

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

**RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GRANDES
INYECCIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALFREDO EDUARDO CASTILLO BUGUEÑO

**PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
LUIS VARGAS DÍAZ**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELÉCTRICO
POR: ALFREDO CASTILLO BUGUEÑO
FECHA: 10/03/2013
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN Z.

RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GRANDES INYECCIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Durante el último año ha sido posible presenciar un importante aumento en la instalación de energías renovables no convencionales a lo largo de Chile, el cual ha sido liderado por centrales eólicas. Sin embargo la energía solar no se ha quedado atrás y ya se han producido las puestas en marcha de las primeras etapas de proyectos fotovoltaicos en el sistema interconectado del norte grande (SING) de Chile. Una mirada por el servicio de evaluación ambiental (SEA) da cuenta de la gran cantidad de proyectos solares (tanto fotovoltaicos como de concentración solar) que se encuentran en carpeta. Frente a esta situación se hace necesario realizar estudios dinámicos de manera de enfrentar de manera correcta la entrada de este tipo de energías, sobre todo en un sistema con las características del SING. Peculiaridades, tanto del parque generador como de la demanda y control de frecuencia, lo hacen un sistema débil y poco flexible.

En base a lo anterior, este trabajo se enfoca en estudiar la estabilidad de frecuencia del SING proyectado al 2020 frente a distintos escenarios de penetración fotovoltaica. Además se incluye un método de incorporación de respuesta inercial mediante control de convertidor, el cual permite a los generadores solares participar con respuesta inercial frente a contingencias. El método utilizado consiste en realizar una operación *deloaded* de la central fotovoltaica y luego un control *droop* de manera que su generación de potencia activa sea sensible a cambios en la frecuencia del sistema. Se realiza un estudio comparativo para tres niveles de penetración fotovoltaica mediante el software DigSILENT. Para esto se modeló el sistema y cada uno de sus componentes, además de las centrales fotovoltaicas y el control antes mencionado.

Los resultados obtenidos muestran una notable mejora del desempeño del sistema al incluir el control desarrollado en todos los escenarios. En particular para el caso de mayor penetración se observa una mejora de un 30% para los indicadores evaluados, en comparación al caso sin respuesta inercial por parte de las centrales fotovoltaicas. La mejora que significa la incorporación del control disminuye conforme la penetración es menor. Se observa como la respuesta de parte de estas centrales es más rápida que las convencionales, lo que adelanta la respuesta del sistema en el tiempo. Las simulaciones muestran, a su vez, que el sistema está bien preparado para recibir una penetración pequeña (8%) de este tipo de energía sin incluir controles ni métodos de incorporación de respuesta inercial.

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN.....	1
1.2. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4. ALCANCE.....	2
1.5. ESTRUCTURA DE TRABAJO.....	3
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	4
2.1. PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
2.2. PANELES.....	5
2.3. LINK DC.....	9
2.4. CONVERTOR.....	10
2.5. MAXIMUM POWER POINT TRACKING (MPPT).....	13
CAPÍTULO 3 ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	15
3.1. ESTABILIDAD DE ÁNGULO.....	16
3.2. ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	17
3.3. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	18
3.3.1. Respuesta inercial de SEP.....	19
3.3.2. Control primario de frecuencia.....	20
3.4. PROBLEMAS DE INERCIA ASOCIADOS A GRANDES INYECCIONES DE GENERACIÓN FV.....	21
3.5. MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA INERCIAL DE SEP.....	22
3.5.1. Incorporación de dispositivos adicionales.....	23
3.5.2. Estrategias de control.....	26
CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA	29
CAPÍTULO 5 MODELACIÓN DINÁMICA	36
5.1. MODELO BASE.....	36
5.2. MODELO PLANTA FOTOVOLTAICA.....	37
5.3. INCORPORACIÓN DE RESPUESTA INERCIAL.....	43
5.4. AGREGACIÓN DE CENTRALES SOLARES.....	48
5.5. INCORPORACIÓN DE CENTRALES SOLARES EN EL MODELO DEL SING.....	51
5.6. DETERMINACIÓN DE CONDICIONES DE RADIACIÓN Y OPERACIÓN.....	52
CAPÍTULO 6 ANÁLISIS Y RESULTADOS	53
6.1. SIN RESPUESTA INERCIAL.....	53
6.2. INCORPORACIÓN DE RESPUESTA INERCIAL.....	56
6.3. COMPARACIÓN DE ESCENARIOS.....	60
6.3.1. Escenario 1.....	60
6.3.2. Escenario 2.....	62
6.3.3. Escenario 3.....	64
6.4. RESUMEN DE RESULTADOS.....	65
6.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL NIVEL DE RESERVA.....	66
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES	70
CAPÍTULO 8 REFERENCIAS	73
ANEXOS	76
ANEXO A: CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	76
ANEXO B: CÓDIGOS DSL MODIFICADOS.....	80

Índice de tablas

Tabla 3.1 Valores típicos de constante de inercia H	19
Tabla 4.1 Escenarios de estudio	31
Tabla 4.2 Hora del año seleccionada para simulación	32
Tabla 4.3 Generación convencional y FV para la hora seleccionada	33
Tabla 5.1 Líneas de alta tensión Escenario 1	51
Tabla 5.2 Líneas de alta tensión Escenario 2	51
Tabla 5.3 Líneas de alta tensión Escenario 3	52
Tabla 5.4 Radiación en barras representativas	52
Tabla 6.1 Inercia del sistema todos los escenarios	53
Tabla 6.2 Rocof todos los escenarios sin respuesta inercial	54
Tabla 6.3 Nadir todos los escenarios sin respuesta inercial	55
Tabla 6.4 Valor Régimen permanente todos los escenarios sin respuesta inercial	55
Tabla 6.5 Rocof todos los escenarios con respuesta inercial	58
Tabla 6.6 Nadir Todos los escenarios Con respuesta inercial	59
Tabla 6.7 Valor régimen permanente Todos los escenarios Con respuesta inercial	59
Tabla 6.8 Parámetros e indicadores escenario 1 con y sin respuesta inercial	61
Tabla 6.9 Parámetros e indicadores escenario 2 con y sin respuesta inercial	63
Tabla 6.10 Parámetros e indicadores escenario 3 con y sin respuesta inercial	64

Índice de figuras

Figura 2.1 Diagrama celda fotovoltaica	4
Figura 2.2 Planta solar fotovoltaica	5
Figura 2.3 Característica V-I de un panel fotovoltaico	6
Figura 2.4 Potencia de salida de un panel fotovoltaico	7
Figura 2.5 Efecto de la radiación en paneles fotovoltaicos	8
Figura 2.6 Efectos de la temperatura en paneles fotovoltaicos	8
Figura 2.7 Máximas eficiencias diferentes tecnologías celdas fotovoltaicas	9
Figura 2.8 Esquema simplificado planta solar	10
Figura 2.9 Three phase VSI	11
Figura 3.1 Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	16
Figura 3.2 Escalas de tiempo estrategias de control de frecuencia de SEP	18
Figura 3.3 Respuesta de un parque eólico con y sin control de respuesta inercial	20
Figura 3.4 Desviación de frecuencia frente a distintas salidas de bloques de generación	21
Figura 3.5 Flywheel o volante de inercia	24
Figura 3.6 Sistema de baterías o BESS	25
Figura 3.7 Alternativas de control <i>deloaded</i>	27
Figura 3.8 Curva característica frecuencia/potencia	27
Figura 4.1 Diagrama de bloques Metodología	29
Figura 4.2 Características de la respuesta a evaluar	33
Figura 4.3 Estudios a realizar	35
Figura 5.1 Planta Fotovoltaica en DigSILENT	36
Figura 5.2 Modelo de la Planta Fotovoltaica	38
Figura 5.3 Modelo del Panel Solar	38
Figura 5.4 Característica V-I diferentes condiciones de radiación	39
Figura 5.5 Modelo Panel Solar usado en DigSILENT	40
Figura 5.6 Modelo de la barra DC y el condensador	41
Figura 5.7 Controlador del generador estático o convertidor	42
Figura 5.8 Característica V-P de planta fotovoltaica del modelo original	44
Figura 5.9 Configuración parámetros <i>slot Solar Radiation</i>	44
Figura 5.10 Curva eficiencia inversor usado para estudio	45
Figura 5.11 Implementación control Droop	46
Figura 5.12 Parámetros control de potencia activa	47
Figura 5.13 Respuesta inercial central fotovoltaica	47

Figura 5.14 Configuración potencia aparente central fotovoltaica	49
Figura 5.15 Configuración del <i>slot</i> "Photovoltaic Model"	50
Figura 5.16 Configuración <i>slot</i> "DC Buscar and Capacitor"	50
Figura 6.1 Frecuencia Crucero 220 kV Todos los escenarios PV Sin respuesta inercial.....	53
Figura 6.2 Primeros segundos de la respuesta del sistema PV sin respuesta inercial	54
Figura 6.3 Generación Solar Total en p.u Sin respuesta inercial.....	56
Figura 6.4 Frecuencia Crucero 220 kV Todos los escenarios PV con respuesta inercial	57
Figura 6.5 Primeros segundos de la respuesta del sistema PV con respuesta inercial	58
Figura 6.6 Generación Solar total en p.u Con respuesta inercial	60
Figura 6.7 Escenario 1 con y sin respuesta inercial PV.....	61
Figura 6.8 Señales de control Escenario 1.....	62
Figura 6.9 Escenario 2 con y sin respuesta inercial PV.....	63
Figura 6.10 Escenario 3 con y sin respuesta inercial PV.....	64
Figura 6.11 Escenario 1 Distintos niveles deloaded.....	66
Figura 6.12 Escenario 2 Distintos niveles deloaded.....	67
Figura 6.13 Escenario 3 Distintos niveles deloaded.....	67

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

El tema energético, hoy por hoy, es de gran controversia no solo en Chile sino en el mundo entero. Las centrales termoeléctricas se han ganado el rechazo de la ciudadanía a nivel mundial por ser contaminantes y aportar al calentamiento global. Por otro lado, fuentes de energías baratas y robustas como la nuclear, han perdido su prestigio luego de verse seriamente cuestionada su seguridad frente a desastres naturales. Esto último ha provocado que diversas naciones hayan decidido retirar paulatinamente este tipo de centrales en pos de otras fuentes más baratas y seguras. El calentamiento global ha llevado a una tendencia hacia la des-carbonización de las matrices energéticas. En Chile, el sistema interconectado del norte grande SING ostenta la cifra de 99,6% de energía proveniente de centrales termoeléctricas, que funcionan a base de carbón, gas y diésel.

Una revisión de los proyectos que se encuentran en el servicio de evaluación ambiental (SEA) muestra una gran cantidad de proyectos solares fotovoltaicos en carpeta, principalmente para el norte grande. Esto tiene fundamento en la presencia del desierto de atacama, el cual es el desierto más árido del mundo, además de presentar las radiaciones más altas del mundo. A la fecha el total de proyectos en trámite asciende a 1,7 GW, de los cuales 1,1 GW ya se encuentran aprobados.

Las características técnicas y de operación de esta tecnología hacen que haya que tener cuidados especiales y estudios se han llevado a cabo en relación a dificultades que podrían enfrentarse al usar esta tecnología: el efecto de las nubes en la operación de los paneles; el correcto dimensionamiento de las reservas necesarias para enfrentar cambios bruscos de generación solar; solo por poner algunos ejemplos.

Dentro de las características de este tipo de energía se encuentra el tema de estudio de esta memoria que tiene que ver con la falta de inercia de estos generadores, debido a la no presencia de partes rotatorias dentro de sus elementos constructivos. Debido a su bajo costo de operación, en el escenario de una penetración importante de este tipo de energía se producen desplazamientos de centrales convencionales, lo que significa un decremento en la inercia del sistema que produce problemas de estabilidad.

El sistema interconectado del norte grande (SING) es el sistema eléctrico que cubre las regiones de Arica y Parinacota hasta Antofagasta. Su capacidad instalada es de aproximadamente 4,5 GW en la actualidad y se compone básicamente de centrales termoeléctricas de carbón y gas, que en conjunto corresponden a más del 99% de la potencia instalada. Por otro lado, la carga corresponde en un 90% a demanda minera. De acuerdo a [1] el parque generador se encuentra constituido casi completamente por unidades térmicas de baja inercia. Las características de éste hacen que la reserva en giro resulte limitada en cuanto a monto y capacidad de respuesta. Generadores

concentrados y alejados de los centros de consumo, un gran porcentaje de demanda industrial y control secundario de frecuencia manual son características que esgrimen a este sistema como uno susceptible a problemas de estabilidad.

Por lo anterior, en el escenario de una instalación masiva de energía solar fotovoltaica en el SING, la probabilidad de que los problemas de estabilidad se agraven es muy alta. El objetivo de esta memoria es realizar un estudio al respecto y aportar a la solución de este problema en particular, de manera de fomentar la inclusión de la energía solar en el sistema eléctrico chileno.

1.2. Objetivo general

Evaluar la respuesta inercial y el desempeño dinámico del Sistema Eléctrico del Norte Grande (SING) para distintos niveles de penetración de energía solar fotovoltaica y el efecto de incorporar respuesta inercial en las centrales solares.

1.3. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica y estado del arte de las tecnologías de generación fotovoltaica y controladores para permitir respuesta inercial en los paneles.
- Modelar el panel fotovoltaico y luego la central generadora para estudios de estabilidad.
- Incorporar respuesta inercial en el generador fotovoltaico.
- Agregar centrales fotovoltaicas de manera de obtener los tamaños nominales de las centrales a incluir en el estudio y reducir los tiempos de simulación y modelación.
- Desarrollar un modelo simplificado del SING al año 2020.
- Analizar la estabilidad del SING frente a distintos escenarios de penetración fotovoltaica sin y con aporte inercial.

1.4. Alcance

Este trabajo tiene como fin evaluar la respuesta inercial de un sistema particular (SING) proyectado al año 2020 con especial énfasis en su respuesta en frecuencia a contingencias. No se analiza en detalle el comportamiento del panel fotovoltaico en particular, sino que se estudia como parte de un todo. Tampoco se realiza optimización de la reserva de potencia fotovoltaica, este valor se asigna arbitrariamente. El estudio tiene como objetivo evaluar la respuesta inercial del sistema, por lo que el control secundario de frecuencia no se incluye en el análisis.

1.5. Estructura de trabajo

La presente memoria se encuentra organizada en 8 capítulos que se describen a continuación.

El capítulo 2 desarrolla los conceptos básicos de la energía solar fotovoltaica. Se presentan los conceptos de radiación, principio de funcionamiento de las celdas fotovoltaicas y se presentan los elementos principales de una planta solar fotovoltaica.

El capítulo 3 aborda el tema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia y desarrolla tópicos afines con el tema de la inercia del sistema.

En el capítulo 4 se presenta la metodología del trabajo.

El capítulo 5 presenta la modelación de la central fotovoltaica, la incorporación de respuesta inercial y el método de agregación de centrales.

En el capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones y los indicadores de desempeño obtenidos.

El capítulo 7 entrega las conclusiones del trabajo.

El capítulo 8 corresponde a las referencias usadas en el trabajo.

Finalmente se presentan los anexos donde se incluyen gráficos, tablas, entre otros.

Capítulo 2 Fundamentos de la energía solar fotovoltaica

La energía solar corresponde a la energía radiante proveniente del sol producida por reacciones de fusión nuclear, por lo que se podría decir que el sol es básicamente un gran reactor nuclear. La energía producida por éste reactor viaja a través del espacio, y una buena porción de ésta alcanza la tierra [2]. Se acepta que la densidad de potencia radiativa en un punto inmediatamente exterior de la atmosfera tiene un valor de 1368 W/m^2 , valor que se conoce como constante solar (CS) [3].

Existen diferentes formas de aprovechar la energía solar, entre las cuales se encuentra la obtención de energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas. Éstas últimas consisten en una juntura PN con el lado N dispuesto de manera de recibir los rayos del sol. Generalmente están hechas de Silicio (Si) que resulta ser el segundo material más abundante en la superficie terrestre. Funcionan bajo el principio de efecto fotoeléctrico, mediante el cual electrones ubicados en la banda de valencia absorben energía de los fotones que componen la luz incidente para alcanzar un nivel de energía superior, conocido como banda de conducción, en el cual pueden producir una corriente eléctrica si se conecta una carga entre ánodo y cátodo [4].

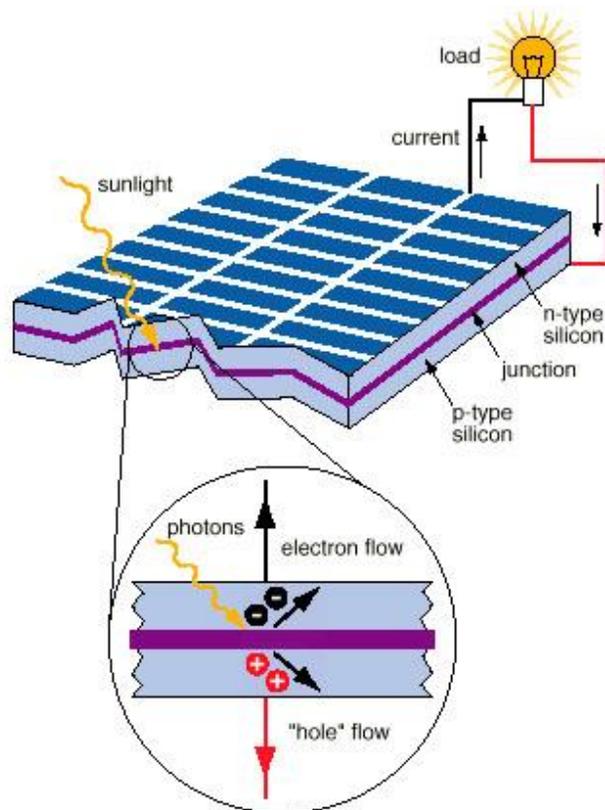


Figura 2.1 Diagrama celda fotovoltaica

Existen dos diferentes aplicaciones para sistemas fotovoltaicos: Operación aislada y operación conectada a la red. En los comienzos del desarrollo de la industria FV los sistemas aislados fueron los que movieron la industria debido principalmente a que eran más costo-efectivos [5]. Durante los últimos años, con la tendencia a la baja de los costos de inversión de las celdas, los costos de las centrales solares han comenzado a bajar, llegando actualmente a niveles competitivos del orden de 2500 MUS\$/MW [6].

2.1. Planta solar fotovoltaica

Se presenta a continuación una figura que muestra los elementos que comúnmente conforman una planta solar fotovoltaica. La planta se compone principalmente de: Arreglos de paneles solares fotovoltaicos, Barra de corriente continua, Inversores y Transformador de subida. También es común usar filtros electromagnéticos y protecciones [7].

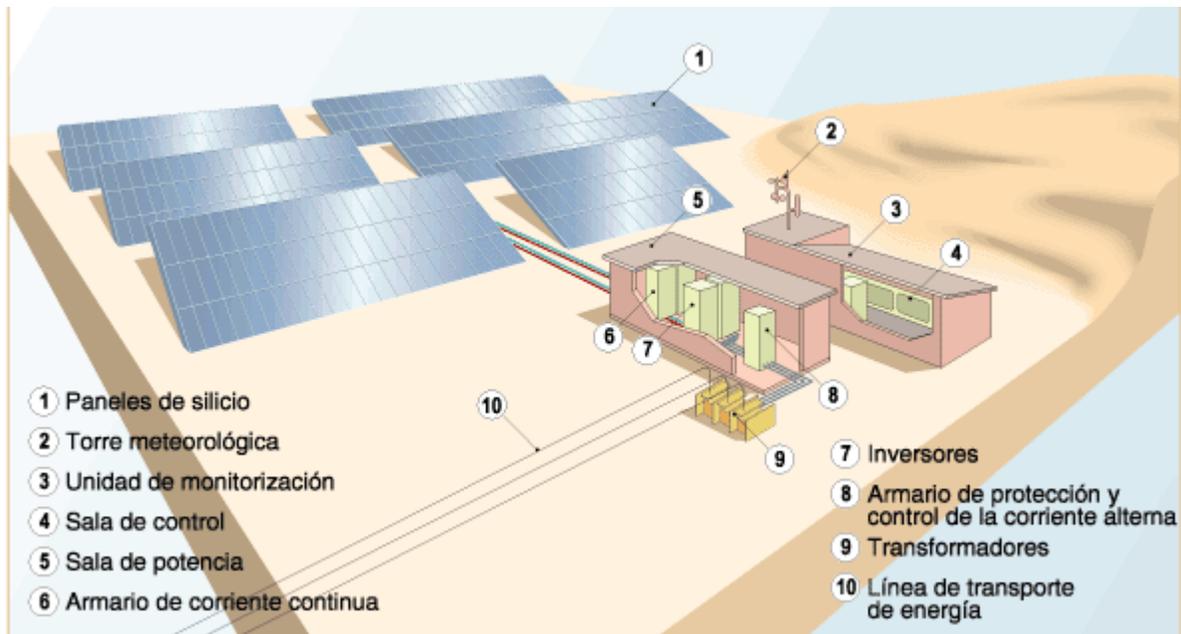


Figura 2.2 Planta solar fotovoltaica

2.2. Paneles

Los paneles fotovoltaicos son un arreglo de celdas ordenadas y distribuidas en combinaciones serie-paralelo, de manera de tener una determinada tensión y potencia. Una mayor cantidad de celdas en serie presenta un mayor voltaje de circuito abierto, mientras que una mayor cantidad de celdas en paralelo presenta una mayor corriente de corto circuito. Son el elemento básico y principal de toda central solar FV.

Su comportamiento queda determinado por la característica de la celda, la cual se conoce como característica V-I, que se puede apreciar en la Figura 2.3. Ésta se obtiene al conectar distintos valores de carga al panel.

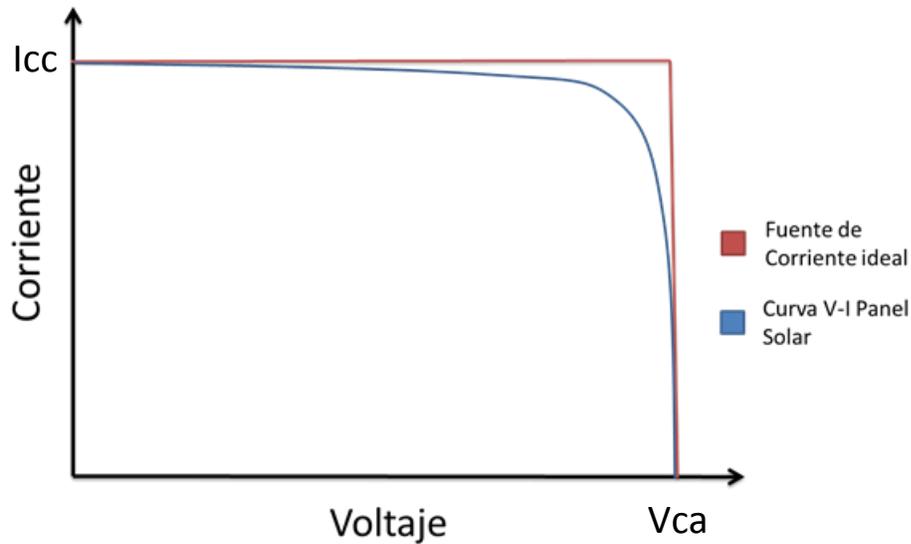


Figura 2.3 Característica V-I de un panel fotovoltaico

Como se puede apreciar en la figura, el panel tiene un comportamiento que se asemeja a una fuente de corriente ideal, aunque al no serlo, presenta regulación. Dependiendo de la conexión de las celdas se tendrán distintos valores, tanto de corriente de corto circuito (I_{cc}) como de tensión de circuito abierto (V_{ca}), que quedan determinadas en general por las características de los paneles que se conectan (valores máximos admisibles) o la capacidad y límites de operación de los equipos que se conectan al arreglo de paneles, como es el caso del convertidor que presenta una capacidad máxima de potencia y un rango de tensión al cual puede operar correctamente.

Otro parámetro importante es el factor de llenado o *fill factor*, el cual define cómo la curva “llena” el rectángulo definido por V_{ca} e I_{cc} . Este parámetro entrega una medida de que tan bien realiza la celda la captación solar [5].

Al multiplicar la corriente por la tensión del panel se pueden tener curvas como la que se aprecia en rojo en la Figura 2.4. Esta curva representa la potencia de salida del panel. Tal como es posible observar, ésta presenta un máximo, el cual se conoce como punto de máxima potencia o MPP (*maximum power point*). Debido a que la potencia de entrada del sistema (radiación solar) no depende de la carga conectada, este punto es también el punto de máxima eficiencia. Existen mecanismos capaces de operar el panel siempre en éste punto, con el fin de extraer el máximo de potencia del panel, conocidos como *maximum power point tracker* (MPPT) que se estudiarán en secciones posteriores.

La eficiencia de las celdas actuales está, en general, en torno al 15-18%, con excepciones de laboratorio que alcanzan un 25% (para celdas de silicio mono-cristalino) [8]. Ésta eficiencia está sujeta a factores tanto constructivos como ambientales. Entre los factores constructivos se consideran al menos dos tipos de pérdidas: Aquellas por

recombinación de electrones (que aumentan con el espesor de la celda) y pérdidas relacionadas con la probabilidad de que un fotón sea efectivamente absorbido por un electrón, conocida como eficiencia cuántica (que disminuyen con el espesor de la celda). Esta relación tuvo como consecuencia las geometrías que se usan hoy en día.

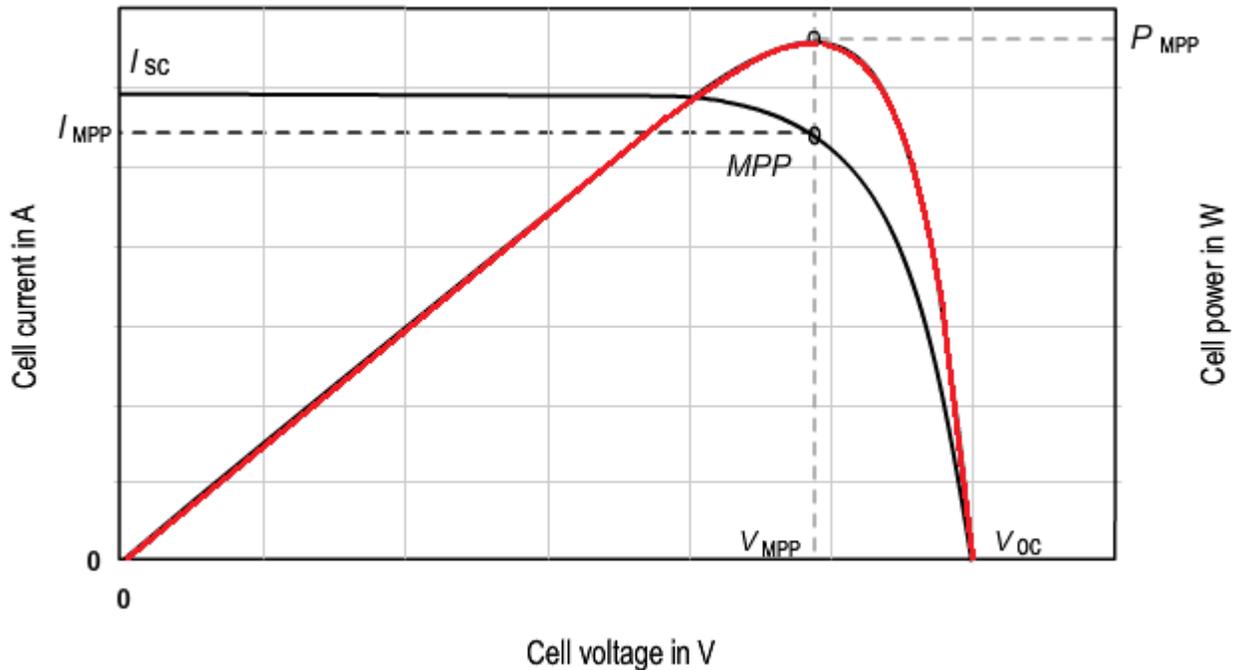


Figura 2.4 Potencia de salida de un panel fotovoltaico

Los factores ambientales que inciden en la eficiencia son básicamente dos: la radiación incidente y la temperatura de la celda. La radiación incidente tiene un efecto mayor sobre la máxima corriente que es capaz de entregar el panel y la temperatura tiene un mayor efecto sobre la máxima tensión del panel, como se puede apreciar en la Figura 2.5 y Figura 2.6 [9]. Se observa que a mayor temperatura la tensión del panel disminuye lo que provoca una reducción en la potencia generada. Es de esperarse que a mayor radiación, la temperatura sea mayor, lo que constituye un problema de estudio en el sentido de ventilación o refrigeración de las celdas, de manera de no perder eficiencia por temperatura. Este problema se presenta principalmente en tecnologías de concentración solar o CPS (*concentrating photovoltaic system*) [10].

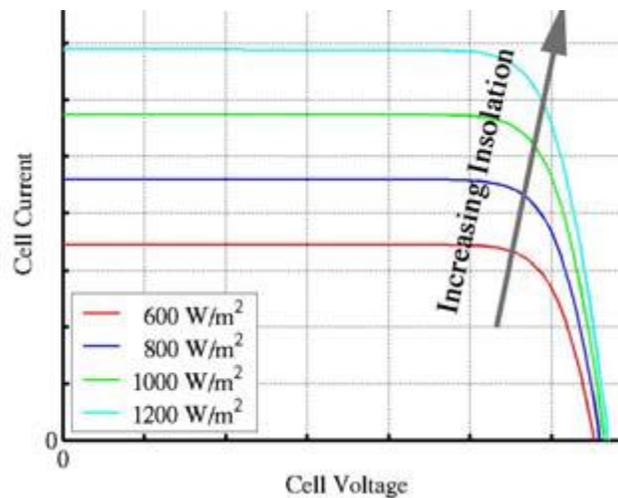


Figura 2.5 Efecto de la radiación en paneles fotovoltaicos

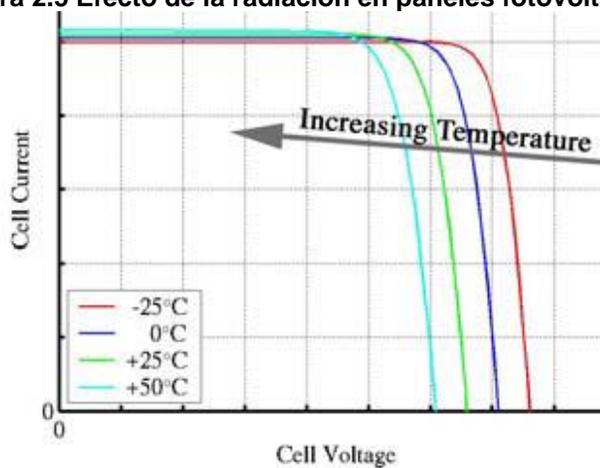


Figura 2.6 Efectos de la temperatura en paneles fotovoltaicos

En la Figura 2.7 [11] se presenta un gráfico que ilustra la evolución temporal de las máximas eficiencias logradas para cada tecnología de celda desarrollada a la fecha. A pesar de la existencia de celdas de alta eficiencia (Concentradores multi-juntura y Juntura simple GaAs), su alto costo y largos procesos de manufactura no les han permitido ser viables para su comercialización. Por esta razón, la industria actual se encuentra trabajando en desarrollar tecnologías de producción que permitan altas eficiencias y bajos costos. Además de esto, esfuerzos importantes se están realizando en el sentido de reducir los costos de producción de silicio cristalino de alta pureza, insumo que representa el 50% del costo de la celda [8].

Debido a su larga historia de desempeño en diferentes aplicaciones, sus altas eficiencias que a la vez presentan menores problemas de recurso que sus tecnologías competidoras, se espera que las celdas de silicio cristalino representen una parte importante del mercado de las celdas solares en el futuro. Actualmente los esfuerzos se enfocan en superar la barrera del 25% de eficiencia mediante nuevas tecnologías basadas en estructuras *quantum dot* (QD) o gestión de fotones. En la primera se han alcanzado eficiencias de hasta 18,7% [12] aprovechando los diferentes niveles de

energía que permite manejar esta tecnología, mientras que en el segundo se busca cambiar la energía del fotón de manera de hacerla calzar con la sensibilidad de la celda solar añadiendo características ópticas especiales [8].

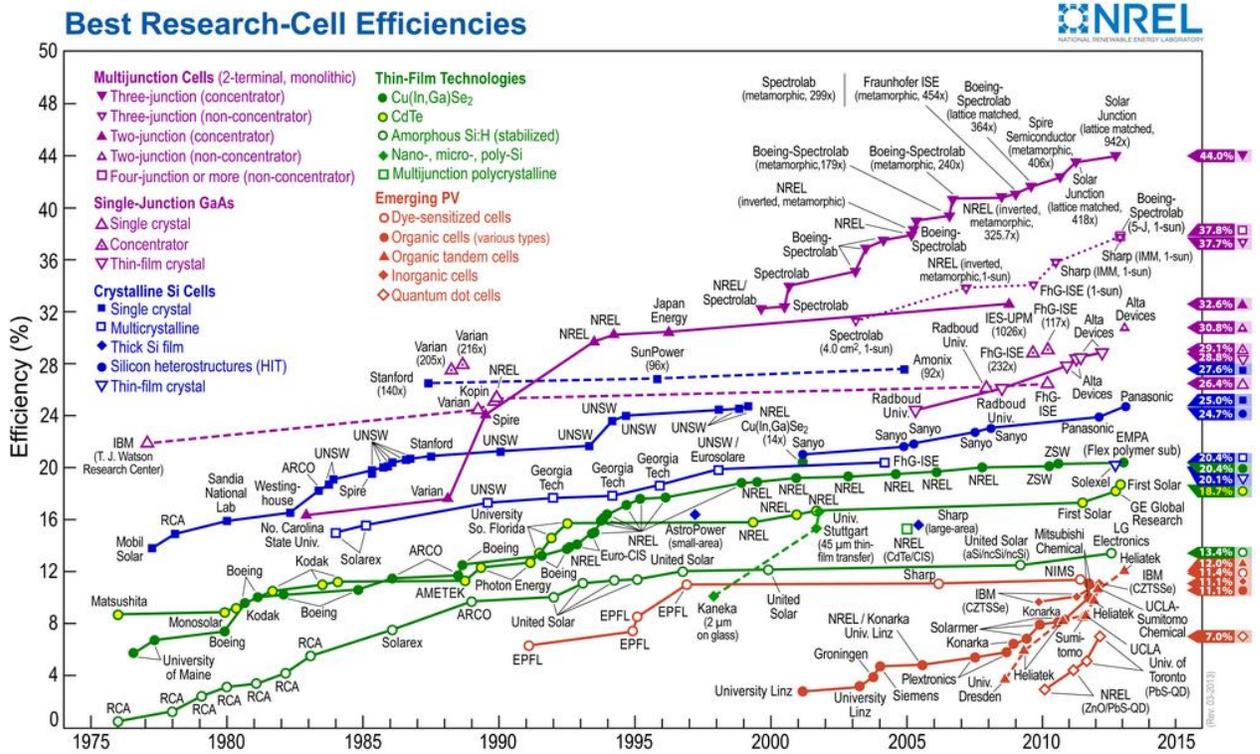


Figura 2.7 Máximas eficiencias diferentes tecnologías celdas fotovoltaicas

2.3. Link DC

Debido a las fluctuaciones de potencia entre el lado de continua y de alterna de un sistema fotovoltaico que son provocadas por: efectos de la conmutación de las compuertas del convertor; fluctuaciones de tensión en el lado de continua por cambios en la radiación incidente, etc., se hace necesario incorporar algún elemento que sea capaz de desacoplar la potencia. Esto se logra mediante un sistema de almacenamiento de energía que típicamente ha sido un condensador electrolítico, que se ha denominado Link-DC. La configuración más típicamente usada es la de ubicar el Link-DC inmediatamente después del generador fotovoltaico [13]. Con eso se tiene que el voltaje del Link-DC es igual al voltaje del generador fotovoltaico, por lo cual el *ripple* de voltaje debe ser mantenido en un nivel bajo para alcanzar un buen seguimiento de punto de máxima potencia o MPPT. Debido a esto último, la capacidad del Link-DC en esta topología deber ser alta. Un valor típico es de 0,5 mF/kW [13].

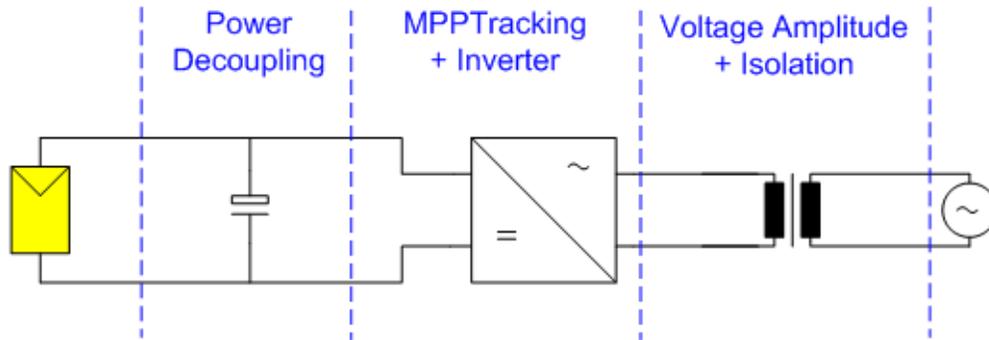


Figura 2.8 Esquema simplificado planta solar

Siendo la capacidad del condensador un eventual problema, muchos han sido los esfuerzos por reducirla, siendo una de las soluciones usar *film-capacitors* [14], los cuales usan laminas plásticas muy delgadas como dieléctrico. La ventaja de estos últimos son que presentan mayores capacidades nominales de corriente y menor disipación de potencia para similares capacitancias. Una desventaja es que su densidad energética es menor. Por estas razones se puede y prefiere usar film-capacitors con una capacitancia menor en el Link-DC. También se han hecho estudios en esquemas de control que permiten la reducción de la capacidad del Link-DC [14].

2.4. Conversor

El conversor corresponde al dispositivo que realiza la transformación desde corriente continua a corriente alterna o viceversa según la aplicación que se le quiera asignar. En proyectos fotovoltaicos su función es la de lograr que la potencia generada por los paneles fotovoltaicos pueda ser inyectada a la red, donde la magnitud, frecuencia y fase de la señal debe ser controlable [15].

Sus componentes principales son interruptores de potencia (transistores), por lo cual la señal alterna es formada por valores discretos, con técnicas de modulación de ancho de pulso o PWM (por sus siglas en ingles *pulse width modulation*). Una configuración común para grandes potencias se muestra en la Figura 2.9 [15], llamada *three phase voltage source inverter* (VSI).

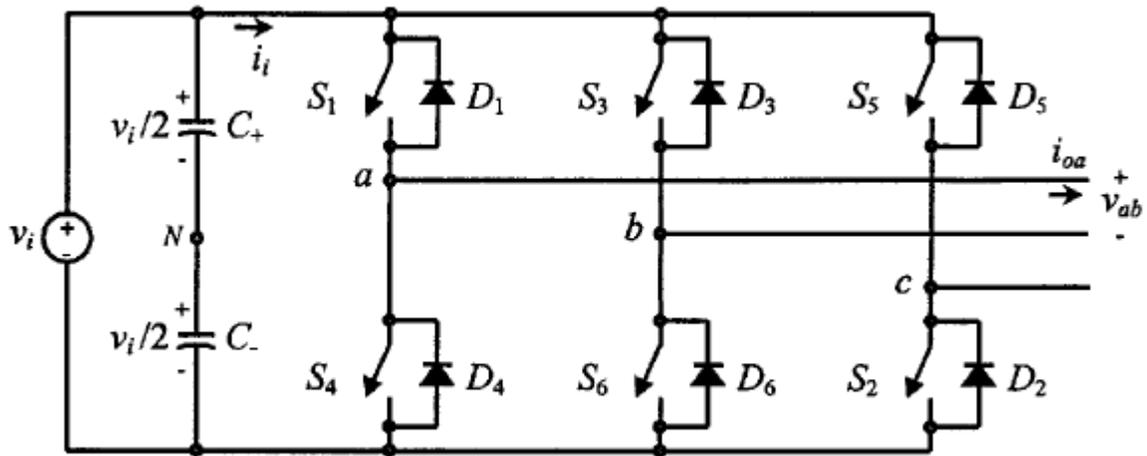


Figura 2.9 Three phase VSI

Es posible definir 5 funciones esenciales, en lo que a electrónica de potencia se refiere, de los convertidores [13]:

1. MPPT para la entrada DC: Como se mencionó anteriormente, el punto de máxima potencia depende de factores como temperatura y radiación, por lo que se hace necesario contar con un sistema que rastree este punto activamente. Para lograr éste objetivo, el convertidor controla el voltaje en el lado de continua de manera de operar los paneles en su punto de máxima potencia. Si la electrónica de potencia introduce un ripple de voltaje en los terminales del panel, este debe ser mantenido en valores pequeños, de otra forma no se podría operar en el MPP en todo momento. Existen diferentes topologías para lograr esto. Una de ellas es conectar directamente el Link-DC a los terminales del panel, luego el control se logra al tener un grado de libertad en la corriente que se inyecta a la red. Otras topologías introducen una fase DC/DC o chopper que realiza esta función.
2. Ajustar la amplitud del voltaje: Dependiendo de la tensión de la red a la cual se conecta, se necesitará elevar o bajar la tensión. Para esto existen convertidores DC/DC o también transformadores. Dentro de los convertidores DC/DC se distinguen varias topologías entre las que se cuentan las topologías *buck* y *boost*. Mientras para la primera el voltaje de entrada es siempre mayor al voltaje de salida, para la segunda es exactamente al revés.
3. Interfaz de red: Se podría decir que esta es la función principal del inversor. Lo más común es usar un VSI que puede ser construido con una topología *full bridge* estándar para inversores con transformador en el lado de alterna. Para inversores sin transformador se usan otras topologías.

4. Desacople de potencia entre el lado de alterna y el de continua: Lo cual se logra básicamente con un Link-DC.
5. Aislación galvánica entre entrada y salida: La cual se alcanza con el uso de transformadores, como ha sido la norma. Esta tecnología tiene desventajas como por ejemplo gran peso, alto costo y pérdidas adicionales debido a factores de potencia no unitarios. Actualmente se está usando tecnología sin transformadores que tienen mayores eficiencias, menos peso y menos costos.

Como se mencionó anteriormente, una tecnología que se viene desarrollando corresponde a los convertidores sin transformadores. Las principales razones son que los transformadores operados a la frecuencia de la red son pesados, caros y producen pérdidas. Además se limita el control de la corriente que se inyecta a la red. Especialmente en baja carga, la potencia reactiva usada para magnetizar el transformador conduce a bajos factores de potencia.

Una solución alternativa para estos problemas es operar a altas frecuencias, cuando la aislación galvánica es necesaria. Cuando no lo es, los convertidores sin transformadores se esgrimen como una solución interesante debido a que usan tecnología más simple, tiene mayores eficiencias y son más baratos [13].

Las nuevas tendencias en el desarrollo de estos dispositivos apuntan a los siguientes aspectos [16] [17]:

- Reducción de costos: Con la meta de lograr el “dólar por watt” en el costo total del proyecto se busca lograr un valor de inversor del orden de \$0.1 USD por watt. Actualmente su valor se encuentra en \$0.22 USD por watt.
- Confiabilidad: Se busca lograr una vida útil de 30 años y un tiempo promedio de primera falla (TPPM) de 10 años. Si bien en etapas previas de desarrollo de estos dispositivos se concebía una topología centralizada como la más confiable (menos elementos sujetos a falla y mantenimiento), en la actualidad la tendencia apunta a topologías distribuidas, como aquellas de tipo *multi-string*. Estas topologías presentan fácil escalamiento y redundancia (que disminuye el riesgo de falla), permite un aumento en los niveles de voltaje y potencia, y mejora la calidad de la señal de salida.
- Eficiencia: Con la introducción de nuevos dispositivos semi-conductores, que presentan menores pérdidas y mayor frecuencia de conmutación, se busca alcanzar eficiencias de conversión de 98%. También se necesitan inversores con un amplio rango de operación DC.

- Servicios complementarios: La incorporación de servicios complementarios será un requisito en la normativa futura. Es por esta razón que se está desarrollando tecnología que le permita a los generadores fotovoltaicos entregar servicios como *fault ride through*, respuesta inercial, estabilización frente a sobrefrecuencias, control dinámico de voltaje, etc. Pese a esto, aún existe debate en torno a la incorporación de requerimientos de regulación de frecuencia o reserva en giro.

2.5. Maximum power point tracking (MPPT)

Como se ha mencionado anteriormente, la característica V-I del panel fotovoltaico depende de factores como la temperatura y radiación, lo que hace que esté cambiando a cada momento conforme varían las condiciones ambientales. Con esto, la operación óptima del panel depende del buen diseño de un sistema de control que sea capaz de encontrar el punto de máxima potencia, al cual comúnmente se le llama *maximum power point tracker* (MPPT). Debido a que la característica V-I del panel varía en el tiempo debido a las condiciones ambientales, también lo hace el punto de máxima potencia por lo que no es un punto conocido ni fijo, pero puede ser ubicado mediante cálculos o algoritmos de búsqueda. El algoritmo se ocupa de hacer operar el panel en aquel punto a cada instante.

Se han diseñado muchos algoritmos capaces de realizar esta tarea, a continuación se describen algunos de ellos.

1. Método de Voltaje constante: Éste método consiste en controlar la tensión del panel de manera de hacerlo operar en la tensión nominal de MPP (obtenida para *standard test conditions*), la cual en general es provista por el fabricante en los datos de placa, o también a otro valor que haya sido pre-evaluado. Con esto, se supone que las variaciones de las condiciones ambientales son despreciables, lo que es un supuesto importante. Luego, el panel nunca opera exactamente en el MPP y se debe ajustar el valor de *setpoint* dependiendo del lugar en el que se encuentra la planta. Este método no requiere ninguna señal de entrada dado que la tensión se establece a priori.
2. Método tensión de circuito abierto: Se basa en la observación de que la tensión de MPP está siempre cerca de un porcentaje de la tensión de circuito abierto, razón por la cual se usa una fracción de la tensión de circuito abierto como punto de operación. Un valor que comúnmente se usa es 76% [18], lo que suele estar muy cerca del MPP. Este método requiere medir la tensión de circuito abierto por lo cual debe incorporarse un switch en serie que permita hacer la medición. Durante el periodo de medición no existirá transferencia de potencia.

3. Método perturba y observa: Éste algoritmo funciona periódicamente cambiando (aumentando o disminuyendo) la tensión del panel para luego comparar la salida de potencia con una muestra tomada anteriormente. Aunque existen variantes de este método, su forma clásica usa una magnitud de perturbación fija que corresponde al 0.37% de la tensión de circuito abierto [18].

En [18] se realiza una comparación de desempeño y efectividad entre los métodos de MPPT más usados.

Capítulo 3 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad del sistema, para una condición inicial dada, de recuperar un estado normal de equilibrio después de ser sometida a una perturbación [19] [20]. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas, por lo que la inestabilidad se da cuando la perturbación conduce a un desbalance sostenido de éstas.

Las perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas, siendo las primeras causadas por corto circuitos, salidas intempestivas de grandes bloques de generación o cargas, etc. Las perturbaciones pequeñas están ocurriendo a cada momento causadas principalmente por pequeñas variaciones en la demanda del sistema, por lo que el sistema esta, a cada momento, siendo ajustado para cumplir con los requerimientos.

Luego de la perturbación, si el sistema es estable alcanzará un nuevo equilibrio, no necesariamente el mismo anterior. Si el sistema es inestable se producirán escapadas, ya sea del ángulo rotórico de las máquinas, o tensión en barras, etc. Una condición inestable puede conducir a salida en cascada de generación o carga, llegando en algunos casos al apagón total del sistema o *blackout*.

Tradicionalmente el problema de estabilidad se ha relacionado con mantener la operación de las maquinas en sincronismo, debido a que la base de los sistemas de potencia actuales es la máquina sincrónica. Luego, una condición para la operación satisfactoria del sistema es que todas las máquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo. Éste aspecto de estabilidad se relaciona con la dinámica del ángulo rotórico de la máquina así como también la relación potencia-ángulo.

Sin embargo, también es posible encontrar inestabilidades sin pérdida de sincronismo, como es el caso de inestabilidades de tensión donde lo principal es el control del voltaje en las barras del sistema.

Con fines de análisis e identificación de factores que contribuyen a la inestabilidad así como también la creación de métodos de mejora a la estabilidad, se ha hecho necesaria una clasificación. Los principales criterios son los siguientes:

1. La naturaleza de la inestabilidad, relacionada con el parámetro del sistema en el cual puede observarse mejor.
2. El tamaño de la perturbación, que puede ser de ayuda a la hora de elegir un método de cálculo o predicción.
3. Los elementos, procesos y la ventana de tiempo que deben ser considerados para determinar la estabilidad de un sistema.

La Figura 3.1 presenta una clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia [20].

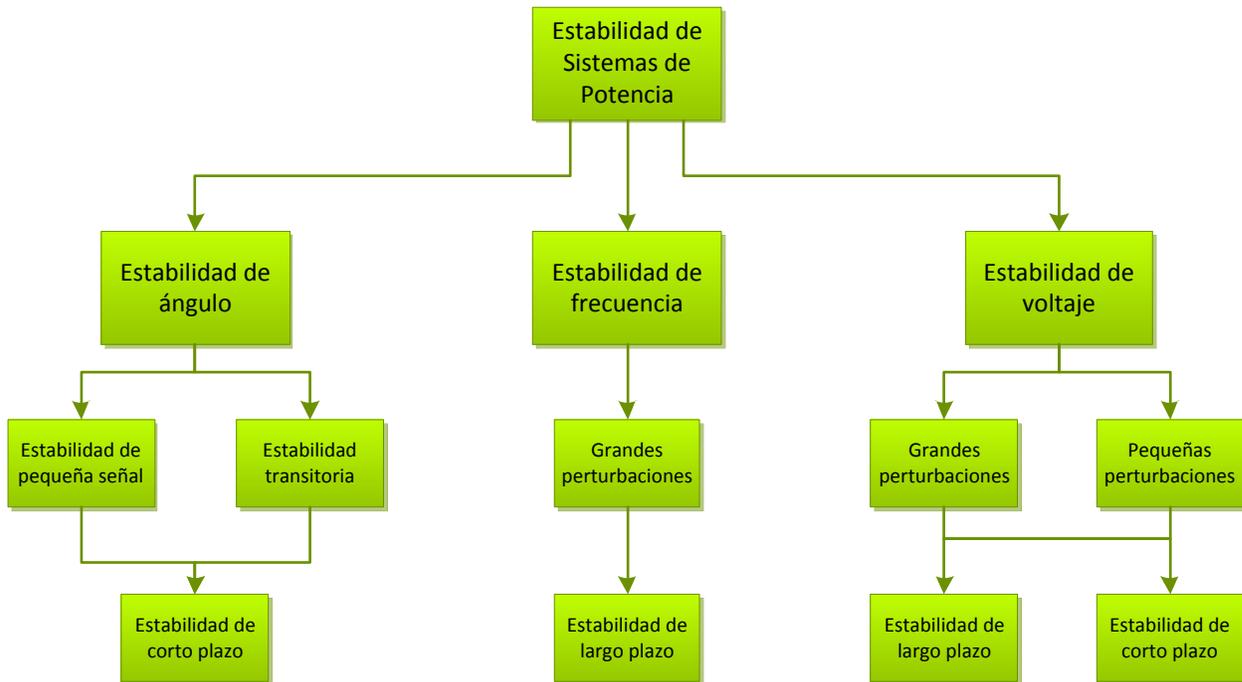


Figura 3.1 Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

3.1. Estabilidad de ángulo

Este tipo de estabilidad está relacionada con la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas en el sistema de mantenerse en sincronismo en operación normal y también después de ser sometidas a una perturbación. Básicamente tiene que ver con la capacidad de mantener o restablecer el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada máquina del sistema. La inestabilidad que se puede dar se caracteriza por grandes excursiones del ángulo rotórico de algunos generadores, llevándolos a una pérdida de sincronismo con respecto al resto de éstos. Un aspecto fundamental es la manera en que la potencia de salida de cada generador está relacionada y varía con el cambio de los ángulos rotóricos.

El mecanismo para mantener la estabilidad en estos casos es mediante fuerzas restauradoras, que actúan cuando se dan fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar las máquinas. En régimen permanente, el equilibrio entre torque electromagnético y torque mecánico permite que la velocidad de giro de las máquinas permanezca constante, así como su ángulo rotórico. Frente a una perturbación, el equilibrio se pierde, lo que se traduce en una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes que los rigen, que quedan representadas en la ecuación del swing [19].

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (3.1)$$

Donde T_m es torque mecánico en Nm, T_e es torque electromagnético en Nm, J es el momento de inercia combinado del generador y la turbina en kgm^2 y ω_m es la velocidad angular del rotor en radianes mecánicos por segundo.

Es común normalizar la ecuación anterior de manera de trabajar con la constante de inercia H , definida como la energía cinética en Ws a velocidad nominal dividida por la potencia aparente base, la cual queda definida en la siguiente expresión.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (3.2)$$

Donde ω_{0m} corresponde a la velocidad angular nominal en radianes mecánicos por segundo. Luego se puede sustituir este término en la ecuación 3.1 y luego de manejo algebraico se llega a la siguiente ecuación, conocida como ecuación del swing en por unidad.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (3.3)$$

Donde ω_0 es la velocidad nominal del rotor en radianes eléctricos por segundo, \bar{T}_m y \bar{T}_e torque mecánico y electromagnético respectivamente, ambos en por unidad y δ la posición angular del rotor en radianes eléctricos con respecto a la referencia.

Debido a que la relación ángulo-potencia es altamente no lineal, se llega a un límite donde las fuerzas no son capaces de restablecer el equilibrio y se pierde el sincronismo lo que conduce a una inestabilidad. Ésta se puede dar para una máquina con respecto al resto del sistema o también para grupos de máquinas, que generalmente mantienen el sincronismo entre ellas, pero lo pierden con respecto al resto del sistema. Las fuerzas que actúan luego de la perturbación se pueden dividir en dos: Torque sincronizante y torque amortiguante. Para los sistemas actuales, el problema se encuentra principalmente en la falta de torque amortiguante, lo cual tiene que ver con la mala sincronización y ajuste de controladores [21].

3.2. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se relaciona con la capacidad del sistema de mantener las tensiones de las barras del sistema dentro de los límites admisibles para la operación normal y también después de perturbaciones. El tipo de inestabilidad que se puede presentar es aquella donde se dan caídas o aumentos progresivos de tensiones en algunas barras. La consecuencia puede ser pérdida de carga en lugares donde las tensiones lleguen a niveles inaceptables o desmembramiento del sistema.

La razón principal de este tipo de inestabilidad está relacionada con la potencia reactiva, por lo que se asocia generalmente con la carga. Un ejemplo es la baja

sostenida en las tensiones provocada cuando la carga intenta restablecer su consumo de potencia más allá de los límites o capacidades del sistema [19].

No siempre es posible y simple diferenciar entre inestabilidad de tensión e inestabilidad de ángulo de rotor. Una puede llevar a la otra. Sin embargo, es importante hacer la diferencia para entender las razones que subyacen los problemas, de manera de lograr el diseño de soluciones adecuadas.

3.3. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se relaciona con la habilidad del sistema de mantener la frecuencia del sistema dentro de los rangos nominales después de una perturbación que signifique un desbalance importante entre la generación y la carga. Por lo anterior, es la capacidad del sistema de restablecer el balance entre generación y carga, con mínima pérdida de esta última.

Grandes perturbaciones tienen como consecuencia grandes excursiones de frecuencia, flujos de potencia, voltajes y otras variables del sistema, que involucran la acción de controles y protecciones que no están modeladas ni consideradas en estudios de estabilidad transitoria o de tensión. En sistemas grandes, esta situación se relaciona con la creación de islas. En este caso, la estabilidad es la capacidad de cada isla eléctrica de mantener la frecuencia en rangos aceptables con mínima pérdida de carga. Generalmente, los problemas de inestabilidad de frecuencia están asociados con deficiencias en la respuesta de las maquinas síncronas o falta de reserva de generación.

A continuación se presenta una figura que ilustra las escalas de tiempo de los diferentes tipos de control desplegados frente a una contingencia que involucre pérdida de generación o aumento importante de carga.

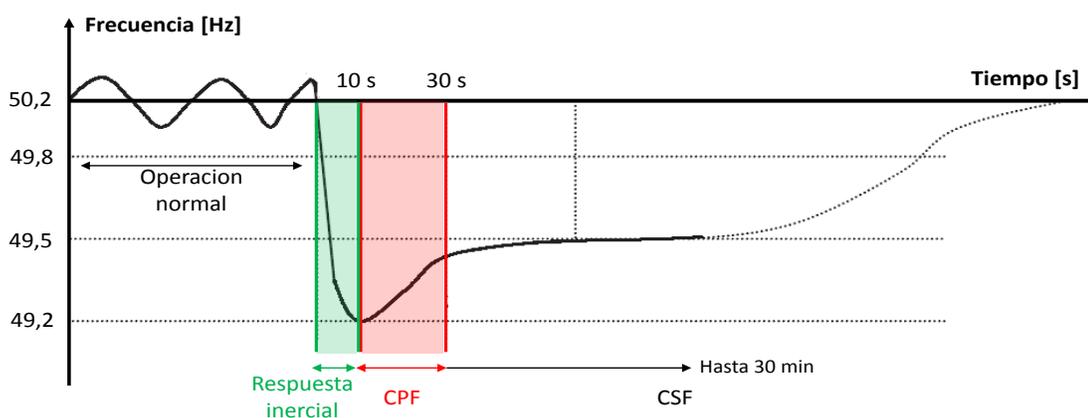


Figura 3.2 Escalas de tiempo estrategias de control de frecuencia de SEP

Donde CPF corresponde a control primario de frecuencia y CSF a control secundario de frecuencia.

3.3.1. Respuesta inercial de SEP

La inercia de un sistema de potencia (determinada por la inercia de sus generadores) es la que limita el cambio de la frecuencia como una primera reacción a una contingencia que signifique un desequilibrio entre carga y generación. Si el sistema posee mayor inercia, menor será la desviación de frecuencia en los primeros segundos posteriores a la falla.

El parámetro que representa al aporte inercial de los generadores es la constante de inercia H , que fue descrita en secciones anteriores. A continuación se presentan valores típicos para diferentes tipos de unidades generadoras en MWs/MVA nominal del generador, los cuales representan la inercia combinada de generador y turbina [19].

Tipo de unidad generadora	H [s]
Unidad Térmica	
1. 3600 r/min (2 polos)	2,5 a 6,0
2. 1800 r/min (4 polos)	4,0 a 10,0
Unidad Hidráulica	2,0 a 4,0

Tabla 3.1 Valores típicos de constante de inercia H

Al momento de ocurrir el desbalance, la energía que falta es tomada de la energía cinética de los rotores de las maquinas síncronas lo que causa una disminución en la velocidad de giro de los rotores lo que trae consigo una disminución de la frecuencia del sistema debido a que los dispositivos involucrados en el control primario de frecuencia aún no reaccionan. Mientras menor sea la inercia, más rápida es la caída de frecuencia, por lo que hay tener especial cuidado en cualquier acción que vaya en el sentido de disminuirla. La inercia del sistema se define como sigue [22].

$$H_{sistema} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (3.4)$$

Donde H_i es la constante de inercia del generador i , S_i es la capacidad nominal del generador i y n la cantidad de generadores en el sistema.

Dos consecuencias se pueden observar en sistemas de baja inercia [23]:

1. Activación de relés de baja frecuencia, asociados a esquemas de desconexión automática de carga.
2. Disminución del desempeño del control primario de frecuencia.

Con la introducción de generación renovable no convencional conectada vía convertidor, se presenta una disminución de la inercia total del sistema. En generación eólica se han realizado estudios [23] para recuperar la inercia de las máquinas agregando un lazo de

control adicional dependiente de la frecuencia. Curvas como la mostrada en la Figura 3.3 se han obtenido [24]. Se observa que al incluir respuesta inercial de parte del generador eólico, se obtienen mejoras tanto de la tasa de cambio de la frecuencia como del menor valor alcanzado por esta

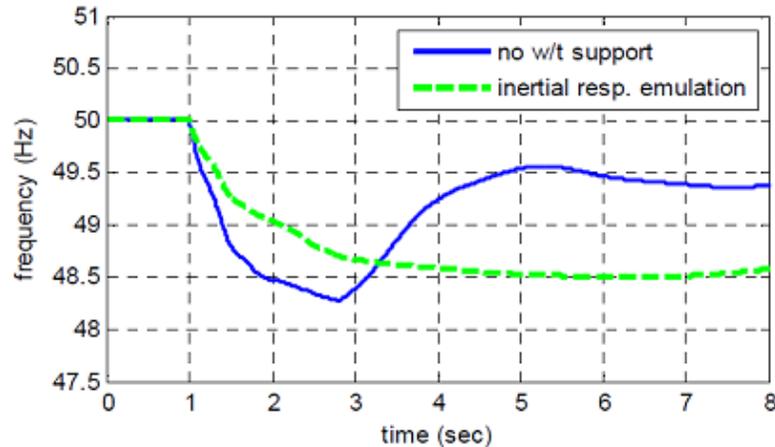


Figura 3.3 Respuesta de un parque eólico con y sin control de respuesta inercial

3.3.2. Control primario de frecuencia

Como se mencionó en la sección anterior los principales problemas que afectan a la frecuencia tienen que ver con el desbalance entre carga y generación. Una restricción continua de la operación de un sistema eléctrico es que la generación debe ser igual a la carga más las pérdidas en cada momento.

$$P_{gen} = P_{dem} + P_{perd} \quad (3.5)$$

Este equilibrio se ve afectado constantemente debido a las variaciones naturales de carga que experimenta el sistema. Cuando ocurre una perturbación en el sistema, este equilibrio se pierde y mientras mayor sea la perturbación, mayor será la desviación de la frecuencia como se aprecia en la Figura 3.4 [25].

En el momento en que se presenta un desbalance de energía, los generadores no son capaces de reaccionar instantáneamente principalmente por la dinámica de los controladores de las máquinas, que presentan retardos en sus respuestas. En el caso de la desconexión de un generador, la falta de energía es tomada de los rotores de las máquinas lo que causa una desaceleración de las máquinas con la consiguiente caída en la frecuencia durante una primera fase de la respuesta. Luego de algunos segundos actúan los reguladores de velocidad de los generadores, que controlando la potencia mecánica inyectada (ya sea por aumento de flujo de agua, de vapor, etc.) aumentan la potencia eléctrica necesaria para alcanzar un nuevo equilibrio. También se observa carga sensible a la frecuencia que reacciona a esta desviación, lo que contribuye también a recuperar la frecuencia. A medida que estas acciones van ocurriendo, la demanda se va igualando a la generación lo que finalmente termina con un nuevo equilibrio, distinto al inicial. Esto se conoce como control primario de frecuencia y ocurre

unos segundos después de ocurrida la falla. Su misión principal es recuperar el balance entre carga y generación del sistema logrando posicionar al sistema en un nuevo punto de equilibrio que puede ser distinto al que se encontraba antes de la falla.

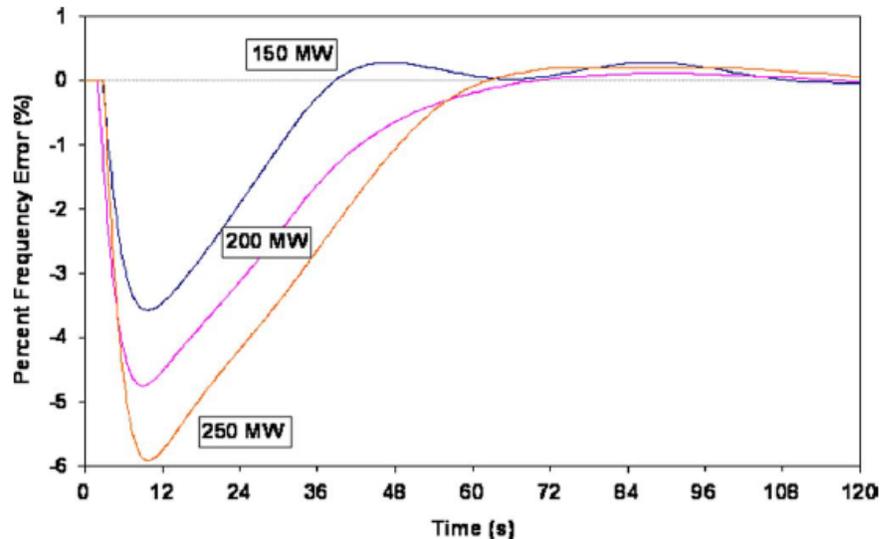


Figura 3.4 Desviación de frecuencia frente a distintas salidas de bloques de generación

El control primario de frecuencia corresponde a la acción automática de los reguladores de velocidad de los generadores, que mantiene el balance instantáneo entre carga y generación, controlando las fluctuaciones de frecuencia del sistema y se relaciona directamente con la inercia de cada máquina dado que la rapidez de la respuesta de cada máquina está limitada por ésta. La efectividad del control primario está determinada por la reserva de potencia activa que se disponga en cada máquina. El sistema debe tener las suficientes reservas de manera de poder usarlas en caso de ser requeridas frente a los desbalances. Usualmente se define la reserva primaria como la capacidad de la central más grande en operación, en el caso que ésta sufriera una desconexión intempestiva o saliera de servicio frente a una falla.

3.4. Problemas de inercia asociados a grandes inyecciones de generación FV

El tema de la inercia en sistemas de potencia adquiere relevancia a medida que aumenta la inyección de generación renovable no convencional con convertidor en el sistema. El problema radica principalmente en el uso del convertidor como interfaz con la red. En el caso eólico, su presencia desacopla la red de la dinámica interna de los dispositivos principalmente por la manera en que se construye la onda, que suele ser la técnica de modulación por ancho de pulso PWM. El ejemplo más ilustrativo es el generador doblemente alimentado DFIG, el cual posee inercia en las aspas y rotor pero que sin un control de por medio, ésta queda inutilizable.

Cabe destacar que no todos los sistemas necesitan tener respuesta inercial, esto es un problema inherente a los sistemas basados en generadores sincrónicos. Es posible encontrar en el mundo sistemas islas que operan sin inercia alguna [26].

Los sistemas que posean grandes inyecciones de energías renovables no convencionales presentan problemas de estabilidad lo que ha motivado estudios en todo el mundo al respecto. La energía eólica presenta diversos estudios y soluciones ya se han presentado para recuperar la inercia de los generadores o simularla.

El caso de la energía solar fotovoltaica se esgrime como un problema especial debido a que los generadores no poseen inercia, debido a que entre sus componentes no hay partes rotatorias por lo que no es posible recuperar energía cinética de ningún lado. Esto podría representar una amenaza para la estabilidad cuando la penetración de esta energía sea grande.

Este problema se presenta como uno interesante para Chile debido principalmente a:

1. Chile posee gran potencial solar ubicado en el norte. Las altas radiaciones y sus cielos limpios lo perfilan como un lugar idóneo para la instalación de esta tecnología.
2. El sistema interconectado del norte grande (SING) presenta diversos problemas de estabilidad. La incorporación de este tipo de energía podría acentuar los problemas ya presentes.

Por las razones antes expuestas, la instalación masiva de tecnología fotovoltaica en el norte podría tener un gran impacto en la estabilidad del sistema y se hace necesario hacer estudios sobre como incorporar respuesta inercial en los generadores fotovoltaicos, de manera de tener una base de requerimientos a nivel de normativa.

3.5. Mejoramiento de la respuesta inercial de SEP

Dentro de las formas que permiten mejorar la respuesta inercial se pueden distinguir dos familias:

1. Incorporación de dispositivos de almacenamiento de energía.
2. Estrategias de control: En este caso se busca recuperar o incorporar respuesta inercial de un determinado generador mediante la adición de lazos de control.

Los mecanismos y estrategias de control se han aplicado en energía eólica donde ha sido posible recuperar energía cinética de los rotores de las maquinas. Esto se detallará en la sección 3.5.2. En el caso fotovoltaico, el control del convertidor se esgrime como

una solución posible para incorporar respuesta inercial en generadores de este tipo. Éste tema corresponde al de estudio en ésta memoria. Sin embargo, también existen dispositivos de incorporación de inercia que pueden ser aplicados al caso fotovoltaico. A continuación se describen algunos de los principales mecanismos de almacenamiento de energía que se conocen y que se utilizan hoy en día para incorporar respuesta inercial.

3.5.1. Incorporación de dispositivos adicionales

Volantes de inercia (FlyWheel)

El almacenamiento se logra en forma de energía cinética de una masa rotatoria que gira rápidamente. Esta energía puede ser convertida a electricidad con una eficiencia alta, de alrededor de 90% para un sistema grande de volantes de inercia [27]. La energía almacenada se rige por la siguiente ecuación.

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (3.6)$$

Donde, J es el momento de inercia y ω es la velocidad angular. Consta de un rotor de algún material resistente, generalmente acero o fibra de carbono acoplado a un generador/motor eléctrico que produce energía al frenar el rotor. Se utilizan estrategias para reducir el roce al mínimo, dado que significan pérdidas, como operarlos dentro de gases de bajo roce. Su aplicación es la mejora de la calidad de suministro, en lo que control de voltaje y frecuencia se refiere. Son capaces de entregar una muy alta potencia, limitada solamente por las capacidades de los generadores y la electrónica de potencia involucrada [28].

Existen dos tipos de volantes de inercia: De baja velocidad (bajo las 6.000 rpm) y de alta velocidad (bajo las 60.000 rpm), siendo estos últimos la tecnología más reciente y eficiente, dado que logran mayor energía almacenada y también mayor densidad de potencia. Tienen la capacidad de responder dentro de pocos milisegundos y son buenos para la estabilización de frecuencia y voltaje durante transitorios [23], precisamente la característica que se desea en sistemas fotovoltaicos. Tienen la ventaja de ser modulares por lo que es posible lograr sistemas de hasta 10 [MW] [29].



Figura 3.5 Flywheel o volante de inercia

Dentro de sus desventajas se encuentran sus altos costos en la actualidad y la necesidad de mantenimiento (por sus partes móviles) debido al peligro de que se suelten y pierdan su energía de manera no controlada.

Super-Condensadores

Ésta tecnología consiste en almacenar energía de forma similar a un condensador convencional, solo que la energía no se acumula en los dos conductores, sino que se almacena entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica. La energía almacenada se rige por la siguiente relación.

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (3.7)$$

Donde, C es la capacidad y V es la tensión entre las placas paralelas. Dentro de sus ventajas está su alta densidad de potencia y energía y la posibilidad de cargas y descargas rápidas sin pérdida de eficiencia por cientos de ciclos [29], por lo cual se visualiza como una posible solución para el problema de respuesta inercial. Son capaces de recargarse en tiempos muy cortos lo cual les da una gran facilidad de proveer altos y frecuentes *peaks* de demanda. También dentro de las ventajas está su baja necesidad de mantenimiento, por lo que pueden estar disponibles a todo momento. Con respecto a sus desventajas se encuentra la baja densidad de energía, en comparación con una batería [23].

Baterías

Esta tecnología almacena energía en forma de energía química. La topología básica de es un ánodo y un cátodo, además del electrolito, que es el medio por el cual se conectan ambos terminales. Debido a que la energía que genera la batería es de corriente continua, se necesita un conversor de potencia para poder ser inyectada a la red.

Presentan rápidos tiempos de respuesta, del orden de 20 milisegundos. La temperatura de la batería cambia durante carga y descarga por lo que los ciclos deben ser controlados por el efecto negativo en la vida útil. Además debe tenerse cuidado con la profundidad de la descarga, debido a que grandes profundidades pueden afectar seriamente la vida útil de la batería [23].

Son la opción más utilizada actualmente debido a que pueden estar situadas en cualquier lugar y son de rápida instalación y presentan altas eficiencias, que se encuentran entre el 60 y 80%. Su uso actual es para ayudar a la mejora de la calidad de suministro tanto en lo que a control de voltaje y frecuencia se refiere.



Figura 3.6 Sistema de baterías o BESS

Si bien la incorporación de equipos adicionales es una alternativa al momento de incorporar respuesta inercial por parte de los generadores no convencionales, presenta el inconveniente de que significa una inversión adicional. Para el caso de los supercondensadores, sus costos aún son muy altos para una aplicación de potencia y en el caso de las baterías y Flywheel, el costo es también una traba al momento de invertir.

Por esta razón, en este estudio se ha decidido focalizarse en las estrategias de control de conversor, las cuales han sido aplicadas exitosamente en generadores eólicos.

3.5.2. Estrategias de control

En el caso de generadores eólicos doblemente alimentados (DFIG) se han desarrollado 3 tipos de control mediante convertidor que aportan al control de frecuencia, los cuales se presentan a continuación.

1. Control inercial: apoya la frecuencia en el periodo transitorio post-contingencia.
2. Control *deloaded*: procura reservas de potencia para permitir regulación de frecuencia.
3. Control *droop*: replica el control “droop” de un generador convencional.

Control inercial

Este control se realiza mediante la incorporación de un lazo de control que recupera la inercia del rotor perdida por el desacople producido por el convertidor. Se realiza un acople de la velocidad de la turbina a la frecuencia de la red lo que permite que frente a desbalances entre carga y generación, el generador inyecte potencia activa de manera transitoria. El control inercial toma parte de la energía cinética del rotor de manera que la potencia adicional inyectada a la red es proporcional a la tasa de cambio de la frecuencia del sistema. La magnitud de la respuesta inercial depende fuertemente de la energía cinética almacenada en el rotor que a la vez depende del viento incidente, la velocidad de giro y la inercia de la máquina [23].

A partir de lo anterior se descarta este tipo de control para el caso fotovoltaico debido a que los paneles no tienen inercia. Entre los elementos que componen una planta solar fotovoltaica no existe ninguna parte giratoria por lo que la implementación de este control no es posible.

Control *deloaded*

El control *deloaded* opera la turbina eólica fuera de su curva de máxima potencia por lo que la salida del generador es una potencia menor que la disponible para el nivel de viento dado. De esta forma se obtiene una reserva de potencia para participar de la regulación de frecuencia. En este caso la reserva no se encuentra en la energía cinética del rotor sino que en el viento.

Dos son las estrategias usadas que permiten ajustar la potencia de salida del generador eólico de manera de mantener una reserva para regulación:

1. Control de ángulo de pitch
2. Control de la velocidad de la turbina vía convertidor

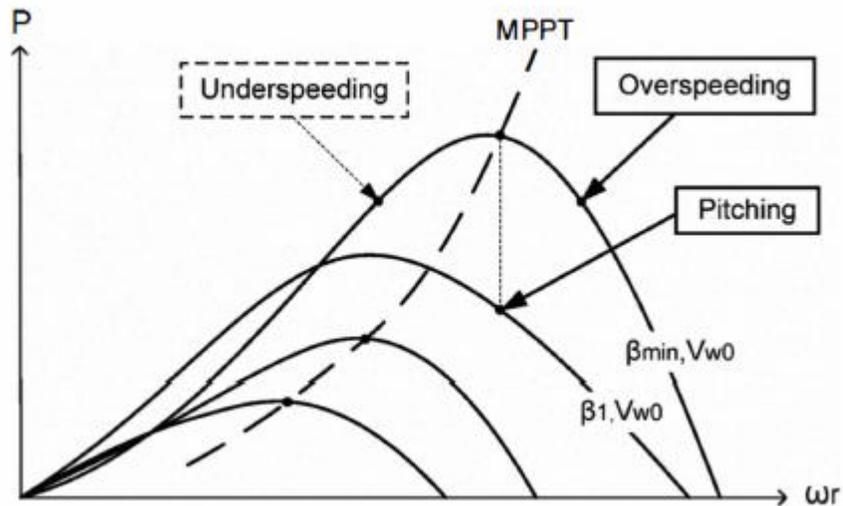


Figura 3.7 Alternativas de control *deloaded*

Mientras que para velocidades de viento altas el pitch control es la mejor estrategia, para velocidades medias lo es el control de velocidad. Para velocidades de viento medias-bajas el control de velocidad protege el mecanismo de variación de ángulo pitch de desgastes mecánicos [23].

Debido a que los generadores fotovoltaicos también presentan curvas de máxima potencia (donde en vez de velocidad de viento, es radiación solar) es posible implementar este tipo de control en estos generadores.

Control *droop*

Este método consiste en un lazo de control que permite cambios en la potencia de salida del generador proporcionales a la desviación de frecuencia. Queda definido por la curva característica frecuencia/potencia que se muestra en la Figura 3.8. La desviación de la frecuencia está dada por la diferencia entre la frecuencia medida (f_{meas}) y la frecuencia nominal (f_{nom}) del sistema.

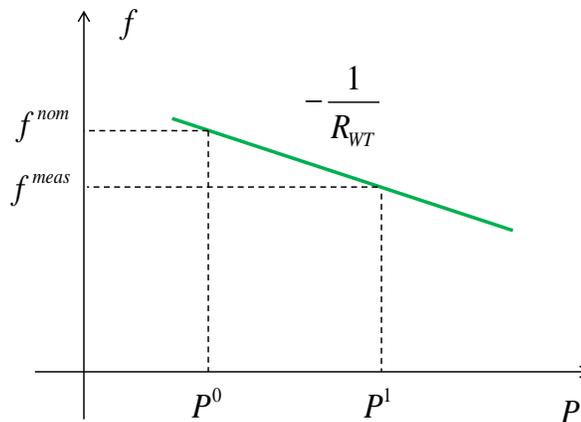


Figura 3.8 Curva característica frecuencia/potencia

El aumento de potencia ΔP está dado por la siguiente expresión, donde R_{wt} es el estatismo o velocidad de ajuste:

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R_{wt}} \quad (3.8)$$

Para este estudio se decidió realizar un control mixto compuesto por una operación *deloaded* más un control *droop*. El detalle de su operación se detalla en los capítulos posteriores.

Capítulo 4 Metodología

En el siguiente capítulo se presentará la metodología seguida para desarrollar este estudio. La Figura 4.1 ilustra el diagrama de bloques correspondiente. A continuación se describe cada elemento.

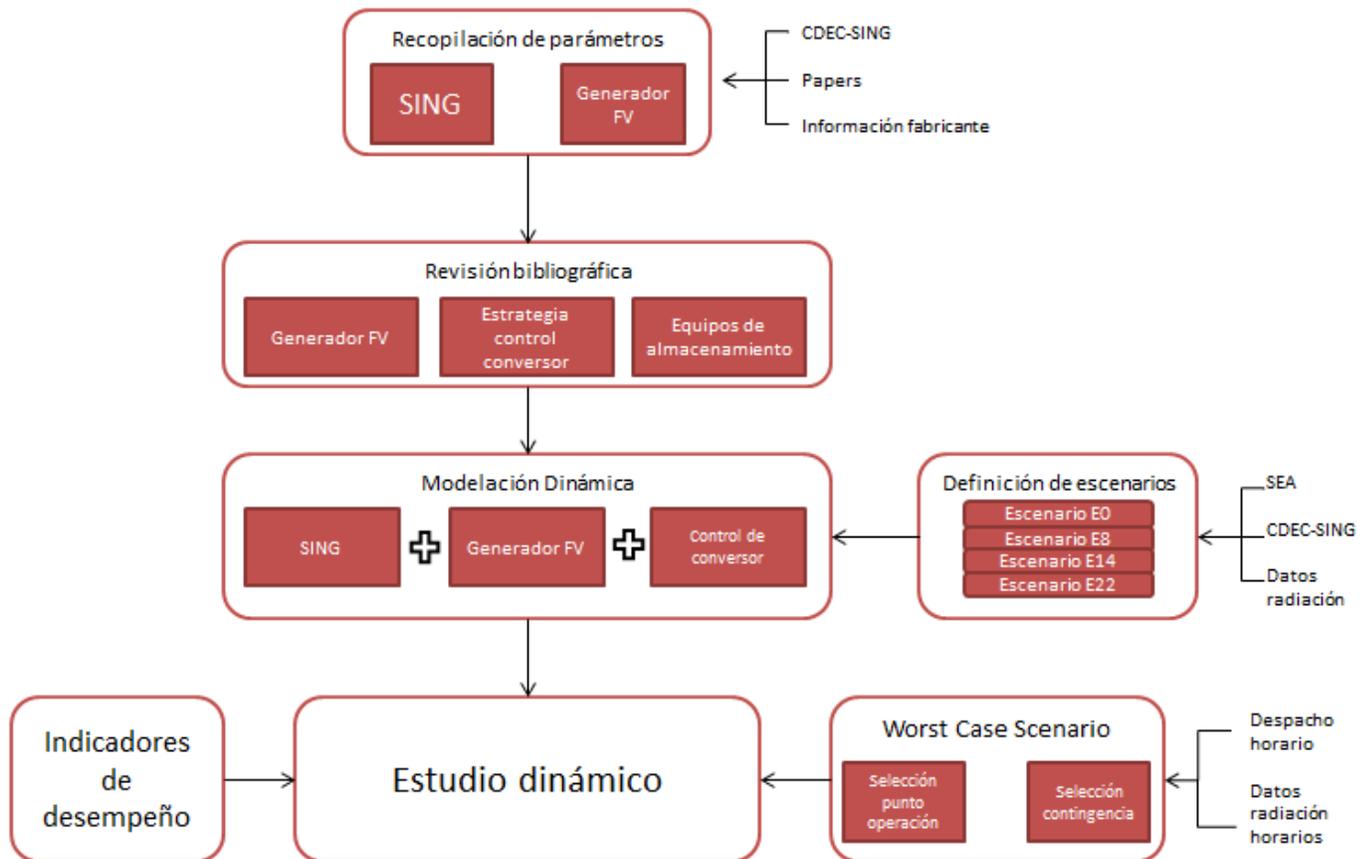


Figura 4.1 Diagrama de bloques Metodología

Recopilación de parámetros: En esta etapa se recopila información sobre los distintos elementos que componen el SING así como también sobre las centrales fotovoltaicas, que luego serán utilizados en el estudio dinámico. Esto se reduce a obtener un modelo reducido del SING de manera de poder trabajar sobre él. Este modelo se basa en el modelo original que dispone el CDEC-SING para sus estudios dinámicos por lo que los modelos de las centrales convencionales y sus controladores son confiables.

Revisión bibliográfica: Se investiga sobre estabilidad de sistemas eléctricos además de componentes y características de plantas solares FV. También se investiga sobre estrategias de control usuales en centrales generadoras que incluyen convertor y medidas correctivas utilizadas frente a la necesidad de apoyo frente a contingencias.

Modelación dinámica: Esta etapa tiene como fin lograr la implementación de un modelo del SING al año 2020 que incorpore el aporte de las centrales fotovoltaicas proyectadas en cada escenario y la correspondiente agregación de plantas. Además el modelo debe incorporar las obras de transmisión y de centrales de generación convencional. También se incorporan estrategias de control en las centrales fotovoltaicas de manera de obtener respuesta inercial. El programa utilizado para la simulación dinámica es *DigSILENT Power Factory 14.1.3*.

Definición de escenarios: Las simulaciones se basan tanto en el modelo de la red al 2020 como en pronósticos de inyección de energía solar fotovoltaica que se detallan a continuación. Para lograr tener una idea clara y válida de cuáles serían los lugares y tamaños de las distintas inyecciones fotovoltaicas, se hizo una revisión de distintas fuentes entre las que se cuentan:

- i. Servicio de evaluación de impacto ambiental (SEIA).
- ii. Proyectos informados al CDEC-SING.
- iii. Estudio de desafíos de transmisión elaborado por Transelec.
- iv. Noticias en diarios, televisión o internet que dieran algún indicador sobre el estado de los distintos proyectos.

Como primer paso se buscaron proyectos fotovoltaicos en el SEIA [30] que estuvieran en estado de “aprobados” o “en calificación”. Esta búsqueda arrojó alrededor de 38 proyectos. La suma de la potencia instalada de estos alcanza poco menos del 50% de la capacidad instalada total del SING al 2020 (5,8 GW).

Con el fin de descartar proyectos se estableció el criterio de proyectos que tuvieran el estado de “aprobados”, lo cual tuvo como resultado 17 proyectos en base a los cuales se empezó a buscar información adicional. En algunos casos fue posible encontrar información en la prensa sobre fases que ya se encuentran operativas, lo cual le daba al proyecto mayor probabilidad de concretarse al 2020 en su totalidad. También se buscó información en los proyectos informados al CDEC-SING [31] y se realizó un cruce de información de manera de empezar a definir los escenarios necesarios para el estudio. Como última fuente se tomó un estudio de “Desafíos de transmisión” elaborado por Transelec donde se toman en cuenta algunos proyectos, lo cual se consideró como una señal positiva en el sentido de la realización del proyecto.

El trabajo anterior dio como resultado 3 escenarios de penetración de energía solar fotovoltaica los cuales se encuentran en orden creciente de penetración y orden decreciente de probabilidad de ocurrencia, esto es, el escenario 1 es el más probable de ser realidad al 2020 y el escenario 3 es menos. El escenario 1 está compuesto por proyectos que se encuentran en estado de aprobados en el SEIA, que han sido informados al CDEC-SING y que se encuentran presentes en el estudio de Transelec. Además, este escenario está compuesto por dos proyectos que actualmente tienen una fase ya operativa (Calama solar 3) o que han sido adjudicados en licitación por parte de una importante empresa minera (Collahuasi a Solarpack; Pozo Almonte solar 2 y 3). El escenario 2 está compuesto por el escenario 1 más proyectos que han sido informados

al CDEC-SING y que se encuentran en alguna fase de evaluación del SEIA, ya sea “aprobado” o “en calificación” y por último el escenario 3 está compuesto por los dos escenarios anteriores más aquellos que se encuentran informados al CDEC-SING pero no presentan ingreso al SEIA o presentan diferencia en potencia instalada entre ambas fuentes.

A continuación se presentan los escenarios finales. El porcentaje de penetración se calculó con respecto a la capacidad instalada total del SING al año 2020.

		Nombre proyecto	Potencia instalada [MW]	Barra de conexión
Escenario 3	Escenario 1	Atacama Solar	250	LAGUNAS
		Calama solar 1 y 2	18	CALAMA
		Pozo Almonte solar 1, 2 y 3	33	POZO ALMONTE
		Pica	90	POZO ALMONTE
		Lagunas	30	LAGUNAS
		Salar Huasco	30	POZO ALMONTE
		TOTAL	451	8%
	Escenario 2	San Pedro Atacama	120	CALAMA
		PV Dos Cruces	30	ARICA
		Coya	80	CRUCERO
		Wara 3	45	POZO ALMONTE
		Usya	25	CALAMA
		Planta Solar Lagunas	150	LAGUNAS
		Almonte	50	POZO ALMONTE
	TOTAL	951	16%	
	Escenario 3	Calama Sur	30	CALAMA
		San Miguel	18	ARICA
		Arica 2	88	ARICA
Pozo Almonte		200	POZO ALMONTE	
TOTAL		1287	22%	

Tabla 4.1 Escenarios de estudio

Worst Case Scenario: Debido a la imposibilidad técnica y de recursos que presenta la simulación dinámica de las 8760 horas del año para todas las contingencias posibles, se busca elegir condiciones de operación que sean las menos favorables para la estabilidad del sistema dada una contingencia. Este concepto se conoce como *worst*

case scenario y queda definido por determinadas condiciones de carga (demanda) y generación (convencional y renovable).

A continuación se presenta una metodología para determinar el *worst case scenario* basada en lo realizado en el presente estudio.

1. Caracterización parque generador: Se identifican los diferentes generadores presentes en el sistema eléctrico estudiado. Datos de potencia nominal y aparente son requeridos, además de sus constantes de inercia las cuales serán útiles en análisis posteriores.
2. Definición escenarios de penetración FV: Basándose en fuentes confiables se construyen distintos escenarios de penetración fotovoltaica, identificando proyectos, localización de ellos y potencias nominales de cada uno.
3. Determinación de generación FV: Para este paso se requiere tener datos o estimaciones de radiación horaria en las localizaciones identificadas para los proyectos fotovoltaicos a considerar. A partir de estos datos y mediante algún modelo adecuado de planta fotovoltaica representativa se obtienen los datos de generación fotovoltaica horaria para cada proyecto.
4. Caracterización de la carga: Se requiere identificar correctamente el comportamiento de la carga para todo el año. Datos de demanda total horaria son requeridos.
5. Determinación de generación convencional: A partir de los datos de demanda y generación fotovoltaica se obtiene la nueva demanda horaria como la resta entre estos dos elementos. La generación convencional horaria se determina mediante algún algoritmo adecuando o programa que realice *unit commitment*.
6. A partir de los datos recopilados en los pasos anteriores, ya es posible determinar el *worst case scenario* en sus dos ámbitos: Punto de operación y contingencia a estudiar.
 - Punto de operación: Se busca una hora donde la inercia del sistema sea baja y tomando en cuenta que la inercia del sistema es la suma de las inercias de las maquinas que lo componen, se puede inferir que esta hora corresponde a aquella donde la generación convencional es mínima. Se obtiene la hora en la cual la generación convencional es mínima restando la generación solar a la demanda. Esto da como resultado la hora que se detalla a continuación.

Día y hora	04-01-2020
Hora	14:00
Hora del año	87

Tabla 4.2 Hora del año seleccionada para simulación

Escenario	Energía generada [MWh]		Porcentaje de generación[%]	
	Fotovoltaica	Convencional	Fotovoltaica	Convencional
1	400,98	1831,73	18,0	82,0
2	838,51	1394,19	37,6	62,4
3	1136,66	1096,05	50,9	49,1

Tabla 4.3 Generación convencional y FV para la hora seleccionada

- Selección de contingencia: Corresponde a la perturbación que será simulada y frente a la cual se evaluará la respuesta del sistema en los aspectos que se han mencionado anteriormente. Teniendo en cuenta que se quiere evaluar la respuesta en frecuencia del sistema la contingencia debe ser un desbalance intempestivo entre generación y carga importante. Para obtener el peor caso se examina la generación convencional en la hora señalada y se escoge aquella que presente la mayor producción. Esta central resulta ser “Angamos 1” cuya generación se mantiene constante para todos los escenarios en 150 MW por lo cual el estudio se centrará en la respuesta del sistema a la salida de operación intempestiva de esta central.

Indicadores de desempeño: Se definen con el objetivo de comparar el desempeño del sistema entre los distintos escenarios. En base en la literatura estudiada, se obtienen 3 características de la respuesta de la frecuencia del sistema que permiten realizar una evaluación adecuada.

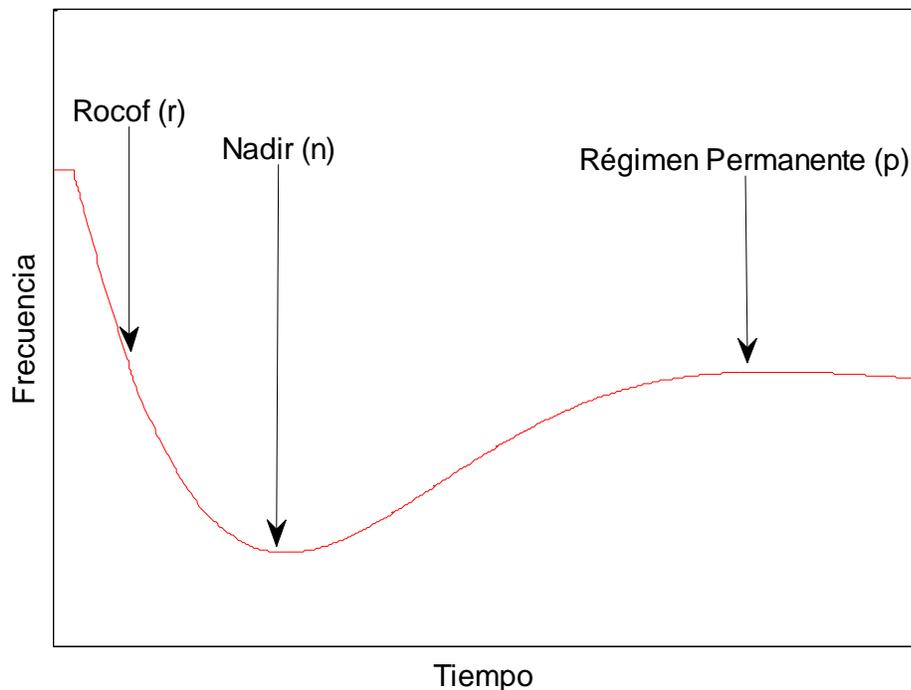


Figura 4.2 Características de la respuesta a evaluar

- Frequency Nadir (f_n): Corresponde al menor valor que alcanza la frecuencia evaluada para un escenario específico después de ocurrida la contingencia. De manera de evaluar la evolución de ésta característica se definió un indicador, basándose en la respuesta de un caso base definido.

$$n = \frac{\Delta f_{nbase} - \Delta f_n}{\Delta f_{nbase}} * 100\% \quad (4.1)$$

- Rocof (r): Corresponde a la tasa de cambio de frecuencia (Rocof, por sus siglas en ingles *rate of change of frequency*) para una respuesta dada. Para calcularla se tomó la parte de la respuesta que es lineal, que va desde que ocurre la contingencia hasta aproximadamente 0,5 s después.

$$r = \frac{m_{base} - m}{m_{base}} * 100\% \quad (4.2)$$

- Valor régimen permanente (f_{rp}): Corresponde al valor que toma la frecuencia luego de que la respuesta inercial y el control primario han actuado, por lo que es el nuevo equilibrio del sistema luego de la perturbación. De la misma forma que para el Nadir, se definió un indicador para evaluar las diferentes respuestas.

$$p = \frac{\Delta f_{rpbase} - \Delta f_{rp}}{\Delta f_{rpbase}} * 100\% \quad (4.3)$$

Estudio dinámico: Para cada escenario se realiza un estudio dinámico del sistema para una ventana de tiempo de 20 segundos. Se evalúa la respuesta del sistema y se compara entre diferentes escenarios de penetración en base a los indicadores de desempeño escogidos.

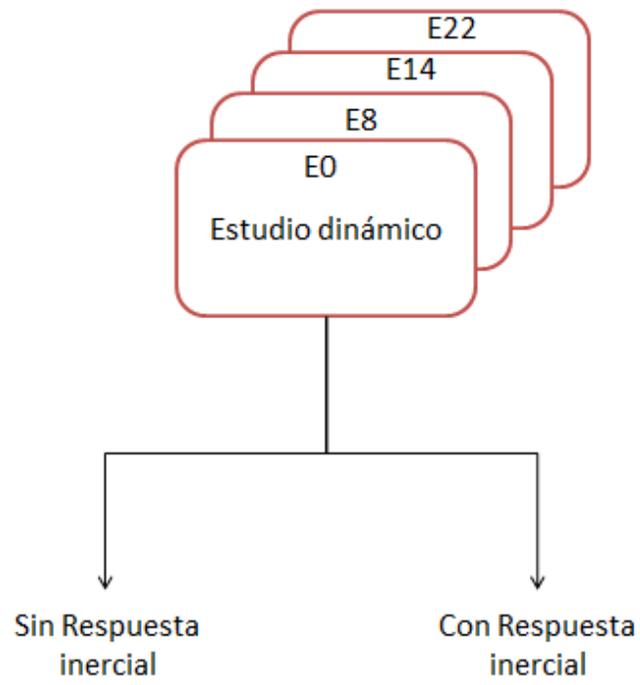


Figura 4.3 Estudios a realizar

Capítulo 5 Modelación dinámica

A continuación se presenta el modelo de planta fotovoltaica que se usó para los estudios aquí presentados. Este modelo corresponde a uno incluido en DigSILENT, al cual fue necesario realizar diversas modificaciones de manera de obtener las capacidades nominales de las plantas que se quieren modelar además de incorporar respuesta inercial a los paneles. Éste modelo tiene la característica de ser de código abierto de manera que el usuario puede hacer las modificaciones que estime conveniente para sus propósitos, por lo tanto corresponde a un excelente punto de partida para el estudio de diferentes alternativas de control de las plantas fotovoltaicas.

5.1. Modelo base

El modelo base de planta fotovoltaica usado en este estudio se muestra en la Figura 5.1.

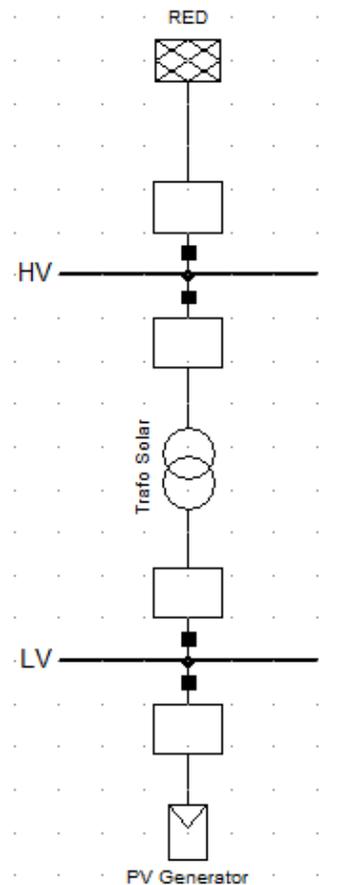


Figura 5.1 Planta Fotovoltaica en DigSILENT

El elemento “PV Generator” corresponde al inversor. Este elemento es un caso particular del elemento “static generator” que permite la simulación de diferentes

tecnologías que involucran convertidor como por ejemplo plantas eólicas, celdas de combustibles y enlaces HVDC, entre otros. Es posible agregar este elemento desde el panel mediante el botón . Sin embargo, para trabajar sobre el modelo base de planta fotovoltaica que incluye los modelos de paneles, barra DC y controlador es necesario insertar el modelo de planta fotovoltaica desde los *templates* que incluye DigSILENT mediante el botón . Dentro de los modelos prediseñados disponibles se encuentra el de planta fotovoltaica. Este modelo tiene una capacidad de 0,5 MVA y 0,4 kV.

Se hizo una investigación sobre los inversores más modernos encontrando una nueva generación de éstos que son capaces de entregar la energía a 20 kV [32] por lo que se reemplazó la barra de baja tensión por una de media tensión. Esta modificación fue favorable para la modelación dada la dificultad de encontrar modelos de transformadores de relación 0,4/220 kV.

5.2. Modelo planta fotovoltaica

El modelo general de la planta fotovoltaica está construido mediante DSL (*DigSILENT Simulation Language*) y su estructura se aprecia en la Figura 5.2. Está constituido por varios *slots* dentro de los cuales se encuentran diferentes códigos que modelan el comportamiento de diferentes partes de la planta fotovoltaica. Se pueden identificar a simple vista el panel fotovoltaico, el Link-DC y el convertidor, que fueron descritos en el capítulo 2. A continuación se presenta una descripción de cada uno de sus componentes.

Solar Radiation: Este *slot* contiene un modelo mediante el cual a partir de un delta de radiación (dE) por segundo se obtiene la evolución de la radiación en el tiempo.

$$E = \int_{t_i}^{t_f} dE dt \quad (5.1)$$

En el caso que no se incluya un valor para dE la radiación es una constante, lo cual corresponde al caso de estudio, dado que no se analizarán variaciones temporales de radiación. Sin embargo, fue necesario ajustar la radiación de cada central. Para esto se modificó el código de este *slot*, lo que será explicado en secciones posteriores.

Temperature: De similar estructura que el *slot* anterior, a partir de un delta de temperatura (dT) se obtiene la evolución de la temperatura en el tiempo.

$$T = \int_{t_i}^{t_f} dT dt \quad (5.2)$$

En este estudio, no se modificó el valor dT, por lo que la temperatura quedó fija en 25 °C.

Photovoltaic Model: Corresponde al modelo del panel fotovoltaico por lo cual corresponde a la parte principal de esta estructura. Su contenido se puede apreciar en la Figura 5.3.

Frame PV System:

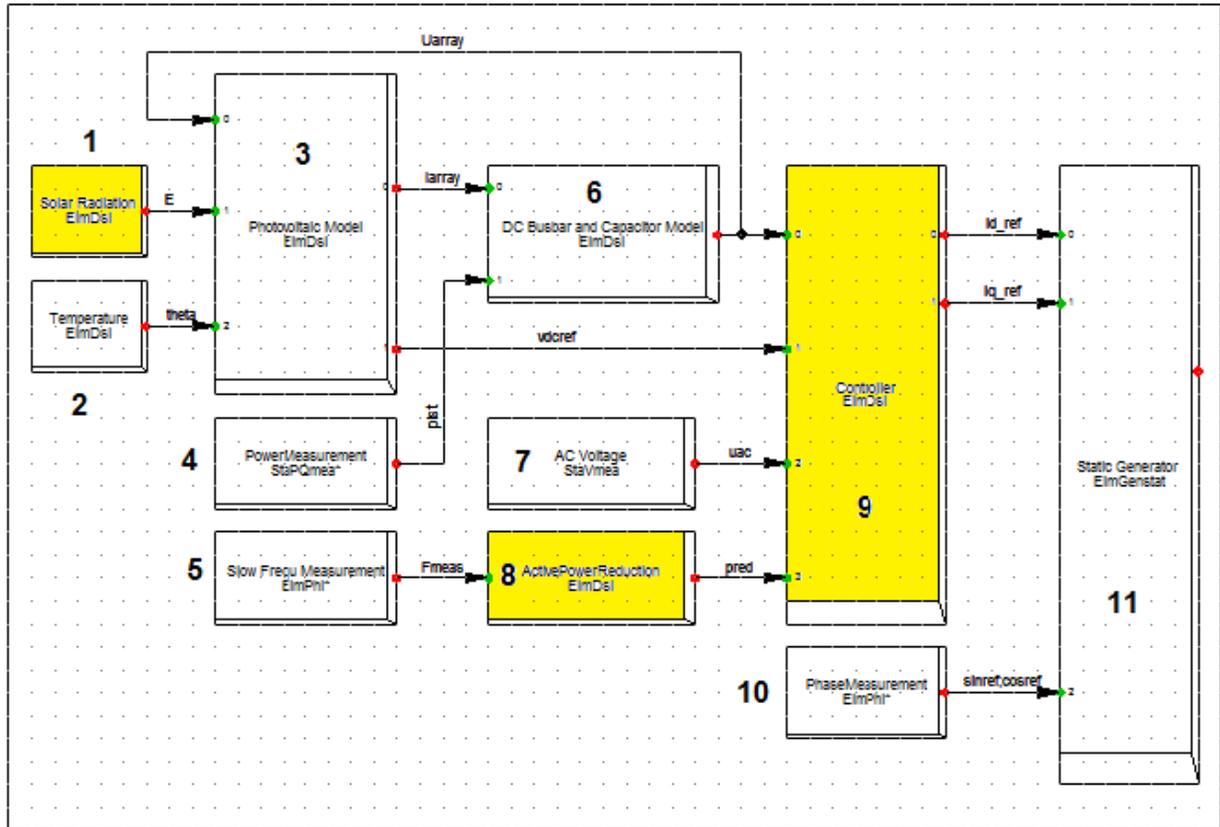


Figura 5.2 Modelo de la Planta Fotovoltaica

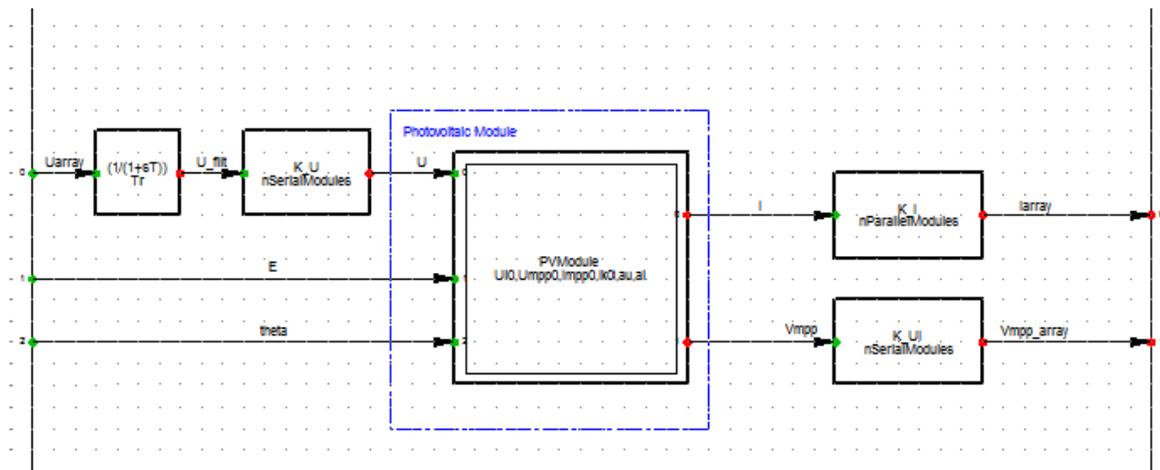


Figura 5.3 Modelo del Panel Solar

Lo que se encuentra encerrado en azul corresponde al modelo de un único panel solar, el cual tiene entradas de tensión DC, radiación (E) y temperatura (Theta). Como se puede apreciar en la Figura 5.2 la tensión DC (U_{array}) es una entrada de este *slot* en particular y viene determinada por el *slot* de la barra DC.

Las salidas son dos y corresponden a la corriente generada por el panel (I_{array}) y la tensión a la cual se alcanza la máxima potencia (V_{mpp_array}). Las variables de radiación y temperatura se usan para hacer correcciones de la curva característica del panel, la cual es construida en primera instancia con los valores característicos para STC (*Standard Test Conditions*). A continuación se presenta la curva característica del arreglo de paneles solares original (Planta de 0,5 MVA) para diferentes niveles de radiación.

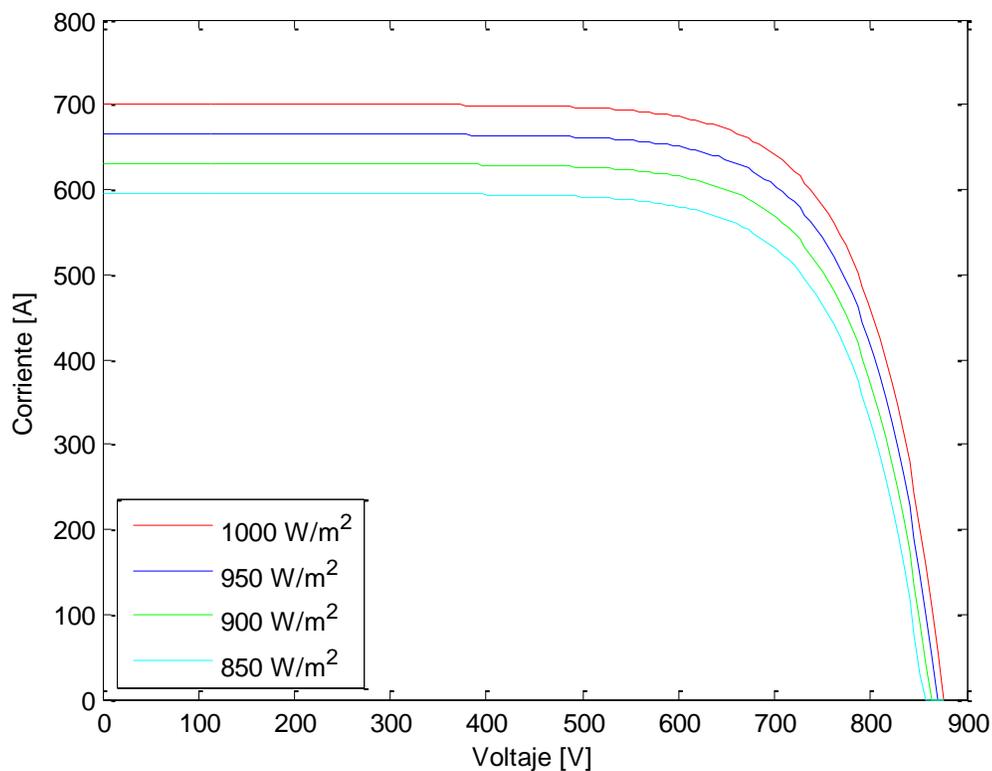


Figura 5.4 Característica V-I diferentes condiciones de radiación

Esto es importante porque al momento de realizar el control de conversor para generar respuesta inercial, se debe tener en consideración los valores máximos que puede entregar la central los que, como se aprecia en la figura, están determinados por las condiciones de radiación. Por lo anterior, fue necesario modificar la radiación local de cada central, de manera de lograr la correcta potencia máxima. Esta modificación se detallará en secciones posteriores.

El modelo del panel a nivel circuital se muestra en la Figura 5.5. Como se aprecia, es un modelo simplificado considerando el modelo completo del panel solar, sin embargo es suficiente para este tipo de estudios sistémicos donde el detalle del panel no es tan relevante en comparación al comportamiento de la central como un todo.

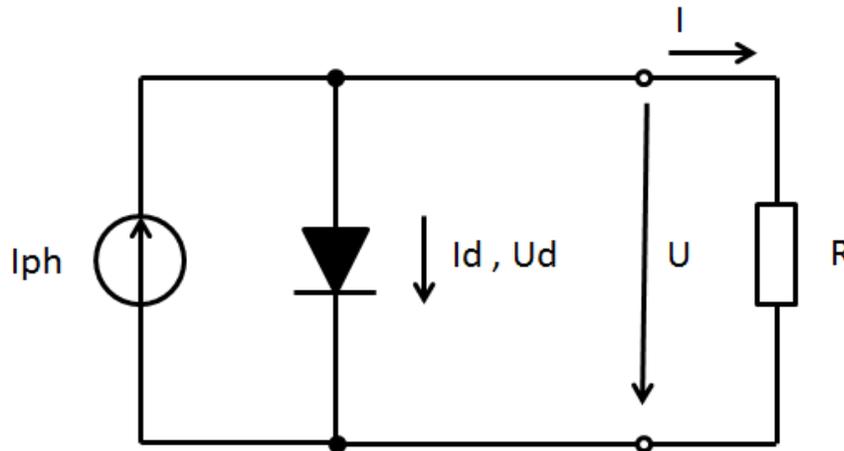


Figura 5.5 Modelo Panel Solar usado en DigSILENT

Las ecuaciones que describen el comportamiento del panel son las siguientes [33]:

$$I = I_{ph} - I_0(e^{\frac{U}{U_T}} - 1) \quad (5.3)$$

$$U = U_T \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) \quad (5.4)$$

$$I_0 = I_k e^{\frac{-U_{oc}}{U_T}} \quad (5.5)$$

$$I_{ph} = I_k \quad (5.6)$$

Donde,

I_k = Corriente de corto circuito.

I_0 = Corriente polarización inversa de saturación.

U_{oc} = Voltaje de circuito abierto.

U_T = Voltaje térmico ($=KT/q$). Esta alrededor de los 25.85 mV a 300 °K.

Power Measurement: Este *slot* realiza las labores de medición de potencia activa y reactiva en el punto de conexión que, en el caso de las centrales usadas, corresponde a la barra de media tensión. La salida de este *slot* se usa como entrada para el modelo de la barra DC, mediante el cual se obtiene la tensión DC.

Slow Frecu Measurement: Elemento que realiza la función de medición de frecuencia. Sin embargo, como su nombre lo indica, no realiza una medición instantánea de

frecuencia sino que entrega un valor más estable que no considera los transitorios que pudieran observarse. Su salida se usa como entrada de control de potencia activa de la planta.

DC Busbar and capacitor: Su estructura interna se puede apreciar en la Figura 5.6. Su función es la siguiente: A partir de la corriente obtenida desde el panel *Iarray* y la potencia medida en la barra de conexión *pist* (potencia entregada por el generador) se obtiene la corriente que circula por el capacitor. Luego, usando la ecuación del condensador se obtiene la tensión en la barra DC.

$$I = C \frac{dV}{dt} \quad (5.7)$$

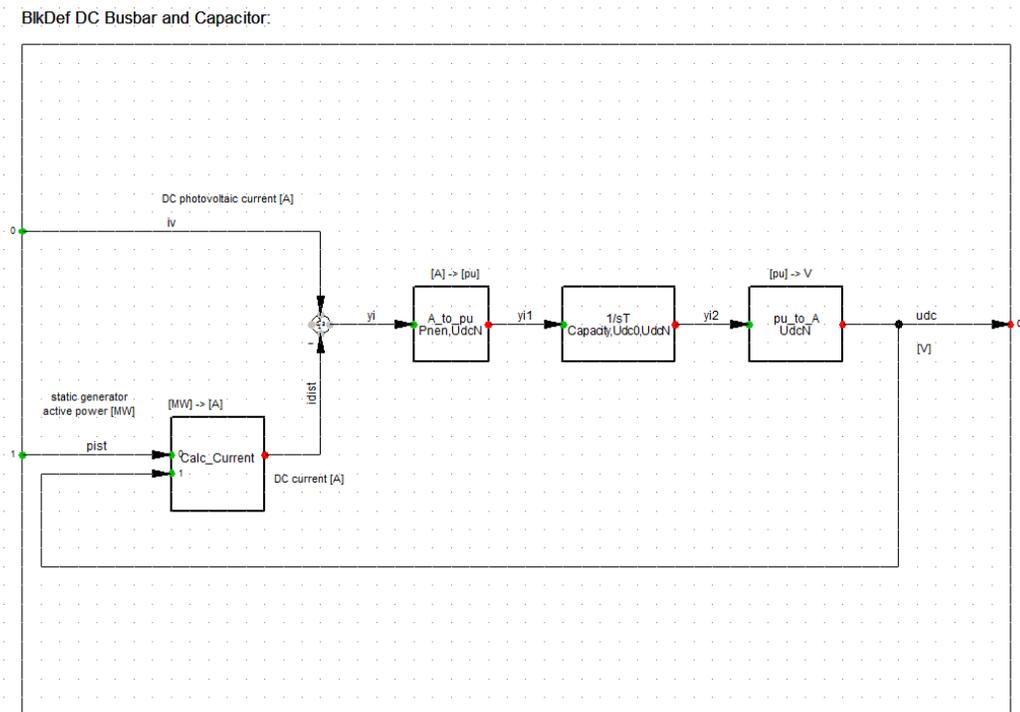


Figura 5.6 Modelo de la barra DC y el condensador

AC Voltage: Corresponde a un *slot* de medición de tensión alterna que está ubicado en la barra de media tensión. Su salida se usa como entrada para el bloque de control.

ActivePowerReduction: Este bloque tiene como entrada la frecuencia en el punto de medición (que típicamente corresponde a la barra de media tensión) y su salida corresponde a una señal de control que cambia el *setpoint* o consigna de potencia de la central fotovoltaica de manera de disminuir la salida de potencia frente a eventos donde aumente la frecuencia sobre un umbral.

Básicamente lo que se encuentra implementado es un control *droop* pero que solo opera frente a subidas de frecuencias, es decir, si el sistema presenta una disminución en la frecuencia, la consigna de potencia del generador fotovoltaico no cambiará. Esto

tiene sentido bajo el supuesto de que el generador fotovoltaico opera siempre en su punto de máxima potencia, por lo que le es técnicamente imposible entregar más potencia de la que ya está entregando.

En régimen permanente, su salida corresponde a P_{red} igual a 1, que significa que el generador entregará toda la potencia que dispone. Frente a algún evento donde la frecuencia del sistema suba más allá de la banda muerta establecida, el *setpoint* de potencia disminuirá según la gravedad de la desviación (mediante el control *droop* que se encuentra implementado). Esta función está integrada dado que así se especifica en la norma técnica alemana.

Controller: Dentro de este bloque se realiza la importante tarea de tomar los valores obtenidos de los otros bloques y obtener las corrientes i_{dref} e i_{qref} , que son las entradas del convertor. Su contenido se puede observar en la Figura 5.7.

Se puede observar en el recuadro rojo llamado "cálculo de i_d " la señal P_{red} , la cual corresponde al *setpoint* proveniente del bloque de control de potencia activa. Esta señal es una entrada del bloque encerrado en azul que corresponde a un limitador cuyos parámetros son la corriente i_d máxima y mínima. Dentro del bloque se encuentra el código que calcula i_d y que fue necesario modificar de manera que admitiera aumentos de la generación.

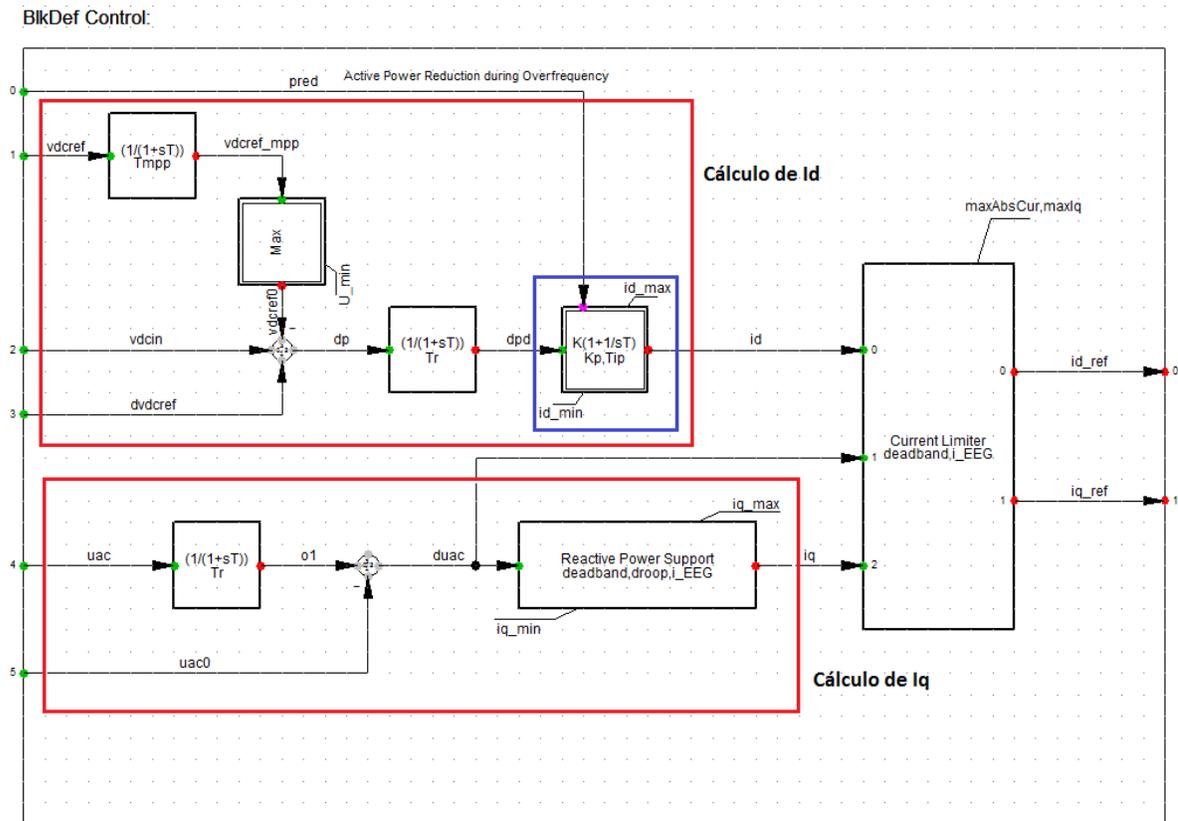


Figura 5.7 Controlador del generador estático o convertor

PhaseMeasurement: Este bloque contiene un dispositivo PLL (Phase Locked Loop) de la biblioteca de DigSILENT. Su labor consiste en sincronizar un oscilador interno con alguna señal de la red con el fin de lograr la sincronización de la central con el sistema.

Static Generator: Corresponde al bloque que representa el generador estático que se encuentra efectivamente conectado a la red.

5.3. Incorporación de respuesta inercial

Operación *deloaded*

Una vez estudiado el modelo y comprendido su funcionamiento general se empezó a trabajar sobre él de manera de lograr los objetivos propuestos. Dentro de éstos se encontraba la necesidad de trabajar con los paneles en operación *deloaded*, que no es otra cosa que trabajar fuera del punto de máxima potencia, siguiendo el ejemplo de lo que ya se hace con los generadores eólicos que aportan al control primario de frecuencia mediante pitch control o mediante control de velocidad de la turbina vía convertidor.

Como se aprecia en la Figura 5.8, mientras que el punto de máxima potencia corresponde a una única tensión, cualquier otro punto de operación corresponde a dos tensiones y presenta una menor potencia inyectada por el panel. También se puede observar que para lograr operar fuera del punto de máxima potencia es necesario cambiar la tensión DC del panel.

Una debilidad del modelo original para este trabajo es que al cambiar el despacho del generador, la radiación se ajusta automáticamente (manteniendo la tensión DC constante) de manera de obtener la generación deseada. De esta forma también se cumple el objetivo de que los paneles operen siempre en el punto de máxima potencia. Esto fue necesario modificarlo debido a que el objetivo de la operación *deloaded* es tener el punto MPPT como referencia pero operar en uno distinto, con el fin de mantener una “reserva” de potencia activa que se puede utilizar frente a contingencias.

Luego, se modificó el código de manera que la radiación sobre los paneles sea una entrada del modelo, como se puede observar en la Figura 5.9 que corresponde a la configuración del *slot* de radiación solar. Para lograr esto se agregó un nuevo parámetro al *slot* “Solar Radiation”, el cual se encuentra destacado en amarillo en la Figura 5.2. El nuevo parámetro E_{rad} corresponde a la radiación sobre los paneles, asociada a la hora de estudio, en W/m^2 . Esto determina la máxima potencia que puede entregar la central.

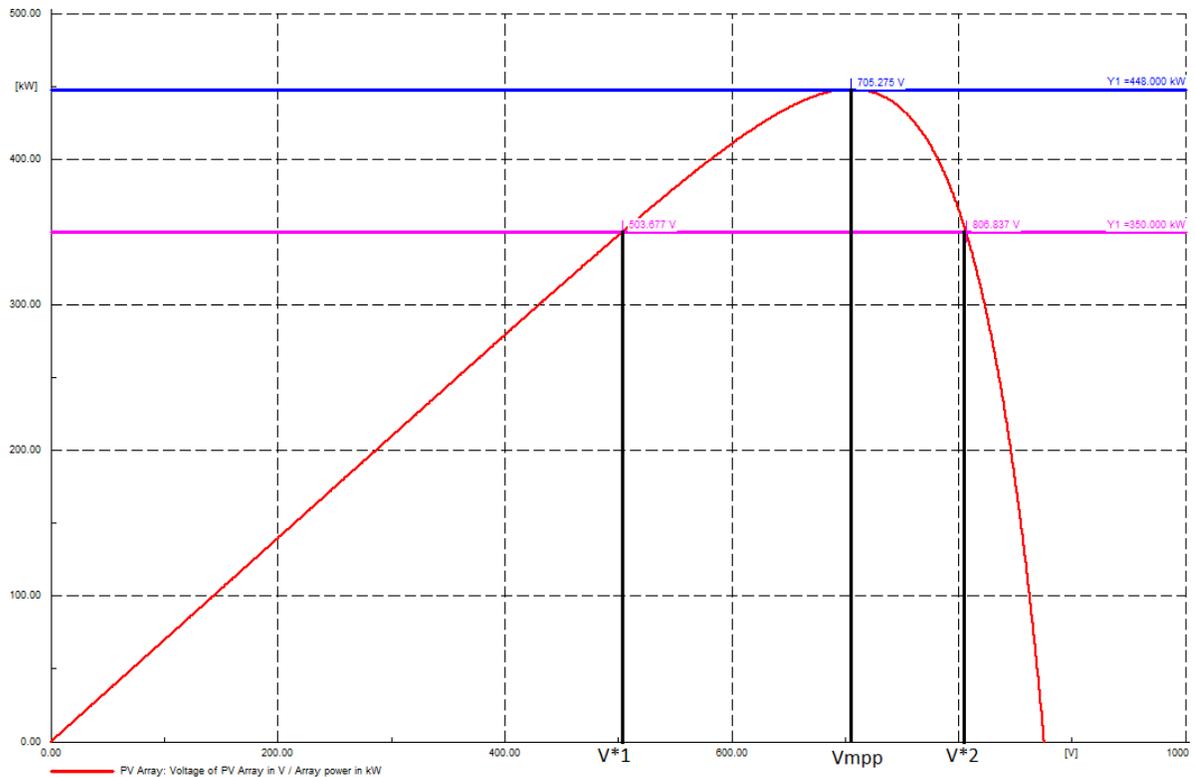


Figura 5.8 Característica V-P de planta fotovoltaica del modelo original

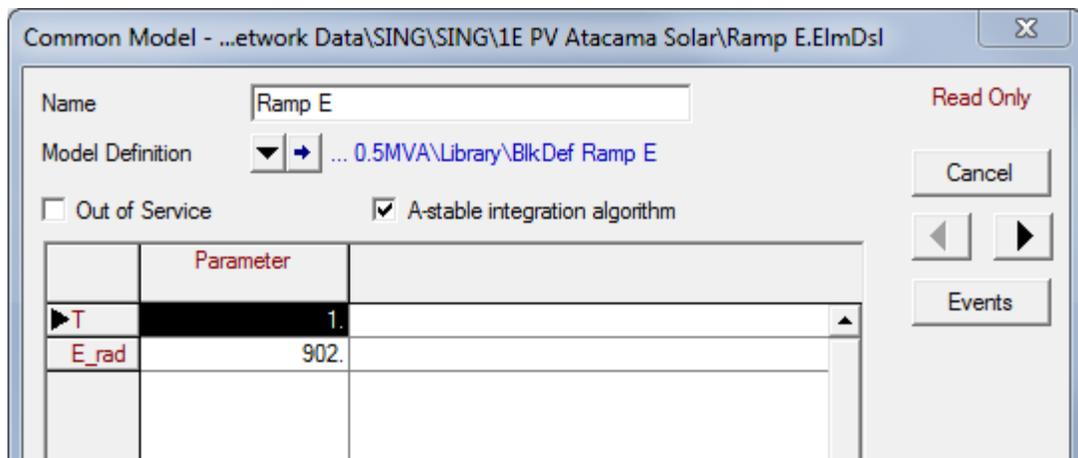


Figura 5.9 Configuración parámetros slot Solar Radiation

Cabe destacar que este cambio por sí solo no es suficiente para garantizar la estabilidad del modelo dado que se le redujo un grado de libertad al fijar el valor de radiación. Debido a este cambio se introdujo la necesidad de entregar la condición inicial de tensión DC de los paneles, que antes estaba fija en 700 V. De esta forma, para una determinada radiación y despacho, se debe obtener la tensión DC a priori. Para este cometido y usando el modelo de panel disponible, se construyó en DigSILENT un modelo que permite obtener la curva característica V-I y también la curva

V-P para un nivel de radiación dado. Mediante esta curva fueron obtenidos los valores de tensión requeridos.

Al momento de escoger con qué tensión trabajar la operación *deloaded* se tuvo principalmente en cuenta el inversor. Se puede observar a través de su *datasheet* que la eficiencia es función de la tensión y del nivel de carga, tal como se aprecia en la siguiente figura [32].

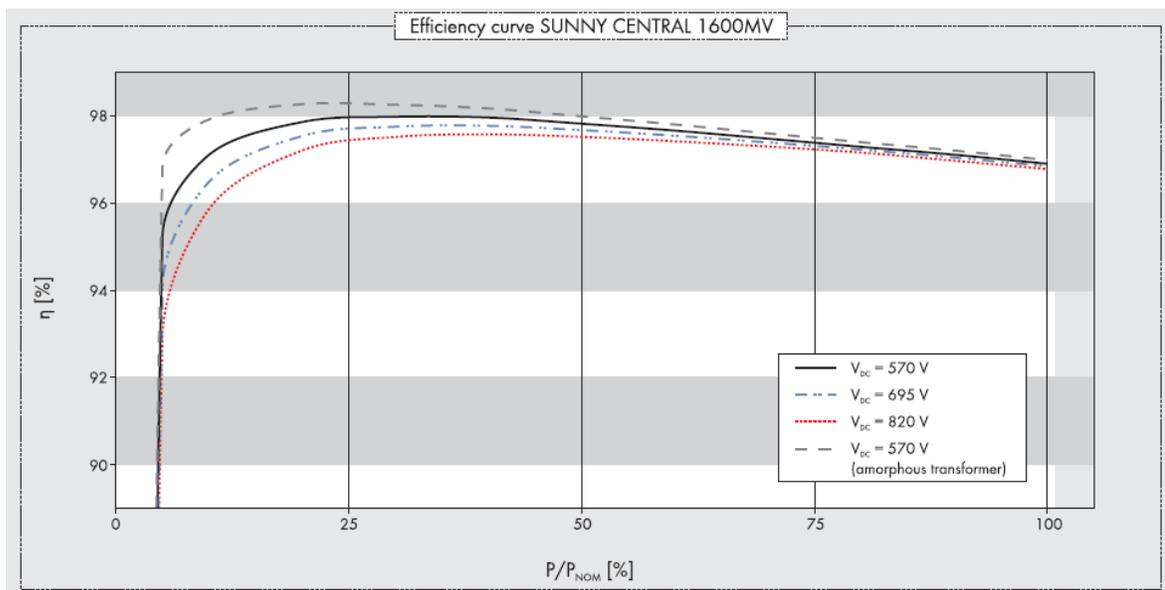


Figura 5.10 Curva eficiencia inversor usado para estudio

Es directo observar que para niveles de carga bajos, trabajar con una tensión DC mayor significa una pérdida considerable en la eficiencia de conversión. Sin embargo lo anterior se observa que a medida que el nivel de carga sube, las diferencias se van acortando llegando a ser prácticamente iguales para plena carga. Teniendo en cuenta las condiciones de operación consideradas en este estudio, es indiferente trabajar con cualquiera de los dos niveles de tensión. Con esto en cuenta y por evitar restricciones impuestas por el modelo base, se trabajó con la tensión mayor.

Control droop

Una vez realizada la opción a operación *deloaded* de la central fotovoltaica, se comenzó la implementación de la respuesta inercial de la misma. Cabe destacar que ésta no corresponde a una respuesta inercial en el sentido estricto del término debido a que no se recupera ninguna inercia de la central dado que no existen partes rotatorias. Se le llama respuesta inercial principalmente porque el conversor tiene un tiempo de respuesta tan rápido, que su aporte de potencia activa está dentro del margen de tiempo en que las otras centrales convencionales realizan su aporte inercial. Las características del control la hacen asemejarse más a un control primario de frecuencia, debido a que lo que se realiza es un cambio en el *setpoint* de la central.

El modelo original incluye un *slot* de reducción de potencia activa frente a sobrefrecuencias por lo que se usó aquél como punto de partida. El cambio en el código corresponde básicamente a implementar un control *droop* en base a una desviación negativa de la frecuencia medida, lo que antes no estaba permitido dado que solo se permitían disminuciones del *setpoint* de la central. De esta manera, el aporte inercial de la central será proporcional a la desviación de frecuencia.

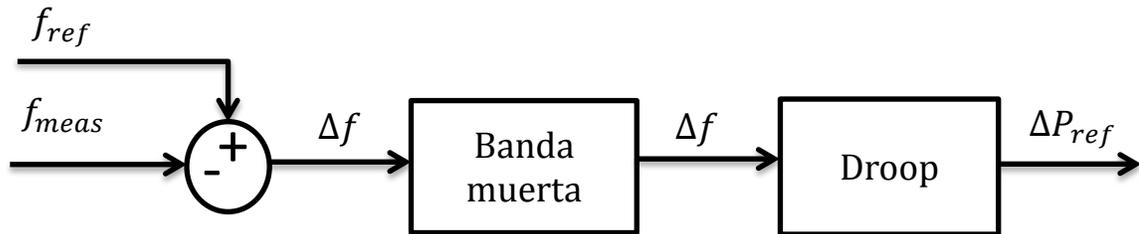


Figura 5.11 Implementación control Droop

El valor de R_{iv} , que corresponde al “estatismo” de la máquina, se escogió de manera de presentar un desempeño similar al de las máquinas convencionales. Para éstos últimos, este valor está en torno al 5% [19], razón por la cual se fijó el mismo valor para los generadores solares. Este valor significa que frente a una variación de un 5% de la frecuencia, la planta cambia en 100% su generación de potencia activa.

La implementación del control incluye una banda muerta para evitar que la central responda frente a variaciones naturales de la frecuencia del sistema. De esta manera, cuando la frecuencia experimenta una disminución que supere la banda muerta, el control incrementa el *setpoint* P_{ref} de manera de incrementar la generación de potencia activa de la central solar según el control implementado, teniendo como valor máximo a tomar aquel determinado por la radiación fijada anteriormente.

Con los cambios anteriores fue necesario agregar un nuevo parámetro al modelo, particularmente al *slot* ActivePowerReduction que se puede apreciar en amarillo en la Figura 5.2, el cual corresponde al nivel de operación *deloaded* porcentual, tal como se aprecia en la Figura 5.12. El parámetro “DL Deload Level [%]” tiene la función de limitar el aumento de potencia activa de manera que no se supere nunca el punto de máxima potencia, para evitar errores de convergencia.

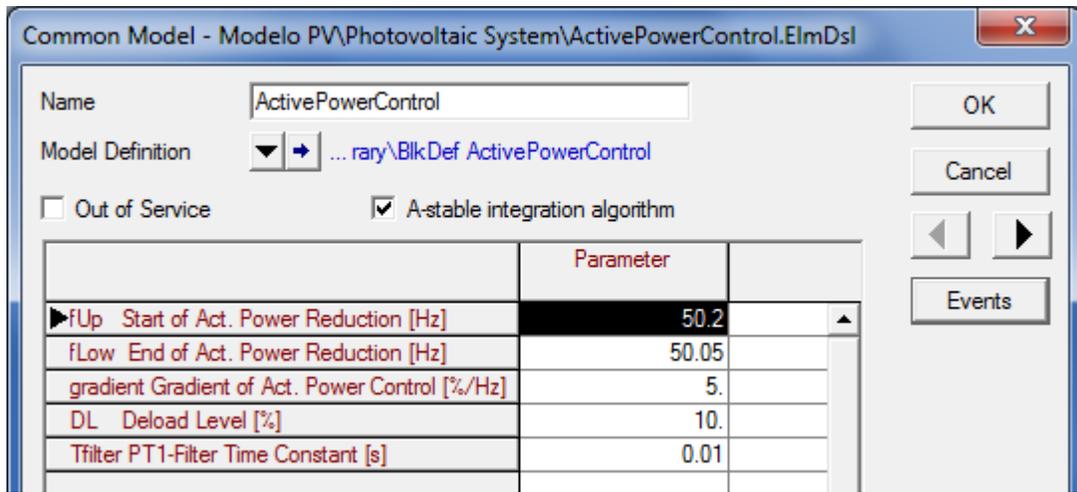


Figura 5.12 Parámetros control de potencia activa

El modelo original presentaba una “protección” contra aumentos de generación debido al supuesto de operar en todo momento en el MPP. Debido a esto fue necesario modificar el código mediante el cual el “controlador” calcula y obtiene la corriente directa I_d , el cual se encuentra en el bloque destacado en azul en la Figura 5.7. El detalle del código se presentará en los anexos.

Finalmente con todo lo anterior fue posible implementar la respuesta requerida, la cual se puede apreciar en la Figura 5.13. Este gráfico corresponde a una prueba del controlador, donde en $t=2$, se reduce intempestivamente la frecuencia de la red externa a la cual se encuentra conectado el generador. Se aprecia que la generación de la central se acerca al MPP.

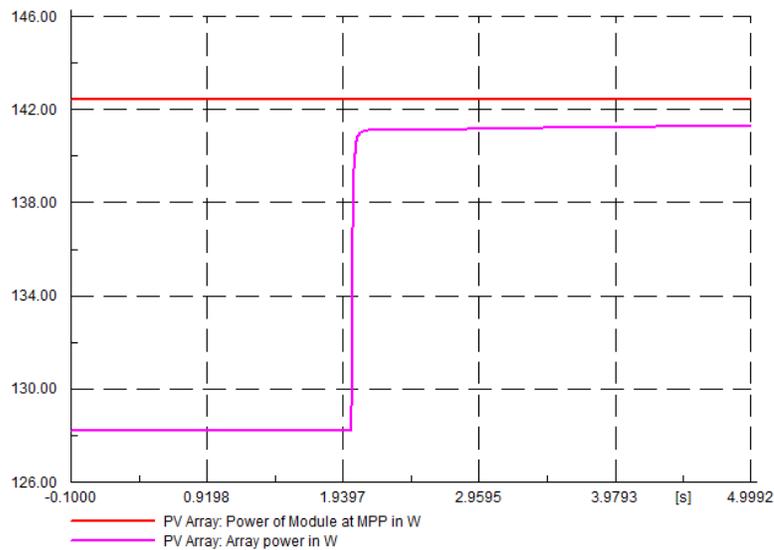


Figura 5.13 Respuesta inercial central fotovoltaica

5.4. Agregación de centrales solares

Grandes parques generadores no convencionales (eólico, fotovoltaico, etc.) se componen de unidades generadoras de menor potencia. En el caso eólico, es común ver parques compuestos por cientos de aerogeneradores. Para el caso fotovoltaico pasa lo mismo. Los parques están compuestos por muchos arreglos de paneles, cada cual conectado a un inversor de potencia más bien pequeño (menor a 1 MW). La totalidad de la potencia se logra a través de muchos módulos iguales, que en conjunto logran la potencia nominal de la central. Finalmente la potencia inyectada por cada módulo llega a una barra de baja o media tensión y se realiza la elevación de tensión necesaria para inyectar a la red, lo cual se logra con un transformador de poder de tamaño adecuado para la central. Todo esto esconde un problema en términos de modelamiento y tiene que ver en la impracticabilidad del modelamiento detallado de cada central generadora, por lo cual se requieren hacer agregaciones de manera de obtener un equivalente con el cual trabajar en estudios dinámicos. Por otro lado, al realizar el equivalente, hay información que se pierde y tiene que ver con la dinámica y comportamiento de cada celda, cada panel y cada inversor. Teniendo en cuenta el objetivo del trabajo se debe realizar la modelación y correspondiente simplificación de modelos y equivalentes. Para el caso en estudio, que corresponde a un estudio sistémico donde interesa el aporte de la central como un todo, un equivalente presenta un nivel de detalle suficiente.

Se desarrolló un método de agregación de centrales basándose en diferentes trabajos tanto de agregación de modelos de centrales eólicas como fotovoltaicas [34] [33]. Los pasos seguidos se enumeran a continuación:

- Fue necesario cambiar la potencia aparente nominal de la central, que inicialmente se encontraba fija en 0,5 MVA y ajustarla a la capacidad que tendría la central a modelar en MVA considerando un factor de potencia de 0,95. Luego la capacidad se calculó como sigue.

$$S = \frac{P_{nom}}{0,95} \quad (5.8)$$

Donde S es la potencia aparente nominal en MVA y P_{nom} es la potencia activa nominal en MW. También fue necesario ajustar el límite operacional de potencia activa, el cual es igual a la potencia nominal en MW de la central.

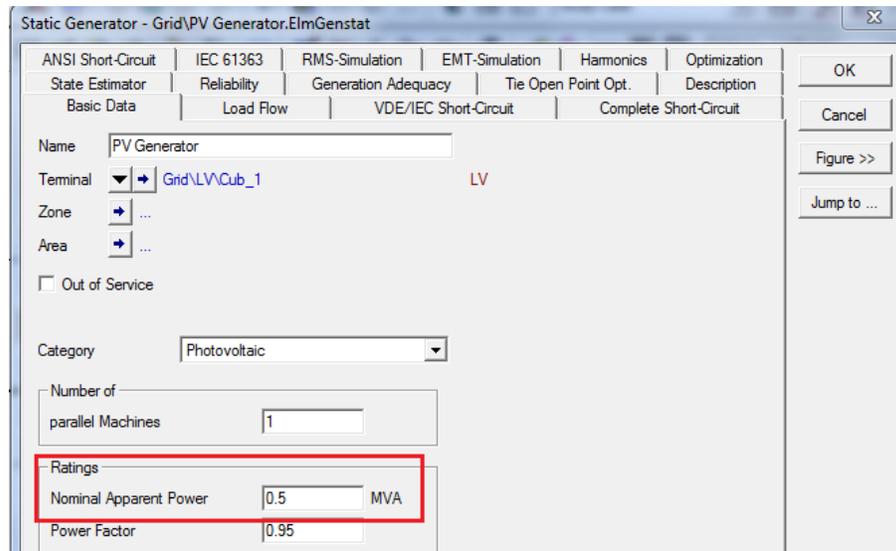


Figura 5.14 Configuración potencia aparente central fotovoltaica

- Con el fin de dimensionar correctamente la central, fue necesario cambiar la cantidad de paneles a usar. La central original contempla 140 arreglos en paralelo de 20 paneles en serie, lo cual da como resultado un voltaje de MPP del arreglo en torno a los 700 [V] dependiendo de la radiación. Al tomar en cuenta las características técnicas del inversor que se tomó como referencia [32], se observa que la tensión DC de entrada debe mantenerse cercana a ese valor, razón por la cual la cantidad de paneles en serie se dejó inalterada. Por esto último la variable a modificar fue la cantidad de arreglos en paralelo. Tomando en cuenta las características del panel que venía por defecto con el modelo, cuya potencia de MPP es 160 [W], se calculó la cantidad necesaria de paneles de manera de que fueran capaces de entregar la potencia nominal de cada central.

$$nParallelModules = \frac{P_{nom}}{160 * 20} \quad (5.9)$$

Con Pnom en W. Este dato fue insertado en la configuración del slot "Photovoltaic Model" que fue descrito en la sección 5.2. El resto de los parámetros se mantuvo constante.

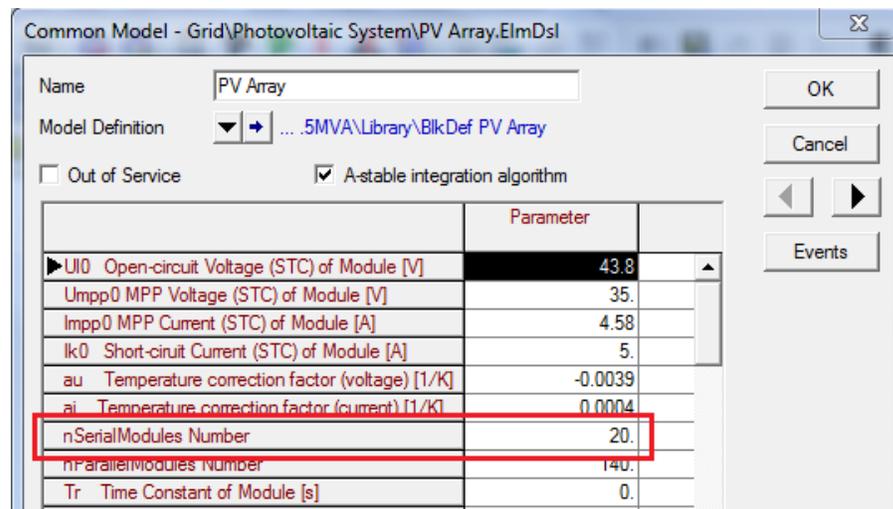


Figura 5.15 Configuración del slot "Photovoltaic Model"

- También fue necesario cambiar las características del condensador asociado a la planta. De acuerdo a [34], el condensador equivalente se puede calcular por la siguiente ecuación.

$$C_{eq} = \sum C_i \quad (5.10)$$

Basándose en [33] se puede inferir que es correcto que a medida que la central es más grande, el condensador también debe serlo de manera que pueda almacenar mayor energía y pueda cumplir bien su rol asignado como Link-DC. El valor obtenido se debe insertar como parámetro en el slot "DC busbar and Capacitor" también descrito en la sección 5.2. En el mismo slot se debe cambiar el parámetro "Pnen Rated Power [MW]" cambiándolo por la capacidad nominal de la central.

- Como paso final, se debe ajustar la condición inicial de voltaje del condensador "Udc0 Initial DC-voltage" en el slot "DC busbar and Capacitor", la cual debe ser obtenida para cada condición de radiación y operación de la central (MPP, *deloaded*) dada.

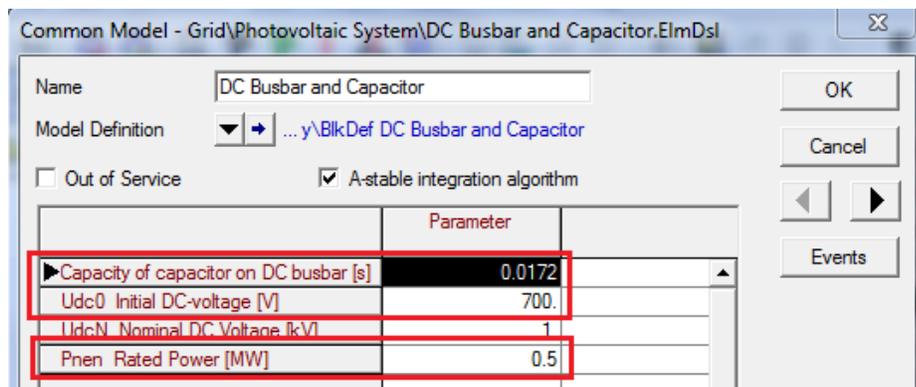


Figura 5.16 Configuración slot "DC Busbar and Capacitor"

Para corroborar y validar el procedimiento, se comparó los valores nominales que se encuentran en el *datasheet* del inversor que se usa como referencia con los obtenidos en diferentes simulaciones, los cuales estuvieron de acuerdo a lo esperado.

5.5. Incorporación de centrales solares en el modelo del SING

A manera de resumen se describe a continuación el proceso seguido para incorporar cada una de las centrales involucradas en los distintos escenarios estudiados en este trabajo.

1. Se realizó la agregación necesaria para obtener la central de la potencia nominal requerida, tal como se describe en la sección 5.3.
2. Se seleccionó el transformador acorde a la potencia nominal de la central, el cual fue ubicado dentro de la base de datos del SING que trae consigo el modelo usado.
3. Se incorporó una línea en 220 kV que conecta la central al sistema. Para estos efectos se realizó una estimación de la distancia entre la ubicación de la central y la barra de conexión en 220 kV usando Google Earth. Los resultados se muestran a continuación.

Escenario 1		
	Línea [km]	Punto de conexión
Atacama Solar	40	Lagunas
Calama solar 1 y 2	5	Calama
Pozo Almonte solar 1, 2 y 3	2,1	Pozo Almonte
Pica	57,4	Pozo Almonte
Lagunas	29	Lagunas
Salar Huasco	38	Pozo Almonte

Tabla 5.1 Líneas de alta tensión Escenario 1

Escenario 2		
	Línea [km]	Punto de conexión
San Pedro Atacama	32	Calama
PV Dos Cruces	2	Arica
Coya	4,3	Crucero
Wara 3	28	Pozo Almonte
Usya	13,3	Calama
Planta Solar Lagunas	NA	Lagunas
Almonte	3,8	Pozo Almonte

Tabla 5.2 Líneas de alta tensión Escenario 2

Escenario 3		
	Línea [km]	Punto de conexión
Calama Sur	16,8	Calama
San Miguel	2	Arica
Arica 2	2	Arica
Pozo Almonte	25,8	Pozo almonte

Tabla 5.3 Líneas de alta tensión Escenario 3

5.6. Determinación de condiciones de radiación y operación

Como se ha especificado anteriormente, la máxima potencia que es capaz de entregar un panel o un arreglo, está determinado, entre otros, por la radiación incidente. Por lo tanto, la potencia máxima que es capaz de entregar una central no será su capacidad nominal, sino aquella potencia que esté determinada por la radiación en la hora escogida. Cabe recordar que la hora de simulación se seleccionó tomando en cuenta la demanda horaria del sistema y también la generación solar horaria, la cual fue obtenida a partir de datos de radiación horarios reales. Estos datos se usaron como entrada para un modelo de central solar representativa de manera de obtener la generación en por unidad para 3 barras del norte grande (Pozo Almonte, San Pedro y Crucero) y con este dato se obtuvo la generación de cada central, según la asociación que fue posible realizar según cercanía con las barras disponibles.

Así, para la hora de simulación escogida fue posible realizar la siguiente asignación de radiación, dato que debe ser insertado en el *slot* "Solar Radiation".

Barra	Generación [pu]	Radiación [W/m²]
Pozo Almonte	0,89049824	902
San Pedro	0,85504197	872
Crucero	0,85835744	874

Tabla 5.4 Radiación en barras representativas

Cada nivel de radiación define una curva característica V-P de cada central, por lo que la potencia máxima capaz de inyectar a la hora escogida queda determinada. Una vez hecho lo anterior se debe realizar el procedimiento final que corresponde a la determinación de la condición inicial de tensión DC para la operación de la central escogida. Las condiciones de operación son dos: Máxima potencia y operación *deloaded*. Dentro de ésta última se realizó una sensibilidad en relación a la cantidad de reserva solar disponible con diferentes niveles de operación *deloaded*.

Capítulo 6 Análisis y resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos para las diferentes simulaciones realizadas. Estas se realizan para la hora 87 del año en la cual la demanda del sistema es de aproximadamente 2.200 MW. La contingencia a estudiar consiste en la salida intempestiva de la central generadora más grande en operación y corresponde a la central Angamos 1 con una potencia de 150 MW. A continuación se presenta una tabla con el valor de la inercia promedio ponderada para cada escenario de estudio.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
H sistema [s]	4,5	3,9	3,26	2,84

Tabla 6.1 Inercia del sistema todos los escenarios

6.1. Sin respuesta inercial

Como primer paso se estudió el comportamiento del sistema frente a una creciente inyección de energía solar fotovoltaica sin respuesta inercial por parte de los generadores fotovoltaicos. La respuesta de frecuencia del sistema para cada uno de los escenarios se presenta a continuación.

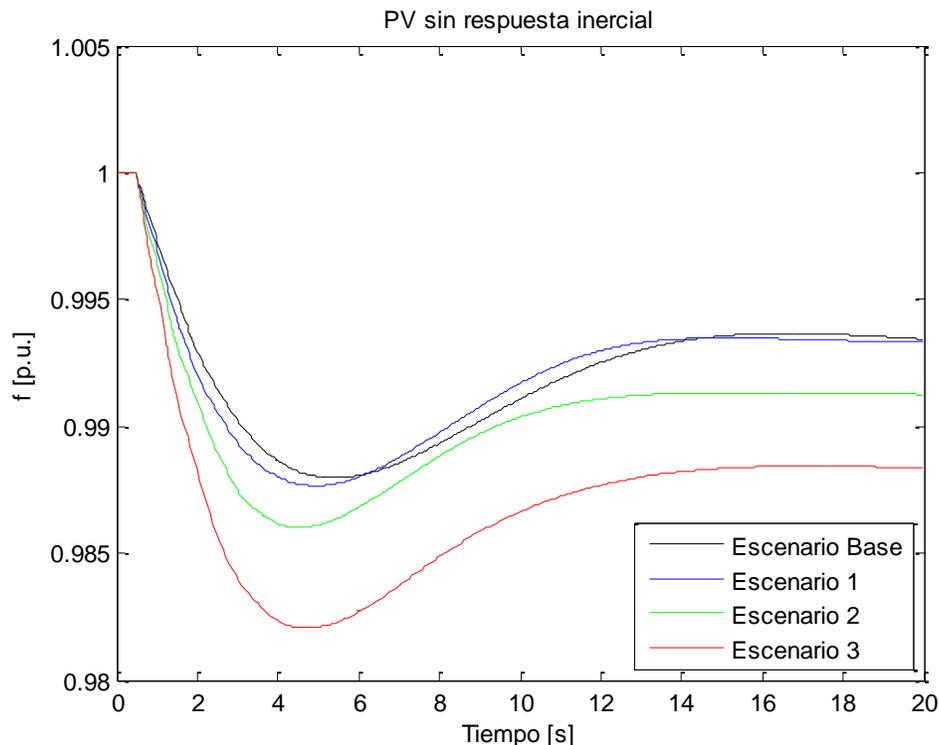


Figura 6.1 Frecuencia Crucero 220 kV Todos los escenarios PV Sin respuesta inercial

Se tomó como referencia la barra Crucero 220 kV debido a su relevancia en el sistema interconectado del norte grande SING, la frecuencia en otras barras es prácticamente la misma. Se puede observar en primera instancia que la respuesta del sistema empeora a medida que el porcentaje de penetración de energía solar fotovoltaica aumenta, debido principalmente a la salida de unidades generadoras desplazadas por la generación solar y la consiguiente disminución de la inercia del sistema, lo cual corresponde a un resultado esperado.

Para evaluar correctamente el Rocof de cada respuesta se hizo un zoom en los primeros segundos de la respuesta, el cual se puede apreciar a continuación.

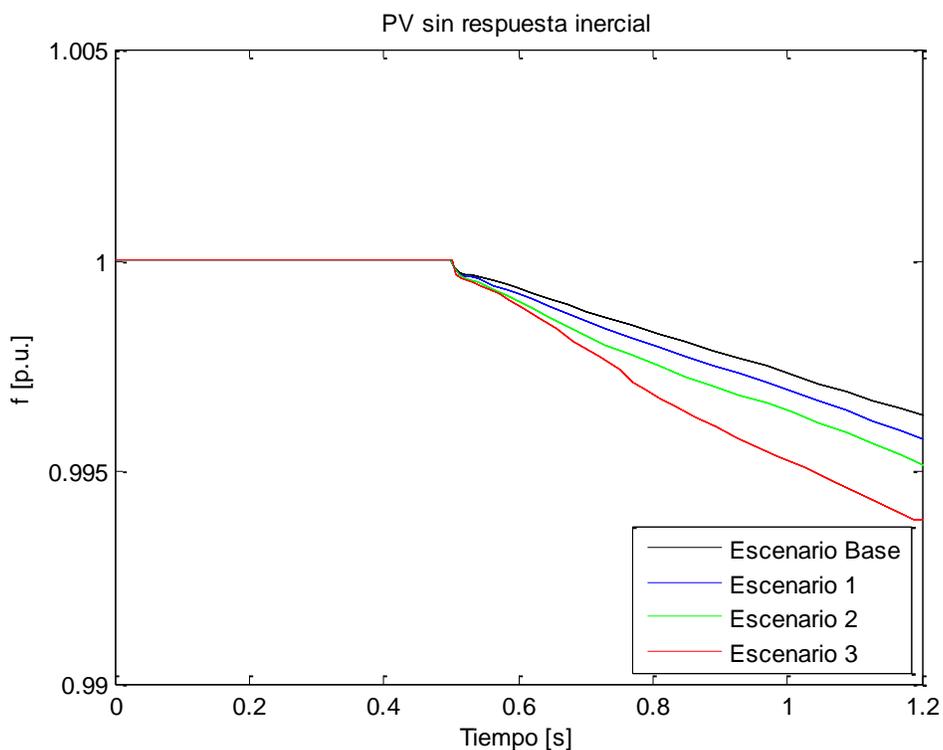


Figura 6.2 Primeros segundos de la respuesta del sistema PV sin respuesta inercial

Se puede observar que a medida que la penetración de energía solar aumenta, el Rocof aumenta. Se decidió evaluar la pendiente de la curva hasta el segundo 1.2 debido a que aproximadamente hasta ese instante su comportamiento se asemeja a uno lineal. A continuación se presenta una tabla con los valores de Rocof para cada escenario.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Rocof [Hz/s]	-0,244	-0,282	-0,328	-0,425

Tabla 6.2 Rocof todos los escenarios sin respuesta inercial

Lo que corresponde a aumentos del 16%, 34% y 74% respectivamente en la tasa de cambio de la frecuencia del sistema con respecto al caso base.

En el caso del Frequency Nadir se puede observar la misma tendencia que presentó el Rocof, en el sentido de empeoramiento de la respuesta. A medida que aumenta la generación fotovoltaica, el menor valor que toma la frecuencia va disminuyendo.

A partir de estos datos se calculó el valor del indicador n para todos los escenarios. A continuación se presenta una tabla con los resultados obtenidos.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Nadir [Hz]	49,4	49,35	49,3	49,1
n [%]	-	-2,5	-16,7	-49,2

Tabla 6.3 Nadir todos los escenarios sin respuesta inercial

El signo negativo de los indicadores indica empeoramiento de la desviación máxima de frecuencia del sistema.

Finalmente para el caso del valor de régimen permanente y siguiendo con la tónica de los parámetros anteriores, se observa un empeoramiento del valor de régimen permanente a medida que aumenta la generación solar. A partir de estos datos se calculó el indicador p para todos los escenarios. Se presentan los valores en la siguiente tabla.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Régimen permanente [Hz]	49,68	49,67	49,57	49,42
p [%]	-	-3	-35,9	-81,2

Tabla 6.4 Valor Régimen permanente todos los escenarios sin respuesta inercial

El signo negativo significa un empeoramiento en la diferencia entre el valor nominal y el de régimen permanente con respecto al caso base.

Lo observado responde principalmente a la reducción de la inercia del sistema y a la disminución de la reserva por la salida de generadores convencionales desplazados por la generación solar.

En la Figura 6.3 se presenta la potencia activa total de las centrales solares normalizada para todos los escenarios. Se puede observar que su aporte a los primeros segundos de ocurrida la contingencia es bastante pequeño y responde mayormente a la interacción del inversor con las variables de red (tensión y frecuencia) debido a que no existe ningún control de potencia activa implementado.

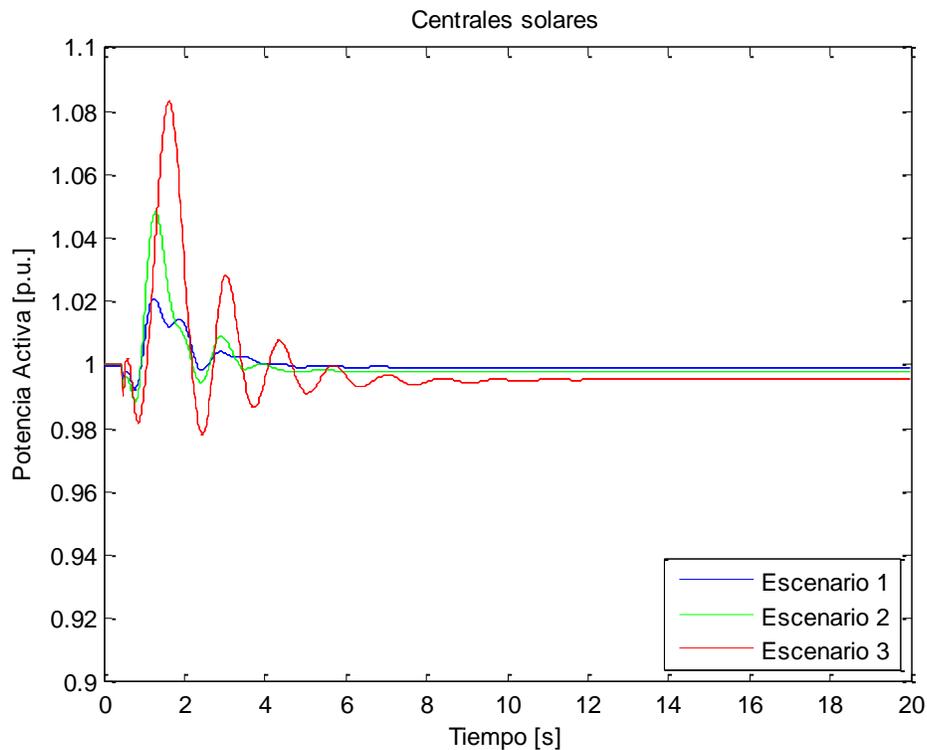


Figura 6.3 Generación Solar Total en p.u Sin respuesta inercial

En general se observa un fuerte efecto de la penetración de energía solar en la respuesta del sistema a la contingencia estudiada. Las variaciones observadas para el escenario 1 son pequeñas considerando la cantidad de energía proporcionada por las centrales solares, por lo que se puede decir que el escenario 1 presenta prácticamente la misma respuesta que el escenario base. En el escenario 3 se observa un importante deterioro de la respuesta.

6.2. Incorporación de respuesta inercial

A continuación se presentan los resultados obtenidos para todos los escenarios incorporando la respuesta inercial desarrollada. Cabe decir que lo que se implementó fue una operación *deloaded* de 10% con control *Droop*, por lo que se tiene una reserva de potencia activa en las plantas fotovoltaicas, además de la reserva de los generadores convencionales.

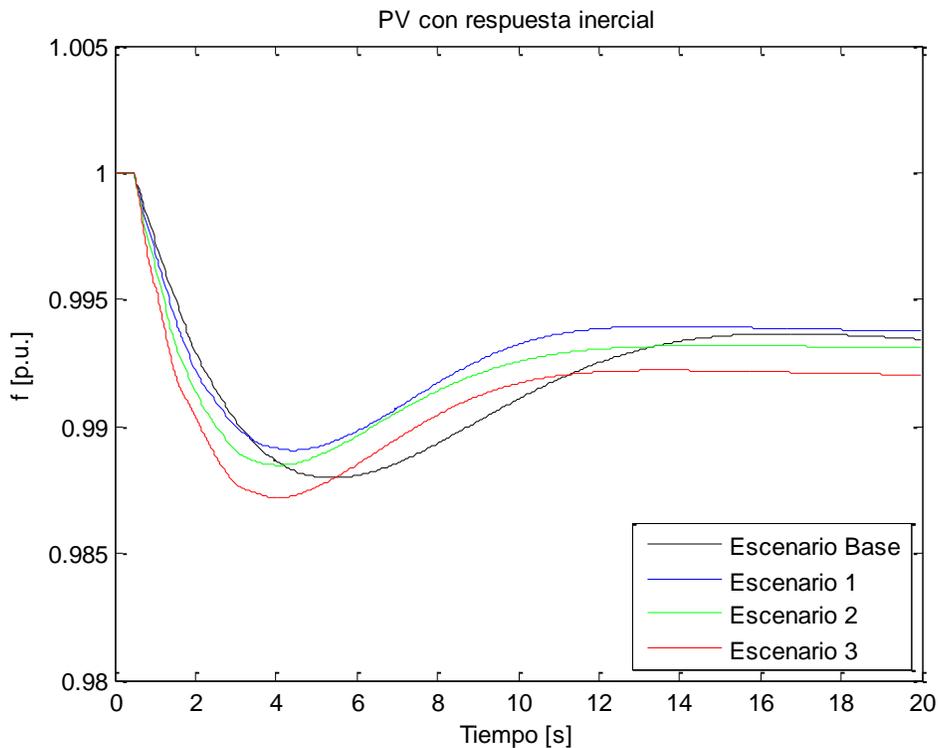


Figura 6.4 Frecuencia Crucero 220 kV Todos los escenarios PV con respuesta inercial

Se observa que el control implementado mejora notablemente la respuesta del sistema ante la contingencia y la hora escogida para todos los escenarios. El desempeño es solo peor que el caso base en el escenario 3, que corresponde al de mayor penetración de energía solar fotovoltaica, con un 50,9% de la energía consumida en esa hora proveniente de aquellas fuentes. Tomando en cuenta solo los escenarios que incluyen inyección solar, es posible notar la tendencia observada anteriormente que corresponde a un empeoramiento de la respuesta a medida que aumenta la penetración de energía solar, debido principalmente a la salida de operación de centrales convencionales y la correspondiente disminución de la inercia del sistema. Incluso cuando en este caso las centrales solares incluyen reserva, el delta de reserva ganado es menor al delta de reserva perdido por la salida de operación de centrales, lo que explicaría lo observado, principalmente en relación al valor de régimen permanente.

Con el objetivo de evaluar el Rocof se hizo un zoom en los primeros segundos de la respuesta. El resultado se muestra a continuación.

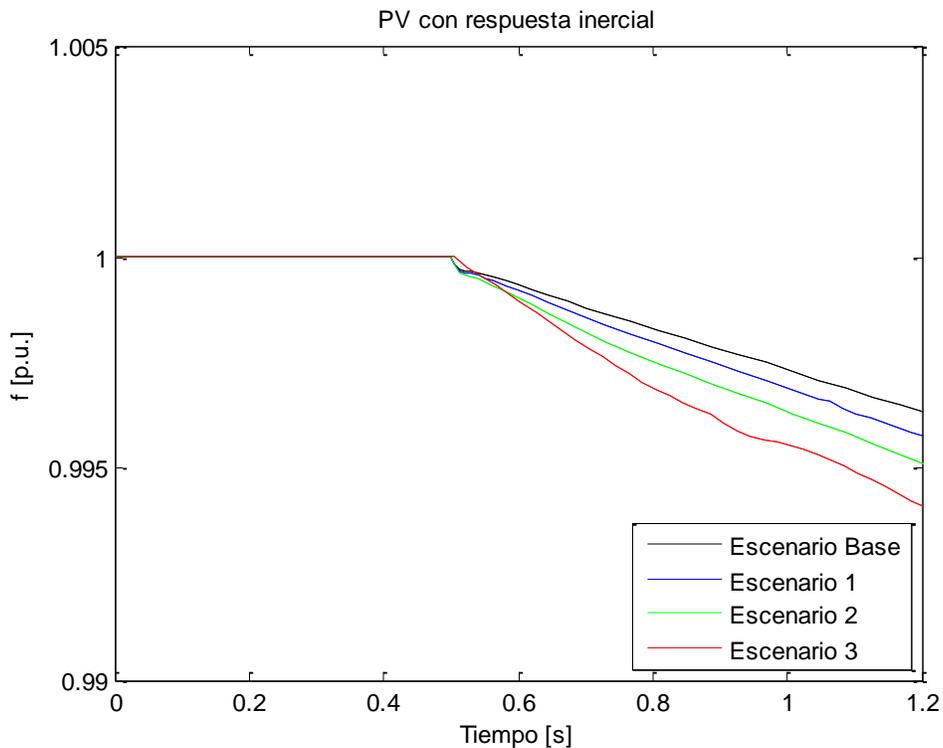


Figura 6.5 Primeros segundos de la respuesta del sistema PV con respuesta inercial

Se puede observar la misma tendencia que se dio en el caso sin respuesta inercial y que corresponde a un aumento en el Rocof a medida que la penetración de energía solar aumenta. A continuación se presenta una tabla con los valores de Rocof para cada caso.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Rocof [Hz/s]	-0,244	-0,278	-0,332	-0,422

Tabla 6.5 Rocof todos los escenarios con respuesta inercial

Lo anterior corresponde a aumentos de 14%, 36% y 73% respectivamente en la tasa de cambio de la frecuencia del sistema con respecto al caso base.

En el caso del Nadir, se puede observar la mejora de la respuesta debido al control implementado. Considerando la frecuencia mínima alcanzada (Nadir) es directo que salvo en el escenario 3, la respuesta mejora con respecto al caso base. Con los datos del Nadir se calculó el indicador n para todos los escenarios. A continuación se presentan los valores obtenidos.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Nadir [Hz]	49,4	49,45	49,42	49,36
n [%]	-	9,7	4,2	-6,7

Tabla 6.6 Nadir Todos los escenarios Con respuesta inercial

El signo positivo indica una mejora en la desviación máxima de frecuencia del sistema y el signo negativo indica empeoramiento.

A continuación se presentan los valores de régimen permanente. A partir de los datos se calculó el indicador p para todos los escenarios. Los valores se presentan a continuación.

	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Régimen permanente [Hz]	49,68	49,69	49,66	49,61
p [%]	-	3	-6,3	-23,4

Tabla 6.7 Valor régimen permanente Todos los escenarios Con respuesta inercial

El signo positivo significa una mejora en la diferencia entre el valor nominal y el de régimen permanente con respecto al caso base y el signo negativo significa un empeoramiento.

Es importante destacar que el control implementado adelantó el momento en que la frecuencia alcanza su mínimo, lo que se debe principalmente a la rapidez de respuesta que presenta el convertidor de los paneles provocada por la electrónica de potencia involucrada en el funcionamiento de éste. Así también se puede observar que en realidad, toda la curva se encuentra desplazada hacia atrás en el tiempo, es decir, tanto el Nadir como el valor de régimen permanente se alcanzan en un tiempo anterior comparado con el caso base, lo cual tiene fundamento en lo recién explicado con respecto al convertidor.

En la Figura 6.6 se presenta la potencia activa total de las centrales solares para cada uno de los escenarios en p.u. Es posible notar como a medida que aumenta la penetración de energía solar, el aporte a la contingencia es mayor, debido a que la reserva de energía es mayor al aumentar en número de centrales fotovoltaicas en operación *deloaded*.

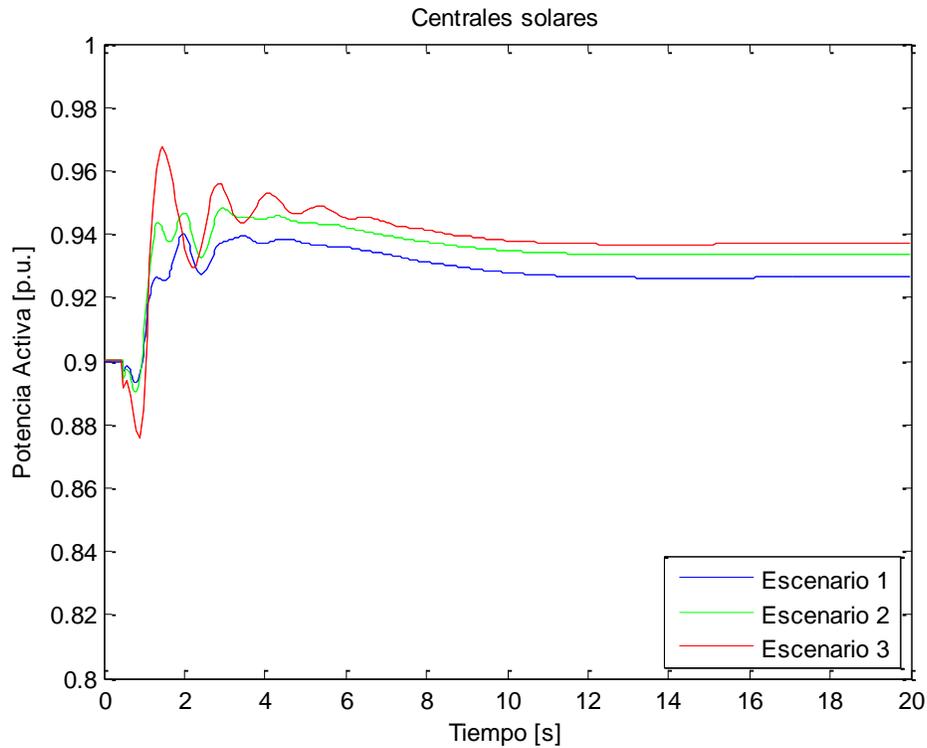


Figura 6.6 Generación Solar total en p.u Con respuesta inercial

6.3. Comparación de escenarios

A continuación se realizará un análisis de cada escenario por separado, sin respuesta inercial de parte de los generadores solares e incorporando el control desarrollado.

6.3.1. Escenario 1

Este escenario corresponde a uno donde la penetración de energía solar es de un 8% con respecto a la potencia instalada en el SING. Además de eso, para la hora seleccionada, la generación solar corresponde al 18% de la energía total demandada. Esta energía ha desplazado algunas centrales disminuyendo la inercia promedio del sistema desde 4,5 s a 3,9 s. A continuación se presenta la respuesta para éste escenario con y sin respuesta inercial implementada.

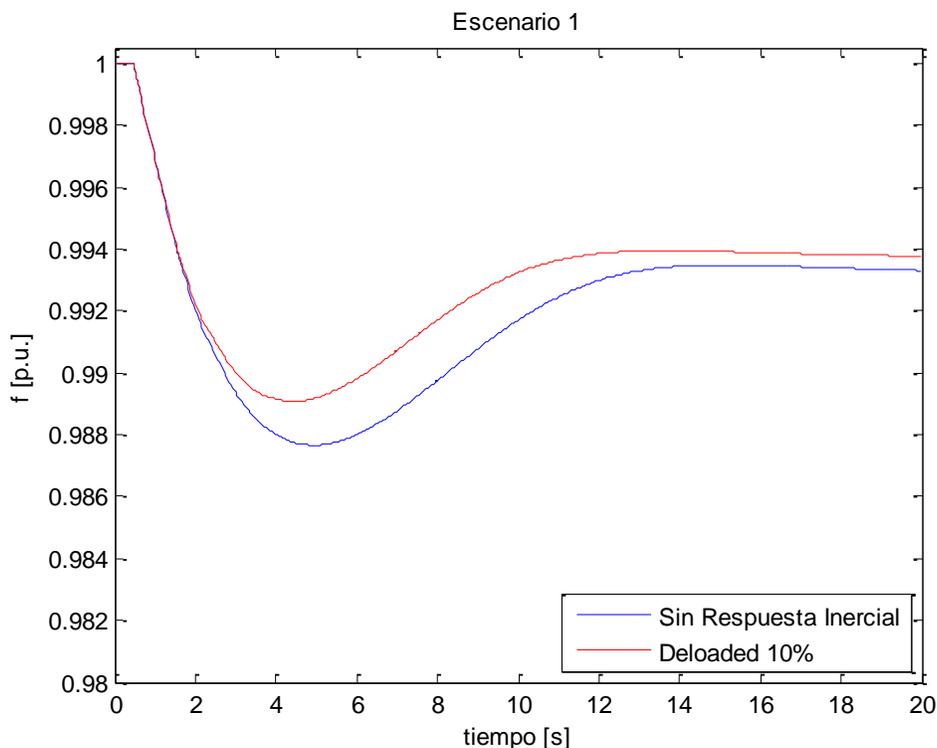


Figura 6.7 Escenario 1 con y sin respuesta inercial PV

Se observa una mejor respuesta tanto en el Nadir como en el valor de régimen permanente, el Rocof no sufre mayor variación para los primeros segundos de respuesta. A continuación se presentan los valores de los parámetros y los indicadores para este escenario.

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Régimen Permanente [Hz]	r [%]	n [%]	p [%]
Sin respuesta inercial	-0,282	49,35	49,67	-	-	-
Con respuesta inercial	-0,278	49,46	49,69	1,4	11,4	6,1

Tabla 6.8 Parámetros e indicadores escenario 1 con y sin respuesta inercial

Como lo expresan los indicadores, la mayor mejora se presenta en el Nadir, mientras que la variación del Rocof es cercana a cero. También es posible notar el desplazamiento de la curva en el tiempo, provocado por la rápida respuesta del convertidor. A continuación se presenta la señal de control P_{ref} para una central solar y su efecto sobre la señal de control i_d . Las curvas corresponden a la central Atacama Solar pero son representativas para el resto de las centrales dado que todas tienen implementado el mismo control *droop*. Se observa que la señal P_{ref} sigue la forma invertida de la frecuencia, consecuencia de su diseño y el signo negativo presente en el control *droop*. Esto tiene su efecto en la corriente i_d y es posible notar que tiene una

forma levemente distinta. Esto se debe principalmente a las constantes de tiempo involucradas en el cálculo de i_d , las cuales retardan la respuesta de la central.

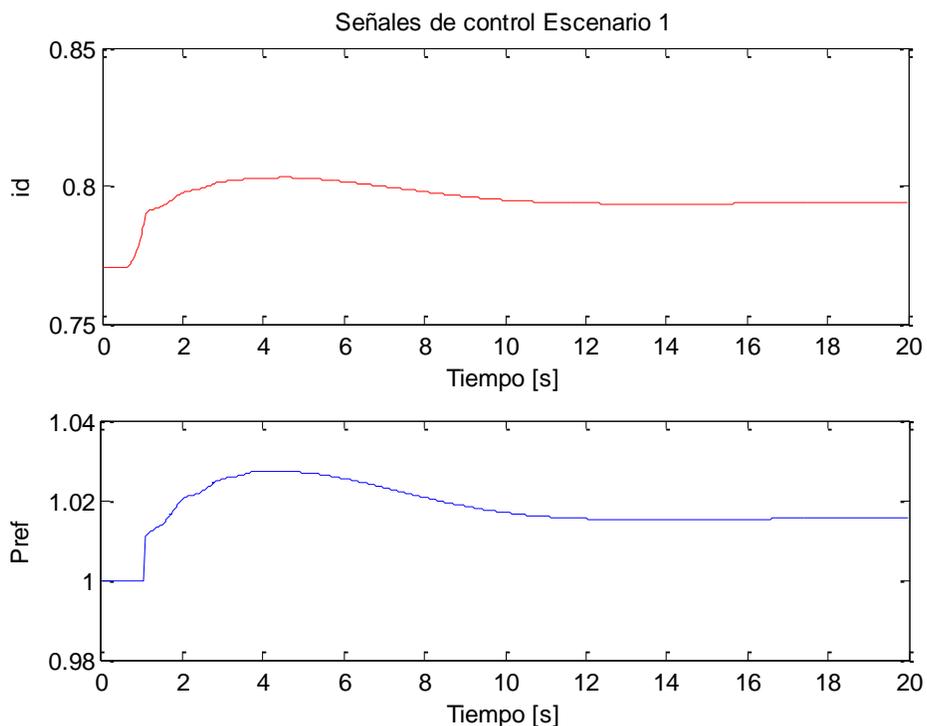


Figura 6.8 Señales de control Escenario 1

6.3.2. Escenario 2

En este escenario la penetración de energía solar es de un 16% con respecto a la potencia instalada en el SING. Para la hora seleccionada, la generación solar corresponde a casi el 38% de la energía total demandada. Esta energía ha desplazado aún más centrales convencionales, disminuyendo la inercia promedio del sistema de 4,5 s a 3,26 s. A continuación se presenta la respuesta para este escenario con y sin respuesta inercial implementada

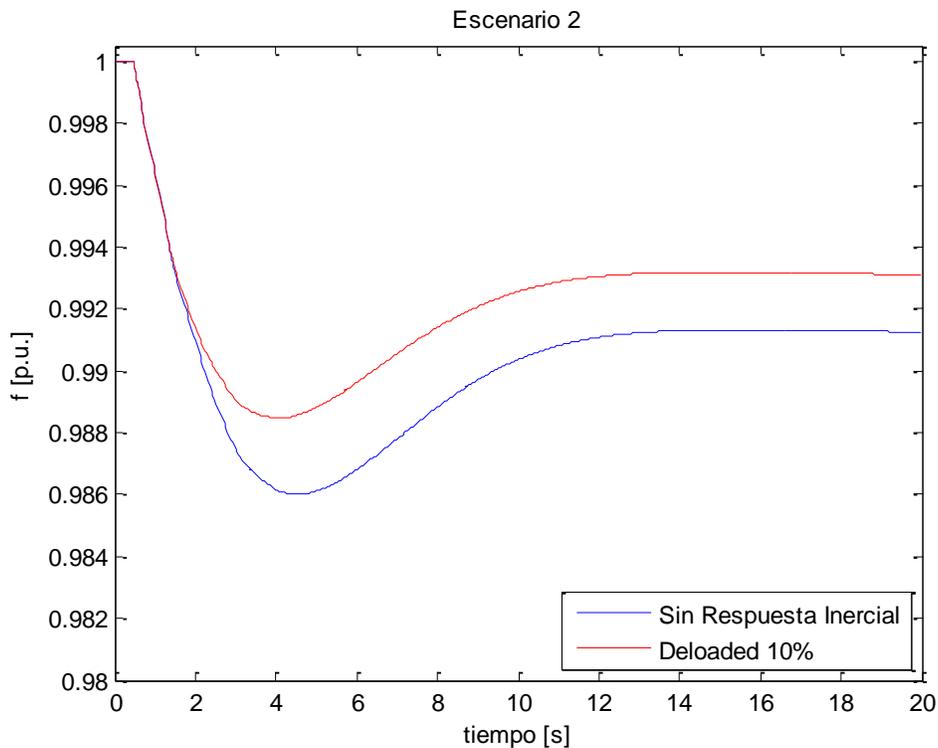


Figura 6.9 Escenario 2 con y sin respuesta inercial PV

Para este escenario se observa una evidente mejora tanto en el Nadir como en el valor de régimen permanente. El Rocof, al igual que el escenario anterior, no sufre mayor variación para los primeros segundos de respuesta. A continuación se presentan los valores de los parámetros y los indicadores para este escenario.

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Régimen Permanente [Hz]	r [%]	n [%]	p [%]
Sin respuesta inercial	-0,328	49,30	49,57	-	-	-
Con respuesta inercial	-0,332	49,43	49,66	-1,2	17,9	21,8

Tabla 6.9 Parámetros e indicadores escenario 2 con y sin respuesta inercial

Se puede observar que la mayor variación se presenta en el valor de régimen permanente: sin respuesta inercial 49,57 Hz, mientras que con respuesta inercial 49,66 Hz. El valor de Nadir también presenta una mejora importante de 49,3 Hz a 49,43 Hz. Al igual que el escenario anterior se observa el desplazamiento de la curva provocado por la rápida respuesta del convertidor. Las señales de control (*id* y *Pref*) se han omitido para este escenario debido a su similitud con las presentadas anteriormente para escenario 1 y se incluyen en los anexos.

6.3.3. Escenario 3

Para este último escenario la penetración de energía solar es de un 22% con respecto a la potencia instalada. Para la hora seleccionada, la generación solar corresponde a más del 50% de la energía total demandada, lo que a priori es crítico. Esta energía ha desplazado varias centrales convencionales, disminuyendo la inercia promedio del sistema de 4,5 s a 2,84 s. A continuación se presenta la respuesta para éste escenario con y sin respuesta inercial implementada.

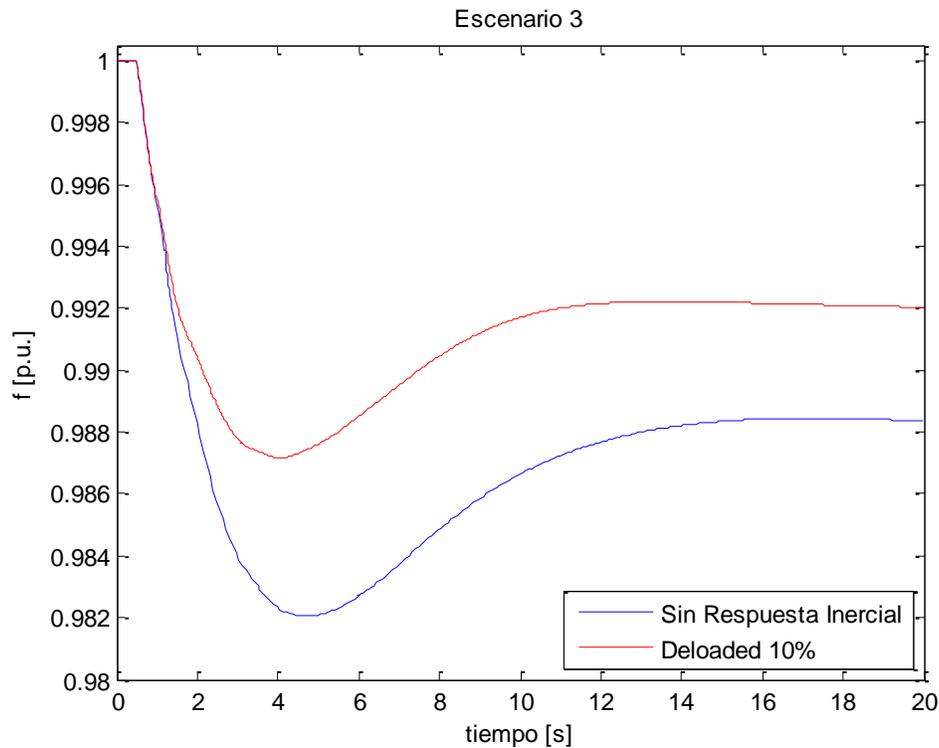


Figura 6.10 Escenario 3 con y sin respuesta inercial PV

Se observa una mejora importante en la respuesta del sistema, tanto en el Nadir como en el valor de régimen permanente. El Rocof, como viene siendo la tónica, no sufre una mejora evidente. A continuación se presentan los valores de los parámetros y los indicadores para este escenario

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Régimen Permanente [Hz]	r [%]	n [%]	p [%]
Sin respuesta inercial	-0,425	49,10	49,42	-	-	-
Con respuesta inercial	-0,422	49,36	49,61	0,7	28,5	31,9

Tabla 6.10 Parámetros e indicadores escenario 3 con y sin respuesta inercial

Se observa, al igual que el escenario anterior, una mejora importante en el valor de régimen permanente, desde 49,42 Hz a 49,61 Hz, seguido por la mejora de casi un 30% en el Nadir, desde 49,10 Hz a 49,36 Hz. También se puede notar el desplazamiento de la curva provocado por la respuesta rápida del convertidor. Las señales de control para este escenario se incluyen en los anexos.

6.4. Resumen de resultados

A partir de los resultados presentados anteriormente se puede rescatar la tendencia negativa que presenta la respuesta del sistema a medida que la inyección de energía solar aumenta, causada principalmente por la disminución en la inercia y reserva del sistema. Sus efectos son notorios para el caso en que las centrales solares no incluyen respuesta inercial. Para el escenario de mayor inyección solar se observan deterioros de más del 50% en cada indicador cuyo peor efecto se da sobre el valor de régimen permanente que presenta un deterioro de 81%. Para el escenario 1 se observa un deterioro más bien pequeño en comparación con el escenario base, lo que puede significar un indicador de que el sistema sería capaz de incorporar de buena manera tal cantidad de energía solar fotovoltaica.

Frente a la incorporación de respuesta inercial de parte de las centrales fotovoltaicas se observa una destacable mejora en los resultados, resultando incluso algunos escenarios mejores que el escenario base sin generación solar. La incorporación de respuesta inercial atenúa el efecto negativo que tiene la generación fotovoltaica sobre la respuesta del sistema, aunque sin hacerlo desaparecer del todo, particularmente en el valor de régimen permanente que presenta un empeoramiento de 24% en el peor caso. El valor más bajo de Nadir, en el escenario de mayor penetración fotovoltaica, es apenas un 7% peor que el caso base, lo que es un resultado destacable.

Cabe destacar lo ocurrido con el RocoF en los resultados obtenidos. Es posible percatarse de su casi nula variación entre el caso sin respuesta y con respuesta inercial. Esto se puede atribuir a que la constante de inercia del sistema (H) no presentó variación con la incorporación de la respuesta diseñada. Al momento de ocurrir la contingencia, la energía faltante fue tomada de los rotores de los generadores síncronos y, debido a la banda muerta implementada en el control de respuesta inercial, hubo un periodo corto de tiempo en que las centrales fotovoltaicas no cambiaron su potencia. Esto explica también por qué sí fue posible observar el efecto en el Nadir, dado que a través de la literatura se asocia el RocoF y el Nadir a la inercia del sistema.

Por último cabe destacar el efecto temporal de la respuesta implementada, que dice relación con el “desplazamiento” hacia la izquierda de la frecuencia, que es provocado por la rápida respuesta de la electrónica de potencia involucrada en el funcionamiento del convertidor, lo que tiene su efecto sobre la tasa de toma de carga que presentan las centrales fotovoltaicas.

6.5. Análisis de sensibilidad del nivel de reserva

Se realizó la simulación de los escenarios antes presentados para tres valores de reserva solar. Con este fin, además de la operación *deloaded* 10% cuyos resultados ya fueron presentados, se realizaron simulaciones para una reserva de potencia activa de las centrales solares de 7% y 13%. Para estos efectos se necesitaron cambios en el despacho y en la condición inicial del condensador. Los resultados se presentan en las Figuras 6.11, 6.12 y 6.13.

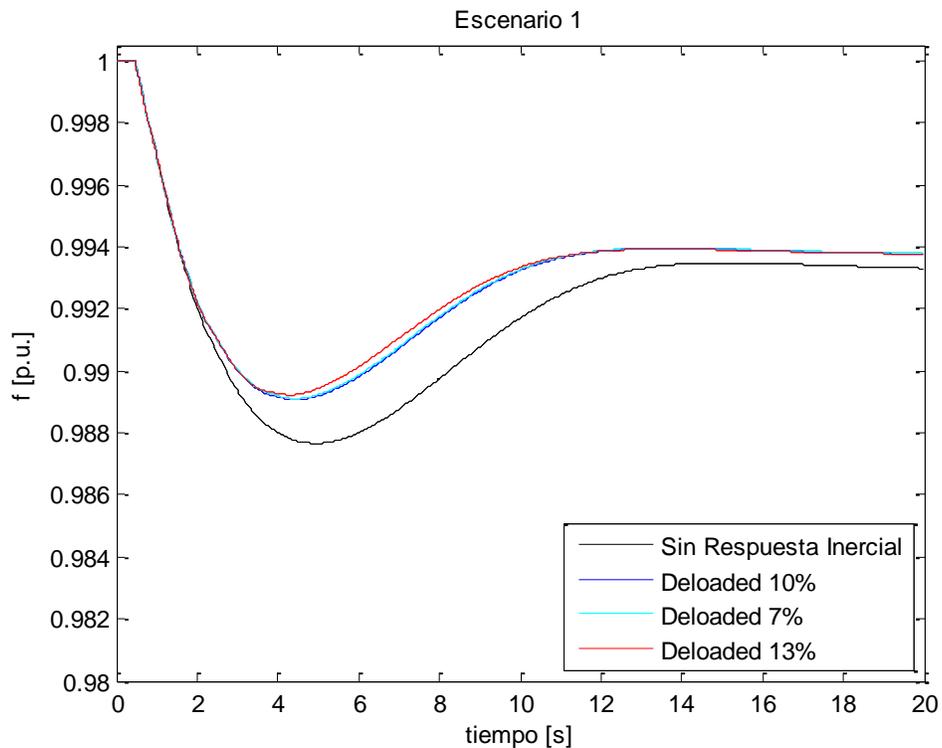


Figura 6.11 Escenario 1 Distintos niveles deloaded

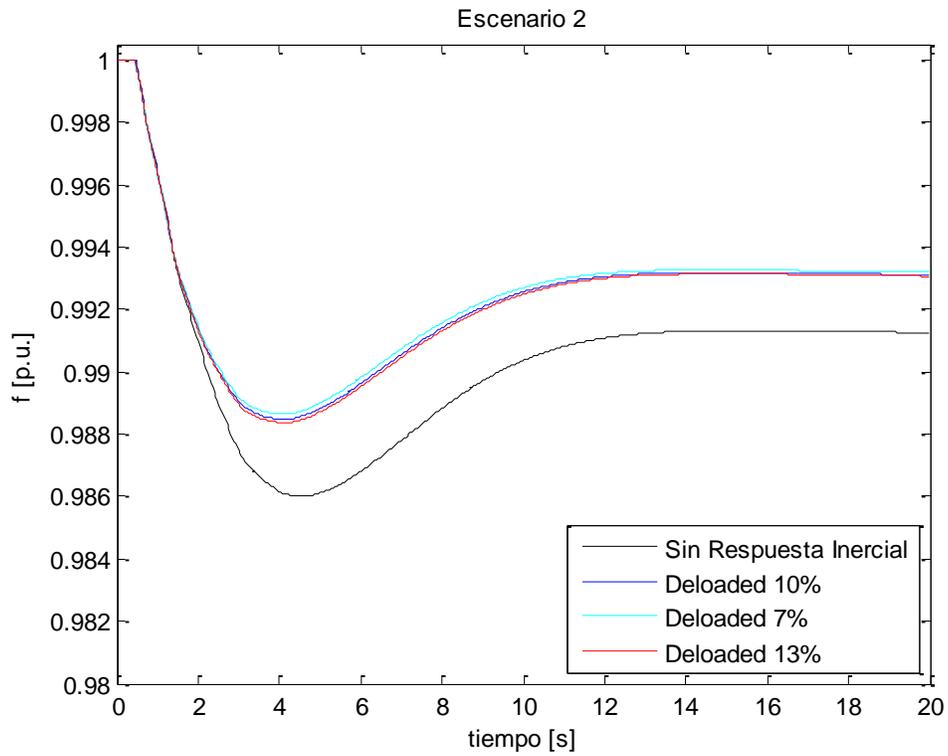


Figura 6.12 Escenario 2 Distintos niveles deoloaded

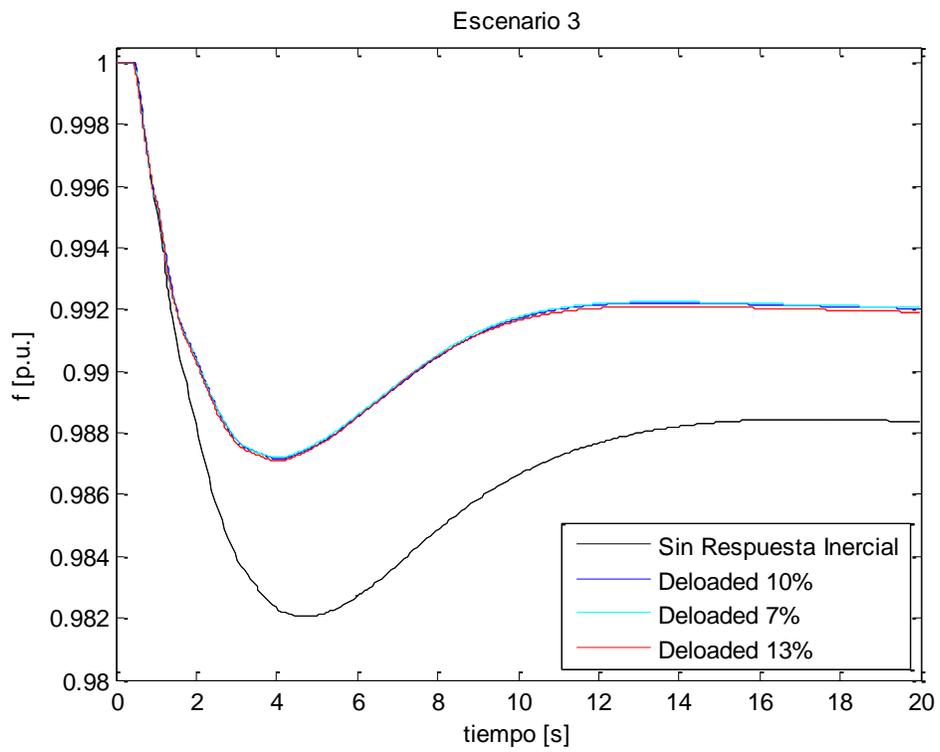


Figura 6.13 Escenario 3 Distintos niveles deoloaded

Se observa de los gráficos presentados que la respuesta es prácticamente la misma en todos los escenarios y para los 3 niveles de operación *deloaded*. Esto se explica debido a que la variación en la reserva de potencia activa de las centrales solares no tiene gran impacto sobre la frecuencia del sistema. Al tener más o menos reserva, se debe hacer un ajuste en el despacho, lo que explica las diferencias mínimas que se observan de los gráficos, pero la operación y respuesta de las centrales solares es la misma y está determinada por el control *droop* implementado y la desviación de frecuencia, que no sufrió cambios. La contingencia estudiada no exige una entrega completa de la reserva de las centrales solares, por lo que con la reserva de 7% es suficiente para obtener la respuesta requerida.

A través de los resultados antes presentados, es posible observar la notable mejora que significa la incorporación de respuesta inercial por parte de las centrales fotovoltaicas. A pesar de que una mayor penetración de este tipo de energía tiene un efecto negativo sobre la estabilidad de frecuencia del sistema, la incorporación del control desarrollado permite atenuar en gran medida éste hecho, lo que es posible observar en el escenario de mayor penetración donde, al incorporar respuesta inercial, el menor valor que toma la frecuencia es apenas un 7% peor que el caso base (sin generación fotovoltaica). Este resultado es significativo dado que, debido a la generación solar, se produjo un desplazamiento de centrales convencionales (en total 6 máquinas), lo cual significa una disminución importante de la inercia del sistema. Aún con 6 máquinas menos, el sistema tuvo un desempeño similar al caso base (en cuanto a respuesta inercial), lo cual es un punto importante a destacar. En los otros dos escenarios, de menor penetración, la incorporación de respuesta inercial no solo mejora la respuesta con respecto al caso sin control implementado, sino que es incluso mejor que el caso base sin centrales fotovoltaicas. Este resultado es de suma importancia dado que aporta un antecedente positivo a la hora de considerar el impacto de este tipo de centrales.

Dadas las características del control implementado, se tiene que la central fotovoltaica no generará toda la energía que dispone. Esto ocurre al operar el panel en una tensión diferente a aquella que entrega la máxima potencia. Esto supone un desincentivo en términos económicos, debido a que las ventas por energía serán menores de lo que se obtendría si se operara a máxima capacidad. Frente a esto, sería recomendable desarrollar un sistema de pago por servicios complementarios que incluyera a las centrales ERNC. De esta forma, tendrían un ingreso extra que les ayudaría a ser más rentables. En particular a este estudio, el pago por servicio complementario de apoyo a la respuesta inercial podría ser un incentivo, tanto para centrales eólicas como para centrales fotovoltaicas, para participar de la respuesta del sistema frente a un desbalance entre carga y generación.

De momento, los generadores ERNC en Chile no tienen ningún incentivo a incorporar controles o equipos adicionales, debido a que no se les exige ningún tipo de aporte frente a contingencias distinto de mantenerse conectados. La norma técnica Chilena [35] no establece requisitos especiales de conexión para energía eólica y la energía solar no aparece siquiera mencionada, sin embargo existen requerimientos de *fault ride*

through establecidos para centrales eólicas, lo cual significa un avance. Con lo anterior, sería recomendable incorporar a la normativa exigencias para este tipo de centrales, de manera de anticiparse a los eventuales problemas que presentaría el sistema frente a una inyección importante de este tipo de energías. También, frente al desarrollo de controles como el presentado en esta memoria para centrales fotovoltaicas así como otros desarrollados para centrales eólicas, será posible considerar a estas centrales para control primario por ejemplo, al ser capaces de desplegar reservas de potencia activa de la misma forma que lo realizan las centrales convencionales. Todo esto son resultados que ayudan a la integración de las ERNC a los sistemas de potencia y que van en la dirección de un desarrollo de sistema más moderno e inteligente.

Capítulo 7 Conclusiones

El trabajo realizado analiza la estabilidad de frecuencia del sistema interconectado del norte grande SING, proyectado al año 2020 frente a tres escenarios de penetración de energía solar fotovoltaica, que corresponden a 8%, 16% y 22% con respecto a la capacidad instalada. Este análisis se lleva a cabo para la peor contingencia identificada y corresponde a la salida intempestiva de la central convencional más grande en operación, en la hora donde la generación convencional es mínima. Los casos a estudiar fueron dos, a saber: sin control de potencia de parte de las centrales solares, e incorporando operación *deloaded* en conjunto con control *droop*, vía control de convertidor. Se realizó también este estudio para tres niveles diferentes de operación *deloaded* los cuales fueron 7%, 10% y 13% de reserva.

Los resultados muestran como la respuesta del sistema se va deteriorando a medida que la penetración de energía solar aumenta, principalmente por dos razones: desmedro de la inercia del sistema provocado por centrales convencionales desplazadas por energía solar, y por disminución de la reserva del sistema provocado por la misma razón anterior. Sin embargo para el escenario 1, que supone un 8% de penetración, se observa un deterioro menor en la respuesta (alrededor de 3% para el Nadir y el valor de régimen permanente) en comparación al caso donde no existe generación solar, lo que es un indicador de que el sistema estaría bien preparado, en lo que a frecuencia se refiere, para absorber esta cantidad de energía solar sin incluir ningún tipo de control de potencia o aporte a contingencias de las centrales. Por otro lado, para el caso con mayor penetración de energía solar se obtuvieron deterioros importantes de la respuesta, con un desmedro del 50% en el Nadir y un 80% en el valor de régimen permanente. También es posible observar la relación entre la respuesta inercial del sistema y el valor de régimen permanente que se puede alcanzar, el cual corresponde al equilibrio post-contingencia. Se observa que mientras mejor sea la respuesta inercial del sistema (Rocof y Nadir) mejor puede llegar a ser el valor de régimen permanente. Por todo lo anterior, se puede decir que la inclusión masiva de energía solar fotovoltaica tiene un efecto negativo sobre la respuesta inercial del sistema y sobre el desempeño del control primario de frecuencia en caso que no se incluya respuesta inercial en las unidades

Al momento de incluir la respuesta inercial en los generadores fotovoltaicos se asignó arbitrariamente la cantidad de reserva y se determinaron las condiciones de operación de la central, a saber: radiación y condición inicial del condensador del Link-DC.

Con la incorporación del aporte inercial en los generadores fotovoltaicos se observó una mejora destacable en el desempeño del sistema frente a desbalances entre carga y generación tanto en el Nadir como en el valor de régimen permanente. La mejora es tal que el escenario 3 cuya penetración de energía solar es máxima, presenta un Nadir apenas un 7% peor que el caso base sin generación fotovoltaica. Es interesante notar la casi nula influencia sobre el Rocof en los primeros segundos de respuesta de la

reserva solar, lo que se puede atribuir a que la constante de inercia del sistema se vio inalterada con la incorporación de esta reserva. Esto, sumado a la banda muerta que incluye el control *droop*, tuvo como consecuencia que durante los primeros segundos post-contingencia las centrales fotovoltaicas no realizaran aporte de potencia activa y el valor de Rocof no presentara variación. El aporte se pudo apreciar en el Nadir y el valor de régimen permanente, además del efecto de “desplazamiento” de la curva en el tiempo. Este fenómeno se puede atribuir a la rapidez de la conmutación de las compuertas que constituyen el convertidor, logrando una respuesta rápida y robusta. De esta forma la incorporación de respuesta inercial mediante convertidor tiene dos ventajas: Mejora el desempeño del sistema y “adelanta” la respuesta del mismo, lo que tiene un efecto positivo sobre el control primario de frecuencia que realizan las centrales convencionales.

También es posible observar que a medida que la penetración de energía solar aumenta, mayor es la mejora que significa la incorporación de operación *deloaded* al comparar los casos con y sin respuesta inercial. Mientras en el escenario 1 las mejoras en el Nadir y valor de régimen permanente se mueven entre 6 y 10%, para el escenario 3 se observan mejoras del 30% para estos dos parámetros. Sin embargo, este tipo de operación presenta una desventaja en el ámbito económico dado que supone no generar toda la energía que se dispone. A menos que exista algún tipo de compensación o pago por servicio complementario, significará pérdida de dinero en cuanto a venta de energía se refiere. Por otro lado, representa una solución con independencia de equipos adicionales en el caso que un aporte a contingencias se hiciera requisito de entrada en operación.

Sobre la sensibilidad realizada en la reserva solar, es posible decir que esta no tiene ningún efecto sobre la respuesta del sistema para esta condición de operación. Esto, básicamente, porque la contingencia no logra exigir al máximo las centrales, lo que puede observarse en el gráfico que presenta la producción de potencia activa en p.u (Figura 6.6). Lo que hubiera logrado un efecto sobre la respuesta del sistema, hubiese sido una variación en el parámetro Rfv del control *droop* implementado, debido a que este tiene una influencia directa sobre el aporte de potencia frente a la contingencia.

Es pertinente mencionar el caso donde se quiera coordinar reserva de potencia activa de origen solar de parte de un CDEC. Para estos efectos y la caracterización correcta de la reserva (en cuanto a cantidad se refiere) será necesaria y crítica la implementación de predicción de las condiciones de radiación de los parques, de manera de lograr las reservas requeridas y lograr una correcta operación de las mismas.

Los resultados muestran que la inyección masiva de generación fotovoltaica tiene un efecto negativo importante sobre la respuesta del sistema. Es por eso que es recomendable abordar el tema a nivel de normativa, de manera de anticiparse a problemas de estabilidad producidos por estas razones. Requerimientos de incorporación de respuesta inercial por parte de generadores fotovoltaicos son

recomendables a nivel de norma técnica ya que los resultados muestran que a partir de una penetración del 14% la respuesta del sistema se deteriora.

Finalmente cabe destacar el buen desempeño del control diseñado, con mejoras importantes en los parámetros estudiados. Esto hace que la incorporación de respuesta inercial vía convertidor sea una alternativa atractiva para evitar un desmedro en la estabilidad del sistema al incluir generación fotovoltaica. Sus principales ventajas sobre la incorporación de equipos adicionales, es su nulo costo de inversión y la simplicidad de los controles implementados. Por otro lado, se tiene que una operación *deloaded* puede ser poco atractiva para el inversionista debido a la pérdida de ingresos por venta de energía al sistema. La cuantificación de estos temas queda propuesto como trabajo futuro.

Capítulo 8 Referencias

- [1] DO CDEC-SING, «Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING,» Santiago, 2012.
- [2] J. Haas, L. Reyes y L. Vargas, *Generación de energía eléctrica con fuentes renovables, apunte del curso EL6000*, Departamento de ingeniería eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, 2010.
- [3] J. Rutland, *Radiación Solar, apunte del curso GF-45A*, Departamento de Geofísica, Universidad de Chile, Santiago.
- [4] C. Vergara, Adaptador de impedancia para fuentes fotovoltaicas, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago, 2008.
- [5] G. Dzimano, Modelling of Photovoltaic systems, M.Sc. Thesis, Ohio State University, Ohio, United States of America, 2008.
- [6] P. Miquel, *Apunte del curso EL6025 "Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia"*, Santiago, 2012.
- [7] E. Camm y S. Williams, «Solar power plant design and interconnection,» de *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 2011.
- [8] T. Saga, «Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production,» *NPG Asia Materials*, nº 2, pp. 96-102, 2010.
- [9] J. Lever, A. Streeter y L. Ray, «Performance of a solar-powered robot for polar instrument networks,» de *Robotics and Automation, 2006. ICRA 2006 Proceedings 2006 IEEE International Conference on, vol., no., pp. 4252-4257*, 15-19 Mayo 2006.
- [10] W. Anderson, P. Dussinger, D. Sarraf y S. Tamanna, «Heat pipe cooling of concentrating photovoltaic cells,» de *Photovoltaic Specialist Conference, 2008. PSVC '08. 33rd IEEE, pp. 1-6*, 2008.
- [11] NREL, «National Center for Photovoltaics Home Page,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/ncpv>. [Último acceso: 7 Abril 2013].
- [12] K. Tababe, D. Guimard, D. Bordel, R. Morihara, M. Nishioka y Y. Arakawa, «High-efficiency InAs/GaAs quantum dot solar cells by MOCVD,» de *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*, 2012.
- [13] F. Schimpf y L. Norum, «Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters,» de *Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, vol.1, pp. 6*, 2008.
- [14] B. Wittig, W.-T. Franke y F. Fuchs, «Design and Analysis of a DC/DC/AC Three Phase Solar converter with minimized DC link capacitance,» de *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, 2009.
- [15] M. Rashid, *Power electronics handbook*, Pensacola, Florida: Academic Press, 2001.
- [16] Y. Xue, K. Divya, G. Griepentrog, M. Liviu, S. Suresh y M. Manjrekar, «Towards next generation photovoltaic inverters,» de *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE, vol., no., pp.2467,2474*, 2011.

- [17] M. de Brito, L. Sampaio, L. Junior y C. Canesin, «Research on photovoltaics: Review, trends and perspectives,» de *Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian*, vol., no., pp.531,537, 2011.
- [18] R. Faranda, S. Leva y V. Maugeri, «MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison,» de *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [19] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw Hill, 1994.
- [20] Farmer y G. Richard, *Power System Dynamics and stability*, CRC Press LLC, 2001.
- [21] C. Rahmann, *Apunte del curso EL7019 "Fenómenos dinámicos en redes eléctricas"*, Santiago, 2011.
- [22] L. Meegahapola y D. Flynn, «Impact on transient and frequency stability for a power system at very high wind penetration,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010.
- [23] C. Rahmann, «Estudio dinámico de escenarios en expansión de las energías renovables no convencionales en el sistema interconectado del norte grande,» Santiago, Chile, 2012.
- [24] E. Loukarakis, I. Margaris y P. Moutis, «Frequency Control Support and Participation Methods Provided by Wind Generation,» de *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009.
- [25] P.-K. Keung, P. Li, H. Banakar y B. TeckOoi, «Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support,» *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 24, nº 1, pp. 279-287, Febrero 2009.
- [26] R. UK, «RenewableUK position paper on inertia,» Abril 2011. [En línea]. Available: http://www.bwea.com/pdf/publications/RenewableUK_Inertia_Position_Paper.pdf. [Último acceso: Agosto 2012].
- [27] M. R. Patel, *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*, Taylor & Francis, 2006.
- [28] G. O. Cimuca, C. Saudemont, B. Robyns y M. M. Radulescu, «Control and performance evaluation of a Flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator,» de *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol.53, No.4, 2006.
- [29] M. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. Milanés y E. González, «Overview of medium scale energy storage systems,» de *Compatibility and Power Electronics*, 2009.
- [30] «Servicio de Evaluación Ambiental,» 2012. [En línea]. Available: www.sea.gob.cl.
- [31] «Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile,» [En línea]. Available: www.cdec-sing.cl.
- [32] SMA Solar Technology, «SMA Sunny Central Technical Information,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.sma.de/en/products/central-inverters/sunny-central-1000mv-1250mv-1600mv.html#Technical-Data-14803>. [Último acceso: 7 Enero 2013].

- [33] I.-T. K. Theologitis, "Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications", Stockholm, Sweden: KTH Electrical Engineering, 2011.
- [34] F. Sada, "Aggregate model of large wind parks for power system studies", Stockholm, Sweden: KTH Electrical Engineering, 2011.
- [35] Comisión Nacional de Energía , «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, 2010.

Anexos

Anexo A: Condiciones de operación

A continuación se presentan los despachos de potencia de las centrales convencionales para cada uno de los casos estudiados.

Centrales	E0 [MW]	E8 [MW]	E14 [MW]	E22 [MW]
Chapiquiña Arica	5,72	5,72	5,72	5,72
Angamos1 Laberinto	150	150	150	150
Angamos2 Laberinto	150	150	150	150
CTA Chacaya	158,7	142,7	74,25	74,25
CTM1 Chacaya	149,9	100	100	100
CTM2 Chacaya	152	130	130	120
CTTAR Tarapacá	141,5	100	100	100
NorGenerNTO1 Crucero	95	130	130	70
NorGenerNTO2 Crucero	95	130	130	70
U12 Tocopilla	50	50	50	0
U13 Tocopilla	50	50	50	70
U14 Tocopilla	75	75	75	75
U15 Tocopilla	114,1	99	75	75
NC1 Atacama	157,245	147	105	0
NC2 Atacama	157,245	147	0	0
NC1 Chacaya	157,245	157,245	0	0
NC2 Chacaya	157,245	0	0	0
NC Tarapacá	157,245	0	0	0
Total	2173	1764	1325	1060

Despacho de centrales convencionales Sin respuesta inercial PV

Centrales	E8 [MW]	E14 [MW]	E22 [MW]
Chapiquiña Arica	5,72	5,72	5,72
Angamos1 Laberinto	150	150	150
Angamos2 Laberinto	150	150	150
CTA Chacaya	142,7	100	142,7
CTM1 Chacaya	140	116	125
CTM2 Chacaya	130	130	125
CTTAR Tarapacá	100	100	100
NorGenerNTO1 Crucero	130	130	70
NorGenerNTO2 Crucero	130	130	70
U12 Tocopilla	50	50	0
U13 Tocopilla	50	50	70

U14 Tocopilla	75	75	75
U15 Tocopilla	99,08192	75	75
NC1 Atacama	147,245	147,245	0
NC2 Atacama	147,245	0	0
NC1 Chacaya	157,245	0	0
NC2 Chacaya	0	0	0
NC Tarapacá	0	0	0
Total	1804	1409	1158

Despacho de centrales convencionales 10% deloaded

Centrales	E8 [MW]	E14 [MW]	E22 [MW]
Chapiquiña Arica	5,72	5,72	5,72
Angamos1 Laberinto	150	150	150
Angamos2 Laberinto	150	150	150
CTA Chacaya	130	120	140
CTM1 Chacaya	140	130	130
CTM2 Chacaya	140	130	130
CTTAR Tarapacá	110	100	100
NorGenerNTO1 Crucero	130	130	90
NorGenerNTO2 Crucero	130	130	90
U12 Tocopilla	50	50	0
U13 Tocopilla	50	50	65
U14 Tocopilla	75	75	75
U15 Tocopilla	99,08192	75	75
NC1 Atacama	147,245	147,245	0
NC2 Atacama	147,245	0	0
NC1 Chacaya	157,245	0	0
NC2 Chacaya	0	0	0
NC Tarapacá	0	0	0
Total	1812	1443	1201

Despacho centrales convencionales 13% deloaded

Centrales	E8 [MW]	E14 [MW]	E22 [MW]
Chapiquiña Arica	5,72	5,72	5,72
Angamos1 Laberinto	150	150	150
Angamos2 Laberinto	150	150	150
CTA Chacaya	142,7	100	142,7
CTM1 Chacaya	130	110	115
CTM2 Chacaya	130	110	115
CTTAR Tarapacá	100	100	100
NorGenerNTO1 Crucero	130	130	70
NorGenerNTO2 Crucero	130	130	70

U12 Tocopilla	50	50	0
U13 Tocopilla	50	50	70
U14 Tocopilla	75	75	75
U15 Tocopilla	96	75	75
NC1 Atacama	147,245	147,245	0
NC2 Atacama	147,245	0	0
NC1 Chacaya	157,245	0	0
NC2 Chacaya	0	0	0
NC Tarapacá	0	0	0
Total	1791	1383	1138

Despacho centrales convencionales 7% deloaded

A continuación se presenta la generación de potencia de las centrales fotovoltaicas para cada uno de los casos estudiados.

Centrales	Potencia Max. [MW]	Deloaded 10% [MW]	Deloaded 13% [MW]	Deloaded 7% [MW]
Atacama Solar	222,625	200,36	193,68	207,04
Calama Solar 1 y 2	15,391	13,85	13,39	14,31
Lagunas	26,715	24,04	23,24	24,84
Pica	80,145	72,13	69,73	74,53
Pozo Almonte 1 2 y 3	29,386	26,45	25,57	27,33
Salar Huasco	26,715	24,04	23,24	24,84
Total	401	361	349	373

Generación fotovoltaica Escenario 1 Todos los niveles deloaded

Centrales	Potencia Max. [MW]	Deloaded 10% [MW]	Deloaded 13% [MW]	Deloaded 7% [MW]
Atacama Solar	222,625	200,36	193,68	207,04
Calama Solar 1 y 2	15,391	13,85	13,39	14,31
Lagunas	26,715	24,04	23,24	24,84
Pica	80,145	72,13	69,73	74,53
Pozo Almonte 1 2 y 3	29,386	26,45	25,57	27,33
Salar Huasco	26,715	24,04	23,24	24,84
Almonte	44,525	40,07	38,74	41,41
Coya	68,669	61,8	59,74	63,86
PV Dos Cruces	26,715	24,04	23,24	24,84
Planta Solar Lagunas	133,575	120,22	116,21	124,22
San Pedro Atacama	102,605	92,34	89,27	95,42
Usya	21,376	19,24	18,6	19,88
Wara 3	40,072	36,07	34,86	37,27
Total	839	755	730	780

Generación fotovoltaica Escenario 2 Todos los niveles deloaded

Centrales	Potencia Max. [MW]	Deloaded 10% [MW]	Deloaded 13% [MW]	Deloaded 7% [MW]
Atacama Solar	222,625	200,36	193,68	207,04
Calama Solar 1 y 2	15,391	13,85	13,39	14,31
Lagunas	26,715	24,04	23,24	24,84
Pica	80,145	72,13	69,73	74,53
Pozo Almonte 1 2 y 3	29,386	26,45	25,57	27,33
Salar Huasco	26,715	24,04	23,24	24,84
Almonte	44,525	40,07	38,74	41,41
Coya	68,669	61,8	59,74	63,86
PV Dos Cruces	26,715	24,04	23,24	24,84
Planta Solar Lagunas	133,575	120,22	116,21	124,22
San Pedro Atacama	102,605	92,34	89,27	95,42
Usya	21,376	19,24	18,6	19,88
Wara 3	40,072	36,07	34,86	37,27
Arica 2	78,364	70,53	68,18	72,88
Calama Sur	25,651	23,09	22,32	23,86
Pozo Almonte	178,1	160,29	154,95	165,63
San Miguel	16,029	14,43	13,95	14,91
Total	1137	1023	989	1057

Generación fotovoltaica Escenario 3 Todos los niveles deloaded

Anexo B: Códigos DSL modificados

A continuación se presentan los códigos de los bloques que fueron modificados para lograr la respuesta.

```
inc(xrmp)=E
inc(dE)=0

vardef(E)='W/m²';'Irradiance'
vardef(dE)='W/(m²*s)';'Change of Irradiance per s'

!Parámetro de Radiación
inc(E)=E_rad
```

Código DSL del slot "Ramp E"

```
vardef(fUp)='Hz';'Start of Act. Power Reduction'
vardef(fLow)='Hz';'End of Act. Power Reduction'
vardef(gradient)='%/Hz';'Gradient of Act. Power Control'
vardef(Tfilter)='s';'PT1-Filter Time Constant'
!Nueva Variable
vardef(DL)='%';'Deload Level'
inc(pref)=1
inc(x)=Fmeas
```

Definición de variables slot "Active Power Reduction"

```
inc(yneu)=1
inc(yalt)=1
!Original
!yneu=lim(select(yi<=fUp,1,1-gradient/100*(yi-fUp)),0,1)

yneu=lim(select(abs(yi-50)>0.2,1-gradient/100*(yi-50),1),0,100/(100-DL))
!Original
!yneu=1-gradient/100*(yi-50)

yalt=delay(min(yo,yneu),0.01)

yo=select(yi<fLow,yneu,yalt)
```

Código DSL del slot "Active Power Reduction"

```

inc(xtracker)=yo1
inc(yo1)=K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max)
inc(yo2)=pred*yo1

!original
!x.=select({pred<1 .and. yi>=0}, 0, select(T>0,K*yi/T,0))
x.=select({pred=1 .and. yi>=0},select(T>0,K*yi/T,0),0)

!original
!xtracker.=select(pred<1,0,(yo1-xtracker)/0.1)
xtracker.=select(pred=1,(yo1-xtracker)/0.1,0)

yo1=select(T>0,lim(K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max),yo_min,yo_max),K*yi)
yo2=lim(xtracker*pred,yo_min,yo_max)

!original
!yo=select(pred<1,min(yo1,yo2),yo1)
yo=select(pred<1,min(yo1,yo2),select(pred>1,max(yo1,yo2),yo1))
limits(T)=(0,]

```

Código DSL cálculo de Id dentro del slot "Controller"