



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

ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE CAPACIDAD DE RESPUESTA INERCIAL
EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS MEDIANTE BESS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

VALENTINA ELISA MARABOLÍ MUÑOZ

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: VALENTINA ELISA MARABOLÍ MUÑOZ
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE CAPACIDAD DE RESPUESTA INERCIAL EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS MEDIANTE BESS

El aumento en la inserción de centrales fotovoltaicas (centrales FV) en los sistemas eléctricos de potencia ha sido una tendencia a nivel mundial. Esto ha traído consigo nuevos desafíos para los operadores del sistema eléctrico, debido a que este tipo de centrales al no tener partes rotatorias, no aportan a la respuesta inercial sistémica causando problemas en la estabilidad de frecuencia.

Si bien las centrales FV no pueden aportar respuesta inercial de manera natural, ellas pueden entregar lo que se conoce como fast frequency response (FFR). Una de las maneras que en se puede lograr esto es a través de la implementación de baterías en los sistemas fotovoltaicos.

El presente trabajo tiene por objetivo realizar un análisis técnico y económico de integrar los sistemas de acumulación de energía con baterías (BESS) para respuesta inercial en centrales FV. Para ello se realiza una revisión bibliográfica de tecnologías BESS y su modelamiento para ser implementados en el unit commitment y despacho económico de un caso de estudio (SING).

Para lograr un análisis correcto se comienza con un estudio al modelo de BESS, para observar cómo las diferentes variables que involucran a los BESS afectan en los costos de operación de ellos. De este análisis se obtiene que las variables que afectan a los costos son el state of charge (SOC), el tiempo durante el cual los BESS son descargados y la energía que son capaces de entregar. También se obtiene el tiempo óptimo de recarga de las baterías para la operación.

Teniendo aquello, se incluye el modelo de BESS en el unit commitment y el despacho económico. Se decide realizar un análisis de sensibilidad a la cantidad de contingencias que se tienen al año, al tiempo de descarga durante el cual las baterías entregan al sistema y a la capacidad instalada que se tiene en BESS.

Los resultados arrojan que al implementar los BESS en el sistema eléctrico los costos de operación del sistema eléctrico de potencia (SEP) disminuyen. Esto es debido a que, al aportar los BESS en las reservas, disminuye la cantidad necesaria de reserva dada por los generadores sincrónicos, dándole a estos holgura para poder cubrir la demanda. Esto trae consigo una disminución en la energía no suministrada del sistema (ENS). En la simulación realizada la ENS tiene un costo muy alto, llevando a que a pesar de que se aumentan los costos de operación de los BESS al aumentar la cantidad de ellos en el SEP, al disminuir la ENS, se disminuye el costo total de operación del sistema.

Tabla de contenido

Índice de tablas	v
Índice de ilustraciones	vi
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.2.3. Alcances	3
2. Marco teórico	4
2.1. Centrales fotovoltaicas	4
2.1.1. Principio de funcionamiento de los módulos FV	4
2.1.2. Modelación de los módulos FV	5
2.2. Efectos de las centrales FV en la frecuencia de los SEP	8
2.2.1. Variabilidad e incertidumbre	8
2.2.2. Respuesta inercial	10
2.2.3. Posibles soluciones	13
2.3. Sistemas de acumulación de energía con baterías	16
2.3.1. Principio de funcionamiento	16
2.3.2. Componentes de un BESS	17
2.3.3. Indicadores característicos de los BESS	18
2.3.4. Elección del tipo de batería	20
2.3.5. Modelación de un BESS	21
2.3.6. Análisis de la modelación de los BESS: Caso SING	24
3. Metodología	29
3.1. Nomenclatura	30
3.2. Unit commitment estocástico	31
3.3. Despacho económico estocástico con rolling horizon	33
3.4. Análisis de sensibilidad	35
4. Caso de estudio	36
4.1. Descripción	36
4.2. Escenarios	37

5. Resultados	39
5.1. Resultados caso base	39
5.2. Resultados caso de sensibilidad de cantidad de contingencias al año	42
5.3. Resultados caso sensibilidad de tiempo de descarga	44
5.4. Resultados caso sensibilidad de capacidad en BESS	46
6. Conclusiones y trabajo a futuro	48
7. Bibliografía	50
8. Anexos	55
8.1. Anexo 1: Centrales térmicas del SING	55

Índice de tablas

2.1. Tabla comparativa de diferentes tipos de baterías [29, 41–45, 47]	20
2.2. Parámetros obtenidos a partir de experimentación para la metodología con baterías de ion-litio [24]	25

Índice de ilustraciones

2.1. Circuito equivalente del comportamiento de los módulos FV, para el caso ideal y el práctico [9]	5
2.2. Curva característica de los paneles FV [9]	6
2.3. Gráfico irradiancia versus tiempo. Representación del smoothing effect [30] .	8
2.4. Gráfico error de pronóstico versus tiempo [6]	9
2.5. Gráficos de costos de operación asociados a la incertidumbre en diferentes escenarios	10
2.6. SEP con cuatro GS conectados [6]	11
2.7. Frecuencia versus tiempo en el sistema SA al momento del blackout, Septiembre 2016 [37]	13
2.8. Gráfico Potencia versus tensión. Operación en Deload [33]	14
2.9. Gráfico frecuencia versus tiempo para diferentes escenarios [33]	14
2.10. Gráfico desviación de la frecuencia versus tiempo. Estudio sobre FFR en BESS [34]	15
2.11. Funcionamiento de una batería	16
2.12. Esquema de topología de un BESS	17
2.13. Curva característica DoD de una batería de plomo ácido	18
2.14. Representación de la capacidad total, la capacidad perdida, la capacidad disponible y la capacidad nominal	19
2.15. Representación del envejecimiento	19
2.16. Curva tiempo (en años) versus SoH (%) del envejecimiento natural para una batería que tiene 80% SoC [24]	23
2.17. Número de fallas por desconexión de generadores en el SING	26
2.18. Gráfico costo total anual versus tiempo de recarga de la batería para los casos de contingencias cada 53 horas, cada 80 horas, cada 106 horas y cada 212 horas.	27
2.19. Gráfico costo total anual de BESS por envejecimiento natural y por uso para el caso de contingencias cada 106 horas	28
3.1. Esquema de la metodología aplicada	29
3.2. Descripción gráfica del rolling horizon	33
4.1. Mapa donde se muestra donde se ubicarán las centrales FV	37
5.1. Gráfico del costo total semanal, caso base.	40
5.2. Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de base	41
5.3. Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad de cantidad de contingencias	42

5.4.	Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad de cantidad de contingencias	43
5.5.	Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad del tiempo de descarga de los BESS.	44
5.6.	Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad del tiempo de descarga de los BESS.	45
5.7.	Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad de capacidad en BESS en el sistema. El porcentaje de BESS está referenciado a la capacidad en centrales fotovoltaicas que tiene el SEP.	46
5.8.	Gráfico de la energía no suminitrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad de capacidad en BESS en el sistema. El porcentaje de BESS está referenciado a la capacidad en centrales fotovoltaicas que tiene el SEP. .	47

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, el interés por bajar los niveles de contaminación ambiental ha estado en el foco de las discusiones a nivel mundial. Esto se ha llevado al sector energético, donde la generación de electricidad a partir de fuentes renovables (ER) y menos contaminantes, ha ido en constante aumento, llegando a 161 GW de capacidad instalada a nivel mundial [1].

Esta tendencia también se ha visto en Chile, donde los niveles de generación eólica en conjunto con la solar llegaron al 15,6 % de la energía generada en Abril 2018, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [2]. La inserción de las ER de este tipo seguirá en aumento dada la meta propuesta a nivel país de tener el 70 % de capacidad instalada en ER al año 2050 [4].

En particular, la energía solar en Chile tiene un tremendo potencial, ya que aquí se encuentra el Desierto de Atacama [5]. De hecho, el porcentaje de energía inyectada al SEN a partir de centrales fotovoltaicas (o centrales FV) llegó al 6,0 % en Febrero 2018 [2]. Esto representa una gran alza en comparación con lo que tuvo hace 2 años, donde la generación con energía solar representaba solo el 1,4 % en los sistemas eléctricos que actualmente constituyen el SEN [3].

Si bien los sistemas fotovoltaicos (FV) son amigables con el medioambiente, también presentan desafíos en la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Esto es particularmente cierto en los temas de control y estabilidad de frecuencia, donde la variabilidad e incertidumbre del recurso pueden ocasionar desafíos importantes para el operador.

Por otro lado, en el marco de la estabilidad de frecuencia, los paneles fotovoltaicos (o paneles FV) no tienen inercia por lo que su ingreso afecta la respuesta inercial del SEP durante grandes desbalances de carga. En efecto, ante una contingencia, el sistema eléctrico comienza respondiendo a través de la inercia de las partes rotatorias de los generadores sincrónicos. Los sistemas FV, al no contener partes rotatorias, no tienen respuesta inercial. Esto provoca que al ir aumentando la cantidad de centrales FV, se generen problemas en la estabilidad de frecuencia del sistema.

Los efectos negativos mencionados se pueden minimizar si se implementa respuesta inercial en las centrales FV. Una forma de realizar esto es que estas no se operen en su punto máximo de generación “MPP”. A esto se le llama operación en deload. Mediante la integración de un lazo de control, se puede lograr que los paneles FV guarden reservas para así ayudar en contingencias. Uno de los beneficios que tiene esto es que la respuesta de los paneles FV es prácticamente instantánea. A este tipo de respuesta se le llama respuesta rápida en frecuencia, o FFR por sus siglas en inglés. Otra manera de implementar una FFR en una central FV es a través del uso de dispositivos de almacenamiento, como baterías, donde también se requiere un lazo de control adicional.

Si bien el incluir el FFR mediante operación deload en centrales fotovoltaicas puede resultar atractivo para la seguridad del SEP, también implica una disminución en los beneficios económicos que tienen las centrales de este tipo. En efecto, trabajar en un punto de operación menor al MPP, lleva a una menor generación durante la operación normal, por lo tanto, la central FV recibe un menor pago por generación. Además, como la generación en centrales FV tiene costo combustible cero, al disminuir su inyección de energía aumentan los costos de operación del SEP. Por otra parte, si la respuesta se integra a partir de sistemas de baterías (BESS), se tiene que incurrir en un costo de inversión adicional.

Dado lo anterior, la presente memoria busca realizar un análisis de incluir respuesta inercial en centrales FV a través de la implementación de BESS, esto en el contexto eléctrico chileno.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es analizar técnica y económicamente la implementación de capacidad de respuesta inercial en centrales FV a través de BESS.

1.2.2. Objetivos específicos

De forma de lograr el objetivos propuestos, se plantearon los siguientes objetivos específicos.

- Realizar una revisión bibliográfica y estado del arte de la incorporación de BESS para entregar respuesta inercial durante contingencias en SEP.
- Desarrollo de un modelo de optimización para el despacho económico que incorpora capacidad de FFR en centrales FV mediante BESS durante grandes desbalances de generación-carga en el SEP (contingencias).
- Evaluar el modelo propuesto para un caso de estudio chileno (SING).

- Realizar análisis de sensibilidad con respecto a la cantidad de contingencias, con respecto al tiempo durante el cual las baterías entregan energía al sistema y la capacidad instalada en BESS.
- En base a los resultados analizar como los BESS influyen en los costos de operación del y si son una alternativa factible para respuesta inercial.

1.2.3. Alcances

Este trabajo asume que en un futuro las centrales FV deberán entregar respuesta inercial por normativa.

No se incluye el análisis de uso de BESS para proveer reserva primaria ni secundaria, si no que solo para la respuesta inercial durante contingencias, por lo que no se estudia como pueden ayudar a la regulación de frecuencia en operación normal.

Este trabajo se basa en un modelo de unit commitment (UC) existente donde se incluye capacidad de FFR en centrales FV a través de operación en deload [7].

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se presenta una revisión teórica sobre las centrales de generación FV, incluyendo su principio de funcionamiento, su conformación, las ecuaciones asociadas, y los efectos que tienen en la regulación de frecuencia. Además, se presenta una descripción y forma de modelación baterías.

2.1. Centrales fotovoltaicas

2.1.1. Principio de funcionamiento de los módulos FV

En términos simples, las centrales FV son un conjunto de paneles fotovoltaicos que convierten la energía solar en electricidad.

Las centrales fotovoltaicas están conformados por módulos FV, los cuales a la vez están compuestos por celdas FV [9]. Su principio de funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico explica como se produce la expulsión de un electrón al iluminar un metal [8]. La cantidad de electrones que sean expulsados va a depender de la frecuencia de la luz con la que sea iluminado el metal y la función trabajo Γ_{FT} [10]. La Γ_{FT} es la energía mínima necesaria para que los electrones libres de conducción puedan saltar de la red cristalina, formada por lo átomos del metal, y así poder pasar al exterior y formar una corriente eléctrica. La Γ_{FT} depende del material (metal) que se esté ocupando. La ecuación del efecto fotoeléctrico se presenta en la ecuación 2.1.

$$\Gamma_E = h \cdot f - \Gamma_{FT} \quad (2.1)$$

$$\Gamma_{FT} = h \cdot f_o \quad (2.2)$$

donde Γ_E es la energía eléctrica de los electrones emitidos, h es la constante de Plank,

igual a $6,626 \cdot 10^{-34} [Js]$; f es la frecuencia de la luz incidente y f_o va a ser la frecuencia umbral del material.

Dada la ecuación 2.1, se desprende que para que exista energía eléctrica emitida, la energía de los fotones debe ser mayor a la Γ_{FT} .

2.1.2. Modelación de los módulos FV

Modelo de la celda FV

El circuito equivalente del comportamiento teórico ideal de la celda FV se muestra en la Figura 2.1. Este circuito es el más simple, ya que también se han propuesto circuitos más sofisticados con más diodos.

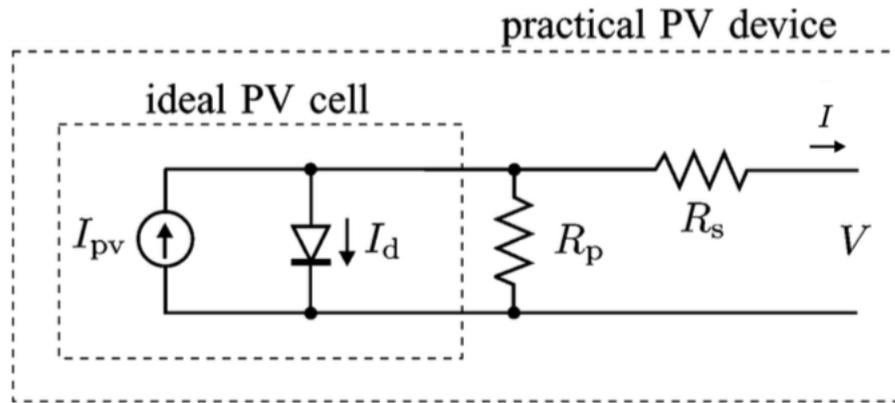


Figura 2.1: Circuito equivalente del comportamiento de los módulos FV, para el caso ideal y el práctico [9]

A partir del circuito, se llega a la ecuación de la corriente en una celda FV ideal (ecuación 2.4)

$$I = I_{PV} - I_d \quad (2.3)$$

$$I_d = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{akT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

donde I_{PV} es la corriente generada e I_d es la corriente en el diodo (Figura 2.1). I_0 es la saturación inversa del diodo, q es la carga del electrón, k es la constante de Boltzmann, T es la temperatura de la juntura y a es la constante de idealidad de diodo (si el diodo es ideal $a=1$).

En la realidad, al modelar arreglos de paneles FV, se necesitan parámetros adicionales, como lo son las resistencias internas: R_s y R_p . R_s se da, entre otros por la resistencia de la carga del material y los contactos metálicos, y R_p por las impurezas de las junturas p-n. Esto

se muestra en la ecuación 2.5, donde se presenta la corriente para N_s celdas FV en serie y N_p conectadas en paralelo

$$I = I_{pv} \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \left(e^{\frac{V+R_s I}{aV_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.5)$$

con I_{pv} e I_0 las corrientes fotovoltaica y de saturación, respectivamente. $V_t = N_s kT/q$ es el voltaje terminal del arreglo, y R_s y R_p son las resistencias equivalentes en serie y en paralelo, respectivamente.

Curva característica de los módulos FV

La curva característica de los módulos FV corriente versus tensión se obtiene al graficar la ecuación 2.5 para un nivel dado de irradiancia (Figura 2.2).

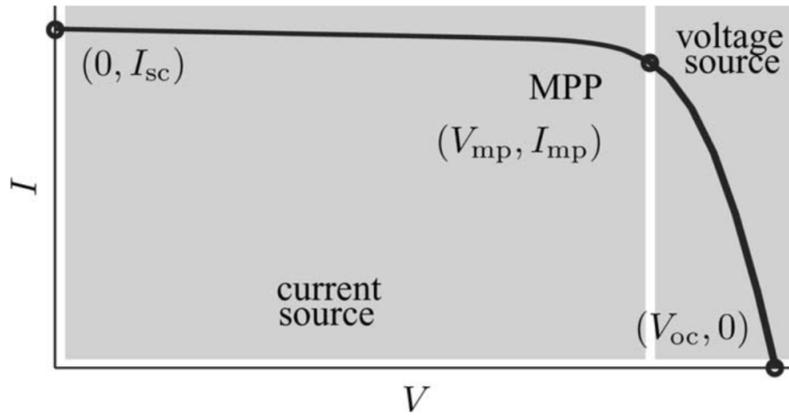


Figura 2.2: Curva característica de los paneles FV [9]

En centrales FV, los paneles son operados en su punto máximo de potencia, dado por el punto MPP en la figura. Este punto de operación (V_{mp}, I_{mp}) es el óptimo, pues maximiza la inyección de energía al sistema.

En la figura también se presentan otros 2 puntos característicos de esta curva: la corriente de cortocircuito I_{sc} y el voltaje en vacío V_{oc} . La I_{sc} es la máxima corriente que puede producir el módulo FV cuando la tensión en bornes es muy cercana a cero. En contraposición, la tensión V_{oc} es la máxima tensión en bornes, cuando la corriente es igual a cero (vacío).

Eficiencia

La eficiencia en paneles FV está dada por la ecuación 2.6 [11]

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} \quad (2.6)$$

donde P_{in} es la potencia dada por la radiación solar incidente en el panel y P_{out} es la potencia generada por el panel solar.

La eficiencia del panel va a estar condicionada por el material del que está fabricado. Las tecnologías más ocupadas, en orden de más eficiente a menos, son los paneles monocristalinos, con eficiencias de hasta 21 %, los policristalinos, con eficiencias de 15 % y los amorfos, con eficiencias de 7 % [9].

Descripción de los componentes de centrales FV

Las centrales FV necesitan de varios componentes para funcionar en el SEP. Algunos de ellos son los que se presentan a continuación.

- **Inversores:** Los inversores son conectados a los paneles FV para convertir la señal en corriente continua a corriente alterna.
- **Maximum power point tracker:** El MPPT es parte del sistema de control de los paneles. Tiene la función de buscar el punto máximo de potencia (presentado en la Figura 2.2) para cada punto de operación del panel solar.
- **Transformadores:** Tienen el objetivo de elevar la tensión en bornes para que la energía generada pueda ser inyectada en el sistema eléctrico.

2.2. Efectos de las centrales FV en la frecuencia de los SEP

Las características técnicas de las centrales FV afectan los SEP principalmente en dos grandes temas: la regulación y estabilidad de frecuencia. Los problemas en la regulación de frecuencia se deben a la naturaleza variable e incierta del recurso solar. En cambio, el segundo tema es causado fundamentalmente por la falta de inercia de los paneles.

2.2.1. Variabilidad e incertidumbre

La variabilidad se refiere a los cambios en la disponibilidad del recurso. En centrales FV está dada principalmente por las condiciones climáticas [31]. Estos cambios generan rampas que, en ocasiones, pueden ser difíciles de contrarrestar por el resto de los generadores sincrónicos. A medida que aumenta la cantidad de centrales FV, siendo estas bien distribuidas en un área extensa, se puede lograr reducir la variabilidad debido al llamado “smoothing effect”. Sin embargo, esto es solo hasta cierto punto, en el cual se satura, y no se disminuirá más la variabilidad [6].

En la Figura 2.3 se muestra el resultado de la irradiación en 13 centrales en Japón, en el contexto de un estudio realizado con el fin de ver los efectos del smoothing effect. La línea roja representa el resultado de irradiancia promedio en todas las centrales, mostrando la disminución en la variabilidad en comparación con cada una de las centrales analizadas [30].

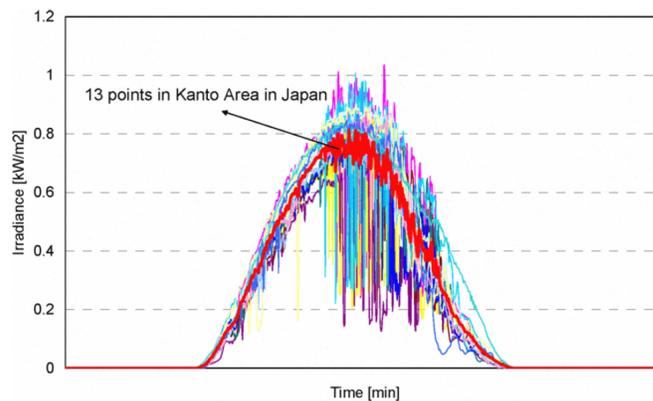


Figura 2.3: Gráfico irradiancia versus tiempo. Representación del smoothing effect [30]

Por otro lado, la incertidumbre refiere a la diferencia entre los pronósticos de disponibilidad de energía, y la disponibilidad real del recurso en una cierta ventana de tiempo. A medida que esta escala va disminuyendo y se va acercando a la operación real, la incertidumbre disminuye [6].

En el gráfico de la Figura 2.4 se presentan los errores de pronóstico a medida que la escala de tiempo aumenta. En él se puede ver claramente que los errores en las ventanas de tiempo hasta las 5 horas son menores al 8 %, mientras que cuando se acerca a la ventana del commitment (24 horas) los errores llegan hasta el 17 %.

Los errores de pronóstico pueden ser de 3 tipos, hay errores de magnitud (por ejemplo obteniendo radiaciones mucho menores a las pronosticadas), errores en el momento de ocurrencia de un evento meteorológico y errores en la rampa esperada [38].

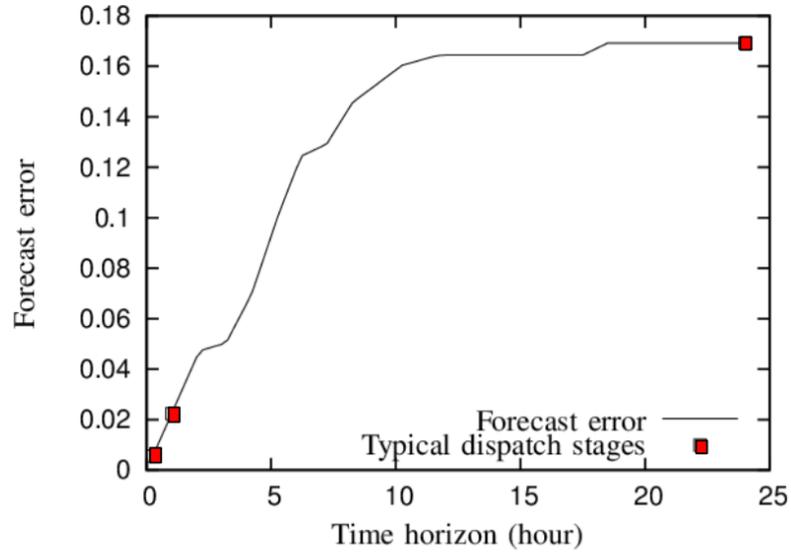
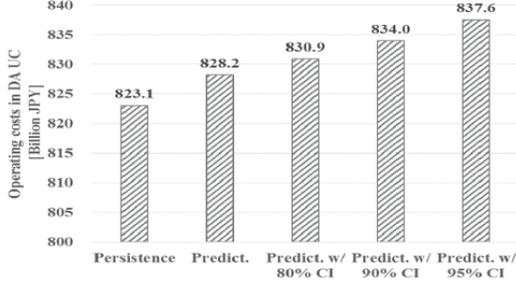
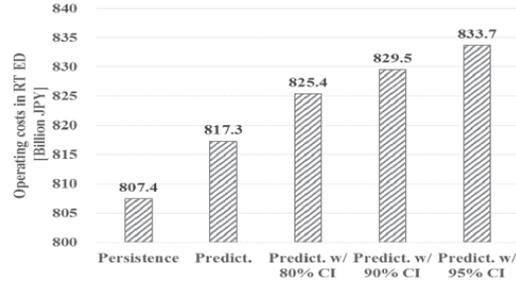


Figura 2.4: Gráfico error de pronóstico versus tiempo [6]

La exactitud del pronóstico también depende del tamaño de las centrales que se tienen en el sistema, su distribución geográfica, el conocimiento del operador de cada central, y, al igual que la variabilidad, es afectada por el smoothing effect. En los gráficos de la Figura 2.5 se pueden ver los resultados de un estudio realizado en Japón [39]. Este estudio tuvo como objetivo calcular los costos asociados a los errores de pronósticos. En él se compara el day-ahead unit commitment “DA UC” (horizonte de predicción de 1 día) con el real time economic dispatch simulation “RT ED” (despacho en tiempo real), y se calculó el costo para diferentes escenarios, aplicando diferentes porcentajes de error en el pronóstico. Se tuvieron los escenarios de: 20 % de error, 10 % de error, y 5 % de error. Además se agregaron los escenarios donde no hay error (Predict.) y un escenario donde las condiciones son iguales todos los días (Persistence). En los gráficos se puede ver que en todos los escenarios planteados al acercarse a la operación real (disminuir la ventana de tiempo) los costos de operación asociados a la incertidumbre bajan. Los aumentos en costos al disminuir el error de pronóstico se dan debido a la reservas no utilizadas del sistema.



(a) 1 day ahead unit commitment



(b) real time economic dispatch

Figura 2.5: Gráficos de costos de operación asociados a la incertidumbre en diferentes escenarios

Estas dos características de las centrales FV, variabilidad e incertidumbre, provocan que mantener el equilibrio entre carga y generación, minuto a minuto, se dificulte, lo que conlleva a tener problemas de regulación de frecuencia. Luego, al incrementar la cantidad de centrales FV, hay una necesidad de aumentar las reservas de generación, debido a que en estas condiciones, el sistema debe estar listo para enfrentar no sólo las variaciones en la demanda y la pérdida del mayor generador, sino que también para enfrentar las variaciones de potencia de las centrales FV. Esto implica que suban los costos de operación del sistema [6] [31].

2.2.2. Respuesta inercial

La respuesta inercial es una característica de los generadores sincrónicos (GS) de los sistemas eléctricos. Ellos, a través de sus partes rotatorias, son los primeros en actuar cuando ocurren contingencias que signifiquen un desequilibrio entre generación y demanda. La ecuación asociada a la inercia H de cada GS está dada por la ecuación 2.7. Donde J es el momento de inercia del conjunto generador turbina (en $kg \cdot m^2$) y ω_m la velocidad angular del rotor (en rpm). El término VA_{base} corresponde a la potencia aparente del generador.

$$H = \frac{J\omega_m^2}{2VA_{base}} [pu] \quad (2.7)$$

En base a la inercia del generador, se obtiene la ecuación del swing que describe el movimiento de la máquina (ecuación 2.8). Donde P_m y P_e son la potencia mecánica en la turbina y la potencia eléctrica del generador (en pu base propia), y ω es la frecuencia angular del generador.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.8)$$

Para obtener la ecuación del swing de un grupo de GS en un SEP se utiliza el sistema de la Figura 2.6 como un ejemplo genérico de un SEP. En este SEP la inercia proviene de los GS

que están conectados sincrónicamente, en cuyo caso las velocidades de rotación se acoplan con la frecuencia angular de la red.

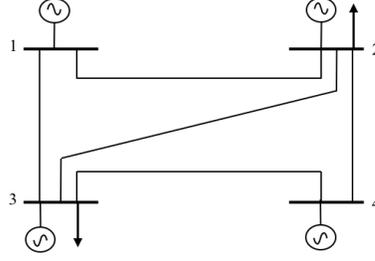


Figura 2.6: SEP con cuatro GS conectados [6]

En los SEP robustos la frecuencia entre las barras del sistema no varía mucho, por lo que el problema puede ser transformado a un problema uninodal, y así asumir que todos los GS están conectados a una misma barra con una misma frecuencia f [6]. Con el supuesto anterior, es posible demostrar la ecuación 2.9, que describe la tasa de cambio de la frecuencia del SEP (ROCOF) frente a un desbalance ΔP_L .

$$\Delta \dot{f} = -\frac{f_o}{2H_{sist}} \Delta P_L \quad (2.9)$$

$$H_{sist} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (2.10)$$

Donde f_o es la frecuencia nominal del sistema, ΔP_L es la diferencia entre la suma de las potencias mecánicas y la suma de las potencias eléctricas de cada generador ($\Delta P_L = \sum P_{mi} - \sum P_{ei}$). H_{sist} es la inercia total del sistema al momento inmediato después de la falla. Donde H_i es la constante de inercia del generador i , S_i la capacidad nominal del mismo generador y n es la cantidad de GS.

A partir de la integración de la ecuación 2.9, se puede llegar a la ecuación 2.11 donde t_d es el tiempo donde se da la frecuencia mínima. En ella se puede ver como la frecuencia mínima a la que llega la frecuencia del sistema también se ve modificada al cambiar la inercia del sistema.

$$\Delta f = f(t_d) - f_o = -\frac{1}{2H_{sist}} \cdot t_d \cdot \Delta P_L \quad (2.11)$$

A partir de las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11 se puede concluir que mientras menor sea la inercia de cada generador, y por lo tanto, del sistema, más rápida será la caída inicial de la frecuencia en el momento de una contingencia y la frecuencia llegará a niveles más bajos. Estas ecuaciones son solo válidas dentro de los primeros segundos después del desbalance, es decir, antes que empiece a actuar el control primario de frecuencia (CPF) de los GS.

A medida que la caída de frecuencia es mayor y la frecuencia mínima menor, más se dificulta la tarea del CPF y del CSF (control secundario de frecuencia). Esto se debe a que

la actuación del CPF, mediante los reguladores de velocidad de cada GS, depende solo del retardo de sus controladores, por consiguiente, el CPF recibe una frecuencia peor, la cual es más difícil de llevar nuevamente a los márgenes de operación normal.

En este contexto, las centrales solares FV, al no contener partes rotatorias, no tienen respuesta inercial, y por consiguiente, no aportan inercia al sistema. Esto significa que durante contingencias se produce una caída importante en la frecuencia, llevando a la posible activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), e incluso a inestabilidad del sistema.

Un ejemplo concreto de cómo afecta la falta de respuesta inercial en SEP es la interrupción de suministro (blackout) ocurrido en el sur de Australia en Septiembre de 2016 [35] [36]. Esta parte del sistema australiano se caracteriza por tener un gran nivel de inserción eólica (tecnología que no aporta en la respuesta inercial del sistema). En el momento del blackout los GS representaban solo el 27% (330 MW) de la generación disponible [37], lo que implicó un bajo nivel en la inercia del sistema SA (South Australia). Este sistema está conectado al resto del SEP a través de 2 interconexiones: Murraylink (DC) y Heywood Interconnector (AC). Debido a una gran tormenta se debió desconectar el 52% de la generación eólica, lo que, gracias a la baja inercia del sistema, provocó una bajada intempestiva en la frecuencia (Figura 2.7). Por un lado, al ser Murraylink una interconexión en DC, esta no pudo contribuir con respuesta en frecuencia. Por el otro lado, para la interconexión por Heywood la frecuencia bajó fuera de los márgenes permitidos, por lo que el operador no tuvo más opción que desconectar el sistema SA del resto del SEP. Esto terminó por provocar el blackout del sistema SA. Si el SEP SA hubiera tenido una mayor capacidad de respuesta inercial, por ejemplo si se le hubiera integrado respuesta inercial a los aerogeneradores, el ROCOF no hubiera sido tan alto, por lo que el resto del sistema podría haber tenido tiempo de reaccionar frente la contingencia y las probabilidades de no tener que desconectar el SA hubieran aumentado [35].

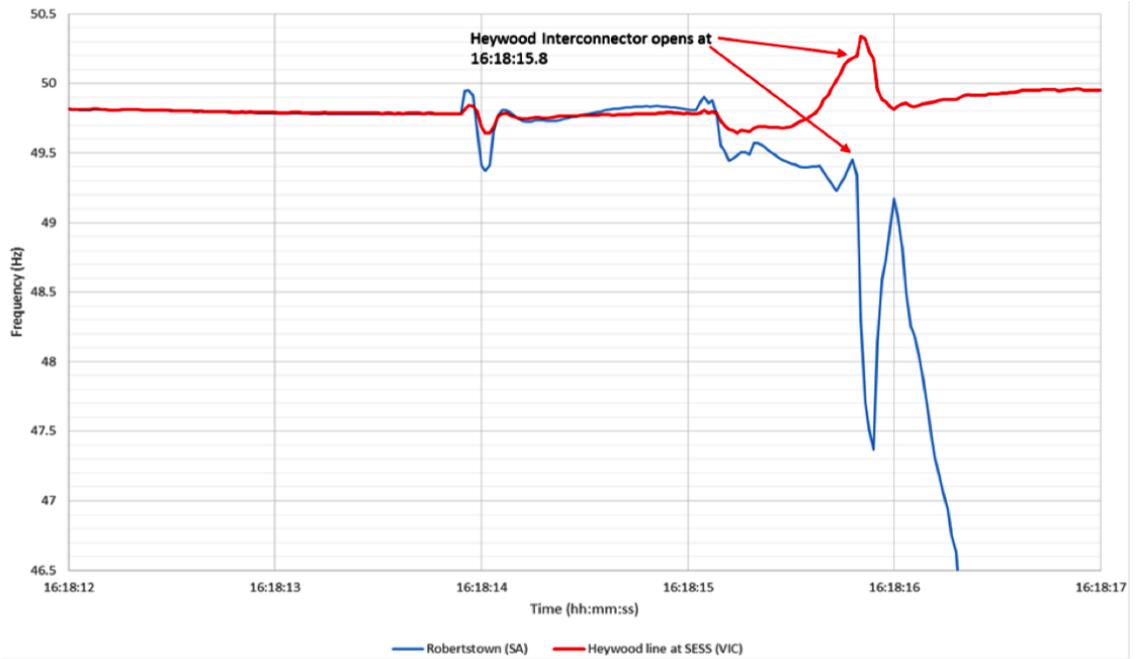


Figura 2.7: Frecuencia versus tiempo en el sistema SA al momento del blackout, Septiembre 2016 [37]

2.2.3. Posibles soluciones

Una forma de contrarrestar los efectos de centrales FV en la estabilidad de frecuencia de los SEP es con la integración de respuesta rápida en frecuencia en centrales FV. Esto se puede realizar a partir de dos estrategias de control: con operación en deload o con integración de BESS.

Operación en deload

Esta estrategia consiste en dejar de operar en el MPP (Figura 2.2), controlando el punto de operación, de manera de dejar reservas para poder aumentar la generación frente a una eventual contingencia. De esta forma, integrando un lazo de control adicional, las centrales FV son capaces de aportar potencia activa al igual que un generador convencional cuando la frecuencia del sistema disminuye [33]. Como se puede ver en la Figura 2.8, hay dos formas de trabajar en deload: en V_{d2} , con una tensión DC menor a la tensión del MPP, o en V_d , con una tensión mayor. Ambos cambios de tensión pueden ser implementados, y como es mostrado en la Figura 2.8 llevan a la misma diferencia en potencia ΔP (reserva), sin embargo, en términos de eficiencia del convertidor, es mejor utilizar V_{d2} , tensión menor a la del MPP [32].

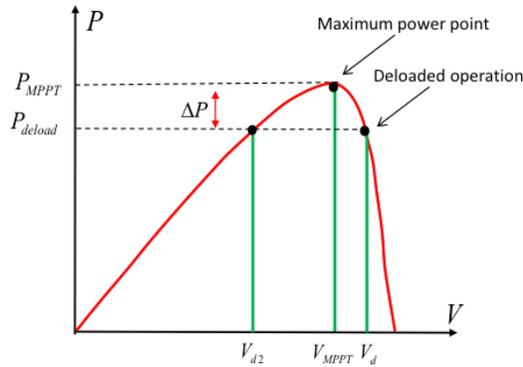


Figura 2.8: Gráfico Potencia versus tensión. Operación en Deload [33]

La operación deload ha demostrado que puede ser una forma fácil de mejorar la respuesta del SEP ante contingencias. En la Figura 2.9 se muestran los resultados de un estudio que se realizó en el SING (sistema interconectado del norte grande). En este se evaluó cómo, después de una contingencia, los valores mínimos de frecuencia varían si se agrega FFR en las centrales FV mediante operación en deload [33]. Se plantearon 4 escenarios con diferentes niveles de inserción FV con una reserva del 5%. En la Figuras se observa que la frecuencia más baja que alcanza el sistema después de la contingencia, f_{nadir} , aumenta al agregar FFR. Esto, en circunstancias críticas, puede significar que el f_{nadir} no baje de los 49 Hz (que es lo que pasa en S3), impidiendo que los EDAC se activen.

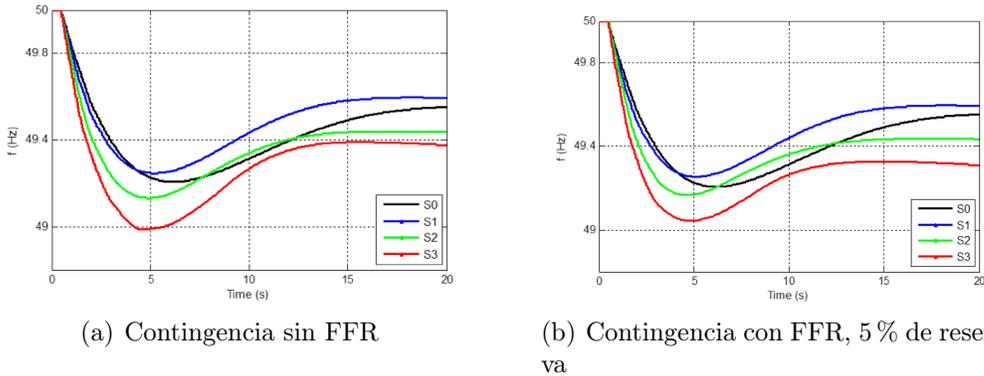


Figura 2.9: Gráfico frecuencia versus tiempo para diferentes escenarios [33]

La ventaja de utilizar este tipo de control es que no se debe incurrir en una inversión adicional. Solo se debe implementar un controlador para trabajar en otro punto de operación. Sin embargo, tiene dos desventajas desde el punto de vista económico. La primera es que en operación normal (sin contingencia) se genera menor energía, lo que produce una disminución en los ingresos de la central FV. La segunda es que el costo de operación del SEP aumenta debido a que la energía generada a partir de centrales con costo combustible cero disminuye.

Integración de BESS

Otra opción que ha sido investigada para entregar respuesta inercial durante contingencias es la incorporación de baterías.

Según investigaciones, el FFR mediante BESS ha resultado ser beneficioso en momentos de contingencia. Por ejemplo, en la Figura 2.10 se muestran los resultados de un estudio realizado con el fin de investigar el impacto de diferentes niveles de penetración FV incorporando BESS como capacidad de FFR. En el estudio se monitorea Δf , desviación de la frecuencia referenciada a la nominal. El resultado donde la desviación es mayor (verde oscuro) representa el escenario donde no se tienen BESS con capacidad de FFR. La frecuencia crítica está dada en una desviación de -0.008, luego, sin BESS este límite es traspasado, lo que implica la activación de EDACS en el sistema. En cambio, cuando se agregan BESS con capacidad de FFR, se observa una mejora en la respuesta ante la contingencia [34].

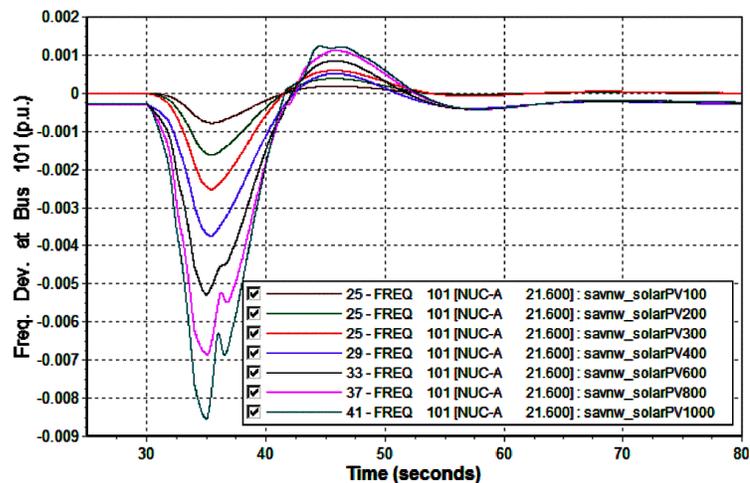


Figura 2.10: Gráfico desviación de la frecuencia versus tiempo. Estudio sobre FFR en BESS [34]

Es importante mencionar que al incorporar BESS con capacidad de FFR en un sistema se tiene un aumento en la inversión de la central FV. Estas baterías, al ser usadas para FFR, al igual que cuando se utilizan para regulación de frecuencia, son cargadas y descargadas continuamente, pudiendo llevar al envejecimiento prematuro de las baterías que componen el BESS. Luego, es necesario analizar si es realmente beneficioso la utilización de BESS en FFR.

2.3. Sistemas de acumulación de energía con baterías

Los sistemas de almacenamiento en base a baterías, o BESS, son sistemas que son cada vez más utilizados en la industria energética para contrarrestar la variabilidad e incertidumbre de centrales de generación ERNC [29].

2.3.1. Principio de funcionamiento

Las baterías son acumuladores de energía electroquímica. Están compuestos de 3 partes: un cátodo, un ánodo y un electrolito [17]. El cátodo es un polo positivo, el ánodo un polo negativo, y el electrolito es una sustancia que reacciona con los materiales activos de los polos (Figura 2.11).

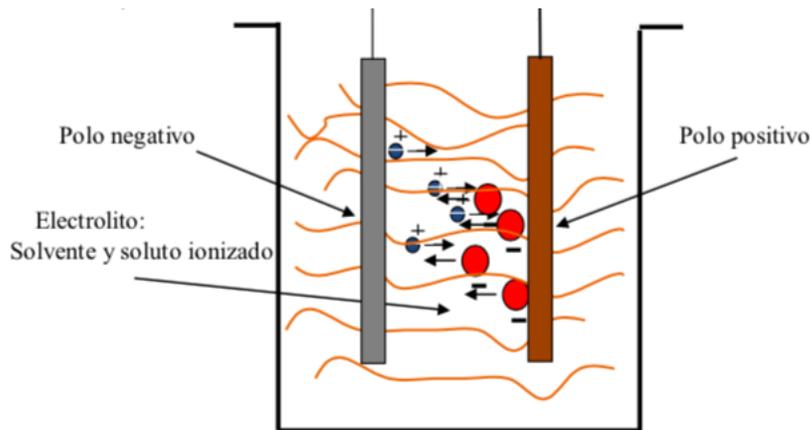


Figura 2.11: Funcionamiento de una batería

La sustancia activa del polo negativo, que suele ser un metal puro, al combinarse con el electrolito, se ioniza, formando iones positivos en la superficie del material. Estos iones se orientan para poder combinarse con los iones negativos del electrolito, formando una barrera de potencial del tipo np. La sustancia activa del cátodo, que puede ser otro metal, un óxido u otra sustancia, al combinarse con el electrolito, su superficie se ioniza formando iones negativos. De la misma manera que el ánodo, se forma una barrera de potencial, pero ésta es del tipo pn. La suma algebraica de ambas diferencias de potencial, dadas por un ánodo y un cátodo que están sumergidos en una sustancia electrolítica provocará que se forme una diferencia de tensión en bornes.

Las reacciones electroquímicas no pueden ocurrir espontáneamente, debido a que, para que los electrones de valencia tengan la energía necesaria para superar la barrera de potencial, se necesita un circuito eléctrico exterior. Con este circuito se hace posible la circulación de electrones. Esta reacción puede ocurrir en ambas direcciones: de manera de inyectar o consumir energía [18].

2.3.2. Componentes de un BESS

Los sistemas de baterías necesitan una serie de componentes para funcionar. La componente más importante y de mayor valor son las mismas baterías, pero también se necesitan convertidores DC-AC, BMS, controladores, sistemas de protección y transformadores, como se puede ver en la Figura 2.12 [20] [21].

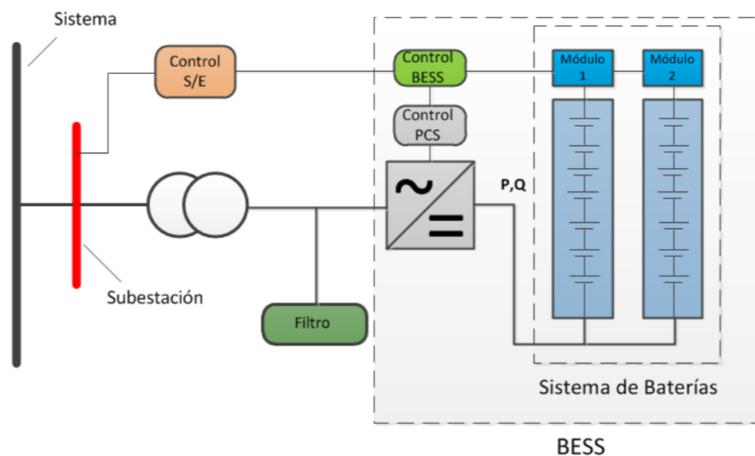


Figura 2.12: Esquema de topología de un BESS

Las baterías se encuentran en arreglos serie-paralelo. La configuración utilizada buscará tener una corriente baja de manera de disminuir las pérdidas óhmicas para un determinado nivel de potencia, pero sin sobrepasar los niveles de tensión permitidos. Las celdas son capaces de entregar diferentes niveles de corriente, dependiendo del tiempo de descarga. A menor tiempo de descarga, mayor es la corriente que entrega cada celda, hasta cierto nivel límite.

En la figura también se distingue el convertor DC-AC, o PCS (“Power Conversion System”), necesario para convertir la señal de corriente continua, entregada por las baterías, a corriente alterna, apta para ser entregada a la red.

Finalmente, se tiene una subestación con transformadores que elevan la tensión para poder ser inyectada.

Aunque no se encuentra en la figura, otro componente necesario son los BMS, o battery management system, que realizan el monitoreo y protección de las celdas electroquímicas.

2.3.3. Indicadores característicos de los BESS

Para realizar una correcta caracterización de los procesos que ocurren al interior de las baterías se utilizan diferentes indicadores que muestran como va cambiando la capacidad de los BESS y su degradación con el tiempo y uso.

La variable más importante es el estado de carga, o SoC [19] [24]. Esta variable indica la capacidad disponible de carga de la batería en relación con su capacidad total, y se expresa en tanto por ciento [25]. Esta variable se obtiene a partir de la corriente total entregable de la batería, en comparación con la nominal. Otra variable muy similar es el estado de energía (SoE), la cual muestra el estado de carga, pero se obtiene a partir de la energía entregable de la batería en comparación con la nominal.

El SOC y el SOE, al ser muy similares, como simplificación del problema, se utilizan como si fueran la misma [24]. Por otro lado, el “DoD”, o profundidad de descarga, representa el porcentaje de energía extraída de la batería en comparación con la capacidad nominal; por lo que el DoD es una variable complementaria del SoC (ecuación 2.12).

$$SoC_{min} = 100 - DoD_{max} \quad (2.12)$$

En la Figura 2.13 se observa una curva típica de DoD para una batería de plomo ácido [23]. En este gráfico se ve la vida útil que tiene la batería, teniendo en cuenta cuanto se descargará en cada ciclo. Se puede ver que a medida que la batería es descargada más profundamente, disminuye su vida útil. Esta curva es entregada por los fabricantes de acumuladores en conjunto con sus características técnicas [23]. Con ella se puede estimar cuántos ciclos de carga/descarga se pueden obtener de la batería para un nivel de descarga de ella antes de que se deteriore.

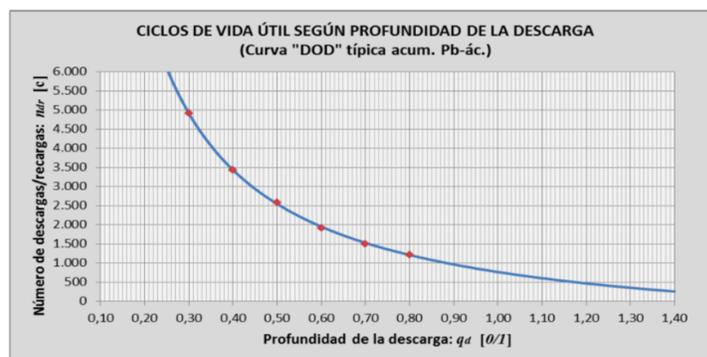


Figura 2.13: Curva característica DoD de una batería de plomo ácido

Otra variable para representar el estado de la batería es el estado de salud, “SoH”. Este parámetro cuantifica la degradación de la batería [25], y es muy importante para evaluar la vida útil de la misma. En el SoH se considera que el envejecimiento de la batería se da por dos razones: por el paso del tiempo, que es un envejecimiento natural de la batería, y por la utilización de ella [24].

El envejecimiento natural depende de los compuestos y tecnología de la batería, además de a cuanto SoC se mantiene la batería. Por otro lado, la degradación por utilización también va a depender del tiempo de carga y descarga. Esto influye en cuanta energía total va a poder entregar la batería antes de su total degradación y reemplazo [23].

Para diferenciar correctamente estos dos indicadores se presenta la Figura 2.14, donde se identifica la diferencia entre la capacidad nominal, la capacidad total, la capacidad disponible y la capacidad perdida en una batería.

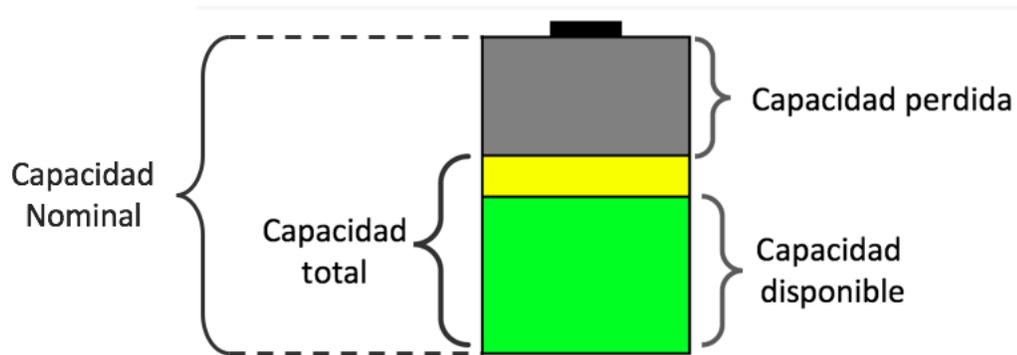


Figura 2.14: Representación de la capacidad total, la capacidad perdida, la capacidad disponible y la capacidad nominal

Donde los indicadores de la batería van a estar dados por las relaciones presentadas en las ecuaciones 2.13 y 2.14.

$$SoC = \frac{\text{Capacidad disponible}}{\text{Capacidad total}} \quad (2.13)$$

$$SoH = 1 - \frac{\text{Capacidad perdida}}{\text{Capacidad nominal}} = \frac{\text{Capacidad total}}{\text{Capacidad nominal}} \quad (2.14)$$

Como se mencionó anteriormente, la batería se va degradando con el tiempo y uso. En la Figura 2.15 se representa gráficamente el paso del tiempo en baterías. En ella, la batería nueva empieza con un SoH de 100 % y luego disminuye hasta llegar a un SoH mínimo, en el cual se debe reemplazar la batería.

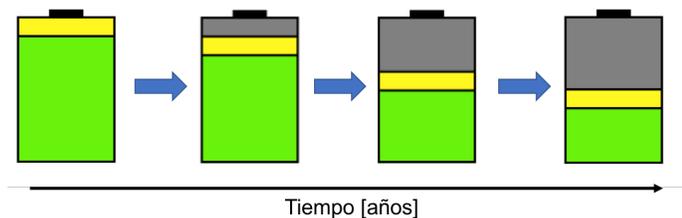


Figura 2.15: Representación del envejecimiento

2.3.4. Elección del tipo de batería

Para el uso que se quiere dar a las baterías se investigaron las características de los diferentes tipos que se encuentran en el mercado. Algunas de ellas son las que se muestran en la Tabla 2.1. Las características de carga y descarga van a ser diferentes dependiendo de la tecnología y materiales de los compuestos de las baterías. Por ejemplo, para diferentes tipos de baterías, el SoC mínimo y máximo que pueden alcanzar es diferente. En el caso de las baterías de ion litio, la mayoría de ellas no pueden ser sobrecargadas ni se puede bajar del $SOC_{min} = 30\%$, ya que se puede producir una fuerte descarga total de la batería, influyendo en la vida útil de la misma [26]. Al contrario, en el caso de las baterías de plomo ácido, estas sí pueden ser sobrecargadas y descargadas en su totalidad [28].

Tabla 2.1: Tabla comparativa de diferentes tipos de baterías [29, 41–45, 47]

	Ion Litio	Plomo- Ácido (tipo VRLA)
Eficiencia [%]	90	80
Vida útil [ciclos]	3.000 (100 % DoD)	750 (100 % DoD)
	4.000 (80 % DoD)	1.000 (80 % DoD)
	20.000 (30 % DoD)	3.000 (30 % DoD)
Costo [USD\$/kWh]	300	50
Tiempo de carga rápida	1 hora o menos	Entre 8 y 16 horas
Corriente máx descarga	30 C	5 C
Autodescarga por mes	Menos de 10 %	5 %
Mantenimiento necesario	No requerido	Cada 3 a 6 meses
Densidad energética específica [Wh/kg]	100 - 135	30 - 50

De la tabla se puede ver que las baterías de Ión-Litio son las de mejor eficiencia y mayor vida útil. Sin embargo, también son las de mayor costo, por lo que las más utilizadas

en la actualidad son las plomo-ácido [23], [40]. Usualmente, estas últimas son usadas para aplicaciones en las cuales no necesitan ser constantemente movilizadas, como lo que pasa en subestaciones y centrales eléctricas, ya que este tipo de baterías son de poca densidad energética. Debido a la baja densidad energética, para lograr grandes capacidades de batería, se debe utilizar espacios grandes, llegando a ser de mucho peso. En general, en este tipo de instalaciones se tiene espacio de sobra para mantenerlas y que permanezcan inmóviles sin operar muchas veces al año.

Sin embargo, para lograr el objetivo de esta memoria, donde las baterías son utilizadas para FFR, se necesita usar baterías de descarga rápida, por lo que se decide usar las de ion litio. Esto porque las baterías de plomo ácido son de carga y descarga lenta (8 horas aproximadamente), mientras que las de ion litio son descargadas completamente en 25 minutos a corriente nominal [45] [46]. Asimismo, si es que se descargan a corriente máxima, se pueden llegar a descargar en 2 minutos. Esto último es mostrado en la Tabla 2.1, donde se señala que la corriente máxima de descarga de las baterías de ion litio es de 30C, lo cual indica que la batería puede ser descargada a una tasa de 30 veces en una hora.

Por otro lado, para las baterías de plomo ácido la corriente máxima de descarga es solo de 5C (descargar 1 vez cada 20 minutos). Debido a esto, utilizar plomo ácido para aplicaciones de respuesta inercial en SEP no sirve, ya que durante contingencias no pueden entregar rápidamente la energía acumulada.

2.3.5. Modelación de un BESS

Como ha sido mencionado, integrar FFR a partir de la incorporación de BESS en centrales FV permite mejorar la respuesta del SEP durante contingencias. Sin embargo, cada vez que se usan las baterías, existen consecuencias a nivel interno de la misma, que provocan su degradación. Esto trae consigo un costo, el cual puede ser modelado como un costo dependiente del costo total.

A continuación, se usan diferentes indicadores de las baterías (SoE y SoH) para identificar cómo la respuesta inercial a través de baterías afecta el costo de operación del sistema [26].

SoC y SoE

Como se mencionaba anteriormente, el SoC y el SoE, son las variables más importante de la batería, ya que representan el estado de carga en la batería. Ambos términos se diferencian en que el SoC se describe a partir de la corriente utilizable de la batería, mientras que el SoE se describe a partir de la energía ocupable de la batería. Sin embargo, en términos prácticos ambos términos son bastante similares. En la ecuación 2.15 se describe el SoE, a partir de $E(t)$, energía acumulada en la batería y E_{nom} energía total que es posible acumular en la batería. En la ecuación 2.16 se describe $E(t)$ [50–52].

$$SoE(t) = \frac{E(t)}{E_{nom}(t)} \quad (2.15)$$

$$E(t) = E(t-1) + P_{ch}(t) \cdot \eta_{ch} \cdot \Delta T - \frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}} \Delta T \quad [MWh] \quad (2.16)$$

En la ecuación 2.16 η_{ch} y η_{dis} son las eficiencias de carga y descarga respectivamente. P_{ch} y P_{dis} son las potencias de carga y descarga. El segundo término simboliza cuánta energía se cargó en la batería y el tercer término representa cuánta se descargó. ΔT representa el tiempo en que la batería se estuvo cargando o descargando, según corresponda.

SoH

El SoH es la variable que representa el estado de salud o envejecimiento de la batería, y depende de la pérdida en la capacidad de carga y de la resistencia interna de la batería [24]. La ecuación 2.17 describe el SoH, el cual se obtiene a partir de la carga utilizable “ $Q_{batt}(t)$ ”.

$$SoH(t) = \frac{Q_{Batt}(t)}{Q_{Batt,nom}} \quad (2.17)$$

$$Q_{Batt}(t) = Q_{Batt,nom} \cdot (1 - \gamma)^t \quad (2.18)$$

Con Q_{Batt} la carga utilizable, y $Q_{Batt,nom}$ la carga nominal.

En la ecuación 2.18 se describe cómo obtener “ $Q_{batt}(t)$ ”. Ella va a depender el tiempo t debido al envejecimiento natural de la batería, de γ , variable que representa la degradación anual de la batería, la cual depende de su utilización (número de ciclos) y el tiempo de envejecimiento [24]. Este último está muy ligado al material del acumulador utilizado.

El SoH es una variable complicada de modelar, pues a diferentes niveles de descarga se tienen diferentes niveles de degradación en la batería [23]. Se investigaron 2 metodologías para incorporar el costo asociado al SoH en el despacho económico.

- En la primera metodología se parte definiendo un uso de la batería, en términos de porcentaje de DoD que se utiliza en cada descarga. Con ello se logra tener un número de ciclos aproximados de cuánto dura la batería, esto siempre asumiendo que el tiempo utilizado para descargarla es el tiempo nominal dado por sus características técnicas [45].
- La segunda metodología identifica entre envejecimiento natural y degradación por uso. El envejecimiento natural, como se explica más adelante, se obtiene al linealizar la curva de envejecimiento natural a partir de una regresión lineal de un modelo semejante a la operación real de la batería (modelo α). Mientras que la degradación por uso se obtiene a partir de la asignación de un coeficiente de pérdida por uso. Teniendo estos dos tipos

de envejecimientos, se le asocia una pérdida de capacidad a la batería. Por otro lado, también se calcula un costo de la pérdida de capacidad. Ello se hace a partir del costo de reposición, y definiendo un nivel de capacidad mínimo (Figura 2.14) que pueda tener la batería .

La gran diferencia entre estas dos metodologías es que la primera solo identifica degradación por uso de la batería, mientras que la segunda identifica también envejecimiento natural.

Otro punto importante a destacar como diferencia es que la segunda metodología es más flexible en términos de que se puede utilizar de diferentes maneras, descargándola hasta diferentes niveles de SoC, por lo que este método es capaz de identificar como cambia el SoH dependiendo de los diferentes usos que se le pueden dar a la batería. A diferencia de esto, la primera metodología plantea desde el primer momento cuánto porcentaje de SoC se va a descargar cada vez que se use la batería. Esto es contraproducente al plantearlo para contingencias, debido a que la naturaleza de cada contingencia no es igual. Esto implica que se tienen déficits de energía diferentes, dependiendo del generador que se desconecta de la red, por lo que no siempre se necesita inyectar la misma cantidad de energía al SEP, lo que conlleva a que no siempre se necesita descargar el mismo porcentaje de energía de la batería.

Por las razones expuestas, se elige la segunda metodología para usar en la presente memoria. Ella parte modelando el envejecimiento natural de la batería (envejecimiento que solo se da por el paso del tiempo). Esto se hace a través de una linealización de la curva de envejecimiento natural, que en Figura 2.16 es representada como el modelo α . Esto se hace de manera de simplificar el problema. En el mismo gráfico se pueden ver otras formas de modelar el envejecimiento de la batería en función del tiempo. El modelo α representa la función más similar a la operación real de la batería, mientras que el modelo parabólico, el exponencial y el lineal son aproximaciones simplificadas de la curva. El modelo lineal va a ser la función que se utiliza en esta memoria [24].

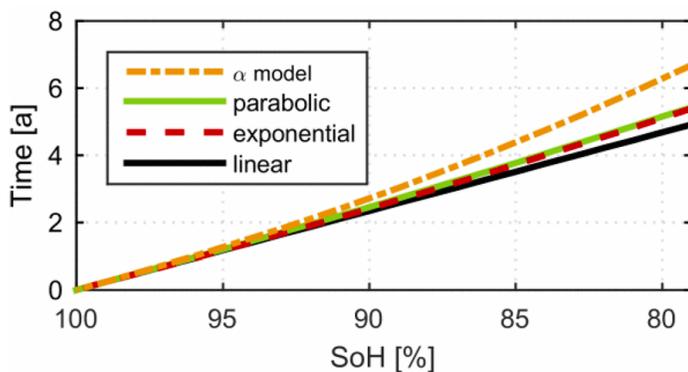


Figura 2.16: Curva tiempo (en años) versus SoH (%) del envejecimiento natural para una batería que tiene 80 % SoC [24]

A través de los términos “ k_A ” y “ k_B ” se linealiza la curva del modelo α a partir de una regresión lineal del modelo α de la batería. En la ecuación 2.19 se obtiene la pérdida en la capacidad de acumulación de energía en el tiempo ΔT , por la utilización y envejecimiento natural de ella [24].

$$\Delta E_{Batt,i} = \sum_{t=i}^{N_T} \left(\underbrace{\left(k_A \cdot \frac{E(t)}{E_{total}} + k_B \right) \cdot \Delta T}_{\text{Natural}} + \underbrace{k_P \cdot P_{i,t}^{out^2} \cdot \Delta T}_{\text{Por uso}} \right) \quad (2.19)$$

En la ecuación 2.19 se muestran los términos que identifican el envejecimiento natural y el envejecimiento por uso. Como se mencionaba, k_A y k_B son los parámetros que linealizan la curva del envejecimiento natural de la batería. k_P es el parámetro correspondiente a la degradación por uso y se obtiene realizando una regresión lineal de datos de operación real de baterías de ion-Litio [24]. Por último, P^{out} es la potencia que entrega la batería en el periodo de tiempo analizado.

Ya habiendo obtenido $\Delta E_{Batt,i}$, este se utiliza en la ecuación 2.20, donde se presenta el costo de operación de la batería asociado su pérdida de capacidad [24].

$$C_{batt} = \sum_{i=1}^{N_{BESS}} c_i^{aging} \cdot (\Delta E_{batt,i}^{natural} + \Delta E_{batt,i}^{uso}) \quad [USD\$] \quad (2.20)$$

El costo c_i^{aging} es el costo por haber perdido capacidad en la batería por el uso y por el tiempo transcurrido. Este costo va a depender en gran manera del costo de reposición del BESS. En la ecuación 2.21 se presenta c_i^{aging} .

$$c^{aging} = -C_{rep} \frac{\log(1+r)}{E_{batt}(t) \cdot (1+r)^{T_{rep}-t} \cdot \log(1-\bar{\gamma})} \quad [USD\$] \quad (2.21)$$

Donde C_{rep} es el costo de reemplazar la batería, r es la tasa de interés anual, $\bar{\gamma}$ es la degradación anual promedio y E_{batt} es el nivel de energía en la batería (SoE). T_{rep} es el tiempo de reemplazo de la batería, descrito en la ecuación 2.22.

$$T_{rep} = \frac{\log(E_{batt,rep}/E_{batt}(t))}{\log(1-\bar{\gamma})} + t \quad (2.22)$$

Donde $E_{batt,rep}$ es la energía mínima que puede tener la BESS para permitir la operación correcta de ella y es el punto donde debe ser reemplazada. Este punto usualmente es 80% del SoC nominal.

2.3.6. Análisis de la modelación de los BESS: Caso SING

A partir de la modelación de envejecimiento presentada en la sección anterior, en esta parte se hace el ejercicio de estimar el costo por pérdida de capacidad de una batería para el caso de baterías de litio en el SING.

Índices de la modelación de la batería

Para la metodología presentada, los índices de envejecimiento natural, en su aproximación lineal, y envejecimiento por uso para baterías de ion litio se muestran en Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Parámetros obtenidos a partir de experimentación para la metodología con baterías de ion-litio [24]

K_A	$4,39 \cdot 10^{-3}$
K_B	$1,01 \cdot 10^{-3}$
k_p	$8 \cdot 10^{-8} \text{ kW}^{-1}$
$\bar{\gamma}$	1 % a

Para realizar el análisis se evaluó un BESS de 1MW/1 MWh, que permanece cargado al 100 % SoC. La tasa de interés anual es del 10 %, el costo de reposición es de 300 USD\$/kWh 2.1. El E_{rep} , capacidad de la batería cuando se debe reemplazar, se fijó en 80 % SoC. La evaluación se hizo horaria, con las ecuaciones 2.19-2.22.

Por otro lado, para estudiar el envejecimiento por uso se consideró que la descarga de la batería es de un 50 % de la energía disponible, por lo tanto, en primera instancia, si la batería esta cargada con 1.000 kWh, se descarga hasta 500 kWh. Se impuso que la batería se descarga hasta este nivel en 5 segundos, de manera que cumpla con los requerimientos de respuesta rápida (FFR) para contingencia. Esto último se hace de manera de realizar un análisis comparativo teórico, pero debido a los límites técnicos de la batería esto no se podría lograr en la realidad.

Por otra parte, la recarga se hace más lento, analizándose varios casos de estudio al respecto, debido a que la velocidad de carga y descarga afecta directamente al envejecimiento prematuro de la batería.

Finalmente, para realizar el análisis se tomó como caso de estudio el SING para evaluar cuántas contingencias habrían al año. En la Figura 2.17 se presenta el número de fallas por desconexión de generadores ocurridos entre los años 2007 y 2013 en el SING [54].

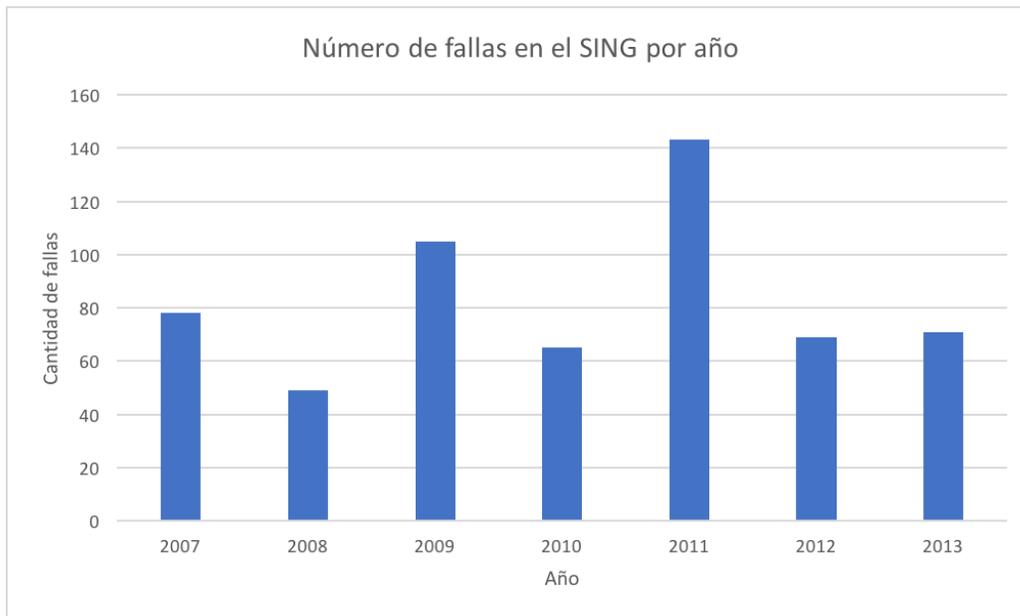


Figura 2.17: Número de fallas por desconexión de generadores en el SING

A partir de esta información, se tiene que el promedio de fallas por desconexión de generadores es de 83 fallas por año. Esto significa que habrá una contingencia cada 106 horas del año. Ya que la cantidad de contingencias afecta directamente al costo uso de la batería, se analizaron también los casos de contingencias cada 53 , 80 y 212 horas.

Resultados análisis de BESS

En el gráfico de la Figura 2.18 se muestran los resultados obtenidos para el costo anual por envejecimiento dependiendo del tiempo de recarga de la batería.

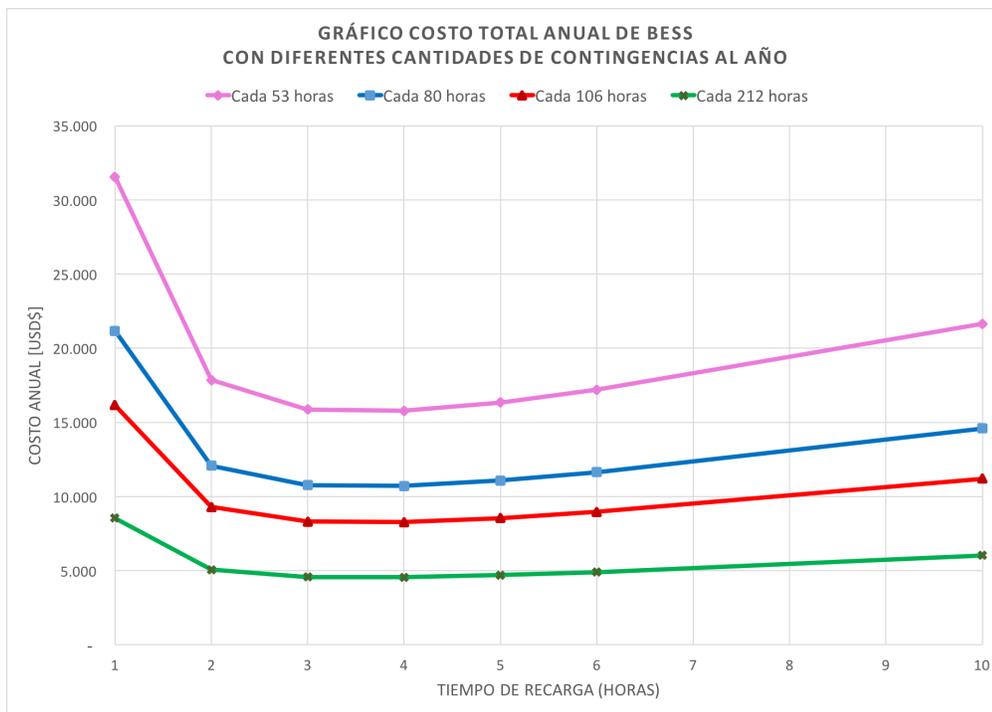


Figura 2.18: Gráfico costo total anual versus tiempo de recarga de la batería para los casos de contingencias cada 53 horas, cada 80 horas, cada 106 horas y cada 212 horas.

En la Figura 2.18 se puede ver que una variable de la cual depende directamente el costo de operación de la batería es la cantidad de contingencias al año. En la figura se observa que al aumentar la frecuencia de las contingencias se aumenta el costo de envejecimiento de las baterías. Esto es independiente de las horas de recarga de las baterías. Los costos varían en promedio 33 %, manteniendo el tiempo de recarga de la batería.

Por otro lado, de la Figura 2.18 se puede ver que el punto de menor costo de los tiempos de recarga simulados resultó ser la recarga de la batería en 4 horas. Esto es independiente de las contingencias ocurridas al año. Al analizar este punto de operación se concluye que si se aumentan cantidad de horas de recarga, se aumenta el costo del envejecimiento natural. Este último es dependiente solo del nivel de SOC de la batería, por lo que al mantener el BESS descargado, el costo aumenta. Para ver esto más claramente se presenta la Figura 2.19. En ella se presentan los costos por envejecimiento natural y por uso de batería, por separado, para el caso que hay 106 contingencias al año (promedio de contingencias en el SING).

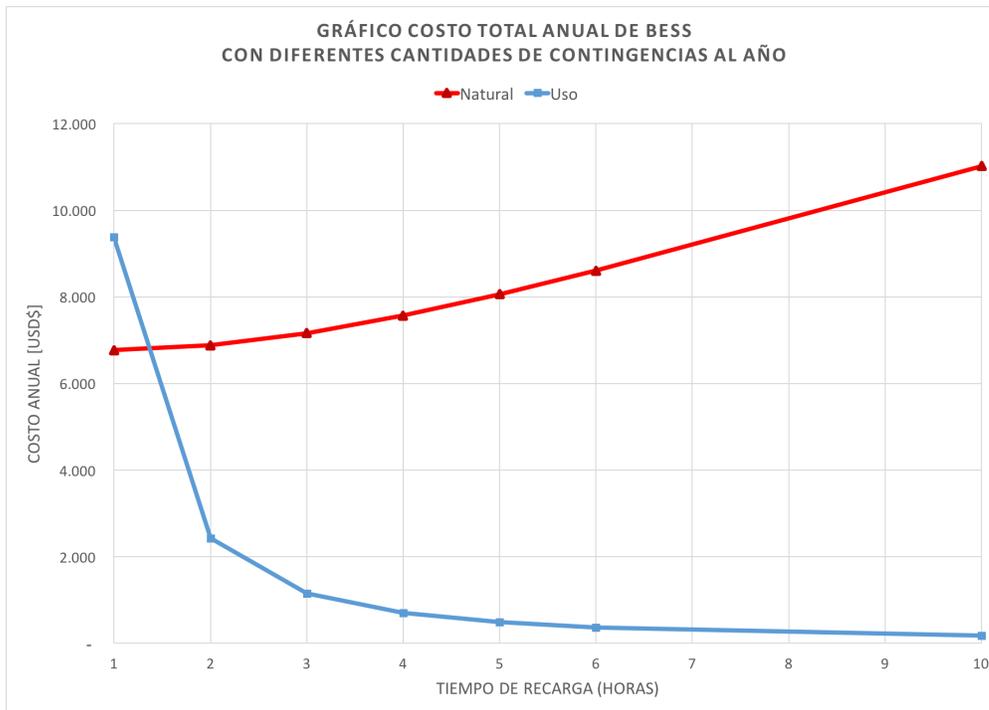


Figura 2.19: Gráfico costo total anual de BESS por envejecimiento natural y por uso para el caso de contingencias cada 106 horas

En la Figura 2.19 se puede ver que el costo por envejecimiento natural aumenta linealmente al aumentar el tiempo de recarga debido a que se tiene la batería con un SOC menor durante más horas del año. A diferencia de esto, el costo por envejecimiento por uso disminuye al aumentar el tiempo de recarga.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se propone una metodología para evaluar los efectos que tienen los BESS en los costos de operación del sistema.

La metodología presentada, que se ilustra en la Figura 3.1, comienza con el unit commitment, que consta de realizar una optimización con el objetivo de determinar qué unidades del sistemas estarán en operación durante el periodo simulado, con el objetivo de operar el sistema a mínimo costo. En esta etapa solo se agrega los BESS como reserva disponible para contingencias en las restricciones de reserva del sistema y se incluye el costo de envejecimiento natural en los costos de operación.

Después, en la segunda etapa, se realiza el despacho económico, evaluación del sistema en tiempo real contemplando los resultados de la etapa anterior. A ello se le incluye el uso de las baterías en contingencias. Para ello se agrega en la ecuación de costos, el costo por uso de la batería, y se le agrega en el balance energético del sistema la recarga de los BESS en los intervalos de tiempo posteriores a ocurrida la contingencia. En esta etapa, como herramienta para disminuir la incertidumbre se implementa el “rolling horizon”. Con esta herramienta se evalúa cada 10 minutos la capacidad de generación solar, utilizando los pronósticos que se tienen para las siguientes 2 horas de operación. Luego, se van actualizando parámetros de manera de tener pronósticos lo más cercanos a la operación real.

Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad. Esto se hace con respecto a tres aspectos de la simulación. Primero, se realiza un análisis con diferentes cantidades de contingencias al año, teniendo como punto de partida el promedio de contingencias en el SING (contingencias cada 106 horas). Segundo, se realiza un análisis con respecto al tiempo de descarga durante el cual las baterías entregan energía. Tercero, se realiza una sensibilidad con respecto a la cantidad de capacidad instalada que se tiene en BESS en el SEP.



Figura 3.1: Esquema de la metodología aplicada

3.1. Nomenclatura

A continuación se presenta la nomenclatura a utilizar.

Conjuntos

G	Conjunto de GS del SEP.
$T_{UC/D}$	Conjunto de horizontes de tiempo de simulación para el UC y el despacho, respectivamente.
I	Conjunto de centrales FV en el SEP.
$S_{UC/D}$	Escenarios de simulación para el UC y el despacho, respectivamente.

Parámetros

P_g^{max}	Potencia máxima de generación del GS g [MW].
P_g^{min}	Potencia mínima de generación del GS g [MW].
D_t	Demanda total en el tiempo t [MW].
C_g	Costo de generación del GS g [US\$/MWh].
S_g	Costo de encendido del GS g [US\$/MWh].
K_g	Costo de apagado del GS g [US\$/MWh].
UR_g	Tasa máxima de subida del GS g [MW/min].
DR_g	Tasa máxima de bajada del GS g [MW/min].
$\overline{PV}_{i,t}^s$	Generación pronosticada para la central FV i en el tiempo t y escenario s [MW].
DT_g	Tiempo mínimo de apagado del GS g [h].
UT_g	Tiempo mínimo de encendido del GS g [h].
NG	Número de GS en el SEP.
$NT_{UC/D}$	Horizonte de tiempo del UC y despacho.
$NS_{UC/D}$	Número de escenarios diferentes para la simulación del UC y despacho.
π_s	Probabilidad de ocurrencia del escenario s .
$CENS$	Costo de la energía no suministrada [US\$/MWh].

Variables

$P_{g,t}^s$	Generación del GS g en el tiempo t en el escenario s [MW].
$R_{g,t}^s$	Reserva del GS g en el tiempo t en el escenario s [MW].
$u_{g,t}$	Variable binaria del UC que es 1 si el GS g está operando en el tiempo t , y es 0 si no está operando.
$y_{g,t}$	Variable binaria del UC que es 1 si el GS g se encendió en el tiempo t , y es 0 si no.
$z_{g,t}$	Variable binaria del UC que es 1 si el GS g se apagó en el tiempo t , y es 0 si no.
$ENS_{t,s}$	Energía no servida en el tiempo t para el escenario s [MW].
$PV_{i,t}^s$	Potencia inyectada por la central FV i en el tiempo t para el escenario s [MW].
$Cb_{i,t}$	Costo asociado al envejecimiento del BESS en cada tiempo t con cada reserva de baterías asociado a una central PV_i .
$\Delta E_{i,t}^s$	Perdida de capacidad del BESS de la central PV_i en el tiempo t .
a_t	Variable binaria que indica si en el periodo de tiempo t hubo contingencia.
b_t	Variable binaria que indica si en el periodo de tiempo t las baterías se están cargando.

3.2. Unit commitment estocástico

Para determinar qué unidades del sistemas están en servicio en cada momento se debe realizar un unit commitment (UC), considerando la información técnica de las máquinas disponibles, la proyección de la demanda y los diferentes escenarios de generación solar en el horizonte de estudio.

En particular, en lo que refiere a reserva en centrales FV, en el UC se implementa las reservas para contingencias con BESS para no sobredimensionar la reserva necesaria en generación convencional, pero no se simulan contingencias. Esto es debido a que, a priori, no se sabe cuándo habrán contingencias debido a caídas de generadores en el SEP.

Por lo tanto, al realizar el UC no se contempla el uso de baterías. Esto implica que los BESS no tienen envejecimiento por uso, sino que solo tienen envejecimiento natural. El costo asociado a este tipo de envejecimiento se incluye en el análisis de costos del sistema. Por su parte, la energía que puede ser entregada y que se tiene como reserva, se incluye en las restricciones de reserva del sistema.

La función objetivo, presentada en 3.1, minimiza la suma de los costos de encendido y apagado de unidades convencionales, el costo esperado de operación y de la energía no servida, y como se decía anteriormente, incluye el costo por envejecimiento natural de las baterías.

En conjunto con lo anterior, se presentan las restricciones asociadas al UC. Donde se tiene el balance de la generación y la demanda del sistema, restricciones de generación de cada central, restricciones de rampa de encendido y apagado, y las restricciones de reservas del sistema.

$$\min_{\substack{P_{g,t}^s, u_{g,t}, z_{g,t} \\ y_{g,t}}} \sum_{s=1}^{NSUC} \pi_s \sum_{t=1}^{NTUC} \left(CENS \cdot ENS_{t,s} + \sum_{g=1}^{NG} S_g \cdot y_{g,t} + K_g \cdot z_{g,t} + C_g \cdot P_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} Cb_{i,t}^s \cdot \Delta E_{i,t}^s \right) \quad (3.1)$$

s.a.

Para $\forall t \in T_{UC}, \forall i \in I, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G$:

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} PV_{i,t}^s = D_t - ENS_{t,s}, \quad (3.2)$$

$$0 \leq PV_{i,t}^s \leq \overline{PV}_{i,t}^s, \quad (3.3)$$

$$P_g^{min} \cdot u_{g,t} \leq P_{g,t}^s, \quad (3.4)$$

$$P_{g,t}^s + R_{g,t}^s \leq P_g^{max} \cdot u_{g,t}, \quad (3.5)$$

$$\sum_{q=t-UT-1}^t y_{g,q} \leq u_{g,t} \quad (3.6)$$

$$\sum_{q=t-DT-1}^t z_{g,q} \leq 1 - u_{g,t} \quad (3.7)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1 \quad (3.8)$$

$$u_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} \quad (3.9)$$

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq g}}^{NG} R_{j,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} ResBess_i \geq P_{g,t}^s \quad (3.10)$$

Para $\forall t \geq 1$:

$$P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^s \leq UR_{g,t} \cdot 60 \quad (3.11)$$

$$P_{g,t-1}^s - P_{g,t}^s \leq DT_{g,t} \cdot 60 \quad (3.12)$$

Las restricciones consideradas se describen a continuación:

- La restricción 3.2 corresponde al balance entre la potencia generada y la consumida con la ENS en cada escenario s y para cada tiempo t.
- La restricción 3.3 corresponde a los límites de generación en centrales FV, para cada escenario s y periodo de tiempo t.
- Las restricciones 3.4 y 3.5 definen los límites de generación de los GS para cada periodo de tiempo t y escenario s, incluyendo las reservas.
- Las restricciones 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 restringen las variables binarias que permiten saber si el GS g está prendido o apagado en el periodo de tiempo t, en el escenario s.
- La restricción 3.10 exige que la reserva de generación existente sea mayor o igual a la capacidad de todos los GS del SEP, incluyendo el mayor generador, permitiendo afrontar contingencias N-1 para cada periodo de tiempo t y escenario s.
- Las restricciones 3.11 y 3.12 restringen los máximos cambios de potencia en los GS, entre dos periodos de tiempo, dependiendo de la tasa de cambio de cada generador (rampa).

3.3. Despacho económico estocástico con rolling horizon

A partir de la primera optimización (UC) se obtiene como output los generadores que van a ser considerados para el despacho económico.

Para esta segunda etapa se determinó que para disminuir la incertidumbre del recurso solar es una buena estrategia realizar el despacho con rolling horizon.

El rolling horizon permite tomar decisiones con escenarios que dependen de pronósticos con diferentes probabilidades de ocurrencia [53]. Luego, se adecúa bastante para la optimización que se plantea hacer, con recurso solar incierto y variados pronósticos.

Esta herramienta realiza iterativamente el ejercicio de optimización. Para ello y como se muestra en la Figura 3.2, se considera un horizonte de pronóstico de ΔT horas (en el caso de la figura es de 1 hora), y se resuelve el problema de optimización. Con estos resultados se opera durante Δt tiempo. Luego de pasado el tiempo Δt se vuelve a realizar la optimización actualizando los parámetros necesarios. Esto hace, como se mostró en la Figura 2.4, que se mejore el error de pronóstico, ya que se van actualizando los pronóstico, utilizando parámetros que son mejores aproximaciones a los que se tienen en tiempo real.

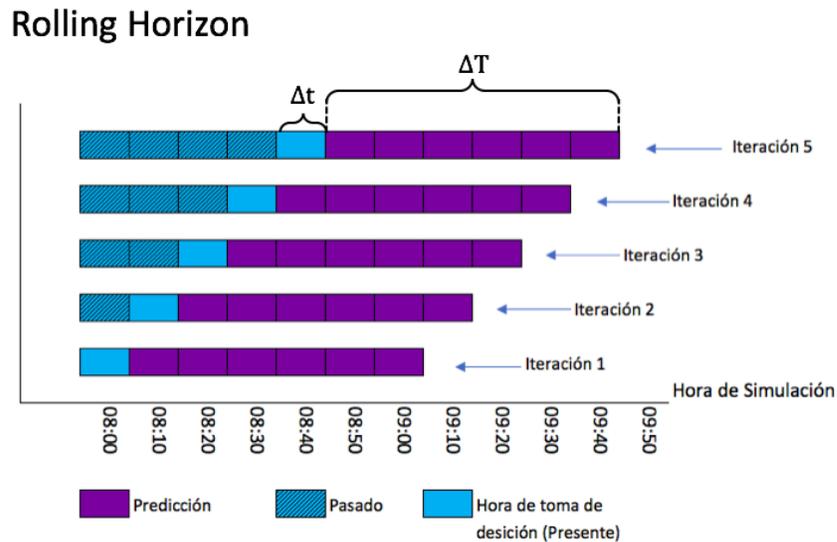


Figura 3.2: Descripción gráfica del rolling horizon

En el despacho económico que se implementa el rolling horizon se realiza con ΔT de 2 horas y Δt de 10 minutos.

El despacho económico corresponde a una optimización de costos de operación del SEP. Para cubrir la incertidumbre se minimizan los costos para diferentes escenarios NS_D cada uno con probabilidad de ocurrencia π_s . En la ecuación 3.13 se presenta la función objetivo del despacho, tomando en cuenta lo obtenido en el UC. Con ello también se presentan la restricciones asociadas al despacho.

$$\min_{\substack{P_{g,t}^s, R_{g,t}^s, PV_{i,t}^s, \\ ENS_{t,s}}} \sum_{s=1}^{NS_D} \pi_s \left[\sum_{t=t_i}^{t_i+\Delta T} \left(\sum_{g=1}^{NG} C_g \cdot P_{g,t}^s + CENS \cdot ENS_{t,s} + \sum_{i=1}^{NI} C_{batt} \cdot \Delta E_i \right) \right] \quad (3.13)$$

Para $\forall t \in T_D, \forall i \in I, \forall s \in S_D, \forall g \in G$.

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} PV_{i,t}^s = D_t - ENS_{t,s} + \sum_{i=1}^{NI} ResBatt_i \cdot b_t \quad (3.14)$$

$$0 \leq PV_{i,t}^s \leq \overline{PV}_{i,t}^s, \quad (3.15)$$

$$P_g^{min} \cdot u_{g,t} \leq P_{g,t}^s \quad (3.16)$$

$$P_{g,t} + R_{g,t}^s \leq P_g^{max} \cdot u_{g,t} \quad (3.17)$$

$$0 \leq R_{g,t}^s \leq UR_g \quad (3.18)$$

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq g}}^{NG} R_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} ResBatt_i \geq P_{g,t}^s \quad (3.19)$$

Las restricciones aplicadas en esta optimización son:

- Restricción 3.14 corresponde al balance entre la potencia generada y la consumida con la ENS en cada escenario s y para cada tiempo t.
- Restricción 3.15 corresponde a los límites de generación en centrales FV, para cada escenario s y periodo de tiempo t.
- La restricción 3.16 representa la potencia mínima de generación en GS.
- La restricción 3.17 representa la potencia máxima de generación en GS.
- La restricción 3.18 limita superiormente la reserva en GS.
- La restricción 3.19 restringe a que la reserva sea un porcentaje de la generación en centrales FV.

Para aumentar la robustez a la hora de despachar se agregan las restricciones 3.20 y 3.21. En ellas, además de incluir la restricción de rampa de toma y bajada de carga, incluyen una restricción para el momento en donde las máquinas del sistema se prenden o apagan.

Para $\forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D, \forall j \in S_D$

$$P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^j \leq UR_g \cdot 10 + P_g^{max} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1}) \quad (3.20)$$

$$-DR_g \cdot 10 - P_g^{max} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1}) \leq P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^j \quad (3.21)$$

Estas ecuaciones también restringen las rampas de generación entre escenarios. Esto se hace de manera que cada escenario s tenga la capacidad de rampa suficiente para pasar a cualquier otro escenario distinto o el mismo, de un tiempo t-1 a t.

3.4. Análisis de sensibilidad

Como se vio en los capítulos anteriores, los costos relacionados con las baterías varían de diferente forma según diversos factores. Algunos de estos factores son: el SOC almacenado, el tiempo de carga y descarga, la energía que se extraiga de la batería, etc. Por ello se decidió realizar un análisis de sensibilidad para identificar como varía la operación del sistema según estos factores.

El primer análisis de sensibilidad que se realiza es sobre la cantidad de contingencias que involucran desconexión de un generador en el sistema. Como se vio en el ejercicio de costos realizado en el capítulo anterior (gráfico de la Figura 2.18), cambiar la cantidad de contingencias al año altera los costos de operación de la batería, variando la componente de envejecimiento por uso.

En segundo lugar se decidió realizar un análisis de la profundidad de descarga de la batería en el momento de contingencia. Ya que se está descargando la batería a corriente máxima, para aumentar la profundidad de descarga se aumenta el tiempo durante el cual se descarga la batería. Considerando que las baterías se pueden descargar a 30C con corriente máxima, o sea se puede descargar completamente cada dos minutos, se realizan los casos en que se descarga durante 5 segundos (por lo que se alcanza a descargar 4 %), el caso de 10 segundos (donde se alcanza a descargar 8 %) y el caso de 15 segundos (donde se alcanza a descargar 12,5 %).

Finalmente, se realiza un tercer análisis de sensibilidad con respecto a la capacidad instalada en BESS. Esto afecta directamente los costos de inversión de la batería, y, por lo tanto, a los costos asociados al envejecimiento de ella. Luego, se hace el análisis desde 0 % hasta 50 % de BESS (con respecto a la capacidad instalada en centrales FV).

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1. Descripción

El sistema eléctrico considerado para evaluar el modelo propuesto de baterías para respuesta inercial en centrales FV es el ex Sistema Interconectado del Norte Grande o SING. Este sistema en la actualidad fue interconectado con un sistema más grande, pero representa un buen caso de estudio para los propósitos de esta memoria. Esto se debe a que el SING se encuentra en el medio del desierto de Atacama, lugar donde se tiene alta radiación solar y que, por lo tanto tiene alto potencial para la instalación de centrales FV. Esto supone que en el futuro habrá una inserción concentrada de este tipo de centrales en el norte del país.

El SING se caracteriza por ser un sistema con gran capacidad en unidades térmicas, teniendo unidades de carbón, petróleo y gas natural. Su capacidad proyectada para el 2020 es de 5.800 MW y su demanda proyectada para ese año es de 2.832 MW. El perfil de demanda este sistema es prácticamente constante [55], debido a que el 90 % de esta demanda es de carácter industrial [7], en particular, de la industria minera. Por ello, en esta memoria se realiza un análisis asumiendo una demanda constante durante el día. De esta manera se puede analizar mejor cómo los BESS afectan a los costos en este sistema.

Por otro lado, en lo que tiene relación con las centrales solares, la proyección de los proyectos FV considera tres zonas de estudio: la central Pozo Almonte, la central Crucero y la central Salar. Para los propósitos de estudio de esta memoria, ellas se consideran como si tuvieran la misma capacidad instalada, pero su irradiación cambiará dependiendo de los datos históricos según las centrales meteorológicas de las zonas. En la Figura 4.1 se muestra las zonas donde se ubicarán las centrales FV en el SING.

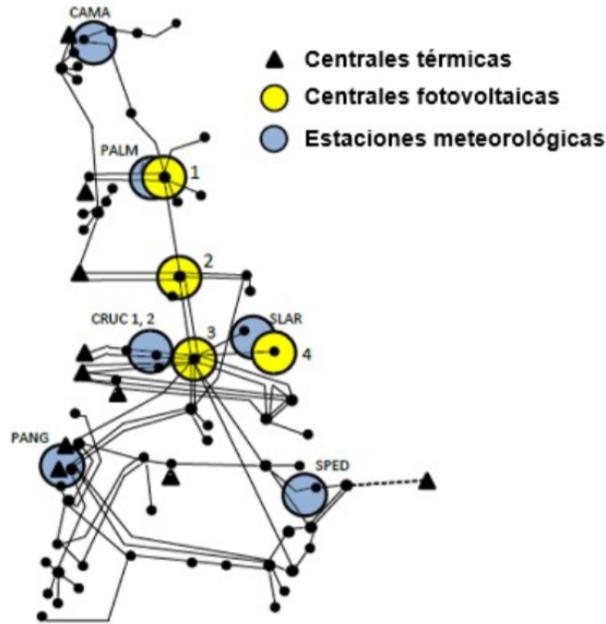


Figura 4.1: Mapa donde se muestra donde se ubicarán las centrales FV

Las centrales térmicas consideradas en el modelo de optimización son 27 centrales térmicas de diferentes tipos de tecnologías. Ellas utilizan como combustible primario carbón, GNL o diésel. Los datos técnicos de ellas se encuentran en el Anexo 1.

4.2. Escenarios

El escenario central de la presente memoria se focaliza en un análisis a un sistema con alta penetración fotovoltaica, por lo cual, a partir de las centrales solares que se tienen el sistema, se hace un aumento en la capacidad instalada de manera de representar el 40 % con respecto a la demanda del sistema. En lo que se refiere a los BESS utilizados, se realiza el análisis con baterías de litio que después de ser descargadas, se recargan en el tiempo óptimo obtenido en la sección anterior, este tiempo de recarga corresponde a 4 horas.

Se realizaron análisis en 4 semanas representativas, una por cada estación del año, para así lograr resultados representativos para diferentes escenarios de radiación. Para cada uno de estos casos se hicieron diferentes análisis de sensibilidad, partiendo por un caso base. Cada uno de estos casos se describen a continuación:

- Caso base: Se considera que hay 1 contingencia a la semana, que en caso de una contingencia las baterías se descargan durante 10 segundos y que la capacidad instalada en baterías es de un 30 % en comparación con la capacidad instalada en centrales FV en el SEP.
- Sensibilidad de la cantidad de contingencias en la semana: A partir del caso base se modifica la cantidad de contingencias que hay en la semana estudiada. Además del

caso base, en el cual hay 1 contingencia a la semana, se analizan los casos donde no hay contingencias, el caso donde hay 12 contingencias y el caso donde hay 24 contingencias en la semana.

- Sensibilidad del tiempo de descarga: A partir del caso base se modifica el tiempo de descarga. Además del caso base, donde se descargan los BESS en 10 segundos, se analizaron los casos donde se descargan en 5 y en 15 segundos. A esto se le agrega el caso en donde no hay baterías en el sistema (caso cero).
- Sensibilidad de la capacidad instalada en BESS: A partir del caso base se modifica la capacidad instalada en BESS. Además del caso base, donde hay una capacidad instalada 30 % (en comparación con la capacidad fotovoltaica), se realizan los casos donde hay 10 %, 20 %, 40 % y 50 % de capacidad instalada en BESS. A esto se le agrega igualmente el caso en donde no hay baterías (caso cero).

Capítulo 5

Resultados

En el presente capítulo se muestran los resultados y análisis de las simulaciones realizadas para los distintos casos de estudio planteados según la metodología a seguir propuesta en el capítulo anterior.

5.1. Resultados caso base

Los resultados de los costos totales de operación para el caso base, en el cual se tiene 1 contingencia a la semana, las baterías se descargan durante 10 segundos en el momento de contingencia y se tiene 30 % de BESS en relación a la capacidad fotovoltaica del sistema, se presentan en la Figura 5.1.

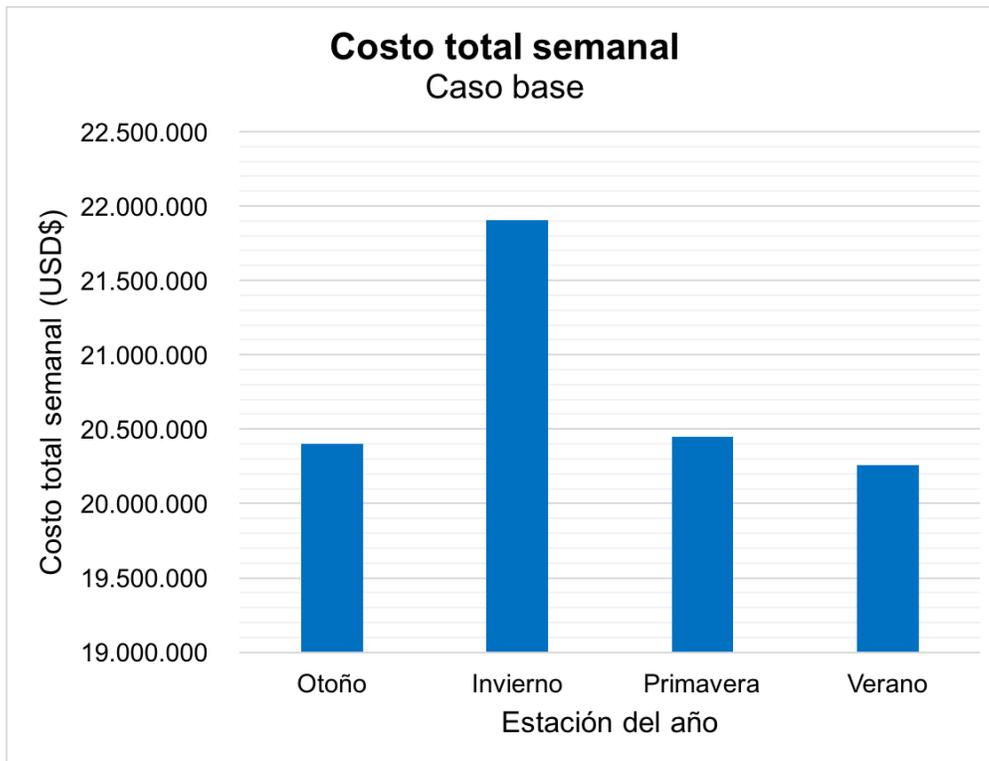


Figura 5.1: Gráfico del costo total semanal, caso base.

En el gráfico mostrado en la Figura 5.1 se pueden ver los resultados de los costos para las diferentes semanas simuladas. Los costos resultaron ser en promedio USD\$20.753.538 para la semanas simuladas.

En el gráfico se muestra como el costo de operación del sistema en invierno es mayor a lo que ocurre en verano. En efecto, el costo obtenido en verano es un 8,15% menor que el obtenido en invierno. Esto es debido a que en el invierno al tener una menor radiación solar, se tiene menor inyección de energía solar al sistema, lo cual, al ser energía de costo cero, su disminución conlleva a un aumento en los costos.

Los resultados de la energía no suministrada (ENS) total de la semana para las semanas simuladas, para el caso base, se presentan en la Figura 5.2.

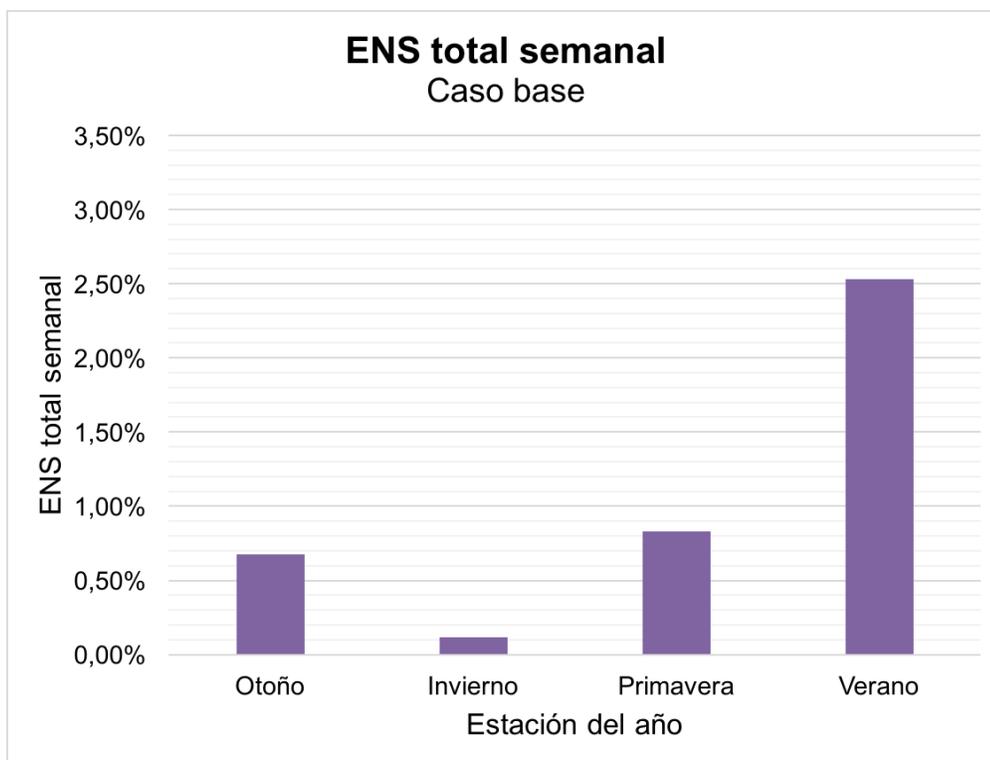


Figura 5.2: Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de base

Al obtener los resultados de la ENS en relación con la demanda total del sistema, se obtuvo que el promedio de ENS es de 1,04 %.

Se puede ver en el gráfico que la ENS disminuye significativamente en invierno (0,12 %), y aumenta en verano (2,51 %). Esto debido a que en invierno, al haber menor generación solar, hay más GS en operación y capaces de suministrar la energía necesaria demandada. Mientras que en verano, al haber más energía solar disponible, las rampas que se causan por la variabilidad del recurso afectan de mayor manera el balance energético del sistema, causando que resulte mayor cantidad de ENS en algunos momentos del día, específicamente en la tarde, donde disminuye muy rápidamente la cantidad de radiación.

5.2. Resultados caso de sensibilidad de cantidad de contingencias al año

Para el primer caso de sensibilidad, en el cual se varía la cantidad de contingencias que ocurren en la semana, los resultados de los costos totales de operación para una semana se muestran en la Figura 5.3.

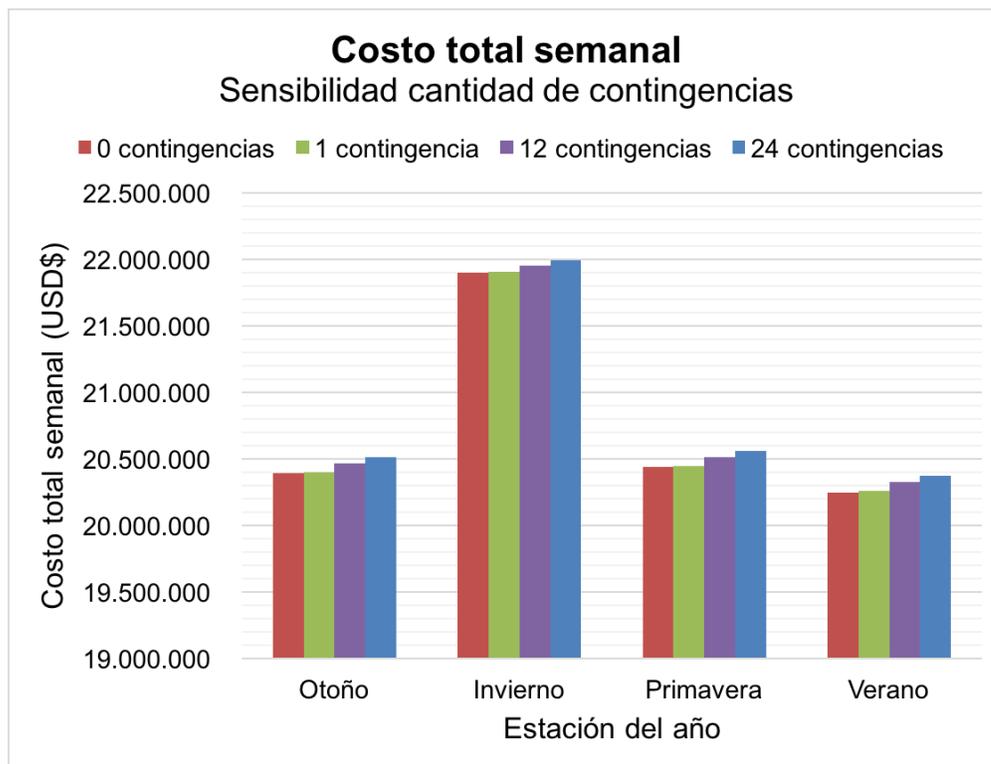


Figura 5.3: Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad de cantidad de contingencias

En el gráfico de la Figura 5.3 se puede ver que al aumentar la cantidad de contingencias el costo de operación del SEP aumenta. Esto representa un resultado esperado de la simulación, debido a que al aumentar la cantidad de contingencias aumenta el costo de envejecimiento por uso de las baterías.

De los resultados también se observa que la diferencia entre el resultado sin contingencias y el caso donde hay solo una contingencia es muy baja, habiendo una diferencia de solo un 0,03 %.

Otra variable que produce el aumento en el costo a medida que aumentan las contingencias es que se debe aumentar la cantidad de veces que se deben recargar las baterías durante el periodo de simulación. Esto no solo tiene repercusiones en el costo de envejecimiento de la batería, sino que también significa un aumento en la demanda del sistema. Esto implica un aumento en el costo de operación del resto del sistema, así como también puede afectar la energía no suministrada del sistema.

En la Figura 5.4 se muestra el resultado de la energía no suministrada (ENS) total de las

semanas de simulación.

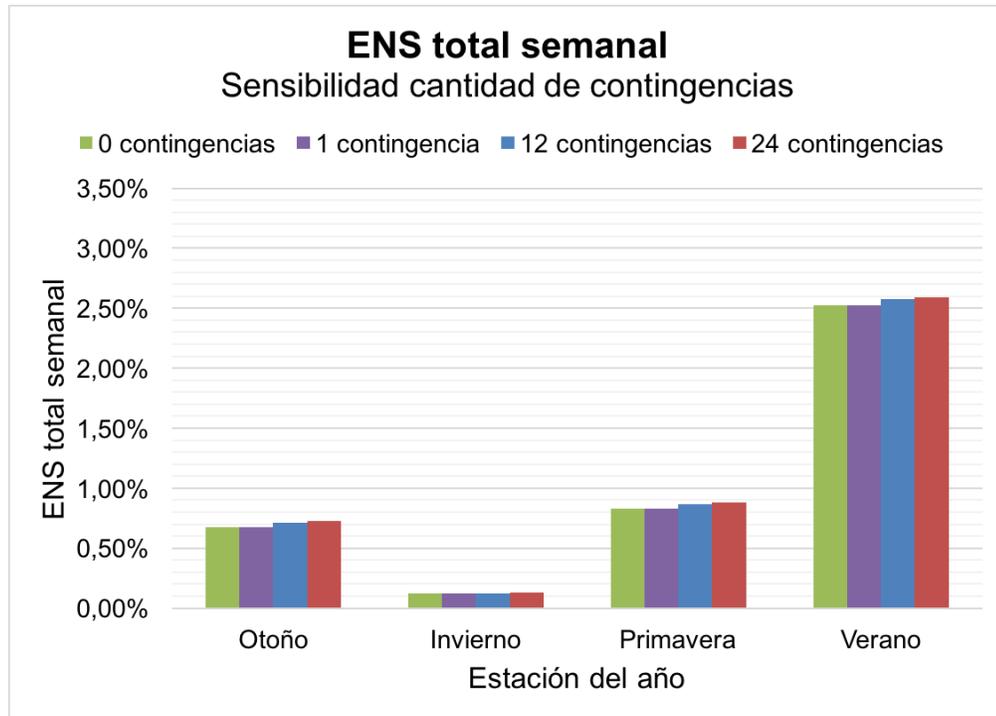


Figura 5.4: Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad de cantidad de contingencias

En la Figura 5.4 se muestra que la ENS aumenta a medida que se aumentan las contingencias. Como se explicaba anteriormente, esto es debido a que a mayor cantidad de contingencias, se aumenta la cantidad de veces que es necesario recargar la batería, lo que conlleva a un aumento en la demanda durante más ocasiones en el año. Esto implica un aumento en la ENS, y con esto, un aumento de costo.

5.3. Resultados caso sensibilidad de tiempo de descarga

Para el segundo caso de sensibilidad, en el cual se el tiempo durante el cual se descarga los BESS, los resultados de los costos totales de operación para una semana de simulación se muestran a continuación en la Figura 5.5.

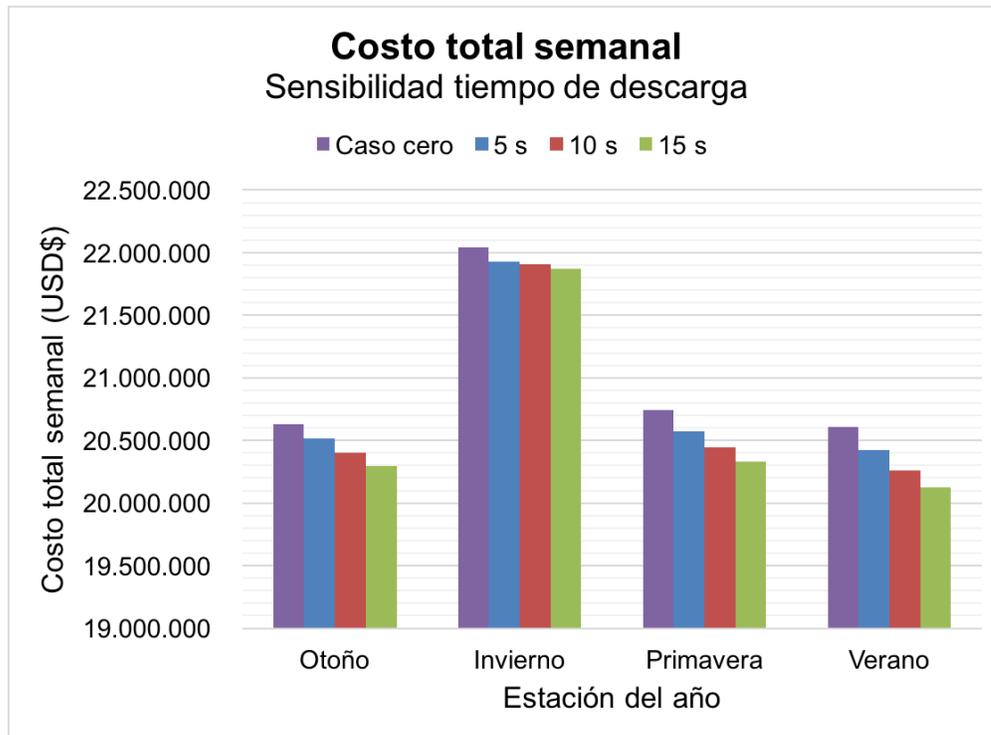


Figura 5.5: Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad del tiempo de descarga de los BESS.

En la Figura 5.5 se puede observar que los costos de operación de los BESS disminuyen al ir aumentando el tiempo durante el cual se descargan las baterías. Esto es incluyendo el caso cero (sin baterías), donde el costo es mayor que en todos los casos donde se incluye los BESS.

La disminución de los costos de operación se debe a que al ir aumentando el tiempo en cual los BESS se descargan, aumenta la energía que ellos pueden entregar en modo de reserva, lo que implica que a medida que aumenta el tiempo de descarga, disminuye la reserva necesaria en GS, dándole más holgura a estos para cubrir la demanda del sistema. Esto se ve reflejado en la ENS semanal resultante, tal y como se puede ver en la Figura 5.6.

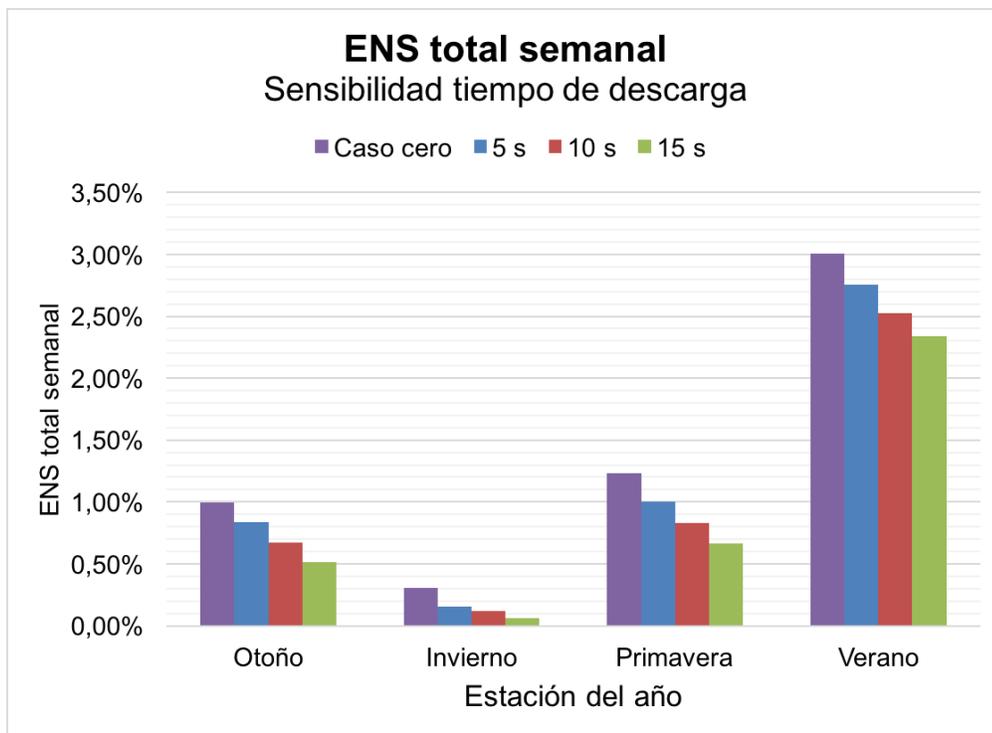


Figura 5.6: Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad del tiempo de descarga de los BESS.

En la Figura 5.6 se muestra como la ENS disminuye a medida que aumenta el tiempo de descarga de los BESS para todos casos de radiación. Al cubrir mayor cantidad de la demanda, teniendo menor ENS se disminuyen los costos de operación. Esto es a pesar de que hay un incremento en el costo de operación de los mismos BESS, dado que su envejecimiento por uso aumenta al descargarlas más y por más tiempo, a la misma corriente (la cual corresponde a la corriente máxima). Sin embargo, el costo asignado a las ENS es mayor, por lo que el costo total de operación disminuye al aumentar el tiempo de descarga.

5.4. Resultados caso sensibilidad de capacidad en BESS

Finalmente, en el tercer caso de sensibilidad, se cambia el porcentaje de la capacidad en BESS (porcentaje en relación a la capacidad fotovoltaica). Los resultados de los costos totales de operación para una semana de simulación se muestran a continuación en la Figura 5.7.

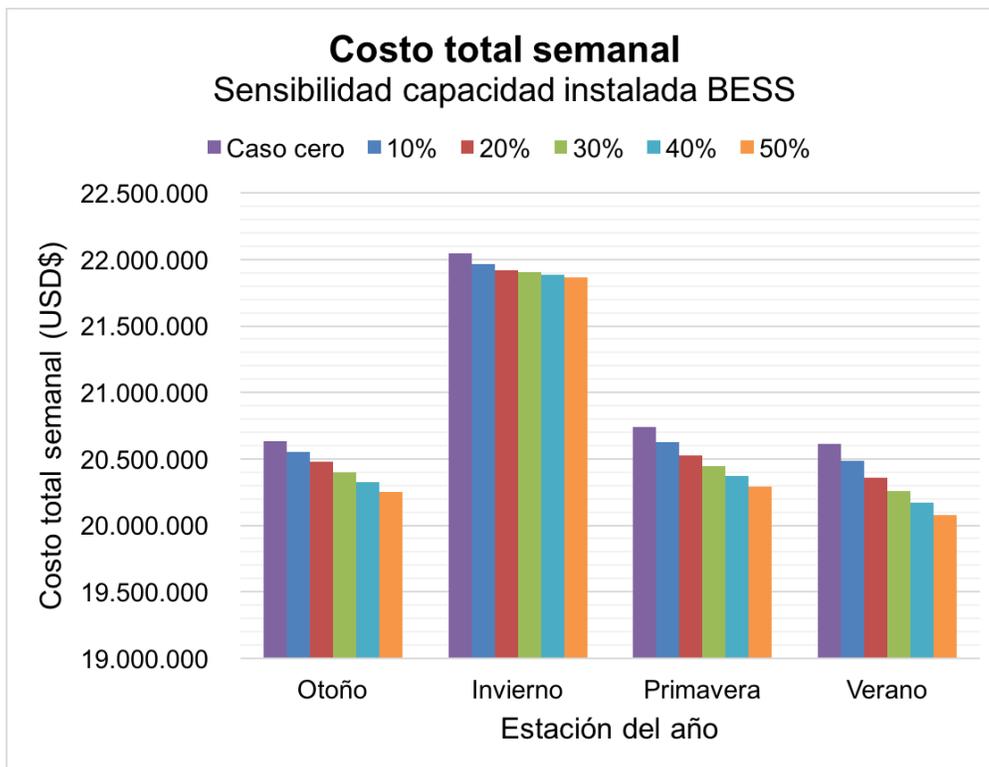


Figura 5.7: Gráfico del costo total semanal, caso de sensibilidad de capacidad en BESS en el sistema. El porcentaje de BESS está referenciado a la capacidad en centrales fotovoltaicas que tiene el SEP.

En la Figura 5.7 se muestra que al ir aumentando la cantidad de BESS en el sistema, se disminuye el costo de operación del SEP. Al igual que en el caso de sensibilidad anterior, esto se debe a que al tener más porcentaje de BESS se necesita menor cantidad de reserva en GS, dándoles a éstos mayor holgura en el momento de cubrir la demanda, disminuyendo la ENS del sistema. En efecto, en la Figura 5.8 se muestra la ENS total de la semana, en porcentaje en relación a la demanda total del sistema.

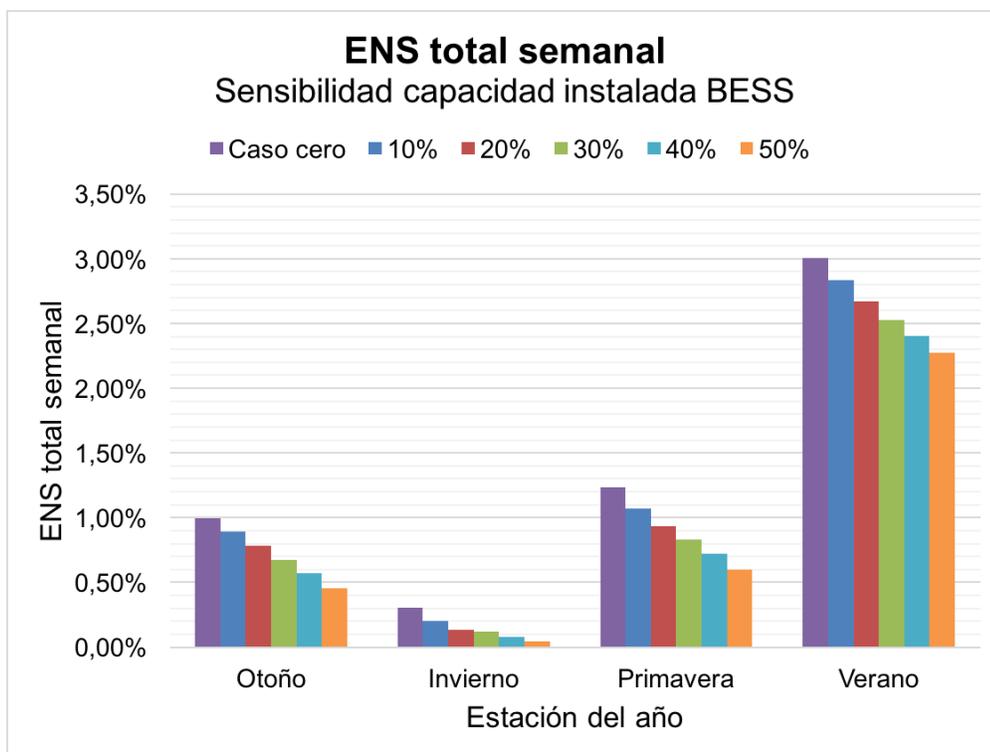


Figura 5.8: Gráfico de la energía no suministrada total durante las semanas simuladas, caso de sensibilidad de capacidad en BESS en el sistema. El porcentaje de BESS está referenciado a la capacidad en centrales fotovoltaicas que tiene el SEP.

En esta última figura se puede ver que al aumentar el porcentaje de BESS en el sistema, se disminuye la ENS total del SEP. Al igual que en el caso anterior, al tener la ENS un costo muy alto comparativamente con el costo de tener mayor cantidad de BESS, el costo de operación del sistema disminuye al aumentar la capacidad instalada en BESS.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo a futuro

En el presente trabajo se presentó un estudio sobre cómo las centrales FV pueden ayudar en la respuesta inercial del SEP mediante la incorporación de BESS. En él se planteó un método de incluir a las baterías en el despacho económico a través de la modelación del envejecimiento que ocurre en ellas al implementarlas en el sistema.

En el desarrollo del trabajo se realizó una revisión bibliográfica de las diversas formas de implementar las baterías en el despacho económico y de las diferentes variables que influyen en el uso de las baterías y que producen su envejecimiento.

Con la revisión bibliográfica se pudo plantear un modelo de baterías que permite incluir en el despacho económico. Con el modelo se hizo un análisis de los costos de operación de los BESS. En este se pudo observar qué variables afectan a la operación del BESS, sus costos de envejecimiento natural y sus costos de envejecimiento por uso. De este análisis se pudo dimensionar los costos asociados a los dos tipos de envejecimiento y encontrar el punto de recarga óptimo para la operación de los BESS.

Las variables que resultaron influir en el costo de operación de los BESS fueron el SOC, la energía entregada al sistema y el tiempo durante el cual se entrega esta energía.

Con el modelo propuesto de BESS se implementaron las baterías en el UC y en el despacho económico logrando realizar el estudio para el caso chileno del SING. Con ello se agregaron análisis de sensibilidad a las variables que resultaron ser las más influyentes en el análisis de la operación de los BESS. Los análisis de sensibilidad se realizaron cambiando la cantidad de contingencias (modificando la energía total que entregan las baterías al sistema), el tiempo de descarga (cambiando el SOC y el tiempo durante el cual se usan las baterías y la energía entregada al sistema en cada contingencia), y la capacidad en BESS en el sistema (cambiando la cantidad de energía entregada al sistema).

De todas las simulaciones realizadas se puede concluir que el incluir los BESS en el sistema resulta en una disminución del costo de operación del SEP. Esto ocurre ya que al agregar los BESS como reserva de contingencia se necesita menos reserva en GS, dándoles holgura para que puedan cubrir la demanda, y así disminuir la ENS. En las simulaciones realizadas la ENS

tiene un costo muy alto comparativamente con el costo de envejecimiento de las baterías, por lo que, a pesar de aumentar el costo de operación de las baterías al agregar más capacidad en BESS al sistema, se disminuye el costo de operación del SEP.

En particular, esto se vio en los análisis de sensibilidad de descarga de los BESS y en el análisis de capacidad instalada en BESS en el sistema, ya que ambos de estos análisis involucraban cambiar la energía que los BESS entregaban al sistema como reserva.

Por otro lado, del análisis de sensibilidad de la cantidad de contingencias que ocurren durante la semana, se pudo ver que la diferencia en el costo de operación del sistema entre el no tener contingencias y el tener contingencias 1 vez a la semana es de solo un 0,03 %. También se pudo observar que al aumentar en número de contingencias a la semana a 12 y 24 el costo de operación total semanal aumenta un 0,3 % y un 0,5 %, respectivamente (en promedio entre las semanas simuladas para cada caso de contingencia). Esto es el resultado esperado de este análisis, debido a que al aumentar el número de contingencias aumenta el costo de envejecimiento de los BESS, y aumenta las veces que es necesario recargar las baterías, lo que conlleva a un aumento en la demanda del sistema en mayor cantidad de ocasiones a la semana.

Como trabajo a futuro se deja como propuesto lo siguiente:

- Evaluación del uso de baterías para aportar reserva primaria y secundaria, para variabilidad e incertidumbre del recurso solar.
- Realizar la evaluación en el sistema sistema interconectado nacional SEN.
- Realizar un análisis dinámico de la operación del sistema.

Capítulo 7

Bibliografía

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “Renewables 2017 global status report, 2017.”
- [2] Generadoras de Chile. Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación Marzo 2018. Santiago, Chile.
- [3] Generadoras de Chile. Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación Marzo 2015. Santiago, Chile.
- [4] Propuesta de Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía, Ministerio de Energía, Marzo 2017.
- [5] Explorador Solar, Ministerio de Energía y Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2017.
- [6] Material curso “EL7019 - Fenómenos Dinámicos en Redes Eléctricas”, Claudia Rahmann, 2017.
- [7] OYARZÚN Gerdtzen, Juan Carlos. Despacho estocástico en sistemas eléctricos de potencia considerando centrales fotovoltaicas con respuesta rápida de frecuencia. Tesis para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería, mención eléctrica. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2018.
- [8] M. A. Rodríguez-Meza, & Jorge L. Cervantes-Cota. (2006). El efecto fotoeléctrico. *Ciencia Ergo Sum*, 13(3), 303-311.
- [9] M. G. Villalva, J. R. Gazoli and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays”, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [10] BIANCHI, Ernesto. Sistema de Generación de la Energía Eléctrica. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Marzo 2018.

- [11] F. J. E. Checa, E. E. Rosero and O. F. E. De La Cruz, “Comparison between the energy generated from three types of c-Si photovoltaic modules and the temperature and irradiance of the city of Pasto, Colombia”, 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), Montevideo, 2015, pp. 757-761.
- [12] M. Sameeullah and A. Swarup, “Modeling of PV module to study the performance of MPPT controller under partial shading condition,” 2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE), Kurukshetra, 2014, pp. 1-6.
- [13] F. Carrasco and C. Rahmann, “Effects of inertial response and ramp reserve requirements in the Unit Commitment,” 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [14] C. Rahmann, A. Heinemann and R. Torres, “Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic–dynamic approaches,” in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 2, pp. 366-373, 2 4 2016.
- [15] Castillo Bugueño, A., Rahmann Zúñiga, C., Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, & Vargas Díaz, Luis. (2013). Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica [recurso electrónico]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [16] H. Holttinen et al., “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power,” 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-10.
- [17] Ortega Moreno, Vargas Díaz, Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Alegría Meza, Alex, & Morales Osorio, Nelson. (2014). “Evaluación técnico-económica del uso de equipos de almacenamiento de energía en servicios complementarios en el Sistema Interconectado Central” [recurso electrónico]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [18] BIANCHI, Ernesto. Acumuladores y sistemas electroquímicos reversibles: teoría general y electrólisis. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Marzo 2018.
- [19] J. H. Angelim and C. M. Affonso, “Energy management on university campus with photovoltaic generation and BESS using simulated annealing,” 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), College Station, TX, 2018, pp. 1-6.
- [20] Muñoz Muñoz, R., Olgún Parada, G., Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, & Vargas Díaz, Luis. (2013). Almacenamiento de energía: Modelos de negocios y ubicación óptima [recurso electrónico]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [21] Montezuma Santacruz, Palma Behnke, Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Cortés Carmona, Marcelo, & Jiménez Estévez, Guillermo. (2014). Problema de predespacho de unidades con representación de almacenamiento a base de baterías [recurso electrónico]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.

- [22] Z. Zhang, J. Wang, T. Ding and X. Wang, "A Two-Layer Model for Microgrid Real-Time Dispatch Based on Energy Storage System Charging/Discharging Hidden Costs," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 33-42, Jan. 2017.
- [23] BIANCHI, Ernesto. *Acumuladores y sistemas electroquímicos reversibles: Acumuladores comerciales*. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Marzo 2018.
- [24] E. Krüger and Q. T. Tran, "Minimal aging operating strategies for battery energy storage systems in photovoltaic applications", 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, 2016, pp. 1-6.
- [25] Ferrer Alayeto, David, & Cuadras Tomàs, Àngel. (n.d.). *Circuito para la medición de la carga y la salud de baterías*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- [26] Rabié Durán, Orchard Concha, Augusto Alegría, Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, & Silva Sánchez, Jorge. (2013). *Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos para pruebas de carga y descarga de baterías de ion-litio [recurso electrónico]*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [27] Pola Contreras, Daniel, Orchard Concha, Marcos, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Silva Sánchez, Jorge, & Yuz Eissmann, Juan. (2014). *An improved prognosis strategy with temperature dependent state-space model for the analysis of the state-of-health and state-for-charge in lithium-ion batteries*. Universidad de Chile.
- [28] Severino Astudillo, B., Sáez Hueichapán, D., Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Palma Behnke, Rodrigo, & Reyes Chamorro, Lorenzo. (2011). *Modelación de generador fotovoltaico y banco de baterías de plomo ácido como elementos de una microrred*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [29] Lavados Munita, T., Bianchi Souter, E., Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Maldonado Grunwald, Pedro, & Jiménez Estevez, Guillermo. (2013). *Aplicación de acumuladores electroquímicos para el almacenamiento comercial de energía eléctrica en sistemas interconectados [recurso electrónico]*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [30] T. Oozeki et al., "An evaluation method for smoothing effect on photovoltaic systems dispersed in a large area", 2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, 2009.
- [31] Pica, Andrés, Sauma, Enzo, Pontificia Universidad Católica. Facultad de Ingeniería. (2015). *Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes*. Santiago de Chile,
- [32] C. Rahmann, V. Vittal, J. Ascui and J. Haas, "Mitigation Control Against Partial Shading Effects in Large-Scale PV Power Plants", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 173-180, Jan. 2016.

- [33] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions”, *Energies*, vol. 7, pp. 6306–6322, 2014.
- [34] X. Wang and M. Yue, “Design of energy storage system to improve inertial response for large scale PV generation”, 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [35] R. Yan, N. A. Masood, T. K. Saha, F. Bai and H. Gu, “The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network,” in *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [36] Nahid-Al-Masood, N. Modi and R. Yan, “Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution”, 2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Brisbane, QLD, 2016, pp. 1-6.
- [37] Australian Energy Market Operator AEMO. Black system south Australia 29 September 2016. Australia, March 2017.
- [38] S. M. Martínez, A. H. Escribano, M. C. Carretón, E. G. Lázaro and J. P. S. Catalão, “Influence of wind power ramp rates in short-time wind power forecast error for highly aggregated capacity”, 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Coimbra, 2016, pp. 1-6.
- [39] Y. Udagawa, K. Ogimoto, J. G. da Silva, F. Junior, H. Ohtake and S. Fukutome, “Economic impact of photovoltaic power forecast error on power system operation in Japan”, 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6.
- [40] L. Cupelli, N. Barve and A. Monti, “Optimal sizing of data center battery energy storage system for provision of frequency containment reserve”, *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, 2017, pp. 7185-7190.
- [41] A. Stan, M. Swierczynski, D. Stroe, R. Teodorescu, S. J. Andreasen and K. Moth, “A comparative study of lithium ion to lead acid batteries for use in UPS applications’, 2014 IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), Vancouver, BC, 2014, pp. 1-8.
- [42] H. Keshan, J. Thornburg and T. S. Ustun, “Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems”, 4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016), Kuala Lumpur, 2016, pp. 1-7.
- [43] K. Iba, R. Ideta and K. Suzuki, “Analysis and Operational Records of NAS Battery”, *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, Newcastle-upon-Tyne, 2006, pp. 491-495.
- [44] BIO Intelligence Service , “Comparative Life-Cycle Assessment of nickel- cadmium (NiCd) batteries used in Cordless Power Tools (CPTs) vs. their alternatives nickel-metal hydride (NiMH) and lithium-ion (Li-ion) batteries: Final Report”, European Commission – DG ENV, December, 2011.

- [45] Blanc Barrenechea, J., Alée Gil, J., Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Industrial, Castillo Espinoza, Orlando, & Jiménez Estévez, Guillermo. (2015). “Desarrollo de modelo algorítmico para dimensionamiento y gestión técnico-económico óptimos de banco de baterías para clientes alimentados del sistema eléctrico chileno y/o fuentes de energía solares”. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [46] Keshan, Hardik & Thornburg, Jesse & Ustun, Taha Selim. (2016). “Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems”. 30 (7 .)-30 (7 .).
- [47] Boucar Diouf, Ramchandra Pode. (2015).“Potential of lithium-ion batteries in renewable energy”, *Renewable Energy*, Volume 76,Pages 375-380,ISSN 0960-1481.
- [48] Grolleau A. Delaille H. Gualous P. Gyan R. Revel J. Bernard E. Redondo-Iglesias J. Peter “Calendar aging of commercial graphite/LiFeP04 cell - predicting capacity fade under time dependent storage conditions”, *Journal of Power Sources* vol. 255 pp. 450-458 2014.
- [49] Hongyang Jin, Hongbin Sun, Qinglai Guo and Jianzhong Wu, “Robust unit commitment considering reserve from grid-scale energy storage”, 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), Hefei, 2016, pp. 246-251.
- [50] E. A. Bakirtzis, I. G. Marnieris, D. I. Chatzigiannis, P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, “Storage management by rolling unit commitment for high renewable energy penetration”, 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6.
- [51] K. Jurković, H. Pandzić and I. Kuzle, “Robust unit commitment with large-scale battery storage”, 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, 2017, pp. 1-5.
- [52] M. A. Abdullah, K. M. Muttaqi, D. Sutanto and A. P. Agalgaonkar, “An Effective Power Dispatch Control Strategy to Improve Generation Schedulability and Supply Reliability of a Wind Farm Using a Battery Energy Storage System”, in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1093-1102, July 2015.
- [53] S. Sethi and G. Sorger. “A Theory of Rolling Horizon Decision Making”.*Annals of Operations Research*, 29, 387-416. January, 1991.
- [54] Informes de falla del SING 2013-2015, CDEC SING, Santiago, Chile.
- [55] Boletín del mercado eléctrico, sector generación, Noviembre 2017, Generadoras de Chile, Santiago, Chile.

Capítulo 8

Anexos

8.1. Anexo 1: Centrales térmicas del SING

Unidad	Pmax/Pmin [MW]	RUP/RDN [MW/min]	Tmín de operaci- ón/apagado [h]	Costo de partida/apagado [US\$]	Costo variable [US\$/MW]
Angamos 1	248,575/150	2/5	48/48	35.232	43
Angamos 2	252,975/70	2,35/5	48/48	35.820	42
C. Term. Andina	152,6/100	1/1	72/48	21.874	46
C. Term. Horni- tos	153,9/90	1/1	48 /48	20.845	48
C. Term. Mejillones (CTM1)	154,9/90	3/3	72/48	20.286	41
C. Term. Mejillones (CTM2)	164/100	3/3	72/48	21.021	40
Mejillones TG (CTM3)	139,8/100	6/6	1/1	12.018	70
Mejillones TV (CTM3)	82,7/60	6/6	1/1	12.018	70
C. Term. Tarapacá	148,52/75	0,75/3	48/48	19.286	43
Atacama (CC1)	378,3/30	12/12	5/1	17.903	101
Atacama (CC2)	389,5/30	12/12	5/1	17.903	101
Norgener (NTO1)	127,44/65	3/3	48/48	18.587	35
Norgener (NTO2)	131,87/110	3/3	48/48	18.041	34

Tocopilla (TG1)	24,6/10	10/10	5/1	0	337
Tocopilla (TG2)	24,83/10	10/10	5/1	0	337
Tocopilla (TG3)	37,2/10	10/10	5/1	0	266
Tocopilla (U10)	36/15	6/6	24/8	1.733	197
Tocopilla (U11)	36 /15	6/6	24/8	1.733	197
Tocopilla (U12)	79,58/50	4/4	48/24	10.478	47
Tocopilla (U13)	79,77/75	4/4	48/24	10.919	45
Tocopilla (U14)	127,67/75	5/5	48/24	16.651	41
Tocopilla (U15)	124,06/60	2/2	48/24	15.827	39
Tocopilla (U16)	343/75	13/13	1/1	18.865	68
Diesel Iquique (MIIQ)	2,81/1,022	99/99	1/1	0	530
Diesel Iquique (SUIQ)	4,06/0,98	99/99	1/1	0	480
Diesel Iquique (TGIQ)	23,56/4,15	99/99	1/1	0	321
Tarapacá (TG- TAR)	23,75/8	6/6	3/1	0	328