

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio A. Roa S.

Informe de Memoria de
Título para optar al título
de: **Ingeniero Civil
Eléctrico**

**Estudio y análisis de la operación de un
Sistema de Potencia en base a generación
solar fotovoltaica con control de frecuencia**

Concepción, noviembre de 2022

Javier Alejandro Troncoso González

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Estudio y análisis de la operación de un Sistema de Potencia en base a generación solar fotovoltaica con control de frecuencia

Javier Alejandro Troncoso González

Informe de Memoria de Título

para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Noviembre 2022

Resumen

Debido a los problemas asociados al cambio climático es que se hace necesario integrar energías limpias a la matriz energética, en particular centrales solares fotovoltaicas. Esto considerando las grandes cualidades que tiene el país de Chile para su adopción. Sin embargo, existen ciertos problemas que se manifiestan al tener altos niveles de penetración solar fotovoltaica en la red producto de la pérdida de inercia al desplazar los generadores convencionales, en particular, cuando los métodos de control no son los óptimos para entregar soporte al sistema.

En este trabajo se utiliza el *software DIGSILENT Power Factory* para simular una pequeña red de prueba que permita observar los efectos que conlleva elevar en grandes porcentajes los niveles de participación de las PFV. Para ello, se llevan a cabo 3 contingencias que repliquen la peor condición de operación para el sistema y así contrastar los dos métodos de control bajo estudio, estos son: el control MPPT el cual constantemente sigue el punto de máxima potencia de la planta; y el control de inercia virtual, el cual a través de reservas de potencia activa es capaz de controlar la frecuencia del sistema emulando el comportamiento de los gobernadores de los generadores síncronos. Una vez hecho esto, se procede a incorporar el modelo obtenido de PFV con control de frecuencia al diagrama unilineal del curso electivo de la Universidad de Concepción “*Modelación de dinámica de redes eléctricas*”.

Finalmente, luego de realizar en cada caso un estudio de pequeña señal y un análisis de estabilidad transitoria, se observa que bajo la estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se tiene un deterioro en la respuesta de frecuencia del sistema, no así operando la planta PV con reservas de potencia activa que puedan ser inyectadas ante desviaciones negativas en la frecuencia, donde se obtiene un mejor y más rápido soporte en la frecuencia de la red.



Agradecimientos

Primero que todo darle las gracias mi familia por el constante apoyo que me han dado a lo largo de este camino. A mi hermana por siempre estar pendiente de su hermanito, mi compadre y a la Paty (mis tatas), a mi papá por convencerme en entrar a esta bonita carrera y ser colegas, y por sobre todas las cosas a mi hermosa madre, que por lejos es de las personas más lindas que me ha dado la vida, quererla es poco.

En segundo lugar, agradecerle al Profesor Claudio Roa por su buena disposición y constante apoyo que me brindo a lo largo de todo este proceso, tanto como profesor guía como también como orientador y consejero. A pesar de que en ocasiones el túnel se veía bastante oscuro, siempre recibí su ayuda y colaboración para abordar los problemas de la mejor forma posible.

Luego, me gustaría dar las gracias por toda la gente que conocí y formó parte de este camino en mi vida universitaria, con quienes ya van poco más de 6 años desde los primeros días de lo que en algún momento fue una nueva etapa. A mis compañeros y amigos: Raimundo Oñate (mención honrosa a este hombre por la paciencia y apañé todos estos años), Rafael Sepúlveda, Felipe Núñez, Wilson Vega, Ignacio Pérez, Sebastián Iribarra, Francisco Covili, Christian Cifuentes, Juan Pablo Barraza y Nicolas González (por no decir el Ebrio), puros personajes.

Por otro lado, le agradezco a la vida de haber tenido la suerte de haber coincidido con una persona que en algún momento fue un total desconocido y con el pasar de los años se convirtió en el hermano que nunca tuve, el Pato. Imposible olvidar los 4 años que compartimos en el 40B. Eran tardes enteras de risas, de conversaciones de crecimiento personal, de gimnasio y de como proyectar y ser cada día un poco más estricto. Si bien aún me van ganando la carrera, pero de a poco me he ido puliendo.

Agradecer la llegada de mi hermosa hija Rosario. Quien llegó a mi vida con esa hermosa sonrisita a cambiarlo todo y enseñarme lo lindo que es ser padre. Sin duda ha sido una motivación muy grande para desarrollar este proyecto y muchos más que ya se encuentran en curso. Y por último, pero no menos importante, a la Jose. Por ser una excelente madre y una gran compañera de vida.

Tabla de Contenidos

Lista de Tablas	9
Lista de Figuras.....	11
Abreviaciones	15
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2 TRABAJOS PREVIOS	2
1.2.1 <i>Literatura estudiada</i>	2
1.2.2 <i>Discusión</i>	8
1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO	8
1.4 OBJETIVOS	9
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	9
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i>	9
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	9
1.6 TEMARIO Y METODOLOGÍA	10
Capítulo 2. Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	12
2.1 INTRODUCCIÓN	12
2.2 CONCEPTOS BÁSICOS Y DEFINICIÓN	12
2.3 INERCIA EN SEP.....	13
2.3.1 <i>Inercia virtual</i>	16
2.4 TIPOS DE ESTABILIDAD	18
2.4.1 <i>Steady state stability</i>	19
2.4.2 <i>Transient stability</i>	19
2.4.3 <i>Estabilidad dinámica</i>	21
2.5 CLASIFICACIÓN	21
2.5.1 <i>Rotor angle stability</i>	22
2.5.2 <i>Voltage stability</i>	24
2.5.3 <i>Frequency stability</i>	26
2.5.4 <i>Resonance stability</i>	27
2.5.5 <i>Converter – driven stability</i>	28
2.6 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN SEP.....	28
2.6.1 <i>Criterio de áreas iguales</i>	29
2.6.2 <i>Análisis modal y factores de participación</i>	30
2.6.3 <i>Primer teorema de Lyapunov [13]</i>	31
2.7 MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD EN LOS SEP	31

Capítulo 3. Bases de la Energía Solar Fotovoltaica.....	34
3.1 INTRODUCCIÓN	34
3.2 PANELES FOTOVOLTAICOS	34
3.2.1 <i>Funcionamiento y curvas características</i>	34
3.3 ESTRATEGIAS DE CONTROL	37
3.3.1 <i>Control MPPT</i>	37
3.3.2 <i>Control Inercial en Sistemas Fotovoltaicos</i>	38
Capítulo 4. Modelo de Sistemas Fotovoltaicos en <i>DIgSILENT Power Factory</i>	40
4.1 INTRODUCCIÓN	40
4.2 MODELO BASE	40
4.3 PV GENERATOR.....	42
4.3.1 <i>Capability curve</i>	42
4.3.2 <i>Frame y slots</i>	44
4.3.3 <i>Incorporación de la respuesta inercial al modelo de planta</i>	52
4.3.4 <i>Incorporación de centrales fotovoltaicas</i>	65
Capítulo 5. Metodología	70
5.1 INTRODUCCIÓN	70
5.2 CASOS DE ESTUDIO	71
5.3 ISLAND GENPV	71
5.4 UNILINEAL CURSO “MODELACIÓN DINÁMICA DE REDES ELÉCTRICAS”	72
5.5 ESCENARIOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN – <i>ISLAND GENPV</i>	73
5.5.1 <i>Niveles de radiación</i>	73
5.5.2 <i>Definición de Escenarios - Load Impact Event</i>	74
5.5.3 <i>Definición de escenarios - Outage Event</i>	76
5.5.4 <i>Definición de escenarios – 3 Phase Short Circuit Event</i>	78
5.5.5 <i>Inercia de las máquinas</i>	79
5.5.6 <i>Contingencias</i>	80
5.5.7 <i>Indicadores de desempeño</i>	80
5.6 CASO PRÁCTICO UNILINEAL “MODELACIÓN DINÁMICA DE REDES ELÉCTRICAS”	81
5.6.1 <i>Niveles de radiación</i>	82
5.6.2 <i>Carga de prueba</i>	82
Capítulo 6. Análisis y resultados	83
6.1 INTRODUCCIÓN	83
6.2 LOAD IMPACT EVENT	84
6.2.1 <i>Resultados sin respuesta inercial – Escenarios MPPT</i>	84
6.2.2 <i>Resultados con respuesta inercial (Operación deloaded)</i>	97
6.2.3 <i>Evolución de resultados</i>	110

6.2.4	<i>Comparación de resultados</i>	117
6.3	OUTAGE EVENT.....	121
6.3.1	<i>Resultados</i>	121
6.3.2	<i>Evolución de resultados</i>	130
6.3.3	<i>Comparación de resultados</i>	137
6.4	3 PHASE – SHORT CIRCUIT EVENT.....	139
6.4.1	<i>Resultados</i>	140
6.4.2	<i>Evolución y comparación de resultados</i>	155
6.5	INCORPORACIÓN PLANTA PV CON CONTROL DE FRECUENCIA AL UNILINEAL DEL CURSO “ <i>MODELACIÓN DINÁMICA DE REDES ELÉCTRICAS</i> ”.....	160
6.5.1	<i>Resultados conexión carga de prueba 2.1</i>	160
Capítulo 7. Conclusión		162
7.1	SUMARIO.....	162
7.2	CONCLUSIONES.....	162
7.3	TRABAJOS FUTUROS.....	165
Bibliografía		167
Anexo A. Frame Curva PV		169
Anexo B. Unilíneal “<i>Modelación dinámica de redes eléctricas</i>”		179
Anexo C. Señales de control, link DC y deadband		180
Anexo D. Evolución de resultados <i>Load impact event</i> – Factores de participación		187
Anexo F. Evolución de resultados <i>Outage event</i> – Factores de participación		199
Anexo E. Evolución de resultados <i>3 Phase–Short Circuit Event</i> – Factores de participación		207

Lista de Tablas

TABLA 4.1 Unidades Sistema Desaceleración	65
TABLA 4.2 Datos Obtenidos Prueba de Desaceleración Generador Sincrónico	66
TABLA 4.3 Datos Obtenidos Prueba de Desaceleración Generador Fotovoltaico	66
TABLA 4.4 Valores de Inercia de los Generadores Obtenidos de las Pruebas de Desaceleración	66
TABLA 4.5 Centrales Fotovoltaicas Incorporadas a la BD del SING	71
TABLA 4.6 Despacho Para el Escenario Base	73
TABLA 4.7 Despacho Para el Escenario 1 Centrales Convencionales	74
TABLA 4.8 Despacho Para el Escenario 1 Centrales Solar PV	74
TABLA 4.9 Despacho Para el Escenario 2 Centrales Convencionales	75
TABLA 4.10 Despacho Para el Escenario 2 Centrales Solar PV	75
TABLA 4.11 Despacho Para el Escenario 3 Centrales Convencionales	76
TABLA 4.12 Despacho Para el Escenario 3 Centrales Solar PV	76
TABLA 5.1 Inercia del Sistema para los Diferentes Escenarios	80
TABLA 5.2 Información Valor Propio en Desplazamiento	114
TABLA 5.3 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 1	115
TABLA 5.4 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 2	115
TABLA 5.5 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 3	116
TABLA 5.6 Indicadores de Desempeño (Sin Reservas).....	117
TABLA 5.7 Información Valor Propio en Desplazamiento (Con Reservas).....	120
TABLA 5.8 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 1 (Con Reservas)	121
TABLA 5.9 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 2 (Con Reservas)	121
TABLA 5.10 Factores de Participación Valor Propio en Desplazamiento Escenario 3 (Con Reservas)	122
TABLA 5.11 Indicadores de Desempeño con Respuesta Inercial	123
TABLA A.1 Centrales Generadoras del SING.....	136
TABLA A.2 Proyectos PV en construcción del SING	137

TABLA A.3 Proyectos PV en evaluación del SEIA (SING)..... 138

TABLA A.4 Longitud líneas BD SING..... 141



Lista de Figuras

Figura 2.1 <i>Power system scales</i> [2].....	13
Figura 2.2 <i>Source of power in a 1000 [MW] contingency case with 29 identical 1000 [MW] generators</i> [3].....	15
Figura 2.3 <i>Dynamics of the frequency and RoCoF under a load step with increasing inertia constants</i> [4].....	15
Figura 2.4 <i>Emulated inertia concept</i> [5]	16
Figura 2.5 <i>Analogy between synchronous generators and dc-link capacitors</i> [6]	17
Figura 2.6 <i>Virtual inertia coefficient H_p versus C_{dc}, V_{dc}, and ΔV_{dc_max} ($\Delta f_{r_max} = 0.2$ Hz, $f_{ref} = 50$ Hz, and $VA_{rated} = 1$ kVA)</i> [6].....	18
Figura 2.7 <i>Types of stability in electrical power systems</i> [7]	19
Figura 2.7 <i>Multiple time-frame frequency response comparison in a power system following a frequency event with and without virtual inertia control strategy</i> [5].....	20
Figura 2.8 <i>Evolution towards an inverter dominated power system.</i> [5]	21
Figura 2.9 <i>Classification of power system stability.</i> [2]	22
Figura 2.10 <i>Respuesta del ángulo de la máquina a una perturbación transitoria.</i> [8]	24
Figura 2.11 <i>Schematic diagram of practical criterio base don simulation curve information</i> [9].....	25
Figura 2.12 <i>Curvas PV</i> [10]	26
Figura 2.13 <i>An illustration of power system frequency response to a major los of generation</i> [2].....	27
Figura 2.14 <i>Curvas potencia ángulo</i> [11]	29
Figura 2.15 <i>Curvas potencia ángulo antes, durante y post falla</i> [10]	30
Figura 2.16 <i>Respuestas temporales asociadas a distintos valores propios</i> [12].....	31
Figura 3.1 <i>Curva característica V-I de un panel fotovoltaico</i> [16]	35
Figura 3.2 <i>Curvas características de una celda bajo variaciones de temperatura.</i>	36
Figura 3.3 <i>Curvas características de una celda operando bajo variaciones de radiación.</i>	36
Figura 3.4 <i>Punto de operación MPP del panel fotovoltaico</i> [16]	37
Figura 3.7 <i>Perturb and observe technique</i> [18]	38
Figura 4.1 <i>Grid connected PV System model</i>	40
Figura 4.2 <i>PV Plant base model by DIgSILENT Power Factory</i>	41
Figura 4.3 <i>Comparación DC Busbar and capacitor slot de ambas plantas PV ofrecidas por DIgSILENT power factory.</i>	41
Figura 4.4 <i>Capability curve planta PV DIgSILENT power factory</i> [19].....	44
Figura 4.5 <i>Frame PV System</i> [20]	45
Figura 4.6 <i>Frame PV Array slot</i>	47
Figura 4.7 <i>Frame DC Busbar and Capacitor slot</i>	49
Figura 4.8 <i>Frame Controller slot</i> [16]	52
Figura 4.9 <i>Punto de operación MPP y condición de operación deloaded</i> [16].....	54
Figura 4.10 <i>Creación parámetro E_{rad} a través del slot Solar radiation</i>	55
Figura 4.11 <i>Parámetro E_{rad}</i>	55
Figura 4.12 <i>Curva característica planta PV de 5 [MVA]</i>	57

Figura 4.13 Nuevas condiciones iniciales planta PV de 5 [MVA] desde el <i>DC Busbar and Capacitor</i> en base a valores extraídos desde la Figura 4.12.....	58
Figura 4.14 Potencia despachada planta PV de 5 [MVA] desde el <i>Load Flow</i> del <i>static generator</i> en base los valores extraídos desde la Figura 4.12.....	58
Figura 4.15 <i>Frame Active power reduction slot</i>	60
Figura 4.16 Diagrama de flujo lógica de control planta PV con control de frecuencia.....	61
Figura 4.17 Esquema de control respuesta inercial con <i>deadband</i>	62
Figura 4.18 Modificación código <i>Active power reduction</i> para permitir inyecciones de potencia activa ante eventos de sub-frecuencia	62
Figura 4.19 Creación del parámetro DL a través del código DSL de la ventana de parámetros del <i>Active power reduction</i>	63
Figura 4.20 Parámetro DL desde la ventana de parámetros del <i>Active power reduction</i>	63
Figura 4.21 Modificación de las líneas de código del <i>Controller</i> de la planta PV	64
Figura 4.22 Ventana de parámetros slot <i>PV Array</i>	67
Figura 4.23 Modificación tamaño del condensador del link-DC	68
Figura 5.1 Metodología utilizada para el estudio de casos.....	70
Figura 5.2 Unilineal <i>Island GenPV</i> modificado (Escenario E4 – Control).....	72
Figura 5.3 Indicadores de Desempeño [20].....	80
Figura 6.1 Análisis modal Pre y Post-Contingencia Escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	85
Figura 6.2 Tensión en barras del sistema Escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	87
Figura 6.3 Tensión en barra <i>MV_Grid – 23kV</i> identificando el periodo del modo de oscilación bajo estudio Escenario E4 MPPT – <i>Load impact event</i>	89
Figura 6.4 Parámetros del modo de oscilación 21 Escenario E4 MPPT – <i>Load impact event</i>	89
Figura 6.5 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema Escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	90
Figura 6.6 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas Escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	92
Figura 6.7 Comparación en la respuesta de frecuencia obtenida por escenarios vs Escenario base E0 MPPT – <i>Load impact event</i>	95
Figura 6.8 Análisis modal Pre y Post-Contingencia Escenarios Control – <i>Load impact event</i>	98
Figura 6.9 Tensión en barras del sistema Escenarios Control – <i>Load impact event</i>	100
Figura 6.10 Tensión en barra <i>MV_Grid – 23kV</i> identificando el periodo del modo de oscilación bajo estudio Escenario E4 Control – <i>Load impact event</i>	102
Figura 6.11 Parámetros del modo de oscilación 25 Escenario E4 Control – <i>Load impact event</i>	102
Figura 6.12 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema Escenarios Control – <i>Load impact event</i>	103
Figura 6.13 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas Escenario base E0 MPPT – <i>Load impact event</i>	106
Figura 6.14 Comparación en la respuesta de frecuencia obtenida por escenarios vs Escenario base E0 Control – <i>Load impact event</i>	109
Figura 6.15 Evolución frecuencia del sistema escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	112
Figura 6.16 Evolución frecuencia del sistema escenarios con control de frecuencia – <i>Load impact event</i>	115
Figura 6.17 Comparación frecuencia del sistema para ambas estrategias de control ante un aumento en la participación de PFV vs Escenario base E0 MPPT – <i>Load impact event</i>	119
Figura 6.18 Análisis modal Pre y Post-Contingencia – <i>Outage event</i>	122

Figura 6.19 Tensión en barras del sistema – <i>Outage event</i>	124
Figura 6.20 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema – <i>Outage event</i>	126
Figura 6.21 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas – <i>Outage event</i>	128
Figura 6.22 Evolución frecuencia del sistema escenarios sin control de frecuencia – <i>Outage event</i>	132
Figura 6.23 Evolución frecuencia del sistema escenarios con control de frecuencia – <i>Outage event</i>	135
Figura 6.24 Comparación frecuencia del sistema ante un 8% pérdida de generación para ambas estrategias de control con 50% de participación PFV – <i>Outage event</i>	137
Figura 6.25 Comparación frecuencia del sistema ante un 10% pérdida de generación para ambas estrategias de control con 50% de participación PFV – <i>Outage event</i>	137
Figura 6.26 Análisis modal – <i>Short circuit event</i>	140
Figura 6.27 Análisis modal modos inestables – <i>Short circuit event</i>	141
Figura 6.28 Tensión en barras del sistema – <i>Short circuit event</i>	144
Figura 6.29 Tensión en barra <i>MV_Grid – 23kV</i> identificando el periodo del modo de oscilación en movimiento – <i>Short circuit event</i>	146
Figura 6.30 Parámetros modos de oscilación – <i>Short circuit event</i>	147
Figura 6.31 Corrientes de fase – <i>Short circuit event</i>	148
Figura 6.32 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema – <i>Short circuit event</i>	150
Figura 6.33 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas – <i>Short circuit event</i>	153
Figura 6.34 Comparación frecuencia del sistema con 50% de participación PFV post-contingencia para ambas estrategias de control – <i>Short circuit event</i>	157
Figura 6.35 Potencia activa generadores PV para ambas estrategias de control y frecuencia del sistema ante impacto de carga en unilínea “ <i>Modelación dinámica de redes eléctricas</i> ”	160
Figura 6.36 Señales link-DC y de control para ambas plantas PV en unilínea “ <i>Modelación dinámica de redes eléctricas</i> ”	161
Figura A.1 Creación de una nueva página para dar origen al <i>frame</i> de la curva PV	169
Figura A.2 Adición de <i>slots</i> en <i>frame</i> curva PV	170
Figura A.3 Definición de <i>slots</i> más variables de entrada y salida	170
Figura A.4 <i>Frame</i> Curva PV	171
Figura A.5 Generación del composite model para el <i>frame</i> de la curva PV	171
Figura A.6 Incorporación del <i>frame</i> curva PV al <i>Composite model</i>	172
Figura A.7 <i>Frame PV Array</i>	174
Figura A.8 Adaptación líneas de código originalmente del <i>slot Ramp E</i> a las nuevas líneas para <i>slot Ramp U</i>	175
Figura A.9 Parámetro <i>U_start</i>	176
Figura A.10 Modificación de señales de entrada y salida antiguo <i>slot Ramp E</i> para adaptarlo a las líneas de código modificadas para adaptación a <i>Ramp U</i>	177
Figura A.11 Variables plot curva PV	177
Figura B.1 Unilínea curso eléctrico “ <i>Modelación dinámica de redes eléctricas</i> ” con ambas plantas PV (con y sin control de frecuencia)	179
Figura C.1 Señales link DC y de control Escenarios MPPT – <i>Load impact event</i>	181
Figura C.2 Señales link DC y de control Escenarios Control – <i>Load impact event</i>	182

Figura C.3 Eliminación <i>deadband</i> Escenario E4 Control	182
Figura C.4 Señales link DC y de control Escenarios base – <i>Outage Event</i>	183
Figura C.5 Señales link DC y de control Escenarios MPPT – <i>Outage Event</i>	183
Figura C.6 Señales link DC y de control Escenarios Control – <i>Outage Event</i>	184
Figura C.7 Señales link DC y de control Escenario base E0 – <i>Short circuit event</i>	184
Figura C.8 Señales link DC y de control Escenarios MPPT y Control – <i>Short circuit event</i>	185
Figura C.8 Señales link DC y de control Escenarios E4-Control a través del método de simulación EMT – <i>Short circuit event</i>	186
Figura D.1 Factores de participación Escenario base E0 MPPT – <i>Load impact event</i>	188
Figura D.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – <i>Load impact event</i>	189
Figura D.3 Factores de participación Escenario E2 MPPT – <i>Load impact event</i>	190
Figura D.4 Factores de participación Escenario E3 MPPT – <i>Load impact event</i>	191
Figura D.5 Factores de participación Escenario E4 MPPT – <i>Load impact event</i>	192
Figura D.6 Factores de participación Escenario base E0 Control – <i>Load impact event</i>	194
Figura D.7 Factores de participación Escenario E1 Control – <i>Load impact event</i>	195
Figura D.8 Factores de participación Escenario E2 Control – <i>Load impact event</i>	196
Figura D.9 Factores de participación Escenario E3 Control – <i>Load impact event</i>	197
Figura D.10 Factores de participación Escenario E4 Control – <i>Load impact event</i>	198
Figura F.1 Factores de participación Escenario base E0-1 – <i>Outage event</i>	200
Figura F.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – <i>Outage event</i>	201
Figura F.3 Factores de participación Escenario base E0-2 – <i>Outage event</i>	202
Figura F.4 Factores de participación Escenario E2 MPPT – <i>Outage event</i>	203
Figura F.5 Factores de participación Escenario E1 Control – <i>Outage event</i>	205
Figura F.6 Factores de participación Escenario E2 Control– <i>Outage event</i>	206
Figura E.1 Factores de participación Escenario base E0 – <i>Short circuit event</i>	208
Figura E.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – <i>Short circuit event</i>	209
Figura E.3 Factores de participación Escenario E2 – <i>Short circuit event</i>	210
Figura E.4 Factores de participación modo de oscilación 01 inestable en $t = 2.12 [s]$	212
Figura E.5 Factores de participación modo de oscilación 02 inestable en $t = 2.12 [s]$ para Escenario base E0	213
Figura E.6 Factores de participación modo de oscilación 03 inestable en $t = 2.12 [s]$ para Escenario base E0	214
Figura E.7 Factores de participación modo de oscilación 01 inestable en $t = 2.14[s]$	215
Figura E.8 Factores de participación modo de oscilación 02 inestable en $t = 2.14[s]$	217
Figura E.9 Comparación respuesta de Potencia activa generadores PV y frecuencia del sistema ante distintos controles locales en las PFV para Escenario E4 Control – <i>Short circuit event</i>	219

Abreviaciones

Mayúsculas

F. de T.	: Función de transferencia.
DSL	: DIgSILENT simulation language
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SIC	: Sistema interconectado central
MPPT	: Maximum Power Point Tracker.
MPP	: Maximum Power Point.
NTSyCS	: Normativa técnica de seguridad y calidad de servicio
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia.
CPF	: Control Primario de Frecuencia.
CSF	: Control Secundario de Frecuencia.
AC	: Corriente Alterna, del inglés <i>Altern Current</i> .
DC	: Corriente Continua, del inglés <i>Direct Current</i> .
PV	: Fotovoltaico, del inglés <i>PhotoVoltaic</i> .
PFV	: Planta fotovoltaica
ERNC.	: Energía Renovable No Convencional
PF	: Factor de potencia, del inglés <i>power factor</i>
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRE	: Consejo internacional de grandes redes eléctricas



Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción General

La estabilidad en sistemas de potencia (SEP) se refiere a la capacidad que tiene la red de conservar o recuperar su punto de equilibrio en operación normal como frente a una contingencia que lo perturbe sin entrar en inestabilidades. Una mala proyección del sistema en base a los escenarios más desfavorables en donde este se puede ver sometido puede incurrir en un deterioro en ciertas variables que contribuyen a la estabilidad. Una de ellas es la pérdida de inercia. Entiéndase como inercia la energía cinética que se encuentra acumulada en el rotor de los generadores síncronos que componen el circuito.

Actualmente, por los efectos negativos del cambio climático es que nace la necesidad de incorporar nuevas fuentes de generación a la matriz energética que puedan sustituir a los generadores convencionales, permitiendo tener redes más amigables con el medio ambiente. Una de las grandes soluciones propuestas en Chile es a través de la masiva incorporación de centrales de ERNC, en particular las plantas solares fotovoltaicas por las óptimas condiciones que tiene el país para su adopción, donde se prevé que al año 2040 existan instantes en donde la red se alimente principalmente en base a generación solar fotovoltaica. Sin embargo, esto podría ser un potencial riesgo para la estabilidad del sistema frente a ciertos eventos, ya que, por muy obvio que sea, es de conocimiento que las plantas PV no poseen partes rotantes y por lo tanto se imposibilita la opción de acumular energía cinética que pueda ser inyectada a la red luego de ocurrida una contingencia, lo que se traduce como una pérdida en la inercia total del sistema y así un deterioro sobre el control

El foco de la investigación se basa en estudiar y comparar la respuesta en un sistema de prueba utilizando los mecanismos de control empleados actualmente en el despacho de centrales PV (Control MPPT) frente a estrategias de control que permitan emular el comportamiento de los gobernadores de las máquinas síncronas mitigando la pérdida de inercia bajo el concepto de inercia virtual. Adicionalmente, se realizó un aporte al curso de “*Modelación dinámica de redes eléctricas*” incorporando la planta PV con control de frecuencia utilizada a lo largo de esta memoria de título.

Primero, se comenzó presentando todos los conceptos que son de interés para el estudio de los SEP y estrategias de control en plantas PV. Luego, se adjuntó el trabajo realizado para adaptar la planta PV en el software *DIgSILENT Power Factory* tal que cumpla con los objetivos del caso de

estudio. Posteriormente, se ilustró la metodología de trabajo que se llevó a cabo en la investigación junto con la presentación de los escenarios y contingencias a analizar. Dentro de ellas se distinguen 3: Impacto de carga tipo potencia constante, pérdida de generación (8% y 10%) y un corto circuito trifásico aplicado en una de las líneas de distribución con despeje de línea. Finalmente, adjuntaron los resultados obtenidos a través de las simulaciones bajo estudios de pequeña señal mediante análisis modal y factores de participación en conjunto con el estudio de estabilidad transitoria tal que complementen la entrega de información y así comparar de manera precisa los resultados obtenidos para cada una de las estrategias de control empleadas frente a las 3 contingencias.

1.2 Trabajos previos

Se han revisado publicaciones de diversos autores que de alguna u otra forma han contribuido a esta línea de investigación, en particular, se ha utilizado como referencia el trabajo comenzado por exalumnos provenientes de casas de estudio como la Universidad de Chile y la Universidad de Concepción. Adicionalmente, se basó en *papers* y documentación extraída desde el *IEEE* como desde el *KTH Royal Institute of Technology*, libros y cursos electivos de la misma universidad.

1.2.1 Literatura estudiada

- ❖ P. Kundur et al., “*Definition and classification of power system stability,*” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

Este trabajo se encarga de presentar la definición y clasificación de los tipos de estabilidades en los sistemas eléctricos de potencia por organismos como el IEEE y el CIGRE. Básicamente, lo que se hace, es definir los tipos de estabilidad y proporcionar una base sistémica para su clasificación en base a la naturaleza física, el tamaño y los equipos involucrados.

- ❖ N. Hatziargyriou et al., “*Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,*” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

Este trabajo busca actualizar los conceptos y clasificaciones empleadas en el paper “*Definitions and classifications of power system stability*” presentados el año 2004. Los criterios seleccionados para dar origen a las nuevas definiciones se realizan en base a la gran incorporación de

dispositivos provenientes de la electrónica de potencia, lo que implica estudiar nuevos fenómenos bajo distintas constantes de tiempo. Finalmente, se incluyen dos nuevas clasificaciones de estabilidad, las cuales son: *Converter-driven stability* y *Resonance stability*.

- ❖ P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O'malley, "*Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*," 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

Este trabajo presenta la importancia de la inercia en los sistemas de potencia como los conocemos hoy en día como también las problemáticas que se presentan ante la alta penetración de fuentes basadas en inversores. Se lustran ejemplos y formas en como es posible mitigar estos problemas y lograr evolucionar de manera adecuada junto con las nuevas tecnologías de generación que se incorporan a la matriz energética.

- ❖ Q. Peng, "*Coordination of Virtual Inertia Control and Frequency Damping in PV Systems for Optimal Frequency Support*," CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 5, no. 4, pp. 305–316, Dec. 2020, doi: 10.24295/CPSSTPEA.2020.00025.

Este trabajo investiga acerca de estabilidad de frecuencia en redes eléctricas a través de un control de inercia virtual coordinado con un control de amortiguamiento. Esto con el fin de observar las mejoras en la respuesta de la frecuencia del sistema basándose en los principales indicadores que son utilizados para medir su desempeño, estos son: La frecuencia nadir, el RoCoF y los tiempos de restablecimiento para llegar al régimen permanente. Luego, revisa el impacto de la constante de inercia y ganancia de amortiguamiento en la calidad e la forma de onda de la frecuencia.

- ❖ U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "*Virtual inertia: Current trends and future directions*," Applied Sciences (Switzerland), vol. 7, no. 7. MDPI AG, Jun. 26, 2017. doi: 10.3390/app7070654.

Este trabajo se basa en revisar y hacer un estado del arte de las técnicas utilizadas actualmente para llevar a cabo el control de inercia virtual en sistemas de potencia. Junto con eso, se procede a comparar dichas técnicas y clasificarlas. Finalmente, se discuten los desafíos y enfoque que se le debe dar a la línea de investigación considerando los altos niveles de penetración de energías renovables.

- ❖ J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, “*Distributed Power System Virtual Inertia Implemented by Grid-Connected Power Converters*,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 33, no. 10, pp. 8488–8499, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2785218.

Esta investigación lo que hace es abordar los conceptos de inercia en sistemas de potencia, los VSG (*Virtual synchronous generators*) y el control de inercial virtual. Junto con eso, se presenta como el control de inercia virtual a través de condensador de enlace emula el comportamiento de los generadores síncronos cuando estos dan soporte al sistema entregando como potencia la energía cinética acumulada en el rotor de la máquina. Finalmente, a través de pruebas experimentales, se verifica como la incorporación del control de inercia virtual mejora la respuesta de frecuencia de la red eléctrica.

- ❖ Claudio R. Sepúlveda, “*Estabilidad en SEP*,” curso de pregrado *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, Universidad de Concepción, 2020.

En este capítulo del curso se presentan las claves para entender el concepto de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia junto con los tipos de estudios y clasificaciones que se establecen a través de los organismos internacionales como el *IEEE*. Finalmente, se introduce a grandes rasgos los desafíos que deben enfrentar los sistemas eléctricos ante situaciones como la pérdida de inercia producto de la incorporación de grandes fuentes de ERNC.

- ❖ F. M. Gonzalez-Longatt, “*Estabilidad en Sistemas de Potencia*,” 2006.

En este documento se presentan en detalle los conceptos básicos que influyen en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, tales como: Estabilidad de ángulo rotórico, estabilidad de voltaje y colapso de voltaje, estabilidad de término medio y término largo. Finalmente, se presenta un diagrama que clasifica los distintos tipos de estabilidad.

- ❖ X. Li, Z. Li, L. Guan, L. Zhu, and F. Liu, “*Review on Transient Voltage Stability of Power System*,” in *iSPEC 2020 - Proceedings: IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Energy Transition and Energy Internet*, Nov. 2020, pp. 940–947. doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351059.

Este trabajo tiene como principal discusión los problemas causados por inestabilidades de voltaje que han llegado a colapsar algunas redes eléctricas. Producto de ello, es que esta investigación revisa los logros obtenidos en los últimos 20 años, además de analizar en detalle la

definición, clasificación, método de análisis, mecanismo de inestabilidad y criterios de estabilidad de voltaje transitorio en redes eléctricas.

- ❖ Claudio R. Sepúlveda, “*Curvas PV y QV,*” curso electivo *Transmisión en Sistemas eléctricos de Potencia*, Universidad de Concepción, 2021.

En este documento del curso se presentan las principales consideraciones que se deben tener en el diseño y modelamiento de líneas de transmisión en función de las curvas PV y QV. Donde se discuten los problemas de inestabilidad de voltaje que puedan causar el colapso del sistema eléctrico de potencia, además de las necesidades que éste puede tener de ser compensado a través de compensadores de reactivos serie o paralelo según sean los requerimientos de la red.

- ❖ John K. Grainger and William D. Stevenson Jr., “*Análisis de sistemas de potencia,*” 1996.

Este libro cuenta con las bases para estudiar en detalle equipos eléctricos, líneas de transmisión, fallas, herramientas de estudio y tipos de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

- ❖ Fernando Torres, “*Análisis Modal en Sistemas Eléctricos de Potencia: Aplicación a la Interconexión SIC-SING,*” memoria de título para postular al Título de Ingeniero civil Eléctrico, Universidad de Concepción 2017.

En este trabajo se estudia la estabilidad de la interconexión de dos sistemas eléctricos de potencia, el SING y el SIC, donde primero se realiza una definición y caracterización de los diferentes tipos de estabilidad en SEP. Luego, se introduce el marco teórico del análisis modal para su aplicación en el modelo de la interconexión de ambos sistemas.

- ❖ José R. Espinoza C., “*Apuntes Sistemas de Control,*” curso de pregrado *Sistemas de control*, Universidad de Concepción, 2019.

En este apunte se presentan las claves que permiten analizar los sistemas lineales, con énfasis en estructuras realimentadas. En particular, se abordan temas como el análisis en estado estacionario y dinámico de sistemas que se caracterizan por tener una entrada y una salida, también se introducen herramientas como son el Lugar Geométrico de las Raíces y el Criterio de Nyquist. Finalmente, se revisa el diseño de controladores utilizando las herramientas anteriores.

- ❖ “*Improving Transient Stability | Power System | Electrical Engineering.*” <https://www.engineeringenotes.com/electrical-engineering/power-system/improvingtransient-stability-power-system-electrical-engineering/24809> (accessed Nov. 03, 2022).

En este artículo se presentan mecanismos que permiten mejorar la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Se mencionan aquellos utilizados en el pasado y se describen en mayor detalle las técnicas que hoy en día se emplean en la práctica.

- ❖ “*Generadoras de Chile - Energía Solar,*” 2022. <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar> (accessed Nov. 03, 2022).

En esta página se ilustra brevemente los fundamentos básicos de la energía solar y se detalla a través de talas la capacidad instalada de energía solar de Chile.

- ❖ O. Almeida, “*Estabilidad transitoria de redes eléctricas con alta penetración de energía solar fotovoltaica,*” memoria de título para postular al Título de Ingeniero civil Eléctrico, Universidad de Concepción 2015.

Esta memoria de título se basa en el estudio y análisis de redes eléctricas aumentando los niveles de penetración solar fotovoltaica hasta llegar a un 60% de participación. Aquí mediante el *software DIGSILENT Power Factory* se toma como referencia la base de datos del SING entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional para emular lo que sería el desplazamiento de generadores convencionales en reemplazo por PFV y ver el comportamiento de la frecuencia del sistema ante eventos de pérdida de generación, contrastando la respuesta obtenida bajo la estrategia de control MPPT y con control de frecuencia.

- ❖ J. Javier and S. Cortés, “*Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales,*” memoria de título para postular al Título de Ingeniero civil Eléctrico, Universidad de Concepción 2021.

En esta memoria de título se emplean modelos matemáticos y diversos procedimientos para determinar la operación óptima de las plantas PV basadas en paneles bifaciales y en base a eso construir un prototipo de planta que valide los modelos y algoritmos empleados.

- ❖ F. E. Tahiri, K. Chikh, M. Khafallah, and A. Saad, “*Comparative study between two Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic system,*” in *Proceedings of 2016 International Conference on Electrical and Information Technologies, ICEIT 2016*, Jul. 2016, pp. 107–112. doi: 10.1109/EITech.2016.7519571.

En este trabajo se estudia la comparación entre dos tipos de algoritmos para seguir el MPPT, estos son el *Incremental conductance* y *perturb and observe*. Esto con el fin de maximizar la eficiencia del panel a la hora de operar bajo variaciones en los niveles de radiación solar, temperatura y cargas eléctricas.

- ❖ I.-T. K. Theologitis, “*Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications Electric Power Systems Second Level,*” 2011.

En este trabajo se estudia el modelo de planta fotovoltaica entregada por *DIgSILENT Power Factory* bajo la estrategia de control MPP, llegando a la conclusión de que éste posee mal soporte de voltaje producto de lo pobre que es el control de potencia reactiva de la unidad y además se observa que posee una mala representación ante variaciones en la radiación. En base a eso, se crea un modelo que sea capaz de tener una representación más real de la planta PV.

- ❖ A. Castillo, “*Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica,*” memoria de título para postular al Título de Ingeniero civil Electricista, Universidad de Chile 2013.

Esta memoria de título se basa en el estudio y análisis de redes eléctricas aumentando los niveles de penetración solar fotovoltaica hasta llegar a un 22% de participación. Aquí mediante el *software DIgSILENT Power Factory* se toma como referencia la base de datos del SING entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional para emular lo que sería el desplazamiento de generadores convencionales en reemplazo por PFV y ver el comportamiento de la frecuencia del sistema ante eventos de pérdida de generación, contrastando la respuesta obtenida bajo la estrategia de control MPPT y con control de frecuencia.

- ❖ F. Sada, “*Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies*,” 2011.

Este trabajo se encarga de encontrar modelos que permitan simplificar la incorporación de grandes parques eólicos, para reducir los tiempos de simulación y facilitar los modelos utilizados en diferentes estudios. Para ello, se busca encontrar un modelo equivalente que represente la conexión de las líneas de las turbinas y de la potencia producida por la granja. La validación de la metodología empleada se realiza a través *DIgSILENT Power Factory*.

- ❖ Comisión Nacional de Energía – Chile, “*Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*” , 2019.

Esta normativa técnica establece las exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio en los sistemas eléctricos chilenos. Se presentan los estándares de diseño de las instalaciones, equipamiento y requisitos para una correcta operación del sistema.

1.2.2 Discusión

La revisión realizada indica que la incorporación masiva de energía proveniente de centrales solares fotovoltaicas se traduce en un deterioro en la respuesta de la red frente a ciertos eventos producto de la pérdida de inercia equivalente debida al desplazamiento de generadores convencionales en la operación del sistema. En este trabajo se considerará la incorporación de estrategias de control que permitan emular el comportamiento de los gobernadores de las máquinas síncronas a través del concepto de *virtual inertia* y comparar su desempeño con respecto a la condición de operación *Maximum power point tracking* (MPPT).

1.3 Hipótesis de trabajo

Una alta participación de centrales solares fotovoltaica a través de un control de seguimiento del punto de máxima potencia implica un deterioro en el soporte de la frecuencia de la red frente a diversas contingencias, lo que eventualmente podría comprometer la estabilidad del sistema. Dicho eso, se cree que bajo la condición de operación *deloaded* con reservas de potencia activa en la planta PV en conjunto con un control de frecuencia, es posible mejorar la respuesta obtenida en la red donde predominantemente participan centrales convencionales.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Estudiar el comportamiento de una red de prueba que permita comprender los efectos que provoca la masiva participación de centrales PV en la operación del sistema eléctrico bajo distintas estrategias de control.

1.4.2 Objetivos específicos

- Comprender el modelo y funcionamiento de la PFV otorgada por *DIgSILENT Power Factory*.
- Obtener un modelo dinámico de la PFV en *DIgSILENT Power Factory* tal que permita el control de frecuencia a través de la inyección de reservas de potencia activa.
- Analizar la estabilidad de un SEP mediante estudios de pequeña señal a través de análisis modal y factores de participación en conjunto de un análisis transitorio que permita verificar el estado del sistema bajo estudio frente a diversas contingencias para ambas estrategias de control.
- Hacer un aporte al curso electivo “*Modelación dinámica de redes eléctricas*” incorporando el modelo dinámico de la PFV obtenido para el desarrollo de la investigación junto con una guía para su correcto uso.

1.5 Alcances y limitaciones

La incorporación del control de frecuencia a la planta PV a través del software *DIgSILENT Power Factory* permitió observar de manera clara y precisa el comportamiento de la red de prueba para ambas estrategias de control. Sin embargo, el modelo dinámico obtenido a partir de la planta entregada por el software no contempla control de potencia reactiva, lo que se traduce en altos niveles de exigencia para el único generador convencional conectado en los escenarios donde existe mayor penetración de energía solar fotovoltaica. Por último, se imposibilita el hecho de establecer como máquina de referencia a la planta PV debido a las restricciones del software.

1.6 Temario y metodología

El trabajo de memoria de título presentado se desarrolla en 6 capítulos. A continuación, se describe a grandes rasgos los temas abordados en cada uno de ellos.

El **Capítulo 1** comprende la introducción junto con los trabajos previos, normas utilizadas y objetivos del caso de estudio.

El **Capítulo 2** presenta los conceptos básicos necesarios para entender la estabilidad en los sistemas de potencia en base a información recopilada principalmente desde el *IEEE*.

El **Capítulo 3** se ilustra información referida a las bases de la energía solar fotovoltaica junto con el comportamiento y estrategias de control más utilizadas en las plantas PV.

El **Capítulo 4** contempla el modelo dinámico original entregado por *DIgSILENT Power Factory* junto con el paso a paso realizado para incorporar el control de frecuencia a la planta PV entregada por el software.

El **Capítulo 5** adjunta la metodología de trabajo empleada para el desarrollo de la investigación. Aquí se definen los escenarios y condiciones de operación para las 3 contingencias aplicadas junto con los indicadores de desempeño medidos para cuantificar parte de los resultados obtenidos.

El **Capítulo 6** contiene los análisis y resultados obtenidos para todos los escenarios bajo ambas estrategias de control. Aquí se adjunta el estudio de pequeña señal previo y posterior a la contingencia junto del análisis de estabilidad transitoria. Luego, se muestra la evolución de la red bajo estudio a medida que aumenta la penetración de centrales PV. La tercera parte considera la comparación directa escenario por escenario ambas estrategias empleadas. Finalmente, se adjunta la PFV funcionando en el unilineal del curso electivo “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”.

El **Capítulo 7** presenta las conclusiones a las que se llegó luego de realizada la investigación, además de trabajos futuros para complementar la línea de investigación tomada.

El **Anexo A** contiene todo el paso a paso para crear la curva característica de la planta PV a través de un *frame* creado en *DIgSILENT Power Factory*.

El **Anexo B** contiene en unilineal del curso electivo “*Modelación dinámica de redes eléctricas*” con la planta PV con control de frecuencia conectada junto a la planta PV con control MPPT.

El **Anexo C** contiene las gráficas de las señales DC y de control de cada escenario simulado para ambas estrategias de control y la respuesta de la potencia vs frecuencia considerando la eliminación de la *deadband* definida.

El **Anexo D** contiene la evolución de resultados para el *Load impact event* junto con los factores de participación obtenidos a través del estudio de pequeña señal mediante las herramientas de análisis modal entregadas por *DIgSILENT Power Factory*.

El **Anexo F** contiene la evolución de resultados para el *Outage event* junto con los factores de participación obtenidos a través del estudio de pequeña señal mediante las herramientas de análisis modal entregadas por *DIgSILENT Power Factory*.

El **Anexo E** contiene la evolución de resultados para el *3 Phase – Short circuit event* junto con los factores de participación obtenidos a través del estudio de pequeña señal mediante las herramientas de análisis modal entregadas por *DIgSILENT Power Factory*. Además, se adjunta una pequeña comparativa en la respuesta de frecuencia obtenida utilizando *Local Controller Constant Q* y *Voltage Q-Droop* de la PFV frente al evento de cortocircuito.

Capítulo 2. Estabilidad en Sistemas de Potencia

2.1 Introducción

El estudio asociado a la estabilidad en sistemas de potencia ha sido materia de constante revisión debido a los avances tecnológicos en los dispositivos que lo conforman. Antiguamente, las instituciones CIGRE e IEEE, en el año 2004, indicaban que la dinámica del sistema se determinaba principalmente por los controles de las máquinas sincrónicas y el comportamiento de las cargas [1]. No obstante, con la alta penetración de componentes asociados a la electrónica de potencia, aumento de generación eólica y fotovoltaica, diversas tecnologías de almacenamiento, sistemas flexibles de transmisión en AC (FACTS), transmisión en corriente continua (HVDC), entre otros, es que la respuesta dinámica de los sistemas de energía se ha vuelto progresivamente más dependiente de dispositivos electrónicos de respuesta rápida alterando así el comportamiento dinámico de la red.

Este capítulo se enfocará en definir y e ilustrar que se entiende por estabilidad en sistemas de potencia según las organizaciones internacionales, mencionar los tipos de estabilidad y como clasificarlos.

2.2 Conceptos básicos y definición

En un sistema eléctrico lo que más importa es siempre mantener constante la demanda y la generación, ya que antes posibles desbalances este podría poco a poco a colapsar. A raíz de esta problemática es que nace el concepto de estabilidad en sistemas de potencia. Se entiende como estabilidad al comportamiento que éste tendrá luego de una perturbación, donde para una condición de operación inicial estable dada pasa a un nuevo punto de operación que también satisface el equilibrio de todas las variables del sistema. Para ello, y entendiendo la necesidad de establecer un lenguaje común en el estudio de sistemas, es que miembros del IEEE en conjunto con la CIGRE han retomado investigaciones previas para mitigar y definir los nuevos fenómenos y comportamientos que están teniendo los SEP debido a la masiva incorporación de convertidores de electrónica de potencia. El año 2021 estos presentaron la nueva definición formal de estabilidad en SEP como sigue: *“La estabilidad del sistema de potencia es la habilidad de un sistema de potencia eléctrica, para una condición de operación inicial dada, de recuperar un estado de operación en equilibrio después de haber estado sujeto a una perturbación física, con la mayoría de las variables del*

sistema acotadas de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto” [2].

La incorporación de estas nuevas tecnologías, como, por ejemplo, la masiva adición de equipos provenientes de la electrónica de potencia, ha modificado el comportamiento de la red, lo que a su vez ha implicado la aparición de nuevos fenómenos. En la figura 2.1 pueden observarse con más claridad las nuevas escalas de tiempo que se han definido.

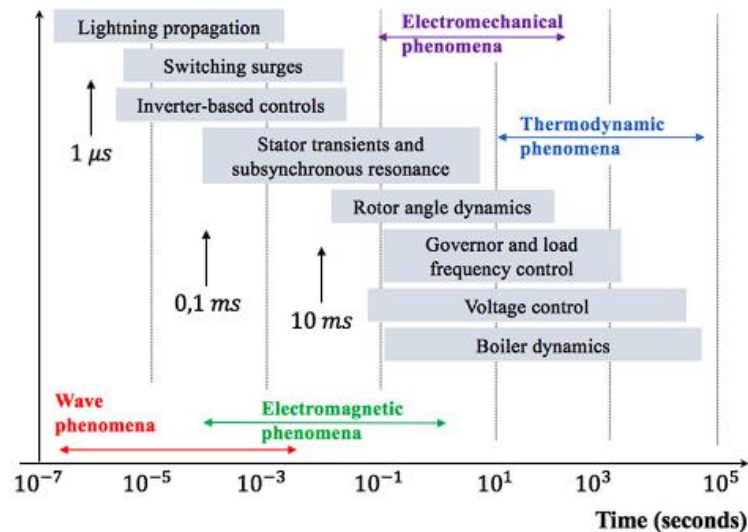


Figura 2.1 Power system scales [2]

Por último, a la hora de estudiar el comportamiento de los sistemas es importante tener en cuenta ciertos criterios que son claves para el análisis, dentro de estos se encuentran:

- La naturaleza física del modelo de inestabilidad resultante (inestabilidad de la variable principal observada).
- Magnitud de la perturbación con respecto al sistema (influye en las herramientas matemáticas a utilizar en el análisis de estabilidad).
- Equipamiento, proceso y rango de tiempo.

2.3 Inercia en SEP

Un elemento clave a tener en consideración para el análisis de sistema es el concepto de inercia. Se entiende por inercia a la energía cinética que se encuentra acumulada en el rotor de un generador sincrónico. La expresión que suele utilizarse para representar esta constante se hace a

través del parámetro H o coeficiente de inercia el que viene dado en segundos. Se dice decirse que una máquina posee una alta inercia cuando H toma valores alrededor de 6-8 [s], éstas se caracterizan por ser unidades pesadas difíciles de sacar de su punto de operación y de hacerlas volver a su estado original. Caso contrario, se tienen las máquinas más pequeñas que poseen inercias de alrededor de 2-3s. En la Ecuación 2.1 se presenta como viene definida la constante de inercia H.

$$H = \frac{\text{Energía cinética en MJ a velocidad sincrónica}}{\text{Capacidad nominal MVA}} = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (2.1)$$

Su importancia radica en la respuesta que tendrá la red posterior a una contingencia, donde aquellos sistemas que posean una mayor inercia equivalente serán capaces de tolerar mejor los eventos que perturben al sistema provocando una desviación positiva o negativa en la frecuencia. Esto se puede ilustrar de manera más clara utilizando el siguiente ejemplo: se tienen 30,000 MW de demanda que son abastecidos por 30 generadores sincrónicos de 1,000MW. Si uno de estos generadores falla causando su desconexión, el resto de los generadores que aún se encuentran conectados deberán seguir sufriendo los 30,000 MW que demanda la carga considerando que, ahora la generación es de 29,000MW, por lo tanto, de alguna forma esta diferencia deberá ser repartida entre todos estos equipos. Ahora, considerando que todos los generadores son iguales y que por lo demás poseen energía cinética acumulada en el rotor, es posible inyectar esta energía posterior a la falla a modo de suplir el delta de generación que falta producto de la salida de la unidad. Dicho esto, si bajo condiciones de operación normal cada uno de estos generadores inyectaba 1,000MW, producto del reparto de carga deberán entregar 34 MW adicionales cada uno de ellos (1000 MW dividido por los 29 generadores) tal y como se ilustra en la Figura 2.2



Figura 2.2 Source of power in a 1000 [MW] contingency case with 29 identical 1000 [MW] generators [3].

En la Figura 2.3 se muestra una comparativa en la respuesta dinámica que tiene un sistema y el RoCoF considerando distintos coeficientes de inercia. Como ya se ha adelantado, es claro notar como la red se vuelve más robusta a medida que aumentamos los niveles de inercia.

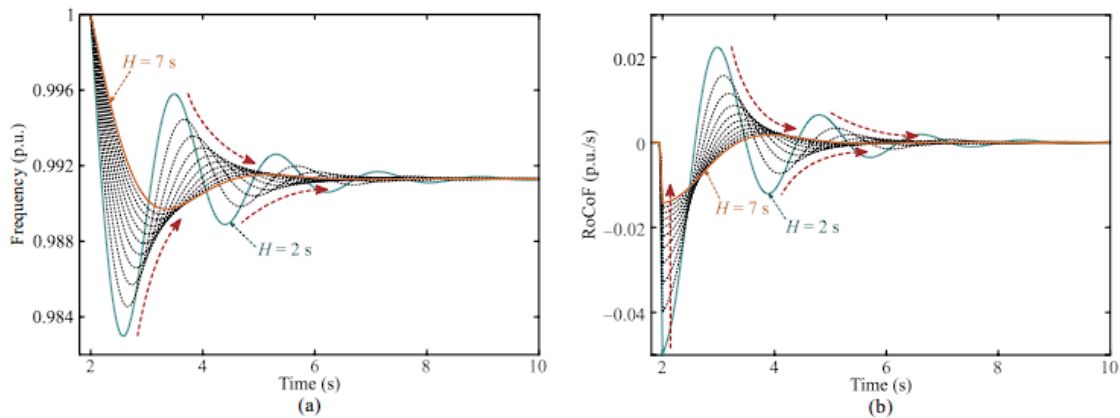


Figura 2.3 Dynamics of the frequency and RoCoF under a load step with increasing inertia constants [4]

(a) Grid frequency (b) RoCoF

Una forma en la que el sistema se verá afectado será ante la masiva incorporación de unidades o elementos de potencia que inyecten energía a la red mediante convertidores. Esto debido a que al ser elementos electrónicos que no poseen partes rotantes es imposible tener en algún lugar energía cinética acumulada. Un ejemplo claro son las plantas solares fotovoltaicas las que generan energía captando la radiación solar a través de paneles.

2.3.1 Inercia virtual

Un decremento en la energía cinética equivalente del sistema se traduce en redes más débiles y susceptibles a perturbaciones. Para ello se ha buscado crear algoritmos y estrategias de control que logren mitigar este hecho simulando la respuesta inercial que poseen las máquinas síncronas a través de convertidores. Por lo tanto, el concepto de inercia virtual nace de la necesidad de cuantificar y generar un símil entre el comportamiento que tienen las unidades fotovoltaicas con respecto a la respuesta dinámica que poseen los generadores síncronos ante desviaciones en la frecuencia. En la Figura 2.4, se ilustra un pequeño esquema de cómo se incorpora el control de inercia virtual en equipos que se conectan a la red a través de dispositivos provenientes de la electrónica de potencia.

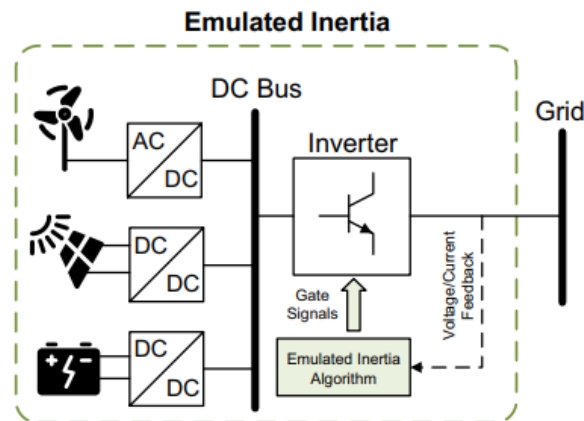


Figura 2.4 *Emulated inertia concept* [5]

En la Figura 2.5 se muestra una analogía de cómo se puede representar la energía cinética del generador síncrono en el capacitor del link DC de la planta fotovoltaica. Tomando lo presentado en el inciso anterior es posible definir que la constante de inercia del condensador será la energía acumulada en él sobre la potencia base del sistema.

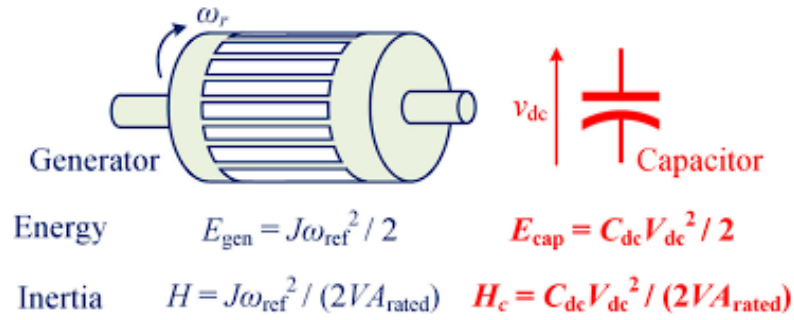


Figura 2.5 Analogy between synchronous generators and dc-link capacitors [6]

$$H_c = \frac{E_{cap}}{S_{base}} = \frac{1}{2} \frac{C_{dc}V_{dc}^2}{S_{base}} \quad (2.2)$$

Donde:

- E_{cap} : Energía acumulada en el capacitor
- S_{base} : Potencia base del sistema
- C_{dc} : Capacidad del condensador
- V_{dc} : Voltaje en el link dc

Luego, resta definir el comportamiento “inercial” que tendrá la planta fotovoltaica ante desviaciones de frecuencia. Para ello a través de la Ecuación 2.3, se define el coeficiente de inercia virtual que representa a la planta fotovoltaica, la cual viene dada por la inercia electrónica del capacitor H_c y por la constante proporcional K_{FV} .

$$H_p = K_{FV} * H_c \quad (2.3)$$

Donde K_{FV} nace del control frecuencia-voltaje que permite regular las variaciones del punto de operación V_{dc} según sea la desviación en la frecuencia, permitiendo determinar la cantidad de energía acumulada a extraer desde el link dc de la planta para luego ser suministrada a la red como “inercia”. Esto último se observa en la Ecuación 2.4.

$$K_{FV} = \frac{\Delta V_{dc,max}/V_{dc}}{\Delta f_{max}/f_{nominal}} \quad (2.4)$$

Donde $\Delta V_{dc,m\acute{a}x}$ se define como: un voltaje mínimo que pueda hacer efectiva la modulación y un voltaje máximo que no puede ser superado, el que viene determinado por las características constructivas de los componentes activos y pasivos del inversor.

$$\Delta V_{dc,m\acute{a}x} = \frac{V_{dc,m\acute{a}x} - V_{dc,min}}{2} \quad (2.5)$$

Reemplazando 2.4 en 2.5 se tiene que el coeficiente de inercia virtual viene dado por la Ecuación 2.6.

$$H_p = \frac{\Delta V_{dc,m\acute{a}x} * f_{nominal}}{V_{dc} * \Delta f_{m\acute{a}x}} * \frac{1}{2} \frac{C_{dc} V_{dc}^2}{S_{base}} \quad (2.6)$$

Por último, en la Figura 2.6 se muestra como para un convertidor de potencia de 1-kVA, como varía H_p según los valores voltaje y capacidad que se tengan.

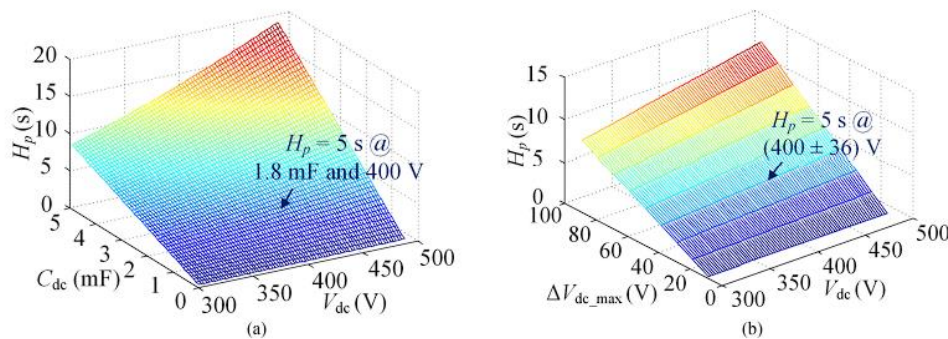


Figura 2.6 Virtual inertia coefficient H_p versus C_{dc} , V_{dc} , and ΔV_{dc_max} ($\Delta f_{r_max} = 0.2 \text{ Hz}$, $f_{ref} = 50 \text{ Hz}$, and $VA_{rated} = 1 \text{ kVA}$) [6]

(a) $\Delta V_{dc_max} / V_{dc} = 0.15$. **(b)** $C_{dc} = 2.82 \text{ mF}$.

2.4 Tipos de estabilidad

Dentro de los tipos de estabilidad que encontramos en los estudios de sistemas eléctricos de potencia podemos hallar 3: (Figura 2.7).

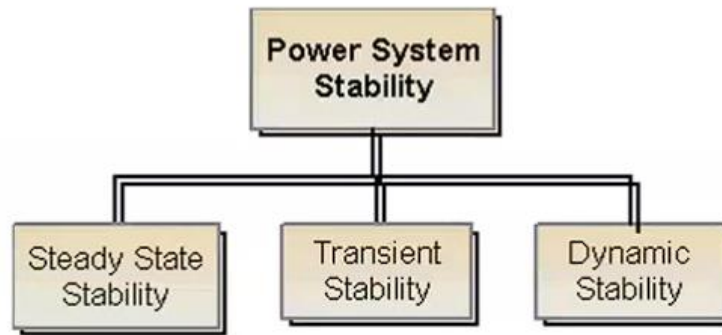


Figura 2.7 *Types of stability in electrical power systems* [7]

2.4.1 Steady state stability

Este estudio se encarga de revisar el comportamiento que está teniendo el sistema en régimen permanente utilizando flujos de potencia o estudios de corto circuito. Junto con eso, se encarga de revisar si los voltajes se encuentran dentro de la norma, asegurarse que los ángulos de fase entre las barras no sean demasiado grandes (10 grados entre ellas y no más de 40 grados entre la barra más alejada y la de oscilación), verificar que no exista sobrecarga del equipo eléctrico (transformadores, conductores con niveles de corriente permisibles, generadores operando dentro de la curva PQ) y líneas de transmisión.

2.4.2 Transient stability

Históricamente la estabilidad transitoria es la que ha tenido dominancia en los problemas de estabilidad en sistemas de potencia. Implica el estudio del sistema de energía después de una perturbación importante para la red, donde para un estado de equilibrio inicial A se reposiciona en un nuevo estado B que puede venir dado por: El mismo punto original, un punto de equilibrio nuevo, un punto transitoriamente estable o un nuevo punto inestable en donde el sistema comience a oscilar. Aquí, el generador tiende a cambiar el ángulo de carga debido a cambios en la aceleración de la máquina, por lo que el objetivo de estudio de estabilidad transitoria es determinar si el ángulo de carga vuelve a un valor estable después de la eliminación de la perturbación.

Dentro de las perturbaciones más importantes se encuentran: Salida intempestiva de unidades o cargas, impactos de carga, desconexión de líneas y cortocircuitos, donde la respuesta que tenga el sistema dependerá en gran medida de la inercia equivalente que éste tenga.

Dentro de los tipos de estabilidad transitoria se encuentran:

- First swing stability o RoCoF
- Multiple swing stability

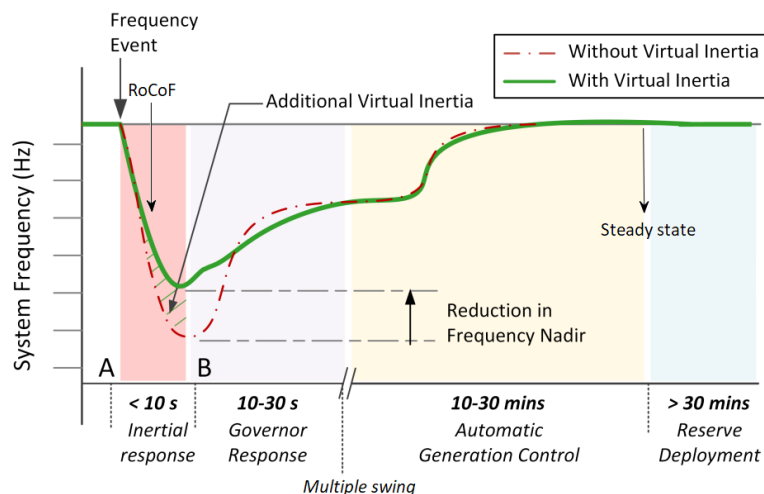


Figura 2.7 Multiple time-frame frequency response comparison in a power system following a frequency event with and without virtual inertia control strategy [5]

En la Figura 2.7 se observa de manera más clara las diversas etapas que existen en el estudio y como la inercia del sistema contribuye a tener una mejor respuesta en el primer intervalo de tiempo una vez ocurrida la falla, disminuyendo la caída de la frecuencia. La diferencia entre estas dos etapas radica en el intervalo de tiempo o región donde se está haciendo el estudio. Cuando se habla de RoCoF se entiende como la primera oscilación que presenta el sistema, la cual se rige única y exclusivamente por la inercia de las máquinas hasta un periodo de tiempo no mayor a 1 segundo. No así cuando se habla de *multiple swing stability*, donde se considera la respuesta del sistema cuando los controladores de los distintos equipos ya comienzan a actuar, lo que complejiza aún más el análisis del estudio.

Actualmente, uno de los hechos de especial preocupación en los nuevos sistemas es la masiva incorporación de ERNC, en particular la adición de centrales solares fotovoltaicas, ya que por muy obvio que parezca, se debe hacer la distinción que éstas no poseen partes rotantes, por lo tanto, no poseen una inercia asociada que sea capaz de amortiguar la oscilación de *primer swing*. Este problema se comenzará a manifestar con la salida de unidades térmicas en reemplazo de centrales fotovoltaicas (Figura 2.8). Una solución a este problema y que es lo que respecta al caso de estudio es incorporar en los lazos de control de las plantas fotovoltaicas el concepto de inercia virtual, donde

mediante equipos de electrónica de potencia se inyectan reservas de potencia para simular la respuesta dinámica natural de los generadores sincrónicos.

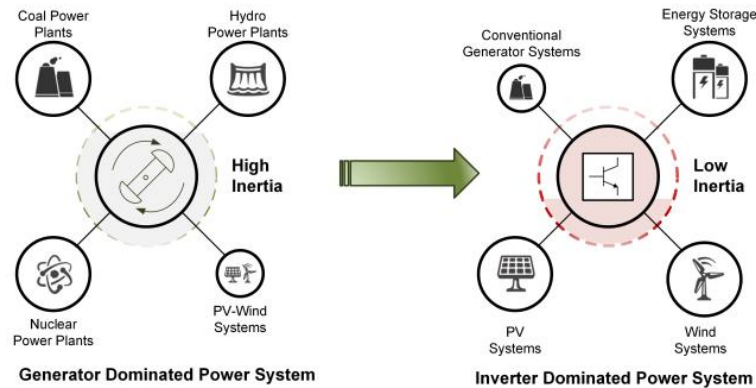


Figure 1. Evolution towards an inverter dominated power system.

Figura 2.8 Evolution towards an inverter dominated power system. [5]

2.4.3 Estabilidad dinámica

Se entiende como la capacidad de un sistema de energía para mantener la estabilidad bajo pequeñas perturbaciones continuas. Aquí se llega a la solución a través de estudios de estabilidad de pequeña señal alrededor del punto, debido a que las ecuaciones diferenciales se mantienen y además es posible linealizarlas. Una de las herramientas más utilizadas es mediante el análisis modal, el cual será abordado más adelante.

2.5 Clasificación

En [1] según la dinámica que tenía el sistema debido a los equipos que en aquel entonces lo conformaban se hablaba de 3 clasificaciones de estabilidad: *Rotor angle stability* (estabilidad del ángulo de rotor), *frequency stability* (estabilidad de frecuencia) y *voltaje stability* (estabilidad de voltaje). Actualmente según una investigación realizada por miembros del IEEE [2] se encargó de resumir y presentar las nuevas clasificaciones que se adicionan al análisis de estabilidad en sistemas de potencia, éstas son dos: *Resonance stability* (estabilidad de resonancia) y *converter driven stability*. En la Figura 2.9 se puede observar el nuevo esquema presentado por estos organismos internacionales.

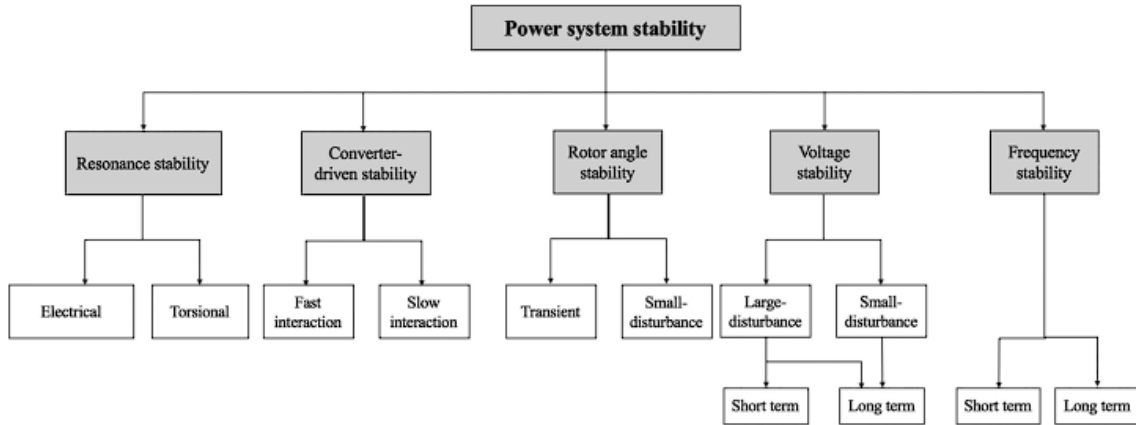


Figura 2.9 Classification of power system stability. [2]

2.5.1 Rotor angle stability

Se entiende como estabilidad de ángulo de rotor a la capacidad que tiene las máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia para permanecer en sincronismo en condiciones normales de funcionamiento y recuperar el sincronismo después de haber sido sometidas a una pequeña o gran perturbación [1]. Esto depende principalmente de la capacidad mantener/restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona del sistema, donde la inestabilidad que puede resultar se produce en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que conducen a su pérdida de sincronismo. Este hecho es crítico, debido a que una mala operación del sistema podría causar un efecto en cascada ocasionando eventualmente un blackout.

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona viene dada a través de la ecuación de oscilación, la cual en función del par mecánico y electromagnético determina el par de aceleración de la máquina. (Ecuación 2.7)

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e [N - m] \quad (2.7)$$

Donde:

- J : Momento total de inercia de la masa del rotor en [kg-m²]
 θ_m : Desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos [rad]
 t : Tiempo en segundos [s]
 T_m : Par mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica menos el par de retardo debido a las pérdidas rotacionales en [N-m]
 T_e : Par electromagnético o eléctrico total en [N-m]
 T_a : Par de aceleración total en [N-m]

Ésta explica el comportamiento que tendrá la unidad ante ciertas contingencias. Por ejemplo, si fuera el caso de que una o varias unidades generadoras salieran de servicio, esto implicaría una mayor demanda de electrones de las máquinas que aún continúan en servicio, esto se reflejará en un aumento en los niveles de corriente circulando por el estator de la máquina, lo que representa un aumento en el CMR y por lo tanto en el torque electromagnético. Al salir unidades generadoras en el primer swing el torque mecánico permanece constante lo que provocaría una disminución en la velocidad de giro del generador ocasionando una baja en la frecuencia del sistema. He de mencionar que en régimen permanente se tendrá el torque acelerante será cero y que el análisis recientemente presentado a través del ejemplo también aplica en el sentido inverso. Analizado el caso contrario desde otro punto de vista se tendría que, al tener un generador funcionando temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor en relación con la de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina más lenta a la máquina más rápida, según la relación potencia-ángulo.

Con respecto a la relación potencia-ángulo recientemente mencionada, se debe tener especial cuidado considerando que es altamente no lineal, ya que puede existir un punto en donde las fuerzas ya no son capaces de restablecer el equilibrio y por ende se puede perder el sincronismo. Esta pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre un grupo de generadoras, manteniendo el sincronismo entre ellas mientras se separan del sistema.

El cambio en el par electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación se puede descomponer en dos componentes:

- *Synchronizing torque component*, en fase con la desviación del ángulo de rotor
- *Damping torque component*, en fase con la desviación de velocidad

Donde la estabilidad de los sistemas eléctrico depende de la existencia de ambas componentes de par para cada una de las máquinas sincrónicas. Valores negativos o falta de torque de sincronización resulta en inestabilidades a través de un flujo aperiódico no oscilatorio de inestabilidad transitoria, mientras que la falta de torque de amortiguamiento encabezarará problemas oscilatorios de estabilidad de pequeña señal, la que se caracteriza por un par de polos complejos conjugados relativos a la mala capacidad de amortiguamiento del sistema [2].

Dentro de los tipos de estabilidad de ángulo de rotor se encuentran:

- Estabilidad transitoria
- Estabilidad de pequeña señal

A. *Estabilidad de pequeña señal*

Como ya se adelantó, los problemas de estabilidad de pequeña señal se manifiestan debido a la insuficiente presencia de torque de amortiguamiento en el sistema, lo que se traduce en oscilaciones que continuamente incrementan en magnitud.

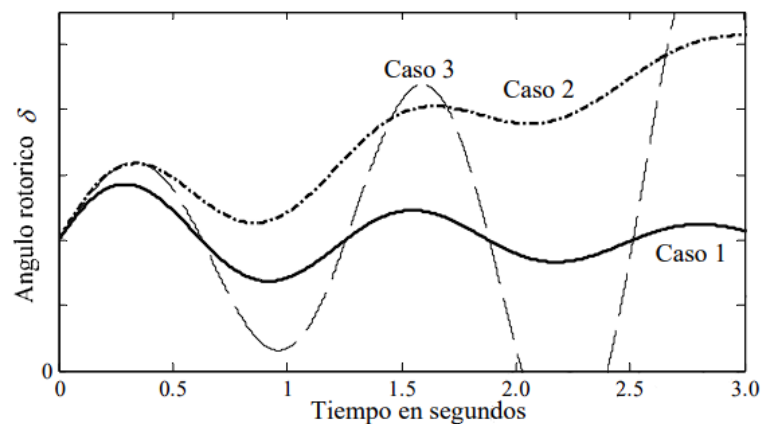


Figura 2.10 Respuesta del ángulo de la máquina a una perturbación transitoria. [8]

2.5.2 Voltage stability

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener los niveles de tensión constante cercano al valor nominal en todas las barras del sistema después de

haber estado sujeto a una perturbación para una condición inicial de operación dada. Ésta dependerá de la capacidad que tenga el sistema de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda y generación que aquel momento se esté requiriendo una vez ocurrida la contingencia [1]. Este tipo de inestabilidades puede originarse por: conexión o desconexión de cargas grandes, salida de líneas de transmisión, aumentos o bajadas progresivas de tensión en las barras del sistema, mala acción del control de los taps de los transformadores. En la Figura 2.11 se puede apreciar distintos comportamientos que puede adoptar la forma de onda de la tensión ante una contingencia.

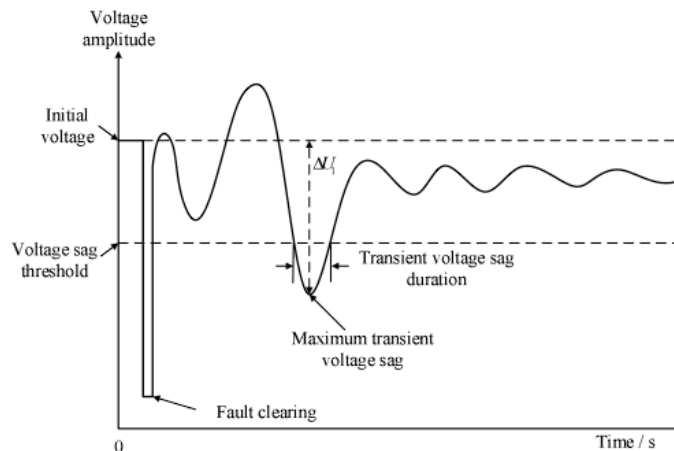


Figura 2.11 *Schematic diagram of practical criterion based simulation curve information* [9]

Uno de los factores que más contribuye a las inestabilidades de voltaje es la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas del sistema de transmisión, esto debido a que limita la capacidad de la red de transferir la potencia que se tiene disponible para suplir la demanda, en especial cuando la potencia reactiva demandada aumenta en gran medida y no es posible satisfacerla a cabalidad, lo que termina provocando menor soporte para mantener los niveles de voltaje cercano a los valores nominales. Dicho eso, una manera de mitigar la cantidad de reactivos que fluye a través de las líneas es, por ejemplo, a través de compensación en serie con bancos de condensadores y así reducir la impedancia equivalente del circuito. Desde el punto de vista de la curva P-V esto permitiría aumentar los niveles de potencia disponible del sistema de transmisión y así tener más puntos estables en donde poder operar. En la Figura 2.12 (a) se muestra como se ve afectada la curva PV ante la pérdida de un circuito disminuyendo los niveles de potencia disponibles del sistema. Por último, en la Figura 2.12 (b) se muestran múltiples curvas para distintos niveles de compensación y factores de potencia.

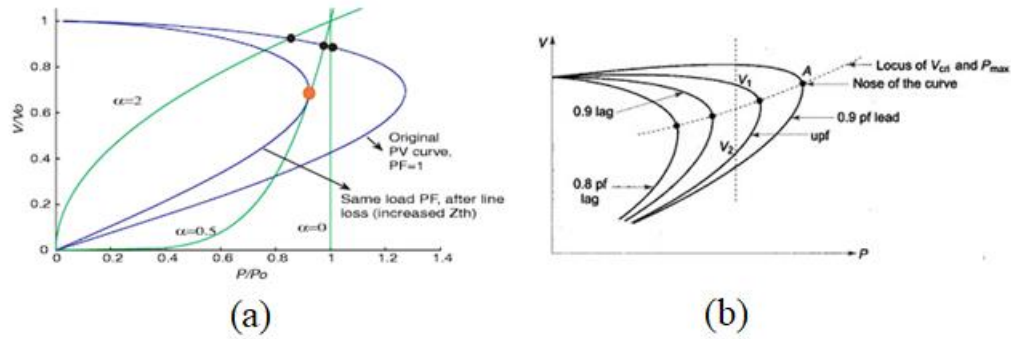


Figura 2.12 Curvas PV [10]

(a) Curvas PV Pre y post contingencia junto con puntos de solución para distintos modelos de carga (b) Curvas PV para distintos factores de potencia

Por último, se puede determinar de manera matemática el caso de inestabilidad de tensión y la relación entre la sensibilidad $V-Q$ en las barras. En este caso, los valores y vectores propios se obtienen por medio de la matriz Jacobiana reducida. La ecuación utilizada para resolver flujos de potencia mediante el método de Newton-Raphson es presentada en la Expresión 2.8

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

2.5.3 Frequency stability

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante después de una alteración severa del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Al igual que en los casos presentados anteriormente, la estabilidad dependerá de la capacidad que tenga el sistema de mantener o restablecer los niveles de frecuencia cercano a los valores nominales con la menor pérdida de carga posible

En la Figura 2.13 se representan los tres distintos periodos durante un evento que provoque una caída en la frecuencia del sistema de una red dominada principalmente por generadores síncronos con sus respectivos controles. Estos son (i) respuesta inercial inicial de los generadores síncronos, (ii) control primario de frecuencia por acción de los gobernadores y constante de amortiguación, y (iii) controles automáticos de generación encargados de restablecer la frecuencia a sus valores nominales

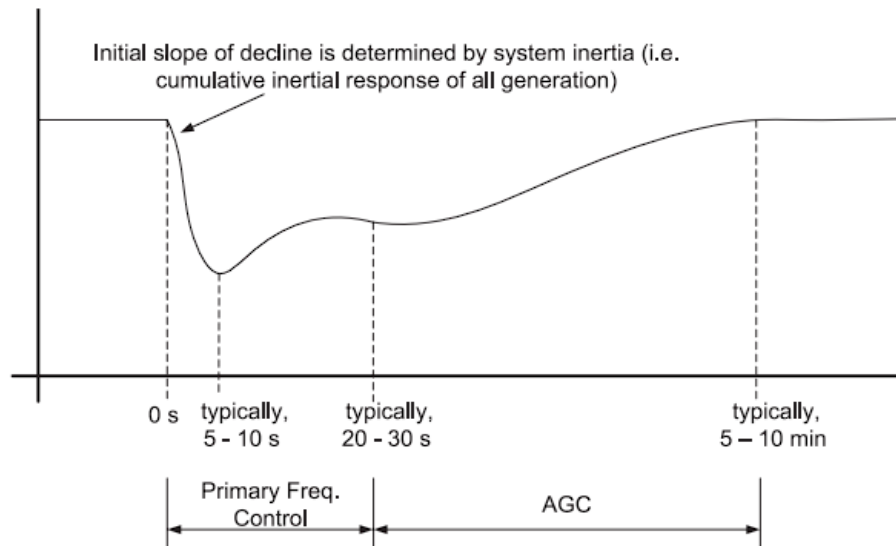


Figura 2.13 An illustration of power system frequency response to a major loss of generation [2]

Cabe destacar que la masiva incorporación de elementos convertidores a través de dispositivos pertenecientes a la electrónica de potencia ha demostrado tener respuestas aún más rápidas para el control primario de frecuencia, lo que a su vez implica una menor caída en la frecuencia. Esto debido a que, a diferencia de los controles de los gobernadores de las maquinas síncronas, los convertidores se mueven en escalas de tiempos eléctrica y no mecánicas, lo que permite tener un control más rápido durante el RoCoF o primer swing una vez ocurrida la contingencia.

2.5.4 Resonance stability

En general, los problemas asociados inestabilidad de resonancia ocurren cuando el intercambio de energía se realiza periódicamente de manera oscilatoria. Estas oscilaciones crecen en caso de que exista una insuficiente disipación de energía en la trayectoria del flujo y se manifiestan en los sistemas eléctricos de potencia a través de un incremento en las magnitudes de voltaje, corriente, y torque. Por lo tanto, cuando estas magnitudes superan los umbrales especificados, se dice que se ha producido una inestabilidad de resonancia.

Dentro de los tipos de inestabilidades de resonancia podemos encontrar la resonancia subsincrónica o *subsynchronous resonance* (SSR), la que puede estar asociada a una resonancia electromecánica o a una resonancia completamente eléctrica. Esta puede manifestarse de las siguientes formas:

- Debido a una resonancia entre la compensación serie y las frecuencias mecánicas de torsión del eje de la turbina-generado
- Debido a una resonancia entre la compensación en serie y las características del generador

2.5.5 Converter – driven stability

El comportamiento dinámico de CIG es claramente diferente al de los generadores síncronos convencionales, debido a la interfaz VSC predominante con la red. Un CIG típico se basa en lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, como el PLL y los lazos de control de corriente interna. En este sentido, la amplia escala de tiempo relacionada con los controles de los CIG puede dar lugar a acoplamientos cruzados tanto con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red, lo que puede conducir a oscilaciones inestables del sistema de potencia en un amplio rango de frecuencias. Los fenómenos de inestabilidad que muestran frecuencias relativamente bajas se clasifican como estabilidad impulsada por convertidor de interacción lenta (típicamente, 10 [Hz]), mientras que los fenómenos con frecuencias relativamente altas se clasifican como Estabilidad impulsada por convertidores de interacción rápida (típicamente, decenas a cientos de Hz, y posiblemente en kHz), como se analiza con más detalle a continuación, proporcionando varios ejemplos de ambos tipos [2].

2.6 Métodos de análisis de estabilidad en SEP

Existen múltiples herramientas que se han desarrollado para estudiar de manera más fácil y rápida los sistemas eléctricos. Estos se pueden clasificar en 2 grandes grupos:

- **Métodos directos:** Corresponde a las técnicas utilizadas a través de herramientas matemáticas que permiten visualizar de manera cuantitativa cómo se comportan los parámetros de la red. Dentro de estos se pueden encontrar: Flujos de potencia para ver el comportamiento estacionario de la red, estudios de cortocircuito, análisis modal a través de los valores propios y factores de participación, uso del criterio de áreas iguales, teorema de Lyapunov para analizar la estabilidad local de un punto de equilibrio aislado.
- **Métodos indirectos:** Reciben este nombre debido a que se realiza un análisis cualitativo sujeto a interpretaciones con los datos que se disponen, como, por ejemplo,

haciendo un análisis transitorio a través de alguna simulación. Basándose más en el conocimiento práctico y la experiencia.

2.6.1 Criterio de áreas iguales

Esta herramienta se suele utilizar para analizar los problemas de estabilidad de ángulo de rotor a través de la curva potencia ángulo. Aquí el objetivo es determinar el punto crítico (δ_c, t_c) , el que viene dado por el ángulo crítico y tiempo límite para el despeje de la falla. Si bien según la normativa técnica para SEP sobre 220kV se establece que la apertura de las protecciones no debe tomar más de 6 ciclos (120ms), aun así, se debe asegurar que dentro de ese margen de tiempo no se pondrá en riesgo la operación de la red. En el punto “a” de la Figura 2.14 (a) se puede observar el comportamiento del ángulo al momento de ocurrir una falla, tendiendo a acelerarse producto de la disminución del par eléctrico ($P_e = 0$) mientras el par mecánico permanece constante, todo esto hasta liberar la falla en “c” y reestablecer los niveles de P_e en base a la curva original. En la Figura 2.14 (b) se logra apreciar el movimiento del ángulo de torque una vez despejada la falla, tendiendo a acercarse al punto “e” para luego comenzar a estabilizarse en torno a punto “a”.

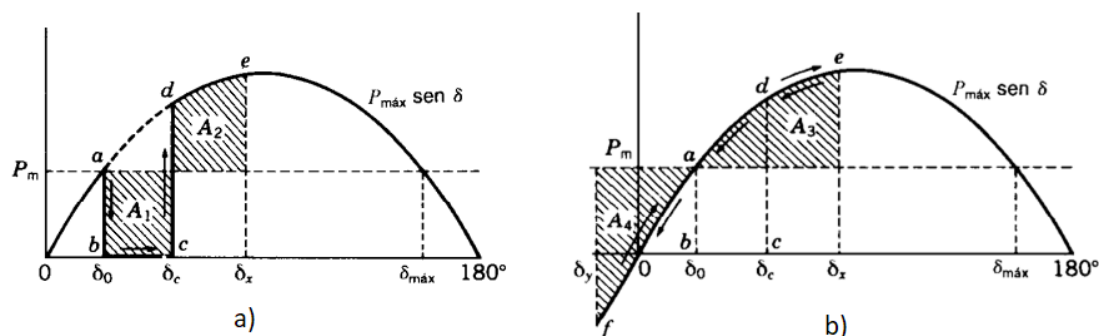


Figura 2.14 Curvas potencia ángulo [11]

(a) Comportamiento del ángulo δ en $t = t_0$ al momento de la falla (b) Comportamiento ángulo delta δ en $t = t_d$ una vez despejada la falla

Un ejemplo más práctico es aquel que se muestra a través de la Figura 2.15. Aquí, se presentan 3 curvas donde cada una de ella representa la curva característica $P - \delta$ del sistema de potencia previo a la falla (curva roja), durante falla (curva verde) y post falla (curva amarilla).

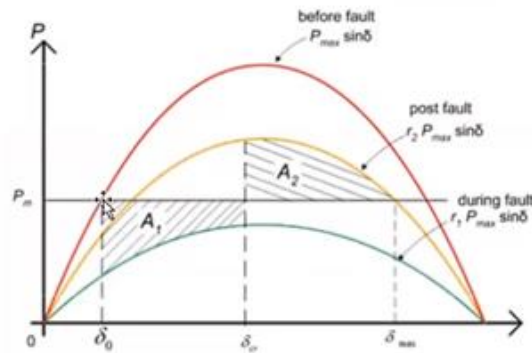


Figura 2.15 Curvas potencia ángulo antes, durante y post falla [10]

Para ello, tomando como base la ecuación de oscilación, se desarrolla llegando a la Expresión 2.9 que utiliza una integral para calcular el área bajo la curva, donde lo que se desea encontrar es: el punto crítico y que el área acelerante (A_1) sea menor que el área desacelerante (A_2) para así evitar la pérdida de sincronismo de la unidad y el colapso del sistema.

$$A_1 + A_2 = 0 \quad (2.9)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.10)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_e - P_m) d\delta \quad (2.11)$$

2.6.2 Análisis modal y factores de participación

Esta herramienta se utiliza para estudios de pequeña señal a través de los valores propios o modos de oscilación que posee el sistema y así analizar la estabilidad de la red ante la presencia de pequeñas perturbaciones. Se basa en la linealización del modelo no lineal del SEP alrededor de un punto de equilibrio, el cual representa una condición de estado estacionario en la operación de este. Teniendo el modelo linealizado, es posible analizar el amortiguamiento de las oscilaciones con base en los distintos modos del sistema. Este método se emplea para determinar las áreas más débiles del sistema y para obtener información con respecto al aporte de cada uno de los mecanismos en la inestabilidad por medio del cálculo de los factores de participación, los cuales muestran la influencia que tienen las variables de estado sobre un modo en particular [12]. En la Figura 2.16 se muestra el comportamiento en la respuesta del sistema según localización de los polos en el semiplano complejo.

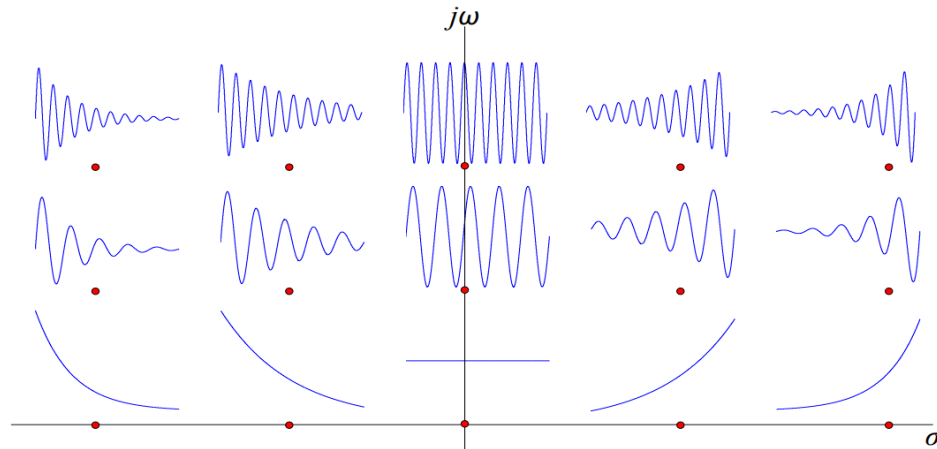


Figura 2.16 Respuestas temporales asociadas a distintos valores propios [12]

2.6.3 Primer teorema de Lyapunov [13]

El método de linealización de Lyapunov se refiere al análisis de estabilidad local. Dado que todos los sistemas físicos pueden ser considerados no-lineales en algún grado, este método sirve como justificación para el uso de las técnicas lineales en sistemas no-lineales.

A continuación, se citan las premisas definidas para el primer teorema de Lyapunov

- Si el sistema linealizado es estable (todos los valores propios de A están en la mitad izquierda del plano complejo), entonces el punto de equilibrio es asintóticamente estable.
- Si el sistema linealizado es inestable (a lo menos un valor propio de A está en la mitad derecha del plano complejo), entonces el punto de equilibrio es inestable.
- Si el sistema linealizado es marginalmente estable (todos los valores propios de A están en el semiplano izquierdo, pero al menos uno está sobre el eje imaginario) entonces no se puede concluir nada respecto del punto de equilibrio (es más, el punto de equilibrio puede ser estable, asintóticamente estable, o inestable)

2.7 Métodos para mejorar la estabilidad en los SEP

Existen diversos métodos y estrategias de control que permiten favorecer la estabilidad del sistema ante ciertas perturbaciones. Ya sea, adicionando elementos a la red como, por ejemplo: Fly wheels, BESS, capacitores en serie o reactores en paralelo para compensar las líneas de transmisión.

O simplemente añadiendo esquemas de control a los dispositivos que ya se encuentran en servicio. A continuación, se hará una breve descripción de algunas de las técnicas utilizadas.

- **Banco de condensadores en serie en LT:** Esto suele utilizarse para reducir la impedancia equivalente de la línea, haciendo tender a cero (según el porcentaje en que se desee compensar) la reactancia inductiva del circuito. Esto permite descongestionar los reactivos que fluyen a través de la línea y como consecuencia es posible aumentar los volúmenes de potencia activa a transmitir. Esto se visualiza de manera más clara en la Figura 2.1 con el aumento de la curva PV. Uno de los cuidados que se debe tener al momento de instalar estos bancos de condensadores es en la selección de su ubicación a lo largo de la línea. Para ello se debe hacer un estudio con modelos de línea larga de parámetros distribuidos y así evitar crear un nuevo problema producto de los peak de voltaje que se puedan generar con la incorporación del capacitor.
- **Reactores en paralelo en LT:** Esta técnica suele utilizarse en líneas de AT, en particular aquellas que tienen largas distancias sin S/E de paso intermedias. Su uso es para mitigar el efecto ferranti absorbiendo los reactivos inyectados por todos los capacitores infinitesimales que se crean a lo largo del circuito.
- **Cambiadores de taps en transformadores:** Estos se encargan de modificar el número de vueltas del enrollado del transformador. Usualmente se ubica en el lado de AT para corregir cualquier desviación en la tensión del sistema. Se debe tener especial cuidado en la incorporación de este control para evitar subidas o bajadas progresivas en el voltaje de las barras del sistema producto o presentar efecto *hunting* producto de una mala coordinación.
- **STATCOMS:** Estos son utilizados para la compensación de reactivos en redes eléctricas que tienen bajo factor de potencia y usualmente malos perfiles de voltaje en las barras del sistema. Dicho dispositivo está basado en un convertidor de energía y puede actuar como fuente o suministrador de potencia reactiva
- **Battery energy storage systems (BESS):** Estos pueden incorporarse como sistemas de respaldo en caso de necesitar suplir alguna demanda imprevista por la red. Aquí suele implementarse lo que se conoce como inercia virtual o inercia sintética, tratando de emular el comportamiento de los gobernadores de las máquinas sincrónicas.
- **Fly wheels storage system (FESS):** Son equipos que se encargan de almacenar energía eléctrica en forma de energía cinética en una masa rotante de muy baja fricción. La

cantidad de energía que puede ser almacenada es directamente proporcional al momento de inercia del objeto por el cuadrado de su velocidad angular

$$E = \frac{1}{2} J\omega^2$$

- **Load shedding:** Aquí lo que se hace es mediante los EDAC desconectar o disminuir los niveles de carga en el sistema ante caídas importantes de frecuencia. Esto a modo de equilibrar la generación y la demanda con las menores consecuencias posibles y no desestabilizar la red.
- **Single pole switching:** Básicamente lo que se trata aquí es de tener de manera independiente los breakeres de cada fase. Esto permite una mayor flexibilidad en la operación evitando perder las 3 fases en caso de falla [14].

En resumen, los métodos utilizados para mejorar la estabilidad en los SEP se encargan que éstos tengan un mejor desempeño al momento de verse enfrentado a alguna contingencia. Por ejemplo, al disminuir la reactancia de las líneas es posible aumentar la curva PV y además tener un rango más amplio para operar dentro de la zona lineal de la curva P-delta. Por otra parte, en lo que respecta a la frecuencia del sistema, las técnicas ilustradas permiten amortiguar de mejor manera las desviaciones que puedan existir en la red y así mantenerse cercano a los valores nominales y márgenes establecidos por la normativa técnica.

Capítulo 3. Bases de la Energía Solar Fotovoltaica

3.1 Introducción

Con el objetivo de incorporar energías limpias para abastecer las nuevas demandas del sistema, es que nace la necesidad de indagar en nuevas tecnologías que sean más amigables con el medio ambiente. Es aquí donde entran en juego las conocidas Energías renovables no convencionales. En el mundo en 2010 en el mundo aportaban 250 GW mientras que en 2015 esta cifra alcanzó los 430 GW. En Chile a marzo de 2022 existen 6.328 MW de instalaciones solares, logrando una penetración del 20% en el sistema [15].

Dentro de las tecnologías utilizadas para aprovechar la energía proveniente del sol encontramos el uso de centrales solares fotovoltaicas y centrales solares térmicas. La diferencia radica en que las centrales utilizan paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del sol para transformarla en energía eléctrica. No así las centrales solares térmicas que utilizan el calor de la radiación solar para producir electricidad, un ejemplo claro de esto es la central Cerro Dominador ubicada en el norte de Chile.

3.2 Paneles fotovoltaicos

3.2.1 Funcionamiento y curvas características

Para el desarrollo de esta investigación se hace fundamental entender cuáles son los puntos en donde opera el panel y como éstos pueden verse afectados por aquellas variables que perturban o limitan su funcionamiento.

El comportamiento de las celdas se describe a través de una curva voltaje-corriente, la que depende fuertemente de las condiciones ambientales, siendo así directamente proporcional a la radiación solar captada por ellas e inversamente proporcional a la temperatura. De estas variables dependerá la cantidad de potencia disponible que podrá entregar el panel. Esto es muy importante debido a que, en base a esto, se han estudiado y desarrollado múltiples algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), donde idealmente lo que se busca es que el arreglo trabaje siempre entregando la máxima potencia disponible para las condiciones ambientales en el que éste se encuentre. Cabe destacar que el comportamiento que poseen los paneles solares es

bastante similar al de una fuente de corriente ideal, con la diferencia que éste posee un grado de regulación debido a las pérdidas (Figura 3.1).

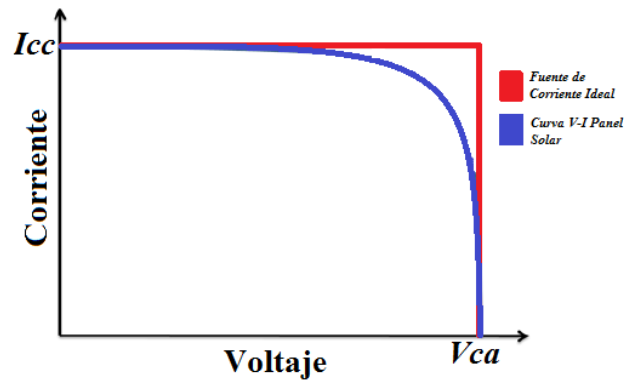
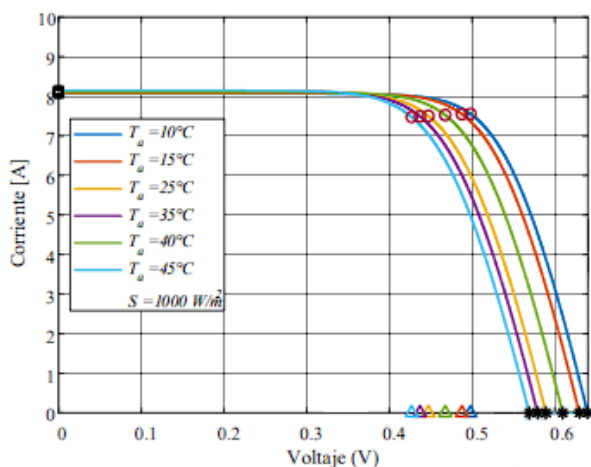
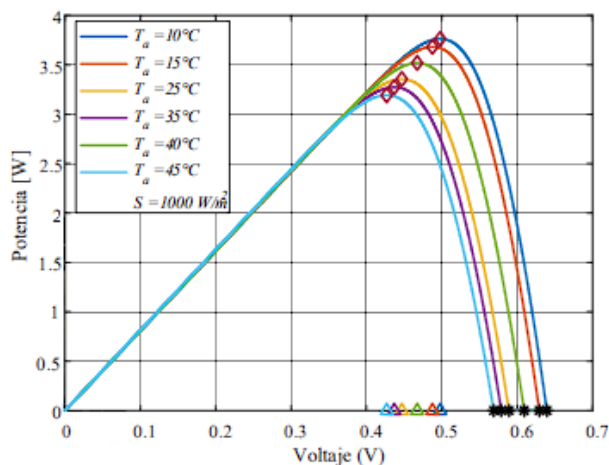


Figura 3.1 Curva característica $V-I$ de un panel fotovoltaico [16]

A continuación, se presentan las distintas curvas que representan de manera clara el comportamiento del panel frente a las variaciones de radiación y temperatura. En los gráficos de la Figura 3.2 se muestran los efectos de la temperatura sobre el comportamiento de la celda. Es claro notar como a medida que la temperatura aumenta se genera una especie de cuello de botella en el panel limitando la capacidad de voltaje, lo que a su vez se traduce en menos potencia disponible. Por otro lado, en la Figura 3.2 (b) se muestra cómo afecta la radiación sobre las curvas, donde se observa que, a mayor radiación, mayores serán los niveles de corriente disponibles y por ende mayor será la potencia de salida. Por último, hay que mencionar que en los gráficos se resaltan los siguientes puntos a través de las siguientes figuras: Con cuadrados se representan las corrientes de cortocircuito, con asteriscos el voltaje de circuito abierto, con rombos los puntos MPP, con triángulos los V_{mpp} y con círculos las i_{mpp} [17].



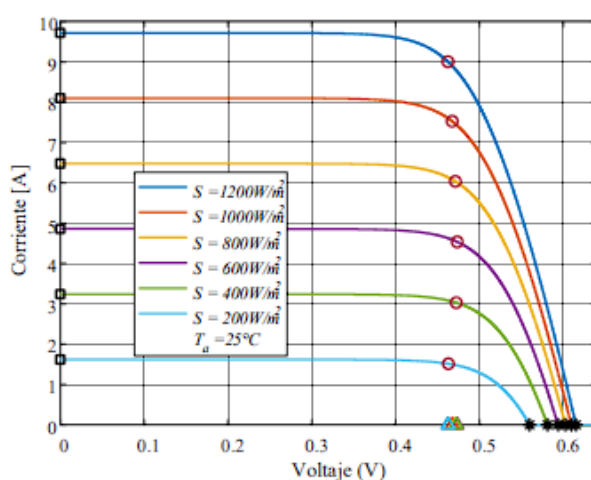
(a)



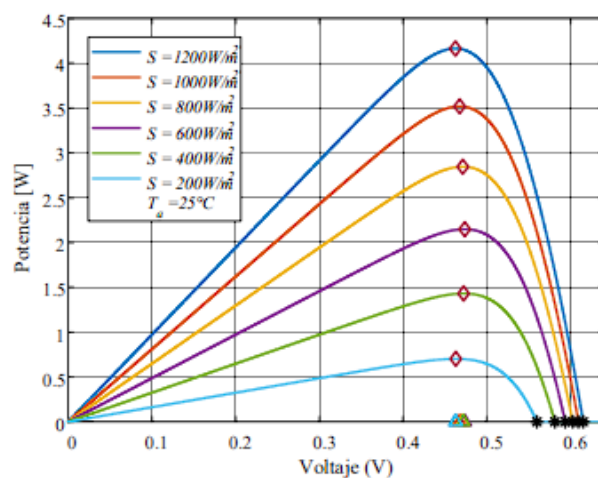
(b)

Figura 3.2 Curvas características de una celda bajo variaciones de temperatura.

(a) Curva i_{pv} vs v_{pv} (b) Curva p_{pv} vs v_{pv}



(a)



(b)

Figura 3.3 Curvas características de una celda operando bajo variaciones de radiación.

(a) Curva i_{pv} vs v_{pv} (b) Curva p_{pv} vs v_{pv}

Uno de los usos más importante que tienen estas curvas, en particular la gráfica de potencia-voltaje, es que permite identificar los voltajes de operación en base a la potencia que se desee despachar, como, por ejemplo, el MPP, el que ilustra el punto en donde la planta PV funciona entregando la máxima potencia disponible (ver Figura 3.4). Para operar en este punto, se utilizan algoritmos de control que hacen que la planta se sitúe en aquel punto para constantemente estar

entregando la mayor potencia disponible que en aquel momento puede generar. Este punto se genera para (V_{mpp}, I_{mpp}) . Es importante entender esto ya que será la base para el desarrollo de esta investigación.

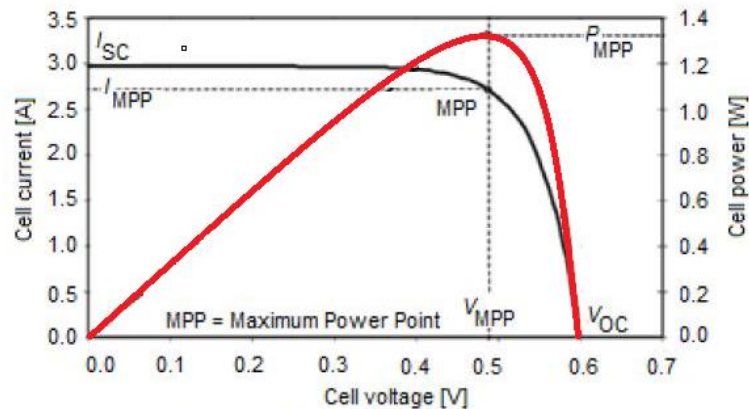


Figura 3.4 Punto de operación MPP del panel fotovoltaico [16]

3.3 Estrategias de Control

Dentro de las estrategias de control para la operación de las plantas fotovoltaicas se destacan principalmente dos métodos, el control MPPT donde se han desarrollado múltiples algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia y que usualmente suele ser el más utilizado en la industria al estarse aprovechando el 100% de la potencia que es capaz de generar la PFV y por otro lado, el nuevo concepto de inercia virtual con la incorporación de un control *droop* bajo la condición de operación *deloaded* con reservas de potencia activa que puedan ser inyectadas a la red a través de la energía del condensador que aún no ha sido utilizada.

3.3.1 Control MPPT

Para extraer la máxima potencia bajo diferentes condiciones de operación, el tracking para obtener el MPPT es usado para controlar las variaciones de potencia que puedan existir en el arreglo vía convertidores DC-DC. Por lo tanto, el seguimiento del punto de máxima potencia a través de un control MPPT viene dado a través de un sistema adaptativo usado para controlar convertidores estáticos entre la carga y el panel PV. Este convertidor está diseñado para realizar un match de impedancia entre la carga y la planta para una máxima transferencia de potencia. Los métodos más populares son conocidos como *Perturbe and observe (P&O)* e *Incremental conductance*.

B. *Perturbe and observe (P&O)*

Este es uno de los algoritmos más comúnmente utilizados debido a su fácil implementación. Su funcionamiento se basa en un proceso iterativo que, mediante cálculos, determina si se está operando a la derecha o la izquierda del MPP según sea la variación de potencia con respecto del voltaje. Si el voltaje de operación del arreglo es perturbado en cierta dirección y la diferencia $\Delta P/\Delta V > 0$ implica que se está trabajando a la izquierda del MPP teniendo que aumentar el voltaje de operación. Caso contrario si $\Delta P/\Delta V < 0$ implica que se está trabajando a la derecha del MPP y que la acción de control debe disminuir el V_{op} . Naturalmente si la relación es igual a cero, implica que se está trabajando sobre el MPP

Si bien este método de control es de fácil implementación posee ciertas desventajas, como por ejemplo respuestas lentas y errores de estado estacionario con oscilaciones cerca del MPP. (Figura 3.7)

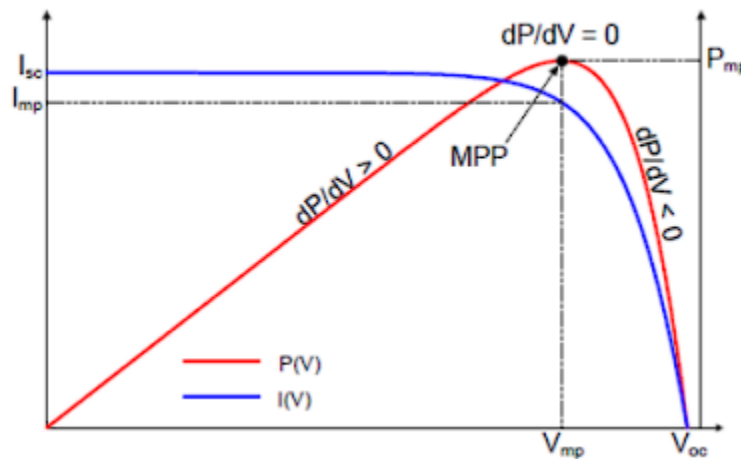


Figura 3.7 *Perturb and observe technique* [18]

3.3.2 Control Inercial en Sistemas Fotovoltaicos

El control inercial en sistemas fotovoltaicos consiste en emular el comportamiento de los gobernadores de las máquinas sincrónicas instantes después de ocurrida la falla cuando estos inyectan la energía cinética acumulada en el rotor a la red para dar soporte al sistema. Como es de suponer, los paneles solares al no poseer partes rotantes se les imposibilita el hecho de acumular energía bajo el mismo formato que los generadores convencionales. Dicho eso, lo que se hace es a través de los lazos de control de la planta dar la orden de operar en puntos alejados del MPP (operación *deloaded*) para así tener reservas de potencia activa que puedan ser inyectadas a la red

ante eventos de sub-frecuencia (control *droop*). A este concepto se le conoce como *virtual inertia* y es posible a la energía no utilizada acumulada en el condensador de enlace de la planta. A continuación, se detallan ambas acciones mencionadas anteriormente [5].

A. Operación Deloaded

Esta condición de operación hace referencia en operar en puntos alejados del punto de máxima potencia para así permitir tener reservas de potencia activa que puedan ser inyectados eventualmente cuando el sistema lo requiera. Esta energía al no ser utilizada se encuentra disponible en el condensador de enlace de la planta PV. De forma similar se suele utilizar también este tipo de control o condición de operación en plantas eólicas a través de un control pitch, donde lo que se hace es modificar la velocidad de las aspas para que estos generadores no despachen la máxima potencia disponible según la capacidad instalada de la unidad.

B. Control Droop

Este método consiste en permitir inyecciones de potencia a una cierta tasa proporcional a la desviación de la frecuencia del sistema (Figura 3.8). Este está basado en un control proporcional similar al de los gobernadores de las máquinas sincrónicas para el CPF. Esta proporción está definida por el parámetro R, al cual se le conoce también como el estatismo o velocidad de ajuste de la máquina representado a través de la Expresión 3.1

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R} \quad (3.1)$$

Capítulo 4. Modelo de Sistemas Fotovoltaicos en *DIGSILENT Power Factory*

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta el modelo dinámico de panel solar. Si bien el *DIGSILENT* nos proporciona más de un modelo de planta en su librería, acá se entregan los argumentos del por qué se utiliza el modelo escogido y las modificaciones que se realizan a través de un paso a paso para poder incorporar de manera efectiva el control de inercia virtual. Junto con eso, se ilustran sus principales características y diferencias respecto al modelo original. Finalmente, se presentan algunas claves y consideraciones para dar un buen uso al modelo y no enfrentar problemas de simulación.

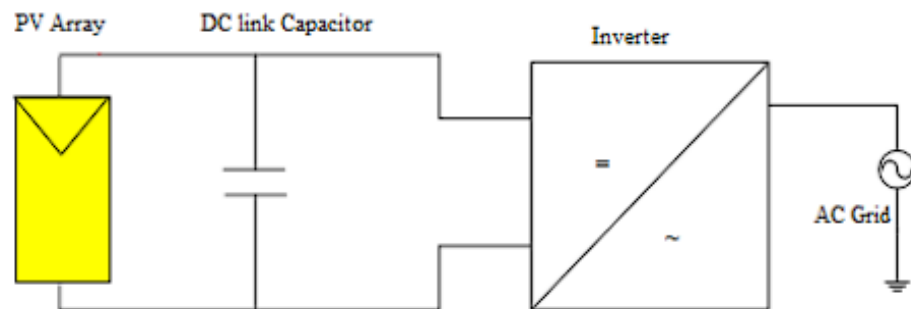


Figura 4.1 *Grid connected PV System model*

4.2 Modelo base

En *DIGSILENT* existe una amplia gama de modelos disponibles desde la librería del software, desde líneas y sistemas de baterías hasta equipos como máquinas sincrónicas con sus respectivos sistemas de control según y como sea la topología del *frame* que la conforma. Dicho eso, éste también posee una gran variedad de plantas fotovoltaicas, pudiendo escoger plantas monofásicas o trifásicas en 50 o 60Hz dependiendo de la zona de estudio que se desee modelar.

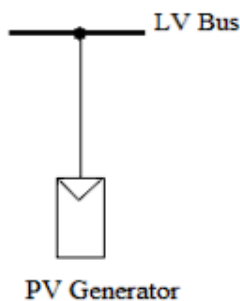
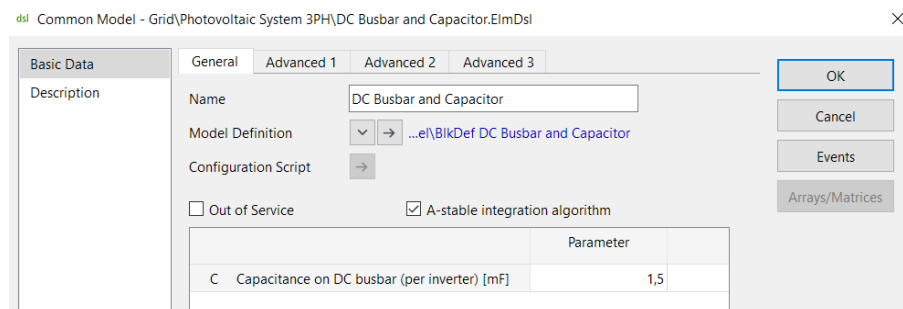
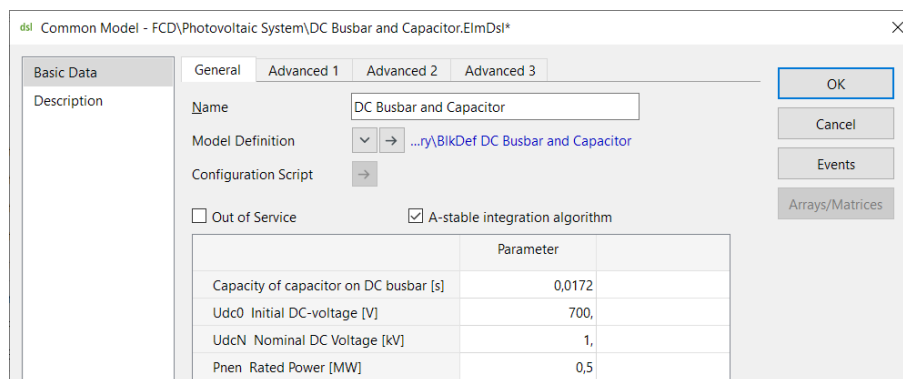


Figura 4.2 PV Plant base model by DIgSILENT Power Factory

El modelo seleccionado en relación con las otras plantas ofrecidas por el software se escoge debido a que describe de mejor manera cada etapa de la planta fotovoltaica, permitiendo así intervenir de manera más fácil los parámetros y variables que son de interés para lograr el control inercial. A continuación, en la Figura 4.3 se presenta un breve contraste de la ventana de parámetros asociada al *slot DC Busbar and Capacitor* para los dos modelos disponibles en *DIgSILENT Power Factory*.



(a)



(b)

Figura 4.3 Comparación DC Busbar and capacitor slot de ambas plantas PV ofrecidas por DIgSILENT power factory

(a) Ventana de parámetros sin acceso a los voltajes de operación de la planta (b) Ventana de parámetros utilizada en el caso de estudio

Como se puede observar, existen ciertas diferencias entre los slots asociados al link DC de la planta, donde en uno de ellos es posible acceder a los voltajes de operación para el cálculo de las condiciones iniciales (Figura 4.3 (b)) y en el otro modelo no (Figura 4.3 (a)). En el próximo apartado, quedará en evidencia en mayor detalle del porque estos slots son tan importantes, pero a modo de introducción se adelanta que la modificación de estos bloques es para permitir fijar las condiciones de operación de la planta fuera del MPP.

4.3 PV Generator

El modelo de planta fotovoltaica que provee el software viene representado a través del “*static generator*” desde la librería de “*templates*” del simulador. Si bien el *DIgSILENT* nos ofrece más de una opción al momento de escoger una planta PV, se optó por escoger aquel que dentro de su modelo de planta permite mayor acceso a los distintos bloques y parámetros que se desean modificar. Esto con el fin de cambiar la estrategia de control de la planta indicándole que ya no debe operar al MPP sino más bien ser capaz de inyectar potencia activa al sistema ante eventos de sub-frecuencia.

Este modelo viene dado para una potencia de 0.5 MVA y un PF=0.95 con una máxima capacidad de inyección de 0.448 MW conectado a una barra en 0.4kV en baja tensión. Los valores de potencia se fijan en el despacho de la máquina desde el *load flow* siendo los datos utilizados para el inicio del cálculo del flujo de potencia. Si bien el valor mencionado es aquel que viene dado por defecto, este valor de potencia se puede modificar a través de la cantidad de número de arreglos en paralelo que se ingrese como parámetro en las características de la planta (ver Figura 4.21). En la Ecuación 4.1 se muestra como el software realiza el cálculo para determinar la cantidad de potencia activa disponible en la planta.

$$P_{PV} = (35 V * 20 modules_{series}) * (4.58 A * 140 modules_{parallel}) \quad (4.1)$$

$$P_{PV} = 700 * 641.2 \quad (4.2)$$

$$P_{PV} = 0.448 MW \quad (4.3)$$

4.3.1 Capability curve

Los límites de potencia activa y reactiva en los cuales las distintas máquinas eléctricas pueden operar se basan en la curva de capacidad, las cuales definen aquellos puntos que no son dañinos para el equipo asegurando así una buena operación de este. Es por ello que para analizar y definir de

manera correcta dichos puntos hay que tener en consideración las limitaciones de voltaje, corriente y potencia de cada componente.

- **Limitaciones de voltaje:** El voltaje del inversor en la barra DC puede tomar valores desde 0 hasta el máximo posible con el fin de extraer los diferentes valores de potencia desde el PV Array o arreglo de paneles. Cabe destacar que el valor máximo posible viene dado por la región de operación definida por el fabricante del panel, esto debido a que, al superar el voltaje máximo dado por la curva de operación, la potencia obtenida será igual a cero (ver Figura 4.12).
- **Limitaciones de corriente:** Aquí las restricciones para la corriente DC de la planta vienen dadas principalmente por las características constructivas del panel solar y la radiación, esto debido a que la máxima corriente obtenida dependerá del máximo valor de radiación disponible.
- **Active power limitations:** La Curva PV del arreglo de paneles previamente ilustrada muestra el comportamiento que tiene la potencia vs el voltaje DC del inversor. Aquí nuevamente es importante tener en consideración 3 datos: Potencia mínima, potencia MPP y potencia para Vdc max. El mínimo valor de potencia considera el mínimo valor de voltaje que permite una correcta operación del arreglo bajo cualquier condición ambiental. En este caso si la radiación solar disponible es muy baja, la corriente será cercana a 0 y el arreglo de paneles no será capaz de suministrar la potencia activa necesaria demandada por el sistema. La potencia MPP viene dada para aquel punto de operación donde la potencia entregada por el arreglo es máxima y esta variará según los niveles de temperatura y radiación disponible en el ambiente. Por lo general estos inversores vienen diseñados para tener una capacidad de sobrecarga del orden del 25% respecto del MPP. Por último, cabe destacar que el voltaje DC en el punto MPP para el cual la planta opera entregando la máxima potencia disponible, corresponde también al voltaje de circuito abierto de la unidad PV.
- **Reactive power limitations:** La máxima potencia aparente que el generador PV puede suministrar a la red viene dada por el dimensionamiento del inversor.

A. *Capability curve del generador PV utilizado en el caso de estudio.*

Ya descritas las principales consideraciones que se deben tener a la hora de definir la curva de capacidad del generador PV, se procede a ilustrar la *capability curve* de la planta utilizada para el

caso en estudio, la cual viene ya definida en el modelo entregado por *DIgSILENT* desde el *load flow* de la planta (Figura 4.4)

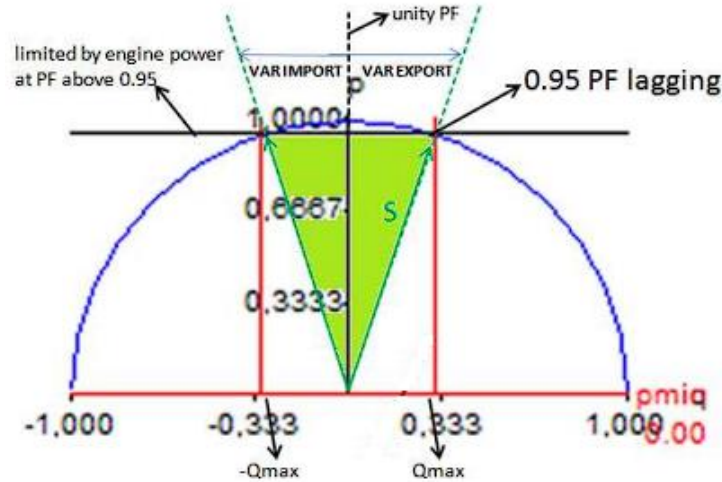


Figura 4.4 *Capability curve planta PV DIgSILENT power factory* [19]

En la Figura 4.4 se puede observar la curva de capacidad del generador PV dada por las consideraciones constructivas y límites definidos por el modelo. La semi circunferencia en azul denota los límites de potencia activa del inversor. El inversor no puede operar fuera de dicha región debido a las limitaciones de la potencia nominal que posea la planta. Por otra parte, la potencia inyectada viene limitada por la corriente nominal del inversor, por lo que es imposible operar a la máxima potencia activa y reactiva al mismo tiempo. La recta horizontal que viene dada en negro representa el límite máximo de inyección de potencia activa para un $PF = 0.95$, el cual viene dado desde el *load flow* en la ventana de límites operaciones. Por último, las líneas rojas verticales indican los máximos valores de potencia reactiva que la planta puede inyectar sin poner en riesgo al inversor. Cabe destacar que los valores ilustrados en la gráfica vienen dados en p.u.

4.3.2 Frame y slots

Como ya es de saber, el modelo utilizado extraído desde la librería del *DIgSILENT* cuenta con cierto esquema de control que permite que éste opere siempre en el MPP, a este esquema, donde se almacena la dinámica de cualquier componente, se le conoce como *frame* y lo conforman bloques o slots que definen el comportamiento de cada etapa del equipo construidos en DSL (*DIgSILENT*

Simulation Language). Si bien este modelo viene ya definido por el software, es posible crear estos diagramas de bloque según las características que se le quiera dar al equipo.

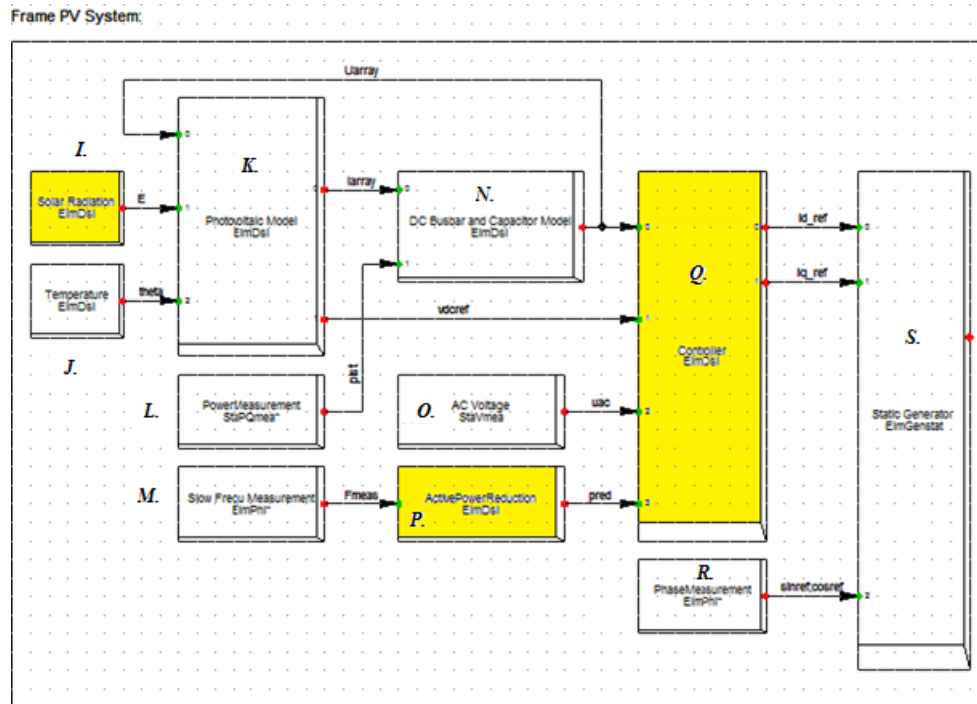


Figura 4.5 *Frame PV System* [20]

Como se puede apreciar en la Figura 4.5 este *frame* se conforma por 11 *slots*: 7 de ellos corresponden a modelos para definir algún componente del *PV Generator* y los 4 restantes a mediciones. Cabe destacar que aquellos slots que no son de medición poseen dentro de ellos otro diagrama en bloque que permite el cálculo de las variables de interés que se buscan en cada etapa, todas estas a través del código *DSL* del *software*. Por otra parte, se destacan en amarillo aquellos *slots* que fue necesario modificar el código *DSL* y así acondicionar el modelo original con control de frecuencia (ver apartado 4.3.3). A continuación, se describe cada uno de los slots para así entender de mejor manera el modelo bajo estudio.

I. Solar Radiation

Este slot es el encargado de fijar la radiación según los niveles de potencia que se fijen en el despacho de la planta desde el *load flow*, moviéndose entre un rango de 0-1400 w/m² el que se relaciona con la potencia solar bajo la atmosfera de la tierra (1336 W/m²) [19]. Por otra parte, éste en su *DSL* contiene un modelo mediante el cual a partir de un delta de radiación (dE) por segundo permite obtener la evolución de la radiación en el tiempo. Cabe destacar que en el caso que no

existan variaciones de radiación en el tiempo ésta permanecerá como una constante. Esto podría ser de utilidad si se deseara observar el comportamiento ante el efecto nube.

$$E = \int_{t_i}^{t_f} dE dt \quad (4.4)$$

Por último, cabe destacar que este slot corresponde a uno de los tantos que fueron modificados para el caso de estudio, donde básicamente lo que se hizo fue dejar fijo este parámetro (En el apartado 4.3.3, inciso A, paso 1, se explica con más detalle el paso a paso que se llevó para dar con el control inercial de la planta y en particular con las modificaciones que se realizaron en este bloque)

J. Temperature

Este slot se encarga de entregar la variable de temperatura con la cual operara la celda fotovoltaica del arreglo, muy similarmente a lo que ocurre en el bloque *solar radiation*. Este parámetro se puede ingresar manualmente lo que permite emular distintos escenarios según la localización que se desee representar, ya que, como se observó en la Figura 3.2, aumentos muy grandes de temperatura podrían limitar la capacidad total del panel. Por último, si bien esta variable se puede establecer como fija, se puede también definir señales rampas a través de su código para visualizar el cambio de comportamiento del arreglo fotovoltaico. Este cálculo se realiza a través de una integral que mide la tasa de cambio de temperatura por segundo en la celda.

$$T = \int_{t_i}^{t_f} dT dt \quad (4.5)$$

K. Photovoltaic Model

Este es uno de los principales slots que conforman el modelo. Aquí se calcula el voltaje y corriente MPP por modulo según las 3 señales que se tienen a la entrada del bloque, las cuales vienen dadas por: las condiciones ambientales que se definan previamente en los *slots solar radiation* y *temperature* y la tensión del link DC que viene desde el *DC Busbar and Capacitor* como señal de retroalimentación (Figura 4.6). Una vez hecho los cálculos, se procede a multiplicar el voltaje y corriente MPP obtenidos por el número de arreglos en serie y paralelo respectivamente y así obtener los valores asociados al arreglo entero de la planta.

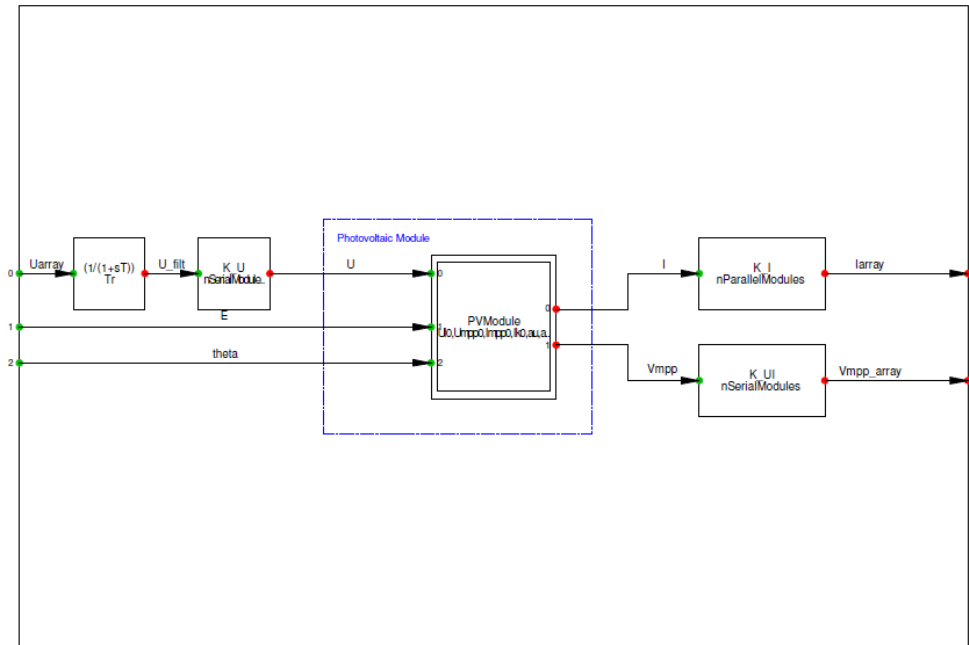


Figura 4.6 *Frame PV Array slot*

Las ecuaciones que rigen el comportamiento del bloque están escritas en DSL. Éstas se describen a continuación.

$$V_{mpp_array} = V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{modulos serie} \quad (4.6)$$

$$V_{DC} = \frac{V_{mpp_array}}{20} = V_{mpp} \quad (4.7)$$

$$I_{mpp} = \frac{I_{mpp0} \cdot E}{1000 \cdot tempKorrI} \quad (4.8)$$

$$U_{mpp} = U_{mpp0} \cdot InEquot \cdot tempkorrU \quad (4.9)$$

$$tempKorrU = 1 + au \cdot (theta - 25) \quad (4.10)$$

$$tempKorrI = 1 + ai \cdot (theta - 25) \quad (4.11)$$

donde;

V_{mpp_array} : Tensión máxima de todos los módulos series.

V_{mpp} : Tensión máxima de un módulo fotovoltaico.

U_{mpp0} : Tensión máxima de un módulo fotovoltaico sin correcciones.

V_{dc} : Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico.

I_{mpp} : Corriente máxima de un módulo.

I_{mpp0} :	Corriente máxima de un módulo sin correcciones.
E :	Radiación.
$tempKorrI$:	Factor de corrección de temperatura para la corriente.
$tempKorrU$:	Factor de corrección de temperatura para la tensión.
$lnEquot$:	Logaritmo de radiación.
au :	Factor de corrección de la temperatura de tensión.
ai :	Factor de corrección de la temperatura de corriente.
$Theta$:	Temperatura de los paneles fotovoltaicos.

Cabe mencionar que para realizar un adecuado escalamiento en potencia para este tipo de plantas no solo basta con modificar el dato que viene dado desde el *basic data* del *PV Generator*, sino que también se debe complementar variando la cantidad de módulos en paralelo o serie según sean los requerimientos en potencia que se deseen obtener. En el apartado 4.3.4, inciso A..1, encabezado B, se ilustra un pequeño ejemplo a través de un paso a paso, que describe en mayor detalle el procedimiento que se debe llevar a cabo para realizar un correcto escalamiento en potencia según los requerimientos de la planta PV que se desee modelar.

L. Power Measurement

Este slot tiene como función realizar las mediciones de potencia activa y reactiva en el punto de conexión. La salida de este bloque se utiliza como entrada en el *DC Busbar and capacitor* y se utiliza para el cálculo de la tensión DC

M. Slow Frequency Measurement

Este slot tiene como función realizar mediciones de frecuencia. Sin embargo, no realiza una medición instantánea de la frecuencia, sino que a través de un factor de corrección entrega un valor más estable, el cual no considera algunos efectos transitorios que puedan ocurrir. La salida de este bloque se utiliza como entrada para el *slot Active power reduction* para el control de potencia activa de la planta

N. DC busbar and Capacitor Model

Este slot tiene 2 entradas que vienen dadas por las señales *Iarray (iv)* y *pist*, las cuales provienen desde el *PV Array (K)* y el *power measurement (L)* respectivamente. Estas señales se utilizan para calcular la corriente que circula a través del capacitor ubicado en la barra DC de la

planta, con la que posteriormente se obtendrá la salida de este bloque que viene dada por el voltaje del *link DC* (U_{array}). Señal que se utiliza como entrada en el bloque del controlador y como realimentación en el *PV Array* (K).

Desde la ventana de parámetros del *DC Busbar and capacitor* (ver Figura 4.13), es posible modificar las siguientes variables:

- Tamaño del capacitor del link DC.
- Voltaje para el cálculo de las condiciones iniciales.
- Voltaje nominal de la planta.
- Potencia activa nominal de la planta.

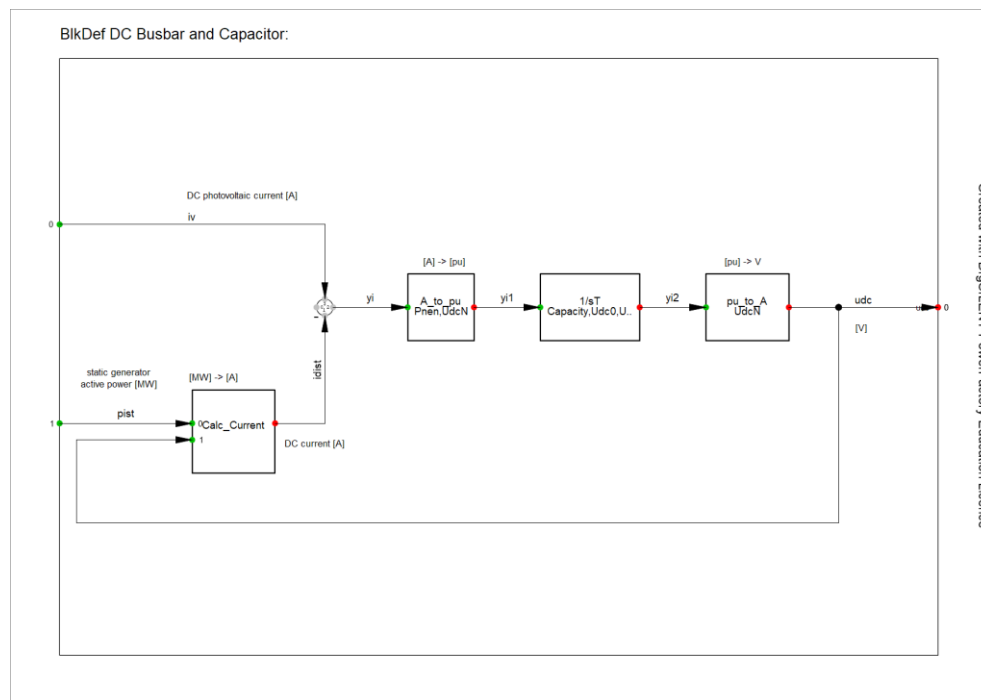


Figura 4.7 *Frame DC Busbar and Capacitor slot*

Las ecuaciones que rigen el comportamiento del bloque están escritas en DSL. Éstas se describen a continuación.

$$C \frac{dU_{DC}}{dt} = I_V - I_{DC} \quad (4.12)$$

$$C \cdot s \cdot U_{DC} = \Delta I \quad (4.13)$$

$$U_{DC} = \frac{\Delta I}{C \cdot s} \quad (4.14)$$

dónde,

U_{DC} : Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico.

C : Capacidad conectada al bus de continua.

I_V : Corriente del módulo fotovoltaico.

I_{DC} : Corriente enviada al convertidor.

Por último, hay que mencionar que este fue uno de los bloques en donde se aplicaron modificaciones para dar con el control de inercia sintética en la plata PV, modificando el voltaje de entrada para el cálculo de las condiciones iniciales en base al *derating* aplicado al panel. (ver paso 3, apartado 4.3.3, inciso A, Figura 4.13)

O. AC Voltage

La función de este bloque es la medición de tensión alterna en el punto de conexión. Esta se utiliza como entrada en el bloque de control

P. Active Power Reduction

Este slot tiene como entrada la señal proveniente desde el *Slow frequency measurement (M)*, la cual se utiliza en el cálculo de la señal *Pred* (o *pref* en el controlador) a la salida del bloque. Éste, como su nombre lo dice, viene diseñado para reducir la inyección de potencia activa dependiendo de la frecuencia que se esté midiendo en la entrada (*Fmeas*). Y, básicamente, lo que hace es generar una orden al controlador mediante la señal *pred* para disminuir la magnitud de la corriente en eje directo a una cierta tasa de cambio y así bajar los niveles de potencia inyectados a la red, siempre y cuando se tengan eventos de sobre frecuencia que provoquen un aumento por sobre los 50.2Hz. Esta acción se detiene una vez vuelva a entrar a la banda definida en el DSL del modelo la cual viene dada para $f=50.05$ Hz. Por otra parte, la tasa de cambio (Al igual que la banda a la cual opera el control) se puede modificar desde la ventana del *active power reduction* ubicado dentro del modelo de planta del *PV generator* (ver paso 4, apartado 4.3.3, inciso A, Figura 4.15)

Cabe mencionar que en régimen permanente la salida del *active power reduction* corresponde a $aPred = 1$, lo cual significa que el generador estará entregando toda la potencia fijada previamente desde el *load flow*. Dicho eso, si se tuviera el caso de sobre frecuencia mencionado anteriormente esta variable *Pred* tendería a tomar valores menores a 1 para modificar el *setpoint* de potencia disminuyendo los niveles de corriente en eje directo calculados en el *contorller (Q)* de la planta.

Como es de suponer también fue necesario modificar este bloque para lograr que el control de potencia activa no solo actúe ante eventos de sobre frecuencia sino también ante contingencias que provoquen una caída en la misma (ver paso 4, apartado 4.3.3, inciso A, Figura 4.18).

Q. Controller

Este slot representa el controlador de la planta fotovoltaica donde se calculan las corrientes i_d e i_q del modelo. Posee 4 señales de entrada:

1. udc (o $Uarray$): desde el *DC Busbar and capacitor (N)*.
2. $Vdcref$ (o $vmpp_array$): desde el *Photovoltaic model (K)*.
3. uac : desde el *AC Voltage (O)*.
4. $Pred$ (o $pref$): desde el *Active power reduction (P)*.

El controlador al igual que el PV Array es uno de los principales slots que conforman el *frame* del *PV generator*, donde, además de sus 4 señales de entrada, posee también 2 variables en su salida. Éstas, vienen dadas por las corrientes i_{dref} e i_{qref} , las cuales se calculan dentro del recuadro encerrado en azul y en rojo inferior respectivamente (ver Figura 4.8). Posteriormente éstas ingresan al bloque del *static generator* para luego ser usadas por el inversor de la planta para modular y controlar la inyección de potencia activa y reactiva en la red.

Respecto al cálculo de potencia activa, aquí se usan 3 de las 4 señales que se tienen como entradas, estas son:

- $Pred$ (o $pref$ proveniente desde el *Active power reduction (P)*): es quien tiene como misión dar la orden del *setpoint* de potencia al cual operará la planta en base a los cálculos realizados en el *slot Active power reduction*. Valores positivos de $Pred$ le permitirán al controlador aumentar los niveles de corriente i_d inyectados a la red con respecto al punto de operación en el que se encuentra en dicho instante (y viceversa).
- $Vdcref$ (o $vmpp_array$ proveniente desde el *Photovoltaic model (K)*): Esta señal ingresa con la referencia del voltaje DC para el cual se obtiene la máxima potencia entregada por el panel.
- $Vdcin$ (o udc proveniente del *DC Busbar and capacitor (N)*): Corresponde al valor instantáneo tomado por el bus DC de la planta.

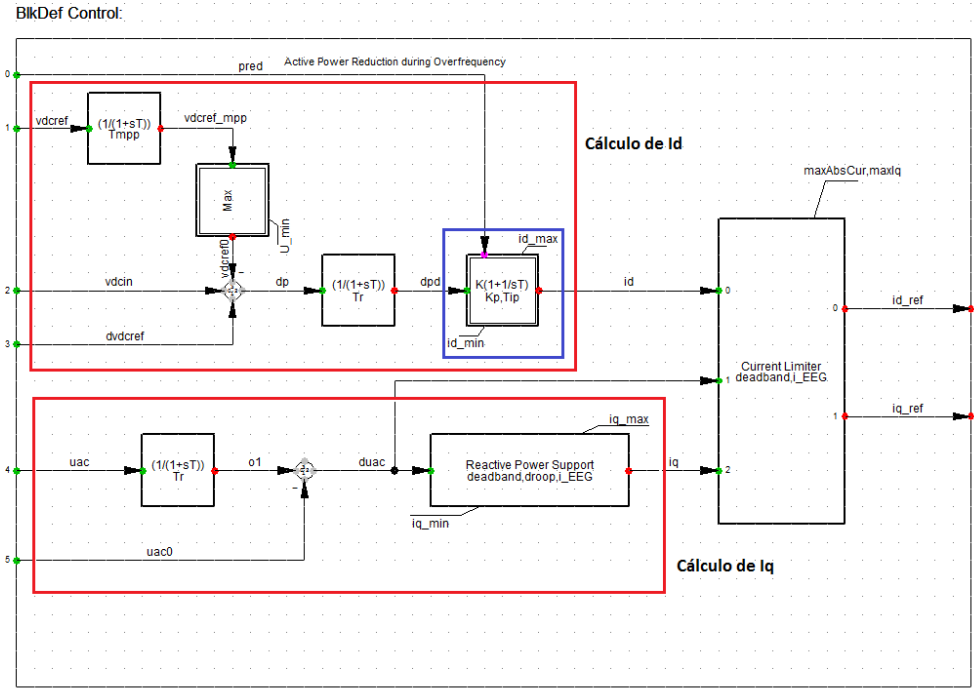


Figura 4.8 *Frame Controller slot* [16]

R. *Phase Measurement*

Este slot contiene un dispositivo PLL (*Phase Locked Loop*). Su funcionamiento se basa sincronizar un oscilador interno con alguna señal de referencia, que en este caso viene dada por la frecuencia impuesta por la red en 50 ciclos. Todo esto con el fin de lograr la sincronización de la central con el sistema.

S. *Static Generator*

Este slot corresponde al equipo que representa al *PV Generator* que se encuentra conectado a la red.

4.3.3 Incorporación de la respuesta inercial al modelo de planta

Una vez estudiado y analizado en detalle el *frame* de la planta fotovoltaica, se procede, en este apartado, a explicar de manera detallada cuales fueron los pasos y la lógica que se tuvo que llevar a cabo para implementar de manera exitosa el control de inercia virtual en el generador. Aquí se incluirán ciertas consideraciones a tener en cuenta al momento de usar este generador, ya que el no cumplimiento de alguno de estos pasos y recomendación podría causar errores en la convergencia del programa.

Para llevar a cabo la implementación de este control es estrictamente necesario entender a cabalidad el funcionamiento de la planta PV y como ésta varía sus puntos de operación según las exigencias del sistema o del operador. A continuación, a modo de introducción se ilustra un pequeño paso a paso con la lógica y procedimientos a seguir que luego serán desarrollados en mayor profundidad, estos son:

Incorporación Operación *Deallocated*

- 1°) Se establece en el modelo que la radiación será un parámetro fijo y que no variará según los requerimientos de potencia de la planta fijados desde el *load flow*. Todo esto a través de la variable E_{Rad} (Figura 4.10).
- 2°) Dibujar curva PV para la radiación dada mediante la creación de un *frame* y así determinar nuevo V_{op} (Ver paso 2 y paso a paso detallado en Anexo A para dar origen a la Figura 4.12)
- 3°) Fijar V_{op} como nueva condición inicial en el *DC busbar and capacitor (N)* (Figura 4.13) y P_{op} en el despacho de la planta (Figura 4.14)

Incorporación Control *Droop*

- 4°) Permitir eventos de sub-frecuencia desde el *active power reduction (P)* (Figuras 4.15 y 4.18)
- 5°) Creación parámetro DL desde el *active power reduction (P)* (Figuras 4.19 y 4.20)
- 6°) Modificar código DSL del controlador para permitir aumentos en el cálculo de la corriente i_d (Figura 4.21)

A. Incorporación Operación *Deallocated*

Como sabemos uno de los problemas que posee el modelo otorgado por el *DIgSILENT* es que imposibilita a la planta mantener un control ante eventos de sub-frecuencia en el sistema, lo que eventualmente podría ser es una potencial amenaza para mantener la estabilidad de la red. Esto debido a la estrategia de control que tiene implementada, la cual al trabajar siempre en el MPP (Figura 4.9) (conservando la tensión de la barra DC constante) imposibilita tener reservas de potencia. Hay que recordar, además, que la lógica que sigue el modelo entregado por el software es: Si modifico la potencia despachada entonces modifico la radiación. Si bien esta lógica de control cumple con los requisitos que demanda el operador al simular, en la práctica no cumple con una representación real de las plantas solares. Por lo tanto, con el objetivo de tener una operación

deloaded en el modelo de planta PV y conservar reservas de potencia activa que puedan ser utilizadas ante eventos de sub-frecuencia, fue necesario llevar a cabo el siguiente paso a paso:

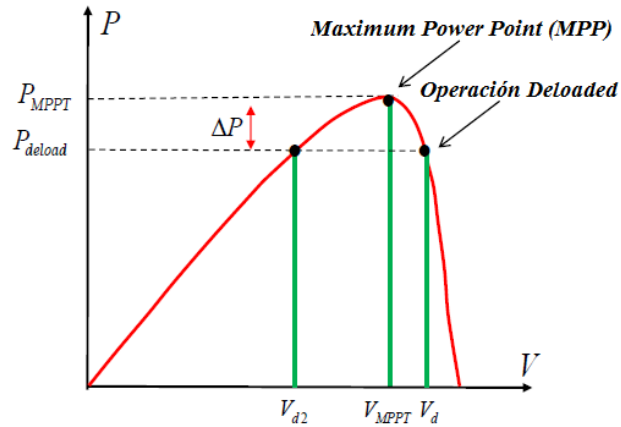


Figura 4.9 Punto de operación MPP y condición de operación *deloaded* [16]

Paso 1: Fijar parámetro radiación mediante un nuevo parámetro llamado *E_rad*

Aquí como ya se ha adelantado, lo que se busca es crear un nuevo parámetro llamado "*E_rad*" desde el código DSL del slot "*Solar radiation*" con el fin de dejar la radiación como un parámetro más del modelo y así fijar éste según los requerimientos del caso de estudio. Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

- 1º) Entrar al modelo de planta del *Static generator* e irnos al DSL del *solar radiation* definido como *Ramp E*
- 2º) Entrar al *model definition* (definido por el *Block definition* o también como se nombra en el programa como *BlkDef*) haciendo click en el recuadro encerrado en verde en la Figura 4.11 e irnos a *equations*
- 3º) Una vez en *equations*, se procede a modificar el código para añadir el parámetro *E_rad*. Una vez hecho eso es estrictamente necesario añadir la nueva variable en el apartado de *Additional parameters* tal cual se definió en el código (Figura 4.10), ya que si esto no se lleva a cabo será imposible visualizar y acceder al nuevo parámetro para modificar la radiación desde la ventana de parámetros del *Solar radiation* (Figura 4.11).

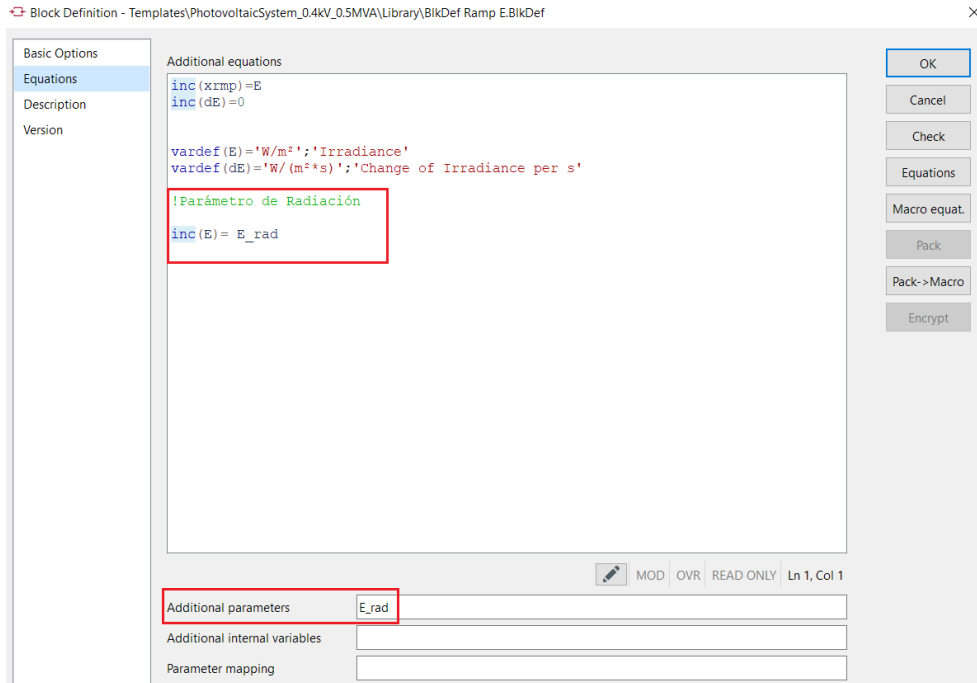


Figura 4.10 Creación parámetro E_{rad} a través del slot *Solar radiation*

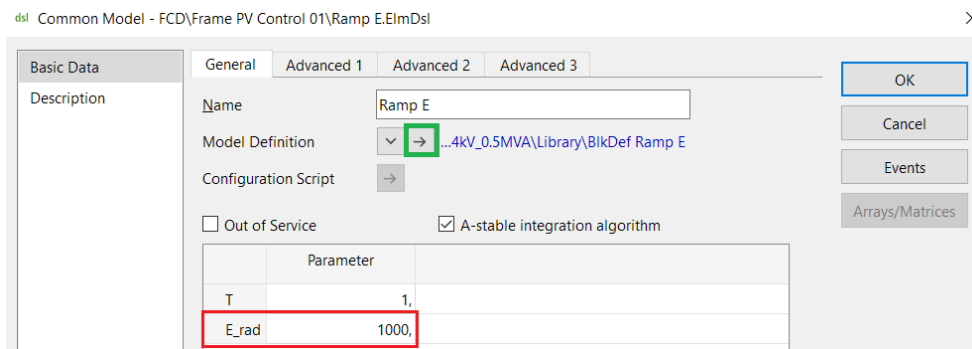


Figura 4.11 Parámetro E_{rad}

Esto implica dos cosas: Por una parte, que ahora la curva característica de nuestra planta será fija para el valor de radiación dado y no dependerá del despacho fijado desde el *load flow* del *Static generator* y, por último, como es de suponer, permitirá representar de mejor manera las distintas zonas que se deseen simular a lo largo del mapa según las condiciones medio ambientales en la cual las plantas se encuentren inmersas.

Paso 2: Dibujar curva PV para la radiación dada mediante la creación de un frame y así determinar nuevo V_{op}

Debido a que ahora el modelo se encuentra con el parámetro de radiación fijo al cual estará operando, se debe encontrar la curva PV que represente todos los puntos de operación posible en el que podemos hacer trabajar al generador. Esto con el fin de desplazar el voltaje de operación alejándolo del MPP y así permitir reservas de potencia activa para que estas puedan ser inyectadas ante una eventual caída en la frecuencia del sistema. Para ello, fue necesario crear un proyecto aparte en *DIgSILENT Power Factory* con el fin de poder dibujar la curva característica de la planta con ciertos bloques del modelo original, el cual se adjunta en el Anexo A del presente informe debido a la extensión del paso a paso que se debe llevar a cabo para dar origen al modelo que permite crear la curva PV en el *software*. Dicho eso, en la Figura A.4 del Anexo A se puede observar el *frame* que permite representar la curva característica del modelo, el cual consta básicamente de 2 *slots*: El *slot Ramp U* que se encarga de generar una señal rampa de voltaje y así generar un barrido en tensión que posteriormente entra al *Photovoltaic model*, el cual contiene toda la información asociada al arreglo de paneles. Cabe destacar que ambos slots se han reciclado del modelo de planta original del *Static generator*, donde el *Ramp U* corresponde al bloque *Ramp E* (con ciertas modificaciones) y el *slot PV Array* que se utilizó tal cual del modelo otorgado por *DIgSILENT*.

Una vez seguidas las instrucciones dadas en el Anexo A para construir el proyecto que da origen a la curva característica de la planta, se obtienen los resultados visualizados en la Figura 4.12. Cabe destacar que el cálculo de esta curva se realiza con el fin de obtener una planta con una potencia de generación de 5 [MVA] con un factor de potencia 0.95 con los siguientes parámetros y consideraciones:

- $E_{rad} = 1000[W/m^2]$
- $T = 25^{\circ}C$
- $nSerialModules\ Number = 20$
- $nParallelModules\ Number = 1482$

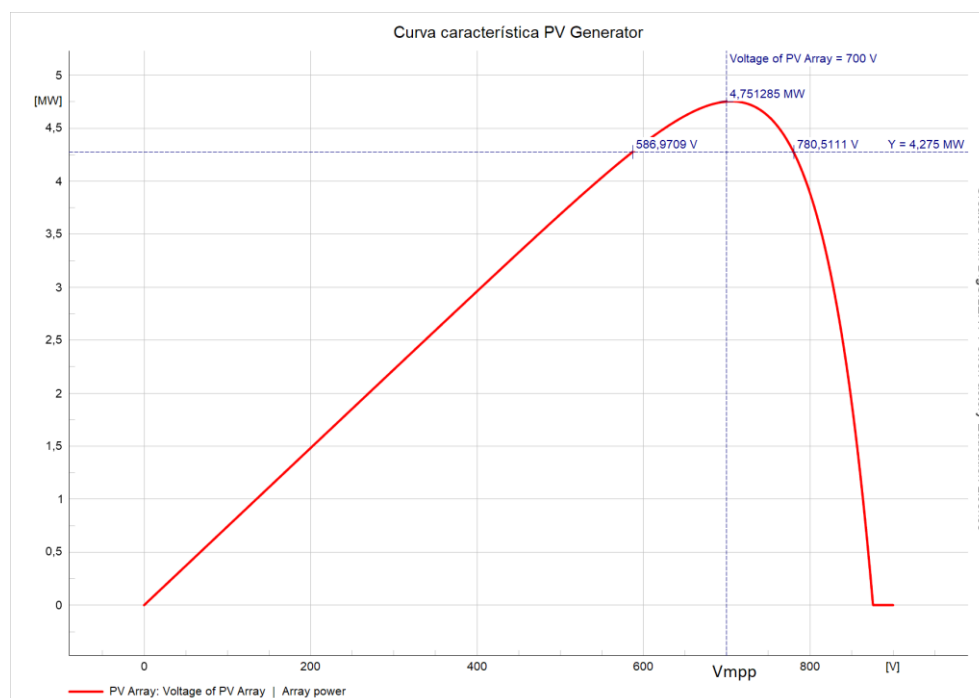


Figura 4.12 Curva característica planta PV de 5 [MVA]

Paso 3: Fijar V_{op} como nueva condición inicial en el DC Busbar and Capacitor y Pop en el despacho de la planta

Una vez dibujada la curva PV de nuestro arreglo como se indica en el paso 2 junto con la información brindada en el Anexo A, lo que resta es escoger algún punto en el que se desee operar la planta con un cierto *derating*. Para ello es necesario seleccionar un voltaje que se encuentre a la derecha del V_{mpp} y así evitar posibles problemas en la convergencia (al realizar diversas pruebas, se observó que el método de control implementado en el *software* no logra converger a un punto de solución con voltajes dc situados en el hemisferio izquierdo de la curva PV dada por la Figura 4.12). Con esto, le estaremos dando a la planta reservas de potencia activa tales que puedan ser inyectadas ante contingencias en donde la frecuencia descienda en un cierto valor (ver paso 4 Figura 4.17). Luego, seleccionado el nuevo V_{op} (extraído desde la Figura 4.12) se debe reemplazar este dato en la ventana de parámetros del *DC Busbar and capacitor* (recuadro rojo Figura 4.13) con el cual el modelo procederá a hacer el cálculo de las condiciones iniciales. Además, se debe tomar el nuevo valor de potencia activa al cual operará la planta según el V_{op} (extraído desde la Figura 4.12) e ingresarlo en el despacho desde el *load flow* del *static generator* (Figura 4.14). Por último, se debe modificar el parámetro de *Pnen Rated power [MW]* (el no cumplimiento de esto no afecta la

incorporación del control de inercia virtual de la planta) al nuevo valor nominal de potencia activa de la unidad fotovoltaica, esto con el fin tener los valores bases correcto de potencia activa para el cálculo en p.u. y se recomienda además modificar el tamaño del capacitor de enlace del *link DC* (las instrucciones para modificar el tamaño del condensador se encuentran en el apartado 4.3.4, inciso B, Figura 4.23).

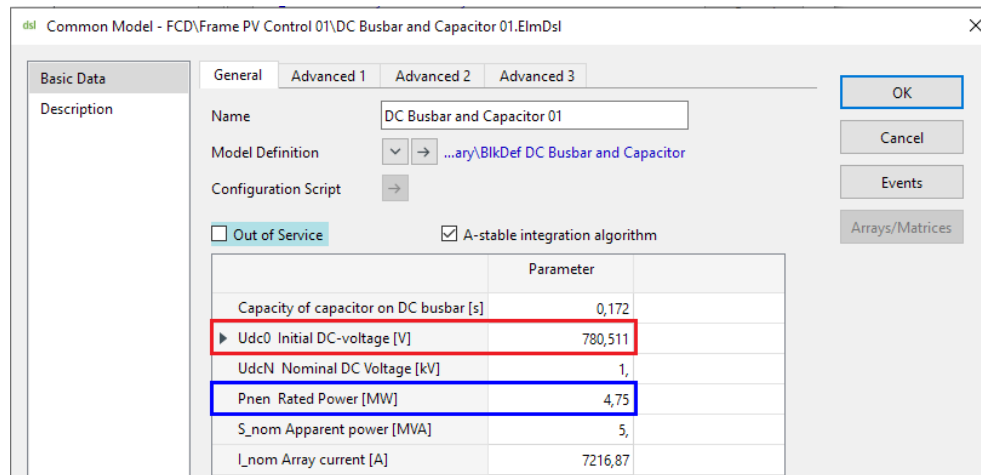


Figura 4.13 Nuevas condiciones iniciales planta PV de 5 [MVA] desde el DC Busbar and Capacitor en base a valores extraídos desde la Figura 4.12

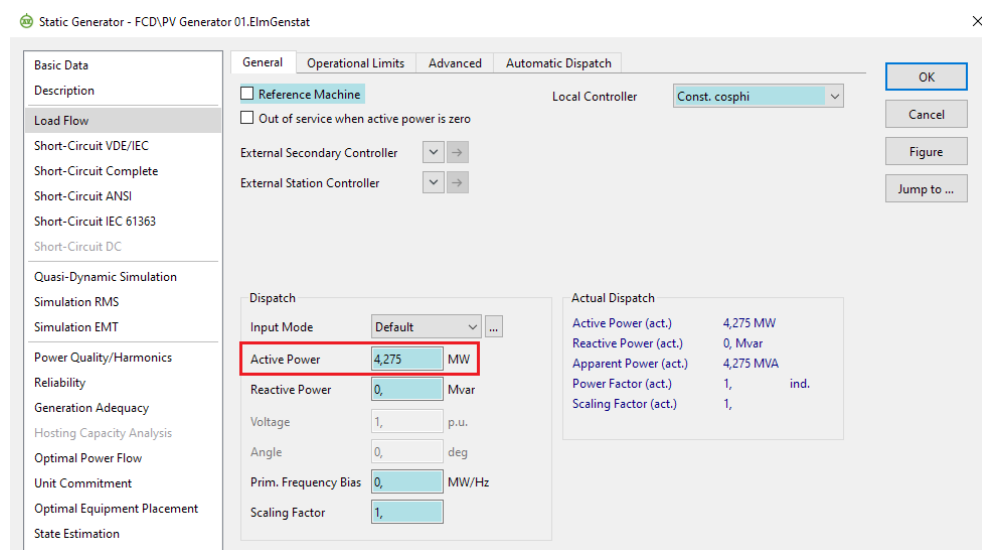


Figura 4.14 Potencia despachada planta PV de 5 [MVA] desde el Load Flow del static generator en base los valores extraídos desde la Figura 4.12

Obs: Se ha visto que dejar el parámetro *UdcN* al valor que viene por defecto no genera problemas en la simulación del modelo, esto independientemente de la tensión de la barra a la cual

se encuentre conectado el panel. Adicionalmente, para efectos de cálculo de nuevas variables se han incorporado los parámetros S_{nom} e I_{nom} a través de las líneas de código de la ventana de parámetros del *slot DC Busbar and capacitor*.

B. Incorporación control Droop

Para completar la respuesta inercial del modelo de planta es necesario indicarle al control que ya no sólo debe operar ante eventos de sobre frecuencia, sino también ante situaciones donde el sistema presente una caída bajo algún valor respecto de los 50 ciclos y que éste de la orden de inyectar las reservas de potencia definida en la operación *deloaded*. Cabe destacar que ésta no corresponde a una respuesta inercial en el sentido estricto del término debido a que no se recupera ninguna inercia de la central dado que no existen partes rotatorias. Se le llama respuesta inercial debido a que, ante variaciones en la frecuencia del sistema, la planta PV a través de control incorporado, es capaz de emular el comportamiento de los gobernadores de los generadores convencionales, pero en lugar de aportar potencia a través de la energía cinética acumulada en el rotor de las máquinas lo hace descargando la energía no utilizada en el condensador de enlace producto del *derating* aplicado al no hacer operar la unidad fotovoltaica en el MPP. Por lo tanto, las características del control la hacen asemejarse más a un control primario de frecuencia, debido a que lo que se realiza es un cambio en el *setpoint* de la central [20].

Paso 4: Permitir eventos de sub-frecuencia

Como ya se ha mencionado anteriormente, uno de los grandes inconvenientes de la planta es siempre trabajar en el MPP y no permitir inyecciones de potencia activa, esto producto de que el control no lo permite y porque no existen reservas. Dicho eso, fue necesario entrar en el *frame* del *Active power reduction* (Figura 4.15) y modificar el código (Figura 4.18).



Figura 4.15 *Frame Active power reduction slot*

Hay que recordar que el *active power reduction* recibe señales de frecuencia que están constantemente censándose en el punto de conexión y ante eventos sobre frecuencia modifica la señal $Pred$ de salida proporcional a la desviación de frecuencia. $Pred$ es la encargada de decirle al controlador que modifique el *setpoint* de potencia activa, ¿cómo?, permitiéndole aumentar en un cierto porcentaje la cantidad de corriente id generada producto de esta señal $Pred$ (o $pref$ en el controlador) a una cierta tasa de cambio donde la lógica de control que se sigue es la siguiente (Figura 4.16).

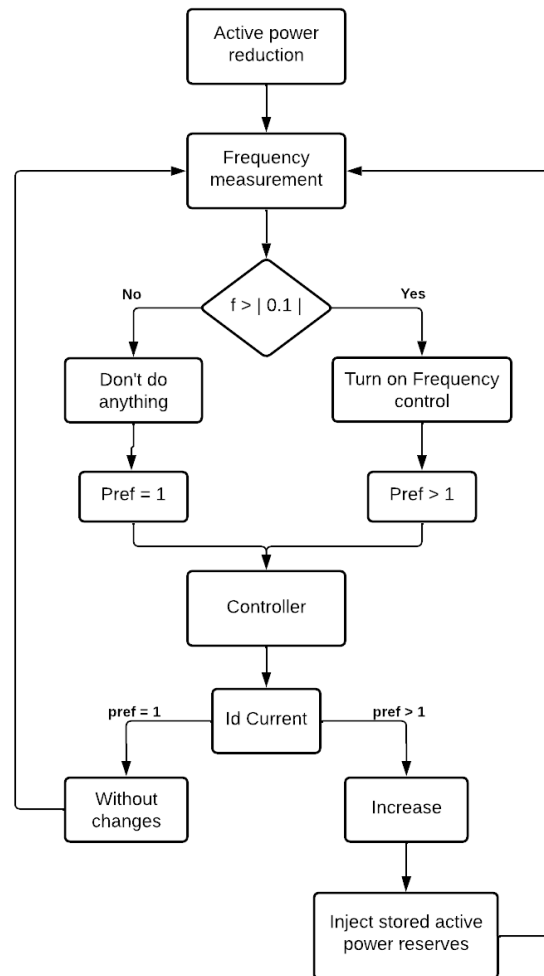


Figura 4.16 Diagrama de flujo lógica de control planta PV con control de frecuencia

Entonces, se fija una banda muerta tal que el sistema no opere ante pequeñas variaciones que puedan existir en condiciones normales de operación (Figura 4.17). No olvidar que la frecuencia es un excelente indicador sobre si existen desbalances entre generación y demanda, por lo que posee variaciones naturales producto de perturbaciones cotidianas del sistema, sin necesariamente trastornar severamente a éste. Además, a través del código, se le da la libertad al control de poder modificar la señal P_{ref} a valores mayores que 1. Como ya se mencionó, la variación del cálculo de P_{ref} se realiza a una cierta tasa, la cual viene definida por la razón o proporción que existe entre la desviación de frecuencia y el aporte de potencia.

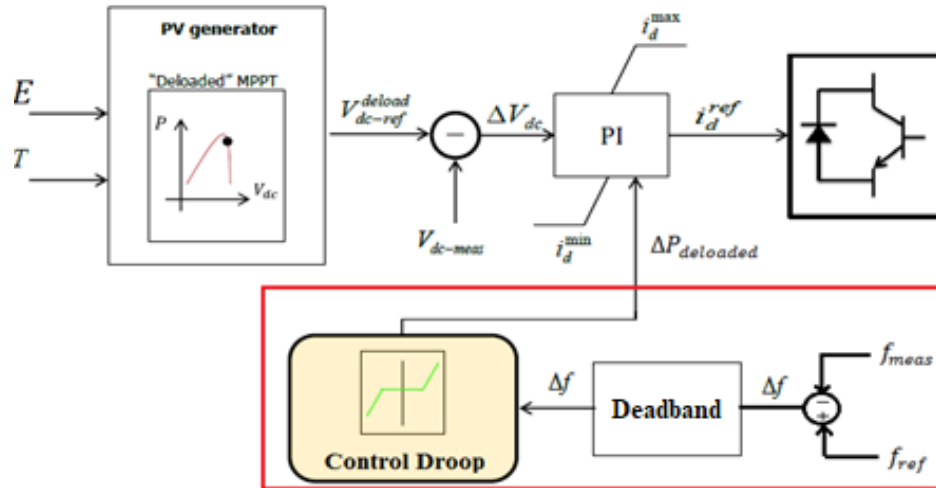


Figura 4.17 Esquema de control respuesta inercial con *deadband*

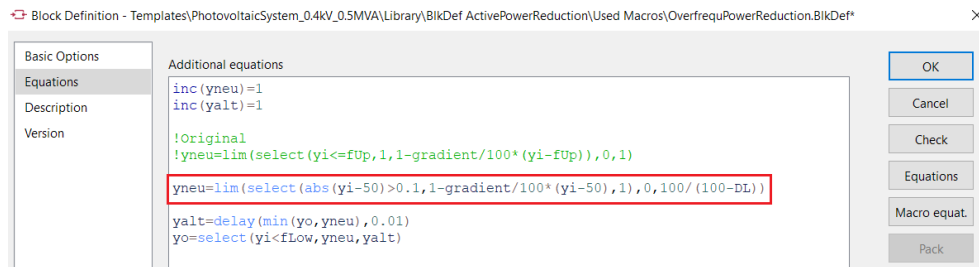


Figura 4.18 Modificación código *Active power reduction* para permitir inyecciones de potencia activa ante eventos de sub-frecuencia

Paso 5: Creación parámetro DL

En el código que se encuentra dentro de la ventana de parámetros del *slot Active power reduction*, se añade el parámetro DL (Figura 4.19), el cual permite definir en que porcentaje se le dará libertad al control para aumentar la inyección de corriente i_d . Este debe ser menor o igual al porcentaje de *derating* que se establezca al momento de definir el nuevo V_{op} para la condición *deloaded*. Es de suma importancia no fijar este parámetro en valores superiores al *derating* establecido, ya que como se dijo la función de este nuevo parámetro es limitar el aporte de potencia activa y así evitar errores en la convergencia de las simulaciones del modelo, puesto que el aumento de potencia puede provocar el sobrepaso del punto MPP y caer en errores al momento de simular. En este caso el ejemplo ilustrado considera un *derating* del 10%, por lo tanto, el valor de DL ingresado debe ser acorde a dicho valor (Figura 4.20)

Al igual como se ha realizado en los casos anteriores, para añadir este parámetro fue necesario ingresar al código de la ventana de parámetros del *Active power reduction*. Para ingresar a este código, primero se debe entrar al modelo de planta del *static generator* e irse al DSL del *Active power reduction*. Una vez hecho eso es posible acceder al código de la ventana de parámetros a través de la flecha encerrada en verde en la Figura 4.20. Finalmente, en la Figura 4.19 se debe hacer click en *equations* y con ya se tiene acceso al código DSL del *slot*.

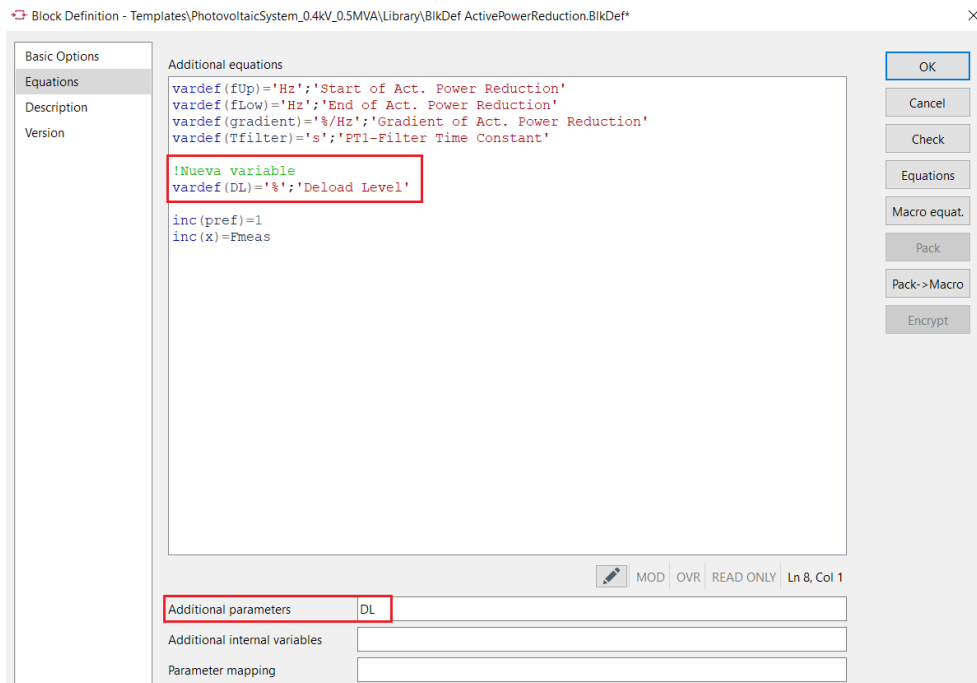


Figura 4.19 Creación del parámetro DL a través del código DSL de la ventana de parámetros del *Active power reduction*

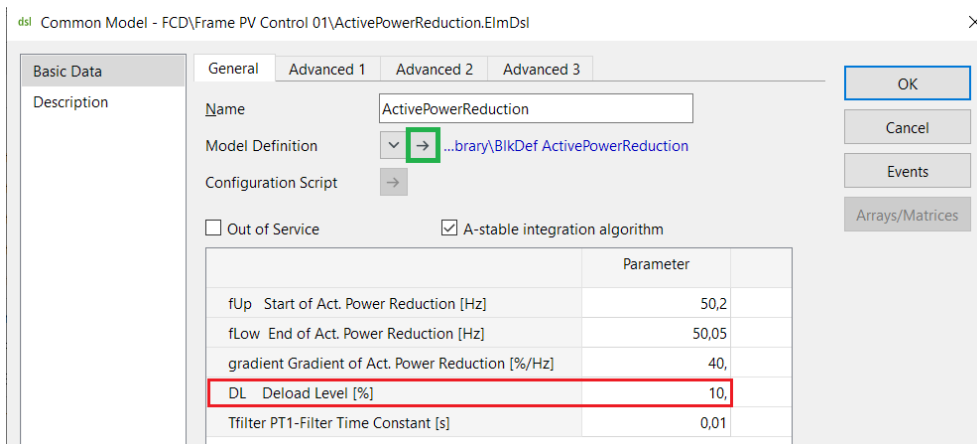


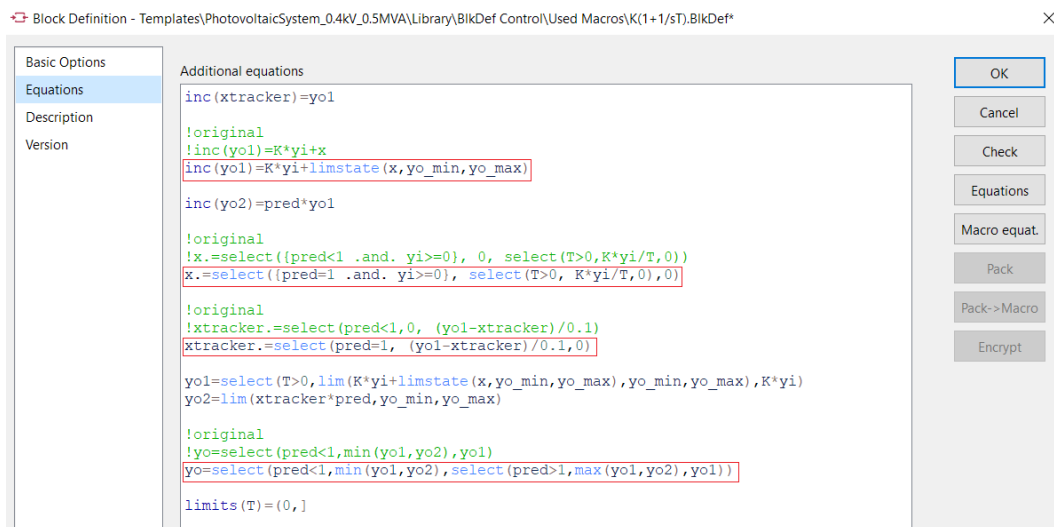
Figura 4.20 Parámetro DL desde la ventana de parámetros del *Active power reduction*

Obs: En caso de seguir bien las indicaciones detalladas en este paso e igual se tienen problemas en la convergencia del modelo, se recomienda:

1. En primer lugar, revisar si los valores tomados por el voltaje del link dc de la planta PV cruzan al hemisferio izquierdo del voltaje MPP dado por la curva característica construida.
2. En caso de ser así, se recomienda ir poco a poco disminuyendo el valor del DL. Esto debido a que, en algunas ocasiones la variación del voltaje dc es muy rápida y el valor del DL establecido no es capaz limitar al control el cruzar al hemisferio izquierdo de la curva característica, provocando así errores en la convergencia.

Paso 6: Permitirle al control aumentos en el cálculo de la corriente i_d

Finalmente, el último paso que resta para lograr por completo el *control droop* requiere de la modificación del código del bloque destacado en azul donde se calcula la corriente i_d en el *frame* del controlador (ver Figura 4.8). Este presenta una "protección" contra aumentos de la corriente debido al supuesto de operar en todo momento en el MPP.



```

Block Definition - Templates\PhotovoltaicSystem_0.4kV_0.5MVA\Library\BlkDef Control\Used Macros\K(1+1/sT).BlkDef*
Basic Options
Equations
Description
Version

Additional equations
inc(xtracker)=yo1
!original
!inc(yo1)=K*yi+x
inc(yo1)=K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max)
inc(yo2)=pred*yo1
!original
!x.=select((pred<1 .and. yi>=0), 0, select(T>0,K*yi/T,0))
x.=select((pred=1 .and. yi>=0), select(T>0, K*yi/T,0),0)
!original
!xtracker.=select(pred<1,0, (yo1-xtracker)/0.1)
xtracker.=select(pred=1, (yo1-xtracker)/0.1,0)
yo1=select(T>0,lim(K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max),yo_min,yo_max),K*yi)
yo2=lim(xtracker*pred,yo_min,yo_max)
!original
!yo=select(pred<1,min(yo1,yo2),yo1)
yo=select(pred<1,min(yo1,yo2),select(pred>1,max(yo1,yo2),yo1))
limits(T)=(0,]
  
```

Figura 4.21 Modificación de las líneas de código del *Controller* de la planta PV

Con el paso a paso detallado anteriormente, ya se encuentra incorporado el control de frecuencia en la planta fotovoltaica que se utiliza para el caso de estudio.

Para complementar lo ya ilustrado y cumplir con los objetivos de la investigación, es que se hace necesario además escalar en potencia la plata utilizada. Para ello, en el próximo apartado, se presentan las indicaciones que se deben seguir para llevar ca cabo un correcto escalamiento tanto en potencia como para el tamaño del condensador de enlace. Finalmente, se adjunta un pequeño ejemplo de como ingresar estos datos a la planta con el control de frecuencia ya incorporado y no tener errores de convergencia por un mal traspaso de los valores y parámetros en base a la nueva potencia de la unidad.

4.3.4 Incorporación de centrales fotovoltaicas

Según lo ya adelantado en el capítulo 3, se sabe que los grandes parques solares están constituidos por un gran número de paneles o módulos solares dando origen el arreglo fotovoltaico. Aquí se sitúa una cierta cantidad de módulos en serie y paralelo según las características operacionales que se le quiera dar a la planta y así dar con los valores de potencia requeridos. Para ello, cada módulo se conecta a través de un inversor a la barra de BT o MT según sea el caso, para luego a través de un transformador elevar el nivel de tensión para inyectar esta potencia a la red de distribución y/o transmisión. Dicho eso, el modelo entregado por el *DIgSILENT* cuenta con ciertas limitantes en términos de potencia para los requerimientos de la simulación, por lo que fue necesario escalar la unidad realizando las siguientes modificaciones.

A. *Modificación del número de la potencia nominal*

La potencia aparente de la planta original es de 0.5 [MVA] para una radiación de 1000 [W/m²] y un PF = 0.95 definido en el *basic data* del *static generator*, lo que le permite entregar un máximo de 0.448 MW de potencia según la Ecuación 4.1 y la confirmación a través de la curva PV desarrollada en nuestro proyecto creado para dibujar la curva característica de la planta.

Para calcular el nuevo valor de potencia aparente con la cual trabajará la planta se procede a utilizar la siguiente expresión:

$$S = \frac{P_{nom}}{f.p} \quad (4.15)$$

Donde:

S : Potencia aparente nominal de la planta en MVA

P_{nom} : Potencia activa nominal de la planta en MW

PF : Factor de potencia de la central.

A ..1 Modificación del número de paneles

Par obtener los niveles de potencia fijados en el paso anterior es necesario modificar la cantidad de módulos de la planta, ya que la cantidad de arreglos que viene establecida desde el PV Array del modelo del generador no son suficientes para satisfacer la generación. Dicho eso, como lo que se desea es buscar un aumento en la potencia activa de la unidad, pero sin modificar la característica de circuito abierto del arreglo, es que fue necesario aumentar la cantidad de módulos situados en paralelo. Con esto, es posible aumentar los niveles de corriente que circula por el arreglo y mantener constante el valor de voltaje para el cual se obtiene el voltaje MPP independientemente del escalamiento que se le dé a la planta, puesto que, al realizar modificaciones en la cantidad de arreglos ubicados en serie, este valor ya no sería el mismo y además se estaría modificando la condición de circuito abierto del arreglo como se mencionó anteriormente.

Por último, desarrollando la Ecuación 4.1 y considerando que la potencia MPP por defecto de cada panel es de 160 W, se obtiene la Expresión 4.16, la cual nos permite calcular la cantidad módulos en paralelo que serán necesarios para satisfacer los niveles de potencia requeridos.

$$nParallelModules = \frac{P_{nom}}{160 \cdot 20 \cdot nSerialModules} \quad (4.16)$$

Donde *nparallel* corresponde a la cantidad de módulos en paralelo. Este dato debe reemplazarse en la ventana de parámetros del *photovoltaic model* (Figura 4.22)

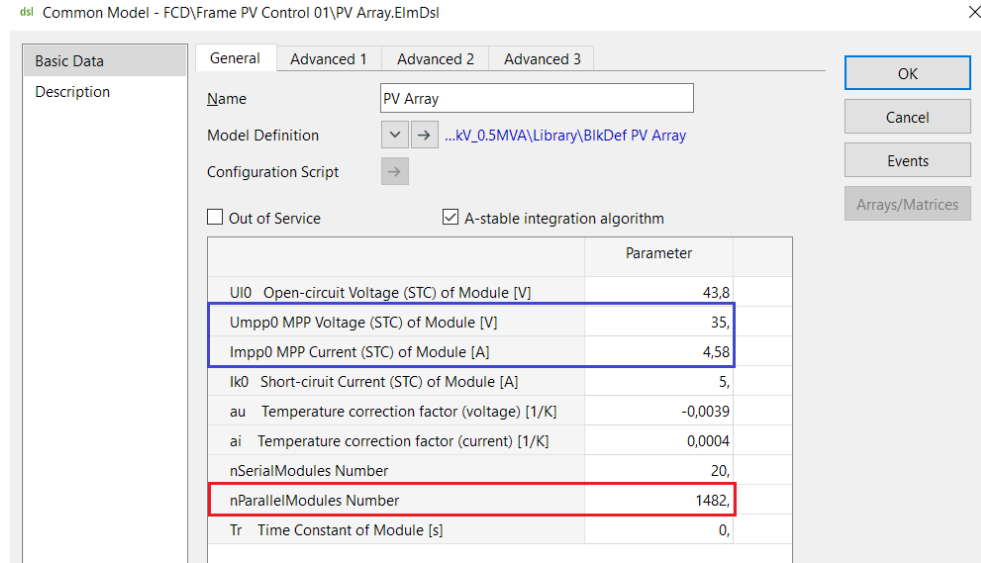


Figura 4.22 Ventana de parámetros slot *PV Array*

Finalmente, en azul se encierran los valores de voltaje y corriente para los cuales la planta opera bajo las STC. Si bien estos parámetros vienen dados a través de la ventana del slot del *PV Array*, al modificar la temperatura o radiación a la cual opera la planta los valores STC se verán modificados al momento de simular independientemente de lo que se haya establecido como valor previamente.

B. Modificación de la capacidad del condensador

Al aumentar los niveles de potencia de la planta es necesario también aumentar la capacidad del condensador del link DC del convertidor. Esto permitirá una mejor regulación y suavizado en la señal DC de salida que recibirá el inversor. Para calcular el condensador equivalente se utiliza la siguiente expresión [21]

$$C_{eq} = \sum_{i=1}^n C_i \quad (4.17)$$

dónde,

- C_{eq} : Nuevo condensador equivalente para la nueva potencia instalada de la planta
- C : Condensador de enlace planta 0.5 [MVA]
- n : Número que representa cuantas veces es más grande la nueva potencia instalada de la planta PV con respecto a la original entregada por *DIGSILENT*

Luego, siguiendo en la misma línea de los ejemplos ilustrados a lo largo de este capítulo para un buen acondicionamiento de la nueva unidad PV para una potencia instalada de 5 [MVA] para un factor de potencia 0.95, se procede a hacer el reemplazo en la Expresión 4.17 y encontrar el nuevo condensador de enlace del *link DC*.

$$C_{eq} = \sum_{i=1}^{10} C_i \quad (4.18)$$

$$C_{eq} = 0.0172 * 10 \quad (4.19)$$

$$C_{eq} = 0.172 [s] \quad (4.20)$$

Una vez encontrado el nuevo valor del condensador de enlace, se realizan las modificaciones en el slot "*DC Busbar and capacitor*", donde también es necesario cambiar el parámetro "*Pnen Rated Power [MW]*" y colocar el nuevo nivel de potencia nominal de la planta. En este mismo slot se modifica la condición inicial del voltaje "*Udc Initial DC-voltage*" utilizada para operación *deloaded* o MPP (Figura 4.23)

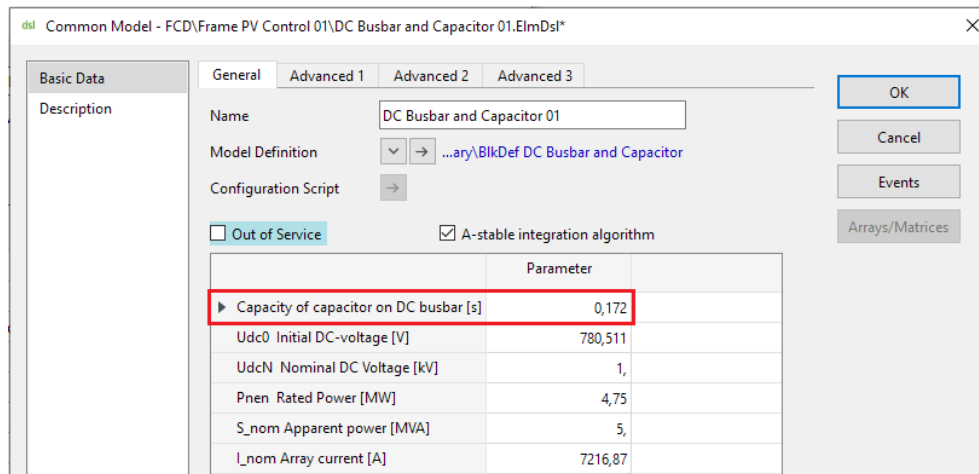


Figura 4.23 Modificación tamaño del condensador del link-DC

De esta manera, es posible modificar el modelo original que proporciona *DIgSILENT Power Factory* y obtener plantas fotovoltaicas que satisfagan los niveles de potencia que se desean para la integración del modelo en el unilíneo bajo estudio o de cualquier central que se desee emular.

Finalmente, a modo de resumen se ilustra el paso a paso y algunas consideraciones que se deben tener en él para escalar de manera exitosa la planta en el *DIgSILENT*.

- Paso 1:** Determinar los niveles de radiación y T° a lo cuales va a operar la planta. Para este ejemplo se considerarán los cálculos bajo STC (*Standar Test Condition*) lo cuales vienen dados para una radiación de 1000 W/m^2 y 25°C de temperatura.
- Paso 2:** Una vez seleccionada la nueva potencia aparente de la planta y calculado P_{nom} se debe hacer el reemplazo en la Ecuación 4.16 para determinar la cantidad de módulos en paralelos que se deben tener para alcanzar los niveles de potencia activa requeridos.
- Paso 3:** Obtenido el número de módulos en paralelo que tendrá nuestro arreglo lo que resta es ingresar este dato en la ventana de parámetros del PV Array sustituyendo 140 (que es el valor que viene por defecto) por el número calculado (Figura 4.22 en *nParallelModules Number*). Con esto nuestra planta ya será capaz de inyectar los niveles requeridos por el operador.
- Paso 4:** Generar la curva PV con nuestro *frame* de estudio y así determinar el nuevo V_{op} y P_{op} al cual operará la planta. No olvidar que los nuevos valores de V_{op} y P_{op} deben ser reemplazados en los apartados ya mencionados anteriormente en el *DC Busbar and Capacitor* y en el despacho del *Static generator* respectivamente (apartado 4.3.3, inciso A, paso 3 Figura 4.13 y 4.14 respectivamente).
- Paso 5:** Finalmente, se debe ingresar el nuevo valor de potencia aparente en el *basic data* del *Static generetor*.

Capítulo 5. Metodología

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta la estructura de trabajo llevada a cabo para desarrollar los diferentes casos de estudio. En la Figura 5.1 se puede observar el diagrama en bloques que representa las etapas, escenarios, contingencias e indicadores de desempeño.

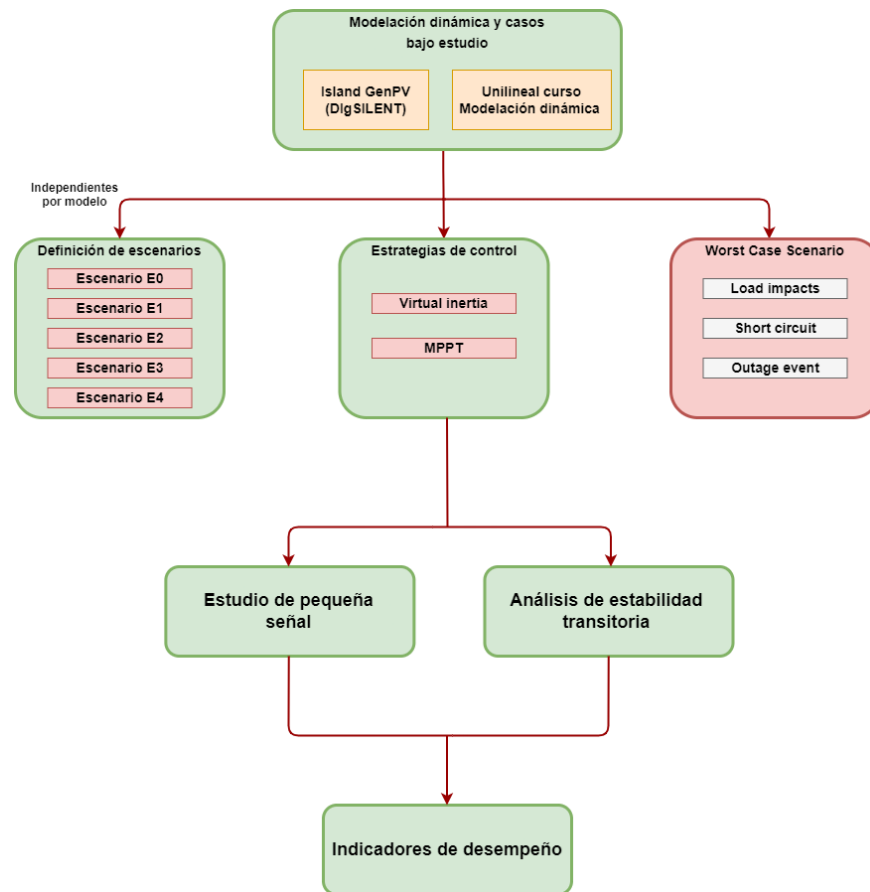


Figura 5.1 Metodología utilizada para el estudio de casos

Básicamente lo que se hizo fue recopilar toda la información asociada al control y operación de plantas fotovoltaicas. Por otro lado, se buscó documentación y estudios pasados que compartían el mismo objetivo en este caso de estudio referido a la incorporación del control inercial en plantas fotovoltaicas en *DIGSILENT* para el análisis de redes eléctricas. Dicho eso, a continuación, se procederá a describir cada uno de los escenarios y trabajos a realizar dentro de cada modelo dinámico.

5.2 Casos de estudio

Para llevar a cabo la investigación se han considerado 3 modelos dinámicos distintos, estos son:

- Island GenPV
- Unilineal curso “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”

Si bien en cada uno de los modelos los objetivos específicos son distintos, en términos generales lo que se hizo fue incorporar la planta fotovoltaica con el control de frecuencia tal que permita emplear el concepto de inercia virtual inyectando las reservas de potencia activa a la red y así amortiguar desviaciones negativas en la frecuencia. Todo esto considerando: niveles de radiación, porcentaje de energía solar fotovoltaica disponible respecto a la generación total del sistema, porcentaje de operación *deloaded* y tasas de inyección de potencia activa para el CPF.

Por otra parte, para efectos de simulación no fue posible establecer la planta PV como máquina de referencia en el sistema. Si bien se tomaron las acciones para mitigar este hecho no fue posible tener éxito, esto debido a como viene definido el panel fotovoltaico otorgado por DIGSILENT a través de su esquema de control, el que se representa como una fuente de corriente y no como fuente de voltaje. Cabe destacar que la única forma en donde esto se hace posible es a través de los paneles fotovoltaicos que no vienen con un *frame* o modelo de planta cargado en el generador.

5.3 Island GenPV

Este modelo fue extraído de *DIGSILENT* a través de su página web. Cabe destacar que se realizaron ciertas modificaciones para acondicionarlo al caso de estudio y así obtener mayor versatilidad al momento de realizar los distintos escenarios. El unilineal consta de: 5 barras, 3 transformadores, 2 máquinas sincrónicas, 2 líneas de 10Km, 2 terminales y 2 plantas fotovoltaicas operando en el MPPT (Figura 5.2).

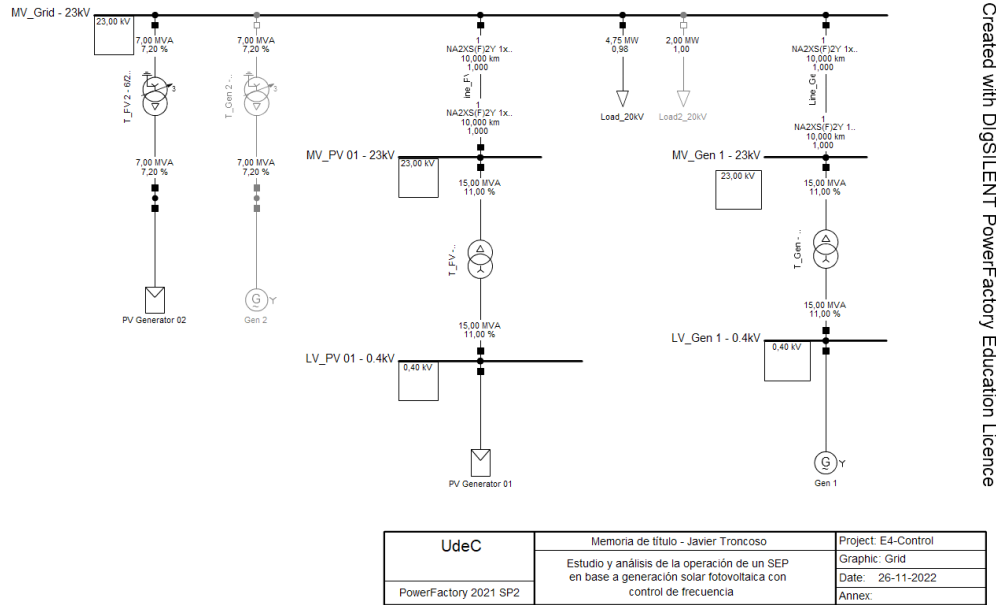


Figura 5.2 Unilineal Island GenPV modificado (Escenario E4 – Control)

Originalmente viene diseñado de tal manera que la máquina síncrona que se encuentra paralelo al generador PV suministre casi por completo la potencia activa demanda por las cargas y además se encargue de controlar los niveles de potencia reactiva inyectados a la red. Esto debido a que, como se mencionó en los incisos pasados, el panel no posee bien incorporado el cálculo de la corriente i_q en el modelo de planta

5.4 Unilineal curso “Modelación dinámica de redes eléctricas”

Aquí lo que se hizo fue tomar como base el sistema eléctrico que actualmente se utiliza en el curso electivo de “Modelación dinámica” y sustituir la planta fotovoltaica que tiene incorporada la red con control MPPT por una que pueda operar bajo el concepto de inercia virtual. Este sistema consta de 25 barras, de las cuales: 2 barras son de 500 kV, 9 de 200kV, 1 de 154 kV, 3 de 66kV, 5 de 13.8 kV, 4 de 4.16 kV y 1 de 0.4 kV, algunas están conectadas mediante líneas modeladas a través de un modelo PI de parámetros concentrados y otras conectadas por transformadores con cambiadores de taps, donde 16 de ellos son de doble enrollado y uno de 3 devanados. Dentro de estos se destaca la presencia de un transformador desfasador conectado entre las barras 2 y 5 encargado de regular el flujo de potencia activa en conjunto de un STATCOM conectado en la barra 6 del sistema. 18 líneas, 5 máquinas síncronas, 3 áreas de cargas con motores de inducción

conectados a las barras 8 y 9 y una planta solar fotovoltaica con control MPPT conectada a la barra 19 de nuestro sistema. (Anexo B Figura B.1)

Una vez incorporada la planta PV con control de frecuencia junto a aquella que opera bajo la estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia, se procedió a aplicar un impacto de carga mediante una carga de prueba que se utiliza en el curso y observar como una al considerar reservas de potencia activa es capaz de inyectarlas una vez ocurrida la contingencia para ayudar en el CPF del sistema.

5.5 Escenarios y condiciones de operación – *Island GenPV*

Para realizar el estudio se considerarán distintos números de escenarios según la contingencia a analizar para ambas estrategias de control en una ventana de 40 segundos y así poder contrastar los resultados obtenidos. Dicho eso, se consideró 5 escenarios para el evento de impacto de carga, 3 escenarios para la pérdida de una unidad fotovoltaica y 2 escenarios para el cortocircuito en la línea *Line PV*. He de mencionar que cada contingencia se aplicó en $t=2s$ y que para la condición de operación *deloaded* en las plantas PV se consideró un *derating* del 10%. Por último, cabe destacar que aquellos casos en donde se considere el control de inercia virtual en las unidades fotovoltaicas, éstas se encontrarán despachando un 10% menos de potencia activa con respecto al caso MPPT debido a su condición de operación *deloaded*.

5.5.1 Niveles de radiación

Considerando que se está trabajando con 2 plantas fotovoltaicas situadas en localidades distintas, se consideró pertinente seleccionar distintos niveles de radiación solar en cada una de ellas tratando de emular un poco mejor lo que podría darse en la realidad. Finalmente, esto permite tener distintas curvas características y puntos de operación en cada una de ellas, lo que hace más didáctico al momento de comparar el comportamiento que toman las curvas. En la Tabla 5.1 se adjuntan los niveles de radiación de ambas plantas.

TABLA 5.1 Niveles de radiación Plantas PV

Central	Radiación [W/m^2]
<i>PV Generator 01</i>	1000
<i>PV Generator 02</i>	900

5.5.2 Definición de Escenarios - *Load Impact Event*

Primero, se definió el escenario E0 el cual se utilizará como referencia con bajos niveles de penetración solar (5%). Luego, en el escenario E1, E2, E3 y E4 lo que se hace es ir aumentando la potencia de generación fotovoltaica instalada del sistema para así obtener mayores niveles de penetración solar y ver como esto afecta a la dinámica de la red aplicando un impacto de carga de modelo potencia constante del 10% respecto de la demanda total al momento de la falla. Por último, cabe destacar que en el escenario E3 se intercambia la máquina sincrónica *Gen 2* por la unidad *PV Generator 02* para obtener los niveles de inyección deseados.

A. *Escenario E0 (5% de penetración solar fotovoltaica)*

Este escenario corresponde al caso donde existe la menor penetración de energía solar fotovoltaica en el sistema. Aquí, se tendrá en operación el Gen 1, el Gen 2 y la planta PV 01. En la Tabla 5.2 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.2 Despacho Escenarios Base E0 – *Load impact event*

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	4.275	<i>Gen 1</i>	4.275
<i>Gen 2</i>	4.75	<i>Gen 2</i>	4.7975
<i>PV Generator 01</i>	0.475	<i>PV Generator 01</i>	0.4275

B. *Escenario E1 (25% de penetración solar fotovoltaica)*

Aquí se mantienen las mismas unidades despachadas con la diferencia que se realiza un aumento en la capacidad de generación de la unidad PV para obtener un 25% de inyección solar fotovoltaica. En la Tabla 5.3 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.3 Despacho Escenarios E1 – *Load impact event*

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	2.375	<i>Gen 1</i>	2.375
<i>Gen 2</i>	4.75	<i>Gen 2</i>	4.9875
<i>PV Generator 01</i>	2.375	<i>PV Generator 01</i>	2.1375

C. Escenario E2 (52.7% de penetración solar fotovoltaica)

Aquí se mantienen las mismas unidades despachadas con la diferencia que se realiza una disminución en la potencia que entrega el Gen 2. Esta diferencia se suple aumentando la capacidad de generación de la unidad PV 02 para obtener un 52.7% de inyección solar fotovoltaica. En la Tabla 5.4 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.4 Despacho Escenarios E2 – Load impact event

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	2.375	<i>Gen 1</i>	2.375
<i>Gen 2</i>	2.375	<i>Gen 2</i>	2.85
<i>PV Generator 01</i>	4.75	<i>PV Generator 01</i>	4.275

D. Escenario E3 (75% de penetración solar fotovoltaica)

En este caso se procede a reemplazar el Gen 2 por el PV Generator 02 para los mismos niveles de potencia inyectados y así obtener un 75% de penetración solar fotovoltaica. En la Tabla 5.5 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.5 Despacho Escenarios E3 – Load impact event

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	2.375	<i>Gen 1</i>	3.0875
<i>PV Generator 02</i>	2.375	<i>PV Generator 02</i>	2.1375
<i>PV Generator 01</i>	4.75	<i>PV Generator 01</i>	4.275

E. Escenario E4 (99% de penetración solar fotovoltaica)

Aquí se mantienen las mismas unidades despachadas con la diferencia que se realiza un aumento en la capacidad de generación de la unidad PV 02 para obtener un 99% de inyección solar fotovoltaica. En la Tabla 5.6 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.6 Despacho Escenarios E4 – *Load impact event*

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	0.08	<i>Gen 1</i>	1.02
<i>PV Generator 02</i>	4.75	<i>PV Generator 02</i>	4.275
<i>PV Generator 01</i>	4.75	<i>PV Generator 01</i>	4.275

5.5.3 Definición de escenarios - *Outage Event*

Aquí se consideró la desconexión de la generadora *PV Generator 01*. Para llevar a cabo este evento fue necesario modificar la potencia instalada de la unidad y así generar condiciones de falla que se puedan acercar más a la realidad. Esto debido a que la peor condición de operación en base a lo ya presentado en nuestro evento de impacto de carga para el escenario E4 implicaba una pérdida de generación del orden del 50%. Dicho eso, se consideró como escenarios base E0-1 y E0-2 para la salida de la unidad generadora ya mencionada para el sistema operando con ambas máquinas sincrónicas conectadas a la red (*Gen 1* y *Gen 2*) con una pérdida de generación de un 8% y 10% respectivamente. Luego, se generó el escenario E1 y E2 switcheando la MS *Gen 2* por la planta *PV Generator 02* para ambas estrategias de control. Por último, cabe destacar que la unidad desconectada se consideró operando al MPPT para así tener mayores niveles de inyección solar fotovoltaica una vez ocurrida la falla y que los niveles de penetración solar se considerarán como la cantidad de potencia activa aportada al sistema por las unidades que se encuentren conectadas una vez ocurrida la falla para dar soporte al sistema.

En la Tabla 5.7 se adjuntan los datos porcentuales de pérdida de generación e inyección solar fotovoltaica pre y post falla.

TABLA 5.7 Porcentajes de inyección PV pre y post contingencia – *Outage event*

Escenario	Pérdida de generación	Inyección solar fotovoltaica Pre falla	Inyección solar fotovoltaica Post falla
E0 - 1	8%	8%	0%
E0 - 2	10%	10%	0%
E1	8%	58%	50%
E2	10%	60%	50%

A. Escenarios base E0-1 y E0-2 (8% y 10% Pérdida de generación respectivamente)

Estos escenarios corresponden a los casos en donde se encuentran operando ambas máquinas síncronas conectadas a la red al momento de ocurrir la falla. Esto con el fin de observar de manera más clara como varía la respuesta dinámica del sistema luego de reemplazar estas unidades por plantas PV. En la Tabla 5.8 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.8 Despachos Escenarios base E0-1 y E0-2 – Outage event

Central	Potencia Despachada [MW]	Central	Potencia despachada [MW]
	<i>E0 - 1</i>		<i>E0 - 2</i>
<i>Gen 1</i>	3.99	<i>Gen 1</i>	3.8
<i>Gen 2</i>	4.75	<i>Gen 2</i>	4.75
<i>PV Generator 01</i>	0.76	<i>PV Generator 01</i>	0.95

B. Escenario E1 (8% Pérdida de generación)

En este caso se procede a reemplazar el *Gen 2* por el *PV Generator 02* para los mismos niveles de potencia inyectados y así obtener un 50% de penetración solar fotovoltaica luego de ocurrida la falla para una pérdida de generación del 10%. En la Tabla 5.9 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.9 Despacho Escenarios E1 – Outage event

Central	Potencia Despachada [MW]	Central	Potencia despachada [MW]
	<i>MPPT</i>		<i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	3.99	<i>Gen 1</i>	4.465
<i>PV Generator 02</i>	4.75	<i>PV Generator 02</i>	4.275
<i>PV Generator 01</i>	0.76	<i>PV Generator 01</i>	0.76

C. Escenario E2 (10% Pérdida de generación)

Aquí se mantienen las mismas unidades despachadas con la diferencia que se realiza un aumento en la potencia instalada de la unidad *PV Generator 02*. Este aumento se genera para obtener una pérdida de generación del 15% una vez ocurrida la falla. En la Tabla 5.10 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.10 Despacho Escenarios E2 – *Outage event*

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	3.8	<i>Gen 1</i>	4.275
<i>PV Generator 02</i>	4.75	<i>PV Generator 02</i>	4.275
<i>PV Generator 01</i>	0.95	<i>PV Generator 01</i>	0.95

5.5.4 Definición de escenarios – 3 Phase *Short Circuit Event*

Tal y como se planteó en el diagrama dado por la Figura 5.1, se consideró el *worst case scenario* el cual contempla un 99% de penetración solar fotovoltaica al igual que en nuestro escenario E4 para el *Load impact event* al momento de ocurrir la falla. Para esta contingencia se aplicó un cortocircuito trifásico al 50% de la línea *Line PV* sin resistencia de falla con apertura de línea 6 ciclos después de ocurrida la contingencia (120ms). Cabe destacar que la unidad *PV Generator 01* (la cual queda fuera de servicio una vez que actúan las protecciones), se consideró siempre operando al MPPT para tener así un mayor nivel de penetración solar fotovoltaica al momento de ocurrida la falla y que los niveles de penetración solar se considerarán como la cantidad de potencia activa aportada al sistema por las unidades que se encuentren conectadas una vez ocurrida la falla para dar soporte al sistema. En la Tabla 5.11 se adjuntan los datos porcentuales de inyección solar fotovoltaica pre y post falla

TABLA 5.11 Porcentajes de inyección PV pre y post contingencia – *Short circuit event*

Escenario	Inyección solar fotovoltaica Pre falla	Inyección solar fotovoltaica Post falla
E0	50%	0%
E1	99%	50%

A. *Escenario E0 (0% de penetración solar fotovoltaica post falla)*

Este escenario corresponde al caso donde se encuentran operando ambas máquinas síncronas conectadas a la red momento de ocurrir la falla. Esto con el fin de observar de manera más clara como varía la respuesta dinámica del sistema luego de reemplazar estas unidades por plantas solares fotovoltaicas. En la Tabla 5.12 se adjuntan las unidades despachadas

TABLA 5.12 Despacho Para Escenario Base E0

Central	Potencia Despachada [MW]
<i>Gen 1</i>	0.08
<i>Gen 2</i>	4.75
<i>PV Generator 01</i>	4.75

B. Escenario E1 (50% de penetración solar fotovoltaica post falla)

En este caso se procede a reemplazar el Gen 2 por el PV Generator 02 para los mismos niveles de potencia inyectados y así obtener un 99% de penetración solar fotovoltaica al momento de ocurrir la falla. En la Tabla 5.13 se adjuntan las unidades despachadas.

TABLA 5.13 Despacho Para Escenarios E1.

Central	Potencia Despachada [MW] <i>MPPT</i>	Central	Potencia despachada [MW] <i>Operación deloaded 10%</i>
<i>Gen 1</i>	0.08	<i>Gen 1</i>	0.475
<i>PV Generator 02</i>	4.75	<i>PV Generator 02</i>	4.275
<i>PV Generator 01</i>	4.75	<i>PV Generator 01</i>	4.75

5.5.5 Inercia de las máquinas

En base a las dos máquinas síncronas que posee el sistema, se procede a adjuntar la información relacionada con la inercia de cada una de ellas (Tabla 5.14).

TABLA 5.14 Inercia generadores síncronos

Central	Inercia [s]
<i>Gen 1</i>	8
<i>Gen 2</i>	5.341177

5.5.6 Contingencias

Para la selección de las contingencias se consideró lo que se conoce como el *worst case scenario* con el fin de observar la respuesta del sistema ante las situaciones más críticas y desfavorables para su estabilidad. Dentro de los eventos seleccionados se encuentran:

- *Load impact* con característica potencia constante (10.5%)
- *Outage event PV Generator 01*
- *3-Phase short-circuit (fault location 50%)* línea “*Line PV*” con apertura de línea a los 6 ciclos ocurrida la falla (120ms)

Por último, cabe destacar que cada una de estas perturbaciones fueron aplicadas en $t = 2$ [s].

5.5.7 Indicadores de desempeño

Con el objetivo de comparar la respuesta dinámica obtenida en los distintos escenarios, se hace necesario establecer parámetros que permitan visualizar de manera más sencilla si el sistema presenta un desempeño favorable o no ante el aumento de inyección de energía solar fotovoltaica en nuestra red de prueba.

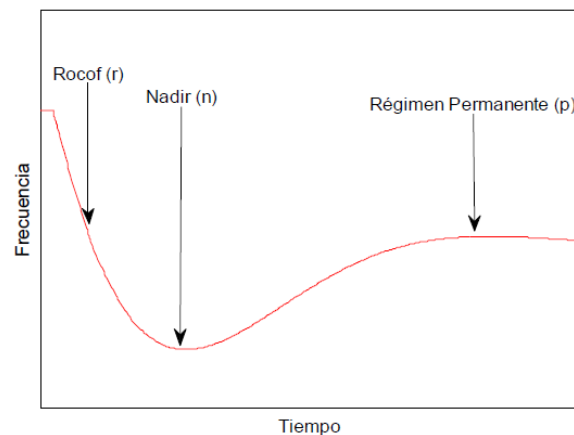


Figura 5.3 Indicadores de Desempeño [20]

- **RoCoF (r):** El RoCoF (*Rate Of Change Of Frequency*) o *first swing*, corresponde al gradiente de frecuencia observado los primeros segundos después de haber ocurrido una perturbación. Para calcularla se considera la parte lineal de la desviación de frecuencia. Usualmente suele considerarse hasta no más del segundo 0.5 una vez ocurrida la falla.

$$r = \frac{m_{base} - m}{m_{base}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

- **Frequency Nadir (f_n):** Corresponde al menor valor que alcanza la frecuencia luego de ocurrida la contingencia. El impacto en la frecuencia Nadir recae en el desempeño del sistema obtenido en el RoCoF, la inercia equivalente de la red y el número de generadores con CPF incorporado.

$$n = \frac{\Delta f_{nbase} - \Delta f_n}{\Delta f_{nbase}} \cdot 100\% \quad (5.2)$$

- **Desviación de régimen permanente (f_{ss}):** Corresponde a la diferencia de frecuencia entre el nuevo punto de equilibrio al cual se llega luego de haber ocurrido la contingencia y el valor original pre-falla. Está determinado por los estatismos de cada generador y suele observarse luego de un segundo.

$$f_{ss} = \frac{\Delta f_{rpbase} - \Delta f_{rp}}{\Delta f_{rpbase}} \cdot 100\% \quad (5.3)$$

5.6 Caso práctico unilineal “Modelación dinámica de redes eléctricas”

Para la incorporación y prueba de la central PV con control de frecuencia, lo que se hizo fue añadir junto a la unidad ya existente bajo la estrategia de control MPPT (“PV SC”), una planta de idénticas características (“PV Control”) con una potencia instalada de 50 [MVA] (con factor de potencia 0.95) pero incluyendo los mecanismos de control frecuencia en los lazos de la PFV mediante una modificación del código DSL tal y como se explicó a lo largo de este informe. Una vez hecho eso, se exportó el modelo ya desarrollado para el caso de estudio “*Island GenPV*” y se utilizó uno de los eventos de impacto de carga creados en el curso mediante la carga de prueba 2.1. de modelo híbrido (mitad potencia y corriente constante) para poder observar si el control de frecuencia de la planta funciona en base a lo esperado.

5.6.1 Niveles de radiación

Considerando que se está trabajando con 2 plantas fotovoltaicas situadas en el mismo punto de conexión, se consideró pertinente seleccionar los mismos niveles de radiación solar en cada una de ellas tratando de emular lo que podría darse en la realidad. Finalmente, aquí a diferencia del caso de estudio anterior, se tendrá que las curvas características y puntos de operación en cada una de ellas para una condición de tensión dada serán las mismas. En la Tabla 5.15 se adjuntan los niveles de radiación de ambas plantas

TABLA 5.15 Niveles de radiación centrales PV – Caso “Modelación dinámica”

Central	Radiación [W/m^2]
<i>PV Control</i>	1000
<i>PV SC</i>	1000

5.6.2 Carga de prueba

La carga total demanda 120 [MVA] para un *scaling factor* igual a 1. Dicho eso, al ser una carga de prueba, se considera el 100% de ella a través de dos cargas. Una carga fija con el 90% de la carga total (*scaling factor* igual a 0.9) lo que implica una potencia de 108 [MVA] y el resto distribuido en la carga de prueba a conectar demandando 12 [MVA] al sistema al momento de cerrarse los interruptores (*scaling factor* igual a 0.1). La conexión de esta carga de prueba representa un 3% de la demanda total del sistema (388 [MVA]) al momento de generarse el impacto. A continuación, se adjuntan los datos asociados a la carga de prueba ya descrita (Tabla 5.16).

TABLA 5.16 Descripción carga de prueba Load 2.1 – Caso “Modelación dinámica”

<i>Load 2.1</i>	Potencia demandada [MVA]
<i>Carga fija (90%)</i>	108
<i>Carga de prueba (10%)</i>	12

Capítulo 6. Análisis y resultados

6.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de los escenarios propuestos para cada una de las contingencias ya mencionadas, para ello, este apartado se dividirá en 3 partes para cada una de las perturbaciones aplicadas al sistema considerando ambas estrategias de control por separado. Primero, se adjuntarán los obtenidos a partir del estudio de pequeña señal y análisis de estabilidad transitoria del SEP. Posterior a eso, se ilustrará la evolución del sistema a medida que aumenta la incorporación de penetración solar fotovoltaica al momento de ocurrir la falla. En tercer lugar, se procederá a comparar los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados.

En la primera parte se adjuntan el análisis modal pre y post falla para observar la ubicación de los polos del sistema ante la masiva incorporación de centrales fotovoltaicas para cada uno de los escenarios y estrategias de control ya descritas. Luego, se continuará ilustrando la respuesta dinámica de la red a través de los gráficos de las distintas variables que son de interés para observar la respuesta y estabilidad del sistema previo y posterior a la falla, estas son: Tensión en barras, potencia *versus* frecuencia y ángulos de rotor de las máquinas síncronas.

En la segunda parte de este capítulo se presentará la evolución de los resultados para los distintos casos y escenarios simulados. Se comenzará adjuntando dos gráficos que contemplan la ubicación de todos los valores propios de cada escenario simulados previo y posterior a la contingencia y así visualizar de manera más fácil las implicancias que tiene el aumento de participación de centrales PFV en el estudio de pequeña señal. Luego, se comentarán los resultados obtenidos a través del análisis de los factores de participación del modo de oscilación en movimiento bajo estudio. La obtención de los factores de participación es posible a través de una de las herramientas que otorga el software *DIgSILENT Power Factory*. Posterior a eso, se condensa en un solo gráfico la respuesta de frecuencia de la red obtenida para cada uno de los escenarios para ambas estrategias de control medidas en la barra que presentó los peores resultados en base a los indicadores de desempeño ya definidos. (ver apartado 5.5.7)

En la tercera parte y final de este capítulo, se contrastarán los resultados de frecuencia obtenidos en el análisis transitorio tomando como referencia nuestro caso base *versus* la respuesta entregada para las simulaciones realizadas con control MPPT y con control de inercia virtual. Esto

permitirá comparar de manera más fácil aquellos escenarios que contemplan mismos niveles de penetración solar fotovoltaica, pero con distintas estrategias de control

Por último, la presentación de los resultados de obtenidos se abordó adjuntando de forma condensada las gráficas recopiladas a través del análisis transitorio de todos los escenarios simulados, comenzando con el evento de impacto de carga utilizando ambas estrategias de control. Luego, se sigue con la salida de la unidad *PV Generator 01* para el evento de pérdida de generación y, por último, se mostrarán los efectos causados por el cortocircuito trifásico aplicado al 50% de la línea *Line PV* con apertura de línea luego de 6 ciclos (120ms) una vez ocurrida la contingencia.

6.2 Load impact event

Aquí se presentan los resultados obtenidos para el evento de impacto de carga de modelo potencia constante correspondiente a un 10% de la demanda total del sistema al momento de ocurrir la contingencia para ambas estrategias de control. Para el desarrollo de este capítulo se comenzará con el análisis de los escenarios que contemplan a las PFV sin control inercial y luego se procede a repetir el mismo procedimiento para aquellas que tienen incorporado el control de frecuencia en ellas.

6.2.1 Resultados sin respuesta inercial – Escenarios MPPT

En la Figura 6.1 se presenta el análisis modal para todos los casos simulados bajo la estrategia de control MPPT previo y posterior a la contingencia al costado izquierdo ((a), (c), (e), (g) e (i)) y derecho ((b), (d), (f), (h) y (j)) respectivamente en cada escenario. Cabe destacar que, para la presentación de los resultados obtenidos a través del estudio de pequeña señal en todos los escenarios, a excepción del caso base E0, se aplicó reducción al ver que la dinámica de algunos modos era a lo menos 5 veces más rápida respecto a los polos dominantes del sistema que se encuentran más cerca del origen. [Cita apunte SDC]

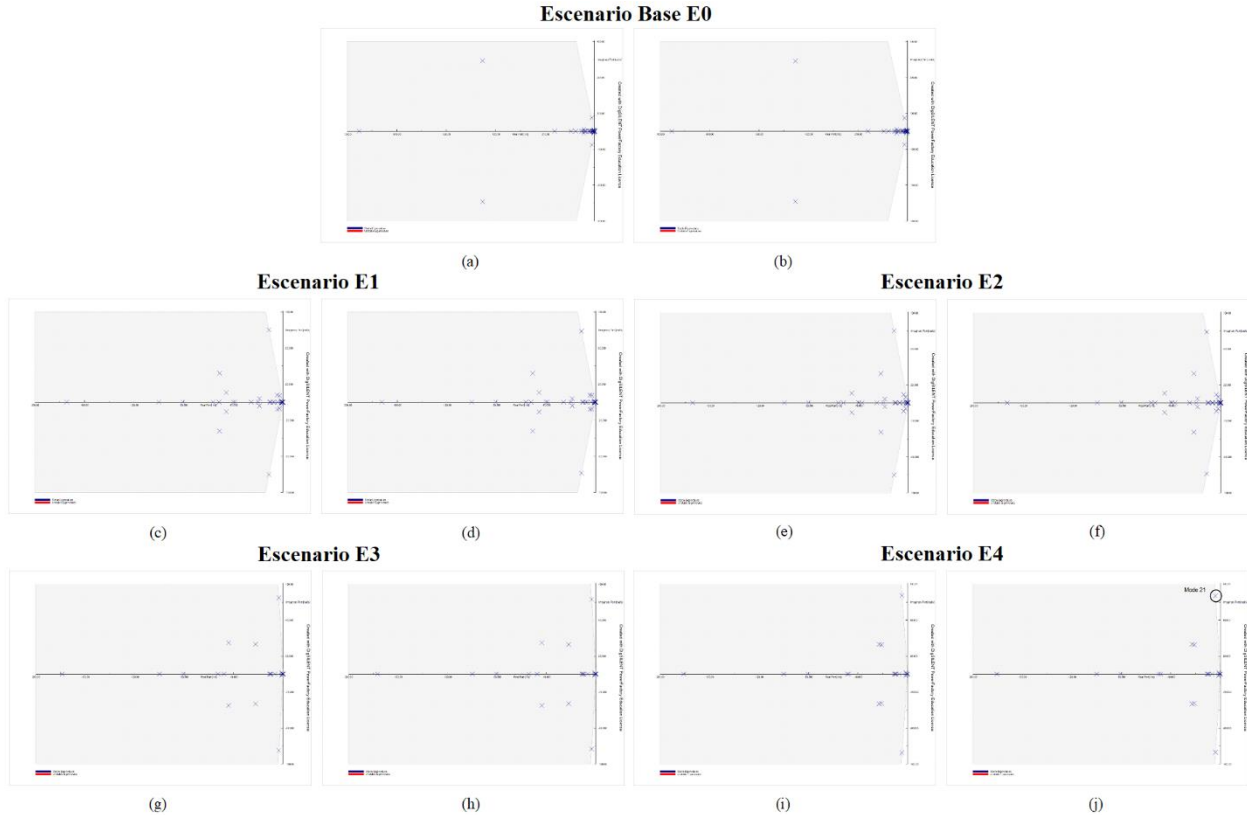


Figura 6.1 Análisis modal Pre y Post-Contingencia Escenarios MPPT – Load impact event

(a) E0 – Pre-falla (b) E0 – Post-falla (c) E1 – Pre-falla (d) E1 – Post-falla (e) E2 – Pre-falla (f) E2 – Post-falla (g) E3 – Pre-falla (h) E3 – Post-falla (i) E4 – Pre-falla (j) E4 – Post-falla

A. Análisis modal pre-falla

A.1 E0 – E2

Primero, cabe destacar como en el escenario E1 respecto de E0 existe un polo que tiende a acercarse al origen. Esto se debe principalmente al aumento en la potencia instalada de la planta solar fotovoltaica *PV Generator 01*, hecho que se repite al comparar Figura 6.1 (c) y (e).

A.2 E2 – E3

Luego, entre el Escenario E2 y E3 se tiene la transición de la unidad Gen 2 por la central *PV Generator 02* anotando una participación de un 75% de PFV, registrando los siguientes efectos: Considerando el polo complejo conjugado en movimiento ya descrito ante el aumento de la potencia instalada de la planta *PV Generator 01* entre el escenario E0 y E1, se tiene que para E3 ante el intercambio de unidades éste modo de oscilación se desplaza aún más a la derecha aproximándose al eje imaginario del semi-plano complejo (comparar Figura 6.1 (a), (c) y (g)), hecho que se repite al

aumentar la potencia instalada de la unidad recientemente conectada. En segundo lugar, se registra que un par de polos complejos conjugados se aleja del eje real.

A.3 E3 – E4

Al analizar los efectos en la ubicación de los modos de oscilación del sistema al incrementar la potencia instalada de la unidad *PV Generator 02* en el escenario E4, se registra nuevamente (al igual que en el escenario E2 y E3 comparando la Figura 6.1 (c) y (e)) un par de polos complejos conjugados que se tiende a acercarse al eje imaginario, ubicándose casi encima de aquellos modos que corresponden a la unidad *PV Generator 01*. Cabe destacar que dichos modos asociados a la PFV *PV Generator 01* permanecen intactos entre la Figura 6.1 (g) e (i) debido a que la potencia instalada de la planta no sufrió modificaciones entre un escenario y otro.

Finalmente, al observar que todos los valores propios del sistema previo a la contingencia se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, a través del primer Teorema de Lyapunov se puede concluir que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable.

B. Análisis modal post-falla

En la Figura 6.1 (b), (d), (f), (h) y (j) se presenta el análisis modal post-contingencia. Se puede observar que todos los valores propios del sistema se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, lo cual nos indica a través del primer Teorema de Lyapunov que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable. Por otro lado, es claro notar que posterior a la contingencia los valores propios del sistema permanecen casi intactos. Esto debido a que la estructura topológica que posee el sistema desde el punto de vista de la matriz Jacobiana permanece igual. Por último, mediante las herramientas que ofrece el software para el cálculo del análisis modal, se identificó que el polo denotado como *Mode 21* por el simulador (Figura 6.1 (j)), es aquel que presentó el menor *damping ratio* y además corresponde a aquel valor propio en movimiento mencionado en el análisis pre-falla del sistema a medida que se aumenta la participación de centrales PV en la operación del sistema, siendo una posible amenaza para la estabilidad de la red.

Cabe destacar que esto no nos asegura estabilidad transitoria, por lo que se hace necesario complementar este análisis de pequeña señal con un análisis transitorio y así poder llegar a la conclusión de que el sistema es estable o no en dicha región. Esto debido a que el análisis de pequeña señal asegura estabilidad ante pequeñas perturbaciones que no alejen demasiado al sistema de su punto de equilibrio de operación original. Un impacto muy grande en las variables de estado del sistema podría ocasionar que estas no se vean atraídas por la región de atracción ocasionando

una trayectoria divergente en el "espacio de fase" imposibilitando la linealización del sistema bajo estudio.

Por último, en base a lo observado en la Figura 6.1 se puede concluir que el sistema es estable para el estudio de pequeña señal a través del análisis modal.

C. Tensión en barras

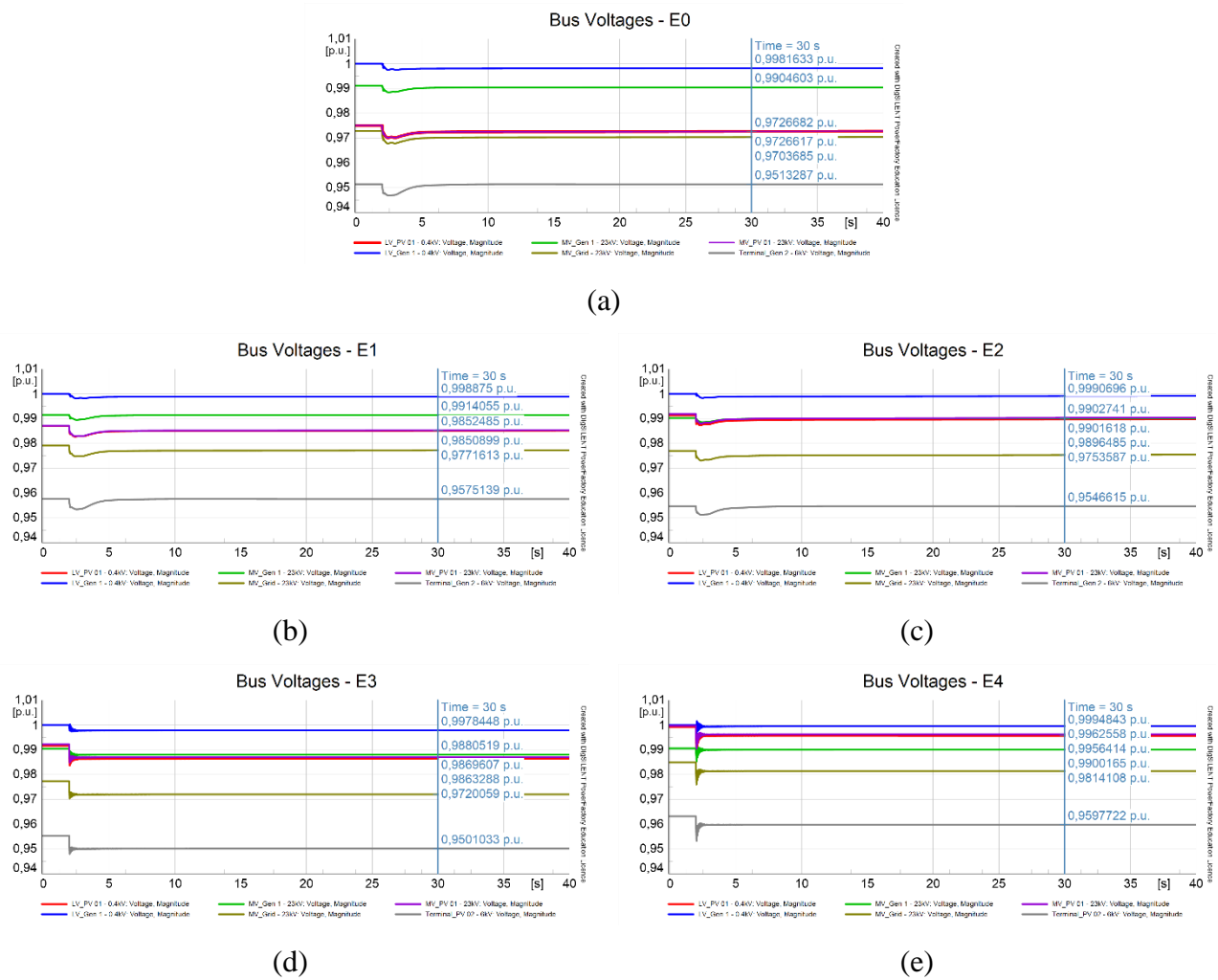


Figura 6.2 Tensión en barras del sistema Escenarios MPPT – Load impact event

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

C.1 E0 – E2

En la Figura 6.2 (a), (b) y (c) se observa que todas las barras del sistema previo y posterior a la falla presentan el mismo comportamiento

se encuentran dentro de la banda de la banda de 0.93 y 1.07 en por unidad establecida por la normativa técnica estipulada en el Artículo 5-19 para condiciones de estado normal. Posterior a la falla se observa una pequeña desviación en los valores de tensión con respecto a su estado pre-falla, sin embargo, el sistema se recupera rápidamente volviendo cerca de sus valores originales. Por último, considerando que el sistema entra en un Estado de alerta una vez ocurrida la contingencia, se observa que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de la banda de 0.90 y 1.10 en por unidad estipulados en el Artículo 5-23. Dicho eso, se cumple satisfactoriamente con la regulación establecida en la norma.

C.2 E2 – E3

Aquí se observa una pequeña variación en le respuesta del sistema al aplicarse la perturbación. Este hecho se debe principalmente al intercambio que se da entre la máquina síncrona *Gen 2* por la unidad *PV Generator 02*, producto del nulo aporte que da la PFV al sistema en el control de reactivos.

C.3 E3 - E4

Si bien los valores de tensión medidos en el escenario E3 y E4 (Figura 6.2 (d) y (e)) son marginalmente distintos, se busca identificar el modo de oscilación y los componentes que están repercutiendo en la respuesta del sistema, se procedió nuevamente a recurrir a las herramientas que otorga el software en el cálculo del análisis modal. Primero, se escogió una de las barras del sistema para observar en detalle su respuesta a través del tiempo y verificar a través de ella si el modo de oscilación presentado anteriormente en la Figura 6.1 (j) de nuestro análisis modal post-falla correspondía al polo que estaba generando este comportamiento. Para ello, modificando la escala y tomando como referencia la barra *MV_Grid – 23kV*, se tomó el periodo medido entre dos valores *peak* de tensión obtenidos cuando la respuesta oscilatoria comienza a estabilizarse (Figura 6.3). Los valores medidos para el cálculo fueron 0.9821239 [p.u.] en 2.194167[s] y 0.98211 [p.u.] en 2.266167 [s], dando como resultado un periodo de 0.072003[s], el cual coincide con periodo asociado al *mode 21* identificado previamente. En la Figura 6.24 se puede apreciar los parámetros asociados al valor propio ya mencionado

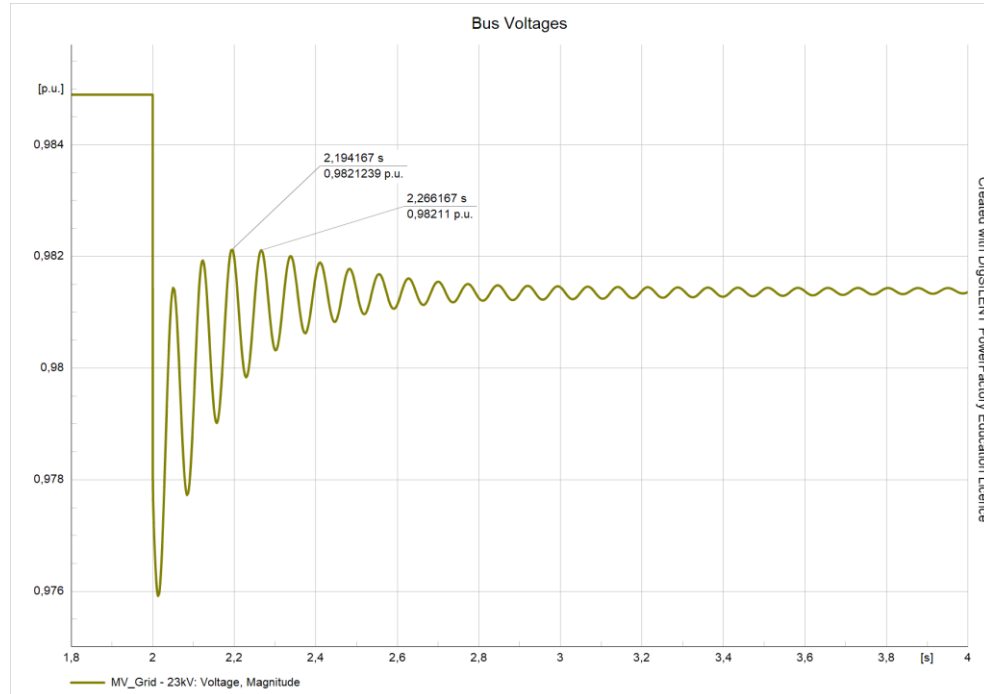


Figura 6.3 Tensión en barra *MV_Grid* – 23kV identificando el periodo del modo de oscilación bajo estudio Escenario E4 MPPT – *Load impact event*

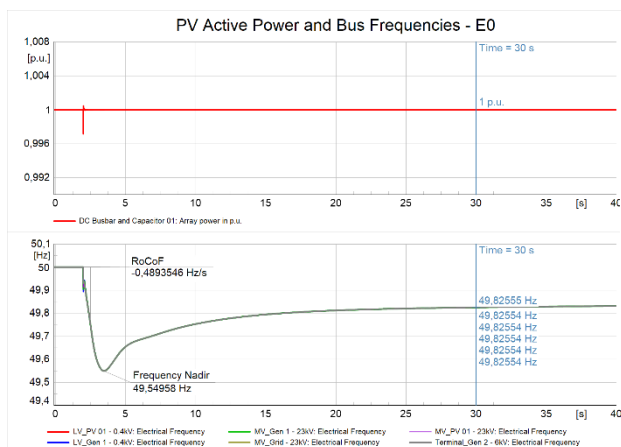


Figura 6.4 Parámetros del modo de oscilación 21 Escenario E4 MPPT – *Load impact event*

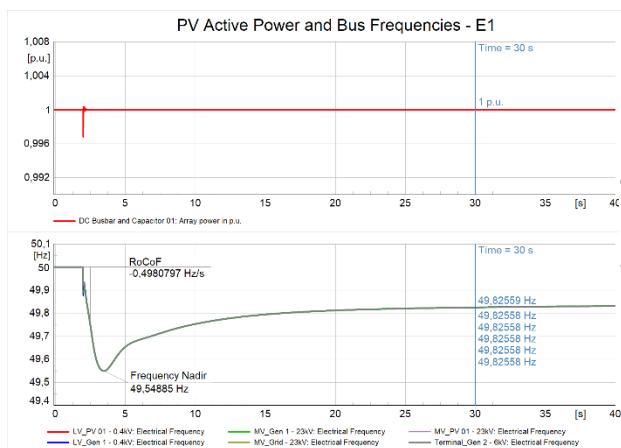
Una vez identificado el modo de oscilación que estaba ocasionando el comportamiento reflejado en las gráficas, se procedió a verificar si se encontraba dentro de los márgenes establecidos en el Artículo 5-38 de la NTSyCS. Para lo cual en base a lo presentado en la Figura 6.24 se observó que el *Damping ratio* está por debajo del 5% establecido, no cumpliendo con lo establecido en la norma.

Por último, considerando que el sistema entra en un Estado de alerta una vez ocurrida la contingencia, se observa que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de la banda de 0.90 y 1.10 en por unidad estipulados en el Artículo 5-23. Dicho eso, se cumple satisfactoriamente con la regulación establecida en la norma.

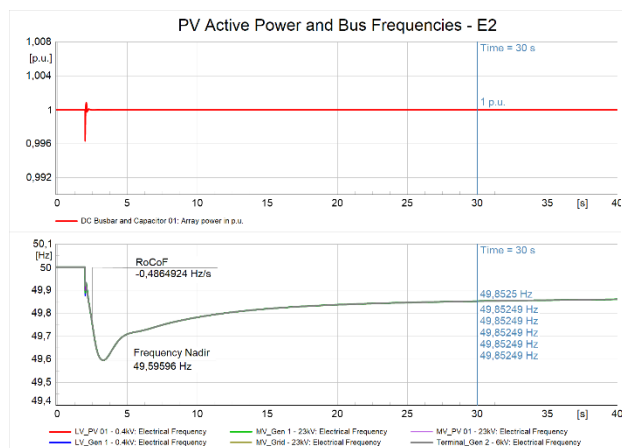
D. Potencia vs Frecuencia



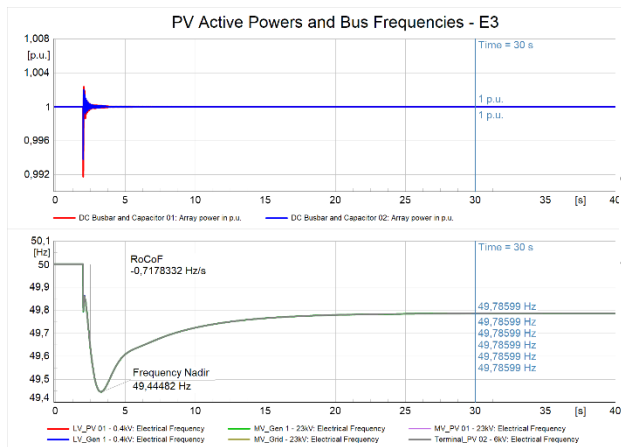
(a)



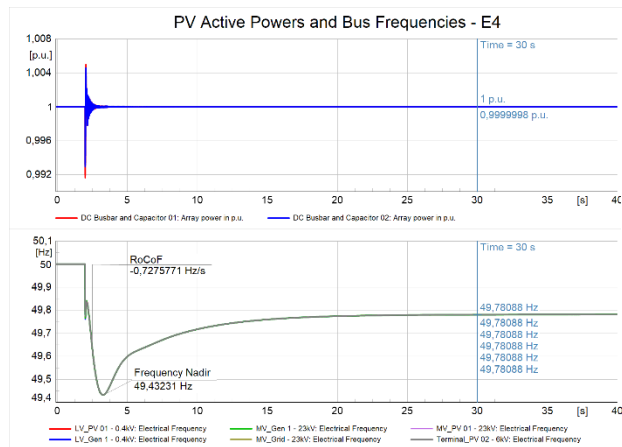
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 6.5 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema Escenarios MPPT – Load impact event
 (a) Escenario base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

D.1 E0 – E2

En la Figura 6.5 se observa la respuesta dinámica que tiene la PFV operando en el MPP sin reservas de potencia activa disponibles para ser inyectadas a la red junto con la frecuencia de todas las barras del sistema. Al momento de conectarse la carga, se observa en la gráfica superior como la planta PV es perturbada ocasionando un pequeño transiente en la potencia despachada para luego volver a su punto de operación original. En lo que respecta a la frecuencia del sistema, si se compara la Figura 6.5 (a) y (b) no se registran grandes cambios ante un aumento del 20% de participación de centrales PV. Sin embargo, es curioso notar que, en particular para el escenario E3 (Figura 6.5 (c)) se obtiene una mejora en los indicadores de desempeño medidos.

D.2 E2 – E3

Aquí, cabe destacar el cambio presentado en los indicadores de desempeño medidos, en particular en el RoCoF. Este hecho se debe principalmente a la salida de la unidad Gen 2 por la central *PV Generator 02*, ocasionando una pérdida en la inercia equivalente del sistema. Dicho eso, y tomando como referencia las desviaciones calculadas en base a los resultados obtenidos en el escenario E2, porcentualmente se tiene un aumento del orden del 47.5% en la tasa de cambio de caída en la frecuencia por segundo. Producto de eso, se registra además un deterioro del 37.40% y 45.08% en la frecuencia nadir y en régimen permanente respectivamente.

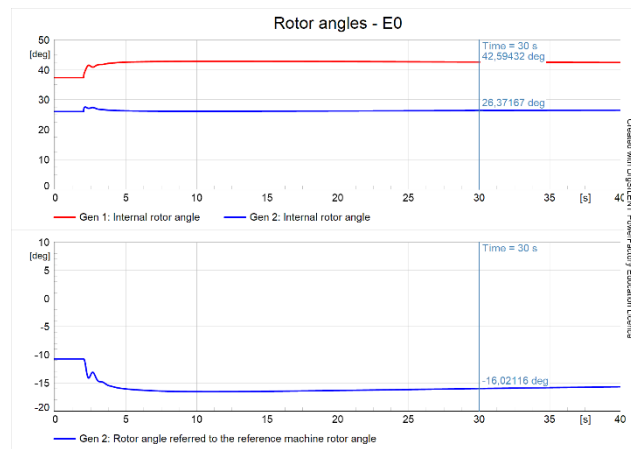
D.3 E3 – E4

No se observan mayores diferencias.

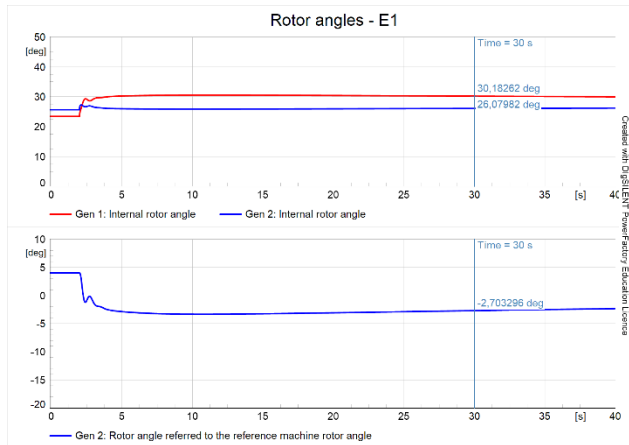
Finalmente, tomando en consideración lo establecido en el Artículo 3-11 de la NTSyCS para unidades o parques generadores (eólicos o fotovoltaicos) se cumple que:

- a) Opera de manera estable en forma permanente en el rango de frecuencia 49.0 - 51.0 [Hz] para tensiones comprendidas entre 0.95 y 1.05 en por unidad de la tensión nominal.
- b) No se reduce en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación para frecuencias estabilizadas en el rango de 47.5 [Hz] - 49.5 [Hz]
- c) Soporta cambios de frecuencia de hasta 2[Hz/s] sin desconectarse del SI para una tasa de cambio de la frecuencia medida durante un período de tiempo de 500[ms].

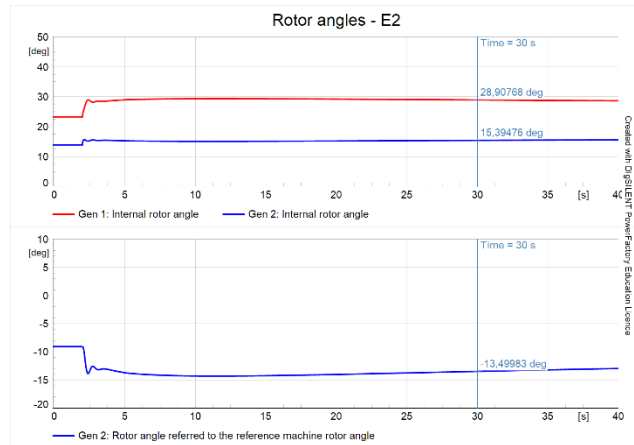
E. Ángulos de rotor



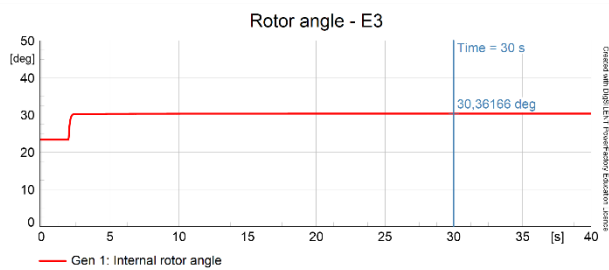
(a)



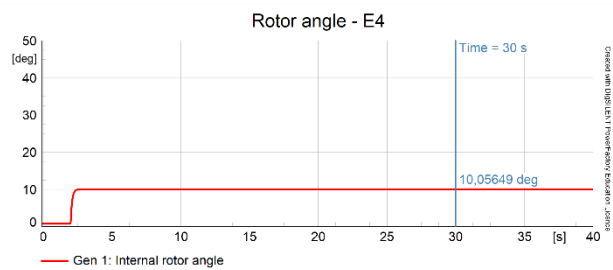
(b)



(c)



(d)



(e)

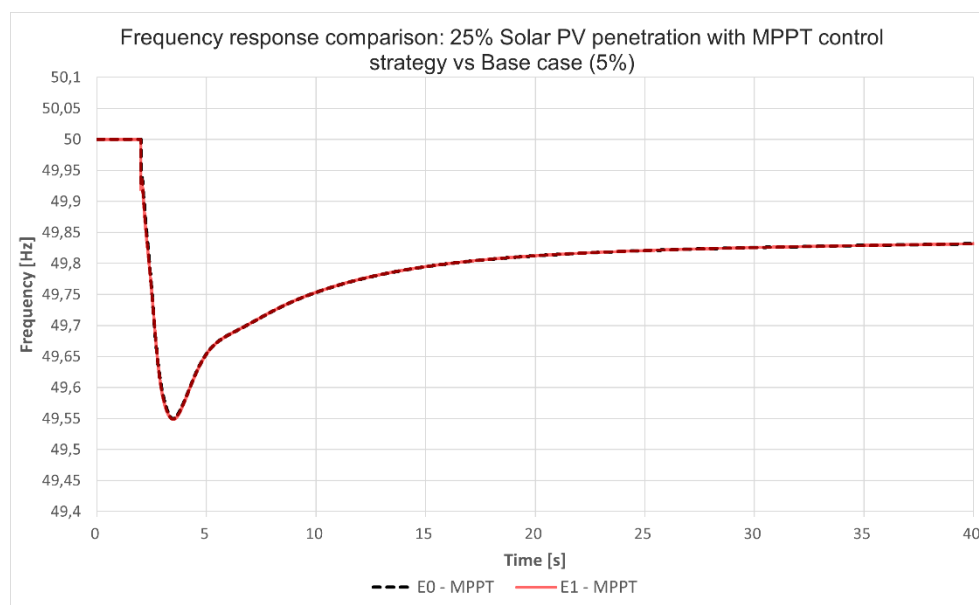
Figura 6.6 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas Escenarios MPPT – Load impact event

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

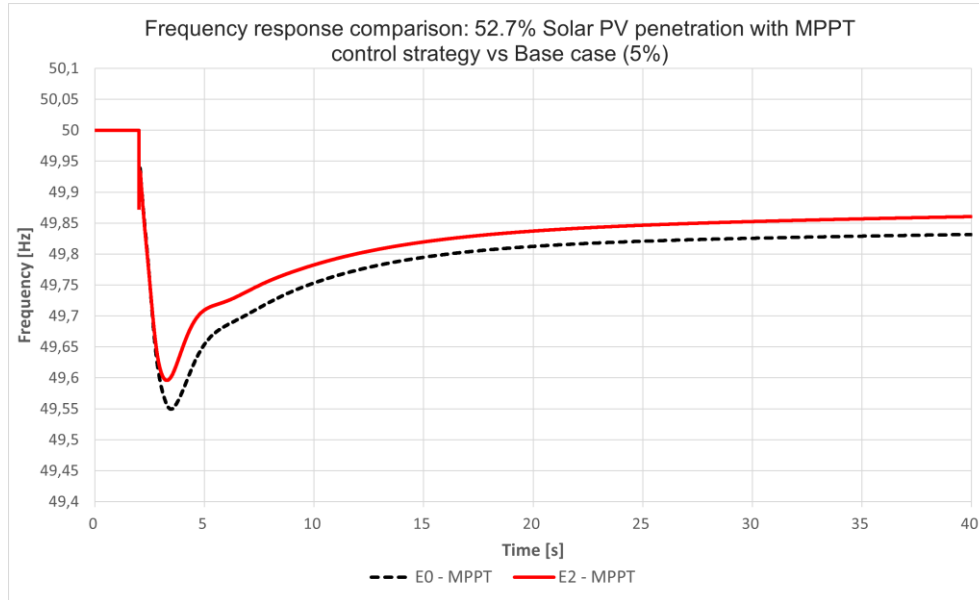
En la Figura 6.6 se observan los ángulos de rotor de los generadores conectados al sistema compuesta por dos gráficas. En la parte superior se presentan los ángulos de torque tomados por cada una de las máquinas y en la ilustración de más abajo se adjunta el ángulo de rotor de la máquina Gen 2 referida al generador de referencia Gen 1. Dicho eso, es claro notar como al generarse el impacto aumenta el ángulo de torque de los generadores síncronos conectados al sistema debido al aumento de potencia demandada por la red. Por otra parte, se verifica que se cumpla con lo estipulado en el Artículo 5-43 de la NTSyCS respecto al límite por estabilidad transitoria. Esta indica que las excursiones del ángulo de rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no superen los 120° eléctricos respecto a la máquina de referencia. Por lo tanto, nuevamente se cumple satisfactoriamente con lo establecido en la normativa técnica.

F. Comparación respuesta de frecuencia del sistema vs Escenario base E0

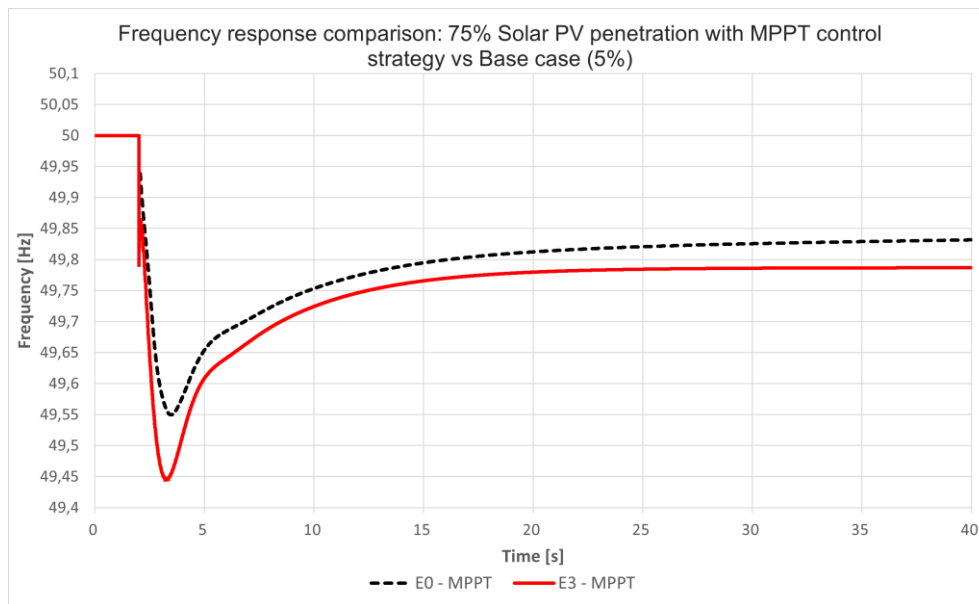
Finalmente, luego de todas las observaciones y comentarios planteados, se procede a adjuntar la Figura 6.7 que permite obtener una representación más clara para comparar la respuesta de frecuencia tomada en una de las barras de nuestro sistema para el caso base (Escenario E0) y contrastarlo con cada uno de los escenarios bajo estudio.



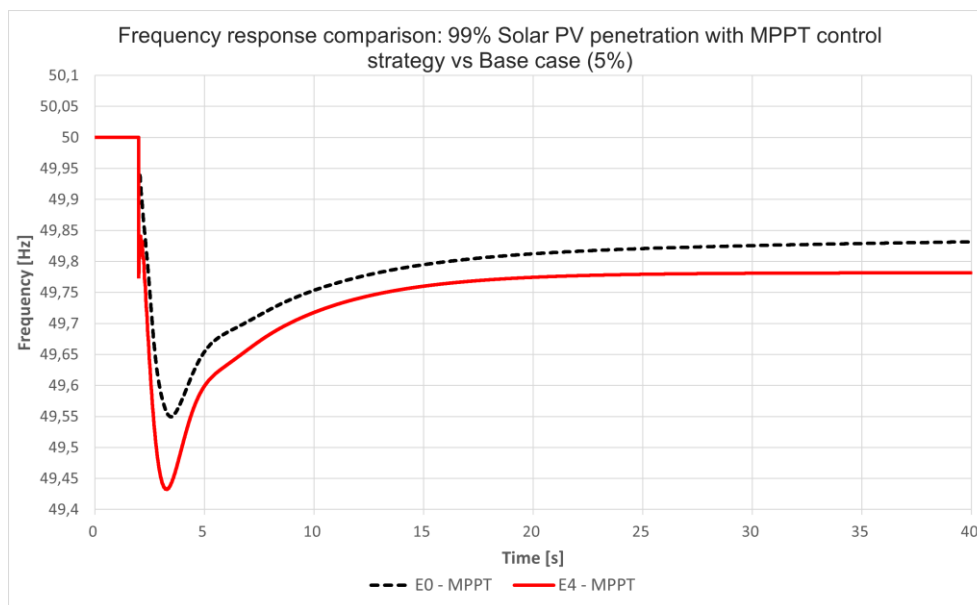
(a)



(b)



(c)



(d)

**Figura 6.7 Comparación en la respuesta de frecuencia obtenida por escenarios vs Escenario base E0
MPPT – Load impact event**

(a) E1 vs E0 (b) E2 vs E0 (c) E3 vs E0 (d) E4 vs E0

G. Conclusiones - Resultados sin respuesta inercial (MPPT)

En las figuras presentadas antes puede observarse claramente que el sistema permanece estable ante la perturbación del sistema mediante un impacto carga tipo potencia constante del orden del 10% de la demanda total del sistema. Primero, utilizando un análisis de estabilidad de pequeña señal a través de la representación de los polos en el plano complejo, se observó que todos los valores propios del sistema se encontraban ubicados al lado izquierdo del eje imaginario. Por otra parte, se observó que a medida que aumentaba la cantidad de potencia activa inyectada proveniente de centrales solares fotovoltaicas, ocasionaba un movimiento de polos tendiendo a acercarse al eje imaginario. Si bien este hecho no afectó de manera negativa la operación de la red bajo estudio, si se debe tener especial cuidado con aquellos polos que tiendan a aproximarse demasiado al semiplano derecho.

Luego, fue necesario complementar lo ya hecho con un análisis transitorio para observar si el sistema efectivamente se encontraba estable pre y post-contingencia. Utilizando la NTSyCS se verificó si los resultados arrojados por los gráficos eran acorde a lo establecido en la norma, para lo cual se observó que todos se encontraban dentro de los parámetros establecidos, tanto para estado normal como para estado de alerta considerando la conexión intempestiva de esta gran carga como

una contingencia simple. Dicho eso, cabe destacar que nuestra red de prueba bajo estudio no contempla la participación o efectos al momento de simular en equipos que sean demasiado sensibles a las variaciones de frecuencia, por lo que se debe tener especial cuidado con los valores que toma el sistema en su nuevo punto de equilibrio. Si bien el sistema logró permanecer estable, es claro notar como al aumentar la penetración de ERNC de centrales fotovoltaicas existe una importante disminución en la inercia del sistema y por ende en el desempeño de la red en los valores obtenidos en el primer swing para nuestros indicadores de desempeño una vez ocurrida la contingencia.

6.2.2 Resultados con respuesta inercial (Operación *deloaded*)

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el evento de impacto de carga considerando que ambas plantas solares fotovoltaicas del sistema se encontrarán operando bajo la condición de operación *deloaded* con control *droop* emulando la respuesta inercial que tienen los gobernadores de las máquinas síncronas. Esto le permitirá a la planta tener reservas de potencia activa (10%), para que luego puedan ser inyectadas en caso de ser necesario frente a una contingencia y soportar mejor la perturbación, en particular, las desviaciones negativas de frecuencia.

En la Figura 6.8 se presenta el análisis modal para todos los casos simulados con control de frecuencia previo y posterior a la contingencia dadas las por las figuras ubicadas al lado izquierdo ((a), (c), (e), (g) e (i)) y derecho ((b), (d), (f), (h) y (j)) respectivamente en cada escenario. Cabe destacar que, para la presentación de los resultados obtenidos a través del estudio de pequeña señal en todos los escenarios, a excepción del caso base E0, se aplicó reducción al ver que la dinámica de algunos modos era a lo menos 5 veces más rápida respecto a los polos dominantes del sistema que se encuentran más cerca del origen [13].

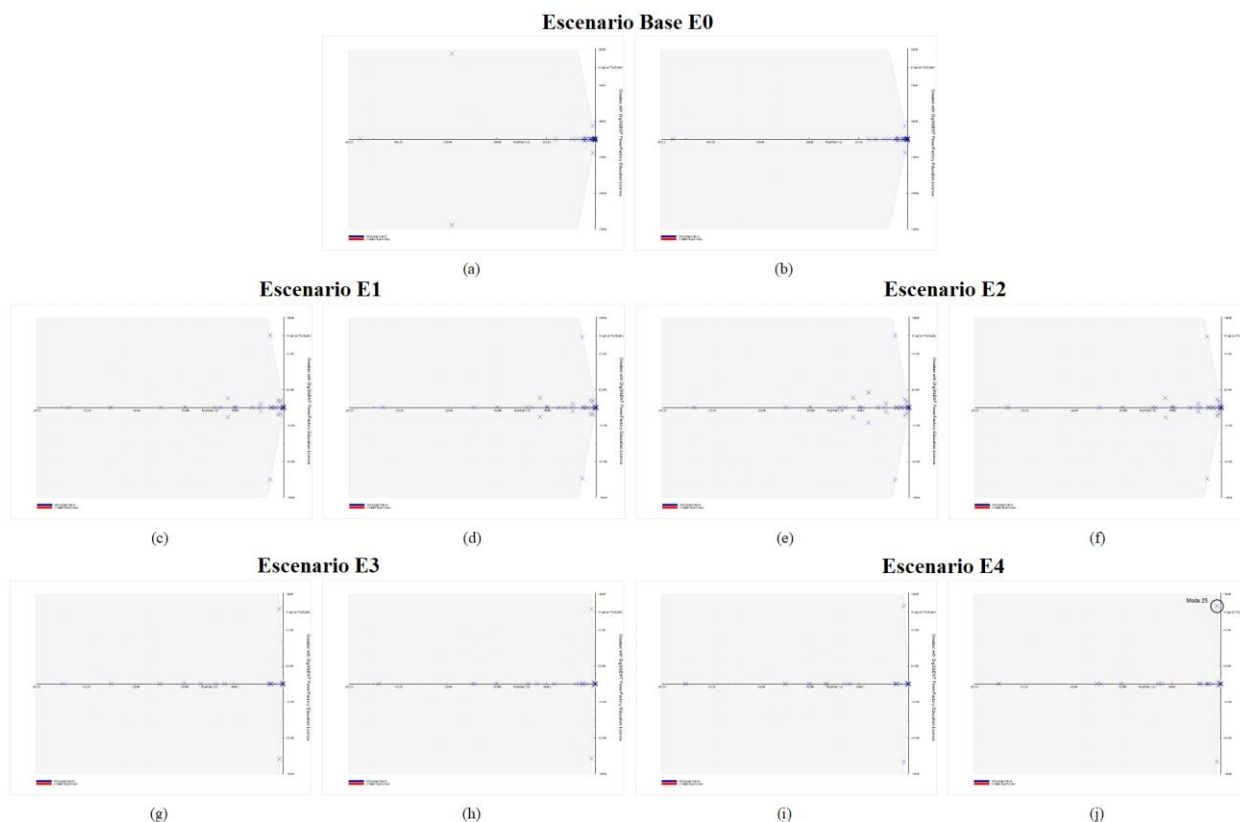


Figura 6.8 Análisis modal Pre y Post-Contingencia Escenarios Control – Load impact event

(a) E0 – Pre-falla (b) E0 – Post-falla (c) E1 – Pre-falla (d) E1 – Post-falla (e) E2 – Pre-falla (f) E2 – Post-falla (g) E3 – Pre-falla (h) E3 – Post-falla (i) E4 – Pre-falla (j) E4 – Post-falla

A. Análisis modal pre-falla

A.1 E0 – E2

Primero, cabe destacar como en el escenario E1 respecto de E0 existe un polo que tiende a acercarse al origen. Esto se debe principalmente al aumento en la potencia instalada de la planta solar fotovoltaica *PV Generator 01*, hecho que se repite al comparar Figura 6.8 (c) y (e).

A.2 E2 – E3

Luego, entre el Escenario E2 y E3 se tiene la transición de la unidad Gen 2 por la central *PV Generator 02* anotando una participación de un 75% de PFV, registrando los siguientes efectos: Considerando el polo complejo conjugado en movimiento ya descrito ante el aumento de la potencia instalada de la planta *PV Generator 01* entre el escenario E0 y E1, se tiene que para E3 ante el intercambio de unidades éste modo de oscilación se desplaza aún más a la derecha aproximándose al

eje imaginario del semi-plano complejo (comparar Figura 6.8 (a), (c) y (g)), hecho que se repite al aumentar la potencia instalada de la unidad recientemente conectada.

A.3 E3 – E4

No se registran mayores diferencias en el movimiento de los polos del sistema a pesar del aumento de potencia instalada de la unidad *PV Generator 02*.

Finalmente, al observar que todos los valores propios del sistema previo a la contingencia se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, a través del primer Teorema de Lyapunov se puede concluir que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable.

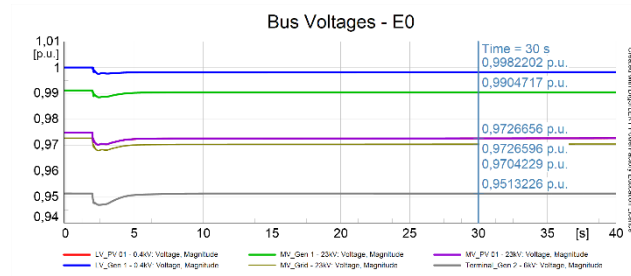
B. Análisis modal post-falla

En la Figura 6.8 (b), (d), (f), (h) y (j) se presenta el análisis modal post-contingencia. Se puede observar que todos los valores propios del sistema se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, lo cual nos indica a través del primer Teorema de Lyapunov que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable. Por otro lado, es claro notar que posterior a la contingencia los valores propios del sistema permanecen casi intactos. Esto debido a que la estructura topológica que posee el sistema desde el punto de vista de la matriz Jacobiana permanece igual. Por último, mediante las herramientas que ofrece el software para el cálculo del análisis modal, se identificó que el polo denotado como *Mode 25* por el simulador (Figura 6.8 (j)), es aquel que presentó el menor *damping ratio* y además corresponde a aquel valor propio en movimiento mencionado en el análisis pre-falla del sistema a medida que se aumenta la participación de centrales PV en la operación del sistema, siendo una posible amenaza para la estabilidad de la red.

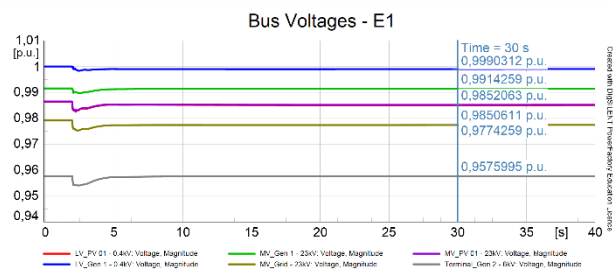
Cabe destacar que esto no nos asegura estabilidad transitoria, por lo que se hace necesario complementar este análisis de pequeña señal con un análisis transitorio y así poder llegar a la conclusión de que el sistema es estable o no en dicha región. Esto debido a que el análisis de pequeña señal asegura estabilidad ante pequeñas perturbaciones que no alejen demasiado al sistema de su punto de equilibrio de operación original. Un impacto muy grande en las variables de estado del sistema podría ocasionar que estas no se vean atraídas por la región de atracción ocasionando una trayectoria divergente en el "espacio de fase" imposibilitando la linealización del sistema bajo estudio.

Por último, en base a lo observado en la Figura 6.8 se puede concluir que el sistema es estable para el estudio de pequeña señal a través del análisis modal.

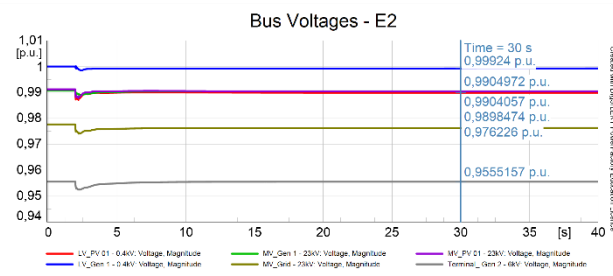
C. Tensión en barras



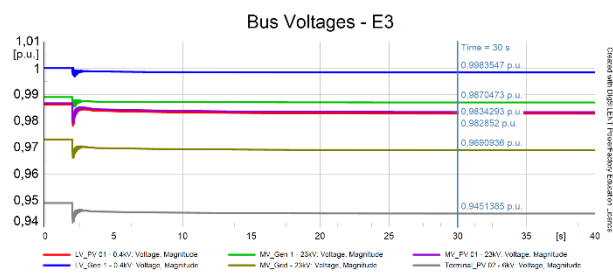
(a)



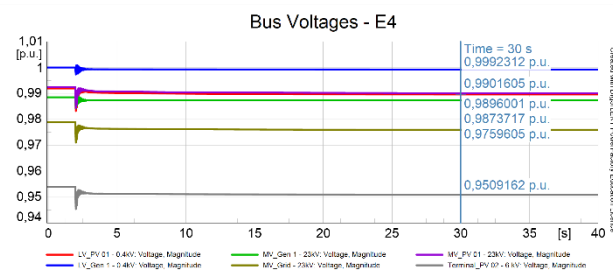
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 6.9 Tensión en barras del sistema Escenarios Control – Load impact event

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

C.1 E0 – E2

En la Figura 6.9 (a), (b) y (c) se observa que todas las barras del sistema previo y posterior a la falla presentan el mismo comportamiento

se encuentran dentro de la banda de la banda de 0.93 y 1.07 en por unidad establecida por la normativa técnica estipulada en el Artículo 5-19 para condiciones de estado normal. Posterior a la falla se observa una pequeña desviación en los valores de tensión con respecto a su estado pre-falla, sin embargo, el sistema se recupera rápidamente volviendo cerca de sus valores originales. Por último, considerando que el sistema entra en un Estado de alerta una vez ocurrida la contingencia, se observa que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de la banda de 0.90 y 1.10 en por unidad estipulados en el Artículo 5-23. Dicho eso, se cumple satisfactoriamente con la regulación establecida en la norma.

C.2 E2 – E3

Aquí se observa una pequeña variación en le respuesta del sistema al aplicarse la perturbación. Este hecho se debe principalmente al intercambio que se da entre la máquina síncrona *Gen 2* por la unidad *PV Generator 02*, producto del nulo aporte que da la PFV al sistema en el control de reactivos.

C.3 E3 - E4

Si bien los valores de tensión medidos en el escenario E3 y E4 (Figura 6.9 (d) y (e)) son marginalmente distintos, se busca identificar el modo de oscilación y los componentes que están repercutiendo en la respuesta del sistema, se procedió nuevamente a recurrir a las herramientas que otorga el software en el cálculo del análisis modal. Primero, se escogió una de las barras del sistema para observar en detalle su respuesta a través del tiempo y verificar a través de ella si el modo de oscilación presentado anteriormente en la Figura 6.8 (j) de nuestro análisis modal post-falla corresponde al polo que está generando dicho comportamiento. Para ello, modificando la escala y tomando como referencia la barra *MV_Grid – 23kV*, se tomó el periodo medido entre dos valores *peak* de tensión obtenidos cuando la respuesta oscilatoria comienza a estabilizarse (Figura 6.10). Los valores medidos para el cálculo fueron 0.9776488 [p.u.] en 2.266167 [s] y 0.9775378 [p.u.] en 2.338167 [s], dando como resultado un periodo de 0.072[s], el cual coincide con periodo asociado al *mode 25* identificado previamente. En la Figura 6.11 se puede apreciar los parámetros asociados al valor propio ya mencionado.

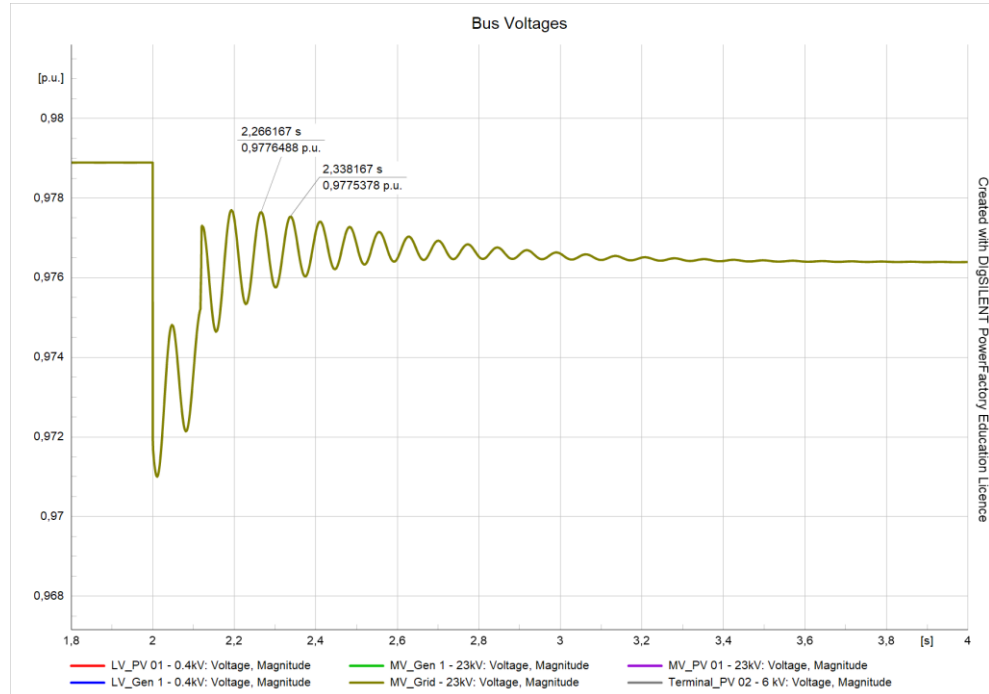


Figura 6.10 Tensión en barra MV_Grid – 23kV identificando el periodo del modo de oscilación bajo estudio Escenario E4 Control – Load impact event

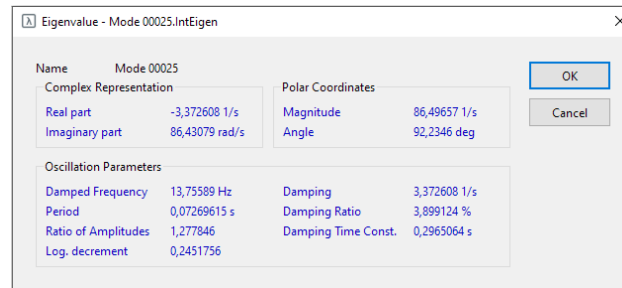
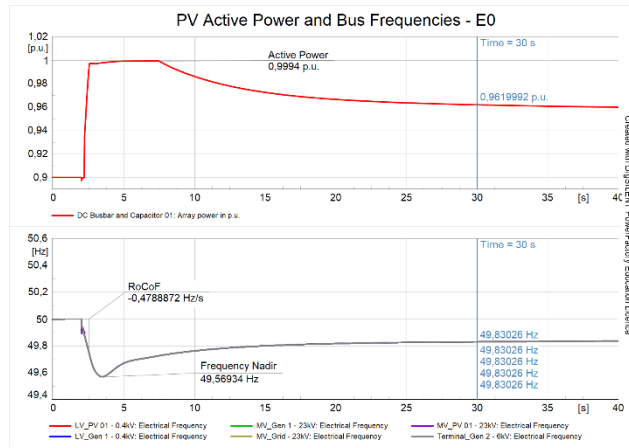


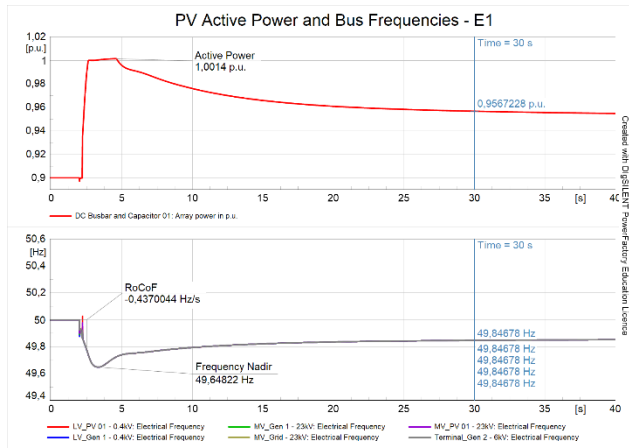
Figura 6.11 Parámetros del modo de oscilación 25 Escenario E4 Control – Load impact event

Una vez identificado el modo de oscilación que estaba ocasionando el comportamiento reflejado en las gráficas, se procedió a verificar si se encontraba dentro de los márgenes establecidos en el Artículo 5-38 de la NTSyCS. Para lo cual en base a lo presentado en la Figura 6.11 se observó que el *damping ratio* está por debajo del 5% establecido, no cumpliendo con lo establecido en la norma.

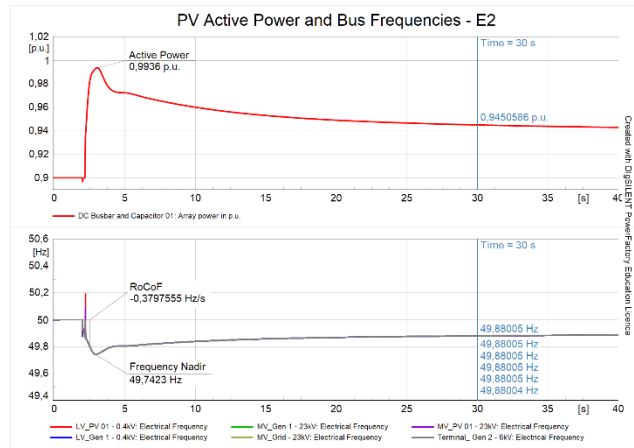
D. Potencia vs Frecuencia



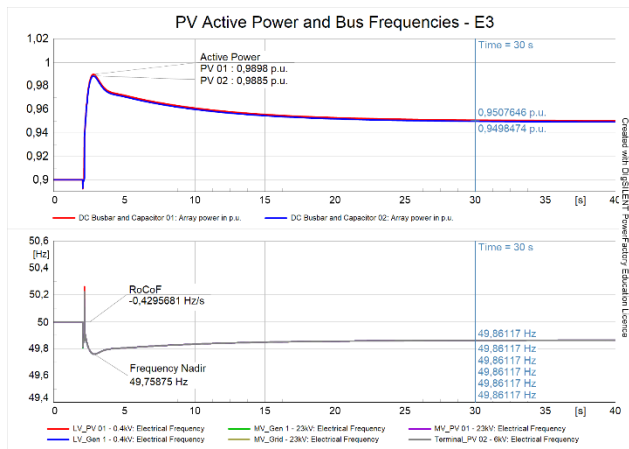
(a)



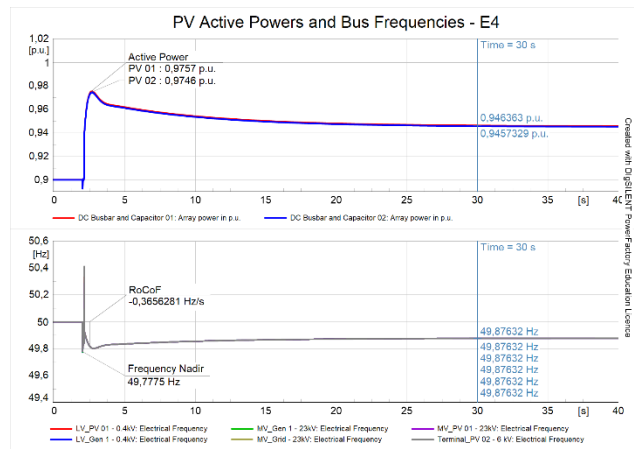
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 6.12 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema Escenarios Control – Load impact event

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

D.1 E0 – E2

En la Figura 6.12 se observa la respuesta dinámica que tiene la planta solar fotovoltaica operando un 10% por debajo de su potencia nominal. Esto debido a la condición de operación *deloaded* que establece operar en un punto distinto al MPP (ver Figura 4.9) y así tener reservas de energía que puedan ser inyectadas a la red. En la Figura 6.12 (a), (b) y (c) se observa como al generarse el impacto de carga ocasionando una disminución de la frecuencia bajo los 49.9 [Hz], la planta procede a activar el control de frecuencia inyectando las reservas de potencia activa disponibles. Por otra parte, cabe destacar como en el Escenario E0 y E1 (Figura 6.12 (a) y (b) respectivamente) la unidad se satura al entregar el 100% de la potencia activa disponible, no así en el escenario E2 (Figura 6.12 (c)) donde la planta PV alcanza valores marginalmente por debajo del valor nominal. Esto se debe a que, al existir un aumento en la potencia instalada de la planta, el 10% definido como reserva también se incrementa y como los requerimientos de la red son los mismos ante la conexión de la carga de prueba, implica una menor exigencia para la central PV.

En lo que respecta a la frecuencia del sistema es claro notar como al aumentar la participación de centrales PV en la operación del sistema tiende a haber una mejora considerable en la respuesta medida a través de los indicadores de desempeño definidos en el apartado 5.5.7. Tomando como referencia las desviaciones medidas en el escenario base E0 (Figura 6.12 (a)) con respecto a los datos registrados en E2 (Figura 6.12 (c)), se tiene una mejora del orden del 43.981%, 10.298% y 18.210% en la frecuencia nadir, RoCoF y frecuencia en régimen permanente respectivamente ante un aumento de un 47.5% de participación de centrales PFV en el sistema. Por último, se destaca la presencia de un pequeño transiente en la frecuencia tomando valores por sobre los 50 [Hz] ante la activación del control de frecuencia de la planta.

D.2 E2 – E3

Aquí se realiza la transición entre la unidad *Gen 2* por la planta *PV Generator 02* obteniendo un 75% de participación de centrales PFV. En lo que respecta a la potencia, se observa nuevamente que ante un aumento en la potencia disponible como reserva por parte de centrales fotovoltaicas tiende a existir una menor exigencia en potencia para las unidades producto de que la demanda del sistema sigue siendo la misma ante la conexión de la carga de prueba. Sin embargo, se registra un pequeño incremento en la magnitud del transiente observado en la frecuencia del sistema al comparar E2 y E3 (Figura 6.12 (c) y (d)).

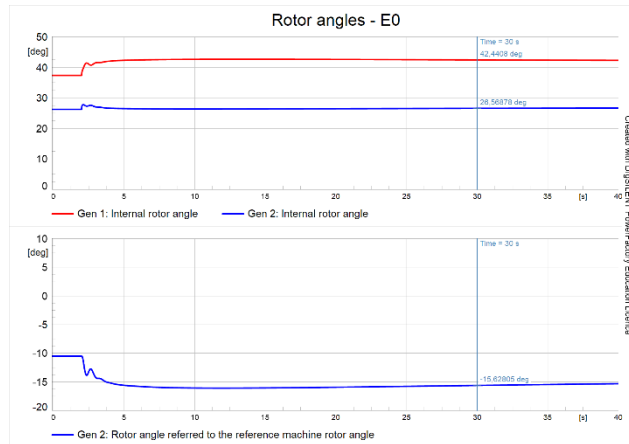
D.3 E3 – E4

Nuevamente se tiene una distribución en los niveles de potencia despachados por cada una de las unidades PV y una disminución del uso de las reservas de potencia activa disponibles en el condensador de enlace de las plantas.

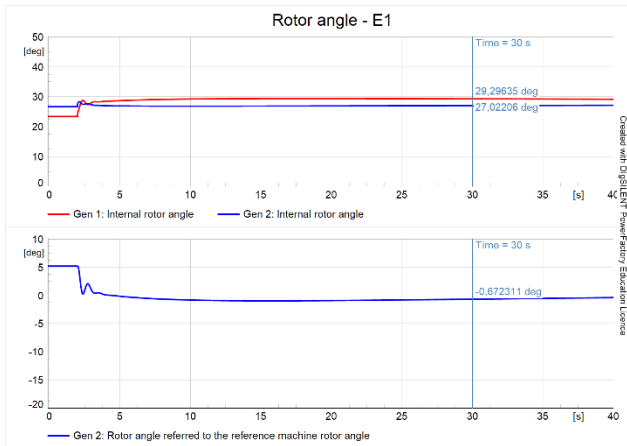
En lo que respecta a la frecuencia del sistema, nuevamente se registra un aumento importante en la magnitud del transiente generado al activarse el control de frecuencia la planta. Este hecho se acentúa particularmente en aquellas barras donde se encuentran conectadas las PFV. Se debe tener especial cuidado con este hecho, ya que, eventualmente podría significar un problema para aquellos equipos que son más sensibles a las variaciones en la frecuencia, como, por ejemplo, los molinos SAG utilizados en la minería.

Finalmente, tomando en consideración lo establecido en el Artículo 3-11 de la NTSyCS para unidades o parques generadores (eólicos o fotovoltaicos) se cumplen los incisos a), b) y c) del presente artículo (ver inciso 6.2.1 apartado D.3).

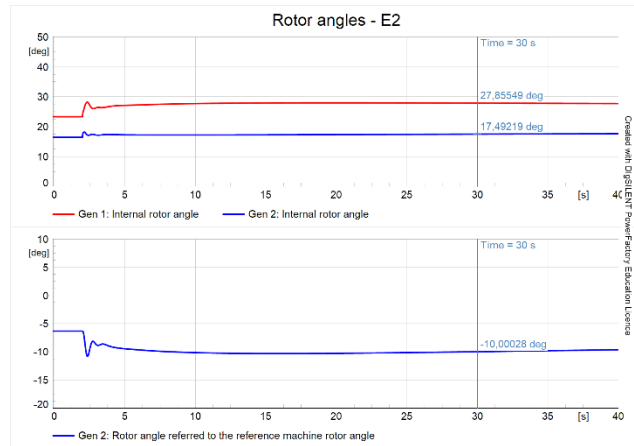
E. Ángulos de rotor



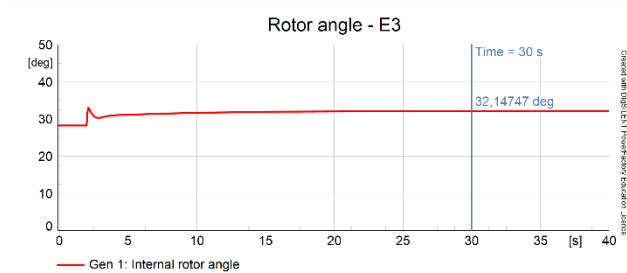
(a)



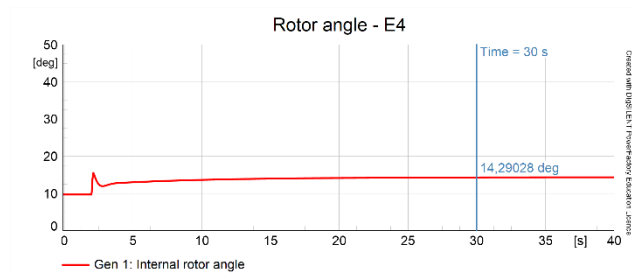
(b)



(c)



(d)



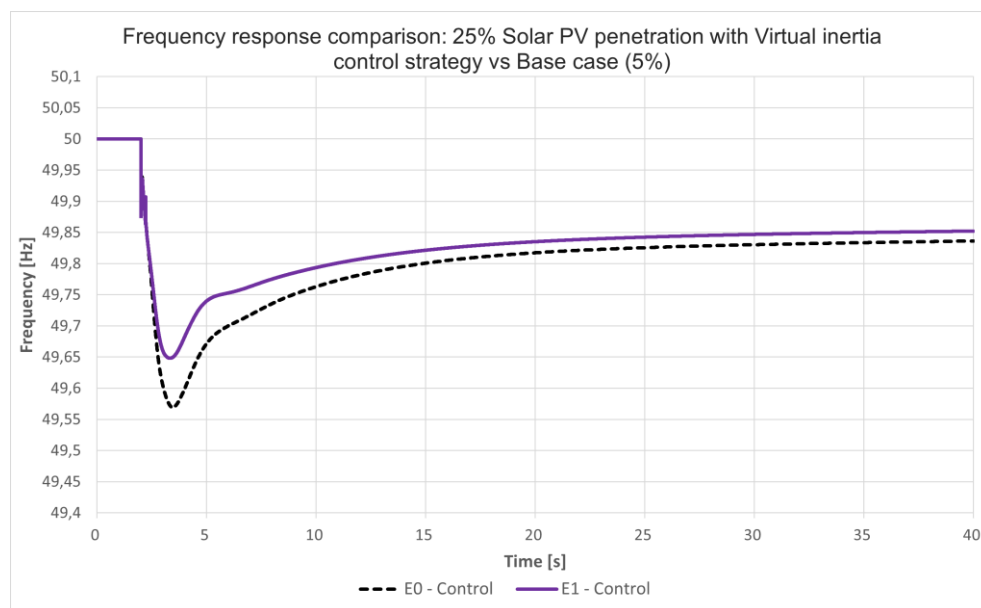
(e)

Figura 6.13 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas Escenario base E0 MPPT – Load impact event

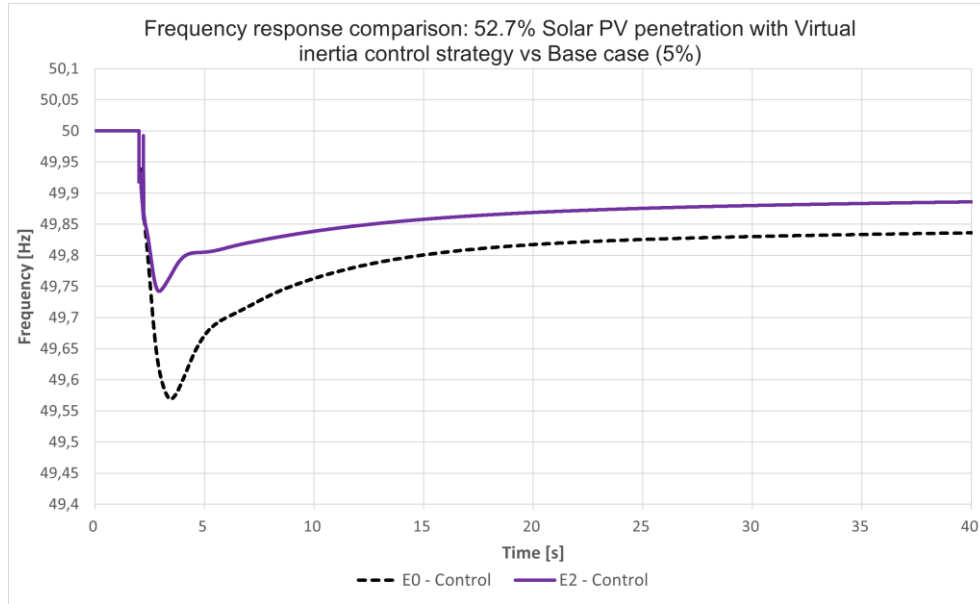
En la Figura 6.13 se observan los ángulos de rotor de los generadores conectados al sistema compuesta por dos gráficas. En la parte superior se presentan los ángulos de torque tomados por cada una de las máquinas y en la ilustración de más abajo se adjunta el ángulo de rotor de la máquina *Gen 2* referida al generador de referencia *Gen 1*. Dicho eso, es claro notar como al generarse el impacto aumenta el ángulo de torque de los generadores síncronos conectados al sistema debido al aumento de potencia demandada por la red. Por otra parte, se verifica que se cumpla con lo estipulado en el Artículo 5-43 de la NTSyCS respecto al límite por estabilidad transitoria. Esta indica que las excursiones del ángulo de rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no superen los 120° eléctricos respecto a la máquina de referencia. Por lo tanto, nuevamente se cumple satisfactoriamente con lo establecido en la normativa técnica

F. Comparación respuesta de frecuencia del sistema vs Escenario base E0

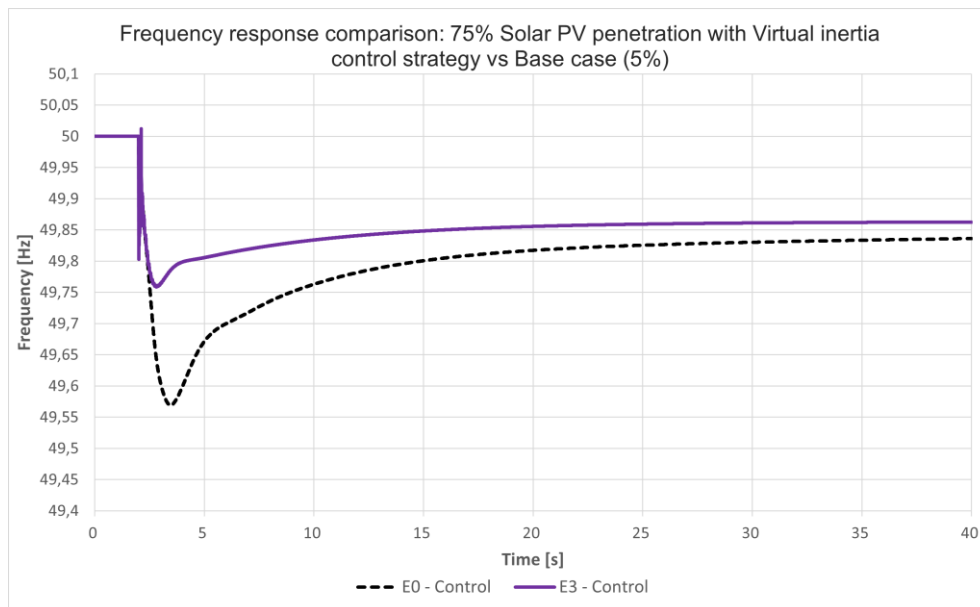
Finalmente, luego de todas las observaciones y comentarios planteados, se procede a adjuntar la Figura 6.14 que permite obtener una representación más clara para comparar la respuesta de frecuencia tomada en una de las barras de nuestro sistema para el caso base (Escenario E0) y contrastarlo con cada uno de los escenarios bajo estudio. Se observa en todos los escenarios que ante un aumento en la participación de centrales PFV en el sistema bajo el concepto de inercia virtual, es posible obtener mejoras en todos los indicadores de desempeño definidos en el apartado 5.5.7.



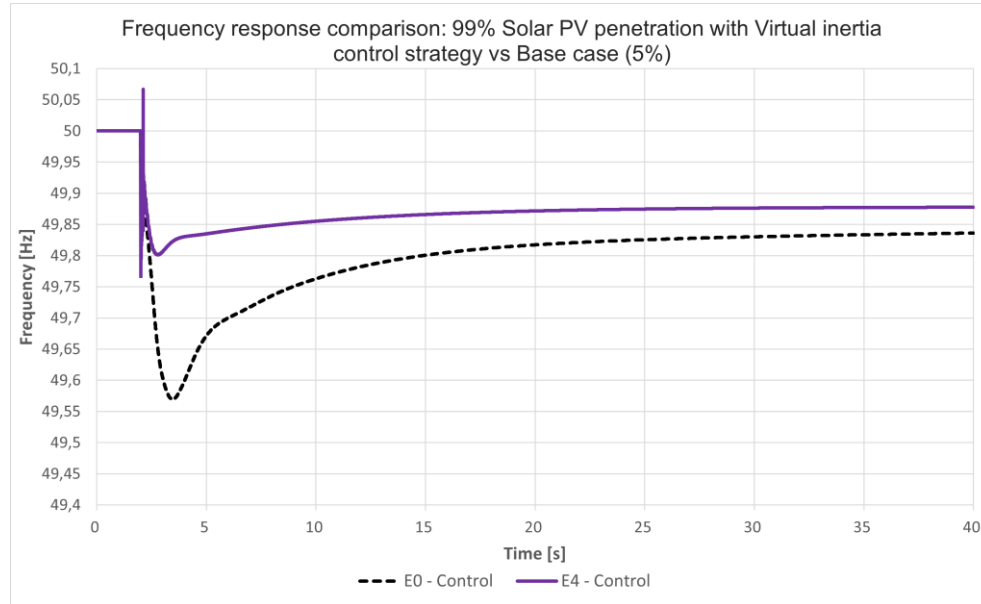
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6.14 Comparación en la respuesta de frecuencia obtenida por escenarios vs Escenario base E0 Control – Load impact event

(a) E1 vs E0 (b) E2 vs E0 (c) E3 vs E0 (d) E4 vs E0

G. Conclusiones - Resultadas con respuesta inercial (Operación deloaded)

En las figuras presentadas puede observarse claramente que el sistema permanece estable ante la perturbación aplicada mediante un impacto carga tipo potencia constante del orden del 10% de la demanda total del sistema. Primero, utilizando un análisis de estabilidad de pequeña señal a través de la representación de los polos en el plano complejo, se observó que todos los valores propios del sistema se encontraban ubicados al lado izquierdo del eje imaginario. Por otra parte, se observó que a medida que aumentaba la cantidad de potencia activa inyectada proveniente de centrales solares fotovoltaicas, ocasionaba un movimiento de polos tendiendo a acercarse al eje imaginario. Si bien este hecho no afectó de manera negativa la operación de la red bajo estudio, si se debe tener especial cuidado con aquellos polos que tiendan a aproximarse demasiado al semiplano derecho.

Luego, fue necesario complementar lo ya realizado con un análisis transitorio para observar si el sistema efectivamente se encontraba estable pre y post-contingencia. Utilizando la NTSyCS se verificó si los resultados arrojados por los gráficos eran acorde a lo establecido en la norma, para lo cual se observó que todos se encontraban dentro de los parámetros predefinidos, tanto para estado normal como para estado de alerta considerando la conexión intempestiva de esta gran carga como una contingencia simple. Dicho eso, cabe destacar que nuestra red de prueba bajo estudio no

contempla la participación y efectos al momento de simular de equipos que sean demasiado sensibles a las variaciones de frecuencia, por lo que se debe tener especial cuidado con los valores que toma el sistema en su nuevo punto de equilibrio.

Al comparar las respuestas de la frecuencia del sistema a medida que aumentó la participación de centrales PV con reservas de potencia activa, el desempeño que tuvo la red mejoró considerablemente, logrando reducir la desviación de la frecuencia nadir en el orden del 46.138% en el escenario E4 con respecto a la desviación base calculada a partir del escenario de referencia. Por otra parte, se observa que, al estar trabajando predominantemente bajo tiempos eléctricos en el soporte del sistema y no mecánicos, la red tiende a recuperarse más rápido para entrar en régimen permanente.

Por último, cabe destacar que la respuesta del sistema entre los escenarios E2 y E4 (52.7% y 99% de participación de centrales PV en el sistema respectivamente) si bien mejoró, el desempeño mejora a una menor tasa con respecto a los registros medidos entre E0 y E2.

6.2.3 Evolución de resultados

A continuación, se presentarán ciertos indicadores y gráficos que permitirán cuantificar de manera más precisa la evolución de nuestro sistema para ambas estrategias de control a medida que se aumentaba la participación de centrales PV en nuestro sistema. Para ello, y a modo de complementar lo ya ilustrado, se procede a: Adjuntar los factores de participación asociados al estudio de pequeña señal ya realizado, los que permitirán identificar que componentes y señales son las que más contribuyen en el modo de oscilación bajo estudio previo y posterior a la contingencia. Estos datos se presentarán a través de tabla y gráficos para tener una representación más práctica de los elementos que mayor participación tienen en la respuesta de la red. Por otra parte, se condensó en dos gráficos los resultados obtenidos para todos los escenarios estudiados para ambas estrategias de control. Esto, nuevamente para visualizar de manera más fácil la evolución del sistema a medida que se aumentó la penetración de energía proveniente de centrales PV. Finalmente, se presentan los indicadores de desempeño para todos los escenarios ya descritos.

A. Evolución de resultados sin respuesta inercial (MPPT)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que

aumenta la participación de centrales PFV en la operación del sistema, además de los componentes y/o señales que más contribuyen en la respuesta de la red.

En la Tabla 6.1 y 6.2 se adjunta la información asociada al modo de oscilación ya descrito pre-falla y post-falla respectivamente. En lo que respecta a los factores de participación, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* en el Anexo D a través de la Tabla D.1 a la Tabla D.10, donde se tabulan los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, el que se representa mediante la Figura D.1 a la Figura D.5 ilustrando de manera gráfica la magnitud de participación de estos elementos.

TABLA 6.1 Información Modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenarios MPPT – *Load impact event*

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	-11,9244	76,1512	0,0825	15,4703	0,0838
Escenario E1	-11,0530	80,1699	0,0783	13,6578	0,0904
Escenario E2	-11,2467	80,1154	0,0784	13,9018	0,0889
Escenario E3	-3,3984	84,8122	0,0740	4,0037	0,2942
Escenario E4	-4,4319	87,3231	0,0719	5,0688	0,2256

TABLA 6.2 Información Modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenarios MPPT – *Load impact event*

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	-12,3172	74,1028	0,0847	16,3968	0,0811
Escenario E1	-11,3813	78,5136	0,08002	14,3460	0,0878
Escenario E2	-11,5321	78,8327	0,0797	14,4745	0,0867
Escenario E3	-3,4602	83,1579	0,0755	4,1573	0,2890
Escenario E4	-3,8599	86,8957	0,0723	4,4376	0,2590

A continuación, en la Figura 6.15 se presenta un gráfico que incluye la frecuencia medida en una de las barras del sistema para cada escenario. El criterio para seleccionar una de las barras fue considerando la que presentará el peor desempeño ante el impacto de carga.

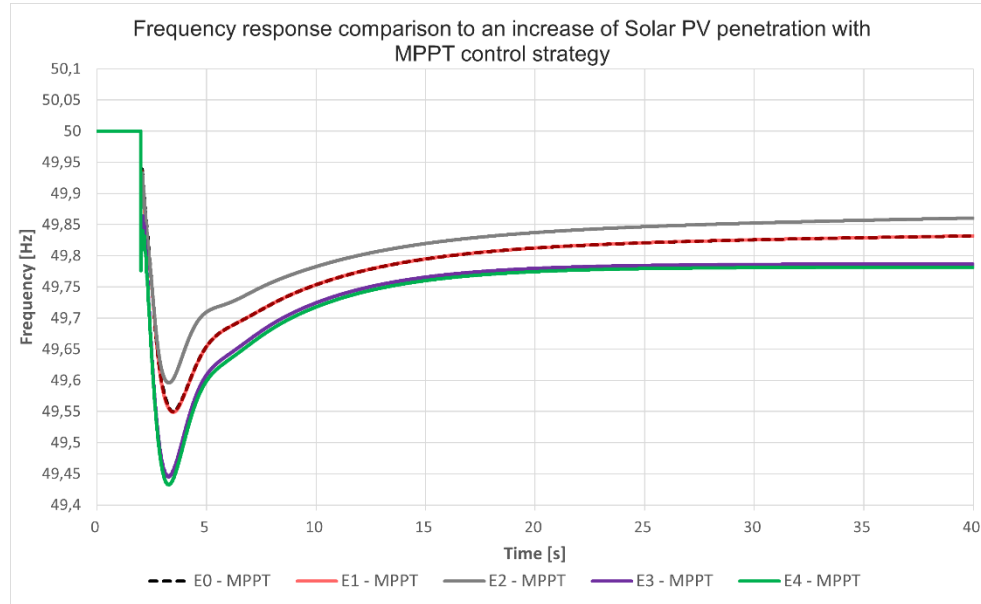


Figura 6.15 Evolución frecuencia del sistema escenarios MPPT – *Load impact event*

Luego, en la Tabla 6.3 se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los indicadores de desempeño.

TABLA 6.3 Evolución indicadores de desempeño Escenarios MPPT – *Load impact event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario Base E0	49.54958	-0.4893546	49.82555	--	--	--
Escenario E1	49.54885	-0.4980797	49.82558	0.162	1.782	-0.0171
Escenario E2	49.59596	-0.4864924	49.85249	-10.297	-0.584	15.442
Escenario E3	49.44482	-0.7178332	49.78599	23.258	46.689	-22.676
Escenario E4	49.43231	-0.7274513	49.78088	26.035	48.655	-25.606

A ..1 Conclusiones evolución de resultados sin respuesta inercial

Luego de los resultados presentados a través de las Tablas 6.1 y 6.2 se observa como a medida que aumenta la penetración de energía solar fotovoltaica en la red existe un modo de oscilación que tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real. Además, se ve que en particular para el escenario E3 y E4 tomando los datos pre-falla y post-falla considerando que el sistema se encuentra en un estado normal y de alerta respectivamente, se tiene que no cumple con lo estipulado en el Artículo 5-38 y 5-44 establecido en la NTSyCS.

De los datos obtenidos a través de los factores de participación, se tiene en todos los escenarios que aquel componente que más contribuye en el valor propio bajo estudio son las variables provenientes de la unidad *Gen 1* a través de sus variables de estado “psifd” asociada al flujo de excitación de la máquina y “xa” y “xr” pertenecientes al VCO de la misma. Dicho eso, luego de todas las pruebas realizadas, se estima que el origen de este problema nace de una mala sintonización de los controladores de voltaje del generador síncrono, esto debido a que el problema se manifestó de manera transversal en todos los escenarios presentados.

De la Tabla 6.3 se observa como al aumentar el porcentaje de generación de fuentes PV se manifiesta un deterioro en los indicadores de desempeño previamente definidos, llegando a tener variaciones del orden del 26% tanto para la frecuencia nadir como en régimen permanente tomando como referencia las desviaciones obtenidas para el caso base en contraste con el escenario E4 y como el RoCoF frente al mismo aumenta en un 46.689%. Por otra parte, particularmente cabe destacar los resultados obtenidos para el escenario E2, donde para las 5 simulaciones descritas es donde se ha observado el mejor desempeño bajo la estrategia de control MPPT

Finalmente, en la Figura 6.15 se puede apreciar de manera clara como al aumentar la participación de centrales PV en la operación de la red tiende a existir un decaimiento importante en el soporte de la frecuencia del sistema ante impactos de cargas muy grandes, ocasionando desviaciones en la frecuencia que podría comprometer la estabilidad del circuito bajo estudio. Dicho eso, esto se debe a la pérdida de inercia en el sistema al desplazar los generadores convencionales por centrales que no poseen partes rotantes que puedan entregar la energía que se encuentra acumulada en el rotor de la máquina una vez ocurrida la contingencia para dar soporte a la red.

B. Evolución de resultados con respuesta inercial (Operación deloaded)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.2 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación más “problemático” a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este.

En la Tabla 6.4 y 6.5 se adjunta la información asociada al modo de oscilación ya descrito pre-falla y post-falla respectivamente. En lo que respecta a los factores de participación, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* en el Anexo D a través de la Tabla D.11 a la Tabla D.20, donde se tabulan los componentes que más

influyen en el valor propio bajo estudio, el que se representa mediante la Figura D.6 a la Figura D.10 ilustrando de manera gráfica la magnitud de participación de estos elementos

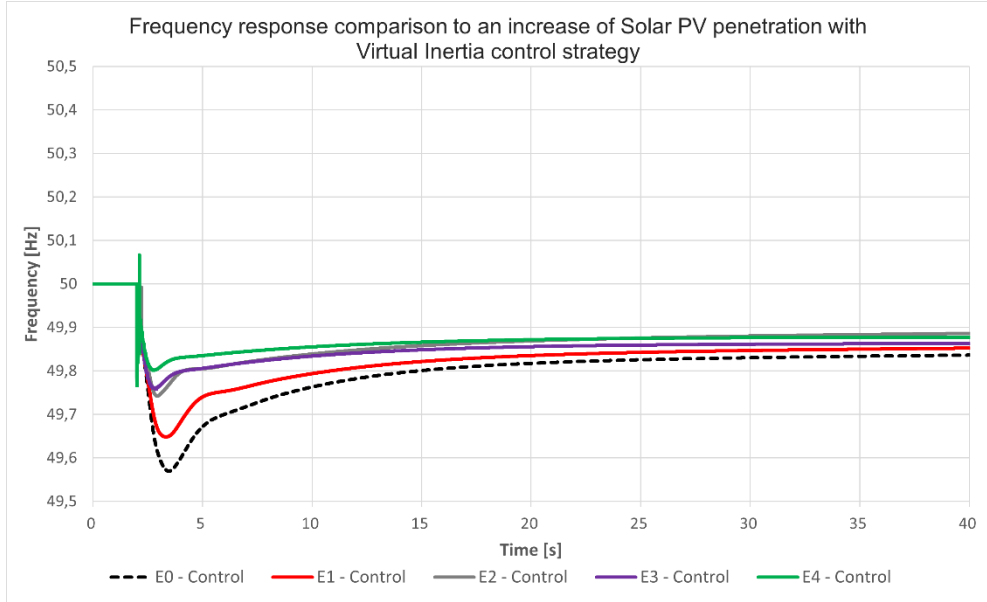
TABLA 6.4 Información Modo de oscilación Pre-falla Escenarios Control – *Load impact event*

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	-11,9278	76,1507	0,0825	15,4747	0,0838
Escenario E1	-11,0739	80,2248	0,0783	13,6739	0,0903
Escenario E2	-11,2044	80,1516	0,0783	13,8444	0,0892
Escenario E3	-3,1962	83,7336	0,0750	3,8143	0,3128
Escenario E4	-3,7516	86,8222	0,0723	4,3169	0,2665

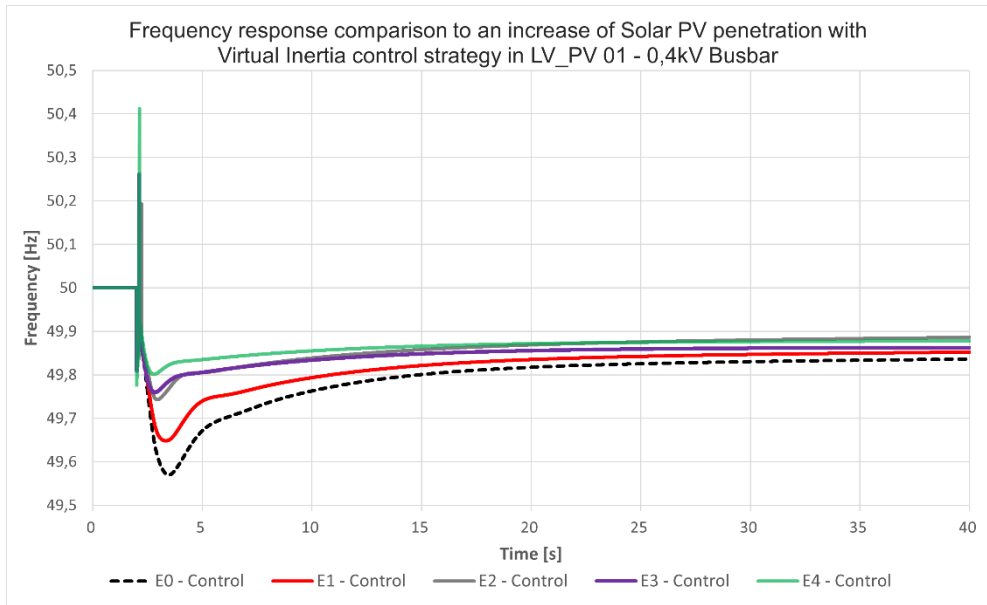
TABLA 6.5 Información Modo de oscilación Post-falla Escenarios Control – *Load impact event*

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	-12,3156	74,1664	0,0847	16,3811	0,0811
Escenario E1	-11,3904	78,8392	0,0796	14,2992	0,0877
Escenario E2	-11,4303	79,2502	0,0792	14,2753	0,0874
Escenario E3	-3,1331	82,9782	0,0757	3,7732	0,3191
Escenario E4	-3,3726	86,4307	0,0726	3,8991	0,2965

A continuación, en la Figura 6.16 (a) se presenta una gráfica que incluye la frecuencia medida en una de las barras del sistema para cada escenario. El criterio para seleccionar una de las barras fue considerando la que presentará el peor desempeño ante el impacto de carga. Por último, en la Figura 6.16 (b) se adjunta la misma con la diferencia de que el criterio utilizado esta vez fue considerando aquellas barras que manifestaron la presencia de un transiente importante ocasionando desviaciones positivas en la frecuencia de la red.



(a)



(b)

Figura 6.16 Evolución frecuencia del sistema escenarios con control de frecuencia – *Load impact event*

(a) Barra con el peor desempeño en la frecuencia Nadir **(b)** Barra *LV_PV 01 – 0.4 kV* con mayor presencia de transiente

Los indicadores de desempeño obtenidos son los siguientes:

TABLA 6.6 Evolución Indicadores de desempeño Escenarios Control – *Load impact event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario Base E0	49.56934	-0.4788872	49.83026	--	--	--
Escenario E1	49.64822	-0.4370044	49.84678	-18.316	-8.745	9.732
Escenario E2	49.7423	-0.3797555	49.88005	-40.161	-20.7004	29.333
Escenario E3	49.75875	-0.4295681	49.86117	-43.981	-10.298	18.210
Escenario E4	49.76804	-0.359919	49.87632	-46.138	-24.842	27.135

TABLA 6.7 Evolución indicadores de desempeño Escenarios Control calculados a partir de Escenario E0-MPPT – *Load impact event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
E0 - MPPT	49.54958	-0.4893546	49.82555	--	--	--
E0 - Control	49.56934	-0.4788872	49.83026	-4.3870	-2.1390	2.6999
E1 - Control	49.64822	-0.4370044	49.84678	-21.8996	-10.6978	12.1697
E2 - Control	49.7423	-0.3797555	49.88005	-42.7867	-22.3967	31.2410
E3 - Control	49.75875	-0.4295681	49.86117	-46.4389	-12.2174	20.4185
E4 - Control	49.76804	-0.359919	49.87632	-48.5014	-26.4503	29.1029

A ..1 Conclusiones evolución de resultados con respuesta inercial

Luego de los resultados presentados a través de las Tablas 6.4 y 6.5 se observa como a medida que aumenta la penetración de energía solar fotovoltaica en la red existe un modo de oscilación que tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real. Además, se ve que en particular para el escenario E3 y E4 tomando los datos pre-falla y post-falla considerando que el sistema se encuentra en un estado normal y de alerta respectivamente, se tiene que no cumple con lo estipulado en el Artículo 5-38 y 5-44 establecido en la NTSyCS.

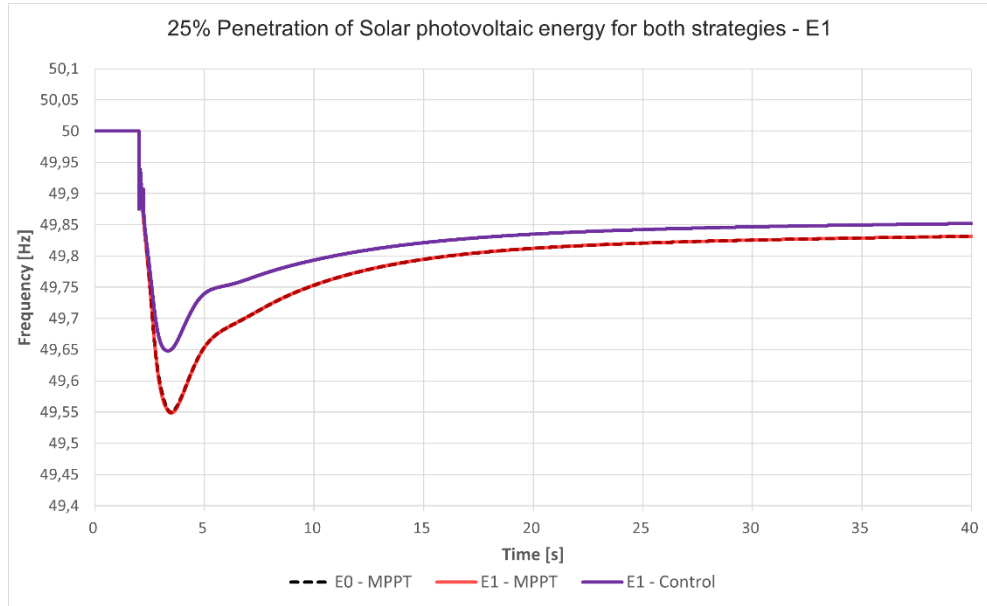
De los datos obtenidos a través de los factores de participación, se tiene en todos los escenarios que aquel componente que más contribuye en el valor propio bajo estudio nuevamente son las variables provenientes de la unidad *Gen 1* a través de sus variables de estado “psifd” asociada al flujo de excitación de la máquina y “xa” y “xr” pertenecientes al VCO de la misma. Esto se atribuye por lo ya mencionado en el inciso pasado.

De la Tabla 6.6 y 6.7 se observa de inmediato como la incorporación del control de frecuencia en la planta PV registra un mejor desempeño en todos los escenarios estudiados *versus* aquellos ya presentados en donde el punto de operación en todo momento era el MPPT. Dicho eso, en el escenario E4 respecto al caso base ambos con control de frecuencia se tiene el mejor desempeño para la frecuencia nadir y el RoCoF, anotando una reducción del orden del 46.138 y 24.842% respectivamente. Por otra parte, si se deseara hacer la misma comparación, pero con el escenario E0 MPPT con el caso 4 con control de frecuencia, esta mejora a valores entorno del 48.501 y 29.102%. Particularmente nuevamente cabe destacar los resultados obtenidos para el escenario E2 la cual nuevamente presento mejores resultados que los demás casos a excepción del escenario 4.

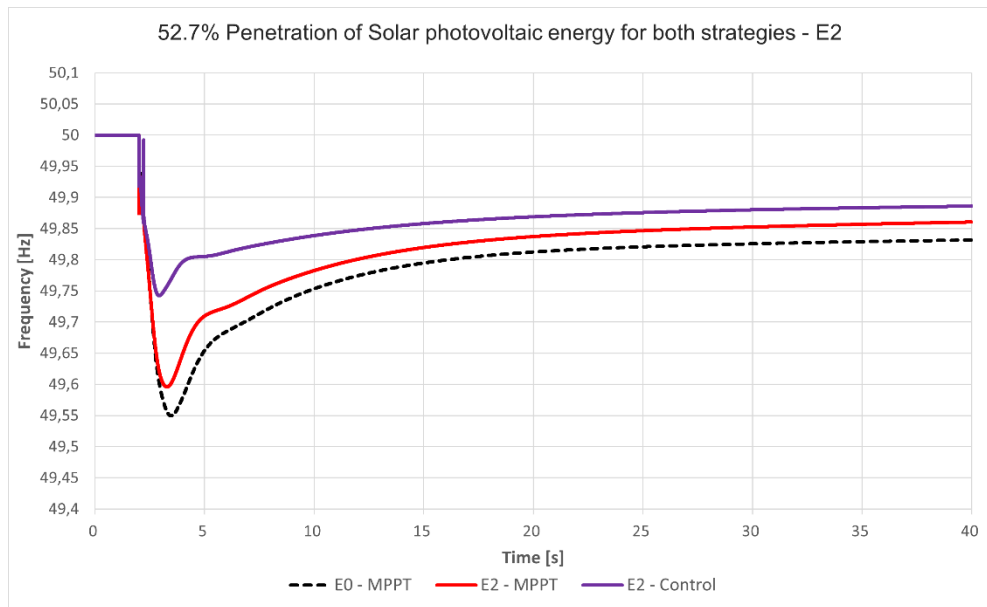
En la Figura 6.16 (a) se puede apreciar de manera clara como al aumentar la participación de centrales PV en la operación de la red ocurre todo lo contrario que en el caso MPPT, esto debido a que al operar bajo la condición de operación *deloaded* las centrales pueden auxiliar a las máquinas sincrónicas del sistema para dar soporte a la red manteniendo el balance de generación–demanda, logrando incluso mejorar la respuesta con respecto a los casos bases. Por último, cabe mencionar la presencia de un importante transiente en las barras donde se encuentran conectadas las plantas PV con control de frecuencia (Figura 6.16 (b)). Este hecho se debe a la banda muerta considerada en el estudio para que las centrales no inyecten las reservas de potencia activa ante oscilaciones naturales del sistema. Para finalizar, en el Anexo C Figura C.3 se presenta la comparación en la respuesta de frecuencia medida en la barra *LV_PV 01 – 0.4kV* para el escenario E4 con y sin banda muerta. Es claro notar que los indicadores de desempeño varían de manera marginal con respecto a los resultados obtenidos considerando la banda muerta. Considerando eso y la ausencia del transiente observado en las gráficas ya presentadas, es altamente recomendable eliminar la banda definida y así no exponer aquellos componentes del sistema que sean más sensibles a estas variaciones.

6.2.4 Comparación de resultados

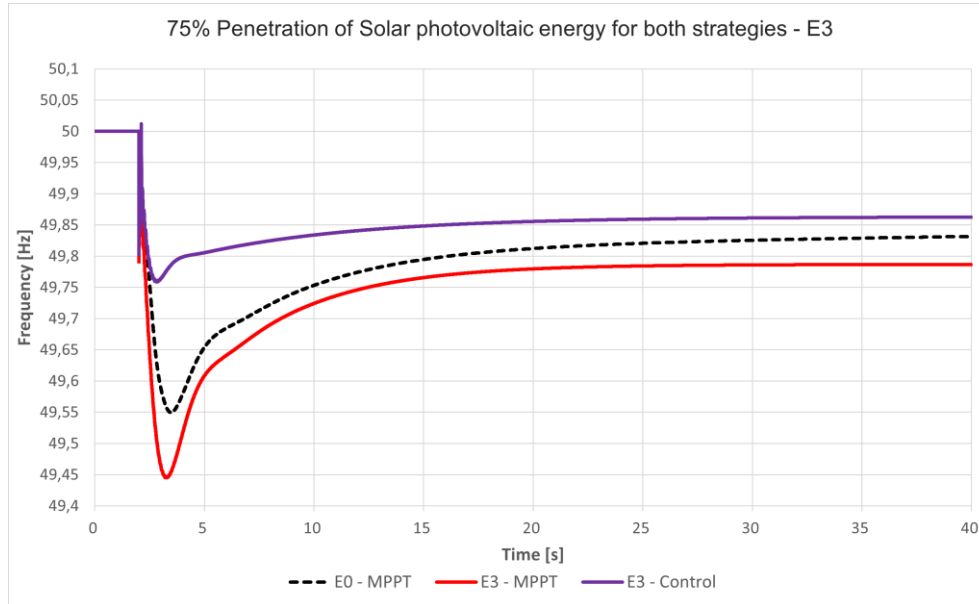
En este apartado se procederá a comparar los resultados obtenidos para ambas estrategias de control para cada uno de los escenarios tomando como referencia el escenario E0-MPPT. Nuevamente el criterio utilizado fue extraer los datos de frecuencia para la barra que en cada caso presento la respuesta más desfavorable para la operación de la red según los indicadores de desempeño ya presentados anteriormente.



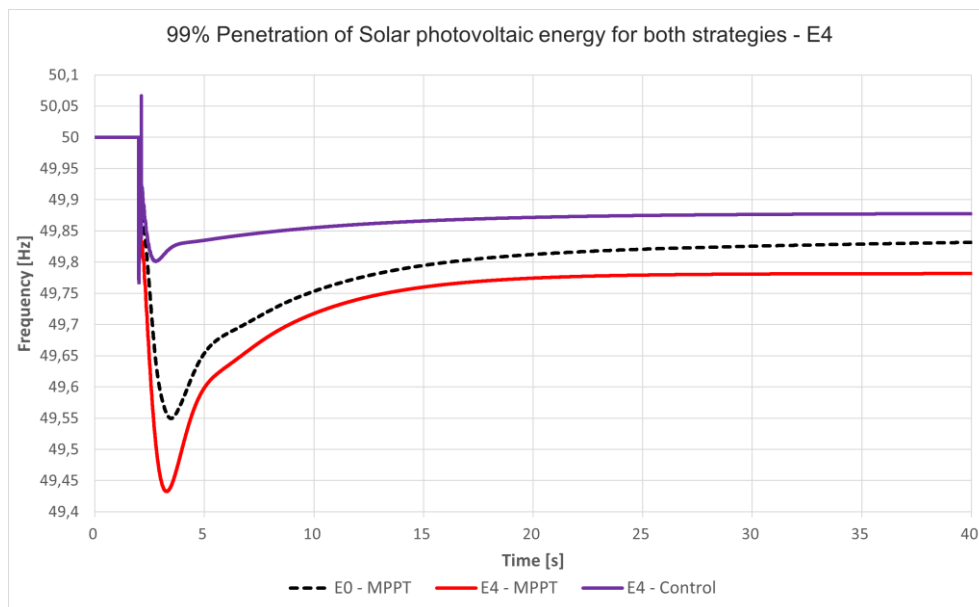
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6.17 Comparación frecuencia del sistema para ambas estrategias de control ante un aumento en la participación de PFV vs Escenario base E0 MPPT – *Load impact event*
 (a) Escenarios E1 (b) Escenarios E2 (c) Escenarios E3 (d) Escenarios E4

Como era de esperar en base a los datos y análisis previamente presentados, se logra dejar en evidencia como la incorporación del control de frecuencia en la planta PV ayuda a mejorar la caída de la frecuencia del sistema ante la conexión de una carga muy grande en la red. Por lo tanto, basándose solo en un análisis técnico, es posible concluir que operar con reservas de potencia activa

en plantas solares fotovoltaicas podría ser un mecanismo de control para el CPF y disminuir las desviaciones negativas en la frecuencia ante una contingencia como esta. Finalmente, para complementar la información presentada, se adjunta la Tabla 6.8 con las diferencias porcentuales contrastando ambas estrategias de control tomando como referencia cada escenario simulado de manera independiente en base a los indicadores de desempeño obtenido en cada uno de ellos. En ella, es claro apreciar como a medida que aumentan las reservas de potencia activa producto del aumento de la capacidad instalada de la planta se mejora considerablemente en todos los escenarios la respuesta en todos los indicadores desempeño, ocurriendo un efecto totalmente contrario al aumentar la participación de centrales solares fotovoltaicas en la red operando en el MPPT producto de la pérdida de inercia equivalente del sistema, hecho que con el control de inercia virtual es posible de mitigar.

TABLA 6.8 Indicadores de desempeño entre escenarios para ambas estrategias de control – *Load impact event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
E0 - MPPT	49.54958	-0.4893546	49.82555	--	--	--
E0 - Control	49.56934	-0.4788872	49.83026	-4.3870	-2.1390	4.3870
E1 - MPPT	49.54885	-0.4980797	49.82558	--	--	--
E1 - Control	49.64822	-0.4370044	49.84678	-22.0259	-12.2622	22.0259
E2 - MPPT	49.59596	-0.4864924	49.85249	--	--	--
E2 - Control	49.7423	-0.3797555	49.88005	-36.2192	-21.9401	36.2192
E3 - MPPT	49.44482	-0.7178332	49.78599	--	--	--
E3 - Control	49.75875	-0.4295681	49.86117	-56.5456	-40.1577	56.5456
E4 – MPPT	49.43231	-0.7274513	49.78088	--	--	--
E4 - Control	49.76804	-0.359919	49.87632	-59.1397	-50.5233	59.1397

6.3 Outage event

En este apartado se presentan los resultados obtenidos para la salida intempestiva del generador *PV Generator 01* para una pérdida del 8% y 10% de generación para ambas estrategias de control. Primero se adjunta la información recopilada a través del estudio de pequeña señal mediante el análisis modal pre y post contingencia, para luego ilustrar los resultados obtenidos mediante el análisis de estabilidad transitoria.

6.3.1 Resultados

En la Figura 6.18 se presenta el análisis modal para todos los casos simulados bajo la estrategia de control MPPT previo y posterior a la contingencia al costado izquierdo ((a), (c), (e), (g) e (i)) y derecho ((b), (d), (f), (h) y (j)) respectivamente en cada escenario. Cabe destacar que, para la presentación de los resultados obtenidos a través del estudio de pequeña señal en todos los escenarios, a excepción del caso base E0, se aplicó reducción al ver que la dinámica de algunos modos era a lo menos 5 veces más rápida respecto a los polos dominantes del sistema que se encuentran más cerca del origen [13].

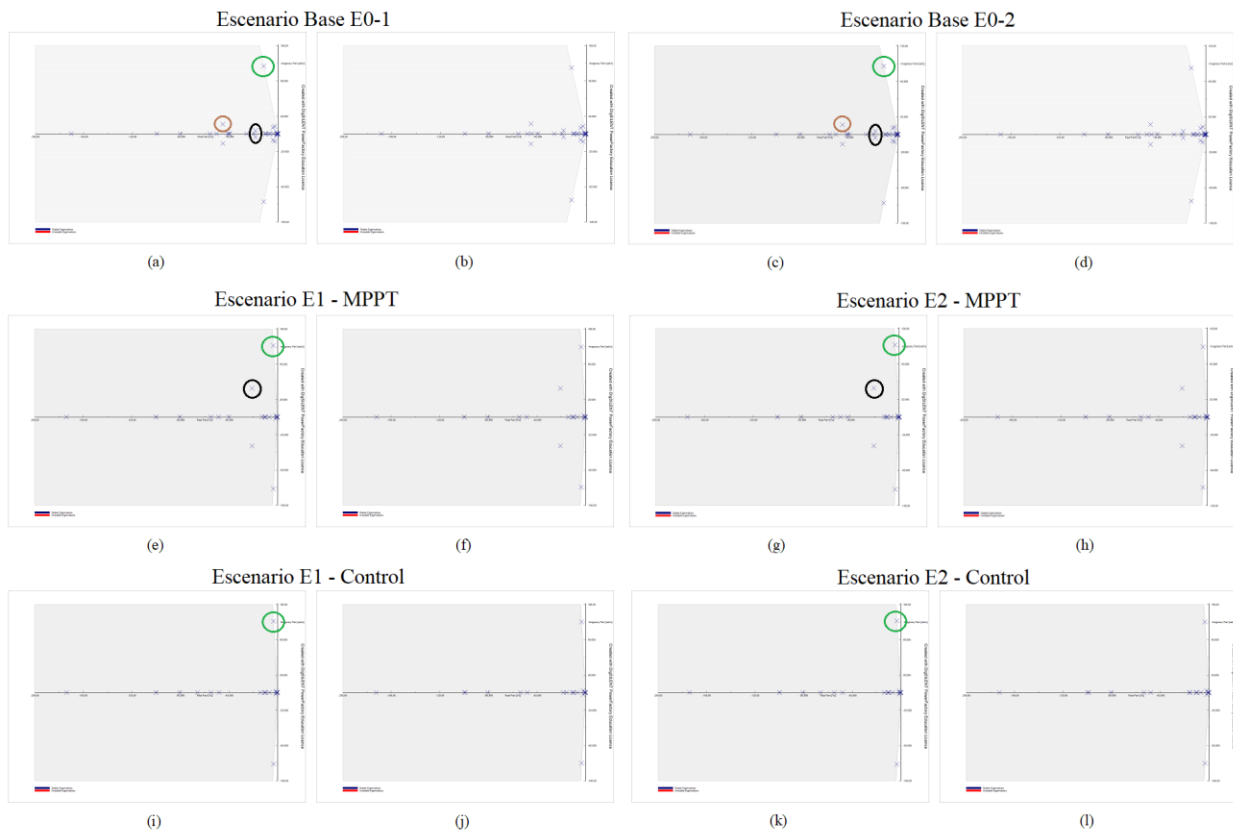


Figura 6.18 Análisis modal Pre y Post-Contingencia – Outage event

(a) E0-1 Pre-falla (b) E0-1 Post-falla (c) E0-2 Pre-falla (d) E0-2 Post-falla (e) E1-MPPT Pre-falla (f) E1-MPPT Post-falla (g) E2-MPPT Pre-falla (h) E2-MPPT Post-falla (i) E1-Control Pre-falla (j) E1-Control Post-falla (k) E2-Control Pre-falla (l) E2-Control Post-falla

A. Análisis modal pre-falla

A.1 8% Pérdida de generación

Primero, cabe destacar como en la Figura 6.18 (e) para el escenario E1 con respecto del escenario E0-1 dado por la Figura 6.18 (a) existe un par de polos complejos que tiende a acercarse al origen (polos encerrados en verde). Esto se debe principalmente a la incorporación de la planta *PV Generator 02* en sustitución de la máquina *Gen 2*. Adicionalmente, se observa cómo entre estos escenarios el polo encerrado en negro tiende a distanciarse del eje real. Finalmente, se aprecia como aquellos pares de polos complejos conjugados encerrados en café y negro desaparecen al realizar la transición entre unidades (ver Figura 6.18 (a) y (e)) y al incorporar el control de frecuencia respectivamente (ver Figura 6.18 (e) e (i)).

A.2 10% Pérdida de generación

Aquí, nuevamente se presentan los mismos hechos descritos ante una pérdida de generación del 8%.

B. Análisis modal post-falla

En la Figura 6.18 (b), (d), (f), (h), (j) y (l) se presenta el análisis modal post-contingencia. Se puede observar que todos los valores propios del sistema se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, lo cual nos indica a través del primer Teorema de Lyapunov que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable. Por otro lado, es claro notar que posterior a la contingencia los valores propios del sistema permanecen casi intactos. Esto debido a que la estructura topológica que posee el sistema desde el punto de vista de la matriz Jacobiana permanece igual.

Cabe destacar que esto no nos asegura estabilidad transitoria, por lo que se hace necesario complementar este análisis de pequeña señal con un análisis transitorio y así poder llegar a la conclusión de que el sistema es estable o no en dicha región. Esto debido a que el análisis de pequeña señal asegura estabilidad ante pequeñas perturbaciones que no alejen demasiado al sistema de su punto de equilibrio de operación original. Un impacto muy grande en las variables de estado del sistema podría ocasionar que estas no se vean atraídas por la región de atracción ocasionando una trayectoria divergente en el "espacio de fase" imposibilitando la linealización del sistema bajo estudio.

Por último, en base a lo observado en la Figura 6.18 se puede concluir que el sistema es estable para el estudio de pequeña señal a través del análisis modal.

C. Tensión en barras

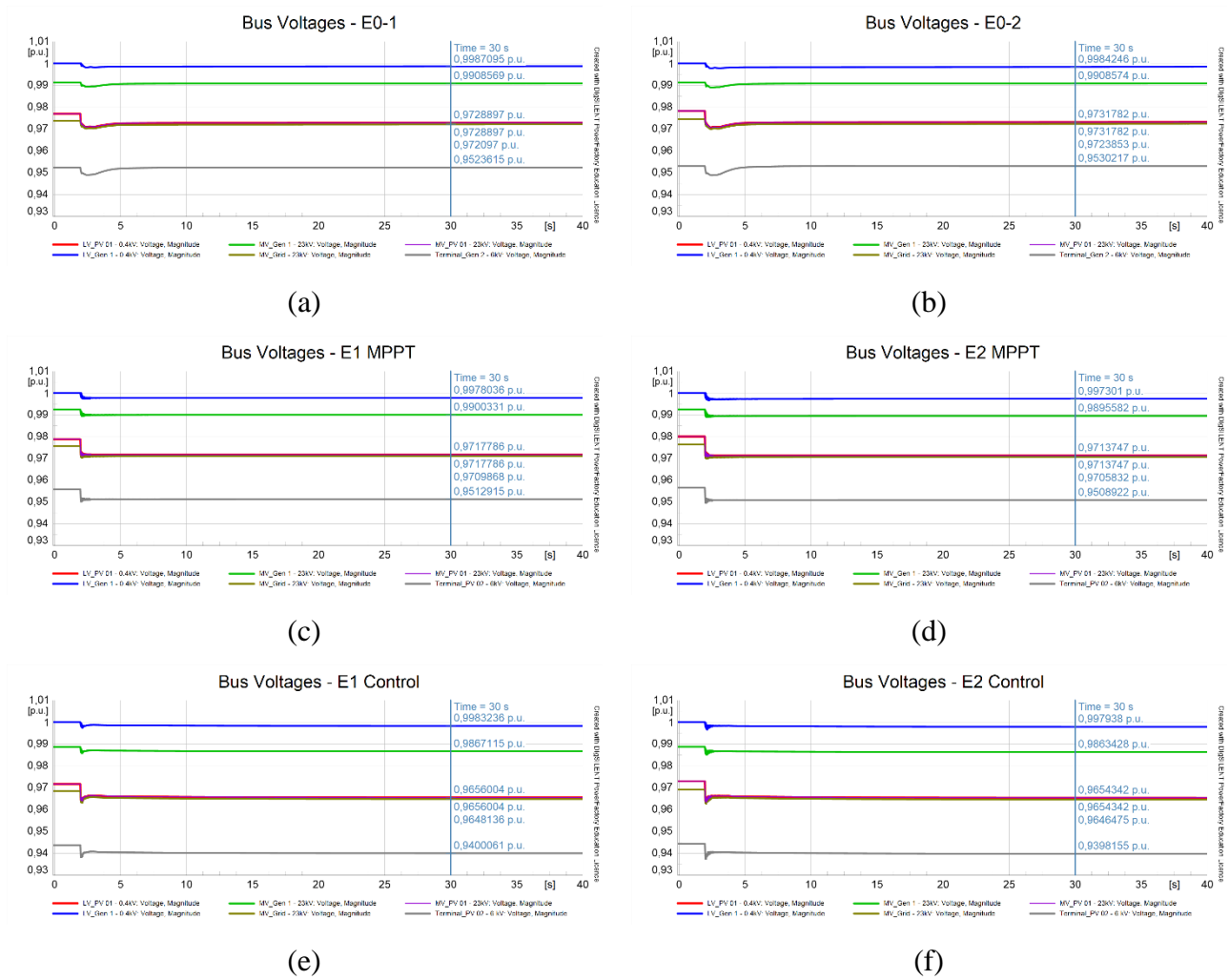


Figura 6.19 Tensión en barras del sistema – Outage event

(a) Escenario base E0-1 **(b)** Escenario base E0-2 **(c)** Escenario E1-MPPT **(d)** Escenario E2-MPPT **(e)** Escenario E1-Control **(f)** Escenario E2-Control

C.1 Escenarios MPPT – Control vs Escenarios base

En la Figura 6.19 se observa que todas las barras del sistema previo a la ocurrencia de la falla se encuentran dentro de la banda de la banda de 0.93 y 1.07 en por unidad establecida por la normativa técnica estipulada en el Artículo 5-19 para condiciones de Estado normal. Posterior a la falla considerando una pérdida de un 8 y 10% de generación se registra una pequeña desviación en los valores de tensión con respecto a su estado pre-falla, sin embargo, el sistema se recupera rápidamente volviendo cerca de sus valores originales. Dicho eso, cabe destacar un pequeño comportamiento oscilatorio al tratar de restablecer los niveles de tensión en el nuevo punto de operación que tiende a acentuarse en aquellos escenarios en donde se incorpora el control de frecuencia en la PFV (Figura 6.19 (e) y (f)). Este hecho se da principalmente por la transición que existe al intercambiar el generador *Gen 2* con la planta fotovoltaica *PV Generator 02*, debido a que como se mencionó anteriormente en el capítulo 4 la planta PV entregada por *DIgSILENT* (y también aquella que sufrió modificaciones para incorporar el control de inercia virtual en ella), no posee control de potencia reactiva. Si bien en el *frame* del controlador cuenta con los lazos para tener un control de tensión a través del cálculo de corriente en eje de cuadratura, esta no es capaz de generar las señales de referencia según los requerimientos de la red. Por último, considerando que el sistema entra en un Estado de alerta una vez ocurrida la contingencia, se observa que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de la banda de 0.90 y 1.10 en por unidad estipulados en el Artículo 5-23. Dicho eso, se cumple satisfactoriamente con la regulación establecida en la norma.

D. Potencia vs Frecuencia

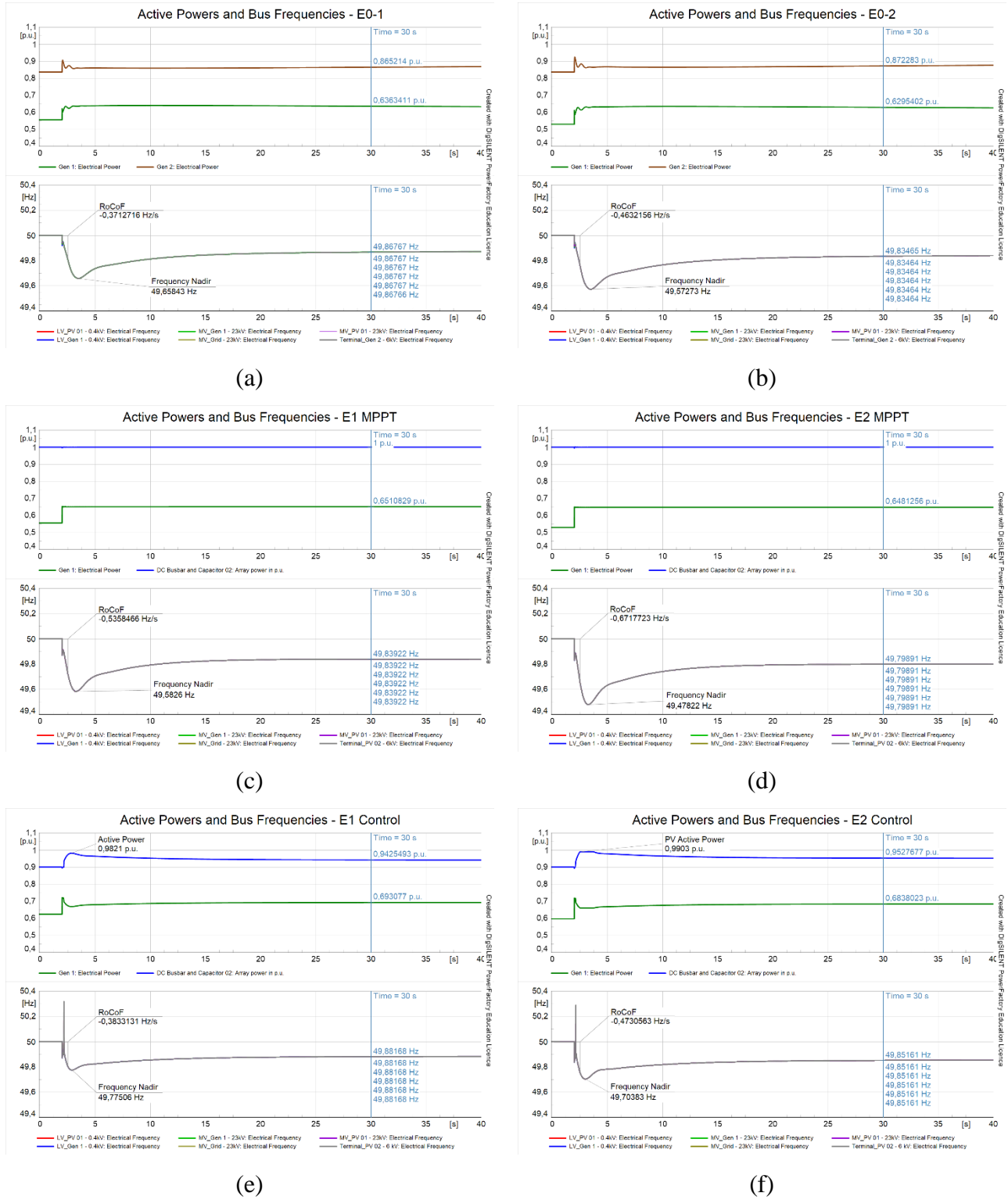


Figura 6.20 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema – Outage event

(a) Escenario base E0-1 (b) Escenario base E0-2 (c) Escenario E1-MPPT (d) Escenario E2-MPPT (e) Escenario E1-Control (f) Escenario E2-Control

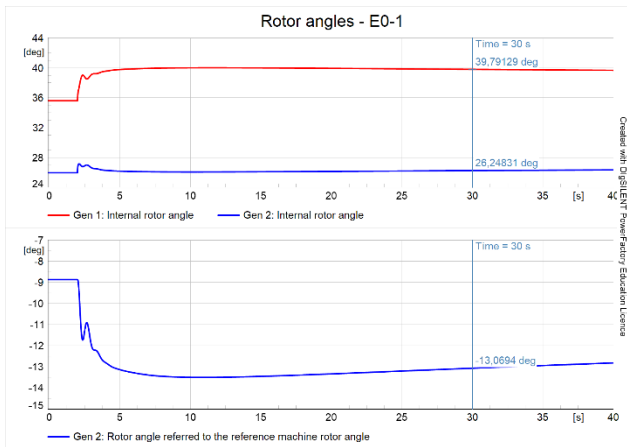
D.1 Escenario MPPT vs Escenarios base

En la Figura 6.20 (c) y (d) se observa la respuesta dinámica que tiene el generador sincrónico *Gen 1* y la planta solar fotovoltaica operando en su MPPP sin reservas de potencia activa disponibles para ser inyectadas en la red junto con la frecuencia de todas las barras del sistema. Es claro notar como el aporte en potencia proviene única y exclusivamente de la central *Gen 1*, encargándose así de soportar por si sola el impacto que tiene en la red la desconexión intempestiva de la central PV que queda fuera de servicio. Por otra parte, en lo que respecta a la frecuencia del sistema, tomando como referencia lo establecido en el Artículo 3-11 de la NTSyCS para unidades o parques generadores (eólicos o fotovoltaicos), se cumplen los incisos a), b) y c) del presente artículo (ver inciso 6.2.1 apartado D.3).

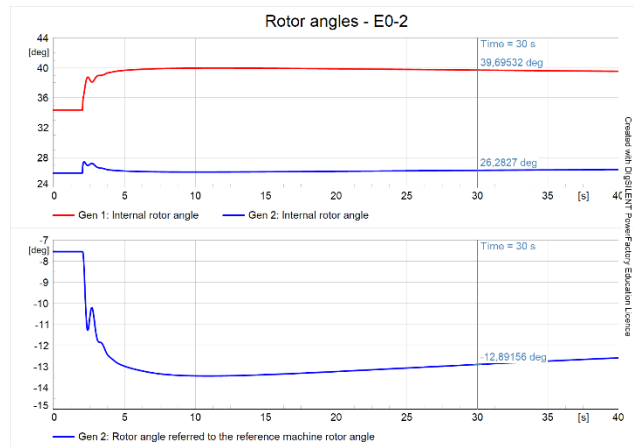
D.2 Escenarios Control vs Escenarios base

En la Figura 6.20 (e) y (f) se observa la respuesta dinámica que tiene el generador sincrónico *Gen 1* y la planta solar fotovoltaica operando un 10% por debajo de su potencia nominal. Esto debido a la condición de operación *deloaded* que establece operar en un punto distinto al MPP (ver Figura 4.9), considerando reservas de potencia activa que puedan ser inyectadas a la red ante una contingencia y ayudar al soporte de la frecuencia del sistema. Es claro notar como al generarse el impacto de carga provocando una disminución de la frecuencia bajo los 49.9 [Hz], la planta procede a inyectar los niveles de potencia activa que originalmente se encontraban como reserva, llegando a entregar casi el 100% de la potencia disponible. Nuevamente, al igual que ante los resultados presentados en el apartado 6.2.2 inciso D para el evento de impacto de carga, se observa la presencia de un transiente al momento de activarse el control de la planta fotovoltaica *PV Generator 01* producto de la *deadband* establecida para la activación del control de frecuencia. Finalmente, tomando como referencia lo establecido en el Artículo 3-11 de la NTSyCS para unidades o parques generadores (eólicos o fotovoltaicos), se cumplen los incisos a), b) y c) del presente artículo (ver inciso 6.2.1 apartado D.3).

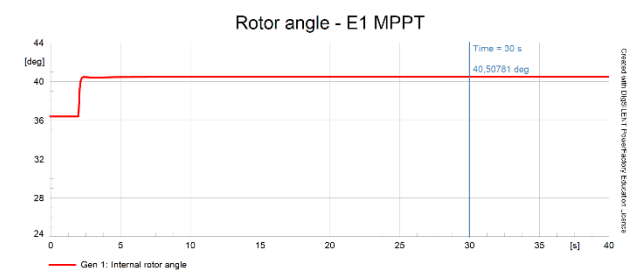
E. Ángulos de rotor



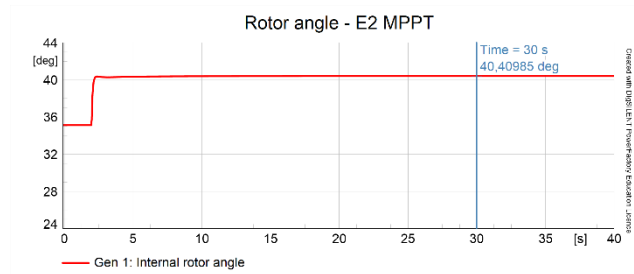
(a)



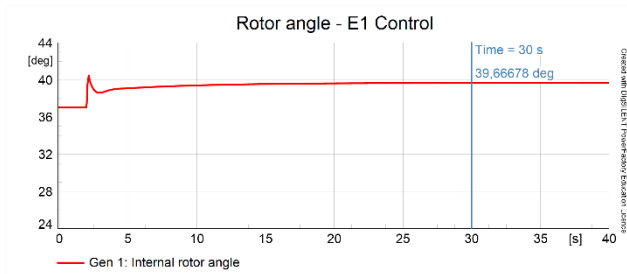
(b)



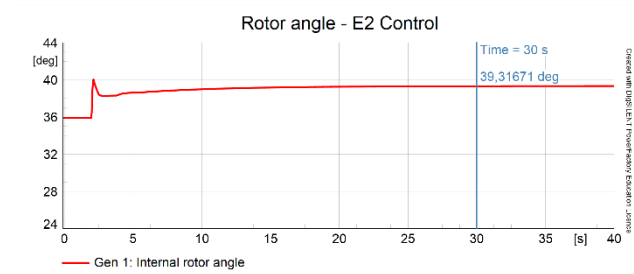
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 6.21 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas – Outage event

(a) Escenario base E0-1 (b) Escenario base E0-2 (c) Escenario E1-MPPT (d) Escenario E2-MPPT (e) Escenario E1-Control (f) Escenario E2-Control

En la Figura 6.21 se observan los ángulos de rotor de los generadores conectados al sistema compuesta por dos gráficas. En la parte superior se presentan los ángulos de torque tomados por cada una de las máquinas y en la ilustración de más abajo se adjunta el ángulo de rotor de la máquina *Gen 2* referida al generador de referencia *Gen 1*. Dicho eso, es claro notar como al generarse la desconexión intempestiva de la unidad aumenta el ángulo de torque de los generadores síncronos conectados al sistema al tener que suplir la misma demanda con menos equipos disponibles, lo que se traduce en una mayor exigencia para la central. Por otra parte, es claro notar como en los escenarios E1 y E2 con el control de frecuencia incorporado (Figura 6.21 (e) y (f) respectivamente) se observa cómo se exige en menor medida al generador *Gen 1* con el aporte de potencia activa que otorga la planta PV al tener incorporado el control de frecuencia. Por último, se verifica que se cumpla con lo estipulado en el Artículo 5-43 de la NTSyCS respecto al límite por estabilidad transitoria. Esta indica que las excursiones del ángulo de rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no superen los 120° eléctricos respecto a la máquina de referencia. Por lo tanto, nuevamente se cumple satisfactoriamente con lo establecido en la normativa técnica

F. Conclusiones

Una vez analizadas las figuras antes presentadas puede observarse claramente que para todos los escenarios presentados el sistema permanece estable ante la desconexión intempestiva de la unidad *PV Generator 01*, ya sea para una pérdida de un 8% o de un 10% de generación. Primero, utilizando un análisis de estabilidad de pequeña señal a través de la representación de los polos en el plano complejo, se observó que todos los valores propios del sistema se encontraban ubicados al lado izquierdo del eje imaginario. Luego, tomando como referencia E0-1 y E0-2 comparando la representación obtenida para los casos E1 y E2, nuevamente se tiene que al *switchear* el generador *Gen 2* por la planta *PV Generator 02* se manifiesta una mayor concentración de polos en el origen y además, se observa como un par de polos complejos conjugados tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real, lo que implica una mayor respuesta oscilatoria amortiguada en el comportamiento del sistema (ver figura 2.16).

Luego, fue necesario complementar lo ya realizado con un análisis transitorio para observar si el sistema efectivamente se encontraba estable pre y post-contingencia. Utilizando la NTSyCS se verificó si los resultados arrojados por los gráficos eran acorde a lo establecido en la norma, para lo cual se observó que todos se encontraban dentro de los parámetros establecidos, tanto para estado

normal como para estado de alerta considerando la desconexión intempestiva de la central *PV Generator 01* como contingencia simple. Al incorporar el control de frecuencia en la planta PV se registró una mejora en el desempeño en la caída de frecuencia del sistema y un incremento sustancial en los valores obtenidos en régimen permanente, tanto al tomar como referencia los escenarios base como los casos de PFV sin el control de frecuencia incorporado. Además, se observa que los tiempos de recuperación del sistema son mucho más rápidos. Esto se debe a la acción de control de mecanismos provenientes de la electrónica de potencia, los cuales operan bajo constantes eléctricas en el orden de los milisegundos [ms] *versus* los tiempos de respuesta obtenidos por las máquinas síncronas en el orden de los segundos [s].

Por último, se concluye que la incorporación del control de inercia virtual en los lazos de control de la planta se traduce en un mejor soporte para la estabilidad de la frecuencia de la red del sistema. Sin embargo, se debe tener especial cuidado con aquellos polos que tienden acercarse mucho al semiplano derecho pudiendo ocasionar modos inestables haciendo que el sistema diverja y además con aquellas respuestas obtenidas en las barras del sistema que manifiestan un transiente con desviaciones positivas de la frecuencia una vez se activa el control de frecuencia de la planta PV producto de la banda muerta preestablecida, lo que eventualmente podría comprometer la operación de ciertos componentes de la red que son más sensibles a las variaciones de frecuencia.

6.3.2 Evolución de resultados

A continuación, se presentarán ciertos indicadores y gráficos que permitirán cuantificar de manera más precisa la evolución de nuestro sistema para ambas estrategias de control a medida que se aumentaba la pérdida de generación y la participación de centrales PV en la red. Para ello, y a modo de complementar lo ya ilustrado, se procede a: Adjuntar los factores de participación asociados al estudio de pequeña señal ya realizado, los que permitirán identificar que componentes y señales son las que más contribuyen en el modo de oscilación bajo estudio previo y posterior a la contingencia. Estos datos se presentarán a través de tabla y gráficos para tener una representación más práctica de los elementos que mayormente influyen en el comportamiento del circuito (Ver Anexo F). Por otra parte, se condensó en dos gráficos los resultados obtenidos para todos los escenarios estudiados para ambas estrategias de control. Esto, nuevamente para visualizar de manera más fácil la evolución del sistema a medida que se aumentó la pérdida de generación y la penetración de energía proveniente de centrales PV. Finalmente, se presentan los indicadores de desempeño para todos los escenarios ya descritos.

A. Evolución de resultados sin respuesta inercial (MPPT)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PFV en la operación del sistema, además de los componentes y/o señales que más contribuyen en la respuesta de la red.

En la Tabla 6.9 y 6.10 se adjunta la información asociada al modo de oscilación ya descrito pre-falla y post-falla respectivamente. En lo que respecta a los factores de participación, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* en el Anexo F a través de la Tabla F.1 a la Tabla F.8, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura F.1 a la Figura F.4 la magnitud de participación de estos elementos.

TABLA 6.9 Información Modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenarios MPPT – Outage event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0-1	-11,7769	76,8050	0,0818	15,1564	0,0849
Escenario E1	-3,4348	81,1586	0,0774	4,2284	0,2911
Escenario base E0-2	-11,6772	77,2356	0,0813	14,9491	0,0856
Escenario E2	-3,4145	81,5848	0,0770	4,1815	0,2928

TABLA 6.10 Información Modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenarios MPPT – Outage event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0-1	-12,1554	75,1510	0,0836	15,9672	0,0822
Escenario E1	-3,5657	79,4974	0,0790	4,4808	0,2804
Escenario base E0-2	-12,1533	75,1827	0,0835	15,9579	0,0822
Escenario E2	-3,5796	79,5069	0,0790	4,4977	0,2793

A continuación, en la Figura 6.22 se presenta un gráfico que incluye la frecuencia medida en una de las barras del sistema para cada escenario. El criterio para seleccionar una de las barras fue considerando aquella que presentó el peor desempeño ante la desconexión de la central *PV Generator 01*.

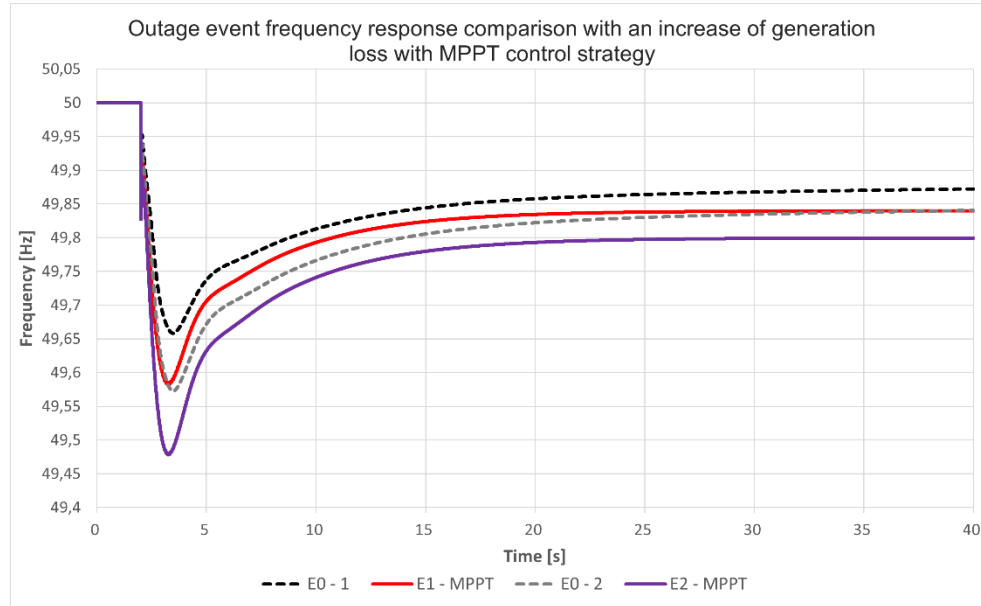


Figura 6.22 Evolución frecuencia del sistema escenarios sin control de frecuencia – *Outage event*

Los indicadores de desempeño obtenidos son los siguientes:

TABLA 6.11 Evolución indicadores de desempeño Escenarios MPPT a partir de sus respectivos escenarios base – *Outage event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario base E0-1	49,65843	-0,3712716	49.86767	--	--	--
Escenario E1	49,5826	-0,5358466	49.83922	22.200	44.327	-21.499
Escenario base E0-2	49,57273	-0,4646061	49.83464	--	--	--
Escenario E2	49,47822	-0,6717723	49.79891	22.119	44.589	-21.607

TABLA 6.12 Evolución indicadores de desempeño ante un aumento del 2% de pérdida de generación para un mismo sistema Escenarios MPPT – *Outage event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario base E0-1	49,65843	-0,3712716	49.86767	--	--	--
Escenario base E0-2	49,57273	-0,4646061	49.83464	25.090	25.139	-24.960
Escenario E1	49,5826	-0,5358466	49.83922	--	--	--
Escenario E2	49,47822	-0,6717723	49.79891	25.007	25.366	-25.071

A ..1 Conclusiones evolución de resultados sin respuesta inercial

Luego de los resultados presentados a través de las Tablas 6.9 y 6.10 se observa como a medida que aumenta la penetración de energía solar fotovoltaica en la red existe un modo de oscilación que tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real. Además, se ve que en particular para el escenario E1 y E2 tomando los datos del modo de oscilación bajo estudio pre y post-falla considerando que el sistema se encuentra en un estado normal y de alerta respectivamente, se tiene que no cumple con lo estipulado en el Artículo 5-38 y 5-44 establecido en la NTSyCS, el cual hace alusión al porcentaje mínimo de amortiguamiento que debe tener el valor propio bajo estudio. Luego, de los datos obtenidos a través de los factores de participación (ver anexo F), se tiene en todos los escenarios (a excepción del escenario E2), que los componentes que más contribuye en el valor propio bajo estudio son 4 variables provenientes de la unidad *Gen 1* a través de sus variables de estado “psifd” asociada al flujo de excitación de la máquina, “xa” y “xr” pertenecientes al VCO (*Voltage controlled oscillator*) y “psild” correspondiente a la variable de estado asociada a los enrollados amortiguadores de eje directo. Por último, se estima que el origen de aquellas variables de estado que tienen mayor participación en los escenarios E0-1, E1 y E0-2, nace de una mala sintonización de los controladores de voltaje del generador síncrono, ya que nuevamente este problema se manifestó de manera transversal en casi todos los escenarios estudiados.

De la Tabla 6.11 se observa como al aumentar la participación de centrales PV una vez ocurrida la falla para una misma pérdida de generación, se tiene un deterioro en la respuesta de la frecuencia del sistema, registrando porcentualmente la misma variación en ambos casos con sus respectivos escenarios de referencia. Por otro parte, de la Tabla 6.12 se aprecia nuevamente que, en términos porcentuales las desviaciones obtenidas comparando E0-2 con E0-1 y E2 con E1 son prácticamente idénticas ante una variación de 2% de pérdida de generación entre un caso y otro.

Finalmente, en la Figura 6.22 se puede apreciar de manera clara y precisa como al aumentar la participación de centrales PV en la operación de la red tiende a existir un decaimiento importante en el soporte de la frecuencia del sistema ante la pérdida de un 8 y 10% de generación, ocasionando desviaciones en la frecuencia que podrían comprometer la estabilidad del circuito bajo estudio. Como ya se ha mencionado, esto se debe a la pérdida de inercia en el sistema al desplazar los generadores convencionales por centrales que no poseen partes rotantes que puedan entregar la energía que se encuentra acumulada en el rotor de la máquina una vez ocurrida la contingencia para dar soporte a la red.

B. Evolución de resultados con respuesta inercial (Operación deloaded)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.3.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PFV en la operación del sistema, además de los componentes y/o señales que más contribuyen en la respuesta de la red.

En la Tabla 6.13 y 6.14 se adjunta la información asociada al modo de oscilación ya descrito pre-falla y post-falla respectivamente. En lo que respecta a los factores de participación, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* en el Anexo F a través de la Tabla F.9 a la Tabla F.12, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura F.5 y la Figura F.6 la magnitud de participación de estos elementos.

TABLA 6.13 Información Modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenarios Control – Outage event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0-1	-11,7769	76,8050	0,0818	15,1564	0,0849
Escenario E1	-3,2432	81,0130	0,0775	4,0001	0,3083
Escenario base E0-2	-11,6772	77,2356	0,0813	14,9491	0,0856
Escenario E2	-3,2340	81,4014	0,0771	3,9698	0,3092

TABLA 6.14 Información Modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenarios Control – Outage event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0-1	-12,1554	75,1510	0,0836	15,9672	0,0822
Escenario E1	-3,2591	80,0722	0,0784	4,0668	0,3068
Escenario base E0-2	-12,1533	75,1827	0,0835	15,9579	0,0822
Escenario E2	-3,2655	80,1883	0,07835	4,0689	0,3062

A continuación, en la Figura 6.23 se presenta un gráfico que incluye la frecuencia medida en una de las barras del sistema para cada escenario. El criterio para seleccionar una de las barras fue

considerando la que presentará el peor desempeño ante la desconexión de la central *PV Generator 01*.

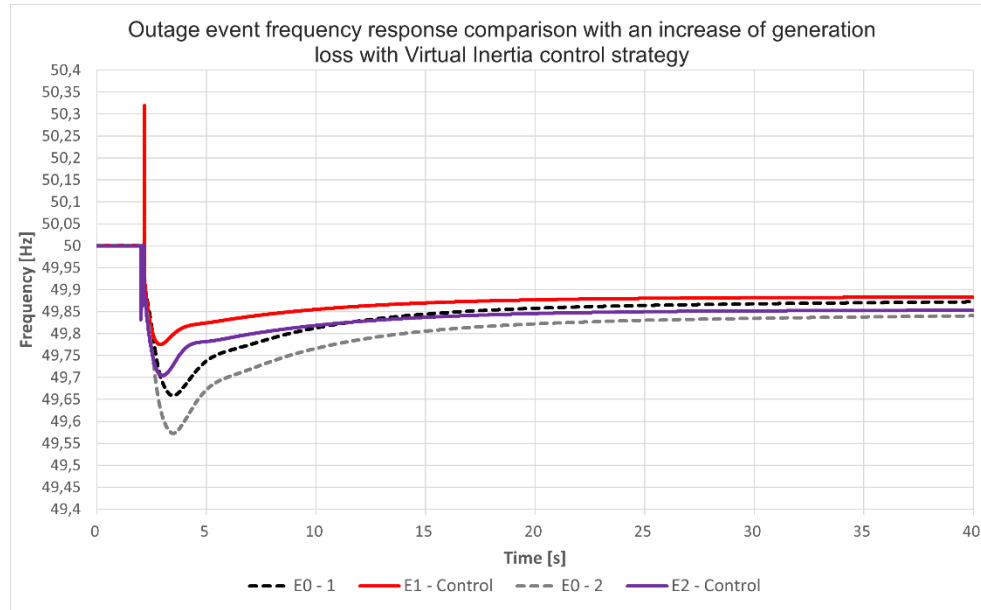


Figura 6.23 Evolución frecuencia del sistema escenarios con control de frecuencia – *Outage event*

Los indicadores de desempeño obtenidos son los siguientes:

TABLA 6.15 Evolución Indicadores de desempeño Escenarios Control – *Outage event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario base E0-1	49,65843	-0,3712716	49.86767	--	--	--
Escenario E1	49,77506	-0,3833131	49.88168	-34.145	3.2433	10.587
Escenario base E0-2	49,57273	-0,4646061	49.83464	--	--	--
Escenario E2	49,70383	-0,4730563	49.85161	-30.683	1.818	10.262

TABLA 6.16 Evolución indicadores de desempeño ante un aumento del 2% de pérdida de generación para un mismo sistema Escenarios Control – *Outage event*

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario base E0-1	49,65843	-0,3712716	49.86767	--	--	--
Escenario base E0-2	49,57273	-0,4646061	49.83464	25.090	25.139	-24.960
Escenario E1	49,77506	-0,3833131	49.88168	--	--	--
Escenario E2	49,70383	-0,4730563	49.85161	31.666	23.412	-25.414

B ..1 Conclusión evolución de resultados con respuesta inercial

Luego de los resultados presentados a través de las Tablas 6.13 y 6.14 se observa como a medida que aumenta la penetración de energía solar fotovoltaica en la red existe un modo de oscilación que tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real. Además, se ve que en particular para el escenario E1 y E2 tomando los datos pre y post – falla considerando que el sistema se encuentra en un estado normal y de alerta respectivamente, se tiene que no cumple con lo estipulado en el Artículo 5-38 y 5-44 establecido en la NTSyCS, el cual hace alusión al porcentaje mínimo de amortiguamiento que debe tener el valor propio bajo estudio. Luego, de los datos obtenidos a través de los factores de participación, se tiene en todos los escenarios que el componente que más contribuye en el valor propio bajo estudio son 4 variables provenientes de la unidad *Gen 1* a través de sus variables de estado “psifd” asociada al flujo de excitación de la máquina, “xa” y “xr” pertenecientes al VCO (Voltage controlled oscillator) y “psild” correspondiente a la variable de estado asociada a los enrollados amortiguadores de eje directo.

De la Tabla 6.15 se observa como al aumentar la participación de centrales PV una vez ocurrida la falla para una misma pérdida de generación, se tiene una mejora en la respuesta de la frecuencia del sistema gracias a las reservas de potencia activa inyectadas una vez ocurrida la falla para dar soporte a la caída de frecuencia. Por otro parte, de la Tabla 6.16 se aprecia que, en términos porcentuales las desviaciones obtenidas comparando E0-2 con E0-1 y E2 con E1 son prácticamente idénticas a excepción en la frecuencia nadir ante una variación del 2% de pérdida de generación entre un caso y otro.

Finalmente, en la Figura 6.23 se puede apreciar de manera clara como al incorporar el control de frecuencia en la planta PV se logra en ambos casos una respuesta más rápida y un mejor soporte en la caída de la frecuencia del sistema ante la pérdida de un 8 y 10% de generación. Sin embargo, nuevamente cabe destacar la presencia de un transiente una vez se inyectan las reservas de potencia activa producto de la banda muerta considerada, lo que eventualmente podría ser un problema y comprometer la operación de aquellos equipos que sean más sensibles a las variaciones de frecuencia.

6.3.3 Comparación de resultados

En este apartado se comparan los resultados obtenidos para ambas estrategias de control para cada uno de los escenarios estudiados tomando como referencia cada caso base según corresponda. Nuevamente el criterio utilizado fue extraer los datos de frecuencia para la barra que en cada caso presento la respuesta más desfavorable para la operación de la red según los indicadores de desempeño ya presentados (ver inciso 5.5.7)

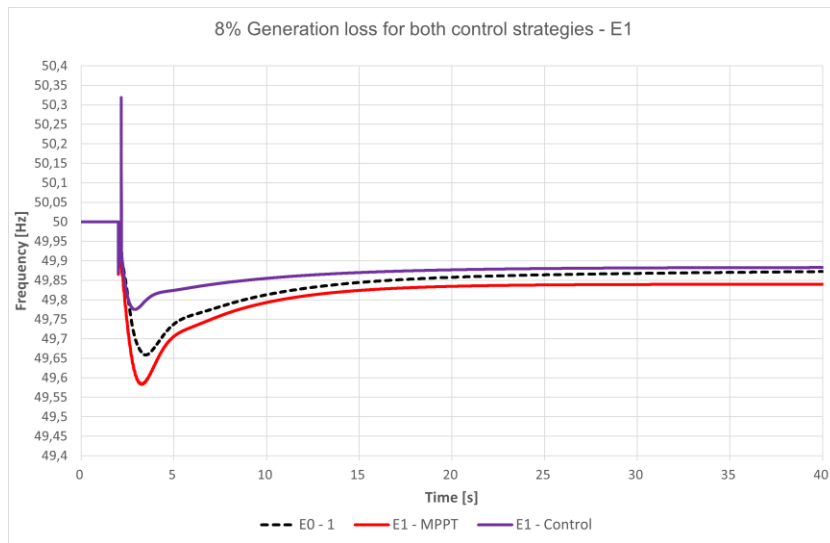


Figura 6.24 Comparación frecuencia del sistema ante un 8% pérdida de generación para ambas estrategias de control con 50% de participación PFV – *Outage event*

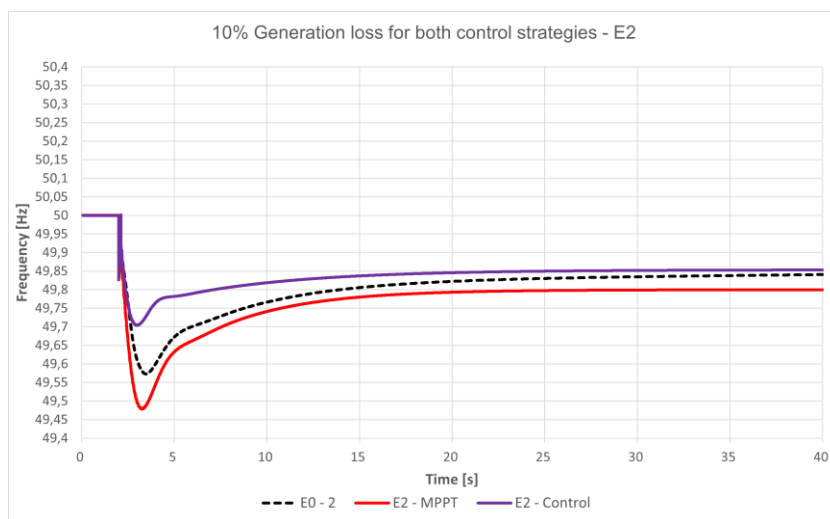


Figura 6.25 Comparación frecuencia del sistema ante un 10% pérdida de generación para ambas estrategias de control con 50% de participación PFV – *Outage event*

Como era de esperar en base a los datos y análisis previamente presentados, se logra dejar en evidencia como la incorporación del control de frecuencia en la planta PV ayuda a mejorar la caída de la frecuencia del sistema ante la conexión de una carga muy grande en la red. Por lo tanto, basándose solo en un análisis técnico, es posible concluir que operar con reservas de potencia activa en plantas solares fotovoltaicas podría ser un mecanismo de control para el CPF y disminuir las desviaciones negativas en la frecuencia ante una contingencia como esta. Finalmente, para complementar la información presentada, se adjunta la Tabla 6.17 con las diferencias porcentuales contrastando ambas estrategias de control tomando como referencia cada escenario simulado de manera independiente en base a los indicadores de desempeño obtenido en cada uno de ellos. En ella, es claro apreciar como a medida que aumentan las reservas de potencia activa producto del aumento de la capacidad instalada de la planta se mejora considerablemente en todos los escenarios la respuesta en todos los indicadores desempeño, ocurriendo un efecto totalmente contrario al aumentar la participación de centrales solares fotovoltaicas en la red operando en el MPPT producto de la pérdida de inercia equivalente del sistema, hecho que con el control de inercia virtual es posible de mitigar.

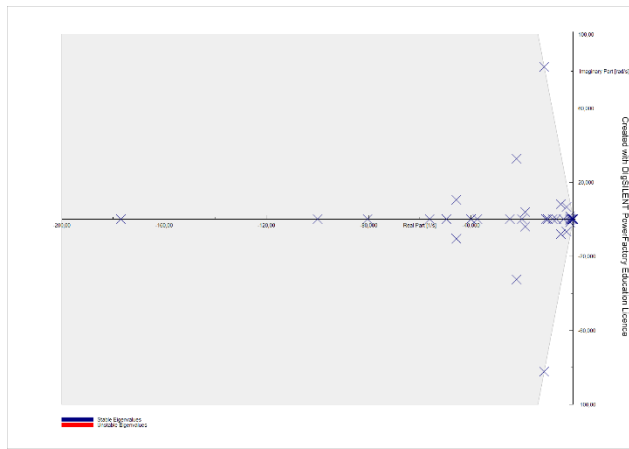
TABLA 6.17 Indicadores de desempeño entre escenarios para ambas estrategias de control – Outage event

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
E1- MPPT	49.5826	-0.5358466	49.83922	--	--	--
E1 - Control	49.77506	-0.3833131	49.88168	-46.1092	-28.4659	26.4088
E2 – MPPT	49.47822	-0.6717723	49.79891	--	--	--
E2 - Control	49.70383	-0.4730563	49.85161	-43.2385	-29.5809	26.2072

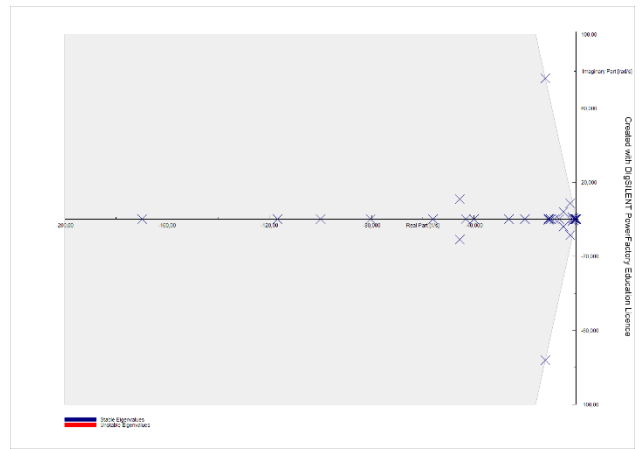
6.4 3 Phase – Short Circuit Event

Como ya se adelantó, en este apartado se presentarán los resultados obtenidos para un cortocircuito trifásico aplicado al 50% de la línea *Line PV* sin resistencia de falla con apertura de línea 6 ciclos después de ocurrida la contingencia (120 ms). Para el desarrollo de esto se comenzará con el análisis de los escenarios de referencia que solo contemplan la participación de generadores convencionales una vez ocurrida la contingencia. Luego, dejando fuera de servicio el generador *Gen 2* se reemplaza por la planta *PV Generator 02* y observar los efectos que tiene en la red al tener un 50% de participación de centrales fotovoltaicas una vez ocurrida la contingencia. Para ello se comenzará presentando los resultados obtenidos para el estudio de pequeña señal a través del análisis modal para aquel modo de oscilación en movimiento a medida que se incrementa la participación de centrales PV en el sistema. Luego, en la misma línea, se presentan los valores propios que, una vez operada las protecciones de las líneas cruzaron al semiplano derecho tornando inestable el sistema, para ello, se adjuntan los registros guardados para $t = 2.12 [s]$ y $t = 2.14 [s]$. Posterior a eso, se adjuntan los registros obtenidos mediante el análisis de estabilidad transitoria y así ver los efectos de incluir el control de inercia virtual en el soporte de la red ante la presencia de un cortocircuito trifásico en el sistema. Dentro de éste, se consideraron 2 métodos de simulación para las señales de tensión medidas en las barras del sistema y las corrientes tomadas por cada uno de los generadores, estos son: RMS y EMT con el fin de observar cuanto más preciso o no es el método EMT para la dinámica tomada por el sistema ante la presencia del cortocircuito.

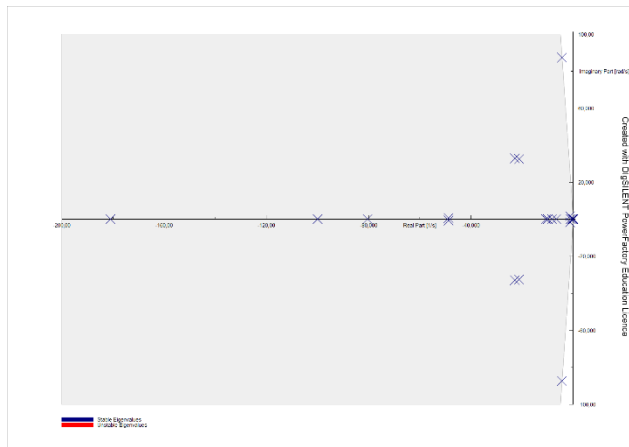
6.4.1 Resultados



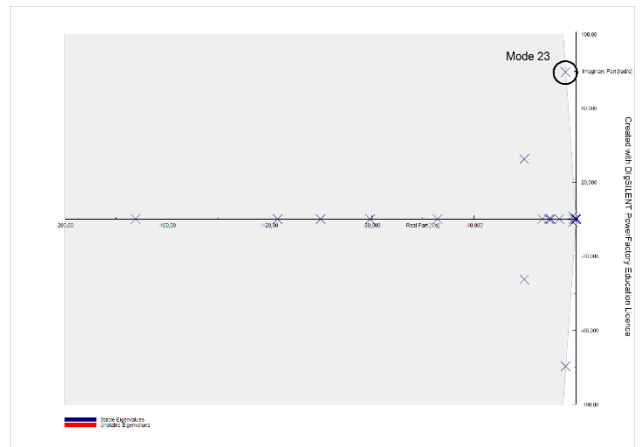
(a)



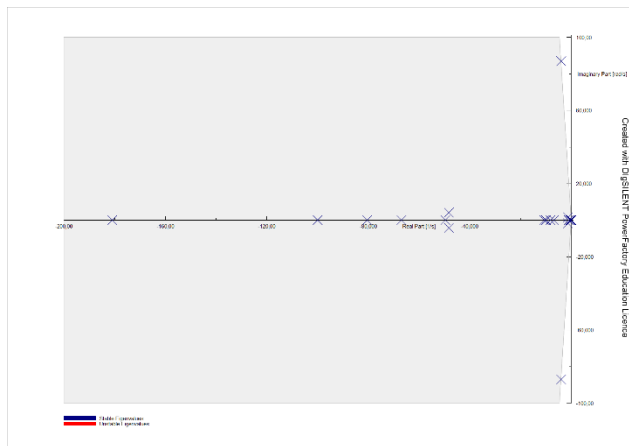
(b)



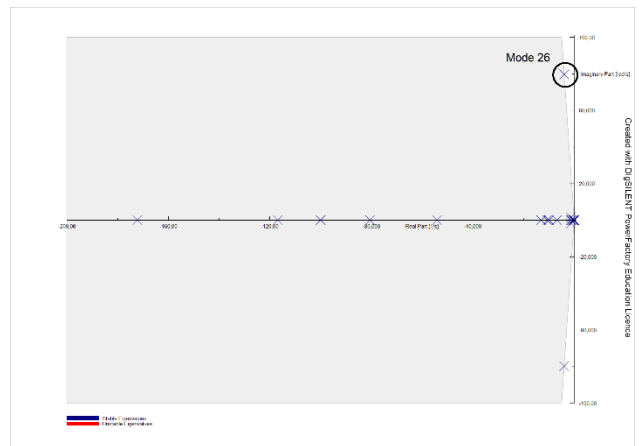
(c)



(d)



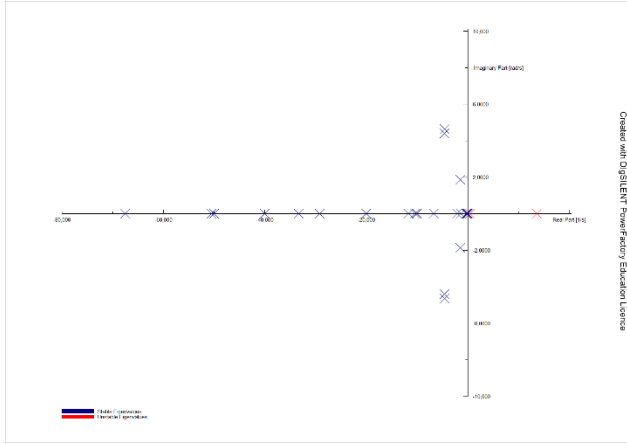
(e)



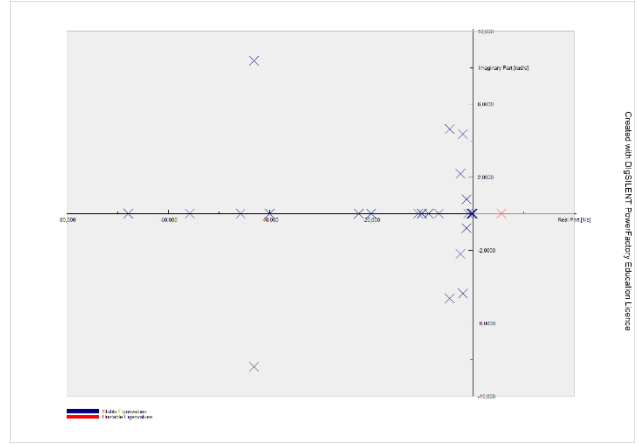
(f)

Figura 6.26 Análisis modal – Short circuit event

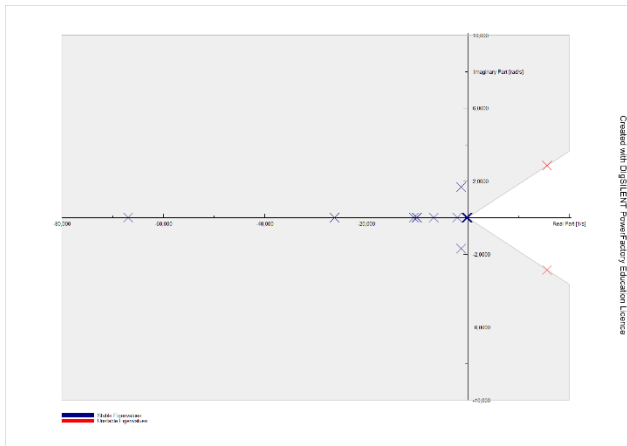
(a) E0 - Pre-falla (b) E0 - Post-falla (c) E1 MPPT – Pre-falla (d) E1 MPPT – Post-falla (e) E1 Control – Pre-falla (f) E1 Control – Post-falla



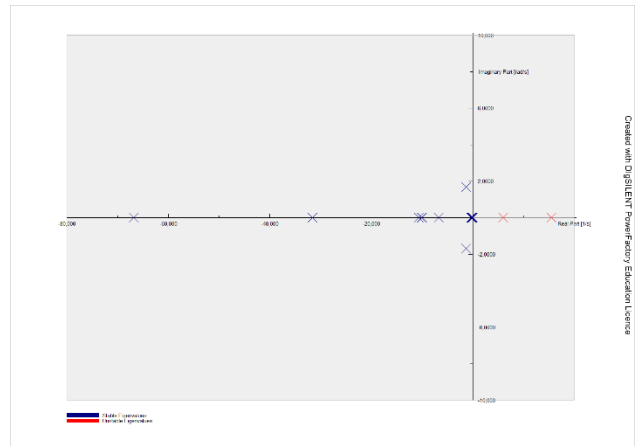
(a)



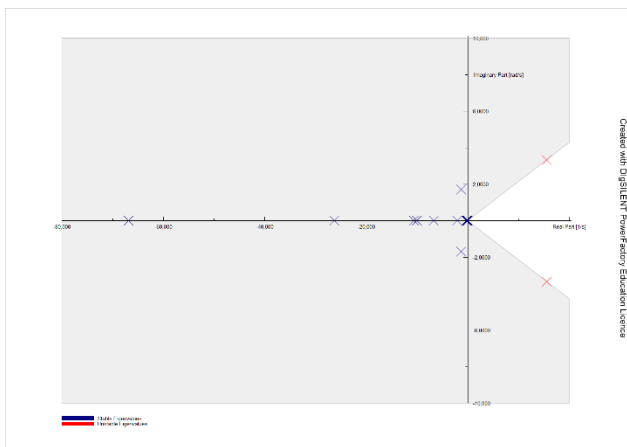
(b)



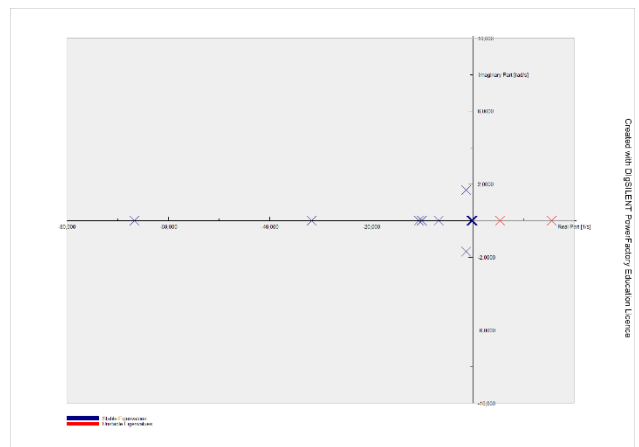
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 6.27 Análisis modal modos inestables – Short circuit event

(a) Valores propios E0 en $t = 2.12$ [s] (b) Valores propios E0 en $t = 2.14$ [s] (c) Valores propios E1-MPPT en $t = 2.12$ [s] (d) Valores propios E1-MPPT en $t = 2.14$ [s] (e) Valores propios E1-Control en $t = 2.12$ [s] (f) Valores propios E1-Control en $t = 2.14$ [s]

A. *Análisis modal pre-falla y post falla – Modo de oscilación en movimiento*

En la Figura 6.26 (a), (c) y (e) se presenta el análisis modal pre-contingencia para los escenarios E0, E1 MPPT y E1 Control respectivamente. Se puede observar que todos los valores propios del sistema se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, lo cual nos indica a través del primer Teorema de Lyapunov que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable. Tomando como referencia los resultados obtenidos en el escenario E0 (Figura 6.26 (a)) en contraste con aquellos escenarios donde se aumenta la participación de ERNC proveniente de las PFV (Figura 6.26 (c) y (e)), se destaca el masivo movimiento de polos que originalmente se encontraban en la zona del origen, tendiendo ahora a acercarse aún más a él de lo que ya se encontraba. Este hecho se debe principalmente a la transición que existe entre la unidad Gen 2 por la planta PV Generator 02.

En la Figura 6.26 (b), (d) y (f) se presenta el análisis modal post-contingencia. Nuevamente, se observa que todos los valores propios del sistema se encuentran ubicados en el semiplano izquierdo, lo cual nos indica a través del primer Teorema de Lyapunov que el punto de equilibrio bajo estudio es asintóticamente estable. En este caso, en particular para el escenario base E0 (Figura 6.26 (b)), es claro notar que posterior a la contingencia existe un importante movimiento de polos, esto se debe principalmente a la desconexión de la línea modificando la estructura topológica de la red ocasionando una variación desde el punto de vista de la matriz jacobiana y consecuentemente de la ubicación de los valores propios del sistema.

B. *Análisis modal post falla – Modo de oscilación inestables*

Para verificar que el sistema efectivamente fue estable durante toda la ventana de simulación, se optó por estudiar de manera más profunda el comportamiento luego de ocurrida la falla. Para ello, se procedió a simular cada 1 [ms] e ir haciendo el cálculo de la ubicación de los valores propios de la red para identificar si en el transcurso de la falla el sistema se tornaba inestable.

B.1 *Escenario base E0*

Se observó que el sistema previo a la apertura de la línea presento un polo en el semiplano derecho por 1 [ms] para luego volver a ubicarse a la izquierda del eje imaginario. Luego, una vez aislada la falla por los mecanismos de protección de la línea nuevamente se presentan polos inestables en el semiplano derecho entre los segundos 2.12 y 2.23. En la Figura 6.27 se muestra dos capturas del análisis modal calculado en el instante en que se desconecta la línea y un ciclo después de que quedara fuera de servicio, para lo cual se tienen 3 polos inestables representados por la

Figura 6.27 (a) (Solo se observan dos debido a que el tercer polo tiene como parte real el valor de $1.78 * 10e^7$ [rad/s]) y uno solo ubicado en el semiplano derecho ilustrado en la Figura 6.27 (b)

B.2 Escenario E1-MPPT y E1 Control

A diferencia de lo registrado en el caso base, para el instante de tiempo en donde operan las protecciones de la línea solamente se tiene la presencia de 1 par de polos complejos conjugados, dados por la Figura 6.27 (c) y (e). Luego, un ciclo después de aislada la falla, se tiene la presencia de 2 polos ubicados en el semiplano derecho sobre el eje real, tanto para el caso E1 MPPT como para aquel que contempla el control de frecuencia en los lazos de control de la PFV, volviendo a tornarse estables en $t = 2.21$ [s] en ambos casos.

Por último, en base a lo observado en la Figura 6.26, se puede concluir que el sistema es estable para el estudio de pequeña señal a través del análisis modal.

C. Tensión en barras

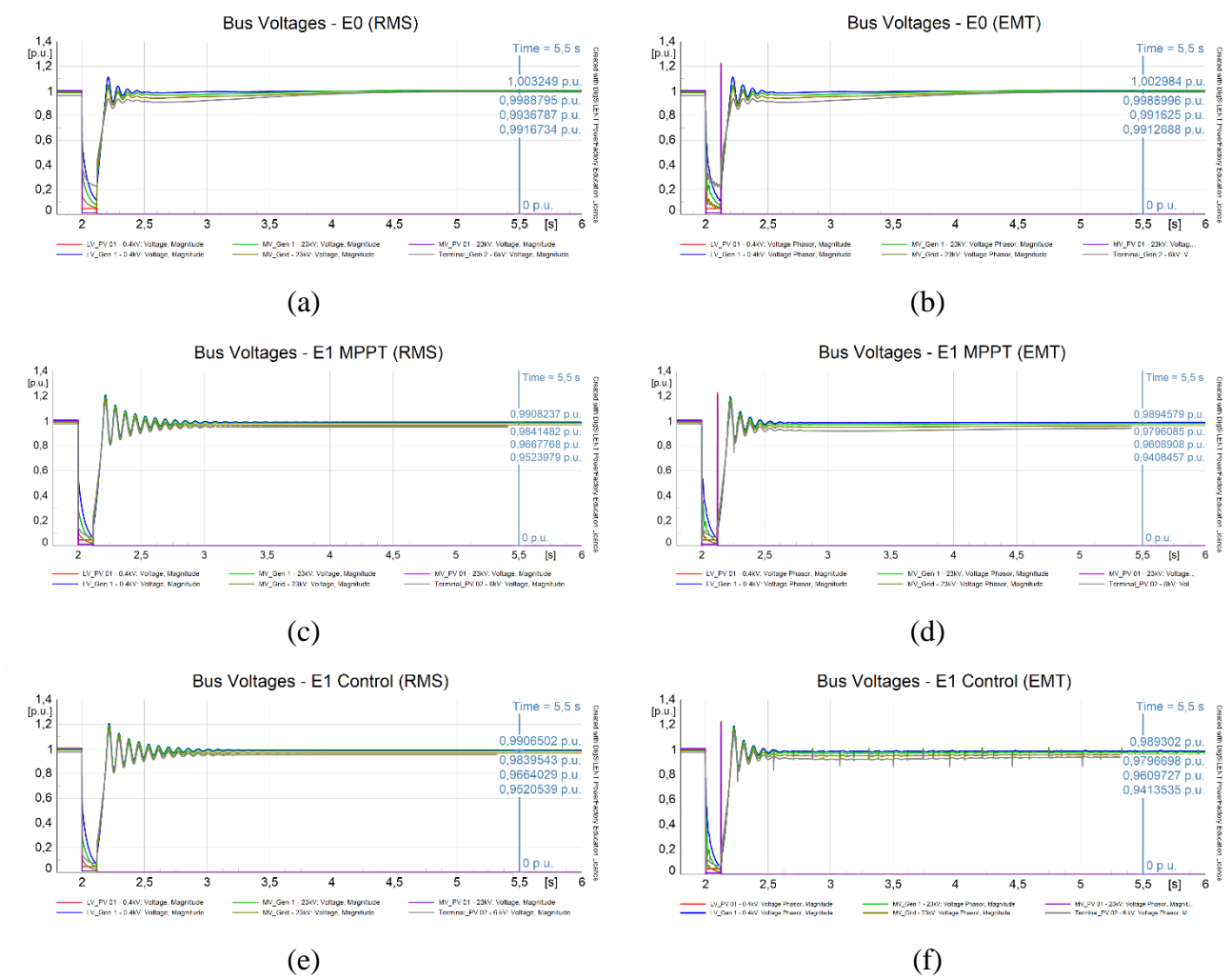


Figura 6.28 Tensión en barras del sistema – Short circuit event

Escenario base E0-1 (b) Escenario base E0-2 (c) Escenario E1-MPPT (d) Escenario E2-MPPT (e) Escenario E1-Control (f) Escenario E2-Control

C.1 Escenarios: E0, E1-MPPT y E1-Control

En las Figuras 6.28 (a), (c) y (e) se presentan las gráficas de tensión medidas en todas las barras del sistema para el escenario base E0, E1-MPPT y E1-Control respectivamente. Primero que todo, se observa que, en los 3 casos todas las barras del sistema previo a la ocurrencia de la falla se encuentran de la banda de 0.93 y 1.07 en por unidad establecida por la normativa técnica estipulada en el Artículo 5-19 para condiciones de estado normal. Posterior a la falla se tiene lo que se conoce como vacío de voltaje ante la presencia del cortocircuito. Una vez operada las protecciones de la línea se observa como el sistema rápidamente tiende a restablecer los valores pre-falla. Dicho eso, al comparar las gráficas de los escenarios E1 vs E0, se registra una mayor oscilación y tiempos más lentos de restablecimiento de los niveles de tensión una vez ocurrida la falla. Este hecho se debe principalmente al reemplazo de la unidad *Gen 2* por la central *PV Generator 02* la cual no tiene incorporado control de reactivos, lo que se traduce en un deterioro en la respuesta del sistema durante falla y post-falla.

Por último, considerando que el sistema entra en un Estado de alerta una vez ocurrida la contingencia, se observa que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de la banda de 0.90 y 1.10 en por unidad estipulados en el Artículo 5-23. Dicho eso, se cumple satisfactoriamente con la regulación establecida en la norma.

C.2 Escenarios RMS vs EMT

Aquí, cabe destacar dos hechos importantes al momento de simular a través del método EMT. En primer lugar, para los 3 escenarios simulados, se observa la presencia de un transiente en la barra *MV_PV 01 – 23kV* el cual no se registra en las simulaciones a través del método RMS. Este hecho se debe a que, el método EMT considera los valores instantáneos de voltaje mientras el método RMS solo contempla los valores de la frecuencia fundamental de la señal bajo estudio [bloc de notas extras]. Por último, es importante mencionar que para el escenario E1-Control si bien la simulación se logró llevar a cabo al con método EMT, se presentaron problemas en la convergencia del modelo. Este hecho se debe a una oscilación en las señales de control de la planta provenientes desde el *active power reduction* que luego entran al controlador de la PFV (Anexo C Figura C.8). En otras palabras, lo que hace dicho comportamiento en las señales de referencia es dar la orden de encender y apagar el control de frecuencia constantemente independientemente si se está saliendo de la *deadband* establecida, traduciéndose en pequeño transientes en la señal de tensión a lo largo de toda la ventana de simulación.

C.3 Modo de oscilación en movimiento: Escenario E1-MPPT vs E1-Control

Para identificar el modo de oscilación y los componentes que están repercutiendo en la respuesta del sistema, se procedió a recurrir a las herramientas que otorga el software en el cálculo del análisis modal. Para ello, se escogió la barra *MV_Grid – 23kV* al ser la que se encuentra más próxima al punto de falla y corroborar que la oscilación corresponde al *modo 23* y *modo 26* encerrado en negro en la Figura 6.26 (d) y (f) para los casos E1-MPPT y E1-Control respectivamente. Para ello, se tomó el periodo medido entre dos valores peak de tensión obtenidos cuando la respuesta oscilatoria comienza a estabilizarse a través de la Figura 6.29 (a) y (b) para los casos E1-MPPT y E1-Control respectivamente. Los valores medidos para el cálculo en cada escenario fueron los siguientes:

- **E1-MPPT:** 1.031249 [p.u.] en 2.453167[s] y 01.055149 [p.u.] en 2.374167 [s], dando como resultado un periodo de 0.079[s], el cual coincide con el periodo asociado al *modo 23* identificado previamente.
- **E1-Control:** 1.031822 [p.u.] en 2.454167 [s] y 01.055522 [p.u.] en 2.375167 [s], dando como resultado un periodo de 0.079 [s], el cual coincide con el periodo asociado al *modo 26* identificado previamente.

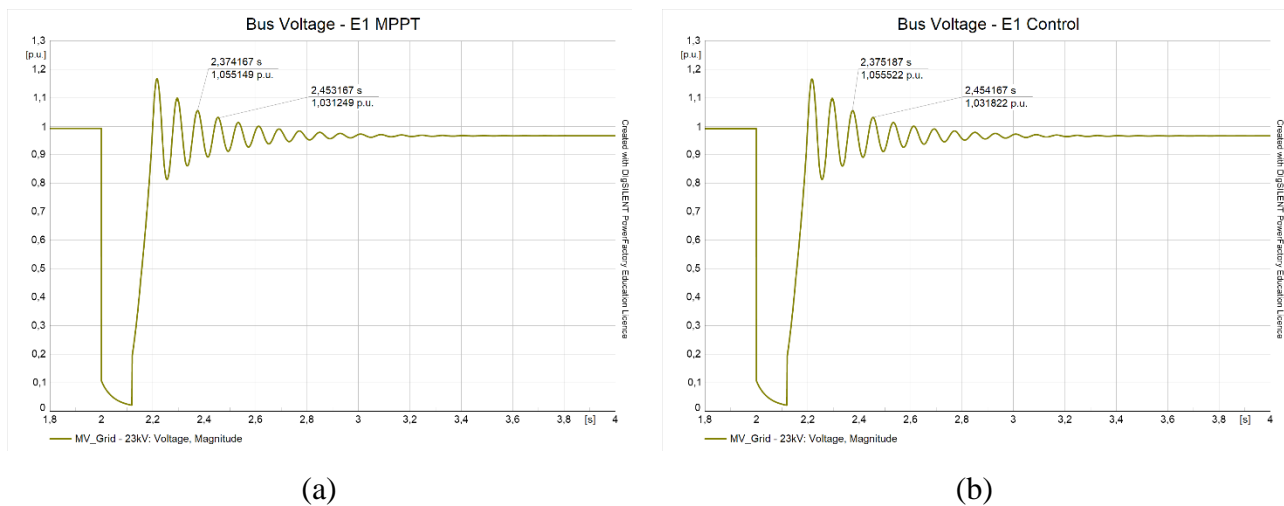


Figura 6.29 Tensión en barra *MV_Grid – 23kV* identificando el periodo del modo de oscilación en movimiento – *Short circuit event*

(a) Escenario E1-MPPT (b) Escenario E1-Control

Luego, través de la Figura 6.30 (a) y (b) se verifica si el *mode 23* y *mode 26* cumplen con lo estipulado en el Artículo 5-38 de la NTSyCS.

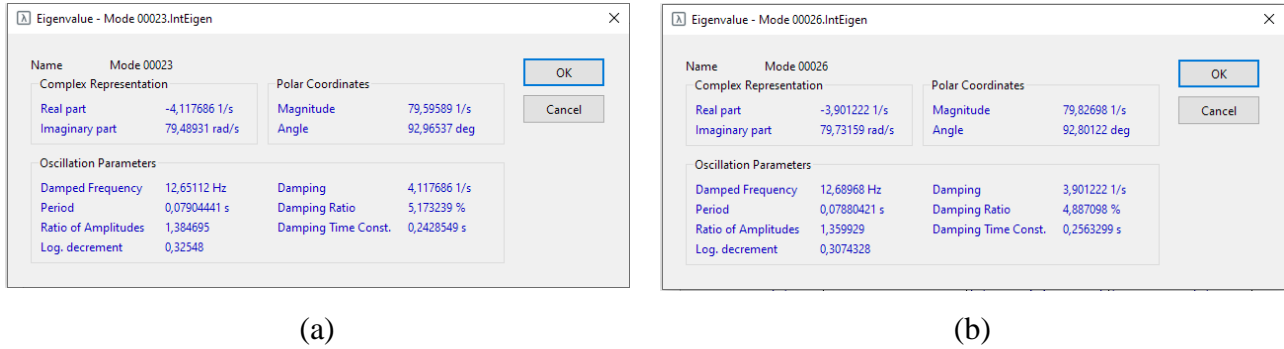


Figura 6.30 Parámetros modos de oscilación – Short circuit event
 (a) E1-MPPT – Mode 23 (b) E1-Control – Mode 26

En base a lo observado en la Figura 6.30 (a) se tiene que el *mode 23* cumple con los márgenes establecido en el Artículo 5-38 de la NTSyCS, puesto que el *damping ratio* se encuentra sobre el 5% estipulado en la normativa técnica, no así el *mode 26*, registrando un *damping ratio* del orden del 4.8870%.

D. Corrientes de fase

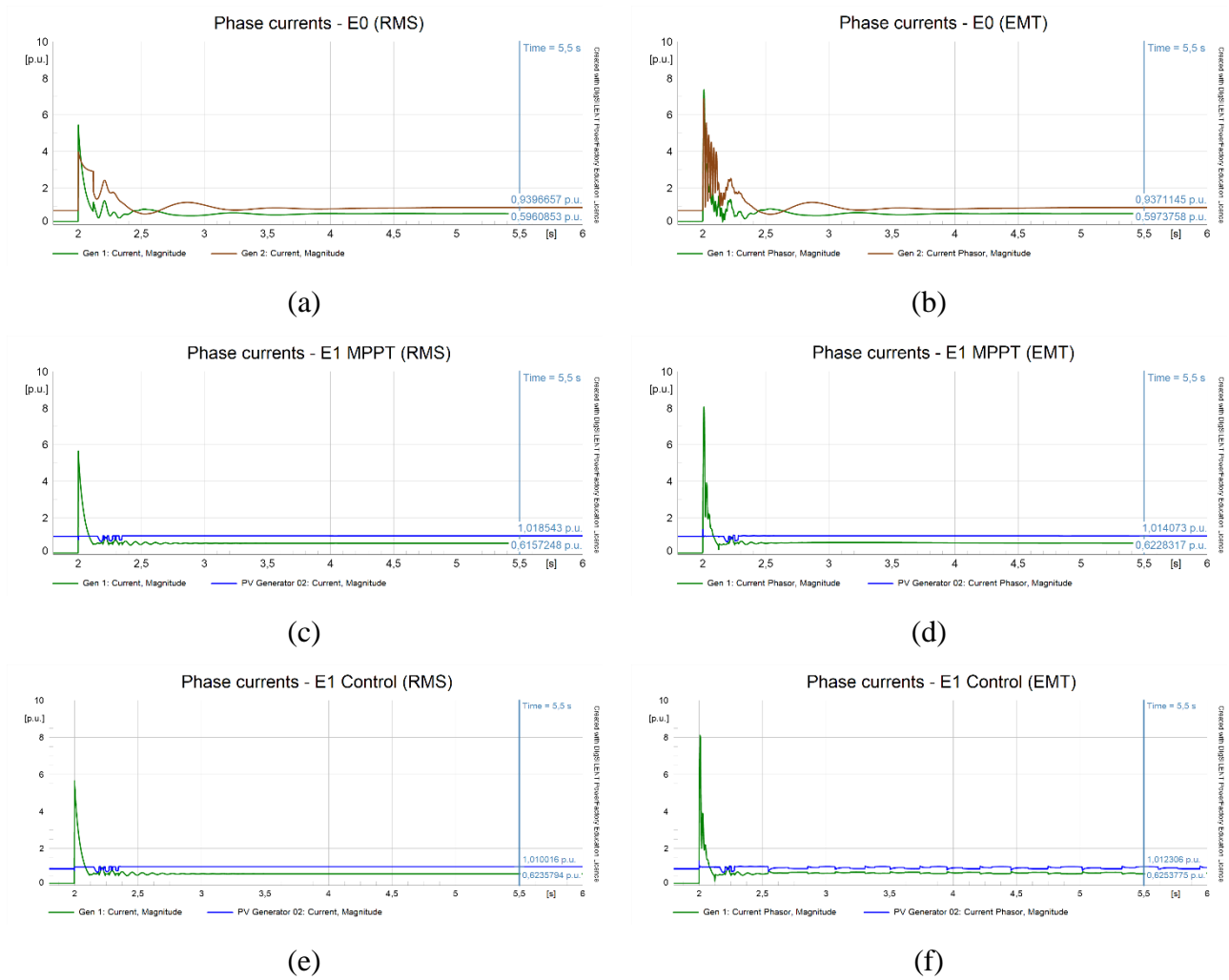


Figura 6.31 Corrientes de fase – Short circuit event

Escenario base E0-1 (b) Escenario base E0-2 (c) Escenario E1-MPPT (d) Escenario E2-MPPT (e) Escenario E1-Control (f) Escenario E2-Control

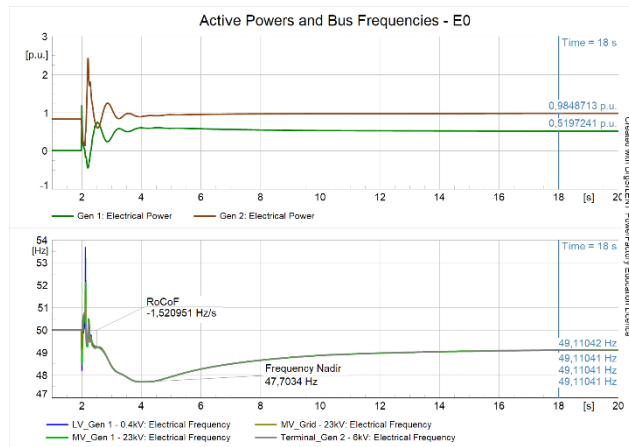
D.1 Escenarios base E0 (RMS-EMT)

En la Figura 6.29 (a) y (b) se observan las corrientes tomadas por ambas máquinas síncronas bajo el método de simulación RMS y EMT respectivamente. Como es de suponer, una vez ocurrida la contingencia los valores de corriente tienden a crecer de manera abrupta debido a la baja impedancia que la falla conlleva, eso, sumado a que la perturbación fue realizada sin resistencia de falla. Dicho eso, al comparar ambos métodos de simulación se observan diferencias en los niveles máximos de corriente registrados, donde para el método EMT se observa que la corriente de las unidades *Gen 1* y *Gen 2* alcanzan valores cercanos a 7 veces la corriente nominal estipulada por el fabricante, siendo alrededor de un 30% más con respecto a los valores medidos a través del método RMS. Por otra parte, se observa como al considerar los valores instantáneos de corriente a través del método EMT el software es capaz de registrar de manera más precisa las oscilaciones en las señales durante la falla, como también para cuando se aísla el cortocircuito mediante la apertura de la línea.

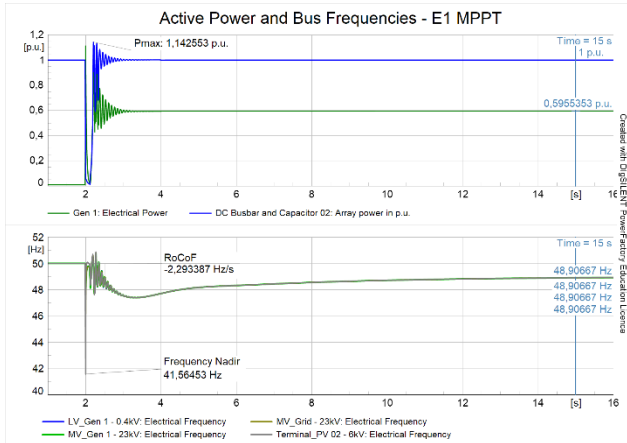
D.2 Escenarios E1-MPPT – E1-Control (RMS-EMT)

En la Figura 6.29 (c), (e) se observan las corrientes tomadas para los escenarios E1-MPPT y E1-Control respectivamente bajo el método RMS de simulación. Por otra parte, en la Figura 6.29 (d) y (f) se presentan las corrientes registradas para los mismos escenarios, pero esta vez bajo el método de simulación EMT. Primero que todo, a través de las gráficas es claro notar que solamente el generador *Gen 1* es quien aporta corriente al cortocircuito, esto debido a que la planta PV al tener una interfaz a través de equipos de electrónica de potencia para inyectar potencia a la red, es posible bloquear el paso de corriente que circula por el inversor mediante el bloqueo de los IGBT's. En segundo lugar, nuevamente se registran mayores niveles de corriente con respecto a los valores nominales de cada equipo para la simulación realizada a través del método EMT, además de ser capaz de percibir la oscilación que existe durante la presencia del cortocircuito.

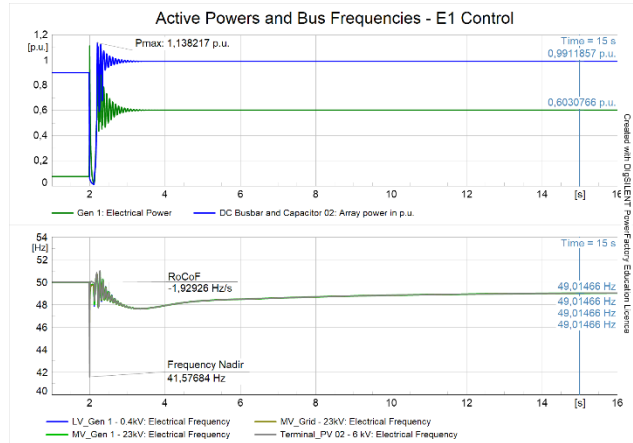
E. Potencia vs Frecuencia



(a)



(c)



(d)

Figura 6.32 Potencia activa PV y frecuencia en barras del sistema – Short circuit event

- (b) Escenario base E0-1
- (b) Escenario base E0-2
- (c) Escenario E1-MPPT
- (d) Escenario E2-MPPT
- (e) Escenario E1-Control
- (f) Escenario E2-Control

E.1 Escenario base E0

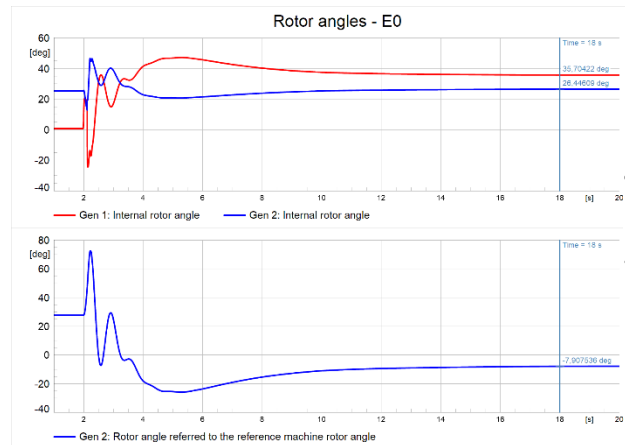
En la Figura 6.32 (a) se observa la respuesta dinámica que tienen ambos generadores sincrónicos junto con la frecuencia de todas las barras del sistema. Es claro notar como una vez ocurrida la falla el sistema tiende a oscilar muy bruscamente llegando incluso a generar “motoreo” en la unidad *Gen 1*. Se debe tener especial cuidado con este hecho, debido a que una mala coordinación en las protecciones de la unidad permitiendo que esta situación suceda podría comprometer las piezas mecánicas del conjunto turbina – generador. Por otro lado, una vez ocurrida la contingencia es tanta la demanda de energía que solicita la red a ambas unidades que luego de ocurrido el cortocircuito se superan los valores máximos permisibles establecidos por el fabricante, tanto en potencia activa como reactiva por un periodo de tiempo muy corto, lo cual es coherente en base a lo observado en la Figura 6.31 (a) y (b) asociadas a los niveles de corriente tomados por la unidad. En lo que respecta a la frecuencia del sistema, en la primera oscilación se observa como la frecuencia medida en las barras de cada una de estas máquinas oscila una contra la otra, sin embargo, una vez operan las protecciones de la línea se tiene una segunda oscilación en donde ambas unidades vuelven a ser coherentes. Por último, producto del motoreo del *Gen 1* se tiene que el torque eléctrico de esta máquina toma valores negativos de manera abrupta lo que se traduce en un importante transiente en la frecuencia llegando casi a los 54 [Hz].

E.2 Escenario E1-MPPT vs E1-Control

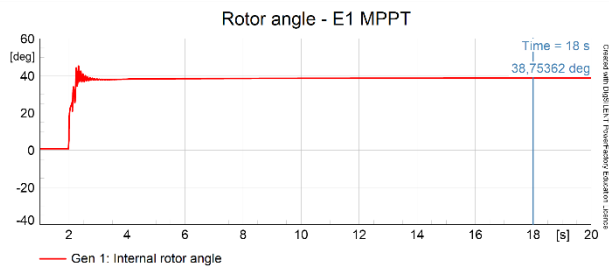
En la Figura 6.32 (b) se observa la respuesta dinámica que tiene el generador sincrónico *Gen 1* y la planta solar fotovoltaica operando en su MPPT sin reservas de potencia activa junto con la frecuencia medida en todas las barras del sistema, al igual que en la Figura 6.32 (c) pero esta vez considerando los resultados con la PFV operando un 10% por debajo de su potencia nominal bajo la condición de operación *deloaded*. Es claro notar como en ambos casos el aporte de potencia activa proviene principalmente de del generador *Gen 1*. Por otra parte, se observa que al abrir las protecciones de la línea la planta PV tiende a sobrepasar su punto de máxima potencia alcanzando valores de 1.1425 [p.u.] y 1.1382 [p.u.] para el Escenario E1-MPPT y E1-Control respectivamente mientras llega al régimen permanente. En estos escenarios a diferencia del caso base no se observa que el *Gen 1* actúe como motor, lo cual es beneficioso para la estabilidad del sistema, sin embargo, nuevamente se superan los valores máximos permisibles establecidos por el fabricante en la *SM* por un periodo de tiempo muy corto, lo cual es coherente en base a lo observado en la Figura 6.31 (b). De todos modos, debe tenerse especial cuidado con los esfuerzos térmicos y mecánicos que se producen producto del cortocircuito.

En lo que respecta a la frecuencia del sistema, en ambos casos la respuesta es obtenida es prácticamente idéntica en casi toda la ventana de simulación presentada, en particular en la frecuencia nadir, donde en la primera oscilación se observa como ésta cae abruptamente en mayor medida donde se encuentra conectada la planta PV. Esto se debe a que, al no poseer los mecanismos de control para aportar en el CPF potencia reactiva, su desempeño ante la falla tiende a ser mucho peor con respecto a las demás barras del sistema que se encuentran más próximas al generador sincrónico. Sin embargo, a pesar de lo mencionado, en el escenario E1-Control se aprecia una pequeña mejora en los valores de frecuencia alcanzados una vez comienza a estabilizarse la forma de onda luego de las oscilaciones registradas entre el segundo 2 y 3, además de entrar más rápidamente al régimen permanente.

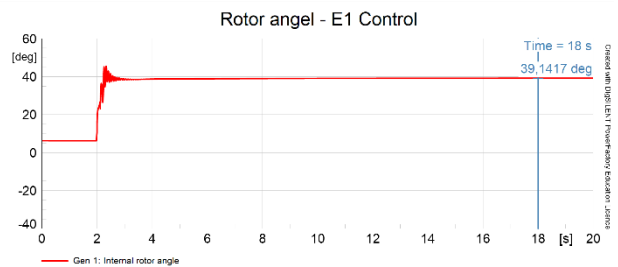
F. Ángulos de rotor



(a)



(c)



(d)

Figura 6.33 Ángulos de rotor máquinas sincrónicas – Short circuit event

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1-MPPT (c) Escenario E1-Control

En la Figura 6.33 se observan los ángulos de rotor de los generadores conectados al sistema compuesta por dos gráficas. En la parte superior se presentan los ángulos de torque tomados por cada una de las máquinas y en la ilustración de más abajo se adjunta el ángulo de rotor de la máquina *Gen 2* referida al generador de referencia *Gen 1*. En lo que respecta al escenario base, es claro notar como al generarse el cortocircuito las unidades se vuelven no coherentes oscilando una contra la otra por un corto periodo de tiempo mientras transcurre la falla y se llega al régimen permanente (Figura 6.33 (a)). Por otra parte, para los escenarios MPPT y Control no se registran diferencias en el ángulo de torque tomado por la unidad *Gen 1*. Por último, se verifica que se cumpla con lo estipulado en el Artículo 5-43 de la NTSyCS respecto al límite por estabilidad transitoria. Esta indica que las excursiones del ángulo de rotor en la primera oscilación de la máquina más

exigida no superen los 120° eléctricos respecto a la máquina de referencia. Por lo tanto, nuevamente se cumple satisfactoriamente con lo establecido en la normativa técnica

A. Conclusiones

En las figuras presentadas antes puede observarse claramente que el sistema permanece estable ante la perturbación del sistema ante la presencia de un cortocircuito trifásico al 50% (km 5) de la línea *Line PV* con apertura de línea luego de 6 ciclos (120 ms). Primero, utilizando un análisis de estabilidad de pequeña señal a través de la representación de los polos en el plano complejo, se observó que todos los valores propios del sistema se encontraban ubicados al lado izquierdo del eje imaginario. Por otra parte, se observó que a medida que aumentaba la cantidad de potencia activa inyectada proveniente de centrales solares fotovoltaicas, ocasionaba un movimiento de polos tendiendo a acercarse al eje imaginario. Si bien este hecho no afectó de manera negativa la operación de la red bajo estudio, si se debe tener especial cuidado con aquellos polos que tiendan a aproximarse demasiado al semiplano derecho.

Luego, fue necesario complementar lo ya realizado con un análisis transitorio para observar si el sistema efectivamente se encontraba estable pre y post-contingencia. Utilizando la NTSyCS se verificó si los resultados arrojados por los gráficos eran acorde a lo establecido en la norma, para lo cual se observó que todos los Artículos citados en este inciso se cumplieron a excepción del modo de oscilación analizado en el escenario E1 - MPPT.

Por otro lado, se registró una leve mejoría en los resultados obtenidos para el escenario E1 con control de frecuencia al operar bajo la condición de operación *deloaded*, ya que si bien en el escenario E1-MPPT se registraron valores de potencia activa mayores que en el escenario E1-Control al momento de despejar la falla, el incorporar el control de inercia virtual situando el despacho de la planta por debajo de los valores nominales previo a la contingencia se tradujo en un mejor desempeño en el restablecimiento de la frecuencia, tanto en los valores alcanzados como en los tiempos de respuesta para entrar en régimen permanente. Sin embargo, el esquema de control incorporado que solo contempla aportes de potencia activa a la falla no es lo suficientemente robusto para equiparar e incluso mejorar la respuesta entregada por el escenario de referencia E0 que contempla solo máquinas sincrónicas. Dicho eso, en la presentación de los resultados se menciona en un momento que este hecho se debe particularmente a la ausencia de reactivos entregados por la planta PV, lo que acentúa aún más la caída de frecuencia en su punto de conexión. En el Anexo E Figura E.9 se adjunta una pequeña comparación en la respuesta de frecuencia y ciertas gráficas que

también son de interés para contrastar los resultados recientemente planteados seleccionando distintos mecanismos de control local desde el *Load Flow* de la planta *PV Generator 02*.

Finalmente, en lo que respecta a la comparación extraída a través de las simulaciones bajo el método RMS y EMT, se observa como en los 3 casos existe pérdida de información, como, por ejemplo, los peak de frecuencia registrados en las barras aguas abajo del cortocircuito al dejar fuera de servicio la línea en falla (Figura 6.28 (b), (d) y (f)), eso sumado a oscilaciones en las demás barras del sistema durante la falla. Situación que ocurre de forma similar al observar los valores de corriente medidos en terminales de los generadores bajo estudio (Figura 6.31 (b), (d) y (f)).

6.4.2 Evolución y comparación de resultados

A continuación, se presentarán ciertos indicadores y gráficos que permitirán cuantificar de manera más precisa la evolución de nuestro sistema para ambas estrategias de control ante la incorporación de centrales PV en el soporte del sistema ante la presencia de un cortocircuito. Para ello, y a modo de complementar lo ya ilustrado, se procede a: Adjuntar los factores de participación asociados al estudio de pequeña señal ya realizado, los que permitirán identificar que componentes y señales son las que más contribuyen en el modo de oscilación bajo estudio previo y posterior a la contingencia. Estos datos se presentarán a través de tabla y gráficos para tener una representación más práctica de los elementos que mayor participación tienen en la respuesta de la red. Por otra parte, se condensó en un solo gráfico los resultados obtenidos para todos los escenarios estudiados para ambas estrategias de control. Esto, nuevamente para comparar de manera más fácil los pro y contras de tener sistemas con altos niveles de penetración solar fotovoltaica en reemplazo de las unidades convencionales con y sin estrategias de control de frecuencia. Finalmente, considerando que el sistema se torna inestable en los 3 escenarios bajo estudio al momento de abrirse la línea, se adjuntará en el Anexo D los modos de oscilación localizados en el semiplano derecho al momento de operar las protecciones y un ciclo después de aislada la falla bajo el mismo formato presentado en este apartado.

En la Tabla 6.18 y 6.19 se adjunta la información asociada al modo de oscilación ya descrito. Luego, desde la Tabla E.1 a la Tabla E.6 se presentan los componentes que más influyen en los distintos modos de cada escenario, representados además por las Figuras E1 a la Figura E.3 que ilustran de manera gráfica la magnitud de participación de estos elementos (ver anexo E).

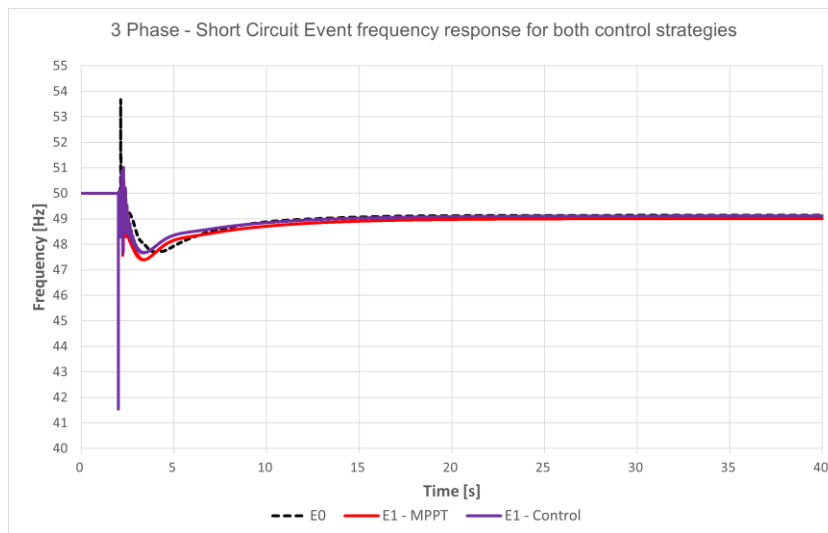
TABLA 6.18 Información Modo de oscilación en movimiento Pre-falla – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0	-11,3514	82,3410	0,0763	13,6567	0,0880
Escenario E1 – MPPT	-4,3830	87,3525	0,0719	5,0113	0,2281
Escenario E1 – Control	-3,9576	87,0597	0,0721	4,5412	0,2526

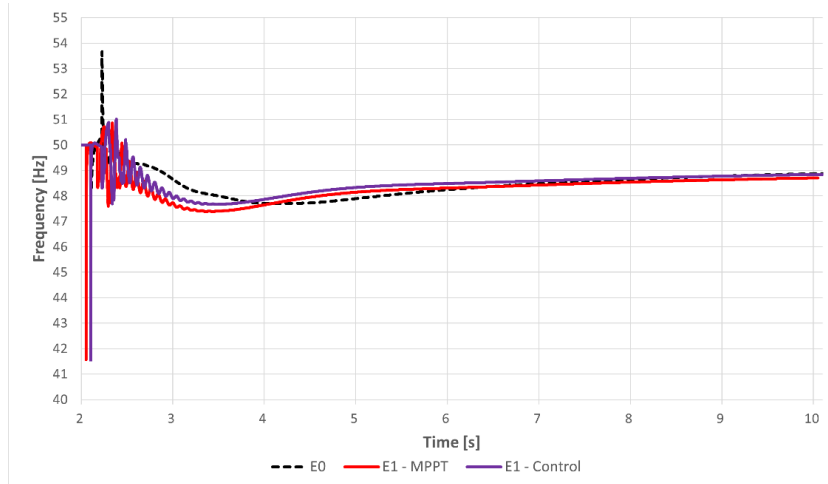
TABLA 6.19 Información Modo de oscilación en movimiento Post-falla – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario base E0	-12,1202	76,1273	0,0825	15,7230	0,0825
Escenario E1 – MPPT	-4,1176	79,4893	0,0790	5,1732	0,2428
Escenario E1 – Control	-3,9012	79,7315	0,0788	4,8870	0,2563

A continuación, en la Figura 6.34 se presenta un gráfico que incluye la frecuencia medida en una de las barras del sistema para cada escenario. El criterio de selección fue considerando aquella que presentará el peor desempeño ante la presencia del cortocircuito aplicado.



(a)



(b)

Figura 6.34 Comparación frecuencia del sistema con 50% de participación PFV post-contingencia para ambas estrategias de control – Short circuit event

(a) Sin zoom (b) Con zoom

Los indicadores de desempeño obtenidos son los siguientes:

TABLA 6.20 Evolución indicadores de desempeño – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario base E0	47,7034	-1,520951	49.1353	--	--	--
Escenario E1 - MPPT	41,56453	-2,293387	49.00319	267.302	50.786	-15.278
Escenario E1 - Control	41,57684	-1,92926	49.11096	266.766	26.845	-2.814

TABLA 6.21 Evolución indicadores de desempeño Escenario E1-Cotrol con respecto a Escenario E1-MPPT – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Frequency Nadir [Hz]	RoCoF [Hz]	Steady State [Hz]	f_n [%]	r [%]	f_{ss} [%]
Escenario E1 - MPPT	41,56453	-2,293387	49.00319	--	--	--
Escenario E1 - Control	41,57684	-1,92926	49.11096	-0.145	-15.877	10.811

B. Conclusiones evolución y comparación de resultados

Luego de los resultados presentados a través de las Tablas 6.18 y 6.19 se observa como a medida que aumenta la penetración de energía solar fotovoltaica en la red existe un modo de oscilación que tiende a acercarse al eje imaginario y a alejarse del eje real. Además, se ve que en

ambos escenarios E1 previo a la falla y E1-Control una vez ocurrida la contingencia, si se considera que el sistema se encuentra en un estado normal y de alerta respectivamente, se tiene que no cumplen con lo estipulado en el Artículo 5-38 y 5-44 establecido en la NTSyCS. De los datos obtenidos a través de los factores de participación, se tiene en todos los escenarios que el componente que más contribuye en el valor propio bajo estudio son 4 variables provenientes de la unidad Gen 1 a través de sus variables de estado “psifd” asociada al flujo de excitación de la máquina, “xa” y “xr” pertenecientes al VCO (*Voltage controlled oscillator*) y “psild” correspondiente a la variable de estado asociada a los enrollados amortiguadores de eje directo.

Luego, en la Figura 6.34 se puede apreciar de manera clara como al incorporar el control de frecuencia en la planta PV en esta contingencia en particular no se logra una mejor respuesta en comparación a los resultados obtenidos en el escenario base solo con máquinas síncronas. Eso considera:

- Peor desempeño en la frecuencia nadir obteniendo valores aún más bajos
- Oscilaciones para lograr el régimen permanente
- Frecuencias marginalmente más bajas en régimen permanente

Si bien tiende a tener un tiempo de respuesta más rápida para estabilizarse y se elimina la desviación positiva visualizada en la figura producto del transiente que se forma en el escenario base, sumando y restando se concluye que la respuesta obtenida por la planta con control de frecuencia bajo el cortocircuito aplicado al 50% de la línea Line PV sin resistencia de falla con apertura de línea manifiesta un deterioro en la estabilidad del sistema.

Por último, en la Tabla 6.20 se adjuntan los indicadores de desempeño adquiridos a partir de la respuesta de frecuencia visualizada en la Figura 6.34 (a) y (b). Es claro notar como al incorporar a las plantas PV en el soporte del sistema para la falla estudiada se tiene un deterioro en todos los indicadores medidos de manera importante, donde la que más destaca es la frecuencia nadir obteniendo en promedio variaciones del orden del 267% con respecto a la variación base obtenida en el caso de referencia solo con SM.

C. Comentarios y observaciones

Cómo se adelantó en los apartados anteriores, el motivo del deterioro de la respuesta del sistema ante el cortocircuito con la incorporación de plantas PV en el sistema, se debe

particularmente a la ausencia de esquemas de control que permitan controlar los niveles de potencia reactiva que genera la planta, pudiendo solo dar la orden de despachar cierta cantidad de potencia reactiva desde el *load flow* del *static generator* sin una función dada, como por ejemplo, controlar voltaje o aportar los reactivos demandados por la carga. Dicho eso, a modo de obtener una mejor respuesta y que sea competitiva con el desempeño que presentan las máquinas sincrónicas en el soporte de la red frente a esta falla es que se realizaron ciertas variaciones en el control local de la planta para que de manera transitoria no se le limitara el aporte de reactivos según lo que el sistema demande una vez ocurrida la perturbación. Cabe destacar que el comportamiento obtenido es similar al observado en el control MPPT para la potencia activa, donde está a partir desde un punto fijo tiende a oscilar y volver a su punto original, es por ello que a lo largo de esta investigación se menciona que los lazos de control de planta PV no tienen incorporado un control de potencia reactiva tal que permita cumplir con las demandas del sistema modificando sus puntos de operación según y como sea la perturbación o nuevo escenario de trabajo. En el Anexo E Figura E.9 se presenta la respuesta obtenida modificando el control local de la unidad *PV Generator 02* de “*Constant Q*” a “*Voltage Q-Droop*” para ambos escenarios más el caso de referencia y observar sus beneficios.

6.5 Incorporación planta PV con control de frecuencia al unilineal del curso “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”

Como ya se ha implementado de manera exitosa el control de potencia activa en el generador, una de las cosas que resta es comprobar que la planta PV con control de frecuencia funcione en base a lo esperado. Aquí se presentará el escenario en donde se considera la conexión de la carga de prueba 2.1 definida en el curso en base a los datos presentados en el apartado 5.6.2 en la Tabla 5.16. Dicho eso, solo se adjuntarán aquellas gráficas que son de mayor interés para contrastar el comportamiento de cada una de las plantas PV bajo ambas estrategias de control.

6.5.1 Resultados conexión carga de prueba 2.1

En la Figura 6.35 se observa la respuesta dinámica que tienen ambas plantas PV al momento de conectarse la carga de prueba en $t=10$ [s]. Es claro observar al presentarse desviaciones negativas en la frecuencia del sistema la planta *PV Control* es capaz de inyectar el el 10% restante de potencia activa no suministrada debido a las reservas consideradas a través del parámetro DL, no así la planta *PV SC* la cual se encuentra operando sin reservas de energía bajo la estrategia de control MPPT.

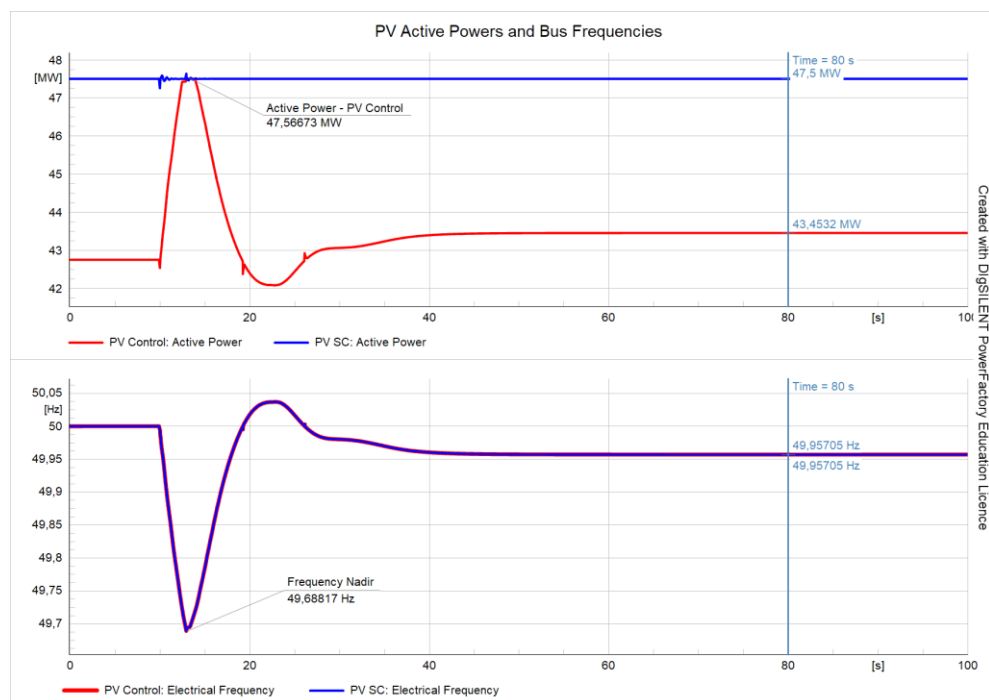


Figura 6.35 Potencia activa generadores PV para ambas estrategias de control y frecuencia del sistema ante impacto de carga en unilineal “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”

En la Figura 6.36 se adjuntan las señales asociadas al voltaje y corriente medidas desde el link DC de la planta en conjunto de aquellas provenientes desde el *Active power reduction* para luego entrar al *Controller* de la central. Cabe recordar que las acciones de control del control de frecuencia de la planta para permitir inyectar los niveles de reserva almacenados en el condensador del enlace son posibles a partir de las señales emitidas desde el *Active power reduction* del frame de la planta, para luego a través de la señal “*pref*” ingresada al controlador, se permita aumentar la corriente “*id*” inyectada al sistema. Dicho eso, al analizar la gráfica es claro observar como la planta *PV Control* tiende a acercarse al voltaje MPPT una vez ocurrida la contingencia aumentada así los niveles de corriente en el link DC, como en el lado de alterna, lo que se traduce en mayores niveles de potencia activa suministrados en la red. Por otra parte, es claro notar como bajo la estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia a través de la planta *PV SC*, las señales provenientes desde el *Active power reduction* de la planta permanecen constantes, permaneciendo en la misma condición de operación inicial.

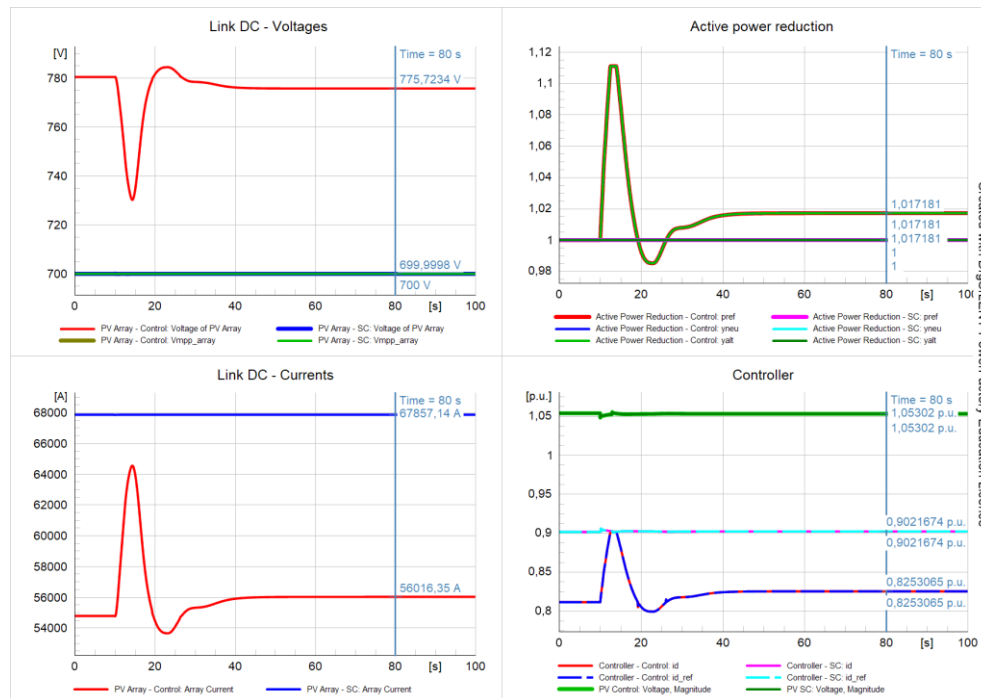


Figura 6.36 Señales link-DC y de control para ambas plantas PV en unilínea “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”

Capítulo 7. Conclusión

7.1 Sumario

La investigación consistió en estudiar los efectos que implica la pérdida de inercia equivalente del sistema al desplazar tecnologías de generación convencional por ERNC, en particular por centrales solares fotovoltaicas. Esto con el objetivo de analizar el soporte de la frecuencia del sistema ante una masiva participación de las PFV para distintas estrategias de control. Para ello a través del simulador *DigSILENT Power Factory* se configuró una pequeña red de prueba en BT y MT que permitiera replicar los objetivos propuestos. Aquí se utilizó como referencia el modelo de planta PV otorgado por el software bajo la estrategia de control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), para luego realizar modificaciones en el código DSL e incorporar el concepto de inercia virtual permitiendo inyecciones de potencia activa ante desviaciones negativas en la frecuencia del sistema, todo esto gracias a la condición de operación *deloaded* que implica operar a un costado del MPPT según la curva característica de la planta (ver Figura 4.9). Una vez hecho eso, se exportó el modelo obtenido incorporándolo al unilineal del curso electivo “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”. Dicho eso, los resultados presentados consideran ciertas limitaciones, la cual no incluye como máquina de referencia centrales PV y tampoco aporte en el control de reactivos del sistema.

7.2 Conclusiones

Al comparar ambas estrategias de control bajo las 3 contingencias aplicadas, se confirma el hecho de que ante un aumento en la participación de centrales PV operando en el MPPT implica un deterioro en la respuesta de frecuencia del sistema. Por otra parte, se ha registrado en 2 de las 3 contingencias estudiadas (evento de impacto de carga y pérdida de generación) mejoras en la respuesta obtenida considerando reservas de potencia activa para el soporte de la frecuencia de la red en todos los indicadores de desempeño medidos y además en los tiempos de restablecimiento para llegar al régimen permanente al operar bajo constantes eléctricas y tiempos de respuesta mecánicos. Sin embargo, para el cortocircuito trifásico aplicado en una de las líneas de distribución,

se registra un deterioro importante para ambas estrategias. Esto se debe principalmente a la ausencia de mecanismos de control de reactivos por parte de la PFV.

Evaluando más en detalle la evolución del sistema para las 3 contingencias analizadas, como ya se mencionó, se confirma como a medida que existe un aumento en la participación de las PFV en la operación del sistema bajo la estrategia de control MPPT existe un deterioro en el soporte de la frecuencia ante desviaciones negativas, manifestándose en todos los indicadores de desempeño definidos producto de la pérdida de inercia equivalente al desplazar los generadores convencionales. Al cuantificar estas diferencias para el evento de impacto de carga potencia constante tomando como referencia el escenario base en contraste de los resultados obtenidos para el caso con un 99% de participación de plantas PV, se tiene que para la frecuencia nadir, RoCoF y frecuencia en régimen permanente se registra un peor desempeño del orden del 26.035%, 48.655% y 25.606% respectivamente con respecto a las diferencias base calculadas a partir del escenario de referencia. De manera similar ocurre si se considera la pérdida de generación de un 8 y 10% *versus* sus respectivos escenarios base (por ejemplo, E0-1 con E1). Dicho eso, cabe destacar que ante un aumento del 2% en la pérdida de generación se registra un deterioro de similar en las magnitudes de los indicadores de desempeño medidos al comparar E0-2 con E0-1 y E2 con E1. Por último, ante la presencia de un cortocircuito trifásico en una de las líneas del sistema de distribución es donde se registra el peor desempeño en la red, registrando un aumento del orden del 267.302% en la frecuencia nadir.

Considerando un control de frecuencia en la planta PV bajo el concepto de inercia virtual, se permite emular el comportamiento de las máquinas síncronas e incluso mejorar la respuesta en el soporte de la frecuencia del sistema al considerar reservas de energía el condensador de enlace que posteriormente puedan ser inyectadas a la red. Esto debido a que al incrementar la potencia instalada de la planta considerando un *derating* del 10%, implicaba también un incremento en la energía no utilizada en el capacitor del link DC, permitiendo así mayores inyecciones de potencia activa una vez ocurrida la falla. Primero, se registró en el evento de impacto de carga en la frecuencia nadir, RoCoF y frecuencia en régimen permanente del orden del 48.5%, 24.84% y 29.1% respectivamente, considerando como referencia las desviaciones calculadas a partir del escenario base E0 – MPPT con una participación de un 5% en el despacho del sistema proveniente de centrales PV. Luego, analizando el evento de pérdida de generación de un 8% y 10%, registrándose mejoras del orden del 34.14%, 2.99%, 30.68% y de un 30.68%, 1.81% y 10.26% respectivamente para cada escenario en cada uno de los indicadores de desempeño ya mencionados considerando como desviaciones base

las calculadas a partir de sus respectivos escenarios de referencia (por ejemplo, E0.1 vs E1). Aquí, cabe destacar un leve deterioro en la respuesta de la frecuencia ante un aumento del 2% en la pérdida de generación. Esto se debe a que para el escenario E2 (a diferencia del escenario E1) la planta entrega todas las reservas de potencia activa disponibles llegando a saturarse según lo observado en la Figura C.6 (b) del Anexo C. Si bien, se pierde un bloque de generación más grande, sería interesante analizar nuevamente ambos casos considerando un análisis de sensibilidad con mayores reservas de potencia activa a través del parámetro DL o aumentando la capacidad instalada de la planta y observar si el rendimiento entre un escenario y otro permanece relativamente constante. Por otra parte, si se deseará observar las diferencias obtenidas ante un aumento del 2% en la pérdida de generación comparando la evolución entre E1 y E2 sin control de frecuencia y E1 con E2 con control, se registran desviaciones similares a excepción en la frecuencia nadir para el caso que incluye reservas de potencia activa, anotando un decremento de poco más de un 10%.

En lo que respecta al cortocircuito trifásico aplicado en una de las líneas del sistema, al comparar los resultados obtenidos incorporando el control de frecuencia en la planta PV vs aquel escenario en donde ésta opera constantemente en el punto de máxima potencia, se registra una mejoría del 0.145%, 15.87% y 10.81% en la frecuencia nadir, RoCoF y frecuencia en régimen permanente respectivamente. Por otro lado, cabe destacar que en este estudio en particular existió un importante deterioro en la respuesta del sistema al incrementar la participación de centrales PV en la operación del sistema para la misma falla. Este hecho se debe al nulo control de reactivos que tienen ambas PFV, lo que se traduce en un deterioro en la robustez de la red ante este tipo de fallas. Dicho eso, a pesar de que los objetivos del estudio son visualizar la mejora o deterioro de los SEP ante la masiva incorporación de centrales PV con control de frecuencia, dentro del mismo estudio de cortocircuito se han adicionado dos comparativas más. En primer lugar, se aprovechó la instancia para contrastar los métodos de simulación RMS y EMT y observar las diferencias entre uno y otro, donde los resultados obtenidos ilustran como la información recopilada al considerar el valor instantáneo de la señal en estudio es mucho más completa al momento de visualizar la forma de onda, pudiendo registrar oscilaciones como lo fue en el caso durante la falla del cortocircuito en las señales de frecuencia y corriente. En segundo lugar, en el Anexo E Figura E.9 se adjunta una pequeña comparativa para distintos *local controller* para la planta PV. Donde se observa que utilizando el control *Voltage Q-Droop versus* el control *Constant Q*, se obtienen mejores resultados en la frecuencia medida en todas las barras del sistema, eliminándose esa caída abrupta de frecuencia en las barras donde se encuentra conectada la planta *PV Generator 02*.

Es importante destacar como al incorporar el control de frecuencia mediante reservas de potencia activa no solo se mejora la respuesta medida a través de los indicadores de desempeño, sino también como el sistema tiende a recuperarse más rápido una vez ocurrida la contingencia. Sin embargo, se debe tener especial cuidado con aquellos modos de oscilación que tienden a acercarse al semiplano derecho a medida que aumenta la inyección de energía por parte de las PFV, lo que eventualmente podría significar un riesgo para la estabilidad del sistema.

A lo largo de la investigación, se han observado dos hechos importantes. Primero, se observó como al considerar una banda muerta de 0.1 [Hz] se presentan transientes significativos al momento de activarse el control de frecuencia tomando valores superiores a los 50 [Hz] en periodos muy cortos de tiempo. Hecho que tiende a incrementarse a medida que aumentan los niveles de reserva, lo que podría ser un riesgo para aquellos equipos que son más sensibles a las variaciones de frecuencia, como, por ejemplo, los molinos SAG utilizados en la minería, sobre todo, considerando la proximidad entre estos equipos al compartir la misma zona geográfica (esto considerando los importantes niveles de radiación en el norte de Chile). Sin embargo, la no consideración de esta banda muerta definida para oscilaciones naturales del sistema permite la eliminación de dicho transiente, obteniendo además respuestas idénticas en todos los indicadores de desempeño medidos. Luego, como ya se adelantó en los resultados obtenidos ante la presencia de un cortocircuito en ambas plantas, los valores registrados presentan una condición de operación muy desfavorable para la estabilidad de la red, tomando valores muy bajos de frecuencia, en particular en aquellas barras donde se encuentran conectadas las plantas PV. Esto a raíz de la ausencia de mecanismos de control de potencia reactiva. Para ello, a través de un ensayo realizado representado en la Figura E.9, se observa como el soporte de la frecuencia mejora al considerar mayores niveles de potencia reactiva despachados al momento de ocurrir la contingencia.

Finalmente, cabe destacar que se ha logrado exportar e incorporar de manera exitosa el modelo de planta PV utilizado a lo largo de la investigación al unilineal utilizado en el curso electivo “*Modelación dinámica de redes eléctricas*”.

7.3 Trabajos futuros

En base a lo ya mencionado, como trabajos futuros se recomienda:

- Revisar los lazos de control y funciones de transferencia de la planta para mejorar la respuesta al considerar una banda muerta.

- Revisar las líneas de código de la planta otorgada por el software para darle la libertad de contribuir en el aporte de reactivos para estabilizar los niveles de tensión en las barras.
- Por otra parte, en base a las proyecciones del sistema eléctrico chileno, sería interesante estudiar el comportamiento de la red considerando como máquina de referencia una central PV y así analizar un sistema 100% renovable.
- Finalmente, si bien desde el punto de vista técnico se observan mejoras considerables en la respuesta de frecuencia de la red, se hace necesario realizar un análisis técnico-económico para evaluar la factibilidad de incorporar este mecanismo de control en la operación de las plantas considerando que éstas no se encontrarán suministrando el 100% de la potencia instalada disponible, lo que se traduce en un desincentivo económico por parte de las generadoras. Dicho eso, sería interesante observar propuestas para que estas participen en las reservas definidas para el CPF según lo estipulado por el coordinador eléctrico nacional.

Bibliografía

- [1] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [2] N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [3] P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O’malley, “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin,” 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [4] Q. Peng, “Coordination of Virtual Inertia Control and Frequency Damping in PV Systems for Optimal Frequency Support,” *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, vol. 5, no. 4, pp. 305–316, Dec. 2020, doi: 10.24295/CPSSTPEA.2020.00025.
- [5] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, “Virtual inertia: Current trends and future directions,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 7, no. 7. MDPI AG, Jun. 26, 2017. doi: 10.3390/app7070654.
- [6] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, “Distributed Power System Virtual Inertia Implemented by Grid-Connected Power Converters,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 33, no. 10, pp. 8488–8499, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2785218.
- [7] C. R. Sepúlveda, ““Estabilidad en SEP,”” 2020.
- [8] F. M. Gonzalez-Longatt, “Estabilidad en Sistemas de Potencia,” 2006.
- [9] X. Li, Z. Li, L. Guan, L. Zhu, and F. Liu, “Review on Transient Voltage Stability of Power System,” in *iSPEC 2020 - Proceedings: IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Energy Transition and Energy Internet*, Nov. 2020, pp. 940–947. doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351059.
- [10] C. Roa, ““Curvas PV y QV,”” 2021.
- [11] John K. Grainger and William D. Stevenson Jr., “Análisis de sistemas de potencia,” 1996.
- [12] Fernando Torres, “Análisis Modal en Sistemas Eléctricos de Potencia: Aplicación a la Interconexión SIC-SING,” 2017.
- [13] José R. Espinoza C., “Apuntes Sistemas de Control,” 2019.

- [14] “Improving Transient Stability | Power System | Electrical Engineering.” <https://www.engineeringenotes.com/electrical-engineering/power-system/improving-transient-stability-power-system-electrical-engineering/24809> (accessed Nov. 03, 2022).
- [15] “Generadoras de Chile - Energía Solar,” 2022. <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar> (accessed Nov. 03, 2022).
- [16] O. Almeida, “Estabilidad transitoria de redes eléctricas con alta penetración de energía solar fotovoltaica,” 2015.
- [17] J. Javier and S. Cortés, “Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales,” 2021.
- [18] F. E. Tahiri, K. Chikh, M. Khafallah, and A. Saad, “Comparative study between two Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic system,” in *Proceedings of 2016 International Conference on Electrical and Information Technologies, ICEIT 2016*, Jul. 2016, pp. 107–112. doi: 10.1109/EITech.2016.7519571.
- [19] I.-T. K. Theologitis, “Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications Electric Power Systems Second Level,” 2011.
- [20] A. Castillo, “RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GRANDES INYECCIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA,” 2013.
- [21] F. Sada, “Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies,” 2011.

Anexo A. Frame Curva PV

A continuación, se ilustrará todo el paso a paso a seguir para dar origen a al modelo que permite crear las curvas características de la planta fotovoltaica en el software *DIGSILENT Power Factory*.

Paso 1: Exportar los *BlkDef PV Array* y *Ramp E* del modelo de planta del *static generator* desde la librería del proyecto.

Paso 2: Crear un nuevo proyecto solo para dar origen a este nuevo *frame* e importar a la librería los *blocks definition* exportados previamente.

Obs: Es recomendable generar estas curvas en otro proyecto debido a las modificaciones que se le deberán hacer al slot que originalmente se llamaba *Ramp E*, ya que al modificar el código para que éste cumpla otra función estas se verán reflejadas en el modelo de planta de todos aquellos *PV Generator* que compartan el mismo *frame*, lo que provocará errores en la simulación.

Paso 3: Crear una nueva página con la opción *Block/Frame diagram* (Lo que corresponde a un *BlkDef*).

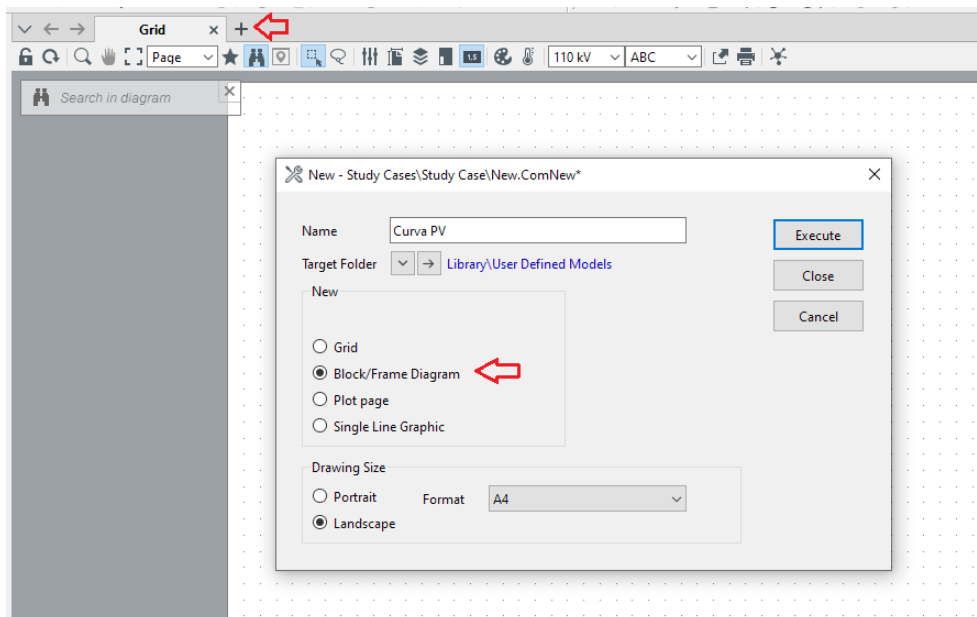


Figura A.1 Creación de una nueva página para dar origen al *frame* de la curva PV

Paso 4: Añadir dos slots desde la ventana de *Drawing tools* ubicada al costado derecho de la figura. Posteriormente estos se deben definir como se muestra en la Figura A.3 y para finalmente conectarlos con el símbolo de flecha desde la ventana del *drawing tools*.

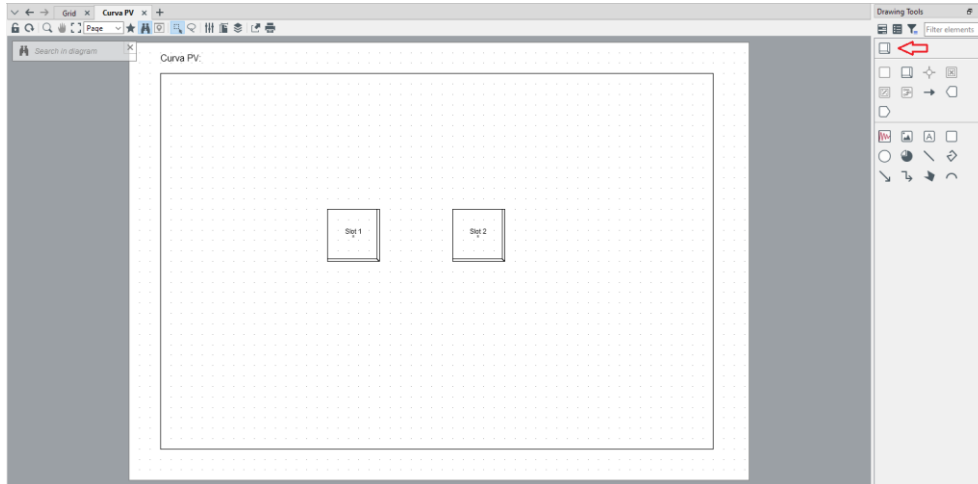


Figura A.2 Adición de *slots* en *frame* curva PV

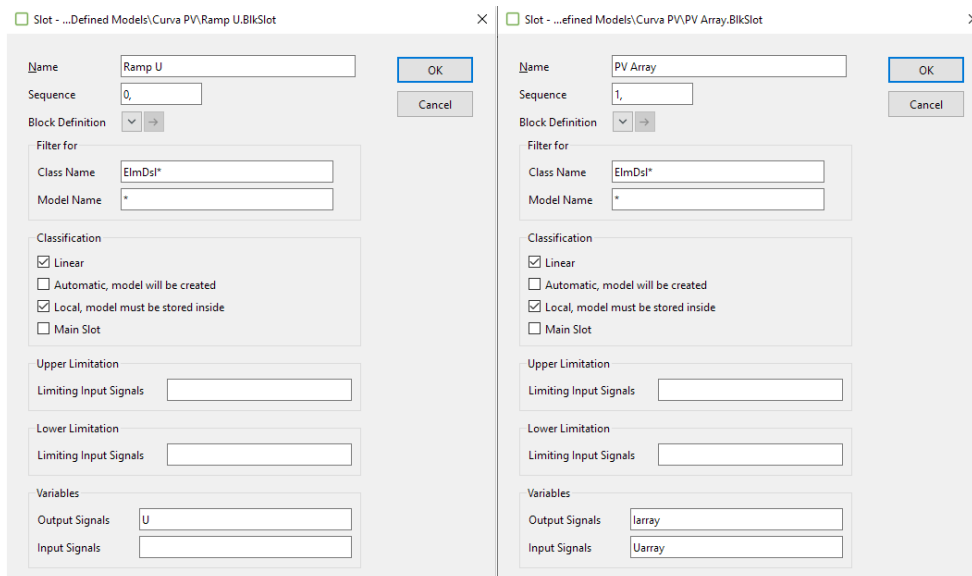


Figura A.3 Definición de *slots* más variables de entrada y salida

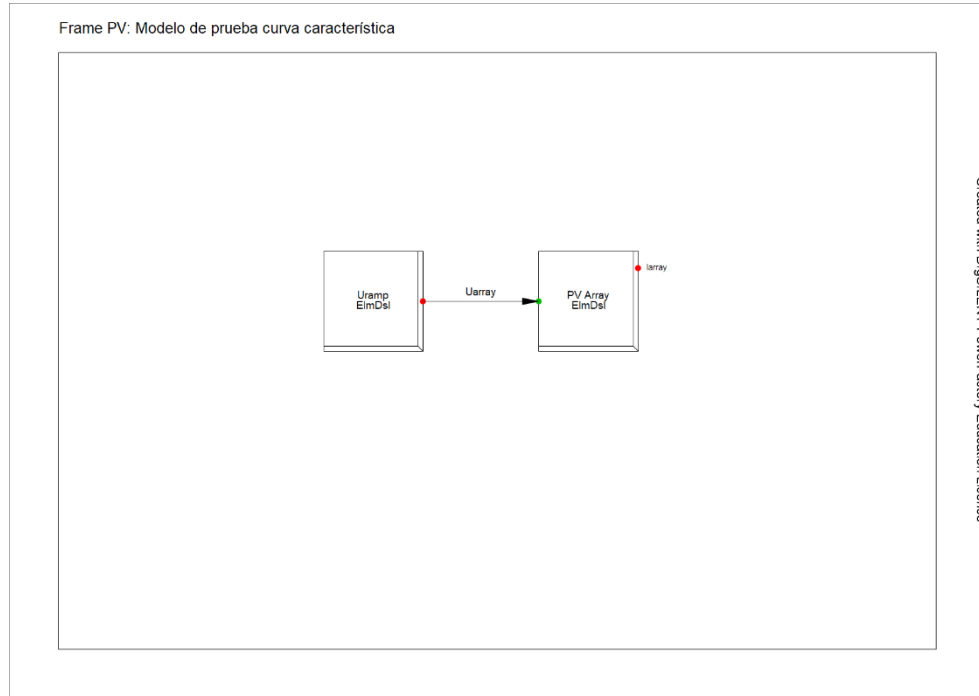


Figura A.4 Frame Curva PV

Paso 5: Ir al *data manager* -> escoger nuestro proyecto -> *Network model* -> *Network data* -> *Grid*. Una vez que estemos en *Grid* nos dirigimos al icono de *New object* -> *Composite Model*. Al hacer esto damos espacio a que nuestro *Block definition* creado en el paso 2.3 podamos instalarlo como modelo de planta (si así fuera el caso) a través de nuestro *composite model*. Para ello se debe cargar nuestro *Block definition* al *composite model* de la siguiente manera:

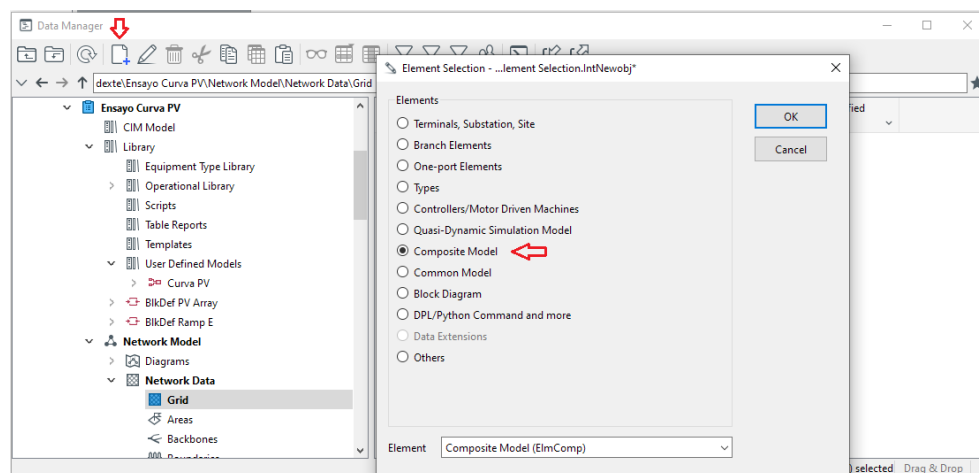
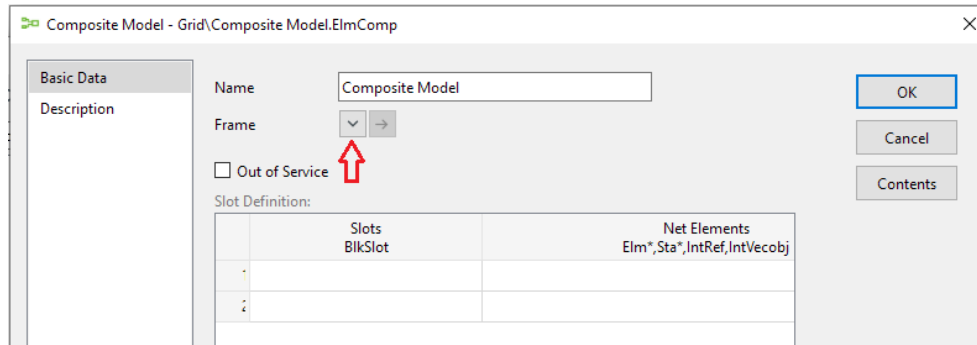
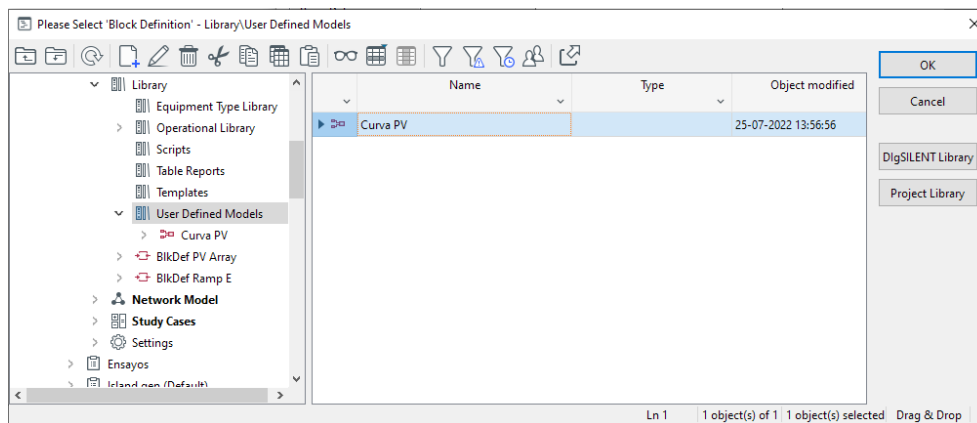


Figura A.5 Generación del composite model para el frame de la curva PV

Paso 6: Presionando la flecha al costado derecho de "*Frame*" -> *Select type* -> Seleccionar el *BlkDef Curva PV* desde el apartado *User defined models* dentro de la librería del proyecto.



(a)



(b)

Figura A.6 Incorporación del *frame* curva PV al *Composite model*

(a) Buscar el *frame* creado en el paso 4 (b) Cargar *BlkDef* del *frame* Curva PV al *Composite model*

Paso 7: Repetimos el paso 5 pero esta vez en lugar de escoger *Composite model* escogemos *Common model*

Paso 8: Repetimos el paso 6 pero esta vez en lugar de escoger el *BlkDef Curva PV* escogemos el *BlkDef Ramp E* (Fijarse que quede marcada la opción "A-stable integration algorithm")

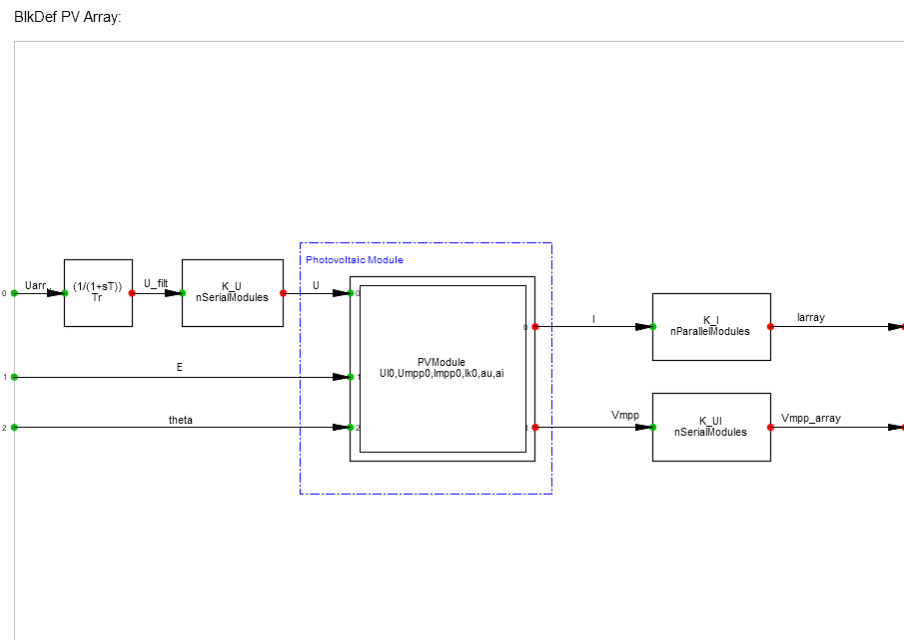
Paso 9: Una vez hecho eso, procedemos a entrar a la ventana de nuestro *Composite model* al cual denotamos por "*Frame curva PV*" desde la *Grid* en el *data manager*. Luego en los espacios en blancos del *Net Elements* se debe hacer doble clic y seleccionar los DSL creados a través

de los respectivos *Block definition* en el paso 5 y 6 según corresponda. En este caso será el *BlkDef Ramp E* para el *slot Ramp U* y el *BlkDef* del *PV Array* para el *Photovoltaic model*.

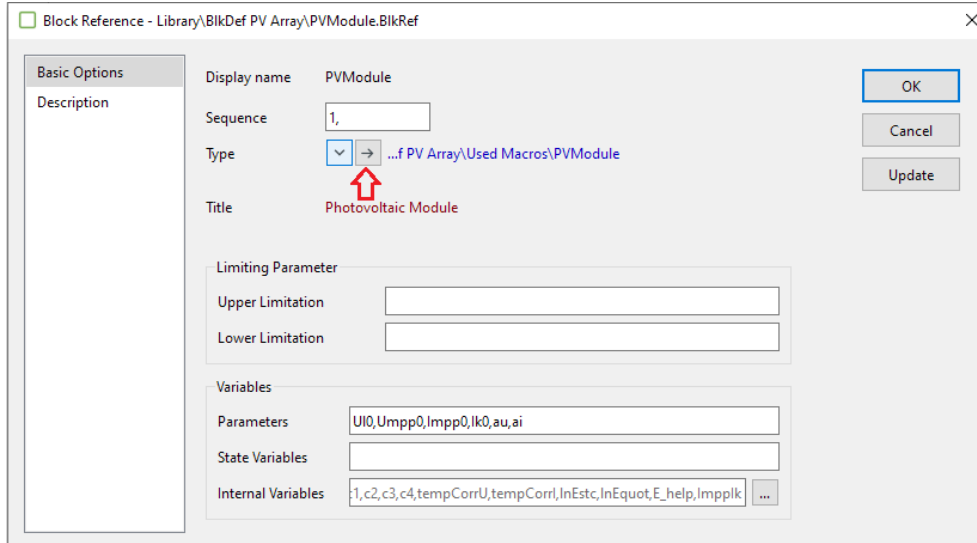
Paso 10: Nuevamente nos dirigimos al *Data manager* -> *Grid*. Aquí con botón derecho escogemos slot por slot y seleccionamos en: *Show graphic* y luego en *Define* -> *Results for Simulation RMS/EMT*. La opción *show graphic* nos permitirá acceder al diagrama en bloques asociado a cada *slot* del modelo, lo que nos servirá para acceder a los códigos de los bloques que encontraremos dentro de este diagrama. Por otra parte, al escoger la otra opción seleccionada lo que se está haciendo es permitirnos exportar las variables de interés de cada *slot* para luego graficarlas.

Obs: Notar que existen códigos que definen los parámetros y variables del modelo a través de la ventana del modelo de planta, como también existen códigos que definen la dinámica del modelo y esos los encontramos dentro de los bloques del *frame* de cada *slot*.

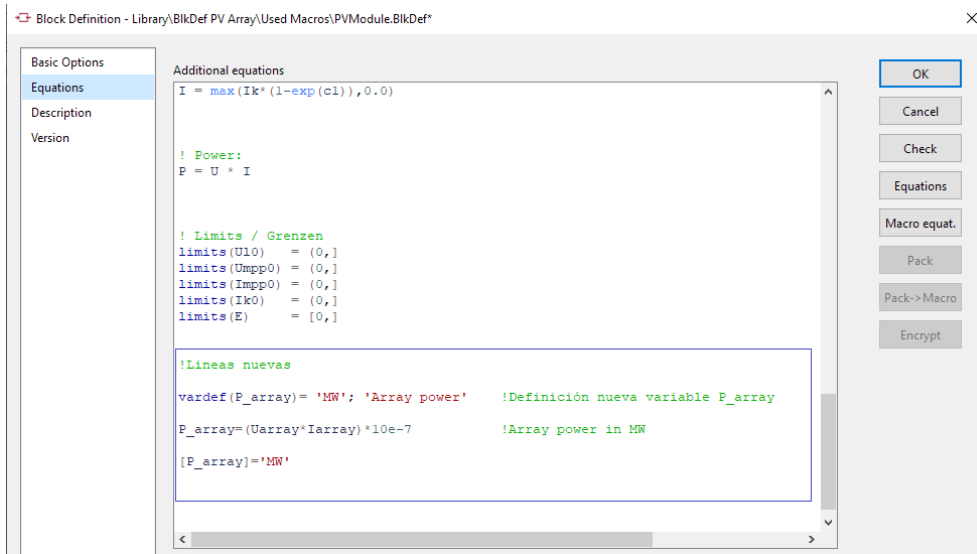
Paso 11: Nos dirigimos a la ventana *PV Array* que se creó al hacer clic en *Show graphic*. Aquí ingresamos al bloque *Photovoltaic module* -> *Type* -> *Equations*. Una vez aquí se procederá a añadir las líneas de código ilustradas en la Figura A.7 (c).



(a)



(b)



(c)

Figura A.7 Frame PV Array

(a) *BlkDef PV Array* (b) Ingresar a ecuaciones *PV Array* (c) Líneas nuevas de código

La creación de esta nueva variable llamada P_{array} nace de la necesidad de obtener la potencia completa del arreglo de paneles y así con ésta obtener la curva característica de nuestro generador. Cabe destacar que para nuestro generador utilizado en el caso de estudio

no es necesaria la creación de esta variable, esto debido a que ahí contamos con las señales de salida que llegan al *Static generator*.

Paso 12: Ahora lo que debemos hacer es modificar las líneas de código que definen las variables del *BlkDef Ramp E* para que este ahora se comporte como una rampa en tensión que nos permita hacer un barrido en voltaje y así dibujar por completo la curva característica de nuestro arreglo. Para ello desde la *Grid* en el data manager hacemos doble clic en *Ramp U* y así acceder a la ventana de parámetros del bloque. Una vez aquí *seleccionamos model definition -> Equations* y procedemos a modificar las líneas de código como se muestra en la Figura A.8. Aquí lo que se hace es aprovechar las características que posee el modelo del *solar radiation* original, ya que si recordamos éste a través de su original dE (ahora dU) nos permitía crear cambios en la radiación a través del tiempo. Se renombraron estas variables para que fuera acorde al modelo y se definió una pendiente -10 para hacer nuestro barrido en tensión. Por último, nos vamos a la ventana de parámetros y fijamos $U_{start} = 900$ (Figura A.9). No olvidar que para poder observar la nueva variable U_{start} se debe adicionar esta misma en el apartado de *Additional parameters*.

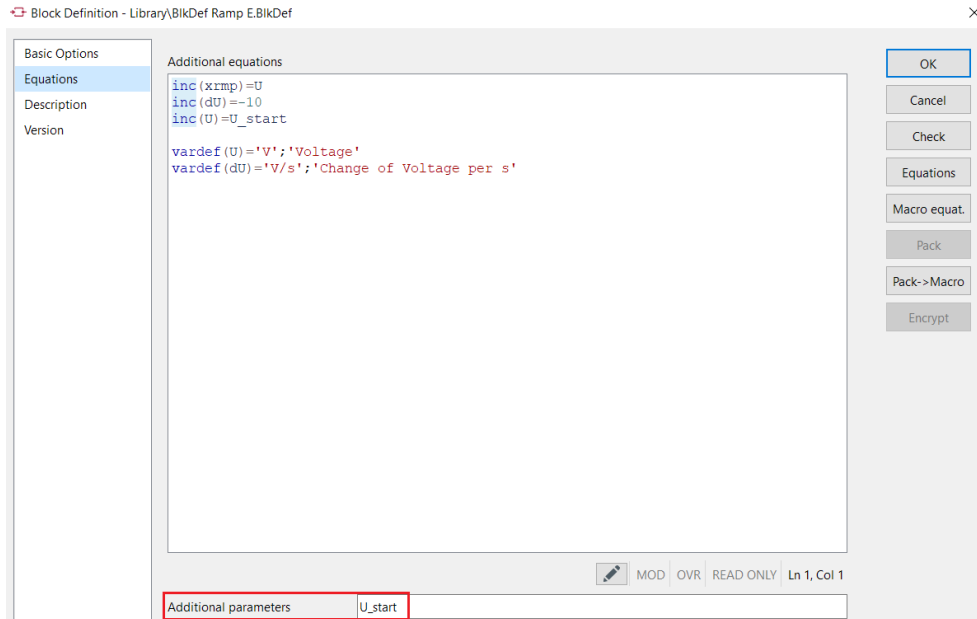


Figura A.8 Adaptación líneas de código originalmente del *slot Ramp E* a las nuevas líneas para *slot Ramp U*

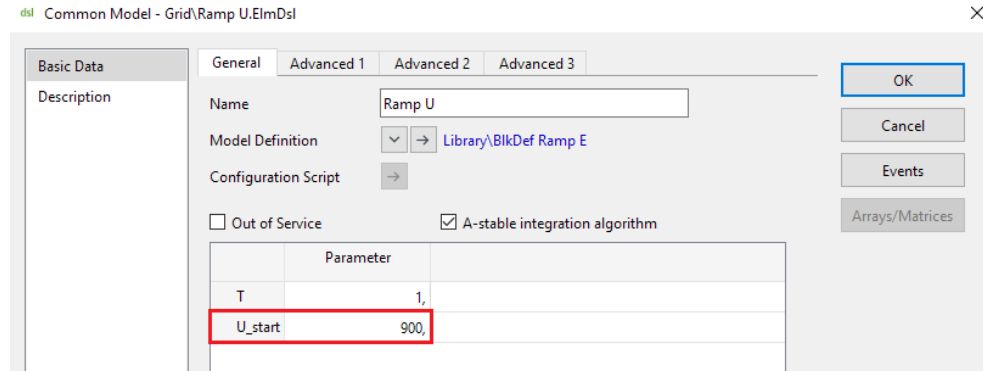


Figura A.9 Parámetro U_{start}

Paso 13: Luego para que el *DigSILENT* pueda leer estas nuevas variables es necesario también modificar las señales que venían el modelo original por las ya ilustradas en el código. Para lograr esto debemos ir al *frame* de nuestro antiguo *slot Solar radiation* (esto gracias a lo hecho en el paso 10 al hacer click en *show graphic*), botón derecho sobre la página -> *Show library object*. Una vez aquí ya podremos modificar el *frame*, para ello hacemos clic en la señal de entrada dE cambiándola por dU y la señal de salida E por U . Sin este paso el modelo no podrá realizar la simulación, ya que si bien se definieron las variables nuevas y se renombraron otras en la ventana de códigos del *solar radiation* esto no implica que también se modifiquen en el *frame* del slot, por lo que es sumamente importante realizar este paso. Dicho eso, no es necesario modificar el nombre del parámetro en el código y *frame PV Array*. Ahora si bien si existirá incongruencias en como sale la variable desde el *solar radiation* al *PV Array*, esto no será un problema porque lo que hará el software será hacer todos los cálculos con la variable con nombre E conteniendo la misma información de la señal U .

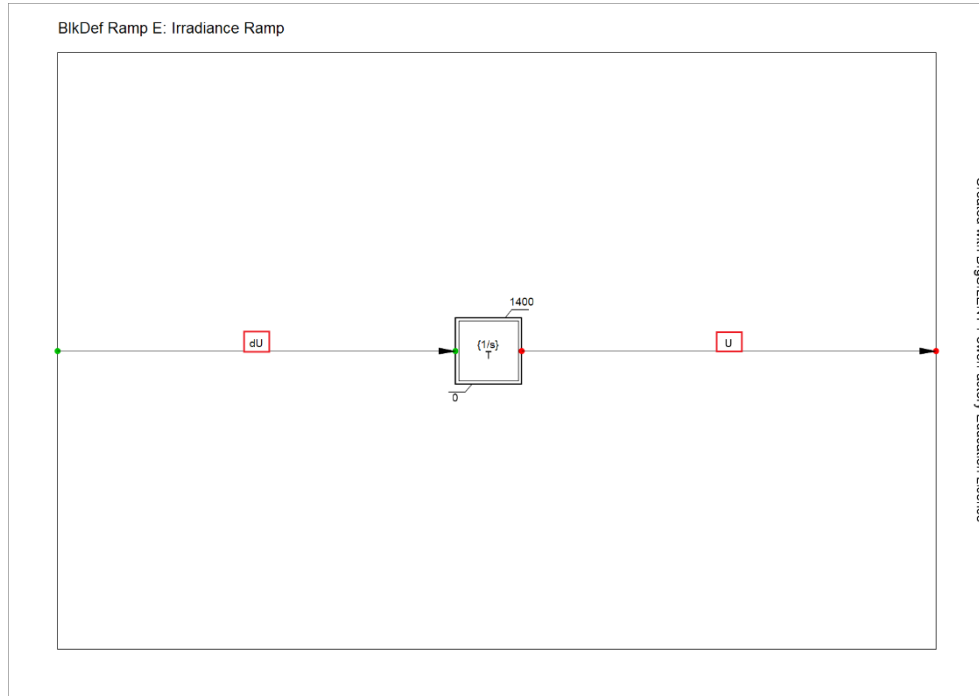


Figura A.10 Modificación de señales de entrada y salida antiguo *slot Ramp E* para adaptarlo a las líneas de código modificadas para adaptación a *Ramp U*

Paso 14: Ahora tomando lo realizado en la segunda parte del paso 10 procedemos a escoger aquellas variables que deseamos exportar desde nuestros *slots*, para ello nos dirigimos a *Change Toolbox* en la parte superior del programa y seleccionamos *Simulation RMS/EMT -> Edit result variables*. Una vez aquí seleccionamos *PV Array -> Simulation RMS* y escogemos las variables: P_array , $Iarray$ y $Uarray$.

Paso 15: Abrimos una nueva ventana para graficar -> *Insert plot -> XY Plot*. Una vez aquí insertamos las variables que necesitamos para generar la curva PV quedando tal y como se representa en la Figura A.11.

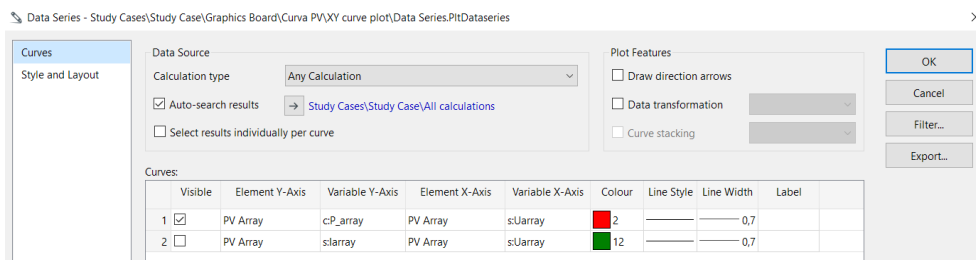


Figura A.11 Variables plot curva PV

Paso 16: Finalmente, para que nuestro modelo se pueda simular es necesario añadir algún elemento en nuestra *grid* solemos diseñar nuestro unilineal. Para ello, se añadió una barra.

Anexo B. Unilineal “Modelación dinámica de redes eléctricas”

A continuación, se adjunta el unilineal asociado al curso de “Modelación dinámica de redes eléctricas” con ambas plantas PV con y sin control de frecuencia encerradas a través del cuadrado dado en rojo.

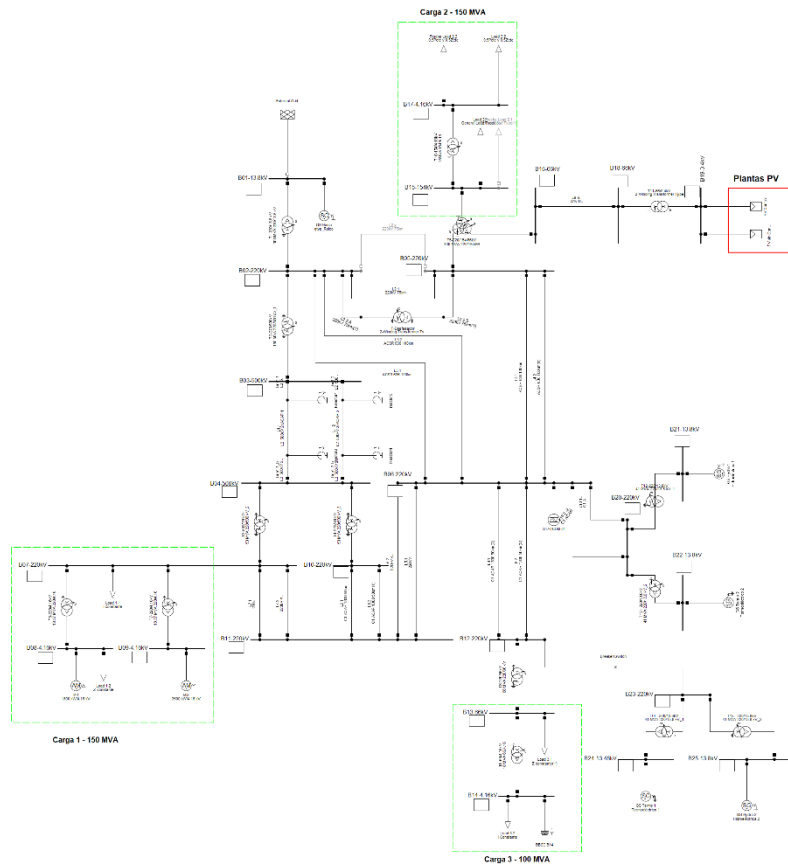


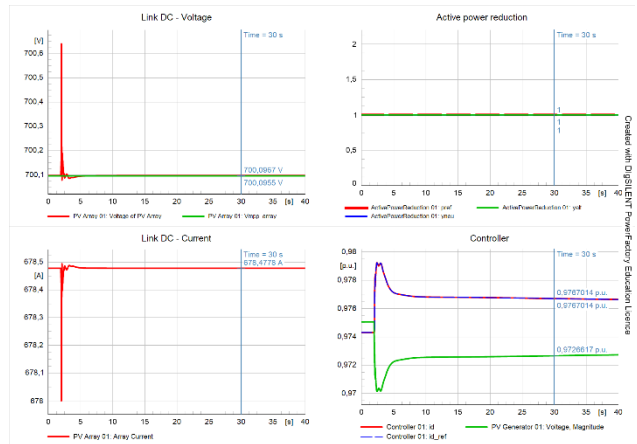
Figura B.1 Unilineal curso eléctrico “Modelación dinámica de redes eléctricas” con ambas plantas PV (con y sin control de frecuencia)

Anexo C. Señales de control, link DC y *deadband*

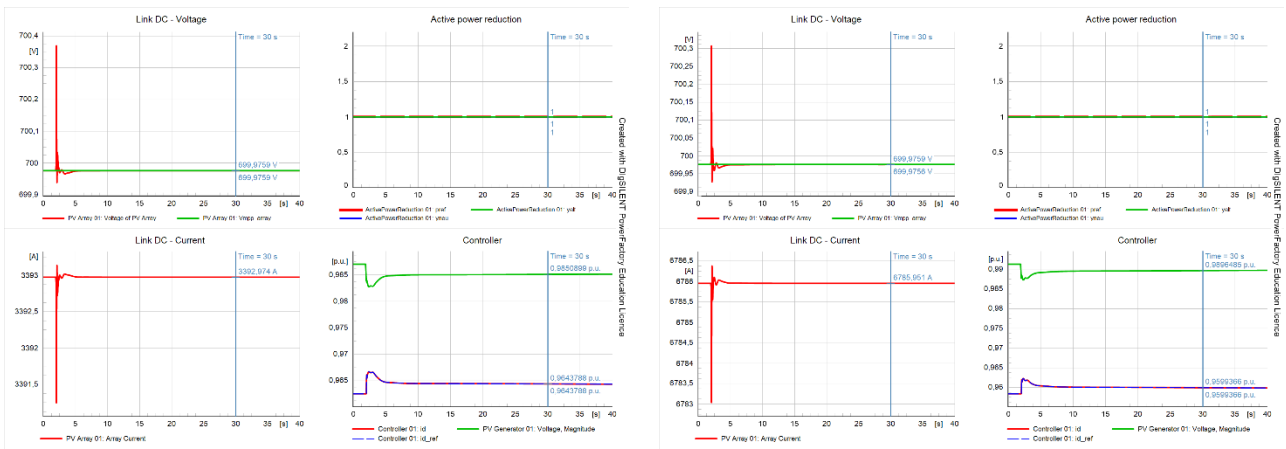
A continuación, se procederá adjuntar todas las gráficas asociadas al voltaje y corriente obtenidas desde el link DC junto con las señales de control provenientes del *Active power reduction* y del slot *Controller* de la planta PV para cada uno de los escenarios simulados para cada contingencia. Adicionalmente, en el apartado del *Load impact evento* con control de frecuencia, se procede adjuntar las consecuencias que tiene la consideración de la banda muerta en la respuesta de la frecuencia de la red para el escenario E4.

A. Load Impact event

A ..1 Escenarios sin control de frecuencia (MPPT)

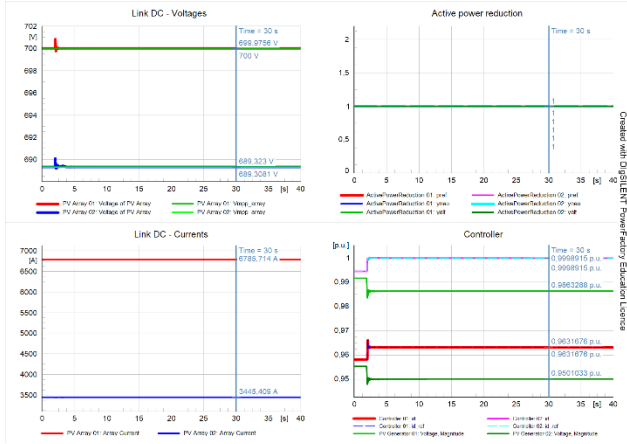


(a)

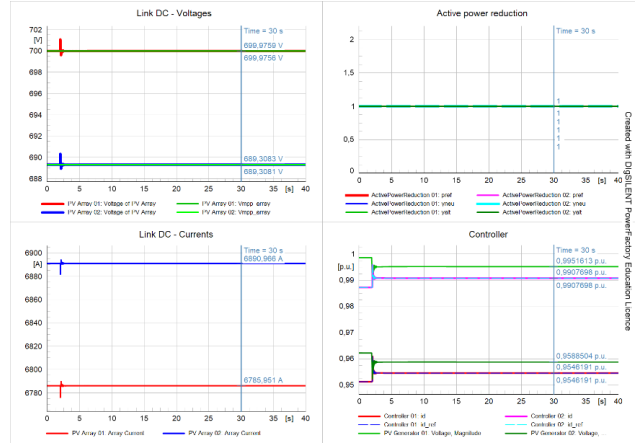


(b)

(c)



(d)

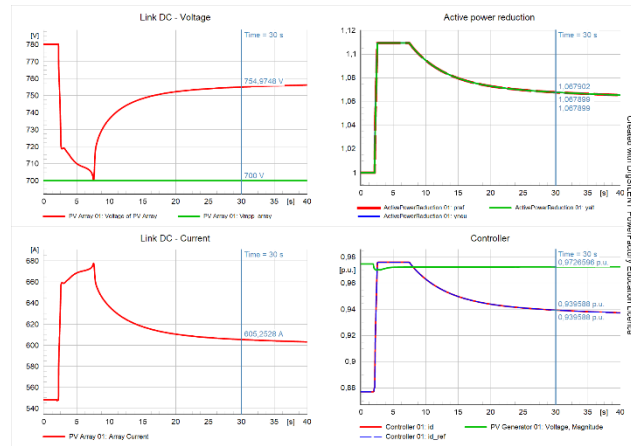


(e)

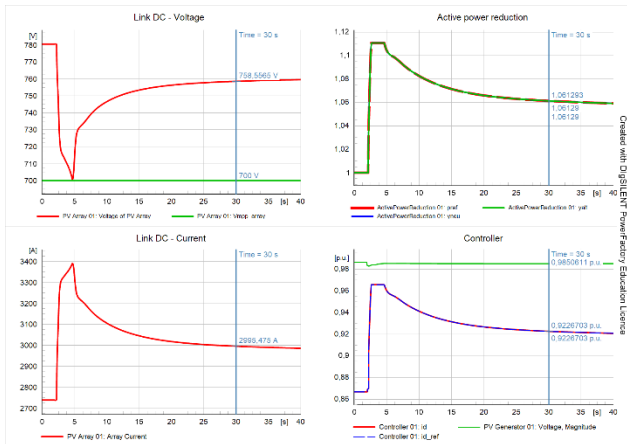
Figura C.1 Señales link DC y de control Escenarios MPPT – Load impact event

(a) Escenario Base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

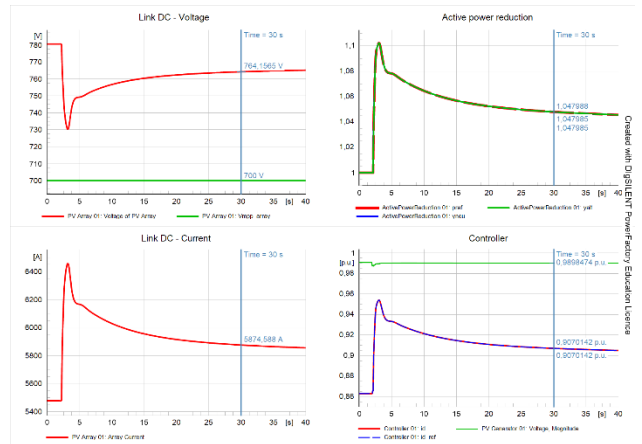
A ..2 Escenarios con control de frecuencia (Operación deloaded)



(a)



(b)



(c)

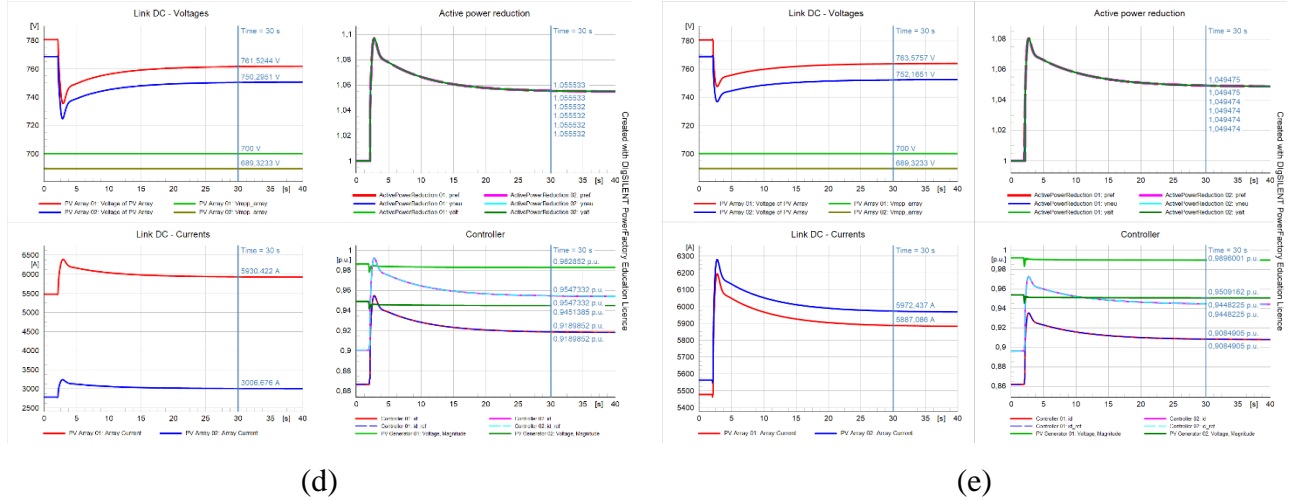


Figura C.2 Señales link DC y de control Escenarios Control – Load impact event

(a) Escenario Base E0 (b) Escenario E1 (c) Escenario E2 (d) Escenario E3 (e) Escenario E4

A .2.1 Eliminación deadband

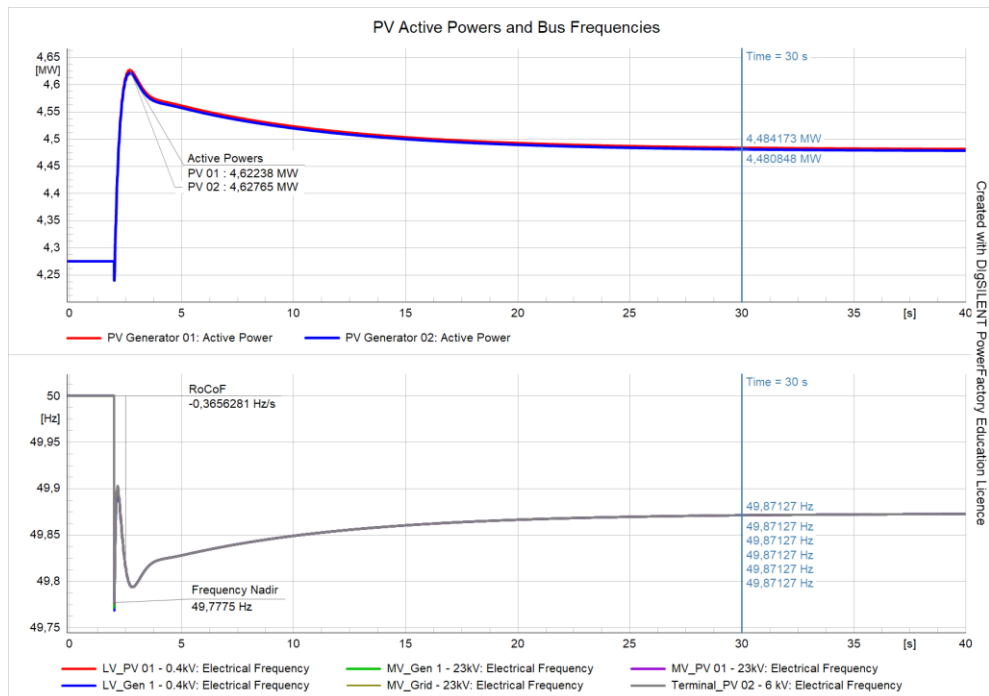


Figura C.3 Eliminación deadband Escenario E4 Control

B. Outage event

B ..1 Escenarios base

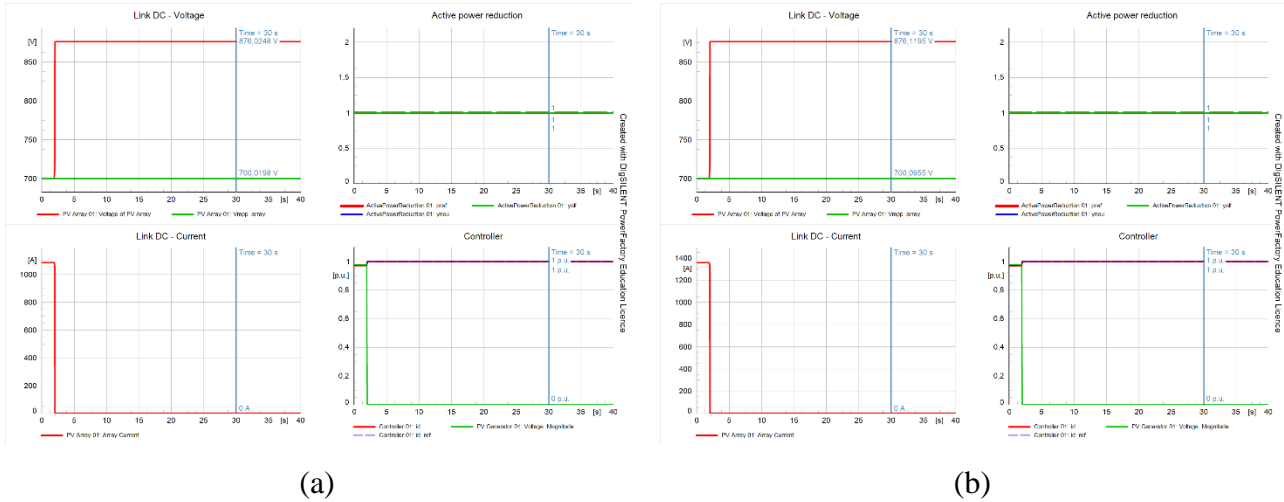


Figura C.4 Señales link DC y de control Escenarios base – Outage Event

(a) Escenario base E0-1 (b) Escenario base E0-2

B ..2 Escenarios sin control de frecuencia

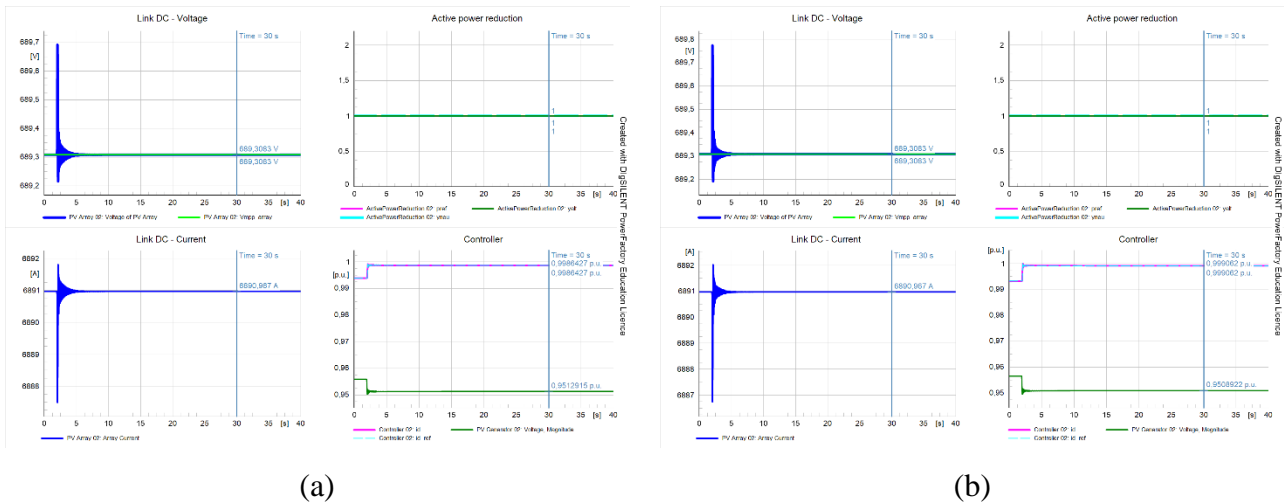


Figura C.5 Señales link DC y de control Escenarios MPPT – Outage Event

(a) Escenario E1 (b) Escenario E2

B ..3 Escenarios con control de frecuencia (Operación deloaded)

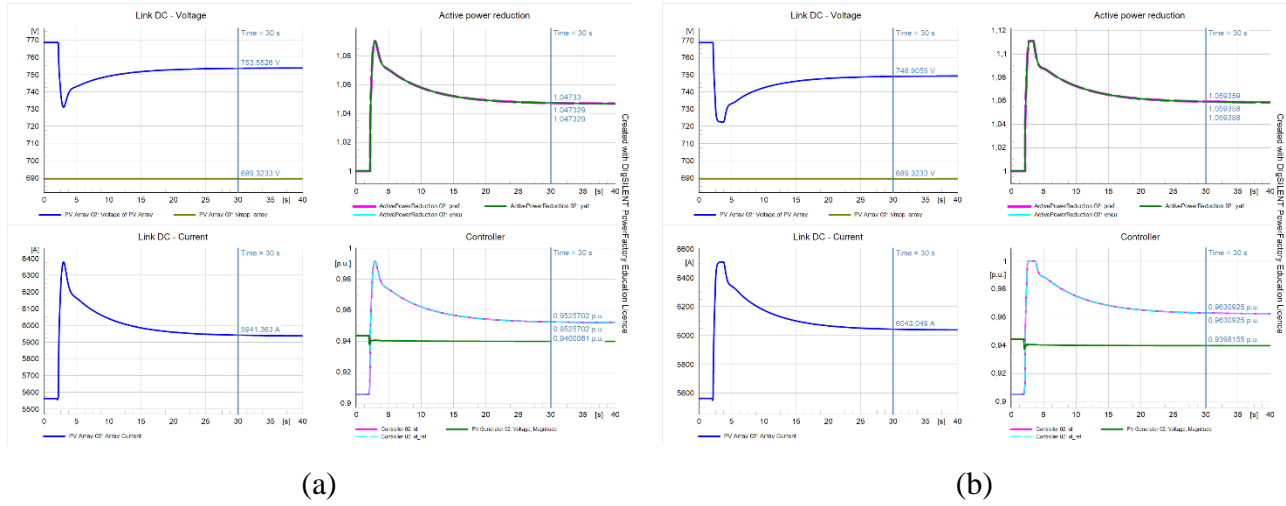


Figura C.6 Señales link DC y de control Escenarios Control – Outage Event

(a) Escenario E1 (b) Escenario E2

C. 3 Phase – Short Circuit event

C ..1 Escenario Base

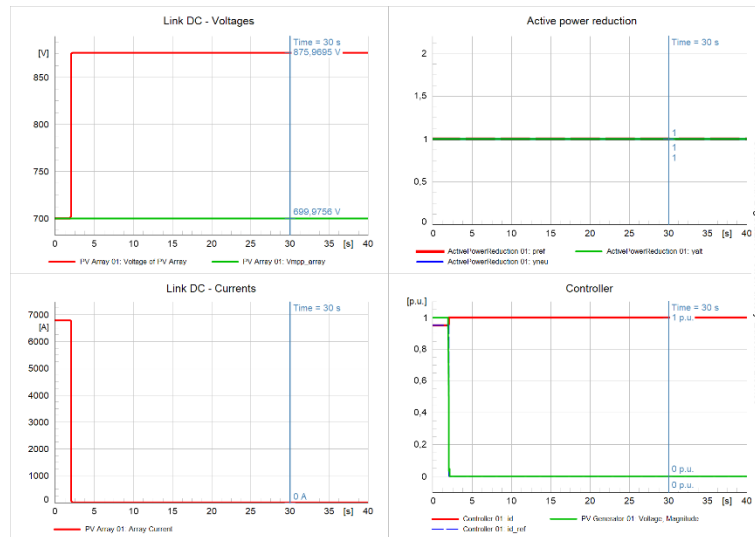


Figura C.7 Señales link DC y de control Escenario base E0 – Short circuit event

C ..2 Escenario sin y con control de frecuencia

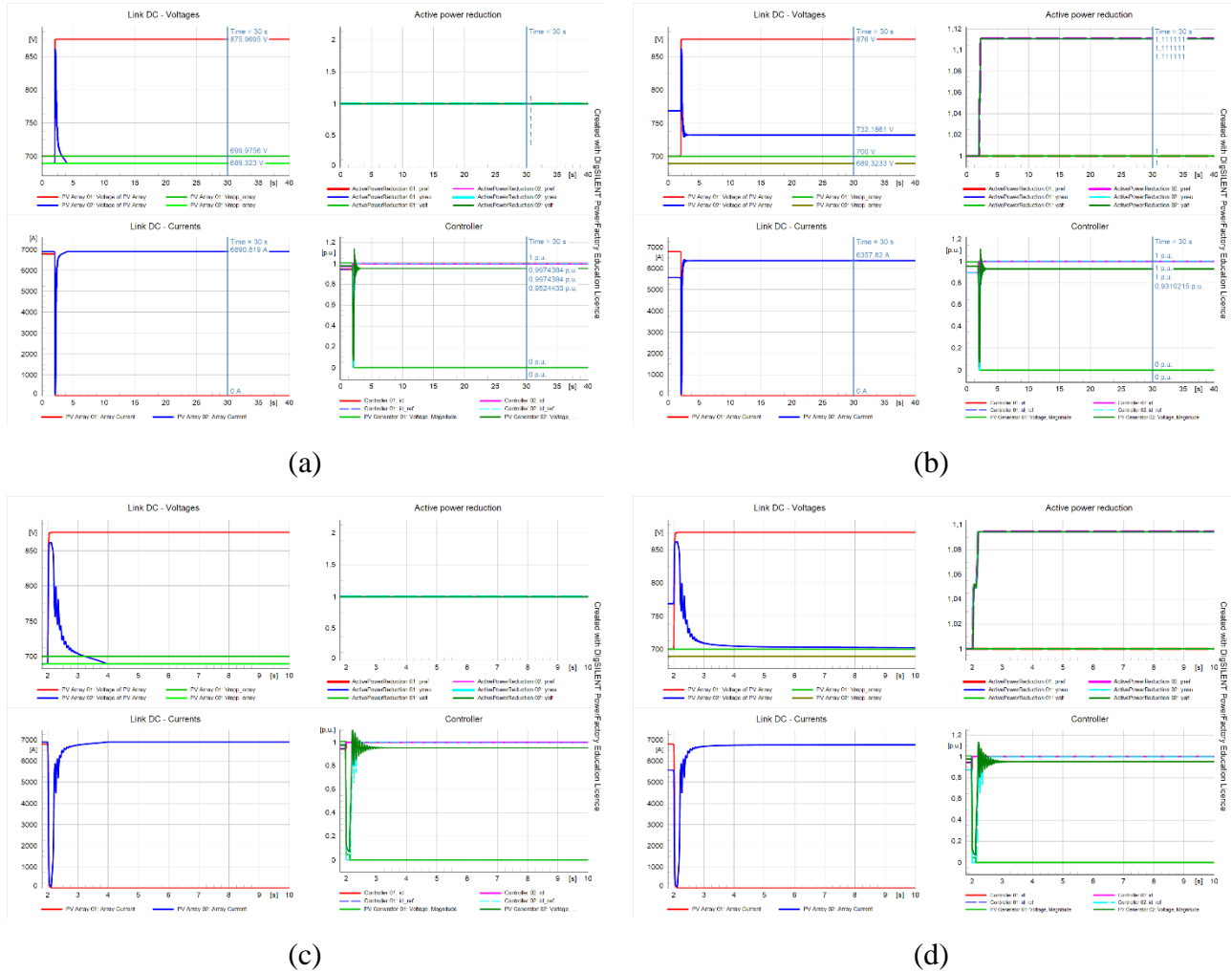


Figura C.8 Señales link DC y de control Escenarios MPPT y Control – *Short circuit event*

(a) Escenario E1-MPPT (b) Escenario E1-Control (c) Escenario E1-MPPT con zoom (d) Escenario E1-Control con zoom

C ..3 Escenario E1-Control EMT

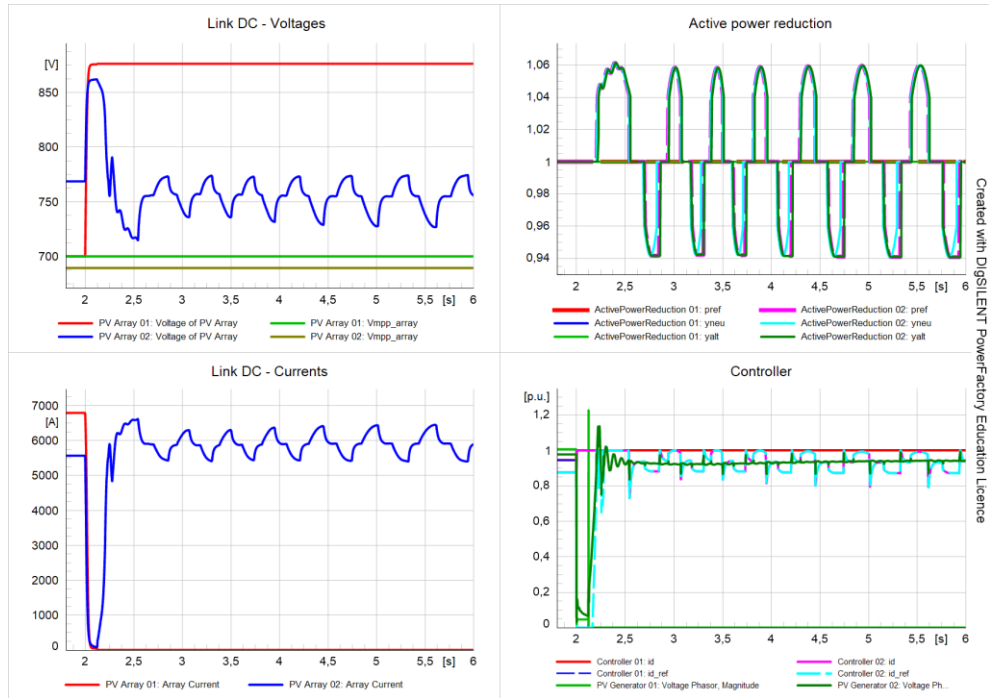


Figura C.8 Señales link DC y de control Escenarios E4-Control a través del método de simulación EMT – Short circuit event

Anexo D. Evolución de resultados *Load impact event* – Factores de participación

A. *Evolución de resultados sin respuesta inercial (MPPT)*

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este. Para ello, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* a través de la Tabla D.1 a la Tabla D.10, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura D.1 a la Figura D.5 la magnitud de participación de estos elementos.

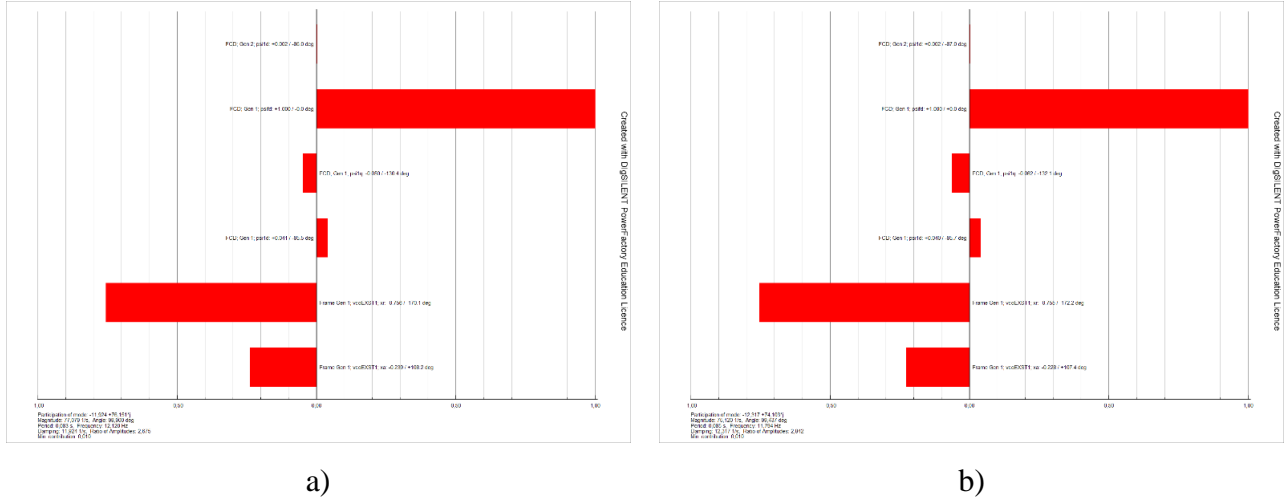


Figura D.1 Factores de participación Escenario base E0 MPPT – Load impact event

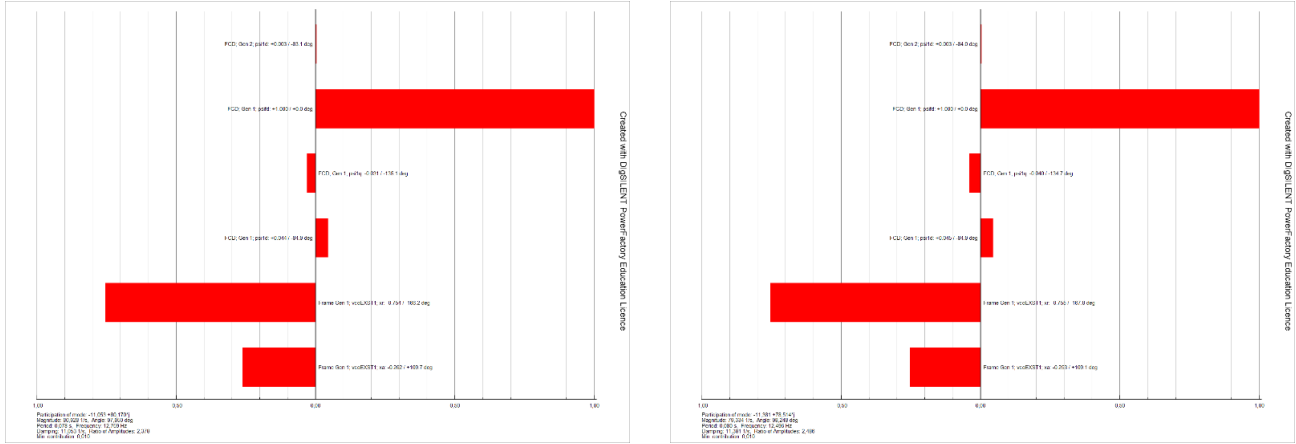
(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.1 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario base E0 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,766871	108,183	-0,239304
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,766871	-170,122	-0,755502
FCD; Gen 1; psi1d	0,515339	-85,472	0,040684
FCD; Gen 1; psi1q	0,076512	-130,352	-0,04954
FCD; Gen 2; psi1d	0,029784	-85,958	0,002099

TABLA D.1 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario base E0 MPPT – Load impact event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,761614	107,383	-0,227538
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,761614	-172,213	-0,754591
FCD; Gen 1; psi1d	0,52991	-85,701	0,039723
FCD; Gen 1; psi1q	0,091731	-132,113	-0,061514
FCD; Gen 2; psi1d	0,034452	-86,995	0,001806



a) b)
Figura D.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – Load impact event
 (a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.3 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,776471	109,728	-0,262102
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,776471	-166,214	-0,754103
FCD; Gen 1; psi1d	0,495376	-84,859	0,044389
FCD; Gen 1; psi1q	0,043409	-135,1	-0,030748
FCD; Gen 2; psi1d	0,021353	-83,145	0,002549

TABLA D.4 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,772259	109,127	-0,253041
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,772259	-167,792	-0,754795
FCD; Gen 1; psi1d	0,506341	-84,936	0,044694
FCD; Gen 1; psi1q	0,05625	-134,75	-0,039601
FCD; Gen 2; psi1d	0,0243	-83,987	0,002546

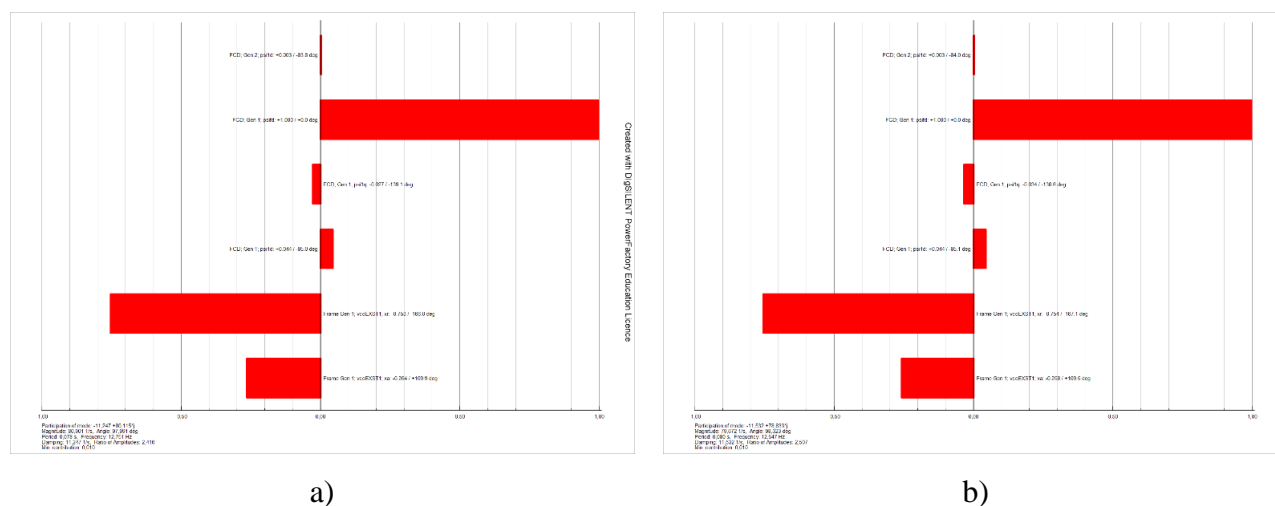


Figura D.3 Factores de participación Escenario E2 MPPT – Load impact event
(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.5 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E2 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,776728	109,905	-0,264446
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,776728	-165,952	-0,753498
FCD; Gen 1; psild	0,498313	-84,991	0,043509
FCD; Gen 1; psilq	0,036352	-139,1	-0,027477
FCD; Gen 2; psild	0,024976	-83,842	0,002679

TABLA D.6 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E2 MPPT – Load impact event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,773557	109,494	-0,258142
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,773557	-167,099	-0,75403
FCD; Gen 1; psild	0,508338	-85,071	0,043677
FCD; Gen 1; psilq	0,044685	-138,607	-0,033522
FCD; Gen 2; psild	0,027085	-83,998	0,002832

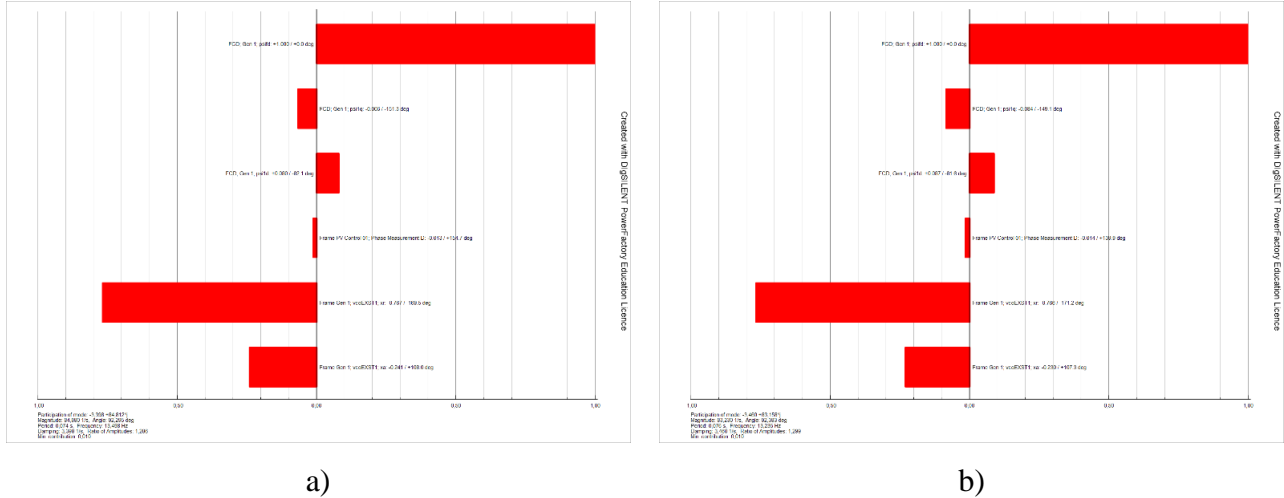


Figura D.4 Factores de participación Escenario E3 MPPT – Load impact event
 (a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.7 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E3 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,780092	107,963	-0,240583
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,780092	-169,473	-0,766962
FCD; Gen 1; psild	0,580334	-82,094	0,079824
FCD; Gen 1; psilq	0,075137	-151,266	-0,065885
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,013949	154,724	-0,012614

TABLA D.8 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E3 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,775021	107,288	-0,230317
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,775021	-171,229	-0,765958
FCD; Gen 1; psild	0,597619	-81,613	0,087168
FCD; Gen 1; psilq	0,09796	-149,086	-0,084044
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,018715	139,893	-0,014314

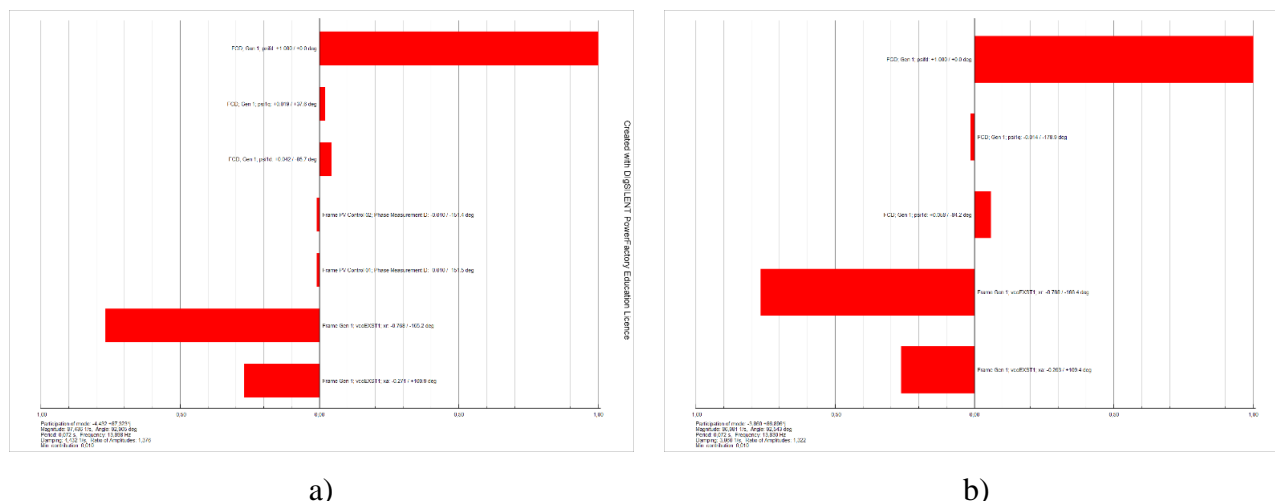


Figura D.5 Factores de participación Escenario E4 MPPT – Load impact event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.9 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E4 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,794693	109,947	-0,27111
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,794693	-165,215	-0,768381
FCD; Gen 1; psi1d	0,564156	-85,744	0,041868
FCD; Gen 1; psi1q	0,023601	37,617	0,018695
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,011366	-151,485	-0,009987
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,011174	-151,426	-0,009813

TABLA D.10 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E4 MPPT – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,789971	109,419	-0,262645
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,789971	-166,363	-0,767701
FCD; Gen 1; psi1d	0,57262	-84,154	0,058324
FCD; Gen 1; psi1q	0,013841	-178,888	-0,013838
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,009828	178,17	-0,009823
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,009748	178,325	-0,009744

B. Evolución de resultados con respuesta inercial (Operación deloaded)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este. Para ello, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* a través de la Tabla D.11 a la Tabla D.20, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura D.6 a la Figura D.10 la magnitud de participación de estos elementos.

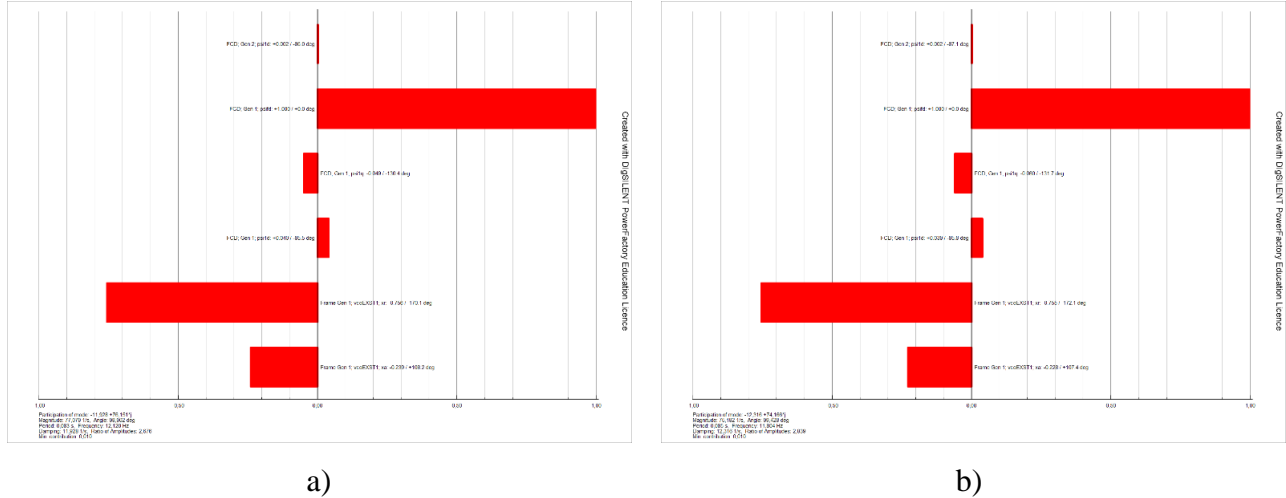


Figura D.6 Factores de participación Escenario base E0 Control – Load impact event
 (a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.11 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario base E0 Control – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,766967	108,192	-0,239449
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,766967	-170,111	-0,755572
FCD; Gen 1; psild	0,515756	-85,515	0,040331
FCD; Gen 1; psi1q	0,075633	-130,38	-0,048999
FCD; Gen 2; psild	0,029733	-85,996	0,002076

TABLA D.12 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario base E0 Control – Load impact event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,762035	107,428	-0,228235
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,762035	-172,121	-0,754841
FCD; Gen 1; psild	0,530165	-85,806	0,038773
FCD; Gen 1; psi1q	0,089511	-131,736	-0,059587
FCD; Gen 2; psild	0,034305	-87,092	0,00174

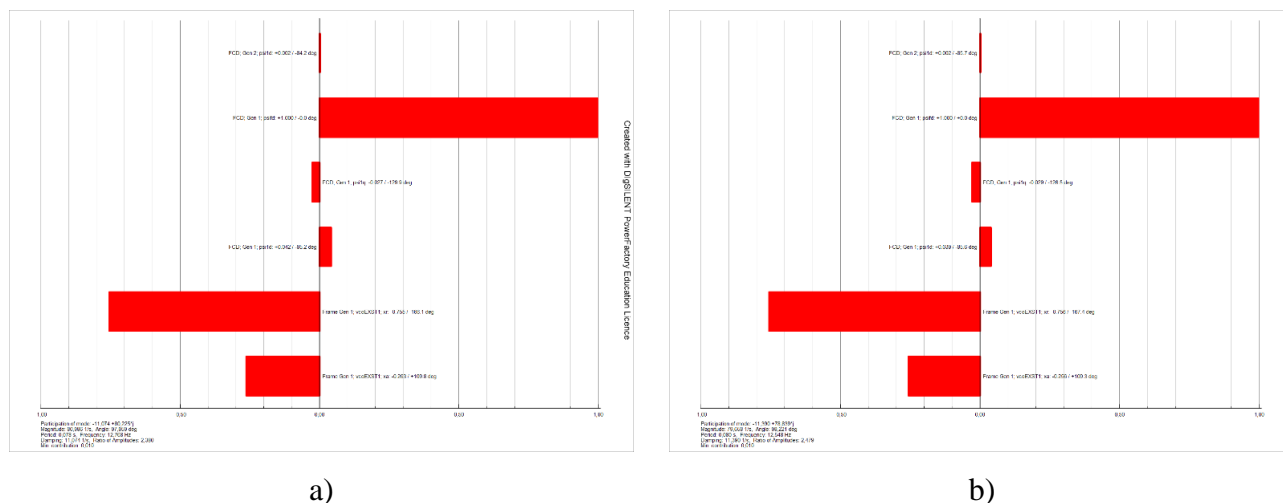


Figura D.7 Factores de participación Escenario E1 Control – Load impact event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.13 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 Control – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,777237	109,767	-0,262858
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,777237	-166,122	-0,754548
FCD; Gen 1; psi1d	0,494748	-85,167	0,041683
FCD; Gen 1; psi1q	0,04143	-129,897	-0,026574
FCD; Gen 2; psi1d	0,020914	-84,183	0,00212

TABLA D.14 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – Load impact event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,77443	109,306	-0,256037
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,77443	-167,372	-0,755697
FCD; Gen 1; psi1d	0,504389	-85,562	0,03903
FCD; Gen 1; psi1q	0,049471	-126,522	-0,029442
FCD; Gen 2; psi1d	0,023548	-85,659	0,001782

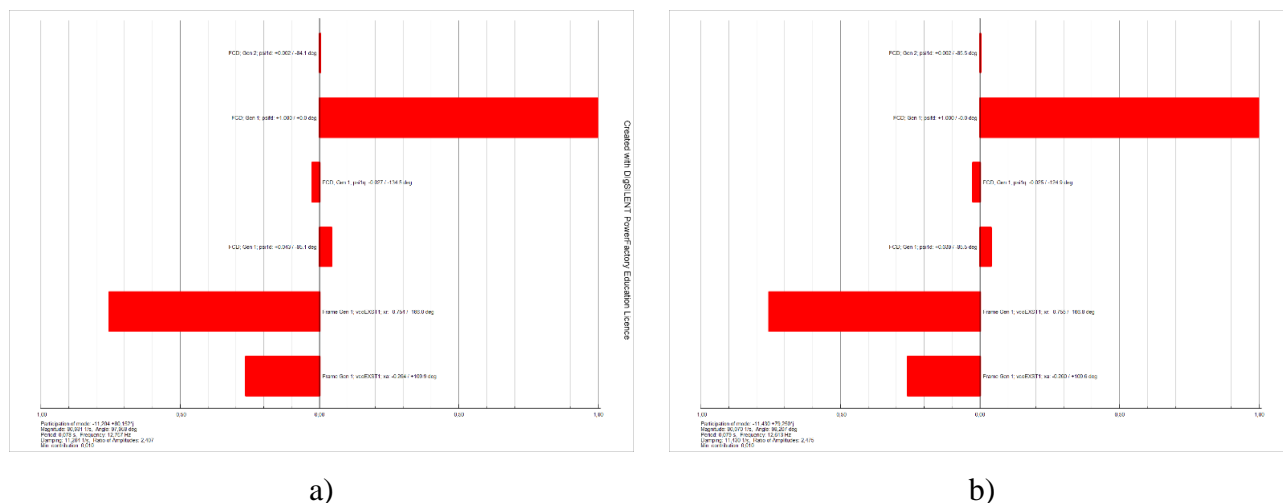


Figura D.8 Factores de participación Escenario E2 Control – Load impact event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.15 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E2 Control – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,77693	109,863	-0,263979
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,77693	-165,994	-0,753832
FCD; Gen 1; psi1d	0,496645	-85,065	0,042724
FCD; Gen 1; psi1q	0,038058	-134,48	-0,026666
FCD; Gen 2; psi1d	0,024438	-84,138	0,002496

TABLA D.16 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E2 Control – Load impact event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,775539	109,564	-0,259697
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,775539	-166,793	-0,755027
FCD; Gen 1; psi1d	0,502014	-85,54	0,039038
FCD; Gen 1; psi1q	0,044411	-124,861	-0,025385
FCD; Gen 2; psi1d	0,026049	-85,497	0,002045

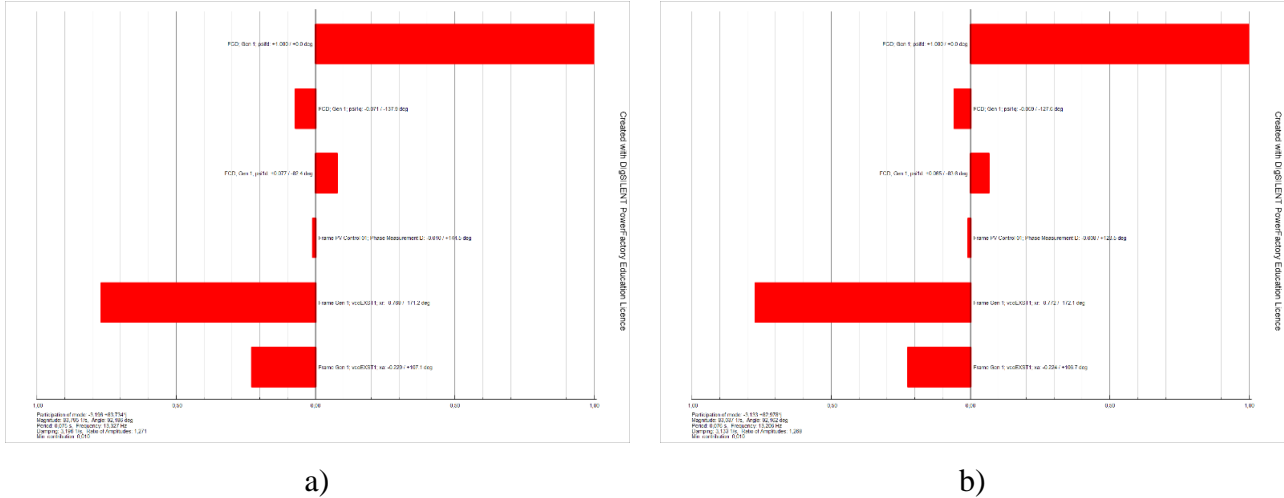


Figura D.9 Factores de participación Escenario E3 Control – Load impact event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.17 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E3 Control – Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,778001	107,111	-0,228906
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,778001	-171,171	-0,768782
FCD; Gen 1; psi1d	0,578215	-82,37	0,076773
FCD; Gen 1; psi1q	0,095696	-137,916	-0,071022
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,012466	144,492	-0,010148

TABLA D.18 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E3 Control - Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,779106	106,741	-0,224418
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,779106	-172,091	-0,771695
FCD; Gen 1; psi1d	0,587552	-83,609	0,065402
FCD; Gen 1; psi1q	0,096304	-127,635	-0,058806
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,014619	123,45	-0,008058

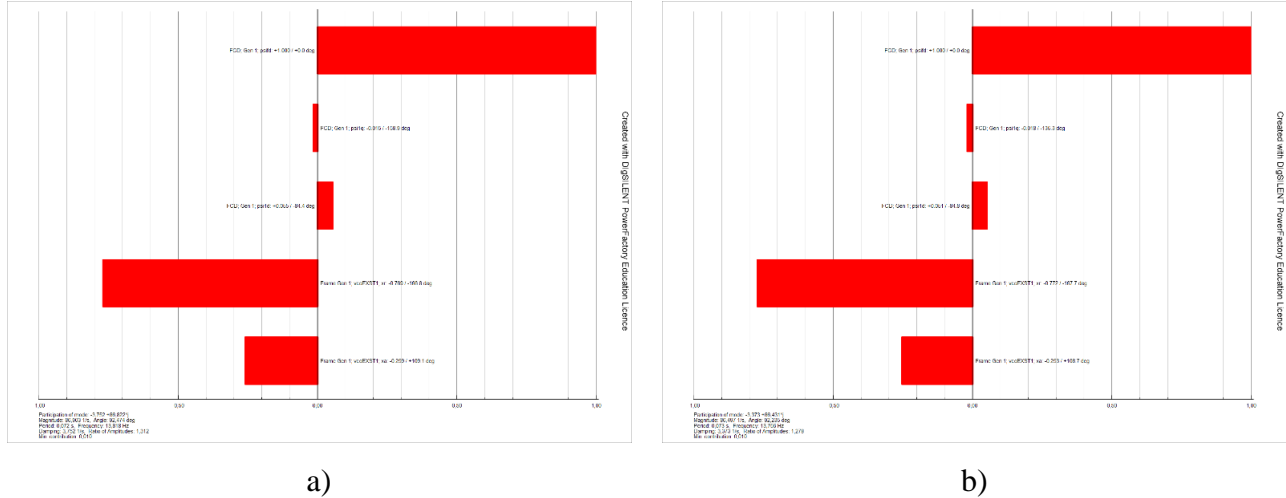


Figura D.10 Factores de participación Escenario E4 Control – Load impact event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA D.19 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E4 Control - Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,790167	109,126	-0,258896
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,790167	-166,769	-0,769192
FCD; Gen 1; psi1d	0,562705	-84,403	0,054881
FCD; Gen 1; psi1q	0,016061	-158,937	-0,014988
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,008174	-159,728	-0,007668

TABLA D.20 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E4 Control - Load impact event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,789996	108,658	-0,252734
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,789996	-167,718	-0,771915
FCD; Gen 1; psi1d	0,566103	-84,786	0,051445
FCD; Gen 1; psi1q	0,02578	-135,278	-0,018317
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,004787	-178,52	-0,004785

Anexo F. Evolución de resultados *Outage event* – Factores de participación

A. *Evolución de resultados escenarios base y casos sin respuesta inercial (MPPT)*

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este. Para ello, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* a través de la Tabla F.1 a la Tabla F.8, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura F.1 a la Figura F.4 la magnitud de participación de estos elementos.

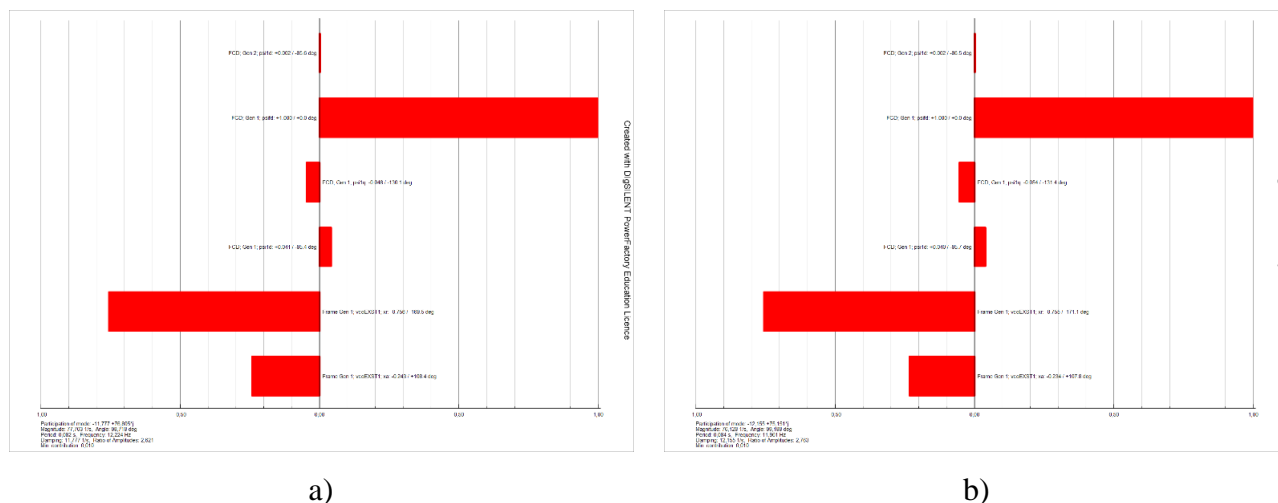


Figura F.1 Factores de participación Escenario base E0-1 – Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.1 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario base E0-1 - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,768422	108,428	-0,242908
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,768422	-169,488	-0,755525
FCD; Gen 1; psi1d	0,511495	-85,352	0,041448
FCD; Gen 1; psi1q	0,072158	-130,056	-0,046436
FCD; Gen 2; psi1d	0,028271	-85,601	0,002168

TABLA F.2 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario base E0-1 - Outage event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,76449	107,821	-0,233968
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,76449	-171,085	-0,755254
FCD; Gen 1; psi1d	0,521978	-85,659	0,03951
FCD; Gen 1; psi1q	0,08221	-131,424	-0,054392
FCD; Gen 2; psi1d	0,031537	-86,538	0,001904

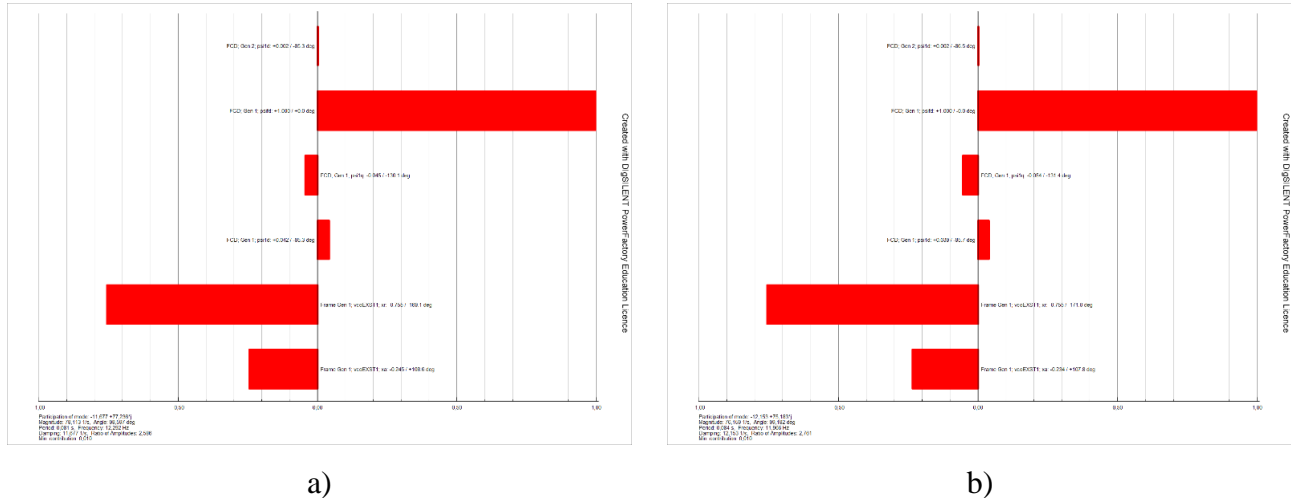


Figura F.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.3 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 MPPT - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,770562	106,081	-0,213443
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,770562	-173,828	-0,766096
FCD; Gen 1; psi1d	0,601731	-81,841	0,085398
FCD; Gen 1; psi1q	0,128046	-140,585	-0,098924
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,023852	131,875	-0,015921

TABLA F.4 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 MPPT - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,76694	105,357	-0,203111
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,76694	-175,641	-0,764722
FCD; Gen 1; psi1d	0,61606	-82,039	0,085324
FCD; Gen 1; psi1q	0,144922	-139,839	-0,110754
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,030292	125,783	-0,017712

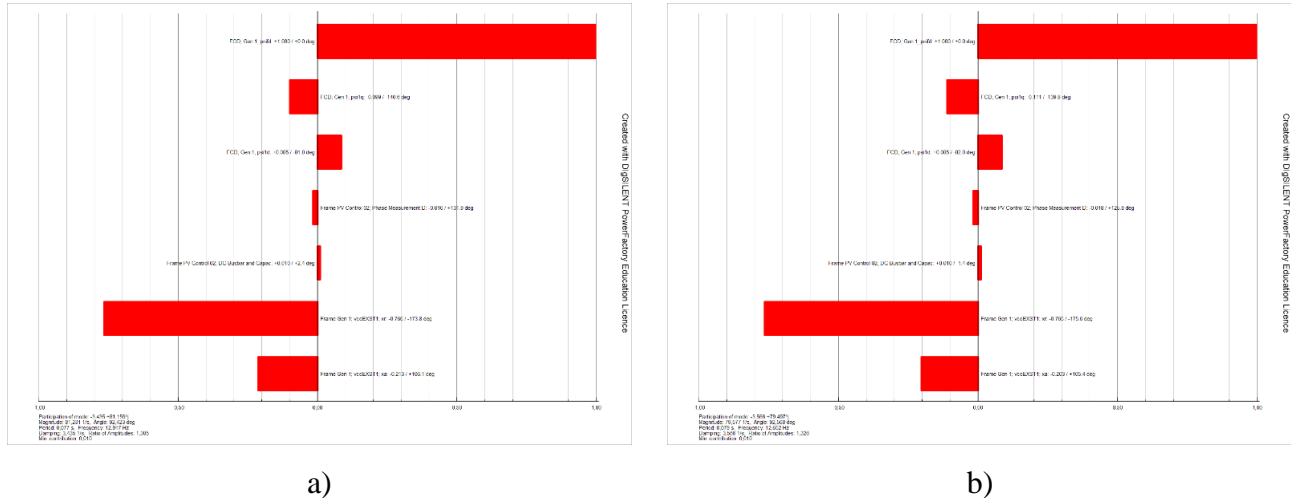


Figura F.3 Factores de participación Escenario base E0-2 – Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.5 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario base E0-2 - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,76942	108,587	-0,245248
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,76942	-169,076	-0,755478
FCD; Gen 1; psi1d	0,509076	-85,265	0,042023
FCD; Gen 1; psi1q	0,069209	-130,094	-0,044574
FCD; Gen 2; psi1d	0,027304	-85,341	0,002218

TABLA F.6 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario base E0-2 - Outage event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,764596	107,839	-0,234229
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,764596	-171,044	-0,755274
FCD; Gen 1; psi1d	0,521907	-85,665	0,03945
FCD; Gen 1; psi1q	0,081735	-131,379	-0,05403
FCD; Gen 2; psi1d	0,031298	-86,548	0,001885

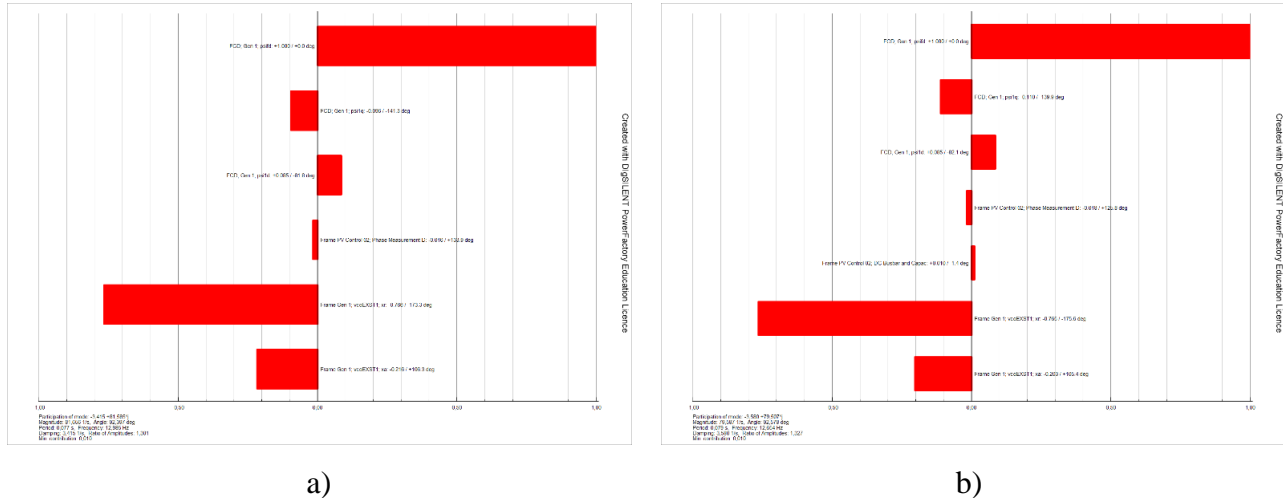


Figura F.4 Factores de participación Escenario E2 MPPT – Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.7 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E2 MPPT - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame PV Control 02; Controller 02; xpr	1,	0,	1,
Frame PV Control 02; DC Busbar and Capac	0,045512	180,	-0,045512
Frame PV Control 02; Controller 02; xp	0,001646	0,	0,001646
FCD; Gen 1; psi1q	0,000123	180,	-0,000123
FCD; Gen 1; psi1d	0,000076	0,	0,000076
Frame PV Control 01; Controller 01; xpr	0,000052	0,	0,000052
FCD; Gen 1; psi1f	0,000016	0,	0,000016

TABLA F.8 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E2 MPPT - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psi1f	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,767024	105,374	-0,203352
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,767024	-175,609	-0,764773
FCD; Gen 1; psi1d	0,616079	-82,061	0,085092
FCD; Gen 1; psi1q	0,144194	-139,898	-0,110294
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,030178	125,812	-0,017658
Frame PV Control 02; DC Busbar and Capac	0,01049	-1,432	0,010487

B. Evolución de resultados con respuesta inercial (Operación deloaded)

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este. Para ello, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIgSILENT Power Factory* a través de la Tabla F.9 a la Tabla F.12, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura F.5 a la Figura F.6 la magnitud de participación de estos elementos.

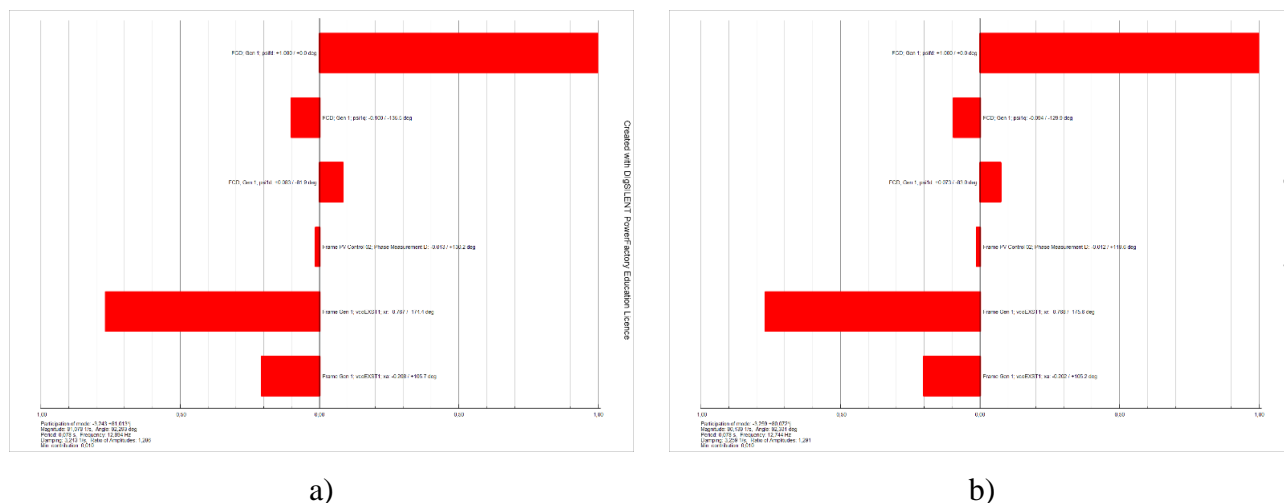


Figura F.5 Factores de participación Escenario E1 Control – Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.9 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 Control - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,770269	105,703	-0,208474
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,770269	-174,419	-0,766618
FCD; Gen 1; psi1d	0,593704	-81,922	0,083428
FCD; Gen 1; psi1q	0,140273	-135,486	-0,100026
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,020024	130,242	-0,012936

TABLA F.10 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,770429	105,2	-0,201998
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,770429	-175,571	-0,768128
FCD; Gen 1; psi1d	0,599378	-82,968	0,073378
FCD; Gen 1; psi1q	0,146708	-129,9	-0,094106
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,023552	119,589	-0,011629

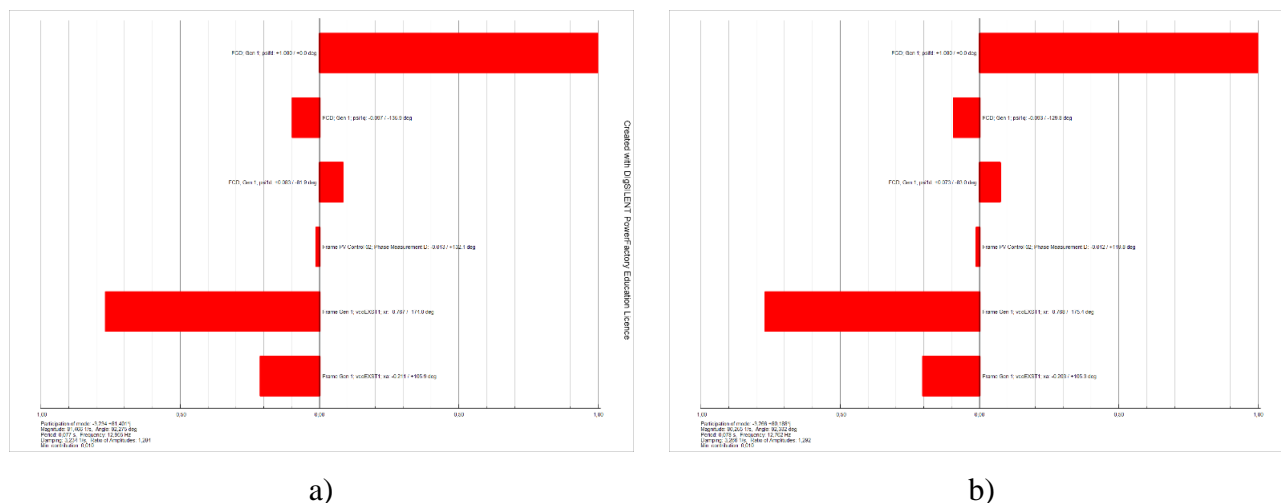


Figura F.6 Factores de participación Escenario E2 Control– Outage event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA F.11 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E2 Control - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,77119	105,901	-0,211288
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,77119	-173,957	-0,766905
FCD; Gen 1; psi1d	0,591183	-81,904	0,083258
FCD; Gen 1; psi1q	0,134858	-135,874	-0,096802
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,018823	132,074	-0,012613

TABLA F.12 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E2 Control - Outage event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,770797	105,268	-0,202977
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,770797	-175,417	-0,768332
FCD; Gen 1; psi1d	0,598753	-83,	0,07297
FCD; Gen 1; psi1q	0,144397	-129,841	-0,092509
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,023305	119,826	-0,011591

Anexo E. Evolución de resultados 3 Phase–Short Circuit Event – Factores de participación

En este apartado se presentarán los resultados obtenidos a partir del cálculo de los factores de participación de los distintos modos de oscilación bajo estudio, esto implica: observar los componentes y señales que más contribuyen en el valor propio en movimiento como de aquel polo que se torna inestable una vez operada las protecciones de la línea al momento de aislarse la falla. Por último, se presenta un pequeño contraste en la respuesta obtenida en el escenario E1-Control considerando distintos *local controller* para el control de la PFV desde el basic data de la planta.

A. Modos de oscilación Escenarios base E0, E1 MPPT y E1 Control

A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación arrojados a través del cálculo del análisis modal ya ilustrado en el inciso 6.2.1 de este capítulo. Para ello, se presenta la evolución del modo de oscilación en movimiento a medida que aumenta la participación de centrales PV en el sistema, además de los componentes que más contribuyen en la respuesta de este. Para ello, se adjuntan los resultados obtenidos a través de las herramientas del software *DIGSILENT Power Factory* a través de la Tabla E.1 a la Tabla E.6, donde se tabulan los datos de los componentes que más influyen en el valor propio bajo estudio, representándose además de manera gráfica mediante la Figura E.1 a la Figura E.3 la magnitud de participación de estos elementos.

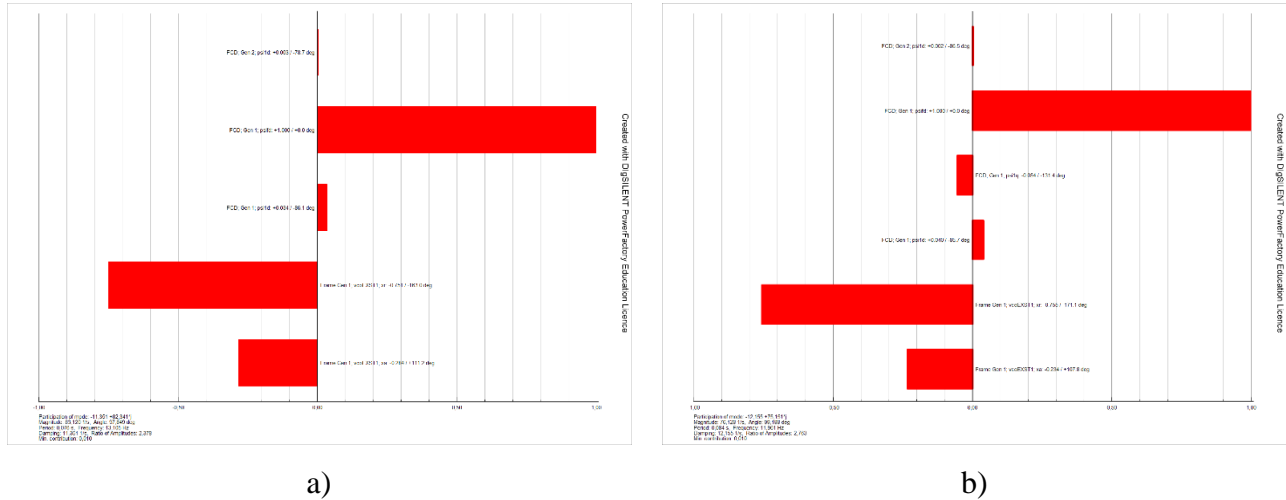


Figura E.1 Factores de participación Escenario base E0 – Short circuit event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA E.1 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario base E0 – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,784875	111,195	-0,283766
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,784875	-163,03	-0,7507
FCD; Gen 1; psi1d	0,487742	-86,056	0,033548
FCD; Gen 2; psi1d	0,016681	-78,691	0,003271
FCD; Gen 1; psi1q	0,005648	74,115	0,001546

TABLA E.2 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario base E0 – 3-Phase short circuit event

Name (signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,767545	108,377	-0,241982
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,767545	-169,821	-0,755464
FCD; Gen 1; psi1d	0,517972	-85,764	0,03826
FCD; Gen 1; psi1q	0,068785	-130,315	-0,044503
FCD; Gen 2; psi1d	0,026355	-86,807	0,001468

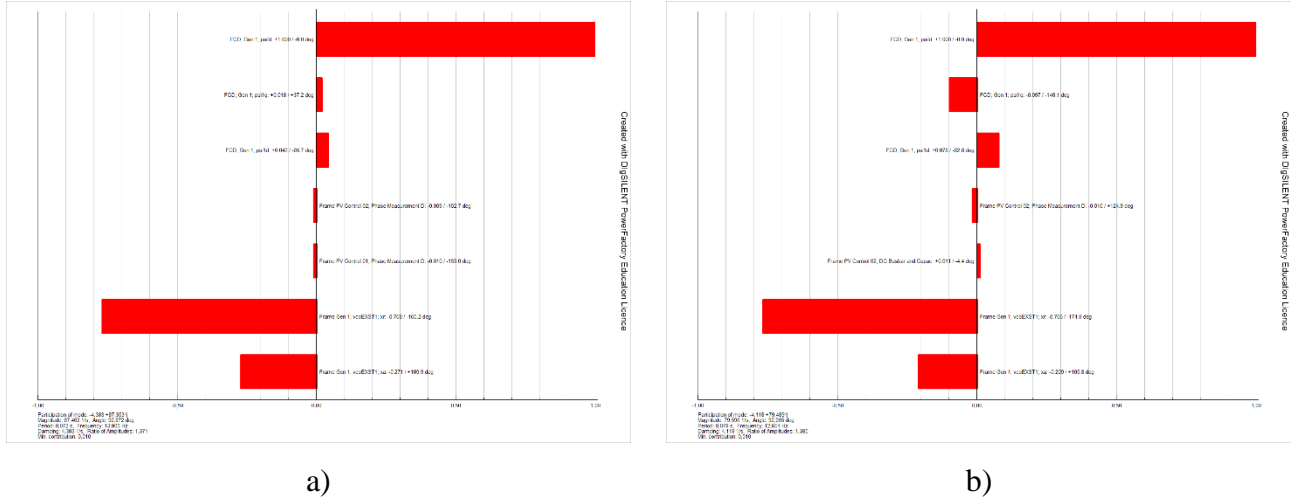


Figura E.2 Factores de participación Escenario E1 MPPT – Short circuit event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA E.3 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 MPPT – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,794733	109,936	-0,27098
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,794733	-165,236	-0,768494
FCD; Gen 1; psi1d	0,564717	-85,734	0,042008
FCD; Gen 1; psi1q	0,02269	37,236	0,018065
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,011082	-153,017	-0,009876
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,010533	-152,749	-0,009364

TABLA E.4 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 MPPT – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,768834	105,765	-0,208886
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,768834	-174,915	-0,765808
FCD; Gen 1; psi1d	0,61569	-82,766	0,077529
FCD; Gen 1; psi1q	0,126946	-140,134	-0,097437
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,028271	124,861	-0,016159
Frame PV Control 02; DC Busbar and Capac	0,010774	-4,446	0,010742

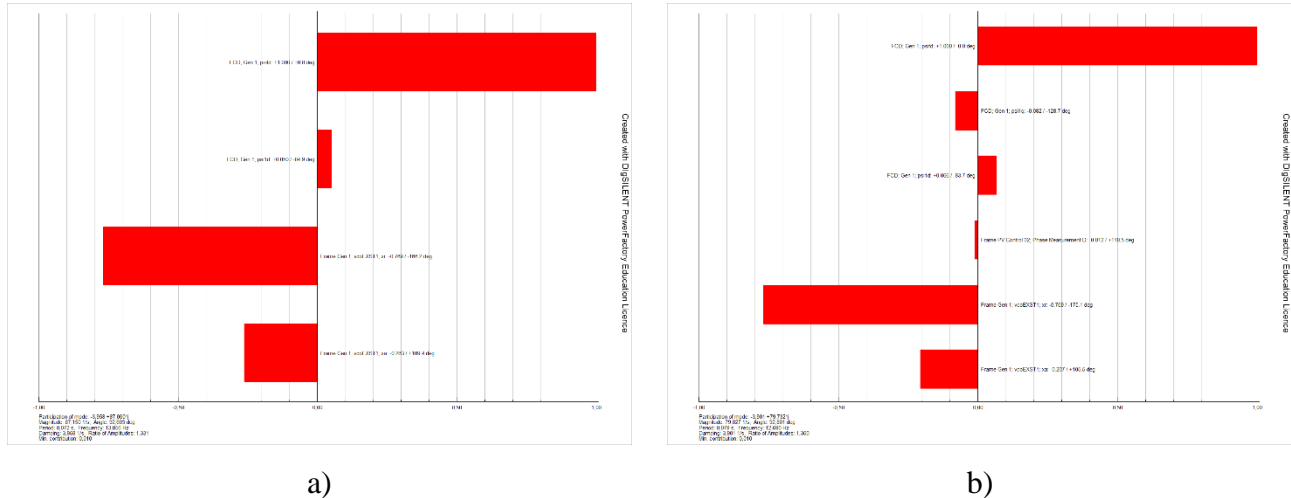


Figura E.3 Factores de participación Escenario E2 – Short circuit event

(a) Pre-Contingencia (b) Post-Contingencia

TABLA E.5 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Pre-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,79194	109,429	-0,26343
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,79194	-166,188	-0,769041
FCD; Gen 1; psi1d	0,563391	-84,896	0,050121
Frame PV Control 01; Phase Measurement D	0,009822	-154,215	-0,008844
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,008315	-154,157	-0,007483

TABLA E.6 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
Frame Gen 1; vcoEXST1; xa	0,771514	105,532	-0,206593
Frame Gen 1; vcoEXST1; xr	0,771514	-175,104	-0,768699
FCD; Gen 1; psi1d	0,603295	-83,7	0,066202
FCD; Gen 1; psi1q	0,130664	-128,726	-0,081743
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,0244	118,458	-0,011627

B. Modos de oscilación inestables

A continuación, se adjuntarán los modos inestables identificados al momento de sacar de servicio la línea cortocircuitada y un ciclo después de haber operado las protecciones para los 3 escenarios bajo estudio. Se comenzará presentando en orden los modos de oscilación hallados para $t=2.12$ [s] con sus respectivos factores de participación junto con la tabulación de los componentes y/o señales que aportan al valor propio analizado según corresponda el escenario. Luego, se seguirá con el *Mode 02* siguiendo con el mismo procedimiento hasta haber abarcado todos los modos encontrados para el tiempo considerado. Finalmente, se repetirá nuevamente el mismo procedimiento para aquellos modos identificados un ciclo después de aislada la falla a través de la apertura de las protecciones de la línea, solamente considerando un valor propio en caso de tener polos complejos conjugados.

A. Modos de oscilación inestables en $t = 2.12$ [s]

A ..1 Mode 01

TABLA E.7 Información Modo de oscilación inestable *Mode 01* en $t = 2.12$ [s] Post-falla – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	17760094,753	0,	nan	-100,	0,000000056306
Escenario E1 – MPPT	15,6599	2,8534	2,2019	-98,3801	0,0638
Escenario E1 – Control	15,6048	3,3369	1,8829	-97,7891	0,0640

TABLA E.8 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame Gen 2; avr_2; xa	1,	0,	1,

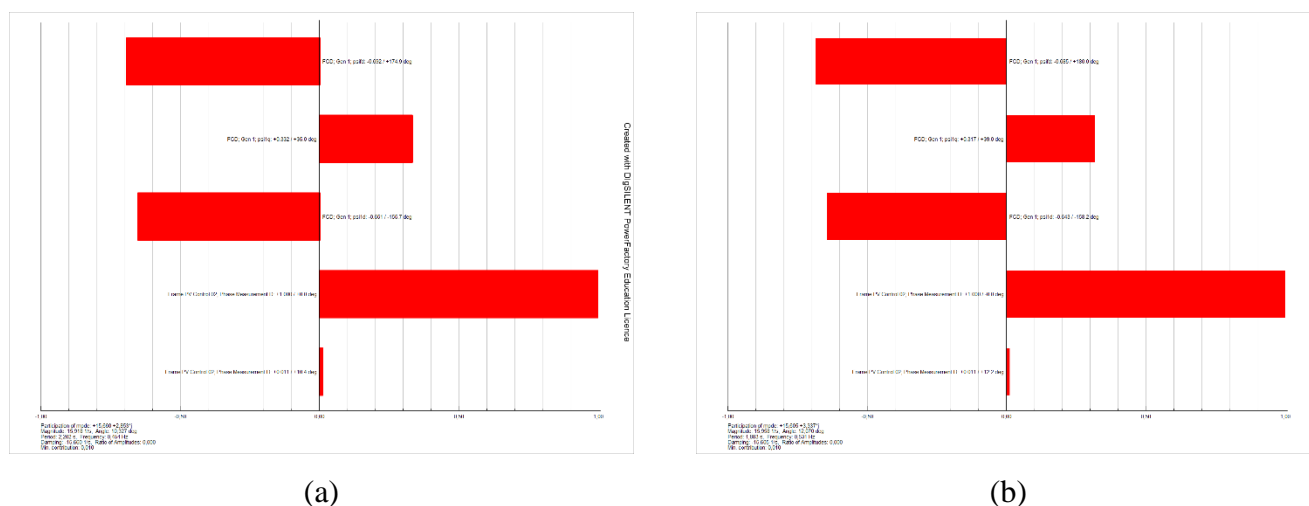


Figura E.4 Factores de participación modo de oscilación 01 inestable en $t = 2.12$ [s]

(a) Escenario E1-MPPT (b) Escenario E1-Control

TABLA E.9 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,714502	-155,677	-0,651081
FCD; Gen 1; psifd	0,694558	174,896	-0,691804
FCD; Gen 1; psi1q	0,404688	34,987	0,331554
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,011184	10,442	0,010999
FCD; Gen 1; speed	0,001628	-78,041	0,000337

TABLA E.10 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,692944	-158,158	-0,6432
FCD; Gen 1; psifd	0,684912	180,	-0,684912
FCD; Gen 1; psi1q	0,407678	38,99	0,31687
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,011157	12,204	0,010905
FCD; Gen 1; speed	0,001149	-72,688	0,000342

A ..2 Mode 02

TABLA E.11 Información Modo de oscilación inestable *Mode 02* en $t = 2.12$ [s] Post-falla Escenario base E0 – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	13,6042	0,	nan	-100,	0,07350

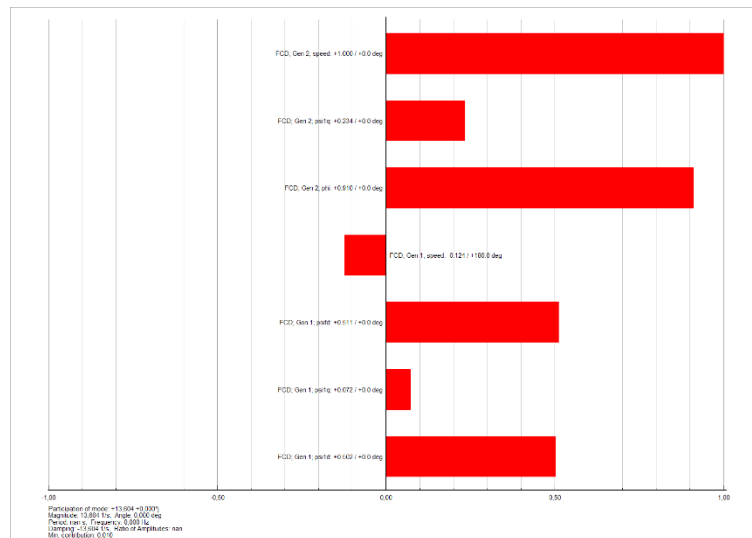


Figura E.5 Factores de participación modo de oscilación 02 inestable en $t = 2.12$ [s] para Escenario base E0

TABLA E.12 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 2; speed	1,	0,	1,
FCD; Gen 2; phi	0,909663	0,	0,909663
FCD; Gen 1; psifd	0,511121	0,	0,511121
FCD; Gen 1; psi1d	0,501737	0,	0,501737
FCD; Gen 2; psi1q	0,23362	0,	0,23362
FCD; Gen 1; speed	0,124058	180,	-0,124058

A ..3 Mode 03

TABLA E.13 Información Modo de oscilación inestable Mode 03 en t = 2.12s Post-falla Escenario base E0 – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	0,4775	0,	nan	-100,	2,0941

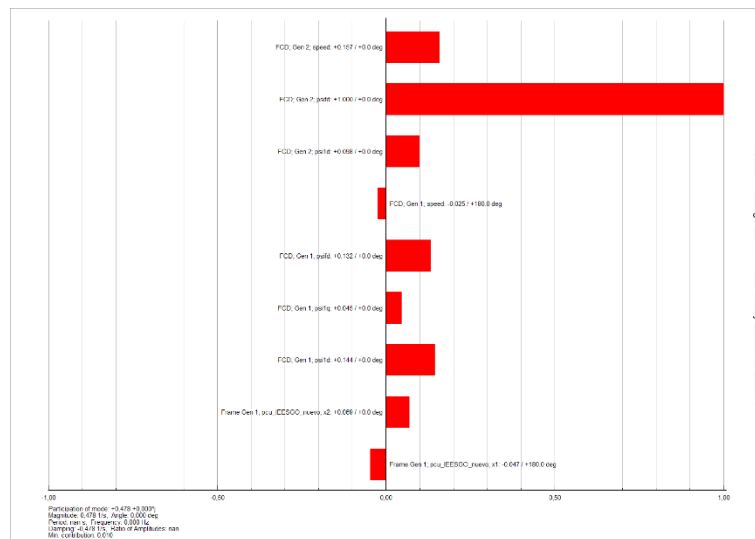


Figura E.6 Factores de participación modo de oscilación 03 inestable en t = 2.12 [s] para Escenario base E0

TABLA E.14 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

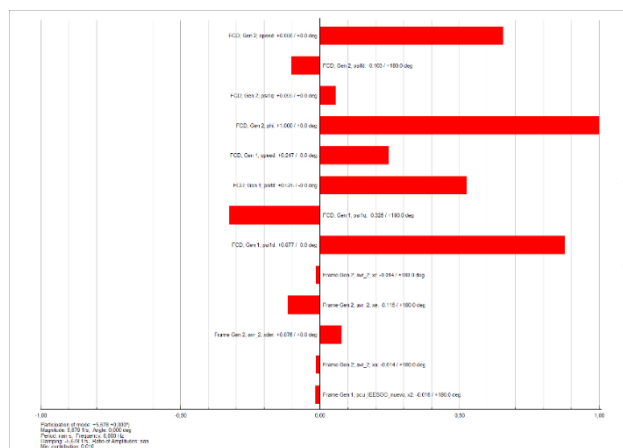
Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 2; psifd	1,	0,	1,
FCD; Gen 2; speed	0,157342	0,	0,157342
FCD; Gen 1; psi1d	0,144033	0,	0,144033
FCD; Gen 1; psifd	0,131803	0,	0,131803
FCD; Gen 2; psi1d	0,098105	0,	0,098105
Frame Gen 1; pcu_IEESGO_nuevo; x2	0,068564	0,	0,068564

B. Modos de oscilación inestables en $t = 2.14$ [s]

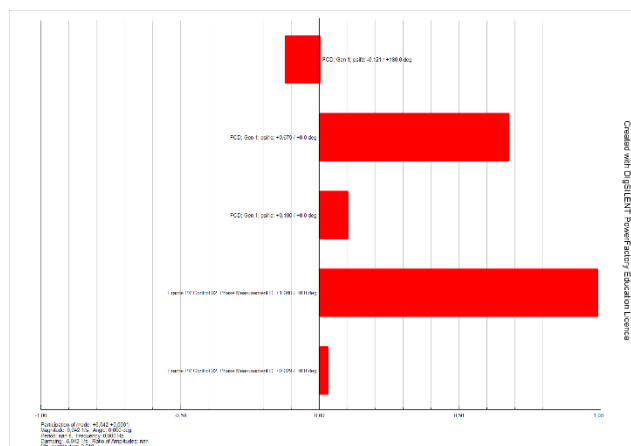
B ..1 Mode 01

TABLA E.15 Información Modo de oscilación inestable Mode 01 en $t = 2.14$ [s] Post-falla – 3-Phase short circuit event

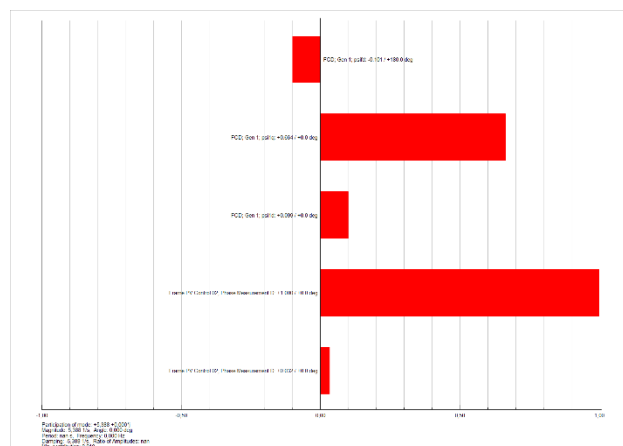
Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario Base E0	5,67842	0,	nan	-100,	0,1761
Escenario E1 – MPPT	15,4947	0,	nan	-100,	0,06453
Escenario E1 – Control	15,5614	0,	nan	-100,	0,06426



(a)



(b)



(c)

Figura E.7 Factores de participación modo de oscilación 01 inestable en $t = 2.14$ [s]

(a) Escenario base E0 (b) Escenario E1-MPPT (c) Escenario E1-Control

TABLA E.16 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 2; phi	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,876702	0,	0,876702
FCD; Gen 2; speed	0,65625	0,	0,65625
FCD; Gen 1; psifd	0,525361	0,	0,525361
FCD; Gen 1; psi1q	0,324763	180,	-0,324763
FCD; Gen 1; speed	0,246695	0,	0,246695
Frame Gen 2; avr_2; xe	0,114874	180,	-0,114874
FCD; Gen 2; psifd	0,103333	180,	-0,103333

TABLA E.17 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,856717	0,	0,856717
FCD; Gen 1; psi1q	0,098569	0,	0,098569
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,072844	180,	-0,072844
FCD; Gen 1; speed	0,003121	180,	-0,003121
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,000837	180,	-0,000837
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,856717	0,	0,856717

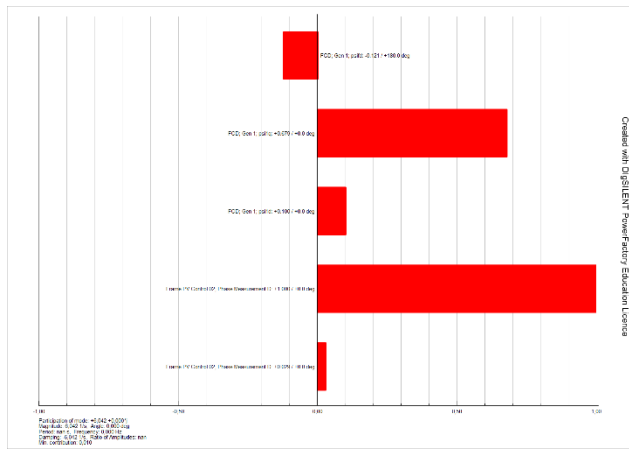
TABLA E.18 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,877768	0,	0,877768
FCD; Gen 1; psi1q	0,129859	0,	0,129859
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,063893	180,	-0,063893
FCD; Gen 1; speed	0,003353	180,	-0,003353
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,000731	180,	-0,000731
FCD; Gen 1; psifd	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1d	0,877768	0,	0,877768

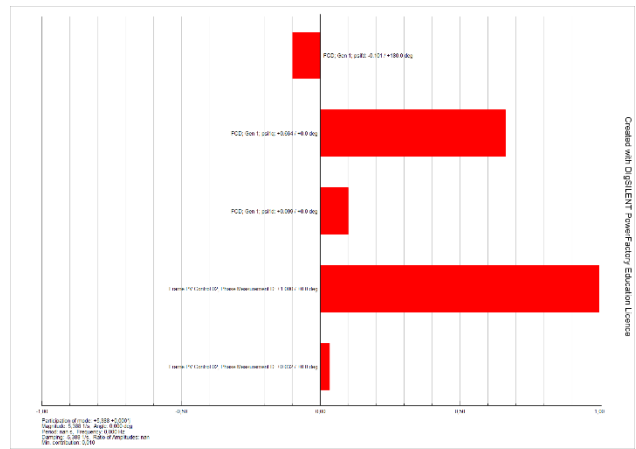
B ..2 Mode 02

TABLA E.19 Información Modo de oscilación inestable *Mode 02* en $t = 2.14$ [s] Post-falla Escenario MPPT y Control – 3-Phase short circuit event

Caso de Estudio	Real part [1/s]	Imaginary Part [rad/s]	Period [s]	Damping ratio [%]	Damping time constant [s]
Escenario E1 – MPPT	6,0417768112	0,	nan	-100,	0,16551422392
Escenario E1 – Control	5,3882534869	0,	nan	-100,	0,18558889303



(a)



(b)

Figura E.8 Factores de participación modo de oscilación 02 inestable en $t = 2.14$ [s]

(a) Escenario E1-MPPT (b) Escenario E1-Control

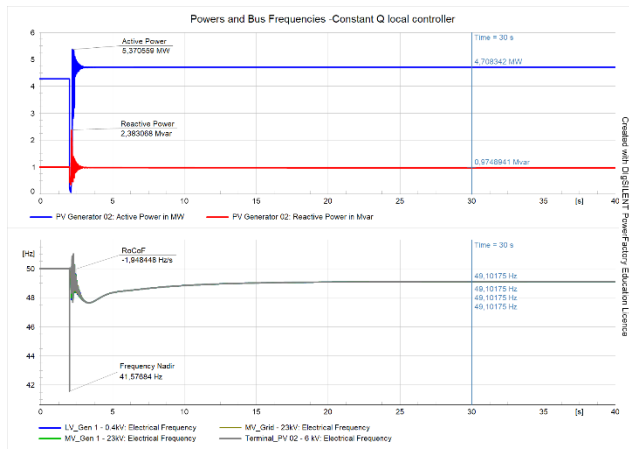
TABLA E.20 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1 Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psiq	0,67925	0,	0,67925
FCD; Gen 1; psifd	0,120661	180,	-0,120661
FCD; Gen 1; psid	0,100057	0,	0,100057
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,028931	0,	0,028931
FCD; Gen 1; speed	0,000484	0,	0,000484

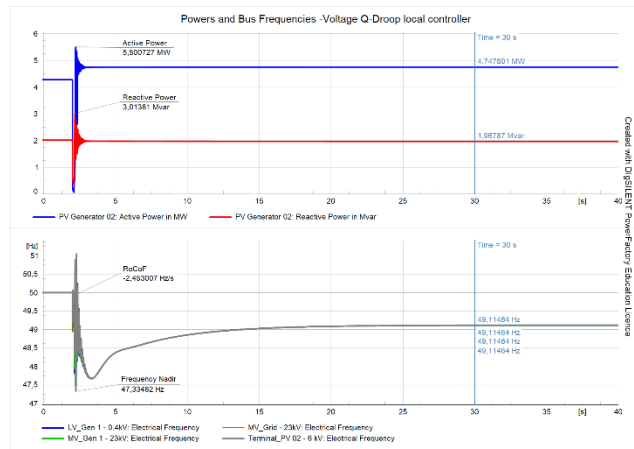
TABLA E.21 Factores de participación modo de oscilación en movimiento Post-falla Escenario E1
Control – 3-Phase short circuit event

Name (Signal)	Magnitude	Angle [°]	Magnitude (Signed)
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	1,	0,	1,
FCD; Gen 1; psi1q	0,663943	0,	0,663943
FCD; Gen 1; psifd	0,100992	180,	-0,100992
FCD; Gen 1; psi1d	0,098576	0,	0,098576
Frame PV Control 02; Phase Measurement D	0,032326	0,	0,032326
FCD; Gen 1; speed	0,000389	0,	0,000389

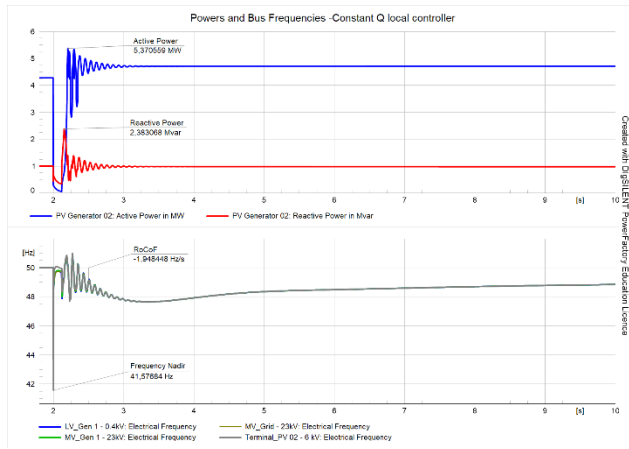
C. Comparación Constant Q y Voltage Q-Droop Local controllers



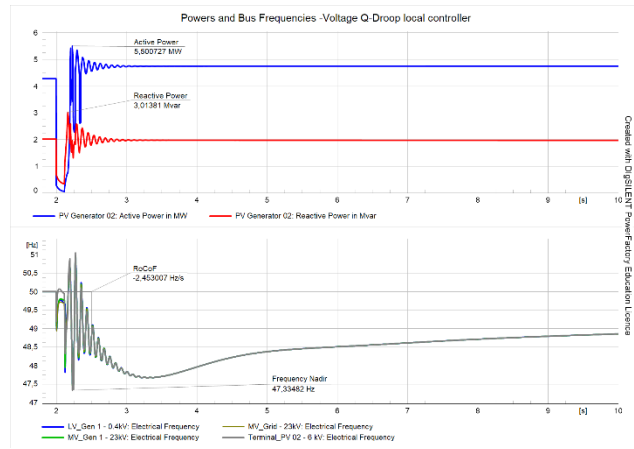
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura E.9 Comparación respuesta de Potencia activa generadores PV y frecuencia del sistema ante distintos controles locales en las PFV para Escenario E4 Control – Short circuit event

(a) Constant Q (b) Voltage Q-Droop (c) Constant Q con zoom (d) Voltage Q-droop con zoom