



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

METODOLOGÍA PARA SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS
CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MENCIÓN
ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

RICARDO FRANCISCO HENRÍQUEZ KINDERMANN

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
VIJAY VITTAL
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE

2021

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA, Y DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: RICARDO FRANCISCO HENRÍQUEZ KINDERMANN
FECHA: ENERO 2021
PROFESORA GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA
**METODOLOGÍA PARA SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES DE
CENTRALES FOTOVOLTAICAS CONSIDERANDO CRITERIOS DE
ESTABILIDAD.**

Las centrales conectadas al sistema mediante convertidores, en particular las centrales fotovoltaicas, poseen grandes diferencias con las centrales en base a generadores síncronos, específicamente en la inercia y los niveles de cortocircuito que aportan al sistema. Diversas investigaciones han mostrado que el desempeño dinámico de las centrales fotovoltaicas depende fuertemente del nivel de robustez en el punto de conexión común (PCC).

En este contexto, este trabajo postula que las centrales fotovoltaicas, acompañadas de una estrategia de control diseñada en función de los niveles de cortocircuito en el PCC, pueden aportar a la estabilidad del sistema mediante la inyección de corrientes de cortocircuito durante contingencias sin perder estabilidad. Para comprobar la hipótesis, se propone una metodología que mediante lógica difusa modifica las ganancias K_p y K_i del *phase-locked loop*, según los niveles de robustez y caídas de tensión en el PCC. Así, el controlador tiene una configuración específica para distintos puntos de operación y caídas de tensión.

El trabajo realizado evidencia la importancia de considerar la robustez de la red al momento de proponer una estrategia de control. Los resultados obtenidos muestran que la metodología propuesta confirma la hipótesis y mejora el desempeño dinámico de la central durante contingencias.

Agradecimientos

Esta tesis es el reflejo de un proceso de aprendizaje, proceso en el que participó directa o indirectamente un gran número de personas, de las cuales me siento eternamente agradecido de que hayan formado o formen parte en mi vida. Primero que nada, me gustaría agradecer a mis padres, quienes me dieron las herramientas y valores que hoy me definen. Gracias por las enseñanzas a lo largo de tantos años, gracias por el apoyo infinito que me brindan, son un verdadero ejemplo de perseverancia y esfuerzo. También me siento eternamente agradecido de mis hermanos Daniela, Cristóbal, Gabriel y Diego, con quienes sé que puedo contar siempre que necesite. También quiero agradecer de manera muy especial a la Haydee, quien siempre está ahí para escucharme, retarme y regalarme. Eres la persona con el corazón más grande que conozco, agradecido de que estés en mi vida y poder compartir a diario contigo. Me siento muy afortunado al tener este núcleo familiar, son un pilar fundamental para mí.

También quiero agradecer a mi primo Carlitos y mi prima Coni quienes siempre me han apoyado y han estado ahí para conversar con una cerveza o un café. Siento que vemos las cosas de la misma manera. Agradezco también a mis primos Ángeles, Caro, Anddrea y Vale. Gracias por tantos momentos memorables compartidos, que sigan siendo muchos más. Agradecer también a mis abuelos y a la Omama, fuente infinita de sabiduría. Siempre recibíendome con los brazos y cocina abierta, felices de verme y de compartir. Muchas gracias por siempre preocuparse por mi bienestar, son lo más grande.

Además, quiero agradecer a la profe Claudia, por haberme dado la confianza y por haberme guiado en el desarrollo de este trabajo. Sin duda su motivación y método de trabajo me ayudó a tener una formación más completa y tener la capacidad de resolver un problema de principio a fin. También agradezco a los próceres Diego Ortiz y Jorge Vega. Gracias por la ayuda brindada y las dudas resueltas, siempre de manera desinteresada y destinando gran parte de su tiempo en ayudar a los demás.

Infinitamente agradecido de mis amigos del alma Poochyny, Cafu y Panzón. Gracias por tantos años de amistad, compañerismo y alegrías. Gracias por todos los viajes y experiencias vividas juntos, que sigan habiendo hasta que las piernas aguanten! Me encanta su forma de ser y sé que puedo contar con cada uno de ustedes para cualquier cosa. Sin duda son la familia que elegí.

Como no mencionar a la primera familia de la U, el basket. No hubiese sido lo mismo sin ustedes. Gracias por los entrenamientos, experiencias, victorias y derrotas! Gracias por hacerme desear siempre ser mejor y por haberme hecho reflexionar sobre las prioridades. Lo que más se agradece del basket fue conocer a mis cabros, Molina, Joaquito y Jairo son todos unos grandes jugadores, pero mejores personas aún! También gracias al Julio por el aguante durante estos casi 10 años.

Mi primera experiencia en eléctrica fue conocer al único e inigualable Pablo Perroni González, gracias por ser una persona tan verdadera y única! Agradezco también a mis amigos Chamael y Jaimillo, gracias por estar siempre ahí, listos para tirar la talla, estudiar o conversar sobre la vida. Son unas lindas personas con las que siempre dan ganas de juntarse. Como no agradecer a los Hahks! Gracias Nico, HECTOR y Diego por su gran amistad y por siempre estar dispuestos a ayudar en lo que sea. Son unas grandes personas que sin duda llegarán muy lejos. Gracias Titán por siempre estar dispuesto a escuchar y aconsejar. Agradecer también al Claudio, por toda la sabiduría entregada este último tiempo, eres de las grandes amistades que forje al final de la carrera. Se agradece infinito contar con amigos como ustedes! También quiero agradecer de manera particular a la Cami. Eres una persona muy especial, gracias por enseñarme y hacerme cuestionar hasta las cosas más simples. Sin ti hubiese sido mucho más difícil sobrellevar la carrera. Son todos unos bacanes y agradezco de corazón que eléctrica haya juntado nuestros caminos.

Por último, quisiera agradecer a la Javi, quien ha sido un apoyo gigante y constante este último tiempo. Todo el aguante que tienes y la dedicación que le pones a tu beca han sido una gran motivación para finalizar este proyecto de la mejor manera. También te agradezco por siempre estar ahí para apoyarme, aconsejarme y subirme el ánimo con un simple abrazo. Gracias por tantos nuevos y lindos momentos, llenos de compañerismo, risas y cariño.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo general.....	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcance	4
Capítulo 2: Marco teórico	5
2.1. Requerimientos de FRT.....	5
2.2. Sincronización de centrales fotovoltaicas con la red	8
2.3. Desafíos de FRT en centrales fotovoltaicas.....	14
2.3.1. Topologías clásicas de conexión de centrales fotovoltaicas	14
a) Sobre corrientes en el lado AC (límite térmico).....	15
b) Voltaje excesivo en el link DC.....	16
c) Pérdida de estabilidad por inyección de corrientes de corto circuito a la red	17
d) Estabilidad del PLL y nivel de cortocircuito.....	21
2.3.2. Conclusiones.....	25
2.4. Efectos de la inyección de corrientes de cortocircuito en la tensión.....	26
2.5. Efectos de KFRT en la estabilidad de la central fotovoltaica	29
2.6. Estrategias de control para permitir el proceso de FRT en centrales fotovoltaicas	33

2.6.1. Estrategia de control base	33
2.6.2. Revisión bibliográfica estrategias de control de centrales fotovoltaicas de una etapa	36
2.6.3. Estrategias de control alternativas	38
a) Estrategia de control con baterías.....	39
b) Estrategia de control de una etapa con supercondensador	40
2.6.4. Conclusiones.....	41
2.7. Esquemas de control de PLL modificados de forma de no perder sincronismo durante el proceso de FRT.....	41
2.7.1. Estrategia de control adaptativa del PLL con cambios en ganancia K_i	42
2.7.2. Estrategia de control del PLL con estimación de frecuencia adaptativa.....	44
2.7.3. Estrategia de control del PLL con ganancias adaptativas	46
2.7.4. Bloqueo del PLL.....	47
2.8. Introducción a la lógica difusa e inferencia Takagi-Sugeno.....	48
2.8.1. Conceptos básicos.....	48
2.8.2. Reglas “Si-Entonces”.....	49
2.8.3. Sistemas difusos.....	49
2.8.4. Estimador de promedio central	50
Capítulo 3: Modelo control propuesto	53
3.1. Valores típicos utilizados en la literatura.....	55
Capítulo 4: Metodología.....	56
4.1. Diagrama metodológico.....	56
4.2. Cálculo niveles de cortocircuito.....	57

4.3. Determinación de región factible \mathbb{K} en pequeña señal.....	57
4.4. Determinación de $Kp - rp$ y $Ki - rp$	59
4.5. Análisis dinámico	60
4.6. Validación dinámica	61
Capítulo 5: Caso de estudio.....	62
Capítulo 6: Análisis de resultados.....	64
6.1. Resultados del análisis en pequeña señal.....	64
6.1.1. Análisis para el menor nivel de cortocircuito	64
6.1.1. Análisis para el mayor nivel de cortocircuito	66
6.2. Resultados del análisis dinámico	68
6.2.1. Análisis para el menor nivel de cortocircuito	68
6.2.2. Análisis para el mayor nivel de cortocircuito	75
6.2.3. Conclusiones del análisis dinámico	81
6.3. Validación dinámica	82
Capítulo 7: Conclusiones	85
7.1. Trabajo futuro	86
Capítulo 8: Bibliografía.....	87

Índice de tablas

TABLA 1 RESUMEN REQUERIMIENTOS DE FRT [18]–[25]	8
TABLA 2 RESUMEN PUNTOS DE OPERACIÓN PARA EL MÍNIMO Y MÁXIMO NIVEL DE CORTOCIRCUITO	63
TABLA 3 COMBINACIÓN ESTABLE DE VALORES DE GANANCIAS DEL PLL PARA EL MÍNIMO NIVEL DE CORTOCIRCUITO	66
TABLA 4 COMBINACIÓN ESTABLE DE VALORES DE GANANCIAS DEL PLL PARA EL MÁXIMO NIVEL DE CORTOCIRCUITO	68
TABLA 5 ERRORES CUADRÁTICOS MEDIOS DE LA SEÑAL DE ERROR DEL PLL EN FUNCIÓN DEL ANCHO DE BANDA DEL PLL PARA LAS DISTINTAS CONTINGENCIAS SIMULADOS	72
TABLA 6 : ERRORES CUADRÁTICOS MEDIOS DE LA SEÑAL DE ERROR DEL PLL EN FUNCIÓN DE <i>Tdesconexión</i> PARA LOS DISTINTOS CASOS SIMULADOS PARA EL MENOR NIVEL DE CORTOCIRCUITO.....	75
TABLA 7 ERRORES CUADRÁTICOS MEDIOS DE LA SEÑAL DE ERROR DEL PLL EN FUNCIÓN DEL ANCHO DE BANDA DEL PLL PARA LAS DISTINTAS CONTINGENCIAS SIMULADOS	78
TABLA 8 ERRORES CUADRÁTICOS MEDIOS DE LA SEÑAL DE ERROR DEL PLL EN FUNCIÓN DE <i>Tdesconexión</i> PARA LOS DISTINTOS CASOS SIMULADOS PARA EL MAYOR NIVEL DE CORTOCIRCUITO.....	81
TABLA 9 LOOK-UP TABLE DE $K_p - d$ Y $K_i - d$ PARA DISTINTOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO	81

Índice de figuras

FIGURA 1 COMPARACIÓN DE FRT DE DISTINTOS PAÍSES [18]–[25]	6
FIGURA 2 REQUERIMIENTOS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE REACTIVA DURANTE FALLAS PARA TGVCC (CHILE, ALEMANIA, AUSTRALIA, BRASIL).....	7
FIGURA 3 REQUERIMIENTOS DE INYECCIÓN DE CORRIENTE REACTIVA DURANTE FALLAS PARA TGVCC (CHINA, ESPAÑA) [20], [26]	7
FIGURA 4 TENSIONES Y CORRIENTES GENERALES DE LA CONEXIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CON LA RED	9
FIGURA 5 SINCRONIZACIÓN ENTRE LOS EJES ROTATORIOS dq Y EL VECTOR DE VOLTAJE EN EL PCC $VPCC$ EN RÉGIMEN PERMANENTE	10
FIGURA 6 DIAGRAMA DE BLOQUES GENERAL DE UN PLL.....	10
FIGURA 7 DIAGRAMA FASORIAL DE I Y $VPCC$ CUANDO EL PLL SE ENCUENTRA EN "SINCRONISMO"	11
FIGURA 8 DIAGRAMA FASORIAL DE I Y $VPCC$ CUANDO EL PLL PIERDE "SINCRONISMO"	12
FIGURA 9 CONFIGURACIÓN DE UNA ETAPA	14
FIGURA 10 CONFIGURACIÓN DE DOS ETAPAS	15
FIGURA 11 REDUCCIÓN DE CORRIENTE ACTIVA PARA MANTENERSE DENTRO DE LOS LÍMITES	16
FIGURA 12 CAMBIO EN EL PUNTO DE OPERACIÓN DE UN PANEL FOTOVOLTAICO BAJO UNA PERTURBACIÓN DE TENSIÓN	17
FIGURA 13 DIAGRAMA DE CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED	18
FIGURA 14 CORRIENTES REPRESENTADA EN EJES dq	18
FIGURA 15 FASORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE CENTRAL FOTOVOLTAICA Y PCC	19
FIGURA 16 FASORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE CENTRAL FOTOVOLTAICA Y PCC CON ÁNGULO CRÍTICO.....	20
FIGURA 17 LÍMITES ESTABLES DE INYECCIÓN DE CORRIENTE ACTIVA Y REACTIVA	21
FIGURA 18 VALORES PROPIOS DEL INVERSOR PARA DISTINTAS GANANCIAS DEL PLL: (A) SCR=4.0, (B) SCR=1.6 Y (C) SCR= 1.3 [11]	23
FIGURA 19 SCR VERSUS MÁXIMA GANANCIA Kp DEL PLL TRANSFIRIENDO A POTENCIA NOMINAL [11].....	24
FIGURA 20 SISTEMA EQUIVALENTE EN CASO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO [15].....	26
FIGURA 21 INCREMENTO DE VOLTAJE EN PCC DURANTE LA FALLA POR ACCIÓN DE INYECCIÓN DE CORRIENTES POR PARTE DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA	28
FIGURA 22 INYECCIÓN DE CORRIENTE PARA DISTINTOS $KFRT$	29
FIGURA 23 RED UTILIZADA EN ESTUDIO DE EFECTO DE $KFRT$ EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA [58]	30
FIGURA 24 TENSIONES PROMEDIO EN LAS DISTINTAS BARRAS DEL SISTEMA DURANTE UN CORTOCIRCUITO CERCANO AL NODO 3 [58].....	31
FIGURA 25 CFCT PARA CORTOCIRCUITO CERCANO AL NODO 3 UTILIZANDO DISTINTOS $KFRT$ [58]	32
FIGURA 26 ESTRATEGIA DE CONTROL GENERAL PARA CENTRAL FOTOVOLTAICA CON INVERSOR DE UNA ETAPA	33
FIGURA 27 REPRESENTACIÓN DE ARREGLO DE PANELES FOTOVOLTAICOS	34
FIGURA 28 CONTROLADOR DEL LINK DC	34
FIGURA 29 DIAGRAMA DE BLOQUES CONTROLADOR V_{DC}	35
FIGURA 30 MODELO SRF-PLL.....	36
FIGURA 31 BLOQUE PI CONTROLADOR DE CORRIENTE [41]	38
FIGURA 32 TOPOLOGÍA CENTRAL FOTOVOLTAICA CON BESS [61].....	39

FIGURA 33 TOPOLOGÍA CENTRAL FOTOVOLTAICA CON SUPERCONDENSADOR [62].....	40
FIGURA 34 DIAGRAMA DE CONTROL PLL ADAPTATIVO [65]	43
FIGURA 35 DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN SRF-PLL	44
FIGURA 36 DIAGRAMA DE CONTROL DEL PLL EXTRAYENDO LA ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA DE LA SALIDA DEL INTEGRADOR	44
FIGURA 37 DIAGRAMA DE CONTROL CON LAZO DE ESTIMACIÓN DE FRECUENCIA ADAPTATIVO [67].....	45
FIGURA 38 DIAGRAMA DE CONTROL CON LAZO DE GANANCIA ADAPTATIVA [70], [71].....	46
FIGURA 39 SISTEMA EQUIVALENTE EN CASO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO.....	47
FIGURA 40 FUNCIÓN DE PERTENENCIA TRIANGULAR	49
FIGURA 41 SISTEMA DIFUSO.....	50
FIGURA 42 FUNCIÓN DE PERTENENCIA DE CONJUNTOS DIFUSOS ASOCIADOS A VARIABLE <i>ERROR</i>	51
FIGURA 43 ESTRATEGIA DE CONTROL UTILIZADA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA	53
FIGURA 44 PLL UTILIZADO EN EL MODELO DE CONTROL PROPUESTO.....	54
FIGURA 45 ESQUEMA METODOLÓGICO.....	56
FIGURA 46 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO UTILIZADO PARA LA OBTENCIÓN DE LA REGIÓN FACTIBLE \mathbb{K}	58
FIGURA 47 DIAGRAMA SELECCIÓN VARIABLES $K_p - r_p, K_i - r_p$	59
FIGURA 49 DIAGRAMA SELECCIÓN VARIABLES $K_p - d, K_i - d$	61
FIGURA 50 SISTEMA DE 9 BARRAS A UTILIZAR COMO CASO DE ESTUDIO	62
FIGURA 51 REGIÓN FACTIBLE DE COMBINACIONES K_p, K_i DEL PLL PARA EL MÍNIMO NIVEL DE CORTOCIRCUITO	65
FIGURA 52 REGIÓN FACTIBLE DE COMBINACIONES K_p, K_i DEL PLL PARA EL MÁXIMO NIVEL DE CORTOCIRCUITO.....	67
FIGURA 53 TENSIÓN EN EL PCC DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA A): UN ANCHO DE BANDA FIJO DE 3 Hz, SIN UTILIZAR EL CONTROLADOR; B): UN ANCHO DE BANDA DINÁMICO DE 50 Hz, UTILIZANDO EL CONTROLADOR PROPUESTO.....	69
FIGURA 54 TIEMPOS DE ASENTAMIENTO DE LA TENSIÓN EN EL PCC PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS CON DISTINTOS ANCHOS DE BANDA .	70
FIGURA 55 SEÑAL DE ERROR DEL PLL PARA DISTINTOS ANCHOS DE BANDA CON A): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.2 P.U.; B): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.4 P.U.; C): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.6 P.U.; D): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.8 P.U.	71
FIGURA 56 TENSIÓN EN EL PCC DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA A): UN VALOR DE <i>Tdesconexión</i> DE 0.1 SEGUNDOS PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS; B): UN VALOR DE <i>Tdesconexión</i> DE 3.5 SEGUNDOS PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS	73
FIGURA 57 SEÑAL DE ERROR DEL PLL PARA DISTINTOS VALORES DE <i>Tdesconexión</i> CON A): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.2 P.U.; B): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.4 P.U.; C): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.6 P.U.; D) UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.8 P.U.	74
FIGURA 58 TENSIÓN EN EL PCC DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA A): UN ANCHO DE BANDA FIJO DE 3 Hz, SIN UTILIZAR EL CONTROLADOR; B): UN ANCHO DE BANDA DINÁMICO DE 50 Hz, UTILIZANDO EL CONTROLADOR PROPUESTO.....	75
FIGURA 59 TIEMPOS DE ASENTAMIENTO PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS CON DISTINTOS ANCHOS DE BANDA	76
FIGURA 60 SEÑAL DE ERROR DEL PLL PARA DISTINTOS ANCHOS DE BANDA CON A): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.2 P.U.; B): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.4 P.U.; C): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.6 P.U.; D): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.8 P.U.	77
FIGURA 61 TENSIÓN EN EL PCC DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA A): UN VALOR DE <i>Tdesconexión</i> DE 0,1 SEGUNDOS PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS; B): UN VALOR DE <i>Tdesconexión</i> DE 3,5 SEGUNDOS PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS	79

FIGURA 62 SEÑAL DE ERROR DEL PLL PARA DISTINTOS VALORES DE <i>Tdesconexión</i> CON A): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.2 P.U.; B): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.4 P.U.; C): UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.6 P.U.; D) UNA TENSIÓN RESIDUAL DE 0.8 P.U.....	80
FIGURA 63 TENSIÓN EN EL PCC DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA A): UN ANCHO DE BANDA FIJO DE 3 Hz, SIN UTILIZAR EL CONTROLADOR; B): UN ANCHO DE BANDA DINÁMICO UTILIZANDO EL CONTROLADOR PROPUESTO CON LOS DATOS DE LA <i>LOOK-UP</i> TABLE	82
FIGURA 64 COMPARACIÓN DE LA FASE LA DE TENSIÓN EN EL PCC CON LA SEÑAL DEL PLL PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS CON A): TENSIÓN RESIDUAL DE 0.1 P.U.; B): TENSIÓN RESIDUAL DE 0.2 P.U.; C): TENSIÓN RESIDUAL DE 0.3 P.U.; D) TENSIÓN RESIDUAL DE 0.4 P.U. ; E) TENSIÓN RESIDUAL DE 0.5 P.U; F) TENSIÓN RESIDUAL DE 0.6 P.U; G) TENSIÓN RESIDUAL DE 0.7 P.U; H) TENSIÓN RESIDUAL DE 0.8 P.U.....	83

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En el último tiempo, en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se han integrado distintos tipos de centrales cuya tecnología se basa en energías renovables no convencionales (ERNC). El aumento de ERNC ha sido motivado por varios factores, entre los que se encuentran el aumento de políticas verdes en los distintos países, la disminución de costos de las tecnologías y los deseos de disminuir la utilización de combustibles fósiles producto de su impacto en el medio ambiente. En este contexto, muchos países se han puesto metas para alcanzar cierta cantidad de ERNC en su matriz energética. Por ejemplo, Alemania tiene como meta tener un 80% de ERNC para el año 2050 [1], mientras que Dinamarca se impuso un 100% para el 2050. Actualmente Chile posee 4.903 MW de capacidad instalada en base a ERNC, lo que equivale a un 21% de su matriz. En etapa de construcción se tienen un total de 38 proyectos, los que equivalen a 949 MW de potencia [2]. Para el año 2050, Chile se impuso como meta tener un 70% de ERNC [3]. Cabe destacar que a nivel nacional se tienen condiciones favorables para el desarrollo de ERNC, sobre todo para la energía fotovoltaica en el norte del país [4]. Lo anterior se ve reflejado en los más de 2390 MW de energía solar fotovoltaica ya instalados en el sistema nacional, lo que equivale a un 49% del total de ERNC en el país [2].

Si bien las fuentes de energías renovables comprenden un grupo grande y variado, la energía eólica y solar fotovoltaica han destacado durante los últimos años. Estas tecnologías tienen en común el hecho de que ambas se conectan a la red mediante el uso de convertidores. Las centrales de generación conectadas mediante convertidores se diferencian en aspectos fundamentales de las centrales en base a generadores síncronos, tales como la inercia y los niveles de cortocircuito que aportan al sistema. De hecho, varios estudios han mostrado que las ERNC pueden producir varios efectos negativos en la operación de los SEP y en particular en la estabilidad y control de estos últimos.

Una de las principales diferencias de las tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) con los generadores síncronos es su falta de inercia. Si bien las turbinas eólicas poseen inercia, son desacopladas eléctricamente de la red por los convertidores que utilizan, por lo que no aportan con respuesta inercial al sistema. Por otro lado, las centrales fotovoltaicas no poseen partes rotatorias y por ende no tienen respuesta inercial. Al incorporar centrales sin inercia a la red, se tiene una disminución en la inercia sistémica. Esto puede provocar un aumento en la máxima caída de la frecuencia durante desbalances de potencia, lo que empeora el desempeño de la frecuencia del sistema. Además se tiene que una menor inercia implica un aumento en la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés), lo que reduce la capacidad del sistema de lidiar con variaciones de frecuencia.

El nivel de corriente de cortocircuito en un punto de la red es un indicador de la robustez de un SEP: mientras mayor sean las corrientes de cortocircuito, más robusto es el SEP en ese punto (barra). Los GS convencionales pueden llegar a inyectar corrientes de cortocircuito que superan varias veces el valor nominal de la máquina [5], llegando aproximadamente a 6 veces su valor nominal en p.u. [6]. Por otro lado, las TGVCC contribuyen con bajos niveles de cortocircuito alcanzando valores de hasta 1.2 veces su corriente nominal [7]. De esta forma, un aumento de las TGVCC conduce a una disminución de la robustez en el sistema.

De manera de asegurar la estabilidad de los SEP, los operadores de red imponen requerimientos técnicos que especifican la operación de las centrales de generación durante contingencias. En este contexto, los requerimientos de “*fault ride through*” (FRT) definen las condiciones bajo las cuales se permite la desconexión de las unidades generadoras del sistema durante variaciones de tensión o frecuencia. En un principio, para incentivar la inversión y el aumento de las TGVCC en los SEP, no se les exigió mantenerse conectadas durante cortocircuitos. Sin embargo, al aumentar la cantidad de TGVCC en los SEP, se comenzó a tener problemas de estabilidad [8], por lo que los reguladores de distintos países comenzaron a modificar sus normas técnicas, de modo de exigir a las TGVCC mantenerse conectadas durante cortocircuitos (requerimientos de FRT). Más aún, algunos operadores exigen que las TGVCC aporten con corrientes reactivas durante fallas de forma de contribuir a la estabilidad de voltaje y a la recuperación del SEP después de despejada la falla. Los problemas de estabilidad pueden surgir principalmente por dos razones. Por un lado, al desconectarse, las centrales no aportan con corrientes de cortocircuito, por lo que no contribuyen a la recuperación del sistema. Por otro lado, si se desconectan, se tiene un desbalance entre carga y generación, lo que implica una nueva contingencia en el sistema, que podría llevar a una inestabilidad de frecuencia.

Si bien los requerimientos de FRT en distintos países son bastante similares, también tienen sus propias características. Esto se debe a que el comportamiento de cada sistema depende de sus características técnicas, por lo que los requerimientos se definen acorde a parámetros de robustez, topología, concentración geográfica de las TGVCC, entre otros. Para cumplir con los requerimientos de FRT, las centrales TGVCC deben superar varios desafíos técnicos. En el caso de las centrales fotovoltaicas, los desafíos para el proceso de FRT surgen principalmente por 4 razones [9], [10]: sobre corrientes en el lado AC del convertidor, voltaje excesivo en el link DC, pérdida de estabilidad por inyección de corrientes de corto circuito a la red y estabilidad del “*phase-locked-loop*” (PLL). Las sobre corrientes en el lado AC se relacionan directamente con la capacidad del convertidor. El voltaje excesivo en el link DC ocurre debido a la acumulación de energía en el link DC, ya que durante contingencias la potencia generada por los paneles es mayor que la inyectada a la red por el convertidor. La pérdida de sincronismo puede deberse a una pérdida de estabilidad producida por la inyección de corrientes de corto circuito a la red, o una pérdida de estabilidad del PLL, que tiene como consecuencia la pérdida de sincronismo de la central TGVCC con la red.

Diversas investigaciones han mostrado que el desempeño dinámico de las centrales fotovoltaicas depende fuertemente del nivel de robustez en el punto de conexión [11]–[14]. Los resultados en [11] muestran que las ganancias de los PLL, sobre todo en redes poco robustas, afectan considerablemente la estabilidad. A nivel general es muy difícil para los convertidores operar en redes poco robustas, es decir, redes con bajos niveles de cortocircuito. Para redes “robustas”, es decir, redes con niveles de cortocircuito altos, se tiene que en general los convertidores funcionan correctamente, siempre y cuando, las ganancias del PLL sean lo suficientemente grandes para proveer un buen factor de amortiguamiento [11].

En la literatura es posible encontrar muchos estudios e investigaciones sobre estrategias de control para cumplir con requerimientos de FRT para centrales eólicas [15]–[18]. Sin embargo, para centrales fotovoltaicas no existe suficiente investigación al respecto. Dados los desafíos existentes en centrales fotovoltaicas durante cortocircuitos y el gran potencial solar existente en Chile, este trabajo se enfoca en centrales fotovoltaicas de gran escala.

1.2. Hipótesis

Este trabajo postula que las centrales fotovoltaicas de gran escala, acompañadas de una estrategia de control, diseñada en función de los niveles de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC), pueden cumplir con distintos requerimientos de FRT y aportar a la estabilidad del SEP mediante la inyección de corrientes reactivas durante contingencias sin perder estabilidad.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar y validar una estrategia de control para centrales fotovoltaicas de una etapa, considerando los niveles de cortocircuito en el PCC de forma de cumplir con distintos requerimientos de FRT e inyectar corrientes de corto circuito durante contingencias sin perder estabilidad.

1.3.2. Objetivos específicos

- Estudiar los requerimientos de FRT de distintos operadores y comprender los desafíos técnicos asociados a las centrales fotovoltaicas que estos requerimientos imponen.
- Realizar una revisión bibliográfica y estado del arte de las estrategias de control de convertidores actuales para efectos de FRT e inyección de corrientes reactivas durante cortocircuitos.
- Estudiar cómo las centrales fotovoltaicas mantienen sincronismo con la red y cómo evitar la pérdida de sincronismo durante contingencias.

- Proponer una estrategia de control que cumpla con distintos requerimientos de FRT y sea capaz de inyectar corrientes de corto circuito sin pérdida de estabilidad.
- Validar la estrategia de control propuesta con simulaciones dinámicas que permitan analizar y concluir sobre su desempeño durante fallas.
- Efectuar un análisis de sensibilidad en función del nivel de robustez de la red.

1.4. Alcance

Este trabajo se enfoca en centrales fotovoltaicas de una etapa. Se excluyen centrales con sistemas de almacenamiento. Además, se analizan los requerimientos de FRT desde el punto de vista de variaciones de tensión “*Low Voltage Ride Through*” (LVRT, por sus siglas en inglés), dejando fuera variaciones de frecuencia.

Capítulo 2: Marco teórico

En esta sección se realiza una revisión de los requerimientos de FRT de distintos operadores, además de una descripción de los conceptos teóricos asociados a la sincronización de centrales fotovoltaicas con la red. También se explican las topologías, características y desafíos en el proceso de FRT que tienen las centrales fotovoltaicas, además de estrategias de control para permitir a estas centrales superar el proceso de FRT exitosamente.

2.1. Requerimientos de FRT

Los requerimientos de FRT definen las reglas bajo las cuales las centrales generadoras deben permanecer conectadas al SEP durante variaciones de tensión o frecuencia. Estas normas son desarrolladas por cada operador y/o regulador de sistema, por lo que si bien en general son bastante similares, no son idénticas, ya que dependen de las características de cada sistema como la topología, robustez, concentración geográfica de TGVCC, entre otros.

Hasta hace unos años, los SEP estaban dominados por GS convencionales. Los GS aportan de varias formas a la red, ofreciendo inercia, generación de potencia reactiva y capacidad de inyección de corrientes de corto circuito durante fallas. Por otro lado, en un principio las TGVCC no se incluían en los requerimientos de FRT, por lo que durante contingencias podían desconectarse y no aportar en la recuperación del sistema. Sin embargo, la cantidad de TGVCC ha aumentado considerablemente en los SEP, por lo que distintos países se han visto en la obligación de modificar sus normas técnicas e incluir a las TGVCC en sus requerimientos de FRT [18]. Dentro de estas modificaciones, también se ha comenzado a exigir que las TGVCC aporten con corrientes de cortocircuito durante contingencias de manera de contribuir a la estabilidad de voltaje y recuperación del SEP.

La Figura 1 muestra los requerimientos de FRT de Chile, Alemania, China, España, Brasil y Australia. De la figura se tiene que los requerimientos de Chile, Alemania, China, España y Australia exigen que las centrales deben mantenerse conectadas incluso cuando la tensión cae a 0 en p.u, mientras que en Brasil deben hacerlo hasta valores de tensión de 0,2 en p.u. En el caso chileno, las centrales deben permanecer conectadas un tiempo mínimo de 140 [ms], mientras que en Alemania y Australia durante 150 [ms]. En China y España las centrales deben soportar la falla por un tiempo mínimo que va desde 500 [ms] a 625 [ms], dependiendo del nivel de tensión en que se produzca la contingencia [19], [20].

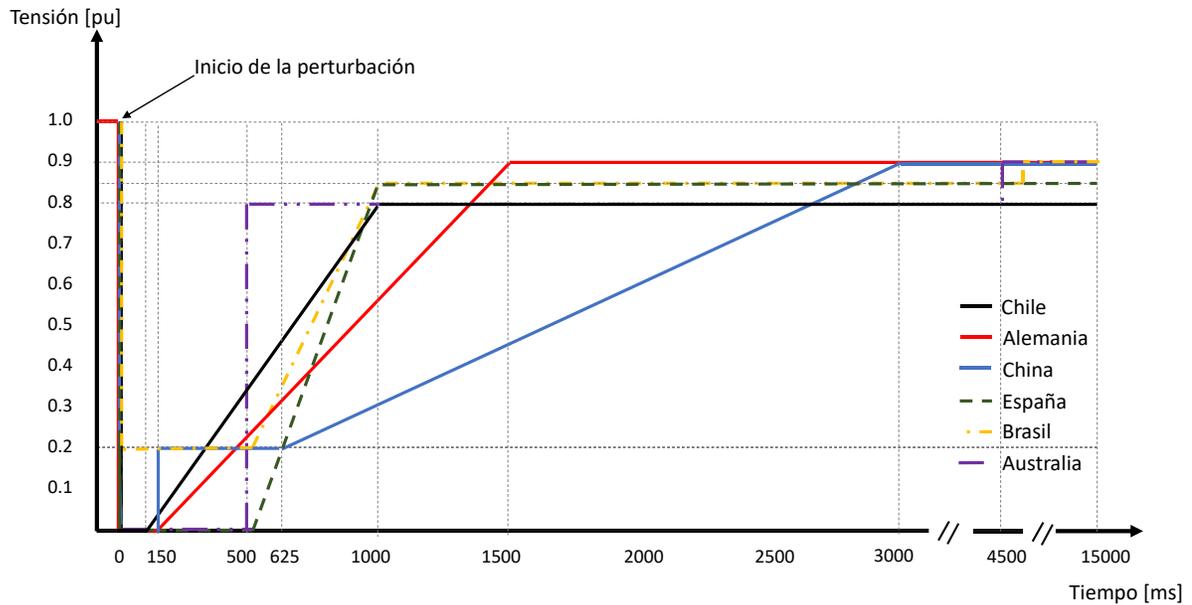


Figura 1 Comparación de FRT de distintos países [18]–[25]

La Figura 2 muestra requerimientos de inyección de corriente reactiva durante contingencias de 4 países. De la figura se tiene que Chile, Alemania y Australia tienen una banda muerta del 10%, lo que significa que las centrales de TGVCC comienzan a inyectar corrientes reactivas solo cuando la tensión en el PCC es menor a 0,9 p.u. Además, para Chile y Alemania se tiene que la corriente reactiva inyectada deberá ser igual al 2% de la corriente nominal por cada 1% de caída de tensión y de requerirse, la central deberá ser capaz de inyectar el 100% de su capacidad de corriente reactiva. Brasil posee una banda muerta de 0,15 p.u. de tensión para inyección de corrientes reactivas y 0,1 p.u. para absorción de corrientes reactivas. Por otro lado, en Australia los convertidores deben inyectar el 100% de su capacidad cuando la tensión ha caído un 0,35 p.u.

Los requerimientos de FRT también especifican el tiempo máximo que puede transcurrir entre que el convertidor detecta la falla y comienza a inyectar corrientes de corto circuito. En este contexto, los tiempos máximos de Chile y Alemania para comenzar a inyectar corrientes de cortocircuito una vez detectada la falla son de 20 [ms] [24], [25], mientras que en Brasil y Australia se especifican tiempos de 30 [ms] [22], [23].

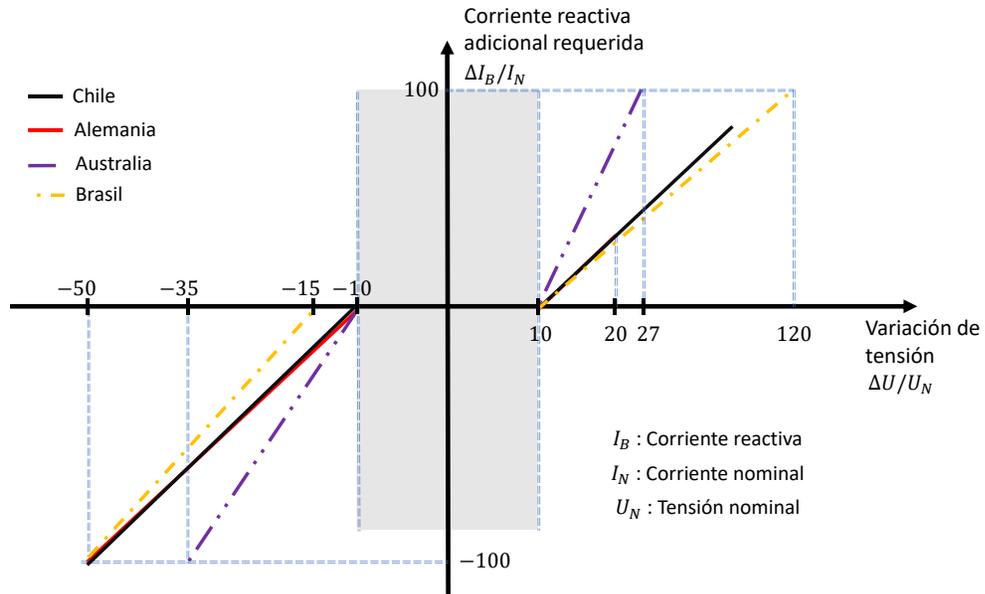


Figura 2 Requerimientos de inyección de corriente reactiva durante fallas para TGVCC (Chile, Alemania, Australia, Brasil)

La Figura 3 muestra los requerimientos de inyección de corrientes reactivas para China y España. De la figura se tiene que España y China también poseen un 10% de banda muerta. Además, cuando la tensión es menor a 0,2 en p.u., las centrales fotovoltaicas en China deben inyectar corrientes de cortocircuito de 1,05 p.u. de su capacidad nominal.

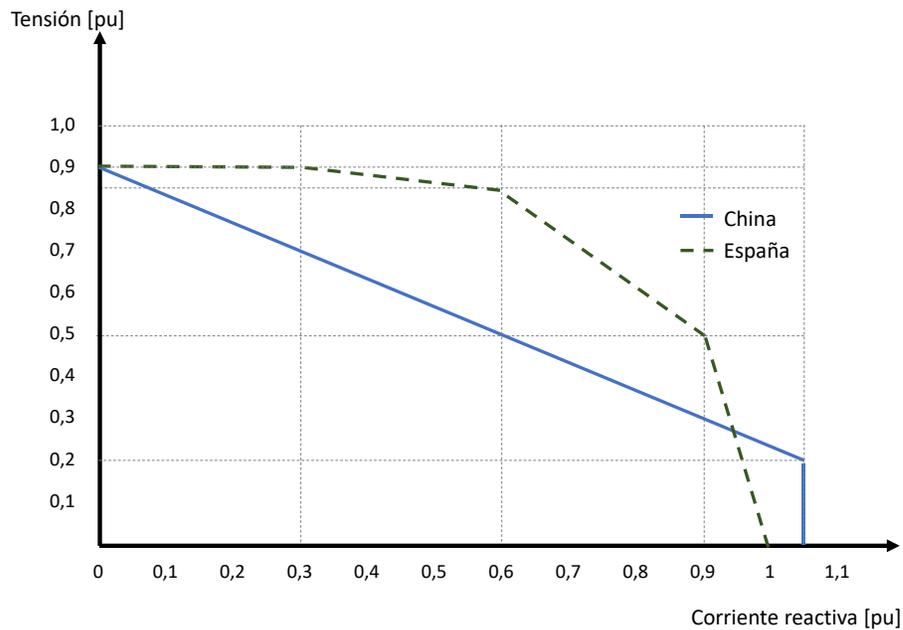


Figura 3 Requerimientos de inyección de corriente reactiva durante fallas para TGVCC (China, España) [20], [26]

La Tabla 1 resume los requerimientos de FRT, con los tiempos y voltajes mínimos que las centrales deben soportar durante fallas. De la tabla se tiene que todos los países investigados incluyen en su norma

técnica la inyección de corrientes reactivas para soporte de tensión. Si bien no es correcto afirmar que todos los operadores del mundo exigen la inyección de corrientes reactivas durante fallas, si se puede afirmar que cada vez se hace más necesaria está medida debido al aumento en el uso de TGVCC [27].

País	Tiempo mínimo a soportar la falla	Voltaje mínimo [p.u.]	Inyección de corriente reactiva	Tiempo máximo para inyectar i_q una vez detectada la falla
Chile	140 [ms]	0	Sí	20 [ms]
Alemania	150 [ms]	0	Sí	20 [ms]
China	500 – 625 [ms]	0.2	Sí	75 [ms]
España	500 – 625 [ms]	0	Sí	Depende del valor de tensión
Brasil	500 [ms]	0.2	Sí	30 [ms]
Australia	150 [ms]	0	Sí	30 [ms]

Tabla 1 Resumen requerimientos de FRT [18]–[25]

Es importante destacar que hay operadores que tienen requerimientos de FRT diferenciados para distintas tecnologías. Por ejemplo Gran Bretaña diferencia las centrales eólicas *on-shore* y *off-shore*, por lo que tiene distintos requerimientos de FRT para ambos tipos de centrales [21]. Por otro lado, China posee distintos requerimientos de FRT para centrales eólicas y fotovoltaicas [19].

2.2. Sincronización de centrales fotovoltaicas con la red

Para un correcto funcionamiento del SEP, tanto generadores síncronos como TGVCC deben estar en sincronismo con la red. Como ya se dijo, las TGVCC se conectan mediante convertidores a la red, por lo que se encuentran desacoplados eléctricamente de esta. En este contexto, la sincronización de las centrales TGVCC con la red es fundamental, para que esta sea capaz de inyectar la potencia generada en fase con la red.

La Figura 4 muestra la nomenclatura que se usará para las tensiones y corrientes que existen al conectar una central fotovoltaica de una etapa con la red.

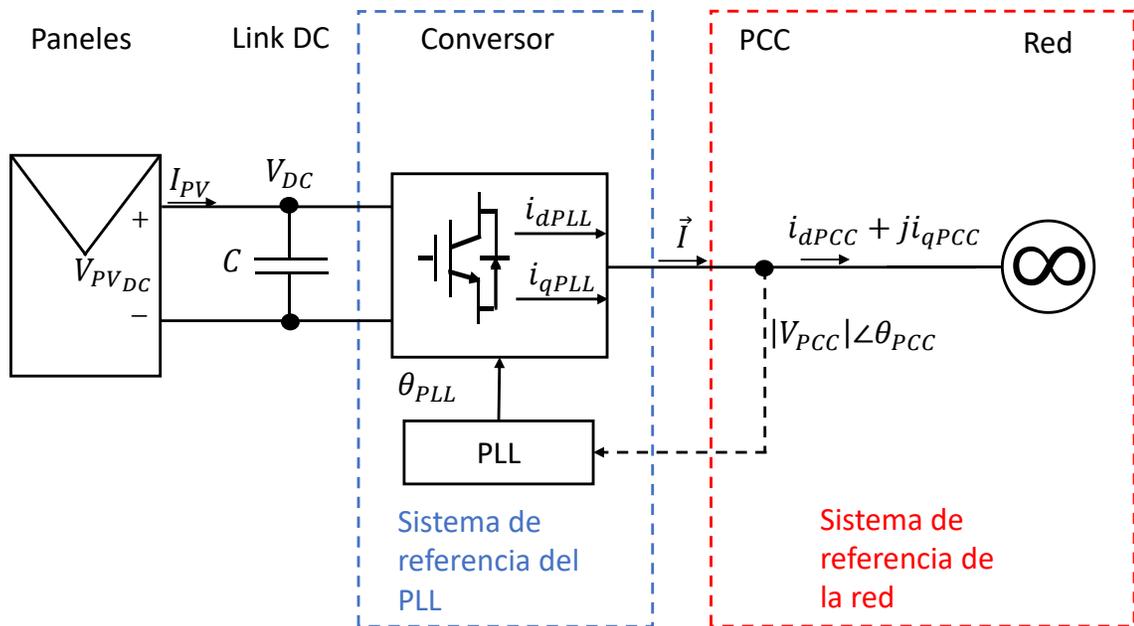


Figura 4 Tensiones y corrientes generales de la conexión de una central fotovoltaica con la red

De la figura se tiene que V_{PVDC} representa la tensión DC que tienen los paneles a la salida, I_{PV} representa la corriente (continua) que va desde los paneles al condensador (link DC), V_{DC} representa la tensión que hay en el link DC, θ_{PLL} representa la fase que el PLL extrae de la tensión en el PCC (en régimen permanente es igual a θ_{PCC}), $|V_{PCC}| \angle \theta_{PCC}$ representa la tensión en el PCC, i_{dPLL} e i_{qPLL} son la corriente activa y reactiva inyectada por el convertidor a la red, en ejes dq , con su sistema referenciado por el PLL, $i_{dPCC} + j i_{qPCC}$ son la corriente activa y reactiva inyectada por la central fotovoltaica en ejes dq , con su sistema referenciado en base a la red.

Usualmente, los controladores de centrales fotovoltaicas representan sus señales en ejes rotacionales dq , mientras que en los SEP se usan ejes estáticos abc . Como resultado se tiene que las señales eléctricas de las centrales fotovoltaicas necesitan cambiar su referencia para pasar de un sistema rotacional dq a uno estático abc . Las referencias angulares de los ejes dq se calculan mediante PLLs. El resultado de la transformación depende de la “sincronización” que se tenga entre los ejes rotacionales dq del PLL con el vector de voltaje de la red en el PCC. Concretamente, el PLL mide el ángulo del vector de voltaje con respecto al eje a . La Figura 5 muestra la relación entre los ejes dq del PLL y el vector de voltaje de la red en el PCC.

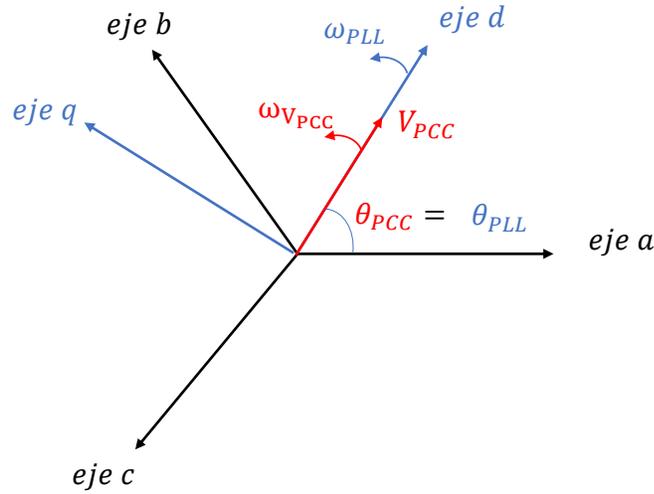


Figura 5 Sincronización entre los ejes rotatorios dq y el vector de voltaje en el PCC V_{PCC} en régimen permanente

En operación normal, el eje d debe coincidir con el vector de voltaje de la red en el punto de conexión (V_{PCC}), mientras que el eje q adelanta en 90° al eje d . Para lograr la “sincronización”, se fija la referencia del eje q en 0 ($V_q^{ref} = 0$) [28], por lo que V_{PCC} no tiene componente en el eje q , es decir, el eje d coincide con V_{PCC} . La sincronización se logra cuando ambas fases son iguales, es decir:

$$\theta_{PLL} = \theta_{PCC} \quad (1)$$

La Figura 6 muestra el diagrama de bloques de un PLL. Para transformar el vector de voltaje en el PCC de ejes estáticos abc ($|V_{PCC}| \angle \theta_{PCC}$) a ejes rotatorios dq se utiliza la transformada de Park. La componente q del voltaje $\overline{V_{PCC}}$ se utiliza como entrada al módulo proporcional-integral (PI), el cual genera la señal $\Delta\omega$. Luego, se le suma la frecuencia nominal w_{nom} obteniéndose así la velocidad de giro de los ejes dq , es decir, la frecuencia del PLL w_{PLL} . Por último, esta señal se integra para obtener θ_{PLL} , que se utiliza para definir los ejes de referencia dq del PLL.

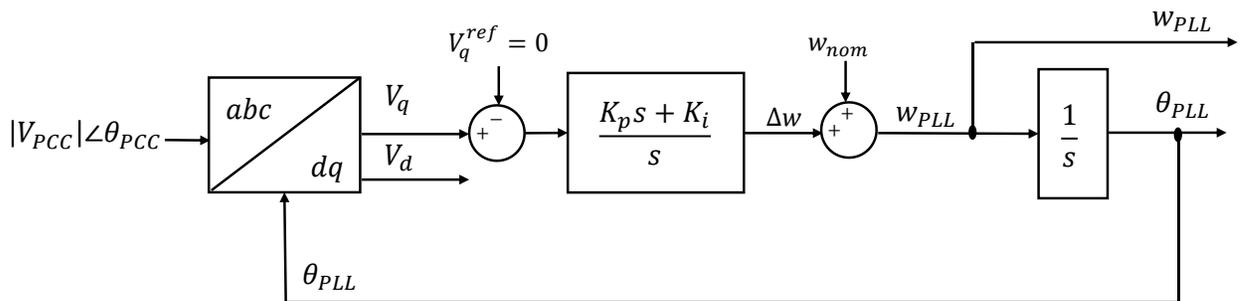


Figura 6 Diagrama de bloques general de un PLL

Usualmente θ_{PLL} se utiliza para generar las corrientes i_{dPLL} e i_{qPLL} que se inyectan a la red, lo que permite controlar la potencia activa y reactiva de la central fotovoltaica de forma independiente.

La Figura 7 muestra la corriente I inyectada por el convertor, además de las relaciones existentes entre i_{dPCC} , i_{qPCC} , i_{dPLL} e i_{qPLL} en régimen permanente. Donde i_{dPCC} es la componente d de la corriente inyectada por el convertor en ejes dq cuyo sistema de referencia es establecido por V_{PCC} (ver Figura 4), i_{qPCC} es la componente q de la corriente inyectada por el convertor en ejes dq cuyo sistema de referencia es establecido por V_{PCC} , i_{dPLL} es la componente d de la corriente inyectada por el convertor en ejes dq cuyo sistema de referencia es establecido por el PLL e i_{qPLL} es la componente q de la corriente inyectada por el convertor en ejes dq cuyo sistema de referencia es establecido por el PLL.

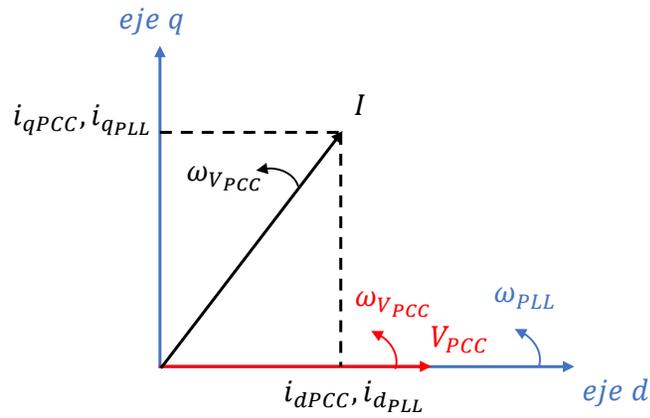


Figura 7 Diagrama fasorial de I y V_{PCC} cuando el PLL se encuentra en "sincronismo"

De la figura se obtiene que cuando el PLL está en "sincronismo" con la red se cumple:

$$I = i_{dPLL} + j i_{qPLL} = i_{dPCC} + j i_{qPCC} \quad (2)$$

$$\Rightarrow i_{dPCC} = i_{dPLL} \quad (3)$$

$$\Rightarrow i_{qPCC} = i_{qPLL} \quad (4)$$

Sin embargo, cuando existe un cortocircuito en el sistema, se tiene que ocurre un "salto" en la fase del vector de tensión en el PCC. Este salto en la fase hace que el PLL pierda "sincronismo" con el vector V_{PCC} [17]. Debido a esta pérdida de "sincronismo", surge una diferencia $\Delta\theta$ entre la fase del eje d del sistema referenciado por el PLL y la fase del vector de red V_{PCC} según:

$$\Delta\theta = \theta_{PCC} - \theta_{PLL} \quad (5)$$

La Figura 8 muestra la corriente I inyectada por el convertor, además de las relaciones existentes entre i_{dPCC} , i_{qPCC} , i_{dPLL} e i_{qPLL} cuando el PLL pierde “sincronismo”.

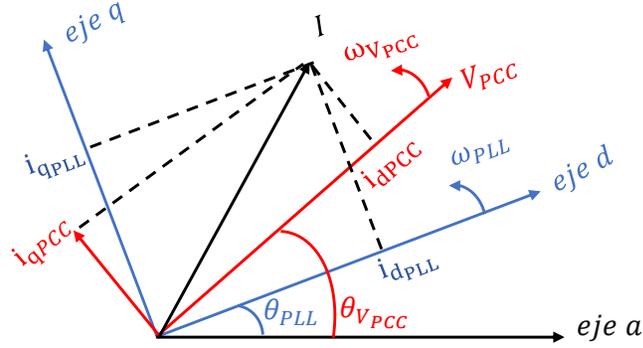


Figura 8 Diagrama fasorial de I y V_{PCC} cuando el PLL pierde "sincronismo"

De la figura se obtienen las ecuaciones (5) y (6). Cuando el PLL pierde “sincronismo” con la tensión en el PCC, las componentes de corriente i_{dPCC} e i_{qPCC} se determinan mediante una combinación de las corrientes i_{dPLL} , i_{qPLL} y el desfase $\Delta\theta$ existente.

$$i_{dPCC} = i_{dPLL} \cos\Delta\theta + i_{qPLL} \sin\Delta\theta \quad (6)$$

$$i_{qPCC} = -i_{dPLL} \sin\Delta\theta + i_{qPLL} \cos\Delta\theta \quad (7)$$

Durante este periodo se tiene que la estimación de ángulo del voltaje en el PCC que hace el PLL no es correcta, lo que conlleva a que el controlador de corrientes del convertor genere valores de referencia de corriente activa y reactiva incorrectos.

Un indicador importante en los PLL es el ancho de banda, ya que determina la “rapidez” con la cual el PLL sigue a la fase de la tensión. Un gran ancho de banda implica que el PLL posee una rápida respuesta. Formalmente, el ancho de banda se define como la frecuencia a la cual la magnitud de la función transferencia del PLL tiene un valor de -3 dB , siendo su ganancia en estado estable 1. El valor de -3 dB se utiliza debido a que en este punto la potencia de salida de la señal ha disminuido aproximadamente a la mitad de su valor peak. La función transferencia de segundo orden de un sistema puede escribirse de manera generalizada como:

$$H(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (8)$$

Para el caso específico de un PLL como el mostrado en la Figura 6 se tiene que su función transferencia en lazo cerrado equivale a [29], [30]:

$$H_\theta(s) = \frac{K_p s + K_i}{s^2 + K_p s + K_i} \quad (9)$$

Al comparar (8) con (9) es posible identificar las constantes ω_n y ξ .

$$\omega_n = \sqrt{K_i} \quad \xi = \frac{K_p}{2\sqrt{K_i}} \quad (10)$$

Además, en un caso general se tiene que el ancho de banda de un sistema se define según [29]:

$$\omega_{-3dB} = \omega_n \cdot \left(1 + 2\xi^2 + \sqrt{(1 + 2\xi^2)^2 + 1}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (11)$$

Reemplazando (10) en (11) se llega a que el ancho de banda del PLL se puede expresar según:

$$\omega_{-3dB} = \sqrt{K_i} \cdot \left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} + \sqrt{\left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i}\right)^2 + 1}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (12)$$

De (12) se tiene que si $K_p \ll K_i$, el ancho de banda del PLL puede aproximarse a $\sqrt{K_i}$ [30]. El ancho de banda no debe ser ni muy pequeño ya que no es capaz de seguir adecuadamente la fase de la tensión, ni muy grande ya que debido a su gran velocidad de respuesta podría detectar armónicos o amplificar el ruido en la señal [12], [14], [31], [32]. Es importante destacar que existen limitaciones en las ganancias y ancho de banda del PLL. En efecto, para poder desacoplar las interacciones entre el controlador de corriente y el PLL, es necesario que el ancho de banda del PLL sea entre 5 a 10 veces menor que el del controlador de corriente [33]–[35]. El ancho de banda del controlador de corriente típicamente se encuentra entre 318 y 31.8 Hz [36]. Por otro lado, el ancho de banda del controlador de corriente se encuentra limitado por características

de construcción del convertor, específicamente, el ancho de banda del controlador de corriente debe ser entre 5 a 10 veces menor que la frecuencia de conmutación del convertor [36], [37]. La frecuencia de conmutación del convertor usualmente se encuentra entre 3 y 10 kHz [38]–[42]. Considerando todo lo anterior, de la literatura es posible encontrar que los valores de anchos de banda típicamente usados en los PLL se encuentran entre los 3 y los 30 Hz [12]–[14], [29], [38], [40], [43]–[48].

2.3. Desafíos de FRT en centrales fotovoltaicas

Los requerimientos de FRT usualmente exigen que las centrales TGVCC permanezcan conectadas a la red durante contingencias e inyecten corrientes reactivas durante la falla para ayudar a la recuperación del sistema. Para cumplir con estos requerimientos, se deben modificar las estrategias usuales de control de las centrales fotovoltaicas, de forma de que sean capaces de mantenerse conectadas, e inyectar corrientes de cortocircuito sin perder sincronismo con la red. En esta sección, primero se presentan las topologías clásicas de conexión de centrales fotovoltaicas a la red, para luego explicar cuáles son los desafíos y dificultades que surgen para cumplir estos requerimientos.

2.3.1. Topologías clásicas de conexión de centrales fotovoltaicas

En la actualidad existen básicamente dos topologías de conexión de centrales fotovoltaicas a media y alta tensión. La Figura 9 muestra la configuración de “*una-etapa*” (*single stage*), la cual se caracteriza por tener el arreglo de paneles conectados directamente al link DC, por lo que la tensión en los paneles es la misma que en el link DC [9]. En este caso, la implementación del MPPT se hace en el inversor, el cual también regula la tensión en el link DC. En aplicaciones reales esta topología es de las más utilizadas debido a que necesita menos componentes por lo cual resulta ser más económica [49].

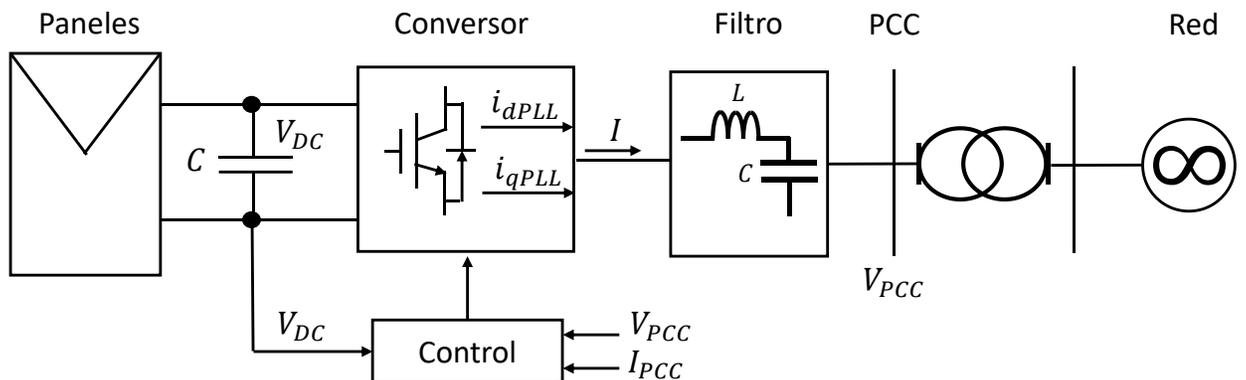


Figura 9 Configuración de una etapa

La Figura 10 muestra la configuración de “*dos etapas*” (*double stage*), la cual se caracteriza por tener un convertor DC-DC (o una unidad reguladora) entre el arreglo de paneles y el inversor. En este caso, la

tensión en los paneles es distinta a la del link DC, ya que el convertor DC-DC actúa como regulador de tensión. La implementación del MPPT se hace en el convertor DC-DC, mientras que el voltaje en el link DC y la inyección de potencia reactiva es controlada por el inversor. También es posible que el convertor DC-DC regule la tensión en el link DC mientras que el inversor controla las potencias activas (MPP) y reactivas inyectadas a la red [10].

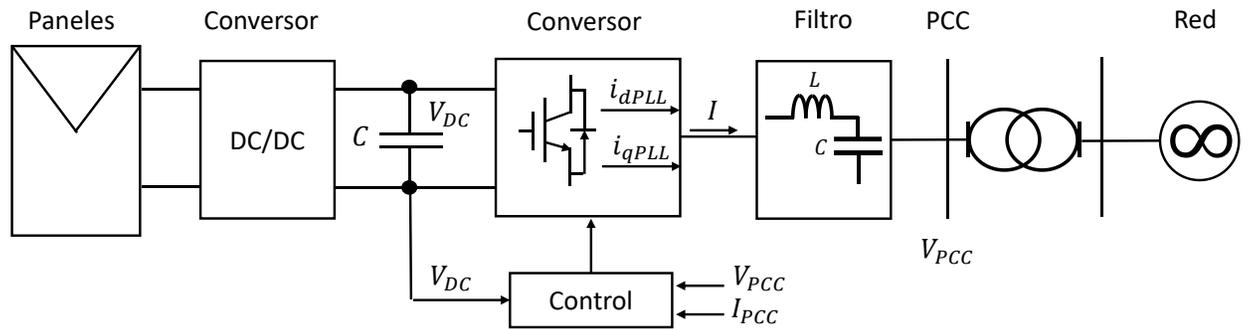


Figura 10 Configuración de dos etapas

Las desconexiones de las centrales fotovoltaicas durante contingencias ocurren principalmente por cuatro razones [9], [10]:

- a) Sobre corrientes en el lado AC del convertor
- b) Voltaje excesivo en el link DC
- c) Pérdida de estabilidad por inyección de corrientes de corto circuito a la red
- d) Estabilidad del PLL y nivel de cortocircuito

a) Sobre corrientes en el lado AC (límite térmico)

La corriente de salida de los convertidores durante una falla está limitada principalmente por limitaciones térmicas de los dispositivos semiconductores, debido a que estos son muy sensibles a las sobrecargas. A diferencia de los GS convencionales que pueden llegar a inyectar corrientes de cortocircuito que superan varias veces la corriente nominal de la máquina [5], los inversores pueden inyectar corrientes de a lo más 1.2 en p.u. [50]. En el caso de que la corriente de salida, compuesta por una componente de corriente activa (componente d) y otra de corriente reactiva (componente q), sobrepase este límite, el inversor se desconectará de la red. Cuando la tensión cae, la componente d de la corriente aumenta, debido a que el controlador trata de mantener la potencia activa inyectada a la red (y las tensiones en la red son menores de lo normal). Por otro lado, para poder cumplir con los requerimientos de FRT, el inversor debe inyectar corriente reactiva durante la falla. Luego, al aumentar tanto la corriente en el eje d como en el eje q , es muy probable que se active la protección de sobre corriente, por lo que la central se desconectaría de la red. Una solución a este problema es limitar las corrientes de referencia de los controladores al valor máximo

admisible. De forma de cumplir con los requerimientos de FRT durante la falla, esta limitación se debe hacer sin reducir la corriente reactiva, por lo que generalmente se limita la corriente activa, tal como se muestra en la Figura 11. En la figura, I_1 es la corriente que inyectaría la central sin la limitación de corriente durante el cortocircuito e I_2 es la corriente que se tiene si se implementa un limitador de corriente. Como durante la falla la corriente reactiva tiene prioridad, se debe reducir la componente activa de I_1 en ΔI_d hasta que se encuentre dentro de los límites admisibles (I_2). Esto permite al inversor seguir operando durante una falla sin sobrepasar los valores máximos de corriente y por lo tanto sin tener que desconectarse de la red.

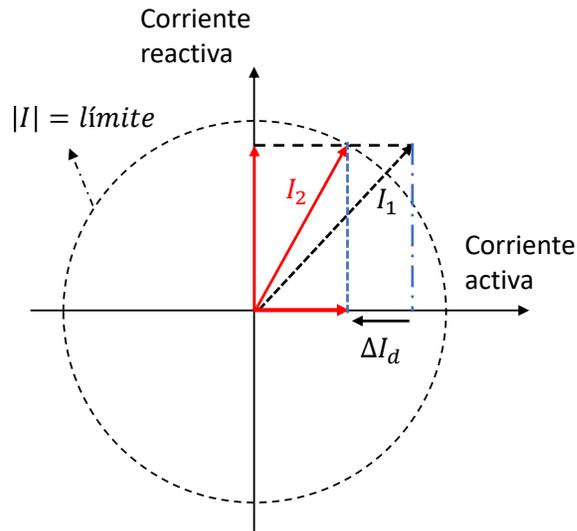


Figura 11 Reducción de corriente activa para mantenerse dentro de los límites

Es importante mencionar que la reducción de inyección de corriente activa durante la falla no afecta significativamente el equilibrio entre carga y generación, ya que las cargas también disminuyen su consumo durante las fallas debido a la disminución de la tensión en la barra en la que se conectan [15].

b) Voltaje excesivo en el link DC

Si durante una falla se limitan las corrientes de referencia de los controladores, la potencia generada por los paneles fotovoltaicos será mayor que la inyectada a la red por el convertidor. Debido a esto, en las centrales de una etapa se acumula cierta energía en el link DC, aumentando su tensión y por ende la tensión de salida del arreglo de paneles. Al aumentar la tensión, se modifica el punto de operación de la curva I-V en los paneles tal como se muestra en la Figura 12.

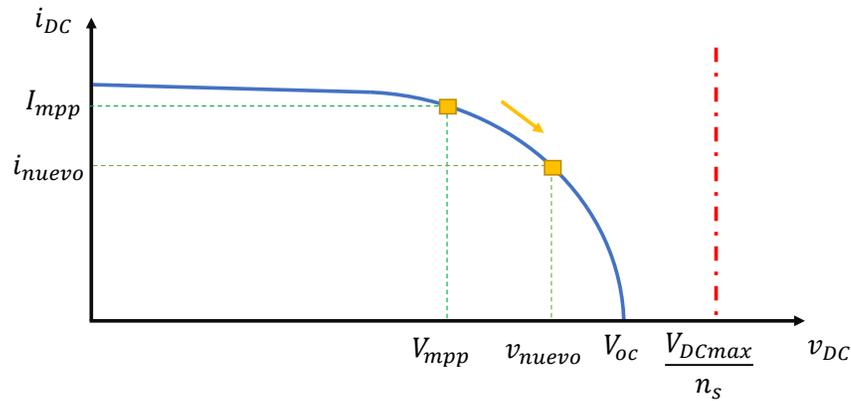


Figura 12 Cambio en el punto de operación de un panel fotovoltaico bajo una perturbación de tensión

Concretamente, el punto de operación se mueve hacia la derecha, acercándose a la tensión de circuito abierto V_{oc} . De la figura se puede ver que al aumentar la tensión en los paneles, la corriente disminuye, por lo que los paneles ya no trabajan en el MPP, lo que implica una disminución en la corriente inyectada hacia el inversor. Esta disminución ocurre hasta que el valor de la tensión en el arreglo de paneles fotovoltaicos se estabiliza y deja de aumentar. De esta forma, las centrales fotovoltaicas de una etapa se encuentran “auto-protegidas” durante fallas debido a que la potencia inyectada disminuye cuando la tensión en el link DC aumenta. Cabe destacar que el inversor debe ser capaz de soportar el peor caso, es decir, cuando el voltaje en los paneles alcanza la tensión en circuito abierto (V_{oc}) bajo la máxima radiación esperada en el lugar geográfico de la central. Debido a esto, el número de paneles conectados en serie se limita tal que la tensión alcanzada en el peor caso no supere la máxima capacidad de tensión del inversor, de lo contrario, ocurriría una desconexión de la central [10].

c) Pérdida de estabilidad por inyección de corrientes de corto circuito a la red

Como se dijo anteriormente, el inversor se encuentra limitado por su capacidad máxima de corriente de salida en términos de capacidad térmica. Sin embargo, las corrientes que se inyectan a la red también se encuentran limitadas por requerimientos de estabilidad. Para explicar este fenómeno se considera la Figura 13, donde se representa una central fotovoltaica conectada a la red. La impedancia entre la central fotovoltaica y el PCC, está compuesta principalmente por transformadores y filtros, por lo que es altamente inductiva.

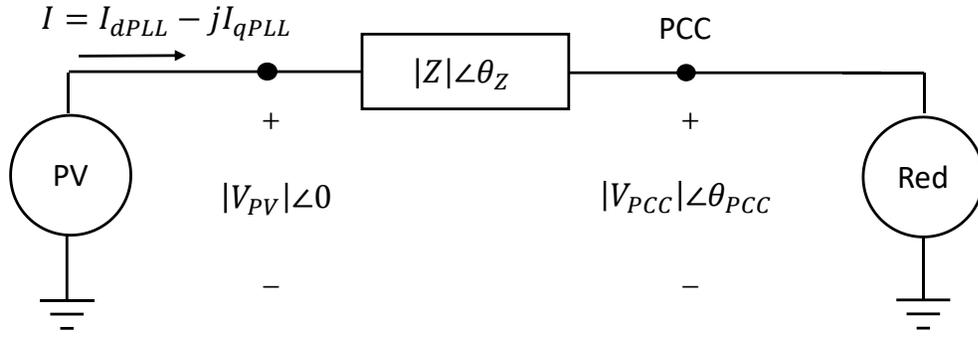


Figura 13 Diagrama de central fotovoltaica conectada a la red

De la figura se tiene la siguiente ecuación:

$$\vec{V}_{PV} = \vec{V}_{PCC} + \vec{Z} * (I_{dPLL} - jI_{qPLL}) \quad (13)$$

Tomando como referencia V_{PV} , i. e. $\vec{V}_{PV} = |V_{PV}| \angle 0$, la ecuación (13) se puede escribir en su forma polar según:

$$|V_{PV}| = |V_{PCC}| e^{j\theta_{PCC}} + |Z| e^{j\theta_Z} * |I| e^{-j\theta_I} \quad (14)$$

$$\Rightarrow |V_{PV}| = |V_{PCC}| e^{j\theta_{PCC}} + |Z| * |I| e^{-j(\theta_I - \theta_Z)} \quad (15)$$

Notar que el ángulo de la corriente θ_I representa la razón entre la corriente en el eje d y la corriente en el eje q , como lo muestra la Figura 14.

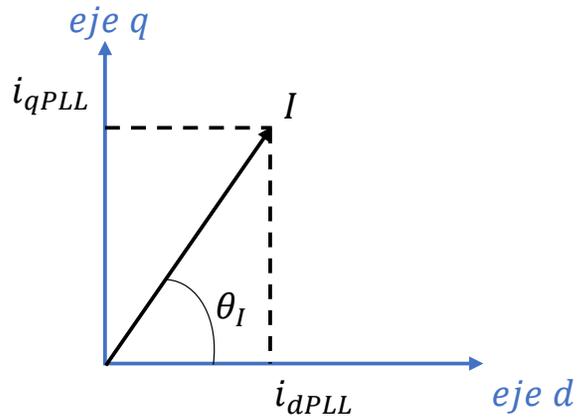


Figura 14 Corrientes representada en ejes dq

La ecuación (15) puede representarse fasorialmente como se muestra en la Figura 15, donde el radio de la circunferencia equivale a V_{PCC} , cuya magnitud es constante en régimen permanente y disminuye durante contingencias. Dado que las referencias del sistema se encuentran con respecto al voltaje de la central fotovoltaica, V_{PV} se encuentra en el eje horizontal de la circunferencia. El vector de corriente I , controlado por la central, posee una diferencia de ángulo θ_I con respecto a V_{PV} . Además, el vector de caída de voltaje ZI , tiene un ángulo de $\theta_I - \theta_Z$ con respecto a V_{PV} . El fasor de corriente se obtiene de la ecuación (15).

A continuación, se hace un análisis similar al hecho en [16], en el que se deja fijo el ángulo de la corriente θ_I y se analiza (para ese ángulo fijo), la máxima corriente que la central puede inyectar antes de perder estabilidad.

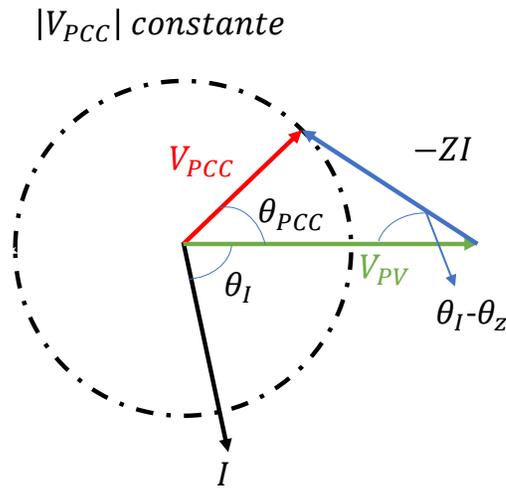


Figura 15 Fasores de tensión y corriente central fotovoltaica y PCC

Para determinar la condición de pérdida de estabilidad se considera la siguiente ecuación:

$$P_{PV-Red} = \frac{|V_{PCC}| \cdot |V_{PV}|}{Z} \cdot \text{sen}(\theta_{PCC}) \quad (16)$$

La ecuación (16) muestra la transferencia de potencia activa entre dos barras. Se sabe que el límite de estabilidad en régimen permanente en términos del ángulo límite para la transmisión de potencia entre dos barras está dado por $|\theta_{PCC}| = \pi/2$. Tomando en cuenta el rápido tiempo de respuesta de los controladores modernos de los convertidores, según [15] es válido utilizar $\pi/2$ como ángulo crítico de estabilidad durante un breve período de tiempo posterior a una falla. En este contexto, en la Figura 16 se tiene el caso límite de estabilidad, es decir, cuando $\theta_{PCC} = \pi/2$. Para este caso, la corriente I tiene el mismo ángulo θ_I que en la

Figura 15, pero con mayor magnitud. De hecho, para el caso en que $\theta_{PCC} = \pi/2$, se alcanza la magnitud de corriente I máxima en términos de estabilidad que se puede inyectar para que (15) se cumpla.

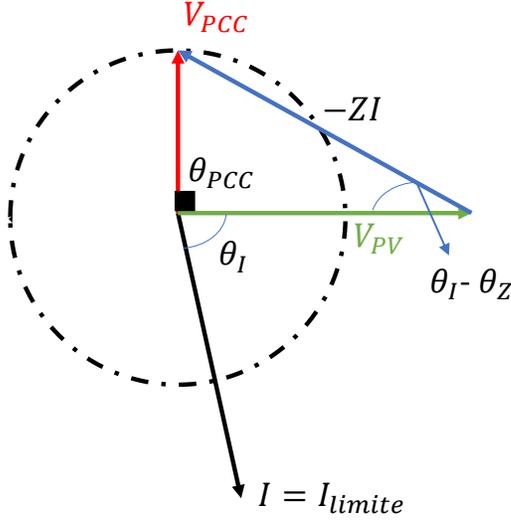


Figura 16 Fasores de tensión y corriente central fotovoltaica y PCC con ángulo crítico

En el caso que la corriente inyectada por el convertidor supere este límite (lo que puede ocurrir incluso si el convertidor no ha superado su capacidad máxima de corriente), se tendrá que la magnitud de ZI se vuelve mayor que para el caso límite. En este caso, para que (15) se cumpla es necesario un mayor V_{PCC} , por lo que se deduce que para ese ángulo no hay ningún punto de operación factible para corrientes mayores a I_{limit} [16].

Utilizando trigonometría para el caso límite (Figura 16), se obtiene la ecuación (18), que presenta el límite de corriente en términos de estabilidad que es posible inyectar, en función de V_{PCC} , ZI_{limit} , θ_Z y θ_I .

$$V_{PCC} = ZI_{limit} * \sin(\theta_I - \theta_Z) \quad (17)$$

$$\Rightarrow I_{limit} = \frac{V_{PCC}}{Z * \sin(\theta_I - \theta_Z)} \quad (18)$$

En [16] se analiza y resuelve la ecuación (18) para todos los ángulos posibles de corriente θ_I , es decir de 0° a 360° , asumiendo que V_{PCC} , Z y θ_Z son valores (fijos) que se conocen de la red y de la falla. El conjunto de soluciones de (18) se representa gráficamente en la Figura 17, donde se muestra la corriente límite que la central puede inyectar con respecto al ángulo θ_I .

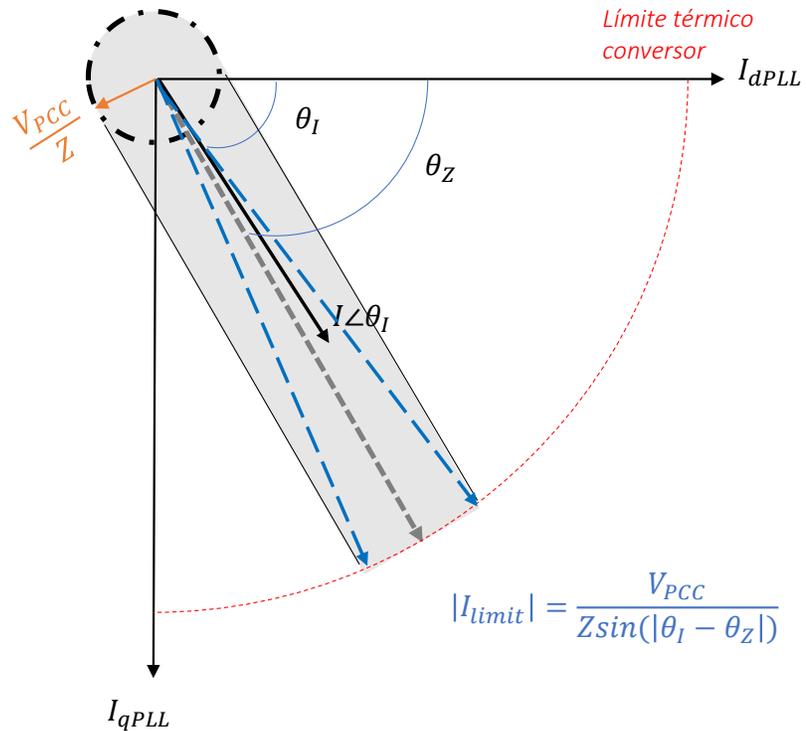


Figura 17 Límites estables de inyección de corriente activa y reactiva

De la figura se tiene que la corriente máxima que el convertor puede inyectar sin perder estabilidad, dado θ_I y θ_Z , corresponde a la línea azul punteada. Si la corriente inyectada por el convertor se encuentra fuera del área sombreada, no existirá un punto de operación válido. Además, una mayor similitud entre θ_I y θ_Z , es decir, entre el ángulo de la corriente inyectada y el ángulo de la impedancia $\theta_Z = \tan^{-1}(X/R)$ implica un incremento en el límite de corriente que el convertor puede inyectar, por lo que la relación X/R es clave. Si los ángulos θ_I y θ_Z difieren considerablemente es muy probable que la corriente se encuentre fuera del área sombreada, por lo que no existirá un punto de operación factible, resultando en una pérdida de estabilidad del convertor [16].

d) Estabilidad del PLL y nivel de cortocircuito

En SEP dominados por GS, el nivel de cortocircuito en un punto de la red es un indicador de la robustez del sistema: *mientras más grande sea su valor, más robusta será la red en ese punto*. El nivel de cortocircuito representa la sensibilidad de la tensión de una barra de la red [51]–[54]: altos niveles de cortocircuito indican una red robusta con voltajes “rígidos”, por lo que sus valores no se desviarán mucho frente a pequeñas perturbaciones en la red. Esto ocurre debido a que las impedancias de los sistemas robustos son relativamente bajas y por consiguiente la sensibilidad de los voltajes (magnitud y ángulo de fase) también es baja para cambios en los flujos de potencia [11]. Considerando que los GS son la fuente principal de contribución de corrientes de cortocircuito en los SEP [31], los niveles de cortocircuito altos

generalmente se encuentran cerca de los GS, mientras que niveles de cortocircuito bajos (que representan zonas débiles de la red) se encuentran lejos de los centros de generación [53], [54]. La robustez del sistema también es una buena medida del desempeño dinámico del SEP durante contingencias [55]. SEPs con niveles de cortocircuito altos, generalmente se caracterizan por tener un alto número de GS que proporcionan altas corrientes de cortocircuito y, por lo tanto, apoyan la estabilidad de la red [11]. Las altas corrientes de cortocircuito que fluyen a la red durante una contingencia se pueden ver como los GS respondiendo fuertemente a caídas de voltaje, intentando restablecer la operación normal del sistema [54]. Los niveles de cortocircuito son, entonces, una medida de la “fuerza” de la respuesta del SEP frente a diferentes fallas. La importancia de los niveles de cortocircuito desde una perspectiva de estabilidad también se reconoce en algunas normas técnicas. Por ejemplo, el código de red alemán [25] requiere valores mínimos de nivel de cortocircuito en cada barra de generación para garantizar la estabilidad del ángulo del rotor en estado estable y durante contingencias.

A diferencia de los GS, la contribución de la corriente de cortocircuito de los convertidores se limita generalmente a valores entre 1.0 y 1.2 veces su corriente nominal debido a límites térmicos de la electrónica de potencia [7], [53]. Estos valores son significativamente más bajos que la corriente de falla que puede proporcionar un GS, que puede ser hasta 6 veces su corriente nominal [6]. La contribución exacta de la corriente de falla inyectada por un convertidor será analizada posteriormente. Dado que en los SEP los GS son los principales contribuyentes de corrientes de cortocircuito, su desplazamiento por TGVCC conduce a una reducción de los niveles de corto circuito en la red [53], [54]. Los problemas de estabilidad y operación en SEPs con bajos niveles de corto circuito pueden manifestarse de diferentes maneras. Por un lado, la reducción de los niveles de cortocircuito conduce a una mayor sensibilidad de los valores $\frac{dV}{dP}$ y $\frac{dV}{dQ}$, lo que significa que pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia pueden cambiar significativamente los voltajes en la red [54]. Por otro lado, en redes débiles es más probable que surjan problemas de estabilidad de control, interacciones de control, inestabilidad de pequeña señal e inestabilidad de tensión [11]. Durante contingencias, los SEP con niveles bajos de cortocircuito pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en un área amplia de la red, lo que puede dificultar la recuperación del SEP una vez despejada la falla.

Durante los últimos años, varios trabajos [9], [16], [17], [28], [49] se han enfocado en el desempeño que tiene el PLL durante contingencias. Sin embargo, la mayoría de estos trabajos no ha considerado la relación que existe entre el PLL y los niveles de corto circuito de la red, lo que podría llevar a un problema de estabilidad sobre todo en redes con altos niveles de TGVCC [31]. De hecho, diversas investigaciones han mostrado que el desempeño dinámico de las centrales fotovoltaicas depende fuertemente del nivel de robustez en el punto de conexión [11]–[14]. En [11] se muestra que las ganancias de los PLL, sobre todo en redes poco robustas, afectan considerablemente la estabilidad. Operar en redes poco robustas, es decir, con un bajo nivel de cortocircuito, es extremadamente desafiante para los convertidores [11]. Concretamente, en

[11] se hace un análisis modal para la red de la Figura 13 con distintos “Short Circuit Ratio” (SCR por sus siglas en inglés). El cálculo de SCR se define según [56]:

$$SCR = \frac{S_{Red}}{S_{PV}} \quad (19)$$

donde S_{Red} es la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión con tensión 1,0 en por unidad y S_{PV} es la potencia nominal de la central fotovoltaica. Si se deja S_{PV} fijo, mientras mayor sea el SCR, más robusta será la red en la que se conecta la central fotovoltaica. La Figura 18 muestra los valores propios para distintas ganancias del PLL, considerando valores entre 0 y 200 para redes con distinto SCR.

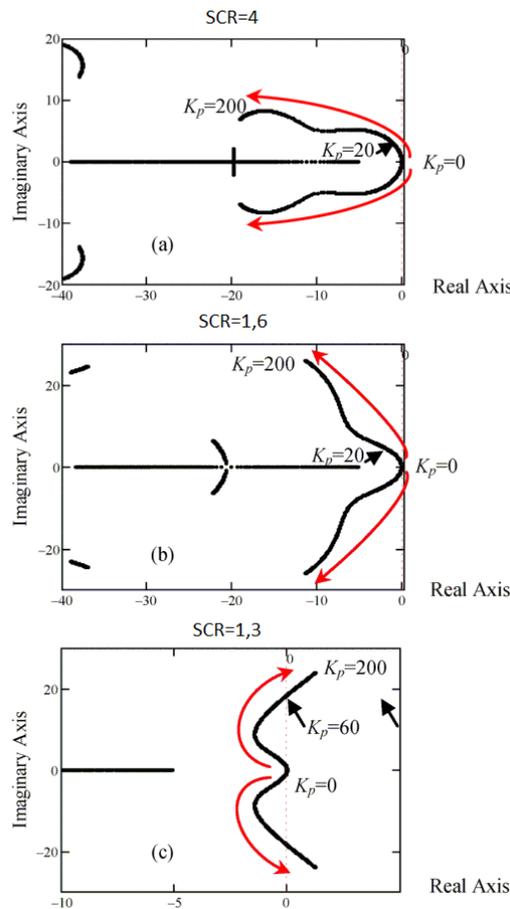


Figura 18 Valores propios del inversor para distintas ganancias del PLL: (a) SCR=4.0, (b) SCR=1.6 y (c) SCR= 1.3 [11]

De la figura se tiene que a medida que el SCR disminuye, es decir, a medida que la red es menos robusta, los valores propios se van acercando hacia el eje imaginario, por lo que las oscilaciones tienen un menor amortiguamiento. Para los casos (a) y (b) (sistemas más robustos) se tiene que el sistema es estable para todas las ganancias K_p del PLL. Sin embargo, cuando la red es más débil (caso (c)), el sistema es

inestable para ganancias mayores que 60. Lo anterior sugiere que las ganancias del PLL deben ser reducidas en caso de redes poco robustas. Una observación similar fue reportada en [57] y [48] donde se utilizaron simulaciones electromagnéticas para obtener los resultados. Sin embargo, es importante recordar que al disminuir las ganancias del PLL, se reduce el factor de amortiguamiento, lo que no es recomendable, ya que existe el riesgo de que la central pierda sincronismo. Para redes robustas el convertidor funciona correctamente siempre y cuando las ganancias del PLL sean lo suficientemente grandes como para proveer un buen factor de amortiguamiento [11]. Además, ganancias bajas del PLL en redes robustas pueden resultar en una respuesta dinámica lenta frente cambios de consigna [48], [57]. Lo anterior se explica debido a que las ganancias del PLL determinan el ancho de banda de este. En este contexto, se tiene que ganancias bajas del PLL implican un ancho de banda bajo, por lo que la respuesta del PLL (y por ende de la central) es lenta.

La Figura 19 muestra la ganancia máxima del PLL versus el SCR para el caso de la central fotovoltaica inyectando potencia nominal. De la figura se tiene que a medida que aumenta la robustez de la red, también aumenta el rango de valores que la ganancia del PLL puede adquirir. Por otro lado, para redes débiles, la ganancia del PLL debe ser pequeña ($K_p < 60$ para [11]), de lo contrario el sistema no será estable.

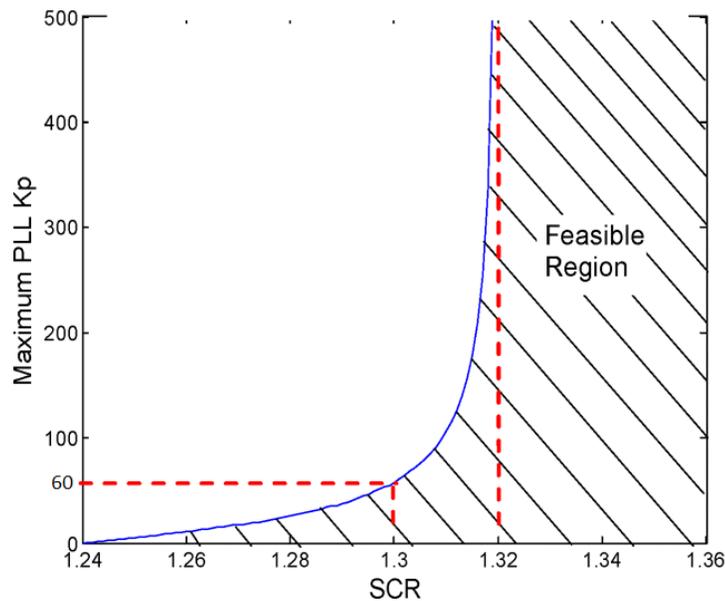


Figura 19 SCR versus máxima ganancia K_p del PLL transfiriendo a potencia nominal [11]

En relación con esto último, se sabe que: puntos en la red con un bajo nivel de cortocircuito presentan mayor sensibilidad ante variaciones de potencia activa o reactiva [11]. Este fenómeno puede interpretarse de la siguiente manera: cuando un punto de la red es poco robusto, la fase y el módulo de V_{PCC} son muy sensibles a los cambios en las inyecciones de corriente activa y reactiva por parte del convertidor. Además, el ángulo de referencia θ_{PLL} generado por el PLL se utiliza para el cálculo de las corrientes i_{dPLL} e i_{qPLL} . El PLL ajusta θ_{PLL} para poder seguir correctamente el ángulo de fase de V_{PCC} . Sin embargo, mientras se

lleva a cabo este proceso, las corrientes inyectadas, que también utilizan el ángulo θ_{PLL} como referencia, ahora perturban la fase de V_{PCC} . Si la fase de V_{PCC} cambia demasiado rápido, es posible que el PLL no sea capaz de seguirla correctamente [11].

No solo las ganancias del PLL son importantes en cuanto a la estabilidad al momento de conectarse a redes débiles, sino también su ancho de banda. En efecto, varios trabajos han detectado oscilaciones de baja frecuencia alrededor de los 4 y los 30 Hz en centrales en base a TGVCC conectadas a redes débiles [13]. En la red de Texas se han detectado oscilaciones de 4 Hz, mientras que en China se han detectado oscilaciones que rondan los 30 Hz. Ambos fenómenos se deben a centrales TGVCC conectadas a redes débiles [13]. En [14] muestran que estas oscilaciones están relacionadas con la robustez de la red y el ancho de banda del PLL entre otros. En general, un mayor ancho de banda en los PLL hará que el sistema sea más estable [14]. Naturalmente, existen ciertas limitaciones para modificar las ganancias y el ancho de banda de los PLL. Por ejemplo, para filtrar ruido y armónicos se utilizan filtros pasa bajo en la señal de entrada del PLL, los cuales también limitan el ancho de banda de diseño de este [14].

2.3.2. Conclusiones

En síntesis, para el cumplimiento de los requerimientos de FRT por parte de centrales fotovoltaicas existen distintos desafíos. Por un lado, las sobre corrientes en el lado AC del convertidor pueden provocar que la central se desconecte de la red debido a límites térmicos de la electrónica de potencia. Además, el límite de corriente que el convertidor puede inyectar sin que la central pierda estabilidad depende de la relación entre la resistencia y reactancia de la impedancia en el punto de conexión. En este contexto, mientras más parecidos sean θ_I y θ_Z , aumenta el límite de corriente que el convertidor puede inyectar sin perder estabilidad. De igual manera, el desempeño dinámico de las centrales fotovoltaicas depende fuertemente del nivel de robustez en el punto de conexión, es decir, del nivel de corto circuito. En efecto, operar en redes poco robustas es difícil para los convertidores. Además, la estabilidad se vuelve más dependiente de las constantes de los controladores en la medida que la red es menos robusta, por lo que la sintonización de estas constantes se vuelve más relevante a medida que la red se debilita. De la revisión realizada se concluye que dentro de los parámetros más importantes para la estabilidad en las centrales fotovoltaicas durante contingencias se encuentran las ganancias K_p y K_i del PLL. Por otro lado, a pesar de la importancia de la relación de los niveles de corto circuito con el desempeño dinámico de centrales fotovoltaicas durante contingencias, no existen investigaciones en las que se consideren los niveles de corto circuito como parte inherente del proceso de sintonización de los parámetros de los controladores.

2.4. Efectos de la inyección de corrientes de cortocircuito en la tensión

Para analizar y cuantificar los efectos de la corriente de cortocircuito inyectada por los convertidores en la tensión del PCC, se utiliza el sistema presentado en la Figura 20, donde se muestra una falla trifásica a tierra, con un sistema equivalente visto desde el punto de falla y una central fotovoltaica conectada.

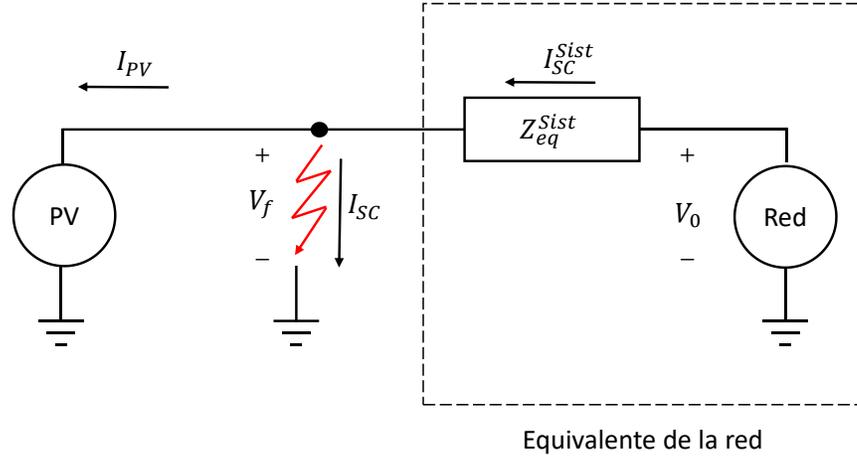


Figura 20 Sistema equivalente en caso de cortocircuito trifásico [15]

A partir de la figura es posible definir el fasor \tilde{V}_f según:

$$\tilde{V}_f = \tilde{V}_0 \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_{eq}^{Sist} + \tilde{Z}_f} - \tilde{I}_{PV} \cdot \tilde{Z}_f \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_{eq}^{Sist} + \tilde{Z}_f} \quad (20)$$

donde V_f corresponde al voltaje en el punto de falla cuando hay soporte de voltaje mediante inyección de corriente por parte de la central fotovoltaica, V_0 corresponde al voltaje de la fuente equivalente del sistema, Z_{eq}^{Sist} corresponde a la impedancia de cortocircuito equivalente del sistema, I_{PV} corresponde a la inyección de corrientes por parte de la central fotovoltaica y Z_f corresponde a la impedancia de falla trifásica.

Para cuantificar el efecto de la corriente de cortocircuito inyectada por el convertidor en la tensión del PCC durante cortocircuitos, se define el coeficiente $\tilde{\eta}$, que representa el aumento de tensión en el PCC debido a la inyección de corrientes de cortocircuito por parte de la central con respecto al caso base, es decir:

$$\tilde{\eta} = \frac{\tilde{V}_f}{\tilde{V}_{f0}} \quad (21)$$

donde V_f corresponde al voltaje en el punto de falla cuando hay soporte de voltaje mediante inyección de corriente por parte de la central fotovoltaica y V_{f0} corresponde al voltaje que se tendría en el punto de falla sin presencia de la central fotovoltaica.

Combinando (20) y (21) se obtiene la siguiente expresión para η :

$$\tilde{\eta} = 1 - \tilde{I}_{PV} \cdot \frac{\widetilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\widetilde{V}_0} \Leftrightarrow \tilde{\eta} = 1 - \frac{\tilde{I}_{PV}}{\widetilde{I}_{SC}^{Sist}} \quad (22)$$

La ecuación (22) expresada en coordenadas polares se escribe según:

$$\eta = 1 - \frac{I_{PV}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\theta_I + \theta_Z - \theta_{V_0})} \quad (23)$$

Para el caso especial en que la impedancia de falla \widetilde{Z}_f y la impedancia equivalente de la red $\widetilde{Z}_{eq}^{Sist}$ tienen la misma fase, se tiene que $\theta_{V_0} = 0$, por lo que (23) se expresa según:

$$\eta = 1 - \frac{I_{PV}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\theta_I + \theta_Z)} \quad (24)$$

De (24) es claro que la máxima contribución se obtiene cuando $\theta_I + \theta_Z = \pi$ dado que $e^{j(\theta_I + \theta_Z)} = -1$. De la misma forma, η es mínimo cuando $\theta_I + \theta_Z = 0$, ya que $e^{j(\theta_I + \theta_Z)} = 1$. En redes de alta tensión se tiene que la componente reactiva de la impedancia de la red es mucho mayor que la componente resistiva ($R \ll X$), por lo que el ángulo de la impedancia es $\theta_Z \approx \frac{\pi}{2}$. De lo anterior, se obtiene que el ángulo óptimo de inyección de corriente por parte de la central fotovoltaica para aumentar el voltaje en el punto de falla es $\theta_{I_{opt}} = \frac{\pi}{2}$.

La ecuación (24) se puede expresar en términos de la potencia nominal de la central de la siguiente manera [15]:

$$\eta = 1 - i_{PV} \cdot \frac{S_{PV}}{S_{SC}^{Sist}} e^{j(\theta_I + \theta_Z)} \quad (25)$$

donde i_{PV} corresponde a la corriente inyectada por la central fotovoltaica en por unidad en base propia, S_{PV} corresponde a la potencia nominal de la central y S_{SC}^{Sist} corresponde a la potencia de cortocircuito de la red. De (25) se deduce que el nivel de aporte en el aumento de tensión depende de la relación entre la capacidad de la central (S_{PV}) y la robustez del SEP en la barra respectiva (S_{SC}^{Sist}). Mientras mayor sea la capacidad de la central con respecto a la potencia de cortocircuito del SEP, mayor será la contribución de la central durante la falla.

La Figura 21 compara el nivel de tensión que se puede alcanzar mediante la acción de la central fotovoltaica para distintos niveles de robustez de la red en el PCC. Se asume que la central inyecta su máxima capacidad en corrientes de cortocircuito con $\theta_I = \frac{\pi}{2}$. La línea punteada muestra la tensión que se tendría sin la inyección de corriente reactiva por parte de la central fotovoltaica, mientras que el resto de las líneas muestra el aumento de la tensión en el PCC que la inyección de corrientes de cortocircuito por parte de la central genera para distintos niveles de robustez.

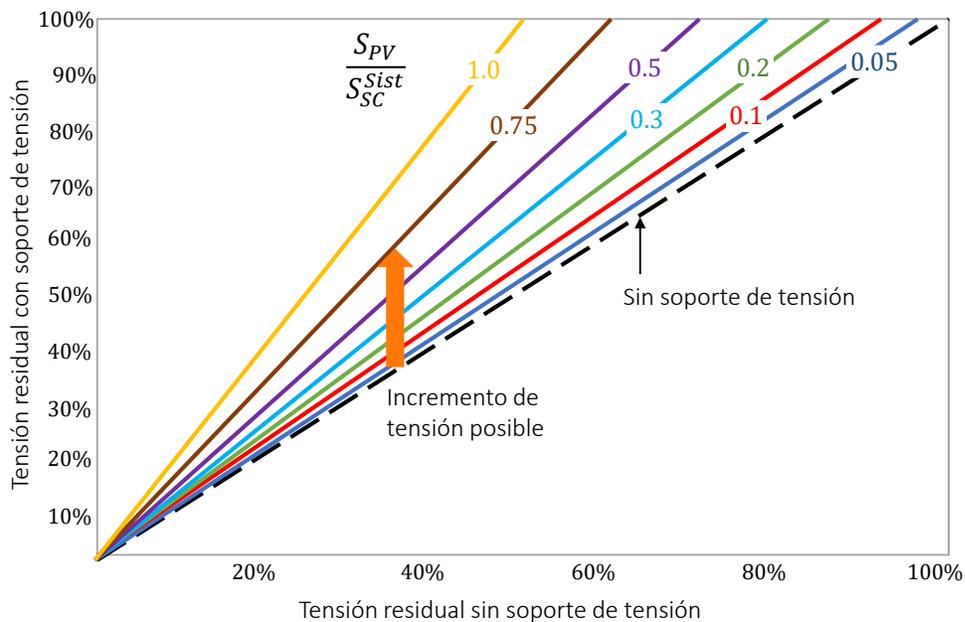


Figura 21 Incremento de voltaje en PCC durante la falla por acción de inyección de corrientes por parte de la central fotovoltaica

De la figura se tiene que la mejora en la tensión en el PCC que la central fotovoltaica puede brindar es mayor mientras más débil es la red. Por otro lado, para redes robustas, el soporte de tensión brindado por la central es casi despreciable [15]. Además, se tiene que si el voltaje residual es del orden de 0,2 [p.u.] o menor, el aumento en la tensión debido a la inyección de corrientes de cortocircuito por parte de la central fotovoltaica es marginal independiente del valor de S_{SC}^{Sist} en el PCC. Esto se traduce en que el soporte de tensión que la central puede otorgar depende fuertemente del lugar en el que ocurre la falla. En este contexto,

para fallas cercanas al punto de conexión, es decir, con un voltaje residual bajo, el aumento de tensión por parte de la central es marginal [15].

2.5. Efectos de K_{FRT} en la estabilidad de la central fotovoltaica

Una gran cantidad de requerimientos de FRT exigen que la corriente de cortocircuito inyectada cumpla con la ecuación (26), donde K_{FRT} es una constante que representa la “pendiente de la curva” de la inyección de corriente.

$$i_{qref} = K_{FRT} * |\Delta V_{PCC}| * i_n \quad (26)$$

Usualmente, las normas técnicas especifican que K_{FRT} debe ser mayor o igual a 2 [24], [25], [58]. La Figura 22 muestra la inyección de corriente reactiva por parte del convertidor para distintos K_{FRT} . Si K_{FRT} cambia, se modifica la cantidad de corriente reactiva que la central fotovoltaica inyecta para una misma caída de tensión.

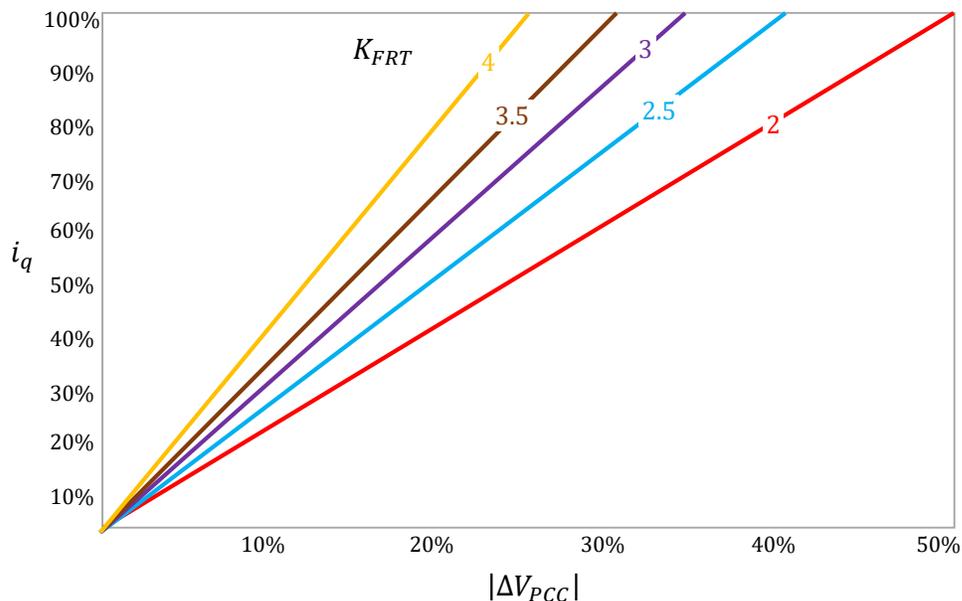


Figura 22 Inyección de corriente para distintos K_{FRT}

Concretamente, al aumentar el valor de K_{FRT} , la central inyecta una mayor corriente reactiva para una misma caída de tensión. Al incrementar la corriente reactiva inyectada durante la falla, se tiene que el soporte de tensión brindado por la central es mayor. En [58] analizan el efecto que tiene la modificación de K_{FRT} en la estabilidad del sistema cuando este posee un 50% de penetración de TGVCC. Para este estudio modifican K_{FRT} entre 0 y 10 (tener un K_{FRT} de más de 10 no tiene sentido, ya que ante una mínima caída de tensión,

el convertidor inyectaría su máxima capacidad). La Figura 23 muestra la red utilizada en [58], donde simulan un cortocircuito en la línea que une el área 1 con el área 2.

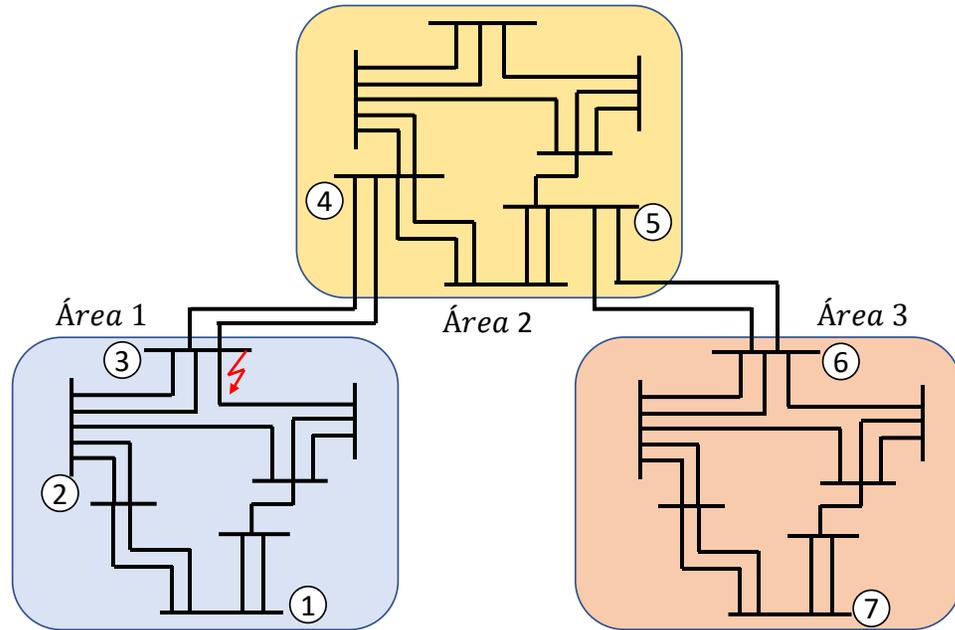


Figura 23 Red utilizada en estudio de efecto de K_{FRT} en la estabilidad del sistema [58]

La Figura 24 muestra las tensiones promedio en las barras del sistema durante un cortocircuito en la barra 3 para distintos K_{FRT} , las tensiones corresponden al valor promedio desde los 30 hasta los 80 ms tras ocurrida la contingencia. Además, a modo de comparación, se incluyen dos escenarios, el primer escenario (denominado “referencia” en la figura) corresponde a cuando el sistema posee únicamente GS, este es un buen escenario en términos de estabilidad, ya que los GS poseen una gran capacidad de aporte de corrientes de cortocircuito. Por otro lado, el segundo escenario corresponde al caso en que las TGVCC no inyectan corriente activa ni reactiva durante la contingencia, es decir, no existen aportes a la estabilidad de tensión durante la contingencia, por lo que se tendrán los peores niveles de tensión.

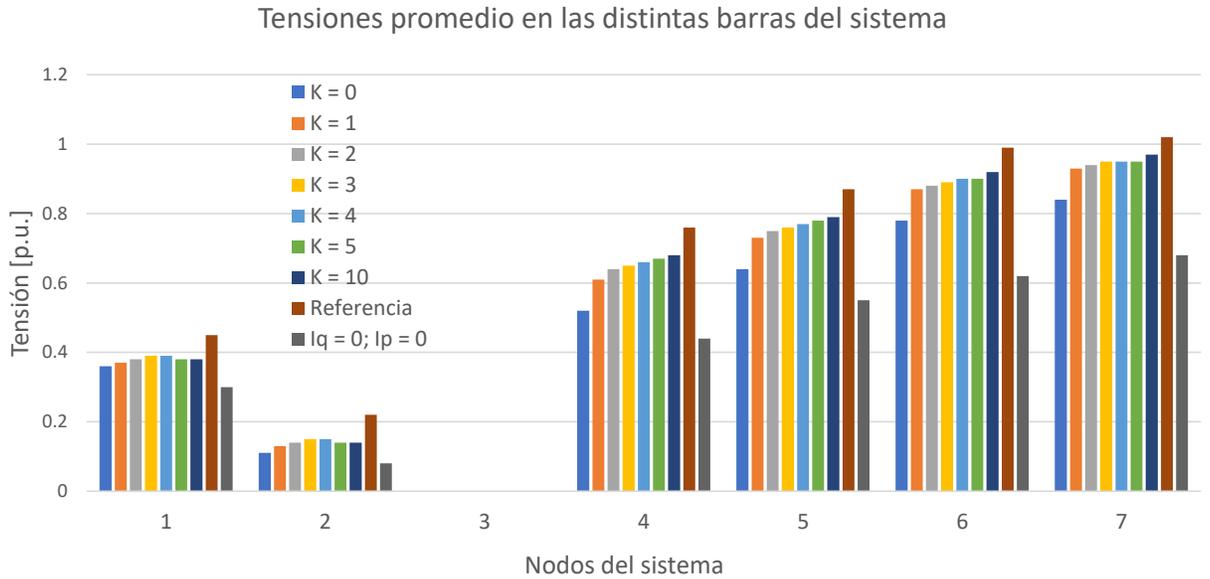


Figura 24 Tensiones promedio en las distintas barras del sistema durante un cortocircuito cercano al nodo 3 [58]

Como es de esperarse, las barras cercanas a la contingencia poseen una menor tensión que las barras lejanas. Además, en las barras pertenecientes al área 1 (cercanas a la contingencia), se tiene que la tensión es muy baja, por lo que con un $K_{FRT} = 2$ todos los convertidores alcanzan su capacidad máxima de inyección, lo que implica que un aumento en el K_{FRT} no llevaría a un aumento considerable en la tensión. Sin embargo, para las barras lejanas, se tiene que un aumento en el K_{FRT} lleva a un aumento en la tensión. Esto se explica debido a que en las barras lejanas a la contingencia, los convertidores no alcanzan su capacidad máxima, por lo que un aumento en K_{FRT} implica un aumento en la corriente reactiva inyectada, lo que eleva la tensión.

En [58] analizan el impacto de K_{FRT} en la estabilidad transitoria. Para esto evalúan el valor del tiempo crítico de despeje de falla (CFCT, por sus siglas en inglés) para distintos K_{FRT} , simulando un cortocircuito en la línea que une las áreas 1 y 2 de la Figura 23 (misma contingencia que para el caso anterior). El CFCT es el tiempo máximo que es posible mantener un cortocircuito sin perder sincronismo entre los GS. Por lo anterior, este indicador se utiliza para medir el “margen de estabilidad transitoria”. La Figura 25 muestra el CFCT para distintos K_{FRT} , asumiendo que existe un 50% de TGVCC en el sistema. Además, al igual que para el caso anterior, se incluye el escenario de referencia y el escenario en que las TGVCC no aportan a la estabilidad de tensión.

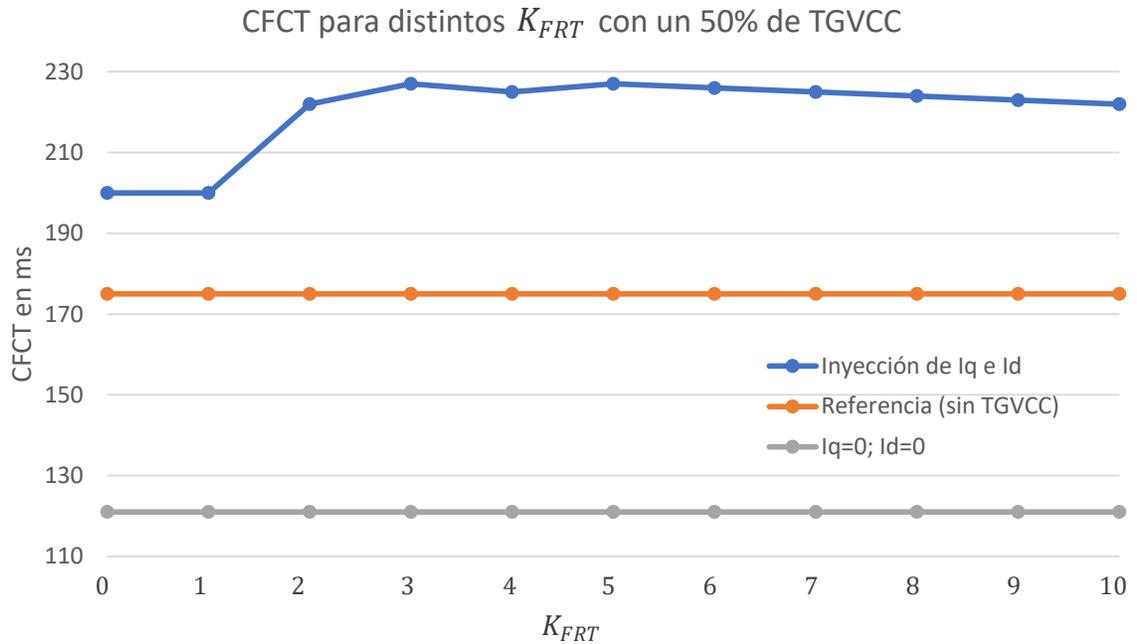


Figura 25 CFCT para cortocircuito cercano al nodo 3 utilizando distintos K_{FRT} [58]

De la figura se tiene que en un principio (para K_{FRT} bajos) existe una relación directa entre aumentar el K_{FRT} y el aumento del CFCT. Sin embargo, para K_{FRT} mayores que 3, se tiene que el CFCT se mantiene casi constante aunque el K_{FRT} aumente, lo que ocurre debido a que los convertidores alcanzan su capacidad máxima de inyección, por lo que aumentar el K_{FRT} no tiene un mayor efecto en el sistema.

De ambas figuras se concluye que el valor de K_{FRT} efectivamente influye en la estabilidad del sistema, sin embargo, no es un parámetro determinante. Además, [58] analiza el efecto que K_{FRT} tiene en la estabilidad del sistema para centrales que se encuentran lejanas a la falla, donde la tensión no disminuye a valores “críticos” (menor a 0.5 en p.u.) durante la contingencia. Debido a esto, para el caso analizado en [58] resulta interesante utilizar valores de K_{FRT} altos, ya que el convertidor no necesariamente se satura. Sin embargo, el foco de esta tesis se encuentra en la inyección de corrientes de corto circuito durante escenarios críticos, es decir, en caso de corto circuitos trifásicos cercanos al PCC. Debido a esto, las tensiones en el PCC serán menores a 0.5 en p.u., por lo que no existe una mejora considerable al utilizar valores altos de K_{FRT} , ya que si la tensión es menor a 0.5 en p.u. el convertidor alcanza su límite de inyección de corriente de corto circuito. Debido a lo anterior, en este trabajo se utiliza un $K_{FRT} = 2$ fijo, tal como se exige en la norma técnica chilena [24].

2.6. Estrategias de control para permitir el proceso de FRT en centrales fotovoltaicas

A continuación se presentan distintas estrategias de control para que las centrales fotovoltaicas puedan cumplir con requerimientos de FRT. Primero se presenta una estrategia básica para poder cumplir con los requerimientos de FRT alemanes. Luego se presenta una revisión bibliográfica de 4 trabajos sobre estrategias de control de centrales de una etapa, donde se detalla la diferencia que cada estrategia tiene con respecto a la estrategia de control base. Por último, se presentan estrategias de control alternativas, con equipos adicionales como sistemas de almacenamiento o supercondensadores.

2.6.1. Estrategia de control base

Como ya se explicó, para poder cumplir con los requerimientos de FRT, la central debe permanecer conectada durante cortocircuitos e inyectar corrientes reactivas durante fallas. La Figura 26 muestra el diagrama de bloques “general” de una central fotovoltaica de una etapa.

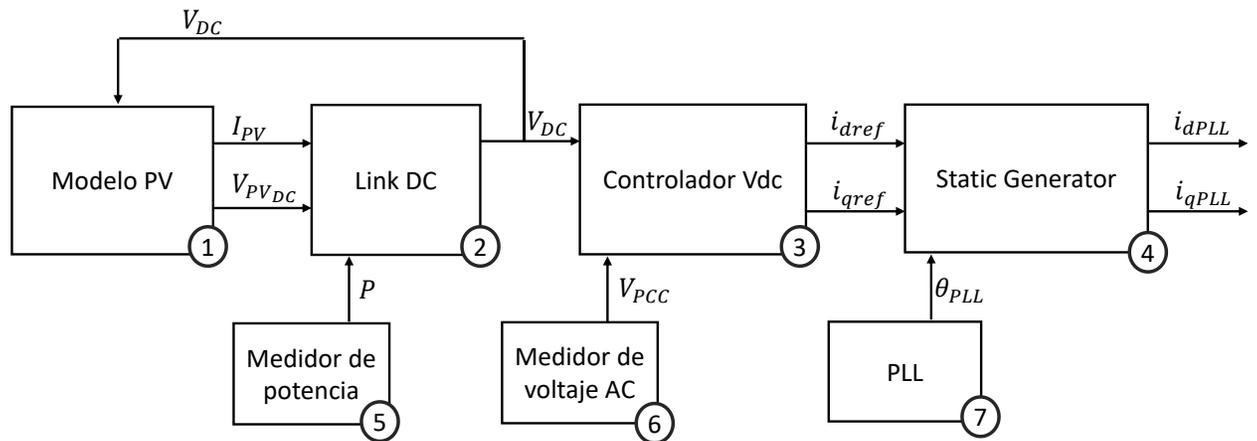


Figura 26 Estrategia de control general para central fotovoltaica con inversor de una etapa

El bloque 1 representa al conjunto de paneles fotovoltaicos. Normalmente los paneles se modelan como una fuente de corriente con una resistencia en paralelo como lo muestra la Figura 27. Este bloque calcula sus variables en base a las mediciones de temperatura e irradiación. Sus salidas son la medida de tensión V_{PVDC} y corriente continua I_{PV} , las cuales son entradas del bloque link DC.

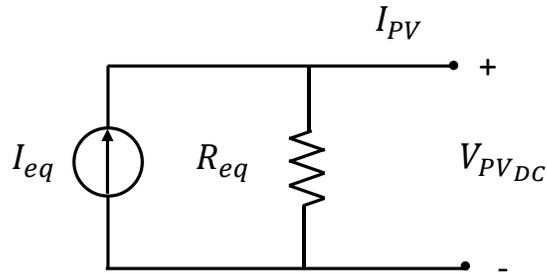


Figura 27 Representación de arreglo de paneles fotovoltaicos

El bloque 2 incluye el modelo del link DC. Dado que durante contingencias se le debe dar prioridad a la inyección de corriente reactiva, la corriente activa inyectada por el convertor disminuye. Esto provoca un aumento en el voltaje del link DC, ya que la potencia generada por los paneles será mayor que la inyectada por el convertor, acumulándose energía en el link DC. La Figura 28 muestra el controlador del link DC (bloque 2 de la Figura 26).

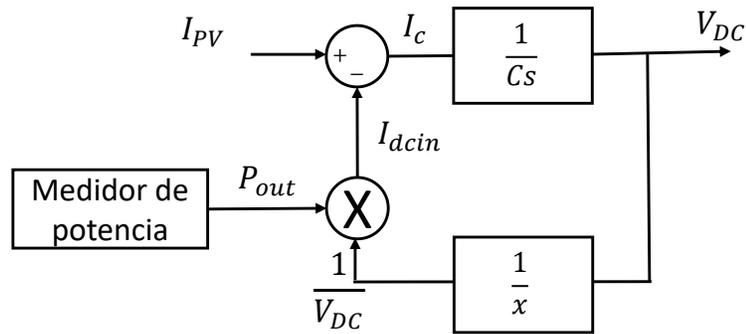


Figura 28 Controlador del link DC

Del controlador se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$I_c = I_{PV} - \frac{P_{out}}{V_{DC}} \quad (27)$$

$$V_{DC} = \frac{I_c}{Cs} \quad (28)$$

$$\Rightarrow V_{DC} = \frac{I_{PV} - \frac{P_{out}}{V_{DC}}}{Cs} \quad (29)$$

De las ecuaciones anteriores se tiene que si la potencia activa P_{out} disminuye, la corriente en el capacitor del link DC I_C aumenta y por consiguiente la tensión en el link DC V_{DC} también.

El bloque 3 representa el control de voltaje en el link DC. Este controlador es de los más importantes, ya que sus salidas son las referencias de corriente activa y reactiva para el convertor. Su diagrama de bloques se muestra en la Figura 29 [59].

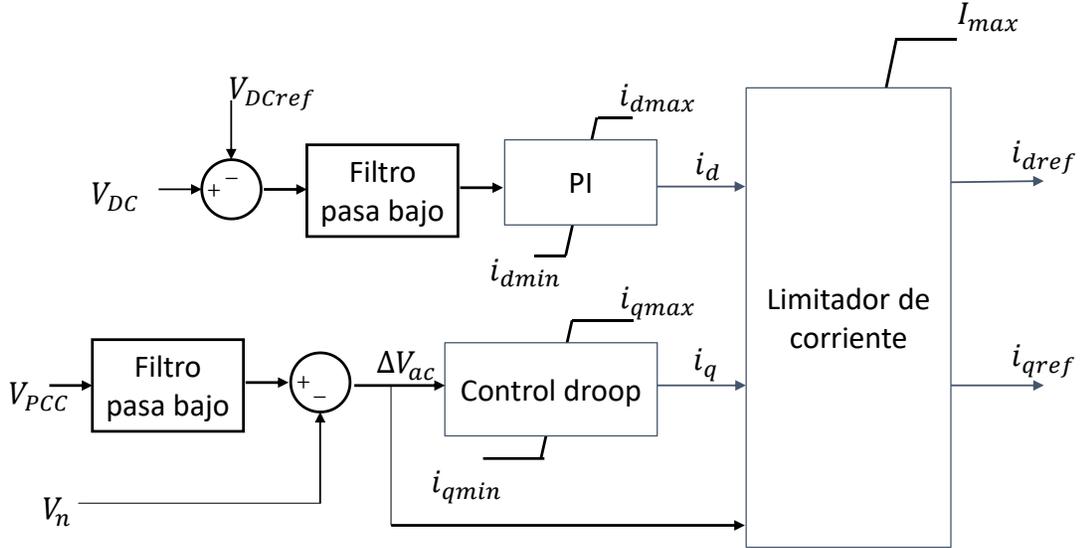


Figura 29 Diagrama de bloques controlador Vdc

De la figura se tiene que el controlador del voltaje en el link DC posee 4 entradas y dos salidas. El lazo superior se utiliza para controlar la potencia activa que es inyectada por la central a la red y el lazo inferior para controlar la componente reactiva de la potencia inyectada a la red. La referencia de corriente reactiva i_{qref} , viene dada por el bloque control droop de la Figura 29 y se calcula en base a la caída de voltaje en el PCC, según:

$$i_{qref} = K_{FRT} * |\Delta V_{PCC}| * i_n \quad (30)$$

$$con \quad K_{FRT} \geq 2 \ ; \ \Delta V_{ac} > 10\%$$

Donde ΔV_{PCC} representa la caída de tensión en la red, e i_n representa el valor nominal de la corriente del inversor.

El bloque 4 (Static Generator) representa el inversor, el cual posee como señales de entrada i_{dref} e i_{qref} , además de la fase entregada por el PLL. Con estas señales el inversor inyecta i_{dPLL} e i_{qPLL} a la red con la fase calculada por el PLL.

El bloque 7 corresponde a un PLL. Existen varios modelos de PLL, la Figura 30 muestra el modelo de un SRF-PLL [60].

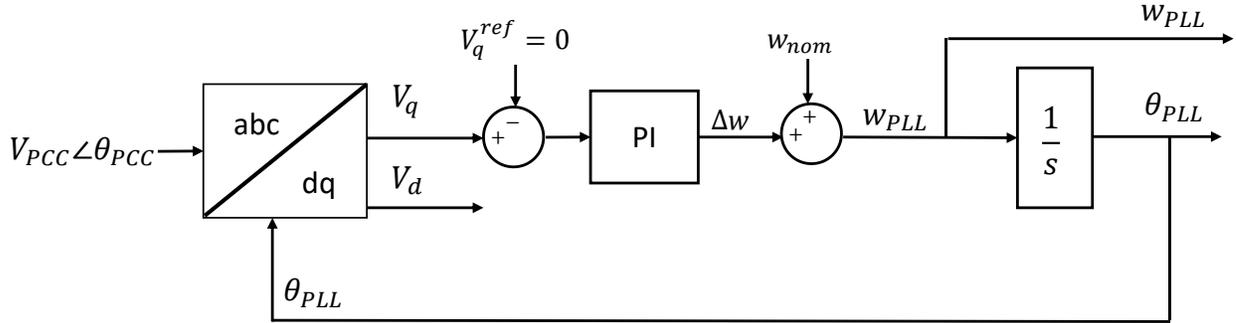


Figura 30 Modelo SRF-PLL

2.6.2. Revisión bibliográfica estrategias de control de centrales fotovoltaicas de una etapa

A continuación se presenta una revisión bibliográfica sobre estrategias de control de centrales fotovoltaicas de una etapa. Cabe destacar que en la literatura es posible encontrar muchos estudios e investigaciones sobre estrategias de control para cumplir con requerimientos de FRT para centrales eólicas [15]–[18]. Sin embargo, para centrales fotovoltaicas no existe suficiente investigación al respecto. Además, las siguientes estrategias que se presentan utilizan la estrategia “base” recién descrita, por lo que solo se describen las diferencias con esta.

- a) En [59] modifican el PLL, ya que el modelo SRF-PLL funciona correctamente en sistemas trifásicos balanceados, es decir, únicamente bajo fallas trifásicas balanceadas [59]. La solución que proponen para que funcione correctamente durante fallas desbalanceadas consiste en agregarle al PLL un filtro que haga la función de pasa bajo en ciertas circunstancias. El objetivo es extraer la secuencia positiva de la tensión de la red durante fallas y darla como entrada al PLL convencional. Además, la referencia i_{qref} se calcula distinto, ya que no toma en cuenta el valor nominal de la corriente del inversor. Concretamente i_{qref} se calcula según:

$$i_{qref} = droop * |\Delta V_{PCC}| * V_{PV} \quad (31)$$

donde V_{PV} es la magnitud de tensión del generador fotovoltaico. En este trabajo someten a la central a fallas tanto balanceadas como desbalanceadas, obteniendo que la modificación del PLL funciona correctamente para todos los casos analizados. Sin embargo, en la central se exceden otros valores (por ejemplo tensiones en el link DC, sobre corrientes en el lado AC del convertidor) que tienen como consecuencia que la central se desconecte de la red. Por lo tanto, si bien el PLL funciona

correctamente, no se logra el objetivo final, que es que la central mantenga “sincronismo” con la red al inyectar corrientes de corto circuito.

- b) En [9] describen las principales razones por las cuales las centrales fotovoltaicas de una etapa se desconectan: sobre corrientes en el lado AC, voltaje excesivo en el link DC y pérdida de sincronismo con la red. Como se explicó anteriormente, cuando ocurre una falla es muy probable que la tensión en el link DC aumente, lo que modifica el punto de operación del panel fotovoltaico alejándolo del MPP. Un problema que puede ocurrir debido a la desviación del MPP durante contingencias, es que una vez despejada la falla, la tensión en el link DC y las corrientes en el lado AC pueden tardar un largo tiempo en volver a sus valores pre-falla [9], lo que podría ocasionar una nueva contingencia debido a la falta de inyección de potencia activa por parte de la central. Como solución se propone modificar el bloque PI del controlador Vdc y agregarle una técnica de anti-windup [9], para evitar que el controlador PI acumule una “excesiva acción de control” al saturarse. En este trabajo analizan fallas asimétricas, por lo que también le agregan un filtro pasa bajo en la entrada del PLL que tiene como objetivo extraer la secuencia positiva de la tensión. Durante fallas asimétricas, las corrientes reactivas son inyectadas a la red acorde al menor valor de tensión alcanzado. Además, como las corrientes reactivas son inyectadas de manera balanceada en cada fase a la red, existe la posibilidad de que el valor máximo admisible de tensión en la red sea superado en las fases donde no ocurre la falla. Si bien en este trabajo intentan solucionar este problema colocando un controlador PI en el bloque Vdc, no lo consiguen ya que este método es muy lento. En efecto, en este trabajo proponen ciertas modificaciones para que la central cumpla con los requerimientos de FRT alemanes, y si bien mejoran el desempeño de la red, no se hacen cargo de las sobretensiones que pueden ocurrir en la red debido a las inyecciones de corrientes reactivas por parte del convertidor.
- c) En [41] i_{qref} se calcula de manera parecida al caso base (sección 2.6.1), utilizando la caída de tensión en la red como entrada a un bloque PI como lo muestra la Figura 31. En [41] el controlador PI posee una topología de tipo paralela. La sintonización del controlador PI se hace mediante prueba y error, por lo que consume bastante tiempo. Es por esto que para facilitar la sintonización de las ganancias del controlador PI, le agregan un controlador P a la salida del controlador PI, permitiendo modificar las ganancias fuera del controlador PI y reduciendo así el tiempo invertido en sintonizar los parámetros.

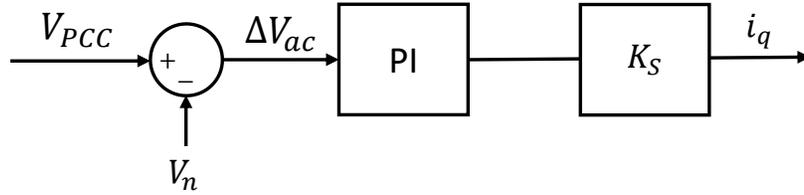


Figura 31 Bloque PI controlador de corriente [41]

Por otro lado, para calcular i_{dref} , utilizan la norma técnica alemana. Donde se tiene una banda muerta del 10%, es decir, si la tensión es mayor que 0.9 en p.u. la corriente activa inyectada a la red sigue siendo la misma. Si la tensión se encuentra entre 0.5 y 0.9 en p.u., la referencia de la corriente activa se calcula utilizando los requerimientos de inyección de corriente reactiva de la norma. Cuando la tensión es menor que 0.5 en p.u., la referencia de corriente activa a inyectar es 0, ya que el convertidor debe utilizar el 100% de su capacidad para inyección de corriente reactiva. Lo anteriormente descrito se resume en (32).

$$i_{dref} = \begin{cases} i_{dn} & V_{PCC} > 0.9V_n \\ 2 - \frac{2V_{PCC}}{V_n} & 0.9V_n \geq V_{PCC} \geq 0.5V_n \\ 0 & V_{PCC} \leq 0.5V_n \end{cases} \quad (32)$$

Donde i_{dn} representa la referencia de corriente activa en régimen permanente, V_{PCC} representa la tensión en el punto de conexión y V_n representa la tensión nominal de la red. Cabe destacar que en [41] no se habla de una “prioridad” para las corrientes reactivas por sobre las corrientes activas durante contingencias, sino que estas se calculan separadamente. Al calcular las referencias de inyección de corriente activa y reactiva de forma separada, se logra que durante contingencias se inyecte tanto corriente reactiva como activa, lo que mejora la respuesta ante la falla. Sin embargo, en este trabajo utilizan una red simple y someten al sistema a una falla trifásica balanceada, por lo que esta estrategia no necesariamente sirve para otros casos.

2.6.3. Estrategias de control alternativas

Otra forma de facilitar el proceso de FRT en centrales fotovoltaicas es agregando equipos extras, por ejemplo baterías o supercondensadores. Si bien estas alternativas no se encuentran dentro de los alcances de este trabajo, se harán algunos comentarios sobre las ventajas y desventajas que poseen.

a) Estrategia de control con baterías

En [61] se utiliza una topología de central fotovoltaica de dos etapas a la cual se le agrega un sistema de almacenamiento en base a baterías (BESS, por sus siglas en inglés “*Battery Energy Storage System*”), como lo muestra la Figura 32. Esta topología consiste en un arreglo de paneles fotovoltaicos, un convertor DC-DC (“*boost converter*”), un inversor DC-AC y un BESS conectado mediante un convertor elevador/reductor DC-DC (“*buck/boost converter*”) al link DC.

Para este caso, el convertor DC-DC es el que se encarga del MPPT. La estrategia de control mantiene una tensión constante en el link DC inyectando la mayor cantidad de potencia a la red (sin superar las limitaciones de capacidad). La tensión se puede mantener constante en el lado DC, ya que la batería puede absorber el exceso de energía. Además, al utilizar baterías se mantiene el MPP durante la falla, por lo que al despeje se puede inyectar la misma cantidad de potencia activa que se tenía antes de la falla, evitando problemas de frecuencia debido a la falta de potencia activa.

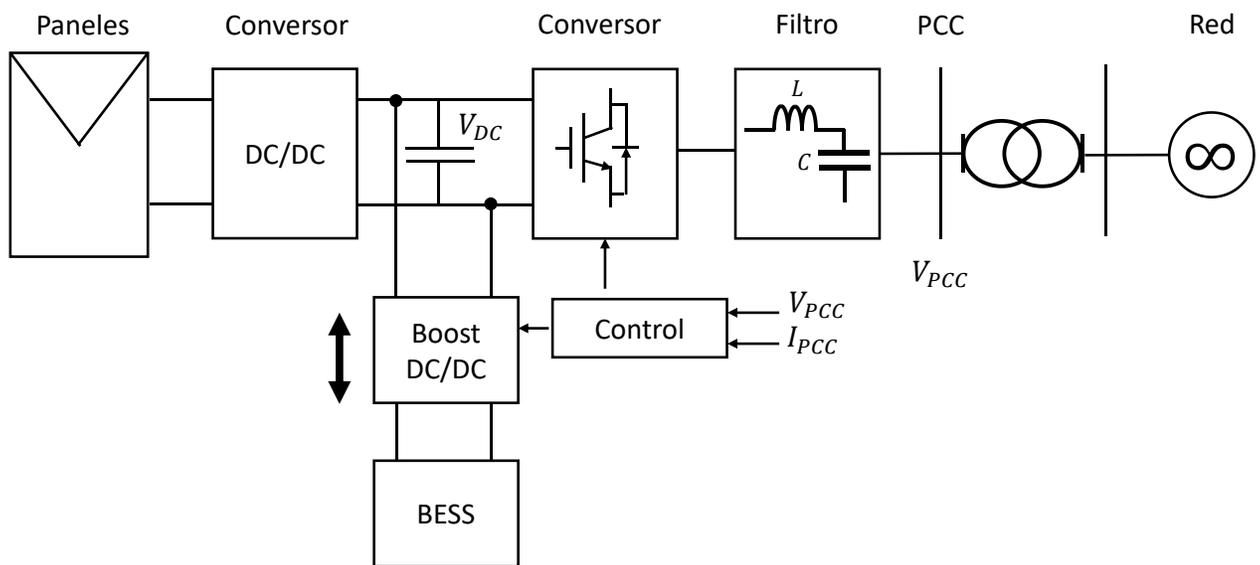


Figura 32 Topología central fotovoltaica con BESS [61]

El PLL se utiliza para medir la fase y magnitud de la tensión en el PCC, con lo que se puede detectar cuando el sistema se encuentra en estado de falla. Por otro lado, en régimen permanente las centrales fotovoltaicas inyectan potencia activa a la red. Al detectar que se está en estado de falla, se cambian las referencias de potencia dándole prioridad a las corrientes reactivas. La referencia de corriente reactiva a inyectar i_{qref} se calcula en base a una constante droop y la profundidad de caída de la tensión en el PCC. Una vez despejada la falla, se vuelve al valor en “régimen permanente” $i_{qref} = 0$.

Para las centrales de dos etapas, es muy importante tener un buen control de la tensión en el link DC. Esto para obtener un desempeño eficiente del inversor. En este trabajo se disminuye la fluctuación del link DC, así como también sus valores peaks. Además, se disminuye el tiempo de oscilación de la tensión en el link DC tras ocurrida la contingencia, por lo que es un aporte. Ambas mejoras se logran mediante el conversor boost conectado entre el link DC y la batería, el cual se encarga de cargar y descargar la batería cuando sea necesario, disminuyendo así oscilaciones y valores peaks. Sin embargo, el incluir sistemas de almacenamiento aumenta el costo de la central.

b) Estrategia de control de una etapa con supercondensador

Los supercondensadores poseen una gran eficiencia y rapidez en el proceso de carga y descarga, por lo que son una buena alternativa cuando se requiere almacenar energía en conjunto con una rápida acción de carga y descarga. En [62] se utiliza un inversor de una etapa con un supercondensador conectado al link DC. El supercondensador está conectado mediante un conversor DC-DC bidireccional como lo muestra la Figura 33.

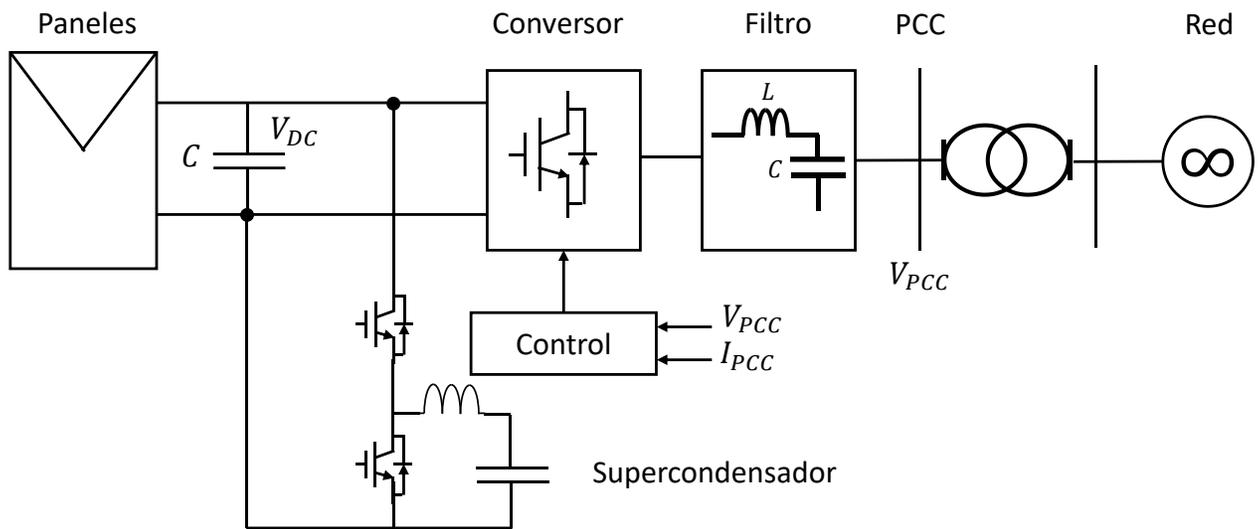


Figura 33 Topología central fotovoltaica con supercondensador [62]

Como se dijo anteriormente, el supercondensador es un dispositivo de almacenamiento que puede absorber energía (cargarse) cuando existe un exceso de potencia de entrada o inyectar energía (descargarse) cuando hay un déficit. Por otro lado, el supercondensador aporta con su gran capacidad de regulación de tensión en el link DC. Es por esto que el supercondensador no solo sirve para cumplir con requerimientos de FRT, sino que también se hace cargo de los desbalances de potencia internos que se pudiesen generar, otorgándole robustez a la central fotovoltaica.

El PLL mide el ángulo de las tensiones y la magnitud de la tensión en el PCC. Si se detecta una caída de tensión mayor al 10% (el % depende de la norma técnica de cada país) se “pasa” a estado de contingencia. En estado de contingencia, se debe inyectar potencia reactiva, por lo que la referencia de i_q ya no es 0. El valor de la nueva referencia de i_q dependerá de la profundidad de la caída de tensión, mientras mayor sea la caída, mayor será i_q .

Al igual que para el caso con baterías, una de las motivaciones para utilizar el supercondensador es que durante la falla la central se mantiene operando en el MPP. El exceso de energía generado por los paneles es absorbido por el supercondensador. Esto tiene como ventaja que al despejar la falla se puede inyectar la misma cantidad de potencia activa que se tenía antes de la falla, evitando posibles problemas de frecuencia debido a la falta de potencia activa una vez despejada la falla.

2.6.4. Conclusiones

Como primera conclusión, se destaca la poca cantidad de trabajos sobre estrategias de control para cumplir con requerimientos de FRT para centrales fotovoltaicas existentes. Existen algunas investigaciones para fallas desbalanceadas [10], [59], [63], [64], donde se modifica el PLL de forma que la central no pierda “sincronismo”. Si bien el PLL es capaz de seguir a la fase de la tensión correctamente durante fallas desbalanceadas, la central pierde “sincronismo” por sobre tensiones en alguna de las fases del punto de conexión. También existen algunas investigaciones que abarcan la sintonización de las ganancias del controlador V_{dc} [41]. Sin embargo, las simulaciones se hacen con la central fotovoltaica conectada a una red infinita, por lo que no necesariamente representan casos reales. También se han presentado algunos trabajos que usan equipos de almacenamiento para mejorar el proceso de FRT [61], [62]. Sin embargo, es importante considerar que los equipos de almacenamiento, si bien pueden mejorar el desempeño dinámico de la red, aumentan considerablemente el costo de inversión de la central.

Finalmente, no existen investigaciones relacionadas con el control de centrales fotovoltaicas de una etapa en que se consideren los niveles de corto circuito en el PCC de forma de cumplir con los requerimientos de FRT sin perder estabilidad.

2.7. Esquemas de control de PLL modificados de forma de no perder sincronismo durante el proceso de FRT

A continuación se presentan distintos esquemas de control del PLL modificados de forma de no perder sincronismo durante el proceso de FRT. Así como la opción de bloqueo del PLL, la cual se utiliza en casos en que la tensión disminuye bajo los 0,4 p.u. [58].

2.7.1. Estrategia de control adaptativa del PLL con cambios en ganancia K_i

Como se mencionó en la sección 2.3, el desempeño dinámico de la central fotovoltaica depende mucho de los parámetros K_p y K_i del PLL. En general es posible mejorar el desempeño dinámico de la central fotovoltaica eligiendo constantes K_p y K_i que otorguen un factor de amortiguamiento grande y posean un gran tiempo de asentamiento [65]. Sin embargo, los parámetros del PLL usualmente se sintonizan para satisfacer las dinámicas de pequeña-signal del sistema [29], por lo que su ancho de banda y sus ganancias K_p y K_i son pequeñas. En este contexto, para mejorar el desempeño de la central durante contingencias se deben modificar las ganancias K_p y K_i . En [65] se propone un PLL adaptativo, el cual modifica sus ganancias de forma de aumentar el factor de amortiguamiento solo durante contingencias.

Recordando que la función transferencia de segundo orden de un sistema puede escribirse de manera generalizada como:

$$H(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (33)$$

De (33) se tiene que el factor de amortiguamiento y tiempo de asentamiento para un sistema de segundo orden se definen según [29]:

$$\zeta = \frac{K_p}{2} \sqrt{\frac{V_{PCC}}{K_i}} \quad (34)$$

$$t_s = \frac{9,2}{V_{PCC} K_p} \quad (35)$$

De (34) se tiene que el factor de amortiguamiento es mayor al aumentar K_p o al disminuir K_i . Sin embargo, si se aumenta K_p , se disminuye el tiempo de asentamiento, por lo que en [65] optan por reducir K_i .

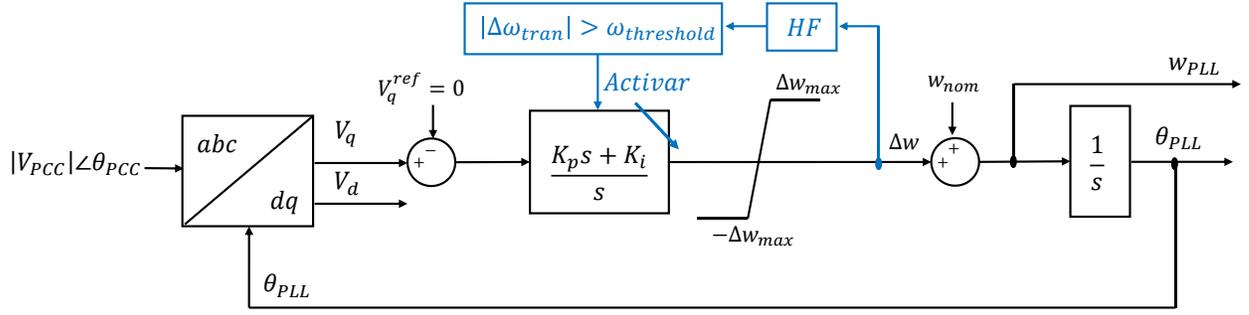


Figura 34 Diagrama de control PLL adaptativo [65]

La Figura 34 muestra el diagrama de bloques del PLL adaptativo, donde K_i toma distintos valores dependiendo de la desviación de la frecuencia de salida del PLL según:

$$K_i = \begin{cases} K_{i0} & |\Delta\omega_{tran}| \leq \omega_{threshold} \\ K_{i0} - m|\Delta\omega_{tran}| & |\Delta\omega_{tran}| > \omega_{threshold} \end{cases} \quad (36)$$

donde K_{i0} es el valor de la ganancia K_i del PLL durante operación normal, $\Delta\omega_{tran}$ representa la desviación de la frecuencia de salida del PLL, y m es el coeficiente de droop, que se calcula según:

$$m = \frac{K_{i0}}{\Delta\omega_{max}} \quad (37)$$

donde $\Delta\omega_{max}$ representa la banda de frecuencia de funcionamiento del PLL antes de que este alcance su límite. $\Delta\omega_{max}$ es arbitrario y debe ser seleccionado acorde a la norma técnica del operador. En el estudio presentado en [65] (donde se basan en la normativa alemana), la central debe mantenerse conectada entre 47,5 y 51,5 Hz [25]. En [65] $\Delta\omega_{max}$ tiene un valor de 10 Hz, de esta forma, la frecuencia de salida del PLL puede tomar valores entre 40 y 60 Hz. $\omega_{threshold}$ es una banda muerta que evita que el control adaptativo se active ante cambios pequeños de frecuencia. Los valores de $\omega_{threshold}$ deben seleccionarse en función de las condiciones de la red, considerando la mayor fluctuación de frecuencia que normalmente se tiene [66].

La estrategia de control utilizada en [65] permite que en régimen permanente el PLL opere con sus valores de diseño, sin embargo al ocurrir una contingencia aumenta el error en el seguimiento de la fase, por lo que el factor de amortiguamiento también aumenta. Mientras más grande sea la contingencia, mayor será el aumento en el factor de amortiguamiento, lo que conlleva a una mejora en la estabilidad transitoria [65].

2.7.2. Estrategia de control del PLL con estimación de frecuencia adaptativa

La Figura 35 muestra el diagrama de bloques de un SRF-PLL. La función de transferencia de lazo cerrado de un SRF-PLL que relaciona $\Delta\omega$ con ω_{PLL} se escribe según:

$$H_\omega(s) = \frac{K_p s + K_i}{s^2 + K_p s + K_i} \quad (38)$$

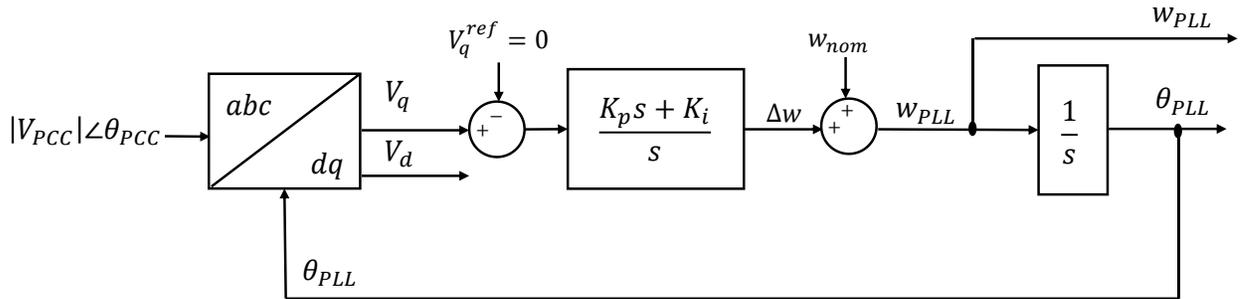


Figura 35 Diagrama de bloques de un SRF-PLL

Sin embargo, si se reorganiza el controlador PI como lo muestra la Figura 36 y se considera la salida del integrador como una estimación de la frecuencia [67]–[69], es posible obtener una mayor capacidad de filtrado para los mismos valores de K_p y K_i .

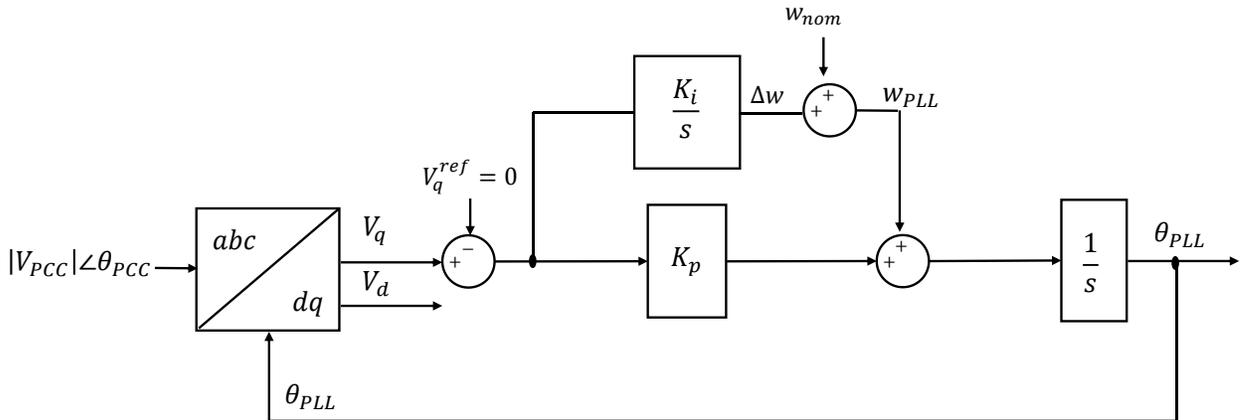


Figura 36 Diagrama de control del PLL extrayendo la estimación de la frecuencia de la salida del integrador

La modificación tiene como consecuencia que para los mismos valores de las ganancias K_p y K_i se obtiene una mayor capacidad de filtrado, además de un mayor amortiguamiento en la estimación de la frecuencia. Esto ocurre debido a que se elimina un cero de la función de transferencia (38), por lo que la “nueva” función transferencia de lazo cerrado se escribe según:

$$H_{\omega}(s) = \frac{K_i}{s^2 + K_p s + K_i} \quad (39)$$

Cabe destacar que la función transferencia de lazo cerrado de la fase de la tensión sigue siendo la misma, es decir:

$$H_{\theta}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s^2 + K_p s + K_i} \quad (40)$$

Como se mencionó anteriormente, la dinámica de la central fotovoltaica depende fuertemente de las ganancias K_p y K_i del PLL. Además, estas ganancias determinan el ancho de banda del SRF-PLL, según:

$$\omega_{-3dB} = \sqrt{K_i} \cdot \left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} + \sqrt{\left(1 + \frac{K_p}{\sqrt{K_i}} \right)^2 + 1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (41)$$

Entre los lazos de estimación de fase y frecuencia se generan acoplamientos que dependen del ancho de banda del SRF-PLL. En este contexto, cuanto mayor sea el ancho de banda del SRF-PLL, mayor será el acoplamiento entre las variables de fase y frecuencia [68]. En consecuencia, el aumento del ancho de banda del SRF-PLL (por ejemplo, para lograr una respuesta dinámica rápida) aumenta el acoplamiento entre las variables de fase y frecuencia y, por lo tanto, provoca un transitorio importante en la frecuencia estimada cuando ocurre un salto grande en el ángulo de fase de la tensión en el PCC. Para disminuir el acoplamiento recién mencionado, en [67] proponen un sistema de control adaptativo que ajusta dinámicamente la ganancia del lazo de estimación de la frecuencia basándose en las desviaciones que ocurren en la fase.

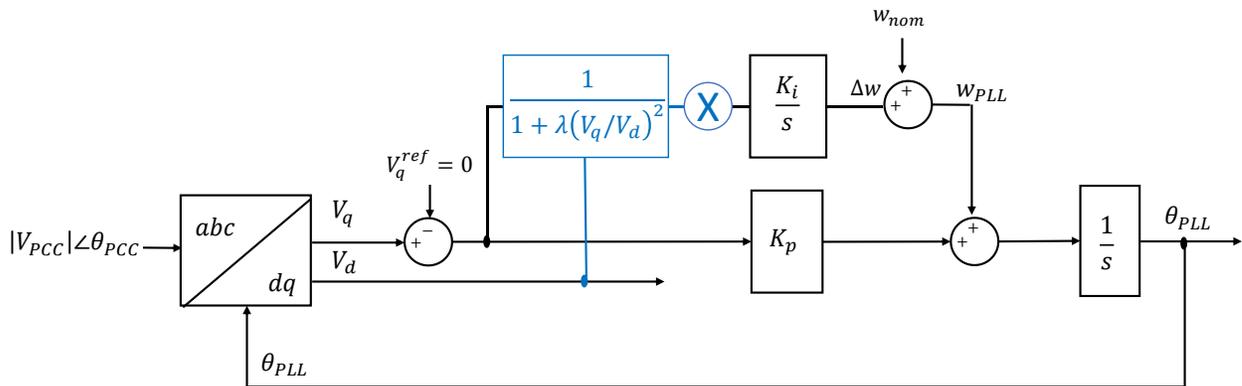


Figura 37 Diagrama de control con lazo de estimación de frecuencia adaptativo [67]

La Figura 37 muestra el diagrama de bloques propuesto en [67], donde se tiene que la ganancia K_i es multiplicada por:

$$\frac{1}{1 + \lambda \left(\frac{V_q}{V_d}\right)^2} \quad (42)$$

con λ una constante positiva. Si ocurre un salto de fase en la tensión en el PCC, (42) se hace pequeño, reduciendo la ganancia de la estimación de frecuencia y por lo tanto evitando un transitorio “largo” en la estimación de la frecuencia. Cuando la señal V_q tiende a cero, (42) tiende a la unidad por lo que en régimen permanente se tiene que la ganancia K_i toma su valor “original”. Con esto se concluye que la estrategia de control solo modifica las ganancias cuando hay un salto en la fase de la tensión en el PCC. Como gran ventaja de esta estrategia se tiene su facilidad de implementación y efectividad [68].

2.7.3. Estrategia de control del PLL con ganancias adaptativas

La Figura 38 muestra la estrategia de control del PLL propuesta en [70] y en [71]. Esta estrategia consiste en multiplicar la señal de entrada del controlador PI por el valor absoluto de su salida multiplicado por una constante K_f .

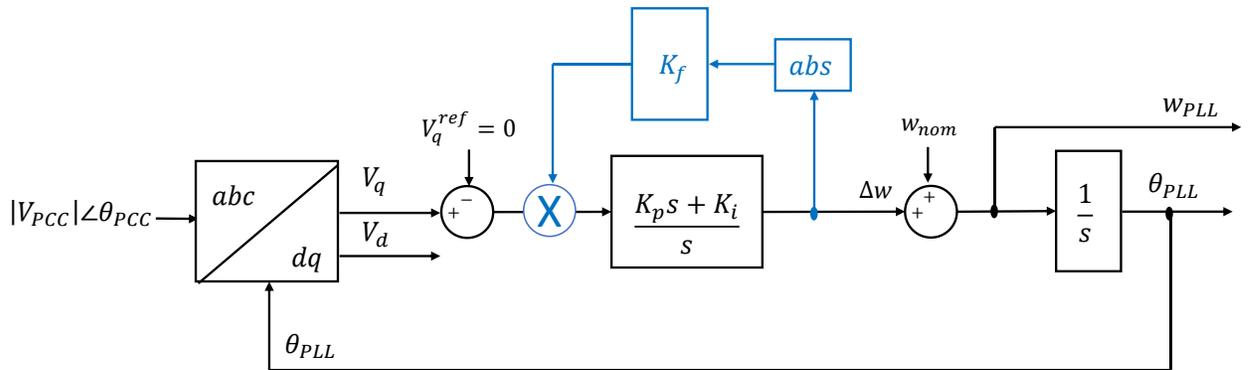


Figura 38 Diagrama de control con lazo de ganancia adaptativa [70], [71]

Cuando ocurre una contingencia, la señal V_q (equivalente al error de estimación de fase) es amplificada por el mecanismo adaptativo. El resultado de esta amplificación es similar a incrementar las ganancias del PLL, lo que conlleva a una respuesta dinámica más rápida. En régimen permanente, V_q tiende a cero, por lo que el sistema adaptativo solo actúa cuando se tienen errores en la estimación de fase. Sin embargo, los resultados mostrados en [70] y [71] muestran que esta estrategia hace que la respuesta dinámica del PLL sea muy oscilatoria, lo que no aporta a la estabilidad del PLL [68].

2.7.4. Bloqueo del PLL

La Figura 39 muestra una falla trifásica a tierra cercana al PCC. Si ocurre un corto circuito en un punto cercano al PCC en el cual la tensión se reduce a valores muy pequeños o cercanos a cero, la corriente inyectada por la central fluye directamente hacia el corto circuito. La relación entre la tensión en el PCC y la corriente inyectada por la central a la red (durante contingencias) debe ser igual a la impedancia existente entre el PCC y el corto circuito, en este caso Z_{PV_SC} .

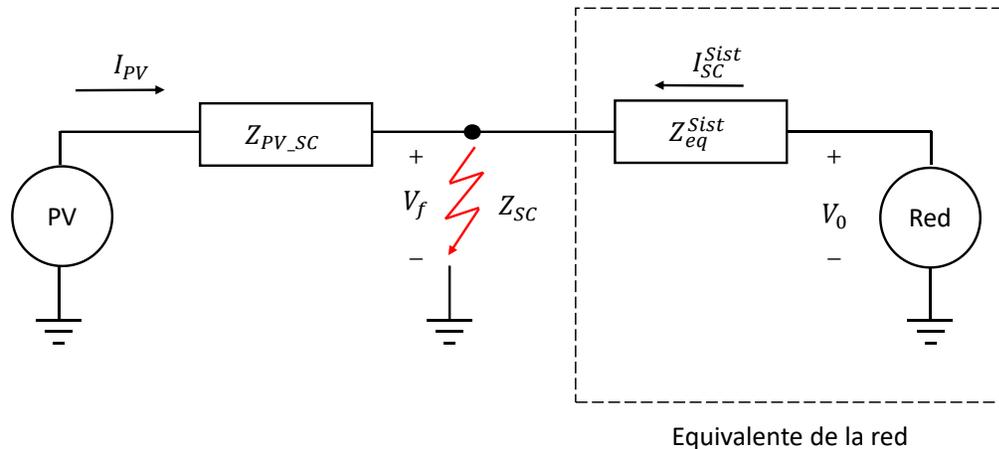


Figura 39 Sistema equivalente en caso de cortocircuito trifásico

Los convertidores de las centrales fotovoltaicas son fuentes de tensión, sin embargo, debido a la rapidez del controlador de corriente pueden representarse como fuentes controladas de corriente. En este contexto, durante contingencias, la tensión en terminales del convertidor puede representarse de manera simple como la caída de tensión que se produce en la impedancia Z_{PV_SC} debido a las corrientes inyectadas por el convertidor. El ángulo de desfase que existe entre la tensión en el PCC y la corriente inyectada por el convertidor es igual al ángulo de la impedancia Z_{PV_SC} . Por otro lado, si el convertidor fuese una fuente de tensión no controlada, automáticamente circularía una corriente determinada por la impedancia Z_{PV_SC} [58].

Como se mencionó en la sección 2.3, la central puede perder estabilidad cuando inyecta corrientes de corto circuito con un ángulo muy distinto al de la impedancia existente entre el PCC y la falla. Además, en dispositivos reales, el ángulo de la tensión en el PCC no puede ser “medido” correctamente si es que la tensión en el PCC es menor a cierto valor [72]. En este contexto, una forma simple de evitar una inestabilidad consiste en bloquear el PLL cuando la tensión en el PCC es menor a cierto valor. Si el PLL se bloquea deja de medir la frecuencia y la fase, es decir, no es posible saber cual es el “verdadero” ángulo de la tensión en el PCC, por lo que tampoco es posible controlar el ángulo de corriente a inyectar. Luego, como los cambios de tensión no son detectados (el PLL está bloqueado y no se encuentra midiendo), el controlador de corriente “pensará” que está inyectando la corriente con el ángulo correcto. Como consecuencia, el error entre las

referencias de corriente y los valores “medidos” es cero, en otras palabras, la central no esta siendo controlada, por lo que la corriente que circula se encuentra determinada por la impedancia Z_{PV_SC} [58]. Además, la frecuencia de la corriente inyectada por el convertor será igual a su valor pre-falla [58], [72]. Si el PLL no se bloqueara la frecuencia de este aumentaría (o disminuiría) progresivamente hasta perder sincronismo con la red.

2.8. Introducción a la lógica difusa e inferencia Takagi-Sugeno

A continuación se presentan los conceptos teóricos básicos sobre lógica difusa e inferencia Takagi-Sugeno (T-S).

2.8.1. Conceptos básicos

Definición 1: Se define universo como el conjunto X de todos los posibles valores que puede tomar una determinada variable x

Definición 2: Un conjunto clásico o “crisp” se define como un conjunto que puede contener o no contener elementos. Este conjunto se emplea en la lógica binaria y no puede contener elementos de manera parcial.

Definición 3: Un conjunto difuso se define como un conjunto que puede contener elementos de manera parcial, es decir, en un conjunto difuso, un elemento puede tener cierto grado de pertenencia.

Definición 4: El grado de pertenencia se define como que tan perteneciente es cierto elemento a un conjunto. Un elemento puede tener grados de pertenencia que van desde el 0 (no pertenece al conjunto) al 1 (pertenece completamente al conjunto), además, si el elemento pertenece parcialmente al conjunto tendrá un valor entre 0 y 1.

Definición 5: Sea A un conjunto difuso y sea $x \in X$ con X un conjunto universal. La función de pertenencia $\mu_A(x)$ es una función que relaciona el grado de pertenencia de la variable x en el conjunto A .

$$\mu_A(x) : X \rightarrow [0,1] \quad (43)$$

Luego, el conjunto difuso A puede definirse según:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) : x \in X\} \quad (44)$$

Ejemplo: Se define el conjunto difuso “caliente”, que hace referencia a la temperatura ambiente de una habitación. La Figura 40 muestra la función de pertenencia $\mu_{caliente}$, la cual, debido a su forma, se define como “función de pertenencia triangular”.

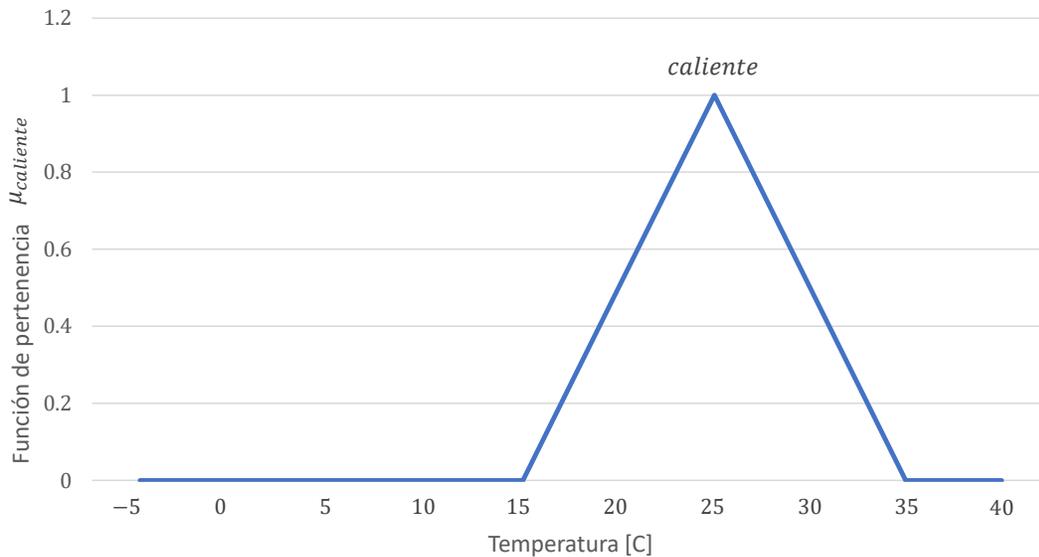


Figura 40 Función de pertenencia triangular

Definición 6: Los conjuntos tipo *singleton* son un tipo particular de conjuntos difusos, los cuales se caracterizan por tener un único elemento y este elemento posee un grado de pertenencia unitario. Estos conjuntos poseen una distribución normal.

2.8.2. Reglas “Si-Entonces”

Los controladores difusos poseen reglas “If-then” (“Si-Entonces”), las cuales se aplican sobre una o más variables de entrada, asociándole un conjunto difuso a la variable. Este conjunto depende de los valores de las variables difusas de entrada y de qué reglas se cumplen. A modo de ejemplo se define la regla R_i según:

$$R_i \quad \text{Si } \tilde{x} \text{ es } \tilde{P}, \text{ entonces } \tilde{y} \text{ es } \tilde{Q} \quad (45)$$

con \tilde{x} una variable definida en el universo X , \tilde{P} un valor descrito por un conjunto difuso P definido en X , \tilde{y} es una variable definida en el universo Y y \tilde{Q} es un valor descrito por un conjunto difuso Q definido en Y . La sección “Si \tilde{x} es” se le conoce como antecedente o premisa de la regla, mientras que la parte “entonces \tilde{y} es \tilde{Q} ” se le conoce como consecuente o consecuencia de la regla.

2.8.3. Sistemas difusos

Un sistema difuso (fuzzy en inglés) contiene principalmente tres bloques; el bloque fuzzificador, el bloque de inferencia y el bloque defuzzificador como lo muestra la Figura 41. En un sistema difuso tanto

las entradas como las salidas pertenecen a conjuntos tipo *crisp*, es decir, son números reales que no pertenecen a conjuntos difusos.



Figura 41 Sistema difuso

La función del bloque fuzzificador es convertir las variables de entrada (pertenecientes a un conjunto *crisp*) a un conjunto difuso. Luego el bloque de inferencia utiliza las reglas *si-entonces* para convertir estas variables difusas en “nuevas” variables difusas que representen el conocimiento experto que las reglas *si-entonces* poseen. Por último, el bloque defuzzificador convierte las nuevas variables difusas en una variable de salida tipo *crisp*.

2.8.4. Estimador de promedio central

El bloque defuzzificador actúa sobre las salidas del bloque de inferencia. Su función es la de convertir las variables pertenecientes de conjuntos difusos a conjuntos *crisp*. Si en un sistema difuso se tienen R reglas *si-entonces* de la forma (45), se tendrán R conjuntos difusos en la salida del bloque de inferencia, cada conjunto proveniente de una regla distinta, y cada conjunto con una salida particular. La salida del bloque defuzzificador se obtendrá combinando todos los conjuntos y asignándole cierto “peso” a cada uno de estos. Una de las principales maneras de efectuar este proceso es utilizando el estimador de promedio central (CA por sus siglas en inglés “Center average”) que se explica a continuación:

Se tiene un conjunto difuso con R reglas *si-entonces*, sean los conjuntos difusos Q^i , provenientes de las reglas R_i , caracterizados por las funciones de pertenencia $\mu^{Q^i}(y)$. Luego, la salida del sistema difuso se calcula utilizando el CA según:

$$y^{crisp} = \frac{\sum_{i=1}^R q_i \max_y \{ \mu^{Q^i}(y) \}}{\sum_{i=1}^R \max_y \{ \mu^{Q^i}(y) \}} \quad (46)$$

Si Q^i distribuye normal, se tiene que $\max_y \{ \mu^{Q^i}(y) \} = \mu_i(x)$, por lo que el cálculo del CA es:

$$y^{crisp} = \frac{\sum_{i=1}^R q_i \mu_i(x)}{\sum_{i=1}^R \mu_i(x)} \quad (47)$$

Cabe destacar que para los conjuntos tipo *singleton* se utiliza el método CA, además estos conjuntos distribuyen de manera normal.

Ejemplo: Se quiere diseñar un sistema para controlar la posición de la aguja de una impresora de tres dimensiones. El sistema de control consiste en aplicar un determinado voltaje que depende del error que se tenga. Los conjuntos difusos del sistema corresponden a “negativo grande” (NG), “negativo pequeño” (NP), “cero” (C), “positivo pequeño” (PP) y “positivo grande” (PG). Las funciones de pertenencia de estos conjuntos se muestran en la Figura 42.

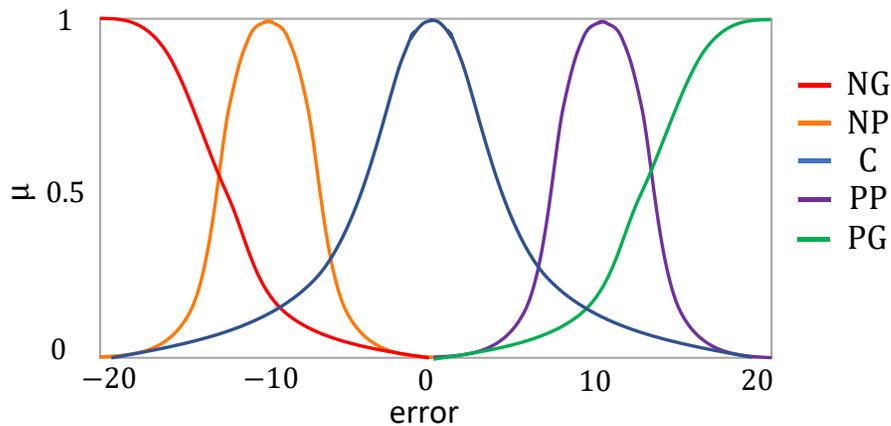


Figura 42 Función de pertenencia de conjuntos difusos asociados a variable *error*

Las reglas Si-Entonces corresponden a las siguientes:

$$\begin{aligned}
 & \text{si error es NG, entonces } v = f_1(e) = -12 \\
 & \text{si error es NP, entonces } v = f_2(e) = 2e + 8 \\
 & \text{si error es C, entonces } v = f_3(e) = 0.4e \\
 & \text{si error es PP, entonces } v = f_4(e) = 2e - 8 \\
 & \text{si error es PG, entonces } v = f_5(e) = 12
 \end{aligned} \quad (48)$$

Para efectos del ejemplo se supone un *error* nulo ($e = 0$). En este caso se tiene:

$$\begin{aligned}
\mu_{NP}(0) &= 0.1 \\
\mu_C(0) &= 1 \\
\mu_{PP}(0) &= 0.1
\end{aligned}
\tag{49}$$

Como para cada regla de control se tiene una única variable y además q_i se obtiene del mínimo de las variables de entrada, se tiene como resultado:

$$\begin{aligned}
q_1 &= 0.1 \\
q_2 &= 1 \\
q_3 &= 0.1
\end{aligned}
\tag{50}$$

Luego, el valor de salida se calcula según la ecuación (47), por lo que para un error nulo se obtiene:

$$y^{crisp} = \frac{0.1 * f_2(0) + 1 * f_3(0) + 0.1 * f_4(0)}{0.1 + 1 + 0.1} = \frac{0.1 * 8 + 1 * 0 - 0.1 * 8}{1.2} = 0
\tag{51}$$

Como era de esperar, cuando no hay error no es necesario aplicar un voltaje extra a la aguja de la impresora.

Capítulo 3: Modelo control propuesto

El objetivo de este trabajo es proponer una metodología general que permita sintonizar los controladores de centrales fotovoltaicas considerando los niveles de robustez de la red en el PCC. Si bien muchos parámetros influyen en el desempeño dinámico de estas centrales, este trabajo se enfoca en los parámetros del controlador del PLL.

La Figura 43 muestra la estrategia de control utilizada en la central fotovoltaica de una etapa. La función que cumple cada bloque ya fue explicada en la sección 2.6.1. La central fotovoltaica posee dos modos de operación: operación en “*régimen permanente*” y operación “*dinámica*”. En este contexto, si la tensión en el PCC se encuentra dentro de la banda muerta de 0.1 p.u., es decir entre 0.9 y 1.1 en p.u., la central se encuentra en modo *régimen permanente*. Por otro lado, si la tensión en el PCC supera la banda muerta, es decir, es menor a 0.9 p.u., la central cambia su modo de operación de *régimen permanente* a *dinámico*. Cuando la central fotovoltaica se encuentra en modo *dinámico* debe inyectar corrientes de cortocircuito al sistema.

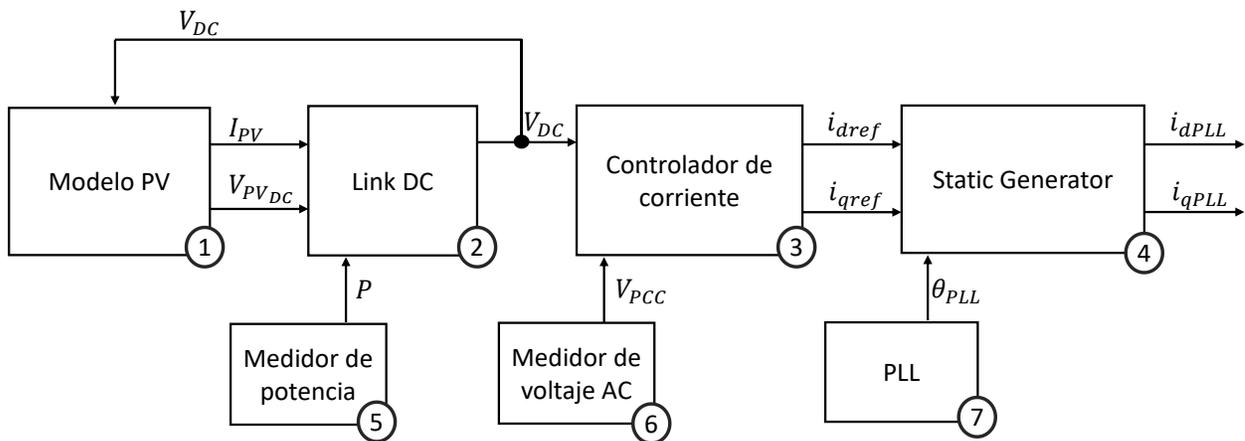


Figura 43 Estrategia de control utilizada en la central fotovoltaica

Como se vio en la sección 2.3.1, los niveles de cortocircuito influyen fuertemente en el desempeño dinámico de una central fotovoltaica. En este contexto, existe una dependencia entre las ganancias de los controladores, los niveles de cortocircuito en el punto de conexión y la respuesta de la central frente a contingencias. Las ganancias de los PLL, sobre todo en redes poco robustas, afectan considerablemente a la estabilidad de la central. Considerando que los niveles de robustez en los SEP cambian en función del tiempo dependiendo del despacho, las ganancias “óptimas” del PLL también lo hacen. De esta forma, el ideal es utilizar un tipo de control que sea capaz de adaptarse a las condiciones de operación del sistema en función de los niveles de cortocircuito en el PCC. En este contexto, en este trabajo se utiliza lógica difusa para lograr que las ganancias del PLL se adapten a las diferentes condiciones de operación del sistema en función de

los niveles de robustez. Específicamente, se utiliza la inferencia *Takagi-Sugeno*, la cual consiste en que el sistema de control utiliza una *look-up table* para ajustar alguna o varias de sus variables. La *look-up table* consiste en una tabla que contiene los parámetros que el controlador utiliza para las diferentes condiciones de operación.

La Figura 44 muestra de manera ilustrativa el PLL utilizado en el modelo de control propuesto. En la figura se tiene una *look-up table*, es decir, el PLL tiene almacenada una tabla con valores, los cuales se “activan” cuando se cumple la condición de operación pertinente. En este controlador, la condición de operación depende del nivel de cortocircuito y la tensión, ambas medidas en el PCC. Por lo tanto, las ganancias K_p y K_i del PLL se modifican según la tensión y el nivel de cortocircuito en el PCC.

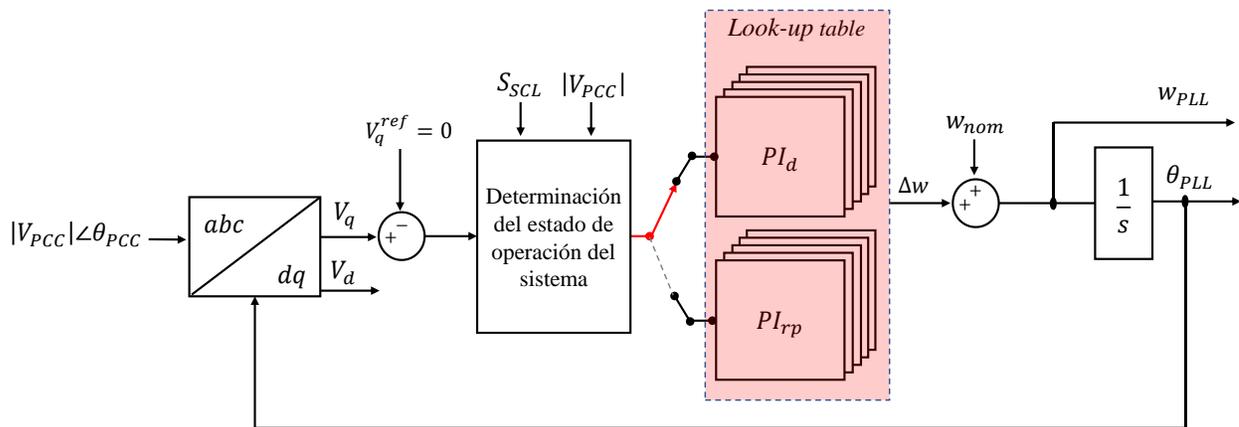


Figura 44 PLL utilizado en el modelo de control propuesto

En el PLL utilizado, se pueden identificar dos modos de operación, *régimen permanente* y *dinámico*. Los modos de operación del PLL obedecen las mismas reglas que los modos de operación de la central fotovoltaica. En este contexto, las ganancias que el PLL utiliza para el modo *régimen permanente* (K_{p-rp} , K_{i-rp}) tienen un proceso de selección distinto a las ganancias que el PLL utiliza para el modo *dinámico* (K_{p-d} , K_{i-d}). La explicación de la selección final de estas ganancias será abordada en el capítulo siguiente.

Por otro lado, la *look-up table* se puede construir mediante un proceso de *prueba y error* realizando simulaciones dinámicas en el tiempo de forma de obtener el conocimiento experto necesario. Los valores de los parámetros finales que conforman la *look-up table* son aquellos que permiten que el sistema sea estable para las fallas simuladas. De esta forma, el sistema de control modifica sus parámetros acorde a las condiciones dadas en la *look-up table*, que a su vez dependen del nivel de robustez y la tensión medidos en el PCC.

3.1. Valores típicos utilizados en la literatura

Dentro de los parámetros que influyen en el desempeño dinámico de la central se encuentran las ganancias K_p y K_i del PLL. Cabe destacar que al modificar las ganancias K_p y K_i , también se modifica el ancho de banda del PLL según la ecuación (52).

$$\omega_{-3dB} = \sqrt{K_i} \cdot \left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} + \sqrt{\left(1 + \frac{K_p^2}{2K_i} \right)^2 + 1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (52)$$

De la literatura se sabe que los valores de anchos de banda típicamente usados en PLL se encuentran entre los 3 y los 30 Hz [12]–[14], [29], [38], [40], [43]–[48], es decir, con estos valores se obtiene un seguimiento “aceptable” de la fase de la tensión. Además, un rango aceptable de valores de K_p del PLL se encuentra entre 10 y 100 [12]–[14], [38], [40], [44]–[48], mientras que el rango de valores de K_i se encuentra entre 100 y 10.000 [11]–[14], [38], [40], [44], [47], [48], [73]. Existen también otros trabajos donde los valores de K_i se encuentran entre 20.000 y 400.000 [14], [30], [46], [68], [74], [75]. Sin embargo, estos trabajos utilizan una barra infinita para efectuar sus simulaciones por lo que no representan los valores que se deberían usar en sistemas reales.

Capítulo 4: Metodología

En el capítulo 2 se presentaron los principales factores que influyen en la dinámica de las centrales fotovoltaicas durante contingencias. Para que la central pueda cumplir con los requerimientos de FRT y aportar a la estabilidad del SEP mediante la inyección de corrientes reactivas durante cortocircuitos sin perder estabilidad, se debe realizar una correcta sintonización de los parámetros de los controladores considerando la robustez de la red. En este capítulo se presenta la metodología propuesta para la correcta sintonización de los parámetros, utilizando el controlador difuso presentado en el capítulo 3.

4.1. Diagrama metodológico

La Figura 45 muestra el diagrama de la metodología propuesta, cuyos bloques serán detallados a continuación.

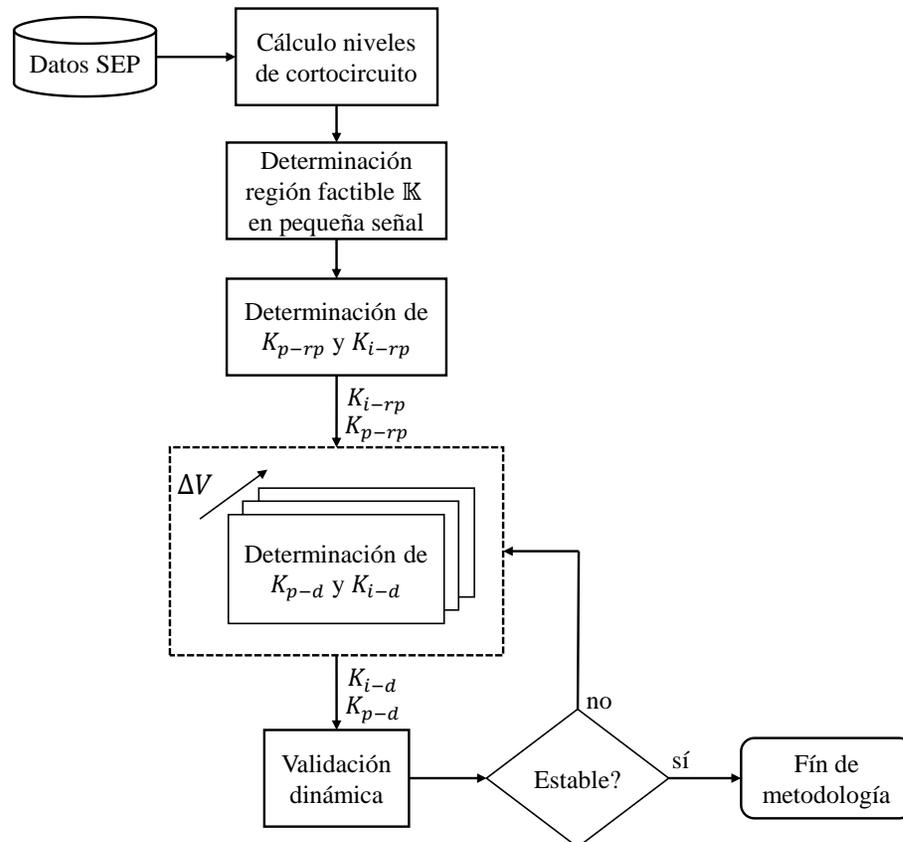


Figura 45 Esquema metodológico

4.2. Cálculo niveles de cortocircuito

El primer paso metodológico corresponde a determinar los diferentes niveles de cortocircuito que la central fotovoltaica puede experimentar durante el año. Para esto se utiliza un conjunto de datos de entrada, que incluyen información sobre los elementos que componen el sistema, la generación instalada, líneas de transmisión, transformadores y demanda, entre otros. En función de estos parámetros se realiza un despacho para las 8760 horas de un año. En base al despacho obtenido, se calculan los niveles de cortocircuito en el PCC de la central fotovoltaica para cada hora del año.

4.3. Determinación de región factible \mathbb{K} en pequeña señal

Una vez determinados los niveles de cortocircuito que la central fotovoltaica enfrenta durante un año, el siguiente paso es determinar la región factible de valores K_p y K_i para la operación en régimen permanente de la central para las distintas condiciones de operación del sistema. Dado que los valores factibles de K_p y K_i dependen del nivel de cortocircuito en el PCC, esta parte incluye, para cada condición de operación en estudio, un análisis de pequeña señal considerando distintos valores de K_p y K_i . El objetivo de encontrar la región factible de combinaciones K_p y K_i es tener un conjunto base de combinaciones factibles, donde poder verificar su estabilidad en pequeña señal.

El diagrama de la Figura 46 muestra el proceso utilizado para encontrar la región factible de combinaciones de K_p y K_i del PLL. De la literatura se sabe que los anchos de banda típicos de un PLL se encuentran entre 3 y 30 Hz, por lo que la búsqueda de la región factible se limita a estos anchos de banda. Además, se sabe que el rango de valores de K_p que usualmente se utiliza en la literatura es bastante menor que el rango de valores de K_i . Por esta razón, el valor de ΔK_p utilizado es menor que ΔK_i . En este trabajo se utiliza $\Delta K_p = 1$ y $\Delta K_i = 5$.

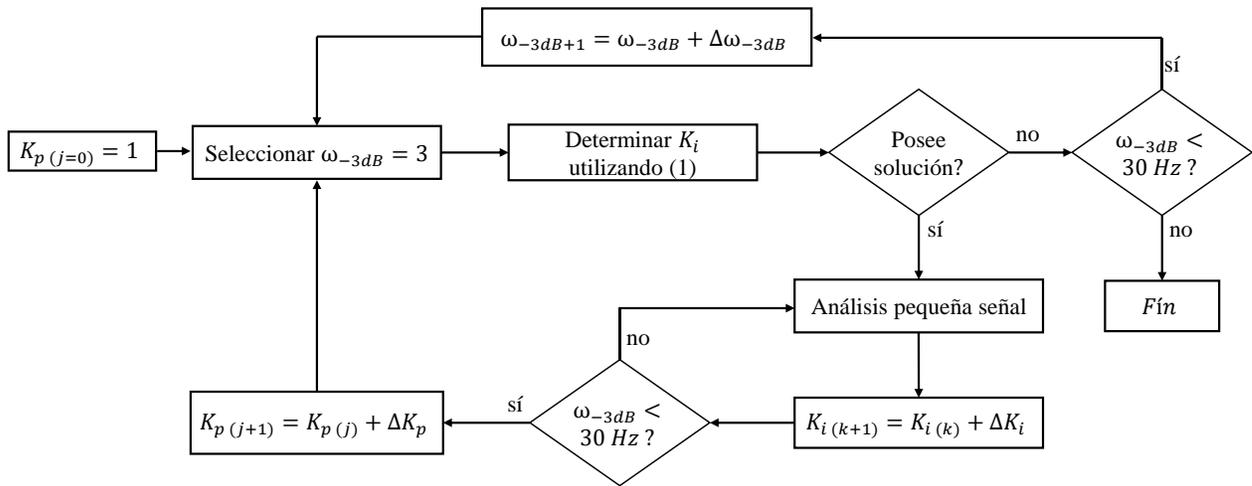


Figura 46 Diagrama de bloques del proceso utilizado para la obtención de la región factible \mathbb{K}

Para comenzar el proceso, en la primera iteración ($j = 0$) se define $K_{p(j=0)} = 1$. Luego, seleccionando un ancho de banda de 3 Hz, se encuentra el valor de $K_{i(k=0)}$ según la ecuación (52). Por la naturaleza de la ecuación (52) puede que no exista un valor de K_i que cumpla con las condiciones dadas por K_p y ω_{-3dB} , es decir, puede que la ecuación no tenga solución. Si no existe solución, el ancho de banda debe aumentarse en $\Delta\omega_{-3dB}$. El ancho de banda debe aumentarse hasta que exista un valor de K_i que solucione la ecuación (52). Con los valores de K_p y K_i se hace un análisis de pequeña señal. En caso de que sea estable, la combinación de ganancias $(K_{p(j)}; K_{i(k)})$ se añade al conjunto de combinaciones factibles \mathbb{K} . Por el contrario, si el sistema es inestable la combinación se descarta. En la siguiente iteración, el valor de K_i se actualiza según $K_{i(k+1)} = K_{i(k)} + \Delta K_i$. De (52) se tiene que al aumentar el valor de K_i , el ancho de banda también aumenta, por lo que cada vez que se aumente K_i es necesario verificar que el ancho de banda sea menor a 30 Hz. En caso de que sea menor a 30 Hz se repite el paso anterior y se hace un análisis de pequeña señal con el valor de K_i actualizado. Este procedimiento continúa hasta que el valor de K_i sea lo suficientemente grande como para que el ancho de banda de la combinación $(K_{p(j)}; K_{i(k)})$ sea mayor a 30 Hz. Cuando esto se cumple, significa que para $K_{p(j=0)}$ se han encontrado todos los valores factibles de K_i para los anchos de bandas seleccionados. Además, significa que la primera iteración sobre j se ha completado, por lo que K_p se actualiza según $K_{p(j+1)} = K_{p(j)} + \Delta K_p$. Al actualizar la iteración sobre j , la iteración sobre k debe reiniciarse. Todo este proceso debe repetirse hasta que se alcancen las siguientes condiciones:

- No hay valores de K_i que resuelvan la ecuación (52)
- El ancho de banda ha aumentado hasta 30 Hz

Si estas condiciones se cumplen, significa que todas las combinaciones que cumplen $\omega_{-3dB} \in [3,30]$ se han probado, por lo que el proceso termina.

4.4. Determinación de K_{p-rp} y K_{i-rp}

Con la región factible de combinaciones de K_p y K_i determinada, es necesario seleccionar el valor final que el PLL utilizará en modo *régimen permanente*. Para encontrar K_{p-rp} y K_{i-rp} se adaptó el método de diseño de un controlador PI presentado en [37]. La Figura 47 muestra el diagrama del proceso utilizado para seleccionar las variables K_{p-rp} y K_{i-rp} . Primero se debe seleccionar el ancho de banda deseado, el cual debe estar entre 3 y 30 Hz. Con el ancho de banda seleccionado, se debe seleccionar un factor de amortiguamiento ξ , que según la literatura se recomienda que sea igual o mayor a 0.707 [29], [38], [76], [77].

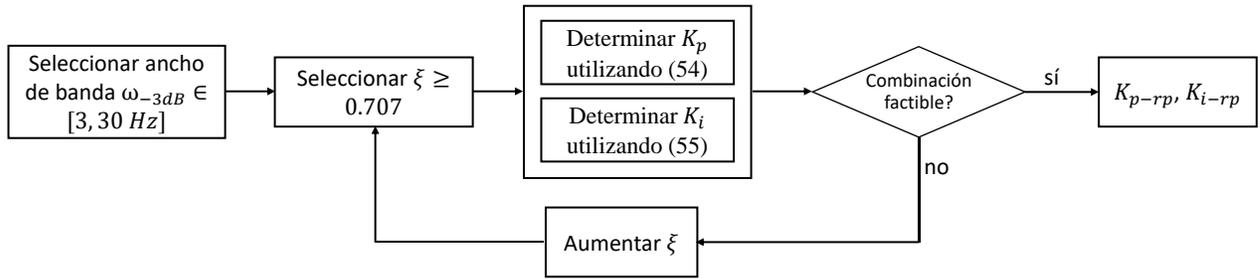


Figura 47 Diagrama selección variables K_{p-rp} , K_{i-rp}

Con el ancho de banda del PLL y el factor de amortiguamiento seleccionados, es posible determinar el valor de ω_n , según la ecuación (53). Luego, al tener el valor de ω_n y de ξ , es posible obtener el valor de K_p y de K_i según las ecuaciones (54) y (55) respectivamente. Si la combinación de K_p y K_i calculada, se encuentra dentro de la región factible \mathbb{K} ya calculada, se selecciona esta combinación como K_{p-rp} , K_{i-rp} . En caso de que la combinación calculada no se encuentre dentro de la región factible, se debe aumentar el factor de amortiguamiento y repetir el proceso.

$$\omega_n = \left(1 + 2\xi^2 + \sqrt{(1 + 2\xi^2)^2 + 1}\right)^{-\frac{1}{2}} \omega_{-3dB} \quad (53)$$

$$K_p = 2\xi\omega_n \quad (54)$$

$$K_i = \omega_n^2 \quad (55)$$

Al determinar K_{p-rp}, K_{i-rp} se tiene la combinación de ganancias que se utilizan en el modo *régimen permanente* del PLL.

4.5. Determinación de K_{p-d} y K_{i-d}

El siguiente paso en la metodología corresponde en determinar el valor que las ganancias K_{p-d} y K_{i-d} pueden adquirir durante contingencias sin que la central pierda estabilidad. Las ganancias se determinan mediante un análisis dinámico, donde se modifican tanto los niveles de cortocircuito como la intensidad de la falla en el PCC. Este paso se realiza para niveles de cortocircuito extremos, incluyendo los valores máximos y mínimos que pueden ocurrir durante el año. Para un nivel de cortocircuito fijo (es decir, para un determinado punto de operación) se simulan diferentes caídas de tensión (diferentes cortocircuitos), y para cada una de estas fallas se calcula la región factible de valores K_{p-d} y K_{i-d} , de forma que la central no pierda estabilidad y sea capaz de inyectar corrientes de cortocircuito durante la falla.

El proceso anterior se ilustra en la Figura 48, donde se hacen simulaciones dinámicas para distintas caídas de tensión. El valor inicial del ancho de banda dinámico del PLL es de 5 Hz para todas las contingencias. De aquí en adelante, cada falla simulada se analiza de manera independiente. En caso de que el sistema sea inestable para una contingencia en particular, se aumenta el ancho de banda dinámico en 5 Hz y se vuelve a efectuar la simulación dinámica para esa falla en particular. Por otro lado, si el sistema es estable, y además, el ancho de banda dinámico actual es menor a 120 Hz , se calcula el error cuadrático medio (ECM) de la señal de error del PLL. El valor máximo de 120 Hz fue seleccionado arbitrariamente en base a la revisión bibliográfica, ya que no se encontraron valores superiores a 120 Hz . Por otro lado, la señal de error del PLL corresponde a la diferencia entre la fase real de la tensión en el PCC y la fase medida por el PLL. En este contexto, el ECM de la señal de error del PLL es un indicador del desempeño del PLL. El siguiente paso consiste en analizar el porcentaje de disminución del ECM. Si la variación entre el ECM calculado para el ancho de banda anterior y el ECM calculado para el ancho de banda actual es menor a 2%, se detiene el proceso (para la contingencia pertinente) y se añade el valor actual del ancho de banda (con sus ganancias K_p y K_i) a las reglas *si-entonces*. En caso de que la variación del ECM sea mayor al 2% significa que el desempeño del PLL puede seguir mejorando si se aumenta el ancho de banda, por lo que se debe aumentar el ancho de banda y volver a simular.

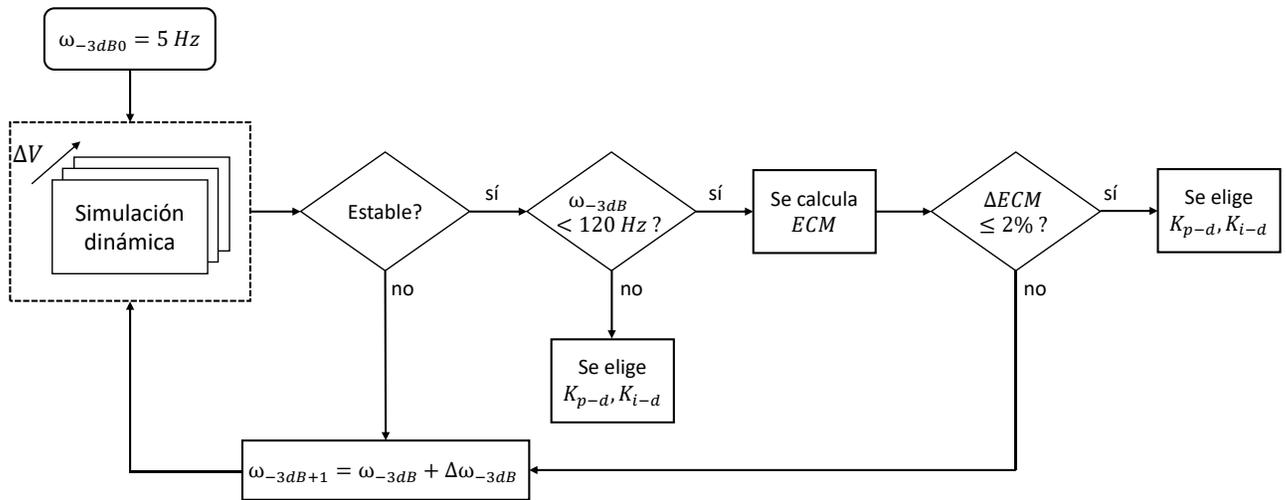


Figura 48 Diagrama selección variables K_{p-d} , K_{i-d}

Una vez realizado este proceso se obtienen las reglas *si-entonces* para los distintos niveles de cortocircuito y fallas que pueden ocurrir en el sistema. Al tener las reglas *si-entonces* y las funciones de pertenencia, es posible aplicar lógica difusa para obtener como salida el valor de K_{p-d} y K_{i-d} . De esta forma, la *look-up table* se construye aplicando lógica difusa a todas las reglas *si-entonces* anteriormente establecidas, donde las variables K_{p-d} y K_{i-d} se escogen según la tensión residual y el punto de operación.

4.6. Validación dinámica

La última etapa de la metodología propuesta incluye validar el control propuesto mediante simulaciones dinámicas para distintos puntos de operación del sistema. De esta forma se puede corroborar que la central sea capaz de inyectar corrientes de cortocircuito durante cortocircuitos sin perder estabilidad. Específicamente, se aplican diferentes cortocircuitos trifásicos en el PCC para puntos de operación del sistema diferentes de los usados en el proceso de sintonización. En caso de que para algún punto de operación la central pierda estabilidad, se debe volver a la etapa anterior y seleccionar nuevos valores para las ganancias K_{p-d} y K_{i-d} y volver a validar el modelo resultante. Estas ganancias deben pertenecer a la región factible ya encontrada. La selección de estas nuevas ganancias debe hacerse aumentando el ancho de banda del PLL.

Capítulo 5: Caso de estudio

En este capítulo se describe el caso estudio que se utilizará para comprobar el correcto funcionamiento de la metodología propuesta. El sistema eléctrico a utilizar corresponde al sistema de nueve barras del libro “*Power System Control and Stability*” [78], que originalmente está compuesto por una red de 9 barras, 3 generadores síncronos, 3 cargas, 6 líneas y 3 transformadores. La Figura 49 muestra el sistema a utilizar, el cual es similar al original con la excepción de que se utiliza una mayor cantidad de generadores con el objetivo de variar los niveles de cortocircuito del sistema en un mayor rango.

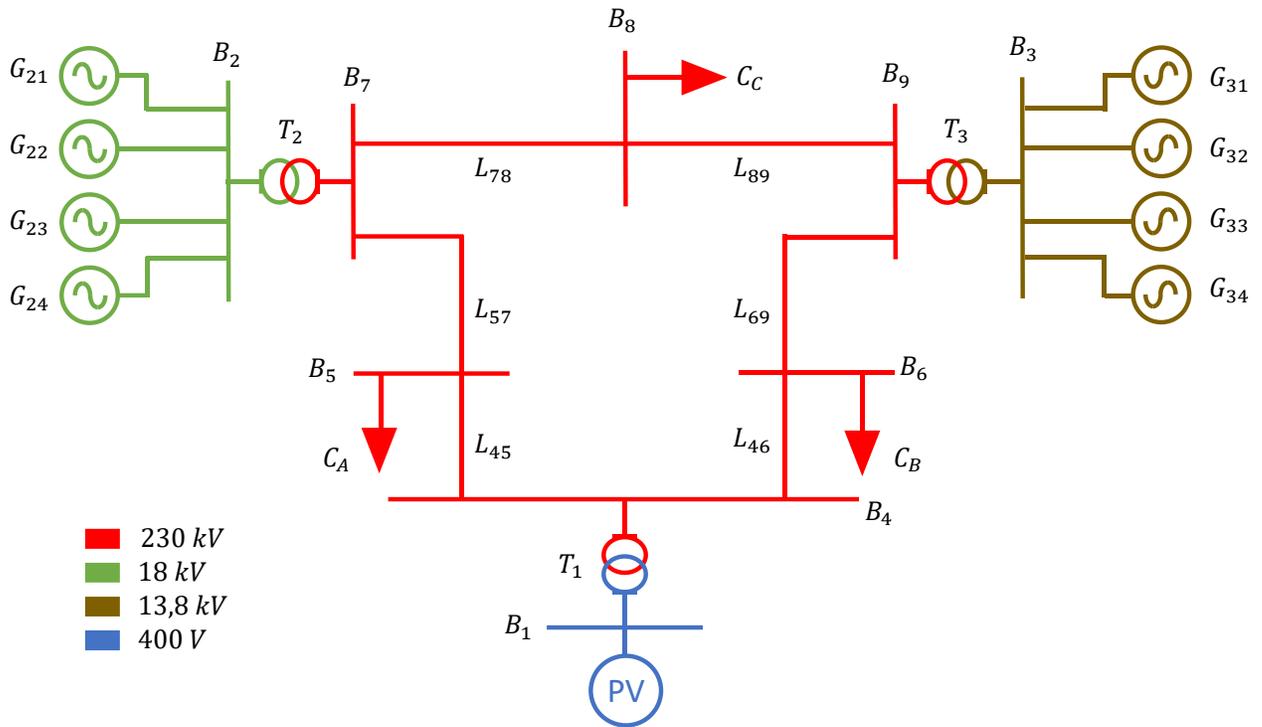


Figura 49 Sistema de 9 barras a utilizar como caso de estudio

En la *Barra 1* se encuentra conectada la central fotovoltaica, la cual tiene una capacidad de 242 MVA. Para poder desarrollar la metodología es necesario efectuar simulaciones para distintos niveles de cortocircuito, es por esto que en la *Barra 2* y *3* se conectan varios generadores síncronos, los cuales se van conectando y desconectando con el objetivo de modificar el nivel de cortocircuito en el PCC de la central para cada caso.

La Tabla 2 muestra el resumen de los puntos de operación para el menor y mayor nivel de cortocircuito. A medida que aumenta el nivel de cortocircuito, las cargas aumentan su demanda, esto para mantener el sistema estresado. Por otro lado, los datos de las líneas de transmisión fueron obtenidos de la base de datos

del coordinador eléctrico nacional, por lo que corresponden a líneas reales existentes en el sistema eléctrico chileno.

	S_{cc}^{min}	S_{cc}^{max}
SCL [MVA]	247	815.5
Generación sincrónica [MW]	10	203
Generación FV [MW]	237	237
Demanda total [MW]	240	440
SCR en el PCC	1.02	3.37

Tabla 2 Resumen puntos de operación para el mínimo y máximo nivel de cortocircuito

Capítulo 6: Análisis de resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos tras aplicar la metodología propuesta al caso de estudio. Primero se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones en pequeña señal, para luego mostrar los resultados obtenidos en el análisis dinámico. Finalmente se valida el correcto funcionamiento del controlador mediante simulaciones dinámicas.

6.1. Resultados del análisis en pequeña señal

Con los datos de los distintos niveles de cortocircuito que puede tener la central fotovoltaica en el PCC durante el año, se hace un análisis de pequeña señal para distintos puntos de operación del sistema. Primero se analizan los resultados obtenidos para el menor nivel de cortocircuito, para luego mostrar los resultados obtenidos para el mayor nivel de cortocircuito. El menor nivel de cortocircuito corresponde a 247 MVA, que equivale a un SCR de 1.02 en el PCC, mientras que el mayor nivel de cortocircuito corresponde a 815.5 MVA, que equivale a un SCR de 3.37 en el PCC

6.1.1. Análisis para el menor nivel de cortocircuito

Primero, se debe encontrar para el punto de operación la región factible de combinaciones K_p y K_i del PLL que permiten al sistema ser estable en pequeña señal, es decir, la región factible \mathbb{K} . De la literatura se sabe que los anchos de banda típicos de un PLL se encuentran entre 3 y 30 Hz, por lo que la búsqueda de la región factible se limita a estos anchos de banda. Para encontrar la región factible \mathbb{K} se utiliza el diagrama de la Figura 46.

La Figura 50 muestra la región factible \mathbb{K} para el menor nivel de cortocircuito. De la figura se tiene que las combinaciones de ganancias altas de K_p y K_i son estables en pequeña señal, es decir, para anchos de banda altos se tiene que la central es estable. En efecto, cuando el ancho de banda del PLL es mayor a 14 Hz, se tiene que la central es estable en pequeña señal para todas las combinaciones. Sin embargo, cuando el ancho de banda del PLL es menor a 14 Hz, existen combinaciones inestables en pequeña señal. El conjunto de puntos inestables de la Figura 50 sugiere que al tener una inestabilidad en pequeña señal en una red con un bajo SCR, aumentar las ganancias del PLL no es la única solución para que la central sea estable. Por el contrario, otra posible solución para que la central sea estable en pequeña señal en una red con un bajo SCR es reducir las ganancias del PLL, como también se sugiere en [11], [48], [57].

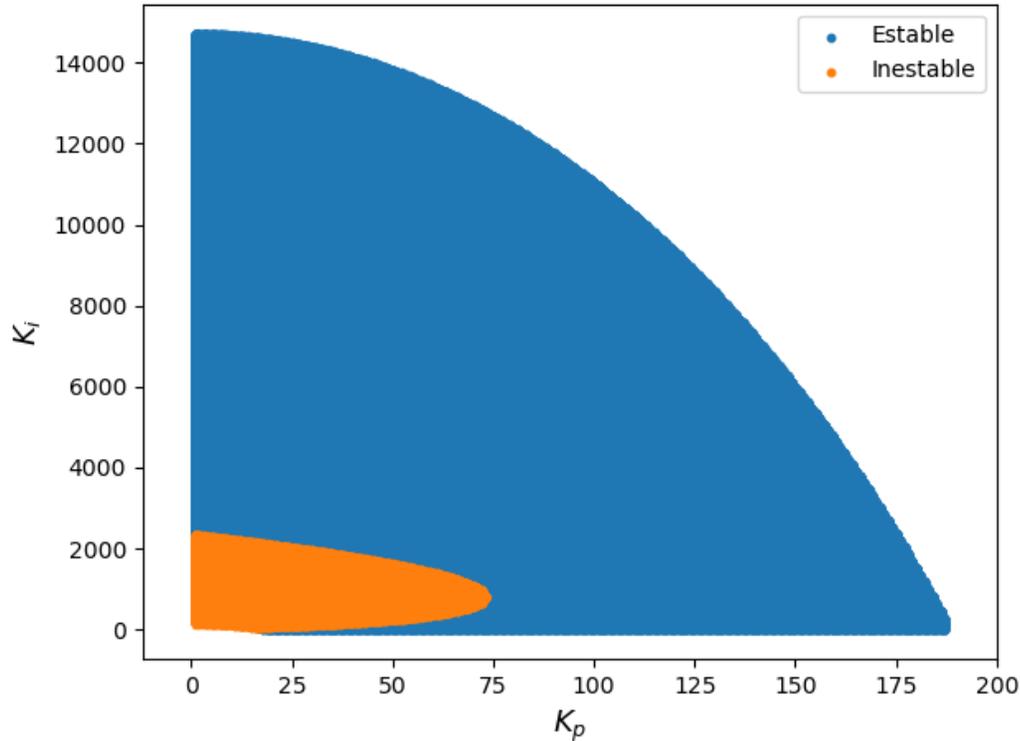


Figura 50 Región factible \mathbb{K} para el mínimo nivel de cortocircuito

Teniendo la región factible \mathbb{K} del PLL, es necesario seleccionar la combinación “final” que el PLL utiliza en modo régimen permanente. Para sintonizar las constantes K_{p-rp} y K_{i-rp} se utilizó el método presentado en la Figura 47. Dado que los valores de anchos de banda deben estar entre 3 y 30 Hz, primero se debe seleccionar el ancho de banda que se desea utilizar en régimen permanente. Luego, considerando un factor de amortiguamiento de 0.707, es posible obtener la combinación de K_p y K_i que cumple con estas condiciones. En caso de que la combinación calculada se encuentre dentro de la región factible, se selecciona esta combinación como K_{p-rp}, K_{i-rp} . Por otro lado, si la combinación calculada no se encuentra dentro de la región factible, se aumenta el factor de amortiguamiento y se repite el proceso hasta encontrar K_{p-rp}, K_{i-rp} . Una vez encontrado K_{p-rp} y K_{i-rp} para el ancho de banda deseado, se tiene la combinación de ganancias del PLL que se utiliza en el modo *régimen permanente*.

Según la metodología, basta con tener una única combinación de K_{p-rp}, K_{i-rp} para el ancho de banda deseado, pero a modo de ejemplo, la Tabla 3 muestra los valores finales de K_{p-rp} y K_{i-rp} que son estables en pequeña señal para todos los anchos de banda entre 3 y 30 Hz. En este trabajo se selecciona un ancho de banda de 3 Hz para el modo *régimen permanente*, por lo que las ganancias de K_p y K_i que el PLL utiliza en régimen permanente son 17 y 31 respectivamente.

Ancho de banda [Hz]	K_{p-rp}	K_{i-rp}
3	17	31
4	23	71
5	29	76
6	35	101
7	41	126
8	47	171
9	53	201
10	58	291
11	64	331
12	72	631
13	69	446
14	60	1827
15	65	2097
16	69	2386
17	73	2694
18	78	3020
19	82	3365
20	86	3728
21	91	4110
22	95	4511
23	99	4931
24	104	5369
25	108	5826
26	112	6301
27	117	6795
28	121	7308
29	125	7839
30	130	8389

Tabla 3 Combinación estable de valores de ganancias del PLL para el mínimo nivel de cortocircuito

6.1.1. Análisis para el mayor nivel de cortocircuito

Para hacer el análisis en pequeña señal para el mayor nivel de cortocircuito, primero se debe encontrar la región factible \mathbb{K} para el nivel de robustez actual. La Figura 51 muestra la región factible \mathbb{K} para los anchos de banda entre 3 y 30 Hz para el mayor nivel de cortocircuito. De la figura se tiene que la central es estable para todas las combinaciones de K_p y K_i que se simularon. Este resultado es acorde a la teoría, ya que al aumentar la robustez de la red en el PCC de la central fotovoltaica, se tiene que habrá una mayor cantidad de combinaciones de K_p y K_i que permiten a la central ser estable.

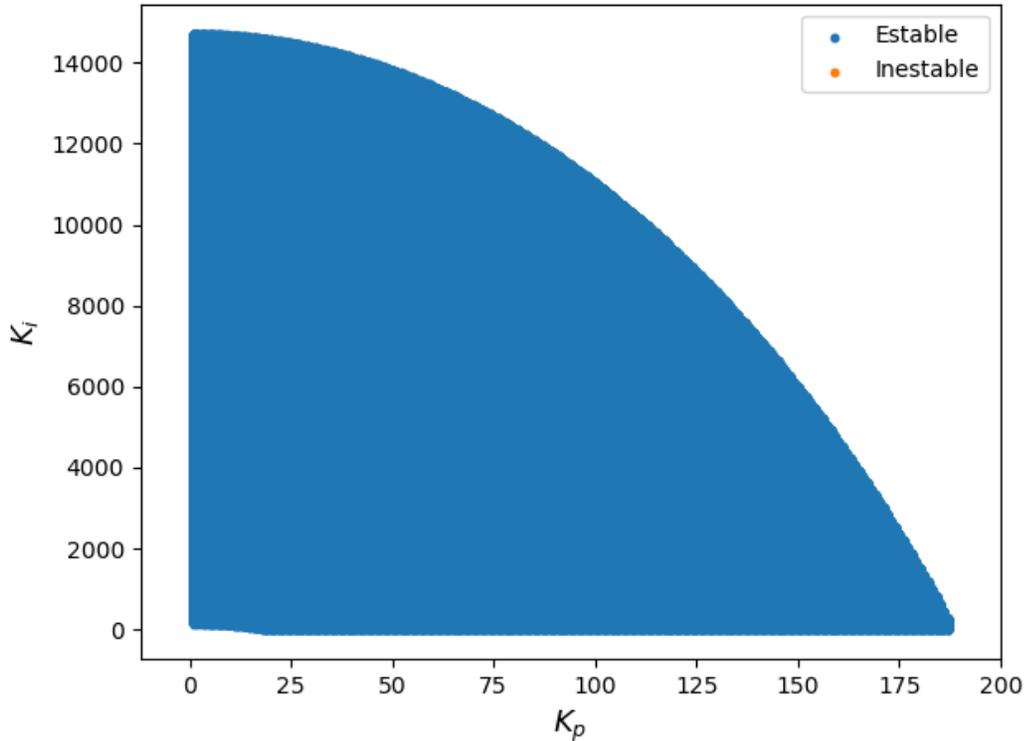


Figura 51 Región factible \mathbb{K} para el máximo nivel de cortocircuito

Al igual que para el caso anterior se calculan las combinaciones de K_{p-rp} , K_{i-rp} del PLL para todos los anchos de banda entre 3 y 30 Hz, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4. El ancho de banda que se utiliza en régimen permanente en este trabajo es de 3 Hz, por lo que las combinaciones de K_p y K_i que se utilizan en régimen permanente para el mayor nivel de cortocircuito son 13 y 84 respectivamente.

Ancho de banda [Hz]	K_{p-rp}	K_{i-rp}
3	13	84
4	17	149
5	22	233
6	26	336
7	30	457
8	35	597
9	39	755
10	43	932
11	47	1128
12	52	1342
13	56	1575
14	60	1827
15	65	2097
16	69	2386

Ancho de banda [Hz]	K_{p-rp}	K_{i-rp}
17	73	2694
18	78	3020
19	82	3365
20	86	3728
21	91	4110
22	95	4511
23	99	4931
24	104	5369
25	108	5826
26	112	6301
27	117	6795
28	121	7308
29	125	7839
30	130	8389

Tabla 4 Combinación estable de valores de ganancias del PLL para el máximo nivel de cortocircuito

6.2. Resultados del análisis dinámico

Tras obtener la combinación factible de K_{p-rp} y K_{i-rp} en pequeña señal, se debe hacer un análisis dinámico para determinar los valores “dinámicos” de K_{p-d} y K_{i-d} que serán utilizados durante contingencias. La metodología incluye hacer el análisis dinámico tanto para el peor como mejor nivel de cortocircuito que puede haber en el PCC de la central durante el año.

Mediante el análisis dinámico se busca encontrar los valores que K_{p-d} y K_{i-d} deben adquirir durante contingencias de forma de mantener estable a la central, ya que se sabe que al aumentar el ancho de banda la respuesta transitoria de la central debiese mejorar. Además, mediante el análisis dinámico se busca encontrar el valor del tiempo durante el cual el controlador debe mantener el valor dinámico de K_{p-d} y K_{i-d} una vez despejada la falla, $T_{desconexión}$. Esta variable es importante ya que determina el tiempo durante el cual se mantiene el ancho de banda “dinámico”, cuyo valor es bastante mayor que el que se utiliza en régimen permanente.

6.2.1. Análisis para el menor nivel de cortocircuito

La Figura 52 a) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para distintos cortocircuitos en el caso de $S_{cc} = 247 \text{ MVA}$, lo que equivale a un $SCR = 1.02$ en el PCC. La central incluye un PLL del tipo SRF-PLL típico, cuyo ancho de banda es de 3 Hz fijo, es decir, sin utilizar el control propuesto. De la figura se aprecia que la respuesta de la central no se encuentra bien amortiguada y posee varias oscilaciones después de despejada la falla. Esto se debe principalmente a que el ancho de banda es pequeño, por lo que

el PLL no es capaz de seguir correctamente la fase de la tensión, lo que conlleva a que las corrientes i_d e i_q no sean inyectadas correctamente al sistema.

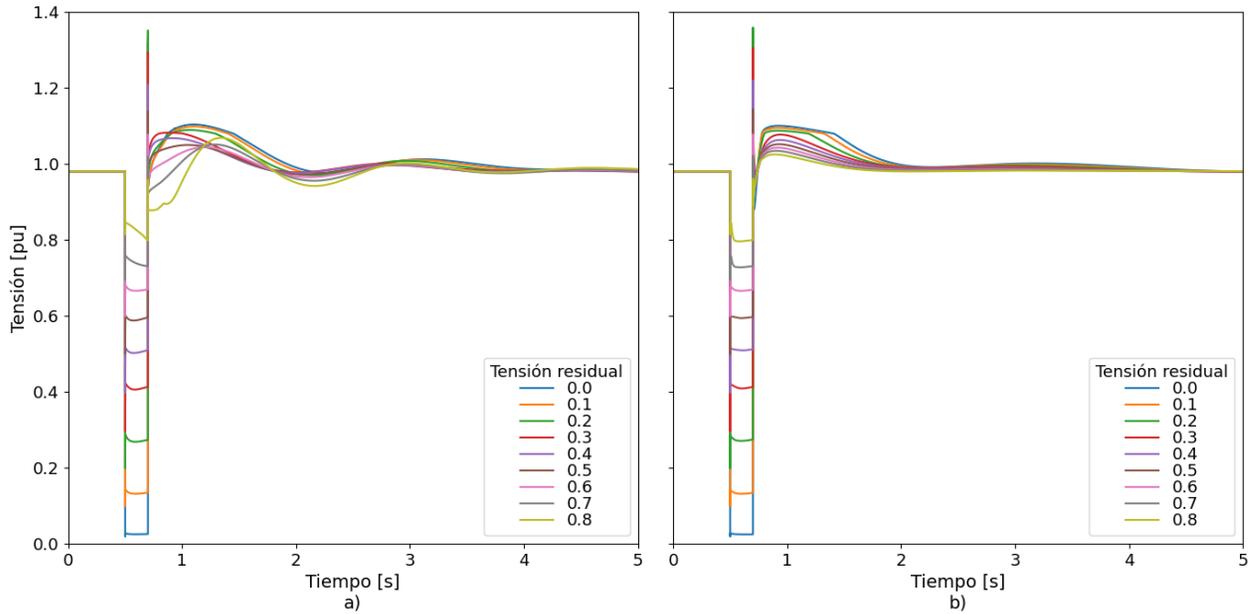


Figura 52 Tensión en el PCC de la central fotovoltaica para a): un ancho de banda fijo de 3 Hz, sin utilizar el controlador; b): un ancho de banda dinámico de 50 Hz, utilizando el controlador propuesto

La Figura 52 b) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para las mismas contingencias y considerando el mismo nivel de cortocircuito que para el caso anterior. Sin embargo, en este caso se implementa el control propuesto, es decir, si bien el ancho de banda en régimen permanente es 3 Hz, durante contingencias aumenta a 50 Hz, para luego volver a su valor de régimen permanente una vez despejada la falla. La simulación considera que $T_{desconexión}$ tiene un valor de 2.5 segundos. De la figura se tiene que aumentar el ancho de banda del PLL durante la falla lleva a que las oscilaciones en la tensión disminuyan considerablemente. Además, el valor peak de la tensión después de despejada la falla también disminuye.

Durante la falla el ancho de banda puede aumentarse indefinidamente, por lo que es importante determinar qué valor de ancho de banda es más conveniente. Para responder esto, se hicieron varias simulaciones dinámicas en las que se fue variando el ancho de banda dinámico con el objetivo de cuantificar la mejora en el desempeño de la central.

La Figura 53 muestra los tiempos de asentamiento de la tensión en el PCC para distintos valores de anchos de banda dinámico para distintos cortocircuitos. El tiempo de asentamiento se definió como el tiempo que demora la tensión en alcanzar un valor dentro del rango de $\pm 5\%$ de su valor final de régimen permanente. El eje horizontal muestra las tensiones residuales en el PCC para las distintas contingencias simuladas. Los colores corresponden a los distintos anchos de banda simulados.

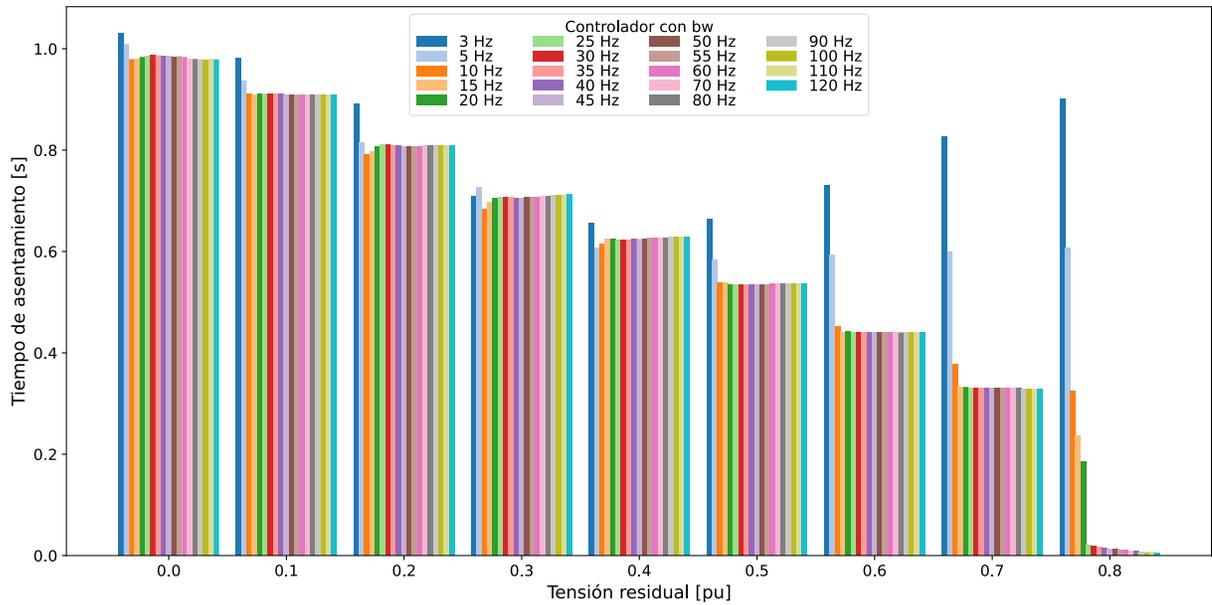


Figura 53 Tiempos de asentamiento de la tensión en el PCC para distintas contingencias con distintos anchos de banda

De la figura se observa que a medida que la tensión residual aumenta (es decir, la falla disminuye en intensidad), se obtiene un mayor “beneficio” al aumentar el ancho de banda durante la falla. En particular, para fallas poco profundas (voltaje residual mayor a 0.5 p.u.), se observa que conviene que el ancho de banda sea mayor a 25 Hz. Para fallas más graves, es decir, con voltajes residuales menores a 0.5 p.u., el tiempo de asentamiento es menor cuando el ancho de banda dinámico es de 10 Hz.

Si bien el tiempo de asentamiento es un indicador a considerar, para determinar qué ancho de banda es mejor, se analiza además la señal de error del PLL. La Figura 54 muestra la señal de error del PLL para distintos anchos de banda durante 4 distintas contingencias.

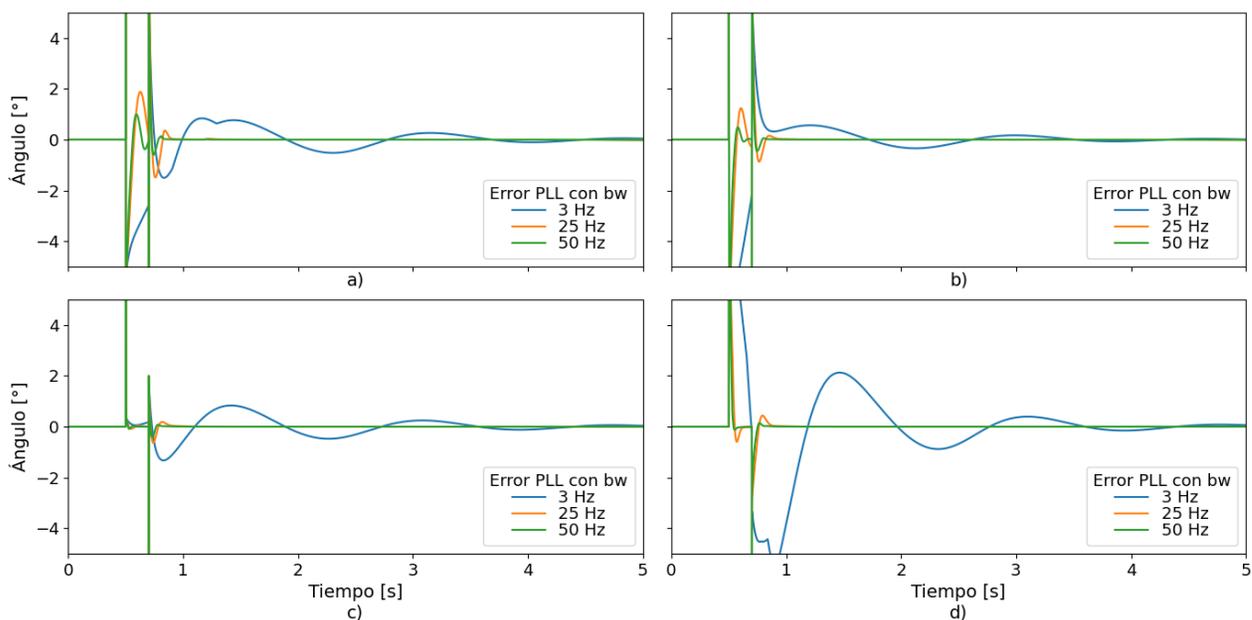


Figura 54 Señal de error del PLL para distintos anchos de banda con a): una tensión residual de 0.2 p.u.; b): una tensión residual de 0.4 p.u.; c): una tensión residual de 0.6 p.u.; d): una tensión residual de 0.8 p.u.

De la figura se ve que al aumentar el ancho de banda, la señal de error disminuye considerablemente para todas las contingencias. A medida que aumenta la tensión residual se observa como para los anchos de banda “altos” (25 y 50 Hz) la señal de error disminuye, mientras que para el caso con un ancho de banda de 3 Hz esta señal aumenta. Además, se tiene que tras despejada la falla, las señales de error para los anchos de banda de 25 y 50 Hz son cercanas a 0.

La Tabla 5 muestra los ECM de la señal de error del PLL en función de los anchos de banda para las distintas contingencias simuladas. De la tabla se puede ver como a medida que las tensiones residuales aumentan hasta un valor de 0.6 p.u., los ECM disminuyen. Por otro lado, al aumentar la tensión residual de 0.7 a 0.8 p.u. los ECM aumentan. Además, la Tabla 5 muestra que al aumentar el ancho de banda, los ECM son cada vez más pequeños. Sin embargo, a medida que se aumenta el ancho de banda, se tiene que las diferencias entre los ECM disminuyen cada vez más. Siguiendo el diagrama de la Figura 48, se debe seleccionar el ancho de banda cuyo ΔECM con respecto al ancho de banda anterior sea menor a 2%. Las celdas sombreadas de la Tabla 5 corresponden a los anchos de banda que cumplen esta condición para cada contingencia, por lo que la combinación de sus ganancias K_p y K_i se añade a la *look-up table*.

Tensión residual \ Ancho de banda	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
3 Hz	0.7457	1.0200	2.3601	1.2021	0.4071	0.2221	0.8479	2.8892
5 Hz	0.5593	0.8067	2.0029	0.9586	0.3105	0.1364	0.4776	1.3446
10 Hz	0.4562	0.7028	1.8455	0.7723	0.2638	0.0982	0.2177	0.5287

Tensión residual Ancho de banda	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
15 Hz	0.4172	0.6702	1.3491	0.5723	0.2101	0.0907	0.1647	0.3540
20 Hz	0.4026	0.6030	1.0150	0.4564	0.1826	0.0872	0.1447	0.2886
25 Hz	0.3942	0.5351	0.8491	0.4019	0.1702	0.0852	0.1335	0.2498
30 Hz	0.3887	0.4925	0.7597	0.3730	0.1616	0.0842	0.1271	0.2258
35 Hz	0.3843	0.4682	0.6991	0.3507	0.1556	0.0837	0.1227	0.2080
40 Hz	0.3820	0.4530	0.6581	0.3355	0.1514	0.0833	0.1196	0.1953
45 Hz	0.3772	0.4437	0.6241	0.3207	0.1480	0.0828	0.1171	0.1850
50 Hz	0.3744	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772
55 Hz	0.3724	0.4218	0.5708	0.2970	0.1430	0.0823	0.1135	0.1706
60 Hz	0.3702	0.4134	0.5483	0.2886	0.1410	0.0821	0.1122	0.1651
65 Hz	0.3686	0.4061	0.5296	0.2818	0.1393	0.0819	0.1111	0.1607
70 Hz	0.3666	0.3991	0.5127	0.2755	0.1378	0.0818	0.1101	0.1567
75 Hz	0.3656	0.3937	0.4990	0.2704	0.1366	0.0817	0.1093	0.1535
80 Hz	0.3642	0.3884	0.4864	0.2655	0.1354	0.0815	0.1085	0.1505
85 Hz	0.3627	0.3838	0.4751	0.2612	0.1343	0.0814	0.1079	0.1479
90 Hz	0.3612	0.3798	0.4654	0.2575	0.1334	0.0813	0.1073	0.1457
95 Hz	0.3597	0.3759	0.4562	0.2540	0.1325	0.0812	0.1068	0.1437
100 Hz	0.3578	0.3723	0.4481	0.2509	0.1317	0.0811	0.1064	0.1419
105 Hz	0.3565	0.3692	0.4406	0.2480	0.1310	0.0810	0.1060	0.1402
110 Hz	0.3552	0.3662	0.4339	0.2455	0.1304	0.0810	0.1056	0.1388
115 Hz	0.3539	0.3633	0.4276	0.2430	0.1297	0.0809	0.1052	0.1375
120 Hz	0.3527	0.3606	0.4217	0.2408	0.1292	0.0808	0.1049	0.1362

Tabla 5 Errores cuadráticos medios de la señal de error del PLL en función del ancho de banda del PLL para las distintas contingencias simulados

Con los anchos de banda que se utilizan para las distintas contingencias definidos, se hacen simulaciones para determinar el valor de $T_{desconexión}$. Las simulaciones fueron hechas considerando un ancho de banda dinámico de 50 Hz. La Figura 55 a) muestra la señal de la tensión en el PCC para distintas contingencias cuando se tiene un valor de $T_{desconexión} = 0.1$ segundos. De la figura se aprecia que la respuesta de la central posee varias oscilaciones tras despejada la falla. Esto se debe principalmente a que el valor de $T_{desconexión}$ es pequeño, por lo que el controlador deja de “actuar” antes de tiempo.

La Figura 55 b) muestra la tensión en el PCC para las mismas contingencias que para el caso anterior, sin embargo, en este caso se tiene un valor de $T_{desconexión} = 3.5$ segundos. De la figura se ve que al aumentar $T_{desconexión}$, las oscilaciones en la tensión disminuyen considerablemente. Durante la falla el valor de $T_{desconexión}$ puede aumentarse indefinidamente, por lo que es importante determinar qué valor de $T_{desconexión}$ es más conveniente. Para responder esto, se hicieron varias simulaciones dinámicas en las que

se fue variando el valor de $T_{desconexión}$ con el objetivo de cuantificar la mejora en el desempeño de la central.

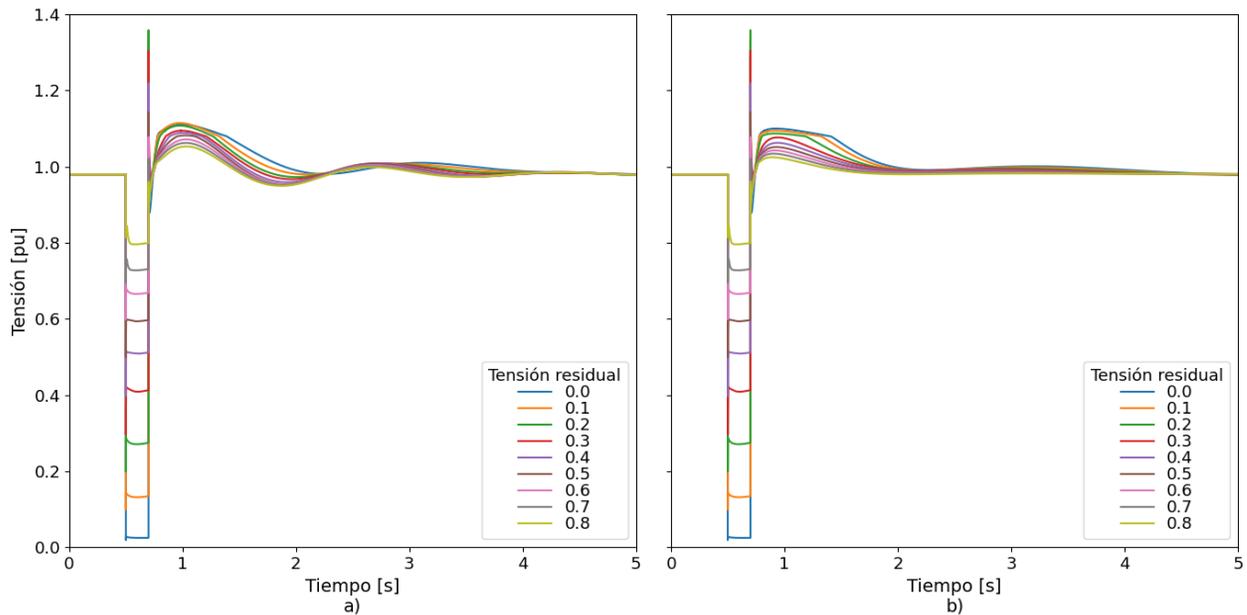


Figura 55 Tensión en el PCC de la central fotovoltaica para a): un valor de $T_{desconexión}$ de 0.1 segundos para distintas contingencias; b): un valor de $T_{desconexión}$ de 3.5 segundos para distintas contingencias

Para decidir el mejor $T_{desconexión}$, la Figura 56 muestra la señal de error del PLL para distintos tiempos de desconexión durante distintas contingencias. De la figura se ve como a medida que la tensión residual aumenta de 0.2 a 0.6 p.u., la señal de error disminuye para todos los valores de $T_{desconexión}$. Además, la figura muestra que a medida que $T_{desconexión}$ aumenta, la señal de error disminuye. Esto se debe a que las oscilaciones rápidas de la fase de la tensión permanecen incluso después de despejada la falla, por lo que si $T_{desconexión}$ es pequeño, el controlador reducirá el ancho de banda del PLL a su valor de régimen permanente antes de que los cambios rápidos en la fase de la tensión hayan finalizado. Por otro lado, se tiene que sobre cierto valor de $T_{desconexión}$, la respuesta de la central no cambia, es decir, se tiene que las señales de error del PLL son las mismas. Esto se debe a que el controlador se mantuvo activo por más tiempo que el periodo de oscilaciones rápidas de la fase de la tensión.

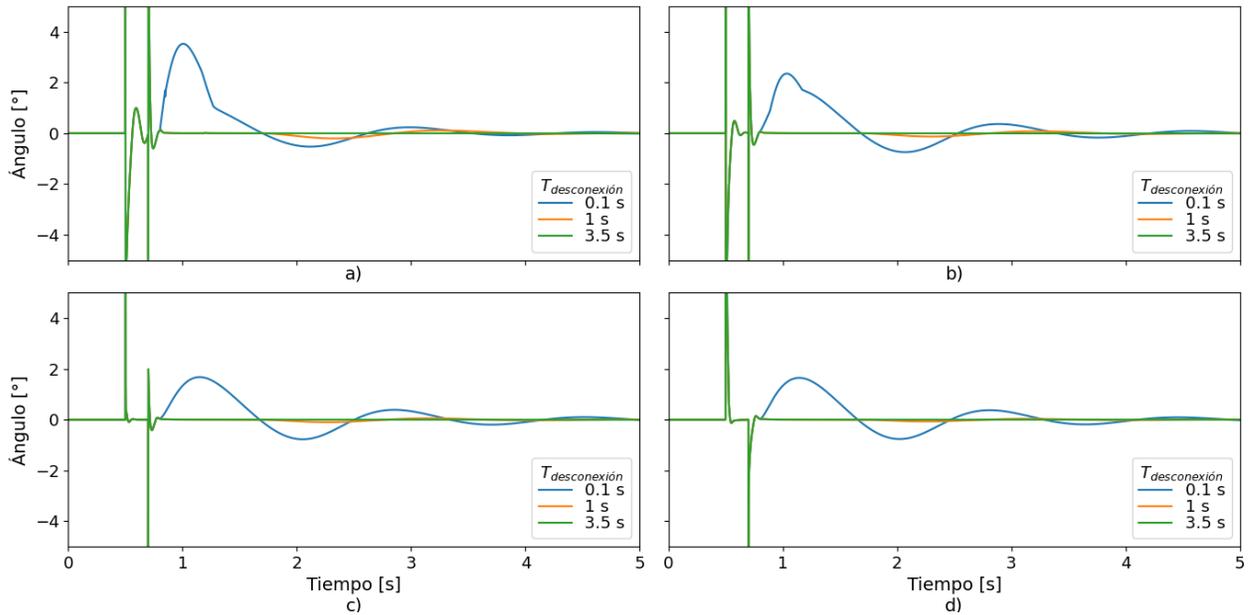


Figura 56 Señal de error del PLL para distintos valores de $T_{desconexión}$ con a): una tensión residual de 0.2 p.u.; b): una tensión residual de 0.4 p.u.; c): una tensión residual de 0.6 p.u.; d) una tensión residual de 0.8 p.u.

La Tabla 6 muestra los ECM de la señal de error del PLL en función de los valores de $T_{desconexión}$ para las distintas contingencias simuladas. De la tabla se puede ver como a medida que las tensiones residuales aumentan, los ECM disminuyen. Esto ocurre hasta que las tensiones residuales alcanzan un valor de 0.6 p.u., ya que para 0.7 y 0.8 p.u. los ECM vuelven a aumentar. Además, la Tabla 6 muestra que a partir de cierto valor de $T_{desconexión}$, los ECM son los mismos. En efecto, a partir de los 2.5 segundos de $T_{desconexión}$ los ECM de la señal de error del PLL son los mismos para las distintas contingencias. En base a los resultados anteriores, se decide usar un $T_{desconexión}$ de 2.5 segundos, ya que con este tiempo se asegura que las variaciones “rápidas” de la fase de la tensión ya han finalizado para las distintas contingencias.

Tensión residual \ Tiempo desconexión	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.1 s	1.0681	1.1423	1.0160	0.7150	0.4883	0.3713	0.3907	0.4518
0.2 s	0.4282	0.4830	0.6744	0.3767	0.1998	0.1265	0.1496	0.2031
0.3 s	0.4169	0.4724	0.6195	0.3277	0.1591	0.0926	0.1223	0.1817
0.4 s	0.4163	0.4690	0.6061	0.3166	0.1506	0.0862	0.1177	0.1789
0.5 s	0.4169	0.4547	0.6017	0.3132	0.1482	0.0847	0.1168	0.1785
1.0 s	0.3824	0.4362	0.5994	0.3115	0.1469	0.0837	0.1160	0.1778
1.5 s	0.3760	0.4317	0.5968	0.3095	0.1454	0.0826	0.1152	0.1773
2.0 s	0.3749	0.4312	0.5966	0.3094	0.1454	0.0826	0.1152	0.1772
2.5 s	0.3748	0.4311	0.5965	0.3093	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772
3.0 s	0.3745	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772
3.5 s	0.3744	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772

Tensión residual \ Tiempo desconexión	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
4.0 s	0.3744	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772
4.5 s	0.3744	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772
5.0 s	0.3744	0.4309	0.5963	0.3092	0.1453	0.0825	0.1152	0.1772

Tabla 6 : Errores cuadráticos medios de la señal de error del PLL en función de $T_{desconexión}$ para los distintos casos simulados para el menor nivel de cortocircuito

6.2.2. Análisis para el mayor nivel de cortocircuito

Para el caso del mayor nivel de cortocircuito se tiene que el sistema eléctrico debería presentar un mejor desempeño ante contingencias. Esto se debe a que el sistema es más robusto, por lo que sus barras son menos propensas a modificaciones en la tensión. Sin embargo, al aumentar el nivel de cortocircuito también aumenta el SCR, por lo que la central fotovoltaica no tendrá la misma influencia en la tensión del PCC. De lo anterior se tiene que si bien el sistema en general responde de mejor manera (debido al aumento de robustez en la red), la mejora en el desempeño de la central por parte del controlador será menor.

La Figura 57 a) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para distintos cortocircuitos para el caso $S_{cc} = 815 \text{ MVA}$, que equivale a un $SCR = 3.37$ en el PCC. La central incluye un SRF-PLL típico, cuyo ancho de banda es de 3 Hz fijo, es decir, sin utilizar el control propuesto.

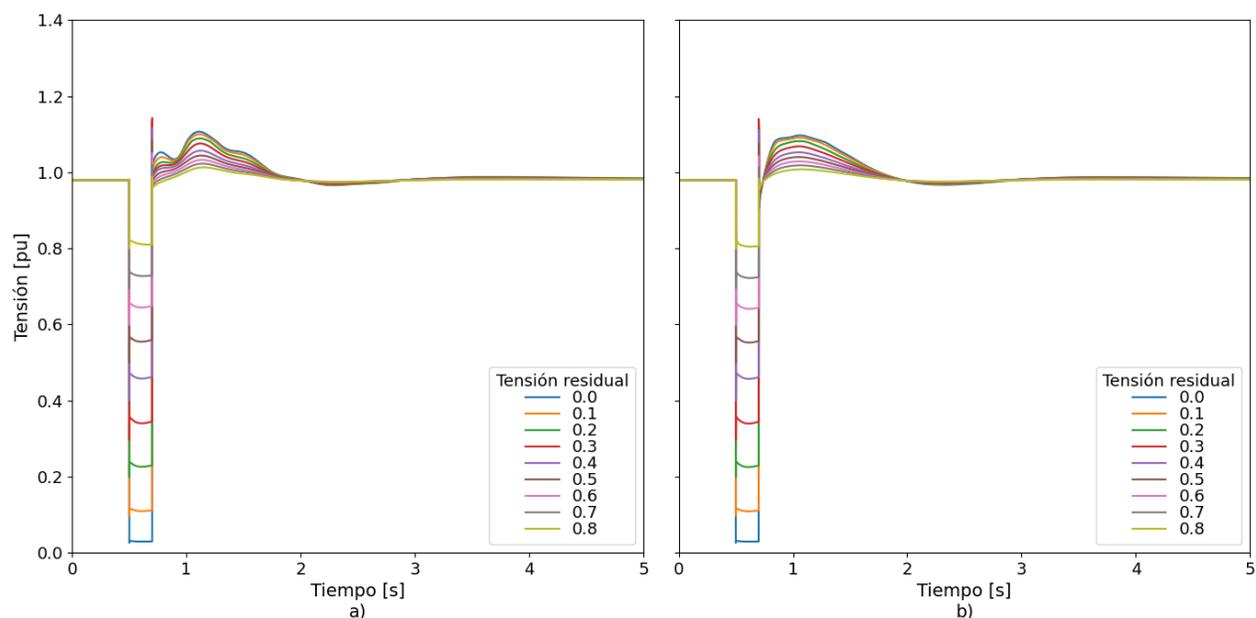


Figura 57 Tensión en el PCC de la central fotovoltaica para a): un ancho de banda fijo de 3 Hz, sin utilizar el controlador; b): un ancho de banda dinámico de 50 Hz, utilizando el controlador propuesto

De la figura se tiene que para contingencias profundas, la tensión presenta mayores oscilaciones tras despejada la falla. Esto se debe a que una vez ocurrida la contingencia, la fase de la tensión tiene variaciones rápidas, por lo que al tener un ancho de banda pequeño se tienen errores en el seguimiento de la fase lo que conlleva a que las corrientes i_d e i_q no sean inyectadas correctamente al sistema.

La Figura 57 b) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para las mismas contingencias y considerando el mismo nivel de cortocircuito que para la Figura 57 a). Sin embargo, en este caso se implementa el controlador propuesto, es decir, durante la contingencia el ancho de banda aumenta para luego volver a su valor de régimen permanente. Se puede ver que al aumentar el ancho de banda dinámico a un valor de 50 Hz, las oscilaciones disminuyen para las peores contingencias. Esta mejora se debe a que, con este ancho de banda, el PLL es capaz de seguir de mejor manera a la fase de la tensión en el PCC.

Para determinar qué ancho de banda es más conveniente, la Figura 58 muestra los tiempos de asentamiento de la tensión en el PCC para diferentes contingencias y distintos valores de anchos de banda dinámico. Los tiempos de asentamiento fueron calculados considerando un intervalo del $\pm 5\%$.

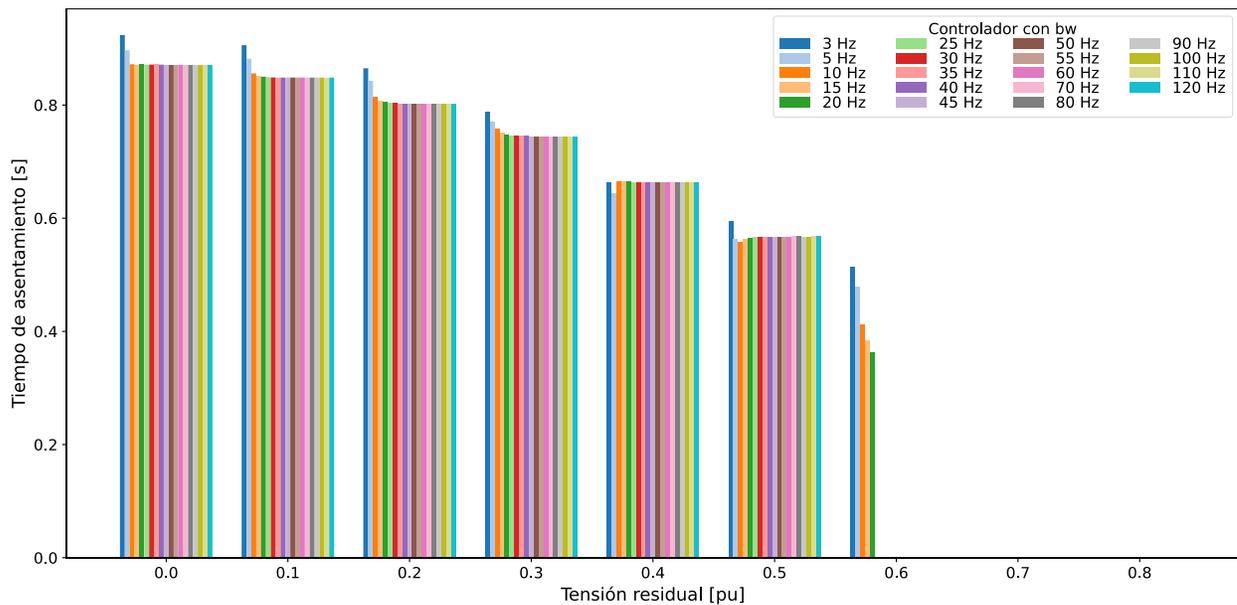


Figura 58 Tiempos de asentamiento para distintas contingencias con distintos anchos de banda

De la figura se tiene que los tiempos de asentamiento disminuyen a medida que la tensión residual aumenta, llegando incluso a ser 0 para los casos con tensiones residuales de 0.7 y 0.8. Adicionalmente, para los casos con menor tensión residual (0.1, 0.2 y 0.3 p.u.) se tiene que el aumentar el ancho de banda disminuye el tiempo de asentamiento. Este fenómeno ocurre hasta los 20 Hz, desde este valor en adelante el tiempo de asentamiento es similar para anchos de banda mayores. Por otro lado, para los casos con tensiones residuales de 0.4 y 0.5 p.u., el menor tiempo de asentamiento se tiene cuando el ancho de banda

tiene un valor de 5 y 10 Hz respectivamente. Cabe destacar que si bien existen diferencias en los tiempos de asentamientos, estas son del orden de centésimas de segundos.

Si bien el tiempo de asentamiento es un indicador a considerar, para poder determinar que ancho de banda es mejor, se analiza la señal de error del PLL. La Figura 59 muestra la señal de error del PLL para anchos de banda representativos durante 4 distintas contingencias. Las tensiones residuales de las contingencias simuladas equivalen a 0.2, 0.4, 0.6 y 0.8 p.u. para a), b), c) y d) respectivamente.

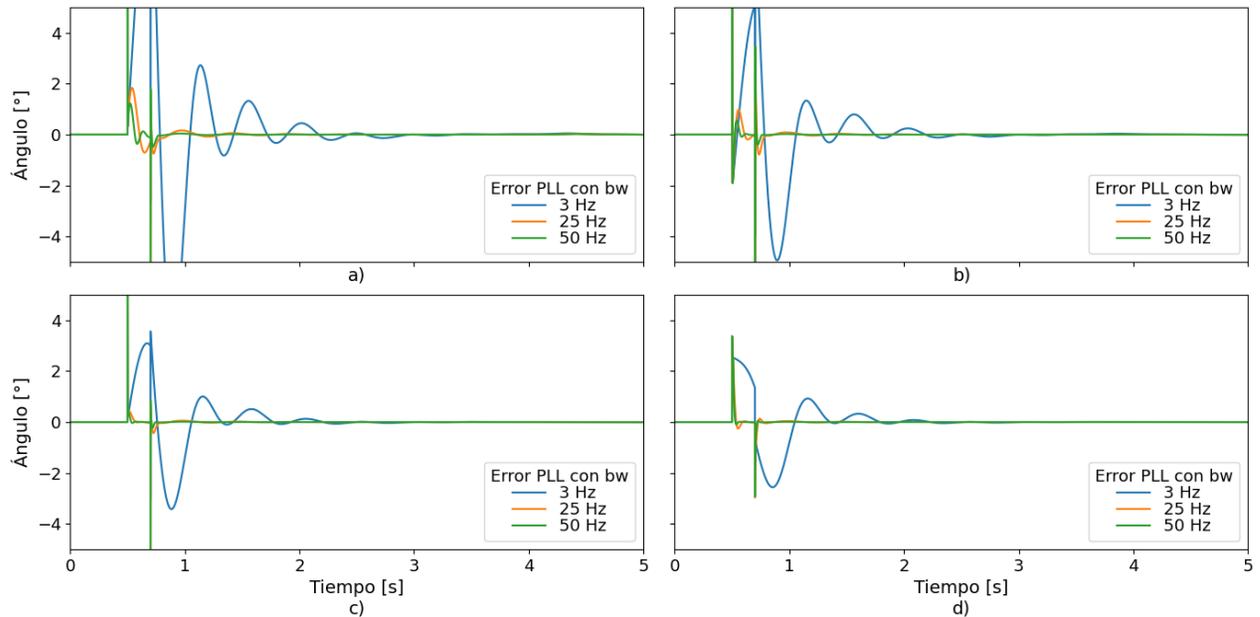


Figura 59 Señal de error del PLL para distintos anchos de banda con a): una tensión residual de 0.2 p.u.; b): una tensión residual de 0.4 p.u.; c): una tensión residual de 0.6 p.u.; d): una tensión residual de 0.8 p.u.

De la figura se tiene que a medida que el ancho de banda aumenta, la señal de error del PLL disminuye. En efecto, aumentar el ancho banda implica una reducción en la señal de error, por lo que el PLL seguirá de manera más certera a la fase de la tensión. Sin embargo, a partir de cierto ancho de banda se cumple que la señal de error ya es lo suficientemente pequeña, por lo que seguir aumentando el ancho de banda, no significará una mejora considerable en la respuesta de la central.

La Tabla 7 muestra los ECM de la señal de error del PLL en función de los anchos de banda para las distintas contingencias simuladas. De la tabla se puede ver como los ECM disminuyen, a medida que las tensiones residuales aumentan de 0.1 a 0.6. Además, se tiene que al aumentar el ancho de banda, los ECM también disminuyen. Sin embargo, la diferencia entre los ECM es cada vez menor, por lo que a partir de cierto ancho de banda se tiene que el beneficio de aumentar el ancho de banda es despreciable. La metodología propuesta considera una diferencia entre los ECM del 2%. Los anchos de banda que cumplen

está condición se encuentran con la celda sombreada, por lo que la combinación de K_p y K_i que forman estos anchos de banda se añade a la *look-up table*.

Tensión Ancho residual de banda	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
3 Hz	9.4978	5.1636	2.7620	1.4667	0.9421	0.6370	0.4878	0.4463
5 Hz	6.5291	3.0306	1.5372	0.8332	0.4720	0.2825	0.2032	0.1935
10 Hz	2.3111	0.6771	0.3140	0.1918	0.0877	0.0455	0.0374	0.0527
15 Hz	0.9273	0.2360	0.1159	0.0831	0.0389	0.0206	0.0206	0.0358
20 Hz	0.5170	0.1340	0.0729	0.0589	0.0282	0.0157	0.0168	0.0307
25 Hz	0.3612	0.0925	0.0577	0.0498	0.0241	0.0140	0.0153	0.0275
30 Hz	0.2649	0.0745	0.0509	0.0445	0.0222	0.0133	0.0146	0.0254
35 Hz	0.2188	0.0663	0.0470	0.0411	0.0212	0.0129	0.0140	0.0239
40 Hz	0.1969	0.0630	0.0449	0.0392	0.0205	0.0126	0.0137	0.0228
45 Hz	0.1817	0.0608	0.0435	0.0378	0.0201	0.0125	0.0134	0.0219
50 Hz	0.1711	0.0590	0.0425	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213
55 Hz	0.1624	0.0576	0.0418	0.0358	0.0195	0.0124	0.0130	0.0207
60 Hz	0.1548	0.0563	0.0412	0.0351	0.0193	0.0123	0.0128	0.0202
65 Hz	0.1485	0.0554	0.0407	0.0345	0.0193	0.0123	0.0127	0.0198
70 Hz	0.1423	0.0546	0.0401	0.0339	0.0192	0.0123	0.0126	0.0195
75 Hz	0.1371	0.0538	0.0398	0.0335	0.0191	0.0122	0.0125	0.0192
80 Hz	0.1320	0.0531	0.0395	0.0331	0.0190	0.0122	0.0124	0.0189
85 Hz	0.1274	0.0525	0.0391	0.0328	0.0186	0.0122	0.0123	0.0187
90 Hz	0.1235	0.0520	0.0389	0.0325	0.0186	0.0121	0.0123	0.0185
95 Hz	0.1199	0.0515	0.0386	0.0322	0.0185	0.0121	0.0122	0.0183
100 Hz	0.1168	0.0509	0.0383	0.0318	0.0184	0.0121	0.0121	0.0182
105 Hz	0.1142	0.0506	0.0381	0.0316	0.0183	0.0121	0.0121	0.0180
110 Hz	0.1118	0.0502	0.0379	0.0314	0.0183	0.0121	0.0121	0.0179
115 Hz	0.1095	0.0499	0.0377	0.0312	0.0182	0.0121	0.0120	0.0178
120 Hz	0.1074	0.0495	0.0376	0.0310	0.0181	0.0120	0.0120	0.0176

Tabla 7 Errores cuadráticos medios de la señal de error del PLL en función del ancho de banda del PLL para las distintas contingencias simulados

Con los anchos de banda que se utilizan para las distintas contingencias definidos, se hacen simulaciones para determinar el valor de $T_{desconexión}$. Las simulaciones fueron hechas considerando un ancho de banda dinámico de 50 Hz. La Figura 60 a) muestra la señal de la tensión en el PCC para distintas contingencias cuando se tiene un valor de $T_{desconexión} = 0.1$ segundos. De la figura se aprecia que la respuesta de la central posee oscilaciones tras despejada la falla, sin embargo, estas oscilaciones son pequeñas. Esto se debe a que en este caso el SCR es mayor, por lo que la influencia de la central fotovoltaica

en el sistema es menor, es decir, el controlador propuesto tendrá un menor impacto en el soporte de tensión en el PCC.

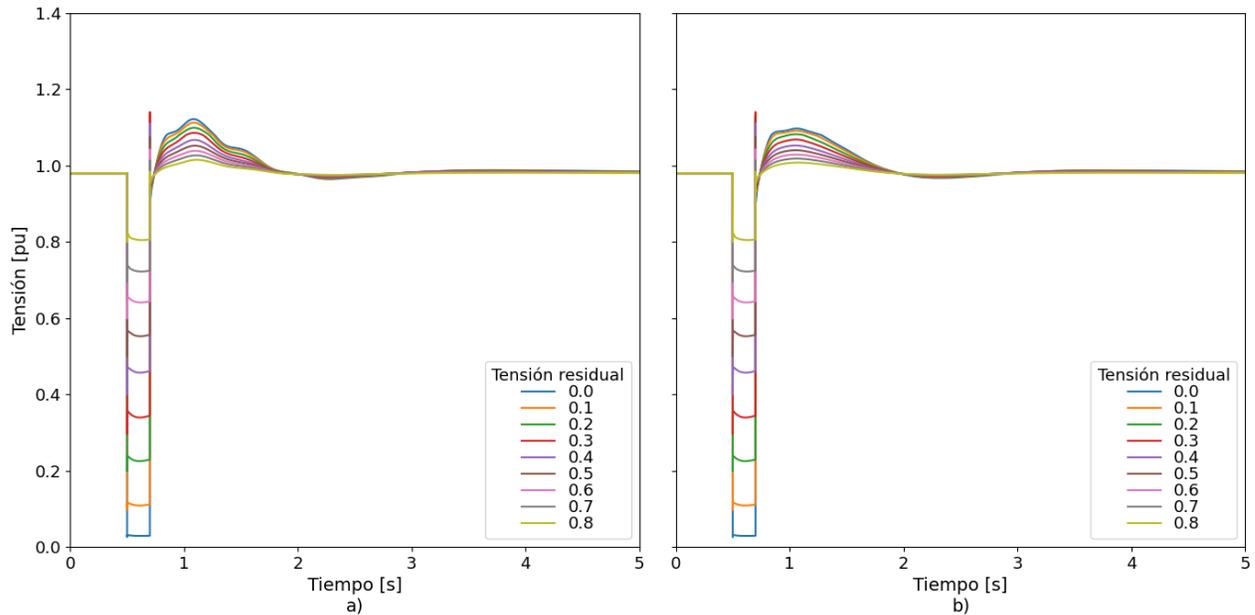


Figura 60 Tensión en el PCC de la central fotovoltaica para a): un valor de $T_{desconexión}$ de 0,1 segundos para distintas contingencias; b): un valor de $T_{desconexión}$ de 3,5 segundos para distintas contingencias

La Figura 60 b) muestra la tensión en el PCC para las mismas contingencias que para el caso anterior, sin embargo, en este caso se tiene un valor de $T_{desconexión} = 3.5$ segundos. De la figura se ve que al aumentar $T_{desconexión}$, las oscilaciones en la tensión disminuyen, mejorando así la respuesta dinámica de la central. Sin embargo, durante la falla el valor de $T_{desconexión}$ puede aumentarse indefinidamente, por lo que es importante determinar qué valor de $T_{desconexión}$ es más conveniente. Para responder esto, se hicieron varias simulaciones dinámicas en las que se fue variando el valor de $T_{desconexión}$ con el objetivo de cuantificar la mejora en el desempeño de la central.

La Figura 61 muestra la señal de error de un PLL con un ancho de banda de 50 Hz para distintos valores de $T_{desconexión}$ durante distintas contingencias. De la figura se ve que a medida que la tensión residual aumenta, la señal de error del PLL disminuye. Además, se tiene que a medida que el valor de $T_{desconexión}$ aumenta, la señal de error disminuye. Para $T_{desconexión}$ pequeños, se tiene que la fase de la tensión sigue teniendo oscilaciones rápidas, por lo que existirán errores importantes del PLL al medir la fase de la tensión. Por otro lado, se tiene que a partir de cierto valor de $T_{desconexión}$ la señal de error no seguirá disminuyendo.

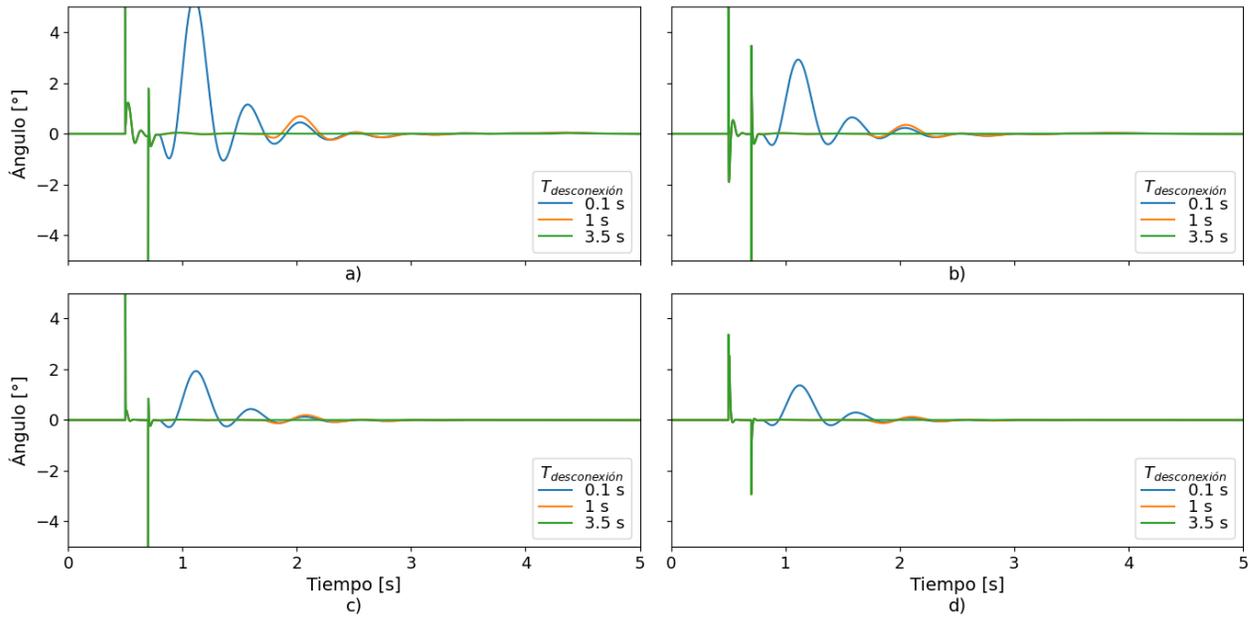


Figura 61 Señal de error del PLL para distintos valores de $T_{desconexión}$ con a): una tensión residual de 0.2 p.u.; b): una tensión residual de 0.4 p.u.; c): una tensión residual de 0.6 p.u.; d) una tensión residual de 0.8 p.u.

La Tabla 8 muestra los ECM de la señal de error del PLL en función de los valores de $T_{desconexión}$ para las distintas contingencias simuladas. De la tabla se tiene que a medida que la tensión residual aumenta, es decir fallas más leves, el ECM disminuye. Por otro lado, se tiene que a medida que el valor de $T_{desconexión}$ aumenta, el ECM disminuye considerablemente. Sin embargo, a partir de cierto tiempo de desconexión el ECM no sigue disminuyendo. Esto se debe a que el controlador ya actuó durante las variaciones rápidas de la fase de la tensión, por lo que mantener un ancho de banda alto durante más tiempo (cuando ya cesaron las variaciones rápidas de tensión) no mejora el desempeño de la central. En efecto, a partir de los 2.5 segundos, el ECM posee el mismo valor para las distintas contingencias. En base a los resultados anteriores, se selecciona un valor de 2.5 segundos para $T_{desconexión}$, ya que con este tiempo ya han finalizado las variaciones rápidas de la fase de la tensión para las distintas contingencias.

Tensión residual \ Tiempo desconexión	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.1 s	1.6370	1.0093	0.5974	0.3285	0.2117	0.1427	0.1052	0.0874
0.2 s	1.7383	1.0779	0.6294	0.3397	0.2193	0.1485	0.1102	0.0918
0.3 s	0.4906	0.2567	0.1554	0.0956	0.0589	0.0398	0.0332	0.0363
0.4 s	0.6265	0.3319	0.1965	0.1115	0.0661	0.0428	0.0344	0.0369
0.5 s	0.3422	0.1699	0.1101	0.0731	0.0438	0.0292	0.0254	0.0305
1.0 s	0.2021	0.0766	0.0522	0.0415	0.0222	0.0141	0.0143	0.0222
1.5 s	0.1746	0.0609	0.0435	0.0372	0.0200	0.0126	0.0133	0.0214
2.0 s	0.1716	0.0593	0.0427	0.0368	0.0198	0.0125	0.0132	0.0213

Tensión residual / Tiempo desconexión	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
2.5 s	0.1712	0.0591	0.0426	0.0367	0.0198	0.0125	0.0132	0.0213
3.0 s	0.1712	0.0591	0.0426	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213
3.5 s	0.1711	0.0590	0.0425	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213
4.0 s	0.1710	0.0590	0.0425	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213
4.5 s	0.1710	0.0590	0.0425	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213
5.0 s	0.1710	0.0590	0.0425	0.0367	0.0197	0.0124	0.0132	0.0213

Tabla 8 Errores cuadráticos medios de la señal de error del PLL en función de $T_{desconexión}$ para los distintos casos simulados para el mayor nivel de cortocircuito

6.2.3. Conclusiones del análisis dinámico

En base al análisis anterior, se seleccionan distintos anchos de banda “dinámicos” para las distintas contingencias y niveles de cortocircuito. La Tabla 9 muestra la *look-up table* generada a partir de las simulaciones dinámicas. Cuando se cumplen las condiciones de operación de la tabla, el controlador modifica las ganancias K_{p-d} y K_{i-d} del PLL, ya que con estos valores el PLL es capaz de seguir correctamente la fase de la tensión para las distintas contingencias. Además, se elige 2.5 segundos como el $T_{desconexión}$, debido a que con este valor ya han finalizado las oscilaciones rápidas de la fase de la tensión en el PCC.

Tensión residual / SCR	1.02			3.37		
	bw [Hz]	K_{p-d}	K_{i-d}	bw [Hz]	K_{p-d}	K_{i-d}
0.1	30	130	8389	115	496	123268
0.2	60	259	33555	65	281	39381
0.3	90	389	75499	55	237	28196
0.4	75	324	52430	65	281	39381
0.5	50	216	23302	50	216	23302
0.6	30	130	8389	40	173	14913
0.7	50	216	23302	50	216	23302
0.8	80	173	14913	65	281	39381

Tabla 9 *Look-up table* de K_{p-d} y K_{i-d} para distintos niveles de cortocircuito

Por otro lado, de los resultados se tiene que el controlador aporta más a la estabilidad de tensión cuando el SCR es menor, ya que en estos casos la central posee una mayor influencia en la tensión del PCC. De lo anterior se concluye que si bien al tener un mayor nivel de cortocircuito, el sistema en general responde de mejor manera, la mejora en el desempeño dinámico de la central debida al controlador será menor.

6.3. Validación dinámica

Para finalizar esta sección, se valida la metodología propuesta. Para hacer la validación, primero se selecciona un nuevo punto de operación y se comprueba que las ganancias K_{p-rp} y K_{i-rp} seleccionadas para el régimen permanente, logren que la central sea estable en pequeña señal. Luego, se comprueba que al utilizar el controlador propuesto (con los datos de la *look-up table*) para el nuevo punto de operación (que debe ser distinto del que se utilizó para construir la *look-up table*), la central sea capaz de inyectar corrientes de cortocircuito sin perder estabilidad. Además, se compara el desempeño de la central fotovoltaica con respecto al caso base, es decir al caso cuando se tiene un PLL con una ganancia K_p y K_i fija.

El punto de operación seleccionado para hacer la validación dinámica tiene un SCL de 267.5 MVA, que equivale a un SCR de 1.11. Para validar las ganancias K_{p-rp} y K_{i-rp} se hacen un análisis modal para el nuevo punto de operación. El resultado del análisis modal fue estable para todos los modos, lo que implica que las ganancias K_{p-rp} y K_{i-rp} son estables para un punto de operación distinto del mínimo nivel de cortocircuito, lo que valida la metodología propuesta para el régimen permanente.

La Figura 62 a) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para distintos cortocircuitos. En este caso, la central incluye un PLL con un ancho de banda fijo de 3 Hz, es decir sin utilizar el control propuesto.

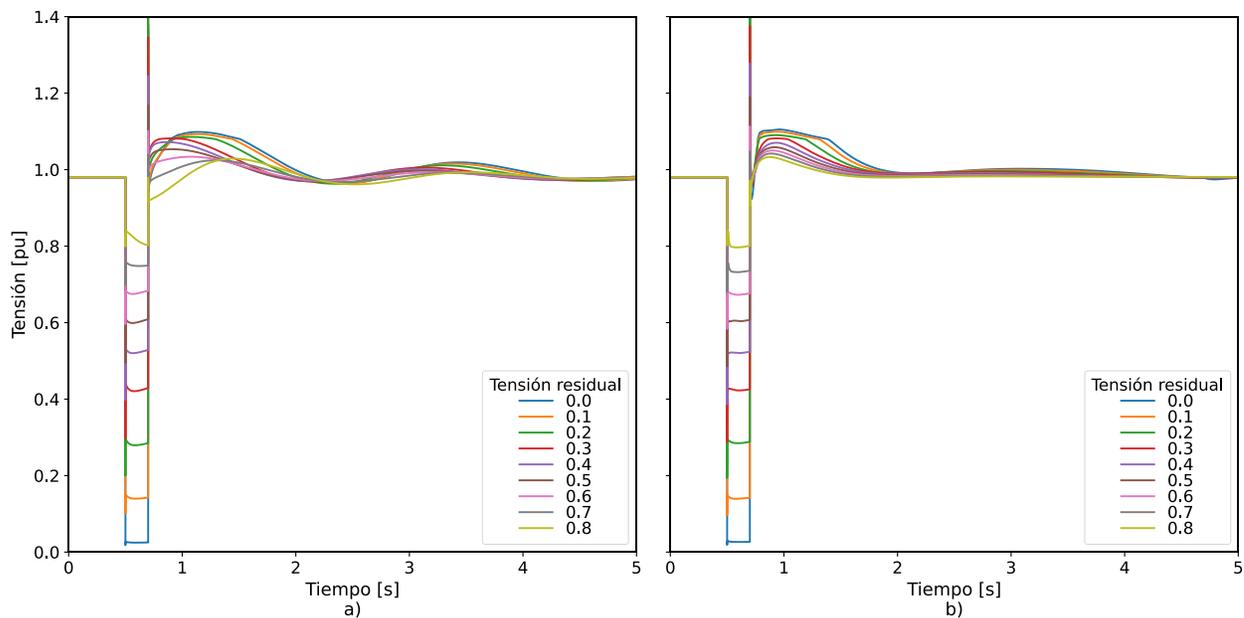


Figura 62 Tensión en el PCC de la central fotovoltaica para a): un ancho de banda fijo de 3 Hz, sin utilizar el controlador; b): un ancho de banda dinámico utilizando el controlador propuesto con los datos de la *look-up table*

La Figura 62 b) muestra la tensión en el PCC de la central fotovoltaica para las mismas contingencias y considerando el mismo nivel de cortocircuito que para el caso anterior. Sin embargo, en este caso se implementa el control propuesto cumpliendo las condiciones de la *look-up table*. De la figura se tiene que al implementar el control propuesto con las condiciones de la *look-up table*, la central fotovoltaica mejora su desempeño dinámico durante contingencias. En el caso base, la respuesta de la central no se encuentra bien amortiguada, mientras que para el caso con el controlador implementado las oscilaciones en la tensión disminuyen considerablemente.

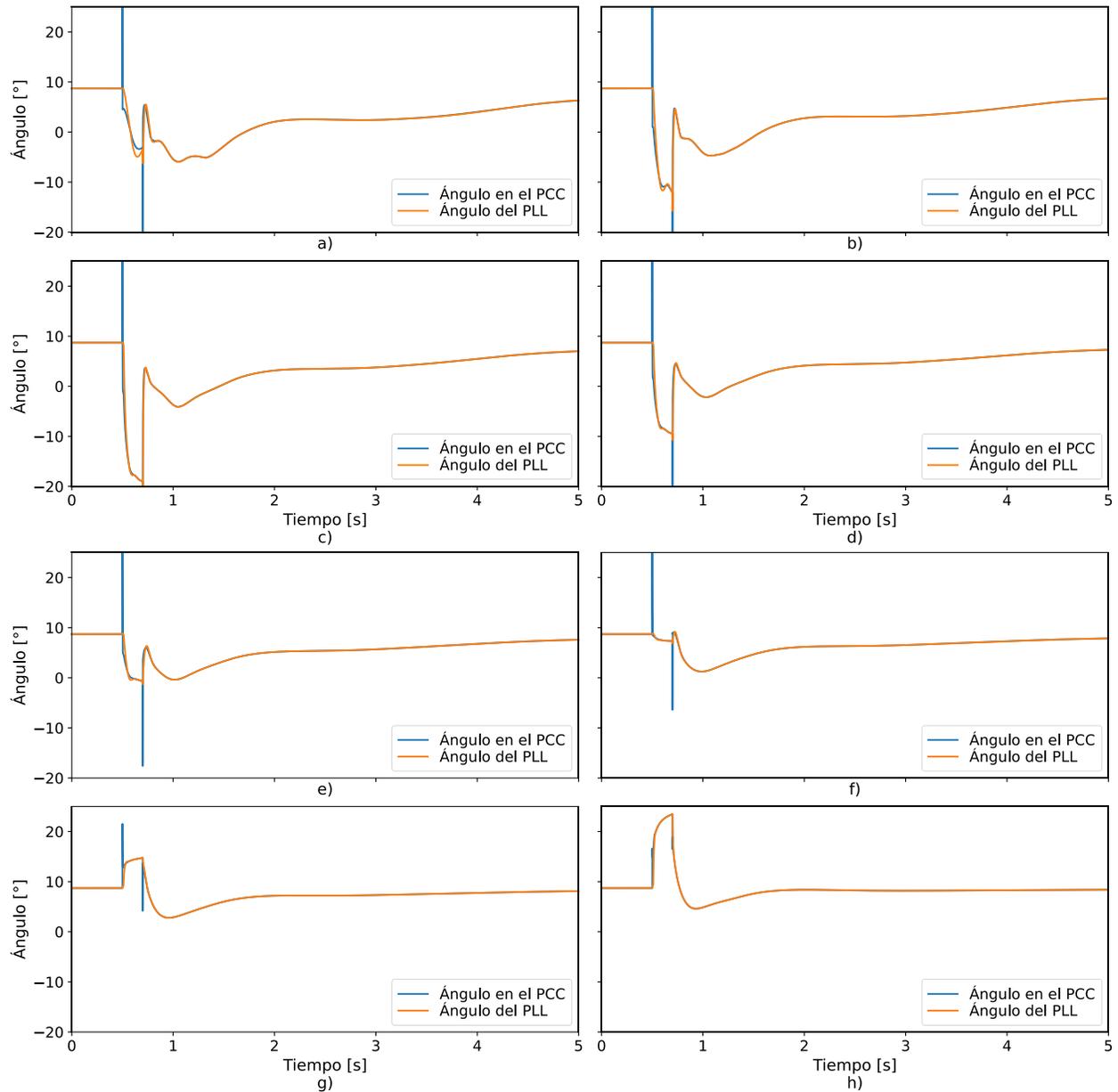


Figura 63 Comparación de la fase la de tensión en el PCC con la señal del PLL para distintas contingencias con a): tensión residual de 0.1 p.u.; b): tensión residual de 0.2 p.u.; c): tensión residual de 0.3 p.u.; d) tensión residual de 0.4 p.u.; e) tensión residual de 0.5 p.u.; f) tensión residual de 0.6 p.u.; g) tensión residual de 0.7 p.u.; h) tensión residual de 0.8 p.u.

La Figura 63 muestra la señal de la fase de la tensión en el PCC y la señal de la fase de la tensión captada por el PLL para las distintas contingencias simuladas. El caso a), b), c) y d) corresponde a cuando la tensión residual alcanza un valor (durante la contingencia) de 0.1, 0.2, 0.3 y 0.4 p.u. respectivamente. Por otro lado, el caso e), f), g) y h) corresponde a cuando la tensión alcanza un valor de 0.5, 0.6, 0.7 y 0.8 p.u. respectivamente. A partir de los gráficos anteriores, se observa como el PLL es capaz de seguir correctamente la fase de la tensión en el PCC para las distintas simulaciones. Esto se debe a que para cada contingencia, el controlador “ajusta” las ganancias del PLL, obteniendo una combinación de ganancias K_p y K_i estables, con un ancho de banda que asegure un correcto desempeño del PLL.

Además, el controlador aumenta las ganancias del PLL únicamente durante contingencias, por lo que en régimen permanente se tiene un ancho de banda pequeño, lo que es conveniente para que el PLL funcione como filtro de señales indeseadas (armónicos).

De esta forma el controlador desarrollado junto a la metodología propuesta, permiten a la central inyectar corrientes de cortocircuito durante contingencias sin perder estabilidad, mejorando el desempeño dinámico de la central fotovoltaica durante contingencias.

Capítulo 7: Conclusiones

Con la realización de este trabajo de investigación, se confirma la hipótesis de que las centrales fotovoltaicas de gran escala, acompañadas de una estrategia de control diseñada en función de los niveles de cortocircuito en el PCC pueden cumplir con distintos requerimientos de FRT y aportar a la estabilidad del SEP mediante la inyección de corrientes reactivas durante contingencias sin perder estabilidad.

Mediante la realización del estado del arte, se estudiaron los requerimientos de FRT de distintos operadores, además de comprender los desafíos técnicos asociados a las centrales fotovoltaicas que estos requerimientos imponen. A partir de este estudio, se comprende como las centrales fotovoltaicas mantienen sincronismo con la red y como evitan la pérdida de sincronismo durante contingencias.

El enfoque que se adopta para mejorar la respuesta de la central durante contingencias es el de aumentar el ancho de banda del PLL. Mediante el aumento del ancho de banda durante contingencias se resuelven varios desafíos. Por un lado, se tiene que durante contingencias la fase de la tensión tiene variaciones rápidas, por lo que al aumentar el ancho de banda del PLL, este es capaz de seguir de mejor manera a la fase de la tensión en el PCC. Por otro lado, al aumentar el ancho de banda únicamente durante contingencias, implica que el PLL tendrá un ancho de banda pequeño en régimen permanente, por lo que será capaz de filtrar armónicos en su estado de operación normal.

El trabajo realizado muestra la importancia de considerar la robustez de la red al momento de proponer una estrategia de control para centrales fotovoltaicas. Si bien existen trabajos que modifican las ganancias del PLL (de manera de aumentar el ancho de banda durante contingencias), estas investigaciones no consideran la robustez de la red. Al considerar la robustez de la red, se puede obtener una mejora en la respuesta de la central para cada punto de operación. Para lograr que las ganancias del PLL se adapten a los diferentes niveles de cortocircuito del sistema, la metodología propuesta incluye la utilización de lógica difusa. En este contexto, se utilizan diferentes valores de ganancias K_p y K_i del PLL, cuyos valores dependen del nivel de robustez y tensión residual en el PCC.

Los resultados obtenidos muestran que la metodología propuesta mejora el desempeño dinámico de la central durante contingencias. Al aumentar el ancho de banda durante contingencias se tiene que la señal de error del PLL disminuye considerablemente, por lo que la respuesta de la central fotovoltaica mejora en comparación a las estrategias de control que se utilizan hoy en día. Además, como para cada contingencia y punto de operación se obtiene la combinación de ganancias del PLL que mejor contribuye a la respuesta de la central, su desempeño será mejor que los trabajos en donde solo se aumenta el ancho de banda sin tomar en consideración la robustez de la red y las caídas de tensión en el PCC.

Cabe destacar que la metodología se puede aplicar a cuantos puntos de operación se estimen necesarios para obtener un buen funcionamiento de la central. Mientras más puntos de operación se simulen, más detallada será la *look-up table*, lo que sin duda contribuye a mejorar el desempeño dinámico de la central durante contingencias.

Finalmente, se validó la metodología propuesta mediante un análisis modal y simulaciones dinámicas para un punto de operación cualquiera. Los resultados fueron satisfactorios, lo que demuestra que tanto el controlador como la metodología propuesta mejoran el desempeño dinámico de la central fotovoltaica durante contingencias.

7.1. Trabajo futuro

La metodología propuesta mejora el desempeño de la central fotovoltaica ante contingencias trifásicas balanceadas. Sin embargo, sería interesante incorporar fallas desbalanceadas como posibles contingencias, abarcando así una amplia gama de casos. Además, la metodología propuesta analiza la estabilidad desde el punto de vista de variaciones de tensión, por lo que sería interesante incluir a la frecuencia en el análisis dinámico.

Si bien la metodología propuesta mejora el desempeño de la central fotovoltaica ante contingencias, existen otros enfoques que no fueron explorados. Por un lado, sería interesante utilizar la metodología en redes más grandes, donde se tengan varias centrales fotovoltaicas conectadas. Para este caso, habría que incluir en la metodología un algoritmo de selección para determinar el orden en el cual se aplica la metodología propuesta a las distintas centrales fotovoltaicas de la red.

Finalmente, otro trabajo interesante sería la metodología para centrales con sistema de almacenamiento, donde el valor del factor de K_{FRT} toma importancia, por lo que sería interesante incluirlo como variable a controlar en la *look-up table*.

Capítulo 8: Bibliografía

- [1] S. Athena Ballesteros y D. W. Martin, *Meeting Renewable Energy Targets: Global lessons from the road to implementation*. 2013.
- [2] CNE, “Reporte Mensual ERNC, Octubre 2018”, 2018.
- [3] Ministerio de Energía, *Energía 2050 - Política Energetica De Chile*. 2014.
- [4] M. Rivera, L. Moran, S. Toledo, y J. Espinoza, “An overview of solar energy in Chile”, *2016 IEEE Int. Conf. Autom.*, pp. 1–6, 2016.
- [5] M. Eremia y M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power Systems Dynamics*. Wiley-IEEE Press, 2013.
- [6] B. Benjamin, B. Johnson, P. Denholm, y B. Hodge, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, n° april, pp. 61–73, 2017.
- [7] J. Lihu, Z. Yongqiang, G. Wenrui, y W. Yinshun, “Application of Model Current Predictive Control in Low Voltage Ride Through of Photovoltaic Station”, en *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, pp. 2846–2851.
- [8] J. Sreedevi, K. S. Meera, P. Noor Cheshma, S. Ravichandran, R. Santhanakumar, y T. Sumathi, “Grid stability with large wind power integration-a case study”, *2016 IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 571–575, 2016.
- [9] M. Mirhosseini, J. Pou, y V. G. Agelidis, “Single-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic System with Ride-Through Capability over Different Types of Grid Faults”, *IECON 2013 - 39th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 8008–8013, 2013.
- [10] M. Mirhosseini, J. Pou, V. G. Agelidis, S. S. Member, J. Pou, y S. S. Member, “Single- and Two-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic Power Plants With Ride-Through Capability Under Grid Faults”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n° 3, pp. 1150–1159, 2015.
- [11] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, y A. M. Gole, “Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, n° 5, pp. 2287–2296, 2014.
- [12] Y. Li, L. Fan, y Z. Miao, “Stability Control for Wind in Weak Grids”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*,

- vol. 10, n° 4, pp. 2094–2103, 2019.
- [13] L. Fan y Z. Miao, “Wind in Weak Grids : 4 Hz or 30 Hz Oscillations ?”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n° 5, pp. 5803–5804, 2018.
- [14] L. Fan, “Modeling Type-4 Wind in Weak Grids”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, n° 2, pp. 853–864, 2019.
- [15] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann, y F. Koch, “Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks”, *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, 2009.
- [16] Ö. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, y P. C. Kjær, “Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and PLL frequency based stability solution”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n° 4, pp. 1683–1691, 2014.
- [17] D. Zhang, Y. Wang, J. Hu, S. Ma, Q. He, y Q. Guo, “Impacts of PLL on the DFIG-based WTG’s electromechanical response under transient conditions: analysis and modeling”, *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 2, n° 2, pp. 30–39, 2016.
- [18] D. Xu, F. Blaabjerg, W. Chen, y N. Zhu, *Advanced Control of Doubly Fed Induction Generator for Wind Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2018.
- [19] Y. Jia *et al.*, “Powering China’s Sustainable Development with Renewable Energies : Current Status and Future Trend”, *Electr. Power Components Syst.*, vol. 43, pp. 1193–1204, 2015.
- [20] *Boletín Oficial del Estado - Normativa Española, Núm. 42 Sec. III*. 2018.
- [21] M. Draganescu, Y. Li, y S. Miao, “Review of Voltage and Frequency Grid Code Specifications for Electrical Energy Storage Applications”, en *Energies*, 2018, vol. 11, 1070.
- [22] *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Submódulo 3.6*. 2016.
- [23] G. T. Requirements, “Electricity Rule Change Proposal”, 2017.
- [24] CNE, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. 2016.
- [25] Tennet TSO, *Grid Code - High and extra high voltage -*. 2015.
- [26] P. Zhang, G. Zhang, y H. Wang, “Control Strategy of Low Voltage Ride-Through for Grid-Connected Photovoltaic Inverter”, en *2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics*

for *Distributed Generation Systems*, 2015, pp. 1–6.

- [27] J. Jana, K. Das Bhattacharya, y H. Saha, “Trends and challenges of next generation grid connected photovoltaic inverter – An overview”, en *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2017, pp. 1–6.
- [28] L. Hadjidemetriou, E. Kyriakides, y F. Blaabjerg, “A New Hybrid PLL for Interconnecting Renewable Energy Systems to the Grid”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 49, n° 6, pp. 2709–2719, 2013.
- [29] P. Teodorescu, Remus ; Liserre, Marco; Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Systems*. Wiley-IEEE Press, 2011.
- [30] L. Fan, *Control and Dynamics in Power Systems and Microgrids*. Taylor & Francis Group, 2017.
- [31] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, y Y. Xue, “Analysis of phase-locked loop low-frequency stability in three-phase grid-connected power converters considering impedance interactions”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, n° 1, pp. 310–321, 2015.
- [32] S. K. Chung, “A phase tracking system for three phase utility interface inverters”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 15, n° 3, pp. 431–438, 2000.
- [33] Q. Hu, J. Hu, H. Yuan, H. Tang, y Y. Li, “Synchronizing stability of DFIG-based wind turbines attached to weak AC grid”, *2014 17th Int. Conf. Electr. Mach. Syst. ICEMS 2014*, pp. 2618–2624, 2014.
- [34] L. Harnefors, M. Bongiorno, y S. Lundberg, “Input-admittance calculation and shaping for controlled voltage-source converters”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, n° 6, pp. 3323–3334, 2007.
- [35] S. Ma, S. Member, H. Geng, S. Member, y L. Liu, “Grid-Synchronization Stability Improvement of Large Scale Wind Farm During Severe Grid Fault”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n° 1, pp. 216–226, 2018.
- [36] A. Yazdani y R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2010.
- [37] R. P. Aguilera, P. Acuna, G. Konstantinou, S. Vazquez, y J. I. Leon, *Basic control principles in power electronics*. Elsevier Inc., 2018.
- [38] Y. Sun, X. Wang, D. Yang, F. Blaabjerg, y V. Cuk, “The Impact of PLL Dynamics on the Low

- Inertia Power Grid: A Case Study of Bonaire Island Power System”, *Energies*, pp. 1–16, 2019.
- [39] M. P. Systems, H. N. V. Pico, y B. B. Johnson, “Transient Stability Assessment of Multi-Machine”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n° 5, pp. 3504–3514, 2019.
- [40] F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, Ó. López, y E. Acha, “Tuning of Phase-Locked Loops for Power Converters Under Distorted Utility Conditions”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 45, n° 6, pp. 2039–2047, 2009.
- [41] N. Jaalam, N.A Rahim, A.H.A Bakar, y B. M. Eid, “LVRT capability based on PI-scanning for three-phase-grid-connected photovoltaic system”, en *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016)*, 2016, pp. 1–5.
- [42] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, y F. Blaabjerg, “An Overview of Assessment Methods for Synchronization Stability of Grid-Connected Converters under Severe Symmetrical Grid Faults”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, n° 10, pp. 9655–9670, 2019.
- [43] O. Lennerhag y V. Träff, “Modelling of VSC-HVDC for Slow Dynamic Studies”, 2013.
- [44] D. Zhang, Y. Wang, J. Hu, S. Ma, Q. He, y Q. Guo, “Impacts of PLL on the DFIG-based WTG’s electromechanical response under transient conditions: analysis and modeling”, *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 2, n° 2, pp. 30–39, 2016.
- [45] X. He, H. Geng, y S. Ma, “Transient Stability Analysis of Grid-Tied Converters Considering PLL’s Nonlinearity”, *CPSS Trans. Power Electron. Appl.*, vol. 4, n° 1, pp. 40–49, 2019.
- [46] B. Liu, F. Zhuo, Y. Zhu, H. Yi, y F. Wang, “A Three-Phase PLL Algorithm Based on Signal Reforming Under Distorted Grid Conditions”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, n° 9, pp. 5272–5283, 2015.
- [47] H. A. Hamed, A. F. Abdou, E. H. E. Bayoumi, y E. E. El-Kholy, “A Fast Recovery Technique for Grid-Connected Converters after Short Dips Using a Hybrid Structure PLL”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, n° 4, pp. 3056–3068, 2018.
- [48] T. Midtsund, J. Suul, y T. Undeland, “Evaluation of current controller performance and stability for voltage source converters connected to a weak grid”, en *Proc. 2nd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gen. Syst.*, 2010, pp. 382–388.
- [49] T. J. Liang, Y. C. Kuo, y J. F. Chen, “Single-stage photovoltaic energy conversion system”, *IEE Proc. - Electr. Power Appl.*, vol. 148, n° 4, pp. 339–344, 2001.

- [50] N. Cifuentes, “Master Thesis: Localización de equipos BESS mediante algoritmos genéticos considerando criterios de estabilidad de voltaje”, Universidad de Chile, 2017.
- [51] NERC, *Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems Reliability Guideline*. 2017.
- [52] NERC, *Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper*. 2017.
- [53] “Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance”, *IEEE/NERC Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation*, 2018.
- [54] AEMO, “Fact Sheet: System Stength”, [Online]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/AEMO-Fact-Sheet-System-Strength-Final-20.pdf. [Accessed: 13-04-2019].
- [55] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, y C. Carter, “Voltage Control Challenges on Weak Grids with High Penetration of Wind Generation: ERCOT Experience”, en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [56] *IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities, IEEE Standard 1204-1997*. 1997.
- [57] J. Z. Zhou y A. M. Gole, “VSC transmission limitations imposed by ac system strength and ac impedance characteristics”, en *10th Int. Conf. AC DC Power Transm. AC DC Power Transm*, 2012.
- [58] B. Weise, “Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability”, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, n° 1, pp. 25–36, 2014.
- [59] M. Mirhosseini y V. G. Agelidis, “Performance of large-scale grid-connected photovoltaic system under various fault conditions”, en *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2013, pp. 1775–1780.
- [60] D. Dong, J. Li, D. Boroyevich, P. Mattavelli, I. Cvetkovic, y Y. Xue, “Frequency Behavior and its Stability of Grid-interface Converter in Distributed Generation Systems”, en *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2012, pp. 1887–1893.
- [61] M. Z. Daud, A. Mohamed, M. Z. Che Wanik, y M. A. Hannan, “Performance evaluation of grid-connected photovoltaic system with battery energy storage”, en *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 2012, pp. 337–342.

- [62] H. Tian, F. Gao, y C. Ma, “Novel Low Voltage Ride Through Strategy of Single-Stage Grid-Tied Photovoltaic Inverter with Supercapacitor Coupled”, en *Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2012, pp. 1188–1192.
- [63] X. Bao, P. Tan, F. Zhuo, y X. Yue, “Low Voltage Ride Through Control Strategy for High-Power Grid-Connected Photovoltaic Inverter”, en *2013 Twenty-Eighth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2013, pp. 97–100.
- [64] G. M. Saeedul Islam, A. Al-Durra, S. M. Muyeen, y J. Tamura, “Low voltage ride through capability enhancement of grid connected large scale photovoltaic system”, en *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 884–889.
- [65] H. Wu y X. Wang, “An Adaptive Phase-Locked Loop for the Transient Stability Enhancement of Grid-Connected Voltage Source Converters”, *2018 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2018*, pp. 5892–5898, 2018.
- [66] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [67] M. Karimi Ghartemani, S. A. Khajehoddin, P. K. Jain, y A. Bakhshai, “Problems of startup and phase jumps in PLL systems”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, n° 4, pp. 1830–1838, 2012.
- [68] S. Golestan, J. M. Guerrero, y J. C. Vasquez, “Three-Phase PLLs: A review of recent advances”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, n° 12, pp. 9013–9030, 2017.
- [69] M. K. Ghartemani, *Enhanced Phase-Locked Loop Structures for Power and Energy Applications*. New York: Wiley/IEEE Press, 2014.
- [70] T. Thacker, R. Wang, D. Dong, R. Burgos, F. Wang, y D. Boroyevich, “Phase-Locked loops using state variable feedback for single-phase converter systems”, *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, pp. 864–870, 2009.
- [71] T. Thacker, D. Boroyevich, R. Burgos, y F. Wang, “Phase-locked loop noise reduction via phase detector implementation for single-phase systems”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n° 6, pp. 2482–2490, 2011.
- [72] *DIgSILENT Power Factory, Technical Reference Documentation: Phase Measurement Device*. 2017.
- [73] J. Zhao, M. Huang, y X. Zha, “Transient Stability Analysis of Grid-Connected VSIs via PLL Interaction”, *Proc. - 2018 IEEE Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. PEAC 2018*, n° 1, pp. 1–6,

2018.

- [74] Y. Zhang, D. Cao, Z. Yang, Y. Wang, y H. Xu, “Research on the Control Technique of Low Voltage Ride-through for Grid-connected Photovoltaic Inverter”, n° Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [75] M. Cespedes y J. Sun, “Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n° 3, pp. 1254–1261, 2014.
- [76] R. P. Aguilera, P. Acuna, G. Konstantinou, S. Vazquez, y J. I. Leon, “Chapter 2 - Basic Control Principles in Power Electronics: Analog and Digital Control Design”, F. B. T.-C. of P. E. C. and S. Blaabjerg, Ed. Academic Press, 2018, pp. 31–68.
- [77] R. Peña-Alzola y F. Blaabjerg, “Chapter 8 - Design and Control of Voltage Source Converters With LCL-Filters”, F. B. T.-C. of P. E. C. and S. Blaabjerg, Ed. Academic Press, 2018, pp. 207–242.
- [78] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 1st ed. Iowa: Science Press, 1977.