



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

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA
ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO**

FELIPE GUILLERMO CASTRO ELGUETA

PROFESOR GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE

ENERO, 2013

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

El actual interés mundial por incentivar el uso de energías renovables ha gatillado una apertura masiva a los medios de generación no convencionales, lo que conlleva a una evolución de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En efecto, ya no son sólo las empresas de generación quienes pueden proveer de energía al sistema, sino también los consumidores a través de medios de generación denominados Generación Distribuida (GD). En vista de los incentivos actuales a nivel país para la instalación de GD, como lo es la reciente ley de facturación NetBilling, sumado a la disminución de los costos de inversión de dichas tecnologías, es posible prever que en un futuro existan altos niveles de penetración de GD residencial conectados al Sistema Interconectado Central (SIC). En vista de lo anterior y la carencia de estudios que indiquen los efectos dinámicos de la GD sobre el SEP, resulta indispensable realizar estudios de estabilidad a nivel sistémico frente a escenarios de alta penetración de GD de forma tal de mantener la seguridad del sistema.

En el marco anterior, el objetivo general del presente estudio es determinar el desempeño dinámico del sistema frente a altos niveles de penetración de GD residencial fotovoltaica conectados en el mayor centro de consumo del SIC: la Región Metropolitana. Asimismo, se busca establecer para qué tipo de estudios es adecuado modelar la GD de forma dinámica en vez de considerarla como “carga negativa”. De forma tal de alcanzar dichos objetivos, se llevan a cabo simulaciones dinámicas para diferentes escenarios de penetración de GD, mediante el programa computacional DigSilent Power Factory en un modelo del SIC proyectado al año 2020. Concretamente, se definen escenarios de penetración de GD del 0%, 10%, 20% y 30% con respecto a la demanda total del sistema. Adicionalmente se evalúa la respuesta dinámica para distintos requerimientos de desconexión de la GD durante contingencias en el sistema.

Los resultados indican que la situación más crítica para la estabilidad de frecuencia del sistema se presenta cuando la GD es desconectada debido a fuertes caídas de tensión en la red. Se determina que en el escenario de 30% de penetración, la GD debe ser reconectada a más tardar 2,2 segundos después de que las variables del sistema (tensión y frecuencia) se restablezcan dentro de la banda de operación de los inversores de la GD, con el fin de evitar la inestabilidad de frecuencia.

Con respecto a la modelación de la GD, se valida la pertinencia de considerar la GD como carga negativa en estudios donde ésta esté obligada a permanecer conectada durante el transcurso de una contingencia, aun cuando la tensión y frecuencia estén fuera de las bandas de operación de los inversores de la GD.

Finalmente, como trabajo futuro se propone realizar estudios de estabilidad de ángulo de rotor frente a altas penetraciones de GD, como también considerar en detalle el efecto de los elementos que componen las redes de distribución. Se propone igualmente el estudio de estabilidad frente a eventos transitorios propios de la tecnología fotovoltaica, tal como variaciones abruptas de potencia debido a eventos meteorológicos que produzcan cambios intempestivos de la radiación solar.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más profundos agradecimientos a toda la gente que me ha dado su constante apoyo durante estos siete años en el cual he estado inmerso en esta carrera.

Agradezco especialmente a mi familia quienes con todo su corazón me han proporcionado todo el cariño y aliento en todos los proyectos que he emprendido en mi vida. Sin ellos no creo haber podido alcanzar este momento, y de haberlo hecho, hubiera sido mucho más difícil.

Igualmente agradezco la dedicación de la profesora Claudia Rahmann, quien con su amplia experiencia me ha guiado y ayudado en la elaboración de este trabajo. También agradezco a los profesores de la comisión Rodrigo Palma y Ariel Valdenegro por sus valiosas observaciones.

De igual forma agradezco a mis compañeros de carrera que me han brindado tantas alegrías durante estos últimos años. Dentro de ellos destaco a Roberto Möller, Matias Mayol, Camila Soto, Paulina Jofré, Javier Acuña, Javier Mujica, y muchos más.

Finalmente agradezco a toda la gente que me proporcionó consejos y ayuda para este trabajo, entre los cuales destaco a Miguel Neicún, Keith Watt, Alex Alegría, y Giandomenico Barbagelata.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN	1
1.2 ALCANCE.....	2
1.3 OBJETIVOS.....	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	2
1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE TÍTULO	3
CAPÍTULO 2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ESTABILIDAD DEL SISTEMA	5
2.1 INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	5
2.1.1 <i>Definición de la GD</i>	5
2.1.2 <i>Clasificación de la GD</i>	7
2.2 ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP)	8
2.2.1 <i>Estabilidad angular</i>	9
2.2.2 <i>Estabilidad de frecuencia</i>	10
2.2.3 <i>Estabilidad de tensión</i>	11
2.2.4 <i>Indicadores de estabilidad de un SEP</i>	12
2.3 EFECTOS DE LA GD SOBRE EL SEP	13
2.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ELABORACIÓN DE NORMATIVAS PARA LA GD.....	15
2.4.1 <i>Ubicación de las unidades GD</i>	16
2.4.2 <i>Tecnología de GD utilizada</i>	18
2.4.3 <i>Nivel de penetración de GD en el sistema</i>	19
2.4.4 <i>Características del sistema de potencia y las redes de distribución</i>	22
2.4.5 <i>Requerimientos para la GD en caso de falla</i>	22
CAPÍTULO 3 IMPLEMENTACIÓN	26
3.1 ALCANCE DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD	26
3.2 METODOLOGÍA	26
CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO	30

4.1	PARÁMETROS DEL SISTEMA	30
4.1.1	<i>Sistema Interconectado Central (SIC)</i>	30
4.1.2	<i>Modelación del SIC en DigSilent Power Factory</i>	32
4.1.3	<i>Proyección del SIC al 2020</i>	33
4.1.4	<i>Anillo 110 kV de Chilectra</i>	34
4.2	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS	35
4.2.1	<i>Selección de tecnologías de GD</i>	35
4.2.2	<i>Selección de los puntos de conexión de la GD</i>	37
4.2.3	<i>Selección de los puntos críticos de operación del sistema</i>	37
4.2.4	<i>Selección de los niveles de penetración de GD</i>	39
4.2.5	<i>Selección de la distribución de la GD en el SIC</i>	42
4.2.6	<i>Determinación de los despachos de las máquinas convencionales</i>	43
4.3	MODELACIÓN DE LA GD EN DIGSILENT	46
4.3.1	<i>Modelo dinámico de la GD</i>	46
4.3.2	<i>Modelo de la GD como carga negativa</i>	47
4.4	DETERMINACIÓN DE PERTURBACIONES CRÍTICAS.....	48
4.4.1	<i>Modelo de las cargas en DigSilent para cada perturbación</i>	49
4.5	SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE ESTABILIDAD.....	50
4.6	REQUERIMIENTOS EN CASO DE FALLA	50
4.7	SIMULACIONES DINÁMICAS	51
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS		53
5.1	SALIDA DE SERVICIO CENTRAL BOCAMINA II.....	53
5.1.1	<i>FRT 1: GD conectada en condiciones de falla</i>	53
5.1.1.1	<i>Modelo dinámico de la GD</i>	53
5.1.1.2	<i>Modelo de la GD como carga negativa</i>	54
5.2	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LOS ALMENDROS 220 kV – ALTO JAHUEL 220 kV	57
5.2.1	<i>FRT 1: GD conectada en condiciones de falla</i>	58
5.2.1.1	<i>Modelo dinámico de la GD</i>	58
5.2.1.2	<i>Modelo de la GD como carga negativa</i>	60
5.2.2	<i>FRT 2: GD se desconecta en condiciones de falla</i>	63

5.2.2.1	Modelo dinámico de la GD	63
5.2.2.2	Estudio de tiempos de reconexión de la GD	66
5.3	METODOLOGÍA PARA EVALUAR TIEMPO DE RECONEXIÓN DE GD	70
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN		73
6.1	EFFECTOS DE ALTOS NIVELES DE GD SOBRE LA ESTABILIDAD DEL SEP	73
6.2	PERTINENCIA DE UTILIZAR MODELO DE GD COMO CARGA NEGATIVA.....	74
6.3	PERTINENCIA DE UTILIZAR MODELOS DINÁMICO DE GD.....	75
6.4	TRABAJO FUTURO	75
REFERENCIAS.....		76
ANEXOS		79

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 1-1: CRECIMIENTO GLOBAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	1
FIGURA N° 2-1: CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIOS DE GENERACIÓN EN CHILE	6
FIGURA N° 2-2: CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.	9
FIGURA N° 2-3: ESTABILIDAD DE ÁNGULO	9
FIGURA N° 2-4: RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DE UN SEP ANTE UNA PERTURBACIÓN (SALIDA DE UN BLOQUE DE GENERACIÓN).....	10
FIGURA N° 2-5: INDICADORES DE ESTABILIDAD	12
FIGURA N° 2-6: ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	13
FIGURA N° 2-7: FACTORES QUE PRODUCEN EFECTOS EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA.....	16
FIGURA N° 2-8: PERFIL DE TENSIÓN CON GD CONECTADA EN LA COLA DE UN ALIMENTADOR	17
FIGURA N° 2-9: PERFIL DE TENSIÓN DE UN ALIMENTADOR CON ALTOS NIVELES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	17
FIGURA N° 2-10: RESPUESTA DE LAS MÁQUINAS CONVENCIONALES FRENTE A ALTOS NIVELES DE PENETRACIÓN DE GD; LÍNEA AZUL: 0% GD; LÍNEA VERDE: 25% GD; LÍNEA ROJA: 50% GD	20
FIGURA N° 2-11: MODELO AGREGADO DE LA GD.....	21
FIGURA N° 2-12: RESPUESTA DE FRECUENCIA Y POTENCIA ACTIVA DEL SISTEMA PORTUGUÉS	21
FIGURA N° 2-13: CURVA TÍPICA DE REQUERIMIENTO “FAULT-RIDE-THROUGH”[25]	23
FIGURA N° 2-14: REQUERIMIENTOS DE APOYO DE CORRIENTE REACTIVA	24
FIGURA N° 2-15: CURVA FRT PARA GD EN ALEMANIA	25
FIGURA N° 3-1: METODOLOGÍA.....	27
FIGURA N° 4-1: MAPA DEL SIC.....	31
FIGURA N° 4-2: MODELO DEL SIC EN DIGSILENT	33
FIGURA N° 4-3: DIAGRAMA UNILINIAL DEL ANILLO DE 110 kV DE CHILECTRA.....	34
FIGURA N° 4-4: RECURSO EÓLICO EN LA REGIÓN METROPOLITANA	35
FIGURA N° 4-5: RECURSO EÓLICO MENSUAL EN LA REGIÓN METROPOLITANA	35
FIGURA N° 4-6: RADIACIÓN SOLAR EN LA REGIÓN METROPOLITANA	36
FIGURA N° 4-7: RADIACIÓN MEDIA DIARIA EN LA REGIÓN METROPOLITANA	36
FIGURA N° 4-8: FRECUENCIA EN EL SIC FRENTE A LA SALIDA DE SERVICIO DE NEHUENCO II	38
FIGURA N° 4-9: SUPERFICIE DE LA ZONA DE IMPLEMENTACIÓN DE GD	40

FIGURA N° 4-10: EFICIENCIA DE LOS PANELES MONOCRISTALINOS DE SILICIO VS TEMPERATURA.....	41
FIGURA N° 4-11: PORCENTAJE DE PENETRACIÓN DE GD CON RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL DEL 2020.....	42
FIGURA N° 4-12: DISTRIBUCIÓN DE LA GD EN EL ANILLO DE 110 kV	43
FIGURA N° 4-13: PÉRDIDAS E INERCIA PARA CADA ESCENARIO	45
FIGURA N° 4-14: MODELACIÓN DE LA GD EN EL SIC	46
FIGURA N° 4-15: PERTURBACIONES CRÍTICAS PARA LA ESTABILIDAD DEL SEP	49
FIGURA N° 4-16: ÍNDICES DE DESEMPEÑO DE LA FRECUENCIA	50
FIGURA N° 4-17: SIMULACIONES DINÁMICAS	51
FIGURA N° 5-1: SALIDA BOCAMINA II, MODELO GD DINÁMICO.....	53
FIGURA N° 5-2: SALIDA BOCAMINA II, MODELO GD CARGA NEGATIVA.....	55
FIGURA N° 5-3: COMPARACIÓN DE RESULTADOS, SALIDA BOCAMINA II	56
FIGURA N° 5-4: CC3F LA-AJ, MODELO GD DINÁMICO, TENSIÓN.....	59
FIGURA N° 5-5: CC3F LA-AJ, MODELO GD DINÁMICO, FRECUENCIA.....	59
FIGURA N° 5-6: CC3F LA-AJ, MODELO GD CARGA NEGATIVA, TENSIÓN	60
FIGURA N° 5-7: CC3F LA-AJ, MODELO GD CARGA NEGATIVA, FRECUENCIA	61
FIGURA N° 5-8: COMPARACIÓN DE RESULTADOS, CC3F LA-AJ	62
FIGURA N° 5-9: RESPUESTA DINÁMICA DE LA TENSIÓN CON REQUERIMIENTOS DE DESCONEXIÓN - ALTO JAHUEL 220 kV	64
FIGURA N° 5-10: RESPUESTA DINÁMICA DE LA FRECUENCIA CON REQUERIMIENTOS DE DESCONEXIÓN	65
FIGURA N° 5-11: TENSIÓN EN LA BARRA ALTO JAHUEL PARA DISTINTOS TIEMPOS DE RECONEXIÓN DE LA GD.....	67
FIGURA N° 5-12: TENSIÓN MÁXIMA DE LA BARRA ALTO JAHUEL ENTRE EL PERIODO DE DESPEJE DE FALLA Y LA RECONEXIÓN DE LA GD	67
FIGURA N° 5-13: RESPUESTA DINÁMICA DE LA FRECUENCIA CON DESCONEXIÓN DE GD.....	68
FIGURA N° 5-14: ÍNDICE DE HUNDIMIENTO CON DESCONEXIÓN DE GD	69
FIGURA N° 5-15: ÍNDICE DE LEVANTAMIENTO CON DESCONEXIÓN DE GD.....	70
FIGURA N° 5-16: ESTABILIDAD DEL SISTEMA SEGÚN LOS ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE GD	71
FIGURA N° 5-17: ESTABILIDAD DEL SISTEMA SEGÚN LOS ESQUEMAS DE RECONEXIÓN EN EL SIC	72

ÍNDICE DE TABLAS

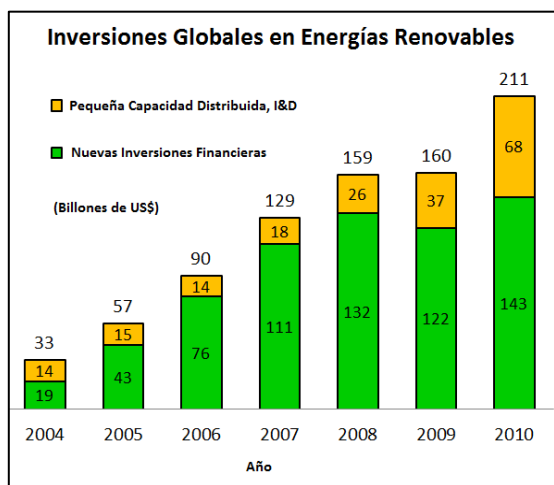
TABLA N° 2-1: CLASIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE LA GD SEGÚN SU TECNOLOGÍA.....	7
TABLA N° 2-2: CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES SEGÚN SU TECNOLOGÍA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA ..	18
TABLA N° 4-1: ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA	32
TABLA N° 4-2: TASAS DE CRECIMIENTO SEGÚN PREVISIÓN DE DEMANDA SIC.....	33
TABLA N° 4-3: GENERACIÓN HORA 11, 2011 SIC.....	39
TABLA N° 4-4: DEMANDA DE LA HORA 11, 2020.....	39
TABLA N° 4-5: ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE GD	40
TABLA N° 4-6: ESTIMACIÓN DE LA SUPERFICIE DE PANELES FOTOVOLTAICOS EN ESCENARIO E30.....	41
TABLA N° 4-7: DISTRIBUCIÓN DE LA GD	43
TABLA N° 4-8: DESPACHO DE LAS MÁQUINAS CONVENCIONALES PARA CADA NIVEL DE PENETRACIÓN	44
TABLA N° 4-9: CANTIDAD DE UNIDADES DESPACHADAS EN CADA ESCENARIO.....	45
TABLA N° 4-10: PÉRDIDAS E INERCIA DEL SISTEMA.....	45
TABLA N° 4-11: CONSUMOS DE LAS BARRAS MODELANDO GD COMO CARGA NEGATIVA	47
TABLA N° 5-1: SALIDA BOCAMINA II, MODELO GD DINÁMICO	54
TABLA N° 5-2: SALIDA BOCAMINA II, MODELO GD CARGA NEGATIVA	55
TABLA N° 5-3: COMPARACIÓN DE ESCENARIOS, SALIDA BOCAMINA II	57
TABLA N° 5-4: DIFERENCIA PORCENTUAL DE LOS ÍNDICES ENTRE MODELO GD DINÁMICO Y MODELO DE CARGA NEGATIVA.....	57
TABLA N° 5-5: CC3F LA-AJ, MODELO GD DINÁMICO	60
TABLA N° 5-6: CC3F LA-AJ, MODELO GD CARGA NEGATIVA	61
TABLA N° 5-7: COMPARACIÓN DE RESULTADOS, CC3F LA-AJ.....	63
TABLA N° 5-8: ÍNDICE DE HUNDIMIENTO CON DESCONEXIÓN DE GD	69
TABLA N° 5-9: ÍNDICE DE LEVANTAMIENTO CON DESCONEXIÓN DE GD	70

Capítulo 1

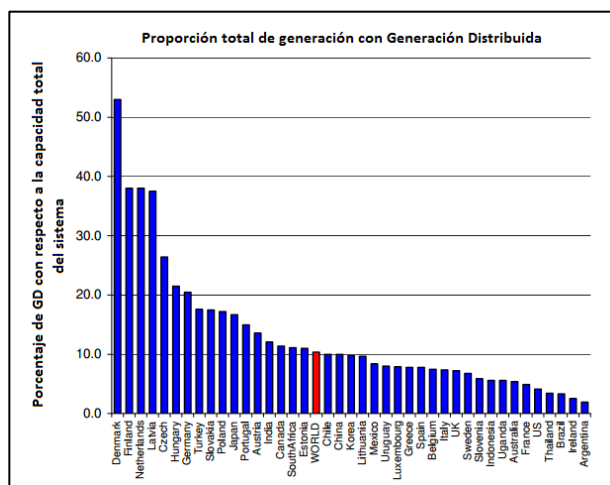
Introducción

1.1 Motivación

Hoy en día, una creciente cantidad de la energía eléctrica es generada por medios de generación descentralizados de pequeño tamaño, denominados comúnmente como “Generación Distribuida” (GD) [1][6][7][10][15]. En virtud del actual interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables, el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales de pequeña capacidad situadas en las redes de distribución. Tal argumento se corrobora con la tendencia creciente de las inversiones en pequeños medios de generación a nivel mundial (Figura N° 1-1, a¹), así como el creciente protagonismo que está alcanzando la GD alrededor del mundo (Figura N° 1-1, b [13]). En este aspecto, Chile se sitúa un puesto por debajo del promedio mundial en lo que se refiere al nivel de participación de la GD en la matriz energética



(a)



(b)

Figura N° 1-1: Crecimiento Global de la Generación Distribuida

La tendencia de aumento de estos medios de generación es potenciada por el hecho que la GD está constituida por un variado conjunto de tecnologías que explotan energías provenientes de fuentes renovables, entre las cuales es posible destacar los paneles fotovoltaicos, las turbinas eólicas y los sistemas de recuperación mareomotriz, entre otros. En vista de lo anterior, la situación en Chile no debería ser distinta a la esperada a nivel mundial en cuanto al aumento de la

¹ Fuente: “Bloomberg New Energy Finance, UNEP SEFI, Frankfurt School, Global Trends in Renewable Energy Investment 2011”.

GD gracias al gran potencial existente en el país de fuentes renovables. A esto se suma también la necesidad de poseer fuentes de energías que no dependan del precio internacional de los combustibles y promover fuentes de energía más sustentables.

Considerando que un fuerte nivel de penetración de GD produce efectos tanto estáticos como dinámicos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en los que se conecten, es indispensable realizar estudios independientes que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías, tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, así como también las características del SEP. En la mayoría de los países se tiende a modelar estas tecnologías como consumos negativos [8][14][32] debido a su baja participación en el sistema, por lo que es esperable que se requieran modelos más complejos en el caso que su participación en los SEP aumente. En un contexto local, la característica de los SEP en Chile presenta una estructura radial. Adicionalmente, para el caso del SIC, se pueden distinguir grandes centros de generación alejados de los grandes centros de consumo, lo cual acrecienta la necesidad de estudiar el comportamiento de estos sistemas frente a grandes niveles de penetración de GD. Dichos estudios permitirán en un futuro atisbar las consecuencias que conlleva el cambio de concepto de un SEP “convencional”, en donde los grandes generadores suministran energía eléctrica a los consumos lejanos por medio de líneas de transmisión, hacia un concepto de SEP “horizontal”, en donde existe una alta penetración de GD conectada en las redes de distribución, próxima a los consumidores y los flujos de potencia en el sistema pasan a ser bidireccionales.

1.2 Alcance

El énfasis de este estudio se centra principalmente en el estudio de la respuesta dinámica de la frecuencia y tensión del Sistema Interconectado Central (SIC) frente a escenarios con altos niveles de penetración de GD fotovoltaica residencial. El estudio se enfoca en las zonas que abastece el anillo de 110 kV de Chilectra. Este estudio se enfoca en la evaluación del desempeño dinámico del sistema de transmisión bajo diferentes escenarios de penetración y modelos de GD, utilizando el software Power Factory de DigSilent. Los efectos dinámicos a nivel de redes de distribución no se toman en cuenta en este estudio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

El objetivo de este trabajo de título es investigar el efecto de la penetración a gran escala de la Generación Distribuida sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. De esta forma el trabajo no se centra en el impacto de la GD en la red de distribución sino que en el sistema de alta tensión aguas arriba.

1.3.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Conocer el estado del arte de la GD, recopilando información de estudios similares a nivel sistémico.
- Disponer de modelos adecuados de GD.
- Definir indicadores de desempeño para evaluar el impacto de grandes inyecciones de GD en la estabilidad de los SEP.
- Disponer de una metodología para la estimación del impacto de la GD en la estabilidad de los SEP.
- Determinar cómo varía la respuesta dinámica del sistema modelando la GD como “carga negativa” y utilizando un modelo dinámico de ésta.
- Conocer los resultados de la aplicación de la metodología para un caso de estudio.
 - Determinación de los efectos en la estabilidad del sistema de distintos niveles de penetración de GD.
 - Proponer requerimientos apropiados para la GD considerando las características técnicas del sistema.
 - Proponer posibles mejoras para el desempeño dinámico del SEP frente a grandes niveles de penetración de GD.

1.4 Estructura del trabajo de título

En el capítulo 2 del trabajo se hace una revisión del estado del arte de la GD y se conceptualizan los aspectos relevantes de la estabilidad en los SEP. Enseguida se describen las características de la GD que pueden llegar a impactar a la estabilidad del sistema, haciendo referencia a estudios previos que dan un indicio de los posibles efectos que podría causar un alto nivel de penetración de GD en el SEP. También se mencionan los requerimientos de conexión e inyección de potencia reactiva que se utilizan en el mundo para fuentes que están acopladas al sistema vía convertidor.

En el capítulo 3 se articulan las bases de este estudio proponiendo una metodología que permite evaluar el desempeño dinámico de un sistema frente a altos niveles de penetración de GD.

En el capítulo 4 se ensamblan los elementos para dar origen a los casos de estudio: se determina el peor escenario en términos de estabilidad para llevar a cabo las simulaciones, y se determinan los parámetros para la GD que se utilizarán en este estudio. Considerando todos estos elementos se definen los escenarios de penetración de GD a estudiar.

En el capítulo 5 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas, mostrando las diferentes respuestas dinámicas frente a los escenarios de penetración definidos y haciendo análisis comparativos que permitan evidenciar los posibles efectos que conllevan una alta participación de GD en el SEP.

En el capítulo 6 se discuten los resultados obtenidos y se genera una conclusión sobre los efectos de la GD sobre el sistema, la conveniencia de usar un modelo detallado de GD, y los requerimientos de desconexión y reconexión de la GD frente a condiciones de operación anormales en el SEP.

Capítulo 2

Generación distribuida y estabilidad del sistema

A continuación se presentan las bases del marco teórico de este estudio, profundizando en los conceptos de generación distribuida y estabilidad del sistema. Asimismo, se ponen en evidencia los resultados de trabajos anteriores que entregan indicios del impacto de la inserción de la GD sobre los SEP, con un énfasis en la respuesta dinámica en las redes de transmisión.

2.1 Introducción a la generación distribuida

2.1.1 Definición de la GD

En la actualidad existen dos grandes formas de generación de energía eléctrica. Por un lado se encuentran los generadores convencionales que producen grandes cantidades de energía de forma concentrada, la cual es transportada a través de largas líneas de transmisión para abastecer a los centros de consumo. Por otro lado, se encuentran los medios de generación de baja escala dispersados por toda la red, conectados normalmente cerca de los consumos, y denominados generación distribuida.

La GD es un concepto que ha sido definido por varios organismos e institutos tanto regionales como globales, tales como la IEEE², la CIGRE³, la IEA⁴, la EPRI⁵, la DPCA⁶, entre muchos otros.

La IEEE la define como *“Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”*, mientras que la CIGRE añade: *“No es usualmente planificada; No es despachada de forma centralizada; y su capacidad es inferior a 50 o 100 MW”* [29].

La definición por parte de estos organismos no siempre es convergente y presentan diferencias según la capacidad de las unidades, la conexión de éstas al sistema, su ubicación, y sus características de despacho.

En estricto rigor no hay una definición formal de la GD y sus características se desprenden finalmente de las normativas existentes en cada país. Por ejemplo, la GD en la República Checa está conectada mayoritariamente a las redes de transmisión, a niveles de tensión de 110 kV

² “Institute of Electrical and Electronic Engineers”

³ “Conseil International des Grands Réseaux Électriques”

⁴ “International Energy Agency”

⁵ “Electric Power Research Institute”

⁶ “Distributed power Coalition of America”

(Niveles que en otros países europeos corresponden a redes de distribución), e incluso se han reportado conexiones de GD en redes de 400 kV en Francia.

En el caso de Chile, los medios de generación se clasifican según su capacidad de generación y al nivel de tensión en el cual son conectados [28], los cuales se muestran en la Figura N° 2-1.

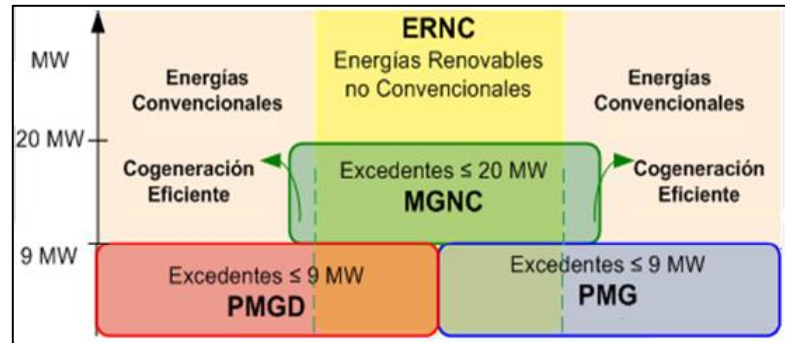


Figura N° 2-1: Clasificación de los Medios de Generación en Chile

El bloque denominado ERNC (Energías Renovables No Convencionales) abarca todos los medios cuya fuente de energía primaria provenga de recursos renovables y de bajo impacto ambiental. Entre ellos se destacan la biomasa, la energía hidráulica⁷, la geotérmica, la solar, la eólica, la mareomotriz y la cogeneración eficiente⁸.

Los otros bloques son definidos como:

Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): Medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a las redes de distribución o a instalaciones de una empresa que posea redes de distribución que utilicen bienes públicos.

Medios de Generación No Convencionales (MGNC): Medios de generación cuya fuente es no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema son menores a 20 MW. Estos medios pueden estar conectados tanto a las redes de distribución como al sistema de transmisión troncal.

Pequeños Medios de Generación (PMG): Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema son inferiores o iguales a 9 MW, conectados a redes pertenecientes al sistema troncal, de sub-transmisión o adicional.

La cogeneración corresponde a la producción de energía eléctrica producto de los procesos propios de una empresa que poseen altos rendimientos energéticos. Esta producción es utilizada generalmente por la misma empresa, aliviando el consumo que requiere de la red externa.

⁷ En Chile se consideran a las centrales hidráulicas ERNC cuando su capacidad es inferior a 20 MW.

⁸ Es ERNC cuando el suministro de potencia es inferior a 20 kW y el impacto ambiental es bajo.

Para el interés de este estudio, se adopta la definición entregada por [29] –que a su vez no se contradice con la normativa vigente en Chile- donde se presenta una definición amplia y cualitativa de la GD:

“Unidades de generación de potencia eléctrica cuya capacidad es considerablemente inferior a las centrales convencionales, y que se encuentran conectadas en las redes de distribución de baja y media tensión, a proximidad de los consumidores”.

Dentro del marco de la normativa chilena, los PMGD, MGNC y PMG⁹ de la Figura N° 2-1 son los medios que corresponden a lo que internacionalmente se conoce como medios de GD.

2.1.2 Clasificación de la GD

Desde el punto de vista de la disponibilidad de la fuente energética, la GD puede ser clasificada en GD controlable y GD no-controlable. La primera clasificación corresponde a aquellas tecnologías donde la disponibilidad de la fuente de energía es conocida (combustibles, por ejemplo), mientras que la segunda corresponde a aquellas en donde su disponibilidad es incierta (energía eólica, solar, hidráulica, etc). La GD no-controlable puede presentar altas fluctuaciones en su potencia generada, las que pueden ser suavizadas con el uso de baterías [19].

Desde el punto de vista tecnológico, la GD envuelve una amplia gama de tecnologías permitiendo la explotación de diversas fuentes energéticas. Estas tecnologías pueden clasificarse tanto como renovables como convencionales, y sus características de operación difieren de la generación por parte de las grandes centrales.

Los medios de GD más comunes son la cogeneración, las turbinas de combustión convencional, las micro-turbinas, la biomasa, los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas. También hay tecnologías GD que se encuentran todavía en fase experimental y sus costos de inversión imponen una fuerte barrera de entrada (Por ejemplo, la mareomotriz, la undimotriz y la olamotriz)[21].

En la Tabla N° 2-1 se diferencia la disponibilidad de las unidades de GD según su tecnología.

Tecnología GD	Controlable	No-Controlable
Convencionales	X	
Micro. Turbinas	X	
Cogeneración		X
Pequeñas hidroeléctricas		X
Turbinas eólicas		X
Paneles fotovoltaicos		X
Plantas geotérmicas	X	
Plantas de biomasa	X	
Plantas mareomotriz		X

Tabla N° 2-1: Clasificación de la disponibilidad de la GD según su tecnología

⁹ PMG cuando están conectadas a las líneas de sub-transmisión

El interés de este estudio se centra en la penetración de GD renovable en la zona centro-norte de Chile, por lo que las tecnologías que se consideran predominantes son los paneles fotovoltaicos debido al gran potencial energético solar existente en la zona de estudio. Las turbinas eólicas son descartadas puesto que el potencial energético presente en la zona de estudio es escaso. En efecto, el mayor potencial eólico en Chile se localiza principalmente en las puntas que penetran al océano en la zonas costeras y entre cerros [30].

Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos convierten la radiación solar en electricidad. Un panel fotovoltaico consiste en dos o más capas de semiconductores dopados con impurezas que están dispuestas de forma que cuando son expuestas a la luz solar, los fotones hacen que los electrones se desplacen de una capa a la otra, generando una corriente DC (Corriente Continua).

Un módulo puede llegar a suministrar entre 5-300 W y puede llegar a tener un rendimiento de entre 5%-30% [21], dependiendo de los semiconductores utilizados¹⁰.

Debido a la generación en corriente continua, la inyección de la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos a la red requiere la utilización de un convertidor que transforme la corriente DC en AC. Lo anterior aporta una amplia variedad de beneficios que podrían ser útiles al momento de regular la potencia activa y reactiva que se inyectan a la red. Uno de los beneficios es la posibilidad de inyectar potencia reactiva durante las horas que la energía solar no se encuentre disponible, absorbiendo una pequeña cantidad de potencia activa correspondientes a las pérdidas inherentes del convertidor [2].

2.2 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia (SEP)

Los sistemas de potencia son sistemas dinámicos incluso bajo condiciones normales de operación [6]. Las cargas son continuamente conectadas y desconectadas tanto por los clientes residenciales como comerciales, y los procesos de la industria varían según sus necesidades, por lo que el estado permanente teórico de un sistema nunca se observa en la práctica. De esta forma es posible definir a la estabilidad como la capacidad de un sistema de operar en un estado de equilibrio bajo condiciones de operación normales, y de alcanzar un estado de equilibrio aceptable tras ser sometido a una perturbación [19].

El estudio de la estabilidad involucra el estudio del comportamiento de la respuesta de ciertas variables eléctricas frente a una perturbación. Un SEP es estable sólo cuando la estabilidad se alcanza para todas las variables involucradas en el corto y largo plazo. Estas variables son: excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema, tensión en las barras y frecuencia del SEP [26]. En la Figura N° 2-2 se muestra la clasificación de la estabilidad de un SEP.

¹⁰ Monocristalinos, Policristalinos, amorfos o concentrados.

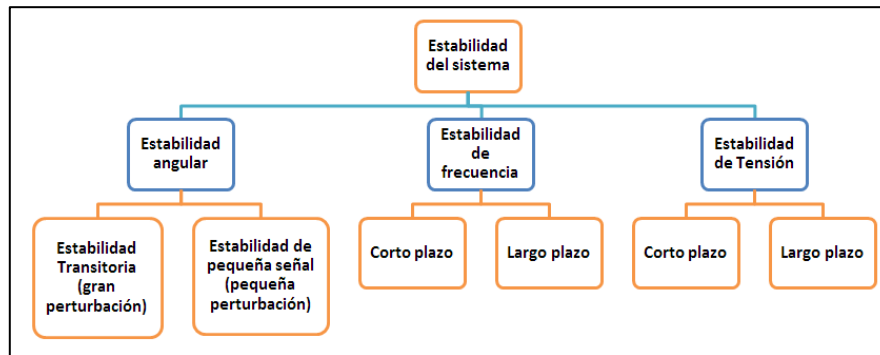


Figura N° 2-2: Clasificación de la estabilidad en los sistemas de potencia.

2.2.1 Estabilidad angular

Se denota estabilidad angular a la capacidad de las máquinas síncronas conectadas a un SEP de mantener sincronismo frente a una perturbación. La inestabilidad angular se manifiesta cuando se produce una aceleración desenfrenada de las máquinas, producto de un desbalance entre el torque electromagnético y el torque mecánico aplicado a la turbina conectada al generador. La Ecuación N° 2-1 describe el movimiento del rotor de un generador donde se observa la relación entre la velocidad angular de éste y el balance de torques mecánicos y eléctricos, donde H representa la inercia de la máquina.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (2-1)$$

La estabilidad angular se puede clasificar según la severidad de la perturbación en el sistema de las siguientes formas:

Estabilidad de pequeña señal: Capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia de mantener sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad de pequeña señal se manifiesta como un aumento periódico del ángulo del rotor producto de la falta de torque síncronico (Figura N° 2-3, a), o como oscilaciones no amortiguadas producto de la falta de torque amortiguante por parte del sistema (Figura N° 2-3, b).

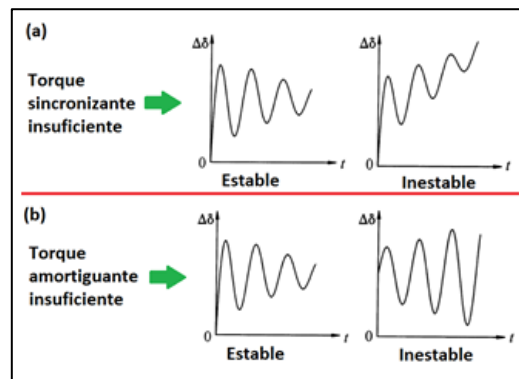


Figura N° 2-3: Estabilidad de ángulo

Estabilidad transitoria: Capacidad de las máquinas de mantener sincronismo luego de una perturbación severa. Su análisis tiene por objetivo evaluar la respuesta del sistema tomando en consideración la dinámica de los sistemas de control, del generador, y de los sistemas de regulación.

2.2.2 Estabilidad de frecuencia

Corresponde a la capacidad del sistema de mantener el balance de potencia activa entre la generación y la demanda, con el fin de mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal. En la Figura N° 2-4 se ilustra la respuesta en frecuencia de un sistema frente a una perturbación correspondiente a la salida de servicio de un bloque de generación.

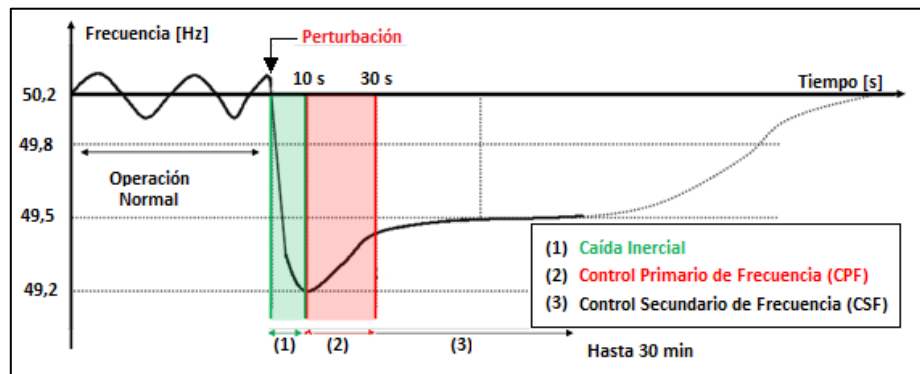


Figura N° 2-4: Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una perturbación (Salida de un bloque de generación)

Respuesta inercial: Periodo (1), Figura N° 2-4 (0-5 segundos). Corresponde al periodo transitorio post-contingencia en donde se produce un descenso abrupto de la frecuencia debido a que existe mayor demanda que generación de potencia activa. Esto se debe a que la insuficiencia de energía en el sistema es compensada por la energía almacenada en los rotores de los generadores convencionales, lo cual resulta en una disminución de su velocidad y, consecuentemente, de la frecuencia del sistema. Este periodo se denomina respuesta inercial debido a que la inercia del sistema de potencia es la variable que limita la tasa de decaimiento de la frecuencia del sistema durante los primeros segundos. Así, mientras mayor inercia posea el sistema¹¹, menor es la tasa de decaimiento de la frecuencia, y viceversa. En el marco anterior, una reducción de la inercia del sistema provoca caídas más abruptas de frecuencia, pudiendo ser crítico para la estabilidad. En efecto, una mayor desviación de frecuencia puede llevar a la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), y puede resultar en un empeoramiento del desempeño del Control Primario de Frecuencia (CPF) debido a la carencia de reservas en el sistema para balancear la generación con la demanda.

Control Primario de Frecuencia (CPF): Periodo (2), Figura N° 2-4 (5-30 segundos). Corresponde al periodo en donde los reguladores de velocidad de las máquinas convencionales empiezan a operar para recuperar el balance entre la generación y demanda de potencia activa. El

¹¹ La cual se calcula en base a la suma de las inercias de cada unidad generadora del sistema.

objetivo principal del CPF es restaurar el balance entre la potencia activa generada y la demanda. Cabe destacar que la frecuencia no es restaurada a su valor nominal¹². En esta etapa actúan los reguladores de velocidad de los generadores convencionales del sistema sobre sus válvulas o compuertas para modificar la potencia activa que éstos suministran al sistema.

Control Secundario de Frecuencia (CSF): Periodo (3), Figura N° 2-4 (Puede durar hasta 30 minutos en grandes sistemas).Corresponde al periodo en el cual se elimina el error de régimen permanente de la frecuencia al final del CPF, llevándola a su valor nominal. Esto se logra modificando las consignas de potencia de las unidades generadoras. El CSF puede efectuarse de forma automática a través de lazos de control sobre la referencia de la potencia de las máquinas, o de forma manual¹³.

La inestabilidad de frecuencia puede ocurrir por la descoordinación de sistemas de control y protección, o la insuficiencia de reserva en giro para realizar la regulación de la frecuencia del sistema, lo cual se denomina inestabilidad de largo plazo y está fuertemente relacionado a la eficiencia del CPF y el CSF de un SEP [19].

2.2.3 Estabilidad de tensión

Es la capacidad de un SEP de mantener la tensión de todas las barras del sistema dentro de un rango de operación normal tanto en régimen permanente como después de ocurrida una perturbación. La inestabilidad de tensión se manifiesta cuando hay una disminución descontrolada de la tensión en una o más barras del sistema. Este tipo de inestabilidad es un fenómeno local y no del sistema completo.

Los factores críticos que pueden gatillar la inestabilidad de tensión en un SEP son:

Balance de potencia reactiva: Se produce inestabilidad de tensión cuando el SEP es incapaz de generar la potencia reactiva demandada por el mismo.

Sistema de transmisión: Hay un potencial peligro para la estabilidad de tensión cuando el sistema de transmisión no es capaz de transportar la potencia reactiva a donde se necesita.

Característica de la carga: Las cargas inductivas requieren una gran cantidad de potencia reactiva durante una falla para recuperar su campo magnético. De esta forma, la estabilidad de tensión peligra en un SEP compuesto mayoritariamente por cargas inductivas.

Dentro de este mismo contexto, los SEP actuales presentan propiedades particularmente críticas para la estabilidad de tensión:

- Largas distancias entre los medios de generación convencionales y los centros de consumo.
- Uso masivo de compensación, lo que reduce el límite de estabilidad de tensión de un SEP.

¹² En sistemas multi-máquina existe un error de frecuencia al final del CPF.

¹³ En Chile el CSF es realizado de forma manual.

- Estrategias de planificación de la transmisión donde se evita el sobredimensionamiento de las instalaciones, reduciéndose así la flexibilidad de operación del SEP y capacidad de transmisión del mismo.

2.2.4 Indicadores de estabilidad de un SEP

Los indicadores de estabilidad permiten cuantificar la mejora o empeoramiento de la estabilidad de un sistema frente a distintos escenarios de operación y contingencias.

Los indicadores más populares para evaluar el desempeño de la estabilidad transitoria en un SEP son la desviación máxima de la velocidad del rotor de los generadores importantes de un SEP y el tiempo de oscilación o asentamiento (Figura N° 2-5).

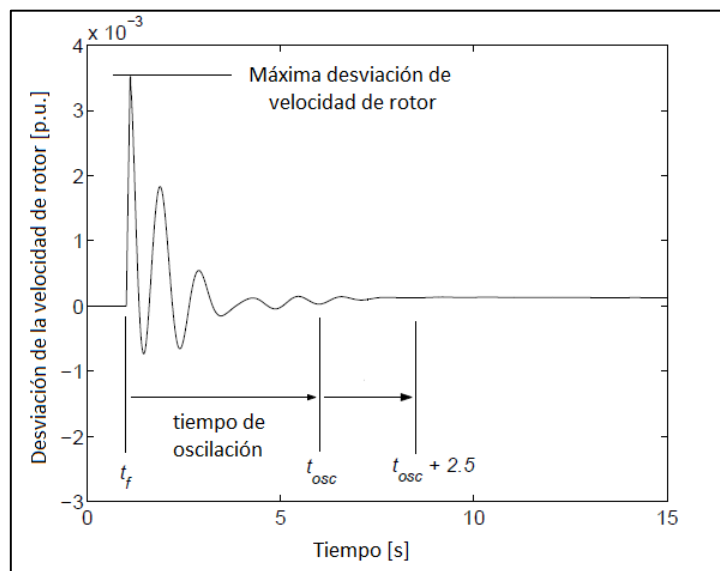


Figura N° 2-5: Indicadores de estabilidad

La desviación máxima de velocidad de rotor se refiere, como su nombre lo indica, al máximo valor de velocidad alcanzado durante el periodo transitorio post-contingencia. Este indicador permite evaluar el desempeño de la estabilidad de ángulo de rotor de las centrales convencionales. Mientras mayor sea la desviación de la velocidad del rotor con respecto a su valor nominal, menor es el margen de estabilidad del SEP.

El tiempo de oscilación o de asentamiento se define como el intervalo de tiempo entre el comienzo de la falla y el instante en el que la velocidad del rotor se asienta. En caso de falta de torque amortiguante, la oscilación de la velocidad del rotor continuaría oscilando en torno al punto de operación. Este indicador indica que mientras menor sea el tiempo de asentamiento, mayor va a ser la estabilidad del SEP.

El tiempo de asentamiento también puede ser utilizado para evaluar la estabilidad de tensión frente a la ocurrencia de un cortocircuito, y se define como el tiempo transcurrido entre el inicio de la perturbación y el instante en que la tensión en las barras se asienta.

Los indicadores de desempeño de la estabilidad de frecuencia más utilizados son el índice de hundimiento (I_h), el índice de establecimiento (I_e) y ROCOF¹⁴ (Figura N° 2-6).

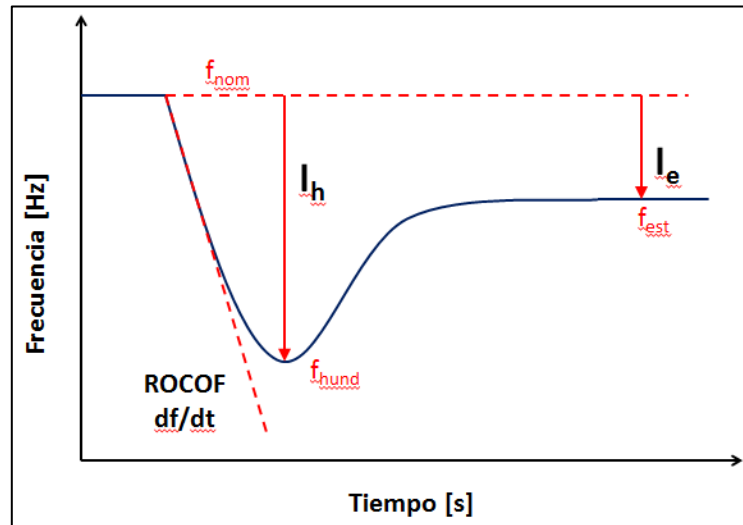


Figura N° 2-6: Índices de estabilidad de frecuencia

2.3 Efectos de la GD sobre el SEP

El nivel de penetración de GD en un sistema es un factor clave a considerar en estudios de estabilidad de sistema puesto que los impactos que acarrear modifican el comportamiento del SEP considerablemente. En efecto, la generación que se conecta en las redes de distribución puede producir una disminución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, lo cual se traduce en una reducción en las pérdidas del sistema y los riesgos de sobrecarga de las líneas.

Sin embargo, altos niveles de penetración de GD afectan directamente al sistema en términos de inercia, predictibilidad de generación y efectividad de los esquemas de desconexión que se empleen, lo cual puede producir problemas de estabilidad.

Inercia

Tanto la estabilidad transitoria como la estabilidad de frecuencia se ven fuertemente afectadas por la cantidad de energía cinética presente en los rotores de las máquinas de un sistema. Esta cantidad está a su vez ligada a la constante de inercia de cada una de las máquinas rotatorias. La energía cinética de un generador de inercia J rotando a una velocidad angular ω está dada por la fórmula:

$$E_{Cinética} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2-2)$$

¹⁴ “Rate of Change of Frequency”

En estudios de SEP, la energía cinética de una máquina rotatoria es generalmente expresada a través de la constante de inercia H, la cual corresponde a la energía cinética a la velocidad angular nominal:

$$H = \frac{(1/2)J\omega_0}{S_{nom}} \quad (2-3)$$

Es así como en estudios de SEP se emplea comúnmente la constante de inercia del sistema completo, el cual está definido por la siguiente expresión:

$$H_{Tot} = \frac{\sum H_i * S_i}{S_{Tot}} \quad (2-4)$$

Donde el numerando de la fracción corresponde a la energía cinética total contenida en las máquinas rotatorias del sistema.

Reemplazar grandes generadores conectados a la red de transmisión por GD cambiaría la cantidad de energía cinética presente en el sistema, lo que podría arrastrar un gran impacto en la estabilidad. En efecto, la GD acoplada a la red a través de inversores no contribuye a la inercia total del sistema. Cuando la GD reemplaza a centrales convencionales, la cantidad de energía cinética en el sistema va a disminuir.

Es así como grandes cantidades de GD impactaría a la estabilidad de frecuencia en dos formas: La primera es una respuesta inercial más abrupta debido a la disminución de la energía cinética disponible en el sistema, lo cual puede derivar en las activaciones de los EDAC. Además una disminución en la constante de inercia resulta en variaciones de frecuencia más pronunciadas durante la operación normal como en la respuesta inercial frente a la pérdida de un bloque de generación.

Predictibilidad de la fuente renovable

Como se vio previamente en la Sección 2.1.2, existen tecnologías de GD que no son controlables, siendo su producción dependiente de las condiciones meteorológicas en un momento dado (radiación solar o velocidad del viento). En este sentido, un alto nivel de penetración de GD requiere que los operadores del sistema tomen en cuenta el despacho de estas máquinas a partir de datos estadísticos de la disponibilidad de la fuente renovable, lo cual presenta un alto grado de incertidumbre.

Por lo general, los operadores del sistema de transmisión no poseen una normativa que les indique cuál es el margen de error en la predicción que debería ser considerado para evaluar la estabilidad del sistema ante una falla (debido al bajo nivel de penetración de energías renovables presente en la mayoría de los sistemas). Esto resulta en una mayor complejidad en la asignación de reservas de control primario de frecuencia, pudiendo afectar fuertemente a la estabilidad en el caso que la generación se desvíe en cierto grado de las predicciones meteorológicas para las fuentes renovables.

Efectividad de los esquemas de desconexión actuales

El comportamiento dinámico de la GD es diferente al de las máquinas convencionales debido a que las constantes de tiempo de los elementos que las componen son pequeñas. En la actualidad se ha invertido en estudios que determinen modelos dinámicos pertinentes para la GD y los parques eólicos. Es así como en la actualidad se enfatiza el potencial de la GD de contribuir con potencia reactiva durante y después de una falla para mejorar la estabilidad de tensión de corto plazo. Sin embargo, la mayor preocupación actual radica en la desconexión de estos medios frente a una perturbación. Esto puede resultar en la pérdida de un gran bloque de generación, peligrando la estabilidad de frecuencia del sistema. Consecuentemente, es probable que las normativas para la GD impongan requerimientos de desconexión e inyección de potencia reactiva más restrictivas con el fin de salvaguardar la seguridad del sistema.

2.4 Factores que influyen en la elaboración de normativas para la GD

Los efectos que produce la conexión de GD en un SEP son aún tema de estudio, especialmente en términos de estabilidad. Diversos autores han buscado generalizar los efectos de la GD sobre la estabilidad del SEP tanto en régimen permanente como transitorio, obteniendo resultados concluyentes para la estabilidad a nivel de las redes de distribución, pero no necesariamente para los efectos de la GD en el sistema de transmisión [6][7][11]. En efecto, cuando el nivel de penetración de GD es bajo, el efecto que se aprecia sobre la estabilidad a nivel del sistema de transmisión no es significativo, por lo que tiende a ser despreciado considerando generalmente a la GD como carga “negativa”[8][14][32].

Sin embargo, frente a la inminente conexión masiva de estos medios de generación distribuidos, se establece paulatinamente un consenso mundial que apunta a que éstos deben participar activamente en el control del sistema tanto en régimen permanente como transitorio, por lo que las normativas tenderían a imponer mayores exigencias en su operación y su modelación tendería a ser más detallada.

No obstante, los SEP actuales establecerán paulatinamente un consenso mundial en cuanto a las normativas de operación y conexión de la GD mientras aumente el nivel de penetración de ésta, imponiéndoles que sean parte activa del control del sistema tanto en régimen permanente como transitorio. Lo anterior se traduce en un cambio de la modelación de la GD desde una concepción de “carga negativa” hacia un modelo dinámico que represente los efectos dinámicos de la GD.

En este contexto, las normativas que regulan la conexión y operación de la GD en los SEP deben tomar en cuenta diversos factores propios del sistema en donde se conecten para lograr vislumbrar sus efectos en el sistema de transmisión. En la Figura N° 2-7 se muestran cuatro factores que impactan el desempeño del sistema frente a la GD: la ubicación de las unidades de GD, el tipo de tecnología GD, los niveles de penetración de GD en el sistema, y las características del SEP. El estudio de la interacción entre estos factores debe llevar a la reglamentación adecuada para un sistema de características propias.

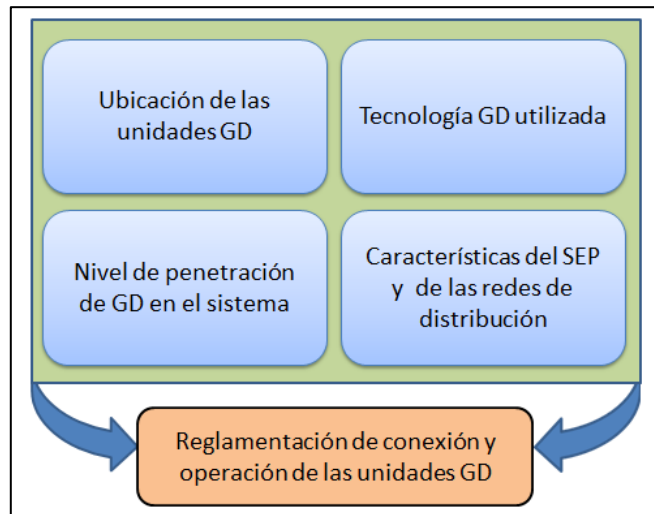


Figura N° 2-7: Factores que producen efectos en la estabilidad del sistema

2.4.1 Ubicación de las unidades GD

La ubicación de la GD en un sistema de distribución es un factor que juega un rol importante en la tensión en los SEP. En efecto, cuando una unidad de GD es conectada en la cola de un alimentador de distribución, la carga que se observa en el punto de conexión del alimentador puede verse reducida (dependiendo de la característica de la carga y de la hora del año), lo que se traduce en una disminución del flujo de potencia. Desde una vista local, los alimentadores en las zonas rurales de Chile son largos y radiales, por lo que la GD puede mejorar el perfil de tensión observado a lo largo de la línea. En la Figura N° 2-8 se observa el aumento de perfil de tensión de un alimentador que tiene un transformador con derivación en vacío¹⁵ y una unidad GD conectada en la cola de este [20]. Esta situación puede llevar a situaciones que no son ventajosas para el sistema, particularmente cuando la demanda es baja, donde se podría producir una elevación de tensión por sobre los niveles permitidos

¹⁵ Los transformadores de las líneas de distribución se dejan generalmente en una toma fija.

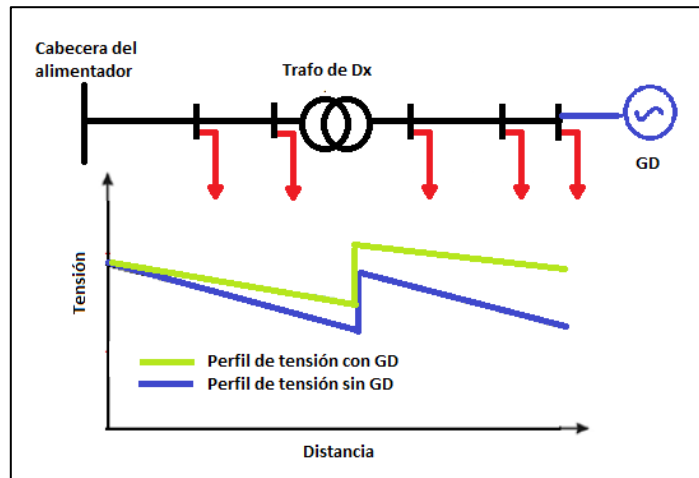


Figura N° 2-8: Perfil de tensión con GD conectada en la cola de un alimentador

Investigaciones sobre el impacto de alta penetración de inversores de paneles fotovoltaicos estima que el peor escenario ocurre cuando la demanda es baja y la inyección de los paneles es alta [3]. En la Figura N° 2-9 se refleja la situación anterior. Las posibles soluciones para el aumento de tensión pueden ser: Imponer limitaciones en la potencia de salida de los paneles, implementar capacidad de control de potencia reactiva, sistemas de almacenamiento de energía, o conectar equipos de compensación en paralelo.

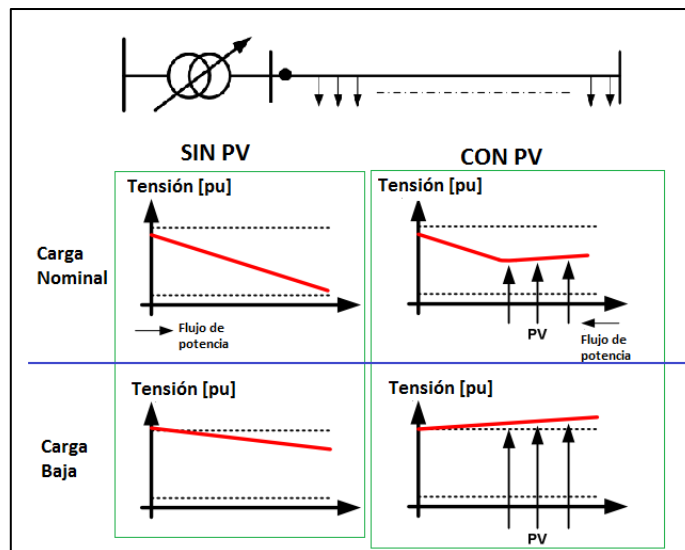


Figura N° 2-9: Perfil de tensión de un alimentador con altos niveles de generación fotovoltaica

Recordando que el interés de este estudio se centra en las redes de transmisión, diversos estudios han intentado proponer modelos equivalentes del sistema de distribución para estudiar los efectos de la penetración de GD en alta tensión (AT) sin perder generalidad de los efectos producidos en baja tensión (BT). En [5] se describen modelos para la representación de la red de distribución a

través de “Redes Artificiales Neuronales Recurrentes”¹⁶, las cuales son capaces de capturar de forma completa el comportamiento dinámico de la red de distribución con grandes cantidades de GD. No obstante, en la mayor parte de los estudios se considera que los efectos dinámicos producidos en las redes de distribución son difícilmente evidenciables en AT, lo cual conlleva a emplear modelos simples de carga y generación distribuida concentrada para representar las redes BT.

2.4.2 Tecnología de GD utilizada

El impacto dinámico de las GD sobre la red es un factor clave para el entendimiento de como distintos niveles de penetración de este tipo de generación afectan al sistema completo.

El efecto de la GD en los SEP depende fuertemente del tipo de tecnología de GD utilizada, particularmente de la utilización o no utilización de convertidores de potencia. Los generadores convencionales y aquellos que requieren de convertidores de potencia producen efectos distintos en el SEP debidos a que las inercias, las constantes de tiempo involucradas en sus controladores y su tipo de conversión de la energía son diferentes. Consecuentemente, todas las unidades de GD requieren estar debidamente equipadas de sistemas de control que respondan ante las normativas existentes.

La disponibilidad de la fuente primaria de energía y su proceso de conversión determina la característica de la energía que la unidad entrega a la red. En la Tabla N° 2-2 se describen diferentes características de los generadores según su tecnología de conversión de energía (inversores, generadores sincrónicos y asincrónicos).

	Inversor	Máquina de inducción	Máquina sincrónica
Característica General	Conectado a la red se presenta como una fuente de corriente, mientras que aislado, como fuente de voltaje.	Inherentemente fuente de corriente. Se presenta como fuente de voltaje cuando presenta excitación externa.	Fuente de voltaje.
	Carente de inercia (respuesta rápida)	Alta inercia (respuesta lenta)	Alta inercia
Contribución a la falla	Baja. Típicamente $< 1,2 * I_{nom}$	Media. $\sim 6 * I_{nom}$	Alta. $\sim 10 * I_{nom}$
Incidencia sobre la calidad de suministro	Requiere control de distorsión armónica total e inyección DC	Baja distorsión armónica total	Baja distorsión armónica total
	Factor de potencia controlable	Factor de potencia debe ser corregido	Factor de potencia controlable

Tabla N° 2-2: Características de los generadores según su tecnología de conversión de la energía

¹⁶ “Recurrent Artificial Neural Network” (ANN)

Como se mencionó en la Sección 2.1.2, para efectos de este trabajo se estudia principalmente la penetración masiva de paneles fotovoltaicos residenciales considerando el gran potencial del que se dispone en el SIC de esta fuentes energética. Por lo tanto es importante mencionar el impacto que conlleva la incorporación masiva de convertidores en la red, especialmente aquellos utilizados para uso domiciliario.

Primeramente, se nombran algunas de las principales características de los convertidores en comparación con las máquinas sincrónicas (MS) [11]:

- El módulo de la corriente de cortocircuito puede ser controlado y limitado mediante lazos de control de corriente, mientras que en las MS este es alto debido a la baja impedancia de la fuente.
- La corriente máxima que pueden soportar los convertidores es determinada por la corriente que pueden soportar los semiconductores que la componen (tiristores), mientras que las MS es determinada por el aislamiento de los devanados. Así, las corrientes de cortocircuito pueden ser una amenaza para los convertidores en el caso que estos tengan que permanecer conectados frente a la ocurrencia de una falla, puesto que estos dispositivos son frágiles frente a altos niveles de corriente.
- La potencia inyectada puede ser controlada por el convertidor, mientras que en las MS es controlada por el torque aplicado en el eje de la turbina. Dado los cortos tiempos de respuesta de los inversores, esto implica un control más rápido en las tecnologías que funcionen a través de inversores.

Ahora bien, los inversores que se utilizan en instalaciones fotovoltaicas a nivel residencial son más básicos que aquellos que se utilizan en plantas fotovoltaicas. Estos dispositivos no cuentan con lazos de control que les permita controlar la inyección de potencia reactiva frente a contingencias en el sistema y se encuentran generalmente operando con un factor de potencia unitario. En esta línea, buscando asesoría con la empresa LUMISOLAR[®] (dedicada a ofrecer soluciones energéticas renovables en Chile, dentro de las cuales se cuentan la instalación domiciliar de paneles fotovoltaicos) se determinó que los inversores usados mayormente en las conexiones realizadas directamente a las redes de distribución¹⁷ tienen un rango de operación entre 0,9-1,1 p.u. de tensión y los 49-51 Hz de frecuencia, además de una protección de sobrecorriente que actúa a los 50 A de corriente, desconectando al panel. De esta forma, la GD fotovoltaica residencial sufrirá desconexiones si la tensión y/o frecuencia se encuentran fuera de estas bandas, lo cual produce efectos dinámicos importantes frente a altos niveles de penetración de ésta.

2.4.3 Nivel de penetración de GD en el sistema

Tal como se mencionó en la Sección 2.3, existen escasos estudios que entregan información sobre como altos niveles de penetración impactan a la estabilidad de los SEP. Más aún, los resultados de dichos estudios difícilmente pueden ser generalizados a todos los SEP.

¹⁷ Conocida como conexión “ON-GRID”, en donde no se utilizan bancos de baterías para almacenar la energía.

En [33] se estudia un sistema de tres barras frente a un alto nivel de penetración de GD conectada a través de convertidores, utilizando el software Matlab para realizar las simulaciones. En este estudio se aplica un cortocircuito trifásico a una de las líneas de transmisión manteniendo conectada la GD durante la falla. La GD se modela como una fuente de corriente suministrando potencia con un factor de potencia unitario. Dentro de los resultados obtenidos, se obtienen mayores desviaciones de velocidad de ángulo de rotor para mayores niveles de penetración de GD producto de la disminución de la inercia en el sistema. En cuanto al ángulo de rotor de las máquinas convencionales, se evidencia que el tiempo de asentamiento es menor para altos niveles de penetración de GD debido a que la potencia que es suministrada por parte de las centrales convencionales es menor (Figura N° 2-10).

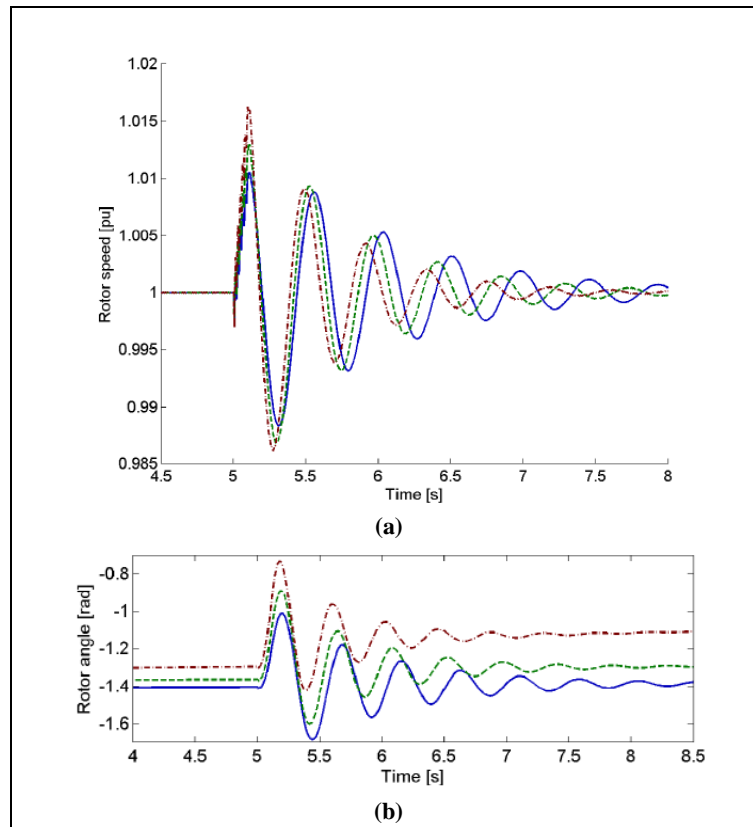


Figura N° 2-10: Respuesta de las máquinas convencionales frente a altos niveles de penetración de GD; línea azul: 0% GD; línea verde: 25% GD; línea roja: 50% GD

Si bien los resultados de este estudio son suficientes para obtener una evidencia de la influencia de los niveles de penetración de GD en un sistema, no corresponde a un estudio realista de un SEP complejo compuesto por varias barras y máquinas.

En vista de esto se considera el estudio [34] en donde se estudia el SEP portugués, el cual presenta un alto nivel de enmallamiento. Se modelan niveles de tensión de 150, 220 y 440 kV. La GD y las cargas se modelan de forma agregada (Figura N° 2-11), siendo conectadas a una barra de alta tensión a través de transformadores MT/AT.

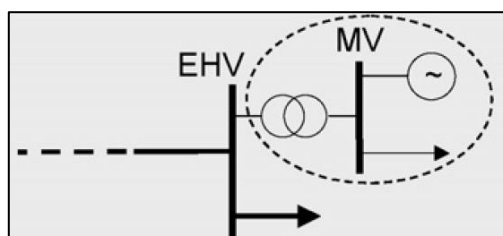
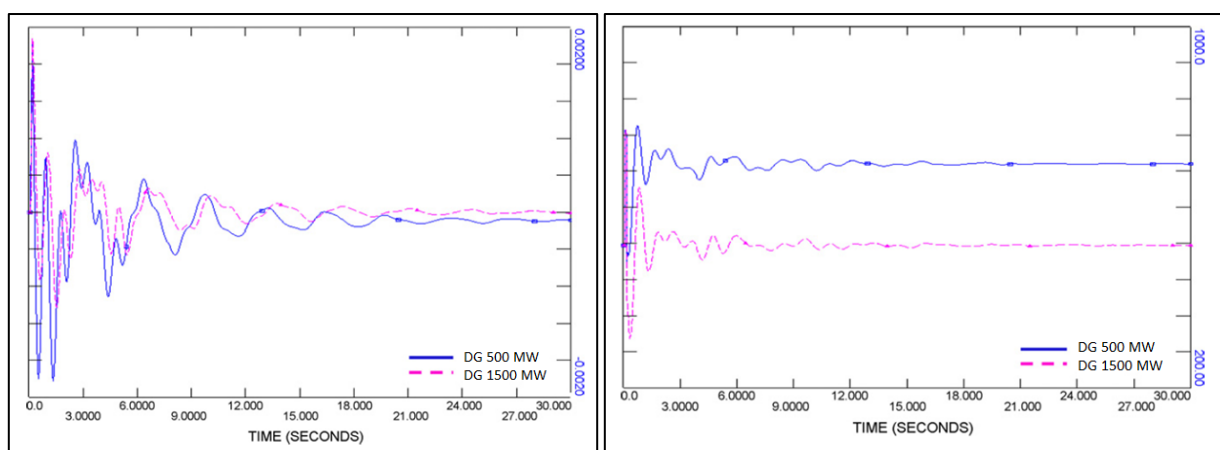


Figura N° 2-11: Modelo agregado de la GD

Se estudia la penetración de 500 y 1500 MW de GD en un sistema cuya generación total es de 3000 MW (hora valle), sin considerar aportes de potencia reactiva. La GD conectada a través de convertidores se modela como fuentes de corriente con potencia activa constante y parte de ella es desconectada frente a perturbaciones en el SEP. La falla considerada es un cortocircuito trifásico en una de las líneas que transportan el mayor bloque de energía desde el norte de Portugal. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:



(a)

(b)

Figura N° 2-12: Respuesta de frecuencia y potencia activa del sistema portugués

La GD no participa en el control de frecuencia, por lo que las excursiones de frecuencia son mayores con un nivel de penetración de GD más alto (Figura N° 2-12, a). Sin embargo éstas no son tan importantes debido a la fuerte interconexión con el SEP español. También se observa que las oscilaciones de la potencia son mayores y menos amortiguadas en el caso con mayor penetración de GD (Figura N° 2-12, b). Este comportamiento es resultado de la no participación de estas unidades en la regulación de frecuencia.

Si bien los estudios anteriores permiten formarse una idea sobre las consecuencias de altos niveles de penetración de GD en los SEP, éstos responden a las características propias del SEP donde se efectuaron las simulaciones y no presentan resultados que se puedan generalizar a otros sistemas de potencia.

Por lo anterior, el enfoque de este trabajo es proponer una metodología que permita determinar los efectos que implica un alto nivel de penetración de GD tanto para la estabilidad de frecuencia

como para la de tensión en el SIC, de modo de poder proponer requerimientos para la GD y entregar así resultados para un mayor conjunto de sistemas.

2.4.4 Características del sistema de potencia y las redes de distribución

Los efectos de altos niveles de penetración de GD tanto sobre las redes de distribución como las de transmisión dependen fuertemente de las características propias del SEP, tales como su topología, su nivel de enmallamiento, el flujo de potencia por sus líneas, su matriz energética, su reserva en giro, entre otros.

Para el caso de las líneas de distribución, es importante recordar que su diseño responde originalmente a la necesidad de transportar la potencia desde las subestaciones MT/BT (en distribución) hacia los consumidores finales, siendo redes meramente pasivas y unidireccionales. A modo de ejemplo, en las zonas rurales de Chile se pueden encontrar redes que son extensivamente radiales y cónicas (su capacidad de transmisión de potencia disminuye mientras más cerca se este de la cola del alimentador), lo que resulta en una disminución de la capacidad de transmisión de potencia en las cercanías del consumo [20]. Consecuentemente, las principales limitaciones que se pueden encontrar en las redes de distribución están relacionadas a su topología, las cuales imponen barreras a la conexión masiva de GD puesto que las pérdidas que se producirían podrían ser considerables.

Con respecto al sistema de transmisión, estas pueden o no estar condicionadas para sobrellevar una fuerte participación de GD dependiendo de las características antes mencionadas, así como las características de la GD en sí. Es así como se puede esperar un impacto en la estabilidad menos severo en SEP que poseen un sistema enmallado, una diversa matriz energética, reserva en giro suficiente, holguras de transmisión, entre otros. Este no es el caso en Chile, en donde el SIC presenta una topología fuertemente radial con un pobre nivel de enmallamiento, con múltiples congestiones y baja holgura en sus líneas de transmisión, lo cual conlleva fuertes limitaciones en el sistema. Además, su parque de generación es prácticamente hidrotérmico, predominando la generación térmica¹⁸ (en donde el despacho depende de la hidrología) [35], la cual posee centrales de baja inercia, afectando la estabilidad de frecuencia del sistema.

En resumen, las características del sistema son entonces un factor importante al momento de evaluar el impacto de la GD, por lo que condicionan las normativas que deberán implementarse para contrarrestar el impacto que éstas acarrearán.

2.4.5 Requerimientos para la GD en caso de falla

Otro de los factores que afectan el efecto de la GD en los SEP son los requerimientos que se le imponga a ésta en caso de falla.

¹⁸ Generación hidrotérmica 2012: 45,6%; Generación térmica 2012: 53,7%

Si se asume que en un futuro se tendrá una fuerte penetración de GD en los SEP del mundo en base a fuentes renovables, es esperable que una gran parte de la generación involucre la utilización de convertidores de potencia. De esta forma, existen básicamente dos esquemas de requerimientos para las unidades de GD en caso de falla: Uno que la desconecta para evitar daños en los convertidores de la GD, y otro que la mantiene conectada durante la falla para ayudar a la estabilidad del sistema. Estos esquemas son comúnmente conocidos como “Requerimientos Fault Ride Through (FRT)”.

Los requerimientos FRT son curvas de Tensión vs. Tiempo que representan el esquema de desconexión que deben seguir los generadores cuando se enfrentan a caídas de voltaje en bornes. En la Figura N° 2-13 se muestra un ejemplo de curva FRT. El generador debe permanecer conectado mientras su voltaje en bornes se encuentre por sobre la curva y debe ser desconectado cuando se encuentre por debajo de la curva, a lo largo del tiempo.

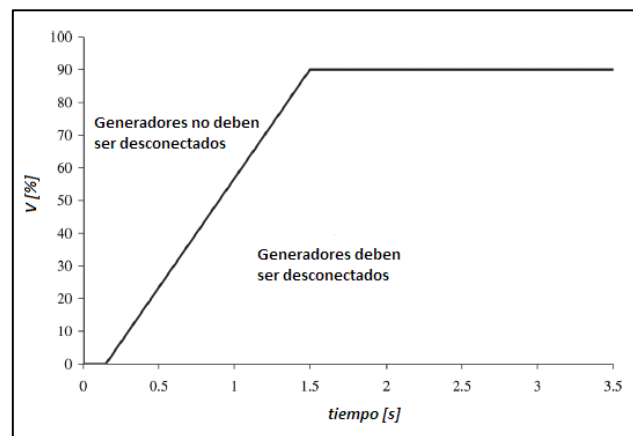


Figura N° 2-13: Curva típica de requerimiento “Fault-Ride-Through”[25]

Los requerimientos FRT han sido implementados en diversos países principalmente por la entrada significativa de turbinas eólicas en los SEP en alta tensión, y la necesidad de que éstos soporten una caída de tensión por una duración específica de tiempo. La mayor razón por la cual las unidades son desconectadas frente a una caída abrupta de tensión es para evitar que los convertidores sean expuestos a altas corrientes de falla, puesto a que los tiristores que componen estos dispositivos son elementos sumamente delicados.

A medida que los niveles de penetración de la GD aumentan en un sistema de potencia, éstas ya no pueden ser desconectadas frente a situaciones de falla, y tienen la obligación de contribuir al control de frecuencia y voltaje. Surge así la necesidad de elaborar requerimientos FRT para estas tecnologías. En este esquema, los convertidores deben ser diseñados para soportar elevadas corrientes durante las fallas, lo que repercute directamente en el costo de estos dispositivos.

Los requerimientos FRT también pueden incluir restauración veloz de generación de potencia activa y reactiva a los valores previos a la ocurrencia de la falla, una vez que el voltaje del sistema vuelve a operar normalmente. Algunos países exigen además aumentar la generación de corriente reactiva durante la perturbación para apoyar la estabilidad de voltaje del sistema. Este es

el caso de Alemania, en donde existe un requerimiento de aporte de potencia reactiva para el caso de las turbinas eólicas conectadas en AT, tal como se muestra en la Figura N° 2-14.

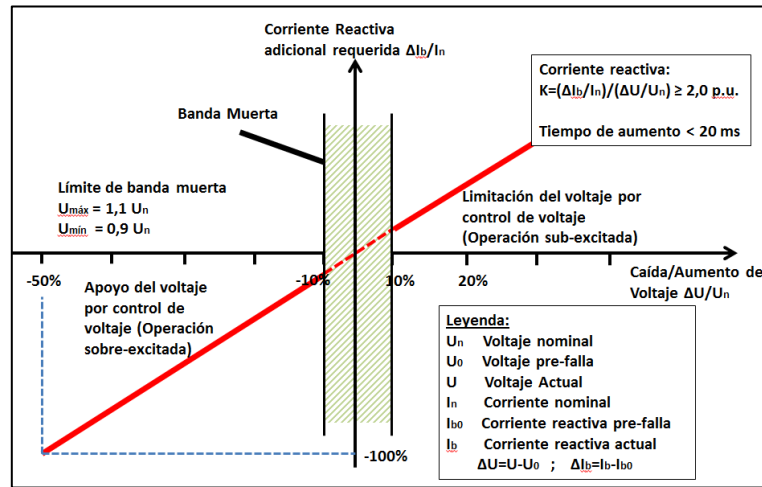


Figura N° 2-14: Requerimientos de apoyo de corriente reactiva

La figura anterior muestra la norma alemana (E.ON) de apoyo de corriente reactiva en caso de una caída de voltaje y de consumo de corriente reactiva en caso de una elevación de voltaje. El control de voltaje debe realizarse en un ciclo (20 ms) después de que se reconoce la falla, inyectando corriente reactiva adicional en el lado de baja tensión del transformador de la turbina eólica conectada en AT. El aumento de corriente reactiva debe ser a lo menos 2% de la corriente nominal por cada 1% de disminución de voltaje con respecto al valor nominal. Asimismo, en la banda muerta de 10% no se entrega apoyo de corriente reactiva por ser un área cercana a la operación normal.

Si bien existen diversos requerimientos FRT a nivel mundial para los generadores conectados en alta tensión, uno de los objetivos de este trabajo es evaluar la pertinencia de aplicar estos requerimientos a la GD conectada en BT. En este marco existen pocos operadores de red que imponen este tipo de requerimientos. Uno de ellos es la red que opera en Alemania, en donde 17.320 MW de los 152.224 MW de capacidad instalada son de origen fotovoltaico¹⁹. Este nivel de penetración ha abierto nuevas interrogantes con respecto a cuales son las normativas sobre la GD que ayudaría a la estabilidad.

En la Figura N° 2-15 se muestra la curva FRT empleada en Alemania para los generadores no rotatorios conectados en las redes BT y MT, dentro de los cuales se incluyen instalaciones fotovoltaicas residenciales. Las siguientes condiciones se aplican para este tipo de generadores:

- Las unidades de generación no deben ser desconectadas del sistema si se produce una falla que produzca una reducción de la tensión a 0 p.u. por un periodo inferior o igual a 150 ms.

¹⁹ Fuente:Independent Statistics and Analysis, U.S. Energy Information Administration, www.eia.gov

- Bajo la línea azul no existen requerimientos que digan que las plantas generadoras deben mantenerse conectadas a la red

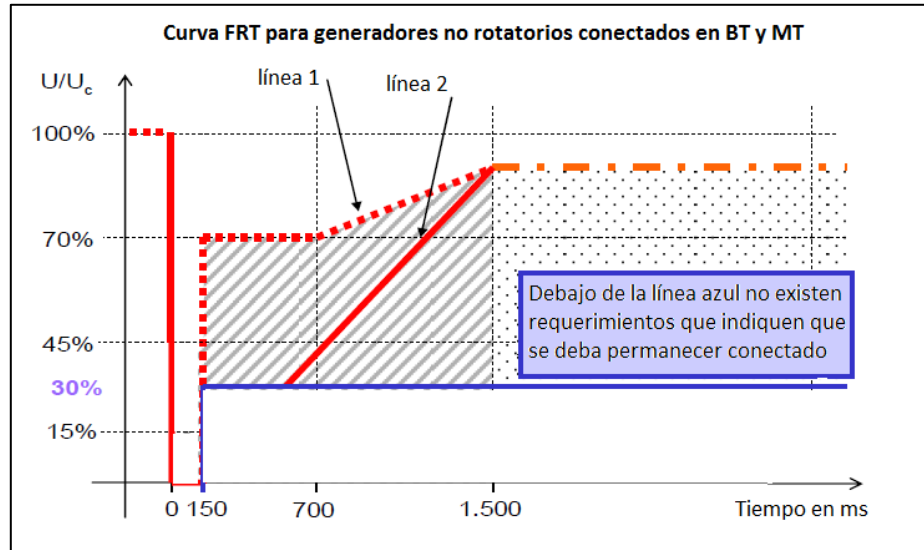


Figura N° 2-15: Curva FRT para GD en Alemania

Además, las caídas de tensión con valores inferiores al borde de la línea 1 no deben llevar a inestabilidades o a la desconexión de la GD. Si los valores de la tensión se encuentran por encima del borde de la línea 2 y por debajo del borde de la línea 1, la GD debe mantenerse conectada. La inyección de potencia reactiva durante este periodo es un tema de discusión con los operadores de red. Finalmente, si los valores de la tensión se encuentran por debajo del borde de la línea 2, la desconexión de la GD es permitido por un corto periodo de tiempo (no especificado) [38].

En caso de que exista inyección de potencia reactiva, ésta no debe hacer que la tensión supere el valor de 1,1 p.u. en el punto de conexión. Vale decir, sin embargo, que en este estudio no se consideran esquemas de inyección de potencia reactiva de la GD frente a fallas.

Capítulo 3

Implementación

3.1 Alcance del estudio de estabilidad

Los estudios para determinar los efectos de altos niveles de penetración de GD sobre la estabilidad de los SEP pueden abarcar numerosas aristas llevando diversos grados de complejidad.

En este sentido, el presente estudio se centra principalmente en el estudio de estabilidad de tensión y frecuencia, intentando encontrar un nexo entre estos dos tipos de estabilidades y los requerimientos que se deben implementar para la GD en Chile. Específicamente se intenta visualizar la forma en que la desconexión de la GD frente a condiciones de falla en el sistema repercute en la estabilidad de frecuencia del sistema por la pérdida de los grandes bloques de generación que se producen.

Consecuentemente, el alcance de este trabajo también abarca la propuesta de una metodología para determinar requerimientos de soportes de contingencias de la GD en Chile, considerando las características propias del sistema.

3.2 Metodología

El trabajo presente se desglosa en dos aristas de estudio. La primera consiste en evaluar el impacto de altos niveles de penetración en el desempeño dinámico del SEP, y la segunda en comparar el desempeño considerando a la GD como carga negativa y modelándola de forma más detallada. Para ello se utiliza la metodología ilustrada en la Figura N° 3-1.

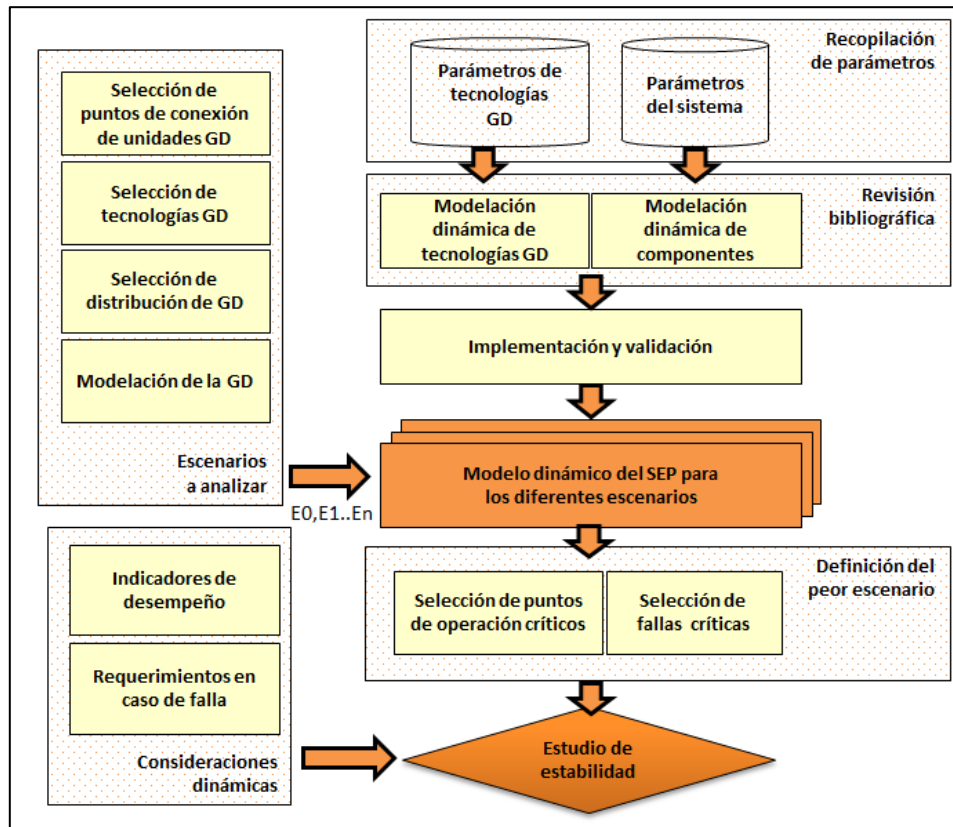


Figura N° 3-1: Metodología

A continuación se explican los bloques de la Figura N° 3-1:

1. **Recopilación de parámetros:** En esta etapa se realiza una extensa búsqueda de los datos del sistema utilizando la información disponible en el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC), la Comisión Nacional de Energía (CNE), y publicaciones de la IEEE.
 - 1.1. *Parámetros del sistema:* Se entiende por parámetros del sistema a las características propias de éste (ubicación de los consumos, líneas de transmisión, generadores, características del despacho, constantes de inercia, modelos de planta de las máquinas, etc.).
 - 1.2. *Parámetros de tecnología GD:* En esta etapa se obtiene información de las distintas tecnologías existentes para la GD y sus principales características.
2. **Revisión bibliográfica:** En esta etapa se realiza una extensa revisión del estado del arte de la modelación de GD y el sistema en donde se conectan, con el objetivo de elaborar los modelos dinámicos apropiados para el desarrollo de éste trabajo.

- 2.1. Modelación dinámica de tecnologías GD: Los parámetros de la GD que interesan en este estudio son su tipo de modelación, las tensiones y frecuencias de operación, los tiempos de reconexión y su acople al sistema.
- 2.2. Modelación dinámica de componentes: En este caso se busca el modelo apropiado para los componentes del sistema con el fin de efectuar los estudios dinámicos requeridos, como los esquemas de EDAC, el modelo de las cargas, el modelo de las máquinas convencionales, etc.
3. **Implementación y validación**: En esta etapa se congregan los modelos de la GD con el del sistema para obtener el sistema de estudio definitivo, en donde se evalúan los efectos del aumento del nivel de penetración de GD.
4. **Escenarios a analizar**: En esta etapa se definen las características de cada escenario con un nivel de penetración de GD distinto. Aquí se considera un escenario base donde el nivel de penetración de GD es prácticamente nulo, y distintos escenarios con un nivel de penetración de GD cada vez mayor. De esta forma, para cada escenario se definen los puntos de conexión de las tecnologías de GD que se conectan al sistema, el despacho de las centrales convencionales, el escenario climático en donde se trabaja, etc.
 - 4.1. Selección de puntos de conexión de unidades GD: Se eligen los puntos en donde la GD será conectada considerando factores territoriales, de densidad poblacional y de potencial energético.
 - 4.2. Selección de tecnologías GD: En esta etapa se estudia las tecnologías de GD que son más propensas a ser desarrolladas en los puntos de conexión seleccionados.
 - 4.3. Selección de distribución de la GD: En esta etapa se determina la distribución de la GD en los puntos de conexión previamente determinados.
 - 4.4. Modelación de la GD: En esta etapa se escogen las características que se utilizan para la modelación de la GD. En este estudio se incluyen modelos dinámicos de GD y modelos de GD como “carga negativa”.
5. **Modelo dinámico del sistema para los diferentes escenarios**: En esta etapa se congregan todos los elementos antes definidos para dar origen a los distintos escenarios que se estudian y dar paso a las simulaciones que permitirán establecer las diferencias en el desempeño dinámico de cada escenario.
6. **Definir el peor escenario de estabilidad**²⁰: En general, no es posible realizar simulaciones dinámicas para la operación de cada una de las 8760 horas del año debido a que los recursos

²⁰ “Worst-Case Scenario”

computacionales son escasos. Por este motivo se definen los puntos de operación y las fallas para los cuales el desempeño dinámico del sistema sea más vulnerable para todos los escenarios.

6.1. Selección de los puntos de operación críticos: Esta etapa corresponde a buscar el punto de operación desde el punto de vista de la estabilidad de forma que el desempeño del SEP sea crítico, considerando factores de hidrología, nivel de demanda, disponibilidad del recurso energético, nivel de carga de las líneas de transmisión, etc.

6.2. Selección de fallas críticas: En esta etapa se seleccionan las contingencias que pueden resultar más dañinas para la estabilidad del sistema en los escenarios y punto de operación definidos. Estas contingencias corresponden a la conexión de un gran centro de consumo o desconexión de un gran bloque de generación para el estudio de estabilidad de frecuencia, y a cortocircuitos trifásicos para el estudio de estabilidad de tensión.

7. **Consideraciones dinámicas**: Se evalúan los indicadores de desempeño de estabilidad para obtener resultados cuantitativos de la mejora o empeoramiento de la respuesta dinámica. Del mismo modo se definen distintos requerimientos en caso de falla.

7.1. Indicadores de desempeño: Se definen indicadores que permitan comparar el desempeño dinámico del sistema en los distintos escenarios.

7.2. Requerimientos en caso de falla: Corresponde a imponer el comportamiento de la GD en las distintas simulaciones para evaluar su efecto en el desempeño dinámico del sistema.

Para satisfacer los objetivos de este trabajo, se realizan estudios de estabilidad con la ayuda del software computacional Power Factory DigSilent[®] ²¹.

²¹ DigSilent: “DIGital SIMulation and Electrical NeTwork calculation program”.

Capítulo 4

Caso de estudio

En este capítulo se sigue la metodología antes propuesta para llevar a cabo los estudios de estabilidad. Se muestran específicamente las características del SEP en el cual se sitúa este estudio y se definen igualmente escenarios de operación con distintos niveles de penetración de GD.

4.1 Parámetros del sistema

4.1.1 Sistema Interconectado Central (SIC)

La implementación de este estudio se sitúa en el Sistema Interconectado Central (SIC), por lo que es importante remarcar las características generales y específicas que influyen en el comportamiento dinámico cuando se estudian altos niveles de penetración de GD. En este contexto, el SIC corresponde a uno de los dos sistemas importantes del país, siendo su extensión del orden de los 1900 km desde Taltal (II Región) hasta la Isla grande de Chiloé (X Región). Su importancia se centra principalmente en que alimenta al mayor centro de consumo en el país, el cual corresponde a cerca del 40% de la demanda y está ubicado en la Región Metropolitana.

El parque generador está constituido por una capacidad instalada cercana a los 12,5 GW, siendo un 53,79% de esta capacidad de origen térmico, un 44,86% de origen hidráulico y un 1,34% eólico. En este contexto, al ser la matriz del SIC principalmente hidro-térmica, la decisión sobre qué unidades de generación cubrirían la demanda para un determinado horizonte de tiempo está dada por la disponibilidad del recurso hídrico, al cual se le asigna un costo de oportunidad con respecto a las hidrologías de los últimos 50 años. De esta forma se crea un mecanismo para que las centrales térmicas compitan con las centrales hidráulicas y se optimice de mejor manera el recurso hídrico existente.

Todo lo anterior es de importancia al realizar estudios de comportamiento dinámico puesto que los escenarios de despacho afectan el desempeño dinámico del sistema según la hidrología y el nivel de demanda. Efectivamente, cuando se estudia un escenario con escasez hídrica el costo variable de las centrales hidráulicas aumentan, por lo que el despacho corresponde principalmente a unidades térmicas, lo cual puede definir un escenario crítico para estudios dinámicos.

Esto se debe a que el modo de regulación de frecuencia primaria y secundaria que se utiliza en la operación del SIC contempla una unidad de generación hidráulica como reguladora piloto, con estatismo cercano a cero, y al resto de las unidades de generación operando con estatismo iguales o mayores a 2,5% [31]. Para la regulación de frecuencia ante pequeñas perturbaciones, la reserva

en giro de la unidad piloto se mantiene en un orden de los 50 MW. Por otro lado, para compensar desequilibrios mayores de generación y demanda producidos por grandes perturbaciones, la reserva en giro total del SIC (distribuido entre un número limitado de centrales hidráulicas) se mantiene en un orden de magnitud equivalente a la generación de la mayor unidad despachada, la que comúnmente corresponde a la generación de centrales de ciclo combinado, en este caso se atribuye a la central de Nehuenco II, la cual aporta con 370 MW de generación. Las centrales que comúnmente utilizan una de sus centrales como reguladora piloto son Antuco, El Toro, Pehuenche, Ralco y Colbún [31].

Dicho lo anterior, es posible que frente a un escenario de hidrología seca (en donde el costo del agua embalsada de las centrales hidráulicas sea mayor que los costos variables de las centrales térmicas) las centrales de embalse sean desplazadas por la GD, lo que se traduce en una menor cantidad de máquinas que participan en el CPF. Esto hace que el sistema sea más vulnerable en términos de la estabilidad de frecuencia.

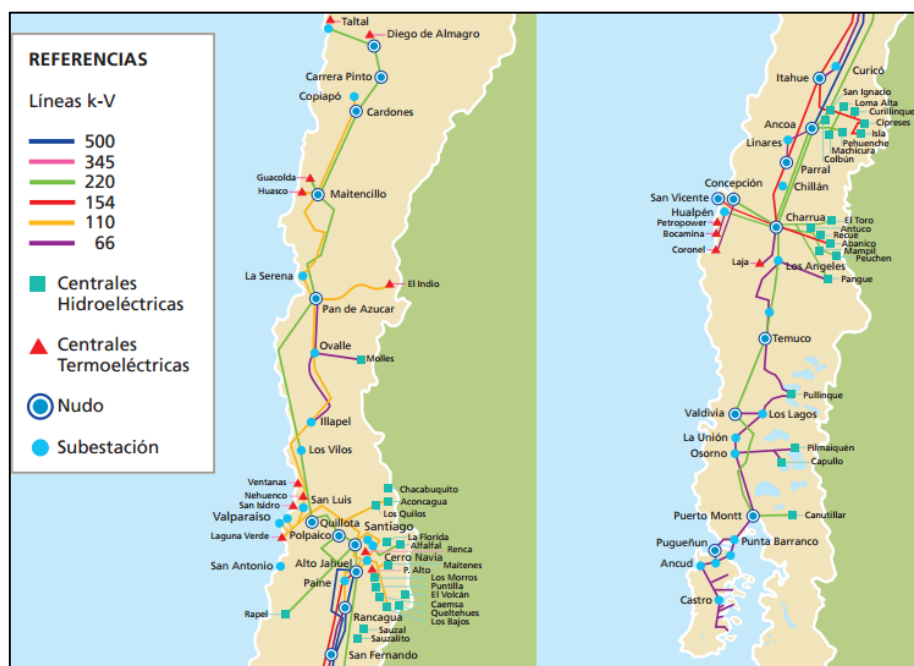


Figura N° 4-1: Mapa del SIC

Esquema de desconexión automático de carga (EDAC) en el SIC

El EDAC en el SIC corresponde a un esquema compuesto por seis escalones, de los cuales dos son activados por gradiente de frecuencia (-0,6 Hz/s) y supervisados por frecuencia absoluta (49 Hz y 48.8 Hz), mientras que los cuatro escalones restantes operan solamente por frecuencia absoluta (48,9 Hz, 48,7 Hz, 48,5 Hz y 48,3 Hz) [31].

En la Tabla N° 4-1 se resume el EDAC por baja frecuencia, con la respectiva proporción para cada zona según su demanda.

Porcentajes de participación en EDAC por baja frecuencia							
Ajuste Umbral de Frecuencia	49 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,5 Hz	48,3 Hz	
Ajuste Gradiente de Frecuencia	-0,6 Hz/s	-	-0,6 Hz/s	-	-	-	
ZONA	MW	MW	MW	MW	MW	MW	% Total
Atacama	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Coquimbo	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Quinta Región	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Metropolitana	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	3,60%	21,61%
Troncal Centro y Colbún	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Sistema 156-66 kV	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Charrúa	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Concepción	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
Araucanía	7,20%	1,80%	7,20%	1,80%	1,80%	1,80%	21,61%
% Total de carga del SIC que participa del esquema							21,61%

Tabla N° 4-1: Esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia

4.1.2 Modelación del SIC en DigSilent Power Factory

En este estudio se emplea un modelo reducido del SIC proyectado al año 2020, el cual tiene las siguientes características:

- 242 barras
- 271 generadores
- 103 líneas
- 193 transformadores
- 30 consumos equivalentes

Para implementar el SIC, se utiliza el sistema de transmisión del modelo reducido realizado en [39] y se agregan las generadoras existentes en el SIC con sus controladores respectivos, obtenidos de la base de datos del CDEC-SIC. Además se agregan las obras de expansión recogidas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [40] y se proyecta el consumo al año 2020 en el SIC con la información encontrada en la “Previsión de Demanda del SIC 2011-2021”.

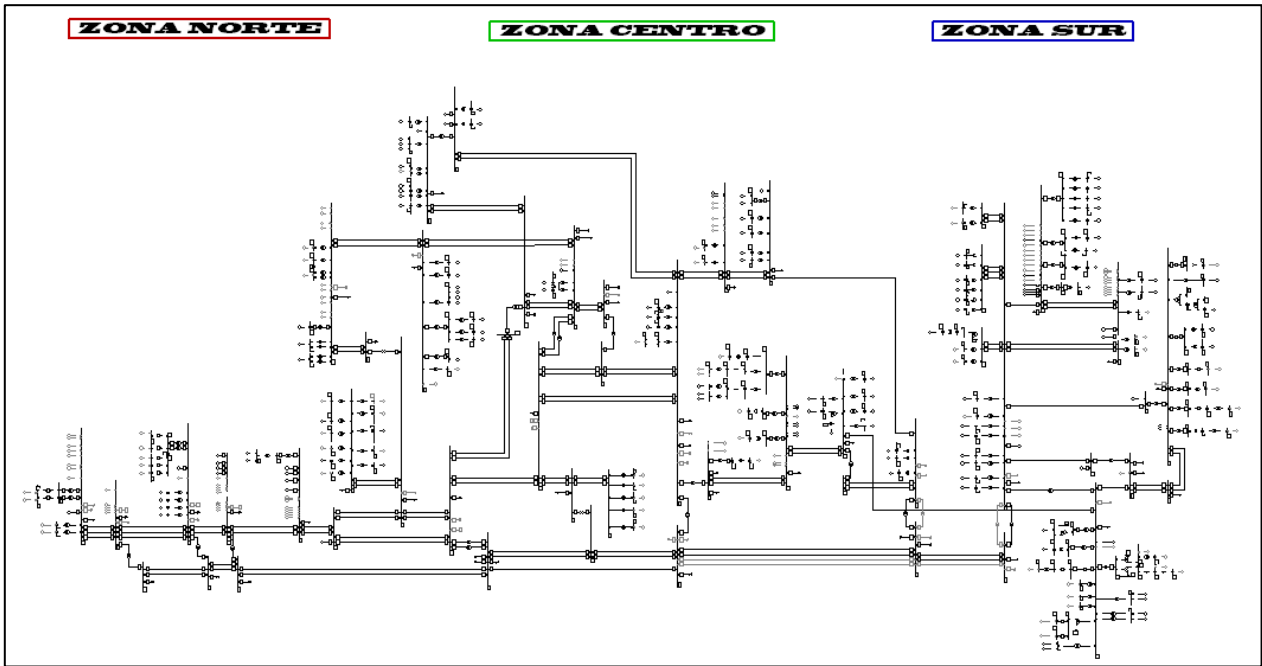


Figura N° 4-2: Modelo del SIC en DigSilent

4.1.3 Proyección del SIC al 2020

La proyección de los consumos del SIC al año 2020 se efectúa considerando el documento de la CNE “Fijación de precio de nudo del SIC, Abril 2012” [40], en donde se encuentran las tasas de crecimiento según la previsión de la demanda del SIC hasta el 2020, tal como se observa en la Tabla N° 4-2.

Tasas de Crecimiento según Previsión de Demanda SIC [%] 2011-2020 (CNE)					
Años	Libres	Regulados	Total	Factor de crecimiento	F. crecimiento acumulado
2011	8,6%	5,2%	6,6%	106,6%	106,6%
2012	8,6%	5,3%	6,7%	106,7%	113,8%
2013	8,0%	5,3%	6,5%	106,5%	121,1%
2014	8,2%	5,2%	6,5%	106,5%	128,9%
2015	7,0%	5,1%	5,9%	105,9%	136,6%
2016	6,9%	5,0%	5,9%	105,9%	144,6%
2017	6,9%	4,9%	5,8%	105,8%	153,0%
2018	6,9%	4,9%	5,8%	105,8%	161,9%
2019	6,8%	4,9%	5,8%	105,8%	171,3%

Tabla N° 4-2: Tasas de crecimiento según Previsión de Demanda SIC

Las centrales y líneas futuras se encuentran presentes en el modelo reducido proyectado en [39], los cuales se encuentran en el Anexo B de este documento.

4.1.4 Anillo 110 kV de Chilectra

Tal como se menciona en el punto 4.1.1, cerca de un 40% de la demanda total en el SIC se concentra principalmente en la Región Metropolitana, convirtiéndose en el mayor centro de consumo de este sistema.

Chilectra, una de las empresas distribuidoras que da suministro en esta área, es propietaria de un conjunto de líneas de sub-transmisión (referidas en adelante como “anillo de 110 kV”) destinadas a transportar la potencia desde los nodos del sistema de transmisión²² hasta las subestaciones de distribución primarias. Estas líneas se encuentran a un nivel de tensión de 110 kV y forman una estructura de anillo para mejorar la seguridad de suministro.

Las subestaciones principales que componen el anillo de 110 kV son: Cerro Navia, El Salto, Los Almendros, Buin y Chena. Estas subestaciones reciben los grandes bloques de generación provenientes de las centrales convencionales y la distribuyen en la zona. En la Figura N° 4-3 se observa la topología del anillo de 110 kV junto con la ubicación de sus subestaciones principales.

El enfoque de este estudio se centra en este anillo de 110 kV debido a la alta densidad de carga residencial y comercial presente en la zona, como también al alto potencial para el desarrollo de GD fotovoltaica. Consecuentemente, es posible esperar que una gran proporción del nivel de penetración de GD en líneas BT se encuentre inmerso dentro de este anillo.

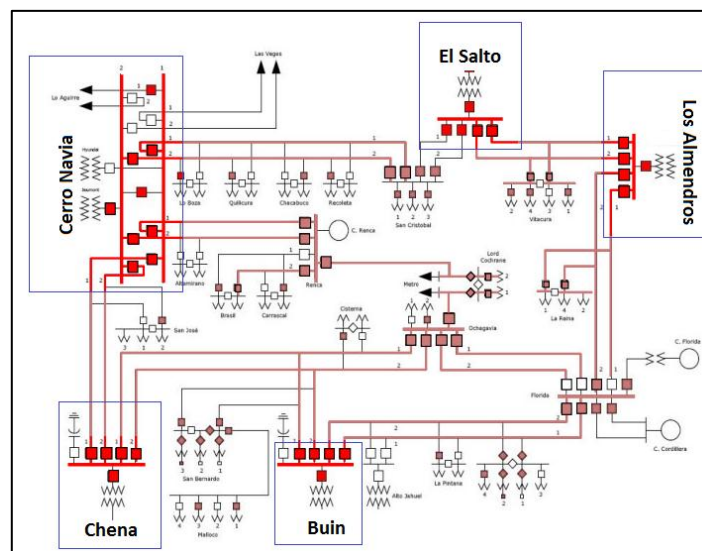


Figura N° 4-3: Diagrama unilíneal del anillo de 110 kV de Chilectra

²² El sistema de transmisión en Chile está compuesto por todas las líneas con niveles de voltajes iguales o superiores a 200 kV.

4.2 Definición de escenarios

4.2.1 Selección de tecnologías de GD

Para evaluar el tipo de GD que se instala en los alrededores del Anillo de 110 kV de Chilectra es necesario hacer un análisis del potencial de los recursos energéticos en la zona. En este caso se estudia el potencial para la Región Metropolitana utilizando el Explorador del Recurso Solar y Eólico del departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

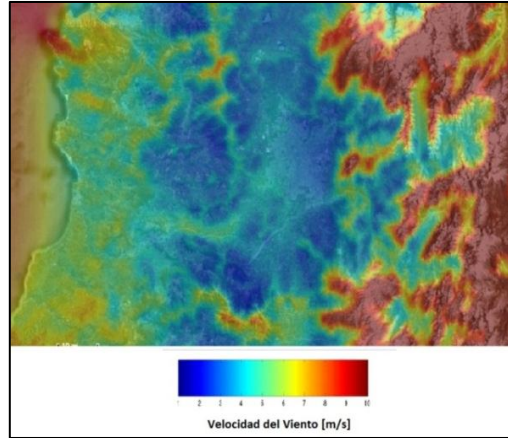


Figura N° 4-4: Recurso Eólico en la Región Metropolitana

En la Figura N° 4-4 se observa el potencial eólico de la región metropolitana. Se aprecia que el recurso es pobre debido a que la zona corresponde a un valle rodeado por las Cordilleras de Los Andes y de la Costa, la Angostura de Paine y formaciones montañosas al norte. Los datos corresponden al promedio de la velocidad de viento observada durante el año 2010.

Asimismo, en la Figura N° 4-5 se observa el promedio mensual de la velocidad del viento en la zona de estudio. El promedio de velocidad anual alcanzado el año 2010 corresponde a 3,1 m/s. También se observa que las variaciones entre un mes y otro no varían considerablemente.

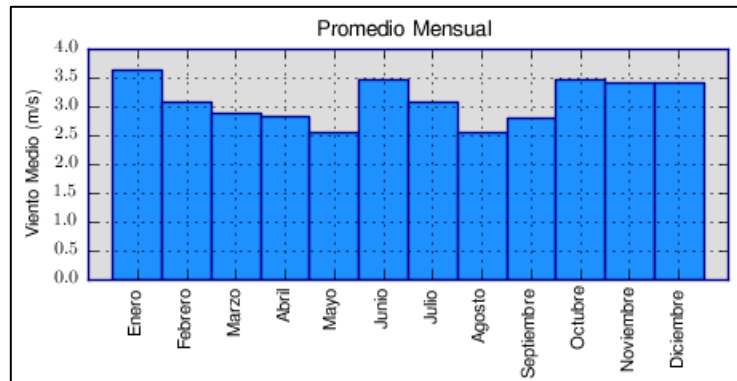


Figura N° 4-5: Recurso eólico mensual en la Región Metropolitana

En cuanto al recurso solar, en la Figura N° 4-6 se observa que la radiación promedio mensual es mayor durante los meses estivales, especialmente en el mes de Enero, alcanzando niveles de radiación de hasta 1 kW/m^2 . No obstante, esta medición no toma en cuenta las pérdidas de radiación de la atmosfera, las cuales son particularmente mayores en Santiago debido a la contaminación ambiental. Aun así, las pérdidas no alcanzan a representar el 10% de la radiación neta que se estima en el Explorador Solar [41].

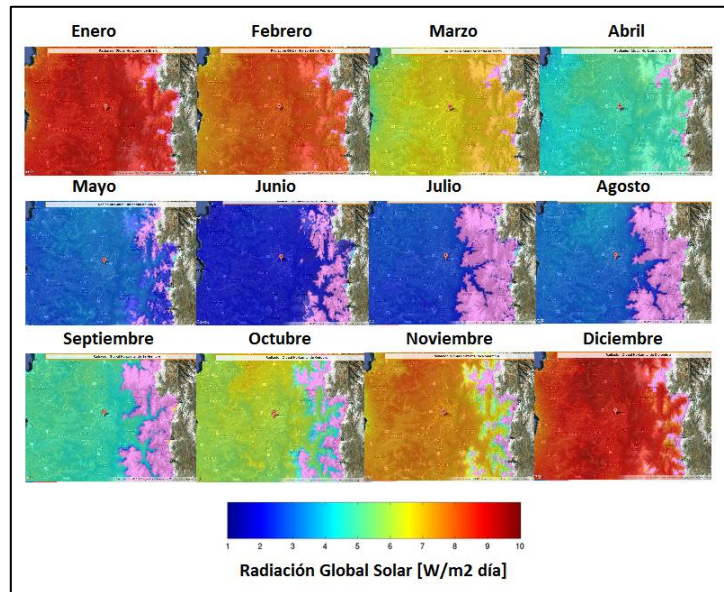


Figura N° 4-6: Radiación Solar en la Región Metropolitana

En la Figura N° 4-7 se observa la radiación solar promedio horaria de cada mes. Es importante recalcar que la mayor radiación solar se manifiesta entre las 10h30 y las 14h30, alcanzando su máximo valor a las 13h. Igualmente, los meses en donde se produce la mayor radiación corresponden a Enero y Diciembre.

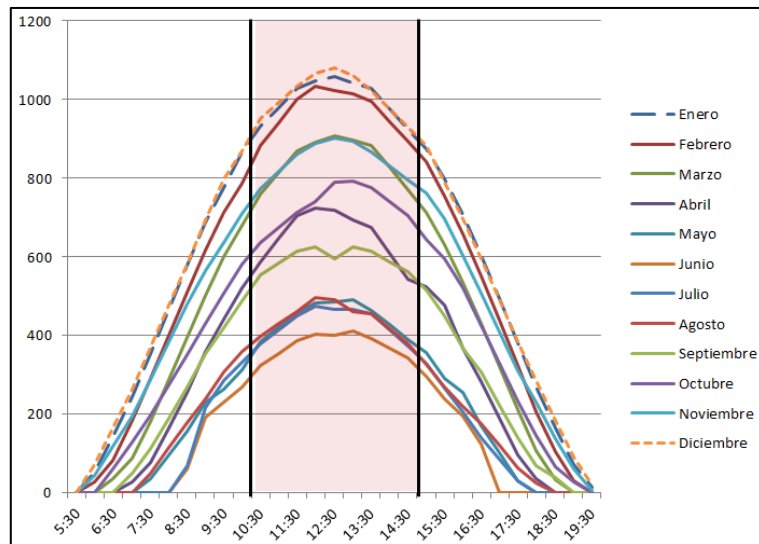


Figura N° 4-7: Radiación media diaria en la Región Metropolitana

En vista a lo anterior se aprecia que la tecnología GD susceptible a ser instalada en la Región Metropolitana son a base de paneles fotovoltaicos debido a su alto potencial energético en la zona. De la misma forma se aprecia que el potencial eólico es pobre en la zona, por lo que se descarta esta tecnología en este estudio.

4.2.2 Selección de los puntos de conexión de la GD

En vista que se requiere grandes recursos computacionales para poder modelar el parque de generación, las redes de transmisión y las redes de distribución de forma detallada en un mismo programa computacional, los estudios existentes en la actualidad omiten el modelamiento de las redes de distribución y modelan tanto la carga como la GD de forma agregada [13][19][33]. El modelo utilizado en este estudio también conecta modelos de GD equivalentes en las barras de alta tensión utilizando un transformador MT/AT.

Los puntos de conexión de la GD en este caso corresponden a las cinco barras más importantes del Anillo de 110 kV de Chilectra, es decir, Los Almendros 110 kV, Cerro Navia 110 kV, Chena 110 kV, El Salto 110 kV y Alto Jahuel 220 kV (Barra colindante a Buin 110 kV).

4.2.3 Selección de los puntos críticos de operación del sistema

Desde el punto de vista de estabilidad del sistema, la búsqueda de los puntos críticos de operación depende fuertemente del estudio que se esté realizando. El interés en este estudio radica principalmente en estudiar la respuesta dinámica del sistema desde el punto de vista de la tensión y frecuencia. Para encontrar el escenario menos favorable del sistema se tienen que considerar, además del nivel de inyección por parte de los paneles fotovoltaicos, dos factores: La hidrología del año, el nivel de demanda.

Hidrología del año

Siendo el SIC un sistema hidrotérmico, el desempeño dinámico del sistema varía con respecto a la hidrología del año en estudio. En este contexto, el despacho de las máquinas convencionales incorpora una mayor participación de centrales hidráulicas en años con hidrologías húmedas y menor en hidrologías secas. Tal como se menciona en la Sección 4.1.1, la regulación de frecuencia en el SIC se realiza a través de una o un conjunto de máquinas piloto correspondientes a centrales hidráulicas, por lo que una disminución de éstas puede producir problemas de estabilidad de frecuencia.

De esta forma se deduce que el punto de operación más desfavorable será más crítico en un año con hidrología seca. Bajo este argumento, se escoge utilizar el año 2011 como año de referencia para encontrar la hora en donde se encuentran los puntos críticos de operación del sistema. En efecto, el 2011 fue un año que se caracterizó por alcanzar el menor nivel de generación hidroeléctrica en los últimos ocho años precedentes.

Nivel de demanda

El nivel de demanda repercute igualmente en el desempeño dinámico del sistema debido a la cantidad de generadores convencionales que se encuentran en servicio y el estrés que el nivel de carga determina en el sistema. Tomando en cuenta el año 2011, en la Figura N° 4-8²³ se ilustran las respuestas dinámicas de la frecuencia frente a la salida del generador que inyecta la mayor cantidad de potencia (Nehuenco II) para un escenario de demanda baja y uno de demanda alta.

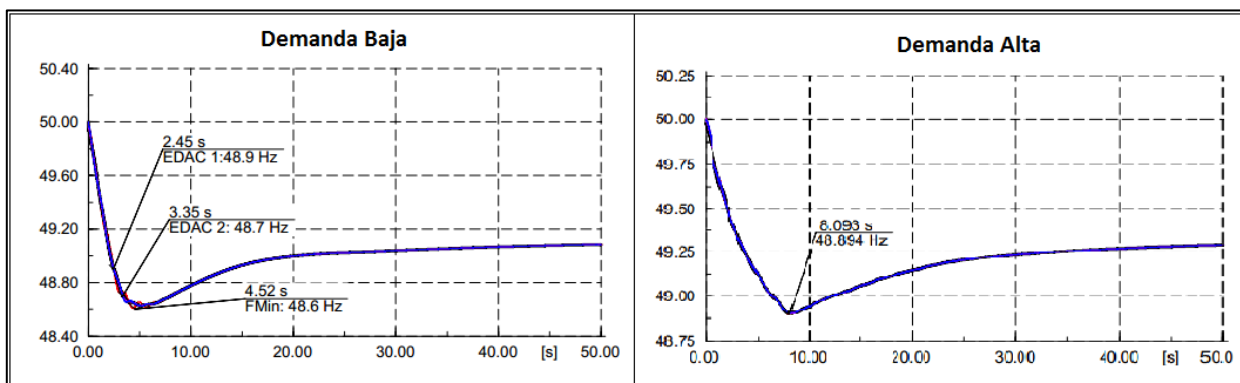


Figura N° 4-8: Frecuencia en el SIC frente a la salida de servicio de Nehuenco II

Para el escenario de demanda alta, la frecuencia alcanza a disminuir hasta el valor de 48,89 Hz, produciéndose la activación del primer escalón del EDAC, para luego establecerse en el valor 49,32 Hz después del CPF. Por otra parte, en el escenario de demanda baja la frecuencia alcanza el valor de 48,6 Hz resultando en la activación del primer y segundo escalón del EDAC.

En resumen, se tiene que a nivel de estabilidad de frecuencia, el punto crítico de operación se encuentra para escenarios con hidrología seca, y en horas de baja demanda y alta inyección de potencia por parte de la GD.

Punto crítico de operación

Tomando en consideración los factores explicados anteriormente, el punto crítico es la hora de un año seco en donde se tiene la mayor penetración por parte de paneles fotovoltaicos. En la Figura N° 4-7 se muestra que entre las 11h y 14h de cada día son las horas en donde se tiene la mayor radiación solar. Además, el peor escenario se tiene en la hora en donde la demanda sea menor dentro de las horas de alta radiación. El día 1 de Enero se tiene la menor demanda durante estas horas. Es así como el peor escenario de operación es la hora 11 del 2011.

La hora 11 se caracteriza por poseer las características de generación mostradas en la Tabla N° 4-3.

²³ “Estudios Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” CDEC-SIC, Abril 2011

Tecnología	Despacho [MW]	Proporción [%]
Térmica	1996,9	55,68
Pasada	1189,7	33,17
Embalse	399	11,13
Eólica	0,9	0,9
Total	3586,5	

Tabla N° 4-3: Generación hora 11, 2011 SIC

Para proyectar la demanda al año 2020 en la hora 11, se utiliza el documento publicado por la CNE descrito previamente en la Sección N° 4.1.3. Así, la demanda correspondiente a la hora 11 del año 2020 corresponde a 1,713 veces la demanda del año 2011, tal como se muestra en la Tabla N° 4-4.

Hora 11	Demanda [MW]
2011	3586,5
2020	6144,73

Tabla N° 4-4: Demanda de la hora 11, 2020

4.2.4 Selección de los niveles de penetración de GD

En los estudios [6][7][10][16] se define el nivel de penetración de la GD con respecto a la demanda instantánea del sistema, el cual es definido de acuerdo a la Ecuación N° 4-1.

$$\%GD_{\text{nivel-penetración}} = \frac{P_{GD}}{P_{GD} + P_{GC}} * 100 \quad (4-1)$$

Donde P_{GD} corresponde a la potencia generada por la GD y P_{GC} a la potencia generada por las máquinas convencionales.

Como el punto crítico corresponde al escenario de menor demanda y de mayor penetración de GD, es apropiado utilizar esta definición para definir la penetración de GD en el sistema para el caso más desfavorable, pues indica de forma exacta la proporción de potencia proveniente de la GD.

Los escenarios de penetración de GD en este estudio, considerando la demanda proyectada de la hora 11 al 2020 (Tabla N° 4-4), se muestran en la Tabla N° 4-5.

Escenario	Potencia inyectada en hora 11 [MW]	Porcentaje de la demanda [%]
E0	0,00	0
E10	581,71	10
E20	1196,18	20
E30	1810,66	30

Tabla N° 4-5: Escenarios de penetración de GD

Para evaluar si los escenarios son plausibles, se calcula la superficie de paneles fotovoltaicos necesaria para inyectar la potencia proveniente de la GD del escenario E30, es decir, la superficie de paneles necesaria para inyectar 1810,6 MW.

En la Figura N° 4-9 se observa la superficie total tanto de la Región Metropolitana (15.403 km²) como de Santiago (641 km²). Es posible estimar la plausibilidad de los escenarios si la superficie requerida para inyectar la potencia de la GD definida en cada escenario es mucho menor que la superficie total de estas zonas.

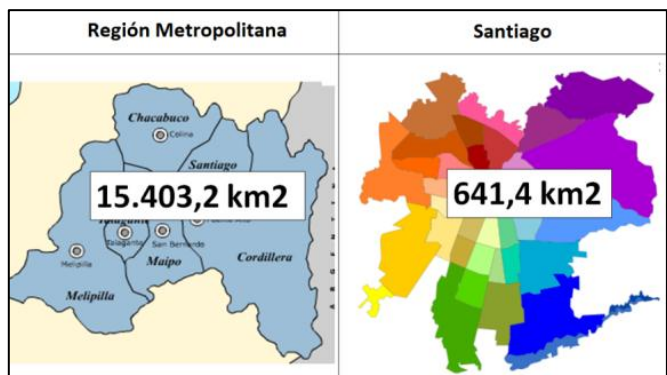


Figura N° 4-9: Superficie de la zona de implementación de GD

En la Figura N° 4-10 se observan las curvas de eficiencia de un panel monocristalino de silicio a diferentes temperaturas. El punto de interés se encuentra para la radiación de la hora 11, la cual es cercana a los 1000 W/m². La temperatura aproximada del mes de Enero es de 30° C. En este punto los paneles poseen una eficiencia de 13,5%.

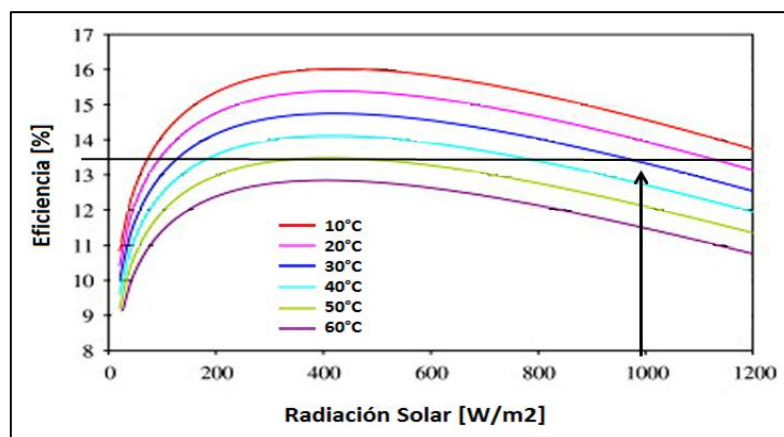


Figura N° 4-10: Eficiencia de los paneles monocristalinos de silicio vs Temperatura

Además, la eficiencia de los convertidores utilizados por la empresa LUMISOLAR® poseen una eficiencia del 96,5%. Con estos datos es posible evaluar la superficie de paneles necesaria para todos los escenarios, incluyendo su proporción con respecto a la superficie total de Santiago (Tabla N° 4-6). El cálculo de la proporción porcentual de la superficie de PV necesaria en Sanriago en cada uno de los escenarios se obtiene según la siguiente fórmula (ídem para la RM):

$$Proporción[\%] = \frac{P_{GD-escenario}}{Radiación * \eta_{pv} * \eta_{inversor} * Área_{Stgo}} * 100 \quad (4-2)$$

Escenarios	Radiación corregida [MW/km²]	Eficiencia panel [%]	Eficiencia inversor [%]	Sup. total de PV [km²]	Prop Stgo [%]	Prop RM [%]
E0	900	13,5	96,5	0	-	-
E10	900	13,5	96,5	4,96	0,77	0,032
E20	900	13,5	96,5	10,22	1,59	0,066
E30	900	13,5	96,5	15,44	2,40	0,100

Tabla N° 4-6: Estimación de la superficie de Paneles fotovoltaicos en escenario E30

Se verifica que en ningunos de los escenarios la superficie de los paneles de la GD supera un 3% de la superficie de Santiago, lo que parece ser bastante razonable desde el punto de vista de penetración de GD.

Cabe destacar que los escenarios antes definidos no son significativos para todas las horas del año en el sistema debido a la disminución de la radiación solar o al aumento de la demanda. En la Figura N° 4-11 se muestra una proyección de la penetración de la GD en el año 2020 si se considera que a la hora 11 se tiene una penetración del 30% de la generación proveniente de GD. Se observa que a lo largo del año, los picos de generación de GD (que corresponden a los fines de

semana del año, donde la demanda es baja) son menores debido a la disminución de la radiación solar en los meses de invierno. En este caso la menor penetración en los picos de generación proveniente de la GD se observa en la hora 4236, correspondiente al mediodía del día 26 de Julio, con un 8% de penetración de GD (para el escenario E30).

Mejor dicho, la Figura N° 4-11 representa la proporción de potencia que proviene de la GD con respecto a la demanda para todas las horas del año 2011, tomando en cuenta las variaciones de la radiación solar durante todo el año. Así, en la hora 11 la proporción de potencia suministrada por GD es un 30%, el cual corresponde al mayor nivel de penetración considerado en este estudio.

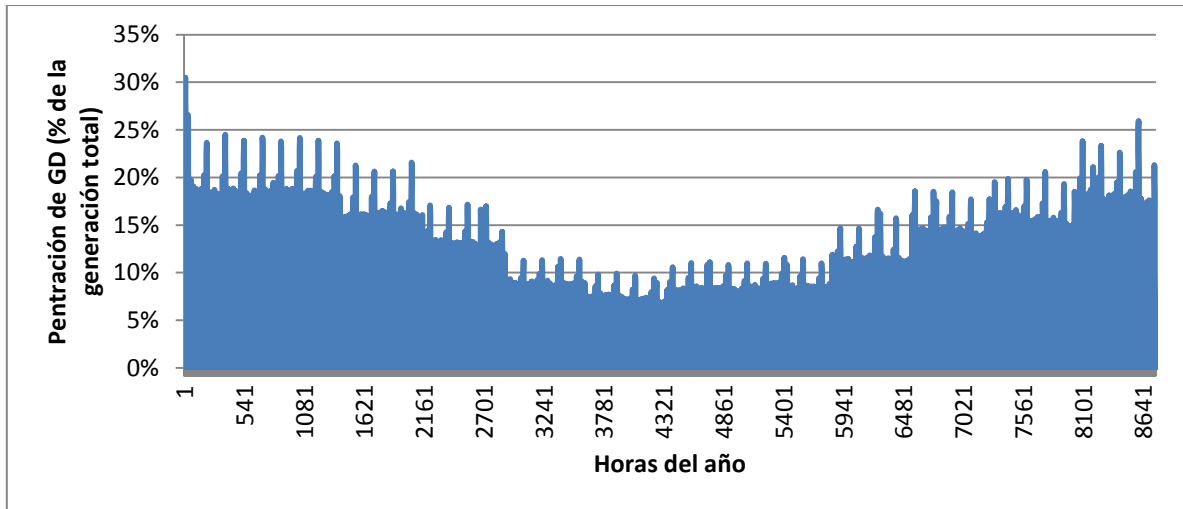


Figura N° 4-11: Porcentaje de penetración de GD con respecto a la Generación Total del 2020

4.2.5 Selección de la distribución de la GD en el SIC

Si bien el potencial solar presente en la zona de estudio puede ser considerado homogéneo, existen diversos factores que pueden influir en como la GD va a estar distribuida en los puntos de conexión escogidos. Entre estos factores se encuentran el nivel socioeconómico de la zona, los planes de regulación urbanos, la densidad de la población, etc. Estos factores son complejos de evaluar con herramientas geográficas, por lo que se considera una distribución de la GD proporcional al consumo de potencia activa de las barras donde están conectadas la GD (Tabla N° 4-7).

	Consumo [MW]	E10 [MW]	E20 [MW]	E30 [MW]
Los Almendros 110 kV	295,2	82,34	169,31	256,28
El Salto 110 kV	234,27	65,34	134,36	203,38
Cerro Navia 110 kV	745,76	208,00	427,72	647,44
Chena 110 kV	282,8	78,88	162,20	245,51
Alto Jahuel 220 kV	527,6	147,15	302,60	458,04
Total	2085,63	581,71	1196,19	1810,65

Tabla N° 4-7: Distribución de la GD

Se estima que la distribución no juega un rol preponderante en este estudio debido a la acotación geográfica de la conexión de GD y a la poca cantidad de nodos en donde se conecta ésta.

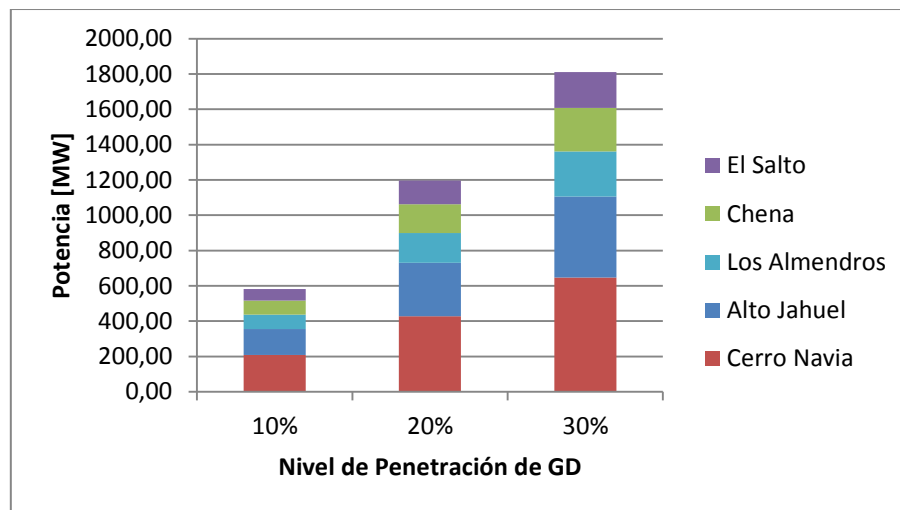


Figura N° 4-12: Distribución de la GD en el Anillo de 110 kV

4.2.6 Determinación de los despachos de las máquinas convencionales

Se prevé que en un futuro con alta penetración de energías renovables, el operador del sistema deberá tener en consideración las estimaciones meteorológicas para planificar el despacho de las centrales convencionales (como por ejemplo la velocidad del viento y la radiación solar). En efecto, para altos niveles de penetración puede resultar crítico no contar con una estrategia que tome en cuenta la inyección de potencia por parte de las fuentes renovables, pues se podría producir un fuerte desbalance entre generación y demanda de potencia activa.

En este estudio se adopta el supuesto que el operador del sistema posee herramientas que le permite conocer la cantidad de paneles fotovoltaicos residenciales presentes en el sistema, así como también para estimar la inyección de potencia activa de estas. De esta forma, el despacho de las máquinas convencionales se realiza considerando que se poseen los datos de inyección de

potencia por parte de la GD. En la Tabla N° 4-8 se puede observar la cantidad total de potencia activa despachada por las máquinas convencionales para cada nivel de penetración.

Penetración GD [%]	Despacho Máquinas Conv. [MW]	Despacho GD [MW]
0%	6231,94	0,00
10%	5632,98	581,71
20%	5000,46	1196,18
30%	4376,77	1810,66

Tabla N° 4-8: Despacho de las máquinas convencionales para cada nivel de penetración

En organismo encargado de realizar el despacho de las unidades de generación del SIC es el CDEC-SIC²⁴, el cual utiliza un criterio basado en operar el sistema minimizando el costo global de operación. Siendo el SIC un sistema hidrotérmico, la estrategia del despacho de las centrales es determinado por un modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos PLP (Programación a largo Plazo), que utiliza el método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual estocástica, y que considera simultáneamente las restricciones de transmisión y de balance hidráulico [35]. En consecuencia, la determinación del despacho de las centrales hidráulicas se torna compleja al intentar proyectarlo al año 2020.

Por estas razones se emplearon los datos de salida del modelo PLP con el cual trabaja el área de planificación de TRANSELEC S.A.²⁵. Esta base de datos entrega el despacho de las centrales hidroeléctricas (de embalse y de pasada) para el periodo 2010-2020 utilizando decenas de series hidrológicas que corresponden a las distintas alternativas que sigue la hidrología en el horizonte de planificación [36]. Para el interés de este estudio se emplea la información de la hidrología más seca del año 2020.

Una vez resuelto el despacho de las centrales de embalse y de pasada, se despachan las centrales térmicas a través de sus costos variables de operación hasta cubrir la demanda en cada escenario.

Los despachos obtenidos para cada escenario contemplan entonces las mismas centrales en operación, la misma inyección de potencia por parte de las máquinas hidráulicas, y una reducción de las máquinas térmicas en operación mientras aumenta el nivel de penetración de la GD (Tabla N° 4-9).

²⁴ Centro Económico de Despacho de Carga

²⁵ Importante empresa de transmisión en el SIC

Escenario	Unidades Hidroeléctricas	Unidades Térmicas	Unidades Eólicas
E0	94	32	8
E10	94	30	8
E20	94	26	8
E30	94	22	8

Tabla N° 4-9: Cantidad de unidades despachadas en cada escenario

Los flujos de potencia realizados en cada uno de los escenarios indican, tal como se menciona en la Sección 2.3, que las pérdidas en el sistema de transmisión disminuye mientras aumenta el nivel de penetración de la GD. Igualmente se observa que la inercia del sistema (calculado de acuerdo a la Ecuación N° 2-4 de la Sección 2.3) también disminuye mientras aumenta el nivel de penetración de GD (Tabla N° 4-10).

Nivel de Penetración GD [%]	Pérdidas [MW]	Inercia [s]
0%	87,21	6,69
10%	69,96	5,95
20%	51,91	4,54
30%	42,69	3,84

Tabla N° 4-10: Pérdidas e inercia del sistema

Las pérdidas del sistema se ven disminuidas debido a que el flujo de potencia activa desde las centrales convencionales hasta los consumos es menor puesto a que la GD suministra energía a los consumos del Anillo de 110 kV. En cuanto a la inercia total del sistema, su disminución se debe a que la GD (la cual no aporta a la inercia del sistema) estaría reemplazando a las unidades térmicas a medida que el nivel de penetración de GD aumenta. En la Figura N° 4-13 se aprecia la disminución de la inercia del sistema (izquierda) y la disminución de las pérdidas en el SEP (derecha).

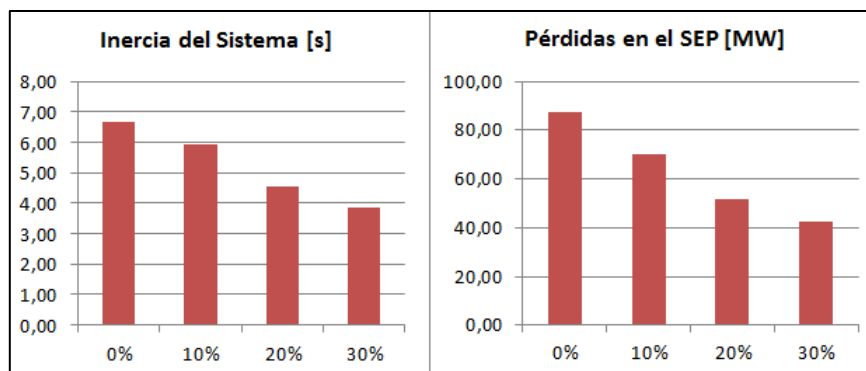


Figura N° 4-13: Pérdidas e Inercia para cada escenario

4.3 Modelación de la GD en DigSilent

Los modelos de GD han sido un tema de estudio para la evaluación del desempeño dinámico de los SEP. En la mayoría de los sistemas a nivel mundial existe un bajo nivel de penetración de GD, por lo que su modelación detallada no es crítica para estudios de estabilidad y se consideran como carga negativa. Uno de los objetivos de este estudio es determinar la diferencia de los efectos que produce la GD en el sistema cuando ésta es modelada dinámicamente y cuando es considerada carga negativa.

4.3.1 Modelo dinámico de la GD

En este estudio se utiliza un modelo concentrado de GD que se conectan mediante transformadores a las barras de alta tensión pertinentes. Es posible utilizar este tipo de modelos con la suposición que los efectos producidos en las redes de distribución no impactan de forma importante a las redes de transmisión, lo cual es válido para estudios en donde el interés se centra en el sistema de transmisión. En efecto se considera que para estudios dinámicos en donde se estudian perturbaciones severas en el sistema, los efectos que producen los elementos contenidos en las redes de distribución son despreciables durante los primeros segundos después de iniciada una falla. Así, se supone que elementos tales como los transformadores con derivación automática de carga o los condensadores en paralelo no juegan un papel importante en la respuesta sistémica del SEP para perturbaciones severas.

Para modelar la tecnología GD fotovoltaica de forma dinámica se utiliza el modelo existente en la versión 14.1 del software Power Factory de DigSilent, la cual se configura para que actúe como una fuente de corriente constante [37] con factor de potencia unitario. En la Figura N° 4-14 se muestra la conexión de la GD al SIC. La GD está conectada a barras con un nivel de tensión de 13,2 kV, las cuales están conectadas a las barras AT a través de transformadores.

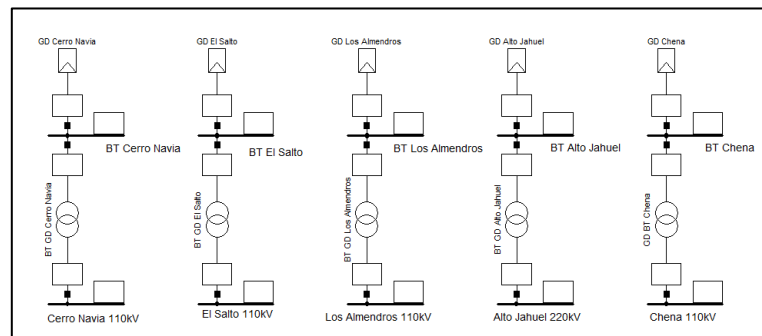


Figura N° 4-14: Modelación de la GD en el SIC

A este modelo se le puede imponer requerimientos de desconexión en caso que la tensión de la barra donde la GD esté conectada sea inferior a un valor mínimo de operación. Los inversores con los cuales son conectados los paneles fotovoltaicos residenciales al sistema operan en un

rango de tensión entre 0.9 y 1.1 p.u.²⁶. Es decir, los paneles son desconectados si la tensión no se encuentra en esta banda.

En el caso de la frecuencia de operación, se impone que la GD deberá desconectarse para un rango fuera de entre los 48 y 52 Hz.

Para este tipo de modelación se toma el supuesto que los efectos producidos por las redes de distribución son despreciables, por lo que no se modela la impedancia equivalente de éstas ni se toman en cuenta sus elementos (transformadores, condensadores, interruptores, entre otros). Es razonable hacer esta suposición para estudios dinámicos frente a fuertes perturbaciones y en cortas ventanas de tiempo. En efecto, se supone que los efectos vistos en las redes de transmisión no difieren de manera significativa con respecto a los efectos vistos en las redes de distribución durante los primeros segundos después de ocurrida una falla.

Es importante destacar las diferencias que existen entre estos modelos de PV agregados y grandes plantas fotovoltaicas. El modelo de los controladores de las plantas fotovoltaicas permite que estas puedan inyectar potencia reactiva en caso de falla, además de contribuir a la estabilidad controlando la potencia activa inyectada a través de alguna estrategia de control de frecuencia (Droop, Deloaded) [42]. El modelo de PV agregado no posee modelo de planta y sólo inyecta potencia activa con factor de potencia unitario (por lo que no participa en el control de la estabilidad del SEP). Además, la potencia inyectada por parte de la PV modelada de forma agregada depende de la tensión en los bornes donde esté conectada, es decir, la inyección de potencia activa disminuye proporcionalmente con la disminución de la tensión en bornes.

4.3.2 Modelo de la GD como carga negativa

En este caso los aportes de potencia activa del SEP se restan a los consumos presentes en las mismas barras. En la Tabla N° 4-11 se presentan los consumos de las barras donde está conectada la GD para cada escenario.

Nombre Consumo	Consumo E0 [MW]	Consumo E10 [MW]	Consumo E20 [MW]	Consumo E30 [MW]
Alto Jahuel 220	527,6	380,45	225,00	69,56
Cerro Navia 110	745,76	537,76	318,04	98,32
Chena 110	282,8	203,92	120,60	37,29
El Salto 110	234,27	168,93	99,91	30,89
Los Almendros 110	295,2	212,86	125,89	38,92
Total	2085,63	1503,92	889,44	274,97

Tabla N° 4-11: Consumos de las barras modelando GD como carga negativa

²⁶ Según los modelos de los inversores utilizados por Lumisolar®

4.4 Determinación de perturbaciones críticas

Dentro de las aristas de estabilidad que explora este trabajo están, por un lado, la determinación de la respuesta en frecuencia frente a perturbaciones que desconecten grandes bloques de generación proveniente tanto de centrales convencionales como de GD, y por otro lado, la respuesta en tensión frente a contingencias severas en las líneas de transmisión, como cortocircuitos.

El interés de estudiar la estabilidad de frecuencia responde a dos fenómenos que estarían desencadenando altos niveles de penetración de GD:

- Por un lado es de interés estudiar una perturbación correspondiente a un fuerte desbalance entre carga y generación debido a que la disminución de la inercia del sistema producto del aumento de GD fotovoltaica puede afectar a la respuesta inercial de la frecuencia. En esta circunstancia las peores perturbaciones se dan cuando se produce una salida intempestiva de la central de generación que está inyectando la mayor cantidad de potencia activa.
- Por otro lado, es de interés estudiar el comportamiento de la frecuencia frente a perturbaciones que hagan que las variables del sistema se encuentren fuera de la banda de operación de la GD. En efecto, para el caso en que se requiera que la GD sea desconectada en condiciones de falla, altos niveles de penetración de ésta implican desprendimientos de bloques de generación cada vez mayores, lo que impacta a la estabilidad de frecuencia.

Este último punto responde a la necesidad de estudiar la estabilidad de tensión. En efecto, si existen perturbaciones en el sistema que desencadene una caída de tensión en las barras donde está conectada la GD, ésta se desconectaría del sistema (si los requerimientos para la GD así lo indican), lo que se traduce en la pérdida de un gran bloque de generación. Así, el estudio de estabilidad de tensión se realiza exclusivamente para evaluar cómo la estabilidad de frecuencia del sistema se ve impactada.

Tal como se mencionó anteriormente, las perturbaciones críticas para la estabilidad de frecuencia son generalmente las que generan desbalances importantes entre la producción y la demanda de potencia activa. Dentro de las perturbaciones que pueden ocasionar este desbalance se destacan la conexión intempestiva de grandes bloques de consumo o la desconexión intempestiva de grandes bloques de generación.

La desconexión de bloques de generación resulta ser más sensible para el sistema por razones de suministro, puesto que una disminución en la frecuencia puede derivar en la activación de los EDAC.

En vista de lo anterior, la perturbación que se estudia es la salida intempestiva de la central Bocamina II (Figura N° 4-15, izquierda), la cual genera 387 MW en todos los escenarios (6,29%

de la generación total) y es la central que inyecta más potencia en el sistema. La central está conectada a la barra Hualpén 220 kV, la cual se encuentra ubicada en la zona sur del SIC.

En cuanto a la estabilidad de tensión, ésta empeora cuando las líneas de transmisión se encuentran bajo altos niveles de sobrecargas y los aportes de potencia reactiva no son suficientes para mantener la tensión en las diferentes barras. Esta situación generalmente toma lugar frente a altos niveles de demanda. Este estudio se enfoca en evaluar el desempeño dinámico de la tensión para condiciones de baja demanda y suficientes holguras en las líneas de transmisión por lo que no se prevé un fuerte empeoramiento de la estabilidad. Sin embargo, es importante evaluar cómo se comporta la tensión ante una falla crítica para determinar si existe pérdida de generación por parte de la GD, lo cual impactaría a la estabilidad de frecuencia.

Bajo este argumento, la perturbación crítica sería aquella que perturbara la tensión en las barras donde la GD está conectada, es decir, el Anillo de 110 kV de Chilectra. Por esta razón se escoge una falla trifásica en una de las líneas entre las barras Los Almendros 220 kV y Alto Jahuel 220 kV de duración de 200 ms. Esta línea tiene una longitud de 40,7 km y la ubicación de la falla se encuentra a 2,03 km de la barra Alto Jahuel 220 kV (Figura N° 4-15, derecha).

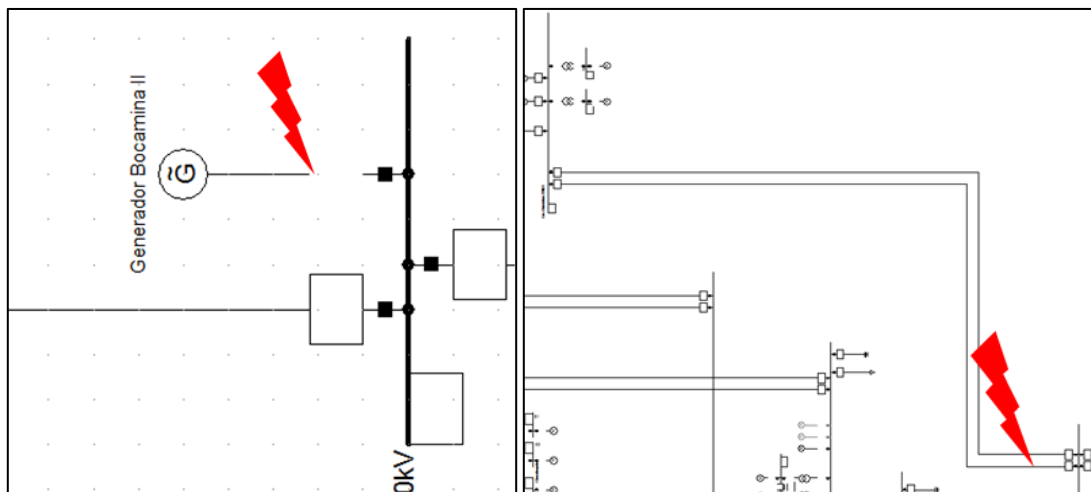


Figura N° 4-15: Perturbaciones críticas para la estabilidad del SEP

4.4.1 Modelo de las cargas en DigSilent para cada perturbación

El modelo de las cargas es crucial para el tipo de estudio de estabilidad que se realice.

Para el caso del estudio de la estabilidad de frecuencia se utilizan modelos de consumo estáticos e insensibles a las variaciones de tensión y frecuencia con el fin de evaluar un peor escenario. En efecto, la carga se comporta como un consumo de potencia constante y no contribuye a la estabilidad debido a que no se toma en cuenta su apoyo a la respuesta inercial de la frecuencia (no se considera la inercia de la carga).

Para el caso del estudio de la estabilidad de tensión es necesario tomar en cuenta un modelo de carga sensible a las variaciones de tensión para lograr que la simulación converja a un resultado. Si bien el peor escenario sigue siendo cuando la carga es constante, no es posible despreciar la dependencia de la carga a las variaciones de voltaje para este tipo de contingencias debido a las pronunciadas caídas de tensión que se experimentan en las barras del sistema.

4.5 Selección de los indicadores de estabilidad

Como se mencionó en la Sección 2.2.4, los indicadores de estabilidad permiten evaluar cuantitativamente el desempeño dinámico del SEP frente a una contingencia. En el caso de la frecuencia se seleccionan los índices ROCOF (df/dt), de hundimiento (I_h) y de establecimiento (I_e), mientras que para el caso de la tensión el tiempo de asentamiento. En este estudio se tiene además que la frecuencia se desvía por sobre la frecuencia nominal (50 Hz) (lo cual se mostrará en la Sección 5.2) , por lo que se define además el índice de levantamiento (I_L).

De esta forma se puede apreciar en la Figura N° 4-16 todos los índices utilizados para la estabilidad de frecuencia.

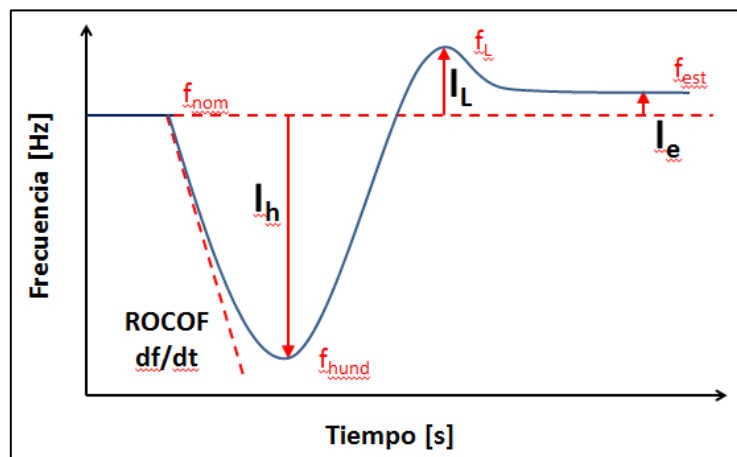


Figura N° 4-16: Índices de desempeño de la frecuencia

4.6 Requerimientos en caso de falla

Es importante recordar que en este estudio la banda de operación considerada para los inversores de la GD es:

- *Tensión:* 0,9-1,1 p.u.
- *Frecuencia:* 48-52 Hz.

Los requerimientos en caso de falla son un factor importante para la estabilidad del sistema. En este trabajo se consideran dos tipos de requerimientos para la GD frente a una contingencia, denominados FRT 1 y FRT 2:

- **FRT 1:** La GD se mantiene conectada durante y después de la ocurrencia de la falla, sin ser desconectado aun cuando las variables del sistema (tensión y frecuencia) se encuentran fuera de la banda de operación de los inversores de la GD.
- **FRT 2:** La GD es desconectada en el instante que alguna de las variables del sistema no estén dentro de la banda de operación de los inversores de la GD.

4.7 Simulaciones dinámicas

En la Figura N° 4-17 se muestran las simulaciones dinámicas que se realizan en el Capítulo 5.

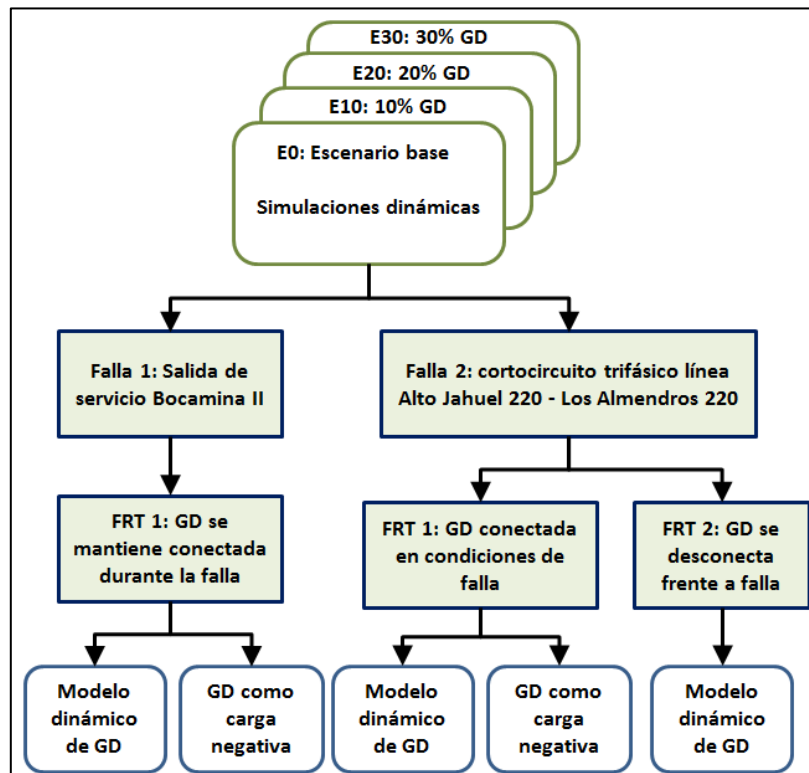


Figura N° 4-17: Simulaciones dinámicas

Para todos los escenarios de penetración se simulan las dos fallas mencionadas en la Sección 4.4. Para cada perturbación se realizan las simulaciones considerando la GD como carga negativa y con un modelo dinámico de la GD. En el caso de la Falla 1 (Salida de servicio Bocamina II) se toma en consideración el requerimiento FRT 1 (descrito en la Sección 4.6), el cual indica que la GD se mantiene conectada durante la ocurrencia de la perturbación. En el capítulo siguiente se verá que no es de relevancia considerar el requerimiento FRT 2 para este caso (GD se desconecta en condiciones de falla) debido a que las variables del sistema siempre se mantienen dentro de la banda de operación para las simulaciones realizadas.

En el caso de la Falla 2, se consideran los requerimientos FRT 1 y FRT 2. Para el requerimiento FRT 1 se realizan simulaciones utilizando el modelo dinámico de la GD y considerándola como carga negativa.

Para el requerimiento FRT 2 se realizan simulaciones dinámicas sólo para el modelo dinámico de la GD. Esto se debe a que cuando la GD se considera como carga negativa, no resulta natural en los SEP imponer esquemas de desconexión (FRT 2) a las cargas para simular el comportamiento de GD, por lo que no se considera en este estudio. Sin embargo, es posible realizar estas simulaciones si se imponen eventos de carga a los consumos frente a diferentes condiciones de operación (por ejemplo, que la GD se desconecte cuando la tensión es menor a 0,9 p.u.). Estas simulaciones quedan propuestas como estudios futuros para realizar la comparación con la GD modelada de forma dinámica.

Capítulo 5

Análisis de resultados

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones efectuadas para los distintos escenarios y contingencias previamente definidos en la Sección 4.7.

5.1 Salida de servicio central Bocamina II

Para la contingencia que corresponde a la salida de la central en operación que inyecta 387 MW, la mayor cantidad de potencia activa al sistema (Bocamina II), se obtienen resultados modelando la GD de forma detallada y como carga negativa.

5.1.1 FRT 1: GD conectada en condiciones de falla

Se considera que la GD permanece conectada en condiciones de falla (FRT 1). A continuación se muestran los resultados de ambos casos y las diferencias que existen al utilizar estos dos tipos de modelación.

5.1.1.1 Modelo dinámico de la GD

En la Figura N° 5-1 se observa la respuesta dinámica de la frecuencia para los escenarios E0, E10, E20 y E30. Se puede observar que la respuesta inercial de la frecuencia frente a la salida de la central de generación es más abrupta mientras aumenta el nivel de penetración de la GD.

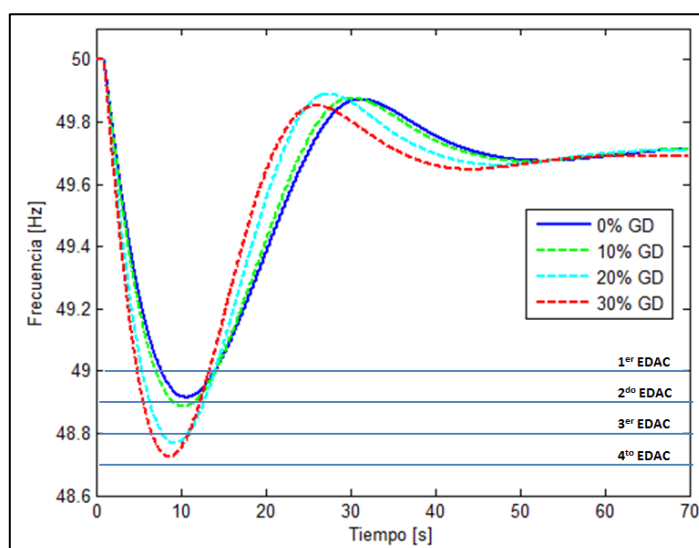


Figura N° 5-1: Salida Bocamina II, Modelo GD dinámico

El punto de operación elegido es tan crítico que se puede apreciar que aún en el escenario base donde no existe penetración de GD (E0) se activa el primer escalón del EDAC, puesto a que la frecuencia bajó de los 49 Hz. Se aprecia además que para el escenario E10 se activan dos escalones del EDAC (49 Hz y 48,9 Hz), mientras que para los escenarios E20 y E30 se activan tres escalones (Tabla N° 5-1, columna EDAC). Este comportamiento es debido a que las centrales convencionales van siendo reemplazadas por la GD a medida que la cantidad de ésta aumenta, por lo que la inercia del sistema es cada vez menor. De esta forma se confirma un empeoramiento de la respuesta inercial a medida que el nivel de penetración de la GD aumenta.

También se puede observar que el tiempo en que la menor frecuencia es alcanzada es menor (Tabla N° 5-1, columna t_h [s]). y la recuperación de la frecuencia es relativamente más rápida mientras aumenta la participación de la GD. Este comportamiento es debido a que los controladores de las maquinas convencionales hidráulicas reaccionan rápidamente frente a una caída de frecuencia cada vez más acentuada, inyectando mayor cantidad de potencia activa durante la respuesta inercial. Esto puede apreciarse a través del índice ROCOF (Tabla N° 5-1, columna ROCOF), el cual aumenta a medida que la GD aumenta, indicando que la pendiente de la caída de la frecuencia es cada vez más pronunciada.

Escenario	Ih	th [s]	Ie	Rocof	EDAC
E0	2,169%	10,69	0,575%(-)	-0,2080	SI/1
E10	2,228%	10,36	0,572%(-)	-0,2201	SI/2
E20	2,466%	9,08	0,586%(-)	-0,2704	SI/3
E30	2,552%	8,74	0,623%(-)	-0,2977	SI/3

Tabla N° 5-1: Salida Bocamina II, Modelo GD dinámico

Se puede observar que el índice de establecimiento no se ve fuertemente afectado por el nivel de penetración de la GD. En el escenario E10 la frecuencia se establece en un 0,003% superior que al escenario E0 (Tabla N° 5-1, columna I_e), mientras que para los escenarios E20 y E30, la frecuencia se establece en un 0,014% y 0,151% respectivamente por bajo la frecuencia de establecimiento del escenario E0.

5.1.1.2 Modelo de la GD como carga negativa

En la Figura N° 5-2 se observa la respuesta dinámica para todos los escenarios modelando la GD como carga negativa. A primera vista no se observan mayores diferencias entre la respuesta del sistema con este modelo de GD y el modelo de GD detallado (Sección 5.1.1.1). Se tiene un comportamiento similar a la sección anterior con las mismas justificaciones.

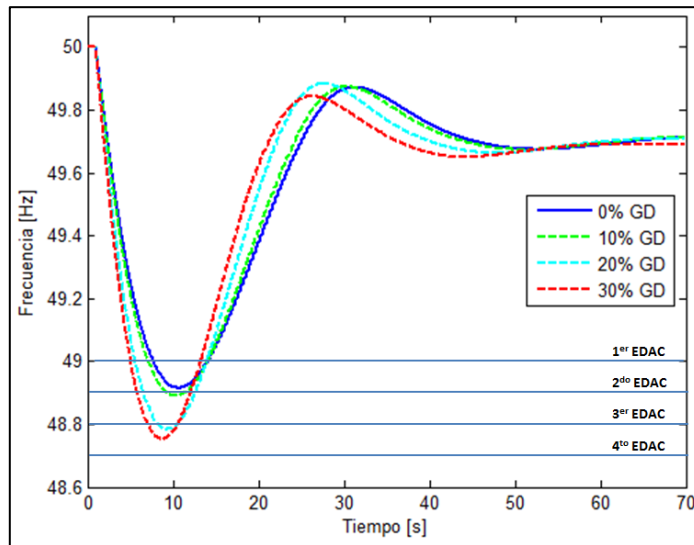


Figura N° 5-2: Salida Bocamina II, Modelo GD carga negativa

En la Tabla N° 5-2 se observan los índices obtenidos para los escenarios estudiados y modelando la GD como carga negativa.

Escenario	Ih	th [s]	Ie	Rocof	EDAC
E0	2,169%	10,69	0,575% (-)	-0,2080	SI/1
E10	2,220%	10,36	0,573% (-)	-0,2196	SI/2
E20	2,433%	9,09	0,585% (-)	-0,2664	SI/3
E30	2,495%	8,78	0,618% (-)	-0,2900	SI/3

Tabla N° 5-2: Salida Bocamina II, Modelo GD carga negativa

A continuación se realiza un análisis comparativo entre la GD modelada de forma dinámica y considerada como carga negativa.

Comparación de resultados

Para poder realizar un análisis comparativo entre los resultados obtenidos simulando la GD de forma detallada y como carga negativa se realiza un acercamiento a la frecuencia mínima que se obtiene en cada escenario, tal como se muestra en la Figura N° 5-3.

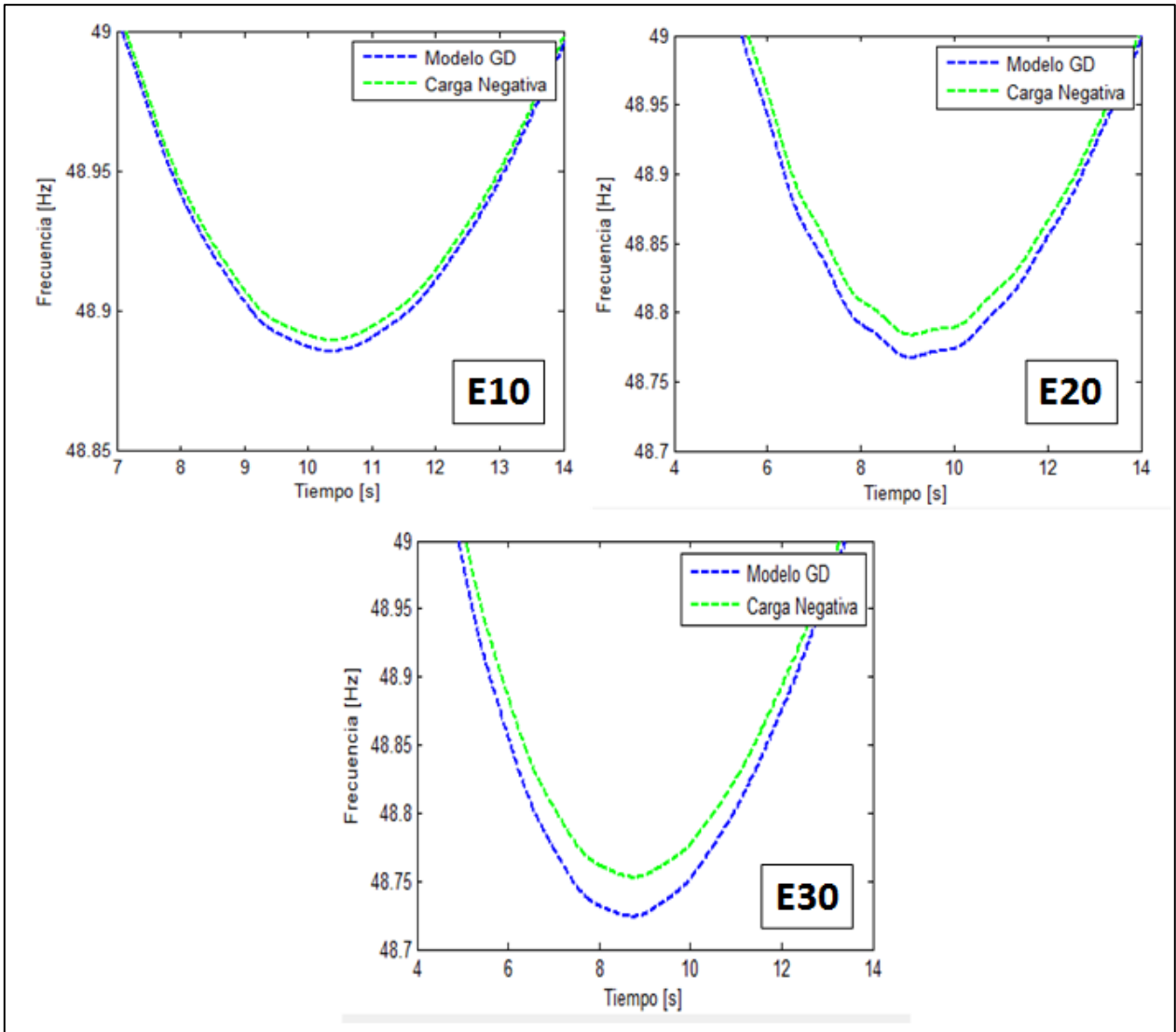


Figura N° 5-3: Comparación de resultados, Salida Bocamina II

En la figura anterior se puede apreciar a simple vista que la diferencia entre el mínimo valor alcanzado entre el modelo de la GD detallado y el modelo con carga negativa aumenta a medida que el nivel de penetración de la GD aumenta.

En la Tabla N° 5-3 se observa la comparación de los índices para cada uno de los escenarios. Se muestra que las diferencias que genera utilizar el modelo de carga negativa frente a un modelo detallado de la GD son leves.

Escenario	Modelo GD	Ih	th [s]	Ie	Rocof	EDAC
E10	Detallado	2,228%	10,36	0,572%(-)	-0,2201	SI/2
	Carga negativa	2,220%	10,36	0,573%(-)	-0,2196	SI/2
E20	Detallado	2,466%	9,08	0,586%(-)	-0,2704	SI/3
	Carga negativa	2,433%	9,09	0,585%(-)	-0,2664	SI/3
E30	Detallado	2,552%	8,74	0,623%(-)	-0,2977	SI/3
	Carga negativa	2,495%	8,78	0,618%(-)	-0,2900	SI/3

Tabla N° 5-3: Comparación de escenarios, Salida Bocamina II

En la Tabla N° 5-4 se muestran la diferencia porcentual de los índices estudiados de los modelos utilizados con respecto al modelo detallado de la GD. Se destaca que no existe mayor diferencia porcentual para el índice de establecimiento, mientras que el índice de hundimiento, el tiempo del índice de hundimiento y el índice ROCOF sí presentan diferencias porcentuales que marcan una tendencia en el comportamiento dinámico del sistema con altos niveles de penetración de GD. Si bien estos cambios son leves, se puede apreciar que existe un mayor empeoramiento en la estabilidad (aunque leve) utilizando modelos detallados de GD que modelos con carga negativa.

Escenario	Ih	th [s]	Ie	ROCOF
E10	0,008%	0,0096%	0,001%	0,2272%
E20	0,033%	0,2093%	0,001%	1,4793%
E30	0,057%	0,4807%	0,005%	2,5865%

Tabla N° 5-4: Diferencia porcentual de los índices entre modelo GD dinámico y modelo de carga negativa

La razón por la que se producen estas diferencias radica en que la generación de potencia de la GD es susceptible a las variaciones de voltaje. La contingencia de la salida de servicio de la central más grande produce una leve disminución en las tensiones de las barras del sistema, incluidas aquellas en donde está conectada la GD. Lo anterior implica una mayor pérdida de generación debido a la leve disminución de potencia activa por parte de la GD. Esto no sucede cuando la GD es modelada como carga negativa puesto que en el estudio de estabilidad de frecuencia se utilizan cargas estáticas insensibles a las variaciones de tensión y frecuencia. Así, la utilización de GD como carga negativa podría ser vista como una generación constante e insensible por parte de las tecnologías de la GD.

5.2 Cortocircuito trifásico Los Almendros 220 kV – Alto Jahuel 220 kV

Se recuerda que el cortocircuito estudiado es una falla trifásica en una de las líneas entre las barras Los Almendros 220 kV y Alto Jahuel 220 kV de duración de 200 ms. Esta línea tiene una longitud de 40,7 km y la ubicación de la falla se encuentra a 2,03 km de la barra Alto Jahuel 220 kV.

Para esta contingencia se estudian dos casos de requerimientos para la GD. En una primera instancia se estudia el desempeño dinámico de la frecuencia cuando a la GD se le impone permanecer conectada ante una falla, utilizando un modelo de GD dinámico y considerando la GD como carga negativa. En una segunda instancia se estudia el desempeño dinámico de la tensión y la frecuencia, considerando que las GD se desconecta en caso de caídas de tensión pronunciadas ($V < 0,9$ p.u., FRT 2). Para el requerimiento FRT 2 sólo se modela la GD de forma dinámica puesto a que en este estudio no se le exigen requerimientos de desconexión a la carga, si la GD fuera considerada carga negativa.

Es importante recordar en esta parte del estudio que el modelo de las cargas utilizado para esta contingencia es dinámico, siendo ésta sensible a las variaciones de tensión y frecuencia.

5.2.1 FRT 1: GD conectada en condiciones de falla

En este caso se realizan las simulaciones para obtener la respuesta dinámica de la frecuencia para el modelo dinámico de la GD y la GD considerada como carga negativa. La GD no se desconecta frente a variaciones de tensión y frecuencia.

5.2.1.1 *Modelo dinámico de la GD*

Los resultados obtenidos para los distintos escenarios se observan en la Figura N° 5-5. Para explicar la respuesta de la frecuencia hay que destacar que las tensiones en las barras del sistema caen abruptamente durante el cortocircuito, lo cual implica, por un lado, la disminución de la inyección de potencia activa por parte de la GD debido a su sensibilidad al voltaje, y por otro lado, la disminución de la potencia consumida por las cargas en todo el sistema. Como existe una mayor disminución de la potencia consumida por las cargas que la disminución de potencia inyectada por la GD (la inyección de la GD disminuye por la disminución de la tensión en las barras donde está conectada), hay más potencia activa siendo generada de la que está siendo consumida, lo que se traduce en un aumento de la frecuencia durante el cortocircuito.

En cuanto a la estabilidad tensión, se observa en la Figura N° 5-4 (tensión en la barra Alto Jahuel 220 kV) que en todos los escenarios el voltaje se recupera inmediatamente después del despeje de la falla a los 200 ms desde el comienzo de ésta. Se observa que para el escenario base (E0) existe una caída menor en la tensión que en el resto de los escenarios, siendo 0,44 p.u. el menor valor alcanzado. Para el resto de los escenarios (E10, E20 y E30) se tiene una respuesta de tensión relativamente idéntica, siendo 0,12 p.u. el menor valor alcanzado. Tal como se mencionó anteriormente, la estabilidad de tensión no se ve afectada mayormente mientras aumenta el nivel de penetración de GD para la hora que se estudia. Esto se debe a que el nivel de demanda del sistema es bajo, lo que se traduce en un sistema de transmisión más holgado, por lo que no se presentan las condiciones que representa un peor escenario para la estabilidad de tensión.

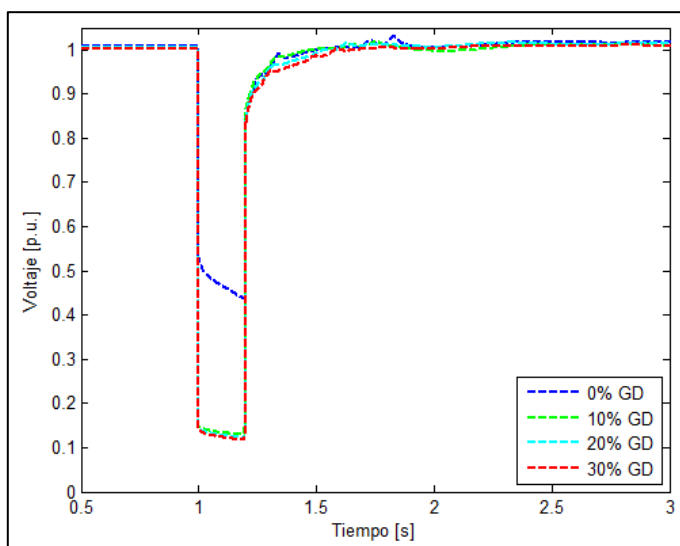


Figura N° 5-4: CC3f LA-AJ, Modelo GD dinámico, tensión

En cuanto a la estabilidad de frecuencia, a primera vista se observa que la respuesta dinámica no varía significativamente en cada escenario. Los tiempos de estabilización y el valor de la frecuencia en régimen permanente son prácticamente los mismos para todos los escenarios de penetración.

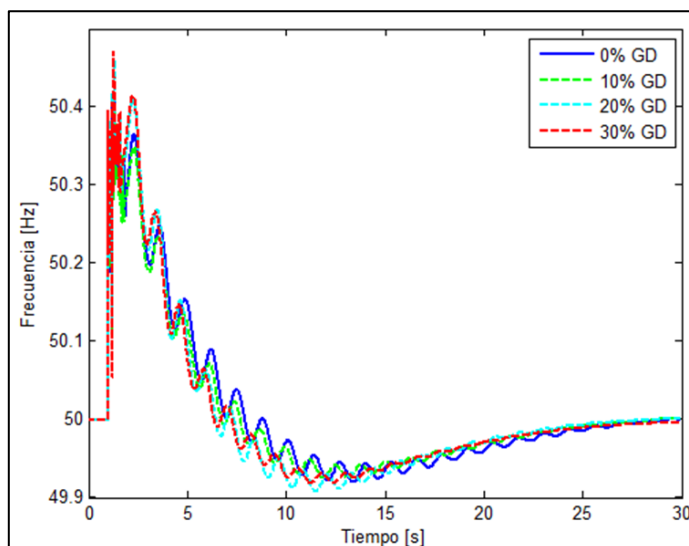


Figura N° 5-5: CC3f LA-AJ, Modelo GD dinámico, frecuencia

Se puede observar de igual forma que los peak de frecuencia que se producen durante el cortocircuito aumentan levemente con el aumento de la penetración de GD (Tabla N° 5-5). También las oscilaciones de la frecuencia se atenúan a mayores niveles de penetración. Esto se debe a que las unidades de las centrales convencionales, cuya potencia oscila producto de la falla, van saliendo de operación mientras aumenta la cantidad de GD conectada al SEP. Las variaciones

del índice de establecimiento son leves e indican que la frecuencia se establece a un valor muy cercano a los 50 Hz.

Escenario	Peak inicial [Hz]	Ie
E0	50,42	0,0014%(-)
E10	50,40	0,0029%(+)
E20	50,46	0,0017%(-)
E30	50,47	0,0084%(-)

Tabla N° 5-5: CC3f LA-AJ, Modelo GD dinámico

5.2.1.2 Modelo de la GD como carga negativa

En la Figura N° 5-6 se observa la respuesta dinámica de la tensión en la barra Alto Jahuel 220 kV, modelando la GD como carga negativa. Se observa que la respuesta es prácticamente la misma al caso que se utiliza el modelo dinámico de la GD.

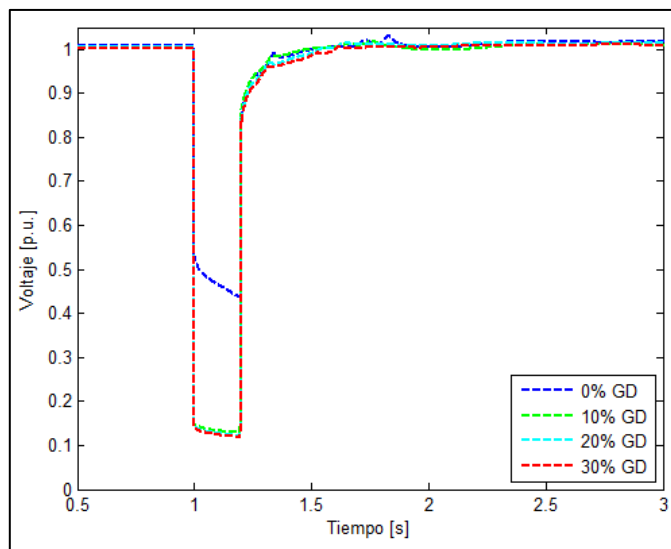


Figura N° 5-6: CC3f LA-AJ, Modelo GD carga negativa, tensión

En la Figura N° 5-7 se muestra el resultado de las simulaciones modelando la GD como carga negativa. Se puede observar a simple vista que la respuesta dinámica de la frecuencia es muy similar a la obtenida con el modelo de la GD detallado. En la Tabla N° 5-6 se observa que el Peak inicial no sigue una tendencia con respecto al nivel de penetración que se estudia. Se aprecia de igual forma que el peak más elevado se visualiza en el escenario E20, seguido luego por el E0, el E30 y el E10. Esta información no es suficiente para poder desprender resultados que marquen una tendencia en relación al nivel de penetración de la GD.

En el caso del índice de establecimiento, se observa en la Figura N° 5-7 que se alcanza un valor cercano a los 50 Hz en todos los escenarios. Esto se corrobora en la Tabla N° 5-6 en donde se

observa que para todos los escenarios la desviación de la frecuencia de establecimiento no es mayor al 0,01% (49,995 Hz).

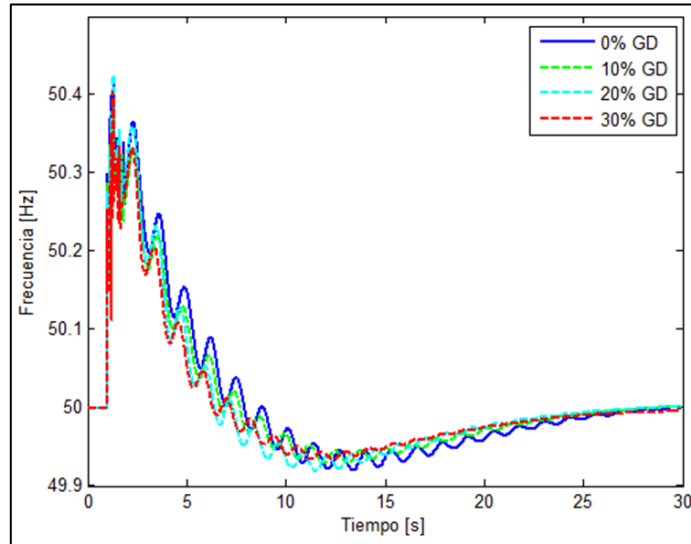


Figura N° 5-7: CC3f LA-AJ, Modelo GD carga negativa, frecuencia

Escenario	Peak inicial [Hz]	Ie
E0	50,42	0,0014%(-)
E10	50,39	0,0027%(+)
E20	50,43	0,0014%(+)
E30	50,41	0,0094%(-)

Tabla N° 5-6: CC3f LA-AJ, Modelo GD carga negativa

Comparación de resultados

La comparación de los escenarios para esta falla, y el requerimiento que la GD permanezca conectada durante el transcurso de ella, radican principalmente en la variación del peak inicial de frecuencia para cada uno de los escenarios. En la Figura N° 5-8 se muestran las respuestas dinámicas de la frecuencia modelando la GD tanto de forma detallada como carga negativa para los escenarios E10, E20 y E30.

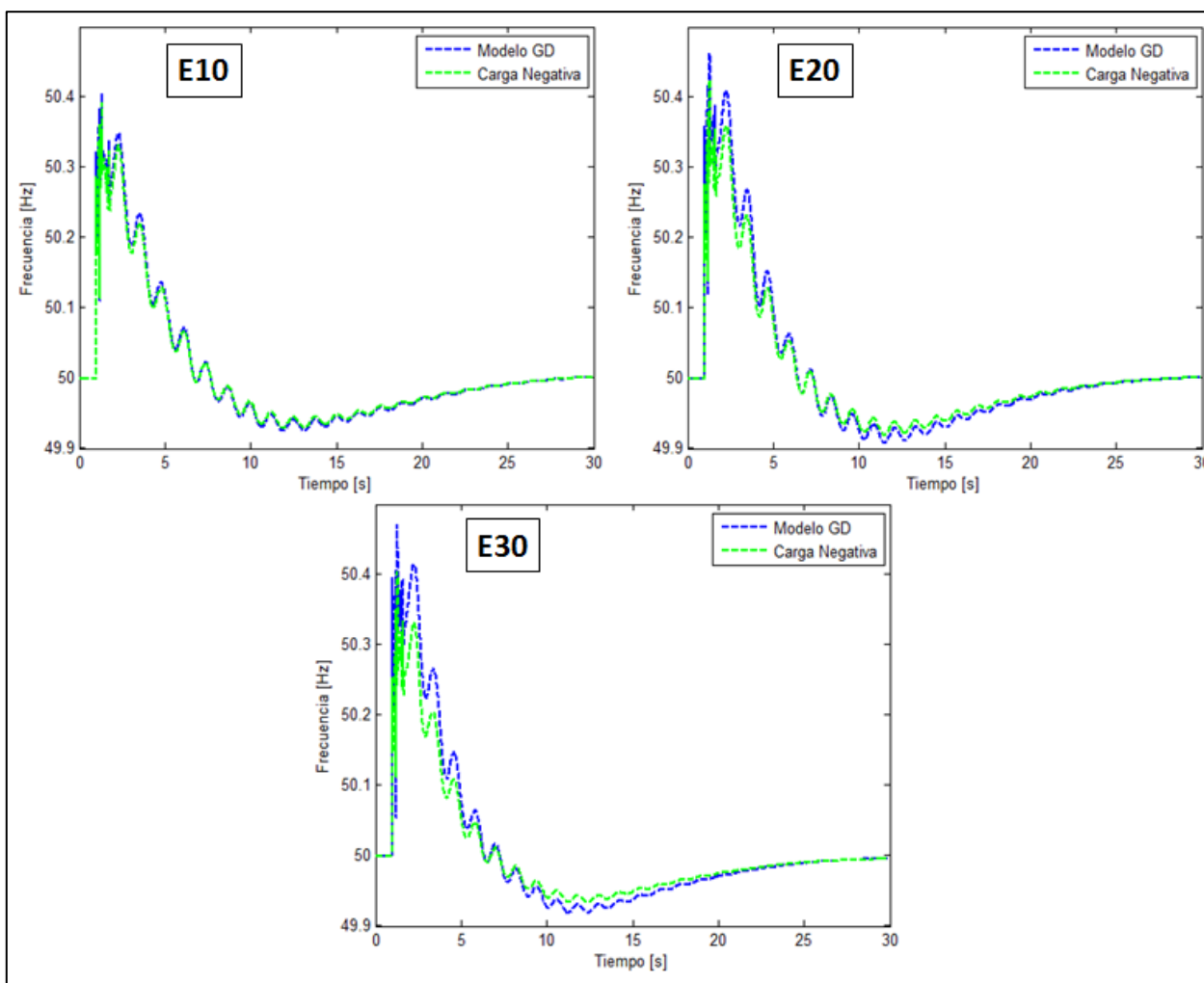


Figura N° 5-8: Comparación de resultados, CC3f LA-AJ

En la Tabla N° 5-7 se comparan los índices estudiados para cada uno de los escenarios y para los dos modelos de la GD. Se destaca que el peak inicial de frecuencia es ligeramente mayor para todos los escenarios cuando la GD es modelada de forma detallada que cuando se modela como carga negativa. Aunque esta variación no es significativa, se puede apreciar que la diferencia porcentual del peak inicial aumenta a medida que la penetración de GD aumenta.

El índice de establecimiento no proporciona información que permita derivar una tendencia que esté relacionada al aumento de la cantidad de GD conectada. Esto se debe a que el sistema logra balancear rápidamente la generación con la demanda de potencia activa, alcanzando en todos los casos frecuencias que no varían más del 0,01% de la frecuencia nominal.

Escenario	Modelo GD	Peak inicial [Hz]	Ie	$\Delta\%$ Peak Inicial	$\Delta\%$ Ie
E10	Detallado	50,40	0,0029%(+)	0,024%	0,0002%
	Carga negativa	50,39	0,0027%(+)		
E20	Detallado	50,46	0,0017%(+)	0,072%	0,0003%
	Carga negativa	50,43	0,0014%(+)		
E30	Detallado	50,47	0,0084%(-)	0,129%	0,0010%
	Carga negativa	50,41	0,0094%(-)		

Tabla N° 5-7: Comparación de resultados, CC3f LA-AJ

5.2.2 FRT 2: GD se desconecta en condiciones de falla

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones obtenidas considerando que la GD se desconecta frente a caídas de tensión y frecuencia. Tal como se mencionó en la Sección 4.3.1, la GD fotovoltaica debe desconectarse si la tensión se encuentra fuera del rango 0,9-1,1 p.u. y la frecuencia fuera del rango de 48-52 Hz. Estos criterios surgen para proteger los tiristores (IGBT) de los inversores que acoplan la GD al sistema, los cuales son muy sensibles a altas corrientes.

5.2.2.1 Modelo dinámico de la GD

El cortocircuito trifásico en uno de los circuitos de Los Almendros 220 kV – Alto Jahuel 220 kV (el cual se produce en el segundo 1 de la simulación) afecta las tensiones de las barras del sistema en mayor o menor grado, dependiendo de qué tan lejos se encuentre la barra del cortocircuito. La barra Alto Jahuel 220 kV es afectada fuertemente pues la ubicación del cortocircuito se encuentra cercana a ésta. En la Figura N° 5-9 se muestra la respuesta de la tensión de la barra Alto Jahuel 220 kV para los escenarios E10, E20 y E30, considerando que la GD se reconecta en 0,6 segundos después que la tensión de las barras donde está conectada vuelva a la banda de operación normal. Se observa que la tensión baja a un valor de 0,152 p.u. cuando se produce el cortocircuito y llega a un valor de 0,143 p.u. al momento de su despeje a los 1,2 segundos.

Se puede apreciar que el sistema es capaz de restaurar la tensión en la barra una vez despejado el cortocircuito, pese a que la GD esté desconectada en todos los escenarios. Se observa igualmente que la tensión se recupera a un valor menor a medida que aumenta el nivel de penetración de la GD, lo cual se justifica por el hecho que la GD sólo inyecta potencia activa, por lo que al aumentar su nivel de penetración hay menor potencia reactiva siendo generada debido a la disminución de las centrales convencionales en operación. Esta tendencia debería cambiar en el caso que se impongan requerimientos de inyección de potencia reactiva a la GD.

Una vez que la GD se reconecta a los 1,8 segundos la tensión en la barra se recupera y asienta a su valor pre falla en todos los escenarios.

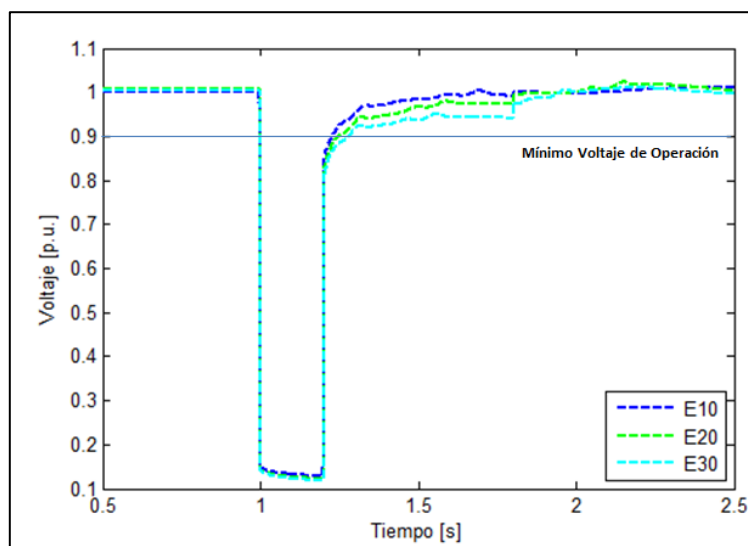


Figura N° 5-9: Respuesta dinámica de la tensión con requerimientos de desconexión - Alto Jahuel 220 kV

Visto lo anterior, es posible decir que la estabilidad de tensión no es crítica ni para el punto de operación, ni los niveles de penetración de GD estudiados. Sin embargo es posible que la estabilidad de tensión se vea afectada para escenarios de operación en donde el sistema se encuentre más sobrecargado, las líneas de transmisión presenten menos holguras o los niveles de penetración de GD sean mayores, lo cual no es interés de este estudio.

Si bien la estabilidad de tensión no se ve amenazada en los casos antes descritos, la caída de ésta gatilla la desconexión de las unidades de GD, lo cual se traduce en una pérdida de generación de potencia activa que acarrea problemas en la estabilidad de frecuencia. También cabe destacar que transcurridos 0,6 segundos después de que la tensión vuelve a la banda de operación de los inversores de la GD, se reúnen las condiciones para que la GD se reconecte.

En la Figura N° 5-10 se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia para los distintos escenarios estudiados, considerando que la GD se reconecta en 0,8 segundos después de transcurrida la falla.

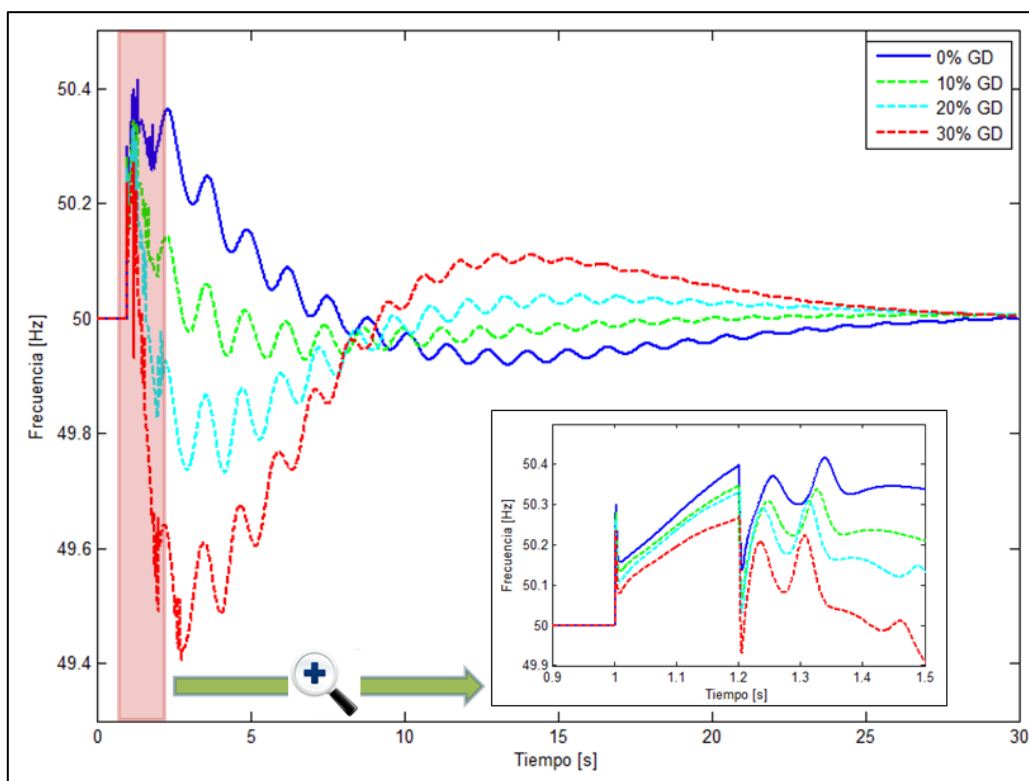


Figura N° 5-10: Respuesta dinámica de la frecuencia con requerimientos de desconexión

Al comienzo de la falla se producen dos fenómenos debido a la caída de tensión en las barras del SEP: Por un lado las cargas disminuyen su consumo de potencia a lo largo de todo el SEP, y por otro lado la GD es desconectada. Se puede observar que en todos los escenarios hay un peak inicial de frecuencia debido a que la generación es mayor a la demanda, lo cual se justifica por el hecho de que existen muchas más cargas en el SEP disminuyendo su consumo que GD siendo desconectada. Este fenómeno se presenta durante los 200 ms que dura el cortocircuito.

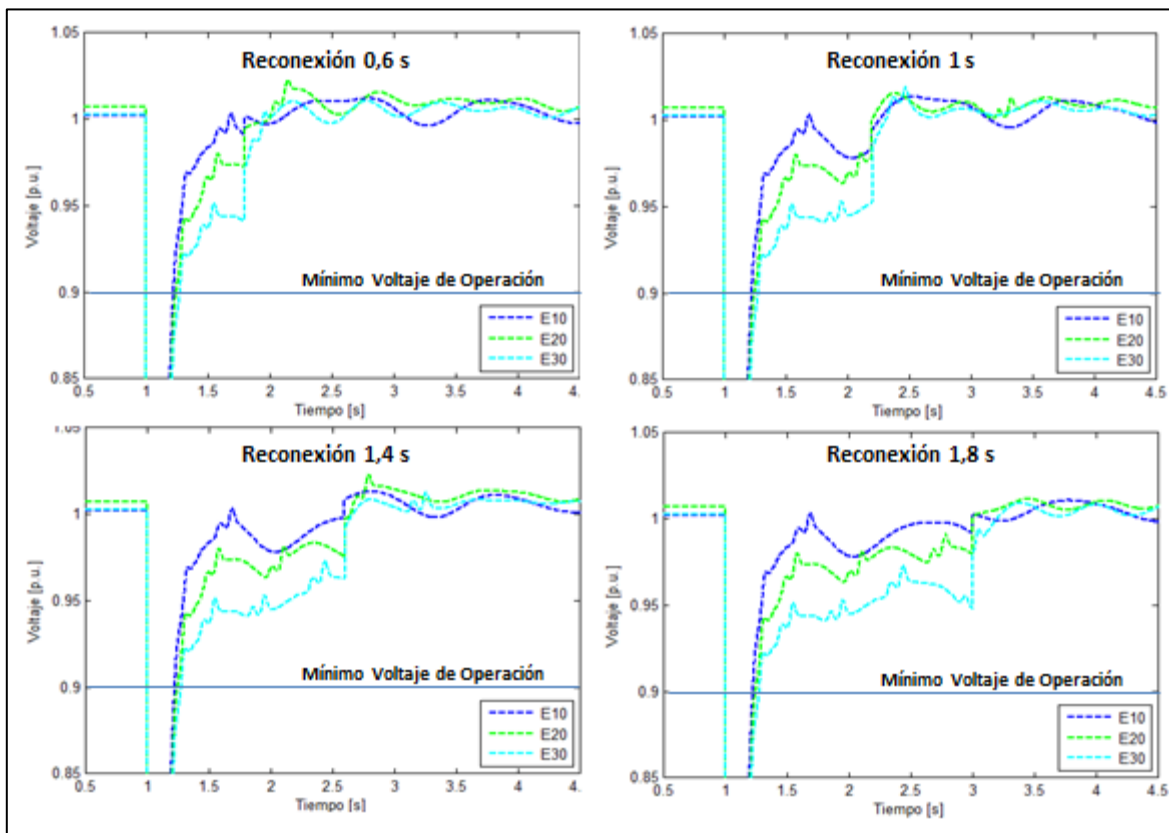
Una vez despejada la falla, las cargas aumentan su consumo debido al restablecimiento de la tensión y la GD se mantiene desconectada por 0,6 segundos. Durante el transcurso de este tiempo existe más demanda que generación de potencia en los escenarios E10, E20 y E30, produciéndose una disminución en la frecuencia. Los controladores de las centrales convencionales por su lado aumentan su producción de potencia en vista de la caída de frecuencia. Cabe destacar que mientras mayor sea el nivel de penetración de GD, mayor va ser el bloque de potencia que se desconecte producto de la caída de tensión, lo que se traduce en una caída más brusca de la frecuencia del SEP.

Cuando la GD se vuelve a conectar una vez transcurridos los 0,8 segundos, hay más generación que demanda de potencia debido a que las máquinas convencionales aumentaron su inyección de potencia cuando la frecuencia estaba disminuyendo. Esto se traduce en un aumento de la frecuencia por sobre su valor nominal antes de establecerse definitivamente.

5.2.2.2 Estudio de tiempos de reconexión de la GD

En vista de las observaciones de las simulaciones, el tiempo de reconexión de la GD desde que las variables del sistema alcanzan los límites de la banda de operación de los inversores juega un papel crítico en la estabilidad del sistema. En este marco, se estudian cinco tiempos de reconexión considerando que la tensión se recupera a 0,9 p.u. (límite de operación de los inversores de la GD) a los 200 ms después de comenzada la falla. Los tiempos de reconexión estudiados son 0,6 s; 1 s; 1,4 s; 1,8 s; y 2,2 s.

En la Figura N° 5-11 se muestra la respuesta dinámica del voltaje para los escenarios E10, E20 y E30 para distintos tiempos de reconexión. Se observa que la respuesta de la tensión es idéntica durante el periodo que la GD esta desconectada para cada uno de los escenarios. En el escenario E10 la tensión oscila entre 0,978 y 0,997 p.u., en el escenario E20 entre 0,967 y 0,991 p.u., y en el escenario E30 entre los 0,944 y 0,972 p.u.. Una vez que la GD es reconectada la tensión se recupera de forma inmediata oscilando en torno a su valor pre falla. Cabe destacar que la recuperación de la tensión inmediatamente después de despejada la falla presenta un peor desempeño a medida que aumenta el nivel de penetración de la GD.



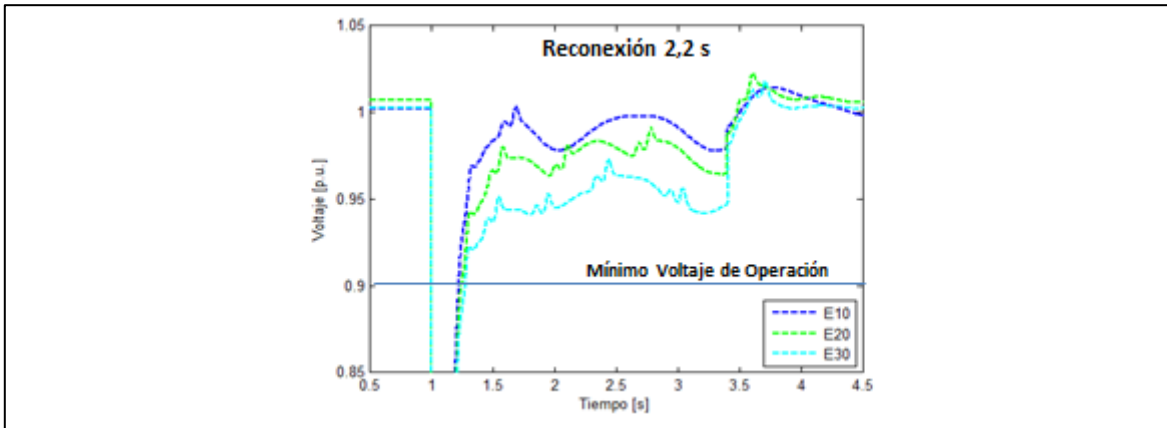


Figura N° 5-11: Tensión en la barra Alto Jahuel para distintos tiempos de reconexión de la GD

En la Figura N° 5-12 se muestra el valor de la tensión máxima que se alcanza entre el periodo de despeje de falla y la reconexión de la GD. Se puede apreciar que la tendencia de disminución de la GD es lineal, y en el caso de proyectarse este comportamiento, se puede obtener un nivel de penetración máximo de GD antes de que el sistema alcance inestabilidades de frecuencia. En efecto, la GD no puede ser reconectada si la tensión en el sistema no se encuentra dentro del rango de operación de los inversores que la acoplan (0,9 p.u. en este estudio), por lo que se tendrían problemas serios de frecuencia. En la figura se ve que la intersección entre la mínima tensión de operación y el valor máximo de la tensión en la barra Alto Jahuel 220 kV se encuentra en un nivel de penetración de GD cercano al 50% (con respecto a la demanda de la hora 11 del 2020).

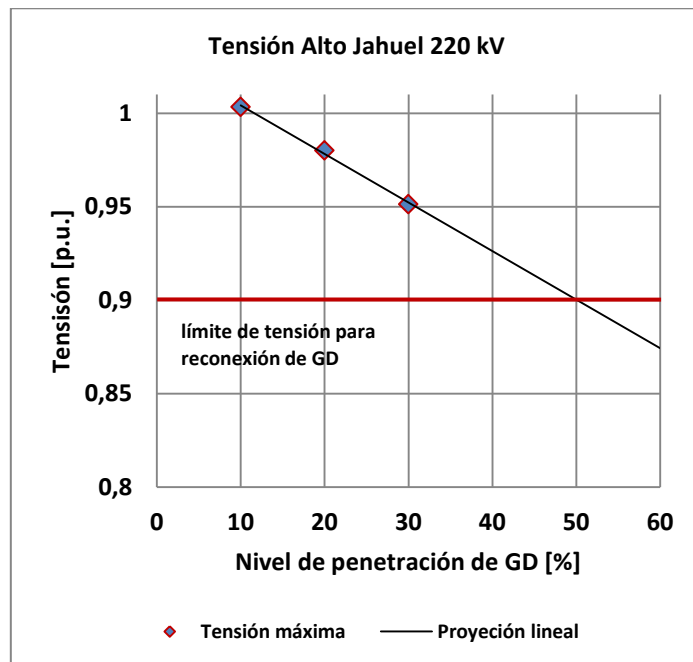


Figura N° 5-12: Tensión máxima de la barra Alto Jahuel entre el periodo de despeje de falla y la reconexión de la GD

En cuanto a la estabilidad de frecuencia, ésta se ve fuertemente afectada debido a la desconexión de la GD producto de la caída de voltaje en las barras donde está conectada. En la Figura N° 5-13 se observa la respuesta de la frecuencia con distintos tiempos de reconexión de la GD.

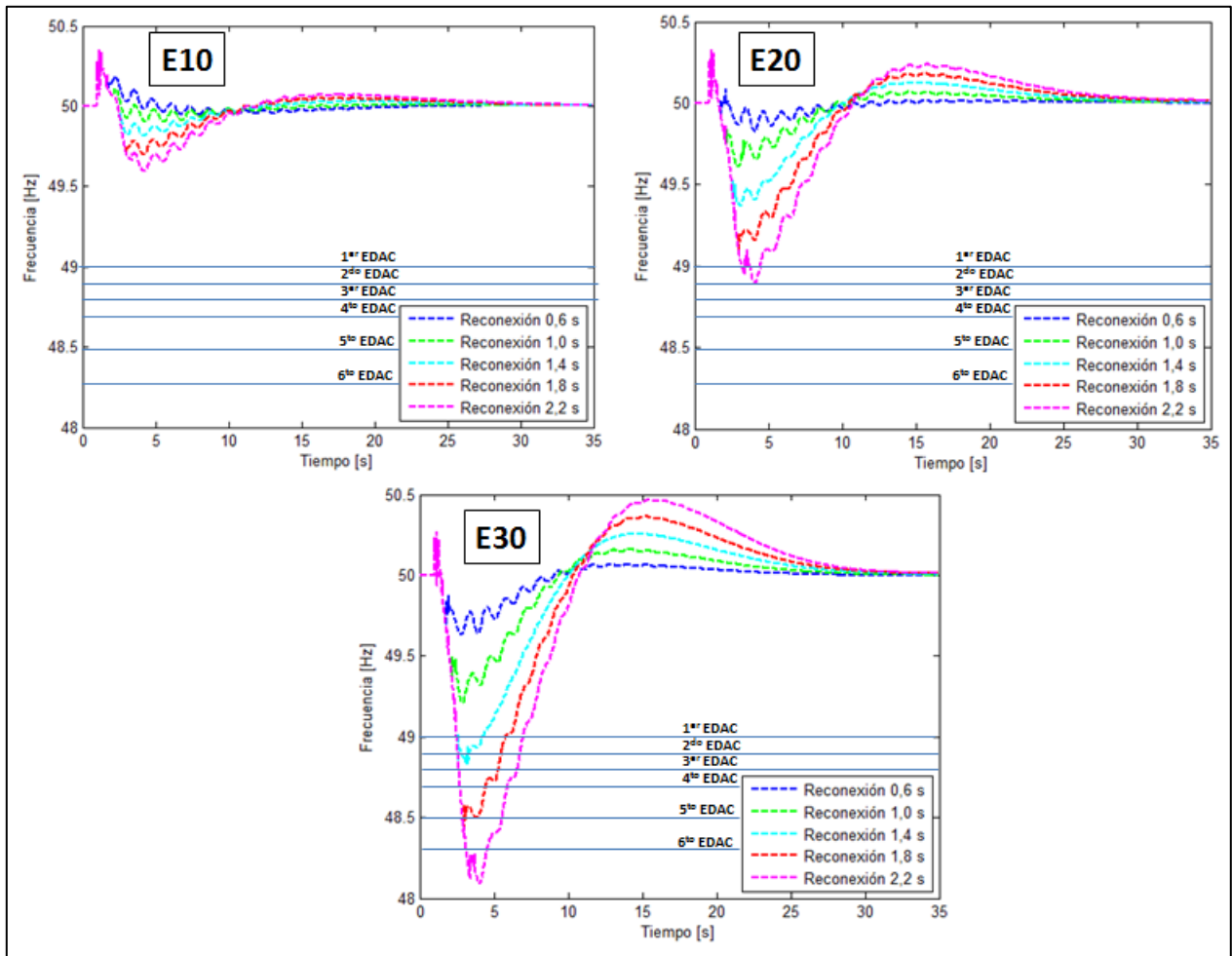


Figura N° 5-13: Respuesta dinámica de la frecuencia con desconexión de GD

Se puede apreciar que en todos los escenarios se sigue el mismo comportamiento antes visto en la Figura N° 5-10. Se observa que el mínimo valor alcanzado por la frecuencia disminuye mientras aumenta el tiempo de reconexión de la GD. La caída de frecuencia en el escenario E10 no implica la activación de ningún EDAC para los tiempos de reconexión estudiados mientras que en el escenario E20 se activa el primer escalón del EDAC para un tiempo de reconexión de 2,2 segundos. En el escenario E30 se produce una situación crítica: se activan dos escalones del EDAC para un tiempo de reconexión de 1,4 segundos, cuatro escalones para 1,8 segundos, y todos los escalones (6) para 2,2 segundos. El escenario E30 es aún más crítico pues está muy cerca del límite de operación de frecuencia de la GD (48 Hz). Una vez traspasado este límite, la GD no puede volver a conectarse y el sistema enfrenta una inestabilidad de frecuencia.

Igualmente se observa que en todos los escenarios la frecuencia se restablece en los 50 Hz, por lo que no es de interés estudiar el índice de establecimiento en este caso. Se observa además que el

tiempo de establecimiento de la frecuencia se obtiene alrededor de los 27 segundos en todos los escenarios y tiempos de reconexión.

En la Tabla N° 5-8 se muestran los índices de hundimiento obtenidos en todos los escenarios y con todos los tiempos de reconexión considerados en este estudio. Se desprende rápidamente la conclusión que la frecuencia se desvía en mayor grado a mayores niveles de penetración de GD y mayores tiempos de reconexión.

Escenario	Tiempo de reconexión				
	0,6 [s]	1 [s]	1,4 [s]	1,8 [s]	2,2 [s]
E10	0,103%	0,196%	0,366%	0,594%	0,810%
E20	0,347%	0,779%	1,263%	1,800%	2,211%
E30	0,739%	1,582%	2,334%	3,262%	3,815%

Tabla N° 5-8: Índice de hundimiento con desconexión de GD

En la Figura N° 5-14 se muestran las curvas del índice de hundimiento con respecto al tiempo de reconexión de la GD para todos los escenarios de penetración de GD. Se puede apreciar que la pendiente de las curvas que se generan aumenta a medida que aumenta la cantidad de GD conectada.

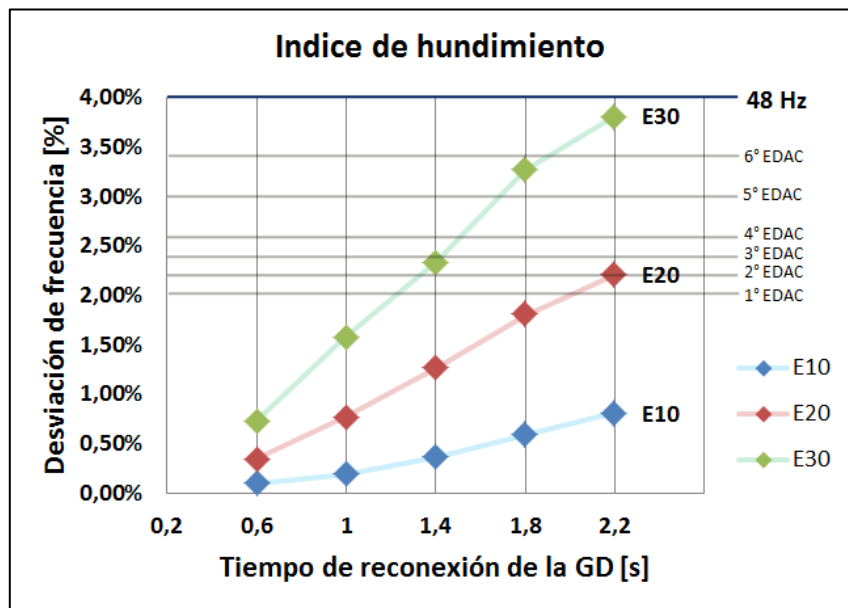


Figura N° 5-14: Índice de hundimiento con desconexión de GD

Una vez que la GD se reconecta y la frecuencia aumenta, se produce un levantamiento de la frecuencia por sobre su valor nominal. En la Tabla N° 5-9 se muestran los índices de levantamiento para los escenarios estudiados con los distintos tiempos de reconexión que se consideraron.

Escenario	Tiempo de reconexión				
	0,6 [s]	1 [s]	1,4 [s]	1,8 [s]	2,2 [s]
E10	0,010%	0,020%	0,060%	0,105%	0,151%
E20	0,035%	0,139%	0,252%	0,361%	0,474%
E30	0,127%	0,314%	0,507%	0,722%	0,924%

Tabla N° 5-9: Índice de levantamiento con desconexión de GD

En la Figura N° 5-15 se muestra de forma gráfica el índice de levantamiento en donde se aprecia se tiene igualmente que la pendiente de la curva a medida que aumenta el nivel de penetración de la GD.

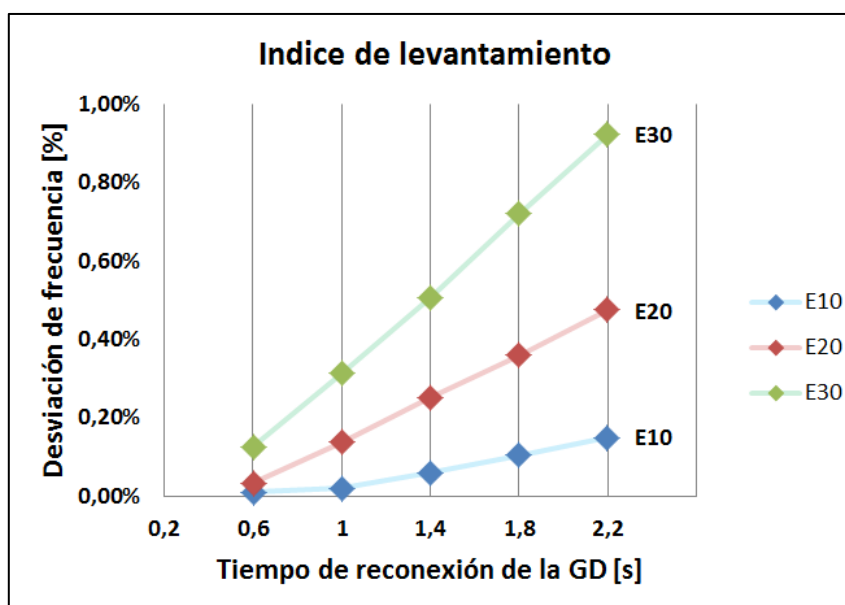


Figura N° 5-15: Índice de levantamiento con desconexión de GD

Todos estos resultados permiten evidenciar una estrategia para elegir los requerimientos de conexión, desconexión y reconexión de la GD, la cual será discutida a continuación.

5.3 Metodología para evaluar tiempo de reconexión de GD

Observando los resultados de las simulaciones anteriores, es posible proponer una metodología para determinar los tiempos máximos de reconexión para un nivel de penetración de GD dado.

Así, en forma general, en la Figura N° 5-16 se muestra un esquema de estabilidad según los límites operacionales de tensión y frecuencia para la GD. En ella se muestran las curvas del nivel de penetración de la GD, siendo P1% el menor nivel de penetración y P_{crítico}, el mayor.

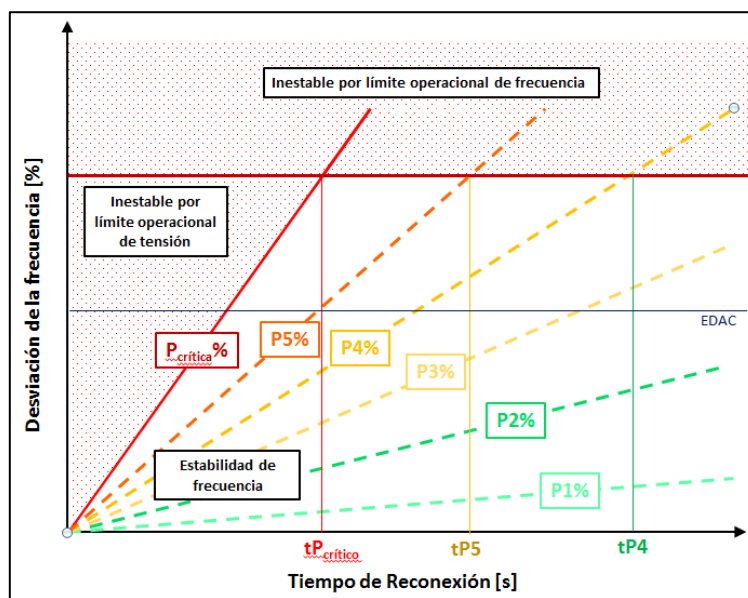


Figura N° 5-16: Estabilidad del sistema según los esquemas de desconexión de GD

Las regiones achuradas son zonas de inestabilidad de frecuencia, mientras que la zona no achurada son los puntos en donde el sistema no presenta inestabilidad de frecuencia. Así, para un cierto nivel de penetración, el sistema es estable para todos los tiempos de reconexión antes del tiempo crítico, es decir, en la figura hay estabilidad de frecuencia para una penetración P4% cuando el tiempo de reconexión de la GD es menor a tP4 segundos. Mientras más aumenta el nivel de penetración, menor es el tiempo crítico de reconexión.

Asimismo, cuando el nivel de penetración es mayor al nivel crítico ($P_{crítico\%}$), la tensión se establece por debajo del nivel mínimo de operación de la GD, por lo que esta no puede ser reconectada y se produce inestabilidad de frecuencia.

Considerando el caso de estudio del SIC, el gráfico equivalente a la Figura N° 5-16 con datos numéricos se presenta en la Figura N° 5-17. Se hace una aproximación lineal para proyectar dos escenarios:

- **E40:** Representa un 40% de penetración de GD con respecto a la demanda del sistema.
- **E50:** Representa un 50% de penetración de GD con respecto a la demanda del sistema.

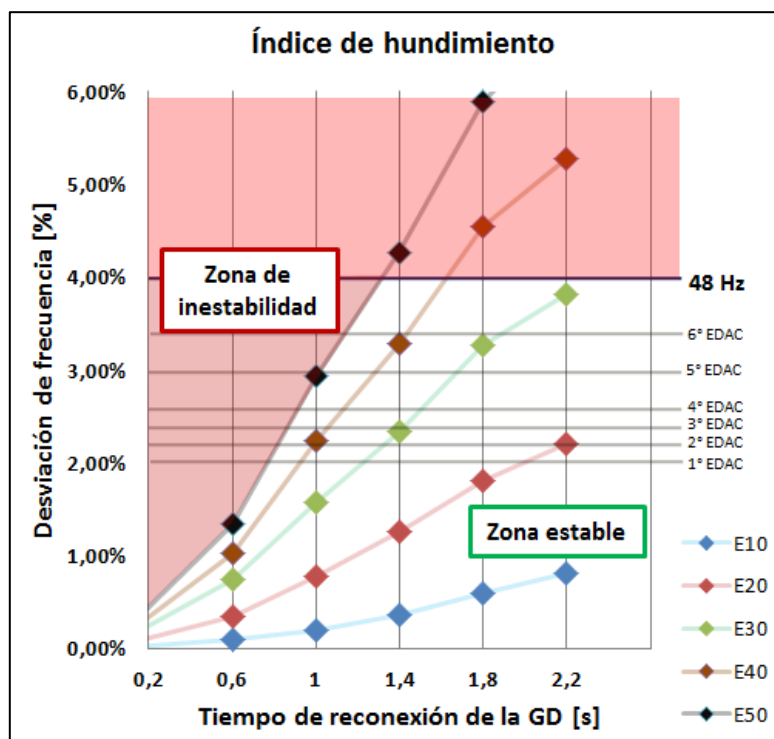


Figura N° 5-17: Estabilidad del sistema según los esquemas de reconexión en el SIC

Se concluye que en SIC se tiene que para una penetración de GD del 30%, el tiempo crítico de reconexión es un poco mayor a los 2,2 segundos y el nivel de penetración máximo antes que la tensión no se restablezca a un valor mayor a 0,9 p.u. es cercano a un 50%.

Este tipo de esquemas presenta una forma de abordar la elección de los límites de operación de la GD tanto de tensión como de frecuencia y el tiempo de reconexión que se requiere para evitar problemas de estabilidad de frecuencia en el sistema.

Capítulo 6

Conclusiones y discusión

6.1 Efectos de altos niveles de GD sobre la estabilidad del SEP

En este trabajo se estudiaron los efectos dinámicos sobre la frecuencia y tensión del SIC para escenarios de penetración de GD fotovoltaica residencial del 10%, 20% y 30% con respecto a la demanda del sistema en el año 2020 según las proyecciones de la CNE. La GD se conectó en uno de los centros de consumos más importantes del SIC correspondiente a la Región Metropolitana.

Por un lado se concluye que la conexión de altos niveles de penetración de GD influye directamente a la inercia total del sistema debido a que la GD no contribuye a ésta y reemplaza a la generación convencional que sí contribuye. Esto afecta directamente a la respuesta inercial del sistema frente a la salida intempestiva de operación de una central de generación. Frente a estas circunstancias el valor mínimo de la frecuencia para el escenario de 30% de penetración de GD presenta una diferencia del 0,383% (0,192 Hz) con respecto al escenario en donde no se tiene penetración de GD cuando la central Bocamina II (387 MW) sale de operación. Esta variación en la respuesta inercial de la frecuencia trae como resultado la activación de tres escalones del EDAC, lo cual representa un aumento de dos escalones considerando que en el escenario sin penetración de GD se activa sólo el primer escalón.

Por otro lado se concluye que los requerimientos de desconexión de la GD influyen en la estabilidad de tensión en menor grado y de frecuencia en mayor grado. En efecto, cuando las variables del sistema (tensión y frecuencia) están fuera de los rangos de operación de los inversores de los GD, estos deben desconectarse para proteger a sus elementos semiconductores de las fuertes corrientes de cortocircuito. En este trabajo se estudia una falla trifásica en una de las líneas entre las barras Los Almendros 220 kV - Alto Jahuel 220 kV de 200 ms de duración. Se concluye por medio de las simulaciones que en el caso de que la GD se mantenga conectada durante la falla no existen problemas significativos en la estabilidad de tensión y frecuencia del sistema, lo que se trata de una situación ideal de operación.

No obstante se vislumbran problemas de estabilidad en el caso que la GD sea desconectada durante la contingencia. En el caso de la tensión, está logra establecerse después del cortocircuito, pero a valores cada vez menores a medida que aumenta el nivel de penetración de la GD, siendo el valor de 0,947 p.u. en el caso de 30% de penetración. Proyectando la tendencia de la disminución en el valor de establecimiento de la tensión en la barra Alto Jahuel 220 kV, se concluye que para niveles de penetración de GD del 50%, la tensión se establece bajo los 0,9 p.u., imposibilitando la reconexión de la GD y desencadenando la inestabilidad de frecuencia en el SEP. En efecto, la desconexión de la GD representa la pérdida de un gran bloque de generación, lo que se traduce en una disminución descontrolada de la frecuencia. No es posible balancear la

generación con la demanda de potencia activa si la GD no logra reconectarse antes de que las variables del sistema sean distintas a las condiciones de operación exigida por los inversores. En el escenario de 10% de penetración, el sistema no presenta problemas de estabilidad de frecuencia para un tiempo de reconexión de la GD de 2,2 segundos. En el escenario de 20% tampoco se producen inestabilidades, pero se produce la activación de un escalón del EDAC para el mismo tiempo de reconexión. El caso de 30% es distinto pues se produce la activación de los seis escalones del EDAC y se está cerca del límite de operación de la GD de frecuencia (48 Hz) para cuando ésta se reconecta a los 2,2 segundos.

Se concluye finalmente que la estabilidad de frecuencia en el sistema frente a altos niveles de penetración de GD depende fuertemente de los requerimientos de operación que se les impongan, especialmente la tensión y frecuencia mínima de operación de la GD. Asimismo se concluye que el efecto que produce la disminución de la inercia en el SIC no resulta significativo frente a niveles de penetración de GD de 30%.

6.2 Pertinencia de utilizar modelo de GD como carga negativa

La GD se ha modelado como carga negativa en los estudios dinámicos de sistemas que tienen una baja penetración de este tipo de generación. En este trabajo se concluye que este modelo puede representar una buena aproximación para ciertos estudios.

En el caso del estudio de estabilidad de frecuencia simulando la salida intempestiva de la central Bocamina II, la diferencia porcentual del valor de la mínima frecuencia en la respuesta inercial es de 0,057% (0,029 Hz) para el escenario de 30% de penetración. Esto indica que la diferencia entre un modelo y otro no conlleva cambios significativos en el desempeño dinámico de la frecuencia para este tipo de contingencias.

En el caso de la contingencia correspondiente al cortocircuito de una de las líneas entre Los Almendros 220 kV - Alto Jahuel 220 kV se tiene una situación distinta. Si se considera que la GD debe permanecer conectada suministrando potencia activa durante el transcurso de la falla se obtienen resultados muy similares para ambos tipos de modelación. La diferencia porcentual entre ambos modelos con respecto al Peak Inicial de la frecuencia es de un 0,129% en el escenario de 30% de penetración, por lo que nuevamente la utilización de un modelo u otro no conlleva cambios significativos en los estudios.

Cabe destacar que para los casos antes descritos se obtiene en todas las simulaciones una respuesta levemente más crítica cuando la GD es modelada detalladamente. Esto sugiere que para estudiar un peor caso de operación habría que preferir este modelo por sobre el de carga negativa. Sin embargo, la leve variación que se reflejan en los resultados puede justificar el uso del modelo de la GD como carga negativa para aliviar los recursos computacionales que se requieren para modelar la GD de forma detallada.

6.3 Pertinencia de utilizar modelos dinámico de GD

Hoy en día no existen países que exigen mantener conectada la GD residencial fotovoltaica tras la ocurrencia de una falla. La desconexión se realiza para proteger los elementos que componen el inversor de la GD. Los sistemas de control de la GD permiten agregar características de desconexión de la GD bajo ciertos criterios. Estos criterios pueden ser la desconexión de la GD frente a condiciones anormales del SEP o incluso la inyección de potencia reactiva durante la contingencia mientras la GD se mantiene conectada durante la falla para efectuar un soporte a la estabilidad de tensión. En este estudio se estudió el comportamiento del SEP considerando rangos de operación de GD entre 0,9-1,1 p.u. de tensión y 48-52 Hz de frecuencia.

Se concluye finalmente que para altos niveles de penetración, la GD debe ser modelada de forma detallada si existen requerimientos de desconexión o cuando se exige que aporten con potencia reactiva para efectuar un soporte a la estabilidad de tensión del SEP.

6.4 Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se propone:

- Evaluar la estabilidad de ángulo de rotor con altos niveles de penetración de GD.
- En este trabajo se consideró que la GD no se veía afectada con la activación de los escalones del EDAC. Considerando que la GD está conectada con los consumos, debería haber un desprendimiento de GD cuando se activan éstos. Se propone como trabajo futuro evaluar la conexión de GD dispersa en todo el SIC y considerar que ésta se ve afectada por los EDAC.
- Evaluar la estabilidad de tensión de la GD en el caso que se impongan requerimientos de inyección de potencia reactiva frente a contingencias.
- Realizar un estudio de estabilidad considerando modelos equivalentes de las redes de distribución.
- Realizar estudios considerando eventos propios de la GD fotovoltaica, tales como variaciones bruscas de la potencia inyectada por ellas debido a bruscos cambios meteorológicos que provoquen una variación significativa de la radiación solar en la zona de estudio.

Referencias

- [1]. Zhang, X.P; “A Framework for Operation and control of Smart Grids with Distributed Generation”; IEEE Press, 2008.
- [2]. Maknouninejad, A; Kutkut, N; Batarseh, I; Qu, Z; “Analysis and Control of PV Inverters Operating in VAR Mode at Night”, University of Central Florida, IEEE Press, 2011.
- [3]. Demirok, E; Sera, D; Teodorescu, R; Rodriguez, P; Borup, O; “Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies”, IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2009.
- [4]. Olulope, P.K.; Folly, K.A.; Chowdhury, S; Chowdhury S.P; “Dynamic Impact and Assessment of Stability of Power Systems with DG Penetration: A Review”, IEEE Press, 2010.
- [5]. Boemer, J.C; Gibescu, M; Kling, W.L; “Dynamic Models for Transient Stability Analysis of Transmission and Distribution Systems with Distributed Generation: an overview”, IEEE Press, 2009.
- [6]. Azmy, A; Erlich,I; “Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power System”, in Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, pp.1056-1063 Vol. 2.
- [7]. Slootweg, J.G.; Kling, W.L; “Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability”, pp. 862-867, IEEE, 2002.
- [8]. Brown, Richard; Freeman, Lavelle; “Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation”, IEEE, 2001.
- [9]. Reza, M.; Schavemaker, P.H.; Slootweg, J.G.; Kling, W.L.; Van Der Sluis, L.; “Impacts of Distributed Generation Penetration Levels on Power Systems Transient Stability”, in Proc. 2004 Power engineering Society General Meeting, pp. 2150-2155.
- [10]. Hossain, M.J.; Saha, T.K.; Mithulanathan, N.; “Impacts of wind and solar integrations on the dynamic operations of distribution systems”,
- [11]. Wanik, M.; Erlich, I.; Mohamed, A.; Salam, A.; “Influence of Distributed Generations and Renewable Energy Resources Power Plant on Power System Transient Stability”,
- [12]. Chang Zhong, Q.; Weiss, G; “Static Synchronous Generators for Distributed Generation and Renewable Energy”, 2008.
- [13]. Thong, V.V.; Driesen, J.; Belmans, R.; “Transmission System Operation concerns with High Penetration Level of Distributed Generation”, UPEC, pp.867-871, 2007.
- [14]. Lund, Torsten; Nielsen, Ame, Sorensen, Poul; “Loss Allocation in a Distribution system with Distributed generation units”.

- [15]. Morren, J.; De Hann, W.H.; Ferreira, J.A.; “Contribution of DG Units to Primary Frequency Control”, IEEE,
- [16]. Barker, P; De Mello, R.; “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: *Part 1- Radial Distribution Systems*”, Power Technologies, Inc. IEEE, pp.1645-1656, 2000.
- [17]. Driesen, J.; Belmans, R.; “Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions”, IEEE, 2000.
- [18]. Parizad, A.; Khazali, A.; Kalantar, A.; “Optimal Placement of Distributed generation with Sensivity Factors Considering Voltage Stability and Losses Indices”, In Proc. of ICEE, IEEE, 2010.
- [19]. Reza, M.; “Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation”, Tesis de Doctorado, Delft University of Technology, 2006.
- [20]. Toro, V.; “Análisis de impacto dinámico de pequeños medios de generación sobre redes de distribución”, Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Electricista; U. de Chile; 2010.
- [21]. Canard, J.F.; “Impact de la generation d’énergie dispersée dans les reseaux de distribution”, Tesis de Doctorado, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [22]. Mohr, R.; “Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución”, Tesis de Magister, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007.
- [23]. Skytte, K.; Ropenus, S.; “Regulatory Review and International Comparison of EU-15 Member States”, DG-GRID Report D1, 2005.
- [24]. Lund, T.; “Analysis of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation”, Tesis de Doctorado, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark, 2007.
- [25]. Tsili, M.; Papathanassiou, S.; “Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms”, Publicado en IET Renewable Power Generation, 2009.
- [26]. Watt, K.; “Simulación Dinámica para distintos Escenarios de Alta Penetración Eólica en el SIC”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista; U. de Chile 2008.
- [27]. Narang, A.; “Impact of Large-Scale Distributed Generation Penetration on Power System Stability”, CTEC, Centre de la Technologie de l’Énergie de Canmet, Canada, 2006.
- [28]. UNTEC; “Informe Final: Generación Distribuida”; Fundación para la Transferencia Tecnológica; Santiago, 2009.
- [29]. Gonzalez-Longatt, F.; C.Foutoul, C.;”Review of the distributed Generation Concept: Attempt of Unification”.

- [30]. Jara, W; "Energía Eólica, La experiencia de Endesa Chile- Endesa ECO"; Seminario Oportunidades en el desarrollo de las Redes de Energía Eléctrica: "Conductores de Alta Capacidad y Parques Eólicos".
- [31]. CDEC-SIC; "Esquema de regulación distribuida de frecuencia en el SIC"; Diciembre, 2009.
- [32]. Borges L.T., Carmen; M. falcao, Djalma; "Impact of distributed generation Allocation and Sizing on Reliability, losses and Voltage profile"; IEEE Bologna Power Tech Conference, 2003.
- [33]. Reza, M; Viawan, Sudarmadi; Kling, W.L.; Van der Sluis, L; "Dynamic Stability of Power Systems with Power Electronic Interfaced DG"; IEEE, 2006.
- [34]. Pecas Lopes, J.A.; Hatzargyriou, N; Mutale, J; Djapic, P.; Jenkins, N; "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities" Electric Power Systems Research 77, 2007.
- [35]. CDEC-SIC; "Estadísticas de Operación 2001-2010"
- [36]. TRANSELEC; "Despachos de centrales del SIC"; Datos de salida del modelo PLP, 2011
- [37]. DigSilent Technical Documentation; "Static Generator". Manual de usuario de DigSilent Power Factory.
- [38]. BdeW Energie.Wasser. Leber; Technical Guideline "Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network"; Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the médium-voltage network; Junio 2008.
- [39]. Neicún Miguel; "Metodología para la planificación de la expansión en transmisión considerando la estabilidad de tensión del sistema"; Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista; U. de Chile; Diciembre 2011.
- [40]. Comisión Nacional de Energía; "Fijación de precios de nudo Abril de 2012 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe técnico definitivo"; Abril 2012; Santiago, Chile.
- [41]. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile; "Evaluación del recurso solar"; 3 de Octubre 2012; <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>
- [42]. Möller; Roberto; "Estrategias de regulación primaria de frecuencia en generadores eólicos"; Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista; U. de Chile; Septiembre 2012.

ANEXOS

Los anexos de este estudio se encuentran contenidos en el CD-ROM adjunto en la parte posterior del documento. En ellos se encuentran las siguientes carpetas:

Anexo A - Modelo DigSilent

Esta carpeta contiene el modelo DigSilent utilizado para realizar las simulaciones de este trabajo, llamado “SIC-GD.pfd”. También se incorpora un documento de lectura llamado “Readme.txt”, explicando la proveniencia del modelo utilizado.

Anexo B - Despacho de los Escenarios

Esta carpeta contiene cuatro documentos:

- Los datos de salida del modelo PLP para determinar el despacho de las centrales térmicas entre el 2011-2021 para 40 hidrologías distintas, llamado “Potter Abril 2011.xls”.
- Los datos de salida del modelo PLP para determinar el despacho de las centrales hidráulicas entre el 2011-2021 para 40 hidrologías distintas, llamado “Pothid Abril 2011.xls”.
- Un documento que explica la utilización de los dos documentos antes mencionados llamado “Exp.docx”
- Un documento llamado “Despachos.xlsx” en donde se agrupa la siguiente información:
 - La proyección de la demanda del SIC.
 - Las centrales y líneas que fueron agregadas al modelo para la proyección al 2020.
 - Los escenarios de penetración de GD.
 - La distribución de la GD en el SIC.
 - Los datos de las centrales del SIC (constante de inercia, potencia máxima, máquinas paralelas, etc).
 - El detalle de los despachos para los escenarios estudiados en este trabajo
 - Las máquinas que actúan en el CPF.

Anexo C – Antecedentes de Radiación Solar

Esta carpeta contiene el documento “Radiación Solar RM.pdf”, reporte consistente en la evaluación del recurso solar en la Región Metropolitana.

Anexo D – Operación Real Diaria 2011

En esta carpeta se contiene los informes de operación de cada uno de los días del año 2011.

Anexo E – Peor Escenario de Operación

Esta carpeta contiene un documento llamado “WCS.xlsx” en el cual se agrupa la siguiente información:

- Elección de la demanda e hidrología donde la estabilidad de frecuencia es crítica.
- Información general de las curvas de generación, curvas de radiación, potencial energético en la región metropolitana y eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
- El esquema de desconexión automático de carga utilizado en el SIC.