



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

DEFINICIÓN DE RESERVAS EN PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA  
REGULACIÓN DE FRECUENCIA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

EILEEN IVETTE GUEVARA CHARPENTIER

PROFESOR GUÍA:  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO DE CHILE  
2017

## DEFINICIÓN DE RESERVAS EN PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

La introducción de energía renovable (ER) a gran escala es un fenómeno mundial producto del cambio climático y la necesidad de los países de independizar sus matrices energéticas. Específicamente en Chile la política energética proyecta una matriz que se componga de un 60 % de ER al año 2035. En particular, la generación de energía solar se caracteriza por su variabilidad e incertidumbre, lo que sumado a la inminente instalación de este tipo de energía de manera concentrada en el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING), podría provocar serios problemas de estabilidad en el sistema. En términos de variabilidad del recurso solar se destaca el efecto nube, que deriva en cambios bruscos de generación fotovoltaica (PV) y, en definitiva, afecta a la estabilidad de frecuencia del sistema.

Frente a lo anterior, se han realizado estudios que muestran que mantener reservas fotovoltaicas, operando en deload, es una estrategia eficaz de regulación de frecuencia. Sin embargo, dichos estudios utilizan reservas PV constantes lo que representa una pérdida significativa de generación. El presente trabajo busca aportar a la línea de investigación mencionada e introducir reservas calculadas dinámicamente para hacer un uso eficiente de la generación PV y simultáneamente contribuir a mantener la estabilidad de frecuencia.

El método de cuantificación de reservas se basa en un modelo de pronóstico de generación solar. La estrategia busca reservar la potencia necesaria para enfrentar una caída de generación pronosticada considerando un margen de error de pronóstico con un nivel de confianza dado. El error de pronóstico se determina mediante un estudio estadístico del modelo de predicción, considerando conjuntos de datos representativos de una escala anual, estacional y mensual, con el fin de establecer comparaciones entre cada caso. Además, el problema se aborda de manera local, donde cada planta PV determina sus reservas de manera independiente, y a nivel centralizado, donde el operador del sistema cuantifica la reserva total considerando todas las plantas PV existentes y la distribuye entre ellas.

La metodología propuesta se aplica en el modelo del SING proyectado al año 2020, al considerar un día con alta variación de irradiación solar según las condiciones locales. La proyección del sistema considera una penetración PV equivalente a un 25 % de la capacidad total instalada. Se realizan simulaciones dinámicas en el software PowerFactory DigSILENT para observar el desempeño de las reservas determinadas dinámicamente en comparación con reservas constantes y el caso base sin reservas.

Los resultados obtenidos muestran que la metodología propuesta de reservas dinámicas presenta una satisfactoria regulación de frecuencia ya que logra mantenerse dentro de los límites permitidos por la normativa chilena. Al mismo tiempo significa una considerable disminución de pérdidas asociadas a reservas sobredimensionadas respecto a trabajar con reservas constantes de 15 %. Además, se obtiene que abordar el problema de manera centralizada significa menores montos de reservas que a nivel local.

*"Sé el cambio que quieres ver en el mundo"*

# Agradecimientos

A mi papá, por ser mi guía, apoyo, sustento y amigo. Siempre tienes la palabra precisa cuando te necesito.

A mi mamá, por siempre cuidar de mí y por tantas tardes de estudio juntas cuando era niña y comenzaba este camino.

A mis hermanos, por la confianza increíble que me dan, por todas esas conversaciones de apoyo y ánimo. Porque me recuerdan lo que valgo cuando lo estoy olvidando. Mi vida no sería la misma sin ustedes.

A Víctor, por acompañarme e inspirarme a ser una mejor y más completa persona. Por tantas noches de estudio en conjunto, aún cuando no eras parte del ramo. Por levantarme cuando la universidad parecía tan abismante.

A la Dani y a la Dora, por permanecer en mi vida. Por tantas historias, por tantas risas. Por muchas veces ser mi cable a tierra.

A los Almíbares, por alegrar mis primeros años de carrera y hacerme sentir que todo estaría bien.

A los Champis, por ser únicos. Por quererme y alegrarme, porque con ustedes soy auténtica.

A las personas de los distintos Grupos Organizados y actividades en las que participé, por complementar de manera perfecta mi formación profesional y humana. Lo más importante lo aprendí en estas instancias, con ustedes.

A mi profe guía, Claudia Rahmann, por creer en mí y apoyarme en este proceso.

A mi profe co-guía, Rodrigo Palma, por ser un ejemplo como ingeniero, como líder y como profesor humano.

A la Perla, siempre en mi corazón, por definir, cuando era niña, mi relación con el ecosistema.

# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivo general . . . . .	2
1.3. Objetivos específicos . . . . .	2
1.4. Alcance . . . . .	3
<b>2. Marco teórico</b>	<b>4</b>
2.1. Modelo de celda y módulo fotovoltaico . . . . .	4
2.2. Módulo PV bajo condiciones de sombreado parcial . . . . .	6
2.2.1. Efectos al interior de una central PV . . . . .	7
2.2.2. Efectos a nivel sistema . . . . .	11
2.3. Técnicas de mitigación contra efecto nube en plantas PV . . . . .	12
2.3.1. Nivel hardware . . . . .	13
2.3.2. Nivel firmware . . . . .	19
2.4. A nivel sistémico . . . . .	26
2.5. Metodologías de cuantificación de reservas a nivel de sistema . . . . .	29
2.6. Conclusión . . . . .	36
2.7. Análisis estadístico de datos . . . . .	36
2.7.1. Suma de variables aleatorias independientes . . . . .	41
<b>3. Metodología</b>	<b>42</b>
3.1. Datos de pronóstico . . . . .	42
3.2. Análisis estadístico . . . . .	43
3.3. Determinación de reservas . . . . .	45
3.4. Simulaciones dinámicas . . . . .	48
<b>4. Caso de estudio</b>	<b>49</b>
<b>5. Resultados y análisis</b>	<b>52</b>
5.1. fdp de los errores de pronóstico por zona . . . . .	52
5.1.1. Local: fdp obtenidas para cada estación metereológica . . . . .	52
5.1.2. fdp obtenidas para caso centralizado . . . . .	61
5.2. Simulaciones dinámicas . . . . .	66
<b>6. Conclusiones</b>	<b>70</b>
<b>7. Bibliografía</b>	<b>71</b>
<b>8. Anexos</b>	<b>78</b>
8.1. Prueba de Kolmogorov-Smirnov . . . . .	78
8.2. Resultados estadísticos . . . . .	79
8.2.1. Crucero . . . . .	79
8.2.2. Pozo Almonte . . . . .	81
8.2.3. Salar . . . . .	83

## Índice de tablas

1.	Coordenadas geográficas zonas PV en estudio . . . . .	49
2.	Potencia nominal y eficiencia por zona . . . . .	50
3.	Máxima potencia fotovoltaica generada durante día de estudio . . . . .	51
4.	Promedios de reservas en Pozo Almonte, Crucero, Salar y centralizadas . . . . .	65
5.	Tiempo bajo 49,8 [Hz] y sobre 50,2 [Hz] para distintos escenarios . . . . .	68
6.	Error [MW] Crucero para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	79
7.	Error [MW] Crucero para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	79
8.	Error [MW] Crucero para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	80
9.	Error [MW] Crucero para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	80
10.	Error [MW] Pozo Almonte para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	81
11.	Error [MW] Pozo Almonte para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	81
12.	Error [MW] Pozo Almonte para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	82
13.	Error [MW] Pozo Almonte para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	82
14.	Error [MW] de Salar para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	83
15.	Error [MW] de Salar para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	83
16.	Error [MW] de Salar para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	84
17.	Error [MW] de Salar para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW] . . . . .	84
18.	Error [MW] para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado . . . . .	85
19.	Error [MW] para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado . . . . .	85
20.	Error [MW] para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado . . . . .	86
21.	Error [MW] para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado . . . . .	86

## Índice de figuras

1.	Celda, módulo, cadena y matriz PV . . . . .	4
2.	Curvas características para arreglo PV de (a) corriente/voltaje (b) potencia/tensión . . . . .	5
3.	Conexión SP y su efecto en la curva V-I del módulo PV (55) . . . . .	5
4.	Circuito equivalente de una celda PV . . . . .	6
5.	Módulos PV bajo condición de sombreado parcial . . . . .	7
6.	Curva de operación de panel PV . . . . .	8
7.	Circuito equivalente de dos celdas PV conectadas en serie (11) . . . . .	8
8.	Circuito equivalente de dos módulos PV en serie conectados a un diodo bypass en paralelo cada uno (11) . . . . .	9
9.	Diodo bypass cuando una celda está sombreada (23) . . . . .	10
10.	(a) Salida de corriente de celda PV con distinto nivel de irradiación, (b) Corriente y potencia de salida de dos celdas PV conectadas en serie (12) . . . . .	11
11.	Métodos de mitigación de efecto nube . . . . .	13
12.	Configuraciones de arreglos fotovoltaicos para efecto sombra (23), (24) . . . . .	14
13.	Pérdida de potencia en MPP para arreglo PV de 9x4 limpio según cantidad de celdas sombreadas (59) . . . . .	15
14.	Arquitecturas de sistemas PV (23). (a) centralizado, (b) microconvertor conectado en serie, (c) microconvertor conectado en paralelo, (d) microinversor . . . . .	16

15.	Eficiencia de potencia de salida (a) y costos (b) de arquitectura con microconversor en serie y con microinversor (34) . . . . .	17
16.	Convertidor de cuatro diodos conectado a tres generadores PV (23) . . . . .	18
17.	Voltaje Injection tipo I (23) . . . . .	19
18.	Voltaje Injection tipo II (23) . . . . .	19
19.	Cambio de signo $\partial P/\partial V$ en ambos lados de un máximo local (23) . . . . .	20
20.	Línea de carga y curva de potencia con y sin condición de sombreado parcial (23) . . . . .	21
21.	Seguimiento de máximo global usando función lineal (a) Curva corriente/voltaje, (b) Curva potencia/voltaje (23) . . . . .	22
22.	Estrategia de método Dividing Rectangles Technique (67) . . . . .	23
23.	Líneas de potencia constante para técnica de incremento de potencia (23) . . . . .	24
24.	Desplazamiento y restricción de la estrategia de búsqueda para encontrar valor máximo. (a) Antigua gama de búsqueda y (b) Nueva gama de búsqueda. (23) . . . . .	26
25.	Diagrama general de control (76) . . . . .	27
26.	Esquema de control local de la sección i (76) . . . . .	28
27.	Esquema de control general para pronóstico y determinación de reservas (9) . . . . .	29
28.	Potencia solar para días consecutivos en Delft, Países Bajos (77) . . . . .	30
29.	Criterio n-sigma para una distribución de probabilidad normal . . . . .	32
30.	Comparación de regla de nivel de excedencia con criterio n-sigma (82) en Minnesota, US. . . . .	33
31.	Frecuencia de la variabilidad de generación eólica para distintas ventanas de tiempo (86) . . . . .	34
32.	Histograma . . . . .	37
33.	Función densidad de probabilidad uniforme . . . . .	38
34.	Función densidad de probabilidad normal . . . . .	38
35.	Función densidad de probabilidad gamma . . . . .	39
36.	Representación de intervalo de confianza . . . . .	41
37.	Diagrama de bloques de metodología . . . . .	42
38.	Variabilidad debida viento varía de acuerdo a hora del día, época del año y distribución de las centrales (82) . . . . .	43
39.	Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas local . . . . .	44
40.	Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas centralizado . . . . .	45
41.	Error de pronóstico para un nivel de confianza dado . . . . .	46
42.	Reserva considerando cambio de potencia y error de pronóstico . . . . .	47
43.	Zonas PV en estudio . . . . .	49
44.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Crucero . . . . .	50
45.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Pozo Almonte . . . . .	50
46.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Salar . . . . .	50
47.	fdp anual empírica y ajustada para Pozo Almonte. fdp Error . . . . .	52
48.	fdp empírica y ajustada estacionales para Pozo Almonte . . . . .	53
49.	fdp empírica y ajustada mensuales para Pozo Almonte . . . . .	54
50.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Pozo Almonte . . . . .	55
51.	fdp empírica y ajustada anuales para Crucero. fdp Cauchy . . . . .	55

52.	fdp empírica y ajustada estacionales para Crucero . . . . .	56
53.	fdp empírica y ajustada mensuales para Crucero . . . . .	57
54.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Crucero . . . . .	58
55.	fdp empírica y ajustada anuales para Salar. fdp Cauchy . . . . .	58
56.	fdp empírica y ajustada estacionales para Salar . . . . .	59
57.	fdp empírica y ajustada mensuales para Salar . . . . .	60
58.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Salar . . . . .	61
59.	Función densidad de probabilidad anual a nivel centralizado . . . . .	61
60.	Funciones densidad de probabilidad estacionales a nivel centralizado . . . . .	62
61.	Funciones densidad de probabilidad mensuales a nivel centralizado . . . . .	63
62.	Reservas promedio para una central PV de capacidad de 100[MW] para distintos niveles de confianza . . . . .	64
63.	Reservas promedio en [%] para distintos niveles de confianza para cada zona . . . . .	64
64.	Reservas para cada una de las zonas con fdp mensual local centralizada . . . . .	65
65.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.95 de NC . . . . .	66
66.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.96 de NC . . . . .	67
67.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.97 de NC . . . . .	67
68.	Generación fotovoltaica durante día de estudio para distintos escenarios simulados . . . . .	68
69.	Pérdida de energía total durante el día de estudio para distintos escenarios . . . . .	69
70.	Escenarios de estudio a nivel centralizado . . . . .	78



# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

La integración de energía fotovoltaica en grandes sistemas de potencia eléctrica está siendo fuertemente estudiada a nivel teórico debido al inevitable agotamiento de los combustibles fósiles y los altos niveles de contaminación ambiental, que hacen urgente una matriz energética con mayor presencia de energías renovables.

Desde 2010, la capacidad de la energía solar fotovoltaica ha aumentado más que en las cuatro décadas anteriores y la capacidad total mundial ha superado los 150 [GW] a principios de 2014 (1). Sin embargo, la producción de energías renovables se caracteriza por la incertidumbre y la intermitencia, especialmente la generación fotovoltaica. Esto significa nuevos desafíos operativos para la red de transmisión, tales como control de rampa de tensión, requisitos de regulación y efectos sobre la estabilidad del sistema.

Específicamente Chile, se ha destacado por tener una alta penetración de energías renovables, teniendo en los años ochenta un porcentaje del 80 % de participación hidroeléctrica en la generación total de energía. Sin embargo, en el último quinquenio, la participación promedio de la generación hidroeléctrica fue sólo del 32 %, por lo que el nuevo objetivo de la Política Energética del país es retomar la gran participación de renovables, implementando las medidas necesarias para que éstas constituyan el 60 % en el año 2035, y al menos un 70 % de la generación eléctrica para el año 2050 (2). El país es privilegiado en radiación solar, especialmente en el norte, lo que le da la oportunidad y el privilegio de desarrollar un liderazgo de nivel mundial en generación solar. Además, El World Energy Outlook 2015 de la IEA indica que se espera que los costos unitarios de tecnologías como la fotovoltaica caigan al 2040 un 40 % en promedio, mientras que las tecnologías en base a combustibles fósiles irían al alza (2), lo que favorece significativamente la inversión de tecnología fotovoltaica en el país.

La generación fotovoltaica es diferente a la generación tradicional en dos aspectos muy importantes: es variable, lo que significa que varía de manera incontrolable cuando el sol sale y se pone, y que es incierta, es decir, que no puede ser perfectamente predicha, como cuando pasan las nubes sobre los paneles PV. Estas propiedades hacen que la generación fotovoltaica sea considerada como la demanda de electricidad, que siempre ha sido variable e incierta. Los sistemas de potencia deben mantener un equilibrio constante entre la carga y la generación en cortas escalas de tiempo mediante el uso de reservas. A medida que más generadores solares y eólicos formen parte de la matriz energética, estas reservas tendrán que gestionar cada vez mayores cantidades de variabilidad e incertidumbre. La predicción de la cantidad de variabilidad y la incertidumbre de generación PV es muy importante para predecir las necesidades futuras de las reservas. Características como la ubicación geográfica y sus fenómenos meteorológicos y la disposición de los paneles fotovoltaicos (es decir, si están centralizados o distribuidos) tendrán un efecto sobre la cantidad de variabilidad e incertidumbre presentados (3), (4).

La mayoría de los estudios sobre la integración de energías renovables utilizan el método de “n-sigma” para cuantificar la cantidad requerida de reservas que significa el aumento de generación

eólica o solar (5) (6). El método de n-sigma determina que la variabilidad e incertidumbre corresponden a “n” desviaciones estándar de distancia de la media. Este método supone implícitamente que la variabilidad de la carga neta (carga menos generación renovable) y la incertidumbre tienen una distribución de probabilidad normal, aunque las verdaderas distribuciones a menudo tienen colas más pronunciadas (7). Para compensar esta suposición muchos estudios sobre la integración de energías renovables utilizan una sobredimensionada “n” para calcular las reservas (8). Un segundo enfoque existente, conocido como el “método de convolución”, calcula la distribución de la suma de dos variables aleatorias con cualquier forma de distribución. Sin embargo, se necesitan datos históricos para calcular las formas originales de distribución, por lo que este método es obsoleto para estudios que tratan de predecir los efectos de los generadores de variables que aún no se han construido (8).

Cuando la producción de energía fotovoltaica está concentrada en una sola gran planta PV se presencia una alta kurtosis (4). Las nubes que pasan sobre la planta son una de las explicaciones para esta forma de distribución, pues se presenciarán desviaciones estándar altas en condiciones parcialmente nubladas con vientos rápidos (que resulta en colas elevadas) y una desviación estándar mucho más baja durante las horas de sol o tiempos totalmente nublados (resultante en un peak pronunciado).

El presente estudio se enfoca en la inminente integración a gran escala de energía fotovoltaica en el norte de Chile, asumiendo que será de carácter concentrado, por lo que el efecto nube afectará significativamente en la estabilidad de frecuencia del sistema. Para estudiar el efecto de dicha integración se utilizarán los datos de pronóstico de condiciones climáticas utilizados en (9) para realizar un análisis estadístico y luego se estudiarán distintos escenarios variando la manera de abordar el problema, la época del año considerada y distintos niveles de confianza.

## 1.2. Objetivo general

Determinar reservas dinámicas para plantas PV en el norte grande de Chile basadas en el error de pronóstico de generación de potencia fotovoltaica frente a distintos enfoques, épocas del año y adversidad al riesgo.

## 1.3. Objetivos específicos

- Conocer el estado del arte de la tecnología fotovoltaica, mitigación del efecto nube y su efecto tanto a nivel de central PV como sistémico y de la cuantificación de reservas a nivel sistémico y de central PV.
- Disponer de un modelo representativo del norte de Chile para realizar simulaciones y estudiar la estabilidad de frecuencia.
- Disponer de un estudio estadístico del pronóstico en la zona de emplazamiento de la planta PV identificando el comportamiento y proponer los eventos más estratégicos para el estudio.
- Realizar un estudio estadístico para determinar las fdp que representan al error de pronóstico de generación PV para determinar sus reservas asociadas
- Realizar simulaciones dinámicas con reservas calculadas para validar la metodología.

## 1.4. Alcance

Este trabajo abarca un estudio estadístico del error de pronóstico de generación PV como método de cuantificación de reservas operativas en el norte de Chile para efectos de variaciones rápidas producto del efecto nube basándose en el pronóstico de condiciones climáticas realizado en (8). El desempeño del método será evaluado tanto al interior de la planta PV como en la interconexión con el sistema.

No se realiza una evaluación económica del impacto de las estrategias utilizadas en el sistema.

Sólo se estudian estrategias bajo operación de reservas en la planta PV y no se considerarán otros métodos como MPPT alternativos o con sistemas de almacenamiento.

La estrategia de MPPT se asume implementada y no se realizarán modificaciones a esta.

## 2. Marco teórico

En esta sección se definen conceptos claves para la comprensión del trabajo que se desarrollará. Para esto se describe en detalle el funcionamiento de una central fotovoltaica, qué sucede cuando ésta se ve afectada por fenómenos que interrumpen la radiación solar sobre los paneles y qué soluciones existen actualmente para mitigar sus efectos.

### 2.1. Modelo de celda y módulo fotovoltaico

Una celda PV consiste en un semiconductor que al recibir energía solar libera electrones, induciendo una corriente que, junto a su campo eléctrico interno, define la potencia generada (10). Éstas celdas típicamente se conectan en serie y/o paralelo para producir voltajes, corrientes y niveles de potencia según se requiera. Un conjunto de celdas PV conectadas entre sí forman un módulo o panel PV (dicha conexión se realiza con el objetivo de lograr un voltaje más alto que el de las celdas individuales (11)), formato típicamente vendido para instalaciones comerciales o residenciales. Un arreglo PV incluye uno o más módulos PV en serie montados como una unidad instalable precableada. Por último, una central PV consiste en cualquier número de módulos y arreglos PV. Lo anterior se muestra de manera ilustrativa en la figura 1.

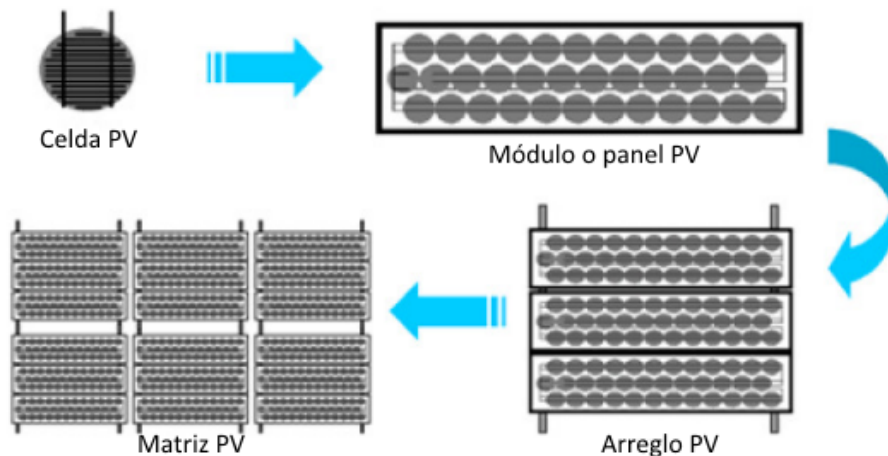


Figura 1: Celda, módulo, cadena y matriz PV

Las curvas de operación típicas de voltaje versus corriente (V-I) y potencia versus tensión (P-V) para un generador fotovoltaico bajo irradiación uniforme se muestran en la figura 2. Para aprovechar al máximo el recurso solar, existen técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que encuentran la corriente y el voltaje ( $I_{mpp}$  y  $V_{mpp}$ , respectivamente) a los que deben operar los paneles de forma tal de maximizar su potencia de salida. Dichas técnicas funcionan correctamente cuando se tienen curvas como las mostradas en la figura 2. Sin embargo, pueden funcionar erróneamente cuando éstas tienen múltiples máximos de potencia, lo que sucede cuando hay presencia diodos bypass, como se explicará posteriormente (13) - (21).

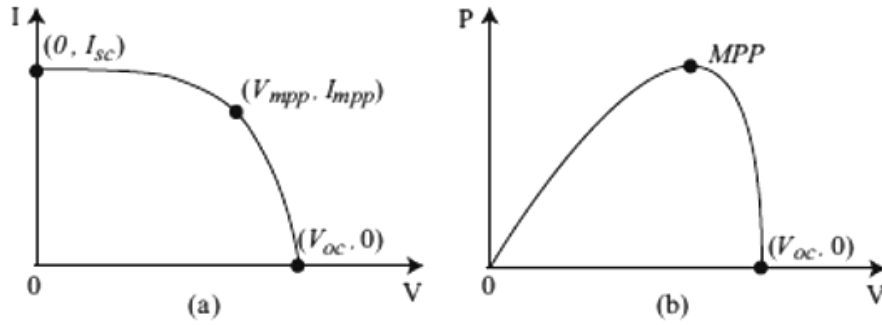


Figura 2: Curvas características para arreglo PV de (a) corriente/voltaje (b) potencia/tensión

Cabe destacar que la conexión más común de módulos PV es de serie-paralelo (SP). La relación entre dicha conexión y su efecto en la curva V-I resultante de los módulos se muestra en la figura 3. En la figura se observa que el número de módulos en serie se relaciona con el voltaje del arreglo PV y el número de módulos en paralelo afecta a su corriente de salida.

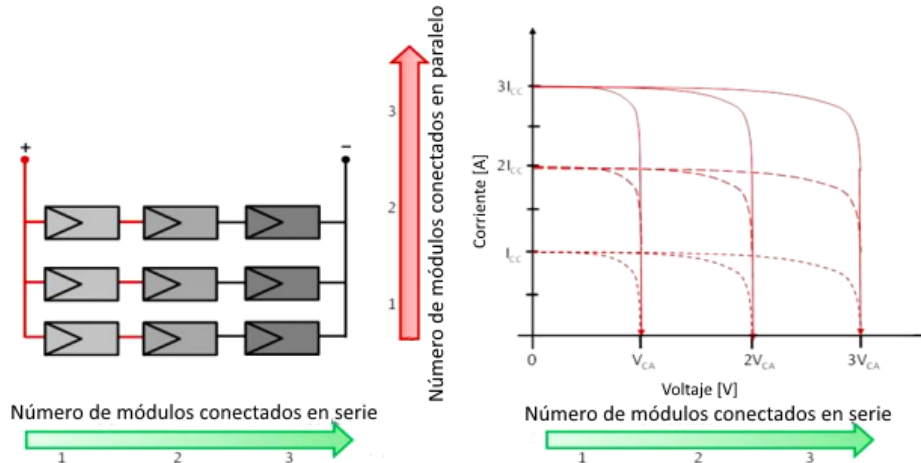


Figura 3: Conexión SP y su efecto en la curva V-I del módulo PV (55)

### • Modelo de celda PV

La figura 4 muestra el modelo de un módulo PV, siendo  $R_0$  una carga ficticia. La característica V-I típica de éste está dada por la ecuación 1 (22).

$$I_0 = N_p I_g - N_p I_{sat} \left[ \exp\left(\frac{qV_0}{AKT}\right) - 1 \right] - I_{rsh} \quad (1)$$

donde  $I_0$  y  $V_0$  son la corriente y el voltaje de salida del módulo respectivamente,  $I_g$  es la corriente generada dado un nivel de irradiación,  $I_{sat}$  es la corriente de saturación,  $q$  es la carga de un electrón,

$K$  es la constante de Boltzmann,  $A$  es un factor de idealidad,  $T$  es la temperatura en Kelvin,  $N_p$  es el número de celdas en paralelo y  $I_{rsh}$  es la corriente por la resistencia shunt  $R_{sh}$ .

La corriente de saturación está dada por la ecuación 2 y la corriente generada dado un nivel de irradiación por la ecuación 3 (22).

$$I_{sat} = I_{or} \left[ \frac{T}{T_r} \right]^3 \cdot \exp \left[ \frac{qE_g}{KT} \left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (2)$$

$$I_g = I_{sc} \frac{S_i}{1000} + I_t(T - T_r) \quad (3)$$

donde  $I_{or}$  es la corriente de saturación a una temperatura de referencia  $T_r$ ,  $E_g$  es la banda muerta de energía,  $I_t$  es la corriente de cortocircuito relacionada con el coeficiente de temperatura,  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito del módulo PV y  $S_i$  es la irradiación en Watts por metro cuadrado.

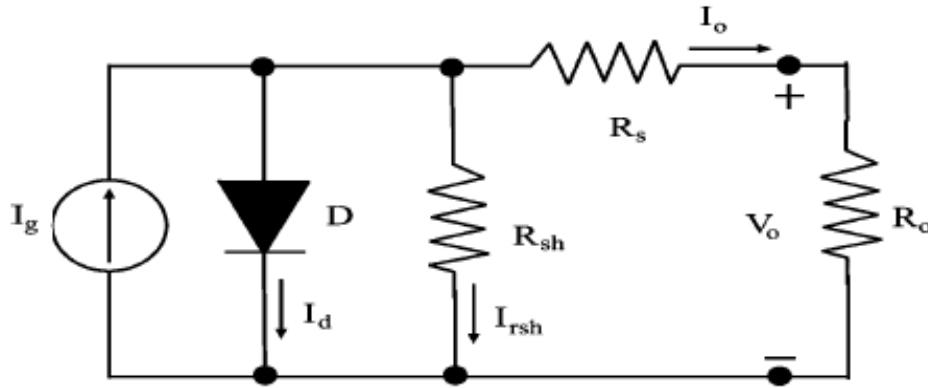


Figura 4: Circuito equivalente de una celda PV

## 2.2. Módulo PV bajo condiciones de sombreado parcial

El sombreado parcial o efecto nube es un fenómeno frecuente que sucede cuando algunos módulos en una central PV están total o parcialmente sombreadas por edificios, pájaros, nubes que pasan o algún otro objeto (figura 5).

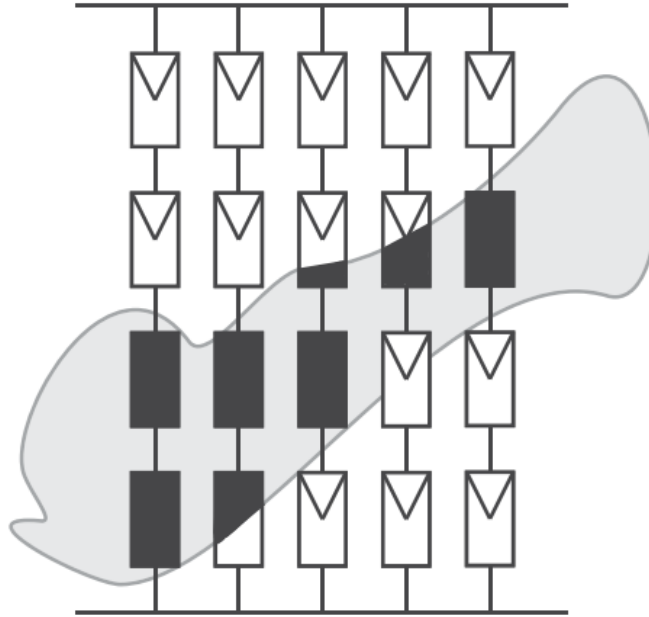


Figura 5: Módulos PV bajo condición de sombreado parcial

A continuación se exponen los efectos que surgen debido a este fenómeno tanto al interior de la central (entendiéndose desde el inversor hacia el interior de la central) y a nivel sistémico (desde los bornes del inversor hacia afuera).

### 2.2.1. Efectos al interior de una central PV

El sombreado sobre algunos módulos de una central PV produce una diferencia en la irradiación que éstos perciben. Debido a que la corriente de cortocircuito de un módulo PV es proporcional al nivel de irradiación solar, entonces los paneles sombreados funcionarán a una corriente inferior a los no sombreados (23). Cuando los paneles están conectados en serie la corriente que fluye por ellos debe ser de igual magnitud, lo que no sucede cuando hay paneles sombreados, provocando que éstos operen en su región de polarización inversa, en la cual son capaces de conducir mayores magnitudes de corriente (figura 6). Se le llama tensión de polarización  $V_{bias}$  a la tensión inversa en la que los paneles sombreados deben operar para conducir un mayor nivel de corriente. Bajo estas condiciones, los módulos sombreados disipan una parte de la energía eléctrica generada por los módulos no sombreadas en forma de calor (fenómeno conocido como "hot spot") (24) - (26). La presencia de este fenómeno puede dañar irreversiblemente los módulos PV (27) - (30), especialmente cuando las situaciones de sombreado extremas conducen a una polarización inversa que supera la tensión de ruptura de las celdas solares (31). Para solucionar este problema generalmente se instalan diodos bypass en los bornes de los paneles PV, como se detallará más adelante.

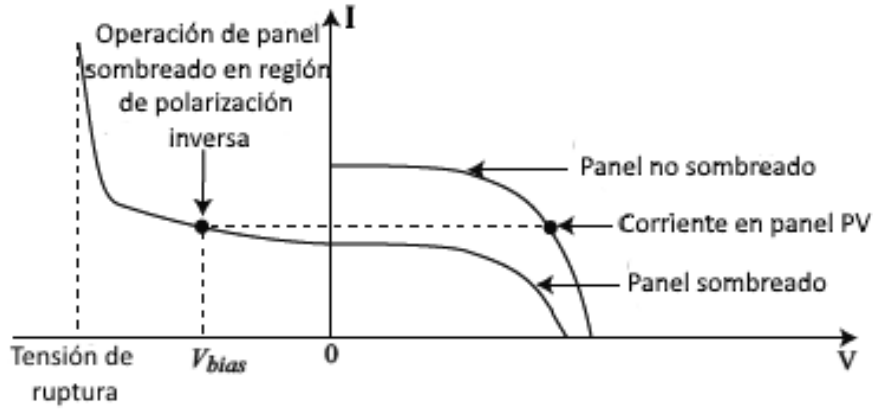


Figura 6: Curva de operación de panel PV

La figura 7 muestra el circuito equivalente de dos módulos conectados en serie sin diodos de bypass. Los subíndices  $NS$  y  $S$  se refieren a los módulos no sombreados y sombreados, respectivamente.

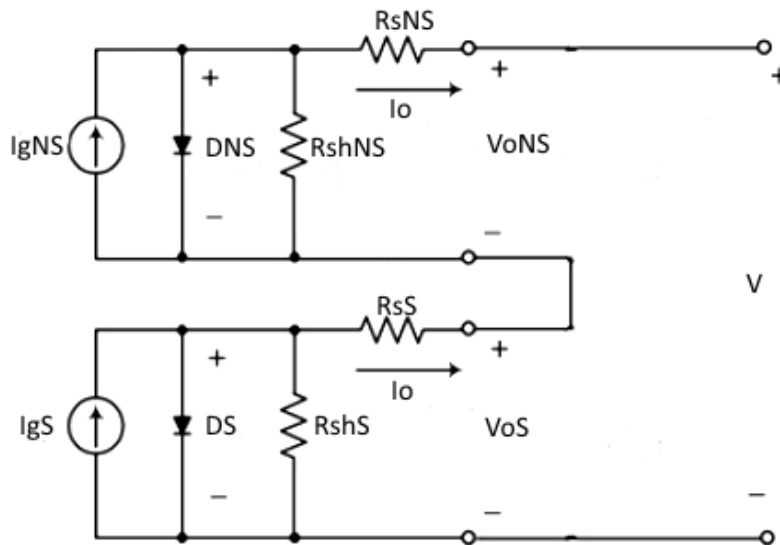


Figura 7: Circuito equivalente de dos celdas PV conectadas en serie (11)

Donde  $I_0$  es la corriente de salida de cada módulo,  $I_{gNS}$  la corriente debida a la irradiación recibida por el módulo no sombreado y  $I_{gS}$  la corriente debida a la irradiación recibida por el módulo sombreado.

Para el módulo no sombreado  $I_{gNS} > 0$ , lo que produce una diferencia de potencial positiva, es decir, el voltaje en el diodo no sombreado (DNS) positivo ( $V_{DNS} > 0$ ). Por otro lado, el módulo sombreado pasará a operar en su región de polarización inversa, siendo  $V_{DS} < 0$ . Debido a que ambas celdas están conectadas en serie, la corriente que pasa por ambas debe ser de igual magnitud. Sin embargo, al haber una celda sombreada y otra no, el fenómeno resulta en que el arreglo completo deje de operar o, en el peor caso, se llegará a la tensión de ruptura, punto en el que se produciría un



daño físico en el panel (fenómeno conocido como "hot spot").

Los efectos de "hot spot" pueden evitarse utilizando diodos bypass (23), (25), (26), (29) - (39), que protegen los módulos del calentamiento local. Dichos diodos se conectan de forma antiparalela en un panel PV. La figura 8 muestra dos módulos PV en serie conectados a un diodo bypass cada uno (11).

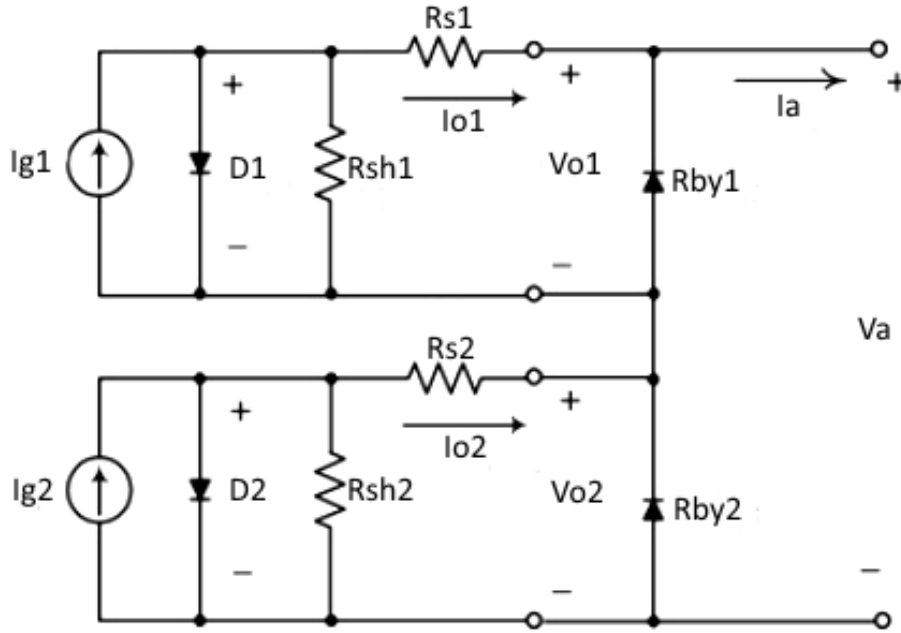


Figura 8: Circuito equivalente de dos módulos PV en serie conectados a un diodo bypass en paralelo cada uno (11)

Los diodos bypass se modelan como una resistencia, la que es alta cuando el diodo está en su funcionamiento reverso y pequeña cuando funciona de forma directa.

$$R_{by}(V_{01}) = \begin{cases} 10^6[\Omega], & V_{01} \leq 0 \\ 0,1[\Omega], & V_{01} > 0 \end{cases} \quad (4)$$

La corriente de salida  $I_a$  está dada por:

$$I_a = I_{01} - \frac{V_{01}}{R_{by}(-V_{01})} \quad (5)$$

$V_{01}$  y  $I_{01}$  se encuentran mediante la característica V-I de los módulos y las leyes de Kirchhoff.

Para comprender el comportamiento de los diodos bypass se presenta la figura 9, en la cual se observan  $n$  celdas conectadas en serie entre sí y en paralelo con un diodo bypass, de manera que el diodo conduzca cuando el número de celdas sombreadas es tal que el panel completo opera con un voltaje negativo. Dicha condición se expresa de manera matemática mediante:

$$V_2 - \sum_{i=1}^n V_i \geq V_D, i \neq 2 \quad (6)$$

donde  $V_D$  es la caída de tensión en el diodo y  $V_2$  es la tensión en la celda sombreada (23).

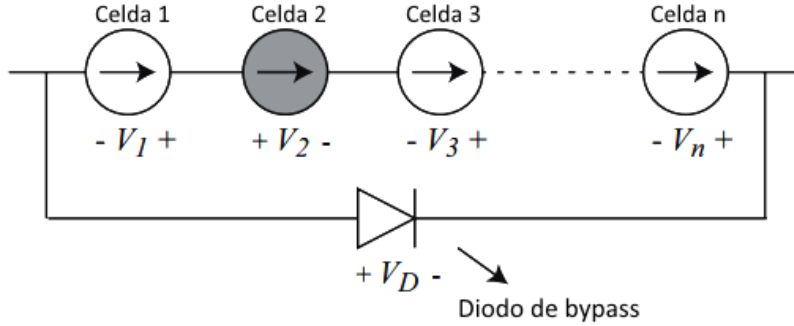


Figura 9: Diodo bypass cuando una celda está sombreada (23)

Dado que los diodos bypass proporcionan una trayectoria de corriente alternativa, dejan fuera de operación a celdas que no están sombreadas, disminuyendo por ende la eficiencia del panel. Luego, si bien los diodos bypass solucionan el problema de los *hot spots*, llevan a una reducción de la potencia generada por la planta PV en condiciones de sombreado parcial (32). Por otra parte, como se observa en la figura 3, dependiendo de si las celdas están conectadas en serie o en paralelo el efecto de sombreado parcial será más o menos dañino para el módulo PV, llegando en el peor de los casos a activar el diodo bypass dejándolo fuera de operación.

Otro problema que surge debido a los diodos bypass es que crean múltiples máximos de potencia (figura 10(b)), lo que aumenta la complejidad de la técnica de seguimiento del MPP (23), (32), (33). Para explicar este fenómeno considere el circuito equivalente resultante de dos módulos PV en serie con un diodo bypass en paralelo cada uno, tal como se muestra en la figura 8 (11). La curva V-I de un panel sombreado y otro no sombreado se muestran en la figura 10(a), donde se observa claramente que el nivel de corriente del panel sombreado es menor al del no sombreado. La corriente ( $I_a$ ) y la potencia ( $P_a$ ) de salida de los dos paneles conectados en serie corresponden a los ejes de las ordenadas de la figura 10(b). Cuando  $I_a$  es igual a  $I_1$  (punto de operación A), ningún panel está operando en su MPP, pero ambos entregan potencia. Cuando  $I_a$  es igual a  $I_2$  (punto de operación B), el panel sombreado está operando en su MPP pero no así el panel sin sombra, por lo que este punto corresponde a un MPP local del arreglo y ambos paneles entregan potencia. Cuando  $I_a$  es igual a  $I_3$  y cuando es igual a  $I_4$  (puntos de operación C y D respectivamente), el diodo bypass del panel sombreado está conduciendo por lo que este panel no entrega potencia. En D el arreglo opera en su MPP global, el cual coincide con el MPP del panel sin sombra. Cabe mencionar que si ambos paneles operaran de manera independiente se podría obtener niveles de potencia mayores al MPP global mostrado en D, haciendo operar a ambos paneles en sus respectivos MPP.

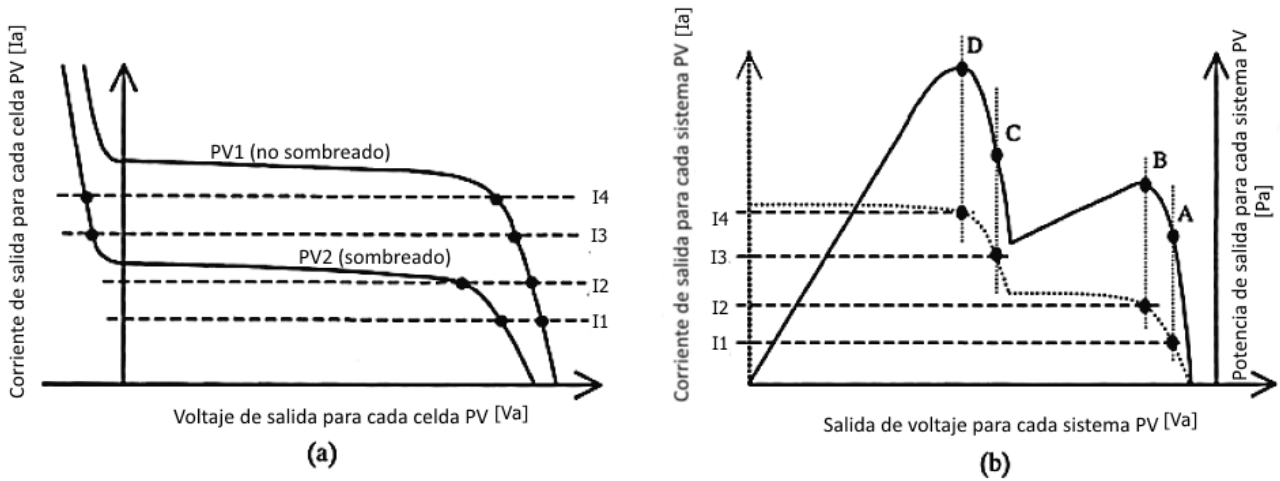


Figura 10: (a) Salida de corriente de celda PV con distinto nivel de irradiación, (b) Corriente y potencia de salida de dos celdas PV conectadas en serie (12)

La presencia de múltiples máximos puede inducir un error en los algoritmos tradicionales de MPPT, atrapándolos en máximos locales (41) debido a su incapacidad para discriminar entre los máximos de potencia locales y globales (29), (39), (15). En consecuencia, las técnicas de seguimiento convencionales, tales como "perturb and observe" (P&O) (42), "hill climbing" (43), ripple correlation" (44) o "power feedback control" (45) no son adecuadas en estos casos.

### 2.2.2. Efectos a nivel sistema

Altos niveles de penetración de generación PV pueden afectar fuertemente al control y estabilidad de un sistema de potencia, sobre todo desde un punto de vista de frecuencia. Las principales razones son el principio operativo y las características inherentes de las centrales PV, que son esencialmente diferentes de los de los generadores síncronos convencionales:

- Las centrales PV suelen operar mediante la maximización de la producción de potencia, lo que significa que no hay reservas de potencia disponibles para el control de frecuencia del sistema.
- A diferencia de los generadores síncronos convencionales, las unidades PV no tienen partes giratorias; como consecuencia, no contribuyen con respuesta inercial disponible para ser proporcionada durante perturbaciones en el balance carga-generación. La sustitución de un gran número de centrales convencionales por centrales PV no sólo dará lugar a una disminución en el número de generadores que participan en la regulación de frecuencia, sino también a una reducción de la inercia global del sistema de potencia. Cabe destacar que la inercia del sistema se considera un parámetro vital para el funcionamiento del sistema. La inercia de las masas rotantes de los generadores síncronos determina la respuesta de frecuencia inmediata del sistema en el caso de grandes desequilibrios entre la generación y el consumo. Esta fase inicial de la respuesta del sistema influye no sólo en la activación de esquemas de desconexión automática de carga, sino también en el desempeño del control primario de frecuencia primaria. Como consecuencia, altos niveles de penetración PV reducirán la capacidad del sistema para hacer frente a desviaciones de frecuencia durante las grandes perturbaciones, lo que afecta a la estabilidad

de frecuencia del sistema. Esta situación podría ser especialmente crítica en el caso de sistemas de potencia aislados debido a la relativamente baja inercia y capacidades reducidas para la regulación de frecuencia, factores clave que afectan a la capacidad del sistema de recuperarse ante una pérdida de generación.

Con respecto al efecto nube, la experiencia con centrales PV a gran escala ha mostrado que el efecto nube puede provocar grandes y rápidas fluctuaciones de la radiación solar y, por lo tanto, en la potencia de salida de la planta (46). El tiempo que tarda una nube en cubrir una central PV depende del tamaño de la planta, la velocidad de la nube y la altura de las nubes, entre otros factores (47). La potencia de salida de la planta puede variar significativamente en poco tiempo. Este es el caso, por ejemplo, en algunas plantas PV en el suroeste de Estados Unidos, donde la potencia de salida puede cambiar en más de un 70 % en apenas 5 a 10 minutos en días parcialmente nublados (46), (48). Dependiendo de las condiciones de funcionamiento del sistema y la penetración PV, tales cambios grandes y repentinos en la potencia de salida de plantas PV podrían agotar las reservas de rampa disponibles en las unidades de generación convencionales, y por lo tanto poner en peligro el equilibrio de potencia en el sistema. Por otra parte, en tales circunstancias, los intentos de las centrales convencionales para seguir los cambios en la carga neta pueden conducir a un desgaste adicional en los generadores. Esto produce un aumento en los costos y, por lo tanto, una menor ganancia para el generador (49). Desequilibrios entre carga y generación podrían desencadenar problemas en la estabilidad de frecuencia en el sistema si no son tratados de una forma adecuada, lo que podría limitar la integración de gran escala de plantas PV en sistemas de potencia, especialmente en sistemas con respuesta de regulación de frecuencia lenta (50), o en sistemas de energía aislados debido a la baja inercia inherente.

### **2.3. Técnicas de mitigación contra efecto nube en plantas PV**

Las técnicas de mitigación contra los efectos que tiene el sombreado parcial en centrales PV de gran escala buscan básicamente maximizar la potencia de salida de la central. Los métodos se dividen en dos categorías: a nivel de *hardware* y de *firmware* (23). La figura 11 resume dichas técnicas, las que se explicarán a continuación.

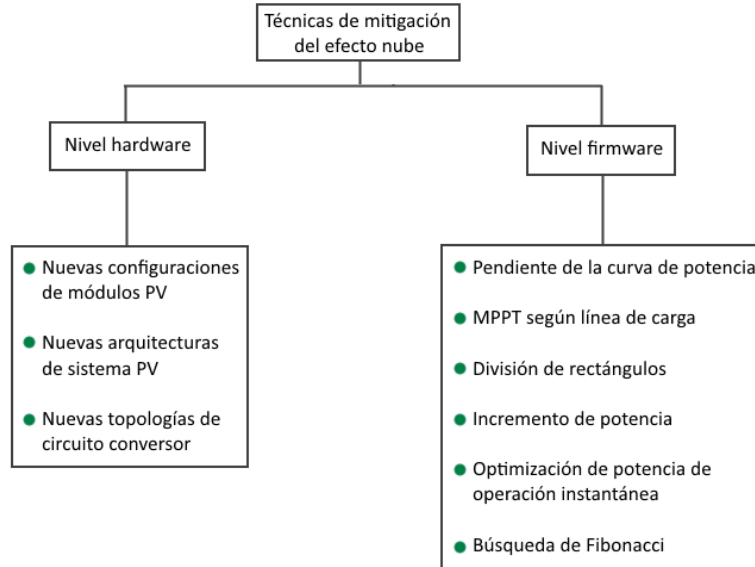


Figura 11: Métodos de mitigación de efecto nube

### 2.3.1. Nivel hardware

Estos métodos se basan en distintas configuraciones de los módulos PV, arquitecturas de sistemas y topologías del circuito conversor, como se detallará a continuación.

- **Nuevas configuraciones de módulos PV**

La configuración de los módulos PV se refiere a las interconexiones que los módulos fotovoltaicos individuales tienen al interior de una central PV. La configuración típica es serie-paralelo (SP), la cual es mayoritariamente utilizada debido a su simpleza y menor costo de implementación. Algunas nuevas configuraciones que ayudan a mitigar los efectos bajo condición de sombreado parcial son total-cross-tied (TCT), bridge-linked (BL) y honey-comb (HC) (figura 12) (51) - (54), (55).

En la interconexión SP, los módulos están conectados en serie, formando una cadena, las cuales se conectan entre sí en paralelo (figura 12(a)) (56). En la configuración TCT los módulos están conectados en paralelo y éstos se conectan en serie entre sí (figura 12(b)) (56). La configuración BL podría ser vista como una interconexión entre dos casos extremos de SP y TCT (figura 12(c)) (56). Finalmente, la configuración HC consiste en una mezcla entre las configuraciones TCT y BL (figura 12(d)) (57).

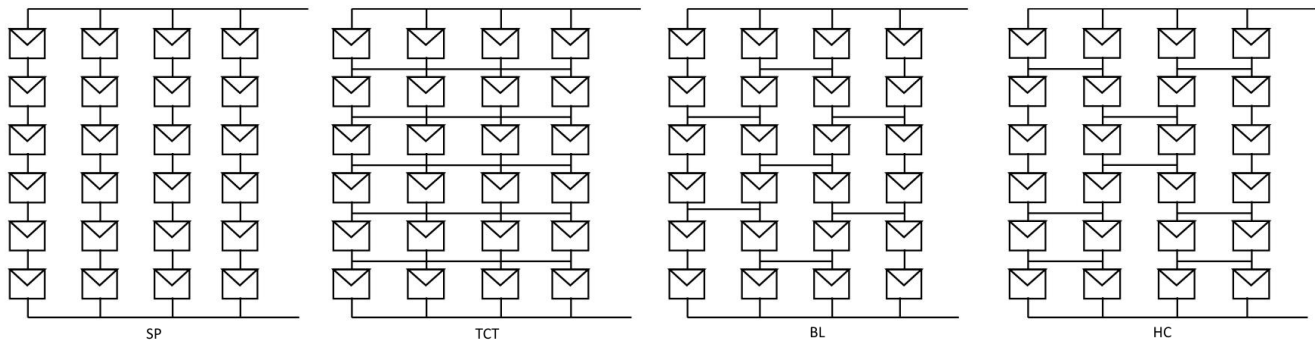


Figura 12: Configuraciones de arreglos fotovoltaicos para efecto sombra (23), (24)

Los módulos PV pertenecientes a una central PV pueden tener distintas características V-I entre sí, fenómeno denominado "V-I mismatch". Dentro de las causas de dicho fenómeno se pueden encontrar la permanentes, las cuales se deben a los parámetros internos del módulo, y las temporales, a las cuales pertenece la condición de sombreado parcial (58). La ventaja que tiene la configuración TCT sobre la SP es que reduce las pérdidas generadas por el "V-I mismatch", ya que contiene menos cadenas en serie y con esto reduce la posibilidad de activar sus diodos de bypass (58). La discusión anterior pone de manifiesto la superioridad de la conexión TCT por sobre la SP en términos de pérdidas por mismatch más bajas y mayor fiabilidad.

La configuración con mejor rendimiento desde la perspectiva del MPP es la TCT, con un 3,8% sobre el obtenido con el MPP de la configuración SP. Luego le sigue la configuración BL, con un 2,3% sobre esta misma. La configuración HC se encuentra por debajo de la TCT, pero obtiene mejores resultados en potencia y factor de llenado (relación entre la potencia en el MPP y el producto entre voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito) que la configuración BL (24). La relación respecto a la pérdida de potencia en el MPP entre los métodos SP, BL y TCT se muestran en la figura 13.

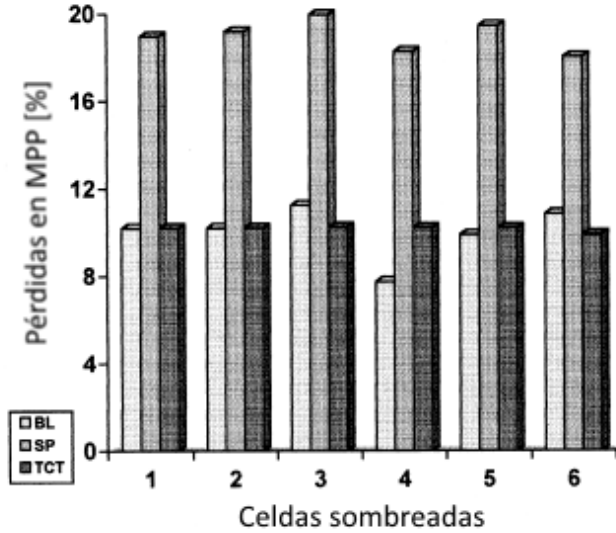


Figura 13: Pérdida de potencia en MPP para arreglo PV de 9x4 limpio según cantidad de celdas sombreadas (59)

En (59) se estudiaron los costos de fabricación de la conexión TCT. La investigación muestra que no hay razones para que los módulos con configuración TCT tengan un costo mayor que los módulos con configuración SP en producción a gran escala. Además, se muestra que el costo de fabricación de TCT podría ser similar a los de la SP. En (24) se concluye que en la mayoría de los casos, la configuración TCT tiene un rendimiento superior sobre las demás configuraciones en la mayoría de los índices de comparación.

Otra configuración desarrollada consiste en arreglos reconfigurables donde a través de un banco de paneles “adaptables” se puede mejorar la falta de potencia en paneles con sombra (30). Este arreglo “adaptable” re-configura la estructura TCT mediante conexiones vía switches para distribuir de manera homogénea la radiación a través de las diferentes filas del arreglo TCT. Como el número de combinaciones posibles es alta dependiendo del tamaño del arreglo, es necesario incluir una optimización donde se minimicen las diferencias de radiación total entre las filas (33). Este último método presenta claras ventajas a nivel teórico, sin embargo su implementación es poco viable por sus altos costos y complejidad.

• **Nuevas arquitecturas del sistema PV**

La arquitectura del sistema fotovoltaico describe cómo los convertidores de potencia están conectados a los módulos fotovoltaicos de la central. La arquitectura más convencional es la centralizada (figura 14(a)), la cual consta de un solo convertidor DC/AC, por lo que el MPP global de los módulos PV individuales no puede ser rastreado. De esta forma, esta arquitectura es poco conveniente para condiciones de sombreado parcial, donde es necesario distinguir entre máximos locales y el global de potencia y para pérdidas por “mismatch”. La figura 14(b) es del tipo microconvertidor conectado en serie, la cual consta de convertidores DC-DC en serie para realizar un MPPT de los módulos individuales. Las salidas de todos estos convertidores llegan a un inversor central. La figura 14(c)

muestra la arquitectura de microconvertidores conectados en paralelo, en la cual se usan convertidores DC-DC individuales conectados a un inversor central. La diferencia entre las dos arquitecturas mencionadas anteriormente radica en el voltaje que se desee obtener, según lo cual se decidirá conectar los microinversores en serie o en paralelo (35). Por último, la figura 14(d) representa la arquitectura microinversor, la cual elimina el inversor central y permite el MPPT para los módulos individuales.

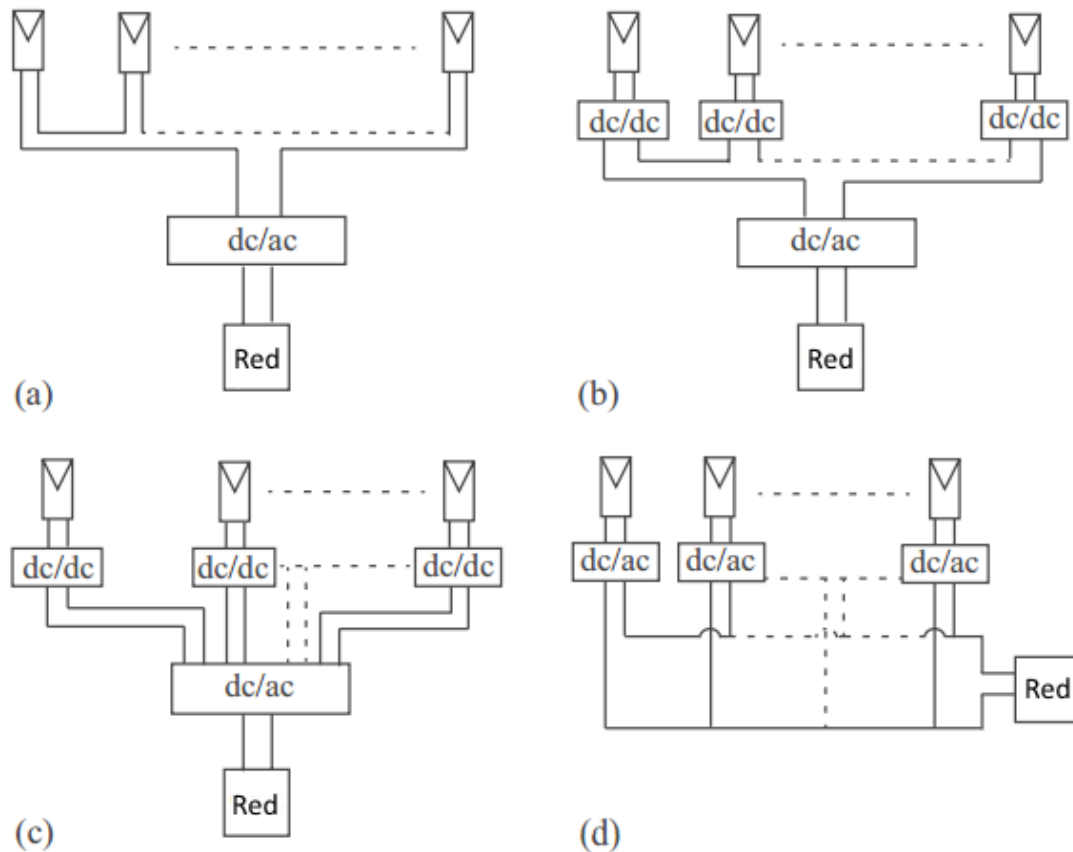


Figura 14: Arquitecturas de sistemas PV (23). (a) centralizado, (b) microconvertidor conectado en serie, (c) microconvertidor conectado en paralelo, (d) microinversor

Todas estas arquitecturas, excepto la centralizada, son aptas para ser utilizadas en condiciones de sombreado parcial.

La figura 15 muestra la eficiencia y los costos para las arquitecturas de microconvertidor conectado en serie versus una con microinversor. Además, como es lógico, las arquitecturas que reportan un mejor MPPT implican un mayor número de convertidores, lo que se traduce en mayores costos de inversión.



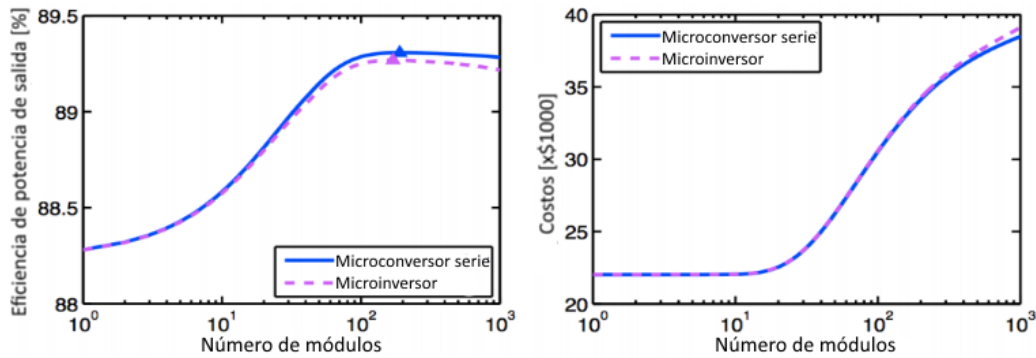


Figura 15: Eficiencia de potencia de salida (a) y costos (b) de arquitectura con microconvertor en serie y con microinversor (34)

### • Nuevas topologías de circuito convertor

La topología del circuito de los convertidores electrónicos usados en centrales PV ha sido profundamente estudiada debido a su potencial mitigador del efecto nube, generando una variada gama de alternativas mitigadoras. Estas alternativas tienen como punto común la incorporación de nuevos dispositivos y conexiones que difieren de la tradicional topología centralizada. Su mayor contribución apunta a mejorar la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos en condición de sombreado parcial y por ende a proporcionar un mejor resultado de MPPT (60), (61). Con esto, disminuye la ineficiencia que implica el fenómeno.

A continuación se explicarán algunas de ellas (23):

- Multilevel Converters: Tienen una arquitectura centralizada levemente modificada y donde cada generador PV tiene conectado en paralelo un condensador (figura 16). Esta configuración permite alcanzar el MPPT mediante el control del voltaje de operación. Este método, respecto al convencional, logra una mejora del 30% en la potencia de salida (36). Sin embargo, para una instalación PV a gran escala se necesitaría un gran número de conmutadores de semiconductor, lo que haría la instalación prohibitivamente costosa y con pérdidas significativas.

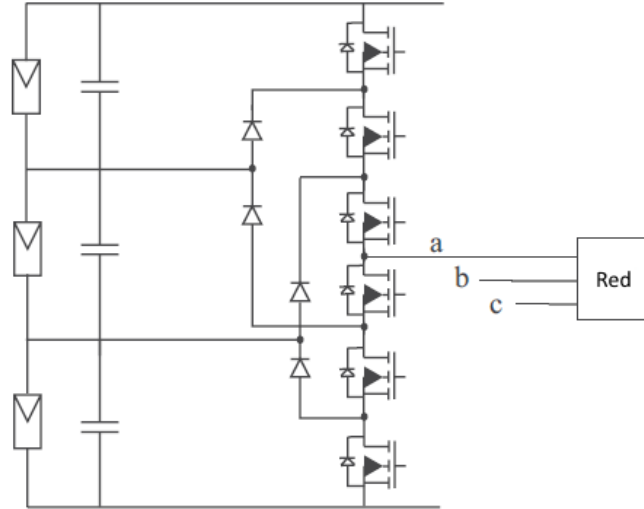


Figura 16: Convertidor de cuatro diodos conectado a tres generadores PV (23)

- Voltage Injection: En esta topología la máxima extracción de potencia del sistema PV se mejora mediante la inyección de una tensión de polarización en los módulos o arreglos fotovoltaicos sombreados. En el tipo I (figura 17), se inyecta el voltaje de polarización para alinear el MPP global de los arreglos fotovoltaicos sombreados con el MPP de los arreglos fotovoltaicos no sombreados. Para esta topología los condensadores se conectan en serie con los arreglos PV, el selector de arreglo PV conecta el arreglo PV sombreado con el condensador en función de las corriente  $I_1 \dots I_n$  y la corriente DC  $I_d$  (figura 17). Este método puede mejorar la potencia de salida en un 20% con respecto a la topología tradicional (37) y su instalación es de relativamente bajo costo. Sin embargo, funciona deficientemente cuando dos arreglos PV son sombreados simultáneamente (23). En el tipo II, el voltaje de polarización ( $V_{bias}$ ) puede desactivar módulos sombreados en un arreglo PV por polarización directa de los diodos de bypass, como se muestra en la figura 18. En esta topología hay conversores DC-DC en cada arreglo PV, los cuales requieren un sistema de control complejo. Mejora la eficiencia energética de la instalación fotovoltaica del 23 al 95% (83). A diferencia del tipo I, el tipo II funciona correctamente cuando dos o más arreglos PV experimentan diferentes niveles de sombreado. Sin embargo, tiene las desventajas de disminuir su eficiencia al desactivar módulos PV y de aumentar el número de conversores DC-DC requeridos a medida que aumentan los arreglos PV, lo que aumenta sus costos.

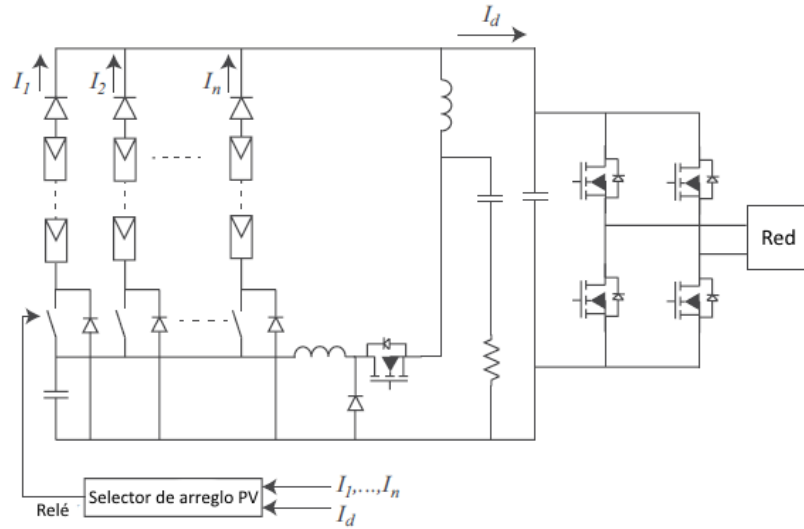


Figura 17: Voltaje Injection tipo I (23)

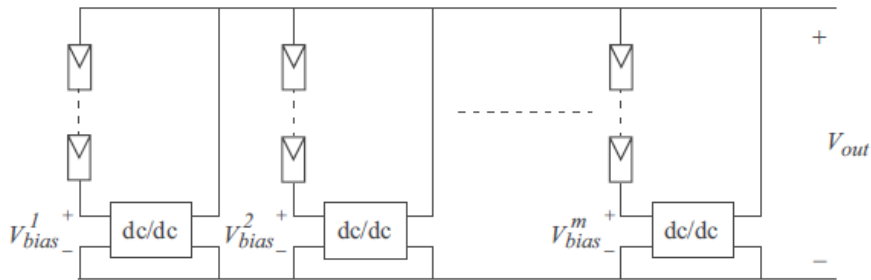


Figura 18: Voltaje Injection tipo II (23)

### 2.3.2. Nivel firmware

Como se mencionó anteriormente, los métodos tradicionales de MPPT podrían no ser efectivos para determinar el máximo de potencia global del sistema. La categoría de firmware consiste en nuevas técnicas de MPPT modificadas, de tal forma que logren discriminar entre máximos locales y el global.

Las diferentes técnicas de MPPT que abordan la condición de sombreado parcial se presentan a continuación (23):

- **Pendiente de la curva de potencia (Power Curve Slope)**

Este método utiliza el hecho de que la presencia de un máximo en el lado izquierdo de otro máximo está indicado por el cambio del signo de  $\partial P/\partial V$  de positivo a negativo, mientras que un máximo en el lado derecho del existente significaría un cambio de signo de negativo a positivo (figura 19). Inicialmente, la búsqueda se realiza en el entorno del MPP, que se encuentra bajo irradiación uniforme anterior a la condición de sombreado y que se almacena como dato inicial. Si se encuentra un máximo local, que se indica por el cambio de signo de  $\partial P/\partial V$ , se compara con el máximo almacenado. Si el

máximo local detectado es mayor que el máximo almacenado, se actualizará el máximo almacenado. De lo contrario, la búsqueda del máximo global en esa dirección se termina inmediatamente. La búsqueda continúa de esta forma hasta que se alcanza el máximo global (62).

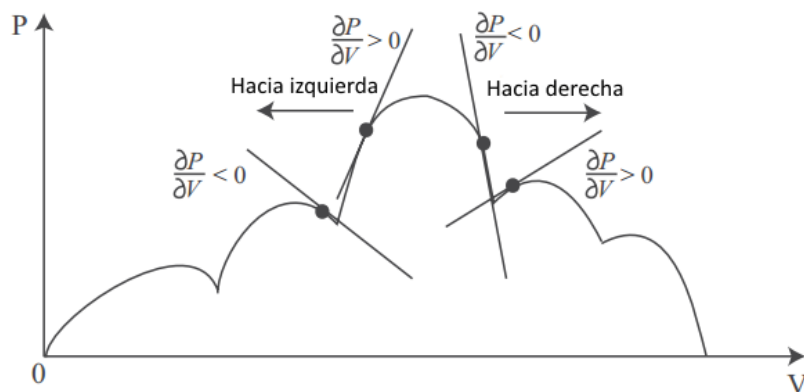


Figura 19: Cambio de signo  $\partial P/\partial V$  en ambos lados de un máximo local (23)

Esta técnica funciona en conjunto con un convertidor DC-DC y puede ser fácilmente implementado con un microcontrolador de bajo costo y sensores de corriente y voltaje (23). Además, es eficaz tanto en condiciones de irradiación uniforme como no uniforme de la central PV.

- **Seguimiento de máxima potencia según línea de carga (Load-Line Maximum Power Point Tracking)**

Para esta técnica se distinguen dos enfoques distintos, llamados en lo que sigue Tipo I y Tipo II. En el tipo I, se define una línea de carga según la proporción entre  $V_{mpp}$  y  $I_{mpp}$  para distintos niveles de carga (figura 20). Ésta puede ser calculada midiendo la tensión en circuito abierto  $V_{oc}$  y la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  del generador fotovoltaico bajo irradiación uniforme. Por convención,  $V_{mpp}$  y  $I_{mpp}$  se determinan como el 80 % de  $V_{oc}$  y el 90 % de  $I_{sc}$ , respectivamente (Punto A) (63). En presencia de sombreado parcial, el punto de funcionamiento se desplaza a la proximidad del máximo global que es el resultado de la intersección de la línea de carga con la nueva curva V-I, que se muestra en la figura 20 (Punto B).



umbrales predefinidos según el grado de tolerancia requerido.

Cuando se produce el sombreado parcial, el punto de funcionamiento se desplaza desde el punto A al B (figura 21). Luego, el controlador responde ajustando el funcionamiento del convertor para pasar a la tensión de referencia (punto C) determinada como

$$V^* = \frac{N_s V_{oc}}{N_p I_{sc}} \cdot I[n] \quad (11)$$

donde  $N_s$  es el número de elementos en un arreglo PV. Finalmente, el método de conductancia incremental (66) se utiliza para realizar un seguimiento de la potencia máxima global (punto D).

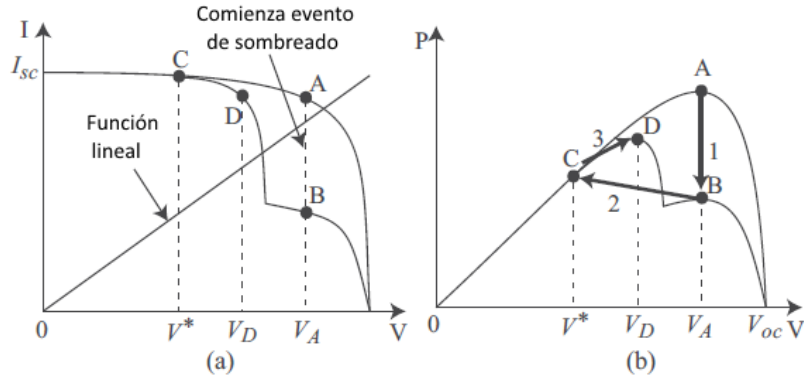


Figura 21: Seguimiento de máximo global usando función lineal (a) Curva corriente/voltaje, (b) Curva potencia/voltaje (23)

Esta técnica puede ser implementada en un microcontrolador utilizando sensores de voltaje y corriente. Los resultados experimentales muestran que esta técnica es relativamente rápida y tiene una precisión aceptable en la detección de la MPP global (66).

### • Técnica de división en rectángulos (Dividing Rectangles Technique)

Esta técnica usa la relación (12) para determinar el máximo global para un intervalo  $[a, b]$  y una banda de potencia uniforme  $P(v)$ .

$$P(v) \leq \max(P(v)) \leq P(v_1) + M \frac{b-a}{2} \quad (12)$$

donde  $V_1$  es el centro de  $[a, b]$  (figura 22) y  $M$  es el valor máximo de  $\partial P / \partial V$  en  $[a, b]$ . Cada intervalo formado se divide en tres partes y los puntos  $V_2$  y  $V_3$  se determinan como el primer tercio y el segundo tercio de cada intervalo formado anteriormente, respectivamente. El algoritmo evalúa entonces  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$  para decidir el siguiente intervalo de muestreo. Dicho intervalo se determina según el cumplimiento de las siguientes relaciones:

$$P(v_j) + k \frac{b_j - a_j}{2} \leq P(v_i) + k \frac{b_i - a_i}{2}, \forall j \quad (13)$$

$$P_{max} + \varepsilon|P_{max}| \leq P(c_i) + k \frac{b_i - a_i}{2} \quad (14)$$

donde  $P_{max}$  es el seguimiento de máxima potencia actual,  $\varepsilon$  es un valor constante positivo y  $a_i, b_i, a_j, b_j$  son los puntos límites de los intervalos  $i$ -ésimo y  $j$ -ésimo, respectivamente.  $P(c_i)$  es el valor de potencia muestreada en el punto medio del intervalo  $i$ -ésimo.

La condición en 13 asegura que el intervalo con el mayor potencial para la máxima potencia es elegido para un mayor estudio. 14 asegura que este intervalo signifique un incremento en  $P_{max}$  en al menos  $\varepsilon|P_{max}|$ . Con esta estrategia, se requieren dos nuevas muestras en cada ciclo de división para la evaluación. Una vez que se elige un intervalo para seguir explorando, se realizará una nueva división en tres partes y se crearán dos muestras más ( $V_{32}$  y  $V_{33}$  en el caso de la figura). Este procedimiento se repite hasta que se detecte el máximo global de la función.

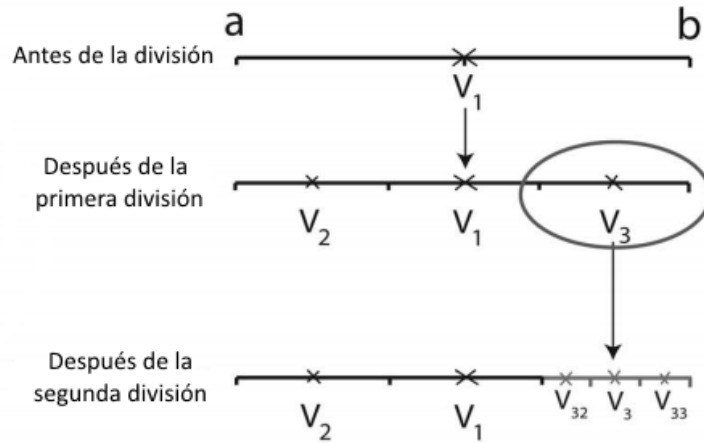


Figura 22: Estrategia de método Dividing Rectangles Technique (67)

Esta técnica puede ser fácilmente implementada con un microcontrolador de bajo costo que controla el convertidor DC-DC conectado al generador fotovoltaico. También son necesarios sensores de tensión y de corriente. Los resultados experimentales muestran que esta técnica es eficaz y precisa en el seguimiento del MPP global bajo condición de sombreado parcial (67). Sin embargo, el punto inicial en este algoritmo necesita ser elegido apropiadamente para evitar quedar atrapado en puntos de potencia de máximos locales (68).

- **Técnica de incremento de potencia (Power Increment Technique)**

Esta técnica utiliza el conversor de potencia como una carga de potencia constante sincronizable (69). Como se muestra en la figura 23, el conversor de potencia se controla para dibujar una línea de potencia constante de manera sucesiva, a partir de la condición de circuito abierto (punto B1). En cada paso, se incrementa la cantidad de potencia, lo que resulta en el progreso hacia el MPP

global (puntos B1 a B5), y la tensión del generador fotovoltaico correspondiente se almacena en la memoria del microcontrolador. Se continua con el proceso de aumento de potencia hasta que no es posible aumentar la potencia debido a que se supera la máxima potencia del arreglo de paneles (correspondiente a punto B6). Una vez que se logra B6, el convertidor DC-DC regula el voltaje de salida del generador fotovoltaico en el voltaje almacenado correspondiente a la mayor potencia alcanzada (punto B5). Por lo tanto, el convertidor opera en las cercanías del MPPT global.

Esta técnica se implementa sencillamente con un microcontrolador de bajo costo, además de sensores de voltaje y corriente para medir el voltaje y la corriente del generador fotovoltaico. No requiere ningún conocimiento previo de las características y configuraciones de los módulos fotovoltaicos y se puede rastrear con precisión el MPP global en un período relativamente corto de tiempo (69).

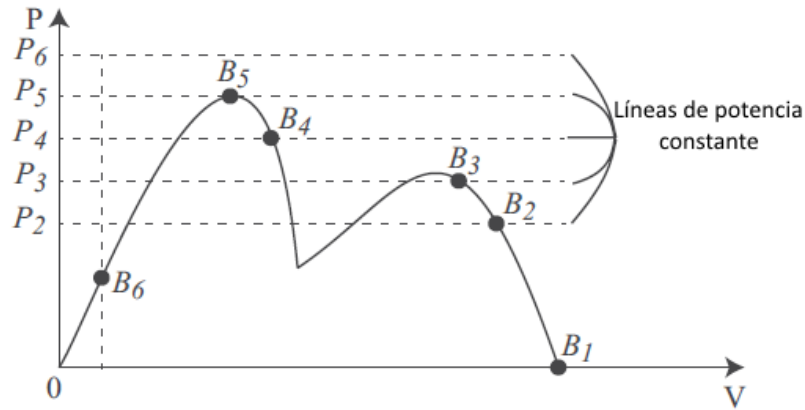


Figura 23: Líneas de potencia constante para técnica de incremento de potencia (23)

- **Optimización de potencia de operación instantánea (Instantaneous Operating Power Optimization)**

Esta técnica se basa en el hecho de que la potencia máxima de salida de un generador fotovoltaico depende de la radiación  $E(t)$  y de la temperatura  $T(t)$  (70), (71). Es decir,  $MPP(t) = MPP(T(t), E(t))$  o, expresado de otra forma,  $MPP(t) = a(T(t))b(E(t))$ , donde  $a(T(t))$  es el factor de tensión y  $b(E(t))$  el factor de radiación, que determina  $I_{MPP}$ . La temperatura  $T(t)$  depende de la temperatura ambiente, el punto de operación del módulo PV (72), (73) y las condiciones ambientales como el clima, el ángulo de montaje, y los objetos que lo rodean (74). El factor de tensión  $a(T(t))$  se calcula como se explica a continuación. Si  $I_{MPP}$  es menor que un umbral predefinido,  $a(T(t)) = a_0$ , donde  $a_0$  es un valor constante. De lo contrario, se adopta el método P&O para determinar  $(T(t))$ . Dado que el método P&O puede detectar un máximo local, es necesario estimar un valor aproximado de  $I_{MPP}$  global,  $I_{MPP}^{global}$ , para determinar  $a(T(t))$ .  $I_{MPP}^{global}$  se estima como:

$$I_{MPP}^{global} = K_i I_{meas}(t) \quad (15)$$

con

$$K_i = \frac{I_{local}^i}{I_{MPP}} \quad (16)$$



Lo que significa que se necesita una determinación previa de la corriente en máximos locales  $I_{local}^i$  local y la corriente en el máximo global  $I_{MPP}$  para calcular  $K_i$ .

Una vez que  $T(t)$  es encontrada, se compara continuamente la potencia medida  $P_{meas}$  y la potencia de referencia  $P(t) = a(T(t))I_{meas}(t)$ , donde  $I_{meas}(t)$  es la corriente medida del generador fotovoltaico (75). Si  $P_{meas}(t) < P(t)$ , la corriente de operación queda definida por

$$I(t) = I_{meas}(t) - \Delta I \quad (17)$$

donde  $\Delta I$  se mantiene constante.

Por otro lado, cuando  $P_{meas}(t) > P(t)$  se tiene

$$I(t) = \frac{P_{meas}(t)}{a(T(t))} \quad (18)$$

Este procedimiento se repite hasta que (19) es satisfecha.

$$\frac{P_{meas}(t) - a(T(t))I_{meas}(t)}{P_{meas}(t-1)} < \varepsilon \quad (19)$$

Este método se puede utilizar eficientemente para las curvas de potencia/tensión con más de un máximo local. Sin embargo, un posible inconveniente es que se necesita una investigación preliminar para determinar las corrientes en diferentes máximos para calcular  $K_i$ . Finalmente, cabe mencionar que para su implementación se necesitan sensores de tensión y corriente, además de un microcontrolador de bajo costo.

### • Búsqueda de Fibonacci (Fibonacci Search)

Esta técnica utiliza la secuencia de Fibonacci dada por:

$$c_0 = 0$$

$$c_1 = 1$$

$$c_n = c_{n-2} + c_{n-1}, n \geq 2$$

Para explicar su funcionamiento se utilizará la figura 24. La estrategia se basa en el desplazamiento de los intervalos de búsqueda. El subíndice  $i$  representa el número de la iteración. En cada iteración, la curva de la figura se evalúa en dos puntos de control (por ejemplo,  $v_1^i$  y  $v_2^i$ ) dentro de un intervalo. Además,  $a_i$  denota la distancia entre el punto de control,  $v_3^i$ , y el límite del intervalo,  $v_4^i$ , y  $b_i$  denota la distancia entre dos puntos de control consecuentes.  $a_i$  y  $b_i$  son determinados por la regla de Fibonacci

$$\frac{a_i}{b_i} = \frac{c_{n+1}}{c_n}$$

$$\frac{a_{i+1}}{b_{i+1}} = \frac{c_n}{c_{n-1}}$$

El intervalo de búsqueda de la siguiente iteración se desplaza hacia la izquierda o hacia la derecha sobre la base de la siguiente regla:

$$P(v_1^i) < P(v_2^i) \Rightarrow v_3^{i+1} = v_1^i, v_4^{i+1} = v_4^i$$

$$P(v_1^i) > P(v_2^i) \Rightarrow v_3^{i+1} = v_3^i, v_4^{i+1} = v_2^i$$

La búsqueda termina cuando se satisface

$$|v_4^i - v_3^i| \leq \delta$$

$$|P(v_4^i) - P(v_3^i)| \leq \varepsilon$$

donde  $\delta$  y  $\varepsilon$  están determinados según la tolerancia deseada.

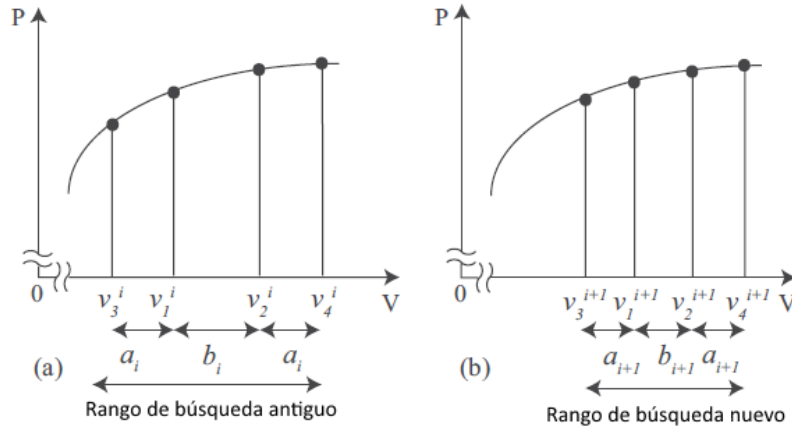


Figura 24: Desplazamiento y restricción de la estrategia de búsqueda para encontrar valor máximo. (a) Antigua gama de búsqueda y (b) Nueva gama de búsqueda. (23)

Cabe destacar que esta técnica puede detectar erróneamente los máximos locales en lugar del máximo global en presencia de una curva de potencia/voltaje con muchos máximos locales. Esta técnica puede ser implementada con un microcontrolador de bajo costo y sensores de voltaje y corriente.

## 2.4. A nivel sistémico

El objetivo de todos los métodos mencionados anteriormente es maximizar la potencia de salida de la planta PV, ya sea mediante la reducción de las pérdidas de potencia o mediante la mejora de la técnica MPPT. Aunque esto es importante para los ingresos de la planta generadora, desde una perspectiva de sistema de potencia, la potencia de salida de la planta seguirá caracterizada por la variabilidad debida al efecto nube con las consecuencias posteriores sobre la regulación de frecuencia

del sistema. Por lo tanto, las soluciones de mitigación presentadas anteriormente no logran resolver lo efectos que tiene el fenómeno estudiado sobre el sistema, lo cual es el objetivo de este trabajo.

A continuación se presentará un método que tiene el objetivo de mitigar los efectos perjudiciales del efecto nube en centrales PV sobre la frecuencia del sistema. Éste se basa en que los generadores fotovoltaicos funcionen por debajo de su punto óptimo (funcionamiento con reserva o en operación “deloaded”). La estrategia divide la planta en  $N$  secciones, cada una con un nivel de reserva específica definida a priori con el fin de garantizar un buen desempeño de la regulación de frecuencia del sistema. El requisito de esta estrategia de control es contar con una arquitectura en la que el MPP global de cada sección PV pueda ser rastreado bajo condiciones de sombreado parcial.

A nivel central de la planta PV existe un controlador que regula continuamente cada sección PV. Cuando una o más secciones están bajo condiciones de sombra, el controlador ordena a las secciones no sombreadas desplegar sus reservas de potencia activa con el fin de suavizar la salida de potencia en el punto de interconexión de la central. La figura 25 muestra un diagrama de bloques general de la estrategia de control.

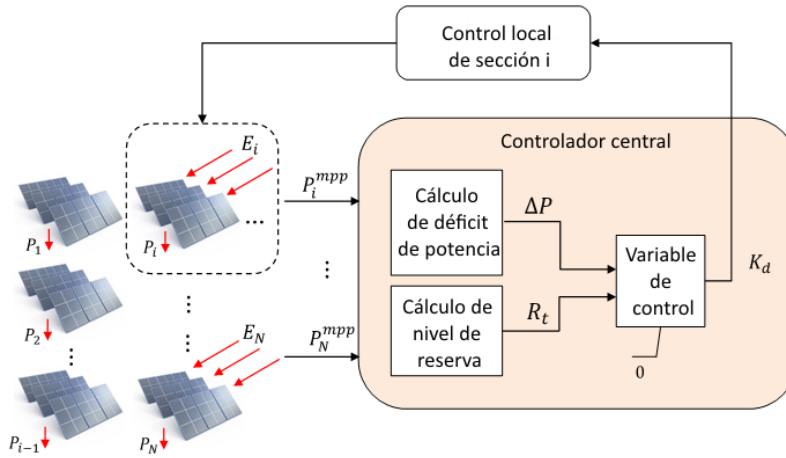


Figura 25: Diagrama general de control (76)

En la figura 25 el bloque de “cálculo de nivel de reserva” realiza estimaciones de la cantidad total de reservas operativas disponibles en la planta PV de acuerdo a:

$$R_t(\chi) = \sum_{i=1}^N P_i^{mpp}(E, T) \cdot \chi \quad (20)$$

Además, en la misma figura,  $P_i^{mpp}$  es la potencia de la sección  $i$  en el MPP para una determinada temperatura  $T$  e irradiancia  $E$  y  $\chi$  es el nivel de reserva definido por el operador con valores entre 0 y 1. El bloque de “cálculo de déficit de potencia” calcula la falta de energía debida a una situación de sombreado según:

$$\Delta P = \left( \sum_{i=1}^N \max\{P_i^{mpp}\}_{i=1\dots N} - P_i^{mpp} \right) \cdot (1 - \chi) \quad (21)$$

Se observa que  $\Delta P$  es distinto de cero cuando al menos una sección está operando con un nivel de radiación solar diferente del resto de la planta. Si la planta está totalmente sombreada,  $\Delta P$  será cero y no se llevará a cabo ninguna acción de control.

Considerando  $\Delta P$  y  $R_t$  el controlador central envía una señal  $K_d$  para definir la situación de las reservas de cada sección PV. Dicha señal está dada por la ecuación (22), la cual toma valores entre 0 (cuando  $\Delta P \geq R_t(\chi)$ ) y 1 (cuando  $\Delta P = 0$ ). De esta forma, cuando  $K_d = 1$  no se lleva a cabo ninguna acción de control y se mantiene el nivel de reserva de cada sección y cuando  $K_d < 1$  se utilizan las reservas.

$$K_d = \left(1 - \frac{\Delta P}{R_t(\chi)}\right) \quad (22)$$

Finalmente, la figura 26 muestra la acción de control local en cada una de las secciones. En éste se genera una señal suplementaria,  $\Delta V_{DC}^i$ , la que se compara con la diferencia entre el valor real de la tensión DC,  $V_{DC}^i$ , y su valor óptimo,  $V_{DC}^{i,mpp}$ . Su error de envía a un controlador PI, el cual determina la corriente de referencia del eje d,  $i_{d-ref}^i$ , que a su vez regula la potencia activa del convertor. El regulador PI está limitado por dos parámetros,  $i_{d-ref}^{i,min}$  y  $i_{d-ref}^{i,max}$ , valores determinados por la capacidad del convertor.

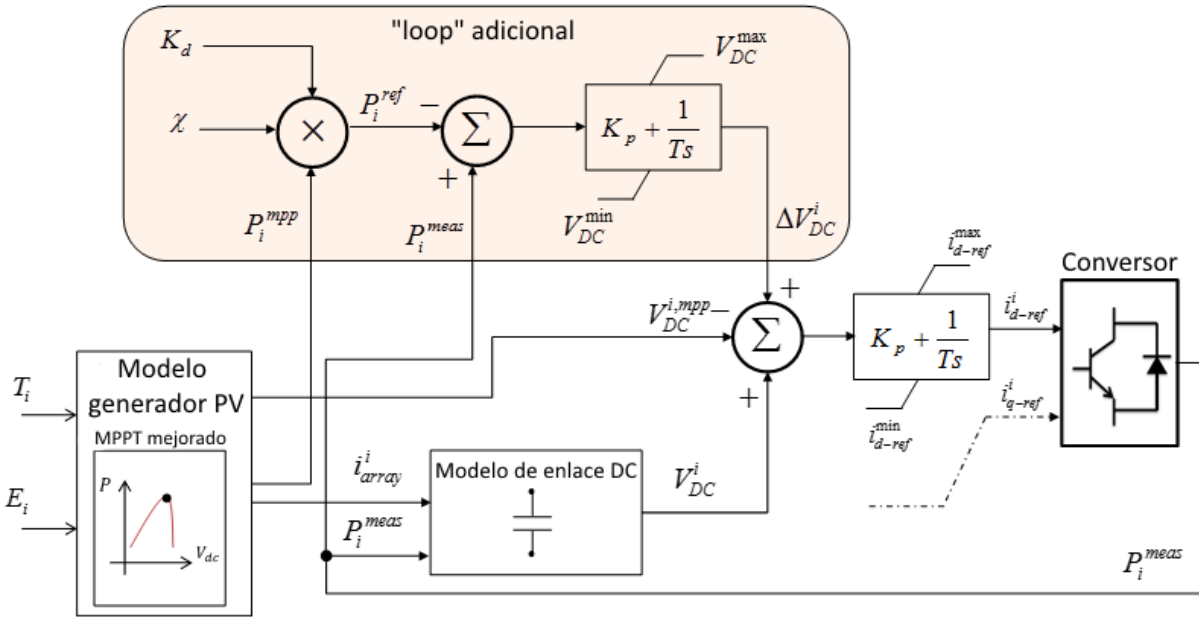


Figura 26: Esquema de control local de la sección  $i$  (76)

Este método de control es interesante para el objetivo de este trabajo, pues abarca los efectos bajo condiciones de sombreado parcial a nivel sistémico y, además, muestra que logra mantener la variación de frecuencia dentro del rango establecido dentro de la normativa (76). Sin embargo, el trabajo se basa en un nivel de reserva constante en todo momento y para cada sección de la central, lo que lo hace demasiado costoso para aplicarlo en un sistema de potencia real.

Sabiendo esto, el desafío del presente trabajo es determinar los montos de reserva de manera dinámica en función del sistema y su punto de operación. Para esto, es imprescindible realizar un pronóstico del recurso variable utilizado, en este caso la radiación solar.

El trabajo desarrollado en (9) implementa una mejora a lo hecho en (76), estableciendo las reservas de la central PV de forma heurística mediante un pronóstico avanzado de las condiciones climáticas cada 10 minutos.

La metodología mostrada en la figura 27 resume lo hecho en (9), donde a partir de datos de condiciones climáticas reales (como irradiación, humedad y temperatura) se elabora un modelo de pronóstico basado en redes neuronales, estableciendo 3 tipos de días diferentes según sus características. Con dicho pronóstico se determina de forma heurística un nivel de reserva para cada caso.

En el presente trabajo se realizará un análisis de sensibilidad de reservas dinámicas utilizando la herramienta de pronóstico desarrollada en (9). Basándose en los datos reales mencionados y en el pronóstico realizado se desarrollará un estudio estadístico que permita conocer el comportamiento de la variabilidad del recurso solar y de su pronóstico en distintas zonas del norte de Chile.

El análisis estadístico del error de pronóstico de radiación solar se utilizará para evaluar distintas estrategias de cuantificación de reservas, las que se implementarán en el segundo bloque de la figura 27.

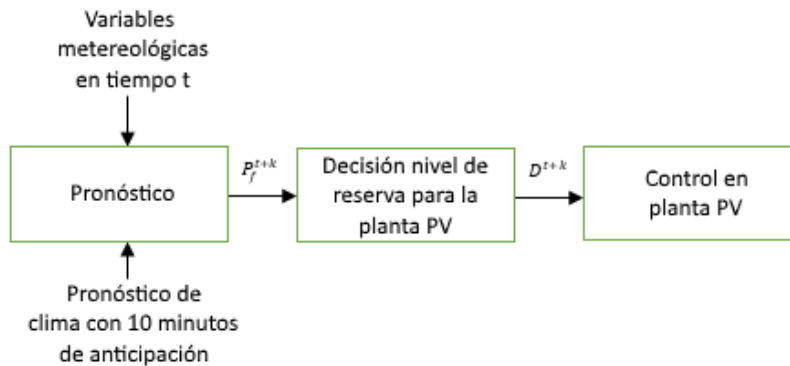


Figura 27: Esquema de control general para pronóstico y determinación de reservas (9)

## 2.5. Metodologías de cuantificación de reservas a nivel de sistema

La radiación solar es un recurso de carácter fluctuante, especialmente en climas oceánicos donde el efecto nube es muy común. Luego su variabilidad es incontrolable, pudiendo cambiar su nivel de radiación drásticamente de una hora a otra o comportarse de forma muy distinta de un día al otro (figura 28).

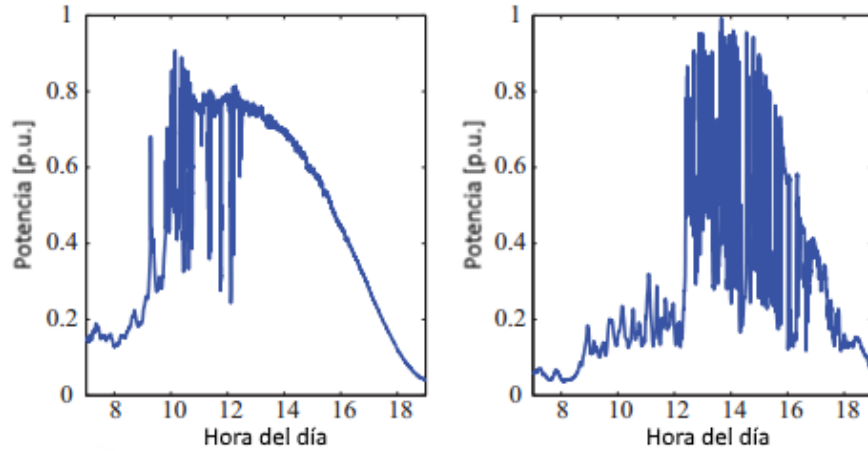


Figura 28: Potencia solar para días consecutivos en Delft, Países Bajos (77)

Estos cambios en las características de la radiación solar hacen que sea difícil establecer un único nivel de reserva fijo durante el día sin crear altos niveles de sobrecostos. Por otro lado, la asignación de una reserva dinámica puede reducir significativamente los costos asociados (4). Dicha reserva puede ser determinada cada cierto intervalo de tiempo definido, por ejemplo cada 10 minutos, de forma que se ajuste a las necesidades proyectadas según el pronóstico descrito anteriormente.

A continuación se detallarán algunas metodologías usadas para determinar reservas operacionales de manera dinámica en sistemas con alta penetración de generación variable.

#### ▪ Enfoque determinístico

Tradicionalmente, los requisitos de reserva en giro se establecen en base a criterios deterministas (78). El requisito más utilizado es que la reserva corresponda a la capacidad instalada de la unidad de mayor tamaño en el sistema eléctrico (79), criterio conocido como “N-1”. Este enfoque garantiza que la pérdida de cualquier unidad generadora no significará un desabastecimiento de la carga, considerando que la probabilidad de que dos o más unidades generadoras dejen de funcionar de forma simultánea es despreciable. Tal suposición, sin embargo, es poco conveniente. La caída simultánea de distintas unidades generadoras es efectivamente poco probable, no obstante, tienen un impacto significativamente mayor en el sistema (79).

Dado que no existe correlación entre la incertidumbre de las interrupciones del suministro, la carga y el viento, el cálculo de los requerimientos de reserva con este enfoque suele sobrestimar la necesidad, lo cual es costoso. Una forma de superar este problema es calcular la reserva sólo para una parte del máximo evento posible cuando coincide con otros eventos extremos. El operador del sistema español, por ejemplo, considera la baja probabilidad de eventos simultáneos considerando como reserva un 2% del pronóstico de la carga y la diferencia entre el nivel de energía eólica esperada y una cota inferior de viento con una probabilidad de 85% de ser excedido (8).

#### ▪ Enfoque estadístico

En los métodos estadísticos se utilizan los datos históricos de las variables a analizar, por ejemplo de generación eólica o solar y demanda, de forma de estudiar sus propiedades estadísticas y tomar decisiones en torno a éstas (80).

La función de distribución de probabilidad (pdf) de la carga neta se utiliza para cuantificar las reservas operacionales adicionales debida a la energía eólica o solar en diferentes escalas de tiempo, como se explicará más adelante. Las reservas operacionales se definen como las usadas ante un desbalance entre carga y generación. Todas las otras categorías de reservas son un subconjunto de éstas (81).

Primero que todo, la variación horaria de la carga neta (carga menos generación renovable), está dada por:

$$\Delta NL_i = NL_i - NL_{i-1} = (L_i - R_i) - (L_{i-1} - R_{i-1}) = \Delta L_i - \Delta R_i \quad (23)$$

Donde  $i$  denota la hora,  $NL$  la carga neta y  $R$  cualquier energía renovable (82).

La planificación y operación de un sistema de potencia se basa en las probabilidades de ocurrencia y la adversidad al riesgo del operador. Las reservas necesarias en el sistema, con o sin generación renovable, generalmente son determinadas con el método n-sigma, el que consiste en cubrir la variabilidad con una cierta probabilidad deseada basándose en una comparación de las series de tiempo de la carga con las de la carga neta.

El método se basa en el parámetro  $\sigma$ , el cual corresponde a la desviación estándar de la variable, que representa la variabilidad de su serie de tiempo respecto a su valor promedio  $\mu$  (84):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}} \quad (24)$$

Donde  $x_i$  son todos los valores de la muestra y  $n$  es su tamaño. Para una distribución de probabilidad normal, la desviación estándar  $\sigma$  es una medida que indica que cerca del 68% de los datos se encuentra dentro de una banda alrededor de la media. De esta forma, la expresión  $3\sigma$  cubrirá el 99,7% y  $4\sigma$  el 99,99% del total de la variabilidad (82).

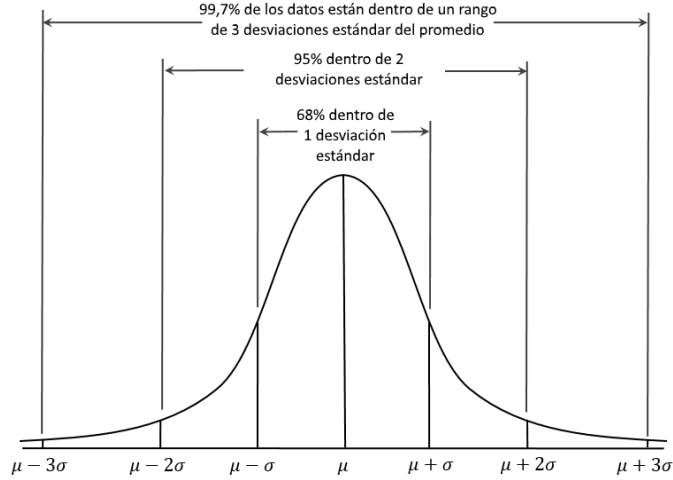


Figura 29: Criterio n-sigma para una distribución de probabilidad normal

Si se asume que no existe correlación entre la carga y la energía renovable generada, la desviación estándar de la serie de tiempo de la carga neta ( $\sigma_{NL}$ ) puede ser determinada como (85):

$$\sigma_{NL} = \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_R^2} \quad (25)$$

Donde  $\sigma_L$  y  $\sigma_R$  son las desviaciones estándar de la serie de tiempo de la carga y de la potencia solar, respectivamente; las que pueden representar la variabilidad o el error de pronóstico en función del tipo de reserva (6).

En algunos lugares, la variabilidad de la generación solar y de la carga horaria puede experimentar una cierta correlación (82). Además, la distribución de las variaciones generalmente no es estrictamente una distribución normal. Sin embargo, la ecuación (25) ha sido comprobada para diversos conjuntos de datos y ha producido resultados precisos para la desviación estándar de la carga neta (82).

Para determinar reservas con un enfoque estadístico se pueden seguir dos procesos distintos: El primero basado en  $\sigma$  y el segundo en un nivel de excedencia.

El primero calcula reservas operativas adicionales ( $\Delta Res$ ) requeridas para cubrir el aumento de variabilidad debido a la integración de generación renovable con un cierto nivel de confianza de acuerdo a (6)(82):

$$\Delta Res = n(\sigma_{NL} - \sigma_L) \quad (26)$$

Donde  $n$  se define a priori y representa el nivel de confianza (CL) utilizado. La ecuación (26) también puede ser utilizada para valores de  $\sigma$  de las series de datos del error de pronóstico de la carga neta y de la carga. Típicamente se utiliza un valor de tres (llamado método  $3\sigma$ ) (83) para una distribución normal. Para cubrir eventos con distribución no normal, se sugieren valores de  $n$  más altos.



El segundo método, en lugar de determinar las reservas según un múltiplo de  $\sigma$ , elige el nivel de confianza (o de excedencia) basándose en una tolerancia al riesgo a priori. Por ejemplo, para una distribución de probabilidad normal, si el nivel de confianza elegido es 99%, correspondería utilizar un criterio  $3\sigma$ . Sin embargo, si la distribución de probabilidad no es normal, se recomienda utilizar un nivel de excedencia mayor para proporcionar el mismo nivel de riesgo.

La figura 30 compara los dos procesos antes expuestos para determinar reservas operacionales. Para el primer método se utilizó el valor de  $3\sigma$  y se comparó con el percentil de 99% para el segundo método. Los resultados indican que la regla  $3\sigma$  sobredimensiona las reservas requeridas en comparación con la regla de nivel de excedencia (40% sobre 31% respectivamente), lo que significa que la muestra utilizada tiene distribución de probabilidad no normal (82).

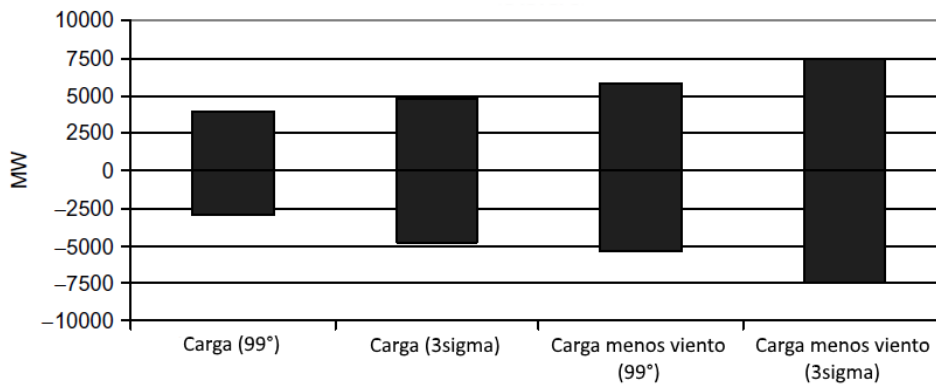


Figura 30: Comparación de regla de nivel de excedencia con criterio n-sigma (82) en Minnesota, US.

La variabilidad de la generación renovable a gran escala es menor cuanto menor sea la ventana de tiempo considerada (82). A modo de ejemplo, la figura 31 muestra las fluctuaciones de generación eólica, como un porcentaje de la potencia eólica instalada, sobre un horizonte de tiempo de 0,5 y 4 horas. Las desviaciones estándar para el cambio en la salida de potencia eólica sobre estos horizontes de tiempo resultaron ser el 1,4% y el 9,3% de la capacidad eólica instalada total, respectivamente (86). Si, por ejemplo, la capacidad eólica instalada es de 10 [GW], se estima, de acuerdo a lo anterior, que las desviaciones estándar del cambio en las salidas de generación eólica serán de 140 [MW] y 930 [MW] en los horizontes de tiempo de 0,5 y 4 horas, respectivamente. Esto significa que el rango de posibles cambios en la producción eólica en el horizonte de tiempo de 0,5 horas sería de alrededor de  $\pm 420$  [MW] y para el horizonte de tiempo de 4 horas aproximadamente  $\pm 2790$  [MW].

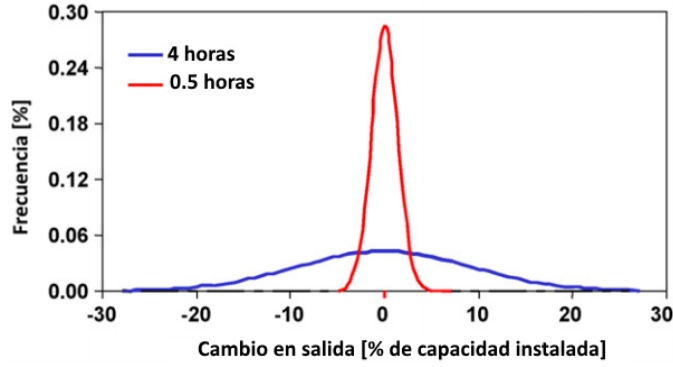


Figura 31: Frecuencia de la variabilidad de generación eólica para distintas ventanas de tiempo (86)

El método n-sigma se ha aplicado por lo general con un enfoque estático, donde los datos de demanda y de recurso variable se utilizan para estimar una pdf única para cada tipo de reserva evaluada por año (83). Por lo tanto, se determina un nivel de reserva constante independiente del punto de operación del sistema para cada hora del horizonte de planificación. Sin embargo, este criterio también se puede utilizar teniendo en cuenta un enfoque dinámico en el que los requisitos de reserva se modifican para cada hora del día basado en una pdf horaria (83).

Cabe mencionar que si las fluctuaciones del recurso fueran perfectamente previsibles, el costo adicional de operar el sistema con una gran penetración de generación variable no sería muy significativo, siempre que haya suficiente flexibilidad en las plantas convencionales para cubrir dichas variaciones (86).

### ▪ Enfoque probabilístico

Este es el enfoque más complejo, por lo que generalmente no se usa. Utiliza la función de densidad de probabilidad de las variables con incertidumbre para determinar su comportamiento en el tiempo y cuantificar las reservas requeridas para un determinado nivel de confiabilidad del sistema.

Un método utilizado consiste en utilizar la teoría de confiabilidad de los sistemas de potencia (90) utilizando la llamada función de generación marginal ( $M$ ), definida como la diferencia entre la generación total disponible y la carga. Dado que esta función es una relación entre dos variables aleatorias, es también una variable aleatoria (83). Con el fin de calcular la distribución de la función de generación marginal ( $f^{Margin}$ ), se deben tener en cuenta las distribuciones de probabilidad de la generación convencional ( $CG$ ), de la generación renovable ( $R$ ) y de la carga ( $L$ ) ( $M=CG+R-L$ ) (83). Para un determinado nivel de reserva  $Re$ , la distribución de la generación marginal más las reservas, es decir  $M + Re$ , describe la probabilidad de que  $Re$  sea suficiente para cubrir la escasez de generación. Los índices de confiabilidad clásicos tales como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), la pérdida de carga esperada (LOLE) o la E[ENS] se pueden calcular en base a la distribución  $f^{Margin}$  (83). Por lo general, las reservas de operación se calculan con el fin de cumplir con un criterio de confiabilidad específico.

Las funciones de distribución de generación marginal (SGMDs) para un intervalo de tiempo  $t$  se calculan a partir de la función densidad de incertidumbres en el sistema en esa ventana de tiempo. Los fenómenos que afectan a la probabilidad de todas las SGMD son:

- Error de pronóstico de generación renovable (RFEs): Se definen como la diferencia entre el promedio horario de la inyección real de generación renovable y su valor pronosticado en una ventana de tiempo de una hora (91)
- Error de pronóstico de carga: Se define como la diferencia entre la demanda pronosticada y el promedio horario de la demanda real en una ventana de tiempo de una hora (91)(82)
- Variabilidad del recurso variable: Se define como la diferencia entre el promedio en 10 minutos de la generación renovable y su promedio en la hora respectiva (91)
- Variabilidad de carga: Se define como la diferencia entre el promedio de la carga en 10 minutos y el promedio de la hora correspondiente (91)
- Interrupciones de generación: La distribución de probabilidad discreta en caso de cortes en la generación convencional se calcula a partir de la tabla de probabilidad de interrupción de capacidad (CPOT) (90).

Las SGMDs pueden ser calculadas para distintas ventanas de tiempo según se desee mediante la convolución de las distintas pdf de todas las fuentes de incertidumbre involucradas, siendo por ejemplo:

- Función de generación marginal en la ventana de tiempo de una hora ( $f_{1h}^{Margin,t}$ ): Representa la probabilidad de desequilibrios de potencia en la ventana de tiempo de una hora en la hora  $t$ . La función  $f_{1h}^{Margin,t}$  es el resultado de la convolución de las pdf de todas las fuentes de incertidumbre en el sistema, es decir, de la variabilidad del recurso renovable  $f^{RVar,t}$ , la variabilidad de la carga  $f^{LVar,t}$ , la RFE  $f^{RFE,t}$ , el error de pronóstico de carga  $f^{LFE,t}$  y la interrupción de suministro  $f^{GOut,f}$ .

$$f_{1h}^{Margin,t} = f^{RVar,t} * f^{LVar,t} * f^{RFE,t} * f^{LFE,t} * f^{GOut,f} \quad (27)$$

- Función de generación marginal en la ventana de tiempo de 10 minutos ( $f_{10min}^{Margin,t}$ ): Representa la probabilidad de desequilibrios de potencia en la ventana de tiempo de 10 min para una hora  $t$ .  $f_{10min}^{Margin,t}$  es el resultado de la convolución de las pdf de la variabilidad del recurso variable  $f^{RVar,t}$ , de la variabilidad de la carga  $f^{LVar,t}$  y de la interrupción de suministro  $f^{GOut,f}$ .

$$f_{10min}^{Margin,t} = f^{RVar,t} * f^{LVar,t} * f^{GOut,f} \quad (28)$$

Las variables que participan en la determinación de las SGMDs mencionadas se suponen independientes. La independencia entre las variables involucradas se debe comprobar para cada caso particular a través de un análisis de correlación.

La cuantificación de las reservas operativas se realiza a través de las SGMDs calculadas para un

nivel de confianza  $CL$  específico.

Los resultados de este método muestran ser significativamente más eficientes respecto a la determinación de una reserva estática en el tiempo, sin embargo requieren un mayor esfuerzo computacional.

## 2.6. Conclusión

El efecto nube presenta desafíos importantes a nivel sistémico debido a la variabilidad de potencia generada en la central PV. Sin embargo, sólo un trabajo de la revisión bibliográfica abordó el fenómeno desde una perspectiva sistémica. Dicho estudio mantiene la frecuencia del sistema dentro de los márgenes permitidos por la normativa mediante reservas en cada planta PV, logrando resultados satisfactorios. No obstante, su implementación sería demasiado costosa ya que significa mantener una reserva fija que podría estar sobredimensionada en ciertos puntos de operación.

Para aumentar la eficiencia de la determinación de reservas se hace necesario utilizar un mecanismo de cuantificación basado en un pronóstico meteorológico de las condiciones climáticas. Cabe destacar que dicho pronóstico debe ser capaz de predecir el efecto nube, por lo que su horizonte de tiempo debe ser del orden de los minutos.

En relación a la determinación de reservas, la bibliografía revisada aborda el tema de forma sistémica, donde generadores convencionales aportan la reserva necesaria para mantener el sistema estable a pesar de la generación variable. Sin embargo, el objetivo del presente trabajo es que las centrales PV también aporten reservas, de forma de contribuir a la regulación de frecuencia del sistema.

Lo que persigue el presente trabajo es determinar un nivel de reservas dinámico en centrales PV tal que compense las variaciones de generación producidas por el efecto nube en estas centrales. Para esto, se utilizará el enfoque estadístico debido a su simplicidad y eficacia, considerando los datos de las condiciones climáticas y su pronóstico en el lugar de estudio. Con el fin de obtener diferentes conclusiones, se realizará un estudio de sensibilidad del método propuesto.

## 2.7. Análisis estadístico de datos

El objetivo fundamental de la estadística es analizar datos y transformarlos en información útil para tomar decisiones. En este trabajo se obtendrán datos asociados al error de pronóstico de generación fotovoltaica, a partir de los cuales se desea obtener funciones densidad de probabilidad que representen el comportamiento de este error. Para esto se utilizará la llamada “función de distribución empírica de la muestra”, la cual consiste en un estimador de la función de distribución teórica de una serie de datos a partir de una muestra de datos. Como es lógico, cuanto mayor sea la cantidad de datos de la serie muestral, la función obtenida será más precisa.

La distribución empírica es una función de probabilidad que asocia cada valor de la variable  $x$  con la proporción de datos menores o iguales que el valor  $x$  dado. Para su determinación se considera

que cada dato tiene una probabilidad de ocurrencia de  $1/n$ , siendo  $n$  la cantidad total de datos. Sean  $(x_1, \dots, x_n)$  los datos de la muestra y  $c_1, \dots, c_k$  los diferentes valores que toman los  $x_i$ . Para  $h = 1, \dots, k$  se denota  $n_h$  el número de veces que el valor  $c_h$  aparece.

$$n_h = \sum_{i=1}^n \mathbb{I}_{c_h}(x_i) \quad (29)$$

La distribución empírica de la muestra es la ley de probabilidad  $\hat{P}$  sobre el conjunto  $\{c_1, \dots, c_k\}$ , tal que:

$$\hat{P}(c_h) = \frac{n_h}{n} \quad (30)$$

Al realizar un gráfico de barras en el que el eje de las abscisas es la variable y el eje de las ordenadas su respectiva frecuencia absoluta se obtendrá un histograma, el cual sirve para obtener una primera vista general de la distribución de la variable. Un ejemplo de histograma se muestra en la figura 32.

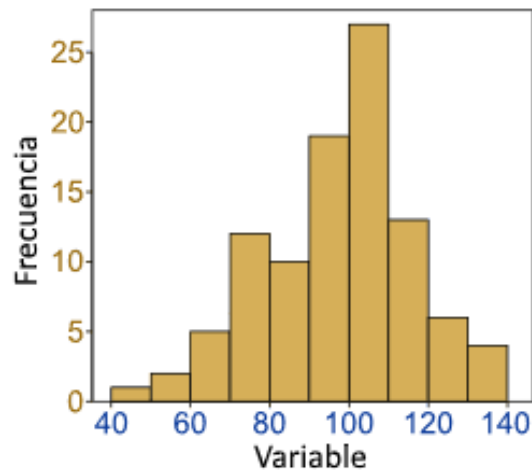


Figura 32: Histograma

La forma de la curva del histograma da indicios de la densidad de probabilidad que representa la serie de datos. Las distribuciones de probabilidad para las variables continuas más comunes se muestran a continuación:

- **Distribución uniforme**

Se dice que  $X$  es una v.a. uniforme en  $[a, b]$ ,  $a < b$ , lo que se denota  $X \sim U[a, b]$ , si su densidad tiene la forma:

$$f_X(x) = \frac{1}{b-a} \mathbb{I}_{a \leq x \leq b} \quad (31)$$

Con  $\mathbb{I}$  correspondiente a la función de identidad.

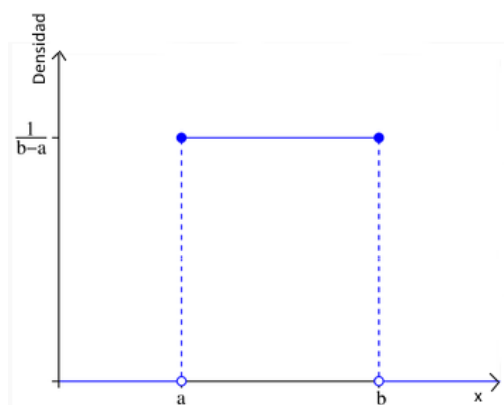


Figura 33: Función densidad de probabilidad uniforme

### ■ Distribución normal

Se dice que  $X$  es una v.a. normal de parámetros  $\mu \in \mathbb{R}$  y  $\sigma^2 (\sigma > 0)$ , lo que se denota  $X \sim N(\mu, \sigma^2)$ , si su densidad tiene la forma:

$$f_X(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (32)$$

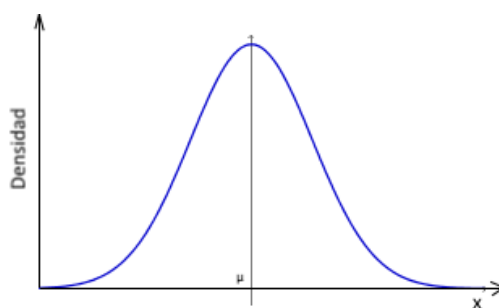


Figura 34: Función densidad de probabilidad normal

### ■ Distribución gamma

Se dice que  $X$  es una v.a. Gamma de parámetros  $s; \lambda > 0$ , lo que se denota  $X \sim \text{Gamma}(s, \lambda)$ , si su densidad tiene la forma:

$$f_X(x) = \frac{x^{s-1} e^{-\lambda x} \lambda^s}{\Gamma(s)} \mathbb{I}_{x \geq 0} \quad (33)$$

Con

$$\tau(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (34)$$

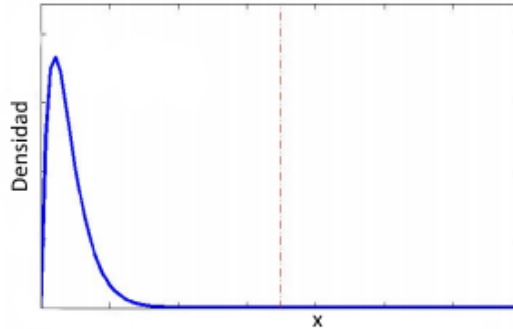


Figura 35: Función densidad de probabilidad gamma

Según el parecido de la curva empírica se seleccionan las distribuciones de probabilidad candidatas para representar la serie de datos. Para determinar qué tan adecuado es el ajuste de los datos a una distribución de probabilidad dada se han propuesto una serie de pruebas estadísticas que determinan si el ajuste es adecuado, entre las cuales destaca la prueba de Smirnov Kolmogorov (92). Esta prueba compara la función distribución de probabilidad de la muestra,  $\hat{P}(c_h)$ , con la función de probabilidades teórica escogida,  $P_o(c_h)$ . Los pasos a seguir para aceptar o rechazar la hipótesis de que las curvan siguen la misma fdp se detallan a continuación (92):

1. Calcular las frecuencias esperadas de la distribución teórica específica en un arreglo de menor a mayor
2. Arreglar estos valores teóricos en frecuencias acumuladas
3. Arreglar acumulativamente las frecuencias observadas
4. Aplicar la ecuación (35), donde  $D_n$  es la máxima discrepancia de ambas funciones

$$D_n = \max(\hat{P}(c_h) - P_o(c_h)) \quad (35)$$

5. Comparar el valor estadístico  $D_n$  de Kolmogorov-Smirnov en la tabla de valores críticos de  $D_n$  (adjunta en sección anexos). Valores típicos de probabilidad utilizados son de 0,05 y 0,01.
6. Decidir si se acepta o rechaza la hipótesis. Para todo valor de probabilidad mayor que el correspondiente a  $D_n$ , se acepta legítima la distribución de probabilidad evaluada

Cada función densidad de probabilidad posee parámetros que representan su comportamiento. Los parámetros más importantes se muestran a continuación:

- **Media muestral**

Representa el promedio aritmético de los datos. Un buen pronóstico debería tener un error de pronóstico en torno al cero.

Si  $x_1, x_2, \dots, x_n$  representan los datos, entonces se tiene que la media muestral es:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (36)$$

- **Varianza muestral**

Cuantifica las distancias de los datos respecto al valor de la media. La ecuación (37) muestra la expresión que determina el valor de la varianza muestral:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (37)$$

- **Desviación estándar muestral**

Es la raíz cuadrada positiva de la varianza. Está expresada en la misma unidad de medición que los datos de la muestra. Representa la dispersión de la serie de datos en relación a su promedio. La expresión que determina su valor es la siguiente:

$$\sigma = +\sqrt{\sigma^2} = +\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (38)$$

En base a la función densidad de probabilidad que representa a la muestra, es posible encontrar  $X_{-\alpha/2}$  y  $X_{\alpha/2}$  tal que  $\mathbb{P}(-\alpha/2 < x \leq \alpha/2) = 1 - \alpha$  donde  $1 - \alpha$  es el nivel de confianza. En la figura 36 el intervalo  $[X_{-\alpha/2}, X_{\alpha/2}]$  contiene un  $1 - \alpha$  de la totalidad de los datos. El intervalo  $[X_{-\alpha/2}, X_{\alpha/2}]$  presenta un  $1 - \alpha$  de nivel de confianza.



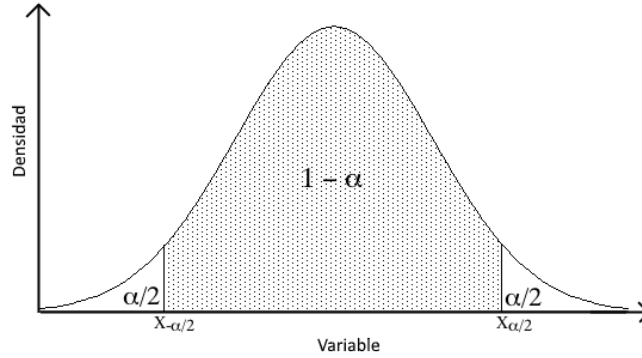


Figura 36: Representación de intervalo de confianza

Para determinar los límites inferior y superior del intervalo que asegura un nivel de confianza  $NC$  se utiliza la función de distribución acumulada  $F_X(x)$  de la variable aleatoria  $X$ , tal que  $F_X(x) = \mathbb{P}(X \leq x)$ . Luego, asumiendo fdp simétrica, para encontrar el intervalo que asegura el nivel de confianza deseado  $(1 - \alpha)$  se resuelve la siguiente ecuación:

$$\mathbb{P}(-\alpha/2 < x \leq \alpha/2) = NC \Leftrightarrow F_X(\alpha/2) - F_X(-\alpha/2) = NC \quad (39)$$

Con  $-\alpha/2$  y  $\alpha/2$  los límites inferior y superior del intervalo de confianza, respectivamente.

### 2.7.1. Suma de variables aleatorias independientes

Para conocer la fdp resultante de la suma de variables aleatorias continuas independientes a partir de sus fdp individuales se procede como se detalla a continuación.

Sean  $X$  e  $Y$  dos variables aleatorias continuas independientes con funciones densidad de probabilidad  $f_X(x)$  y  $f_Y(y)$ , respectivamente. La fdp de  $Z$ ,  $f_Z(z)$ , tal que  $Z = X + Y$ , está determinada de acuerdo a:

$$h(z) = (f_X * f_Y)(z) = \int_{-\infty}^{\infty} f_X(z - y)f_Y(y)dy = \int_{-\infty}^{\infty} f_Y(z - x)f_X(x)dx \quad (40)$$

Siendo  $*$  el operador convolución. Dicha operación tiene propiedades de conmutatividad y asociatividad.

### 3. Metodología

El presente trabajo considera para un lugar geográfico determinado el error de pronóstico de potencia fotovoltaica para determinar la función densidad de probabilidad (fdp) de dicho error y a partir de ahí cuantificar las reservas operacionales mantenidas por una central PV en dicha zona. El desempeño dinámico de dichas reservas se verifica mediante simulaciones dinámicas. La figura 37 presenta un diagrama con la metodología propuesta.

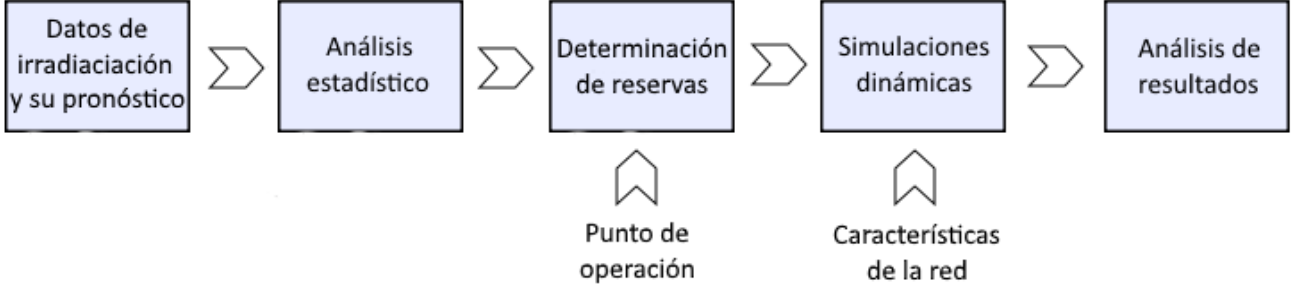


Figura 37: Diagrama de bloques de metodología

#### 3.1. Datos de pronóstico

En este trabajo se utiliza el pronóstico de generación fotovoltaica y su error de pronóstico para cuantificar reservas. Dicho error se calcula como lo indica la ecuación (41).

$$E_p^t = P_{real}^t - P_{pron}^t \quad (41)$$

Donde  $E_p^t$  es el error de pronóstico de potencia PV en el tiempo  $t$ ,  $P_{real}^t$  la potencia real medida en el tiempo  $t$  y  $P_{pron}^t$  la potencia pronosticada para el tiempo  $t$ .

El trabajo realizado en (9) desarrolla un conjunto de redes neuronales que pronostican la irradiación en  $t + 10$  minutos en base a valores de irradiación, temperatura y humedad relativa en el instante  $t$  para tres estaciones metereológicas en el norte de Chile. A partir de estos datos de irradiación se determina la potencia generada de acuerdo a la expresión (42) (93).

$$P_{pvi}^t = \frac{GSR_i^t \cdot P_{nomi} \cdot \eta_{planta}}{E_{std}} \quad (42)$$

Donde  $GSR_i^t$  representa la irradiación en  $W/m^2$  de la central  $i$  en el tiempo  $t$ ,  $P_{nomi}$  la potencia nominal de la central  $i$  en  $kW$ ,  $\eta_{planta}$  la eficiencia de la planta y  $E_{std}$  es la irradiación estándar de 1000  $[W/m^2]$ .

Por lo tanto, el error de pronóstico de potencia PV está dado por:

$$E_p^t = (GSR_{i_{real}}^t - GSR_{i_{pron}}^t) \cdot \frac{P_{nomi} \cdot \eta_{planta}}{E_{std}} \quad (43)$$

Donde  $GSR_{real}^t$  corresponde a la irradiación medida en el tiempo  $t$  (real) y  $GSR_{pron}$  a la irradiación pronosticada para el tiempo  $t$ .

### 3.2. Análisis estadístico

Para la cuantificación de reservas operacionales se hace necesario realizar un análisis estadístico del error de pronóstico de generación de potencia a partir del cual se determina su fdp y los parámetros que la caracterizan. Este procedimiento se realiza mediante los software Matlab (95) y EasyFit Distribution Fitting (96).

El comportamiento de un recurso variable, como la irradiación solar o el viento, varía a lo largo del tiempo, ya sea durante el día, meses o a lo largo de las estaciones del año. A modo de ejemplo, la figura 38 muestra el aumento de variabilidad de potencia debida a la generación eólica en la ventana de tiempo de una hora. Los gráficos muestran dos casos: un caso donde la generación eólica está geográficamente dispersa (la capacidad instalada está dividida en tres sitios con cantidades iguales de energía eólica) y otro concentrado (la misma cantidad de MW en un solo lugar). Además, muestra diferentes estaciones, meses y horas de estudio. En la figura se observa que las reservas adicionales necesarias producto de la energía eólica no son constantes durante todo el año, lo que es válido también para el recurso solar. Además, cuando las centrales están concentradas en el mismo lugar se observa mayor variabilidad que cuando están dispersas en la red.

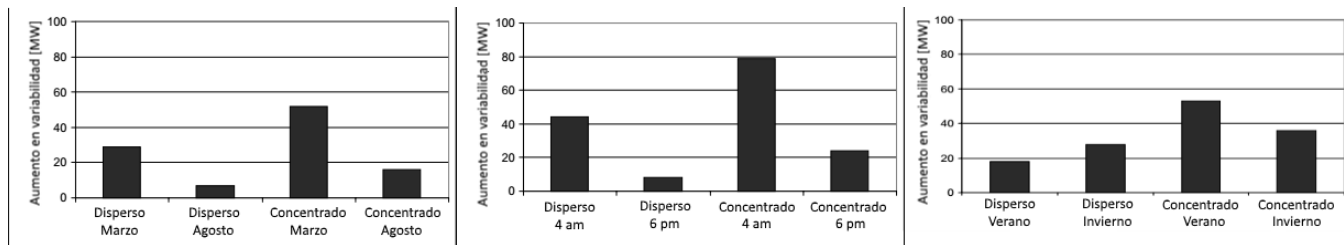


Figura 38: Variabilidad debida viento varía de acuerdo a hora del día, época del año y distribución de las centrales (82)

Debido a lo anterior, se propone realizar la asignación de reservas para dos casos: a nivel local y a nivel centralizado. El primero considera que cada central PV determina su nivel de reserva de manera interna e independiente de las condiciones del resto del SEP. El segundo cuantifica la reserva total requerida por el sistema dada la incertidumbre total agregada de las centrales PV en la red de forma centralizada.

Además, ya que el comportamiento de la irradiación varía a lo largo del año, se propone considerar para cada central PV una fdp anual, otra estacional y otra mensual, es decir, construir una fdp anual con todos los datos disponibles, una para cada estación del año y una para cada mes, respectivamente. Lo último se justifica debido a fenómenos climáticos extremos que afectan a meses particulares, por ejemplo el conocido “invierno boliviano”, el que produce que el mes de enero tenga un comportamiento considerablemente distinto en el norte de Chile (97). Cada fdp se determina a

partir del error de pronóstico de potencia PV presentado cada 10 minutos. La cantidad de datos disponible no son suficientes para realizar un estudio para distintas horas del día, por lo que se trabaja con el error de pronóstico del día completo.

▪ **Asignación a nivel local**

En este caso, cada planta PV cuantifica sus reservas de forma individual e independiente del resto del sistema en base a su propio error de pronóstico, como se muestra en la figura 39. Se considera el error de pronóstico de cada planta PV y en base a ello se determina su correspondiente nivel de reserva.

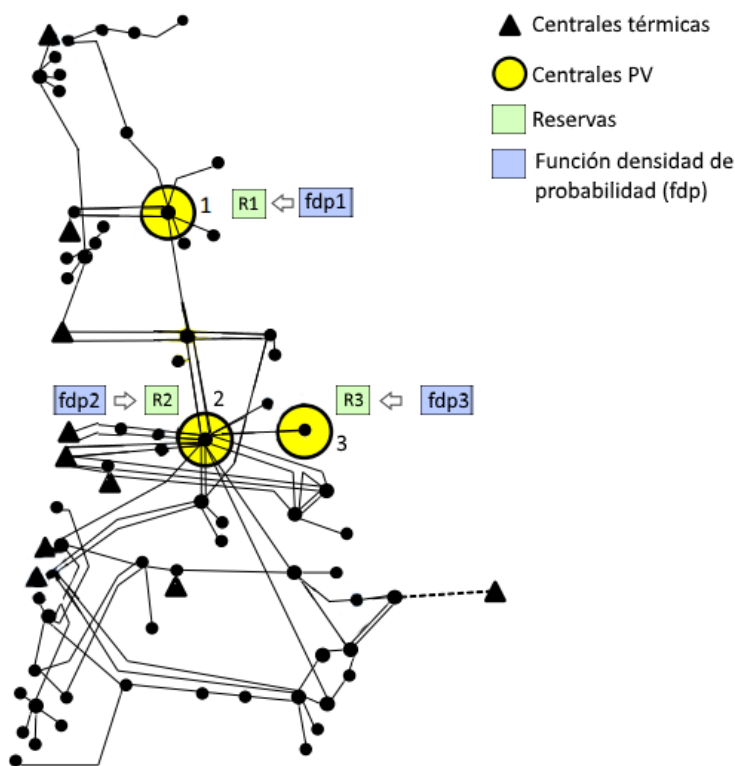


Figura 39: Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas local

Para determinar las diferentes fdp representando al error de pronóstico de potencia se consideran los datos calculados en el bloque anterior. Para diferentes fdp conocidas se calcula la calidad del ajuste a la serie de datos estudiada, como se explicó en la sección 2.7. Se selecciona la fdp con mejor calidad de ajuste. El procedimiento se realiza para los casos anual, estacional y mensual para cada una de las zonas estudiadas.

▪ **Asignación a nivel central**

En este caso se considera que la fdp que representa al error de pronóstico de potencia de cada una de las plantas PV es dato de entrada para el operador del sistema. Según esto, el operador

determina la fdp que representa al error de pronóstico total del sistema y en base a esto calcula la reserva total requerida. Dicha reserva la distribuye entre cada una de las plantas de acuerdo a un criterio determinado, el que se detallará más adelante. Lo expuesto anteriormente se muestra de manera gráfica en la figura 40.

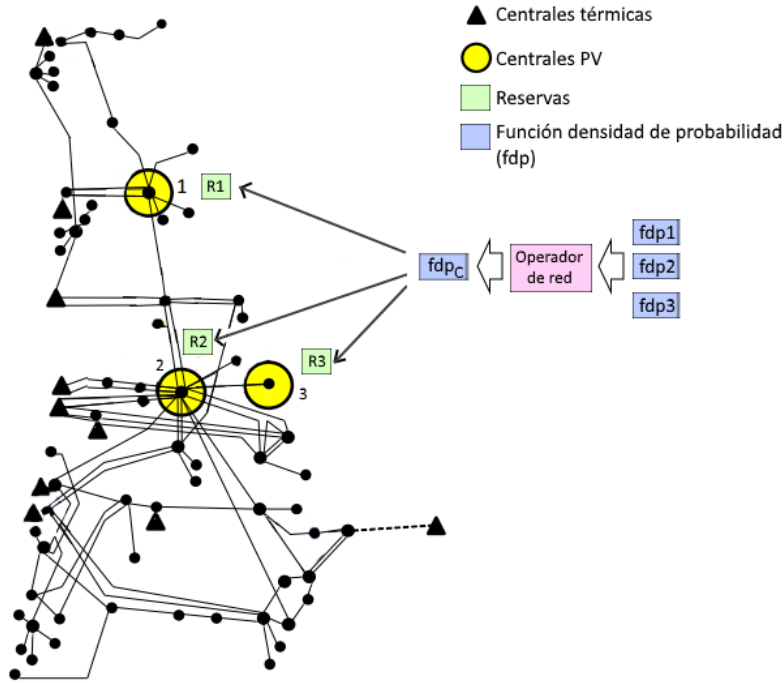


Figura 40: Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas centralizado

Para obtener el error de pronóstico total del sistema se deben sumar los errores de las centrales individuales. Ya que éstos son variables aleatorias se requiere un tratamiento estadístico que lo realice. Asumiendo independencia de las variables aleatorias, la fdp del caso centralizado corresponde a la convolución de las fdp individuales, es decir:

$$fdp_C = fdp_1 * fdp_2 * fdp_3 \quad (44)$$

Donde  $fdp_i$  corresponde a la función densidad de probabilidad que representa al error de pronóstico de potencia de la zona  $i$ .

### 3.3. Determinación de reservas

Para calcular la potencia a reservar asociada al error de pronóstico se utilizan las fdp determinadas en el bloque anterior. Para cada una de éstas, se determina el error de pronóstico de potencia que asegura un nivel de confinza dado, como se detalló en la sección 2.7. En este trabajo se considera sólo el error de pronóstico correspondiente a la cola negativa de la fdp, como se muestra en la figura 41.

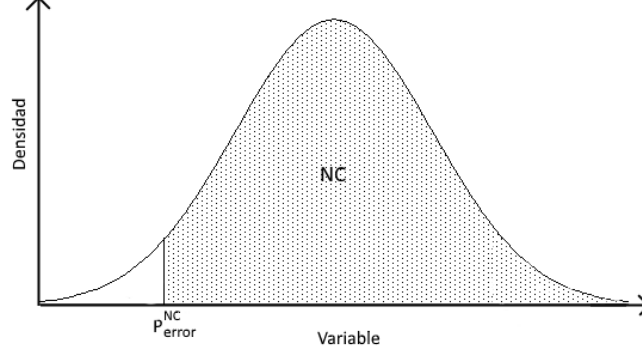


Figura 41: Error de pronóstico para un nivel de confianza dado

Lo anterior se debe a que se considera sólo el peor caso de error de pronóstico, el cual consiste en que el pronóstico de potencia sea mayor al valor real de ésta. Ya que el error se calculó de manera que  $E_p^t = P_{real}^t - P_{pronosticada}^t$ , el peor caso corresponde a un error negativo de pronóstico.

Luego, la reserva necesaria  $P_{error}^{NC}$  asociada al error de pronóstico dado un nivel de confianza  $NC$  es tal que:

$$\mathbb{P}(x \geq P_{error}^{NC}) = NC \quad (45)$$

En particular, para el caso centralizado el operador calcula la potencia del error de pronóstico total del sistema a partir de la fdp centralizada calculada mediante convolución. Dicha potencia es distribuida para cada planta PV de manera proporcional al error de pronóstico que registra cada una de ellas. De esta forma, la potencia a reservar producto del error de pronóstico para cada una de las centrales PV se calcula mediante la expresión (46).

$$P_i^{NC} = P_T^{NC} \cdot W_i^{NC} \quad (46)$$

Con

$$W_i^{NC} = \frac{P_{errori}^{NC}}{\sum_{i=1}^n P_{errori}^{NC}} \quad (47)$$

Donde  $P_{errori}^{NC}$  es el nivel de reserva producto del error de pronóstico de la central PV  $i$  para un nivel de confianza  $NC$ ,  $P_{errorT}^{NC}$  el nivel de reserva producto del error de pronóstico total requerido para un nivel de confianza  $NC$ ,  $P_{errori}^{NC}$  la reserva asociada dado el error de pronóstico de potencia para un nivel de confianza  $NC$  para la central  $i$ ,  $n$  la cantidad de centrales PV y  $W_i$  el ponderador según error de pronóstico de cada central  $i$ .

Los montos de potencia reservada obtenidos anteriormente son producto del error de pronóstico de la potencia PV generada para un nivel de confianza dado. Sin embargo, para determinar las reservas operacionales aplicadas en las simulaciones dinámicas también se debe considerar el cambio

de potencia pronosticado. En el presente trabajo se busca suavizar el cambio de potencia para evitar grandes fluctuaciones en la frecuencia del sistema, por lo que se considera que en el tiempo  $t$  se reserva lo correspondiente a la diferencia  $P^t - P^{t+10}$ , más la reserva asociada al error de pronóstico, es decir:

$$R_{neta}^t = P^t - P^{t+10} + |P_{error}^{NC}| \quad (48)$$

Donde  $P^t$  es la potencia actual en el tiempo  $t$ ,  $P^{t+10}$  es la potencia pronosticada para el tiempo  $t+10$  minutos y  $P_{error}^{NC}$  es la reserva asociada al error de pronóstico dado un nivel de confianza  $NC$ .

En términos de porcentaje la expresión (48) se expresa de la siguiente manera:

$$R_{porc}^t = \frac{100 \cdot (P^t - P^{t+10} + |P_{error}^{NC}|)}{P^t} \quad (49)$$

Para comprender cómo opera la reserva de la expresión (49), en la figura 42 se presenta un ejemplo, donde se considera que la potencia PV generada en  $t$  es de 960 [MW] y se pronostica que en  $t+10$  minutos se generarán 947 [MW]. Además, se calculó que para cierto nivel de confianza se deben reservar 54 [MW] debido al error de pronóstico. Luego, el deload con el que se opera en  $t$  está dado por:

$$R_{ej}^t = \frac{100 \cdot (960 - 936 + 54)}{960} = 8,13\% \quad (50)$$

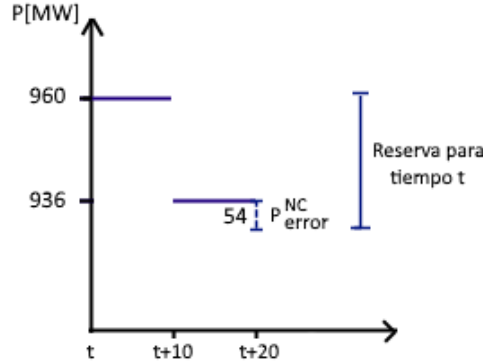


Figura 42: Reserva considerando cambio de potencia y error de pronóstico

Con el fin de evitar sobredimensionar las reservas aplicadas se considera una cota inferior y otra superior. La primera guarda relación con el cambio de potencia que tolera el sistema sin ver afectada su frecuencia de acuerdo a un criterio determinado. El criterio utilizado consiste en considerar la potencia que significa un cambio de frecuencia de 0,2 [Hz], denominada  $P_{inf}$ , que corresponde a la banda permitida por la normativa chilena (98). Cuando el cambio de potencia pronosticado es menor a dicha potencia determinada, entonces la reserva corresponde a cero. Por otro lado, la cota superior corresponde a un 15 % de deload, ya que en (9) se obtuvo que con dicho nivel de reserva el desempeño de la frecuencia es correcto. Luego, la expresión final para la determinación de reservas es la siguiente:

$$Res^t = \begin{cases} 0 & \text{si } P^t - P^{t+10} + |P_{error}^{NC}| < P_{inf} \\ 15 & \text{si } R_{porc}^t \geq 15 \\ R_{porc}^t & \sim \end{cases} \quad (51)$$

### 3.4. Simulaciones dinámicas

Una vez determinadas las reservas se realizan simulaciones dinámicas de manera de verificar el comportamiento de la frecuencia del sistema. Para esta etapa se utiliza el software DigSILENT Power Factory (100).

Los escenarios considerados consisten en:

- Sin control (deload=0 %)
- Con deload constante igual a 15 %
- Con deload dinámico para distintos niveles de confianza

Las simulaciones dinámicas se realizan para un día con gran variabilidad de radiación solar, lo que ocurre en un día nublado con grandes rampas de irradiación. El día a simular corresponde entonces a un peor escenario (Worst Case Scenario).



## 4. Caso de estudio

El sistema de potencia considerado es un sistema de 50 [Hz] (SING). La matriz energética del SING se caracteriza por una mezcla térmica basada en carbón, petróleo y gas natural con una capacidad proyectada de 5800 [MW] para el año 2020. La carga máxima proyectada es de 3300 [MW]. La carga del sistema se caracteriza por un 90 % de carga industrial (industria minera), mientras que el 10 % restante corresponde a clientes residenciales (76).

El SING está ubicado en medio del desierto de Atacama, por lo que tiene un gran potencial de generación fotovoltaica. Lo anterior sumado a las estimaciones de 2,5 [GW] de capacidad instalada de tecnología PV para el año 2017 en Chile (101) suponen una inserción concentrada de plantas PV en el norte del país. Un sistema de estas dimensiones y características posee una baja inercia asociada, tasas de rampa limitadas y tiempos de reacción lentos por parte de la generación convencional, lo que podría ser un problema para la estabilidad de frecuencia del sistema.

Se consideran tres zonas de estudio: Pozo Almonte con 4 centrales PV, Crucero con 4 centrales y Salar con 6 centrales. Las centrales correspondientes a una misma zona se consideran idénticas en cuanto a irradiación recibida y características. Las zonas se muestran en la figura 43 y sus coordenadas geográficas se detallan en la tabla 1. La potencia nominal y eficiencia de cada zona se muestra en la tabla 2.



Figura 43: Zonas PV en estudio

Tabla 1: Coordenadas geográficas zonas PV en estudio

	Pozo Almonte	Crucero	Salar
Latitud	20.2568 S	22.2746 S	22.3409 S
Longitud	69.775 O	69.5661 O	68.8766 O

Tabla 2: Potencia nominal y eficiencia por zona

	<b>Pnom [MW]</b>	<b>Eficiencia</b>
<b>Crucero</b>	935	0,23
<b>Pozo Almonte</b>	935	0,23
<b>Salar</b>	1403	0,23

La validación de la metodología propuesta se realiza mediante simulaciones dinámicas observando el comportamiento de la frecuencia durante un día crítico. El día seleccionado es el 7 de Febrero, por ser el día que presenta mayor variabilidad de irradiación y participación de generación fotovoltaica en el sistema (9). Las figuras 44, 45 y 46 muestran los perfiles de radiación y su pronóstico para cada zona utilizados en las simulaciones dinámicas.

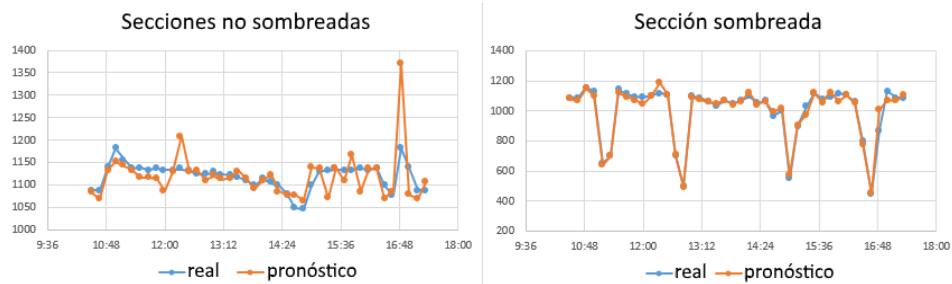


Figura 44: Perfil de irradiación y su pronóstico para Crucero

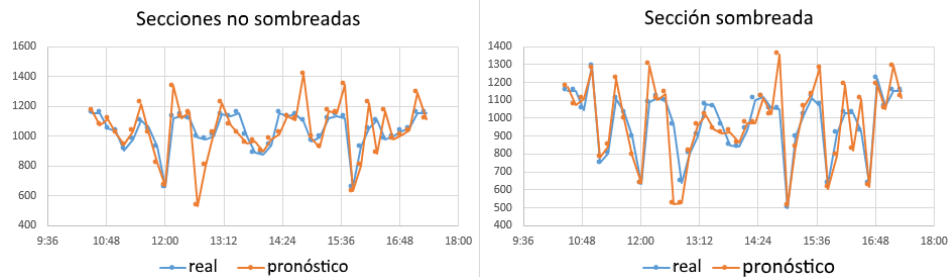


Figura 45: Perfil de irradiación y su pronóstico para Pozo Almonte

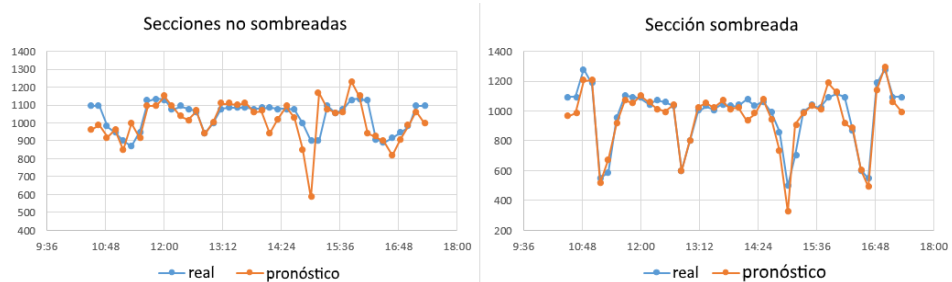


Figura 46: Perfil de irradiación y su pronóstico para Salar

La capacidad de potencia fotovoltaica considerada al 2020 es de 1500 [MW], correspondiente al 25 % de la capacidad total en el SING. La tabla 3 muestra la máxima potencia fotovoltaica generada por zona el día 7 de febrero.

Tabla 3: Máxima potencia fotovoltaica generada durante día de estudio

<b>Crucero [MW]</b>	692,1
<b>Pozo Almonte [MW]</b>	77,3
<b>Salar [MW]</b>	170,4
<b>TOTAL [MW]</b>	939,8

La demanda se estima para el año 2020 a partir de un análisis histórico de la carga. En las simulaciones dinámicas se considera constante igual a 2432 [MW].

## 5. Resultados y análisis

A continuación, se presentan los resultados obtenidos. Primero se presentan los resultados del análisis estadístico y luego los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas.

### 5.1. fdp de los errores de pronóstico por zona

Para cada una de las funciones densidad de probabilidad empírica obtenidas se realizó la prueba de Smirnov Kolmogorov para determinar la fdp que más se asemeja a los datos y así conocer el comportamiento del error de pronóstico de potencia en cada caso (92).

Conociendo la fdp que se ajusta a cada serie de datos del error de pronóstico es posible realizar un análisis de sensibilidad entre el nivel de confianza y el nivel de reserva que éste implica.

En lo que sigue se presentan los resultados obtenidos a nivel local y centralizado.

#### 5.1.1. Local: fdp obtenidas para cada estación metereológica

A continuación, se presentan las fdp del error de pronóstico y las reservas requeridas para distintos niveles de confianza para cada una de las estaciones metereológicas consideradas:

##### ■ Pozo Almonte

Las figuras 47, 48 y 49 muestran las funciones de densidad de probabilidad a nivel anual, estacional y mensual para Pozo Almonte.

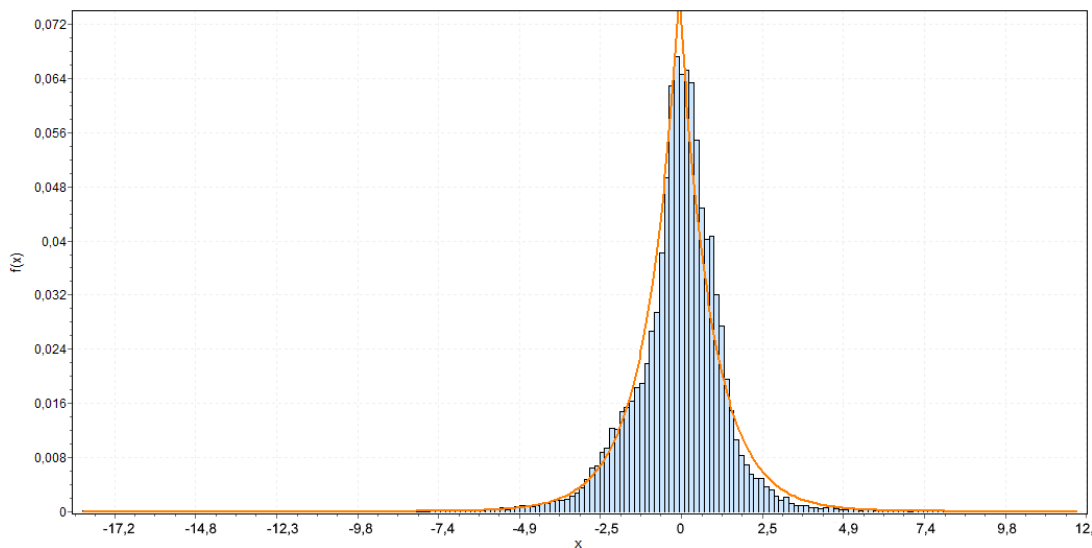
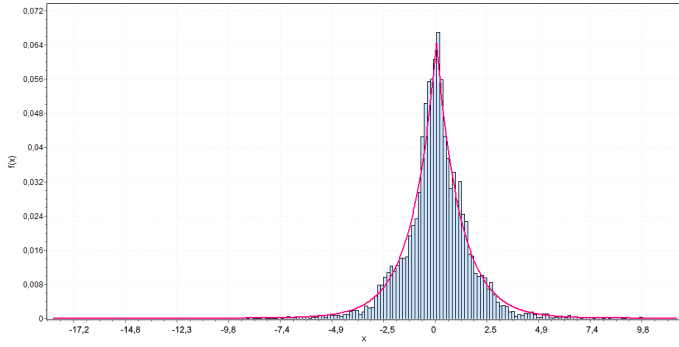
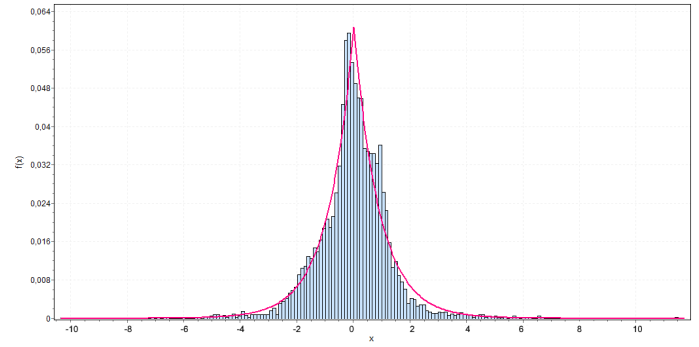


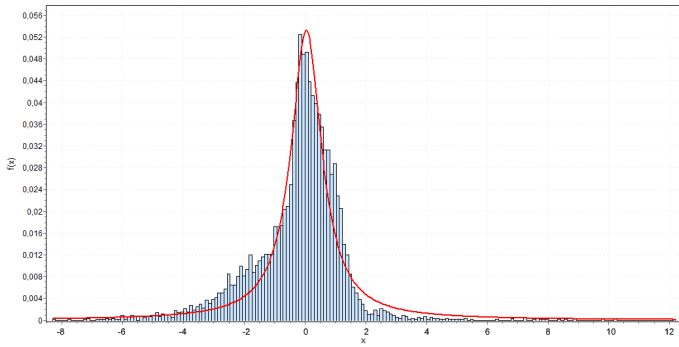
Figura 47: fdp anual empírica y ajustada para Pozo Almonte. fdp Error



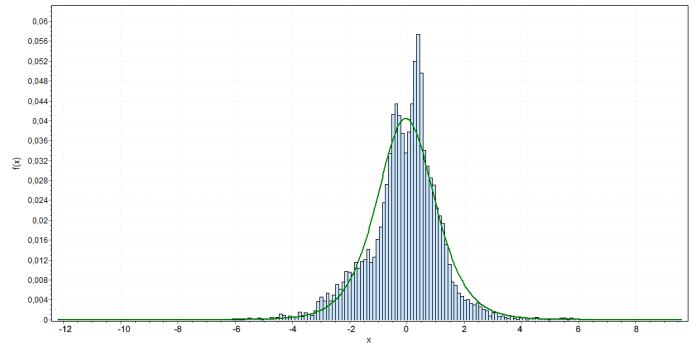
(a) Verano. fdp Laplace



(b) Otoño. fdp Laplace



(c) Invierno. fdp Cauchy



(d) Primavera. fdp Log-Logistic

Figura 48: fdp empírica y ajustada estacionales para Pozo Almonte

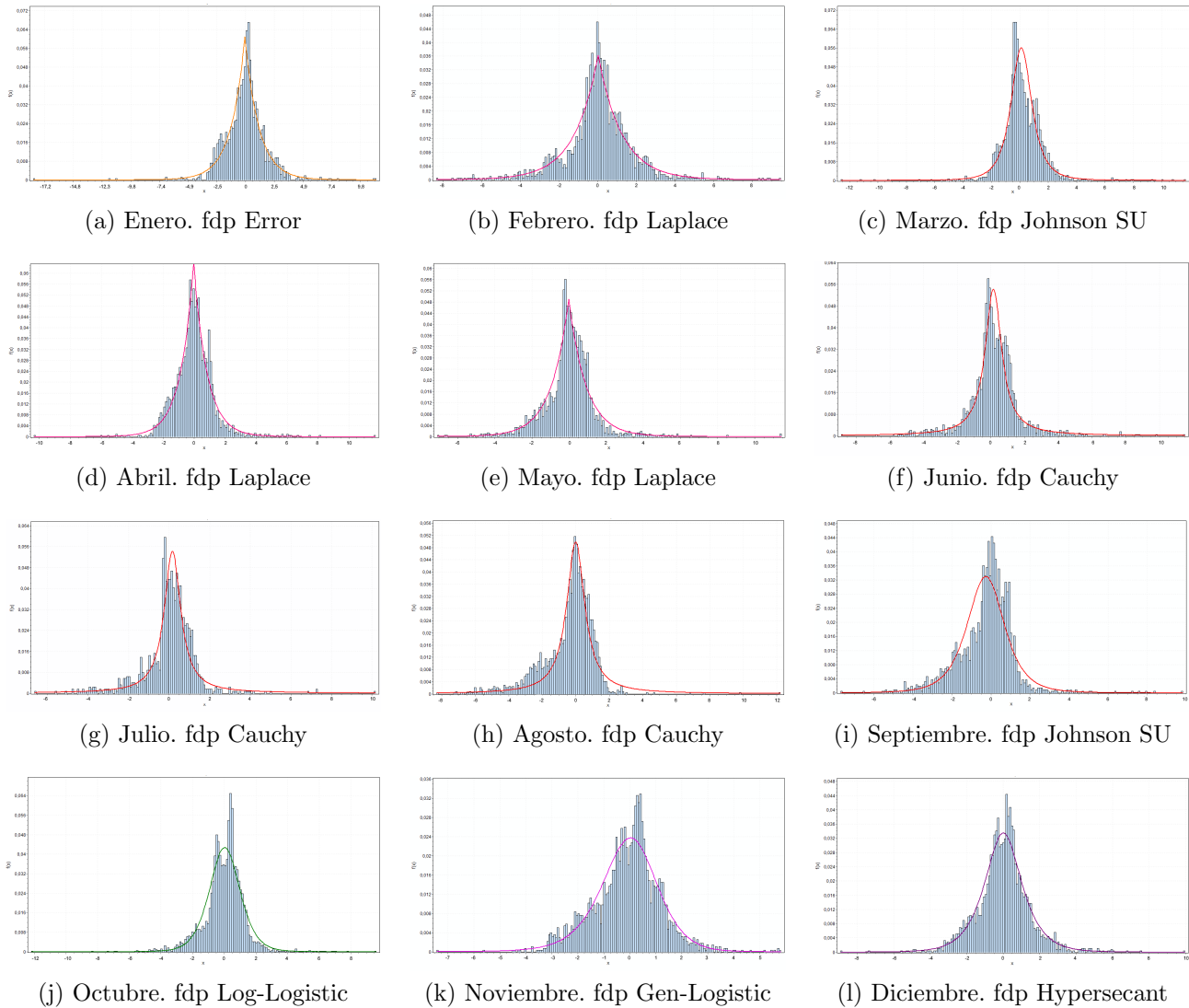


Figura 49: fdp empírica y ajustada mensuales para Pozo Almonte

De las figuras anteriores se observa un buen ajuste de los datos empíricos a las distintas distribuciones presentadas. Sin embargo, su baja curtosis (es decir, alta dispersión de los datos) en la práctica se traduce en mayores errores de pronóstico para asegurar altos niveles de confianza.

La figura 50 muestra la reserva de potencia producto del error de pronóstico para una planta de 100 [MW] para distintos niveles de confianza. Las barras gruesas representan valores promedio y las delgadas su máximo y mínimo.

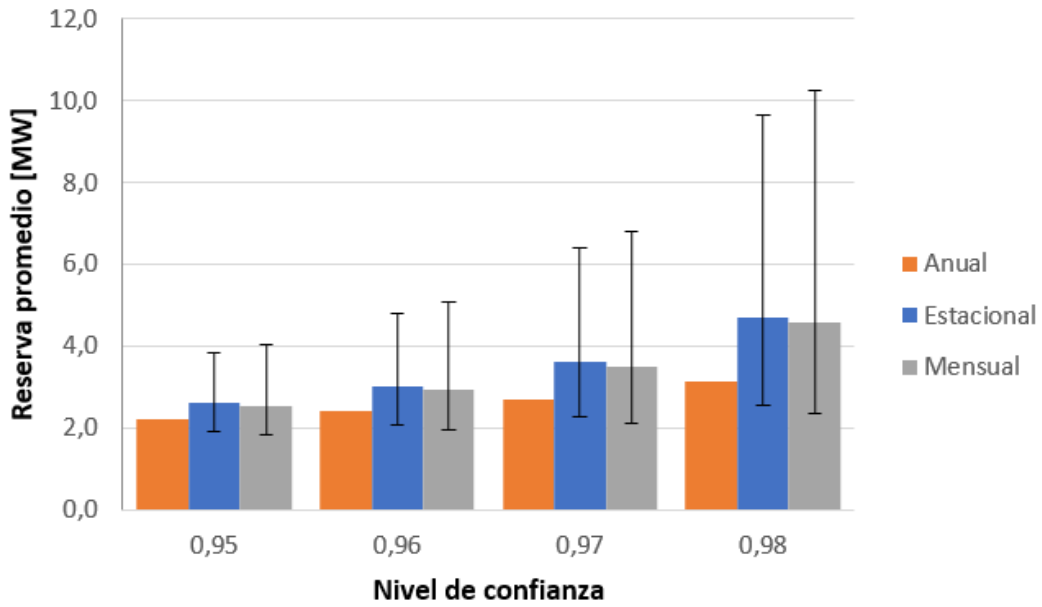


Figura 50: Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Pozo Almonte

De la figura se observa que las magnitudes de reserva cuando se considera una fdp anual presenta mejores resultados en términos de menor requerimiento de reserva en comparación a los otros casos. Esto podría deberse a la baja cantidad de datos históricos que posee la estación metereológica Pozo Almonte.

#### ■ Crucero

A continuación se muestran las fdp para la estación Crucero.

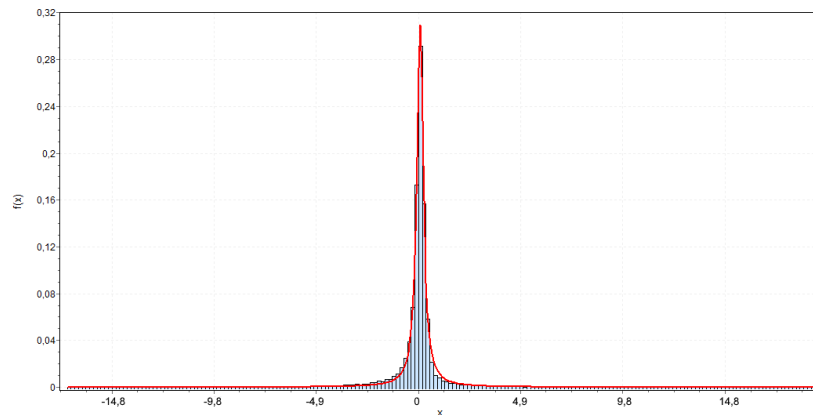
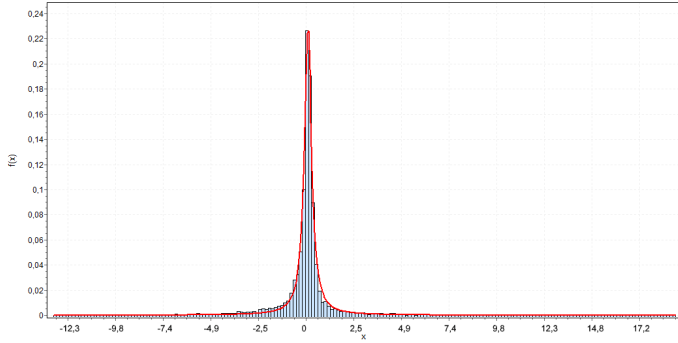
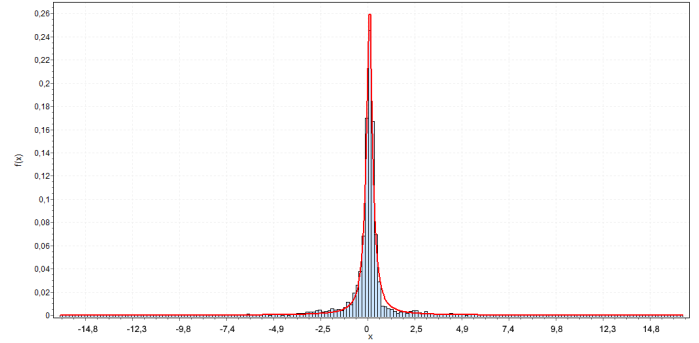


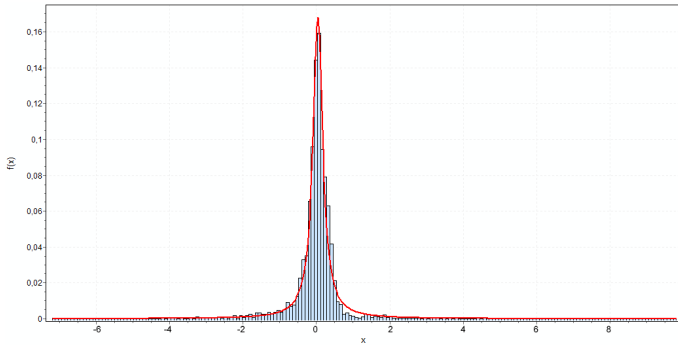
Figura 51: fdp empírica y ajustada anuales para Crucero. fdp Cauchy



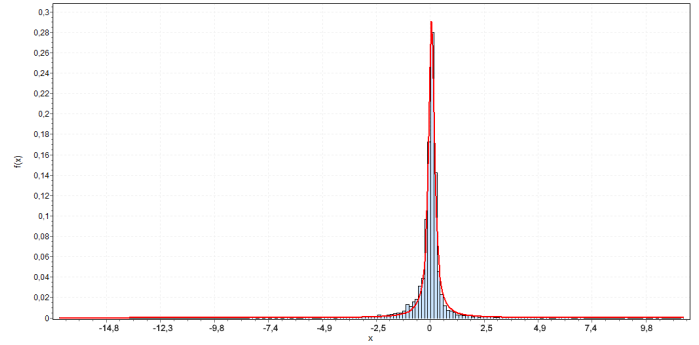
(a) Verano. fdp Cauchy



(b) Otoño. fdp Cauchy



(c) Invierno. fdp Cauchy



(d) Primavera. fdp Cauchy

Figura 52: fdp empírica y ajustada estacionales para Crucero



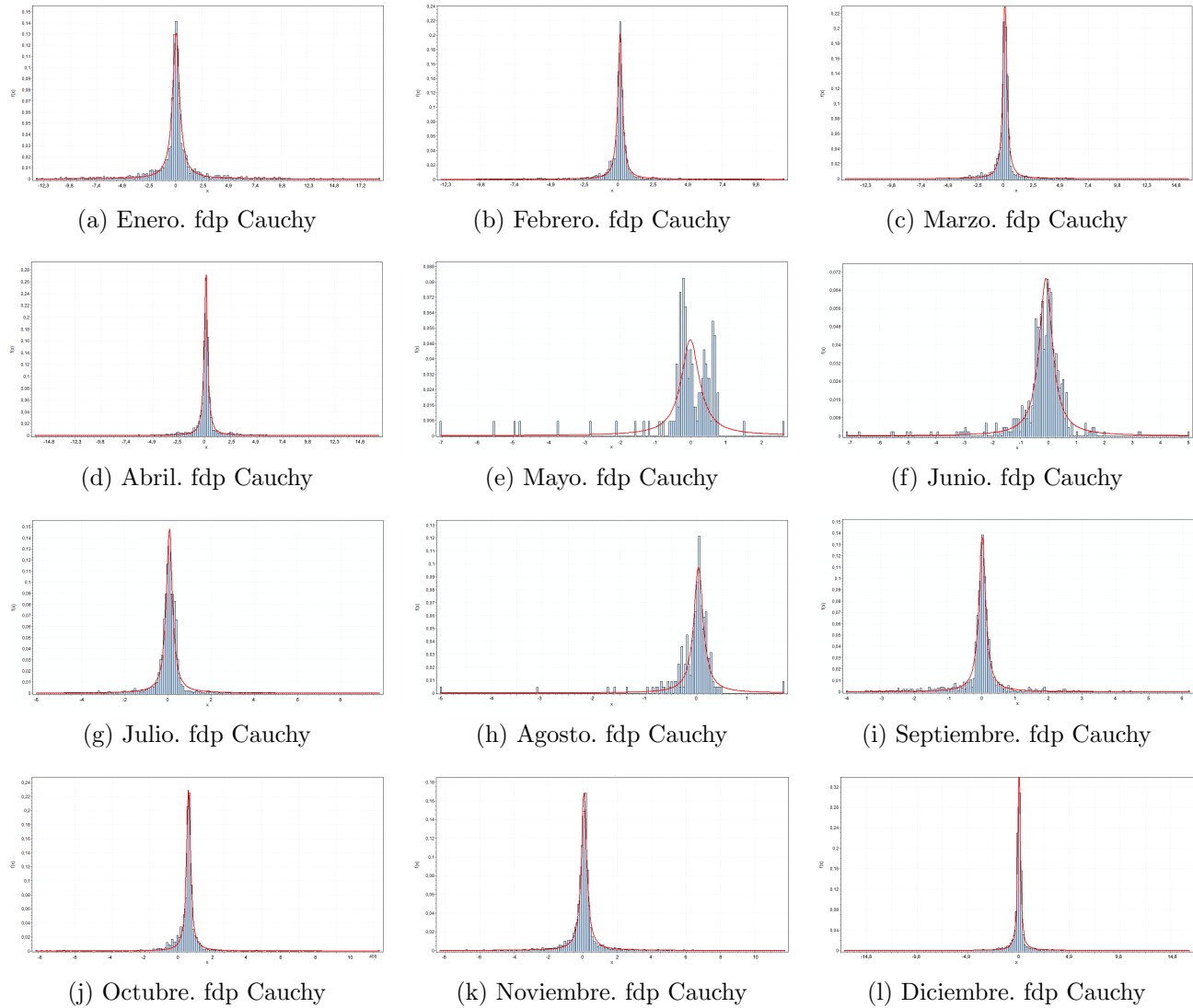


Figura 53: fdp empírica y ajustada mensuales para Crucero

En general, el error de pronóstico en Crucero tiene un comportamiento bastante ajustado al de una fdp de Cauchy, excepto por el mes de mayo que presenta un comportamiento irregular. Se observa una alta curtosis, es decir, una gran concentración de datos en torno a la media. Esto es bastante positivo en términos de reserva, pues la baja dispersión del error de pronóstico significa que una baja reserva garantiza un buen nivel de confianza.

La figura 54 muestra las reservas debidas al error de pronóstico en Crucero para distintos niveles de confianza para una central de 100 [MW]. Las barras gruesas representan los valores promedios y las sobrepuestas su máximo y mínimo.

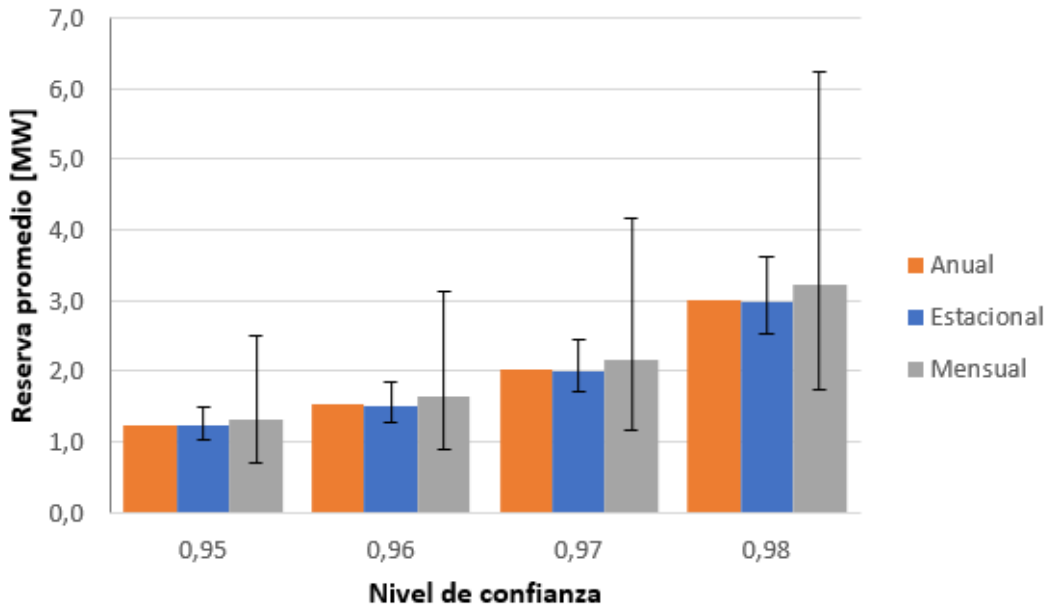


Figura 54: Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Crucero

De la figura 54 se observa que incluso para un 98 % de nivel de confianza las reservas requeridas debido al error de pronóstico son bastante bajas (menores a 7 MW), lo que significa que el pronóstico de la estación Crucero es bastante bueno. Para este caso la determinación de reservas mediante la construcción de una fdp mensual significa mayores montos de reservas que los casos estacional y anual.

- Salar

Las fdp anual, estacional y mensual para Salar se muestran a continuación:

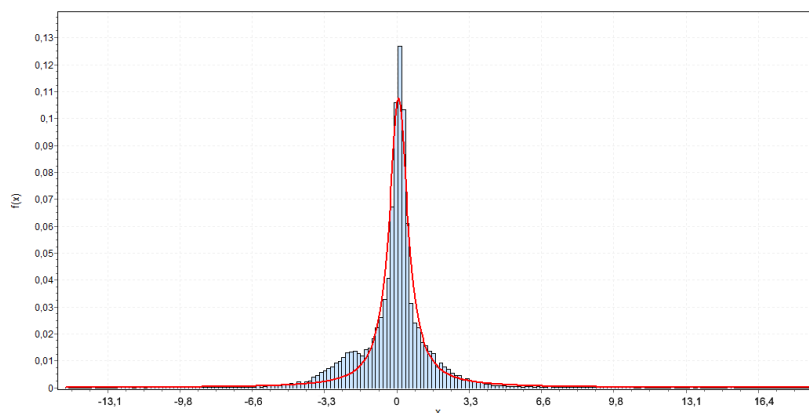
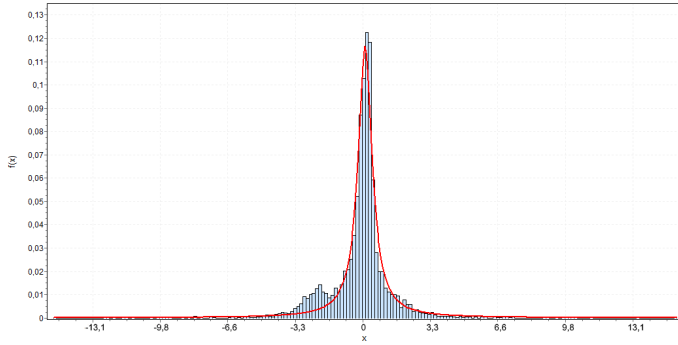
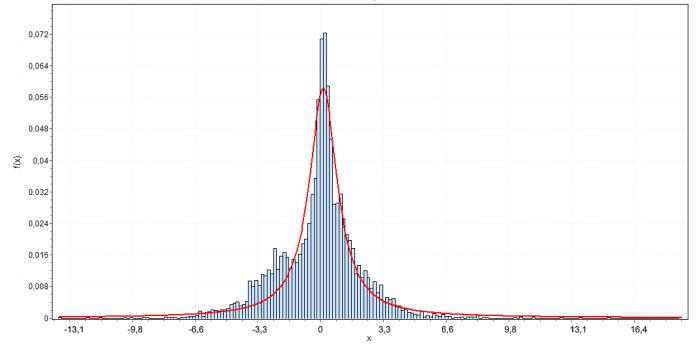


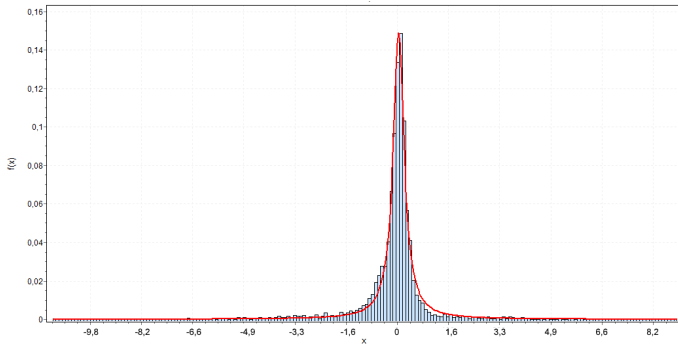
Figura 55: fdp empírica y ajustada anuales para Salar. fdp Cauchy



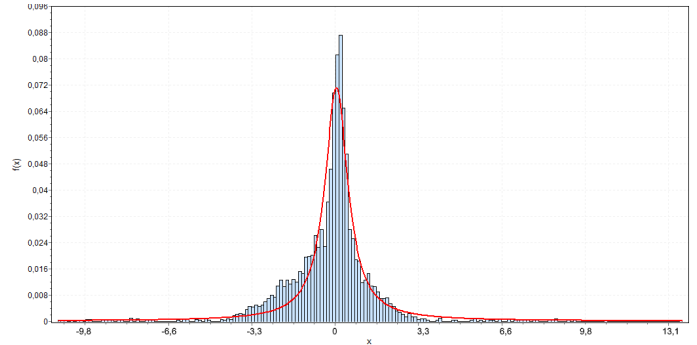
(a) Verano. fdp Cauchy



(b) Otoño. fdp Cauchy



(c) Invierno. fdp Cauchy



(d) Primavera. fdp Cauchy

Figura 56: fdp empírica y ajustada estacionales para Salar

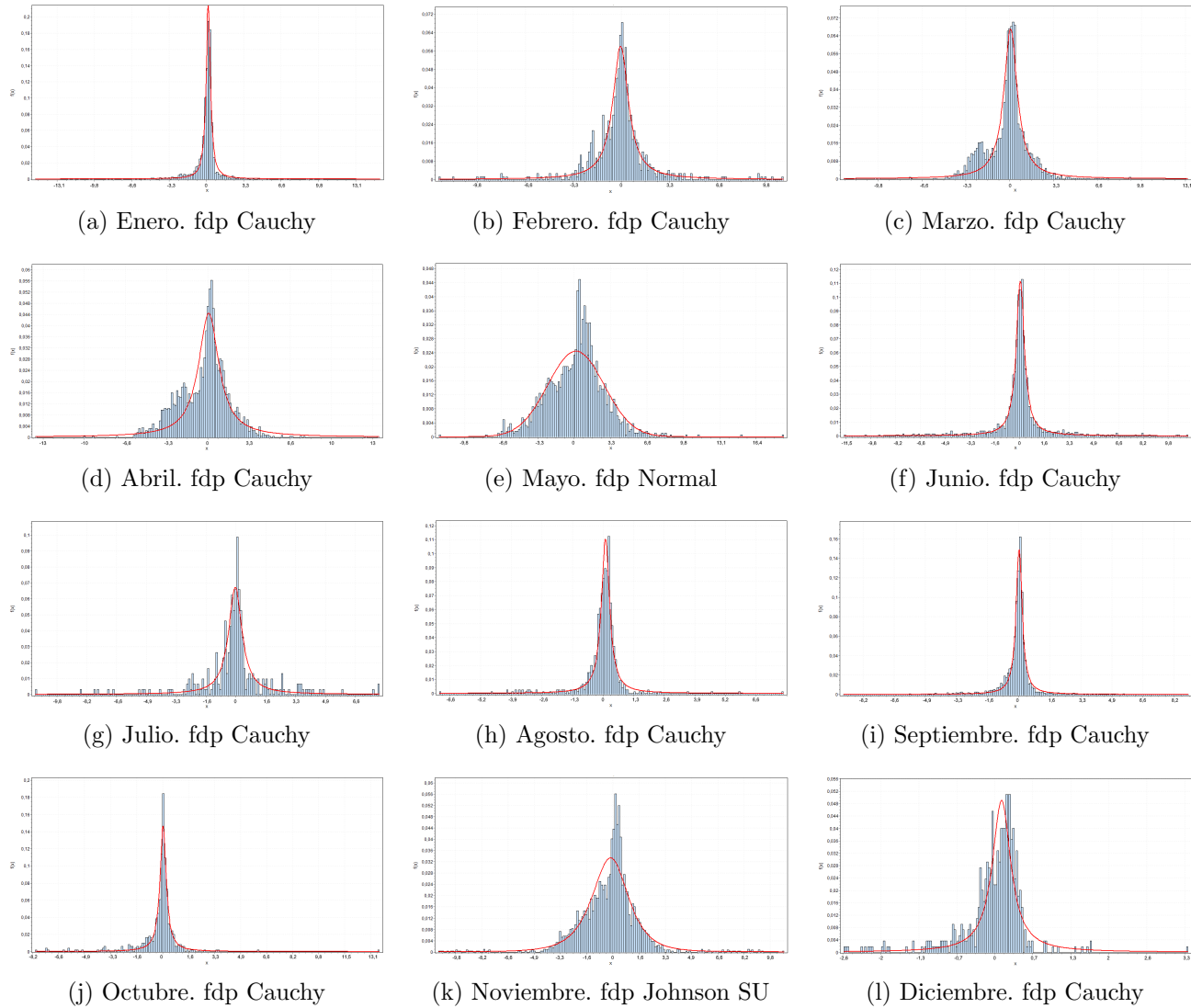


Figura 57: fdp empírica y ajustada mensuales para Salar

De los gráficos anteriores se concluye que en esta zona existen importantes diferencias entre algunos meses. Esto se debe a que para esta estación meteorológica no se contaban con buenos datos para los meses de Febrero, Marzo, Abril, Mayo y Noviembre. El resto de los meses muestra un comportamiento con alta curtosis, lo que es favorable para la determinación de bajas reservas.

La figura 58 muestra la asignación de reservas debida al error de pronóstico de Salar para una central de 100 [MW].

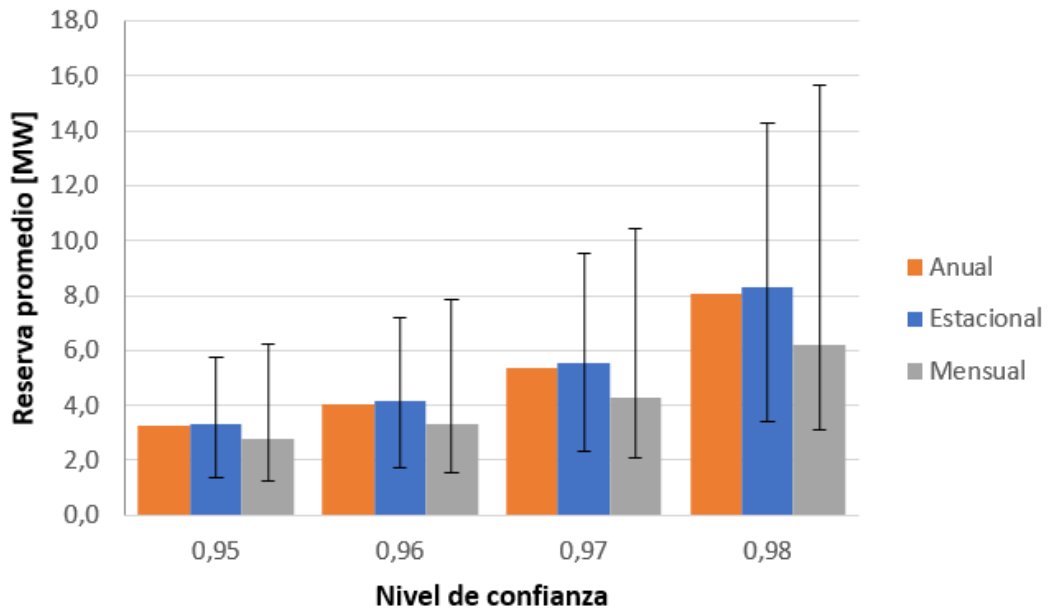


Figura 58: Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Salar

Se observa que determinar reservas mediante una fdp mensual es el caso que lleva a menores reservas.

### 5.1.2. fdp obtenidas para caso centralizado

En esta sección se presentan las fdp centralizadas considerando todas las centrales PV del sistema. Los resultados de las distintas convoluciones se presentan a continuación:

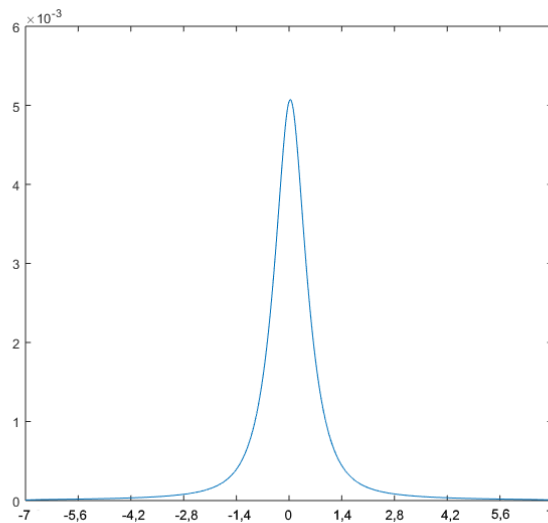


Figura 59: Función densidad de probabilidad anual a nivel centralizado

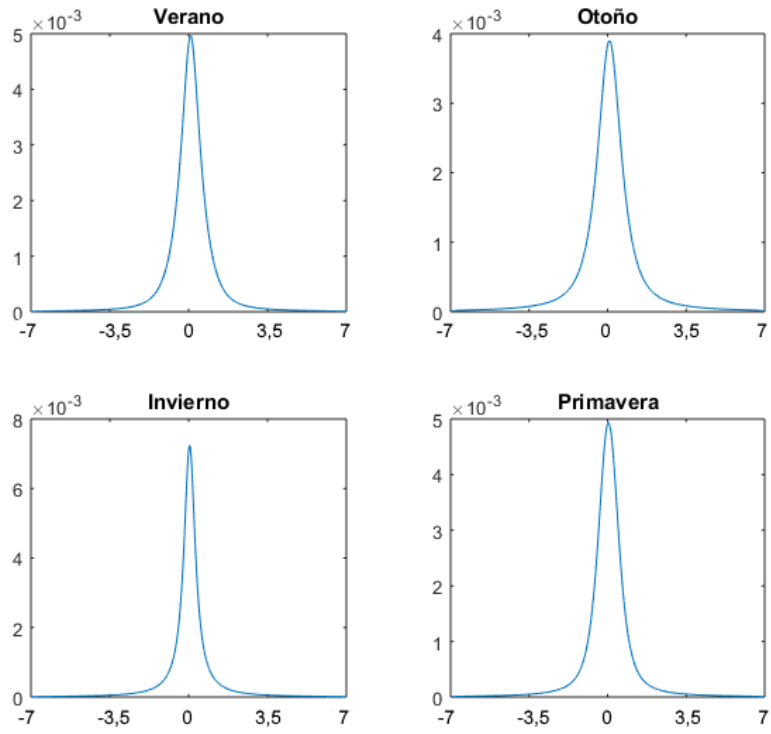


Figura 60: Funciones densidad de probabilidad estacionales a nivel centralizado

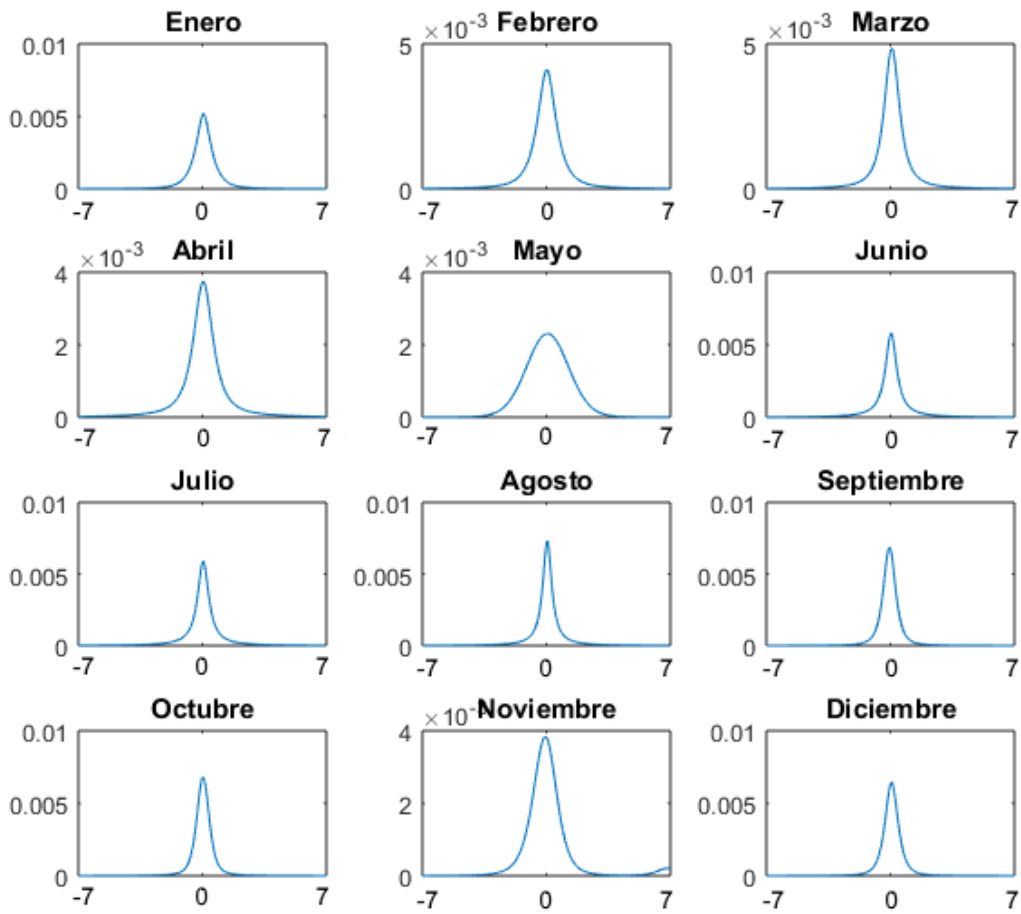


Figura 61: Funciones densidad de probabilidad mensuales a nivel centralizado

La gráfica 62 muestra las reservas debidas al error de pronóstico a nivel centralizado para una central PV de capacidad instalada de 100 [MW].

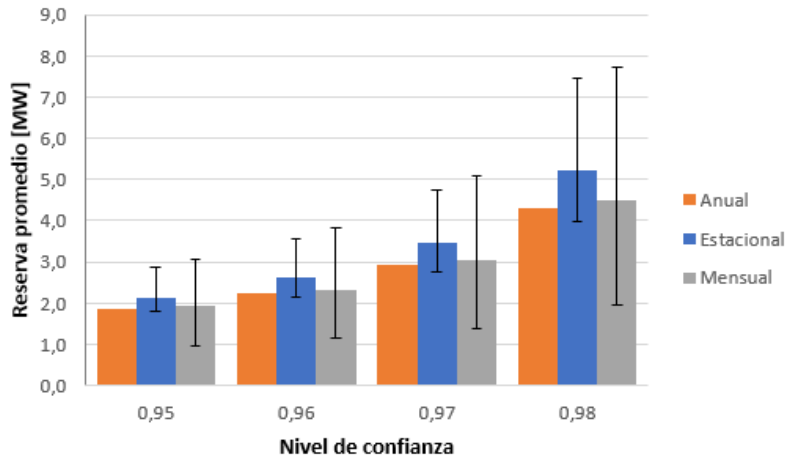


Figura 62: Reservas promedio para una central PV de capacidad de 100[MW] para distintos niveles de confianza

Se observa que en el caso centralizado se obtienen bajos niveles de reservas, llegando al 8% de la capacidad instalada considerando todas las centrales PV en el mayor nivel de confianza estudiado. La construcción de una fdp a nivel mensual y anual presentan menores requerimientos de reservas que en el caso estacional.

■ **Conclusiones de fdp obtenidas**

La figura 63 compara las reservas debidas al error de pronóstico calculadas de manera local en Pozo Almonte, Crucero y Salar necesarias para una central PV de 100 [MW]. Se observa que Salar requiere mayores niveles de reserva que las otras dos zonas, llegando a 16% de la capacidad nominal de la planta para un 0,98 de nivel de confianza, mientras que Crucero requiere niveles de reservas pequeños para los mismos niveles de confianza.

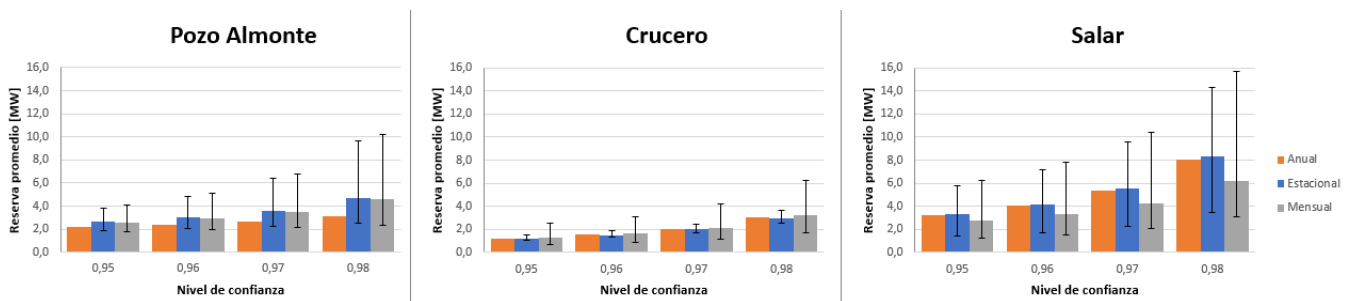


Figura 63: Reservas promedio en [%] para distintos niveles de confianza para cada zona

No existe una tendencia clara sobre qué fdp (anual, estacional o mensual) significa menores montos de reservas asociados. Con el objetivo de decidir qué fdp se utilizarán en las simulaciones dinámicas se considera la distribución (anual, estacional o mensual) que presente el menor promedio de reservas requeridas en su aplicación para el caso local y centralizado. En la tabla 4 se muestran los promedios



anuales, estacionales y mensuales para un nivel de confianza de 0,95. Se observa que el caso mensual significa la menor asignación de reservas, por lo que se elige este caso para las simulaciones dinámicas.

Tabla 4: Promedios de reservas en Pozo Almonte, Crucero, Salar y centralizadas

Promedio anual [MW]	Promedio estacional [MW]	Promedio mensual [MW]
150,28	172,04	150,06

Recordar que las reservas calculadas en el caso centralizado son para todas las plantas fotovoltaicas del sistema. Para distribuir las reservas totales requeridas entre las centrales PV se utilizan las ecuaciones (46) y (47) presentadas en la metodología. A modo de ejemplo, la figura 64 presenta la distribución de reservas para cada una de las zonas estudiadas dado un nivel de confianza de 96 % con fdp mensual centralizada (barras azules). Para comparar los resultados a nivel centralizado y local, la figura 64 además presenta la distribución de reservas a nivel local dadas las mismas condiciones (barras color naranja). Se observa que cuando se cuantifican reservas a nivel local se obtienen reservas levemente superiores en comparación a cuando se procede a nivel centralizado. De esta forma se confirma la ventaja de considerar una fdp sistémica.

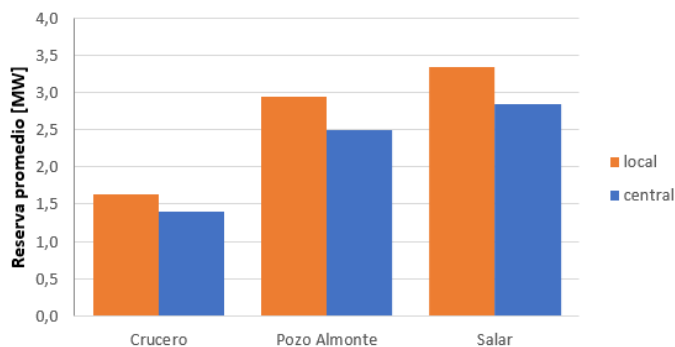


Figura 64: Reservas para cada una de las zonas con fdp mensual local centralizada

Dado que la cantidad de reservas necesarias producto del error de pronóstico aumenta significativamente con el aumento de nivel de confianza, se propone evaluar el desempeño de la metodología propuesta para los niveles de confianza (NC) de 95, 96 y 97 %.

Finalmente, los escenarios de estudio para las simulaciones dinámicas son los siguientes:

- Sin control (deload=0 %)
- Deload constante igual a 15 %
- Deload dinámico local con 95 % de NC
- Deload dinámico local con 96 % de NC
- Deload dinámico local con 97 % de NC

- Deload dinámico centralizado con 95 % de NC
- Deload dinámico centralizado con 96 % de NC
- Deload dinámico centralizado con 97 % de NC

## 5.2. Simulaciones dinámicas

Las simulaciones dinámicas fueron realizadas en un modelo del SING con 120 barras para el año 2020 en el software DigSilent PowerFactory. Las fdp utilizadas son las correspondientes al estudio mensual, ya que al significar menores montos de reservas se considera el peor escenario y satisface de mejor manera el objetivo de este trabajo de determinar pequeños niveles de reservas.

Las figuras 65, 66 y 67 muestran la frecuencia en [Hz] del sistema de potencia para los distintos escenarios estudiados para el día 7 de Febrero. Las líneas punteadas en 49,8 y 50,2 [Hz] indican la mínima y máxima frecuencia permitida por la normativa chilena en operación normal (98). Se observa que el único escenario en que la frecuencia se sale de la normativa de manera significativa es el que opera sin deload, mientras que los escenarios que consideran la metodología propuesta presentan un buen comportamiento.

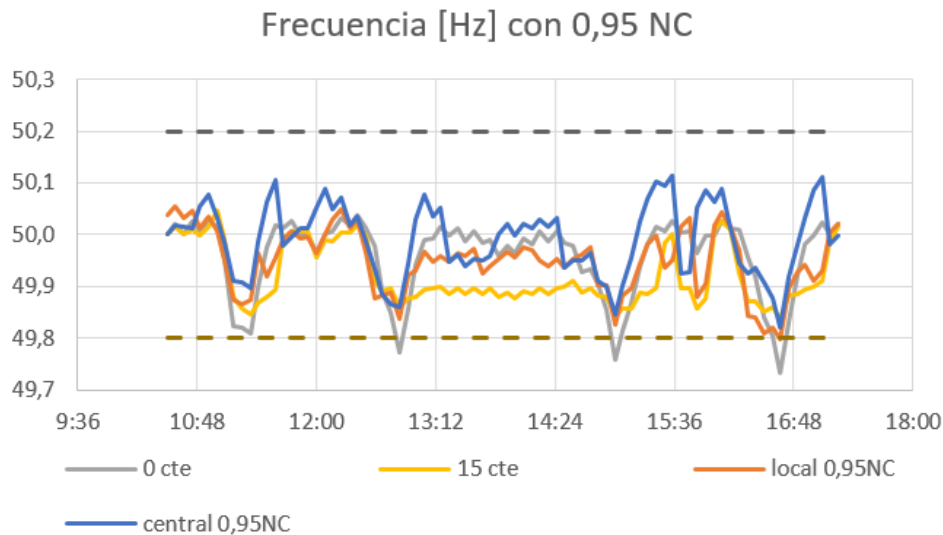


Figura 65: Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.95 de NC

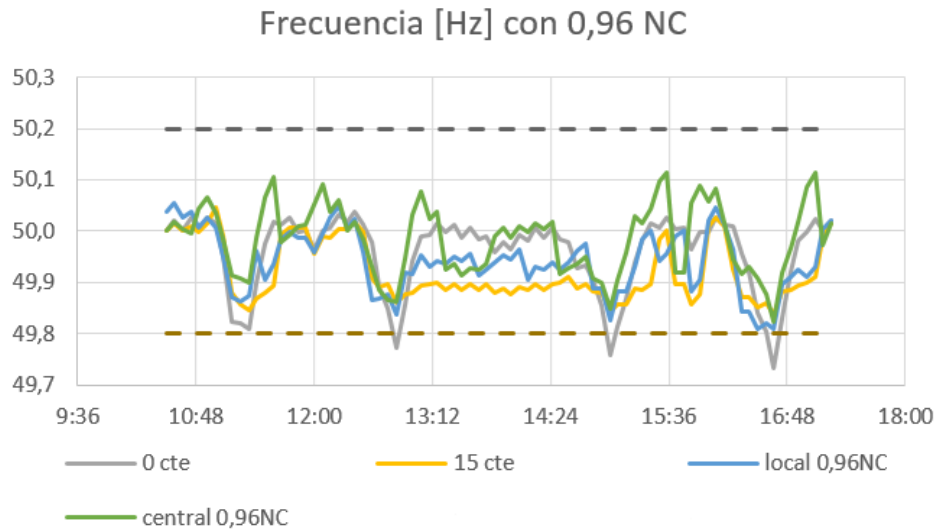


Figura 66: Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.96 de NC

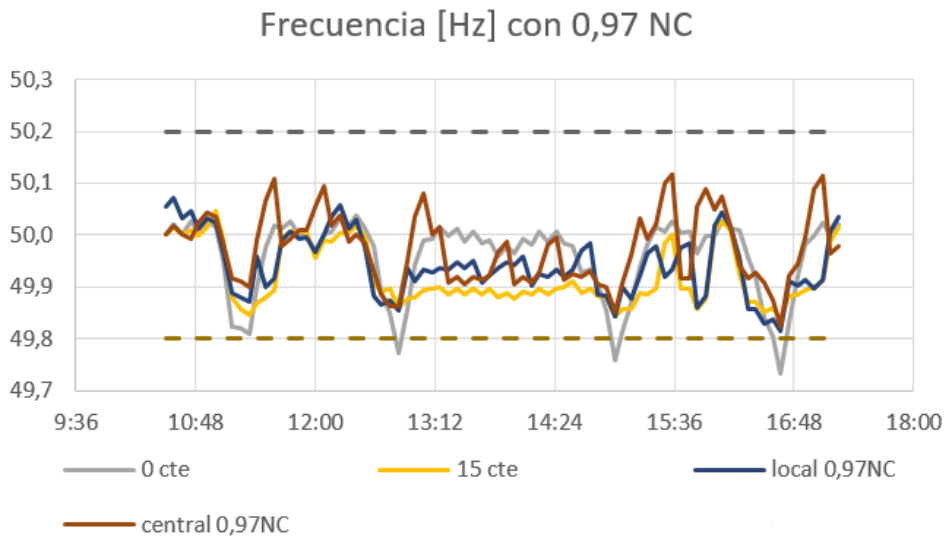


Figura 67: Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.97 de NC

La tabla 5 muestra el tiempo en que la frecuencia se sale de los límites establecidos por la normativa. Se observa que en ningún escenario la frecuencia supera los 50,2 [Hz] permitidos. Los escenarios que presentan frecuencia por debajo de los 49,8 [Hz] son con 0 % deload y con un 0.95 de nivel de confianza a nivel local. En el primer caso la frecuencia sale de la normativa en una cantidad de tiempo considerable (4,33 %), mientras que en el segundo caso se considera despreciable. Por lo tanto, se observa una mejora significativa respecto al caso base en términos de frecuencia con los distintos escenarios estudiados.

Tabla 5: Tiempo bajo 49,8 [Hz] y sobre 50,2 [Hz] para distintos escenarios

Escenario	Tiempo bajo 49,8 Hz [%]	Tiempo sobre 50,2 Hz [%]
0 cte	4,33	0,00
15 cte	0,00	0,00
local 0.95NC	0,13	0,00
central 0.95NC	0,00	0,00
local 0.96NC	0,00	0,00
central 0.96NC	0,00	0,00
local 0.97NC	0,00	0,00
central 0.97NC	0,00	0,00

La figura 68 muestra la generación fotovoltaica total durante el día de estudio para los diferentes escenarios. Se observa que el escenario con mayor generación fotovoltaica es el caso base, lo que es de esperar pues los demás escenarios operan con reservas. A su vez, los escenarios de la metodología propuesta presentan mayor generación PV que el escenario con deload 15% constante.

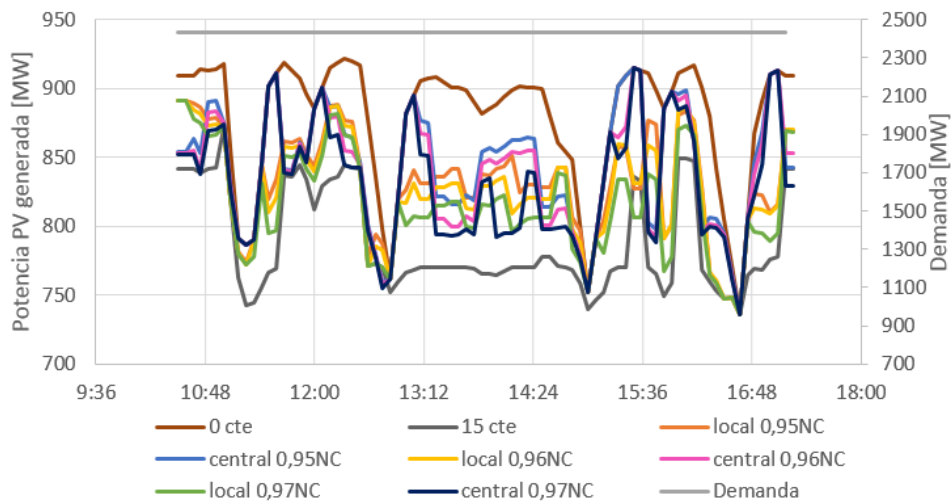


Figura 68: Generación fotovoltaica durante día de estudio para distintos escenarios simulados

La figura 69 muestra la pérdida total de energía durante el día de estudio para los distintos escenarios en relación al caso base. Se observa que las pérdidas de energía para los escenarios propuestos por la metodología son significativamente menores que en el escenario con 15% constante de reserva manteniendo la frecuencia dentro de un rango establecido. Como era de esperar, a mayor nivel de confianza utilizado mayor pérdida de energía debido a los mayores niveles de reserva.

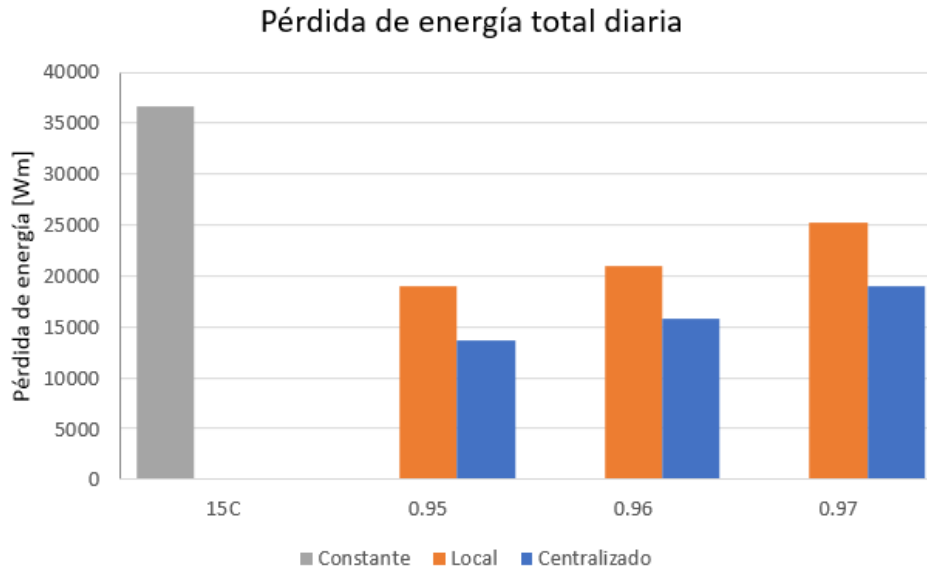


Figura 69: Pérdida de energía total durante el día de estudio para distintos escenarios

Además, se aprecia que designar reservas a nivel centralizado significa considerablemente menores montos de pérdidas de energía durante el día de estudio en relación al caso local.

En definitiva, se concluye que la metodología propuesta muestra muy buenos resultados en cuanto a disminuir las pérdidas de energía asociadas a la operación deload manteniendo la frecuencia dentro de los márgenes permitidos. Además, si se desea trabajar con pequeños montos de reservas es conveniente que el operador del sistema determine las reservas para cada central PV a nivel centralizado.

## 6. Conclusiones

En el presente trabajo se muestra una estrategia de determinación de reservas dinámicas con el fin de enfrentar la variabilidad de generación fotovoltaica producto del efecto nube. La investigación se basa en estudios anteriores sobre regulación de frecuencia mediante reservas constantes y cuenta con un sistema de pronóstico de irradiación solar para una ventana de tiempo de 10 minutos. Dicha estrategia consiste en calcular la potencia que se debe reservar producto del error de pronóstico para cubrirlo con un cierto nivel de confianza mediante un estudio estadístico. La reserva final determinada depende de dicha potencia y del cambio de potencia pronosticado para los próximos 10 minutos. El estudio se hace considerando el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile de 50 [Hz] con un 25 % de penetración fotovoltaica instalada. Este cuenta con un sistema de control que mitiga los efectos que tiene sobre la frecuencia del sistema el sombreado parcial de una planta PV mediante la operación con reservas (modo deload). Estas reservas se despliegan cuando parte de la central PV se encuentra sombreada, lo que suaviza la potencia inyectada en el punto de conexión de la planta PV.

La primera parte de este trabajo consiste en la determinación de una función densidad de probabilidad (fdp) que represente al error de pronóstico estudiado. El análisis es realizado para tres zonas PV y para dos casos: a nivel local, en el que cada zona determina sus reservas de manera independiente de las demás, y a nivel centralizado, en el que se determinan las reservas totales requeridas considerando la generación PV total del sistema y éstas son distribuidas a cada zona de acuerdo a un criterio determinado. El objetivo de lo anterior es comparar qué método resulta en menores montos de reservas. Además, el análisis se hace a nivel anual, estacional y mensual. Los resultados muestran que utilizar niveles de confianza de 95, 96 y 97 % significan un buen trade off entre confianza y la necesidad de utilizar bajos niveles de reservas. Las reservas debidas al error de pronóstico llegan a un 8 % en el peor escenario, que corresponde al promedio de las reservas requeridas por las distintas estaciones del año con fdp estacional. Esto último se considera positivo para el objetivo de este trabajo. La determinación de reservas mediante fdp mensual del error de pronóstico es el caso que conlleva menores niveles de reserva. Por otro lado, un estudio a nivel centralizado conlleva menores montos se reserva que el caso local.

Adicionalmente se realizaron simulaciones dinámicas en el software DigSilent utilizando las reservas calculadas a nivel local y centralizado para los niveles de confianza de 95, 96 y 97 % considerando la fdp mensual, ya que significa menores niveles de reserva y por lo tanto se abarca el caso más crítico. Además se realizaron simulaciones con 0 % (caso base) y 15 % de deload constante. Los resultados de las simulaciones muestran una mejora significativa en términos de frecuencia respecto al caso base sin reservas, mientras que las pérdidas de energía fotovoltaica disminuyen entre 50 y 67 % respecto al caso que considera reservas de 15 % constante.

La metodología propuesta presenta una ventaja al determinar la reserva asociada al error de pronóstico y luego con ésta calcular las reservas dinámicas operacionales pues da libertad al lector de determinar la expresión final de cálculo de reservas, mientras que entrega una metodología consistente para determinar la reserva asociada al error de pronóstico. Se concluye que la metodología propuesta es satisfactoria ya que disminuye de manera significativa las pérdidas de energía que conlleva un deload constante de 15 % manteniendo la frecuencia del sistema dentro de los niveles aceptados por la normativa.

## Bibliografía

- [1] i. I. E. Agency, Technology roadmap: solar photovoltaic energy 2014 edition: OECD/IEA, 2014
- [2] Informe del World Energy Outlook 2015l de la IEA sobre “Proyected Costs of Generating Electricity”
- [3] A. Murata, H. Yamaguchi, and K. Otani, “A method of estimating the output fluctuation of many photovoltaic power generation systems dispersed in a wide area,” *Elect. Eng. Jpn.* vol. 166, no. 4, pp. 9–19, Mar. 2009 [Online]. Available: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/eej.20723/abstract>
- [4] A. Mills and R. Wiser, “Implications of wide-area geographic diversity for short-term variability of solar power”, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 1 Cyclotron Road, MS 90R4000 Berkeley CA 94720-813, Tech. Rep., September 2010.
- [5] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holttinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O’Malley, and N. Miller, “Operating reserves and wind power integration: An international comparison,” in *Proc. 9th Int. Workshop Large-Scale Integration of Wind Power Into Power Systems*, 2010, pp. 18–29.
- [6] Holttinen, H., Milligan, M., Ela, E., et al.: “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2012, 3, (4), pp. 713–723
- [7] G. E. Energy, Western Wind and Solar Integration Study, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/SR- 550-47434, May 2010.
- [8] Hannele Holttinen; Michael Milligan; Erik Ela; Nickie Menemenlis; Jan Dobschinski; Barry Rawn; Ricardo J. Bessa; Damian Flynn; Emilio Gomez-Lazaro; Nina K. Detlefsen, “Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power”, 2012, Volume: 3, Issue: 4
- [9] Carolina Mayol Cotapos, “Mitigation control against partial shading effects in large-scale pv power plants using an improved forecasting technique”, 2016
- [10] Robert, S., *Solar Electricity (A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems)*, 1991.
- [11] Y.J. Wang, P.C. Hsu, “Analytical modelling of partial shading and different orientation of photovoltaic modules”, 2009
- [12] R. Carbone, “Grid-connected photovoltaic systems with energy storage,” 2009 International Conference on Clean Electrical Power, pp. 760–767, Jun. 2009.
- [13] T. ESRAM and P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007.
- [14] F. Spertino and J. S. Akilimali, “Are manufacturing I-V mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays?,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4520–4531, Nov. 2009.

- [15] H. Patel and V. Agarwal, "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, Mar. 2008.
- [16] A. E. Ghitas and M. Sabry, "A study of the effect of shadowing location and area on the Si solar cell electrical parameters," *Vacuum*, vol. 81, pp. 475–478, Nov. 2006.
- [17] M. Drif, P. J. Pérez, J. Aguilera, and J. D. Aguilar, "A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2048–2056, Sep. 2008.
- [18] A. Maki and S. Valkealahti, "Power loss in long string and parallelconnected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 1, pp. 173–183, Mar. 2012.
- [19] E.V. Paraskevadaki and S. A. Papathanassiou, "Evaluation of MPP voltage and power of mc-Si PV modules in partial shading conditions," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 923–932, Sep. 2011.
- [20] R. A. Mastromauro, M. Liserre, and A. Dell'Aquila, "Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 8, no. 2, pp. 241–254, May. 2012.
- [21] R. Gules, J. De Pellegrin Pacheco, H. L. Hey, and J. Imhoff, "A maximum power point tracking system with parallel connection for PV stand-alone applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2674–2683, Jul. 2008.
- [22] C. Hua, J. Lin, and C. Shen, "Implementation of a DSP controlled photovoltaic system with peak power tracking," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, no. 1, pp. 99–107, Feb. 1998.
- [23] A. Bidram, A. Davoudi, and R. S. Balog, "Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 2, no. 4, pp. 532–546, 2012.
- [24] Y. J. Wang and P. C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, pp. 3069–3078, 2011.
- [25] E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. A. Emery, "Hot spot susceptibility and testing of PV modules," 22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1991.
- [26] S. Vemuru, P. Singh, and M. Niamat, "Analysis of photovoltaic array with reconfigurable modules under partial shading," in *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, pp. 1437–1441.
- [27] Y. J. Wang and P. C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, pp. 3069–3078, 2011.
- [28] E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. A. Emery, "Hot spot susceptibility and testing of PV modules," 22nd IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1991.
- [29] Q. Zhang, X. Sun, Y. Zhong, and M. Matsui, "A Novel Topology for Solving the Partial Shading Problem in Photovoltaic Power Generation System," in *6th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC)*, 2009, pp. 2130–2135.



- [30] D. Nguyen and B. Lehman, "An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, pp. 2644–2654, 2008.
- [31] S. Vemuru, P. Singh, and M. Niamat, "Modeling impact of bypass diodes on photovoltaic cell performance under partial shading," in *IEEE International Conference on Electro Information Technology*, 2012.
- [32] M. Z. S. El-Dein, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "Novel configurations for photovoltaic farms to reduce partial shading losses," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [33] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, pp. 145–153, 2013.
- [34] Katherine A. Kim, Sutthaya Lertburapa, Chenyang Xu, Philip T. Krein, "Efficiency and Cost Trade-Offs for Designing Module Integrated Converter Photovoltaic Systems"
- [35] Zhigang Liang, Rong Guo, Jun Li, Alex Q. Huang, "A High-Efficiency PV Module-Integrated DC/DC Converter for PV Energy Harvest in FREEDM Systems", Vol. 26, No. 3, 2011
- [36] S. Busquets-Monge, J. Rocabert, P. Rodriguez, S. Alepuz, and J. Bordonau, "Multilevel diode-clamped converter for photovoltaic generators with independent voltage control of each solar array," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2713–2723, Jul. 2008.
- [37] T. Mishima and T. Ohnishi, "A power compensation and control system for a partially shaded PV array," *Electr. Eng. Jpn.*, vol. 146, pp. 74–82, Sep. 2004.
- [38] E. Karatepe, T. Hiyama, M. Boztepe, and M. Colak, "Power controller design for photovoltaic generation system under partially shaded insolation conditions," in *Proc. Intell. Syst. Appl. Power Syst.*, 2007, pp. 1–6.
- [39] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, "Characteristics of solar PV array under partial shaded conditions," in *IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2008.
- [40] E. V. Paraskevadaki and S. A. Papathanassiou, "Evaluation of MPP voltage and power of mc-Si PV modules in partial shading conditions," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, pp. 923–932, 2011.
- [41] B. I. Rani, G. S. Ilango, and C. Nagamani, "Enhanced power generation from PV array under partial shading conditions by shade dispersion using Su Do Ku configuration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, pp. 594–601, 2013.
- [42] G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "A multivariable perturb-and-observe maximum power point tracking technique applied to a single-stage photovoltaic inverter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, pp. 76–84, 2011.
- [43] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, "Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 16, 2001.

- [44] J. W. Kimball and P. T. Krein, "Discrete-time ripple correlation control for maximum power point tracking," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, pp. 2353–2362, 2008.
- [45] S. J. Chiang, K. T. Chang, and C. Y. Yen, "Residential photovoltaic energy storage system," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, pp. 385–394, 1998.
- [46] A. D. Mills and R. H. Wiser, "Implications of geographic diversity for short-term variability and predictability of solar power," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [47] A. Mills, "Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System," Lawrence Berkeley Natl. Lab., 2010.
- [48] North American Electric Reliability Corporation, "Accommodating High Levels of Variable Generation," Princeton, 2009.
- [49] D. Lew, G. Brinkman, N. Kumar, S. Lefton, G. Jordan, and S. Venkataraman, "Finding flexibility: Cycling the conventional fleet," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, pp. 20–32, 2013.
- [50] J. Eto, J. Undrill, P. Mackin, R. Daschmans, B. Williams, B. Haney, R. Hunt, J. Ellis, H. Illian, C. Martinez, M. O'Malley, K. Coughlin, and K. Hamachi-LaCommare, "Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation," Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010.
- [51] E. Karatepe, Syafaruddin, and T. Hiyama, "Simple and high-efficiency photovoltaic system under non-uniform operating conditions," *IET Renewable Power Generat.*, vol. 4, no. 4, pp. 354–368, 2010.
- [52] D. Dzung and B. Lehman, "An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, Jul. 2008.
- [53] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan-Gispert, R. Pique-Lopez, M. Roman-Lumbreras, and A. Conesa-Roca, "Electrical PV array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected PV systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4319–4331, Nov. 2009.
- [54] D. Dzung and B. Lehman, "A reconfigurable solar photovoltaic array under shadow conditions," in *Proc. Appl. Power Electron. Conf. Expo.*, 2008, pp. 980–986.
- [55] Alejandro Aladino Astudillo Jara, "Estrategias de control para mitigar los efectos de grandes variaciones de radiación solar en plantas fotovoltaicas de gran escala en SEP", 2013
- [56] M. Z. Shams El-Dein, Mehrdad Kazerani, M. M. A. Salama, "An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays", 2013.
- [57] R. Ramaprabham B. L. Mathur, "A Comprehensive Review and Analysis of Solar Photovoltaic Array Configurations under Partial Shaded Conditions", 2012.
- [58] M. Z. Shams El-Dein, Mehrdad Kazerani, M. M. A. Salama, "An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays" vol. 4, No. 1, 2013

- [59] Narendra D. Kaushika, Nalin K. Gautam, “Energy Yield Simulations of Interconnected Solar PV Arrays”, 2003
- [60] E. Ozdemir, S. Ozdemir, and L. M. Tolbert, “Fundamental frequency modulated six-level diode clamped multilevel inverter for three-phase stand-alone photovoltaic system,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4407–4415, Nov. 2009.
- [61] J. Rodriguez, L. Jih-Sheng, and P. Fang Zheng, “Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 49, no. 4, pp. 724–738, Aug. 2002.
- [62] H. Patel and V. Agarwal, “Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 4, pp. 1689–1698, Apr. 2008.
- [63] K. Kobayashi, I. Takano, and Y. Sawada, “A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions,” *Solar Energy Mater. Solar Cells*, vol. 90, pp. 2975–2988, Nov. 2006.
- [64] T. Esumi and P. L. Chapman, “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007.
- [65] A. Safari and S. Mekhilef, “Implementation of incremental conductance method with direct control,” in *Proc. IEEE TECON*, 2011, pp. 944–948.
- [66] J. Young-Hyok, J. Doo-Yong, W. Chung-Yuen, L. Byoung-Kuk, and K. Jin-Wook, “A real maximum power point tracking method for mismatching compensation in PV array under partially shaded conditions,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 4, pp. 1001–1009, Apr. 2011.
- [67] T. L. Nguyen and K. S. Low, “A global maximum power point tracking scheme employing DIRECT search algorithm for photovoltaic systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 10, pp. 3456–3467, Oct. 2010.
- [68] B. N. Alajmi, K. H. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, “A maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic systems in microgrids,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, DOI: 10.1109/TIE.2011.2168796.
- [69] E. Koutroulis and F. Blaabjerg, “A new technique for tracking the global maximum power point of PV arrays operating under partial-shading conditions,” *IEEE J. Photovolt.*, vol. 2, no. 2, pp. 184–190, Apr. 2012.
- [70] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, and L. Piegari, “Experimental performance of MPPT algorithm for photovoltaic sources subject to inhomogeneous insolation,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, Nov. 2009.
- [71] N. Mutoh, M. Ohno, and T. Inoue, “A method for MPPT control while searching for parameteres corresponding to weather conditions for PV generation systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1055–1065, Aug. 2006.

- [72] F. Attivissimo, A. D. Nisio, M. Savino, and M. Spadavecchia, "Uncertainty analysis in photovoltaic cell parameter estimation," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 61, no. 5, pp. 1334–1342, May 2012.
- [73] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Hoboken, NJ: Wiley, 2002.
- [74] R. S. Balog, Y. Kuai, and G. Uhrhan, "A photovoltaic module thermal model using observed insolation and meteorological data to support a long life, highly reliable module-integrated inverter design by predicting expected operating temperature," in *Proc. IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, 2009, pp. 3343–3349.
- [75] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, and L. Piegari, "Experimental performance of MPPT algorithm for photovoltaic sources subject to inhomogeneous insolation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, Nov. 2009.
- [76] C. Rahmann, V. Vittal, J. Ascui, and J. Haas, "Mitigation Control against Partial Shading Effects in Large-scale PV Power Plants", 2015
- [77] Michiel Nijhuis, Barry G. Rawn, Madeleine Gibescu, "Classification technique to quantify the significance of partly cloudy conditions for reserve requirements due to photovoltaic plants", 2011
- [78] Miguel A. Ortega-Vazquez, Daniel S. Kirschen, "Should the Spinning Reserve Procurement in Systems with Wind Power Generation be Deterministic or Probabilistic?", 1st international conference on supergen, Nanjing, China, 2008.
- [79] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", 2nd ed. New York; Chichester: Wiley, 1996.
- [80] Hamon, C., Söder, L.: "Review paper on wind power impact on operation of reserves". Eighth Int. Conf. on the European Energy Market (EEM), Zagreb, 25–27 May, 2011
- [81] Erik Ela, Brendan Kirby, Eamonn Lannoye, Michael Milligan, Damian Flynn, Bob Zavadil, Mark O'Malley, "Evolution of Operating Reserve Determination in Wind Power Integration Studies", 2010
- [82] Hannele Holttinen, Michael Milligan, Brendan Kirby, Tom Acker, Viktoria Neimane y Tom Molinski, "Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power", Vol. 32, No. 4, 2008
- [83] Claudia Rahmann, Antonia Heinemann, Rigoberto Torres, "Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic–dynamic approaches", 2015
- [84] Hannele Holttinen, "Hourly wind power variations in the nordic countries", 2004
- [85] Xingyu Yan, Bruno Francois, Dhaker Abbas, "Operating Power Reserve Quantification Through PV Generation Uncertainty Analysis of A Microgrid", PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven

- [86] Goran Strbac, Anser Shakoor, Mary Black, Danny Pudjianto, Thomas Bopp, “Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems”, Octubre 2006
- [87] Madalina-Mihaela Buzau, Bruno Francois, “Quantification of operating power reserve through uncertainty analysis of a microgrid operating with wind generation”, 2014
- [88] E. W. Weisstein, “Normal Difference Distribution”, [online] at: <http://mathworld.wolfram.com/NormalDifferenceDistribution.html>
- [89] A. Ortega-Vazquez, S. Kirschen, “Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration”, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 24, No. 1, 2009.
- [90] Billinton, R., Allan, R.N.: ‘Reliability evaluation of power systems’ (Plenum Press, New York, 1996, 2nd edn.)
- [91] Halamaj, D.A., Brekken, T.K.A., Simmons, A., et al.: “Reserve requirement impacts of large-scale integration of wind, solar, and ocean wave power generation”, IEEE Trans. Sust. Energy, 2011, 2, (3), pp. 321–328
- [92] Frank J. Massey, Jr., “The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit”, Journal of the American Statistical Association, Vol. 46, No. 253 (Mar., 1951), pp. 68-78
- [93] D. Gmbh, “DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation PV System.” DIgSILENT GmbH, 2014.
- [94] Campaña de medición del recurso Eólico y Solar, Ministerio de Energía, <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/>
- [95] Matlab R2015a disponible en <https://www.mathworks.com/>
- [96] EasyFit Professional Versión 5.5 disponible en <http://www.mathwave.com/es/home.html>
- [97] Boletín del Instituto Francés de Estudios Andinos, Volume 24 (1995)
- [98] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,” pp. 1–179, 2016.
- [99] Comision Nacional de Energia Electrica, “Informe de Prevision de Demanda 2015-2030,” p. 50, 2015.
- [100] DIgSILENT PowerFactory 15.1 disponible en <http://www.digsilent.de/>
- [101] Comisión Nacional de Energía, “Estadísticas en Electricidad - Proyectos de generación y transmisión en construcción SIC-SING (Planilla Excel).” Gobierno de Chile, 2015.

## 7. Anexos

### 7.1. Prueba de Kolmogorov-Smirnov

<i>n</i>	<i>I - z̃</i>				
	0.80	0.90	0.95	0.98	0.99
3	2	2			
4	3	3	3		
5	3	3	4	4	4
6	3	4	4	5	5
7	4	4	5	5	5
8	4	4	5	5	6
9	4	5	5	6	6
10	4	5	6	6	7
11	5	5	6	7	7
12	5	5	6	7	7
13	5	6	6	7	8
14	5	6	7	7	8
15	5	6	7	8	8
16	6	6	7	8	9
17	6	7	7	8	9
18	6	7	8	9	9
19	6	7	8	9	9
20	6	7	8	9	10
21	6	7	8	9	10
22	7	8	8	10	10
23	7	8	9	10	10
24	7	8	9	10	11
25	7	8	9	10	11
26	7	8	9	10	11
27	7	8	9	11	11
28	8	9	10	11	11
29	8	9	10	11	12
30	8	9	10	11	12
31	8	9	10	11	12
32	8	9	10	12	12
33	8	9	10	12	12
34	8	10	11	12	13
35	8	10	11	12	13
36	9	10	11	12	13
37	9	10	11	12	13
38	9	10	11	13	14
39	9	10	12	13	14
40	9	10	12	13	14
<i>n</i> > 40	$1.52/\sqrt{n}$	$1.73/\sqrt{n}$	$1.92/\sqrt{n}$	$2.15/\sqrt{n}$	$2.30/\sqrt{n}$

Figura 70: Escenarios de estudio a nivel centralizado

## 7.2. Resultados estadísticos

### 7.2.1. Crucero

Tabla 6: Error [MW] Crucero para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		1,24
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	1,50
	<b>Otoño</b>	1,32
	<b>Invierno</b>	1,04
	<b>Primavera</b>	1,04
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	2,50
	<b>Febrero</b>	1,34
	<b>Marzo</b>	1,37
	<b>Abril</b>	1,29
	<b>Mayo</b>	1,92
	<b>Junio</b>	1,66
	<b>Julio</b>	1,12
	<b>Agosto</b>	0,71
	<b>Septiembre</b>	0,76
	<b>Octubre</b>	0,87
	<b>Noviembre</b>	1,24
	<b>Diciembre</b>	0,98

Tabla 7: Error [MW] Crucero para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		1,54
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	1,86
	<b>Otoño</b>	1,63
	<b>Invierno</b>	1,29
	<b>Primavera</b>	1,29
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,13
	<b>Febrero</b>	1,65
	<b>Marzo</b>	1,69
	<b>Abril</b>	1,59
	<b>Mayo</b>	2,41
	<b>Junio</b>	2,11
	<b>Julio</b>	1,39
	<b>Agosto</b>	0,89
	<b>Septiembre</b>	0,95
	<b>Octubre</b>	1,07
	<b>Noviembre</b>	1,54
	<b>Diciembre</b>	1,21

Tabla 8: Error [MW] Crucero para un 97% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		2,03
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,45
	<b>Otoño</b>	2,15
	<b>Invierno</b>	1,71
	<b>Primavera</b>	1,71
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	4,16
	<b>Febrero</b>	2,16
	<b>Marzo</b>	2,23
	<b>Abril</b>	2,09
	<b>Mayo</b>	3,22
	<b>Junio</b>	2,84
	<b>Julio</b>	1,84
	<b>Agosto</b>	1,17
	<b>Septiembre</b>	1,26
	<b>Octubre</b>	1,41
	<b>Noviembre</b>	2,04
	<b>Diciembre</b>	1,60

Tabla 9: Error [MW] Crucero para un 98% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		3,01
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	3,63
	<b>Otoño</b>	3,18
	<b>Invierno</b>	2,55
	<b>Primavera</b>	2,53
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	6,23
	<b>Febrero</b>	3,19
	<b>Marzo</b>	3,30
	<b>Abril</b>	3,09
	<b>Mayo</b>	4,84
	<b>Junio</b>	4,32
	<b>Julio</b>	2,73
	<b>Agosto</b>	1,75
	<b>Septiembre</b>	1,88
	<b>Octubre</b>	2,07
	<b>Noviembre</b>	3,03
	<b>Diciembre</b>	2,39



### 7.2.2. Pozo Almonte

Tabla 10: Error [MW] Pozo Almonte para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		2,21
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,70
	<b>Otoño</b>	2,08
	<b>Invierno</b>	3,86
	<b>Primavera</b>	1,92
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	2,73
	<b>Febrero</b>	2,80
	<b>Marzo</b>	2,09
	<b>Abril</b>	1,92
	<b>Mayo</b>	2,14
	<b>Junio</b>	3,86
	<b>Julio</b>	3,22
	<b>Agosto</b>	4,06
	<b>Septiembre</b>	1,84
	<b>Octubre</b>	1,88
	<b>Noviembre</b>	1,83
	<b>Diciembre</b>	2,25

Tabla 11: Error [MW] Pozo Almonte para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		2,43
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,96
	<b>Otoño</b>	2,29
	<b>Invierno</b>	4,82
	<b>Primavera</b>	2,07
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,00
	<b>Febrero</b>	3,07
	<b>Marzo</b>	2,31
	<b>Abril</b>	2,11
	<b>Mayo</b>	2,35
	<b>Junio</b>	4,79
	<b>Julio</b>	4,01
	<b>Agosto</b>	5,09
	<b>Septiembre</b>	2,04
	<b>Octubre</b>	2,03
	<b>Noviembre</b>	1,97
	<b>Diciembre</b>	2,45

Tabla 12: Error [MW] Pozo Almonte para un 97% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		2,70
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	3,29
	<b>Otoño</b>	2,54
	<b>Invierno</b>	6,42
	<b>Primavera</b>	2,27
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,37
	<b>Febrero</b>	3,42
	<b>Marzo</b>	2,61
	<b>Abril</b>	2,36
	<b>Mayo</b>	2,61
	<b>Junio</b>	6,37
	<b>Julio</b>	5,29
	<b>Agosto</b>	6,81
	<b>Septiembre</b>	2,31
	<b>Octubre</b>	2,21
	<b>Noviembre</b>	2,14
	<b>Diciembre</b>	2,70

Tabla 13: Error [MW] Pozo Almonte para un 98% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		3,12
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	3,75
	<b>Otoño</b>	2,90
	<b>Invierno</b>	9,64
	<b>Primavera</b>	2,54
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,84
	<b>Febrero</b>	3,91
	<b>Marzo</b>	3,05
	<b>Abril</b>	2,70
	<b>Mayo</b>	3,00
	<b>Junio</b>	9,52
	<b>Julio</b>	7,89
	<b>Agosto</b>	10,25
	<b>Septiembre</b>	2,70
	<b>Octubre</b>	2,48
	<b>Noviembre</b>	2,38
	<b>Diciembre</b>	3,06

### 7.2.3. Salar

Tabla 14: Error [MW] de Salar para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		3,24
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,72
	<b>Otoño</b>	5,75
	<b>Invierno</b>	1,39
	<b>Primavera</b>	3,51
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	1,57
	<b>Febrero</b>	4,04
	<b>Marzo</b>	3,91
	<b>Abril</b>	6,26
	<b>Mayo</b>	4,34
	<b>Junio</b>	2,10
	<b>Julio</b>	2,79
	<b>Agosto</b>	1,44
	<b>Septiembre</b>	1,26
	<b>Octubre</b>	1,52
	<b>Noviembre</b>	2,46
	<b>Diciembre</b>	1,33

Tabla 15: Error [MW] de Salar para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		4,04
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	3,38
	<b>Otoño</b>	7,18
	<b>Invierno</b>	1,73
	<b>Primavera</b>	4,39
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	1,93
	<b>Febrero</b>	5,08
	<b>Marzo</b>	4,89
	<b>Abril</b>	7,83
	<b>Mayo</b>	4,61
	<b>Junio</b>	2,62
	<b>Julio</b>	3,51
	<b>Agosto</b>	1,78
	<b>Septiembre</b>	1,57
	<b>Octubre</b>	1,89
	<b>Noviembre</b>	2,70
	<b>Diciembre</b>	1,64

Tabla 16: Error [MW] de Salar para un 97% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		5,38
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	4,49
	<b>Otoño</b>	9,55
	<b>Invierno</b>	2,30
	<b>Primavera</b>	5,85
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	2,52
	<b>Febrero</b>	6,80
	<b>Marzo</b>	6,51
	<b>Abril</b>	10,44
	<b>Mayo</b>	4,96
	<b>Junio</b>	3,48
	<b>Julio</b>	4,70
	<b>Agosto</b>	2,34
	<b>Septiembre</b>	2,08
	<b>Octubre</b>	2,52
	<b>Noviembre</b>	3,07
	<b>Diciembre</b>	2,15

Tabla 17: Error [MW] de Salar para un 98% de confiabilidad para central de 100 [MW]

<b>Anual</b>		8,04
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	6,68
	<b>Otoño</b>	14,29
	<b>Invierno</b>	3,44
	<b>Primavera</b>	8,77
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,70
	<b>Febrero</b>	10,24
	<b>Marzo</b>	9,76
	<b>Abril</b>	15,65
	<b>Mayo</b>	5,41
	<b>Junio</b>	5,21
	<b>Julio</b>	7,08
	<b>Agosto</b>	3,46
	<b>Septiembre</b>	3,11
	<b>Octubre</b>	3,77
	<b>Noviembre</b>	3,57
	<b>Diciembre</b>	3,18

### 7.2.4. Centralizado

Tabla 18: Error [MW] para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado

<b>Anual</b>		1,85
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	1,82
	<b>Otoño</b>	2,89
	<b>Invierno</b>	1,99
	<b>Primavera</b>	1,88
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	1,65
	<b>Febrero</b>	2,27
	<b>Marzo</b>	2,21
	<b>Abril</b>	3,08
	<b>Mayo</b>	2,17
	<b>Junio</b>	2,48
	<b>Julio</b>	2,44
	<b>Agosto</b>	1,98
	<b>Septiembre</b>	0,98
	<b>Octubre</b>	1,07
	<b>Noviembre</b>	1,74
	<b>Diciembre</b>	1,14

Tabla 19: Error [MW] para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado

<b>Anual</b>		2,24
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,16
	<b>Otoño</b>	3,58
	<b>Invierno</b>	2,49
	<b>Primavera</b>	2,31
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	1,93
	<b>Febrero</b>	2,77
	<b>Marzo</b>	2,70
	<b>Abril</b>	3,83
	<b>Mayo</b>	2,33
	<b>Junio</b>	3,10
	<b>Julio</b>	3,05
	<b>Agosto</b>	2,47
	<b>Septiembre</b>	1,14
	<b>Octubre</b>	1,25
	<b>Noviembre</b>	2,11
	<b>Diciembre</b>	1,31

Tabla 20: Error [MW] para un 97% de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado

<b>Anual</b>		2,92
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	2,74
	<b>Otoño</b>	4,73
	<b>Invierno</b>	3,31
	<b>Primavera</b>	3,03
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	2,41
	<b>Febrero</b>	3,62
	<b>Marzo</b>	3,52
	<b>Abril</b>	5,08
	<b>Mayo</b>	2,54
	<b>Junio</b>	4,13
	<b>Julio</b>	4,06
	<b>Agosto</b>	3,29
	<b>Septiembre</b>	1,40
	<b>Octubre</b>	1,57
	<b>Noviembre</b>	3,14
	<b>Diciembre</b>	1,58

Tabla 21: Error [MW] para un 98% de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado

<b>Anual</b>		4,32
<b>Estacional</b>	<b>Verano</b>	3,97
	<b>Otoño</b>	7,46
	<b>Invierno</b>	4,96
	<b>Primavera</b>	4,50
<b>Mensual</b>	<b>Enero</b>	3,43
	<b>Febrero</b>	5,37
	<b>Marzo</b>	5,19
	<b>Abril</b>	7,73
	<b>Mayo</b>	2,86
	<b>Junio</b>	6,23
	<b>Julio</b>	6,12
	<b>Agosto</b>	4,92
	<b>Septiembre</b>	1,94
	<b>Octubre</b>	2,26
	<b>Noviembre</b>	5,95
	<b>Diciembre</b>	2,15