cumplimentar todas las exigencias por parte de los códigos de red hacia las nuevas unidades de generación no convencionales.
- Realizar un análisis económico y financiero que complemente los estudios técnicos de este trabajo y que permitan evaluar la inclusión de la metodología propuesta en los sistemas fotovoltaicos actuales, incluyendo las nuevas topologías para inversores.
- Extender los estudios realizados y propuestos para trabajos futuros a la aplicación de otros controladores de tecnologías de generación distribuida basados en inversores estáticos de potencia, incluyendo nuevos modos de control de los mismos y su influencia sobre la estabilidad transitoria y dinámica del sistema eléctrico.

CAPÍTULO 7

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. Bollen and F. Hassan, Integration of Distributed Generation in the Power System. 2011.

[2] M. G. Molina, “Regulación primaria de frecuencia en sistemas eléctricos aplicando dispositivos electrónicos de potencia y almacenadores de energía.” Tesis doctoral, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, 2004.

[3] S. Wang, S. Chen, L. Ge, and L. Wu, “Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 7, no. 3, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2529627.

[4] M. H. J. Bollen, “The smart grid: Adapting the power system to new challenges,” Synth. Lect. Power Electron., vol. 3, 2011, doi: 10.2200/S00385ED1V01Y201109PEL003.

[5] H. A. Villarroel-Gutierrez, J. C. Quispe, E. Orduna, and M. Molina, “Adaptation of the overload function in an electrical system due to entry generation, using of the overcurrent function and automatic generation disconnection - Dynamic analysis of a particular case,” IEEE Lat. Am. Trans., vol. 18, no. 4, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082212.

[6] IRENA, “Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency,” 2020.

[7] S. Su, Y. Hu, L. He, K. Yamashita, and S. Wang, “An Assessment Procedure of Distribution Network Reliability Considering Photovoltaic Power Integration,” IEEE Access, vol. 7, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2911628.

[8] B. Kroposki, “Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol. 5, no. 6, 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0339-3.

[9] A. Levy, F. Anaya, and A. Vieira de Carvalho, Sol, viento, fuego y agua: El futuro de las energías renovables no convencionales en Centroamérica. 2017.

[10] G. M. Saeedul Islam, A. Al-Durra, S. M. Muyeen, and J. Tamura, “Low voltage ride through capability enhancement of grid connected large scale photovoltaic system,” 2011, doi: 10.1109/IECON.2011.6119427.

[11] A. McCrone et al., “Global Trends in Renewable Energy Investment 2019,” Bloom. New Energy Financ., 2019.

[12] Energy Information Administration (EIA), “Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050,” J. Phys. A Math. Theor., vol. 44, no. 8, 2018.

[13] M. Urquizo, “Guía para invertir en Energías Renovables en Colombia, Ecuador y Perú.” Tesis de Maestría. Universidad de Zaragoza, España, 2010.

[14] J. Smith et al., “Power quality aspects of solar power - Results from CIGRE JWG C4/C6.29,” in CIRED - Open Access Proceedings Journal, 2017, vol. 2017, no. 1, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0351.

[15] H. A. Villarroel-Gutierrez and M. Molina, “Analysis of Dynamic Voltage Support Schemes for PV Generators Implemented in Latin America,” IEEE Lat. Am. Trans., vol. 18, no. 4, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082206.

[16] G. J. Kish and P. W. Lehn, “Microgrid design considerations for next generation grid codes,” 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6343938.

[17] R. Rojas Zurita, M. Fernandez Fuentes, and R. Orellana Lafuente, “El desafío de las energías renovables para su inserción a mayor escala en el mercado eléctrico boliviano,” Rev. Latinoam. Desarro. Económico, 2011, doi: 10.35319/lajed.201115153.

[18] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, and J. P. S. Catalão, “New Multistage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity - Part I: Problem Formulation,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 8, no. 1, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2598400.

[19] T. Adefarati and R. C. Bansal, “Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review,” IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 7. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0378.

[20] J. C. Gomez and J. C. Amatti, “Interacción Generación Distribuida–Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión,” Inst. Ing. Eléctrica, pp. 1–6, 2006.

[21] "Electrical power systems quality," Choice Rev. Online, vol. 34, no. 01, 1996, doi: 10.5860/choice.34-0322.

[22] K. Darrow, B. Hedman, T. Bourgeois, and D. Rosenblum, "The role of distributed generation in power quality and reliability," New York State Energy Res. Dev. Auth., vol. 17, 2005.

[23] M. H. J. Bollen and I. Y. H. Gu, Signal Processing of Power Quality Disturbances. 2005.

[24] "IEEE Guide for Voltage Sag Indices," IEEE Std 1564-2014. pp. 1–59, 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6842577.

[25] H. A. V. Gutiérrez and M. G. Molina, "Analysis of voltage sags due to induction motors in distribution systems with high pv penetration," in 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, 2017, vol. 2017-January, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126736.

[26] H. A. V. Gutiérrez and M. G. Molina, "Incorporation of dynamic voltage support requirements in PV systems to mitigate the effects of voltage sags in distribution networks," in 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, 2017, vol. 2017-January, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126737.

[27] A. Bendre, D. Divan, W. Kranz, and W. Brumsickle, "Equipment failures caused by power quality disturbances," in Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society), 2004, vol. 1, doi: 10.1109/ias.2004.1348450.

[28] J. C. Cebrian, J. V. Milanovic, and N. Kagan, "Probabilistic assessment of financial losses in distribution network due to fault-induced process interruptions considering process immunity time," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 30, no. 3, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2364558.

[29] R. A. Barr, V. J. Gosbell, and I. McMichael, "A new SAIFI based voltage sag index," 2008, doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668806.

[30] H. Villarroel-Gutierrez, "The Argentine Electrical Sector and Its Trends Toward Renewable Energies," IEEE Lat. Am. Trans., vol. 17, no. 10, 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8986440.

[31] A. H. Rafa, O. Anaya-Lara, and J. R. McDonald, "Flexible control of converter-interfaced microgeneration," 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596837.

[32] J. C. Boemer, K. Burges, and T. Kumm, "Compliance with technical codes turns into precondition for support and system services bonus for wind power plants in Germany," 2009, doi: 10.1109/PTC.2009.5282216.

[33] T.-N. Preda, K. Uhlen, and D. E. Nordgård, “An overview of the present grid codes for integration of distributed generation,” 2012, doi: 10.1049/cp.2012.0716.

[34] H. H. Figueira, H. L. Hey, L. Schuch, C. Rech, and L. Michels, “Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE,” in IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2015, vol. 2015-September, doi: 10.1109/ISIE.2015.7281626.

[35] A. NBR-10152, “Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição,” Associação Brasileira de Normas Técnicas. 2017.

[36] H. de S. M. Junior, R. L. Cavalcante, M. A. B. Galhardo, and W. N. Macedo, “Aplicação de energia solar fotovoltaica–um estudo de Caso na região amazônica,” Rev. Geonorte, vol. 3, no. 5, pp. 1303–1309, 2012.

[37] J. A. Correa Castrillón, “Efectos sobre el precio de electricidad en Panamá a partir de la integración energética con Colombia.” Universidad EAFIT, 2012.

[38] E. Troester, “New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid,” in 2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection, 2009, pp. 1–4.

[39] R. Electrica, “Technical Requirements for Wind Power and Photovoltaic Installations and Any Generating Facilities Whose Technology Does Not Consist of a Synchronous Generator Directly Connected to the Grid,” Red Electr. Madrid, Spain, Rep., 2008.

[40] I. I. Perpinias, N. P. Papanikolaou, and E. C. Tatakis, “Optimum design of low-voltage distributed photovoltaic systems oriented to enhanced fault ride through capability,” IET Gener. Transm. Distrib., vol. 9, no. 10, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0515.

[41] P. P. Das and S. Chattopadhyay, “A Voltage-Independent Islanding Detection Method and Low-Voltage Ride Through of a Two-Stage PV Inverter,” in IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, vol. 54, no. 3, doi: 10.1109/TIA.2017.2788433.

[42] M. Islam, N. Mithulananthan, and M. J. Hossain, “Dynamic Voltage Support by TL-PV Systems to Mitigate Short-Term Voltage Instability in Residential DN,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 4, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2765311.

[43] R. K. Varma, S. A. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan, and T. Vanderheide, “Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator,” IEEE Power Energy Technol. Syst. J., vol. 3, no. 4, 2016, doi: 10.1109/jpets.2016.2592465.

[44] Y. Yang, F. Blaabjerg, H. Wang, and M. G. Simoes, “Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters,” IET Renew. Power Gener., vol. 10, no. 4, pp. 504–513, 2016.

[45] C. Y. Tang, Y. T. Chen, and Y. M. Chen, “PV Power System With Multi-Mode Operation and Low-Voltage Ride-Through Capability,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 62, no. 12, 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2449777.

[46] C. Jain and B. Singh, “An adjustable DC link voltage-based control of multifunctional grid interfaced solar PV system,” IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron., vol. 5, no. 2, 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2627533.

[47] T. Degner, G. Arnold, M. Braun, D. Geibel, W. Heckmann, and R. Bründlinger, “Utility-scale PV systems: grid connection requirements, test procedures and European harmonisation,” Photovoltaics Int., pp. 132–136, 2009.

[48] IEEE Standard Association, IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.

[49] J. D. Pinzon, H. A. G. Villarroel, D. G. Colome, and M. G. Molina, “Assessment of dynamic voltage support control schemes for photovoltaic generators connected to power systems,” 2019, doi: 10.1109/CCAC.2019.8921006.

[50] A. A. Sallam and O. P. Malik, Electric distribution systems. 2018.

[51] CENELEC, “EN 50160,” Eur. Stand., 2005.

[52] IEEE Std 1159-2019, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, vol. 2019. 2019.

[53] M. H. J. Bollen, Understanding power quality problems: Voltage sags and interruptions. 1999.

[54] A. Baggini, Handbook of Power Quality. 2008.

[55] B. R. Williams, W. R. Schmus, and D. C. Dawson, “Transmission Voltage Recovery Delayed by Stalled Air Conditoner Compressors,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, no. 3, 1992, doi: 10.1109/59.207331.

[56] E. Styvaktakis, I. Y. H. Gu, and M. H. J. Bollen, “Voltage dip detection and power system transients,” in 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262), 2001, vol. 1, pp. 683–688.

[57] B. Biswal, M. Biswal, S. Mishra, and R. Jalaja, “Automatic classification of power quality events using balanced neural tree,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 61, no. 1, 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2248335.

[58] N. E. Huang et al., “The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis,” Proc. R. Soc. A, vol. 454, no. 1971, 1996.

[59] Villarroel-Gutiérrez, Héctor Alejandro, John Morales, and Marcelo Molina. "A novel methodology for dynamic voltage support with adaptive schemes in photovoltaic generators." Electrical Engineering 104.6 (2022): 4103-4123.

[60] S. Manaffam, M. Talebi, A. K. Jain, and A. Behal, “Intelligent Pinning Based Cooperative Secondary Control of Distributed Generators for Microgrid in Islanding Operation Mode,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 2, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2732958.

[61] G. V. S. Reddy, K. . R. Sekhar, and M. A. Chaudhari, “Seamless Transition of Grid connected and Islanded modes in AC Microgrid,” 2020, doi: 10.1109/stpec49749.2020.9297697.

[62] M. Sun et al., “A Field Experiment and Analysis for Islanding Operation of PV Power Stations,” 2020, doi: 10.1109/AEEES48850.2020.9121459.

[63] J. Jo, W. Sim, and H. Cha, “Performance of Reactive Power Variation Using Positive Feedback for Detecting Unintentional Islanding Operation,” 2019.

[64] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of power converters in AC microgrids,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 27, no. 11, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

[65] “IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces,” IEEE Std 1547.1-2020. pp. 1–282, 2020, doi: 10.1109/IEEESTD.2020.9097534.

[66] J. D. Pinzón and D. G. Colomé, “Voltage stability assessment using synchrophasor measurements: Trends and development,” in 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, 2017, vol. 2017-January, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126724.

[67] J. D. Pinzón and D. Gracielacolome, “Fault-Induced Delayed Voltage Recovery Assessment based on Dynamic Voltage Indices,” 2018, doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511712.

[68] J. Morales, F. Quizhpi, H. Villarroel-Gutierrez, E. Munoz, E. Orduna, and E. Vasquez, “A Novel Methodology for the Determination of Impulse Response Coefficients Applied to Transmission Line Protection Relays,” IEEE Access, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2975137.

[69] J. Morales, E. Orduña, H. Villarroel, and J. C. Quispe, “High-speed directional protection without voltage sensors for distribution

feeders with distributed generation integration based on the correlation of signals and machine learning," Electr. Power Syst. Res., vol. 184, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106295.

[70] B. Hart, "HV overhead line — the Scandinavian experience," Power Eng. J., vol. 8, no. 3, 1994, doi: 10.1049/pe:19940304.

[71] "Development of Current Limiting COS Fuse Link with Improved Overcurrent and Protection Coordination performance," J. Korea Acad. Coop. Soc., vol. 21, no. 3, 2020, doi: 10.5762/KAIS.2020.21.3.129.

[72] L. Zhang, R. Woodley, X. Song, S. Sen, X. Zhao, and A. Q. Huang, "High current medium voltage solid state circuit breaker using paralleled 15kV SiC ETO," in Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, 2018, vol. 2018-March, doi: 10.1109/APEC.2018.8341247.

[73] N. Woodley, M. Sarkozi, F. Lopez, V. Tahiliani, and P. Malkin, "Solid-state 13-kV distribution class circuit breaker: Planning, development and demonstration," in IEE Conference Publication, 1994, no. 400, doi: 10.1049/cp:19941082.

[74] T. S. Key, "Diagnosing Power Quality-Related Computer Problems," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. IA-15, no. 4, 1979, doi: 10.1109/TIA.1979.4503677.

[75] S. E. Tapia Henríquez, "Estimación estocástica de huecos de tensión en las barras del SIC, mediante paquete computacional," 2013.

[76] "IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility With Electronic Process Equipment," IEEE Std 1346-1998. p. 0_1, 1998, doi: 10.1109/IEEESTD.1998.87816.

[77] X. Caporale, N. Gianoni, and F. Torres, "Evaluación de inmunidad frente a huecos de tensión a partir de curvas de nivel," 2017.

[78] "IEEE Guide for Application of Power Electronics for Power Quality Improvement on Distribution Systems Rated 1 kV Through 38 kV," IEEE Std 1409-2012. pp. 1–90, 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6190701.

[79] J. Y. Chan and J. V. Milanovic, "Assessment of the economic value of voltage sag mitigation devices to sensitive industrial plants," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 30, no. 6, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2355877.

[80] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg, and H. Wang, "Wide-scale adoption of photovoltaic energy: Grid code modifications are explored in the distribution grid," IEEE Ind. Appl. Mag., vol. 21, no. 5, 2015, doi: 10.1109/MIAS.2014.2345837.

[81] A. Ellis and S. Gonzalez, "Implementation of voltage and frequency ride-through requirements in distributed energy resources interconnection standards," 2014.

[82] Y. Yang, F. Blaabjerg, K. A. Kim, and A. Sangwongwanich, Advances in grid-connected photovoltaic power conversion systems. 2018.

[83] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, A. A. Alkahtani, and A. E. P. G. Abas, "Power quality assessment of grid-connected PV system in compliance with the recent integration requirements," Electron., vol. 9, no. 2, 2020, doi: 10.3390/electronics9020366.

[84] Y. Yang, H. Wang, and F. Blaabjerg, "Reactive power injection strategies for single-phase photovoltaic systems considering grid requirements," in IEEE Transactions on Industry Applications, 2014, vol. 50, no. 6, doi: 10.1109/TIA.2014.2346692.

[85] M. T. Hagh and T. Khalili, "A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes," International Journal of Energy Research, vol. 43, no. 4. 2019, doi: 10.1002/er.4247.

[86] A. B. Rey-Boué, N. F. Guerrero-Rodríguez, J. Stöckl, and T. I. Strasser, "Modeling and Design of the Vector Control for a Three-Phase Single-Stage Grid-Connected PV System with LVRT Capability according to the Spanish Grid Code," Energies, vol. 12, no. 15, 2019, doi: 10.3390/en12152899.

[87] F. Estrada, I. Canete, and H. Rudnick, "Interconexión eléctrica regional," IEEE 3372–Mercados Eléctricos, 2012.

[88] H. Olea Hernández, P. ASOLMEX Presidente Grupo Gauss, M. Francisco Montaño, D. de Negocios de IUSASOL, and M. Santiago, "Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios Tecnologías clave del sector," Erith Hernández Arreortua, 2014.

[89] C. de Redes, "Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de generación eléctrica eólica al SIN," Panamá, Oct., 2012.

[90] J. D. Carroll Monstes, "Criterios técnicos para la conexión y operación de los generadores eólicos a gran escala al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia." Escuela de Ingenierías, 2017.

[91] A. Stuhldreher and V. Morales Olmos, "Energías renovables en el Uruguay en el contexto del MERCOSUR.¿ Un aporte al desarrollo sustentable?," XVII Jornadas Investig. a 70 años la Declar. Univers. Derechos Humanos¿ Libr. e iguales?. Montevideo, setiembre 2018, 2018.

[92] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, F. Blaabjerg, and Y. Yang, "Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review," Solar Energy, vol. 180. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.032.

[93] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, and N. L. Ramli, “A review of the fault ride through requirements in different grid codes concerning penetration of PV system to the electric power network,” ARPN J. Eng. Appl. Sci., vol. 10, no. 21, 2015.

[94] B. I. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra, and R. Teodorescu, “Overview of recent drid codes for PV power integration,” 2012, doi: 10.1109/OPTIM.2012.6231767.

[95] J. Munsch, “Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica,” 2014.

[96] H. Beltrán, “Integrando Energías Renovables en Sistemas de Potencia en Centroamérica,” Com. Reguladora Energía. DF, México, 2016.

[97] A. NBR, “16149: Sistemas fotovoltaicos (FV)-características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição,” Rio Janeiro ABNT, 2013.

[98] J. M. Carvalho Filho, R. C. Leborgne, J. P. G. de Abreu, E. G. C. Novaes, and M. H. J. Bollen, “Validation of voltage sag simulation tools: ATP and short-circuit calculation versus field measurements,” IEEE Trans. power Deliv., vol. 23, no. 3, pp. 1472–1480, 2008.

[99] J. M. C. Filho, J. P. G. Abreu, R. C. Leborgne, T. C. Oliveira, D. M. Correia, and J. F. de Oliveira, “Comparative analysis between measurements and simulations of voltage sags,” 2004, doi: 10.1109/ichqp.2002.1221474.

[100] W. Xu, “Component Modeling Issues for Power Quality Assessment,” IEEE Power Eng. Rev., vol. 21, no. 11, 2001, doi: 10.1109/MPER.2001.961998.

[101] M. H. J. Bollen, G. Yalcinkaya, and G. Hazza, “The use of electromagnetic transient programs for voltage sag analysis,” in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 1998, vol. 1, doi: 10.1109/ICHQP.1998.759977.

[102] J. A. Martinez and J. Martin-Arnedo, “Voltage sag stochastic prediction using an electromagnetic transients program,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 19, no. 4, 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2004.829125.

[103] G. Olguin, “Voltage dip (Sag) estimation in power systems based on stochastic assessment and optimal monitoring,” Doktorsavhandlingar vid Chalmers Tek. Hogsk., no. 2276, 2005.

[104] J. M. De Carvalho Filho, H. Arango, J. P. G. De Abreu, and J. C. Caminha Noronha, “Electric power system under voltage sag - A tool for achieving compatibility,” in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2000, vol. 3, doi: 10.1109/ICHQP.2000.896829.

[105] G. Olguin, D. Karlsson, and R. Leborgne, “Stochastic assessment of voltage dips (Sags): The method of fault positions versus a Monte Carlo simulation approach,” 2005, doi: 10.1109/PTC.2005.4524564.

[106] J. M. Carvalho Filho et al., “A software for voltage sags strategic studies,” 2004, doi: 10.1109/ichqp.2004.1409419.

[107] T. C. De Oliveira, J. M. De Carvalho Filho, R. C. Leborgne, and J. P. G. De Abreu, “Validation of voltage sags short term measurements-based on predicted stochastic simulation,” 2008.

[108] J. Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick, and R. G. Harley, “Evaluation of reactive power control capabilities of residential PV in an unbalanced distribution feeder,” 2014, doi: 10.1109/PVSC.2014.6925338.

[109] T. C. de Oliveira, J. M. de Carvalho Filho, R. C. Leborgne, and M. H. J. Bollen, “Voltage sags: Validating short-term monitoring by using long-term stochastic simulation,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 24, no. 3, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2021029.

[110] D. Zeng, G. Wang, G. Pan, and H. Li, “Fault Ride-Through Capability Enhancement of PV System with Voltage Support Control Strategy,” Open J. Appl. Sci., vol. 03, no. 02, 2013, doi: 10.4236/ojapps.2013.32b006.

[111] J. C. Quispe H, H. Villarroel-Gutierrez, and E. Orduna, “Analyzing short-circuit current behavior caused by inverter-interfaced renewable energy sources. effects on distance protection,” 2020, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326226.

[112] G. Pannell, B. Zahawi, D. J. Atkinson, and P. Missailidis, “Evaluation of the performance of a DC-link brake chopper as a DFIG low-voltage fault-ride-through device,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 28, no. 3, 2013, doi: 10.1109/TEC.2013.2261301.

[113] A. Q. Al-Shetwi and M. Z. Sujod, “Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes,” International Journal of Energy Research, vol. 42, no. 5. 2018, doi: 10.1002/er.3983.

[114] Y. Zhang, Y. Xu, Z. Y. Dong, and P. Zhang, “Real-time assessment of fault-induced delayed voltage recovery: A probabilistic self-adaptive data-driven method,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 10, no. 3, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2800711.

[115] M. H. J. Bollen, D. D. Sabin, and R. S. Thallam, “Voltage-sag indices - Recent developments in IEEE PI564 task force,” 2003, doi: 10.1109/QSEPDS.2003.159792.

[116] G. Code, “High and extra high voltage.” April, 2006.

[117] M. A. B. Siddique, M. A. Khan, A. Asad, A. U. Rehman, R. M. Asif, and S. U. Rehman, “Maximum power point tracking with modified

incremental conductance technique in grid-connected PV array," 2020, doi: 10.1109/CITISIA50690.2020.9371803.

[118] K. H. Oon, C. K. Tan, A. H. A. Bakar, H. S. Che, H. Mokhlis, and H. A. Illias, "Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 92. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.001.

[119] W. Li, Y. Gu, H. Luo, W. Cui, X. He, and C. Xia, "Topology review and derivation methodology of single-phase transformerless photovoltaic inverters for leakage current suppression," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 62, no. 7, 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2399278.

[120] M. Islam and S. Mekhilef, "Efficient Transformerless MOSFET Inverter for a Grid-Tied Photovoltaic System," IEEE Trans. Power Electron., vol. 31, no. 9, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2501022.

[121] A. Momeneh, M. Castilla, J. Miret, P. Martí, and M. Velasco, "Comparative study of reactive power control methods for photovoltaic inverters in lowvoltage grids," IET Renew. Power Gener., vol. 10, no. 3, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0402.

[122] Y. Liu and L. Tian, "Research on low voltage ride through technology of grid-connected photovoltaic system," 2017, doi: 10.1109/ICSGCE.2016.7876055.

[123] Y. Yang, H. Wang, and F. Blaabjerg, "Reduced junction temperature control during low-voltage ride-through for single-phase photovoltaic inverters," IET Power Electron., vol. 7, no. 8, 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0734.

[124] C. T. Lee, C. W. Hsu, and P. T. Cheng, "A low-voltage ride-through technique for grid-connected converters of distributed energy resources," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 47, no. 4, 2011, doi: 10.1109/TIA.2011.2155016.

[125] D. I. Brandao, F. E. G. Mendes, R. V. Ferreira, S. M. Silva, and I. A. Pires, "Active and reactive power injection strategies for three-phase four-wire inverters during symmetrical/asymmetrical voltage sags," in IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, vol. 55, no. 3, doi: 10.1109/TIA.2019.2893135.

[126] M. Rajeev and V. Agarwal, "Low Voltage Ride-Through Capability of a Novel Grid Connected Inverter Suitable for Transformer-Less Solar PV-Grid Interface," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 56, no. 3, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2979134.

[127] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Flexible active power control of distributed power generation systems during grid faults," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 54, no. 5, 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.899914.

[128] P. Rodriguez, A. Luna, R. Munoz-Aguilar, F. Corcoles, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Control of power converters in distributed generation applications under grid fault conditions," 2011, doi: 10.1109/ECCE.2011.6064123.

[129] P. Piya, M. Ebrahimi, M. Karimi-Ghartemani, and S. A. Khajehoddin, "Fault Ride-Through Capability of Voltage-Controlled Inverters," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 65, no. 10, 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2803765.

[130] M. M. Shabestary and Y. A. R. I. Mohamed, "Advanced Voltage Support and Active Power Flow Control in Grid-Connected Converters under Unbalanced Conditions," IEEE Trans. Power Electron., vol. 33, no. 2, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2695646.

[131] J. L. Sosa, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, and Y. A. Al-Turki, "Control strategy to maximize the power capability of PV three-phase inverters during voltage sags," IEEE Trans. Power Electron., vol. 31, no. 4, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2451674.

[132] M. A. G. Lopez, J. L. Garcia De Vicuna, J. Miret, M. Castilla, and R. Guzman, "Control Strategy for Grid-Connected Three-Phase Inverters during Voltage Sags to Meet Grid Codes and to Maximize Power Delivery Capability," IEEE Trans. Power Electron., vol. 33, no. 11, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2018.2792478.

[133] K. Ma, W. Chen, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "Power controllability of a three-phase converter with an unbalanced AC source," IEEE Trans. Power Electron., vol. 30, no. 3, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2314416.

[134] R. Kabiri, D. G. Holmes, and B. P. McGrath, "DigSILENT Modelling of Power Electronic Converters for Distributed Generation Networks," in PowerFactory Users' Conference and Future Networks Technical Seminar, 2013, vol. 3, no. March 2015.

[135] P. U. Manual, "DIgSILENT Power Factory." Version, 2017.

[136] A. Ghosh, R. Patel, M. Datta, and L. Meegahapola, "Investigation of transient stability of a power network with solar-PV generation: Impact of loading level & control strategy," 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378382.

[137] A. Wazir and N. Arbab, "Analysis and Optimization of IEEE 33 Bus Radial Distributed System Using Optimization Algorithm," Jetae, vol. 1, no. 2, 2016.

[138] J. W. Shaffer, "Air conditioner response to transmission faults," IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, no. 2, 1997, doi: 10.1109/59.589619.

[139] J. D. Pinzón and D. G. Colomé, "Real-time multi-state classification of short-term voltage stability based on multivariate time series

machine learning," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 108, pp. 402–414, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.022.

[140] D. J. Shoup, J. J. Paserba, and C. W. Taylor, "A survey of current practices for transient voltage dip/sag criteria related to power system stability," IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004. pp. 1140–1147 vol.2, 2004, doi: 10.1109/PSCE.2004.1397688.

ANEXO A

DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBAS

En este apéndice se presenta un resumen de los datos estáticos y dinámicos de los distintos elementos tanto activos como pasivos involucrados en los sistemas eléctricos empleados para las pruebas descriptas en el Capítulo 5. Toda la información expuesta busca facilitar la réplica y corroboración de los ensayos realizados.

A.1. Sistema IEEE 14-33 barras

Tabla A.1. Datos de barras (parte I).

Barra	Tipo	Tensión	Carga		Capacitores	Generación
		[kV]	[MW]	[MVAr]	[MVAr]	[MW]
BUS_01	PV	33	-	-	-	4,50
BUS_02	PV	33	1,1	0,46	3,99	5,13
BUS_03	PQ	33	0,09	0,04	-	-
BUS_04	PQ	33	0,12	0,08	-	-
BUS_05	PQ	33	0,06	0,03	-	-
BUS_06	PQ	33	0,06	0,02	-	-
BUS_07	PQ	33	0,2	0,1	-	-
BUS_08	PQ	33	0,2	0,1	-	-
BUS_09	PQ	33	0,06	0,02	-	-
BUS_10	PQ	33	0,06	0,02	-	-

Tabla A.2. Datos de barras (parte II).

Barra	Tipo	Tensión	Carga		Capacitores	Generación
		[kV]	[MW]	[MVAr]	[MVAr]	[MW]
BUS_11	PQ	33	0,045	0,03	-	-
BUS_12	PQ	33	0,06	0,035	-	-
BUS_13	PQ	33	0,06	0,035	-	-
BUS_14	PQ	33	0,12	0,08	-	-
BUS_15	PQ	33	0,06	0,01	-	-
BUS_18	PQ	33	0,09	0,04	-	-
BUS_19	PQ	33	0,09	0,04	-	-
BUS_20	PQ	33	0,09	0,04	-	-
BUS_21	PQ	33	0,09	0,04	-	-
BUS_22	PQ	33	0,09	0,05	-	-
BUS_23	PQ	33	0,42	0,2	-	-
BUS_24	PQ	33	0,42	0,2	-	-
BUS_25	PQ	33	0,06	0,025	-	-
BUS_26	PQ	33	0,06	0,025	-	-
BUS_27	PQ	33	0,06	0,02	-	-
BUS_28	PQ	33	0,12	0,07	-	-
BUS_29	PQ	33	0,2	0,1	-	-
BUS_30	PQ	33	0,15	0,07	-	-
BUS_31	PQ	33	0,21	0,1	-	-
BUS_32	PQ	33	0,06	0,02	-	-
BUS_33	PQ	33	0,12	0,07	-	-
Bus_0001	SL	132	-	-	-	350
Bus_0002	PV	132	46,7	12,7	-	49,81
Bus_0003	PV	132	119,2	15	-	49,81
Bus_0004	PQ	132	72,8	13,9	-	-
Bus_0005	PV	132	32,6	1,6	-	50
Bus_0006	PV	33	36,2	7,5	-	49,81
Bus_0007	PQ	1	-	-	-	-
Bus_0008	PV	11	15,9	4	-	100
Bus_0009	PQ	33	24,5	6,6	-	-

Tabla A.3. **Datos de barras (parte III).**

Barra	Tipo	Tensión	Carga		Capacitores	Generación
		[kV]	[MW]	[MVAr]	[MVAr]	[MW]
Bus_0010	PQ	33	35	5,8	-	-
Bus_0011	PQ	33	28,5	1,8	-	-
Bus_0012	PQ	33	31,1	1,6	-	-
Bus_0013	PV	33	38,5	5,8	-	50
Bus_0014	PQ	33	15,9	4	-	-

Tabla A.4. Datos de líneas (parte I).

Bus i	***Bus j***	**R**	**X**	**B**	**R0**	**X0**	**B0**
0001	*0002*	0,133	0,3929	1,25064	0,3371	1,5403	4,902927
0001	*0005*	0,0196	0,2292	0,7295663	0,1614	1,0861	3,457164
0002	*0003*	0,194	0,4132	1,315256	0,4	1,5	4,774648
0003	*0004*	0,2533	0,436	1,387831	0,4882	1,2995	4,136437
0006	*0011*	0,275	0,3286	1,045966	0,42	1,66	5,283944
0006	*0012*	0,306	0,35	1,114085	0,42	1,66	5,283944
0006	*0013*	0,0491	0,1536	0,488924	0,1424	1,4131	4,498037
0009	*0014*	0,138	0,34	1,082254	0,3917	1,56	4,965634
0010	*0011*	0,94	0,35	1,114085	1,08	1,66	5,283944
0013	*0014*	0,138	0,34	1,082254	0,3917	1,56	4,965634
0004	*0005*	0,133	0,3929	1,25064	0,3371	1,5403	4,902927
10	*11*	0,1967	0,0651	0,2072197	0,1	0,06	0,1909859
11	*12*	0,3744	0,1298	0,4131663	0,3	0,1	0,3183099
12	*13*	1,468	1,1549	3,676161	0,95	0,78	2,482817
13	*14*	0,5416	0,7129	2,269231	0,4	0,5	1,591549
14	*15*	0,5909	0,526	1,67431	0,45	0,32	1,018592
18	*33*	0,5	0,5	1,591549	0,3	0,4	1,27324
19	*20*	1,5042	1,3555	4,314691	0,9	0,8	2,546479
1	*2*	0,0922	0,047	0,1496056	0,09	0,045	0,1432395
20	*21*	0,4095	0,4784	1,522794	0,25	0,18	0,5729578
21	*22*	0,7089	0,9373	2,983519	0,65	0,81	2,57831
23	*24*	0,898	0,7091	2,257135	0,8	0,7	2,228169

Tabla A.5. Datos de líneas (parte II).

Bus i	*Bus j*	R	X	B	R0	X0	B0
26	*27*	0,2842	0,1447	0,4605944	0,12	0,08	0,2546479
27	*28*	1,0589	0,9338	2,972378	0,8	0,6	1,909859
28	*29*	0,8043	0,7006	2,230079	0,45	0,31	0,9867607
29	*30*	0,5074	0,2585	0,8228311	0,5	0,2	0,6366198
2	*19*	0,164	0,1565	0,498155	0,1	0,08	0,2546479
2	*3*	0,493	0,2512	0,7995944	0,39	0,2	0,6366198
30	*31*	0,9745	0,9629	3,065006	0,8	0,6	1,909859
3	*23*	0,4512	0,3084	0,9816677	0,4	0,3	0,9549297
3	*4*	0,3661	0,1864	0,5933296	0,3	0,15	0,4774649
4	*5*	0,3811	0,1941	0,6178395	0,3	0,1	0,3183099
5	*6*	0,819	0,707	2,250451	0,7	0,6	1,909859
6	*26*	0,2031	0,1034	0,3291324	0,09	0,05	0,159155
6	*7*	0,1872	0,6188	1,969702	0,1	0,4	1,27324
7	*8*	0,7115	0,2351	0,7483466	0,6	0,15	0,4774649
8	*9*	1,0299	0,74	2,355493	0,8	0,4	1,27324
9	*10*	1,044	0,74	2,355493	0,8	0,6	1,909859

Tabla A.6. Datos de transformadores.

Bus i	*Bus j*	Resistencia [p.u.]	Reactancia [p.u.]	Tensión de CC [%]
0004	0007	0	0,20912	3
0004	0009	0	0,55618	3
0005	0006	0	0,25202	5
0008	0007	0	0,17615	5,3
0009	0007	0	0,11001	5,3

Tabla A.7. Datos de generadores.

Parámetro / Unidad	G1	G2	G3	G6	G8	DG1
Potencia Nominal [MVA]	350	49,81	49,81	49,81	100	4,50
Tensión Nominal [kV]	18	10	10	10	11	33,00
Factor de Potencia	0,85	0,85	0,85	0,85	0,9	0,80
Pmáx [MW]	297,5	42,33	42,33	42,34	100	3,60
Pmín [MW]	0	0	1	1	3,5	0,00
Qmáx [MVAr]	262,5	30,51	29,88	11,95	50	4,50
Qmín [MVAr]	-140	-26,77	0	-2,98	-6	-4,50
H [s]	3,15	2,16	2,16	2,16	5	6,20
Ra	0,00122	0,00986	0,00986	0,00986	0	0,02
Xd	1,84	1,533	1,533	1,533	2	2,54
Xq	1,77	0,835	0,835	0,835	2	1,65
X'd	0,27	0,37	0,37	0,37	0,3	0,52
X'q	0,495	0,37	0,37	0,37	0,3	0,52
X"d	0,185	0,224	0,224	0,224	0,2	0,33
X"q	0,185	0,2686	0,2686	0,2686	0,2	0,39
T'd [s]	1,47	1,958852	1,958852	1,958852	1	0,81
T'q [s]	0,14	0	0	0	1	0,00
T'd0 [s]	10,01778	8,116	8,116	8,116	6,666667	4,00
T'q0 [s]	0,500606	0	0	0	6,666667	0,00
T"d [s]	0,026	0,029665	0,029665	0,029665	0,05	0,02
T"q [s]	0,049	0,038601	0,038601	0,038601	0,05	0,01
T"d0 [s]	0,037946	0,049	0,049	0,049	0,075	0,03
T"q0 [s]	0,131108	0,12	0,12	0,12	0,075	0,05
SG10	0,049	0,103	0,103	0,103	0	0,15
SG12	0,4207	0,4167	0,4167	0,4167	0	0,40

Tabla A.8. Datos de AVR (parte I).

Parámetro / Unidad	DG1	Gen_0001	Gen_0002	Gen_0003	Gen_0006	Gen_0008
Tr	0,01	0,001	0,015	0,015	0,015	0,01
Tb	0	0,01	1	1	1	0,02
Tc	0	-	0,1	0,1	0,1	0,09
Tb1	-	-	1	1	1	-
Tc1	-	-	1	1	1	-
Ka	1687,5	-	145	145	145	250
Ta	0,095	-	0,05	0,05	0,05	0,05
Te	1,75	-	-	-	-	2,1
Kf	0,0374	-	0,01	0,01	0,01	0,05
Tf	0,77	-	1,2	1,2	1,2	1
Kc	0,1	0,08	0,01	0,01	0,01	0,14
Kd	1,2	-	-	-	-	0,213
E1	9,3	-	-	-	-	3,13
Se1	0,2353	-	-	-	-	1,73
E2	12,4	-	-	-	-	4,18
Se2	1,9737	-	-	-	-	4
Ke	1	-	-	-	-	0,53
Vrmín	0	-5	-4	-4	-4	-999
Vrmáx	38	5	4	4	4	999
Klr	-	-	1	1	1	-
Iir	-	-	1	1	1	-
Vos	-	-	1	1	1	-
Vel	-	-	1	1	1	-
Vimín	-	-	-0,25	-0,25	-0,25	-
Vamín	-	-	-5	-5	-5	-36,3
Vimáx	-	-	0,15	0,15	0,15	-
Vamáx	-	-	5	5	5	41,7
Kp	-	1	-	-	-	-
Ki	-	0	-	-	-	-

Tabla A.9. Datos de AVR (parte II).

Parámetro / Unidad	DG1	Gen_0001	Gen_0002	Gen_0003	Gen_0006	Gen_0008
Kg	-	0,2	-	-	-	-
Kpr	-	70	-	-	-	-
Kir	-	7	-	-	-	-
Kpm	-	5	-	-	-	-
Kim	-	5	-	-	-	-
Vmmín	-	-3	-	-	-	-
Vmmáx	-	5	-	-	-	-
Vbmáx	-	1,5	-	-	-	-

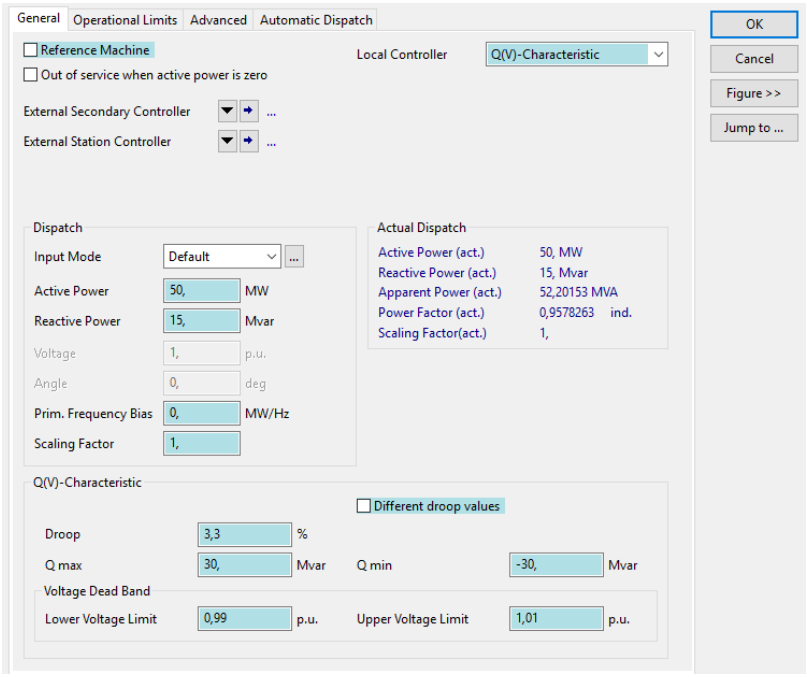


Figura A. 1. Ajustes generales de los SFV.

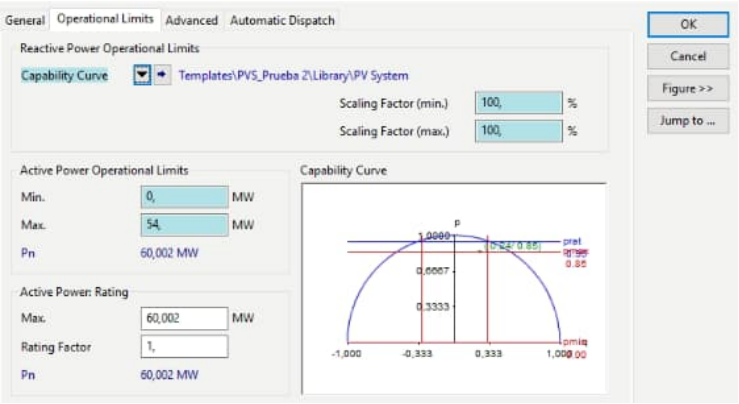


Figura A. 2. Límites operacionales de PV1 y PV2.

A.2. Modelos de cargas dinámicas

Como ya ha sido mencionado en este documento la componente dinámica de las instalaciones residenciales, comerciales e industriales es de gran relevancia; debido al uso de motores que cuentan con grandes inercias mecánicas se utilizará un modelo que considere estas variables. Aunque también se tiene en cuenta la gran demanda de pequeños motores (de alrededor de 1 hp, como ser los pertenecientes a los compresores de aire acondicionados), principalmente conectados en el nivel de distribución propios de cargas residenciales o comerciales.

Se escoge un modelo complejo de carga dinámica similar al modelo ZIP, pero se considera para la componente estática un modelo exponencial. Este cambio se realiza debido a que los parámetros encontrados en la literatura y la metodología utilizada para el cálculo del software utilizan el modelo exponencial. En la Figura A.1 se detalla el modelo.

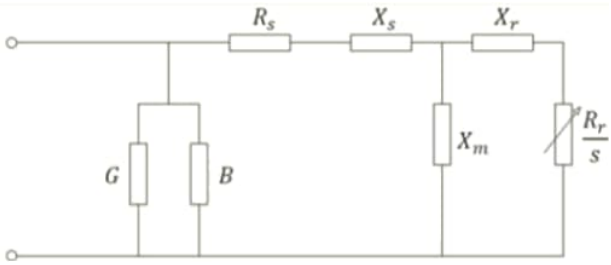


Figura A. 3. Modelo Exponencial-Motor Inducción.

Sobre la base de las técnicas de modelado disponibles en DIgSILENT Power Factory se desarrolla un modelo de carga avanzado. El modelo de carga se aplicó al nivel de distribución en 33 y 13.2 kV (lado secundario del transformador reductor de subtransmisión) con las siguientes características:

- Los modelos de carga concentradas de alimentación consisten en una parte estática que depende puramente de la tensión de alimentación descrita por el parámetro siguiente:
  K_{PV}: dependencia de la tensión respecto a la potencia activa en %/%.
  K_{QV}: dependencia de la tensión respecto a la potencia reactiva en %/%.
  $\%_{dyn}$: fracción de carga dinámica con 100%-$\%_{dyn}$ igual para el porcentaje de carga estática.
- En paralelo a la carga estática, se conecta un modelo de motor descrito principalmente por los siguientes parámetros:
  T_{am}: inercia del motor de carga [s]
  S_{krit}: deslizamiento crítico [%]
  S_{nom}: deslizamiento nominal [%]
  T_{exp}: exponente del torque mecánico []

Se observó un aspecto adicional de la característica de carga exclusivo de redes urbanas como el *SIP-SJ*, para áreas con una contribución específicamente alta de la carga de aire acondicionado como sigue:

- En el caso de condiciones de baja tensión, por ejemplo durante una falla, la carga es desconectada automáticamente (desprendimiento de carga) por el equipo de supervisión de tensión "fuera del rango nominal" de los consumidores.
- Cuando se recupera la tensión, la carga de alimentación puede ser sustancialmente mayor que antes de la caída de tensión.

A.2.1. Parte estática

La dependencia de tensión y frecuencia en la parte estática es representada con un modelo exponencial que considera la dependencia de la frecuencia.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{kpu} \left(1 + k_{pf} * \frac{\Delta f}{f_0}\right) \quad (A.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{kqu} \left(1 + k_{qf} * \frac{\Delta f}{f_0}\right) \quad (A.2)$$

Sin embargo, como ya fue mencionando en el punto anterior, la inserción de parámetros tiene mayor libertad que la descrita en las ecuaciones (A.3) y (A.4), ya que es posible ingresar los valores utilizando el modelo exponencial o polinomial y posteriormente son transformados por el software.

$$P = P_0 \left(aP.\left(\frac{V}{V_0}\right)^{eaP} + bP.\left(\frac{V}{V_0}\right)^{ebP} + (1 - aP - bP).\left(\frac{V}{V_0}\right)^{ecP}\right)\left(1 + K_{pf}.\frac{\Delta f}{f_0}\right) \quad (A.3)$$

$$Q = Q_0 \left(aQ.\left(\frac{V}{V_0}\right)^{eaQ} + bQ.\left(\frac{V}{V_0}\right)^{ebQ} + (1 - aQ - QbP).\left(\frac{V}{V_0}\right)^{ecQ}\right)\left(1 + K_{qf}.\frac{\Delta f}{f_0}\right) \quad (A.4)$$

Las variables de las ecuaciones (A.3) y (A.4) deben ser números reales para los ponderadores y números reales mayores a cero para los exponentes, se debe respetar que la suma de los ponderadores sea igual a 1. La interfaz para el seteo de cada uno de estos parámetros se muestra en la Figura A.2.

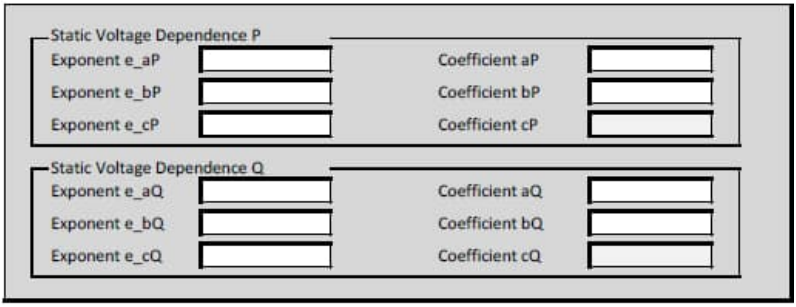


Figura A. 4. Interfaz de inserción de parámetros modelo general, en DIgSILENT.

Para el modelo general 100% estático se considera solo la dependencia estática de la tensión. La dependencia de la frecuencia y los parámetros del motor de inducción no son necesarios cuando la carga se considera 100% estática. Para el modelo exponencial sólo se necesita un exponente, por lo cual se define un ponderador en valor 1 y los otros dos en 0, eliminando su acción y dejando como única variable el valor del exponente asociado al ponderador 1; se cumple así que la suma de los ponderadores debe ser 1. Lo

anterior se cumple tanto para la potencia activa como para la potencia reactiva. Los parámetros requeridos para la dependencia de la frecuencia son dos, uno para la potencia activa y otro para la potencia reactiva. Por supuesto, un modelo de carga más preciso requeriría introducir una dependencia de frecuencia también para la parte de carga estática.

A.2.2. Parte dinámica

Para el modelo de carga compuesto, la dependencia de la frecuencia se describe por completo mediante la característica de par-velocidad de la contribución del modelo de carga dinámica. Las ecuaciones clásicas de la carga del motor fueron reajustadas de tal manera que sea posible una fácil comprensión e identificación de los parámetros del modelo. En consecuencia, se han evitado los parámetros del modelo primario, los datos del modelo de circuitos equivalentes respectivos como resistencias y reactancias.

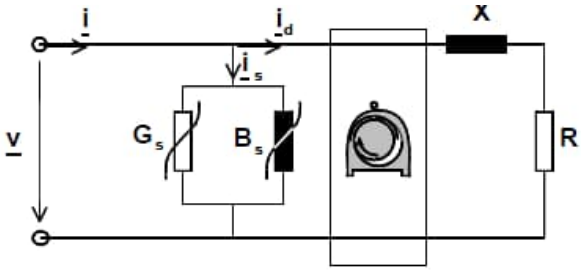


Figura A. 5. DIgSILENT Dynamic Load Model.

Y las ecuaciones que describen su comportamiento son las siguientes:

$$\underline{i_s} = (G_S + jB_S)\underline{v} \tag{A.5}$$

$$G_S = G_{S0}(v/v_0)^{(k_{pu}-2)} \tag{A.6}$$

$$B_S = B_{S0}(v/v_0)^{(k_{pu}-2)} \tag{A.7}$$

$$\left(\frac{d}{dt}\right)\underline{i_d} = \left(\underline{v} - \left(\frac{R}{s} + jX\right)i_d\right)s\underline{w_n}/X \tag{A.8}$$

$$\left(\frac{d}{dt}\right)speed = (X_{me} - X_{mt})/T_j \tag{A.9}$$

$$X_{me} = (v_i i_{di} + v_r i_{dr})/(f_e P_0) = P_d/(f_e P_0) \tag{A.10}$$

Como se aclaró más arriba, la componente dinámica requiere de los parámetros necesarios para identificar un motor de inducción:

- Deslizamiento nominal
- Deslizamiento crítico
- Exponente del Torque
- Constante de Inercia



Figura A. 6. Interfaz de inserción de parámetros modelo parte dinámica, en DIgSILENT.

Dichos parámetros pueden desligarse de las siguientes ecuaciones:

$$s_{cr} = \frac{R_r}{\sqrt{R_s^2+(X_s+X_r)^2}} \quad (A.11)$$

$$s_0 = \frac{\omega_s-\omega_r}{\omega_s} \quad (A.12)$$

$$T_m = T_0\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{t_m} \quad (A.13)$$

Donde:

s_{cr}: Deslizamiento crítico.

s_0: Deslizamiento de operación (estado estacionario).

ω: Velocidad angular del rotor obtenida mediante un flujo de potencia.

ω_s: Velocidad angular sincrónica.

ω_r: Velocidad angular del rotor.

ω_0: Velocidad angular inicial del rotor (estado estacionario).

T_m: Torque mecánico.

T_0: Torque inicial mecánico.

t_m: Exponente del torque.

La parte dinámica contempla los parámetros del motor de inducción. Algunos de estas variables características se describen con sus valores típicos a continuación.

Tabla A.10. Rango típico de parámetros en DIgSILENT.

Variable	Rango	Unidad
Deslizamiento crítico	4.0 - 5.0	%
Deslizamiento	0.8 - 2.0	%
Exponente del torque	0.0 - 0.0	-
Constante de inercia	0.8 - 2.0	s

Para el cálculo, se utilizaran los valores entregados por los estándares internacionales y que se muestran a continuación, para el caso de motores con una potencia superior a los 5 kW.

Tabla A.11. Ejemplo de valores típicos de motores de inducción.

	Datos Típicos de Motor					
	H *[s]*	*Rs* *[p.u.]*	*Xs* *[p.u.]*	*Xm* *[p.u.]*	*Rr* *[p.u.]*	*Xr* *[p.u.]*
Motor Industrial	0,7	0,031	0,1	3,2	0,018	0,18
Motor Industrial Grande	1,5	0,013	0,067	3,8	0,009	0,17

Se debe considerar que debido a las características que representan tanto en masa y velocidad los grandes motores de ciertas industrias, su constante de inercia debería ser mayor a las detalladas en la Tabla A.7, por lo cual de manera de identificar y distinguir de mejor forma la acción de las maquinas en el sistema se escoge un valor de 4 segundos. Utilizando catálogos de motores de inducción se realizó una estimación del deslizamiento en régimen permanente, mediante el promedio de los distintos valores. Diferenciando a los motores mayores a 100 kW como motores industriales grandes. Para los motores industriales grandes se considerará un deslizamiento promedio de *0.015*, mientras que para el resto 0.0281.

Basándose en las distintas grabaciones automáticas realizadas por distintos estudios, se han identificado un total de 4 áreas de carga típicas. Las características de carga media finalmente determinadas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla A.12. Características según los tipos de cargas.

Tipo de carga	% dyn	Kpv	Kqv	Tam
Comercial	55	1.0	7.0	0.5
Residencial	40	1.6	5.0	0.4
Rural	50	0.7	3.3	0.5
Industrial	70	1.8	5.0	1.2

A.3. Modelos de generadores fotovoltaicos

En este estudio se utilizó como base el modelo genérico para la simulación de SFV y que es provisto en el programa computacional DIgSILENT Power Factory. El SFV es modelado como un generador estático debido a que su acople al SEP se realiza a través de un inversor.

El *template* del SFV consiste en un generador estático con su propio controlador, el cual incluye arreglo FV, terminal DC e IFV. Además, el generador FV se encuentra conectado a un terminal de media tensión.

Las características del modelo genérico se muestran a continuación:

Tabla A.13. Parámetros del modelo genérico.

Parámetro	**Nomenclatura**	**Valor**
Capacidad nominal [MW]	$P_{n\,0.5\,MW}$	0,5
Factor de potencia	$\cos\varphi$	0,95
Número de módulos en serie	n_{serie}	20
Número de módulos en paralelo	$n_{paralelo}$	140
Tensión MPP en condiciones de prueba estándar [V]	V_{mpp}	35
Corriente MPP en condiciones de prueba estándar [A]	I_{mpp}	4,58
Capacidad del condensador de la barra DC [s]	$C_{0.5\,MW}$	0,0172

A.3.1. Esquema de controlador fotovoltaico

El esquema de control del sistema FV se muestra en la Figura A.7. El modelo consiste en 9 bloques, los cuales son descritos a continuación:

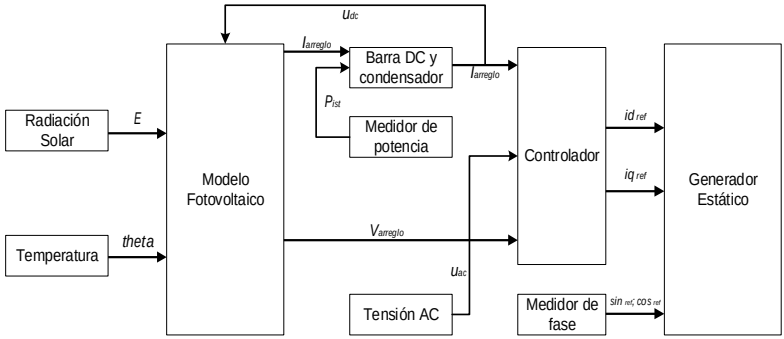


Figura A. 7. Esquema de control de SFV.

a) Radiación solar

La radiación solar es el recurso energético primario que genera la energía inyectada por el generador FV. La variable de entrada corresponde a la variación de la irradiancia por segundo, la cual es integrada en un periodo de tiempo determinado. En este trabajo se considera una radiación solar constante pues se considera una hora determinada del año (a las 14hs – Nivel de radiación igual a 1000 W/m^2).

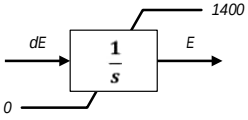


Figura A. 8. Modelo radiación solar.

b) Temperatura

La temperatura es uno de los factores más importante pues influencia fuertemente la potencia de salida del SFV. La variable de entrada corresponde a la variación de temperatura por segundo, la cual ingresa a un bloque integrador para obtener la temperatura resultante. Por la misma razón mencionada en el bloque anterior, esta variable se mantiene constante durante el estudio.

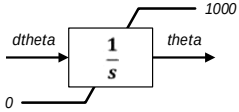


Figura A. 9. Modelo de la temperatura.

c) Modelo fotovoltaico

Este modelo consiste en 5 bloques. El principal bloque de este modelo es el que describe el módulo FV en sí. Las señales de entrada corresponden a la temperatura de operación "*theta*", la irradiancia "*E*", y la tensión medida en la barra DC, denominada U_{dc}. La tensión en la barra DC pasa a través de un filtro pasa bajos para atenuar las señales de alta frecuencia en caso de operación subnormal, por lo que bajo condiciones normales es desactivado. La tensión filtrada es dividida por el número de módulos que están conectados en serie con el objetivo de obtener la tensión por módulo. Entonces, de acuerdo a la interconexión serie-paralelo de los módulos son calculadas las señales de salida, las cuales corresponden a la corriente y la tensión MPP.

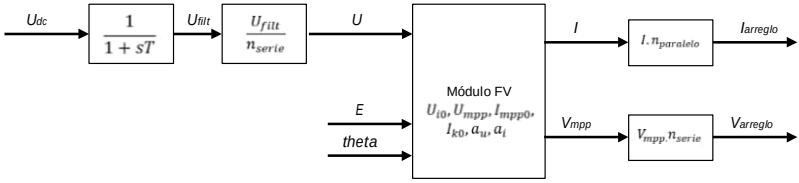


Figura A. 10. Modelo fotovoltaico.

En el módulo FV se implementa un algoritmo que calcula la tensión y corriente en el punto de máxima potencia, considerando la dependencia de estas variables en función de la temperatura y la irradiancia. Por lo tanto, debido a que las parámetros del módulo FV se encuentran en condiciones de prueba estándar (donde el valor de V_{mpp} es igual a 35 V y el de I_{mpp} es 4,58 A) se debe aplicar un factor de corrección a las tensiones y corrientes c_v, y , c_c debido a que la temperatura de operación del módulo afecta a estos parámetros. Los factores de corrección a_u y a_i se encuentran entregados por el fabricante y son usados en las siguientes ecuaciones:

$$c_v = 1 + a_u(T - T_{STC}) \qquad (A.14)$$

$$c_c = 1 + a_i(T - T_{STC}) \qquad (A.15)$$

Donde T es la temperatura de operación y T_{STC} es igual a 25°. El circuito equivalente para una célula solar ideal el cual permite calcular la corriente de salida se muestra en la Figura A.11.

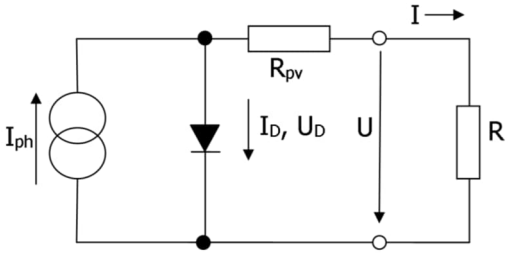


Figura A. 11. Circuito equivalente de una celda solar ideal.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) \qquad (A.16)$$

$$U = U_T * ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) \qquad (A.17)$$

$$I_0 = I_k * e^{-\frac{U_{OC}}{U_T}} \qquad (A.18)$$

$$I_{ph} = I_k \qquad (A.19)$$

Donde:

I_K	Corriente de cortocircuito en Amperes.
I_O	Corriente de saturación de polarización inversa en Amperes.
U_{OC}	Voltaje de circuito abierto en Volts.
U_T	Voltaje termal (=kT/q) y es alrededor de 25.85 mV a 300 K.
R	Resistencia de pérdidas en Ohms.

Como se observa, el parámetro R es omitido, pues se considera una celda FV ideal, es decir, no se consideran pérdidas por baja conductividad ni el desempeño de los dispositivos rectificadores.

Por otra parte, las ecuaciones que rigen el comportamiento del módulo en función de la radiación solar y la temperatura se describen a continuación:

$$V_{mpparray} = V_{mpp} * nº\ módulos\ serie \qquad (A.20)$$

$$V_{DC} = \frac{V_{mppstring}}{nº\ módulos\ serie} = V_{mpp} \qquad (A.21)$$

$$I_{mpp} = \frac{I_{mpp0} * E}{1000 * c_c} \quad (A.22)$$

$$V_{mpp} = V_{mpp0} * lnE_{qout} * c_v \quad (A.23)$$

donde:

U o $V_{mpparray}$ o $V_{mppstring}$	Tensión máxima pico a pico de los módulos en serie
U o V_{mpp}	Tensión máxima pico a pico de un módulo FV
U_{mpp0}	Tensión máxima pico a pico sin correcciones
V_{dc}	Tensión máxima DC de un módulo FV
I_{mpp}	Corriente máxima pico a pico de un módulo
I_{mpp0}	Corriente máxima pico a pico sin correcciones
E	Irradiación
lnE_{qout}	Logaritmo natural de la irradiación

d) Barra DC y condensador

El modelo consiste en 4 bloques que representan la barra DC en la cual el arreglo FV y el lado DC del inversor se encuentran conectados. Las señales de entrada del modelo corresponden a $I_{arreglo}$, la cual viene del "*Modelo FV*", y la potencia activa p_{ist}, la cual proviene del medidor de potencia conectado a la barra de media tensión. La señal de salida, denotada U_{dc}, corresponde a la tensión DC, la cual es la señal de entrada del módulo FV y el controlador.

El valor I_{dist} corresponde a la corriente medida en Amperes que viene de la barra DC, obtenida a partir de la división entre la potencia activa medida en el punto de conexión y u_{dc}. La diferencia entre la corriente del arreglo FV ($I_{arreglo}$) y la corriente DC da como resultado la corriente diferencial que va hacia el condensador (y_i), el cual se encuentra conectado en paralelo con la barra DC. Esta corriente es transformada en p.u. usando la corriente nominal como base. La corriente p.u. (yi_1) entra a un integrador con el objetivo de calcular la tensión que pasa por el condensador, el cual corresponde a una entrada para el modelo FV y el controlador. De acuerdo a la ecuación (A.12), se integra y se obtiene la tensión, la cual finalmente es transformada en Volts.

$$i(t) = C\frac{du(t)}{dt} \qquad (A.24)$$

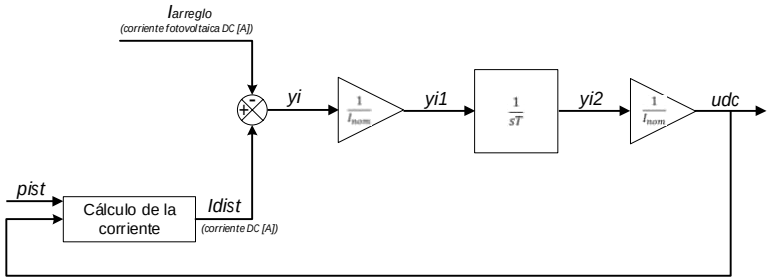


Figura A. 12. Barra DC y condensador.

e) Controlador

Sobre este bloque de control se implementa propiamente la estrategia FRT-RPI adaptiva y fue descripto en detalle en la sección 4.3.

f) Medidor de fase

Este bloque modela el dispositivo que mide la frecuencia y la fase de la tensión del sistema en el punto de conexión. El dispositivo medidor de fase es una estructura de bucle cerrado, el cual contiene un oscilador interno que es sincronizado por el seguimiento de fase de una señal en particular. La estructura básica de un PLL se muestra continuación:

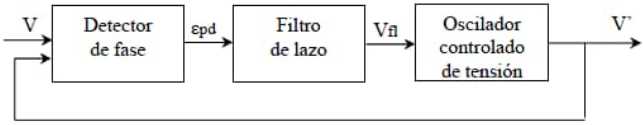


Figura A. 13. Medidor de fase.

- **Detector de fase:** genera una señal proporcional a la diferencia de fase entre v y v'.
- **Filtro de lazo:** corresponde a un filtro pasa bajo que elimina los componentes AC de alta frecuencia.
- **Oscilador controlado de tensión:** genera una señal AC, en donde la frecuencia se cambia de acuerdo a la comparación con una frecuencia dada, como una función de la señal de entrada, la cual corresponde a la tensión filtrada.

Las señales de salida del medidor de fase corresponden a las fases de la tensión, las cuales corresponden a las variables de entrada del *"Generador estático"*.

g) Generador estático

Este bloque corresponde al generador FV, el cual se encuentra modelado como una fuente de corriente. Las señales de entrada del modelo corresponden a i_{dref}, i_{qref}, cos_{ref} y sin_{ref}. El modelo del generador estático descrito es el siguiente:

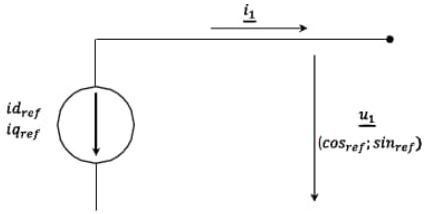


Figura A. 14. Modelo de fuente de corriente.

Las ecuaciones que definen el modelo son:

$$\underline{i_1} = \left(i_{dref} * cos\, ref - i_{qref} * \sin u\right) + j\left(i_{dref} * \sin ref + i_{qref} * \cos u\right) \qquad (A.25)$$

Donde,

$$\cos ref = \cos u = \frac{Re(u_1)}{|u_1|} \qquad (A.26)$$

$$\sin ref = \sin u = \frac{Im(u_1)}{|u_1|} \qquad (A.27)$$

La mínima tensión de operación del generador FV se establece como 0 p.u. Esta mínima tensión se impone pues si la tensión se encuentra bajo un valor mínimo de operación, se tiene que la corriente $\underline{i_1}$ es igual a 0; pues asume que el generador no se encuentra en funcionamiento debido a esta restricción. Resumiendo, en la Figura A.15 se tiene un esquema de la estructura de control en forma simplificada.

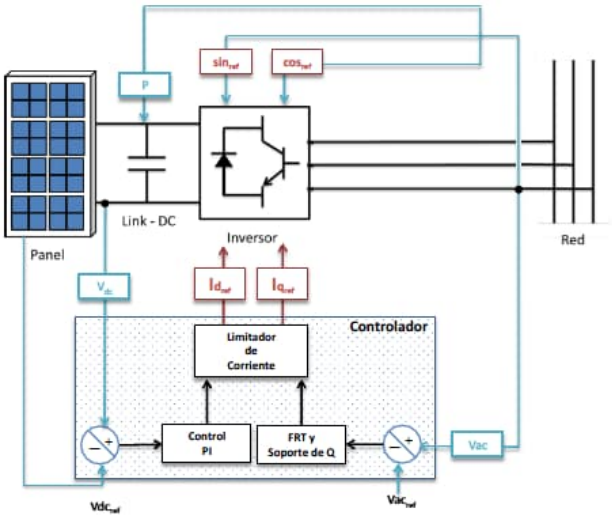


Figura A. 15. Esquema simplificado de control.

A.3.2. Ajuste de la capacidad de generación de la central fotovoltaica

El modelo FV corresponde a un modelo genérico, por lo que se puede modificar de acuerdo a lo que se requiera.

A continuación, se muestran los pasos a seguir para lograr la capacidad nominal de cada una de las centrales FV.

- En el bloque "*Photovoltaic model*" (Modelo FV) cambiar el valor de los módulos en paralelo de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$n_{paralelo} = \frac{cos\varphi * P_n}{n_{serie} * V_{mpp} * I_{mpp}} \quad (A.28)$$

- En el bloque "*DC Busbar and Capacitor*" (Barra DC y condensador) cambiar el valor de la capacitancia del condensador por el valor dado por la fórmula a continuación:

$$C_n = C_{0.5MW} * \frac{P_{n0.5MW}}{P_n} \quad (A.29)$$

Donde, P_n corresponde a la potencia nominal de la planta en MW.

- Cambiar en "*Static Generator*" (Generador Estático) la potencia nominal y el factor de potencia en la pestaña "*Basic Data*". Por otra parte, cambiar la potencia despachada y la potencia máxima en la pestaña "*Load Flow*" de acuerdo al estudio particular.

A.3.3. Diagrama de operación del generador fotovoltaico

Los límites de potencia reactiva del inversor, estos están definidos por la capacidad de la curva que se observa en la Figura A.16.

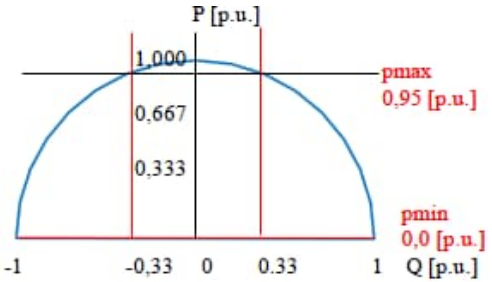


Figura A. 16. Diagrama de operación de generador FV.

El eje de las abscisas corresponde a la potencia reactiva en p.u., mientras que el eje de las ordenadas corresponde a la potencia activa en p.u.. La línea azul corresponde a los límites de potencia activa del inversor. La potencia inyectada se encuentra limitada por la corriente nominal del inversor, lo que significa que es imposible operar al máximo de potencia activa y reactiva al mismo tiempo. De la misma forma, la línea negra corresponde al límite de inyección de potencia activa limitado por el factor de potencia. Finalmente, la línea roja corresponde a los límites posibles de inyección de potencia reactiva, los cuales son definidos por el fabricante y se encuentran dados por los tres niveles de voltaje que se observan en la Figura A.17:

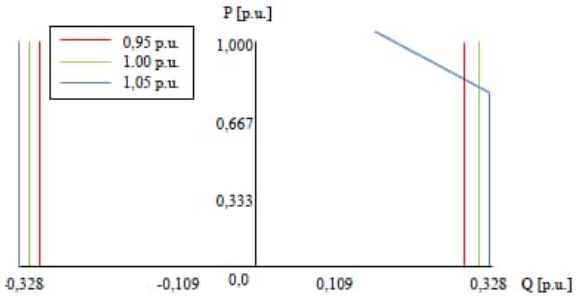


Figura A. 17. Límites de potencia reactiva.

La línea verde de la Figura A.17 determina la tensión nominal, mientras que las líneas azul y roja determinan los límites de operación máximos y mínimos, respectivamente, en régimen permanente. Con respecto a la curva de capacidad de potencia reactiva, se establece para ésta un control de tensión local considerando un *setpoint* (0,95 p.u., 1 p.u. o 1.05 p.u.) y realizando cálculos de flujo de potencia respetando la capacidad de potencia reactiva. El generador estático trata de alcanzar el *setpoint* a través de la inyección o absorción de potencia reactiva hasta que la tensión lo alcanza o la potencia reactiva se encuentra fuera de su límite.

Finalmente, y como producto de todo lo visto hasta aquí las Tablas A.10, A.11 y A.12 resumen los datos de seteo principales para los distintos SFV modelados en los sistemas eléctricos de prueba.

Tabla A.14. Parámetros de SFV en sistema IEEE 14-33 barras.

Parámetro / Unidad	**PVD_I**	**PVT_I**	**PVT_III**
Barra	02	0005	0013
Tipo	PV	PV	PV
Potencia Aparente [MVA]	1,8682	52,202	52,81099
Factor de Potencia	0,95	0,95	0,95
Potencia Activa [MW]	1,8	50	50
Potencia Reactiva [MVAr]	0,5	15	17
Droop	3,3	3,3	3,3
P máx	5,13	50	50
P mín	0	0	0
Q máx	1,6	30	30
Q mín	-1,6	-30	-30

Tabla A.15. Parámetros de SFV en el SIP-SJ (parte 1).

Parámetro / Unidad	Ullúm	Ullúm I	Diaguitas	Lomitas	C. Honda
Barra	ET Solar	P. Rieles	Alb/Chimbas	Angaco	Cañadita
Tipo	PV	PQ	PQ	PQ	PV
Potencia Aparente [MVA]	108,42	1,79	3,16	2,11	7,37
Factor de Potencia	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Potencia Activa [MW]	100	1,7	3	2	7
Potencia Reactiva [MVAr]	0	0,3	0	0	0
Droop	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
P máx	102,99	1,7005	3,002	2,0045	7,0015
P mín	0	0	0	0	0
Q máx	33	0,55	0,8	0,6	2,3
Q mín	-33	-0,55	-0,8	-0,6	-2,3

Tabla A.16. Parámetros de SFV en el SIP-SJ (parte 2).

Parámetro / Unidad	Achipurac	Guañizuil	Guañizuil II-A	Tocota	Tamberías
Barra	La Bebida	Bauchaceta	Bauchaceta	Tocota	Calingasta
Tipo	PQ	PV	PV	PV	PQ
Potencia Aparente [MVA]	3,158	84,3	105,27	75,79	3,158
Factor de Potencia	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Potencia Activa [MW]	3	80	100	72	3
Potencia Reactiva [MVAr]	0,8	-24	-30	0	0,8
Droop	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
P máx	3,0001	80,085	100,0065	72,0005	3,0001
P mín	0	0	0	0	0
Q máx	0,9	24	33	21,6	0,9
Q mín	-0,9	-24	-33	-21,6	-0,9

ANEXO B

CÓDIGOS DSL

DIgSILENT PowerFactory es un software de simulación para el análisis de funcionamiento de los sistemas eléctricos; tiene la particularidad de poseer un código de programación semi-abierto. Esta característica es crucial para necesidad de creación de modelos de usuario, cuando se requiere que ciertos elementos de una red eléctrica cumplan con un desempeño distinto al de los modelos genéricos o tradicionales.

En el presente Apéndice se presentan los códigos de programación empleados para la elaboración del algoritmo de control para el inversor fotovoltaico que brinda soporte dinámico de tensión a partir de esquemas FRT y RPI adaptivos; tal como se destalló capítulo 4 de este informe. El algoritmo fue desarrollado haciendo de uso del lenguaje de simulación DIgSILENT Simulation Language (DSL).

B.1. Curvas de inmunidad (FRT)

```
!Iniciación de variables
inc(i0)=iq
inc(iq0)=iq
inc(iq1)=iq
inc(cond1)=0
inc(cond2)=0
```

```
inc(cond3)=0
inc(cond4)=0
inc(tf)=0
inc(vac)=0
inc(m)=0
inc(m0)=0
inc(m3)=0

  vac=yi+1
  tf=aflipflop(time(),{{vac<0.9}.and.delay(vac,0.001)>0.9},{vac>=0.9.and.delay(vac,tmin)>=0.9})
  m0=abs(vac-delay(vac,0.009))/0.009

m3=select({time()<=(tf+0.01)}.and.m0>m2,2,select({time()<=(tf+0.01)}.and.m1<m0.and.m0<m
2,1,0))
  m.=m3

!FRT: Nuevos Códigos de Red – FRT1/FRT2/FRT3
cond1=select({{n2<m.and.m<n3}.and.vac=0.and.{time()>(tf+0.01)}.and.{time()<=(tf+0.2)}},1,se
lect({m>=n3.and.vac=0.and.{time()>(tf+0.01)}.and.{time()<=(tf+0.45)}},1,select({{n1<m.and.m
<n2}.and.vac<=0.4.and.{time()>(tf+0.01)}.and.{time()<=(tf+1.0)}},1,0)))
cond2=select({{n2<=m.and.m<n3}.and.vac<=0.4.and.{time()>(tf+0.2)}.and.{time()<=(tf+0.3)}},
1,select({m>=n3.and.{vac<=0.45/(1.05-0.45)*(time()-
(tf+0.45))}.and.{time()>(tf+0.45)}.and.{time()<=(tf+1.05)}},1,select({{n1<m.and.m<n2}.and.{vac
<=(0.8-0.4)/(3.0-1.0)*(time()-(tf+1.0))+0.4}.and.{time()>(tf+1.0)}.and.{time()<=(tf+3.0)}},1,0)))
cond3=select({{n2<=m.and.m<n3}.and.vac<=0.8.and.{time()>(tf+0.3)}.and.{time()<=(tf+1.0)}},
1,select({m>=n3.and.vac<=0.9/(1.5-1.05)*(time()-
(tf+1.05)).and.{time()>(tf+1.05)}.and.{time()<=(tf+1.5)}},1,select({{n1<m.and.m<n2}.and.vac<=
0.8.and.{time()>(tf+3.0)}.and.{time()<=(tf+4.0)}},1,0)))
cond4=select({{n2<=m.and.m<n3}.and.vac<=0.9.and.{time()>(tf+1.0)}},1,select({m>=n3.and.v
ac<=0.9.and.{time()>tf+1.5}},1,select({{n1<m.and.m<n2}.and.vac<=0.9.and.{time()>tf+4.0}},1,
0)))
```

```
event({cond1.or.cond2.or.cond3.or.cond4},{cond1.or.cond2.or.cond3.or.cond4},'name=F/S_PV dtime=0')

event({cond1.or.cond2.or.cond3.or.cond4.and.vac>=0.9},{cond1.or.cond2.or.cond3.or.cond4.and.vac>=0.9},'name=E/S_PV dtime=0.5')
```

B.2. Esquemas de inyección de potencia reactiva (RPI)

```
!Soporte de Q
  !FRT
  i_frt1=flipflop({abs(yi)>=deadband}.and.(time()-0.01)>tf,{abs(yi)<deadband}.and.{time()-0.01<=tf})
  iq1=lim(select({n2<=m.and.m<n3}.and.i_frt1.and.{delay(tf,0.001)-delay(tf,0.002)=0},abs(yi)/yi*abs(yi)*droop1+i0,select({m>=n3}.and.i_frt1.and.{delay(tf,0.001)-delay(tf,0.002)=0},abs(yi)/yi*abs(yi)*droop2+i0,select({n1<m.and.m<n2}.and.i_frt1.and.{delay(tf,0.001)-delay(tf,0.002)=0},abs(yi)/yi*abs(yi)*droop3+i0,i0))),iq_min,iq_max)

!Seleccionar salida
  !Sin/Con soporte de Q
  iq=select({abs(yi)>=deadband},iq1,iq0)


!Limitación del Fasor de corriente
inc(detd)= maxAbsCur*maxAbsCur-(iqin*iqin)
inc(detq)= maxAbsCur*maxAbsCur-(idin*idin)
inc(i_frt)=0
inc(tf_)=0
inc(vac_)=duac+1

detd= abs(lim(maxAbsCur*maxAbsCur-(iqin*iqin),0,maxAbsCur*maxAbsCur))
```

```
deltad=sqrt(detd)
deltaq=sqrt(detq)
vac_=duac+1
tf_=aflipflop(time(),{{vac_<0.93.or.vac_>1.07}.and.delay(vac_,0.001)>=0.95},{vac_>=0.93.and.v
ac_<=1.07})

i_frt=flipflop({abs(duac)>=deadband}.and.(time()-
0.01)>tf_,{abs(duac)<deadband}.and.{(time()-0.01)<=tf_})
idout=select(i_frt,lim(idin,0,deltad),lim(idin,0,maxAbsCur))

iqout=select(i_frt,lim(iqin,-maxAbsCur,maxAbsCur),lim(iqin,-
min(deltaq,maxIq),min(deltaq,maxIq)))
```

CV DEL AUTOR

Héctor Alejandro Villarroel Gutiérrez

Estudios

Graduado como Ingeniero Eléctrico (2014) y como Magíster en Ingeniería Eléctrica (2023) por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente realiza estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica de la misma unidad académica. Posee experiencia en el análisis y desarrollo de recursos energéticos distribuidos, particularmente energía solar FV. Además, se desenvuelve en el área de calidad de suministro teniendo en cuenta la inserción de generadores renovables en el sistema de distribución. Desarrolla tareas de docencia e investigación en el Instituto de Energía Eléctrica UNSJ – CONICET. Ejerce la docencia en las carreras de grado y posgrado en Ingeniería Eléctrica. Ha publicado resultados de sus investigaciones en revistas y congresos de primer orden internacional, a saber:

- Villarroel-Gutiérrez, H. A.; Morales, J.; Molina, Marcelo. A novel methodology for dynamic voltage support with adaptive schemes in photovoltaic generators. Electrical Engineering, 2022, vol. 104, no 6, p. 4103-4123.
- H. Villarroel-Gutiérrez; J. Quispe; E. Orduña; M. Molina. “Adaptation of the overload function in an electrical system due to entry generation, using of the overcurrent function and automatic generation disconnection - Dynamic analysis of a particular case”. IEEE Latin America Transactions, vol.18 n°. p696 - 703. issn 1548-0992. Doi: 10.1109/TLA.2020.9082212. 2020.
- H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. “Analysis of Dynamic Voltage Support Schemes for PV Generators Implemented in Latin

America". IEEE Latin America Transactions, vol.18, n°4. p641 - 651. issn 1548-0992. Doi: 10.1109/TLA.2020.9082206. 2020.

- J. Quispe H.; H. Villarroel-Gutiérrez; E. Orduña. "Analyzing Short-Circuit Current Behavior Caused by Inverter-Interfaced Renewable Energy Sources. Effects on Distance Protection", 2020 IEEE T&D PES Conference and Exposition Latin America, Montevideo – Uruguay. 2020.
- H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "The Argentine Electrical Sector and Its Trends Toward Renewable Energies", IEEE Latin America Transactions, vol.17 n°10. p1625 - 1636. issn 1548-0992. 2019. Doi: 10.1109/TLA.2019.8986440. 2019.
- J. Pinzón; H. Villarroel-Gutiérrez; G. Colomé; M. Molina. "Assessment of Dynamic Voltage Support Control Schemes for Photovoltaic Generators Connected to Power Systems", 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC), doi: 10.1109/CCAC.2019.8921006. 2019.
- H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Analysis of voltage sags due to induction motors in distribution systems with high PV penetration", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) – Ecuador, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126736. September 2017.
- H. Villarroel-Gutiérrez; M. Molina. "Incorporation of dynamic voltage support requirements in PV systems to mitigate the effects of voltage sags in distribution networks", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM) – Ecuador, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126737. September 2017.

Actualmente ocupa el cargo de Senior Electrical Engineer en Worley Parsons, desarrollando sus actividades profesionales en diversos proyectos pertenecientes a rubros como la Minería, Oil&Gas e industria Nuclear.

ISBN 978-631-01-5165-6



ISBN 978-631-01-5165-6