



**UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA**

Departamento de Electrónica

**“GENERACIÓN DE POTENCIA CONTROLADA ORIENTADA A SERVICIOS
AUXILIARES EN CONVERTIDORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A
LA RED”**

Alumno

Javier Ignacio Urrutia Pieper

Profesor Guía

Dr. Samir Kouro Renaer

Profesores Co-Referentes

Dr. Christian Rojas Monrroy

Dr. Marcelo Pérez Leiva

Índice General

1 Introducción	8
1.1. Agradecimientos	8
1.2. Contribución y Resumen	8
1.2.1. Contribución	8
1.2.2. Resumen	9
1.3. Contexto	9
1.3.1. Panorama Global	9
1.3.2. Situación de Chile	11
1.3.3. Problemáticas y desafíos de las ERNC para la red	13
2 Estado del Arte	14
2.1. Energía Solar	14
2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica	14
2.1.2. Estructura de Convertidores PVs	15
2.1.2.1. Central	15
2.1.2.2. Cadena o String	16
2.1.2.3. Multi-Cadena o Multi-String	17
2.1.2.4. Módulo AC	18
2.2. Servicios Complementarios	19
2.2.1. Servicios Auxiliares	19
2.2.1.1. Regulación	24
2.2.1.2. Seguimiento de carga	24
2.2.1.3. Reservas en giro	24
2.2.1.4. Reservas no en giro	24
2.2.1.5. Reservas de reemplazo	25
2.2.1.6. Regulación de frecuencia	25
2.2.1.6.1 Limitación de potencia o “Power Curtailment”	26
2.2.2. Servicios Adicionales	28

2.2.2.1 Recorte de picos o “Peak Shaving”	29
2.2.2.2. Nivelación de carga o “Load Leveling”	31
2.2.2.3. Desplazamiento de carga o “Load Shifting”	32
3 Modelación y Dimensionamiento	34
3.1. Modelo y Dimensionamiento de la Planta	34
3.1.1. Dimensionamiento de la planta	34
3.1.2. Modelo general de la planta	36
3.2. Modelo del Arreglo Fotovoltaico	37
3.2.1. Modelo de la celda fotovoltaica.....	37
3.2.2. Modelo y parámetros del arreglo PV	40
3.3. Modelo y parámetros del Convertidor Boost	42
3.4. Modelo y parámetros Convertidor Puente H	49
4 Estrategias de Control	51
4.1. Convertidor Boost.....	51
4.1.1. Lazo de Corriente	52
4.1.2. Lazo de Voltaje	52
4.1.3. Seguimiento de punto máximo de potencia.....	53
4.1.4. Limitación de potencia	54
4.2. Convertidor Puente H	56
4.2.1. Lazo de Corriente	57
4.2.2. Lazo de Voltaje	59
5 Resultados de Simulación	60
5.1 Operación en estado estacionario ante radiación y temperatura constante	60
5.1.1 Radiación constante a 25 [°C]	60
5.1.2 Radiación constante, cambio de temperatura.....	63
5.1.3 Radiación y temperatura constante con limitación de potencia.....	64
5.2 Operación con mediciones reales y limitación de potencia	66
5.2.1 Día soleado.....	66
5.2.2 Día parcialmente nublado	68
6 Conclusiones	71

6.1 Trabajos Futuros	72
Apéndices	73
Apéndice A: PLECS	73
Apéndice B: Código panel	75
Apéndice C: Código MPPT	76
Bibliografía	77

Índice de tablas (T) y figuras (F)

F 1.3.1.1.	Capacidad global de energía solar fotovoltaica e incrementos anuales entre 2005 y 2015.....	10
F 1.3.2.1.	Ingreso esperado de operación de proyectos de generación eléctrica en construcción entre 2005 y 2015.....	11
F 1.3.2.2.	Total de proyectos de generación eléctrica en construcción por tecnología en 2015, en %, de un total de 4908 [MW].....	12
F 2.1.2.1.	Configuración centralizada, convertidor PV.....	16
F 2.1.2.2.	Configuración Cadena o String, convertidor PV.....	17
F 2.1.2.3.	Configuración Multi-String, convertidor PV.....	18
F 2.1.2.4.	Configuración Módulo AC, convertidor PV.....	19
T 2.2.1.	Descripción general de Servicios Auxiliares individuales.....	20
F 2.2.1.	Despliegue de reservas ante una contingencia.....	26
F 2.2.1.6.1.1.	Limitación de potencia por límite de potencia máxima.....	27
F 2.2.1.6.1.2.	Limitación de potencia por limitación constante de potencia.....	28
F 2.2.2.1.1.	Recorte de picos empleando almacenamiento de energía.....	29
F 2.2.2.1.2.	Recorte de picos para fluctuaciones de voltaje en ERNC.....	30
F 2.2.2.2.1.	Nivelación de carga con referencia de consumo promedio variable.....	31
F 2.2.2.3.1.	Desplazamiento de carga o “Load Shifting”.....	33
F 3.1.1.	Estructura de la Planta dimensionada.....	35
T 3.1.1.	Parámetros de la planta solar dimensionada.....	35
F 3.1.2.	Modelo general del sistema.....	36
F 3.2.1.1.	Circuito representativo de una celda fotovoltaica.....	37
T 3.2.1.	Parámetros de la celda fotovoltaica.....	38
F 3.2.1.2.	Curvas características I-V y P-V.....	39
F 3.2.2.1.	Bloque arreglo PV en PLECS.....	40

T 3.2.2.1.	Parámetros del modelo físico del panel fotovoltaico.....	41
F 3.2.2.2.	Esquema interno de bloque arreglo PV en PLECS.....	42
T 3.2.2.1.	Parámetros del bloque arreglo PV en PLECS.....	42
F 3.3.1.	Circuito del convertidor Boost.....	43
F 3.3.2.	Circuito del convertidor Boost simplificado.....	43
T 3.3.1.	Parámetros Convertidor Boost.....	48
F 3.4.1.	Esquema convertidor puente H trifásico.....	49
F 3.4.2.	Esquema red trifásica.....	50
T 3.4.1.	Parámetros Convertidor Puente H, y Red trifásica.....	50
F 4.1.1.	Esquema Control Convertidor Boost.....	51
F 4.1.3.1.	Algoritmo Perturbar y Observar.....	54
F 4.1.4.1.	Algoritmo Perturbar y Observar con limitación de potencia.....	55
F 4.2.1.1.	Esquema Control VOC.....	57
F 5.1.1.1.	Señales ante radiación solar de 1000 [W/m ²] y 25 [°C].....	61
F 5.1.1.2.	Señales ante radiación solar de 750 [W/m ²] y 25 [°C].....	61
F 5.1.1.3.	Señales ante radiación solar de 500 [W/m ²] y 25 [°C].....	62
F 5.1.2.1.	Señales ante radiación solar a 1000 [W/m ²] y cambio en T [°C].....	63
F 5.1.3.1.	Limitación de potencia al 90% de la capacidad máxima de la planta.....	64
F 5.1.3.2.	Limitación de potencia al 85% de la capacidad máxima de la planta, y activación del servicio auxiliar de regulación de frecuencia.....	65
F 5.1.3.3.	Limitación de potencia al 85% de la capacidad máxima de la planta, y activación del servicio auxiliar de regulación de frecuencia.....	60
F 5.2.1.1.	Temperatura y radiación día soleado.....	67
F 5.2.1.2.	Limitación de potencia al 90%.....	67
F 5.2.1.3.	Limitación de potencia al 90%, activación de regulación de frecuencia.....	68

F 5.2.2.1.	Temperatura y radiación día parcialmente nublado.....	69
F 5.2.1.2.	Limitación de potencia al 90%.....	69
F 5.2.1.2.	Limitación de potencia al 90%, activación de regulación de frecuencia.....	70
F A.1	Circuito general del convertidor en PLECS.....	73
F A.2	Control convertidor Boost en PLECS.....	73
F A.3	Control convertidor Puente H en PLECS.....	74
F B.1	Código Panel.....	75

Capítulo 1

1 Introducción

1.1. Agradecimientos

Finalizado el presente trabajo de título, deseo agradecer en primer lugar a mi familia y a Muriel Alvear, pilares fundamentales en todo sentido a lo largo de mi carrera, sin ustedes posiblemente no estaría escribiendo estas palabras.

Quisiera agradecer de igual manera a Christian Rojas por todo su apoyo, consejo, paciencia, disposición, y por sus palabras de aliento en momentos difíciles. Agradecer también a mi Profesor guía Samir Kouro, gracias por saber cómo motivarme y sobre todo por creer en mí, por eso estaré siempre infinitamente agradecido. Agradecer además a Nicolás Müller, por todo el apoyo brindado y por su excepcional disposición. Agradezco también a mi profesor co-referente Marcelo Perez.

Finalmente agradezco al Fondecyt, 1171823.

1.2. Contribución y Resumen

1.2.1. Contribución

El presente proyecto de título busca, mediante la implementación de una estrategia de control en un simulador de circuitos de potencia, implementar el servicio auxiliar de regulación de frecuencia en una planta solar de 100 MW conectada a la red AC trifásica, limitando la potencia entregada por ésta. Dicha planta tiene como entrada mediciones reales de temperatura y radiación. Se emplea la herramienta computacional PLECS para modelar los arreglos fotovoltaicos que componen a la planta, los convertidores que controlan la extracción de potencia y la inyección de ésta a la red AC trifásica. Se emplea la misma herramienta computacional para realizar la simulación de todo el sistema y analizar su comportamiento con la estrategia de control frente a diferentes situaciones de temperatura y radiación.

1.2.2. Resumen

El desarrollo del proyecto comienza con una introducción al contexto global y particular de Chile orientado a las Energías Renovables No Convencionales o ERNC. Luego se introduce a la energía solar fotovoltaica, con su funcionamiento y la estructura de convertidores existentes para su conexión a la red. Se continúa con los mecanismos que permiten una mejor integración y penetración de esta energía a las redes eléctricas. Luego se incluye el modelo del panel fotovoltaico, del Convertidor Boost y del Inversor Puente H, además de los parámetros elegidos para el modelo. A continuación, se exponen las estrategias de control empleadas en el sistema, y la implementación de la limitación de potencia en el MPPT ejecutado por el convertidor Boost. Finalmente se exponen los resultados de simulación en estado estacionario, y frente a mediciones reales de temperatura y radiación.

1.3. Contexto

1.3.1. Panorama Global

En la actualidad, las energías renovables se establecen a nivel global como una fuente principal de energía. Su rápido crecimiento, particularmente en el sector de generación, surge a raíz de una serie de factores, entre los que se encuentran el mejoramiento de la relación costo-competitividad de las tecnologías renovables, nuevas iniciativas políticas dedicadas, mejores accesos al financiamiento, preocupación ambiental y una creciente demanda energética en países en desarrollo y emergentes. Como consecuencia, nuevos mercados tanto para energías renovables centralizadas como distribuidas han emergido en todas las regiones del mundo.

Se estima que las energías renovables proveyeron un 19,3% del consumo final de energía a nivel mundial durante el 2015, y que continuaron su crecimiento en capacidad y generación durante el 2016. Un estimado de 161 [GW] de capacidad en energías renovables fue agregado en 2016, el mayor incremento anual registrado, incrementando en un 9% la capacidad global comparado al 2015, alcanzando casi los 2017 [GW] a finales del 2016. Este crecimiento se produjo a pesar del desplome global de todos los combustibles fósiles.

Durante el 2016, la inversión global en energías renovables también alcanzó un récord, superando por séptimo año consecutivo a los combustibles fósiles en inversión neta para adiciones de capacidad de potencia.

Para el caso particular de la energía solar fotovoltaica, es posible apreciar el crecimiento de la capacidad energética global y los incrementos anuales en el siguiente gráfico.

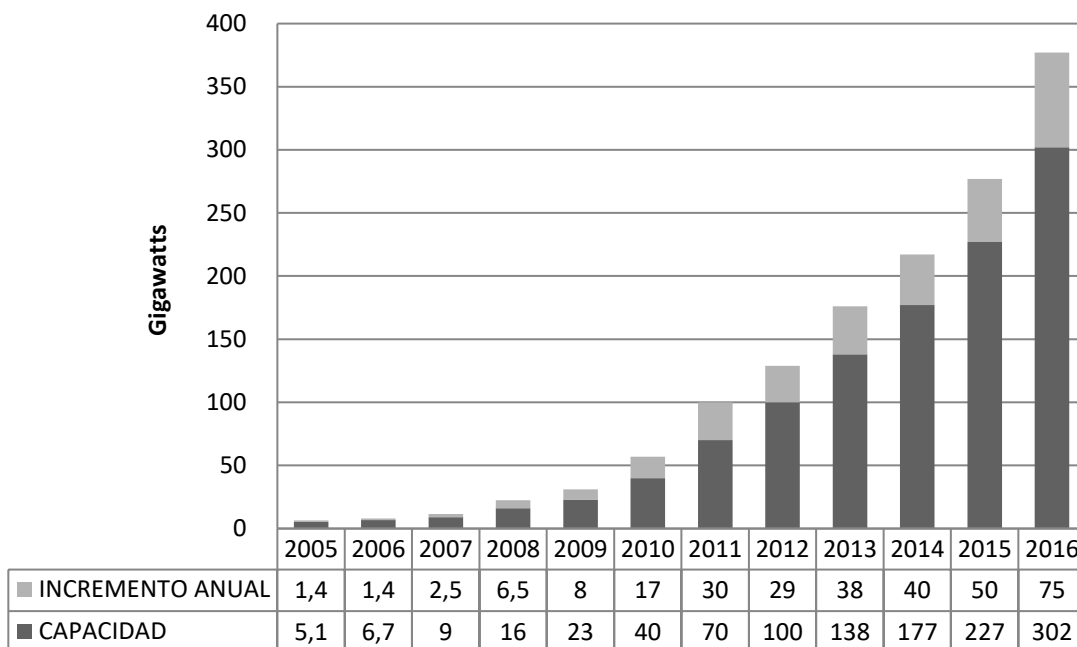


Figura 1.3.1.1. Capacidad global de energía solar fotovoltaica e incrementos anuales entre 2005 y 2016 [1].

En paralelo al crecimiento de los mercados e inversiones, se ha mantenido un continuo avance en tecnologías para energías renovables, mejorando su eficiencia energética, incrementando el uso de las tecnologías de redes inteligentes, alcanzando un progreso significativo en software y hardware que apoyan la integración de las energías renovables, además de los avances en el desarrollo y comercialización de los sistemas de almacenamiento para este tipo de energías.

Junto a lo anterior, se suma un incremento durante el 2016 de un estimado de 9,8 millones de trabajos relacionados ya sea directa o indirectamente con el sector de las energías renovables, sin incluir hidroeléctricas de gran escala, y en la que los biocombustibles y la energía solar fotovoltaica presentan la mayor contribución, un incremento del 1,1% en comparación al 2015 [1] [2].

1.3.2. Situación de Chile

Frente a la problemática energética, Chile no queda al margen, ya que su demanda se ha duplicado en la última década, y se proyecta un crecimiento del 4,3% por año [3]. Este incremento en la demanda nacional ha sido suplido principalmente a través de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, pero el impacto ambiental generado por la primera ha hecho que dicha opción se encuentre con un grupo de oposición de personas no menor, misma situación ocurre para las plantas termoeléctricas. Situados en dicho contexto, es que las energías renovables no convencionales (ERNC) han surgido como una solución cada vez más atractiva, ya que poseen una baja huella de carbono y, al renovarse de manera constante, son independientes a los combustibles fósiles, lo que otorga tanto beneficio económico como logístico.

Lo anterior se ve reflejado en el ingreso esperado de operación de proyectos de generación eléctrica en construcción entre 2005 y 2015, y en las metas y objetivos de la agenda de energía del Gobierno de Chile “Levantar las barreras existentes para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del país, comprometiendo que un 45% de la capacidad de generación eléctrica que se instalará en el país entre los años 2014 a 2025 provenga de este tipo de fuentes, cumpliendo de esta manera la meta de un 20% de inyección de ERNC en nuestro sistema eléctrico para el año 2025, conforme a la ley vigente.”

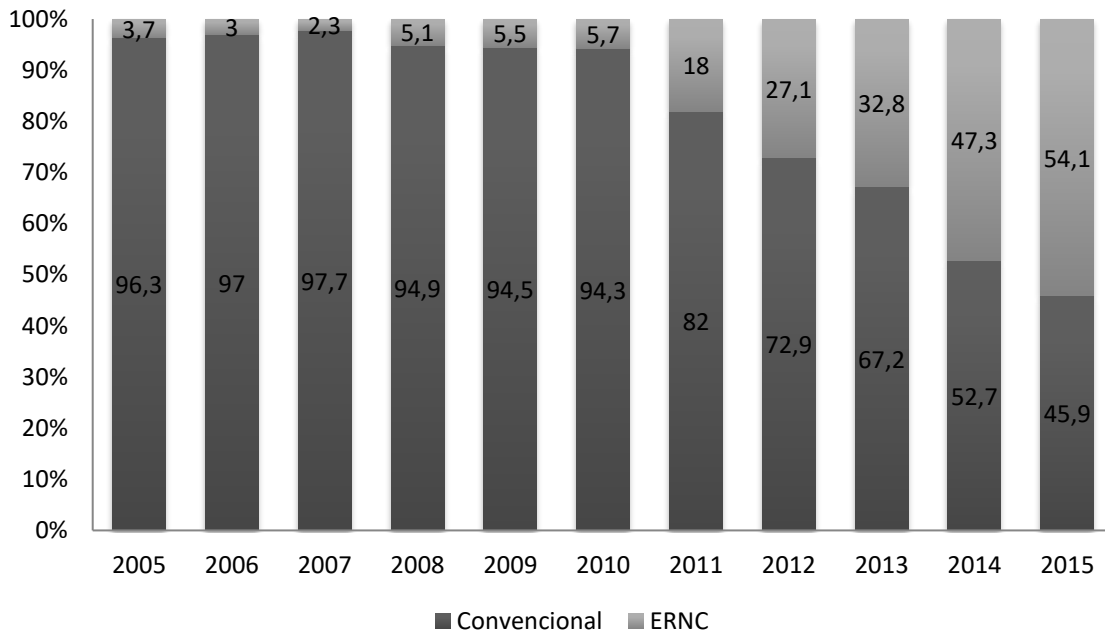


Figura 1.3.2.1. Ingreso esperado de operación de proyectos de generación eléctrica en construcción entre 2005 y 2015[3].

En la figura 1.3.2.1 se observa cómo ha ido incrementando el ingreso esperado de ERNC para la generación eléctrica en comparación a los proyectos de energías convencionales, llegando a superar a éstas en el 2015, con una capacidad de 265522,8 [MW] en comparación a los 225277,2 [MW] de energías convencionales. Las capacidades para cada año desde el 2005 hasta 2015 en [MW] respectivamente son: 379 (2005), 984 (2006), 2691 (2007), 4239 (2008), 4147 (2009), 3022 (2010), 2670 (2011), 1845 (2012), 2671 (2013), 4492 (2014) y 4908 (2015). Es relevante mencionar también que las plantas hidroeléctricas están incluidas en las energías convencionales.

Se destaca que del total de los proyectos ERNC declarados en construcción durante los últimos 10 años, el 65% de estos fueron declarados entre los años 2014 y 2015.

Analizando la geografía particular de Chile, nos encontramos con que este posee en el norte los índices de radiación solar más altos del mundo y en una vasta extensión, además de poseer un alto consumo energético asociado a la industria de la minería, lo que convierte a la energía solar como una de las principales candidatas dentro de las ERNC, con un creciente desarrollo a nivel mundial y en Chile [4].

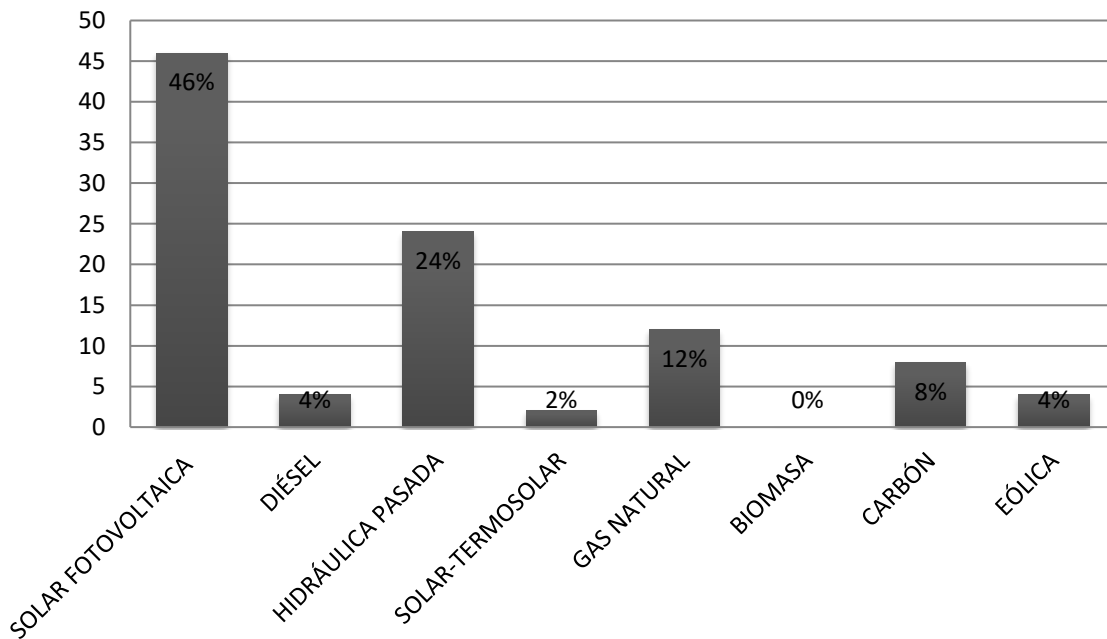


Figura 1.3.2.2. Total de proyectos de generación eléctrica en construcción por tecnología en 2015 en %, de un total de 4908 [MW] [3].

No obstante a lo anterior, una de las principales problemáticas de esta energía, es la variabilidad e intermitencia de la potencia entregada, ya que depende de factores ambientales como lo son la temperatura, la radiación solar, y que es directamente

dependiente al ciclo día-noche. Estos factores acarrearán una difícil integración a la red, por lo que es necesario implementar estrategias de operación para superar dichos problemas y disminuir las perturbaciones entregadas a la red.

1.3.3. Problemáticas y desafíos de las ERNC para la red

A pesar de que los beneficios otorgados por las ERNC han incrementado su ingreso a las matrices de energía de manera global, siguen existiendo grandes desafíos para la integración de dichos recursos al sistema eléctrico, principalmente debido a la alta incertidumbre y variabilidad en la disponibilidad de estos.

Los conceptos mencionados son de suma relevancia en relación con la generación de energías renovables. La variabilidad hace referencia a un comportamiento de naturaleza no constante de un fenómeno, debido al cambio de alguna condición a la cual esté sujeta. Por ejemplo, el ciclo de día y noche para la energía solar fotovoltaica. La incertidumbre refiere a la dificultad de predecir un fenómeno de manera precisa, no pudiéndose pronosticar su comportamiento para un evento específico. Por ejemplo, el movimiento de las nubes, ya que al depender del viento y su velocidad no es posible caracterizar el fenómeno con precisión.

A pesar de que todos los sistemas eléctricos se encuentran preparados para responder ante problemáticas, dependiendo principalmente de su capacidad de almacenamiento y forma de operación, una mayor penetración de ERNC conlleva a un posible aumento en las probabilidades de falla del sistema, de no tomarse las medidas necesarias. Esto se produce ya que, al contar con un creciente número de centrales de naturaleza intermitente y variable, se dificulta el proceso de equilibrio entre generación eléctrica y su consumo, generando problemas como variaciones en la frecuencia de la red entre otros [5].

Las principales alternativas que se emplean como respuesta ante esta problemática, son los sistemas de almacenamiento de energía y centrales de respaldo que permitan inyectar la energía necesaria ante las posibles contingencias del sistema. Existen también tecnologías [6,] y servicios ofrecidos por las plantas generadoras que permiten mejorar la capacidad de respuesta del sistema ante variaciones y contingencias, disminuyendo además los costos asociados a los sistemas de respaldo, dicha alternativa corresponde a los servicios complementarios o auxiliares. Estos, que existen desde 1996 [7], se han propagado por diferentes regiones evidenciando ser una solución viable para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos y reducir los costos de operación al diferenciar productos.

Capítulo 2

2 Estado del Arte

2.1. Energía Solar

El sol corresponde a la principal fuente energética del planeta, existente desde los inicios y presente en todo el desarrollo temporal de éste, es por eso que podría decirse que la mayoría de las otras fuentes de energía existentes hoy en día provienen directa o indirectamente del sol, o fueron alimentadas por él. Para el humano, el sol ha sido sin lugar a duda una herramienta fundamental en su desarrollo, empleando su energía desde los inicios evolutivos, inicialmente sólo como fuente de luz y para protegerse del frío, pero luego también como herramienta para procesar productos, como referencia para mediciones a través de las sombras, etc.

Con el descubrimiento de los combustibles fósiles y sus cualidades, principalmente durante la revolución industrial, todo el esfuerzo humano se centró en desarrollar tecnologías orientadas al uso de dichos combustibles, dejando detenido el progreso para el uso de otras energías, como la solar. Pero con el paso del tiempo la humanidad se encontró con las proyecciones de escases de los combustibles fósiles, planteado interrogantes sobre la sustentabilidad energética, esto sumado además a la problemática ambiental que genero el empleo desmedido de estos recursos. Dicho contexto trajo un nuevo impulso a la búsqueda de alternativas energéticas, en las que surge el sol y su potencial como una opción de suma relevancia gracias a las ventajas que ofrece, como la disponibilidad del recurso en todo el planeta y por ser una energía renovable.

2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar pertenece a las llamadas renovables y es la principal de este tipo en el planeta. Surge del fenómeno de fusión nuclear, lo cual genera radiación electromagnética que viaja por el espacio y llega a la tierra en forma de fotones, los cuales interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre.

Una manera de aprovechar esta energía es a través del efecto fotoeléctrico, que es empleado por los paneles fotovoltaicos para convertir la energía proveniente del sol en

electricidad. Se han desarrollado diferentes tecnologías de paneles que tienen como principal diferencia el material que los compone y el proceso constructivo empleado para su confección, pudiendo ser de silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo, telurio de cadmio y arseniuro de galio entre otros. Cuyo modelo se expone en el capítulo “Modelación y Dimensionamiento”.

El panel entrega una corriente que es dependiente y directamente proporcional al número de fotones recibidos del sol, por lo que a mayor radiación solar mayor es la cantidad de fotones, y en consecuencia se obtienen corrientes más altas.

2.1.2. Estructura de Convertidores PVs

Dependiendo de la aplicación en cuestión, existen diferentes configuraciones para la conexión de los paneles que entregan ciertas ventajas y desventajas, por lo que es necesario analizar que configuración es la más adecuada al diseño del sistema para cumplir con el objetivo y enfoque de la aplicación.

La configuración de paneles para la generación de energía fotovoltaica puede agruparse principalmente en cuatro tipos: Central, empleado para largas plantas fotovoltaicas; String, para plantas de pequeña o mediana escala; Multi String, de pequeña a gran escala; Módulo AC, para plantas de pequeña escala [8].

2.1.2.1. Central

Este tipo de configuración se caracteriza principalmente por el empleo de un convertidor fuente de voltaje (VSI), monofásico o trifásico, y que conecta a todos los paneles con la red. Sin embargo en la práctica una planta PV de gran escala puede tener más de un inversor central [9]. Sus ventajas vienen dadas por una estructura simple, un sistema de control sencillo y el uso de sólo un transformador de baja frecuencia “LF” (Low Frequency). Por esto es que la configuración es utilizada ampliamente en grandes plantas fotovoltaicas, aprovechando su estructura simple y bajo costo.

La principal desventaja recae en el empleo de sólo un algoritmo de MPPT para todos los paneles, lo que disminuye considerablemente la capacidad de generación de la planta.

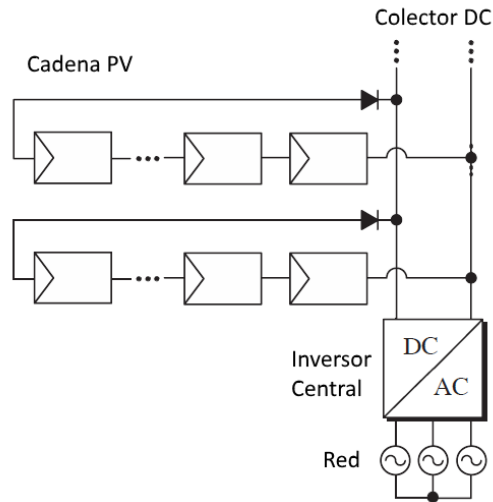


Figura 2.1.2.1. Configuración centralizada.

En la figura 2.1.2.1 se observa una configuración centralizada dónde todas las cadenas de arreglos PVs están conectadas directamente a un colector DC, y que el inversor central realiza la conversión DC/AC desde dicho colector a la red.

2.1.2.2. Cadena o String

Esta configuración emplea un inversor para cada cadena o "String" de paneles, que se encuentran conectados en serie, empleándose comúnmente el puente completo monofásico. Al disponer de múltiples inversores, el MPPT de cada uno funciona por cada String de paneles, por lo que logra optimizar la cantidad de energía extraída de la planta.

Una mayor cantidad de inversores significa un incremento en el número de componentes y de transformadores, si se requiere aislación para cada sistema individual de control.

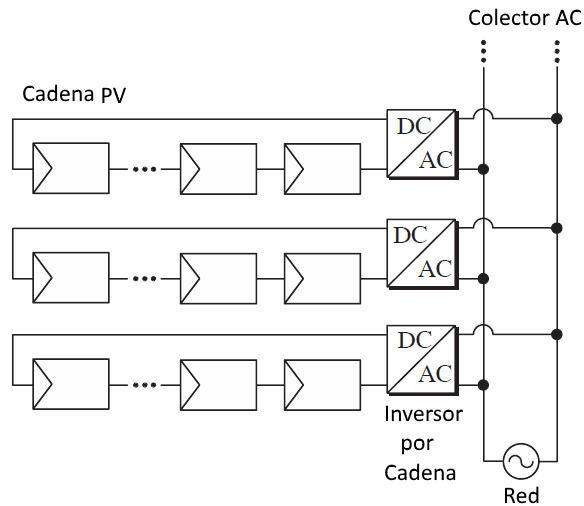


Figura 2.1.2.2. Configuración Cadena o String.

La figura 2.1.2.2, muestra una configuración tipo string donde cada cadena de arreglos PVs están conectados a un colector AC, a través de inversores individuales para cada cadena, y que el colector es conectado directamente a la red. También es común emplear un transformador entre la conexión del colector AC y la red, de ser necesario equiparar los niveles de voltaje.

2.1.2.3. Multi-Cadena o Multi-String

Es la configuración que une las primeras dos topologías mencionadas, empleando un convertidor DC/DC para cada string de paneles, los cuales están conectados a su vez en paralelo al inversor que conecta con la red. Al igual que la configuración string, permite el uso de MPPT distribuido en cada cadena.

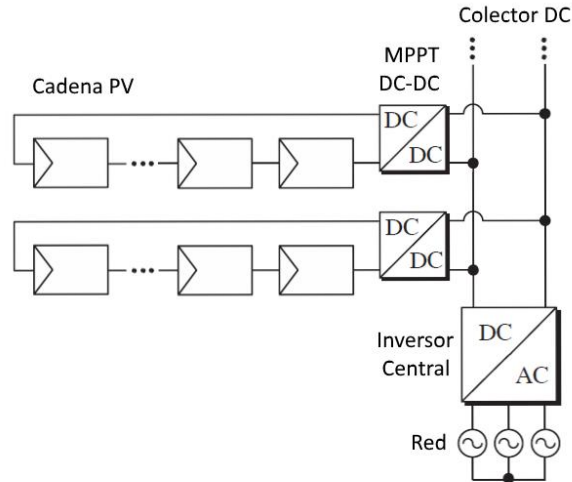


Figura 2.1.2.3. Configuración Multi-String.

En la figura 2.1.2.3, es posible observar como cada cadena de arreglos PVs es conectada al colector a través de una etapa de conversión DC/DC, que realiza además el MPPT. Luego el colector DC realiza la inversión a AC para su conexión a la red.

2.1.2.4. Módulo AC

Esta topología emplea un inversor para cada panel, otorgando MPPT de manera individual y extrayendo la mayor cantidad de potencia a la planta. El uso de esta configuración acarrea un costo elevado dada la cantidad de componentes, por lo que se emplea principalmente en sistemas de pequeña escala y de uso doméstico.

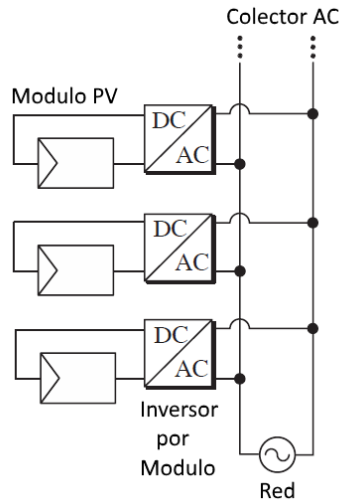


Figura 2.1.2.4. Configuración Módulo AC.

La figura 2.1.2.4 presenta la configuración de módulo AC, en la cual cada panel presenta su propio módulo inversor conectado al colector AC, el cual a su vez se conecta con la red.

2.2. Servicios Complementarios

Los Servicios Complementarios o SSCC corresponden a todos aquellos servicios y mecanismos que ayudan a mantener la estabilidad de la red, y que son adicionales a los que permiten cumplir con los códigos de normas para la red eléctrica de un país, y que facilitan además a la integración de las energías renovables a la red. Para el caso de Chile, los SSCC son regulados de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio “NTSyCS” y en el procedimiento “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, que estipula que se deberá realizar la verificación y seguimiento del cumplimiento efectivo de los SSCC prestados.

En el presente documento, los servicios complementarios se dividirán en servicios Auxiliares y Servicios Adicionales, los cuales son descritos a continuación.

2.2.1. Servicios Auxiliares

La definición de los Servicios Auxiliares (SA), realizada por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) en 1996, estipula que son “Los servicios necesarios para apoyar la

transmisión de energía eléctrica desde el vendedor al comprador, teniendo en cuenta las obligaciones de las áreas de control y los servicios de transmisión dentro de esas áreas de control, para mantener una operación confiable del sistema de transmisión interconectado. Los servicios auxiliares relacionados con la generación incluyen el seguimiento de carga, la regulación de voltaje-potencia reactiva, los servicios de protección del sistema, el servicio de compensación de pérdidas, control del sistema, los servicios de despacho de carga y los servicios orientados al desequilibrio de energía” [10]. En la actualidad los SA también pueden incluir algunas funciones provistas de los sistemas de almacenamiento de energía y de los recursos de respuesta del lado de la demanda [10]. La Corporación de Confiabilidad Energética de Norte América (NERC), también define paralelamente a los SA como Servicios Interconectados de Operación (IOS) [11].

Dichos servicios se describen y están sujetos, para el caso de Chile, según lo dispuesto en el Decreto Supremo N°130 del año 2011 [12], nótese que bajo la nomenclatura empleada en el presente trabajo de título, en el documento se hace referencia a los SA como SSCC.

Comúnmente los SA son considerados como mecanismos provistos por el lado de la oferta, que considera la gestión de la generación, la transmisión y la distribución de la energía generada. Pero estos mecanismos también pueden ser provistos por el usuario final, como parte del lado de la demanda energética.

El número específico de Servicios Auxiliares individuales ha variado con el tiempo desde menos de 10 en un inicio, a alrededor de 40 en la actualidad, dependiendo de la región y los identificados por el sector de la industria. A continuación, se presentan algunos de los que es posible encontrar en la literatura.

Tabla 2.2.1. Descripción general de Servicios Auxiliares individuales [13].

Servicio Auxiliar Individual	Descripción General del SA
Servicio administrativo	Incluye la provisión del sistema de facturación y los servicios relacionados a éste.
Respaldo automático de suministro	Involucra la provisión de la de capacidad y energía requerida para reemplazar los recursos existentes sin programación.
Expulsión automática de carga	Refiere a los mecanismos de control y despacho de cargas, para la recuperación del sistema ante reducciones bruscas en la generación o incrementos rápidos en la demanda.

Gestión de limitación	Considera la provisión de algoritmos de control para reducir las transacciones según los requerimientos para mantener la integridad de la operación de los sistemas de potencia.
Gestión de la demanda	Son mecanismos de gestión de las cargas, balanceando la demanda y facilitando el cumplimiento los requerimientos de confiabilidad.
Programación dinámica	Incluye monitoreo, algoritmos de control y sistemas que permitan medir el movimiento de las cargas y de la generación en diferentes puntos a través de telemetría
Soporte dinámico de voltaje	Provee de servicios de regulación de voltaje que se ajusten dinámicamente al consumo, con el propósito de mantener el nivel de voltaje.
Gestión de desequilibrio energético	Considera el suministro del déficit de potencia o respuesta a excesos de esta, producto del desajuste entre lo programado y el flujo real de energía.
Regulación de frecuencia	Mecanismo de control y capacidad de generación, orientados a corregir las desviaciones en la frecuencia de la red.
Despacho de la generación	Sistemas que de manera constante despachan los recursos de generación para el abastecimiento de la demanda.
Programación de la generación	Sistemas que permiten programar y gestionar los recursos de generación.
Seguimiento de la carga	Provee información sobre las variaciones en las diferentes cargas involucradas en la red eléctrica.
Regulación de la carga	Incluye los algoritmos de control y sistemas necesarios para realizar cambios de horario en la generación para ajustarse a los cambios en la carga.
Suministro local de reactivos	Provee de fuentes locales de potencia reactiva en puntos específicos del sistema de transmisión, asegurando niveles de voltaje dentro de lo requerido.
Servicios de medición	Engloba los equipos de medición y servicios que permiten monitorear el suministro de energía y su capacidad, orientado

	principalmente al suministro y recepción de potencia activa y reactiva.
Reservas no en giro	El servicio entrega capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo relativamente corto, entre 10 a 30 minutos, y que previene períodos largos de sobrecarga al responder ante contingencias o caídas abruptas en la relación entre generación y consumo.
Reservas suplementarias de operación	Consiste en capacidad de generación no sincronizada con el sistema, pero capaz de servir de suministro a una carga específica, dando la posibilidad de removerla del sistema por un determinado tiempo.
Planificación de reservas	El servicio está orientado a la gestión de la capacidad de generación que suministra a la carga firme, proveyendo de manera segura durante largos períodos de tiempo.
Servicios de calidad de potencia	Consiste en los servicios que permiten la eliminación de armónicas, incrementar la confiabilidad en los suministros locales, etc. Además de cumplir los requerimientos especiales de transmisión a los consumidores que lo soliciten.
Compensación de pérdidas reales de potencia	Consiste en la provisión de energía para compensar las pérdidas de potencia real del sistema de transmisión.
Suministro reactivo y control de voltaje desde las fuentes de generación	Es la inyección de potencia reactiva desde las fuentes de generación, facilitando la operación del sistema de transmisión ajustando de manera continua el voltaje de dicho sistema.
Servicio de restauración	El servicio se orienta a la capacidad del sistema a restaurar su operación, incluyendo la capacidad de arranque autógeno [14] de las centrales que lo permitan.
Servicios programados de suministro de respaldo	Es el abastecimiento de capacidad de generación requerida para reemplazar suministros en estado activo, lo anterior en una base ya planificada.
Programación, control y despacho	El servicio se enfoca en proveer un suministro eléctrico integrado, asegurando la confiabilidad de las interconexiones,

	minimizando las restricciones de transmisión e identificando los precios del producto eléctrico.
Reserva en giro	Corresponde al suministro de generación de reserva en línea, que se encuentra en funcionamiento, pero a baja o nula capacidad de generación.
Servicio de programación estática	Entrega algoritmos de control y sistemas orientados a establecer programaciones específicas en línea y a corto plazo para la transmisión de potencia.
Soporte de sistemas de reactivos	Considera las fuentes de reactivos que apoyan a la operación normal del sistema de transmisión, abasteciendo los posibles déficits de reactivos para el ajuste continuo del voltaje de dicho sistema.
Corrección de errores temporales	Engloba los mecanismos de control y capacidades de generación que otorgan respaldo suficiente para la modificación del programa de generación.
Despachos de transmisión	Comprende los sistemas encargados de despachar, minuto a minuto, la transmisión en respuesta a la confiabilidad de los requerimientos de los sistemas de potencia.
Mantenimiento de la transmisión	Lo incorporan los servicios de mantenimiento, reparación y reemplazo de componentes, para asegurar una adecuada capacidad de transmisión durante largos períodos de tiempo.
Reserva de la transmisión	Provee capacidad de reserva para el sistema de transmisión, que permite el ajuste ante fluctuaciones entre el balance de generación y carga, además de responder antes contingencias en la transmisión.
Programación de la transmisión	Incluye los sistemas de control orientados a la gestión del sistema transmisión.

Con el tiempo, los SA han sido agrupados principalmente bajo la distinción de los atributos que ofrecen, además para la simplificación en la gestión y monitoreo de éstos. En la actualidad se agrupan en 6 categorías principales.

2.2.1.1. Regulación

Refiere a una compensación de naturaleza continua para la regulación a corto plazo de voltaje, frecuencia y desbalances de potencia durante la operación normal del sistema. Dado que necesita una actuación rápida ante fluctuaciones, esta función es provista en reacción a las Señales Automáticas de Control (ACS), que son suministradas por la autoridad reguladora.

Al compensar de manera rápida y constante, su duración activa es generalmente entre 5 a 10 minutos.

2.2.1.2. Seguimiento de carga

Este SA tiene como objetivo, la regulación en la generación de potencia en respuesta a los requerimientos ya programados de la autoridad que regula la red eléctrica. Por lo que la velocidad de respuesta deseada, la magnitud de potencia requerida, y el máximo y mínimo de potencia generada son determinados y conocidos con anterioridad. La acción de este mecanismo permite por lo tanto la corrección y balance entre oferta y demanda para un período programado, evitando desbalances de potencia [15].

2.2.1.3. Reservas en giro

Son aprovisionamientos de potencia correspondientes a una capacidad de generación de reserva que se encuentra en línea con la red, pero que en períodos normales de funcionamiento están a mínima capacidad de generación, o sin carga. Este servicio se activa y comienza su operación ante contingencias puntuales, proveyendo el 100% de su capacidad de generación durante una determinada ventana de tiempo. Su velocidad de respuesta es generalmente entre 10 a 15 minutos luego de que la contingencia es detectada.

2.2.1.4. Reservas no en giro

Comprenden a las unidades de generación de respaldo que se encuentren ya sea en línea o no, y que tienen la cualidad de suplir de manera completa la capacidad de generación requerida durante un determinado rango de tiempo, el cual es definido con anterioridad.

Al estar diseñadas para poseer mayor capacidad de generación que las reservas en giro, su tiempo de respuesta ante contingencias es mayor, encontrándose en rangos comúnmente entre los 10 a 30 minutos después de ser detectada la eventualidad.

2.2.1.5. Reservas de reemplazo

Son las reservas de capacidad de generación que entran en acción de manera más tardía, y que reemplazan a las reservas en giro y no en giro, luego que la contingencia ya ha sido estabilizada [16] [17].

2.2.1.6. Regulación de frecuencia

También conocido Respuesta a Frecuencia, Reserva de Respuesta a Frecuencia o Respuesta a Frecuencia Primaria, es un servicio auxiliar orientado a mantener la estabilidad de la frecuencia de la red. Dichas inestabilidades se producen comúnmente por brechas entre la generación de potencia y su demanda, cuando esto ocurre la frecuencia de la red comienza a alejarse de su valor nominal, lo que, por ocasionar serios problemas, está regulado a través de normas que deben ser cumplidas por el administrador de la red. Si la brecha entre demanda y generación es pequeña, el efecto es generalmente mitigado por la inercia de los rotores de los generadores, pero para el caso de generación fotovoltaica en donde no se posee este tipo de inercia, la mitigación de dicho efecto debe ser mediante la aplicación de otro método. Éste consiste en la implementación de sistemas de almacenamiento de energía como soporte técnico, almacenando e inyectando potencia activa durante cortos períodos de tiempo, contribuyendo de esta manera a la estabilización de la frecuencia y emulando así la inercia de los sistemas convencionales, complementando el déficit de estabilidad angular. Para esto, es necesario sistemas de baja o mediana capacidad que sean de rápida respuesta y alta eficiencia, como es el caso de almacenamiento de energía magnética por superconducción y súper capacitores, o capacitores y volantes de inercia que representan una opción más económica.

El servicio auxiliar en cuestión otorga ventajas en cuanto a que posibilita la regulación y mitigación de las fluctuaciones de la frecuencia de la red, permite el cumplimiento de las normas regulatorias aplicadas a la red de transmisión de energía y posee una rápida respuesta ante perturbaciones en la red. No obstante, en función de lo mencionado, requiere de instalación especial para su funcionamiento, lo que eleva el coste asociado a dicho funcionamiento. A pesar de necesitar un sistema de almacenamiento de pequeña o mediana dimensión, la necesidad de que sea de rápida respuesta eleva su coste. Además,

al ser un servicio auxiliar orientado a la regulación de frecuencia, es necesario un control que sea capaz de alcanzar los requerimientos de velocidad acordes a dicha variable [18].



Figura 2.2.1. Despliegue de reservas ante una contingencia.

En la figura 2.2.1, se expone un diagrama explicativo del despliegue de las diferentes reservas ante una contingencia. En ella se muestra como ante un evento, las primeras reservas en activarse corresponden a las en giro y no en giro. Si el evento se mantiene en el tiempo, las reservas de reemplazo son activadas, permitiendo de esta manera desactivar las reservas en giro y no en giro para tenerlas disponibles ante una nueva eventualidad.

2.2.1.6.1 Limitación de potencia o “Power Curtailment”

Es un método para realizar regulación de frecuencia del tipo primario, y posee dos modalidades. La primera consiste en un método con el cual se limita la potencia generada en una planta a un punto de operación máximo deseado, el cual es determinado generalmente por el administrador de la red. Esta modalidad es particularmente útil para plantas generadoras basadas en energías renovables no convencionales, dada la alta

variabilidad en la generación de potencia. El método se logra interviniendo directamente en el control del sistema generador.

La segunda modalidad consiste en limitar la potencia generada constantemente, extrayendo continuamente menos potencia a la disponible por el sistema. Esta diferencia entre potencia disponible y generada puede estar dictada por un porcentaje o por un valor fijo, valores que pueden tener relación con la generación máxima instalada de la planta o al valor instantáneo de generación, y que es generalmente determinado por el administrador de la red. Esto permite tener potencia de generación disponible para ser empleada por el sistema de transmisión, que puede utilizarse para estabilizar la red ante problemáticas de diversa índole. La aplicación de esta modalidad es también a través de la intervención del control del sistema de generación [19] [20] [21]. Es relevante destacar que ambas modalidades pueden aplicarse de manera simultánea.

Se referirá en el presente documento al primer método de limitación de potencia como “LP1”, y al segundo método como “LP2”.

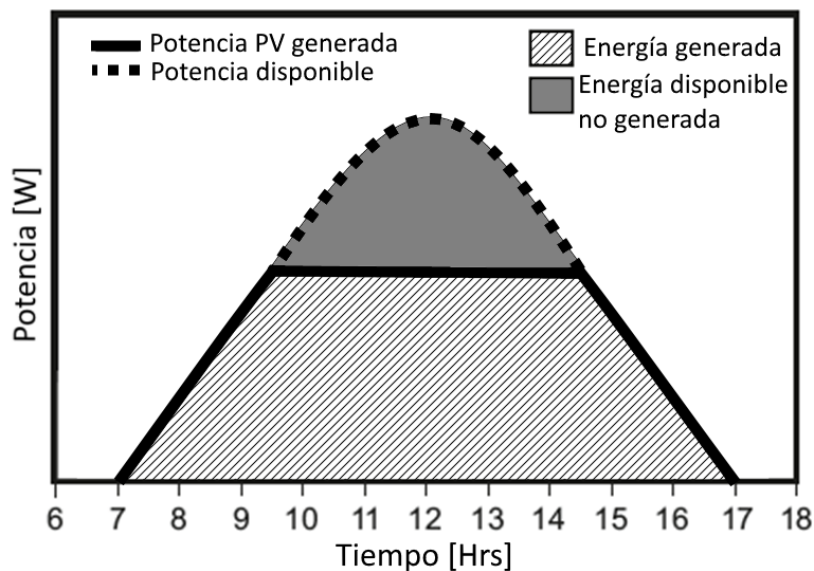


Figura 2.2.1.6.1.1. Limitación de potencia por límite de potencia máxima, LP1.

En la figura 2.2.1.6.1.1 se aprecia el método de limitación de potencia LP1, en la cual la generación PV llega a un valor determinado entre las 9 y 10 [Hrs], y se mantiene constante en ese punto hasta que se intercepta con la potencia disponible. Por lo que la energía

disponible en el transcurso de la limitación puede ser empleada para regular frecuencia mediante la inyección de potencia activa a la red, entre las horas 10 y 14 aproximadamente.

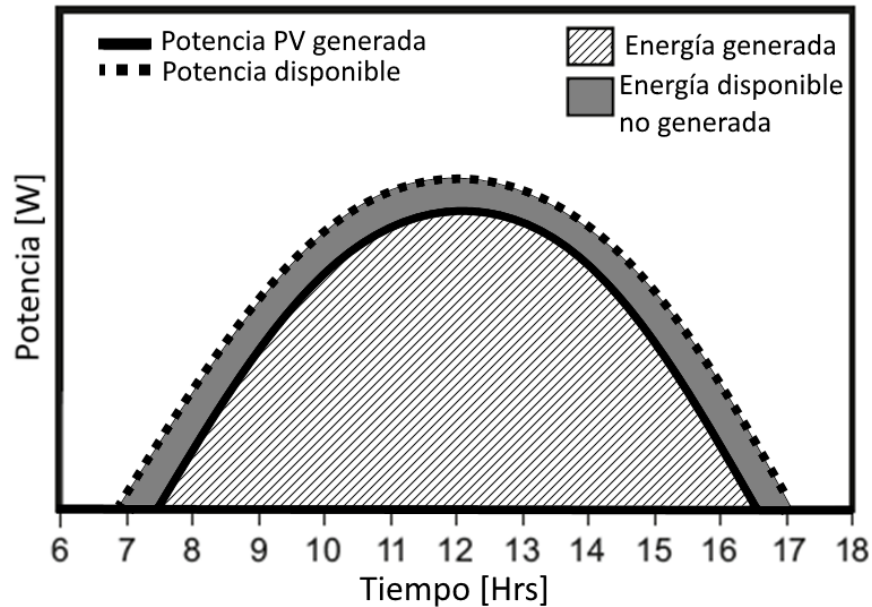


Figura 2.2.1.6.1.2. Limitación de potencia por limitación constante de potencia, LP2.

La figura 2.2.1.6.1.2 representa el método de limitación de potencia LP2, en la cual la generación PV se encuentra constantemente por debajo de la potencia PV disponible, permitiendo aprovechar de dicha energía para realizar inyecciones momentáneas de potencia activa a la red para regular frecuencia.

2.2.2. Servicios Adicionales

Como fue mencionado con anterioridad, la variabilidad e intermitencia de las ERNC limita su penetración en los sistemas eléctricos, para lo cual existen alternativas como los Servicios Auxiliares mencionados. No obstante, existen también Servicios Adicionales que están orientados a mejorar la calidad de la energía renovable entregada a través de diferentes mecanismos, los cuales pueden estar relacionados con sistemas y algoritmos de control, y a sistemas de almacenamiento de energía.

2.2.2.1 Recorte de picos o “Peak Shaving”

Este servicio adicional consta principalmente de dos modalidades. La primera tiene como propósito principal la reducción de picos de demanda producidas por cargas altas tanto en potencia como en variabilidad y son provistas por el lado de la demanda o “Demand-Side Management” (DSM) [22]. Los picos generalmente son de corta duración y no son programados, esto quiere decir que no se sabe cuándo van a ocurrir ni con que intensidad. Esto ocurre ya que frecuentemente las industrias emplean motores o dispositivos que demandan una gran cantidad de potencia en períodos cortos de tiempo, lo cual genera un cobro extra para el cliente por cargos de alta demanda, lo que eleva considerablemente los costos de energía. Para mitigar dicho efecto, se instalan sistemas de almacenamiento de energía de rápida respuesta que descargue cuando se producen dichos picos, prioritariamente en periodos de alta demanda, y cargue cuando el precio de la energía sea menor o haya excedentes, preferentemente en períodos de baja demanda. Esta modalidad puede ser aplicada también en la generación y transmisión, pero requiere de un sistema de almacenamiento notablemente mayor para que su efecto sea significativo.

La segunda modalidad corresponde a recorte de picos pero desde el lado de la generación, o “Supply-Side Management” (SSM) [23]. Por lo que su aplicación implica entregar potencia de mejor calidad a la red.

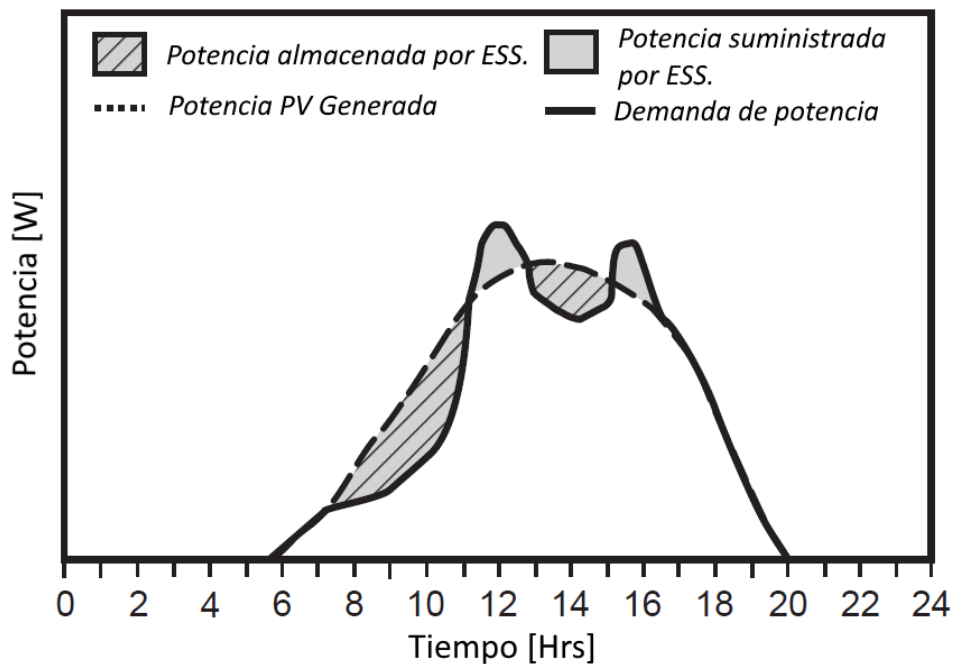


Figura 2.2.2.1.1. Recorte de picos de una carga empleando almacenamiento de energía.

En la figura 2.2.2.1.1, se representa el servicio adicional de recorte de picos provisto según el DSM. Se observa como la demanda de potencia que se encuentra por encima de la potencia PV generada en a las horas 11 y 16, es suministrada por los sistemas de almacenamiento previamente cargados.

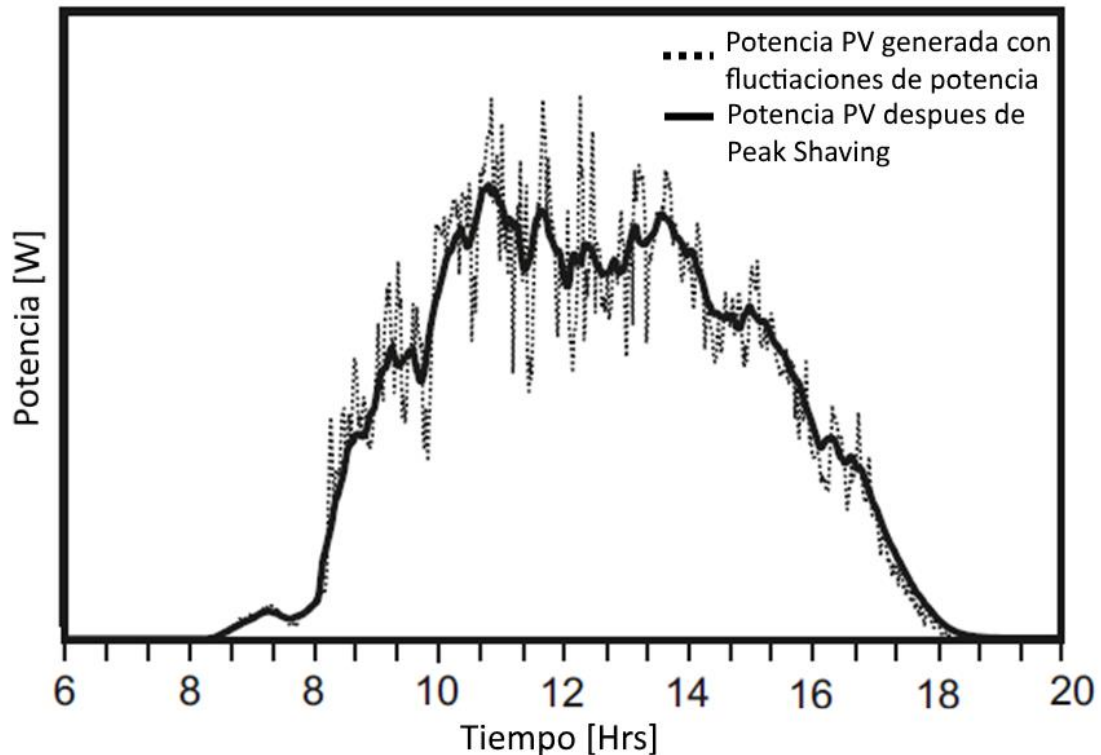


Figura 2.2.2.1.2. Recorte de picos para fluctuaciones de voltaje en ERNC.

La figura 2.2.2.1.2, presenta el servicio de recortes de picos implementado por el SSM. Es posible contemplar que la potencia generada con el servicio adicional aplicado es notoriamente más estable que sin la implementación y, por lo tanto, disminuye las perturbaciones hacia la red.

Este servicio adicional permite mitigar los cargos extra por los picos de alta demanda y sobre consumo. Ayuda a estabilizar la red, ya que disminuye los efectos que producen los picos de alta demanda de potencia intermitentes. Además, al mitigar los picos específicos de alta demanda, que por definición son por cortos períodos de tiempo, la infraestructura de

almacenamiento es más reducida lo que implica un menor costo de implementación, permite también reducir fluctuaciones de voltaje en la red.

Es relevante considerar que como el servicio adicional está orientado a la mitigación de picos cortos en el tiempo, pero elevados en cuanto a potencia, el control asociado al sistema debe ser lo suficientemente rápido para responder a dichos requerimientos, lo que vuelve más complejo el sistema de control.

Para el caso de la primera modalidad, el servicio es provisto por el DSM, por lo que desde el punto de vista de la generación y distribución, se tiene poco control sobre los detalles de la implementación total del servicio, como lo son la magnitud total de sistemas de almacenamiento implementados por la industria, etc. Desde la generación y distribución sólo se puede incentivar la implementación del servicio.

2.2.2.2. Nivelación de carga o “Load Leveling”

La nivelación de carga tiene como objetivo el equilibrar el perfil de consumo de potencia durante el día, almacenando e inyectando energía cuando la demanda está por debajo o encima del promedio esperado [24].

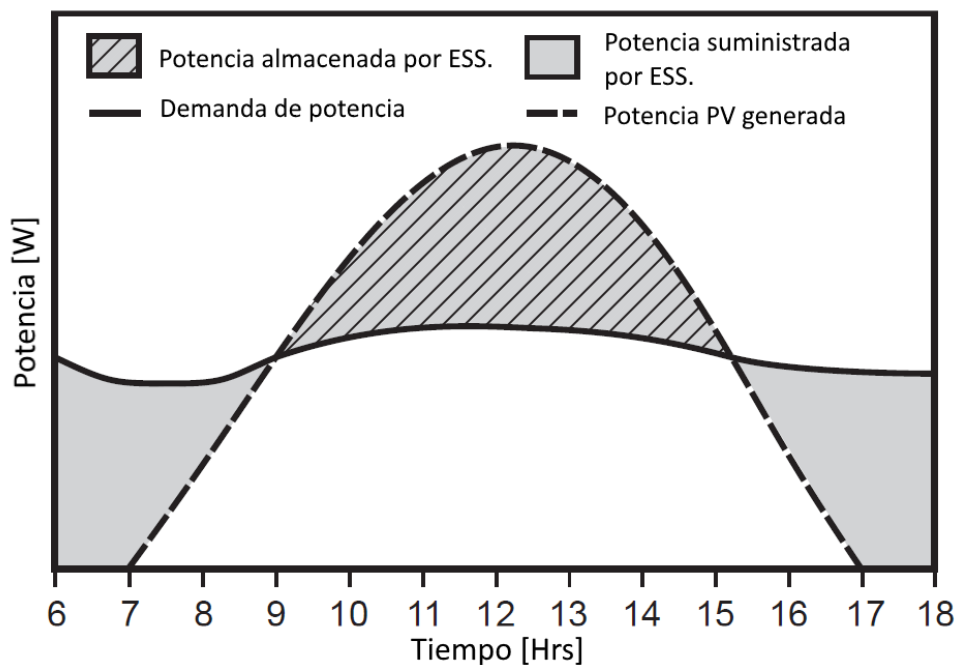


Figura 2.2.2.2.1. Nivelación de carga con referencia de consumo promedio variable.

Es posible visualizar en la figura 2.2.2.2.1, como la energía es almacenada cuando la potencia generada es superior al promedio esperado de la demanda, para ser inyectada a la red en los horarios en que dicho promedio supera a la generación PV.

2.2.2.3. Desplazamiento de carga o “Load Shifting”

El desplazamiento de carga corresponde al traslado temporal de la energía generada, desde momentos en el día en el que ésta se vende a un precio menor, a momentos en el día donde el precio de la energía es mayor. Teniendo como objetivo final el obtener beneficios económicos [25].

En determinados casos es posible regular o trasladar ciertas cargas de manera directa, como son los procesos independientes a una línea de producción o en cadena, pero por lo general, estas cargas no pueden ser desplazadas en el tiempo, esto implica la implementación de un sistema de almacenamiento de energía.

El sistema de almacenamiento de energía es cargado mientras la red se encuentra en un período de baja demanda de potencia, lo que conlleva a que el costo de la energía es menor para el usuario. Como ejemplo, un período de baja demanda para Chile es la noche. Luego, el sistema de almacenamiento se descarga durante los horarios de alta demanda y en el cual el costo energético es mayor, mitigando finalmente el efecto de los bloques de cargas mencionados durante este período. Es relevante destacar que este método también puede ser aplicado desde el sistema de distribución o de generación, pero para que el efecto sea significativo bajo este contexto, el sistema de almacenamiento de energía requiere de dimensiones considerablemente mayores.

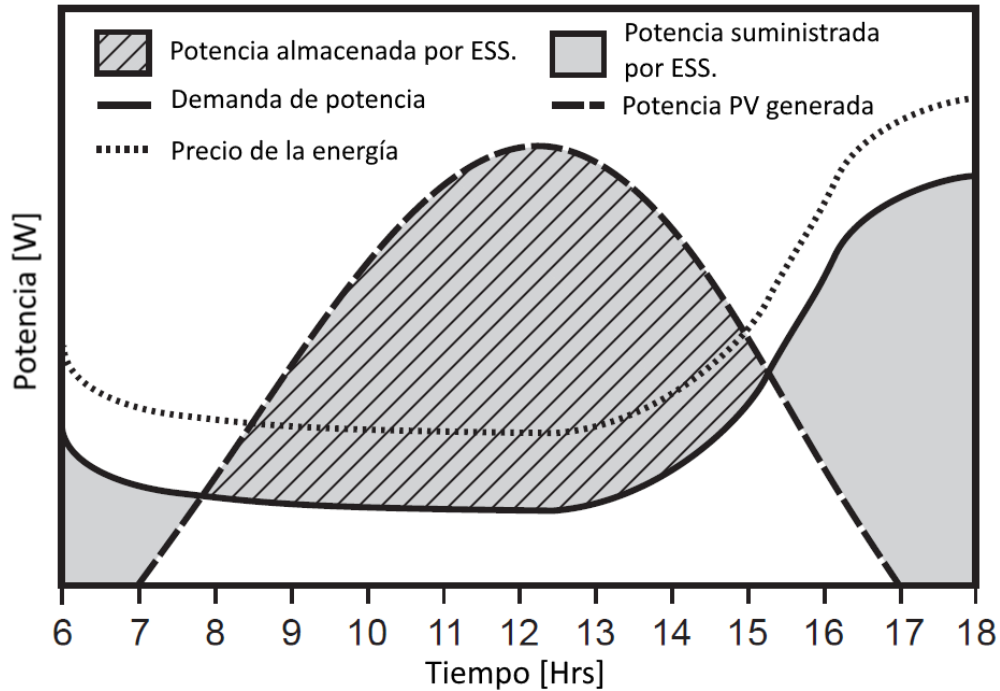


Figura 2.2.2.3.1. Desplazamiento de carga o “Load Shifting”.

En la figura 2.2.2.3.1 se presenta un gráfico explicativo del servicio de desplazamiento de carga, donde es posible observar cómo la energía es almacenada en los momentos en que el precio de ésta es menor, entre las 8 y las 15 horas aproximadamente, y luego es suministrada cuando el precio sube, 15 a 18 horas.

El servicio adicional tiene como ventaja el minimizar los requerimientos en la capacidad de generación e infraestructura de la red, dado que disminuye los picos de consumo durante las horas de alta demanda. Permite además minimizar los costos asociados para al consumo, desde el punto de vista del usuario de la red, en períodos de alta demanda.

Capítulo 3

3 Modelación y Dimensionamiento

3.1. Modelo y Dimensionamiento de la Planta

3.1.1. Dimensionamiento de la planta

Para el dimensionamiento de la planta, se tomará como referencia a la planta solar fotovoltaica “Amanecer Solar” del grupo CAP, ubicada en el desierto de Atacama a 37 kilómetros de la ciudad de Copiapó, y que posee una capacidad total instalada de 100 [MW]. La planta está compuesta por más de 310.000 módulos fotovoltaicos, conectados en cadenas que se unen en 69 sub estaciones [26]. Los paneles utilizados corresponden al modelo “SILVANTIS F-SERIES F325EzD” de la empresa Sun Edison, de 325 [W] [27].

A raíz de los datos mencionados, se diseña una planta que asemeje a Amanecer Solar CAP. Para ello se diseña un arreglo de 10 paneles F325EzD conectados en serie y 76 en paralelo. Se elijen 10 paneles en serie acorde al voltaje de MPP del panel y a la tasa de elevación del convertidor Boost para un DC-Link de 746 [V], y 76 de dichos arreglos en paralelo para alcanzar los requerimientos de potencia de la planta.

Cada arreglo fotovoltaico final se conecta a un convertidor, dichos convertidores son conectados en paralelo de a 3 por cada secundario del transformador de la sub estación correspondiente, finalmente las 69 sub estaciones son conectadas a la red completando la estructura de la planta solar, Figura 3.1.1.

Cabe destacar, que es necesario el empleo de sub estaciones en la planta debido a las limitaciones por tecnologías comerciales existentes, dada la magnitud de la capacidad de generación de la planta.

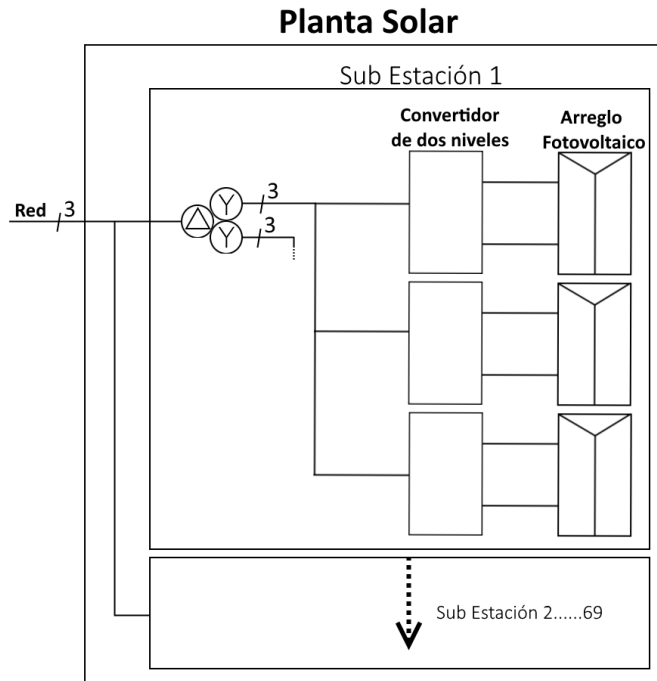


Figura 3.1.1. Estructura de la Planta dimensionada.

En la figura 3.1.1, se presenta un esquema general del diseño de la planta dimensionada, en la cual cada arreglo fotovoltaico está compuesto por unidades de 10 paneles en serie, y 76 de dichas unidades en paralelo. Luego cada uno de los arreglos son conectados a un convertidor de dos niveles, figura 3.1.2. Se observa también como la planta está compuesta por las 69 sub estaciones, cada una con su respectivo transformador y 6 convertidores conectados de a 3 por cada secundario.

Dado el dimensionamiento utilizado para la planta solar, referenciada a la planta Amanecer Solar del grupo CAP, se obtienen los siguientes valores.

Tabla 3.1.1. Parámetros de la planta solar dimensionada.

Variable	Valor por arreglo	Valor por Sub Estación	Valor de la Planta Solar
Paneles	760	4560	314640
Potencia	247000 [W]	1482000 [W]	102258000 [W]

3.1.2. Modelo general de la planta

El sistema a modelar corresponde a una estructura de convertidor fotovoltaico conectado a la red del tipo Cadena o "String", en donde cada arreglo de paneles es conectado a un convertidor de dos niveles. Siendo el primer nivel un convertidor del tipo Boost, que es conectado por medio de un DC-Link al segundo nivel correspondiendo a un convertidor Puente H trifásico conectado a la red eléctrica, Figura 3.1.2.

El convertidor Boost cumple la función de realizar el MPPT en los paneles, extrayendo la máxima potencia disponible y ejecutando la limitación de potencia para efectuar el Servicio Auxiliar de regulación de frecuencia. De igual manera el convertidor Boost permite elevar la tensión a 746 [V] en el DC-Link.

La segunda etapa correspondiente al convertidor Puente H, que permite realizar la conversión del voltaje del DC-Link de 746 [V] a un voltaje alterno, sincronizándose mediante un lazo de seguimiento de fase o "PLL" con la red para llevar a cabo una correcta inyección de potencia.

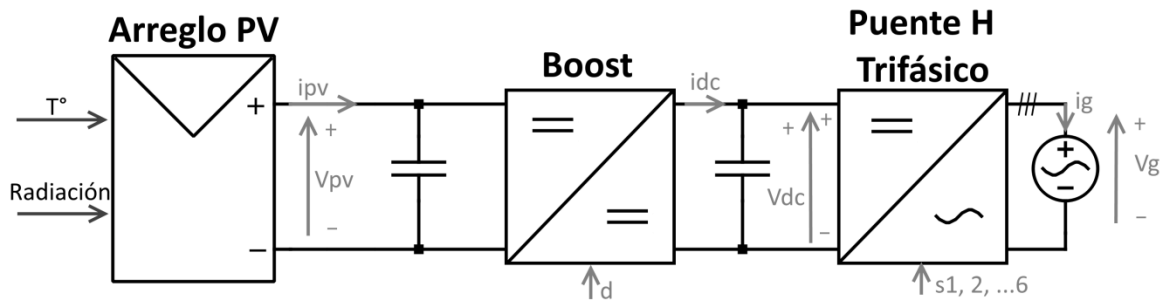


Figura 3.1.2. Modelo general del sistema.

La figura 3.1.2 muestra el modelo general del sistema, compuesto por el arreglo fotovoltaico conectado a una primera etapa de conversión DC/DC realizada por el Boost, y luego una segunda etapa de conversión DC/AC realizada por el puente H conectado a la red. Ambas etapas son conectadas mediante un DC-Link.

3.2. Modelo del Arreglo Fotovoltaico

Como se mencionó anteriormente, es posible aprovechar la energía del sol es a través de celdas fotovoltaicas, que agrupadas en paneles son capaces de convertir dicha energía proveniente del sol en electricidad.

3.2.1. Modelo de la celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica es en términos básicos un diodo semiconductor cuya juntura p-n se expone a la luz, por lo que la corriente que es capaz de generar es directamente proporcional al número de fotones captados de la radiación proveniente del sol. El circuito representativo de una celda se presenta en la Figura 3.2.1., junto con el modelo matemático que la caracteriza según la ecuación 3.2.1 [28].

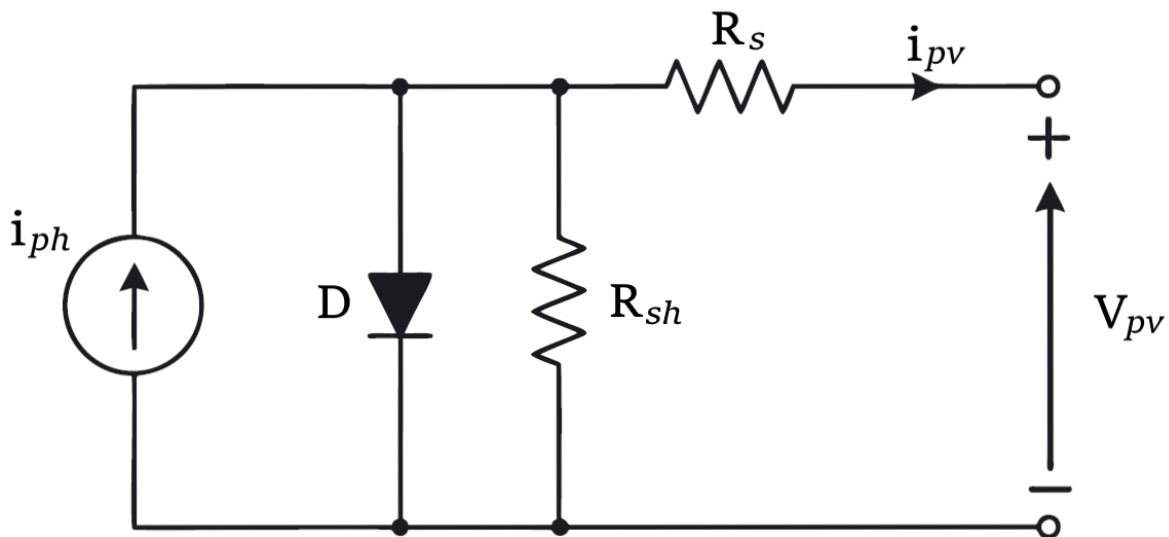


Figura 3.2.1.1. Circuito representativo de una celda fotovoltaica.

En la figura 3.2.1.1 se aprecia el circuito que representa a una celda fotovoltaica, que es caracterizada como una fuente de corriente " i_{pv} " que depende del voltaje en los terminales de esta " V_{pv} ".

$$i_{pv} = i_L - i_0 \left[e^{\frac{q(V_{pv} + i_{pv} R_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + i_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (3.2.1)$$

Tabla 3.2.1. Parámetros de la celda fotovoltaica.

Variable	Parámetro
V_{pv}	Voltaje de salida [V]
i_{pv}	Corriente de salida [I]
R_s	Resistencia de serie [Ω]
R_{sh}	Resistencia Shunt [Ω]
q	Carga del electrón $1,6 \cdot 10^{-19}$ [C]
K	Constante de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]
T	Temperatura [$^{\circ}K$]
i_{ph}	Corriente fotoeléctrica de la celda ≈ 40 [mA/cm^2] para celdas de Si
i_0	Corriente de saturación reversa de la celda 10^{-12} [A/cm^2]
n	Factor de idealidad del diodo ($n = 1$ para diodo ideal)

El comportamiento no lineal del diodo conlleva que la curva característica entre corriente y voltaje de la celda fotovoltaica tampoco lo sea. Además, dichas curvas son dependientes de la magnitud de radiación solar que recibe la celda y de la temperatura a la que se encuentra, Figura 3.2.1.2. (Superior).

Dado que la potencia entregada por la celda es directamente dependiente del voltaje al cual es sometida, se emplea el método de MPPT o “Maximum Power Point Tracking”, el cual consiste modificar el voltaje para mantener a la celda en el punto de máxima extracción de potencia o “MPP”. Existen diferentes algoritmos para realizar MPPT, siendo uno de los más comúnmente empleados el de Perturbar y Observar o “P&O” [29].

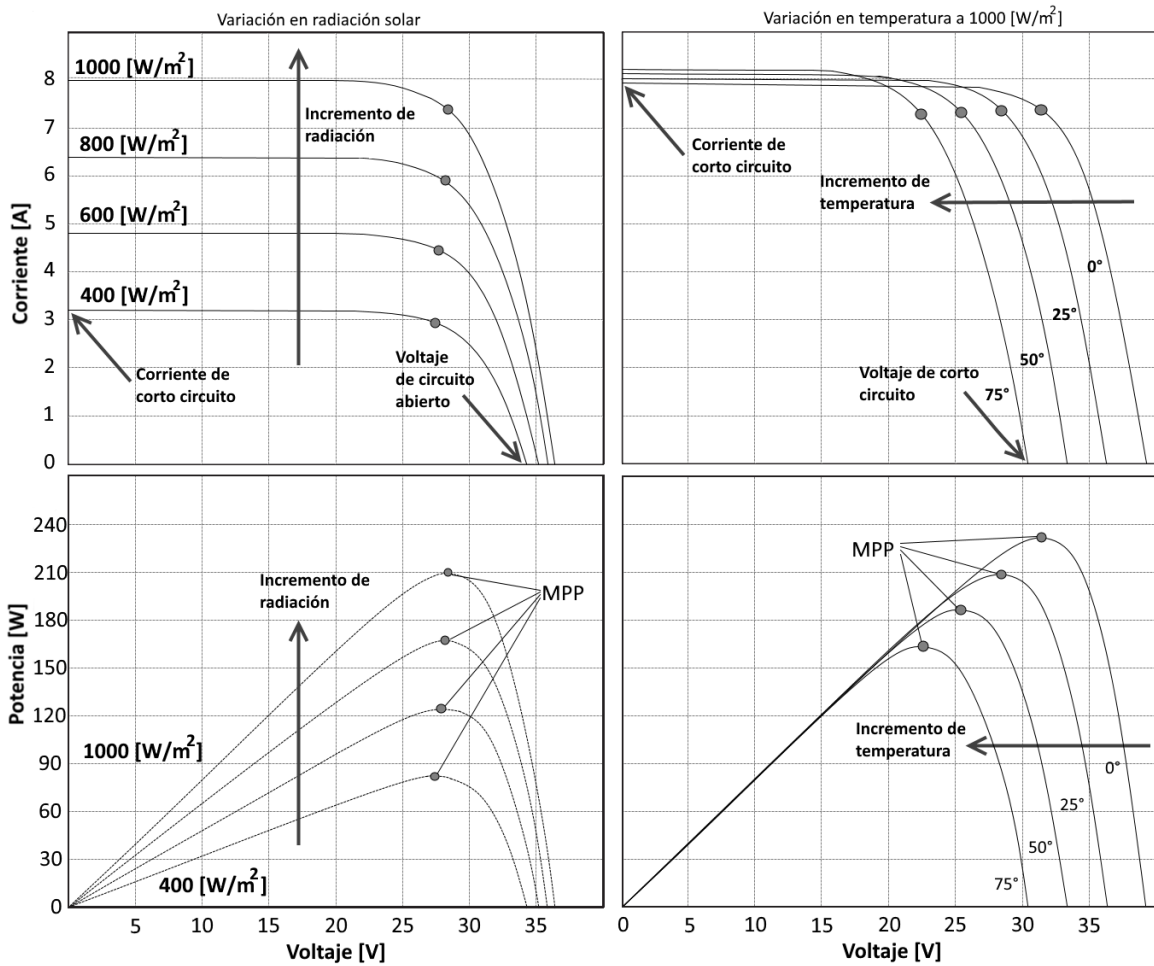


Figura 3.2.1.2. Curvas características I-V y P-V, con radiación solar variable a 25° C (izquierda) e incremento de temperatura a 1000 W/m^2 (derecha).

En la figura 3.2.1.2 es posible observar cómo varían las curvas I-V y P-V ante cambios de radiación y temperatura. A temperatura constantes, se vislumbra como las curvas características de corriente y potencia se desplazan hacia magnitudes mayores a medida que se incrementa la radiación. En cambio, a radiación constante la curva P-V decrece en magnitud a medida que se incrementa la temperatura. Es relevante considerar la dinámica de dichas curvas ya que el MPP se desplaza junto a ellas.

3.2.2. Modelo y parámetros del arreglo PV

El modelo que se emplea para el arreglo fotovoltaico corresponde a un bloque de diseño en PLECS, el cual considera las ecuaciones características que rigen al modelo físico del panel. El bloque incluye dos entradas, siendo la letra “T” la correspondiente a la temperatura ambiental en grados Celsius, y “G” es la entrada de intensidad lumínica en $[W/m^2]$ que recibe el arreglo fotovoltaico. Posee dos nodos “+” y “-” equivalentes a los terminales positivo y negativo del arreglo respectivamente, Figura 3.2.2.

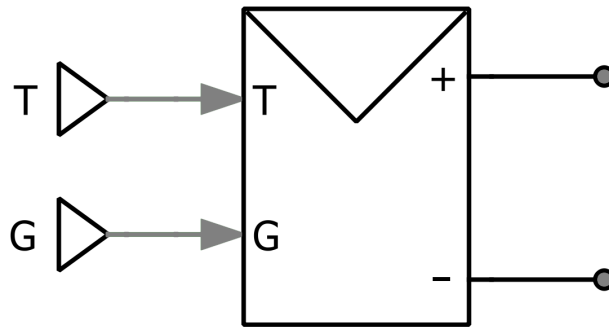


Figura 3.2.2.1. Bloque arreglo PV en PLECS.

El modelo físico está caracterizado bajo las siguientes ecuaciones:

$$i = i_{ph} - i_d - i_r \quad (3.2.2.1)$$

$$i_{ph} = I_{sc0} \cdot \frac{S}{S_0} + C_t \cdot (T - T_{ref}) \quad (3.2.2.2)$$

$$i_d = I_0 \cdot \frac{q v_d}{(e^{AkT} - 1)} \quad (3.2.2.3)$$

$$i_0 = I_{S0} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \cdot e^{\frac{qEg}{Ak} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)} \quad (3.2.2.4)$$

$$i_r = \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (3.2.2.5)$$

$$T = T_a + K_s \cdot S \quad (3.2.2.6)$$

En donde:

Tabla 3.2.2.1. Parámetros del modelo físico del panel fotovoltaico.

Variable	Parámetro
S	Intensidad lumínica
i_{pv}	Corriente de salida
T_a	Temperatura ambiente
v_d	$\frac{v}{N_s} + i \cdot R_s$
q	Carga del electrón $1,6 * 10^{-19}$
k	Constante de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23}$
v	Voltaje del terminal del módulo
i	Corriente de salida del terminal positivo
N_s	Número de Celdas
S_0	Intensidad de Luz estándar
T_{ref}	Temperatura de referencia
R_s	Resistencia en serie
R_{sh}	Resistencia Shunt
I_{SC0}	Corriente de corto circuito
I_{s0}	Corriente de Saturación
E_g	Banda de energía
A	Factor de idealidad
C_t	Coefficiente de temperatura
k_s	Coefficiente Ks

El bloque correspondiente al modelo del panel fotovoltaico utilizado en PLECS, se comporta como una fuente de corriente que depende del voltaje aplicado a sus terminales, figura 3.2.2.2. Emplea como entrada los valores de número de celdas por módulo, número de módulos en serie y en paralelo, voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito. Los valores de temperatura y radiación son ingresados al bloque de manera externa, y los demás parámetros son calculados de manera interna, figura B.1.

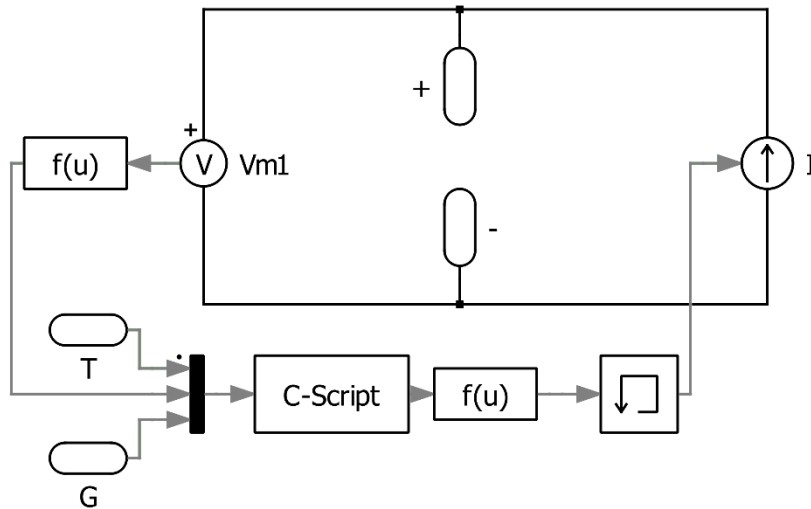


Figura 3.2.2.2. Esquema interno de bloque arreglo PV en PLECS.

Tabla 3.2.2.1. Parámetros del bloque arreglo PV en PLECS.

Parámetro	Valor
Celdas por módulo	72
Módulos en serie	10
Módulos en paralelo	76
Voltaje de circuito abierto	46 [V]
Corriente de corto circuito	9,27 [A]
Temperatura STC (Standar Test Conditions)	25 [°C]
Factor de idealidad	1,52
Banda de energía	1,12

3.3. Modelo y parámetros del Convertidor Boost

El convertidor Boost corresponde a la etapa de conversión DC/DC, que cumple a la función de elevar tensión entre los terminales conectados al arreglo fotovoltaico, y el DC-link que conecta la salida del Boost con el convertidor puente H. De igual manera, es el encargado de realizar el MPPT del arreglo fotovoltaico, y donde se aplicará la estrategia de control que permita realizar limitación de potencia. El circuito del convertidor Boost se presenta en la figura 3.3.1.

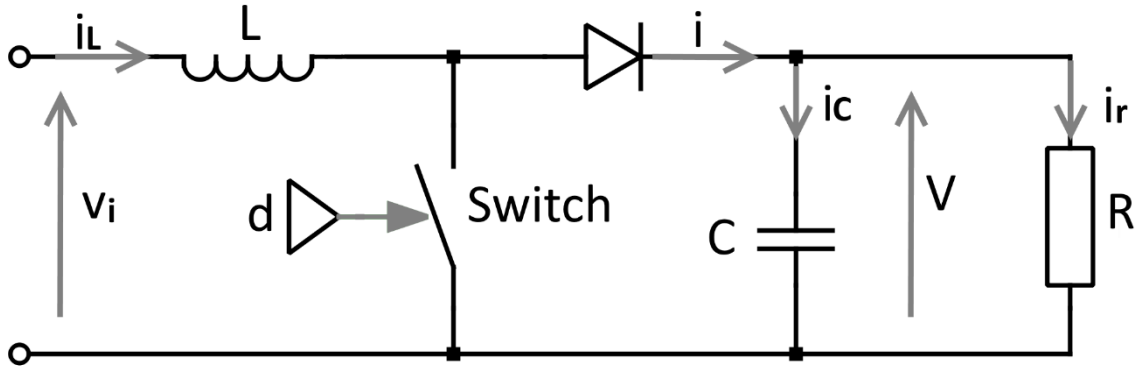


Figura 3.3.1. Circuito del convertidor Boost.

La operación del circuito depende directamente del estado de conmutación en el que se encuentre el semiconductor controlado o "Switch", pudiendo estar en estado abierto o cerrado. De esta manera, el modelo del convertidor puede ser simplificado si se divide en dos modelos equivalentes que representen al circuito en los dos estados del semiconductor, figura 3.3.2.

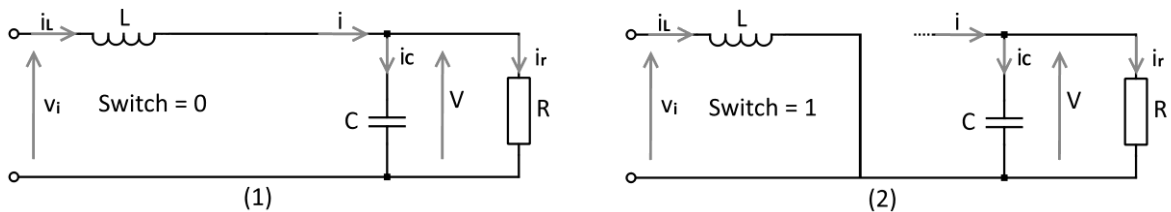


Figura 3.3.2. Circuito del convertidor Boost simplificado para ambos estados del Switch, abierto (1) y cerrado (2).

A raíz del modelo dividido del convertidor Boost, es posible aplicar las leyes de voltaje y corriente de Kirchof, obteniendo.

Con semiconductor en estado abierto, figura 3.3.2 (1):

$$V_i - L \cdot \dot{i}_L - V = 0 \quad (3.3.1)$$

$$i_L - C \cdot \dot{V} - \frac{V}{R} = 0 \quad (3.3.2)$$

Con semiconductor en estado cerrado, figura 3.3.2 (2):

$$V_i - L \cdot \dot{i}_L - 0 = 0 \quad (3.3.3)$$

$$0 - C \cdot \dot{V} - \frac{V}{R} = 0 \quad (3.3.4)$$

Los factores i_L y \dot{V} corresponden a las derivadas con respecto al tiempo de la corriente por el inductor i_L y del voltaje a la salida del convertidor V .

Para obtener el modelo conmutado o no lineal del convertidor Boost, se combinan las ecuaciones para ambos casos del estado del semiconductor.

$$V_i - L \cdot \dot{i}_L - (1 - d) \cdot V = 0 \quad (3.3.5)$$

$$(1 - d) \cdot \dot{i}_L - C \cdot \frac{V}{R} = 0 \quad (3.3.6)$$

En donde “ d ” corresponde al ciclo de trabajo del semiconductor, y que representa al comportamiento promedio de éste. Luego se despejan las variables correspondientes a las derivadas temporales de la corriente por el inductor y de voltaje de salida en las ecuaciones 3.3.5 y 3.3.6 respectivamente, obteniendo el modelo no lineal del convertidor Boost.

$$\dot{i}_L = \frac{V_i}{L} - \frac{(1-d)}{L} \cdot V \quad (3.3.7)$$

$$\dot{V} = \frac{(1-d)}{C} \cdot \dot{i}_L - \frac{V}{C \cdot R} \quad (3.3.8)$$

Se desea linealizar el modelo representado por las ecuaciones 3.3.7 y 3.3.8 en torno a un punto de operación determinado, por lo que inicialmente se escriben dichas ecuaciones en notación matricial (ecuación 3.3.9), para luego llevar el modelo a variables de estado y proceder con la linealización.

$$F = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{i}_L \\ \dot{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_i}{L} - \frac{(1-d)}{L} * V \\ \frac{(1-d)}{C} \cdot \dot{i}_L - \frac{V}{C \cdot R} \end{bmatrix} \quad (3.3.9)$$

Para llevar el modelo del sistema a variables de estado, se definen las variables que se emplearán.

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{i}_L \\ \dot{V} \end{bmatrix} \quad (3.3.10)$$

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L \\ V \end{bmatrix} \quad (3.3.11)$$

$$U = [u] = [d] \quad (3.3.12)$$

$$K = [k] = [V_i] \quad (3.3.13)$$

Como salida del sistema se elige i_L , ya que dicha definición será útil posteriormente para el control del convertidor.

$$Y = [i_L] = [x_1] \quad (3.3.14)$$

Con las definiciones expuestas y el cambio los cambios de variable, el sistema queda expresado como.

$$\dot{X}_1 = f(x, u, k) = \begin{bmatrix} f_1(x, u, k) \\ f_2(x, u, k) \end{bmatrix} \quad (3.3.15)$$

$$Y = g(x, u, k) \quad (3.3.16)$$

$$F = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{k}{L} \cdot \frac{(1-u)}{L} \cdot x_2 \\ \frac{(1-u)}{C} \cdot x_1 - \frac{x_2}{C \cdot R} \end{bmatrix} \quad (3.3.17)$$

$$Y = [g] = [x_1] \quad (3.3.18)$$

El modelo del sistema en variables de estado se obtiene con las ecuaciones comprendidas desde 3.3.10 a 3.3.14, quedando definido como:

$$\Delta \dot{X} = A \cdot \Delta X + B \cdot U + E \cdot \Delta K \quad (3.3.19)$$

$$\Delta Y = C \cdot \Delta X \quad (3.3.20)$$

Es relevante destacar, que dado que en el modelo en variables de estado Y es dependiente sólo de x_1 , las matrices que multiplican a ΔU y ΔK contienen sólo elementos iguales a cero, obteniéndose finalmente la ecuación 3.3.20. En las ecuaciones 3.3.19 y 3.3.20 nos encontramos con que:

$$\Delta \dot{X} = \dot{X} - \dot{X}_0 \quad (3.3.21)$$

$$\Delta X = X - X_0 \quad (3.3.22)$$

$$\Delta U = U - U_0 \quad (3.3.23)$$

$$\Delta Y = Y - Y_0 \quad (3.3.24)$$

$$\Delta K = K - K_0 \quad (3.3.25)$$

Dado que desea adquirir los valores de las matrices A , B , C y E , se linealiza el modelo a partir de las derivadas parciales de las matrices F e Y con respecto a X , U , y K según sea el caso. Dichas expresiones se evalúan en el punto de equilibrio determinado por $P_0 = (\dot{X}_0, X_0, U_0, Y_0, K_0)$.

$$A = \left. \frac{dF}{dX} \right|_{P_0} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-(1-u_0)}{L} \\ \frac{(1-u_0)}{C} & \frac{-1}{C \cdot R} \end{bmatrix} \quad (3.3.26)$$

$$B = \left. \frac{dF}{dU} \right|_{P_0} = \begin{bmatrix} \frac{x_{20}}{L} \\ \frac{x_{10}}{C} \end{bmatrix} \quad (3.3.27)$$

$$C = \left. \frac{dH}{dX} \right|_{P_0} = [1 \quad 0] \quad (3.3.28)$$

$$E = \left. \frac{dF}{dK} \right|_{P_0} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.3.29)$$

Con los valores de las matrices en torno al punto de operación adquiridos, es posible reescribir el modelo en variables de estado del convertidor Boost.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x}_1 \\ \Delta \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-(1-u_0)}{L} \\ \frac{(1-u_0)}{C} & \frac{-1}{C \cdot R} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{x_{20}}{L} \\ \frac{-x_{10}}{C} \end{bmatrix} \cdot \Delta U + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta K \quad (3.3.30)$$

$$\Delta Y = [1 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \quad (3.3.31)$$

Se procede a aplicar la transformada de Laplace a la ecuación 3.3.19, luego se despeja y es reemplazada en la ecuación 3.3.20, adquiriéndose la siguiente expresión.

$$\Delta Y = C \cdot (sI - A)^{-1} \cdot [B \cdot \Delta U + E \cdot \Delta K] \quad (3.3.32)$$

De esta manera es posible conseguir la función de transferencia entre la entrada ΔU , relacionada al ciclo de trabajo y la salida ΔY , relacionada a la corriente por el inductor. La expresión corresponde a:

$$H_{\Delta Y \Delta U} = \frac{\Delta Y}{\Delta U} = C \cdot (sI - A)^{-1} \cdot B \quad (3.3.34)$$

Finalmente es posible evaluar las ecuaciones que comprenden desde 3.3.26 a 3.3.29, en la ecuación 3.3.34, resultando la ecuación 3.3.35. Luego, como se desea encontrar el valor de las variables en torno al punto de operación o equilibrio P_0 , es necesario igualar a cero las derivadas con respecto al tiempo en la ecuación 3.3.9, resultando así las ecuaciones 3.3.36 y 3.3.37.

$$H_{\Delta Y \Delta U} = \frac{\Delta Y}{\Delta U} = \frac{(x_{20} \cdot R \cdot C)s + (X_{20} + X_{10} \cdot R \cdot [1 - u_0])}{(R \cdot L \cdot C)s^2 + (L)s + (R \cdot [1 - u_0]^2)} \quad (3.3.35)$$

$$-\frac{x_{20}}{L} \cdot (1 - u_0) + \frac{k_0}{L} = 0 \quad (3.3.26)$$

$$\frac{(1 - u_0)}{C} \cdot x_{10} - \frac{x_{20}}{C \cdot R} = 0 \quad (3.3.37)$$

Para obtener el modelo completo del convertidor Boost, es necesario disponer de los parámetros que lo componen.

Se sabe de antemano que, dado los parámetros de los paneles empleados y las características del arreglo fotovoltaico, el valor de la potencia total del sistema corresponde a $P = 247000 [W]$ (tabla 3.1.1), y que el voltaje en el DC-Link es de $V = 746[V]$. Con dichos datos es posible obtener el valor para la resistencia R sabiendo que:

$$\frac{V^2}{R} = P \Rightarrow R = \frac{V^2}{P} = \frac{746^2}{247000} = 2,25[\Omega] \quad (3.3.38)$$

Empleando el voltaje de MPP del arreglo fotovoltaico para el punto de operación, tenemos que $V_{mpp \text{ panel}}$ es 37,3 [V] [13], por lo tanto V_{mpp} del arreglo fotovoltaico corresponde a $V_{mpp} = V_{mpp \text{ panel}} * 10 \text{ (paneles en serie)} = 373[V]$. Con el valor de voltaje de entrada $V_{mpp} = V_i$, y habiendo escogido con anterioridad el voltaje del DC-Link o salida V , se adquiere el valor para el ciclo de trabajo en el punto de operación a partir de la ecuación 3.3.26.

$$\frac{V}{V_i} = \frac{1}{1 - d_0} \Rightarrow d_0 = 1 - \frac{373}{746} = 0,5 \quad (3.3.39)$$

Con el ciclo de trabajo y la ecuación 3.3.37, se obtiene el valor para la corriente en el punto de equilibrio, ecuación 3.3.40.

$$x_{10} = \frac{V}{R \cdot (1-d_0)} = \frac{746}{2,25 \cdot (1-0,5)} = 663, \bar{1} [A] \quad (3.3.40)$$

Cabe destacar que la corriente para el punto de operación obtenida a través del modelo corresponde a la corriente de MPP (I_{mpp}) del arreglo fotovoltaico según los datos del panel, ecuación 3.3.41, lo que permite verificar la validez del modelo.

$$I_{mpp} = I_{mpp-panel} \cdot 76_{paralelo} = 8,72 \cdot 76 = 662,72[A] \quad (3.3.41)$$

Los valores obtenidos, junto con los parámetros escogidos para el sistema que se desea diseñar, se presentan en la tabla 3.3.1.

Tabla 3.3.1. Parámetros Convertidor Boost.

Parámetro	Valor
P	247 [kW]
$V_{DC-Link}$	746 [V]
C_i	50 [μ F]
C	5000 [μ F]
L	2 [mH]
R	2,25 [Ω]
d_0	0,5
V_i	373 [V]
i_0	663 [A]

3.4. Modelo y parámetros Convertidor Puente H

El convertidor Puente H tiene como principales funciones, la sincronización con la red eléctrica para asegurar una correcta inyección de potencia hacia ésta, pudiendo de esta manera controlar la potencia activa y reactiva inyectada, además de controlar la tensión en el capacitor que realiza la función de DC-Link entre el convertidor puente H y el convertidor Boost. El esquema del puente H trifásico a empleado se presenta en la figura 3.4.1.

Cabe destacar que, desde este punto del documento en adelante se referirá a V_i como V_{pv} y V como V_{dc} .

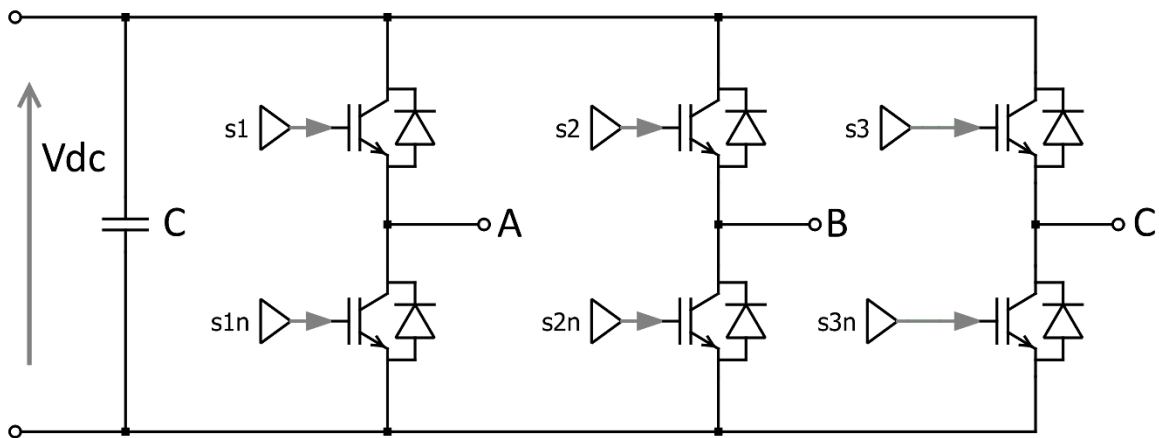


Figura 3.4.1. Esquema convertidor puente H trifásico.

Las señales de disparo de los semiconductores permiten controlar el voltaje aplicado a cada una de las fases de la red y, por lo tanto, la inyección de potencia hacia esta. Cabe destacar que las señales de disparo de cada pierna inversora no pueden ser activadas en un mismo instante ya que esto generaría un corto circuito, por lo que una señal de cada pierna inversora es el valor negado de la otra, $s1n = \overline{s1}$, $s2n = \overline{s2}$, $s3n = \overline{s3}$.

Las referencias A, B y C, corresponden a los bornes que son conectados a cada una de las fases de la red. Para la construcción de un modelo que permita ejecutar el control del convertidor puente H, es necesario definir valores que representan a la red eléctrica a la cual será conectado el convertidor, tabla 3.4.1, para esto se considerará que cada fase de la red está compuesta por una inductancia y una resistencia en serie, además del voltaje propio de la red en cada fase, figura 3.4.2.

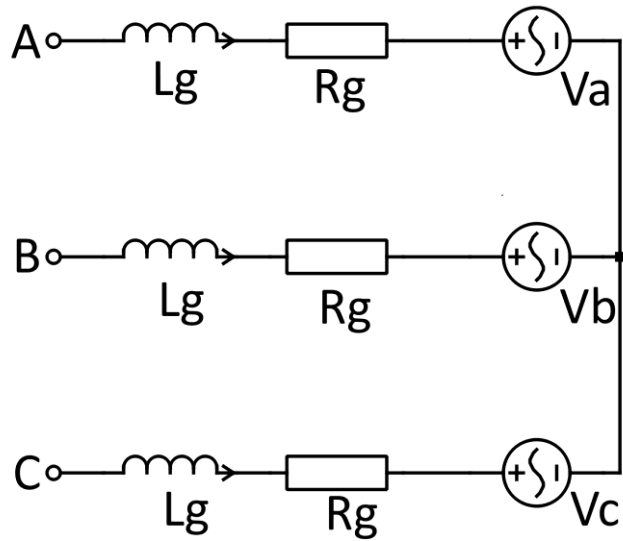


Figura 3.4.2. Esquema red trifásica.

Tabla 3.4.1. Parámetros Convertidor Puente H, y Red trifásica.

Parámetro	Valor
f_g	50 [Hz]
ω_g	$100 \cdot \pi$ [rad/s]
R_g	0,075 [Ω]
L_g	1 [mH]
C	5000 [μ F]
V_{dc}	746 [V]
V_a	$220 \cdot \sqrt{2}$ [V]

Capítulo 4

4 Estrategias de Control

4.1. Convertidor Boost

Existen diversos esquemas de control que pueden ser aplicados a diferentes topologías de convertidores DC/DC, variando tanto en el esquema de control como en el método que emplean, pudiendo ser lineal, por histéresis, o difuso entre otros. Sin embargo, la mayoría de las estructuras de control que se encuentran en uso se basan en lazos de control lineales en cascada, con un lazo de control de voltaje externo más lento, y un lazo de control de corriente interno más rápido, este tipo de control será el empleado para el convertidor Boost, figura 4.1.1. En dicho control, el lazo interno de corriente emplea un PI que proporciona el ciclo de trabajo para el PWM del Boost, mientras que el lazo externo de voltaje, que también emplea un PI, es el encargado de entregar la corriente de referencia por la inductancia. La frecuencia de conmutación seleccionada corresponde a un valor de 44 [kHz].

Junto a lo anterior, el convertidor Boost también es el encargado de realizar el MPPT, entregando el voltaje de referencia V_{PVref} que corresponde al voltaje que permite extraer la mayor cantidad de potencia del arreglo fotovoltaico. Se empleará el algoritmo de “Perturbar y Observar”.

Se destaca además que los controladores obtenidos para las plantas se adquieren inicialmente en el dominio de Laplace, y luego serán transformados a variables discretas para aplicar el control PI al código del bloque en PLCES.

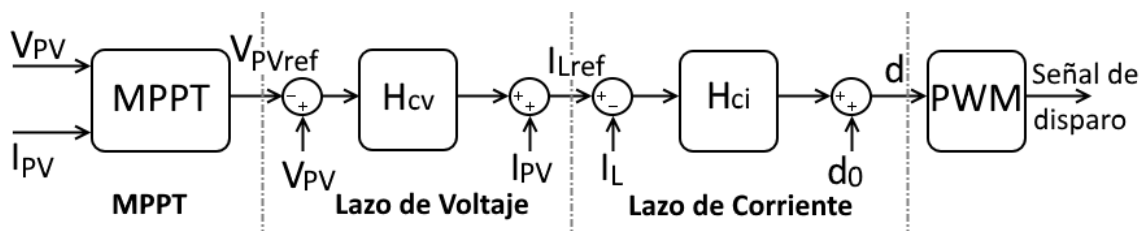


Figura 4.1.1. Esquema Control Convertidor Boost.

4.1.1. Lazo de Corriente

La función de transferencia entre la corriente por el inductor y el ciclo de trabajo está dada por la ecuación 3.3.35, que corresponde a nuestra planta a controlar y que puede ser descrita como:

$$H_i = \frac{\frac{V}{L} \cdot s + \left(\frac{V + R \cdot i_0 \cdot (1 - d_0)}{R \cdot C \cdot V} \right) \frac{V}{L}}{s^2 + \frac{1}{R \cdot C} \cdot s + \frac{(1 - d_0)^2}{L \cdot C}} \quad (4.1.1.1)$$

Se emplea la herramienta "rltool" del software "MATLAB" para el diseño del controlador, importando el valor de la planta obtenida H_i y asociándolo al bloque G de la arquitectura de control. A su vez, se asocia el controlador que se desea obtener H_{ci} al bloque C. Luego es posible ajustar manualmente el controlador para los criterios de diseño con la herramienta de sintonización gráfica, y con la trama de análisis del diagrama bode a lazo cerrado. El controlador se ajusta con un coeficiente de amortiguación ξ de valor $\xi = 0,808$ y un ancho de banda por lo menos 10 veces más lento que la frecuencia de conmutación, eligiendo $BW = 2000$ [Hz]. Luego el controlador es transformado a variable discreta, mediante la función de MATLAB " $H_{ciD} = c2d(H_{ci}, T_s, 'zoh')$ " y con un valor de tiempo de muestreo de $T_s = \frac{1}{4400}$, ecuación 4.1.1.2.

$$H_{ciD} = \frac{0,002627 \cdot z - 0,002471}{z - 1} \quad (4.1.1.2)$$

4.1.2. Lazo de Voltaje

El lazo de voltaje es el encargado de controlar la tensión en el condensador de entrada a través de la corriente, por lo que para el modelo se aplica la ley de corrientes de Kirchoff.

$$i_{PV} = i_c + i_L \quad (4.1.2.1)$$

$$i_{PV} = C_i \cdot \frac{V_{dc}}{dt} + i_L \quad (4.1.2.2)$$

En el dominio de Laplace se obtiene:

$$i_{PV} = C_i \cdot s \cdot V_{dc} + i_L \quad (4.1.2.3)$$

$$\frac{1}{C_i \cdot s} \cdot (i_{PV} - i_L) = V_{dc} \quad (4.1.2.4)$$

$$\left. \frac{V_{dc}}{i_L} \right|_{i_{PV}=0} = \frac{-1}{C_i \cdot s} \quad (4.1.2.5)$$

De esta manera, la planta resultante para el lazo de voltaje corresponde a:

$$H_v = \frac{1}{C_i \cdot s} \quad (4.1.2.6)$$

Es relevante destacar que, dado que la planta tiene signo negativo, ecuación 4.1.2.5, la referencia también debe ser aplicada con signo negativo.

Se emplea el mismo método utilizado para obtener el controlador de corriente, pero con un ancho de banda diez veces más lento, $BW = 225 [Hz]$, y un coeficiente de amortiguación de $\xi = 0,707$, luego es transformado a variable discreta con el mismo tiempo de muestreo que para el controlador de corriente, obteniendo el controlador expuesto en la ecuación 4.1.2.7.

$$H_{cvD} = \frac{0,2019 \cdot z - 0,2012}{z - 1} \quad (4.1.2.7)$$

4.1.3. Seguimiento de punto máximo de potencia

La potencia que es posible extraer de un panel fotovoltaico depende de factores tanto ambientales como eléctricos. Los factores ambientales predominantes corresponden a la radiación solar captada por el panel y la temperatura ambiental a la cual es sometido, y al no existir en la actualidad un método factible para el control de éstos, la potencia extraída es manipulada a través de los factores eléctricos, de manera más específica a través del voltaje aplicado en los terminales del panel V_{pv} . Para encontrar el voltaje que permita extraer la mayor cantidad de potencia o "Maximum Power Point", es necesario disponer de un método que permita primero encontrar dicho punto, para luego seguirlo a medida que el punto cambie a raíz de la variación de los factores ambientales, lo que es llamado seguimiento de punto máximo de potencia o "Maximum Power Point Tracking".

Existen diferentes métodos en la literatura que alcanzan el objetivo en cuestión, pero se empleará el de “P&O”, dado que permite un seguimiento efectivo y de simple implementación.

El método consiste en perturbar la referencia de voltaje V_{pv}^* aplicado al panel, y medir la respuesta de éste para decidir la siguiente perturbación en la dirección que debiera permitir una mayor extracción de potencia. El cambio en el voltaje de referencia se tiene siempre la misma magnitud, mientras que el signo es determinado por la variación de potencia. Las perturbaciones se mantienen hasta que el sistema alcanza el punto de máxima potencia, en el cual dichas perturbaciones oscilan alrededor del punto hasta que un cambio en los factores ambientales modifica el sistema, determinando un nuevo punto de máxima potencia. El algoritmo en cuestión se observa en la figura 4.1.3.1.

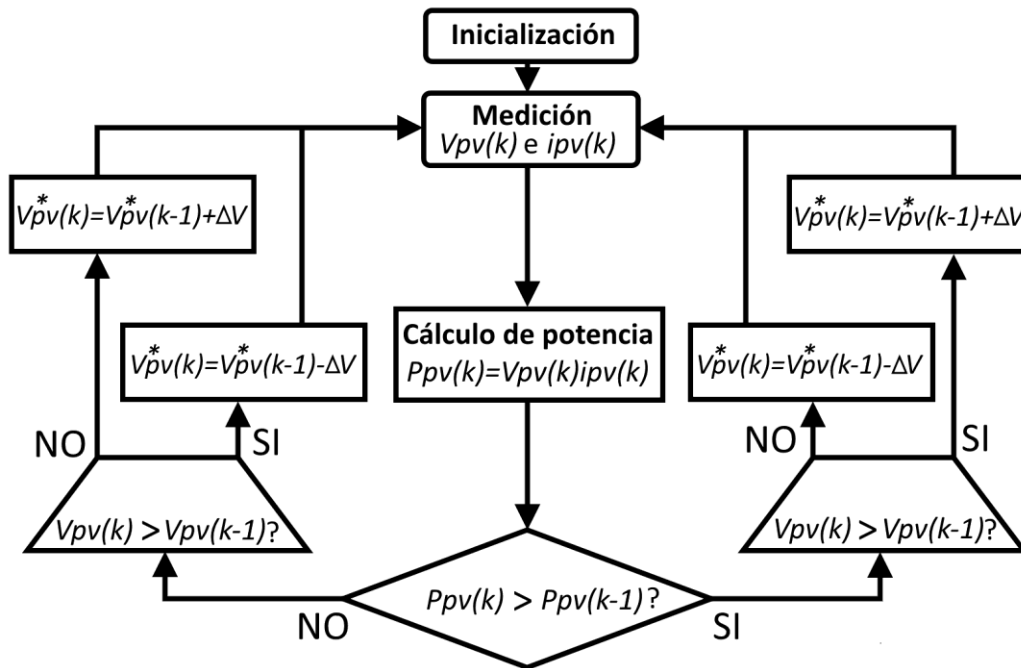


Figura 4.1.3.1. Algoritmo Perturbar y Observar.

4.1.4. Limitación de potencia

Se desea modificar el método “P&O” de MPPT, con el objetivo de limitar la extracción de potencia del arreglo fotovoltaico y disponer de dicho excedente de potencia para cuando el operador de red solicite inyectar potencia activa a la red para la regulación de frecuencia. Para ello empleará limitación de potencia según el método LP1 definido con anterioridad,

a un porcentaje fijo “Z%” de la capacidad máxima de la planta $P_{m\acute{a}x}$, según la figura 2.2.1.6.1.1. En consecuencia, se modifica el algoritmo “P&O” según la figura 4.1.4.1.

Cuando el operador de la red solicite inyección extra de potencia activa para regulación de frecuencia, se modifica el parámetro Z acorde a la potencia solicitada, estacionándose la limitación de potencia en el nuevo punto de operación. Cabe destacar que es necesario saber además de la capacidad máxima de la planta, una estimación del MPP instantáneo, ya que en la operación normal del sistema se estará trabajando por debajo del punto óptimo de generación, y es necesario saber de cuanta capacidad extra de generación se dispone para responder, y si esta es suficiente a lo requerido por parte del operador de la red.

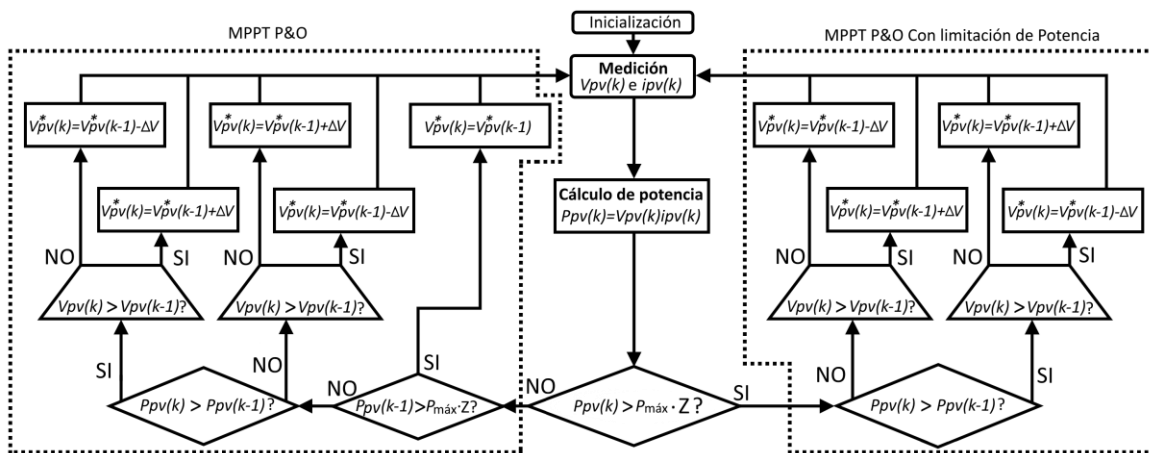


Figura 4.1.4.1. Algoritmo Perturbar y Observar con limitación de potencia, LP1.

En la figura 4.1.4.1, se observa el algoritmo P&O modificado con limitación de potencia según el método LP1. El algoritmo se inicia con la medición de voltaje y corriente en los terminales del arreglo fotovoltaico para calcular la potencia instantánea, si dicha potencia supera la magnitud del límite definido ($P_{pv}(k) > P_{m\acute{a}x} \cdot Z$), se realiza limitación de potencia (lado derecho) perturbando la referencia de voltaje orientado a la reducción de potencia. Si la potencia instantánea es menor al límite definido, se realiza MPPT P&O de manera estándar (lado izquierdo). Cabe destacar que se agrega una comparación extra al inicio del MPPT estándar, que corresponde a verificar si la potencia anterior superó el límite establecido, de ser así, la referencia de voltaje se mantiene igual. Dicha comparación se aplica para evitar tener operación con histéresis en torno al límite establecido.

Para la estimación del punto de máxima potencia, que se empleará para saber cuánta potencia adicional hay disponible a pesar de la limitación, se calcula inicialmente el área que cubre un panel fotovoltaico.

$$A_{panel} = largo \cdot ancho = 1,976 \cdot 0,99 = 1,95624 [m^2] \quad (4.1.4.1)$$

Se calcula la potencia nominal que habría en el área del panel, con $G_{m\acute{a}x} = 1000 [\frac{W}{m^2}]$.

$$P_{a\ panel} = G_{m\acute{a}x} \cdot A_{panel} = 1956,24 [W] \quad (4.1.4.2)$$

Se obtiene la eficiencia de la planta ξ , con la potencia de MPP que produce un panel $P_{MPP\ panel}$, y la potencia nominal por área cubierta de dicho panel.

$$\xi = \frac{P_{MPP\ panel}}{P_{a\ panel}} = \frac{325 [W]}{1956,24 [W]} \cdot 100 \approx 16,61\% \quad (4.1.4.3)$$

Luego se determina la cantidad de paneles fotovoltaicos que tiene la planta.

$$n = \frac{\text{potencia nominal de la planta}}{P_{MPP\ panel}} = \frac{247000 [W]}{325 [W]} = 760 \quad (4.1.4.4)$$

Se calcula el área de la planta.

$$A_{planta} = A_{panel} \cdot n = 1486,7424 [m^2] \quad (4.1.4.5)$$

Finalmente es posible estimar el MPP instantáneo de la planta.

$$P_{MPP} = G \cdot A_{planta} \cdot \xi \quad (4.1.4.6)$$

Con la ecuación 4.1.4.6, es posible estimar el punto de máxima potencia a raíz de la radiación solar, ya que tanto el área de la planta como ξ son constantes. De esta manera si la radiación solar es de $1000 [\frac{W}{m^2}]$, el punto de máxima potencia correspondería a $P_{MPP} = 246947,91 [W]$, lo que corresponde a un error del 0,021% en comparación a la potencia nominal diseñada.

4.2. Convertidor Puente H

Entre los esquemas de control más comúnmente empleados para convertidores trifásicos conectados a la red, se encuentran el Control Orientado a Voltaje o "VOC", y el Control

Directo de Potencia o “DPC”, siendo el primero de estos ampliamente utilizado en aplicaciones PV.

El VOC utiliza una transformación a sistema de coordenadas rotatorias “dq” que se orientan con el vector de voltaje de la red, logrando con esto transformar todos los valores alternos a continuos, simplificando significativamente los diseños de control y permitiendo el uso de controladores PI. La corriente de la red transformada a coordenadas “dq”, puede ser descompuesta en sus partes real i_{sd} e imaginaria i_{sq} , siendo la primera la alineada con el vector de voltaje de la red y proporcional con la potencia activa P, y la segunda perpendicular con el vector de voltaje de la red y proporcional a la potencia reactiva Q. Es relevante mencionar que se selecciona una frecuencia de conmutación de 4,4 [kHz]. El esquema del VOC puede apreciarse en la figura 4.2.1.1.

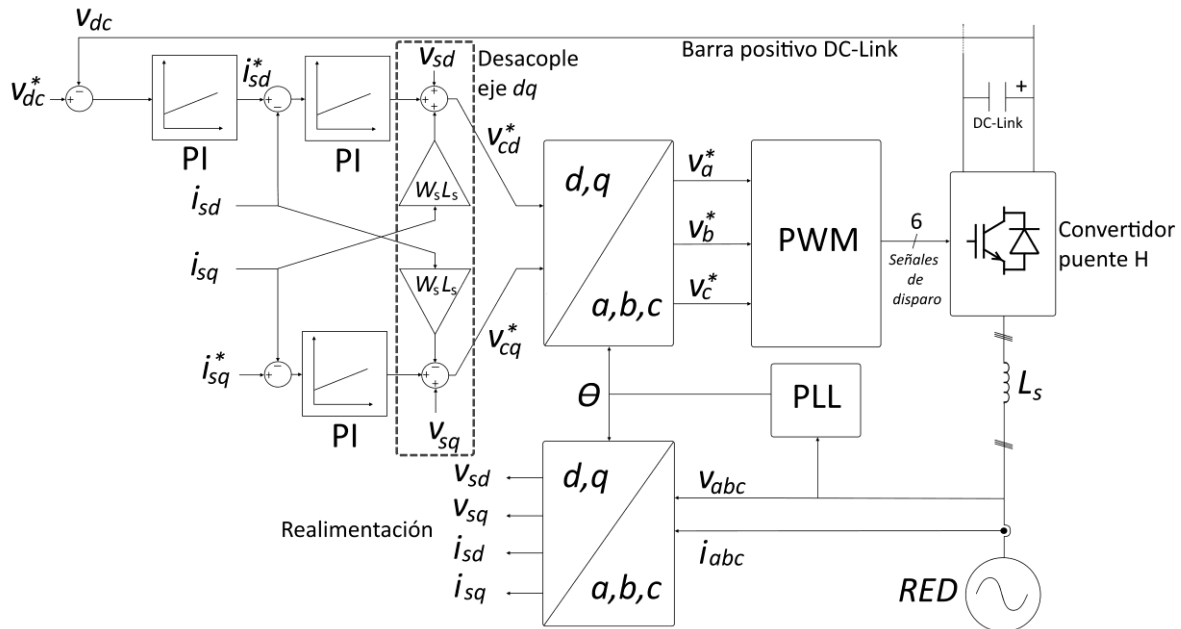


Figura 4.2.1.1. Esquema Control VOC para convertidor puente H trifásico conectado a la red.

4.2.1. Lazo de Corriente

Es necesario disponer de las funciones de transferencia que representan ambas plantas de corriente, tanto para la parte real i_{sd} como imaginaria i_{sq} . Se aplica de esta manera la ley de voltaje de Kirtchhof para las tres fases de la red según las figuras 3.4.1 y 3.4.2, obteniendo las ecuaciones de 4.2.1.1 a 4.2.1.3.

$$V_A - i_a \cdot R_g - \frac{di_a}{dt} \cdot L_g - V_{AN} - V_{Nn} = 0 \quad (4.2.1.1)$$

$$V_B - i_b \cdot R_g - \frac{di_b}{dt} \cdot L_g - V_{BN} - V_{Nn} = 0 \quad (4.2.1.2)$$

$$V_C - i_c \cdot R_g - \frac{di_c}{dt} \cdot L_g - V_{CN} - V_{Nn} = 0 \quad (4.2.1.3)$$

Siendo V_{XN} la diferencia de potencial entre el punto X y la barra de neutro del convertidor N, y V_{Nn} la diferencia de potencial entre la barra de tierra del convertidor y el neutro de la red trifásica.

Sabiendo que los voltajes de la red tienen un desfase de 120° entre ellos, es posible aplicar la transformación a coordenadas rotatoria dq , obteniendo las ecuaciones 4.2.1.4 y 4.2.1.5. Dichas ecuaciones son expresadas empleando el equivalente de los circuitos en espacio vectorial del marco estático y rotatorio, que en el dominio de Laplace corresponden a las plantas de corriente.

$$V_{sd} = i_{sd} \cdot R_s + L_s \cdot \frac{di_{sd}}{dt} - j\omega_s \cdot L_s \cdot i_{sq} + V_{cd} \quad (4.2.1.4)$$

$$V_{sq} = i_{dq} \cdot R_s + L_s \cdot \frac{di_{sq}}{dt} + j\omega_s \cdot L_s \cdot i_{sd} + V_{cq} \quad (4.2.1.5)$$

De las ecuaciones se observa que existe acople entre ellas a través de las corrientes dq , por lo que para reducir el efecto de una con la otra los términos acoplados son alimentados como “feedforward”, dado que los parámetros son ya conocidos y las variables involucradas son medidas de antemano. Las ecuaciones 4.2.1.4 y 4.2.1.5 son llevadas al dominio de Laplace, obteniéndose las plantas respectivas para la corriente i_{sd} , ecuación 4.2.1.6, e i_{sq} , ecuación 4.2.1.7.

$$H_{isd} = \frac{i_{sd}}{V_{sd}} = \frac{1}{L_s \cdot s + R_s} \quad (4.2.1.6)$$

$$H_{isq} = \frac{i_{sq}}{V_{sq}} = \frac{1}{L_s \cdot s + R_s} \quad (4.2.1.7)$$

Es relevante destacar que en las ecuaciones 4.2.1.6 y 4.2.1.7, los términos V_{cd} , V_{cq} , i_{sq} e i_{sd} , son considerados como perturbaciones, por lo que quedan fuera de la función de transferencia siendo alimentadas como “feedforward”, figura 4.2.1.1.

Se obtiene el controlador en dominio discreto, con una tasa de muestreo de $T_s = \frac{1}{4400}$, para ambas plantas con el método empleado para los controladores del convertidor Boost, pero utilizando un ancho de banda de $BW = 1100$ [Hz], y un coeficiente de amortiguación de $\xi = 0,808$.

$$H_{ciD \ d-q} = \frac{3.4872 \cdot z - 0.74162}{z - 1} \quad (4.2.1.8)$$

4.2.2. Lazo de Voltaje

Dado que este lazo de control es el encargado de mantener el voltaje en el capacitor del DC-Link, la planta de voltaje es idéntica al del convertidor Boost, ecuación 4.1.2.6, con el valor de capacitancia acorde al DC-Link. De esta manera la planta corresponde a:

$$H_v = \frac{1}{C \cdot s} \quad (4.2.2.1)$$

El controlador en variable discreta con la misma tasa de muestreo que en el lazo de corriente se obtiene para un ancho de banda de $BW = 120$ [Hz], y un coeficiente de amortiguación de $\xi = 0,707$.

$$H_{cvD} = \frac{2,4944 \cdot z - 0,79233}{z - 1} \quad (4.2.2.2)$$

Capítulo 5

5 Resultados de Simulación

Con el modelo del sistema finalizado, se procede a realizar simulaciones ante diferentes condiciones de radiación y temperatura. Se determina simular ante tres situaciones diferentes: Estado estacionario con radiación y temperatura constantes; día soleado y día ligeramente nublado, siendo las últimas dos situaciones simuladas a partir de datos reales de radiación y temperatura (medidos).

Los resultados son orientados a la generación de potencia fotovoltaica, observando especialmente la capacidad del sistema de extraer dicha potencia del arreglo fotovoltaico y de controlar la extracción conforme al servicio auxiliar de regulación de frecuencia a través de limitación de potencia o “power curtailment”, figura 2.2.1.6.1.1, activando y controlado dicho mecanismo a través de la variable Z que controla el nivel de limitación de potencia.

5.1 Operación en estado estacionario ante radiación y temperatura constante

Se realizan tres pruebas ante condiciones de radiación constante: 1000 [W/m^2], 750 [W/m^2] y 500 [W/m^2], todas ellas a 25 [°C]. Adicionalmente se realiza una prueba a 1000 [W/m^2] y 20 [°C].

5.1.1 Radiación constante a 25 [°C]

Las pruebas a radiación constante se realizan con una temperatura de 25 [°C], comprobando de esta manera el comportamiento del sistema ante condiciones estándar de prueba o “STC”, 1000 y 25[°].

Las señales principales en el funcionamiento del convertidor Boost, correspondiente al voltaje fotovoltaico V_{pv} y su referencia V_{pv}^* , corriente por el inductor i_L y su referencia i_L^* , y potencia extraída del arreglo fotovoltaico $P_{pv} = V_{pv} \cdot i_{pv}$, con referencia de limitación de potencia P_{LP1} y estimación de MPP (P_{MPP}), pueden ser observadas en la parte izquierda de las figuras de 5.1.1.1 a 5.1.1.3 para las tres situaciones de radiación. De igual manera para

las señales de la etapa inversora realizada por el convertidor puente H, se encuentran al lado derecho de las figuras 5.1.1.1 a 5.1.1.3, correspondientes a voltaje del DC-Link V_{dc} , voltaje y corriente de fase V_{ga} e i_{ga} , y potencia fotovoltaica generada P_{pv} y potencia activa inyectada a la red P_{ac} .

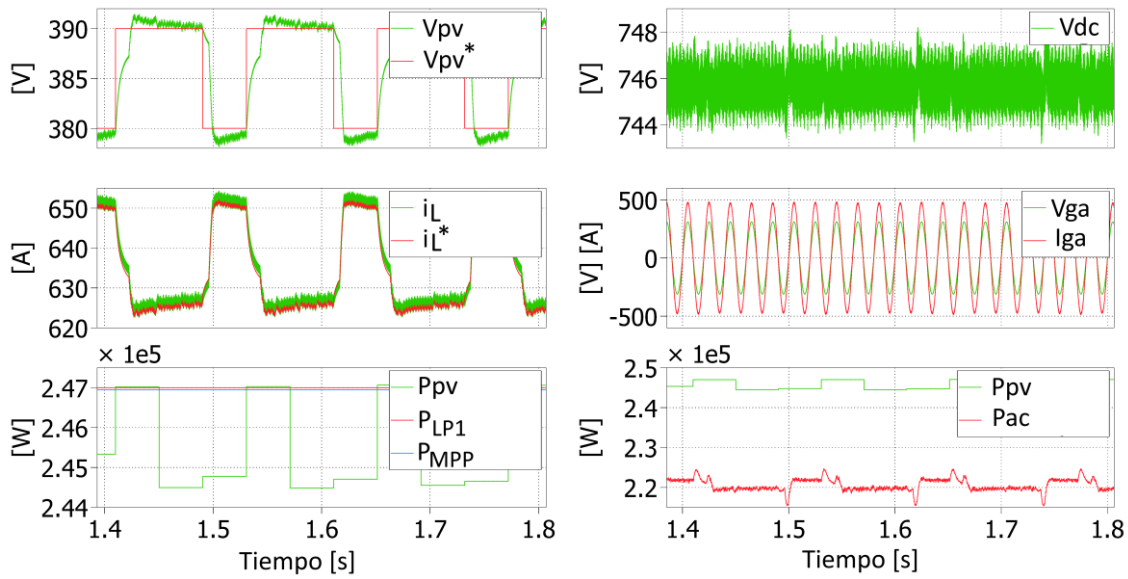


Figura 5.1.1.1. Señales ante radiación solar de $1000 [W/m^2]$ y $25 [^{\circ}C]$. Boost (izquierda), Puente H (derecha).

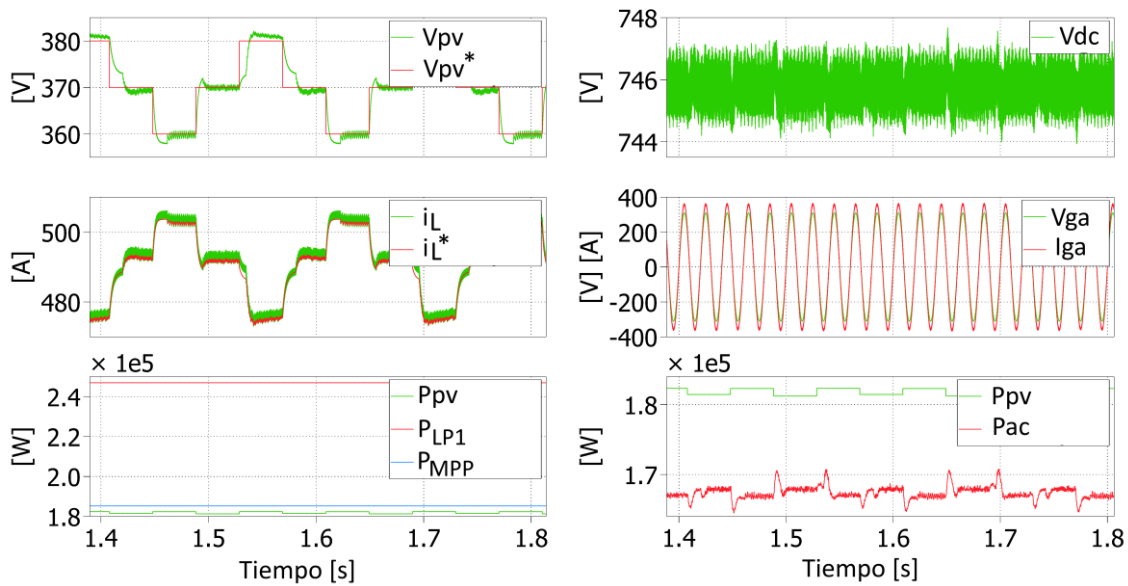


Figura 5.1.1.2. Señales ante radiación solar de $750 [W/m^2]$ y $25 [^{\circ}C]$. Boost (izquierda), Puente H (derecha).

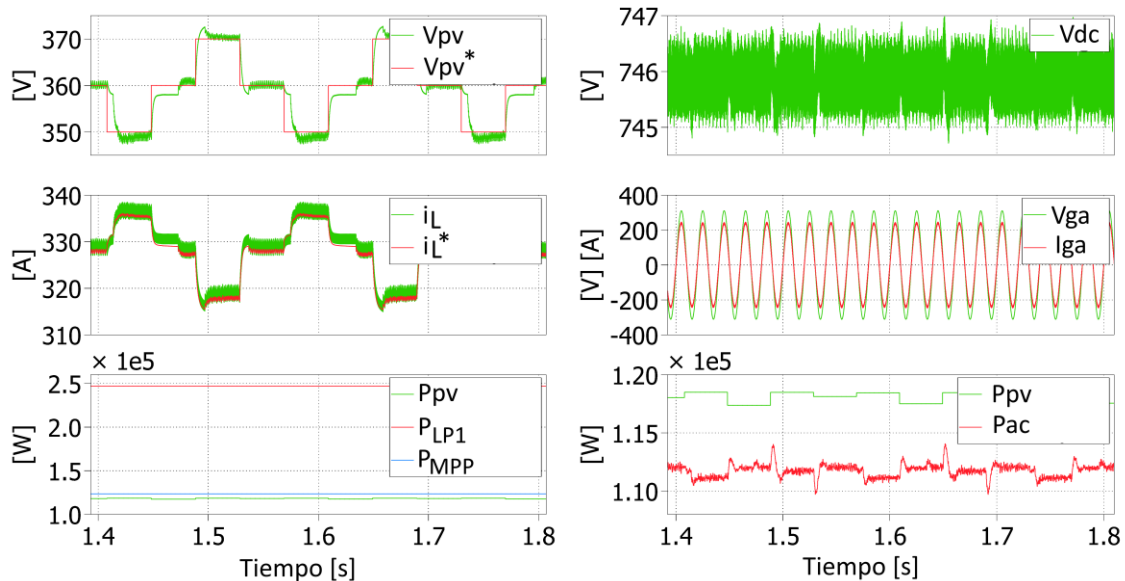


Figura 5.1.1.3. Señales ante radiación solar de $500 [W/m^2]$ y $25 [^{\circ}C]$. Boost (izquierda), Puente H (derecha).

Se observa que tanto la señal de voltaje en los terminales del arreglo fotovoltaico, como la corriente por el inductor, siguen a su referencia de manera correcta. Se aprecia que ante condiciones estándar de prueba, el sistema oscila en el voltaje de MPP según lo estimado para el arreglo fotovoltaico, acorde a lo calculado a raíz de la hoja de datos del panel utilizado, ocurriendo lo mismo para la corriente por el inductor.

La potencia extraída del arreglo para STC, alcanza los $247 [kW]$, lo que corresponde a la potencia nominal estimada de la planta.

Se destaca que tanto la corriente por el inductor como el voltaje fotovoltaico disminuyen proporcionalmente con la reducción de radiación solar. A raíz de lo anterior es que la potencia extraída disminuye conforme al cambio de las variables en cuestión, alcanzando valores de $180 [kW]$ y $120 [kW]$ para radiaciones de 750 y $500 [W/m^2]$ respectivamente.

Se observa también que la estimación de MPP arroja valores acordes a los reales de potencia fotovoltaica.

En las señales correspondientes a la etapa de conversión DC/AC, se aprecia que el sistema es capaz de mantener el voltaje en el DC-link diseñado de $746 [V]$. Se aprecia también a

través de la señal de corriente de fase, que el sistema se sincroniza adecuadamente a la red, entregando corriente en fase a ésta.

Cabe destacar que el sistema es capaz de inyectar potencia activa a la red, pero que existe una diferencia de magnitud entre la potencia fotovoltaica generada y la potencia inyectada, lo que significaría una disminución en la eficiencia del sistema. Por el motivo recién mencionado, tanto la referencia P_{LP1} como P_{MPP} también considerarán el efecto, y serán escalados cuando se comparen con la potencia activa inyectada a la red según la razón $\frac{P_{ac\,nominal}}{P_{pv\,nominal}} = 0,91$.

5.1.2 Radiación constante, cambio de temperatura

Se realiza una prueba ante condiciones constantes de radiación solar a $1000 [W/m^2]$ y se aplica un cambio de temperatura de $25 [^{\circ}C]$ a $20 [^{\circ}C]$ al tiempo $1,6 [s]$, figura 5.1.2.1.

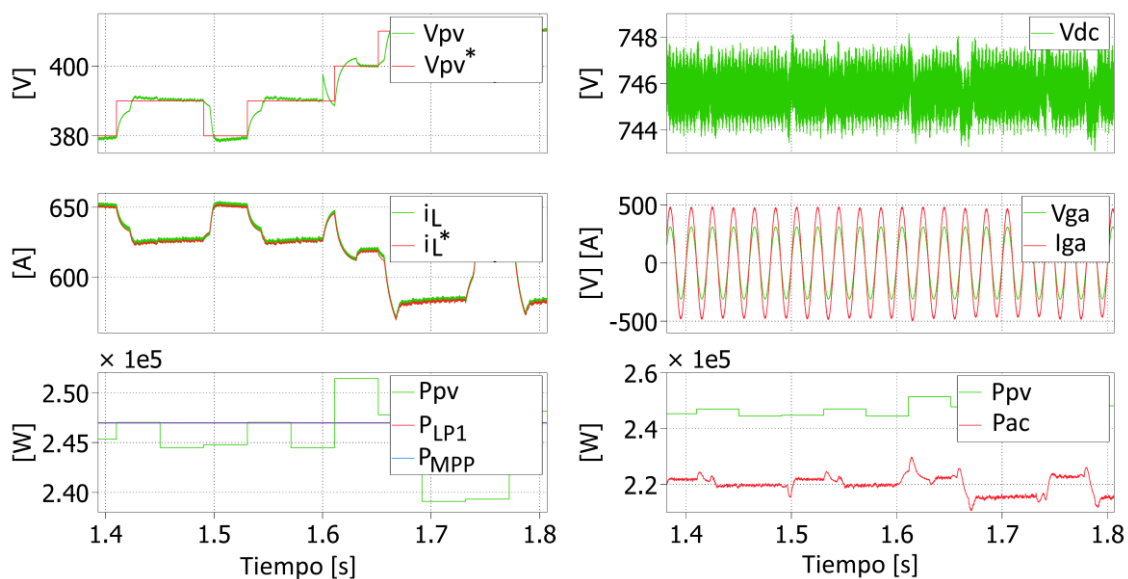


Figura 5.1.2.1. Señales ante radiación solar de $1000 [W/m^2]$ y cambio de temperatura de $25 [^{\circ}C]$ a $20 [^{\circ}C]$.

Ante la perturbación de temperatura al tiempo $1,6 [s]$, se aprecia un cambio instantáneo en la referencia de corriente, mientras que la referencia de voltaje debe esperar a la siguiente perturbación de MPPT para adaptarse al nuevo punto de operación. Ante el cambio de

temperatura se aprecia un incremento en la potencia extraída, por lo que ante mismas condiciones de radiación, con una temperatura ambiental de 20 [°C] se extrae más potencia que con 25 [°C].

5.1.3 Radiación y temperatura constante con limitación de potencia

Se efectúan pruebas ante condiciones de radiación y temperatura constantes, $1000 [W/m^2]$ y 25 [°C], analizando la potencia fotovoltaica y controlando la generación de ésta para limitarla a un 90% de la capacidad máxima de la planta a través de la variable Z. Se realizará regulación de frecuencia de igual manera, aumentando la referencia de limitación de potencia según sea el requerimiento de potencia activa que el operador de la red solicite, calculando el cambio en Z requerido según dicha magnitud de potencia.

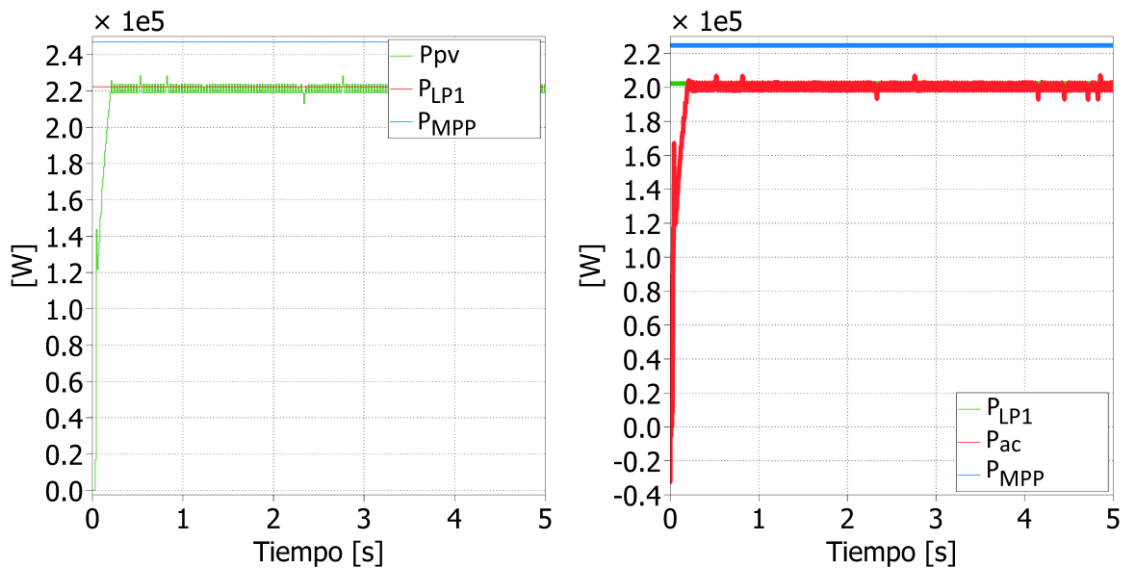


Figura 5.1.3.1. Limitación de potencia al 90% de la capacidad máxima de la planta.

En la figura 5.1.3.1, se aprecia como el sistema es capaz de limitar la potencia fotovoltaica generada al 90% de la capacidad de la planta, manteniendo un valor de 222,3 [kW] en comparación a los 247 [kW] de potencia disponible. Se observa también cómo la potencia activa inyectada a la red mantiene la limitación de potencia al 90% del máximo estimado.

Se procede a realizar pruebas de regulación de frecuencia, para ello se simularán dos solicitudes diferentes de inyección adicional de potencia activa por parte del operador de la red durante la operación normal del sistema, manteniendo limitación de potencia del 85% de la potencia nominal. La primera solicitud corresponde a un incremento en la inyección de 10 [kW], y la segunda de un aumento de 24,7 [kW]. Por lo tanto, se determina que para la primera solicitud, Z debe cambiar de un valor de 0,85 a $Z = 0,85 + \frac{10000[W]}{P_{MPP}} \approx 0,8905$, y para la segunda solicitud, $Z = 0,85 + \frac{247000[W]}{P_{MPP}} = 0,95$. Ambas solicitudes se mantendrán durante 1 segundo de simulación de un total de 5 segundos, entre los tiempos 1 [s] y 2 [s] para la primera solicitud, y entre los 3 [s] y 4 [s] para la segunda.

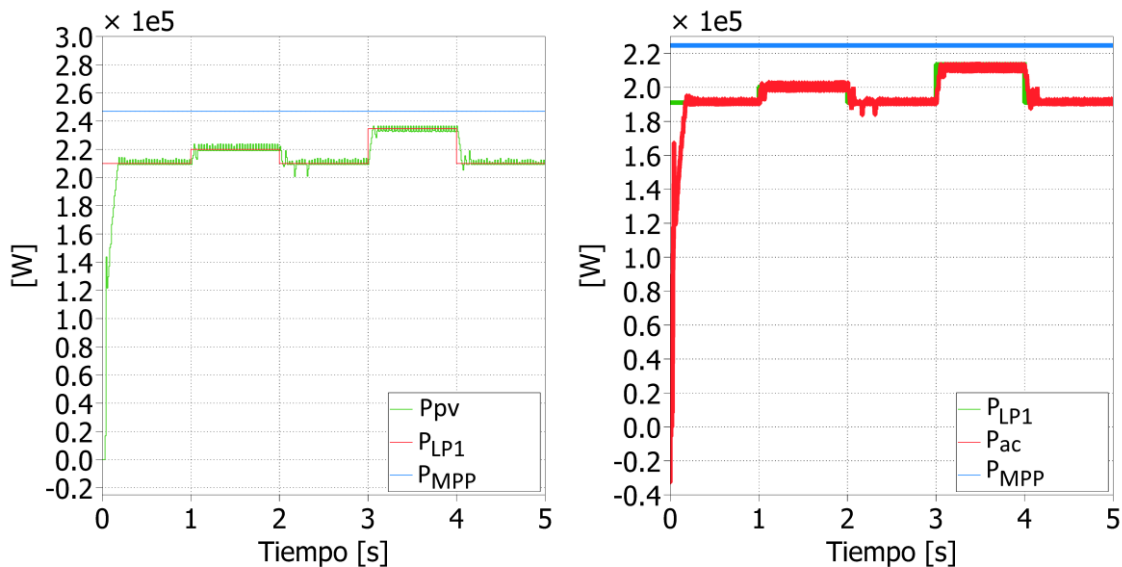


Figura 5.1.3.2. Limitación de potencia al 85% de potencia nominal, con activación del servicio auxiliar de regulación de frecuencia.

En la figura 5.1.3.2, es posible apreciar como la potencia generada es limitada al 85% de la potencia disponible, y cómo esta incrementa siguiendo la referencia establecida por la limitación de potencia P_{LP1} . También se observa como la potencia inyectada a la red efectivamente se incrementa en respuesta a las solicitudes definidas, manteniendo un seguimiento de la referencia P_{LP1} , se ha incrementado la inyección de potencia activa en 9,996 [kW], de 191,054 [kW] a 201,050 [kW], correspondiente a un margen de error del 0,04% conforme a lo requerido para la primera solicitud. El incremento en P_{ac} para la segunda solicitud fue de 24500 [W], lo que entrega un error del 0,8%. Se recalca la necesidad de disponer de P_{MPP} , ya que en la usencia de dicha estimación, no existiría

información sobre la capacidad del sistema para incrementar su nivel de inyección de potencia a la red, y por lo tanto, su capacidad para realizar regulación de frecuencia.

Es relevante destacar que el sistema simulado corresponde a una de las 414 cadenas, con sus respectivos arreglos fotovoltaicos y convertidores, por lo que un incremento de P_{ac} en 9,996 [kW], corresponde a un incremento total de inyección de potencia activa a la red para regulación de frecuencia de 4138,344 [kW] por parte de la planta solar diseñada.

5.2 Operación con mediciones reales y limitación de potencia

Se procede a realizar pruebas ante condiciones de radiación y temperatura reales, basándose en 2 mediciones de días diferentes. En cada caso se pretende inicialmente limitar la generación a un porcentaje fijo, para luego realizar regulación de frecuencia mediante la modificación del parámetro "Z". Los datos de radiación y temperatura reales serán comprimidos para ser empleados en 5 segundos de simulación.

5.2.1 Día soleado

Los datos de temperatura y radiación, junto con los resultados de las pruebas de limitación de potencia y regulación de frecuencia, con una limitación de potencia del 90% se presentan a continuación.

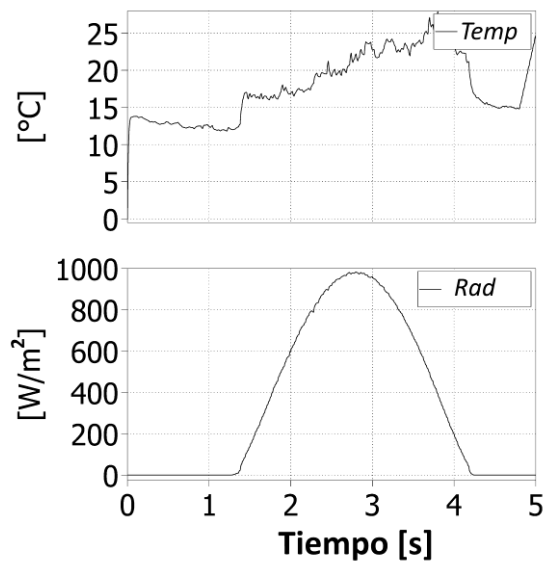


Figura 5.2.1.1. Temperatura y radiación día soleado.

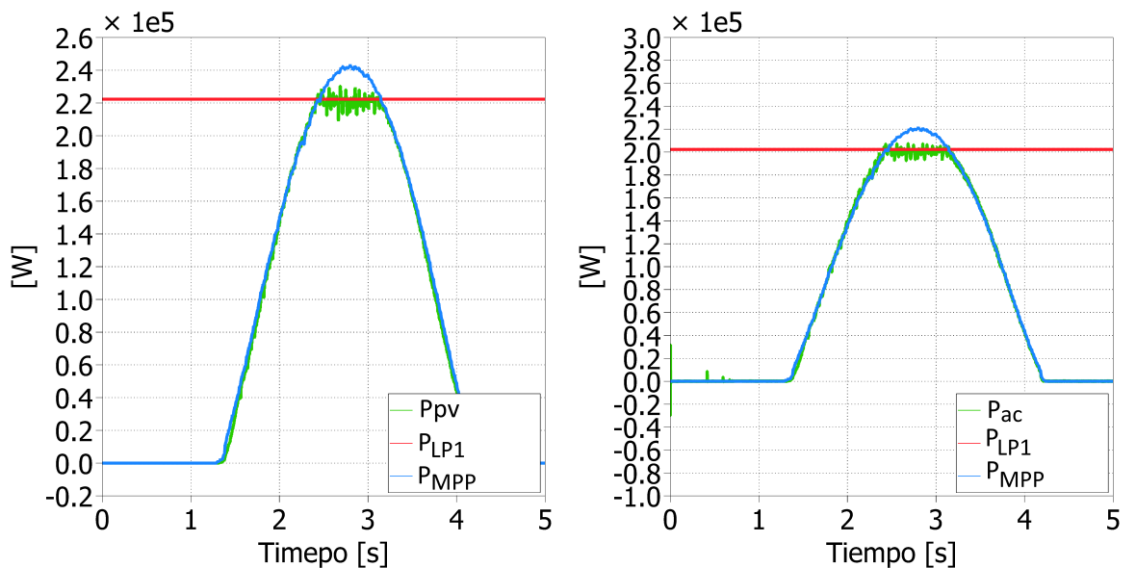


Figura 5.2.1.2. Limitación de potencia al 90% en día soleado.

En la figura 5.2.1.2, se observa cómo se realiza la prueba de limitación de potencia al 90% de la capacidad instalada de la planta, pudiéndose ver cómo la potencia fotovoltaica generada sigue a la referencia de limitación, pero manteniendo una naturaleza oscilatoria en torno a ella. Lo mismo ocurre para la señal de potencia inyectada a la red. Dicho fenómeno ocurre principalmente por el método empleado para MPPT, ya que el P&O está

constantemente perturbando la referencia de voltaje en busca del MPP, inclusive cuando ya se encuentra en el punto, generando oscilación en torno a él.

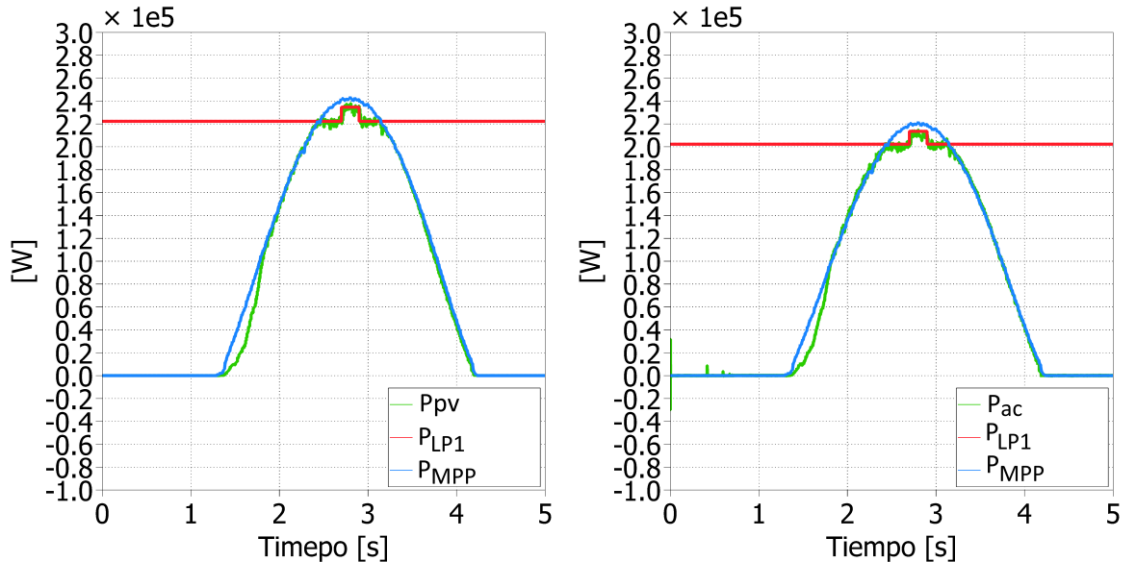


Figura 5.2.1.3. Limitación de potencia al 90% en día soleado, con regulación de frecuencia.

La figura 5.2.1.3 muestra la prueba para día soleado con el servicio auxiliar de regulación de frecuencia. Se mantiene una limitación del 90% hasta el tiempo 2,7 [s], donde se realiza la solicitud por parte del operador de la red para un incremento en 11 [kW], hasta el tiempo 2,9 [s]. Para ello se modifica la variable Z de un valor de 0,9 a 0,95. Es posible observar que el sistema es capaz de inyectar la potencia adicional solicitada de manera correcta.

5.2.2 Día parcialmente nublado

Los datos de temperatura y radiación, junto con los resultados de las pruebas de limitación de potencia y regulación de frecuencia, con una limitación de potencia del 90% se en las figuras de 5.2.2.1 a 5.2.2.3.

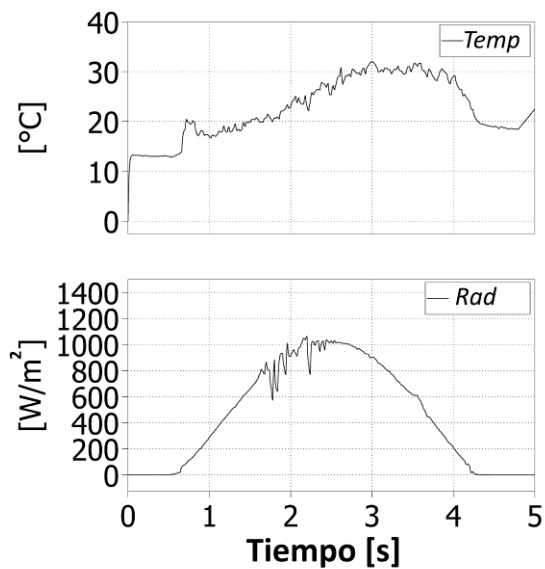


Figura 5.2.2.1. Temperatura y radiación día parcialmente nublado.

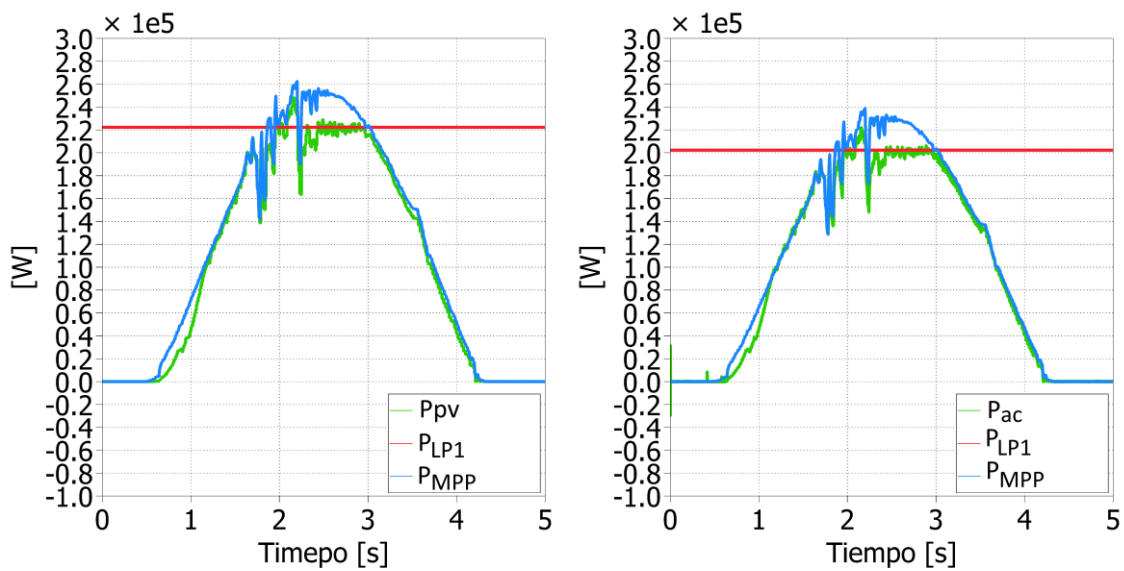


Figura 5.2.1.2. Limitación de potencia al 90% en día parcialmente nublado.

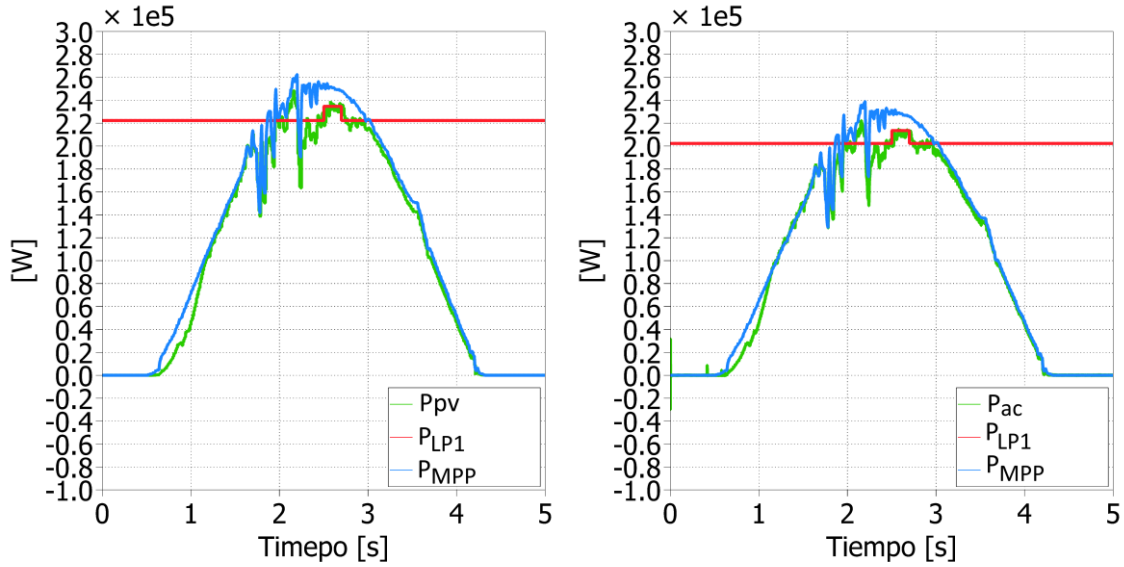


Figura 5.2.1.3. Limitación de potencia al 90% en parcialmente nublado, con regulación de frecuencia.

En las figuras 5.2.1.2 y 5.2.1.3, se presenta el caso del día parcialmente nublado, donde se limita la potencia a un 90% de la capacidad, y se ejecuta regulación de frecuencia entre los tiempos 2,5 [s] y 2,7 [s]. Se observa que el sistema es capaz de limitar la potencia al punto de operación seleccionado, pero presenta mayores dificultades para mantenerse en dicho punto y mostrando susceptibilidad ante los cambios bruscos de radiación solar, lo que es posible apreciar en el tiempo 2,2 [s], en el que el sistema supera el límite de generación impuesto. Al modificar la limitación de potencia durante el intervalo mencionado para la regulación de frecuencia, el sistema logra alcanzar el nuevo punto de operación determinado, inyectando una potencia adicional de 10 [kW].

Capítulo 6

6 Conclusiones

En el presente trabajo de título, se logra simular la extracción de potencia fotovoltaica y su inyección como potencia activa a la red de manera controlada, limitando la generación a un porcentaje deseado de la capacidad máxima de la planta. Consiguiendo además la activación y desactivación de dicha limitación en respuesta a una señal externa, que representa la solicitud del operador de la red para efectuar regulación de frecuencia mediante la inyección adicional de potencia activa a la red por periodos determinados de tiempo.

La planta diseñada es capaz de realizar MPPT de manera correcta mediante el algoritmo de P&O, logra elevar el voltaje en la etapa de conversión DC/DC de manera satisfactoria. Mantiene un voltaje estable en el DC-link y se sincroniza eficientemente con la red para una adecuada inyección de potencia.

El sistema simulado fue dimensionado tomando como referencia un módulo de la planta solar “Amanecer Solar CAP”, logrando alcanzar la generación de potencia esperada bajo condiciones estándar de prueba.

A través de la modificación en el algoritmo de control de perturbar y observar del MPPT, realizado por el convertidor Boost, fue posible limitar de manera efectiva la extracción de potencia a un porcentaje específico de la capacidad máxima de la planta, permitiendo disponer de dicho diferencial para incrementar la potencia generada durante intervalos específicos de tiempo, orientado al servicio auxiliar de regulación de frecuencia. La estimación del punto de máxima potencia permite al sistema disponer de información sobre la capacidad que posee para entregar potencia activa adicional a la red, y evitar problemáticas asociadas a una solicitud para regulación de frecuencia que la planta no sea capaz de desempeñar.

Es relevante destacar que, ante variaciones intensas de radiación solar durante el día, el sistema presenta ciertas características deficientes en cuanto al seguimiento del punto de máxima potencia, no presentando la velocidad suficiente para mantener dicha búsqueda y degradando en consecuencia, tanto la capacidad de ejecutar la limitación de potencia como el servicio auxiliar de regulación de frecuencia, situación que es posible observar en la figura 5.2.1.2.

6.1 Trabajos Futuros

Como posibles trabajos futuros, se propone en primera instancia la modificación del algoritmo de perturbar y observar del MPPT, cambiando los deltas de voltaje de referencia de un valor fijo, a una magnitud cambiante o “paso variable”. En consecuencia a lo mencionado, el sistema mejoraría su capacidad de respuesta ante cambios drásticos de radiación solar, y habilitaría la limitación de potencia y regulación de frecuencia en dichos casos.

Es posible mejorar el método por el cual se estima el punto de máxima potencia. Para lo cual, se pueden agregar nuevas variables que entregaría una estimación más precisa, como lo son la temperatura ambiental o un factor de deterioro de los paneles.

Se propone cambiar el enfoque en cuanto al mecanismo para realizar limitación de potencia, sin basarse en la modificación del algoritmo de perturbar y observar del MPPT, si no introduciendo un método que controle de manera general la cantidad de módulos fotovoltaicos que se encuentren generando de manera activa o desactivados, lo que nos permitiría tener información más exacta sobre la magnitud de la diferencia entre potencia generada y potencia disponible.

Se plantea la posibilidad de emplear el mismo método de limitación de potencia, pero orientado a la regulación de voltaje de la red, diseñando el sistema y los lazos de control para inyectar potencia reactiva cuando la red lo requiera.

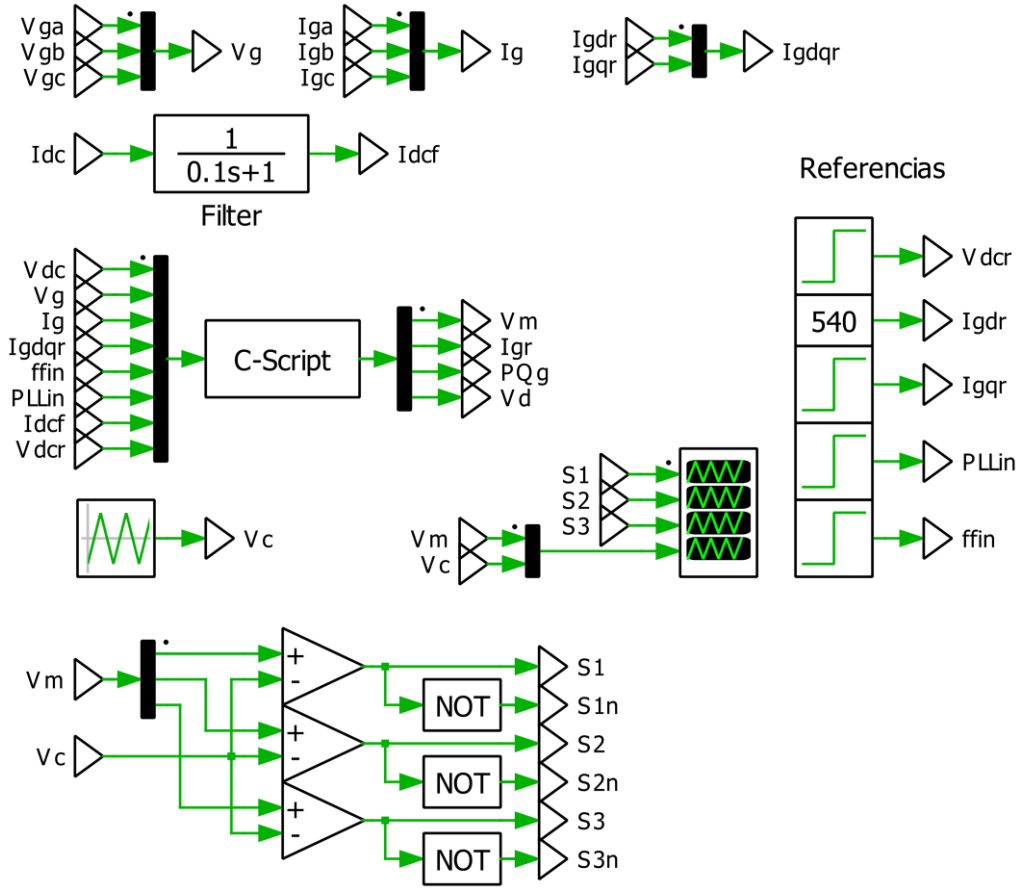


Figura A.3 Control convertidor Puentes H en PLECS.

Apéndice B: Código panel

```
Code declarations                               Start function code
#include <math.h>                                voc=vocn/ns;
                                                //dvdi = -0.44 / ns;
#define T Input(0)                              dvdi = -0.398/ ns;
#define G Input(1)                              io = isc / ( exp((q*voc)/(n*k*tstc)) - 1);
#define V Input(2)                              xv = io*(q/(n*k*tstc))*exp((q*voc)/(n*k*tstc));
#define I Output(0)                             rs = -dvdi - 1/xv;

#define n 1.52                                  if (V <= 0)
#define k 1.38064852e-23                         {
#define q 1.60217662e-19                         I=0;}
#define vg 1.12

#define ns ParamRealData(0,0)
#define tstc ParamRealData(1,0)
#define vocn ParamRealData(2,0)
#define isc ParamRealData(3,0)

static double voc;
static double io;
static double xv;
static double rs;
static double il;
static double ilt;
static double iot;
static double vc;
static double tmodel;
static double dvdi;
static double ia;

Output function code
int j;
tmodel = T + 273;
// Find input references
il = G*isc/1000;
ilt = il * (1 + 0.0052*(tmodel - tstc));
//ilt = il * (1 + 0.005*(tmodel - tstc));
//ilt = il * (1 + 0.0034*(tmodel - tstc));
iot = io*pow(tmodel/tstc,3/n)*exp((-q*vg)/(n*k))*(1/tmodel - 1/tstc);
// Find Current
vc = V / ns;
I = 5;
for(j = 0 ; j < 26 ; j++){
    ia = I - ((ilt - I - (iot*(exp((q*(vc+I*rs))/(n*k*tmodel))-1)) / (-1 - (iot*(exp((q*(vc+I*rs))/(n*k*tmodel))-1)*((rs*q)/(n*k*tmodel)))));
    I = ia;
    if (I <= 0)
        I = 0;
}
```

Figura B.1 Código Panel.

Apéndice C: Código MPPT

```
if (Tmppt < dT) Tmppt = Tmppt + Ts;
else {
    Tmppt = 0;
    Ppvk = Vik*Ipv;

    if (Ppvk > (Pmax * Z)) {
        if ((Ppvk - Ppvk_1) >= 0.0) {
            if ((Vik - Vik_1) >= 0.0) Vmpk = Vmpk_1 - dV;
            else Vmpk = Vmpk_1 + dV;
        }
    }
    else {
        if ((Vik - Vik_1) >= 0.0) Vmpk = Vmpk_1 + dV;
        else Vmpk = Vmpk_1 - dV;
    }
}
else {
    if (Ppvk_1 > (Pmax * Z)){
        Vmpk = Vmpk_1;
    }
    else {
        if ((Ppvk - Ppvk_1) >= 0.0) {
            if ((Vik - Vik_1) >= 0.0) Vmpk = Vmpk_1 + dV;
            else Vmpk = Vmpk_1 - dV;
        }
        else {
            if ((Vik - Vik_1) >= 0.0) Vmpk = Vmpk_1 - dV;
            else Vmpk = Vmpk_1 + dV;
        }
    }
}
}
if (Ipv == 0) {
    Vmpk = 0.0;
    Vmpk_1 = 0.0;
    Vmprk = 0.0;
}
    Ppvk_1 = Ppvk;
    Vik_1 = Vik;
    Vmpk_1 = Vmpk;
    Vmprk = Vmpk;
}
if (Vmprk < 0) Vmprk = 0;
```

Bibliografía

- [1] REN21.2017. “Renewables 2017 Global Status Report”. ISBN 978-3.9818107-6-9. URL http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8339_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf.

- [2] FS-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance. “Global trends in renewable energy investment 2017”. URL http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/gtr_2017_-_key_findings.pdf.

- [3] Comisión nacional de energía, Chile. “Anuario Estadístico de energía 2005-2015”. URL https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf.

- [4] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. “Agenda de Energía. Un desafío país, progreso para todos”. URL http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agenda_de_energia_version_completa_esp.pdf.

- [5] A. Pica, E. Sauma. “Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes”. Centro de políticas públicas, Pontificia Universidad Católica de Chile

- [6] F. Blaabjerg, Y. Yang, K. Ma, X. Wang. “Power Electronics – The Key Technology for Renewable Energy System Integration”. Department of Energy Technology, Aalborg University. 4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications.

- [7] E. Hirst, B. Kirby. “Electric-Power Ancillary Services”. Office of Energy Efficiency Renewable Energy, U.S. Department of Energy. 1996. URL http://www.consultkirby.com/files/con426_Ancillary_Services.pdf.

- [8] S. Kouro, B. Wu, H. Abu-Rub, F. Blaabjerg. “Photovoltaic Energy Conversion Systems”. John Wiley & Sons, Ltd, 2014. URL <http://dx.doi.org/10.1002/9781118755525.ch7>

- [9] ABB Solar Inverters. "ABB Central Inverters, PVS800-500 to 1000 kW". URL <http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=3AUA0000057380&LanguageCode=en&DocumentPartId=1&Action=Launch>.
- [10] Z. Zhou, T. Levin, G. Conzelmann. "Survey of U.S. Ancillary Services Markets". Center for Energy, Environmental and Economic Systems Analysis, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, U.S. URL <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>
- [11] Electric Power Research Institute. "Ancillary Services Measurement Handbook", EPRI, Palo Alto, U.S. CA: 2001. 1004011. URL <https://www.epri.com/#/pages/product/000000000001004011/>
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile. "Informe de verificación y seguimiento del cumplimiento efectivo de servicios complementarios del SIC informe DO N°018/2017, marzo 2017. URL <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/servicios-complementarios/>
- [13] R. Contreras, J. Lambrecht. "Servicios Auxiliares / Ancillary Services". URL <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno96/ancillary.htm>
- [14] R. Aguilera, T. Chávez, C. Varas, J. Saavedra. "Implementación del Black Start en la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind". URL <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/242/1/379.pdf>.
- [15] Emmanouil A. Bakirtzis, Pandelis N. Biskas, Anastasios G. Bakirtzis. "The impact of load-following reserve requirement levels on the short-term generation scheduling". Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016. IEEE Conference Publications. URL <http://ieeexplore.ieee.org/document/7540866/>
- [16] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Chile. "Estudio Control de Frecuencia y Determinación de reservas". CDEC-SIC, Dirección de Operación. URL <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2014/05/Estudio-CF-y-DR-2014-Final.pdf>
- [17] J. Eyer, G. Corey. "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide". SANDIA Report SAND2010-0815, A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. pp 190.

- [18] J. Muñoz-Cruzado-Alba, C. Rojas, S. Kouro, E. Galván. "Power Production Losses Study by Frequency Regulation in Weak-Grid-Connected Utility-Scale Photovoltaic Plants". *Energies* 2016, 9, 317; doi:10.3390/en9050317.
- [19] A. Sangwongwanich, Y. Yang, H. Wang. "Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems". Department of Energy Technology, Aalborg University. 978-1-4673-9550-2/16, 2016 IEEE.
- [20] A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg. (2016). High-Performance Constant Power Generation in Grid-Connected PV Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(3), 1822-1825.10.1109/TPEL.2015.2465151.
- [21] D. Cormode, A. Lorenzo, W. Holmgren, S. Chen, A. Cronin. "The Economic Value of Forecasts for Optimal Curtailment Strategies to Comply with Ramp Rate Rules". University of Arizona, U.S. 978-1-4799-4398-2/14, 2014 IEEE.
- [22] D. Lizondo, P. Araujo, A. Will, S. Rodriguez. "Multiagent Model for Distributed Peak Shaving System with Demand-Side Management Approach". DOI: 10.1109/IRC.2017.50, 2017 IEEE.
- [23] B. Wang, M. Zarghami, M. Vaziri. "Energy management and peak-shaving in grid-connected photovoltaic systems integrated with battery storage". DOI: 10.1109/NAPS.2016.7747844, 2016 IEEE.
- [24] T. Hosseini, M. Masoum, N. Jabalameli. "Grid-connected Lithium-ion battery energy storage system for load leveling and peak shaving". DOI: 10.1109/AUPEC.2013.6725376, 2014 IEEE.
- [25] S. Hanif, C. Gruentgens, T Massier, T. Hamacher, T. Reindl. "Quantifying the effect on the load shifting potential of buildings due to ancillary service provision". DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741402, 2016 IEEE.
- [26] A. Solar. "Suministro sostenible para la minería y desafíos futuros". Renewables & Mining Summit and Exhibition. Mayo 2015. URL <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2015/06/alfredo-solar-sunedison.pdf>
- [27] SunEdison. "SILVANTIS F-SERIES: 310 TO 335 W". 72-Cell High Wattage Modules.

- [28] N. Kishor, M. Villalva, S. Mohanty, E. Ruppert, "Modeling of pv module with consideration of environmental factors". Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES.
- [29] V. Viswambaran, A Ghani, E. Zhou. "Modelling and simulation of maximum power point tracking algorithms & review of MPPT techniques for PV applications. DOI: 10.1109/ICEDSA.2016.7818506. 2017 IEEE.