



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

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE CONSIDERANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA

PABLO ERNESTO GONZÁLEZ INOSTROZA

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JANNIK HAAS
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: PABLO GONZÁLEZ INOSTROZA
FECHA: DICIEMBRE 2019
PROFESOR GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE CONSIDERANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Las metas impuestas a nivel global por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han generado importantes incentivos para el desarrollo de políticas que fomenten la inserción de energías renovables no convencionales (ERNC). Si bien este tipo de tecnología trae consigo variados beneficios, también imponen grandes desafíos tanto en la planificación como en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, principalmente desde la perspectiva de la frecuencia.

Tradicionalmente la inercia de los generadores sincrónicos ayuda a mantener la estabilidad de frecuencia gracias al aporte instantáneo de energía cinética que generan frente a desbalances entre carga y generación, determinando la respuesta inicial de frecuencia del sistema. Sin embargo, en el proceso de descarbonización, estas unidades se verán desplazadas por la masiva penetración de unidades ERNC, lo cual se podría traducir en un deterioro de la respuesta inicial frente a desbalances, afectando directamente la estabilidad de frecuencia.

El objetivo de esta tesis es desarrollar un modelo de planificación de la expansión de la generación renovable que incluya restricciones de estabilidad de frecuencia, la cual considere la capacidad de respuesta inercial que pueden brindar tanto los dispositivos BESS y unidades ERNC con el fin de mantener un mínimo nivel de desviación inicial de frecuencia. Para destacar la importancia de la localización en cuanto a la estabilidad de frecuencia, se proponen dos restricciones de frecuencia distintas: una unizona y otra multizona.

El modelo desarrollado consiste en una optimización lineal para un horizonte de 1 año con resolución horaria, que minimiza los costos de inversión y operación de los equipos de almacenamiento y generación renovable para un modelo simplificado del sistema eléctrico nacional chileno dividido en cuatro zonas.

Al aplicar el modelo de optimización, se logra validar que será necesario el aporte de respuesta inercial por parte de las unidades ERNC o dispositivos BESS a medida que las unidades convencionales sean desplazadas. Al comparar los resultados obtenidos de las ecuaciones del swing unizona y multizona, se observa en general que en un futuro sistema 100% ERNC no se requiere realizar inversiones adicionales en nuevas tecnologías (excepto cuando solo las tecnologías ERNC son las que aportan con respuesta inercial) sino que más bien en un uso eficiente de los recursos presentes.

Como trabajo futuro se deja propuesto complejizar el modelo propuesto incluyendo una resolución temporal menor y las restricciones de unit commitment. Lo anterior para considerar el cambio en el nivel de inercia producto del encendido y apagado de las unidades de generación. También se considera que el incluir la expansión de la transmisión en un modelo multietapa reflejaría de mejor manera lo que pasaría en la planificación del sistema nacional, generando así un modelo de expansión de capacidad del sistema multietapa.

Agradecimientos

Ya en este segundo proceso que estoy terminando me he dado cuenta de que las cosas no siempre salen como uno espera y algunas personas que estaban a tu lado un año antes ya no siguen ahí. Sin embargo, en esta página agradeceré en forma especial a las personas que con su sola presencia hicieron de estos dos años algo loggable.

Primero que nada, agradecer a mi profesora guía Claudia Rahmann. Cuando por primera vez le comenté de mi deseo de seguir un magister bajo su tutela y mis ganas de tener una pasantía no solo me apoyó, sino que lo hizo posible y me impulsó a ser cada día mejor. Cada vez que me preguntan si pudiera volver a elegir a mi profesor guía, sin dudarle digo que no cambiaría mi decisión.

A Jannik por darme la oportunidad de trabajar a su lado y enseñarme no solo su trabajo, sino que también aprendizajes para la vida (ahora sé abrir una cerveza con una llave jeje). Al profesor Rodrigo Palma por ser el culpable directo de que eligiera esta hermosa carrera. Por usted un 95% del tiempo solo hablo de la U y de energías renovables. Realmente fue la mejor opción tomar el taller de proyecto “Energías Renovables y Uso Eficiente.

Agradecer de todo corazón a Dieguito Ortiz y Jorgito Vega, quienes en forma humilde y totalmente desinteresada me han apoyado y guiado en este proceso. No me alcanzan las palabras para agradecerles todo lo que han hecho por mí cuando ya no encontraba soluciones a mis problemas. A Dieguito Alvarado por toda su ayuda, eres un crack.

A Chamito, Jaimillo y Richi por todo el cariño y el apañe entregado este tiempo. Son un gran grupo de personas y amigos que amenizan toda situación con su sola presencia. Espero que el destino solo les traiga cosas buenas como lo ha hecho hasta ahora. A Pato Loncón, con el cual he pasado ya casi 8 largos años de universidad y aún seguimos disfrutando de nuestra amistad, ya sea con una cerveza o una incursión de Pokémon.

A Loreto, Myriam y Rosario que aguantaron un sinfín de preguntas e impresiones a última hora. Gracias por todo el apoyo que me han dado desde que nos conocemos, sin duda han marcado mi instancia en el cuarto piso.

A los chiquilles de la sala de postgrado: Andrés, Alex, Ricky, Danny, Javier, Barbi, Pia y Bastián. Gracias por hacer la sala un lugar tranquilo y con muy buenas vibras. Una cerveza con ustedes siempre alivianó la carga los viernes. A Ricardo por forjar mis conocimientos y enseñarme la autocrítica. Ahora por tu culpa le pongo miel al café.

A mi madre por enseñarme con su propio ejemplo lo que es el sacrificio. Aún en los peores momentos de su vida impuso el amor y cuidado de sus hijos sobre su propia salud, trabajando de sol a sol y llegando a casa para asegurarse de que hayamos estudiado y comido. Toda una vida no serían suficientes para agradecerte.

Al amor de mi vida, Javiera. Mi pollita, gracias por apoyarme cuando ya no tenía ganas de continuar, por hacer mis días más felices, por aguantarme y entenderme cuando no andaba de ánimos o despierto mañoso. Te amo por hechos simples como esperarme al final del día con un abrazo que borre toda huella de lo malo que me pudo pasar. Espero de corazón seguir compartiendo aventuras a tu lado y apoyarte en cada cosa que quieras.

Agradecer finalmente a la Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica por su apoyo a través de los fondos CONICYT/FONDECYT/11160228 y Fondap/15110019.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Hipótesis.....	3
1.3	Objetivos	3
1.3.1	Objetivo general.....	3
1.3.2	Objetivos específicos.....	3
1.4	Alcance	3
2.	Marco teórico.....	4
2.1	Trabajos de GEP	4
	Primeros trabajos	4
	Década del 80.....	6
	Década del 90.....	7
	Siglo XXI	8
2.1.1	Modelos de GEP considerando incertidumbre	9
2.1.2	Modelos de GEP considerando ESS.....	10
2.1.3	Modelos de GEP considerando restricciones de frecuencia	13
2.1.4	Resumen de trabajos de GEP	15
2.2	Sistemas de almacenamiento	16
2.2.1	Características de los dispositivos de almacenamiento.....	17
2.2.2	Tipos de ESS.....	19
	Aplicaciones de energía vs aplicaciones de potencia.....	24
	Beneficios y usos de los sistemas de almacenamiento.....	26
2.3	Respuesta inercial de baterías	27
3.	Metodología	31
3.1	Introducción al modelo	31
3.2	Función objetivo y variables de decisión	33
3.3	Modelamiento del sistema eléctrico de potencia.....	34
	Restricciones de balance de energía zonal	34
	Restricciones de reservas	35
	Restricciones de transmisión	36
3.4	Modelo de almacenamiento	38
	Restricciones de capacidad de carga/descarga y capacidad de energía.....	38
	Restricciones de balance de energía almacenada	38
3.5	Modelamiento de generación hidráulica	39

Restricciones de producción de energía	39
Restricciones de balance hídrico	39
3.6 Modelamiento de tecnologías ERNC.....	39
Restricciones de máxima capacidad de potencia	39
3.7 Restricciones asociadas a respuesta inercial del SEP	40
4. Caso de Estudio	44
4.1 Sistema	44
4.2 Datos para la optimización.....	45
Sistema eléctrico	45
Costos.....	45
Contingencias	45
Escenarios de estudio.....	46
5. Resultados	47
5.1 Resultados con restricción de frecuencia unizona (F-U).....	47
Restricción de frecuencia unizona considerando tecnología PV como dominante	47
Restricción de frecuencia unizona considerando tecnología eólica como dominante.....	48
5.2 Resultados con restricción de frecuencia multizona (F-M).....	50
Restricción de frecuencia multizona considerando solo respuesta inercial BESS (F-M + RF-B + 1H)	50
Restricción de frecuencia multizona considerando solo respuesta inercial ERNC (F-M + RF-R + 1H)	52
Restricción de frecuencia multizona considerando respuesta inercial BESS y ERNC (F-M + RF-A + 1H).....	54
6. Conclusiones.....	57
7. Trabajo futuro	58
8. Referencias.....	59
9. Anexos.....	67
9.1 Ejemplo de ecuaciones en caso de contingencia	67
Falla zona 1:.....	67
Falla zona 2:.....	68
Falla zona 3:.....	69
Falla zona 4:.....	70
9.2 Inversión de capacidades por zona	71
Resultados restricción de frecuencia unizona – costo dominante PV	71
Resultados restricción de frecuencia unizona – costo dominante eólico.....	72
Resultados restricción de frecuencia Multizona – costo dominante PV.....	73
Resultados restricción de frecuencia Multizona – costo dominante eólico	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ejemplo gráfico de screening curves. Elaboración propia basado en [28].....	5
Figura 2: Clasificación de dispositivos de almacenamiento. Elaboración propia basado en [59][60][61].	16
Figura 3: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento según tiempo de entrega de suministro.....	18
Figura 4:Diagramas de una central de bombeo [67].....	19
Figura 5: Esquemático de un sistema de almacenamiento por aire comprimido [68].	20
Figura 6: Componentes de un volante de inercia [61] y modelo ENERCON 200 kW, 5 kWh [66].	21
Figura 7: Componentes de un SMES [61] y modelo ACCEL 200 kW, 2 MJ [66]	21
Figura 8: Diagrama principal de un supercondensador [70].	22
Figura 9: Capacidad instalada global de tipo de baterías, año 2016 [71].	23
Figura 10: Diagrama de Ragone para diferentes tipos de ESS. Elaboración propia.....	25
Figura 11: Diagrama explicativo de aplicaciones de energía y potencia [94].	25
Figura 12: Clasificación de aplicaciones de almacenamiento eléctrico en los SEP [91].....	26
Figura 13: Desviación de frecuencia según nivel de penetración fotovoltaica sin BESS (primera imagen) e incluyendo BESS (segunda imagen) [101].	28
Figura 14: Perfiles de frecuencia para casos de estudio con alta penetración eólica y aplicación de ESS [102].	28
Figura 15: Respuesta en frecuencia del sistema para diversos niveles de inercia del BESS y cómo influye en el estado de carga [104].	29
Figura 16: Respuesta en frecuencia del sistema para diversos niveles robustez y su influencia en el estado de carga del BESS [104].	29
Figura 17: Ilustración del sistema en estudio. Elaboración propia.	31
Figura 18: Metodología a seguir por el modelo de optimización. Elaboración propia.	33
Figura 19: Marcos temporales de respuesta de frecuencia sistémica.	35
Figura 20: Transmisión para operación transitoria en caso de contingencia. Elaboración propia.	41
Figura 21: Caso de estudio del sistema eléctrico chileno dividido en cuatro zonas. Elaboración propia.	44
Figura 22: Escenarios simulados.	46
Figura 23: Capacidad instalada por escenario para el caso con tecnología solar dominante. ...	48
Figura 24: Inversión en millones de euros por escenario para el caso con tecnología solar dominante.	48
Figura 25: Capacidad instalada por escenario para el caso con costos reducidos de tecnología eólica.	49
Figura 26: Inversión por escenario para el caso con costos reducidos de tecnología eólica.....	49
Figura 27: Cambio de dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial en el sistema para el escenario con costos PV dominantes. (RF-B)	51
Figura 28: Cambio de dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.	52
Figura 29: Cambio de unidades ERNC que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos PV dominantes (RF-R).	53

Figura 30: Cambio de unidades ERNC que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.	54
Figura 31: Cambio de unidades que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos PV dominantes.	55
Figura 32: Cambio de unidades que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.	56
Figura 33: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 1.	67
Figura 34: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 2.	68
Figura 35: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 3.	69
Figura 36: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 4.	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cuadro resumen de trabajos de GEP.....	15
Tabla 2: Características operacionales de baterías por tecnología, primera parte.	23
Tabla 3: Características operacionales de baterías por tecnología, segunda parte.	24
Tabla 4: Comportamiento de la transmisión.	37
Tabla 5: Costos y vida útil para el almacenamiento y tecnologías de generación renovable. ...	45
Tabla 6: Nomenclatura escenarios de estudio.....	46
Tabla 7: Desbalances por zona.....	50
Tabla 8: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia	71
Tabla 9: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC	71
Tabla 10: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS	71
Tabla 11: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS.....	71
Tabla 12: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia	72
Tabla 13: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC	72
Tabla 14: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS	72
Tabla 15: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS.....	72
Tabla 16: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia	73
Tabla 17: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC	73
Tabla 18: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS	73
Tabla 19: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS.....	73
Tabla 20: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia	74
Tabla 21: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC	74

Tabla 22: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS 74

Tabla 23: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS..... 74

Símbolos y abreviaciones

Índices

Nombre	Descripción
t	Pasos de tiempo
z	Zonas del sistema
r	Unidades de generación renovable (solar y eólica)
s	Tecnologías de almacenamiento
h	Generadoras hidráulicas
e	Generadoras eólicas
pv	Generadoras fotovoltaicas
l	Líneas de transmisión

Entradas

Nombre	Unidad	Descripción
$Load_{t,z}$	MW	Demanda en la zona “z” para el tiempo “t”
$Pérdidas_l$	%	Factor de pérdida de potencia de acuerdo al flujo de potencia transmitido por la línea “l”
P_h^{ins}	MW	Capacidad de potencia instalada de la unidad de generación hidráulica “h”
$p_{largest\ unit}$	MW	Capacidad de potencia de la unidad más grande de generación
$Profile_{r,t,z}$	%	Perfil de recurso renovable “r” en la zona “z” para el tiempo “t”
$p_{curtailed\ max}$	%	Monto máximo de energía renovable que puede ser vertida
$PVtoWindRatio$	%	Proporción entre la capacidad de potencia fotovoltaica y eólica
$\eta_{charge}, \eta_{dis}$	%	Eficiencias de carga y descarga para la unidad de almacenamiento “s”
F_s^{Min}, F_s^{Max}	%	Radio mínimo y máximo entre energía y potencia para el almacenamiento “s”
$F_{used\ reserves}$	%	Proporción entre reservas de potencia entregadas y comprometidas
$E_{s,z}^{potential}$	MWh	Potencial técnico de energía de la unidad de almacenamiento “s” en la zona “z”
k_h	MW/(m ³ /s)	Rendimiento de la unidad de generación hidráulica “h”

$Q_{h,t}^{inflow}$	m ³ /s	Afluentes de entrada hacia la central hidráulica "h" en el tiempo "t"
CA_r^{IP}	€/MW	Costo anualizado de inversión de la generación renovable "r"
CA_l^{IP}	€/MW	Costo anualizado de inversión de la línea de transmisión "l"
CA_s^{IP}	€/MW	Costo anualizado de inversión de potencia del almacenamiento "s"
CA_s^{IE}	€/MWh	Costo anualizado de inversión de la energía del almacenamiento "s"
CV_r^{IP}	€/MWh	Costo variable de la unidad de generación renovable "r"
CV_l^{IP}	€/MWh	Costo variable de la línea de transmisión "l"
CV_s^{IP}	€/MWh	Costo variable del almacenamiento "s"
$C^{unserved}$	€/MWh	Costo variable de la energía no suministrada
$C^{spilled}$	€/MWh	Costo variable de la energía vertida
x	años	Vida útil de cada tecnología
r	%	Tasa de interés

Variables de operación

Nombre	Unidad	Descripción
$p_{r,t,z}$	MW	Potencia generada por la planta renovable "r" en la zona "z" para el tiempo "t"
$p_{s,t,z}^{charge}, p_{s,t,z}^{discharge}$	MW	Potencia de carga y descarga del almacenamiento "s" en la zona "z" para el tiempo "t"
$p_{t,h}$	MW	Potencia generada por la planta hidráulica "h" para el tiempo "t"
$p_{t,s}$	MW	Potencia generada por el almacenamiento "s" para el tiempo "t"
$p_{t,pv}$	MW	Potencia generada por la planta fotovoltaica "pc" para el tiempo "t"
$p_{t,e}$	MW	Potencia generada por la planta eólica "e" para el tiempo "t"
$p_{z,t}^{unserved}$	MW	Potencia no suministrada en la zona "z" para el tiempo "t"
$p_{z,t}^{spilled}$	MW	Potencia vertida en la zona "z" para el tiempo "t"
$p_{z_j,z_i,t}^{imp}$	MW	Potencia importada desde la zona "z _j " a la zona "z _i " para el tiempo "t"
$p_{z_i,z_j,t}^{exp}$	MW	Potencia exportada desde la zona "z _i " a la zona "z _j " para el tiempo "t"
$oRes_t^{system}$	MW	Reservas operacionales totales del sistema para el tiempo "t"
$oRes_{t,z,s}^S$	MW	Reserva operacional del almacenamiento "s" en la zona "z" para el tiempo "t"
$oRes_{t,h}^H$	MW	Reserva operacional del generador hidráulico "h" para el tiempo "t"
$fRes_t^{system}$	MW	Reservas de contingencia totales del sistema para el tiempo "t"

$fRes_{t,z,s}^S$	MW	Reserva de contingencia del almacenamiento "s" en la zona "z" para el tiempo "t"
$fRes_{t,h}^H$	MW	Reserva de contingencia del generador hidráulico "h" para el tiempo "t"
$fRes_{t,z,h,pv}^{PV}$	MW	Reserva de contingencia de la planta fotovoltaica "pv" en la zona "z" para el tiempo "t"
$fRes_{t,z,e}^E$	MW	Reserva de contingencia de la planta de eólica "e" en la zona "z" para el tiempo "t"
$stored_{t,s,z}$	MWh	Energía almacenada por el almacenamiento "s" en la zona "z"
$stored_{t,h}$	m ³	Agua almacenada en la central hidráulica "h" en el tiempo "t"
$loss_{s,z,t}^{storage}$	MW	Energía perdida por auto descarga en el almacenamiento "s" para la zona "z" en el tiempo "t"
$loss_{s,z,t}^{reserves}$	MW	Energía perdida producto de la pérdida de las reservas para el almacenamiento "s" para la zona "z" en el tiempo "t"
$q_{h,t}^{turbined}$	m ³ /s	Afluente turbinado por la planta hidráulica "h" en el tiempo "t"
$q_{h,t}^{diverted}$	m ³ /s	Afluente vertido por la planta hidráulica "h" en el tiempo "t"
$q_{h,t}^{reserve}$	m ³ /s	Afluente usado para reserva por la planta hidráulica "h" en el tiempo "t"
$q_{h,t}^{fictitious}$	m ³ /s	Afluente ficticio (usado para sintonizar el modelo) por la planta hidráulica "h" en el tiempo "t"
Δw	Hz	Variación de frecuencia producto de una contingencia
$\Delta P_{L,z}$	MW	Desbalance de potencia producto de la contingencia "L" en la zona "z"
H_z	seg	Inercia para la zona "z"
$H_{r,z}$	seg	Inercia asociada a la unidad renovable "r" en la zona "z"
R_z	p.u./Hz	Estatismo equivalente en la zona "z"
D_z	1/Hz	Factor de amortiguamiento equivalente en la zona "z"
ΔP_{12}	p.u.	Flujo de potencia de la zona 1 a la zona 2
ΔP_{23}	p.u.	Flujo de potencia de la zona 2 a la zona 3
ΔP_{34}	p.u.	Flujo de potencia de la zona 3 a la zona 4
$RoCoF_{max}$	Hz/seg	Máxima caída de frecuencia inicial permitida
$\Delta P_{m,z}$	p.u.	Desbalance de potencia "m" para la zona "z"
$\Delta P_{imp,z}$	MW	Potencia importada por la zona "z" durante contingencia.
$\Delta P_{exp,z}$	MW	Potencia exportada por la zona "z" durante contingencia.
$T_{z_i,z_j,t}$	MW	Flujo transmitido por cada línea entre las zonas "z _i " y "z _j " para cada tiempo "t".
$\Delta T_{z_i,z_j,t}$	MW	Aumento del flujo transmitido por cada línea entre las zonas "z _i " y "z _j " para cada tiempo "t" debido a las contingencias.

T_{N_max}	MW	Límite térmico máximo que poseen las líneas de transmisión en operación normal.
T_{T_max}	MW	Límite térmico transitorio que poseen las líneas de transmisión en operación de contingencia.
$\delta_{z,t}$	°	Ángulo de cada zona "z" para tiempo "t"
$\theta_{min}, \theta_{max}$	°	Ángulos mínimo y máximo de desfase

Variables de inversión

Nombre	Unidad	Descripción
P_l^{ins}	MW	Capacidad de potencia instalada para la línea de transmisión "l"
$P_{s,z}^{ins\ discharge/charge}$	MW	Capacidad de potencia instalada (carga y descarga) para la unidad de almacenamiento "s" en la zona "z"
$E_{s,z}^{ins}$	MWh	Capacidad de energía instalada para la unidad de almacenamiento "s" en la zona "z"
$P_{e,z}^{ins}$	MW	Capacidad de potencia instalada para la unidad eólica "e" en la zona "z"
$P_{pv,z}^{ins}$	MW	Capacidad de potencia instalada para la unidad fotovoltaica "pv" en la zona "z"
$P_{g,z}^{ins}$	MW	Capacidad de potencia instalada para la unidad de generación convencional "g" en la zona "z"

Abreviaciones

- AG: Algoritmo genético
- AGC: Control automático de generación (Automatic Generation Control)
- BESS: Sistema de almacenamiento energético con baterías (Battery Energy Storage System)
- CAES: Almacenamiento energético por aire comprimido (Compressed Air Energy Storage)
- CSP: Tecnología solar de concentración (Concentrated Solar Power)
- CVaR: Valor condicional al riesgo (Conditional Value at Risk)
- ERNC: Energías renovables no convencionales
- ESS: Sistema de almacenamiento energético (Energy Storage System)
- FFR: Respuesta rápida de frecuencia (Fast Frequency Response)
- GEP: Planificación de la expansión de la generación (Generation Expansion Planning)
- GS: Generadores sincrónicos
- MPPT: Punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker)
- NGET: Operador de la red de transmisión de Reino Unido (National Grid Electricity Transmission)
- PFC: Control primario de frecuencia (Primary Frequency Control)
- PHES: Sistemas de almacenamiento por centrales de bombeo (Pumped Hydro Energy Storage)
- RoCoF: Tasa de cambio de frecuencia (Rate of Change of Frequency)
- SEP: Sistema eléctrico de potencia
- SMES: Sistemas de almacenamiento energético por super conducción magnética (Superconductive Magnetic Energy Storage)
- SOC: Estado de carga del ESS (State of Charge)
- VIR: Respuesta de inercia virtual (Virtual Inertial Response)
- VPN: Valor presente neto

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Hoy en día las metas impuestas a nivel global por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la necesidad de disminución de los costos de producción de energía eléctrica y de independencia energética frente a la volatilidad en los precios de combustibles, han generado importantes incentivos para el desarrollo de políticas que fomenten la inserción de energías renovables no convencionales (ERNC). Ejemplos de países que han impuesto este tipo de metas son Alemania con una meta de penetración de 80% para el 2050, Sudáfrica con un 13% para el 2020, Francia con un 23% para el 2020 y Dinamarca con un 100% para el 2050, entre muchos otros [1][2]. Chile no es la excepción. Ya en el año 2006, el país contaba con una matriz energética compuesta en un 2% de ERNC (solar, fotovoltaica y biomasa) y para el año 2016 este valor creció a un 12% [3]. Con las metas impuestas por la política energética de Chile 2050, se espera que para el año 2035 al menos un 60% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables, y para el año 2050 un 70% [4].

Si bien las ERNC traen grandes beneficios, también imponen desafíos a la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), principalmente de la perspectiva de la frecuencia [5]. Por un lado, las ERNC no presentan respuesta inercial frente a contingencias. La tecnología fotovoltaica no posee masas rotatorias y en el caso de los generadores eólicos de velocidad variable, su respuesta inercial se ve desacoplada de la red producto de la conexión vía convertidor. Por otro lado, se encuentran la variabilidad e incertidumbre asociadas a la naturaleza estocástica del recurso primario que afecta principalmente a la regulación de frecuencia del SEP.

La inercia en los generadores sincrónicos ayuda a mantener la estabilidad de frecuencia gracias al aporte instantáneo de energía cinética almacenada en sus partes rotatorias que generan frente a desbalances entre carga y generación, determinando con ello la respuesta inicial de frecuencia del sistema. En este contexto, al reemplazar generación convencional por tecnologías ERNC, la inercia del sistema disminuye, lo que se podría traducir en un deterioro en la respuesta inicial frente a desbalances, aumentando el nivel de desviación inicial de frecuencia (RoCoF) y por ende afectando la estabilidad de frecuencia. Esto afecta directamente la activación de los esquemas de desconexión automática de carga y al desempeño del control primario de frecuencia (PFC por sus siglas en inglés) [5]. Las restricciones de inercia en sistemas aislados pueden ser particularmente críticas debido a la baja inercia natural de estos sistemas. Lo anterior se ve confirmado en diversos países que exigen requerimientos de RoCoF. Por ejemplo, Irlanda impuso una limitación a la penetración instantánea de sistemas asíncronos a un 50% de su generación producto de la falta de inercia sistémica en periodos de gran penetración ERNC [6]. En [7] el operador del mercado energético australiano AEMO plantea que para un escenario 100% renovable el sistema debe contar con un mínimo de 15% de generación síncrona. El sistema Nórdico posee un RoCoF máximo permitido de -0.5 [Hz/s] y un límite para la máxima caída de frecuencia de 49.4 [Hz] en 0.15 segundos [8]. En los sistemas de Reino Unido e Irlanda, los límites de RoCoF son de -0.125 [Hz/s] [9] y -0.5 [Hz/s] [10], respectivamente.

En el marco anterior, las baterías surgen como una solución para afrontar los desafíos que afrontan los SEP en el marco de regulación y estabilidad de frecuencia frente a altos niveles de ERNC [11][12]. Gracias a los esquemas de control asociados a sus convertidores, las baterías

poseen una capacidad de toma de carga mayor a la de los generadores sincrónico, lo que les permite reaccionar en forma casi instantánea frente a desbalances en el sistema en caso que se implemente una estrategia de control adecuada [12]. De esta forma, la incorporación de baterías llevaría a los sistemas a tener una mejor respuesta inercial, lo que se traduciría en una mejora en la estabilidad de frecuencia del sistema.

La distribución espacial de las centrales ERNC en un SEP juega un rol fundamental en cuanto al impacto que estas puedan provocar en la operación del sistema. Diversos estudios han mostrado que no es equivalente poseer un gran bloque de generación ERNC conectado a una barra del sistema, que distribuir esa misma capacidad en varios puntos de inyección. A medida que aumenta la cantidad de centrales ERNC y su distribución geográfica, se reduce la variabilidad del recurso primario gracias al llamado “smoothing effect”, así como el error de pronóstico (incertidumbre) mejorando la predicción del recurso [13].

Teniendo en cuenta los planes de descarbonización en la matriz energética chilena, resulta de vital importancia saber cómo se localizará espacialmente la inercia dentro del sistema, pues la dinámica de la frecuencia luego de una falla queda directamente relacionada con la distribución de inercia en la red y no solamente en base a la inercia total [12][11][13][14]. A futuro se espera tener una gran concentración de tecnología ERNC en el norte y centro del país producto del gran potencial eólico y solar que estas zonas presentan. Así mismo, una gran concentración de tecnología hídrica estaría presente en la zona sur, lo que ocasionaría una concentración de la inercia del sistema en esta zona.

El problema de planificación de la expansión de la generación (GEP por sus siglas en inglés) consiste en determinar la localización, periodo (cuándo), capacidad y tipo de tecnología a invertir, con el fin de minimizar los costos de inversión y operación del sistema, de forma de satisfacer la energía demandada cumpliendo con criterios de seguridad. Lo anterior se realiza asumiendo que la inversión en infraestructura de transmisión se realiza adecuadamente [17] [18]. Históricamente, los modelos de GEP han ignorado las restricciones de corto plazo asociadas a los generadores sincrónicos (GS), tales como los costos de encendido y apagado, tiempos mínimos de salida, tiempos de encendido de las máquinas y rampas de toma de carga. Sin embargo, altas penetraciones ERNC se traducen desplazamientos de centrales convencionales, lo que lleva a ciclos más intensos de las unidades síncronas en operación, afectando con ello su operación y mantenimiento, así como su vida útil [19][20]. De esta forma, el no considerar tales restricciones genera planes subóptimos tras no considerar los costos reales asociados a la operación [21].

En el marco anterior, el objetivo del presente trabajo es desarrollar un modelo de optimización para planificar la expansión de la generación renovable en SEP considerando restricciones de estabilidad de frecuencia. En particular, se considera la localización óptima de centrales eólicas y fotovoltaicas, así como de sistemas de almacenamiento. La metodología considera capacidad de aporte inercial por parte de los sistemas de almacenamiento, y también de centrales renovables. El trabajo busca responder dudas que surgen acerca de la proyección del sistema eléctrico chileno para el año 2050 tales como: ¿Desde qué nivel de penetración ERNC la inercia comienza a ser un factor crítico en la planificación del sistema? ¿Deben las tecnologías ERNC aportar con reservas para contribuir a la respuesta inercial? ¿Se deben considerar los sistemas BESS con respuesta inercial para asegurar una respuesta en frecuencia segura luego de una contingencia?

1.2 HIPÓTESIS

El presente trabajo postula que una correcta planificación de la expansión de la generación (GEP) para un sistema 100% renovable, que incluya capacidad de respuesta inercial de dispositivos BESS y ERNC, permitiría mantener la estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia frente a desbalances entre carga y generación.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo multizonal de GEP incluyendo restricciones de estabilidad de frecuencia, el cual considere la capacidad de respuesta inercial que pueden brindar tanto los dispositivos BESS como las unidades renovables. Lo anterior con el fin de mantener para mantener un mínimo RoCoF frente a una contingencia.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Entender el estado del arte de los trabajos de GEP a partir de la realización de una revisión bibliográfica. Ésta tendrá especial foco en aquellos trabajos que consideran dispositivos de almacenamiento y restricciones de frecuencia.
2. Entender el estado del arte de los equipos ESS a partir de la realización de una revisión bibliográfica, recopilando información económica y técnica.
3. Formular un GEP que incluya restricciones de inercia para localizar ERNC y equipamiento BESS.
4. Proponer una restricción en la formulación del modelo de GEP que considere la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico. Esta considerará el aporte que pueden entregar tanto BESS como dispositivos ERNC.
5. Disponer de un modelo de optimización en un modelo multizonal representativo del sistema eléctrico nacional.

1.4 ALCANCE

Esta tesis asume que, en la planificación de los sistemas eléctricos de potencia a futuro, los equipos de almacenamiento formarán parte de las soluciones a considerar producto de la alta penetración renovable en la matriz energética. Si bien el modelo puede ser utilizado para considerar otros sistemas de almacenamiento, el presente solo considerará dispositivos BESS. Así mismo, los problemas asociados a los esquemas de control y monitoreo tales como retardos asociados a los sistemas de comunicación, saturación de los lazos de control, etc., no se consideran en el marco de esta tesis.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 TRABAJOS DE GEP

La planificación de la expansión de la generación es un problema de optimización que consiste en determinar qué unidades generadoras deben ser construidas para un determinado horizonte de tiempo. En el caso de planificación multietapa, el horizonte de planificación es dividido en periodos que entregan el momento exacto en que ciertas unidades de generación deben ser construidas y entrar en funcionamiento. En la planificación estática, toda la inversión de generación es planificada para un cierto horizonte de tiempo sin tener etapas de inversión, es decir, su busca un portafolio que satisfaga las necesidades del SEP al final de un cierto periodo.

El objetivo del problema de GEP es minimizar el costo total de la planificación, el cual corresponde a la suma de los costos de inversión y de operación de las unidades generadoras [22]. Lo anterior puede realizarse a partir del cálculo del valor presente neto (VPN) o la minimización de los costos anualizados [18]. En la minimización del VPN se busca obtener el valor presente de los costos futuros de una determinada inversión, con el fin de discernir entre diversos proyectos de inversión que puedan realizarse en el largo plazo. En la minimización de los costos anualizados se busca calcular los costos de inversión por año en base a lo que se gastará en total, buscando comparar el costo anual de las inversiones que cubren diferentes periodos de tiempo. Típicamente el problema de GEP considera restricciones de capacidad de las unidades generadoras, tipo de tecnología y momento de instalación. Generalmente, el problema consiste en una optimización no lineal de variables enteras, que puede ser resuelto a través de diversos métodos, dentro de los que se destacan: árboles de decisión, programación dinámica, programación entera mixta, programación lineal y algoritmos de descomposición [23]

Primeros trabajos

El problema de optimización de GEP se basa en la teoría de portafolio planteado por Markowitz en 1952 [24], el cual estudia cómo maximizar un beneficio si se invierte en una combinación de opciones adversas al riesgo. La combinación resultante es conocida como portafolio de inversiones. Así, el problema de GEP puede ser interpretado como un problema de portafolio, donde a partir de diversas opciones en tecnologías de generación, un conjunto de estas representa la inversión que se debe realizar para cumplir con ciertas restricciones impuestas y que corresponde la solución más conveniente.

En el contexto anterior y según lo expuesto en [25], la primera aplicación que utiliza esta teoría de portafolio en un problema de GEP se da en [26], trabajo que data de 1976. En dichos años la generación de energía se realizaba únicamente a través de combustibles fósiles, por lo que la planificación estaba sujeta a la volatilidad de sus precios. En dicho trabajo, se obtiene un mix óptimo de combustibles, el cual es determinado por escenarios basados en varios niveles de costos de dichos combustibles a partir de la minimización de una función lagrangeana. Dicha función tiene en cuenta el trade-off entre utilidad y aversión al riesgo de las empresas.

Para el contexto actual, es claro que el trabajo anterior presenta claras deficiencias respecto de las unidades generadoras, pues considera únicamente plantas con tecnología de combustión fósil y no considera restricciones básicas de las unidades generadoras tales como capacidad máxima de generación, restricción de balance entre carga y generación, tiempos

mínimos de funcionamiento, etc. Sin embargo, los costos de operación se presentan en forma más detallada, englobando por ejemplo el costo asociado al transporte del recurso y su correspondiente almacenamiento, el costo asociado a su manejo dentro de la generadora, costos de mantenimiento, etc.

Previo a la inserción de generación ERNC a gran escala, el problema de GEP tradicional no consideraba restricciones de corto plazo asociadas a las unidades generadoras, tales como los costos de encendido y apagado, rampas de toma de carga y tiempos mínimos operacionales de salida [21]. Por ejemplo, el trabajo presentado en [27] del año 1973, buscaba obtener el mix de generación adecuado entre tecnología nuclear y combustibles fósiles, minimizando los costos de inversión, de combustible, de operación y mantención a través del análisis del VPN. Lo anterior, se realiza a partir de la proyección de la demanda, considerando factores de disponibilidad de las unidades generadoras tales como tasa de salida forzadas y mantenimientos. Sin embargo, al no considerar restricciones asociadas a la operación de las unidades generadoras (tales como tomas de carga mínimas y máximas, capacidades máximas y mínimas de generación, entre otras) este trabajo subestima la operación real del sistema, obteniendo por ende soluciones subóptimas para la planificación.

El trabajo de 1980 presentado en [28] utiliza el método de “screening curves” en conjunto a restricciones de capacidad máxima de generación y requerimientos de demanda, con el objetivo de optimizar el problema a partir de una función lagrangeana. El método de screening curves consiste en proyectar una curva de duración de carga en orden decreciente (demanda proyectada en un espacio temporal). A su vez, se ordenan las curvas de costos promedios de los generadores por orden de mérito para las horas de análisis (curvas de costos de los generadores en orden), tal como se presenta en la Figura 1. Al intersecar dichas curvas, se obtienen las curvas de mérito de carga para cada tecnología, en la cual el bloque de demanda proyectado para cada una de estas corresponde a la capacidad de generación a invertir. Así, se eliminan alternativas que no son convenientes desde un punto de vista económico.

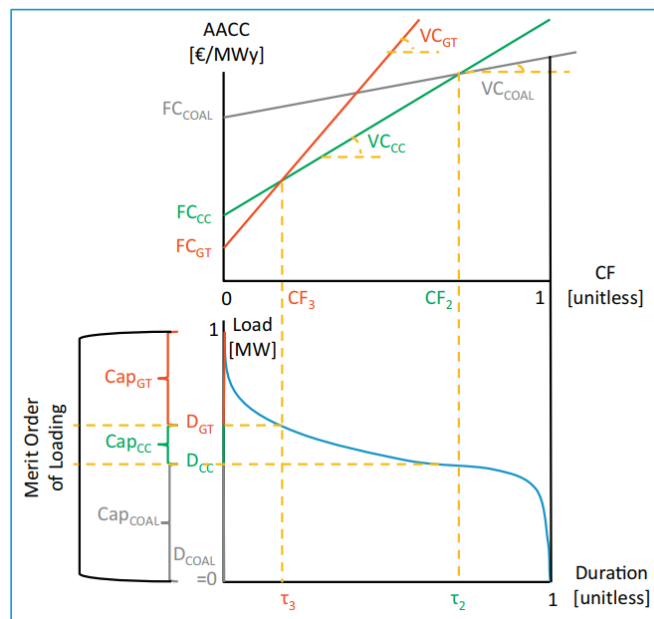


Figura 1 Ejemplo gráfico de screening curves. Elaboración propia basado en [28].

Década del 80

Hasta finales de la década del 70, ningún trabajo de GEP consideró la topología del sistema eléctrico de potencia. Todos los trabajos consideraban un modelo uninodal y no fue hasta 1981 que se plantea un modelo multizonal de planificación de la generación con restricciones de confiabilidad [29]. Dentro de las restricciones consideradas se encuentran la probabilidad de pérdida de demanda, restricciones de límites de generación para las unidades generadoras y restricciones de flujos DC por las líneas. Para ello, se implementa el modelo de planificación en una red de cuatro nodos, con la demanda distribuida en tres de ellos. La generación tiene la posibilidad de ser localizada en tres barras, siendo esta una de las variables de decisión en conjunto con la potencia a instalar de cada tecnología.

En el contexto anterior, hasta inicios de la década de los 80 la mayoría de los problemas de GEP fueron desarrollados para sistemas predominantemente térmicos. Sin embargo, a mediados de la década del 80 la generación hidroeléctrica comenzó paulatinamente a tomar un papel importante dentro de este tipo de problema. El trabajo presentado en [30] que data del año 1987, integra un modelo de generación hidráulica en un modelo de GEP determinístico, pero no optimiza la expansión de esta tecnología, si no que estudia la influencia de ésta en los resultados del problema. El modelo se aplica para un caso uninodal con 25 unidades de generación térmica, 16 unidades hidráulicas para un tiempo de planificación de 5 años dividido en 4 etapas hidrológicas. En este mismo contexto, el trabajo presentado en [31] integra tecnología hidráulica en un problema de GEP para un sistema térmico, resuelto a través de una adaptación de simplex. Los afluentes de los embalses y los consumos son variables determinísticas dentro del problema para una planificación multietapa de 30 años con resolución semanal. Se tienen 15 valles de generación hidráulica, cada uno con 10 plantas hidráulicas y 10 tipos de tecnologías térmicas. En [32] se utiliza un enfoque binivel (maestro-esclavo) para la búsqueda de la planificación de la generación tras minimizar la anualidad de los costos. El problema maestro obtiene la inversión a realizarse para tecnología térmica y el subproblema busca la distribución óptima del recurso hídrico para cada año en el horizonte de simulación. En un primer caso de estudio, se consideran 5 tipos de unidades de generación a combustión para un horizonte de planificación de 15 años. En un segundo caso de estudio, se consideran además 3 unidades de generación hidráulica.

Si bien en los 80 la energía hidráulica comenzó a ser incluida en los modelos de GEP, también surgen los primeros modelos incluyendo ERNC. En [33] se evalúa el impacto de incorporar energía eólica dentro de un problema de planificación. Se utilizan dos casos de penetración eólica de 75 y 150 [MW] con el fin de analizar el desplazamiento en la operación de generación convencional. El problema de optimización busca la minimización del VPN de los costos de inversión y operación a partir de un modelo de programación dinámica. La generación eólica es modelada como un proceso multietapa que depende de la variabilidad del recurso y la disponibilidad mecánica del sistema de conversión. A esto último, se le suma un escenario sin tecnología eólica, donde las unidades aspirantes a la expansión de generación son las mismas: Nuclear, carbón, gas e hidráulica. En este ámbito, el trabajo presentado en [34] estudia la competitividad a largo plazo de la introducción de tecnologías ERNC. Para ello se realizan dos modelos de optimización según el tiempo de estudio, en que para el corto plazo se analiza la combinación de fuentes renovables que puedan operar en paralelo con unidades de generación convencional. El problema busca minimizar el valor presente de los costos de inversión de las unidades de generación termo-solar, generación eólica y sistemas de almacenamiento.

Si bien en esta época aparecen los primeros modelos de GEP que incluyen ERNC además del recurso hídrico, estos son muy simplificados. Por un lado, se tiene la poca capacidad computacional para resolver este tipo de problemas. Por otro lado, el poco conocimiento sobre diversas tecnologías de generación, pues como bien se dijo en un inicio, la mayoría de los sistemas de dicha época eran predominantemente térmicos. Así, la mayoría de los estudios enfocaban sus esfuerzos en mejorar la operación de este último tipo de tecnologías.

Década del 90

Hasta la década de los noventa los trabajos de GEP no modelaban en detalle la incertidumbre en variables clave para el problema, tales como la demanda o los precios de la energía. Esto implicaba que los problemas de GEP llegaban a soluciones subóptimas. El trabajo presentado en [35] que data del año 1991 plantea un modelo de GEP que incluye incertidumbre en la demanda, afluentes para generación hidráulica, precios de combustible y en los costos de inversión. Dicha incertidumbre es introducida al utilizar cadenas de Markov. Lo anterior le otorga al problema una mejor representación de las variables y permite vislumbrar una relación entre decisión de inversión, periodos de construcción e incertidumbre.

En [36] se plantea un problema de GEP que incluye unidades de generación diésel, además de tecnología eólica y fotovoltaica. Lo anterior, tomando en consideración la naturaleza estocástica de las condiciones meteorológicas, la demanda y la disponibilidad de las unidades de generación diésel. Cabe destacar que la incertidumbre viene asociada a una determinada distribución de probabilidad. En [37] se presenta un modelo que entrega criterios de evaluación de flexibilidad para un problema de GEP, a partir de un algoritmo de programación dinámica. Finalmente, en [38] se presenta un modelo estocástico para enfrentar el problema de GEP que considera incertidumbre en la demanda, la cual es dividida en subperiodos que son expresados en términos de variables aleatorias con funciones de distribución de probabilidad. El problema es resuelto y comparado a través de tres métodos de descomposición: descomposición generalizada de Benders, relajación Lagrangeana y descomposición Lagrangeana.

Hacia fines de los años 90 muchos trabajos de GEP comenzaron a utilizar herramientas sofisticadas en sus algoritmos de optimización. Si bien algunos continuaban profundizando en la incertidumbre asociada a la naturaleza de ciertas variables del problema, o en algoritmos dinámicos que descomponen el problema para aumentar la rapidez de simulación, otros comenzaron a utilizar algoritmos heurísticos. Lo anterior, con el fin de solucionar problemas con una mayor rapidez debido al incremento en la complejidad que produce utilizar restricciones más detalladas y con menor linealidad, además de requerir el uso de un mayor número de datos y un mejor manejo de la incertidumbre.

En el marco anterior, en [39] se propone un algoritmo genético (AG) que busca resolver el problema de GEP con cuatro tipos de tecnologías candidatas para 15 años de planificación multietapa. Este tipo de algoritmo se caracteriza por poseer una población de posibles soluciones candidatas que permite realizar una exploración en varias zonas del espacio de búsqueda de forma simultánea y adaptativa [40]. Los candidatos a solución del problema son representados por cromosomas, cada uno con un número de genes que codifican las variables de decisión del problema [41]. Estos son evaluados a través de una función denominada "fitness", la cual permite distinguir a candidatos con mayor fortaleza y con ello reproducirse para generar mejores candidatos. El algoritmo sigue un proceso de selección, proceso de entrecruce

cromosómico y finalmente mutaciones, que se basa en alteraciones aleatorias de algunos genes de cada candidato en cada generación, con una cierta probabilidad de ocurrencia.

En este mismo contexto, en [42] se propone un algoritmo avanzado de programación evolutiva en conjunto a una técnica de aproximación cuadrática para resolver el problema de GEP. El modelo incluye 15 plantas de generación existentes, 5 tipos de tecnologías candidatas y dos periodos de planificación de 6 y 14 años separados en 3 y 7 etapas respectivamente. Este tipo de algoritmo realiza su operación en forma análoga a lo que corresponde la evolución biológica, análogo al algoritmo genético.

Siglo XXI

Desde comienzos del siglo XXI una gran cantidad de trabajos siguieron utilizando algoritmos genéticos para solucionar el problema de GEP. Se utilizaron diversos enfoques con el fin de sobrellevar los problemas intrínsecos que presenta este tipo de algoritmo como convergencias prematuras y duplicación de arreglos de candidatos con el paso de generación.

En [43] se utiliza un AG con mejoras en la técnica estocástica de cruce de candidatos, contando además con una población inicial creada en forma artificial para proveer un mecanismo de búsqueda más veloz. Se utilizó el algoritmo en un sistema de prueba con 15 plantas existentes y 5 tipos de tecnologías candidatas para dos periodos de planificación de 14 y 24 años, divididos en 7 y 12 etapas respectivamente. En este contexto, el trabajo presentado en [44] utiliza un AG en conjunto con la técnica de descomposición de Benders para dividir el problema en dos sub-problemas, resolviendo los problemas de construcción y operación por separado para una planificación multietapa. El AG posee dentro de los genes de los cromosomas una variable binaria asociada a la construcción de una unidad de generación, por lo que, en cada iteración de la descomposición, se crea un nuevo cromosoma a través del proceso de mutación. Esta técnica es testeada en 3 casos de estudio con 144, 462 y 1845 variables de decisión respectivamente. Finalmente, en [45] se propone el uso de un AG para resolver un problema de GEP multizonal de 7 barras con un límite de emisiones para el horizonte de planificación de 9 años, dividido en 5 periodos. Dentro de la planificación se consideran 8 tipos de tecnologías de generación incluyendo nuclear, hidráulica y eólica.

Sumado a lo anterior, en esta época se inició la apertura del mercado eléctrico, lo que generó un proceso de reestructuración desde monopolios regulados o estatales hacia mercados competitivos, resultando en un mayor grado de descentralización [46]. Con este enfoque, no solamente los factores medioambientales, la demanda y los precios de combustible continuaron siendo las fuentes de incertidumbre del problema, sino que se agregan los precios de energía en el mercado eléctrico y los costos de operación e inversión, aumentando con ello la incertidumbre asociada a este tipo de problema. Esto genera que los precios comiencen a fluctuar, la información comienza a ser cada vez más limitada a través del tiempo y la energía demandada a través de las compañías generadoras comienza a ser más impredecible. A lo anterior, se suma que la estrategia desarrollada por un inversionista es afectada y tendrá impacto en la estrategia de otros competidores [47].

El trabajo presentado en [47] detalla un alcance para el problema de GEP que busca ayudar a cada inversionista a construir su propia planificación a largo plazo, obteniendo el impacto producto de su entrada al mercado y ayudando a estos a construir planificaciones más robustas. Se adopta un AG junto con el método de simulaciones de Monte Carlo para resolver

el problema de naturaleza discreta. El comportamiento del mercado eléctrico e interacciones entre diversos parámetros y variables es modelado utilizando la herramienta “System Dynamics”. El horizonte de planificación es de 15 años, considerando tecnologías a carbón, turbinas a gas, petróleo, parques eólicos e hidráulica. Se tienen 4 tipos de tecnologías candidatas de generación, cada una con sus costos y capacidades.

En [48] se utiliza un modelo estadístico de optimización a partir de la información histórica disponible de la demanda y los precios de mercado. La primera etapa del modelo define los objetivos económicos mínimos de la empresa, y luego, la evaluación del mercado y las condiciones de la compañía y/o los requerimientos para cumplir dichos objetivos. Posteriormente, se utilizan índices para clasificar el desempeño de las alternativas de expansión. Finalmente, la mejor alternativa es escogida y se realiza un análisis detallado para obtener el beneficio más alto alcanzable por la compañía para un periodo de planificación de 7 años. Se incluyen 48264 datos horarios de la energía demandada por el sistema y los precios de energía provenientes de los datos históricos que entrega el operador de Nueva Inglaterra. El modelo utiliza tres tecnologías “tipo” de generación candidata, cada una con sus costos y capacidades. En [46] se propone un modelo para la resolución del problema de GEP que introduce la dinámica del mercado eléctrico, analizado a través de la relación entre el poder mayorista del mercado, la demanda, la generación y la construcción de nuevas unidades de generación. El problema es resuelto para cada generador a partir de algoritmos genéticos para un horizonte de planificación de 15 años con una resolución horaria, con el fin de que los precios de energía se ajusten al balance entre demanda y generación a través del año. El modelo considera unidades de generación térmica, hidráulica y eólica.

2.1.1 Modelos de GEP considerando incertidumbre

Desde la década del 80 la industria eléctrica ha sufrido importantes cambios, lo que ha generado que los modelos de planificación de la generación se vuelvan cada vez más importantes [18]. En este contexto, se han propuesto variados trabajos para enfrentar la incertidumbre asociada a la volatilidad de los precios de combustible y la generación hidráulica. En cuanto al recurso hídrico, en [18] se presenta un problema de GEP estocástico entero mixto a partir de un modelo hidrotérmico multizonal multietapa. El problema busca minimizar la anualidad de los costos de inversión, operación y energía no suministrada. Los coeficientes de la función objetivo son descontados utilizando una tasa de interés, con el fin de obtener el VPN del costo total de cada decisión. Se trabaja con un horizonte de estudio de 15 años con 71 opciones de inversión entre la expansión de los generadores existentes o la construcción de nuevas unidades. Para ello se utilizan dos sistemas multizontales de 16 y 78 barras, en los que la incertidumbre del recurso hídrico se modela a partir de un set de escenarios históricos. El problema utilizando un algoritmo de reducción de escenarios para seleccionar un conjunto de estos con sus respectivas ponderaciones. Las restricciones que se incluyen en el trabajo son:

- Ecuación de balance energético del sistema en cada nodo.
- Restricción de flujos por las líneas.
- Límite máximo de generación (límite mínimo es asumido 0).
- Límite máximo de las unidades a construir (tanto en el horizonte como por año).
- Modelamiento de red hidráulica (balance de afluentes en el embalse, actualización mensual del agua almacenada).
- Variables de decisión de inversión iguales para cada escenario.

En el maco de altos niveles de penetración ERNC, en [49] se presenta un problema de planificación de generación estocástico multi-etapa según periodos de inversión. El problema utiliza programación lineal entera mixta para resolver la expansión de un sistema térmico uninodal en un horizonte de planificación de 20 años, el cual es dividido en 4 etapas. En este problema la incertidumbre asociada a los precios de la energía se ve incrementada por la decisión de inversión. Lo anterior es modelado a través de árboles de decisión.

En el contexto anterior, el trabajo presentado en [21] propone una programación lineal entera mixta junto al algoritmo de descomposición “Dantzing-Wolfe” . Se resuelve la combinación de restricciones del Unit Commitment y expansión de la capacidad de generación para un problema multi-etapa en un sistema térmico uninodal con alta penetración ERNC. Se utiliza el método de “Screening Curves” como punto de partida para el algoritmo de descomposición. El problema busca minimizar los costos anualizados de inversión y operación para un horizonte de 19 años con resolución horaria. Para ello, se utilizan 13 semanas típicas para considerar variaciones horarias y estacionales en la demanda, además perfiles. El sistema cuenta con 47 unidades existentes de generación, que son agrupados en 28 grupos a través de un método de clusterización con el fin de manejar la intratabilidad de la gran cantidad de datos. Existen 10 tipos de tecnología de generación consideradas para la expansión: dos tipos de centrales a carbón, dos tipos de turbinas a gas de ciclo abierto, tecnología diésel, petróleo, solar y tres tipos de centrales eólicas.

Las restricciones utilizadas en el trabajo son las siguientes:

- Ecuación de balance energético del sistema.
- Límites máximos y mínimos de las unidades generadoras.
- Reservas de operación, haciendo distinción entre reserva primaria (marco de pocos segundos) y reserva secundaria (marco de 30 segundos a 15 minutos).
- Costos de encendido y apagado de las máquinas.
- Rampas de toma de carga.
- Tiempos mínimos de encendido y apagado.
- Cantidad máxima de unidades térmica despachadas, limitado por el número de máquinas construidas.
- Límite máximo de generación renovable, limitado por el número de unidades instaladas y la disponibilidad del recurso primario en cada periodo.
- Margen de reserva planificada para la correcta adecuación del sistema.

2.1.2 Modelos de GEP considerando ESS

Como ya se mencionó las baterías adquirirán un papel fundamental en la planificación de los sistemas con alta penetración renovable producto de los efectos de estas tecnologías en la regulación y estabilidad de frecuencia de los SEP. En este contexto, el trabajo presentado en [50] del año 1988, es de los primeros trabajos en GEP en incluir sistemas de almacenamiento, y a pesar de lo simple que resulta ser el trabajo en comparación a los modelos desarrollados en este último tiempo, es interesante destacar la antigüedad con que las baterías se comienzan a considerar en la planificación del sistema. En este contexto una gran cantidad de trabajos de GEP han comenzado a incluir en este último tiempo a los sistemas de almacenamiento dentro de su portafolio de decisión [51] [52] [53] [54] [55] [56].

En [54] se presenta un problema de GEP estocástico para un modelo térmico uninodal con alta penetración ERNC que busca minimizar los costos anualizados de inversión, operación, mantenimiento, combustible y el costo asociado a la pérdida de carga. El problema introduce un modelo genérico de almacenamiento para examinar el rol que puede cumplir éste en la flexibilidad de la operación de un sistema eléctrico futuro, caracterizado con altos niveles de penetración ERNC. El horizonte de estudio corresponde a 1 año con resolución horaria. Los errores de pronóstico de las tecnologías ERNC son considerados como creadores de desequilibrios del sistema, donde no se espera que la variabilidad en la escala de segundos y minutos de las ERNC tenga una influencia importante en la operación del sistema. Por lo anterior, el sistema solo considerará reserva para la regulación secundaria y terciaria de frecuencia. El cálculo de dichas reservas depende de la capacidad instalada de recurso ERNC, el cual es estático (misma cantidad de reserva considerada para todo el periodo de planificación) y probabilística (depende de la naturaleza estocástica de los errores de pronóstico). Cabe destacar que las reservas son provistas por las baterías y las tecnologías de generación convencional.

El sistema cuenta con 4 tipos de generación convencional y se divide según el nivel de la tecnología. Estas son: Nuclear, carbón tipo “super C”, gas de ciclo combinado y gas. Las restricciones que rigen la operación de las unidades generadoras y de almacenamiento son las siguientes:

- Ecuación de balance energético del sistema.
- Nivel de reserva (secundario y terciario) de las unidades de generación convencional y almacenamiento para regular desequilibrios.
- Limitación de rampa de entrega de reserva secundaria y terciaria de las unidades generadoras.
- Balance energético de las baterías.
- Limitación del nivel de energía almacenada en la batería.
- Rampa de carga y descarga de las baterías.
- Limitación de potencia entregada o absorbida por batería (menor o igual a una potencia máxima menos las reservas).
- Tiempos máximos de las baterías dentro del mercado eléctrico (reservas deben ser entregadas durante un tiempo determinado).

En contraste al modelo uninodal presentado en el trabajo anterior, [53] propone un problema de GEP determinístico a partir de una optimización lineal entera mixta para un sistema multinodal de 3 barras. La generación se compone de tecnología térmica y penetración ERNC. El modelo busca minimizar la anualidad de los costos variables, fijos, de retiro e inversión; para un horizonte de estudio de 1 año con resolución horaria. El modelo considera 4 semanas típicas para representar las estaciones del año y 6 tipos de tecnologías son utilizadas: carbón, gas, nuclear, eólica, solar y sistemas de almacenamiento. En este último, el problema no solo utiliza baterías como sistema de almacenamiento, sino también centrales de bombeo y centrales de aire comprimido. Además, se consideran diversas políticas energéticas para examinar el efecto que tienen sobre el portafolio de generación y a la inversión en sistemas de almacenamiento, entre las que destacan: impacto en los costos de emisión de CO₂, impacto en subsidios para renovables y evaluación de las distintas tecnologías de almacenamiento nombradas anteriormente.

El modelo cuenta con cierto nivel de generación inicial y solo permite la ubicación de la nueva generación en las barras donde ya se encuentran localizadas. La demanda es distribuida en dos barras del sistema. En este contexto, la restricción de ecuación de balance se realiza para todo el sistema, a diferencia de la ecuación de balance convencional que se realiza por nodo en sistemas multizonales. Las restricciones que rigen la operación del modelo son las siguientes:

- Restricción de flujos por las líneas.
- Restricción angular entre nodos.
- Capacidad máxima y mínima de generación.
- Capacidad máxima y mínima de retiro por tipo de tecnología.
- Inversión máxima y mínima por tecnología de generación, por potencia ESS y energía ESS.
- Límite de capacidad retirada y construida para cada tipo de tecnología.
- Disponibilidad del recurso renovable para cada bloque horario.
- Ecuación de balance energético del sistema.
- Límite máximo de energía en la batería para cada bloque horario.
- Balance energético de la batería.

Finalmente, en [55] se propone un problema lineal entero mixto que resuelve un problema de GEP para un sistema multizonal netamente térmico con alta penetración eólica. El problema busca minimizar los costos anualizados asociados a la generación, transmisión, interconexión de áreas y distribución para un horizonte de estudio de 1 año con resolución horaria. Se optimiza tanto la cantidad como localización de la nueva generación y almacenamiento. El modelo de optimización es aplicado para el sistema aproximado del Reino Unido del 2030 desarrollado por el gobierno de dicho país, el cual se divide en 5 áreas.

El problema toma en consideración la incertidumbre asociada al recurso eólico, así como también el consumo proveniente de las redes de distribución, las cuales son una representación estadística de 10 ejemplos basados en distintos trabajos provenientes de la literatura. Las reservas consideradas en el problema son optimizadas a partir de un análisis previo, el cual utiliza un modelo estocástico, a través de simulación probabilística del uso actual de dicha reserva. Las tecnologías de generación consideradas en el problema son: Nuclear, gas de ciclo combinado, carbón convencional, carbón con consideración de captura de emisión, y gas de ciclo abierto. Las restricciones que rigen el modelo son las siguientes:

- Ecuación de balance: Se toman en consideración la generación, demanda, almacenamiento y respuesta de la demanda frente a las variaciones.

Restricciones de operación de los generadores:

- Límite mínimo y máximo de generación.
- Rampas de toma de carga (subida y bajada).
- Tiempo mínimo de salida y tiempo máximo en funcionamiento.
- Disponibilidad de respuesta para frecuencia y reservas.
- Límite de factor de carga anual (planificación programada de retiro. Ejemplo: mantenimiento).
- Número máximo de unidades sincronizadas.

Restricciones de almacenamiento:

- Potencia máxima de carga y descarga.

- Cantidad de energía máxima almacenada.
- Balance energético del almacenamiento.

Restricciones para la respuesta de la demanda:

- Restricción de reducción de demanda (porcentaje que aporta respuesta).
- Balance energético para los cambios en la demanda, considerando pérdidas temporales.

Restricciones para reservas de operación:

- Balance para respuesta de frecuencia entregada en el marco de segundos a 30 minutos (control secundario).
- Balance de reserva, dividida entre reserva en giro y reserva permanente, entregadas en el marco de 30 minutos y varias horas después de exigida dicha reserva.

Restricciones de flujo:

- Límite de flujos por las líneas respecto a la capacidad total instalada.
- Límite de refuerzo de la red de distribución, respecto al peak de demanda que presente el área.
- Restricciones de seguridad respecto al uso de LOLP (Lost of Load Probability) y LOLE (Lost of Load Expectation).

2.1.3 Modelos de GEP considerando restricciones de frecuencia

A la fecha, muy pocos trabajos se han enfocado en la planificación de SEP con restricciones de frecuencia. De hecho, en esta revisión se encontraron solo 3 trabajos, de los cuales tan solo uno considera la capacidad de los sistemas de almacenamiento para entregar respuesta primaria en frecuencia. A pesar de que todos consideren la planificación en un contexto de gran penetración ERNC, ninguno considera el aporte a la respuesta inercial que pueden entregar estas tecnologías en caso de desbalance entre carga y generación, siendo solo actores pasivos dentro de las planificaciones.

En [56] se propone un modelo de GEP multizonal que cuantifica los niveles de reserva para el control primario, en un sistema con alta penetración renovable. Para ello, los autores utilizan programación estocástica lineal entera mixta, donde las reservas pueden ser suministradas tanto por las unidades de generación convencional como por los sistemas de almacenamiento. Las reservas son cuantificadas para suplir el desbalance ocasionado por el desprendimiento de cualquier unidad de generación. La función objetivo minimiza los costos de inversión y operación de las unidades de generación (convencional y renovable) y de las unidades de almacenamiento, además de los costos esperados de energía no suministrada en los estados pre y post contingencia. Cabe destacar que el trabajo utiliza un modelo genérico de batería, es decir, los parámetros del almacenamiento se pueden configurar para representar una tecnología en particular.

El caso de estudio corresponde a un modelo multizonal de 8 barras de Nueva Inglaterra, donde las tecnologías de generación convencional consideradas son: nuclear, carbón, petróleo y gas. La planificación es estática (para un año) con resolución horaria, utilizando un conjunto de días característicos para representar el recurso eólico. Dicho conjunto de días es seleccionado

junto a sus respectivas ponderaciones a partir de un algoritmo de reducción de escenarios llamado “fast-forward scenario reduction”, que utiliza la denominada “distancia de Kantorovich”. Además, se utilizan 3 escenarios con distintas probabilidades para representar la cantidad de recurso eólico: alto, bajo y promedio. El trabajo concluye que la demanda no suministrada y su costo asociado disminuyen cuando se considera respuesta primaria de frecuencia de los dispositivos de almacenamiento. Sin embargo, el modelo considera que la respuesta primaria de las unidades de generación convencional y de almacenamiento es instantánea. Producto de ello, no se realiza una diferencia en los tiempos de respuesta de las tecnologías (Figura 19), sobrestimando la capacidad de respuesta de las unidades de generación convencional y, a su vez, subestimando la capacidad de los dispositivos de almacenamiento.

El trabajo presentado en [57] si bien no es un modelo de GEP, asienta las bases para incluir una restricción de frecuencia en los siguientes trabajos a describir. Dicha restricción impone una rampa sistémica que asegura a la frecuencia estar por sobre un nivel mínimo luego de una perturbación en un problema OPF, en donde la inercia sistémica post-contingencia es considerada. El desbalance utilizado para la evaluación de la restricción es considerado como la pérdida de la mayor unidad de generación, en donde todos los reguladores de velocidad presentes se suponen iguales.

En [25] se presenta un modelo de GEP uninodal que incluye un modelo dinámico simplificado de respuesta primaria sistémica. Para ello se incluye una modificación de la restricción presentada en [57], la cual asegura que el sistema mantenga la frecuencia por sobre un cierto nivel, gracias a una mínima rampa sistémica proveniente de las unidades de generación convencional. Para disminuir la complejidad, se asume que los reguladores de velocidad de las máquinas actúan con una toma de carga constante, además de no alcanzar su generación máxima hasta no obtener el equilibrio entre demanda y generación. La demanda reacciona solidariamente a los cambios de frecuencia.

La optimización se basa en una programación estocástica lineal que utiliza la técnica de descomposición de cortes de Benders para enfrentar restricciones de valoración al riesgo (CVaR por sus siglas en inglés Conditional Value at Risk) y así lidiar con los distintos escenarios de costos de combustibles. La función objetivo minimiza los costos anualizados de operación e inversión para una gran cantidad de escenarios futuros sujetos a un nivel dado de CVaR. La planificación es estática con un horizonte de tiempo de 1 año con resolución horaria. El caso de estudio corresponde a un sistema hidrotérmico uninodal con alta penetración ERNC. Los embalses poseen dependencia temporal con respecto a sus afluentes de entrada y salida, derrame y pérdidas. Se consideran 1000 escenarios que combinan múltiples costos de combustibles y condiciones hidrológicas. La incertidumbre de los recursos solares y eólicos es representada a partir de desviaciones estándar. Cabe destacar que el sistema no considera unidades de almacenamiento en el conjunto de inversiones candidatas.

En [58] se propone un trabajo de GEP que incluye la restricción de rampa mínima presentada en [57] para la planificación del modelo IEEE RTS-1996 con alta penetración de tecnología solar fotovoltaica. La optimización se basa en una programación lineal entera mixta de dos etapas. La primera etapa realiza la optimización de las inversiones, sujeto a restricciones de reserva, confiabilidad, planes de construcción y emisiones de gases de carbono. Los planes candidatos pasan a la segunda etapa del problema, en donde se evalúa la operación de estos para asegurar la flexibilidad (rampa mínima necesaria y reserva para el control primario) y seguridad de frecuencia necesaria. Se considera el problema de Unit Commitment como el problema principal y el despacho económico considerando límites de rampa y reservas de

control primario evaluadas en la ecuación modificada de [57]. Si dichos planes no son capaces de asegurar flexibilidad suficiente y/o seguridad de frecuencia, se evalúa nuevamente la primera etapa, reforzando el sistema con plantas de generación a gas para subir la inercia del sistema o cambios en el control de reguladores de velocidad.

Si bien el modelo no considera el aporte en la regulación de frecuencia que pueden brindar las tecnologías de almacenamiento, tal como en [56]; o el detalle en los costos de combustible y sistema de transmisión que se da en [25], los resultados confirman que en la planificación de un sistema eléctrico con una alta penetración ERNC (30% solar en el presente caso de estudio), los planes convencionales violan los requerimientos de flexibilidad del sistema, requiriendo ser reforzados y con ello aumentando los costos totales. Esto confirma la necesidad de incorporar restricciones de estabilidad de frecuencia cuando se planifica sistemas con alta penetración renovable, con el fin de asegurar sistemas resilientes a desbalances.

2.1.4 Resumen de trabajos de GEP

En el siguiente cuadro se resumen las principales características de los trabajos presentados en la sección 2.1.

Tabla 1: Cuadro resumen de trabajos de GEP.

Optimización / Características sistémicas	Determinístico	Estocástico	Lineal	Heurística
Sistema unizona	[21][47]	[25][43][44] [46][49][54]	[21][25] [49][54]	[43][44] [46][47]
Sistema multizona	[53][58]	[18][45] [55][56]	[18][53][55] [56][58]	[45]
Restricciones de frecuencia (reservas)		[56]	[56]	
Restricciones de frecuencia (inerciales)	[58]	[25]	[25][58]	
Inclusión de baterías	[53]	[54][55][56]	[53][54] [55] [56]	
Inclusión de ENRC	[21][47] [53][58]	[25][45][46] [49][54][55] [56][58]	[21][25][49] [53][54][55] [56][58]	[45][46] [47]
Inclusión recurso hídrico		[18][25][56]	[18] [25]	
Estático	[21][53][58]	[25][46][54] [58]	[21][25][53] [54][56][58]	46]
Multietapa	[47]	[18][43][44] [45][49]	[18][49]	[43][44] [45][47]

De lo presentado en la Tabla 1, se puede observar que dentro de los trabajos de GEP existentes no se encuentra ningún trabajo (hasta la fecha y en conocimientos del estudiante) que tome en consideración baterías, unidades ERNC y restricciones de frecuencia en un mismo trabajo. De esta forma, en el contexto de estudios de GEP con restricciones de estabilidad de frecuencia, aún no se ha evaluado el efecto de incluir capacidad de proveer respuesta inercial frente a contingencias por parte de las baterías y ERNC. Lo anterior implica que los estudios de dimensionamiento y localización de dispositivos BESS y centrales ERNC subestiman la capacidad de respuesta inercial de un SEP al no considerar el aporte que estas tecnologías pueden dar.

Considerando lo anterior, desde el punto de vista del regulador, resulta interesante contar con herramientas que permitan saber a priori cuales son los puntos de la red más convenientes para conectar centrales ERNC y equipos de almacenamiento con el fin de minimizar su efecto en la frecuencia del sistema. En un mercado competitivo, el regulador puede usar esta información para generar incentivos a los inversionistas de forma que se conecten en los puntos más “convenientemente” desde un punto de vista técnico.

2.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

En general, existen dos categorías principales para englobar a los sistemas de almacenamiento o ESS por sus siglas en inglés (Energy Storage System). La primera categoría corresponde a los dispositivos de almacenamiento eléctrico tales como baterías, supercondensadores y superconductores magnéticos. La segunda categoría engloba a los dispositivos de almacenamiento no eléctricos, en donde otras formas de energía (por ejemplo, térmica y cinética) son convertidas en energía eléctrica. Algunos ejemplos de esta última categoría son los volantes de inercia, almacenamiento de aire comprimido, centrales de bombeo, etc. [59]. En particular, según la tecnología utilizada, estas dos categorías pueden ser divididas en subcategorías, tal como lo presenta la Figura 2.

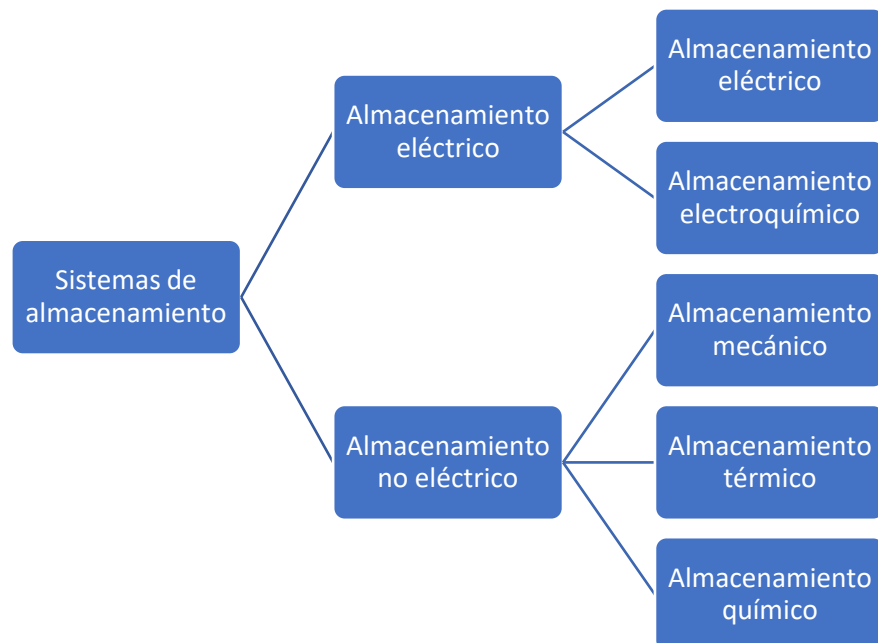


Figura 2: Clasificación de dispositivos de almacenamiento. Elaboración propia basado en [59][60][61].

2.2.1 Características de los dispositivos de almacenamiento

Los dispositivos de almacenamiento poseen características únicas que los diferencian del resto, haciendo posible determinar el uso adecuado que se les puede otorgar. En esta sección se explican algunas de las características más importantes para comprender el detalle de los tipos de ESS que se presentará más adelante.

- Densidad de energía/densidad de potencia:
Se entiende a la densidad de potencia como la potencia de salida posible dividida por el volumen del dispositivo, puede ser medido en [W/Kg], o bien, [W/L]. La densidad de energía, en cambio, se define como la cantidad de energía capaz de ser almacenada dividida por el volumen del dispositivo. Puede ser medido en [Wh/Kg], o bien, [Wh/L]. Para fines de esta definición, el volumen del dispositivo engloba tanto al dispositivo de almacenamiento como sus accesorios, estructuras de soporte e inversores [62].
- Costos de operación e inversión:
Los costos de operación engloban a los costos de operación de la tecnología, mantenimiento, disposición y reemplazo, aunque en la literatura se suele separar el valor de reemplazo del resto de los costos. El costo unitario de operación se mide en [\$/MWh] y para obtener el costo total de operación se debe de multiplicar este valor por la cantidad de energía generada. En cambio, los costos de inversión corresponden al valor que tiene el adquirir el dispositivo. Los componentes auxiliares utilizados por algunos ESS se adhieren al costo total de inversión. El costo unitario de inversión se mide en [\$/MW] y para obtener el costo total de inversión se debe de multiplicar este valor por la potencia de la tecnología a instalar.
- Capacidad energética/potencia:
La capacidad energética se entiende como la cantidad de energía disponible que el dispositivo es capaz de almacenar, cuya unidad de medida es [Wh]. La capacidad de potencia, en cambio, corresponde a la cantidad de energía que el dispositivo de almacenamiento es capaz de proveer en forma instantánea, cuya unidad de medida es [W].
- Eficiencia:
La eficiencia de un dispositivo de almacenamiento corresponde a la razón entre generación en bornes del dispositivo de almacenamiento y la generación a la entrada del sistema para cada ciclo de carga y descarga. Representa las pérdidas que ocurren en los dispositivos auxiliares del ESS durante el proceso de almacenamiento y retiro de energía.
- Tiempo de respuesta:
Corresponde a la rapidez con que el dispositivo de almacenamiento puede responder frente al requerimiento de inyección o absorción de energía. Es una de las características

técnicas más importantes pues determina en qué aplicación puede ser usado el dispositivo de almacenamiento, tal como se describirá en las secciones siguientes.

- **Tasa de auto descarga:**
Porcentaje que se pierde en los dispositivos de almacenamiento y que puede depender de las pérdidas por energía térmica (calor), pérdidas por aire o pérdidas electroquímicas, produciendo una reducción en la cantidad de energía almacenada.
- **Número de ciclos:**
El número de veces que un dispositivo de almacenamiento es capaz de cargarse y descargarse. Depende directamente del nivel de descarga, por lo que el número de ciclos puede variar según el uso que se le dé.
- **Tiempo de soporte:**
Corresponde al tiempo que un dispositivo de almacenamiento es capaz de entregar servicio a un sistema eléctrico. Depende de la densidad energética y la profundidad de descarga.

Otra forma de clasificar a los sistemas de almacenamiento es según el tiempo de entrega de suministro:

- **Corto plazo:** Suministro de unos pocos segundos a minutos. Son tecnologías de alta densidad de potencia que poseen la habilidad de responder en cortos periodos de tiempo. Generalmente son empleados para mejorar la calidad de suministro, principalmente para proveer regulación de tensión y frecuencia.
- **Mediano plazo:** Tecnologías que pueden entregar suministro por minutos u horas. Generalmente contribuyen a la gestión de energía, regulación de frecuencia y a aliviar congestiones en la red de transmisión.
- **Largo plazo:** Suministro de varias horas e incluso días. Generalmente son utilizadas para regular las variaciones entre demanda y generación en un marco de 24 horas o más.

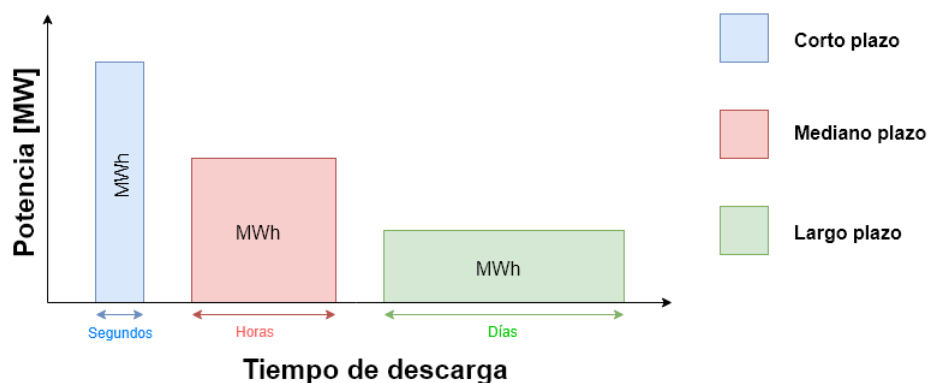


Figura 3: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento según tiempo de entrega de suministro.

2.2.2 Tipos de ESS

A continuación, se describen diversos tipos de sistemas de almacenamiento en función de sus características y capacidades. En la Tabla 2 y la Tabla 3 se realiza un resumen de los datos encontrados para los distintos tipos de dispositivos BESS, donde las referencias engloban los límites mínimos y máximos de cada una.

1. Centrales de bombeo

Nombrado PHES por sus siglas en inglés (Pumped Hydro Energy Storage). Es el sistema de almacenamiento más utilizado en la actualidad y representaba en el 2010 el 99% de la potencia instalada a nivel mundial de ESS, que correspondía aproximadamente a 127.000 [MW] [63]. Este sistema de almacenamiento ha sido empleado globalmente por más de 70 años [64] y se basa en el almacenamiento de agua en forma de energía potencial, la cual es bombeada desde un reservorio de baja elevación a uno de mayor elevación durante periodos de baja demanda (fuera de horas punta), o incluso utilizando los excedentes de generación renovable. Durante periodos de alta demanda el agua almacenada es liberada a través de una turbina hidroeléctrica en el depósito de menor elevación, tal como se representa en la Figura 4 [65] [66].

En el marco de las tecnologías de almacenamiento, es la que posee mayor capacidad de almacenamiento de energía, la cual está limitada únicamente por el tamaño del depósito superior [63]. El mayor problema que tiene este tipo de tecnología es la gran cantidad de terreno requerido para crear físicamente el reservorio [64].

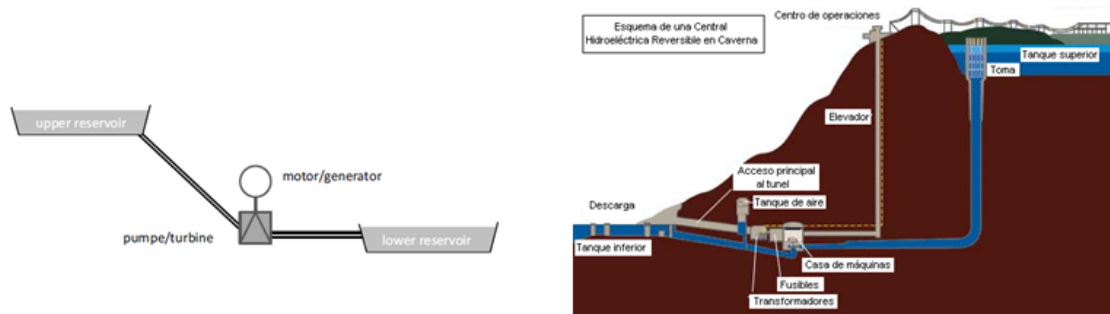


Figura 4: Diagramas de una central de bombeo [67].

2. Sistemas de almacenamiento por aire comprimido

Denominados CAES por sus siglas en inglés (Compressed Air Energy Storage). Se basa en el uso de electricidad fuera de horas punta, o bien, los excedentes de generación renovable para energizar un compresor y así comprimir aire, el cual es almacenado en un depósito. Dicho depósito puede estar ubicado en la superficie en tuberías o recipientes, o bien, un reservorio subterráneo hermético. Así, cuando se requiere electricidad, el aire comprimido se calienta, expandiéndolo, dirigiéndolo y combinándolo con la combustión de algún combustibles para ser utilizados en un generador convencional [65][63].

Existen dos tipos de CAES: diabáticas (CAES) y adiabáticas (AA-CAES). En las plantas diabáticas el gas natural debe ser combustionado mientras se descarga el aire comprimido, con

el fin de mantener la temperatura en la turbina durante el proceso de expansión del aire. En las plantas adiabáticas el calor acumulado durante el proceso de compresión es reutilizado con el propósito anterior. Así, la eficiencia de las plantas adiabáticas es mayor que el de las plantas diabáticas [67].

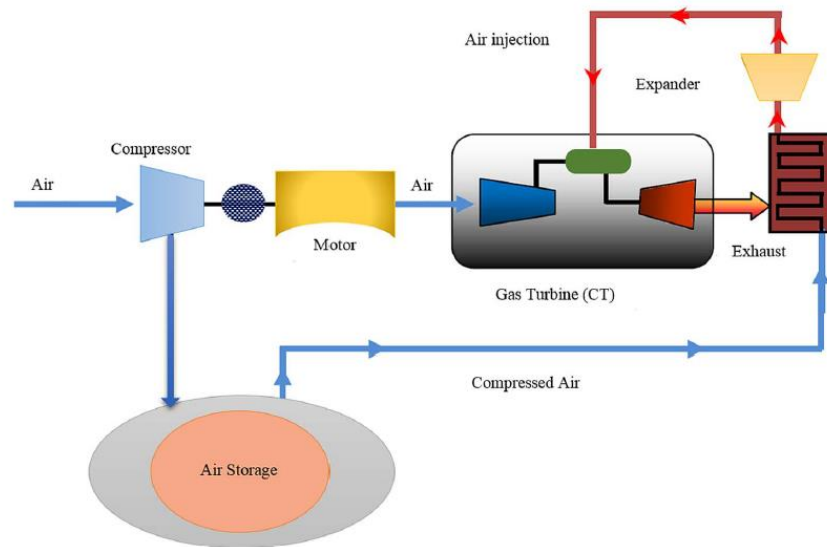


Figura 5: Esquemático de un sistema de almacenamiento por aire comprimido [68].

3. Volantes de inercia

También conocidos como “Flywheels”. Corresponden a sistemas de almacenamiento de energía de corta duración. Su funcionamiento se basa en el almacenamiento de energía cinética a partir de un rotor de giro, el cual corresponde a un cilindro hueco que posee rodamientos magnéticos para minimizar la fricción. El rotor es localizado en un tubo al vacío para disminuir aún más la fricción, logrando unirlo en un generador que permite a la energía fluir en ambas direcciones, es decir, absorción e inyección de energía. Al absorber energía eléctrica de la red la velocidad de rotación aumenta, así cuando el sistema requiere inyección de energía el rotor va disminuyendo su velocidad, traspasando su energía cinética a energía eléctrica [66][69].

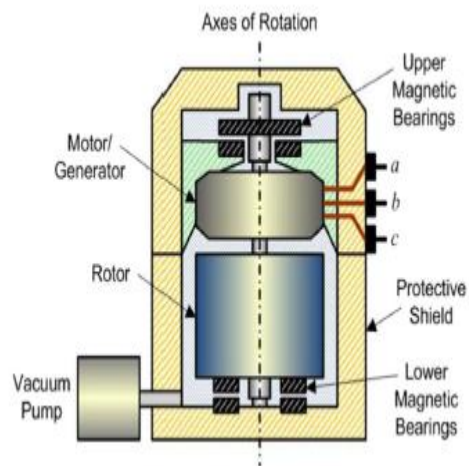


Figura 6: Componentes de un volante de inercia [61] y modelo ENERCON 200 kW, 5 kWh [66].

4. Sistemas de almacenamiento por superconducción magnética

Conocidos como SMES por sus siglas en inglés (Superconductive Magnetic Energy Storage). Este tipo de ESS almacena energía en forma magnética a través de un imán superconductor, el cual es refrigerado criogénicamente logrando un sistema con pérdidas insignificantes. Sus principales desventajas es que posee una densidad energética baja y posee la necesidad de un sistema de criogenización, lo cual puede ser realmente complejo en aplicaciones de gran escala, además de ser costosos y sensibles a temperaturas. Dentro de sus ventajas se destaca su gran eficiencia, seguridad y gran velocidad en la entrega de respuesta [65] [66].

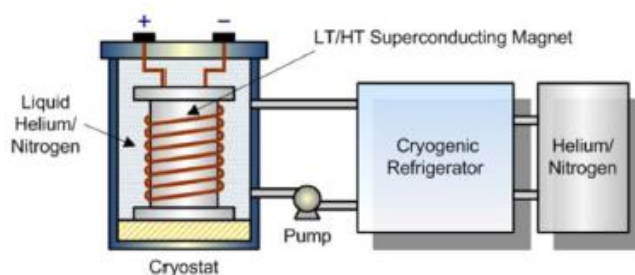


Figura 7: Componentes de un SMES [61] y modelo ACCEL 200 kW, 2 MJ [66].

5. Supercondensadores

También llamados super capacitores, ultra capacitores o condensador electroquímico de doble capa. No son una tecnología nueva, han sido mencionadas desde 1960. La carga se acumula entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica, a diferencia de los condensadores convencionales, cuya carga se acumula entre dos conductores. Las características principales que los hacen útiles para aplicaciones como ESS, es la posibilidad de cargas y descargas rápidas, sin pérdida de eficiencia por miles de ciclos.

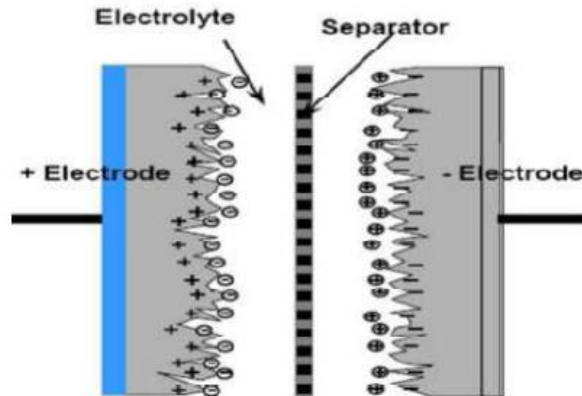


Figura 8: Diagrama principal de un supercondensador [70].

6. Baterías

También denominados BESS por sus siglas en inglés (Battery Energy Storage System). La energía es almacenada en forma de energía química, a partir de una determinada reacción química es capaz de ser utilizada para almacenar y generar energía eléctrica. Estos dispositivos pueden ser conectadas en serie y paralelo con el fin de aumentar su capacidad de potencia y ser utilizadas en diversas aplicaciones.

Algunas de sus características son su modularidad, estáticas y no contaminantes. Pueden ser localizadas casi en cualquier lugar y tienen tiempos de instalación relativamente cortos. Durante los ciclos de carga y descarga, los cambios de temperatura deben ser controlados adecuadamente o pueden llegar a afectar la expectativa de vida de la batería, la cual depende directamente del tipo de batería utilizada. En las tablas Tabla 2 y Tabla 3 se pueden apreciar las principales características operacionales de algunos tipos de baterías [66][65][64].

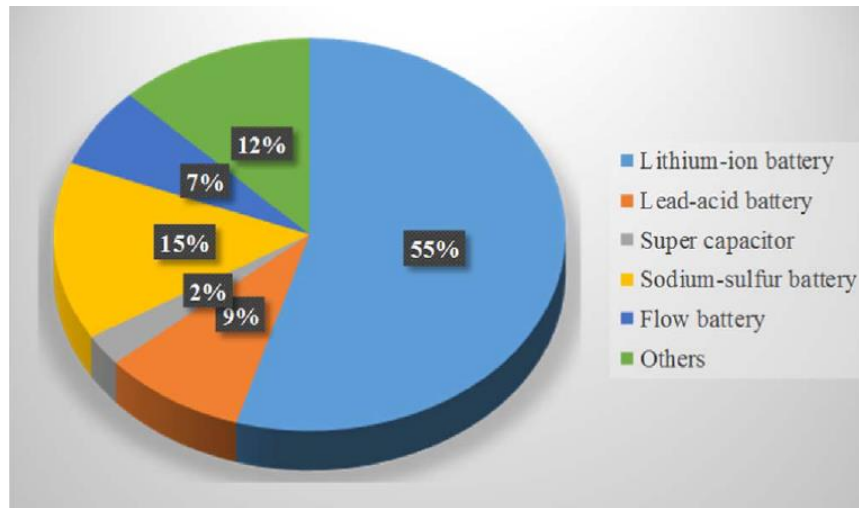


Figura 9: Capacidad instalada global de tipo de baterías, año 2016 [71].

Tabla 2: Características operacionales de baterías por tecnología, primera parte.

Tipo batería	Vida estimada [Años]	Ciclos [N°]	Capacidad energética [MWh]	Capacidad potencia [MW]	Densidad de energía [kWh/m ³]	Denidad de potencia [kW/m ³]	Referencias
Plomo ácido	2 - 15	200 – 4.500	0,001 - 400	0,001 - 100	3 - 100	10 - 700	[59][61][63][71]-[72]
Vanadio redox	5 - 20	1.000 – 18.000	0,001 - 250	0,005 - 50	5 - 70	0,5 – 33,4	[59][62][63][67][71]-[73][74][75]-[76][77][78][79]-[80]
Sodio azufre (NaS)	2 - 20	1.500 – 10.000	0,4 - 600	0,05 - 100	10 - 400	1,3 - 180	[59][61]-[63][67][71]-[73][74][75]-[76][81][77][79][82]-[83]
Zebra (NaNiCl)	10 - 20	1.000 – 4.500	0,12 - 5	0,001 - 1	108 - 200	54,2 - 300	[61][62][71][75][84][85][76][81][77][82][83]
Ion litio (Li-ion)	2 - 20	500 – 100.000	10 ⁻⁵ - 100	0,1 - 100	94 - 670	10 – 10.000	[59][61]-[63][67][71][86]-[72][87]-[88]
Zinc bromo (Zn-Br)	5 - 20	1.000 – 10.000	0,05 - 250	0,025 - 50	5,2 - 70	1 - 25	[59][62][63][86][74][75]-[85][76][81][77][89][90][72]
Niquel cadmio (Ni-Cd)	3 - 20	500 – 3.500	10 ⁻⁵ – 6,75	0,01 - 40	5 - 200	38 - 700	[59][61][91][73][74][75]-[85][76][92][81][77][89]-[90][83]
NiMH	2 - 15	500 – 3.000	10 ⁻⁵ – 0,5	0,01 - 3	39 - 300	8 – 3.000	[75][84][85][92][81][79]-[82][80]

Tabla 3: Características operacionales de baterías por tecnología, segunda parte.

Tipo batería	Eficiencia [%]	Costo de inversión [\$USD/kW]	Costo operacional [\$USD/kWh]	Tiempo de respuesta	Tiempo soporte	Tasa de auto descarga [%/día]	Referencias
Plomo ácido	63 - 95	50 - 650	8,5 – 1.150	3 – 5 milisegundos	Minutos - días	0,033 – 0,4	[59][54][63][71]-[72]
Vanadio redox	60 – 92	175 – 2.500	100 – 1.500	~ 1 milisegundo	Horas - meses	0,1 - 1	[59][62][63][67][71][73][74][75]-[76][77][78][79]-[80]
Sodio azufre (NaS)	68 - 92	150 – 4.000	200 – 3.000	3 – 20 milisegundos	Segundos - horas	0,05 - 20	[59][61]-[63][67][71]-[73][74][75]-[76][81][77][79][82]-[83]
Zebra (NaNiCl)	70 - 90	100 - 800	70 – 1.000	Milisegundos	Segundos - horas	15 - 20	[61][62][71][75][84][85][76][81][77][82][83]
Ion litio (Li-ion)	65 - 98	150 – 4.100	150 – 4.000	3 – 20 milisegundos	Minutos - días	0.025 – 0.3	[59][61]-[63][67][71][86]-[72][87]-[88]
Zinc bromo (Zn-Br)	60 - 85	175 – 2.500	150 – 1.350	~ 1 milisegundo	Horas - meses	0,1 – 0,24	[59][62][63][86][74][75]-[85][76][81][77][89][90][72]
Niquel cadmio (Ni-Cd)	60 - 90	200 – 1.500	200 – 2.400	Milisegundos	Minutos - días	0,067 – 0,6	[59][61][91][73][74][75]-[85][76][92][81][77][89]-[90][83]
NiMH	50 - 90	270 – 1.800	150 – 1.800	Milisegundos	Minutos - días	0,05 - 20	[75][84][85][92][81][79]-[82][80]

De lo expuesto en la presente sección es evidente que, dependiendo del servicio que se desea implementar dentro de un sistema, es como se escoge una determinada tecnología de almacenamiento. Sin embargo, las baterías presentan ciertas características que las hacen más atractivas para un SEP. Por un lado, se encuentra su gran diversidad de tecnologías con diversas características (tablas Tabla 2 y Tabla 3), lo que permite tener una gran gama de opciones según el uso que se desee. Particularmente, la gran mayoría de las baterías posee características que no solamente las hacen eficientes para aplicaciones de energía, sino que también son capaces de aportar en aplicaciones de potencia, tal como se presentará en la siguiente sección. Lo anterior producto de los bajos tiempos de respuesta que poseen, su tiempo de soporte y niveles de densidad energética. Por otro lado, su modularidad las hace atractivas para ser localizadas libremente por el sistema, logrando potenciar sus características a partir del acoplamiento de estas, creando un sistema de almacenamiento complejo. Así, a diferencia de las tecnologías PHES o CAES las baterías no requieren un gran impacto en terreno para su construcción.

Aplicaciones de energía vs aplicaciones de potencia

Los sistemas de almacenamiento pueden ser caracterizados a partir de la densidad de potencia y densidad de energía. La densidad de potencia indica la cantidad de energía que puede ser abastecida en forma “instantánea” al sistema. Esta característica es importante para aquellas aplicaciones que requieren una rápida inyección y absorción de energía, como por ejemplo regulación de frecuencia y tensión, suministro de capacidad de rampa para el control de generación variable y entrega de respuesta inercial para grandes variaciones de frecuencia. La densidad de energía, en cambio indica la cantidad de energía que puede ser entregada en forma sostenida y prolongada en un periodo de tiempo considerable. Esta característica es importante en aplicaciones de energía tales como recorte de hora punta, arbitraje de energía y almacenamiento operacional para sobre generación producida en horas de menor actividad, entre otras [93] [94]. En la Figura 10 se observa un diagrama que entrega la relación entre las

características anteriormente descritas para diversos dispositivos de almacenamiento, también conocido como “diagrama de Ragone”.

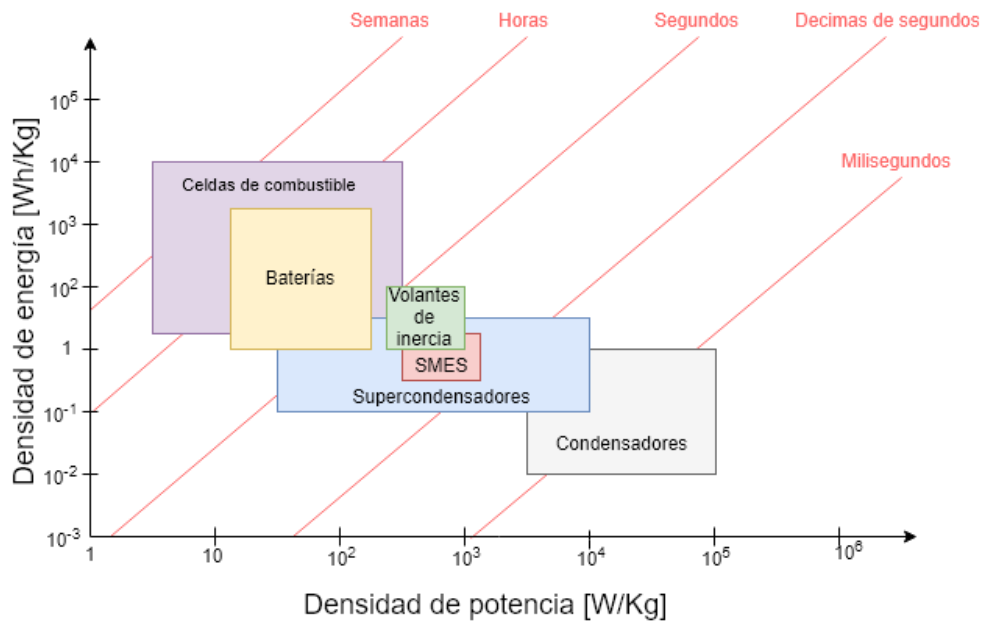


Figura 10: Diagrama de Ragone para diferentes tipos de ESS. Elaboración propia.

En general, existe un compromiso entre las dos características descritas. En particular, para determinar qué tecnologías son útiles para aplicaciones de potencia por sobre las aplicaciones de energía se debe analizar el denominado “radio potencia/energía” (watt/watt-hora), el cual debe ser de razón 2:1 o mayor. Así, algunas tecnologías útiles para ser utilizadas en aplicaciones de potencia son, por ejemplo, supercondensadores y volantes de inercia. Por el contrario, aquellas tecnologías de almacenamiento que son útiles para aplicaciones de energía son las baterías, CAES y centrales de bombeo.

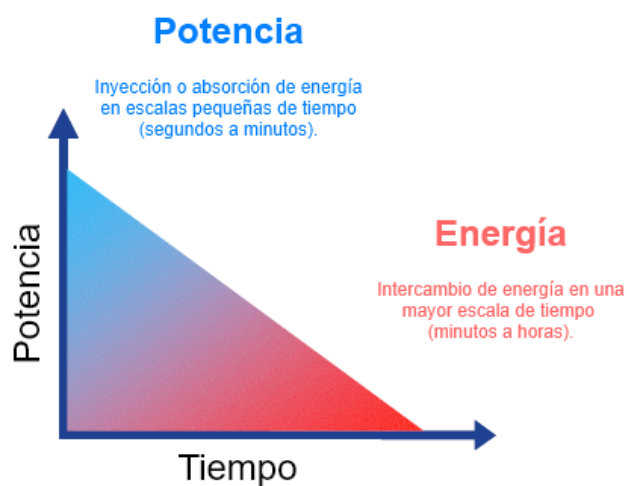


Figura 11: Diagrama explicativo de aplicaciones de energía y potencia [94].

Beneficios y usos de los sistemas de almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento cubren un gran espectro de aplicaciones en sistemas eléctricos yendo desde aplicaciones de calidad de suministro hasta aplicaciones de manejo de energía (Figura 12) [91].

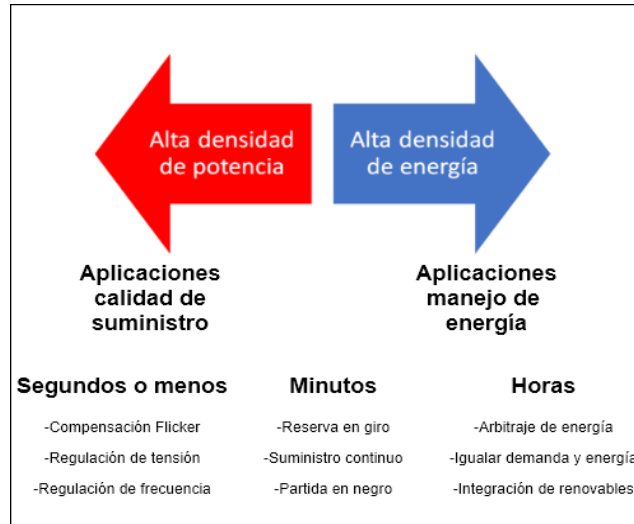


Figura 12: Clasificación de aplicaciones de almacenamiento eléctrico en los SEP [91]

Los sistemas de almacenamiento pueden entregar grandes beneficios a los SEP. Desde el punto de vista de la integración de tecnologías ERNC, se enumeran los siguientes beneficios o aplicaciones [65] [95]:

- **Afrontar problemáticas ERNC:** La variabilidad e incertidumbre asociadas al recurso primario de las tecnologías ERNC trae consigo problemas en la regulación y estabilidad del SEP. Los ESS pueden disminuir el efecto de dicha variabilidad a través de la entrega rápida y frecuente de descargas. Para el caso de la incertidumbre, la entrega de energía por grandes periodos de tiempo puede disminuir el efecto del error de pronóstico.
- **Igualar demanda y generación:** Debido a que la generación ERNC no puede ser controlada debido a la disponibilidad de su recurso primario, existen momentos en que la cantidad de generación pronosticada no coincide con la energía inyectada. En estos casos, los sistemas de almacenamiento pueden almacenar energía cuando la producción excede el consumo, o bien, inyectar energía cuando la demanda excede la producción. Esto implica que la generación convencional no se esfuerce en subir y bajar para satisfacer el equilibrio entre carga y generación, manteniendo así un nivel constante. Lo anterior se logra una operación más eficiente, además de disminuir el uso forzado de las unidades convencionales que alteran su ciclo de vida útil.
- **Arbitraje de energía:** Se refiere al proceso en el cual un dispositivo de almacenamiento se carga en los periodos de menor costo (baja demanda) y se descarga en los periodos de alto costo (mayor demanda). Para ello, se requiere de tecnologías de gran capacidad y relativamente largos tiempos de descarga, tales como centrales de bombeo o almacenamiento por aire comprimido.

2.3 RESPUESTA INERCIAL DE BATERÍAS

Frente a altos niveles de ERNC, existen básicamente dos formas de abordar los problemas de inercia en los SEP. La primera corresponde a mantener una cierta reserva primaria en tecnologías ERNC, es decir, que estas operen por debajo del MPPT y sean capaces de contribuir a la respuesta inercial del SEP para mantener la estabilidad de frecuencia. Lo anterior se logra incorporando un lazo de control adicional en el convertidor [96]-[97]. Sin embargo, esta solución conlleva a un aumento en el costo de operación del sistema producto de la energía ERNC que se deja de inyectar a la red. La segunda opción corresponde a incorporar sistemas de almacenamiento capaces de aportar con respuesta inercial frente a desbalances entre carga y generación. En este caso la mayor limitante en el corto plazo corresponde a los problemas asociados a los esquemas de control y sistemas de monitoreo necesarios [12], además de los costos de inversión elevados que se tienen en la actualidad.

Durante los últimos años diferentes trabajos han mostrado que las baterías pueden ser utilizadas eficientemente para hacer frente a los problemas de inercia sistémica gracias a su rápida capacidad de respuesta. La mayoría de los trabajos abordan el control sobre el convertidor que se debe implementar para obtener dicha respuesta, además de algoritmos para optimizar el tamaño del BESS.

En [98], [99] y [100] se presentan esquemas de control para dar respuesta inercial combinada entre centrales renovables y BESS. En [99] se entrega una revisión de diversos trabajos que buscan integrar el control de potencia activa y reactiva en plantas eólicas incluyendo diversos sistemas de almacenamiento eléctrico, en particular BESS. Se entrega un resumen del tipo de batería que se acomoda mejor para cada servicio, además de algunos desafíos para integrar satisfactoriamente los BESS junto a centrales eólicas. El trabajo concluye (a partir de su revisión) que los BESS pueden ser utilizados para una amplia variedad de servicios con el fin de integrar de una mejor forma la tecnología eólica en los SEP. Dentro de ellos se encuentra la capacidad de proveer soporte de frecuencia, mitigar fluctuaciones de potencia y mantener constante el voltaje local durante transitorios, lo que ayuda a mantener la estabilidad y seguridad del sistema.

En [98] se presenta un algoritmo que evalúa técnica y económicamente el servicio de regulación primaria entre BESS y unidades ERNC, maximizando la generación renovable mientras se provee la reserva requerida para la regulación. El sistema considerado se basa en plantas fotovoltaicas, eólicas e hidráulicas de pasada. Frente a desbalances, el algoritmo privilegia la respuesta primaria compartida entre BESS y unidades ERNC. En el caso de que el desbalance sea mayor que la máxima potencia de las unidades ERNC, los BESS proveen un 100% el servicio de PFR.

En [100] se estudia el desempeño dinámico de un esquema de control para lograr una respuesta inercial satisfactoria en una central fotovoltaica con BESS. La idea es replicar el comportamiento de un generador convencional, donde la constante de inercia virtual se define en términos de la penetración fotovoltaica, mientras se mantiene la operación de los paneles en el punto de máxima inyección (MPPT).

El trabajo presentado en [101] refuerza la idea del deterioro de respuesta inercial del sistema frente a altas penetraciones de ERNC (en este caso fotovoltaica). Se realizan diversas simulaciones en Simulink con diferentes niveles de penetración PV, obteniendo una clara mejora en la estabilidad de frecuencia al incorporar BESS con capacidad de respuesta inercial en una de las barras del sistema. El estudio concluye que existe un punto de saturación, es decir, al

incrementar la capacidad del BESS la mejora de la respuesta sistémica frente a variaciones de frecuencia es casi marginal. En la imagen de la izquierda de la Figura 13 se muestra la desviación de frecuencia producto del nivel de penetración fotovoltaica al enfrentar la falta de irradiancia por efecto nube durante 10 segundos. En la imagen de la derecha se muestran los mismos casos de estudio, pero incluyendo diversos niveles de BESS en el sistema.

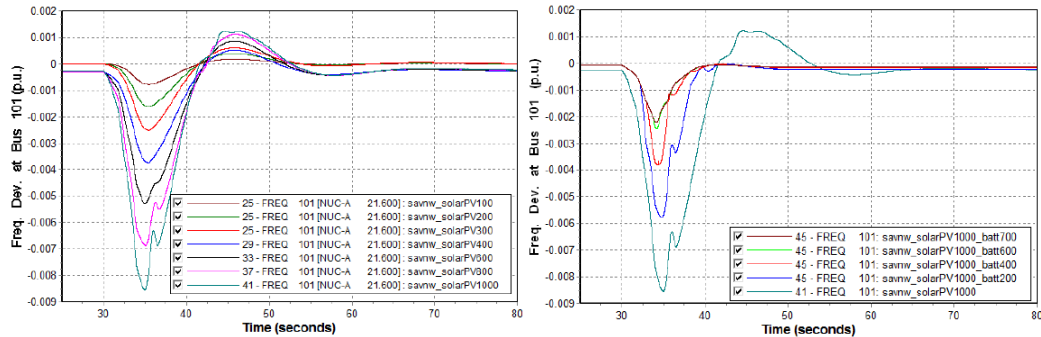


Figura 13: Desviación de frecuencia según nivel de penetración fotovoltaica sin BESS (primera imagen) e incluyendo BESS (segunda imagen) [101].

Los trabajos presentados en [102] y [103] presentan modelos que dimensionan el tamaño del almacenamiento con el fin de mejorar la respuesta de la frecuencia del sistema. En [102] se presenta un método para dimensionar el tamaño del almacenamiento en términos de potencia y energía con el objetivo de alcanzar un cierto nivel de inercia sistémica y ROCOF. De esta manera, el sistema logra mantener su desviación de frecuencia dentro del rango permitido frente a una determinada contingencia gracias al aporte de potencia que entregan los dispositivos BESS. En la Figura 14 se muestra la mejora de la respuesta de la frecuencia del sistema para distintos casos de estudio, los cuales van aumentando la ganancia de respuesta inercial (IR en la Figura 14) o agregando en algunos casos la respuesta primaria de los dispositivos de almacenamiento (PFR en la Figura 14). Cabe destacar que el lazo de control del almacenamiento diferencia la respuesta inercial y la respuesta primaria de frecuencia que puede entregar el almacenamiento, demostrando que es posible la entrega de ambos servicios.

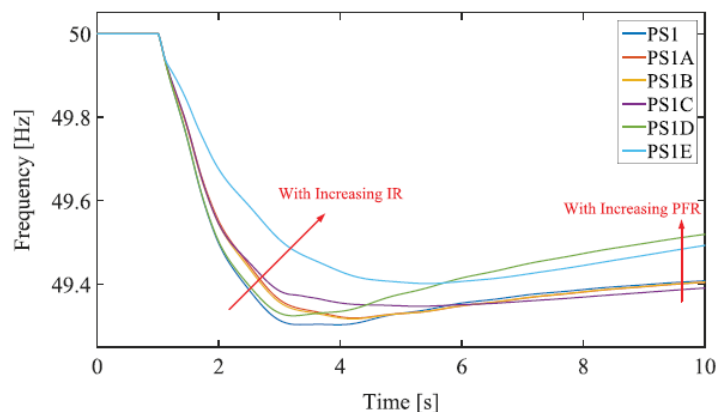


Figura 14: Perfiles de frecuencia para casos de estudio con alta penetración eólica y aplicación de ESS [102].

En [103] se estudia el problema de dimensionamiento de dispositivos BESS mediante diversas pruebas con diferentes niveles de penetración, donde el desempeño según diversos desbalances es analizado. El controlador propuesto para esto es validado no solamente a través de simulaciones, sino que también a través de experiencias prácticas generadas en laboratorio.

El trabajo presentado en [104] estudia el efecto de incluir un BESS con capacidad de inercia virtual (VIR por su sigla en inglés) en la respuesta de la frecuencia sistémica. Para ello se analizan tres casos de estudio. El primero corresponde al estudio de diversos valores para la ganancia del controlador VIR del BESS y su efecto dentro de la estabilidad de frecuencia. El segundo caso estudia el comportamiento del modelo frente a diferentes perturbaciones. El último caso estudia el efecto de poseer diversas impedancias equivalentes del sistema de transmisión, cambiando por ende el nivel de robustez del sistema. La Figura 15 muestra como el aumentar la ganancia del control de la respuesta inercial del BESS disminuye la caída inercial de frecuencia. Sin embargo, en la segunda imagen se aprecia como el aumento de dicho parámetro genera una descarga más profunda del BESS, llegando a niveles de SOC cada vez más cercanos a 0. En este contexto, la Figura 16 muestra que el hecho de tener un sistema más robusto permite al sistema mantener de mejor manera la frecuencia luego de un desbalance, lo que se traduce en menor requerimiento de descarga por parte de los dispositivos de almacenamiento.

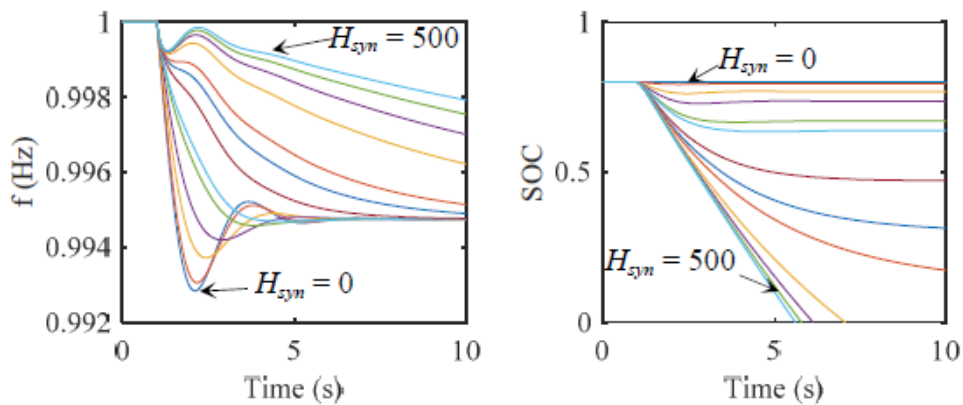


Figura 15: Respuesta en frecuencia del sistema para diversos niveles de inercia del BESS y cómo influye en el estado de carga [104].

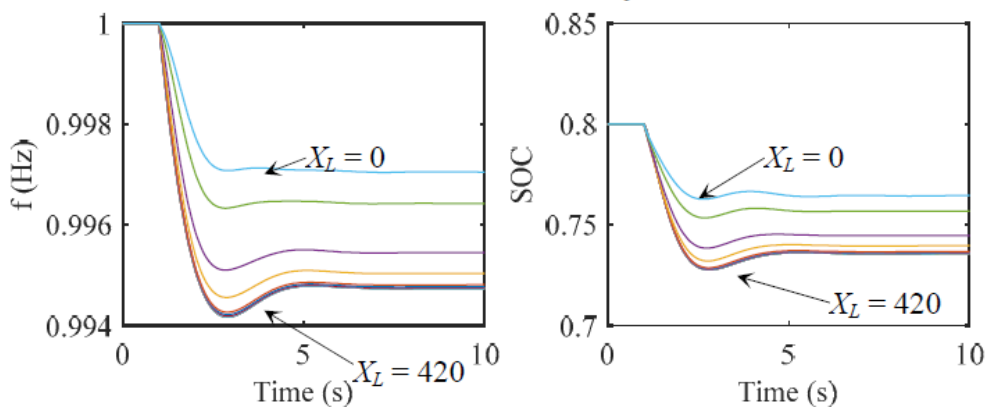


Figura 16: Respuesta en frecuencia del sistema para diversos niveles robustez y su influencia en el estado de carga del BESS [104].

En [105] se realiza un análisis de sensibilidad para examinar cómo los parámetros del controlador del BESS afectan a las variables eléctricas, mecánicas y químicas relacionadas con la respuesta de la frecuencia del SEP. Específicamente, se evalúa el impacto de variar la ganancia del controlador de VIR del BESS en la frecuencia del sistema luego de un desbalance.

En [106] el BESS es equipado con un controlador adaptativo que monitorea la frecuencia sistémica luego de ocurrida una perturbación, con el fin de proveer al sistema con respuesta inercial de frecuencia. La variabilidad de la demanda es considerada a partir de su función de distribución de probabilidad. La metodología propuesta es finalmente validada mediante simulaciones dinámicas.

Teniendo en consideración la importancia de una respuesta rápida frente a desbalances de potencia, el operador de la red de transmisión de Reino Unido (National Grid Electricity Transmission NGET) ha introducido un servicio de respuesta rápida de frecuencia denominada “respuesta de frecuencia mejorada” o EFR por sus siglas en inglés (Enhanced Frequency Response). Este servicio requiere tiempos de respuesta bajo 1 segundo, por lo que las baterías son una opción ideal para ello. En este contexto, el trabajo presentado en [107] investiga el uso de un algoritmo de control para cumplir con los requerimientos establecidos por la NGET sobre el EFR, basado en el manejo del estado del SOC de las baterías para entregar un servicio mejorado de respuesta de frecuencia. El modelo es validado experimentalmente utilizando el BESS de la Universidad de Sheffield (Willenhal Energy Storage System). El trabajo logra demostrar en forma práctica la capacidad del controlador y de la batería para entregar apoyo al control de frecuencia mediante el denominado servicio de respuesta rápida de frecuencia.

De lo expuesto en esta sección, se comprueba que los BESS tienen la capacidad de entregar respuesta inercial tanto a nivel de simulación como experimental. Si bien existen varios trabajos, es importante destacar que la totalidad de ellos tan solo abarcan el estudio desde la perspectiva del controlador, o bien, desde la perspectiva del dimensionamiento del BESS. Sin embargo, a la fecha no existen trabajos que relacionen la planificación de un sistema eléctrico con alta penetración ERNC y la respuesta inercial que pueden brindar los dispositivos. Este tipo de estudio permitiría evaluar en qué medida la inclusión de este tipo de servicio puede mejorar la estabilidad de frecuencia sistémica y cómo se vería afectada la planificación de generación.

3. METODOLOGÍA

3.1 INTRODUCCIÓN AL MODELO

En este capítulo se realiza una descripción del modelo de optimización del GEP, el cual tiene minimiza los costos de inversión y operación de los equipos de almacenamiento, transmisión y generación renovable. Dada la importancia que tiene para la estabilidad de frecuencia la localización de inercia dentro de un sistema eléctrico [11][13][14][108], el sistema de transmisión se representa mediante un modelo multizona simplificado. La optimización decide la inversión a realizar en cuanto a tamaño y localización de las ERNC y BESS en la red. Es importante destacar que la generación a partir de tecnología hidráulica es un parámetro conocido e impuesto en el modelo que no aumenta más allá del parque existente. Lo anterior, producto de las dificultades que se presentan en el sector para construir nuevas plantas. Además, se asume que las tecnologías eólica, fotovoltaica y BESS son capaces de aportar con respuesta inercial durante grandes desbalances de potencia. Adicional a las restricciones clásicas usadas en los modelos de GEP, en la optimización se impone una serie de restricciones de respuesta inercial por zona, las cuales consideran tanto la respuesta que pueden brindar las tecnologías presentes en cada área, como la que pueden aportar las áreas vecinas.

El modelo considera un horizonte de 1 año con resolución horaria (8760 horas). El sistema eléctrico en estudio corresponde a un modelo simplificado del sistema eléctrico nacional chileno dividido en cuatro zonas (Figura 17). El sistema de transmisión se modela a través de flujos de potencia DC. Cada zona posee un determinado perfil de recurso renovable y demanda.

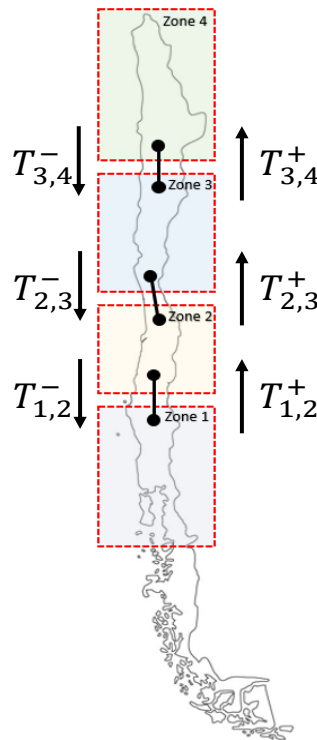


Figura 17: Ilustración del sistema en estudio. Elaboración propia.

La Figura 18 presenta un diagrama de bloques del problema de optimización, el cual es formulado a partir de programación lineal. Los datos de entrada corresponden al perfil de demanda y de recurso renovable (eólico, solar e hídrico) con resolución horaria por cada zona (16 vectores de 8760 datos cada uno), además de los costos de inversión de cada tecnología y sus correspondientes costos de operación. La función objetivo minimiza los costos de inversión y operación de las tecnologías de generación fotovoltaica, eólica e hidráulica, en conjunto con los dispositivos de almacenamiento.

El modelo de transmisión considera capacidades máximas de las líneas de tal manera que el sistema no se enfrente a congestiones que influyan en la decisión de inversión de la generación y los sistemas de almacenamiento. Además, se consideran pérdidas lineales por las líneas, las cuales son directamente proporcionales a los flujos de potencia.

El modelo de las unidades ERNC tiene como principal restricción la potencia máxima de generación, la cual está restringida por el potencial de recurso renovable presente en la zona y su capacidad instalada (hídrico, solar o eólico). Es importante destacar que el modelo no toma en consideración restricciones de unit commitment, pues la planificación considera un sistema 100% renovable. Así mismo, al tener una resolución horaria, no se consideran las rampas de las tecnologías, cuyos tiempos son mucho menores. El modelo solo considera la dependencia temporal de las unidades de almacenamiento (baterías y embalses), las cuales son modeladas a partir de su ecuación de balance energético. Es importante destacar que no existe una forma única de considerar los costos de inversión de las tecnologías de almacenamiento (BESS y embalses). Puede considerarse un costo de inversión por potencia instalada con un periodo de descarga definido, o bien, dividir entre costos de energía y potencia. En el presente trabajo se consideran costos independientes entre potencia y capacidad energética del sistema de almacenamiento.

Finalmente, la totalidad de las tecnologías mencionadas deben participar en la regulación de carga sistémica en cada zona, es decir, para el balance de cada zona se considera el aporte de las unidades de generación renovable y tecnologías de almacenamiento. Dado que el sistema es multizonal, se considera además el aporte desde zonas vecinas. Todas las tecnologías con convertidor presentes en el sistema pueden participar con un cierto nivel de aporte inercial, el cual se utiliza para enfrentar desbalances entre carga y generación dentro del contexto de la restricción de estabilidad de frecuencia. En particular, el modelo de planificación distribuye eficientemente la inversión de nuevas tecnologías dentro de las zonas del sistema para ser capaz de mantener su estabilidad de frecuencia frente al desprendimiento de la mayor unidad generadora presente en cada una de las zonas.

En las siguientes secciones se describe el modelo de optimización de GEP, empezando con la función objetivo y describiendo luego las restricciones técnicas consideradas.

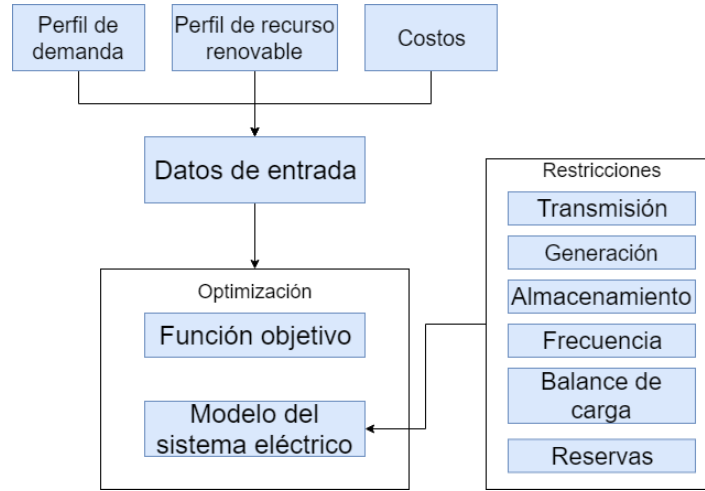


Figura 18: Metodología a seguir por el modelo de optimización. Elaboración propia.

3.2 FUNCIÓN OBJETIVO Y VARIABLES DE DECISIÓN

La función objetivo del problema de optimización corresponde a la minimización de los costos de inversión y operación de las tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión. Esta se muestra en la ecuación (1) donde se tiene que:

- El primer y segundo término corresponden a los costos de inversión anualizados de generadores renovables y líneas de transmisión.
- El tercer y cuarto término corresponden a los costos de inversión anualizados del almacenamiento, diferenciando capacidad de energía y potencia.
- El quinto y sexto término corresponden a los costos variables de operación de las tecnologías renovables y líneas de transmisión.
- El séptimo término corresponde a los costos variables de operación del almacenamiento.
- El octavo y noveno término corresponden a la penalización por energía no suministrada y energía renovable vertida.

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \left\{ \tau \left[\sum_r \sum_z CA_r^{IP} \cdot P_{r,z}^{ins} + \sum_s \sum_z CA_{l,z_i,z_j}^{IP} \cdot P_{l,z_i,z_j}^{ins} \right. \right. \\
 \left. \left. + \sum_s \sum_z CA_s^{IP} \cdot P_{s,z}^{ins} + \sum_s \sum_z CA_s^{IE} \cdot E_{s,z}^{ins} \right] \right. \\
 + \tau \left[\sum_r \sum_z \sum_t CV_r^{IP} \cdot p_{t,b,r} + \sum_l \sum_z \sum_t CV_l^{IP} \cdot T_{z_i,z_j,t} \right. \\
 \left. + \sum_s \sum_z \sum_t CV_s^{IP} \cdot p_{s,t,z} \right] + \sum_z \sum_t C^{unserved} \cdot p_{z,t}^{unserved} \\
 \left. + \sum_r \sum_t \sum_z C^{spilled} \cdot p_{r,t,z}^{spilled} \right\} \quad (1)
 \end{aligned}$$

Donde se tiene que $P_{r,z}^{ins}$ y $p_{t,b,r}$ corresponden a las potencias instaladas y generadas por la tecnología renovable “r” en la zona “z” para el instante de tiempo “t”. Las variables P_{l,z_i,z_j}^{ins} y $T_{z_i,z_j,t}$ corresponden a la potencia instalada (inversión) y utilizada (operación) por la línea de transmisión “l” entre las zonas “z_i y z_j” para el instante de tiempo “t”. “ $P_{s,z}^{ins}$ ” y “ $p_{s,t,z}$ ” corresponden a la potencia instalada y generada para la tecnología de almacenamiento “s” en la zona “z” para cada instante de tiempo “t”. Finalmente, “ $E_{s,z}^{ins}$ ” representa la capacidad de energía instalada en la tecnología de almacenamiento “s” en la zona “z”. Los términos $p_{z,t}^{unserved}$ y $p_{z,t}^{spilled}$ corresponden a las potencias no suministrada y vertida por la generación renovable para cada instante de tiempo “t” en la zona “z”.

El factor τ es conocido como “factor de escalamiento” y es utilizado para evaluar los costos del problema de optimización en un menor horizonte de tiempo (días, semanas o meses). Las variables CV_r^{IP} , CV_l^{IP} , CV_s^{IP} corresponden a los costos variables de la unidad de generación renovable “r”, línea de transmisión “l” y almacenamiento “s” respectivamente. CA_r^{IP} , CA_l^{IP} y CA_s^{IE} corresponden a los costos anualizados de inversión de las unidades de generación renovable, líneas de transmisión y almacenamiento respectivamente. Dichos costos anualizados se obtienen tras multiplicar el costo de inversión de cada tecnología por el factor α , que corresponde al factor de recuperación de capital. Dicho factor depende de la tasa de interés r y el tiempo de vida útil x de cada tecnología, tal como se aprecia en la ecuación (2).

$$\alpha = \frac{r \cdot (1 + r)^x}{(1 + r)^x - 1} \quad (2)$$

3.3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Restricciones de balance de energía zonal

Las tecnologías renovables incluyendo la energía fotovoltaica, eólica e hidráulica, deben entregar la potencia necesaria junto a las tecnologías de almacenamiento para igualar la demanda de cada zona “z” en cada instante de tiempo “t”. Debido a que el sistema eléctrico se modela mediante un modelo multizonal, en la ecuación de balance se incorpora el flujo de potencia entregado o demandado por las regiones vecinas a partir de las líneas de transmisión. En caso de que la demanda no pueda ser abastecida en su totalidad, el término correspondiente a la potencia no suministrada se vuelve positivo, el cual es fuertemente penalizado en la función objetivo. Lo anterior se presenta en la siguiente ecuación:

$$\sum_r p_{r,t,z} + \sum_h p_{h,t,z} + \sum_s (p_{s,t,z}^{charge} - p_{s,t,z}^{discharge}) + p_{z,t}^{unserved} + \sum_z (p_{t,z}^{imp} - p_{t,z}^{exp}) \quad (3)$$

$$= Load_{t,z}, \quad \forall t, z$$

En la ecuación (3) $p_{h,t,z}$ corresponde a la potencia entregada por la unidad hidráulica “h” en la zona “z” en el instante de tiempo “t”. $Load_{t,z}$ corresponde a la potencia demandada en la zona “z” en el instante de tiempo “t”. Las variables $p_{s,t,z}^{charge}$ y $p_{s,t,z}^{discharge}$ corresponden a las potencias de carga y descarga del almacenamiento “s” en la zona “z” para cada instante de tiempo “t”. La variable $p_{z,t}^{unserved}$ corresponde a la potencia no suministrada en la zona “z” en el

instante de tiempo “t”. Finalmente, las variables $p_{z,t}^{imp}$ y $p_{z,t}^{exp}$ corresponde al flujo de potencia importado y exportado por la zona “z”.

Restricciones de reservas

El modelo de optimización cuantifica y localiza las reservas asociadas a la respuesta inercial del sistema con el fin de mantener un nivel mínimo de RoCoF luego de una contingencia. Para ello, en caso de ser necesario, las unidades renovables pueden trabajar bajo el punto de máxima entrega de potencia (MPP por sus siglas en inglés). Esto se realiza a partir del sistema de control de sus inversores. Además, se considera que las unidades hidráulicas pueden aportar a la respuesta inercial a partir de la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias.

Las tecnologías renovables y dispositivos de almacenamiento pueden participar con un cierto nivel de aporte inercial, el cual se utiliza para enfrentar desbalances entre carga y generación dentro de la restricción de estabilidad de frecuencia. En particular, el modelo de planificación distribuye eficientemente la inversión de nuevas tecnologías dentro del sistema para ser capaz de mantener su estabilidad de frecuencia frente al desprendimiento de la mayor unidad generadora presente en cada una de las zonas.

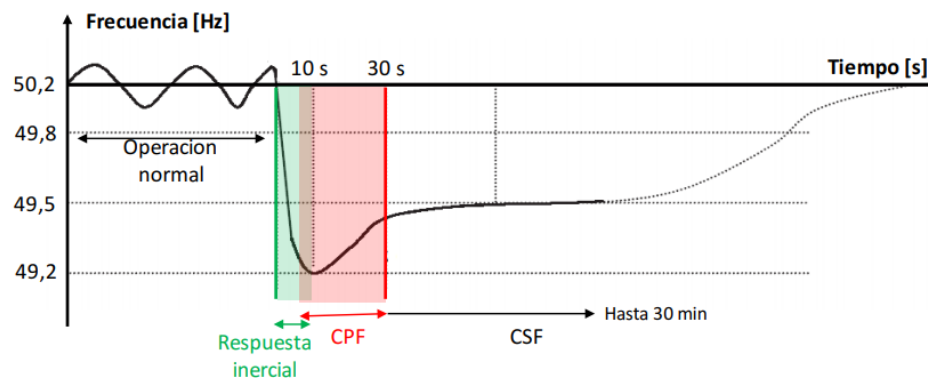


Figura 19: Marcos temporales de respuesta de frecuencia sistémica.

Las restricciones (4)-(9) relacionan la potencia generada y la reserva de cada tecnología con su potencia instalada. Las variables $fRes_{t,z,pv}^{PV}$, $fRes_{t,z,e}^E$, y $fRes_{t,z,s}^S$ corresponden a las reservas para la respuesta inercial de las tecnologías fotovoltaica, eólica y BESS, para cada zona “z” e instante de tiempo “t”, respectivamente.

Además, se debe considerar el estado de carga de las unidades hidráulicas y de almacenamiento. Para ello, las restricciones (5) y (7) relacionan sus respectivas descargas y reservas con el estado de carga en cada instante de tiempo “t”. Lo anterior, con el fin de asegurar que se ofrezca el servicio de reserva y/o generación únicamente si se tiene la suficiente energía almacenada para proveerlo en cada instante de tiempo. Así, las variables $stored_{t,s}$ y $stored_{t,h}$ representan el nivel de almacenamiento de la central hidráulica “h” y la unidad de almacenamiento “s” y en el instante de tiempo “t”.

$$p_{t,z,h} \leq P_h^{ins}, \quad \forall t, h \quad (4)$$

$$(p_{t,h})\Delta t \leq stored_{t,h}, \quad \forall t, h \quad (5)$$

$$fRes_{t,z,s}^S + p_{s,t,z}^{discharge} \leq P_s^{ins}, \quad \forall t, s \quad (6)$$

$$(fRes_{t,z,s}^S + p_{s,t,z}^{discharge})\Delta t \leq stored_{t,s}, \quad \forall t, s \quad (7)$$

$$p_{t,pv,z} \leq P_{pv,z}^{ins} \cdot Profile_{pv,t,z}, \quad \forall t, pv \quad (8)$$

$$p_{t,e,z} \leq P_{e,z}^{ins} \cdot Profile_{e,t,z}, \quad \forall t, e \quad (9)$$

Es importante mencionar que toda la potencia renovable que no sea utilizado para abastecer la demanda equivale a energía vertida, lo cual es representado en (10). Así mismo, las reservas presentes en las tecnologías renovables pueden ser, a lo más, equivalentes a la energía vertida, tal como se presenta en (11).

$$p_{r,z,t} + p_{r,z,t}^{spilled} = P_{r,z}^{ins} \cdot Profile_{r,z,t} \quad \forall r, z, t \quad (10)$$

$$fRes_{r,z,t}^R \leq p_{r,z,t}^{spilled} \quad \forall r, z, t \quad (11)$$

Restricciones de transmisión

Tal como se dijo anteriormente, el sistema de transmisión considera capacidades máximas de manera de no tener congestión por las líneas. De esta forma, la transmisión por una línea se determina mediante dos variables de decisión, que distinguen la dirección del flujo (Figura 17) y que deben cumplir con (12) y (13).

$$T_{O,D,t}^+ \leq T_{MAX} \quad (12)$$

$$T_{O,D,t}^- \leq T_{MAX} \quad (13)$$

Donde las variables $T_{O,D,t}^+$ y $T_{O,D,t}^-$ son variables positivas, cuyos subíndices representan las zonas de origen y destino de cada línea, en este caso representadas como zonas "O" y "D". A partir de la Figura 17 se observa que las zonas 1, 2 y 3 son el origen de sus respectivas líneas, así como las zonas 2, 3 y 4 son de destino.

De esta manera, las potencias importadas y exportadas por cada zona quedan definidas como:

$$IMP_{z,t} = T_{O,D,t}^+ \cdot (1 - F_{O,D}^{losses}) + T_{O,D,t}^- \cdot (1 - F_{O,D}^{losses}) \quad (14)$$

$$EXP_{z,t} = T_{O,D,t}^+ \cdot (1 + F_{O,D}^{losses}) + T_{O,D,t}^- \cdot (1 + F_{O,D}^{losses}) \quad (15)$$

Donde la variable $F_{O,D}^{losses}$ corresponde a un factor de pérdida de potencia por la línea que depende del largo de ésta. De esta manera, la pérdida es lineal y directamente proporcional a los flujos que pasan por ella.

Con la finalidad de dejar en claro la nomenclatura, en la Tabla 4 se entrega un ejemplo de los valores que pueden tener estas variables:

Tabla 4: Comportamiento de la transmisión.

Transmisión	Importado	Exportado
	$IMP_{Z1,t} = 0$ $IMP_{Z2,t} = T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses})$	$EXP_{Z1,t} = T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + Losses_{1,2,t})$ $EXP_{Z2,t} = 0$
	$IMP_{Z1,t} = T_{1,2,t}^- \cdot (1 - Losses_{1,2,t})$ $IMP_{Z2,t} = 0$	$EXP_{Z1,t} = 0$ $EXP_{Z2,t} = T_{1,2,t}^- \cdot (1 + Losses_{1,2,t})$
	$IMP_{Z2,t} = 0$ $IMP_{Z3,t} = T_{2,3,t}^+ \cdot (1 - Losses_{2,3,t})$	$EXP_{Z2,t} = T_{2,3,t}^+ \cdot (1 + Losses_{2,3,t})$ $EXP_{Z3,t} = 0$
	$IMP_{Z2,t} = T_{2,3,t}^- \cdot (1 - Losses_{2,3,t})$ $IMP_{Z3,t} = 0$	$EXP_{Z2,t} = 0$ $EXP_{Z3,t} = T_{2,3,t}^- \cdot (1 + Losses_{2,3,t})$
	$IMP_{Z3,t} = 0$ $IMP_{Z4,t} = T_{3,4,t}^+ \cdot (1 - Losses_{3,4,t})$	$EXP_{Z3,t} = T_{3,4,t}^+ \cdot (1 + Losses_{3,4,t})$ $EXP_{Z4,t} = 0$
	$IMP_{Z3,t} = T_{3,4,t}^- \cdot (1 - Losses_{3,4,t})$ $IMP_{Z4,t} = 0$	$EXP_{Z3,t} = 0$ $EXP_{Z4,t} = T_{3,4,t}^- \cdot (1 + Losses_{3,4,t})$

3.4 MODELO DE ALMACENAMIENTO

Restricciones de capacidad de carga/descarga y capacidad de energía

Los dispositivos de almacenamiento tienen limitación en su potencia de entrada y salida a partir de la capacidad instalada. En el presente trabajo se asume que la capacidad de carga y descarga de la tecnología de almacenamiento es simétrica. Así mismo, la energía almacenada también se encontrará limitada por la capacidad energética instalada (por ejemplo, el volumen del depósito). Cabe destacar que, en el presente trabajo, la potencia y energía son variables de inversión independientes del almacenamiento. En la ecuación (16) se restringe la potencia de carga/descarga del almacenamiento a su potencia instalada. Por otro lado, la ecuación (17) restringe la cantidad de energía almacenada de cada unidad “s” para todo periodo de tiempo “t” a la cantidad de energía instalada. Cabe destacar que, al realizarse tanto el problema de localización como de tamaño del almacenamiento, ambas restricciones deben ser analizadas para cada zona del sistema “z”.

$$p_{s,z,t} \leq P_{s,z}^{ins}, \quad \forall s, z, t \quad (16)$$

$$stored_{s,z,t} \leq E_{s,z}^{ins}, \quad \forall s, z, t \quad (17)$$

Restricciones de balance de energía almacenada

El balance de energía de los dispositivos de almacenamiento presentado en la ecuación (18) toma en consideración la carga proveniente de la red (determinada por la eficiencia η_{charge} del proceso de carga) y la energía entregada a la red a través de la descarga (determinada por la eficiencia η_{dis} del proceso de descarga). En el balance de energía del almacenamiento también son consideradas las pérdidas internas, las cuales son representadas por la variable $loss_{s,z,t}^{storage}$ en la ecuación (19), la cual guarda relación con las pérdidas provenientes de auto descargas. Dicha pérdida se modela como un porcentaje del almacenamiento diario.

$$stored_{s,z,t+1} = stored_{s,z,t} + (\eta_{charge} p_{s,z,t}^{charge} - 1/\eta_{dis} p_{s,z,t}^{discharge} - loss_{s,z,t}^{storage}) \Delta t, \quad \forall s, z, t \quad (18)$$

$$loss_{s,z,t}^{storage} = F_{s,z}^{losses} stored_{s,z,t}/24, \quad \forall s, z, t \quad (19)$$

De esta manera, $stored_{s,z,t}$ corresponde al nivel de almacenamiento presente en la unidad “s” en la zona “z” para cada instante de tiempo “t”. $F_{s,z}^{losses}$ corresponde a la fracción de las pérdidas producto de la auto descarga.

Con el fin de prevenir que el programa decida extraer toda la energía almacenada en el último periodo de simulación, se impone que el nivel de almacenamiento inicial y final sea el mismo. Lo anterior se realiza con el fin de mantener continuidad en la cantidad de energía almacenada para más de un año de planificación, en donde la condición inicial es una variable de decisión libre del sistema.

3.5 MODELAMIENTO DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

Restricciones de producción de energía

La restricción de la conversión de energía cinética de una determinada masa de agua a energía eléctrica se presenta en la ecuación (20) y depende del factor de rendimiento k_h . Dicho factor se asume constante y es único para cada unidad hidráulica "h". A partir de dicho parámetro, se obtiene la potencia generada $p_{h,t}$ por cada unidad hidráulica "h" en cada instante de tiempo "t" a partir del caudal turbinado $q_{h,t}^{turbinada}$.

$$p_{h,t} = k_h q_{h,t}^{turbinada}, \quad \forall h, t \quad (20)$$

Restricciones de balance hídrico

El balance hídrico presentado en la ecuación (21) es equivalente al balance energético de los sistemas de almacenamiento presentado en la ecuación (18). La ecuación (22) representa el afluente entrante al reservorio, el cual es determinado por el afluente natural, el caudal vertido aguas arriba, afluentes turbinados provenientes de otras centrales aguas arriba y un afluente ficticio que permite detectar si existe un faltante de agua. Dicho afluente ficticio permite ajustar el modelo para hacerlo viable en caso de no encontrar soluciones factibles. Por el contrario, la ecuación (23) presenta el afluente saliente, el cual contiene el afluente turbinado y el vertido.

$$stored_{h,t+1} = stored_{h,t} - loss_{h,t} + (q_{h,t}^{in} - q_{h,t}^{out}) 3600 \Delta t, \quad \forall h, t \quad (21)$$

$$q_{h,t}^{in} = Q_{h,t}^{inflow} + q_{h,t}^{diverted\ upstream} + q_{h,t}^{turbinada\ upstream} + q_{h,t}^{fictitious}, \quad \forall h, t \quad (22)$$

$$q_{h,t}^{out} = q_{h,t}^{turbinada} + q_{h,t}^{diverted}, \quad \forall h, t \quad (23)$$

De esta forma, para toda unidad hidráulica "h" en cada instante de tiempo "t", $q_{h,t}^{in}$ representa el caudal entrante al reservorio, $q_{h,t}^{diverted}$ el caudal vertido y $Q_{h,t}^{inflow}$ el afluente natural. Los parámetros $q_{h,t}^{diverted\ upstream}$ y $q_{h,t}^{turbinada\ upstream}$ corresponden al afluente vertido y turbinado aguas arriba respectivamente. Finalmente $q_{h,t}^{fictitious}$ representa el caudal ficticio.

3.6 MODELAMIENTO DE TECNOLOGÍAS ERNC

Restricciones de máxima capacidad de potencia

La potencia generada por cada unidad renovable "r" para cada instante de tiempo "t" no puede superar la capacidad instalada en la zona "z", lo cual es representado en la ecuación (24). Así mismo, la generación renovable se limita por la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso renovable mediante la ecuación (24). Dicha disponibilidad es representada a partir de la variable $Profile_{r,t,z}$, la cual representa el perfil del recurso renovable como un porcentaje de la potencia instalada para cada instante tiempo "t" en cada zona "z".

$$p_{r,t,z} \leq P_{r,z}^{ins}, \quad \forall r, t, z \quad (24)$$

$$p_{r,t,z} \leq P_{r,t,z}^{ins} Profile_{r,t,z}, \quad \forall r, t, z \quad (25)$$

3.7 RESTRICCIONES ASOCIADAS A RESPUESTA INERCIAL DEL SEP

Para asegurar la estabilidad de frecuencia dentro de los SEP, varios países han introducido diferentes requerimientos. Dentro de estos está la limitación al RoCoF y a la máxima caída de frecuencia permitida durante contingencias. Por ejemplo, en el sistema Nórdico el RoCoF tiene un máximo permitido de -0.5 [Hz/s] y un límite para la máxima caída de frecuencia de 49.4 [Hz] en 0.15 segundos [8]. En los sistemas de Reino Unido e Irlanda, los límites de RoCoF son de -0.125 [Hz/s] [9] y -0.5 [Hz/s] [10], respectivamente. En base a lo anterior, en el presente trabajo se limita la tasa de caída de la frecuencia inicial del sistema después de un desbalance de carga, es decir, el RoCoF. Dicha restricción incluye la posibilidad de entrega de respuesta “inercial” por parte de las unidades de generación renovable y dispositivos BESS. Para formular las restricciones de frecuencia, se consideran los siguientes supuestos:

- 1) Las restricciones planteadas están dentro de la ventana temporal de la respuesta inercial del sistema, es decir, el intervalo de tiempo previo a la respuesta de los controladores primarios de los generadores sincrónicos, por lo que se asume que no existe acción del regulador de velocidad de las centrales hidráulicas (Figura 19).
- 2) Los dispositivos BESS y unidades ERNC (eólica y solar) son capaces de inyectar potencia de manera instantánea al ocurrir un desbalance. Su respuesta se modela a partir de un control droop que cumpla la ecuación (26), donde R corresponde al estatismo del lazo de control y Δf la variación de frecuencia frente a la cual reacciona.

$$P = -\frac{1}{R} \cdot \Delta f \quad (26)$$

De esta forma, las unidades ERNC y dispositivos BESS responden sin retardo frente a desbalances en el sistema. Es decir, se modelan como un escalón de potencia instantáneo.

- 3) Las restricciones de inercia se plantean para hacer frente al peor desbalance entre carga y generación que puede ocurrir en el SEP producto de la desconexión de la mayor unidad generadora del sistema.

Para plantear las restricciones, se parte con la ecuación clásica del swing uninodal, que relaciona la velocidad de un GS (frecuencia del sistema) con su balance de torques (27):

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (27)$$

Donde se tiene que H_{sys} corresponde a la inercia total del sistema, la cual es entregada por las maquinas síncronas, ΔP_m y ΔP_e corresponden a la variación en la potencia mecánica y eléctrica total presente en el sistema producto de un desbalance mecánico o eléctrico. En este caso, dado que se asume que no existe control primario de frecuencia, $\Delta P_m = 0$.

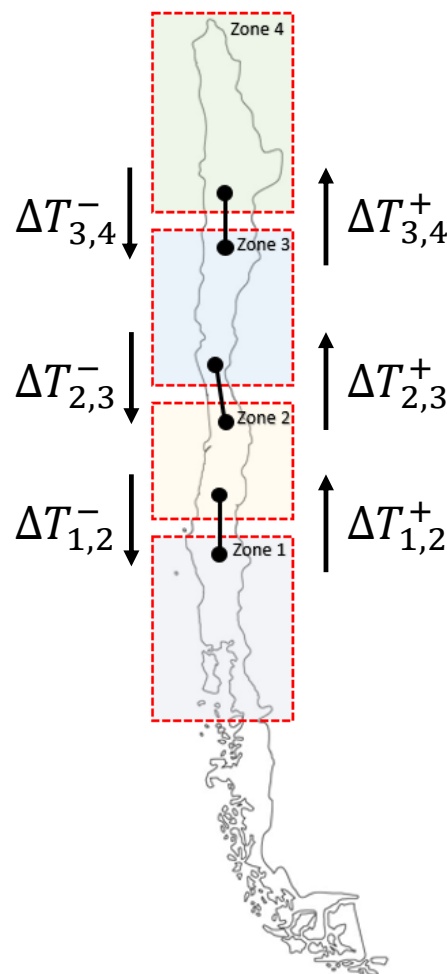


Figura 20: Transmisión para operación transitoria en caso de contingencia. Elaboración propia.

Si se incluye la acción inercial de los generadores renovables y dispositivos BESS, además de los aportes de las zonas vecinas (flujos importados y exportados a través de las líneas de transmisión al momento de ocurrida una contingencia), se tendrá que para cada zona del sistema, la ecuación del swing puede ser escrita según las ecuaciones (28)-(31). Dichas ecuaciones son escritas para el sistema eléctrico bajo estudio presentado en la Figura 20.

$$\frac{df_{Z1}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{Z1}} \left(-\Delta P_{e,Z1} + \sum_s fRes_{t,Z1,s}^S + \sum_r fRes_{t,Z1,r}^R + \Delta IMP_{t,Z1} - \Delta EXP_{t,Z1} \right) \quad \forall t \quad (28)$$

$$\frac{df_{Z2}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{Z2}} \left(-\Delta P_{e,Z2} + \sum_s fRes_{t,Z2,s}^S + \sum_r fRes_{t,Z2,r}^R + \Delta IMP_{t,Z2} - \Delta EXP_{t,Z2} \right) \quad \forall t \quad (29)$$

$$\frac{df_{Z3}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{Z3}} \left(-\Delta P_{e,Z3} + \sum_s fRes_{t,Z3,s}^S + \sum_r fRes_{t,Z3,r}^R + \Delta IMP_{t,Z3} - \Delta EXP_{t,Z3} \right) \quad \forall t \quad (30)$$

$$\frac{df_{Z4}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{Z4}} \left(-\Delta P_{e,Z4} + \sum_s fRes_{t,Z4,s}^S + \sum_r fRes_{t,Z4,r}^R + \Delta IMP_{t,Z4} - \Delta EXP_{t,Z4} \right) \quad \forall t \quad (31)$$

Donde se tiene que H_{Z1} , H_{Z2} , H_{Z3} y H_{Z4} corresponden a la inercia presente en cada zona. $\Delta P_{e,Z1}$, $\Delta P_{e,Z2}$, $\Delta P_{e,Z3}$ y $\Delta P_{e,Z4}$ corresponden al desequilibrio entre carga y generación en cada zona. Las variables $fRes_{t,Z1,s}^S$, $fRes_{t,Z2,s}^S$, $fRes_{t,Z3,s}^S$ y $fRes_{t,Z4,s}^S$ corresponden a la respuesta en frecuencia desplegada en el marco temporal inercial de los equipos BESS localizados en cada zona. $fRes_{t,Z1,r}^R$, $fRes_{t,Z2,r}^R$, $fRes_{t,Z3,r}^R$ y $fRes_{t,Z4,r}^R$ corresponden a la respuesta en frecuencia desplegada en el marco temporal inercial de las unidades fotovoltaicas y eólicas localizados en cada zona.

Finalmente, $\Delta IMP_{t,Zi}$ y $\Delta EXP_{t,Zi}$ corresponden a las potencias importadas y exportadas por cada zona (Figura 20). Cabe destacar que la pérdida de la unidad generadora para cada zona es representada por la variable $\Delta P_{e,Z}$, la cual es evaluada por separado en la planificación del sistema.

La inercia equivalente para cada zona viene dada por la ecuación (32). En esta ecuación, se suman las inercias de las unidades de generación hidráulica, la cual es la única tecnología capaz de aportar con masas rotatorias en forma directa. Además, es necesario considerar la pérdida de inercia producto de la desconexión de la mayor unidad generadora.

$$H_{Zi} = \frac{\sum_{h=1}^N H_{h,Zi} S_{h,Zi} - H_{Zi}^{failed\ unit} S_{Zi}^{failed\ unit}}{S_b} \quad (32)$$

Donde se tiene que $H_{h,Zi}$ y $S_{h,Zi}$ corresponden a la inercia y potencia nominal de la unidad hidráulica "h" en la zona "Zi". $H_{Zi}^{failed\ unit}$ y $S_{Zi}^{failed\ unit}$ corresponden a la inercia y potencia nominal de la unidad de generación fuera de operación presente en la zona "Zi". S_b corresponde a la base común del sistema.

Dentro de las restricciones de frecuencia multizonales ((28)-(31)) se considera el aporte proveniente desde las zonas vecinas. Estos aportes son representados por las variables $\Delta IMP_{t,Zi}$ y $\Delta EXP_{t,Zi}$ que corresponden a las potencias importadas y exportadas durante una contingencia. Dichos aportes son entregados utilizando las líneas de transmisión, dentro de las cuales se consideran pérdidas lineales tal como se presentó en la sección 3.3. De esta forma, $\Delta IMP_{t,Zi}$ y $\Delta EXP_{t,Zi}$ quedan representadas por:

$$\Delta EXP_{t,z_i} = \Delta T_{O,D,t}^+ \cdot (1 + F_{O,D}^{losses}) + \Delta T_{O,D,t}^- \cdot (1 + F_{O,D}^{losses}) \quad (33)$$

$$\Delta IMP_{t,z_i} = \Delta T_{O,D,t}^+ \cdot (1 - F_{O,D}^{losses}) + \Delta T_{O,D,t}^- \cdot (1 - F_{O,D}^{losses}) \quad (34)$$

Cabe agregar que el aporte exportado de una zona nunca puede ser mayor a las reservas presentes en cada zona y el aporte importado a la misma. De esta manera, las variables $\Delta IMP_{t,z_j}$ y $\Delta EXP_{t,z_i}$ deben cumplir con:

$$\Delta EXP_{t,z_i} \leq \Delta IMP_{t,z_i} + \sum_s fRes_{t,z_i,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_i,r}^R \quad (35)$$

4. CASO DE ESTUDIO

En esta sección se describe el caso de estudio, el cual corresponde al sistema eléctrico chileno para el año 2050 considerando un sistema 100% renovable, es decir, solo tecnologías ERNC e hidráulica.

4.1 SISTEMA

El sistema se modela en 4 zonas (Figura 21). Cada zona incluye tres perfiles tanto para la tecnología fotovoltaica como la eólica. Las zonas son enumeradas de sur a norte y sus características son:

- Sur de Chile (Zona 1): Con gran capacidad hidráulica de embalse instalada. Excelente recurso eólico, pero con limitado potencial solar. Su demanda es principalmente residencial.
- Centro de Chile (Zona 2): Cuenta con una buena capacidad hidráulica de embalse instalada y buenos recursos eólico y solar. La mayoría de la demanda del país se encuentra concentrada en esta zona, presentando una combinación de cargas tanto residenciales como industriales.
- Centro norte de Chile (Zona 3): Excelente perfil eólico y solar. Su demanda es pequeña y principalmente industrial.
- Norte de Chile (Zona 4): Excelente perfil eólico y una sobresaliente capacidad solar. Su demanda es principalmente industrial.

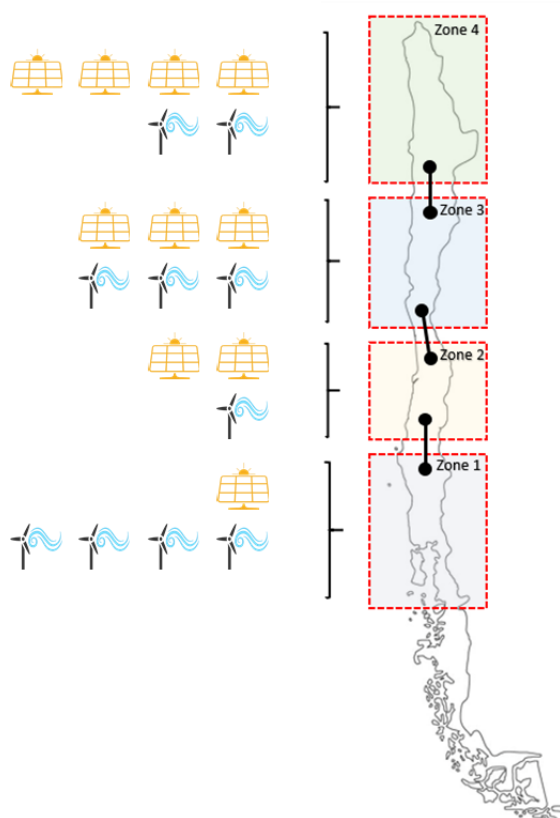


Figura 21: Caso de estudio del sistema eléctrico chileno dividido en cuatro zonas. Elaboración propia.

4.2 DATOS PARA LA OPTIMIZACIÓN

Sistema eléctrico

Los perfiles horarios de demanda son extraídos de la base de datos del operador del sistema eléctrico nacional [109]. Dichos perfiles son proyectados para el año 2050 utilizando tasas de crecimiento entregadas por la Comisión Nacional de Energía [110], cuyo resultado corresponde a demandas promedio de 3, 12, 2 y 6 [GW] para las zonas 1 a la 4 respectivamente, con un peak de demanda total de 29 GW.

Las capacidades del sistema de transmisión son tomadas desde la base de datos del coordinador eléctrico nacional [109] y expandida de tal manera que no inflencie la planificación de la generación, ni se tengan congestiones. Se asume un modelo de transmisión con flujos DC y pérdidas lineales, tal como se explicó en la sección 3.3.

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento, se considera sistemas en base a baterías de ion-litio (BESS), la cual es incluida debido a sus excelentes características técnicas. Cabe destacar que el programa de optimización creado es genérico, pudiéndose modelar a más tipos de tecnologías ESS si se requiere.

En cuanto al parque generador, se asume que la tecnología hidráulica permanece igual dado los largos tiempos de vida útil y el hecho de que este sector ha enfrentado gran oposición para la creación de nuevos proyectos, en especial los proyectos de gran envergadura debido a la preocupación medioambiental y la oposición social [25][111]. En cuanto a las tecnologías renovables, se consideran plantas fotovoltaicas con seguimiento en un eje y parques eólicos on-shore de velocidad variable. Se consideran tres perfiles del recurso primario por cada zona y para cada tecnología, los cuales son extraídos de los exploradores solares y eólicos [112], [113].

Costos

La Tabla 5 resume los costos y vida útil de las diversas tecnologías renovables y almacenamiento. Dichos datos fueron extraídos de [114], los cuales han sido validados en numerosas publicaciones [115][116][114][117][118][119].

Tabla 5: Costos y vida útil para el almacenamiento y tecnologías de generación renovable.

Tecnología	Costo de inversión [k€/MW]/ [k€/MWh]	Tiempo de vida útil [Años]
Eólica	900	25
Fotovoltaica	330	40
BESS	24,9 / 70,9	10

Contingencias

En cuanto a las contingencias consideradas en la expansión del sistema, en la planificación unizona se considera la pérdida de la unidad hidráulica de mayor tamaño. Para el caso multizona se considera por separado la peor contingencia que puede ocurrir en cada zona. Para ello en las zonas 1 y 2 (Figura 21) se considera la pérdida de las unidades hidráulicas de mayor capacidad, las cuales corresponden a desbalances de 689 y 568 [MW] respectivamente. Para las zonas 3 y 4 se considera la pérdida de 100 [MW] de tecnología solar. A diferencia de la pérdida de unidades síncronas donde se debe considerar la pérdida de inercia, para las

contingencias de ERNC se debe considerar la pérdida de respuesta rápida de frecuencia que pueden entregar estas unidades.

Finalmente, tanto para el modelo unizonal como el multizonal se considera un valor límite de RoCoF de 0,125 [Hz/seg] para la restricción de frecuencia. Sin embargo, para el modelo con la restricción multizonal, el límite de RoCoF debe ser aplicado en cada una de las zonas del sistema.

Escenarios de estudio

En el presente trabajo se estudian diversos escenarios, los cuales se presentan en la Figura 22. La nomenclatura usada se presenta en la Tabla 6. Éstos son utilizados de forma que cada restricción de frecuencia (F-U y F-M) sea considerada para las combinaciones posibles entre los distintos tipos de contribuciones de respuesta inercial (NRF, RF, RF-B, RF-R, RF-A) y los escenarios de capacidad hidráulica instalada (H1, H2, H3 y H4). De esta forma, se obtiene un total de 40 simulaciones debido a las posibles combinaciones. Además, se realiza el análisis para los casos en que la proyección de los costos de las tecnologías eólica y solar cambian, es decir, el costo de inversión solar es más barato que el costo de inversión eólica y viceversa.

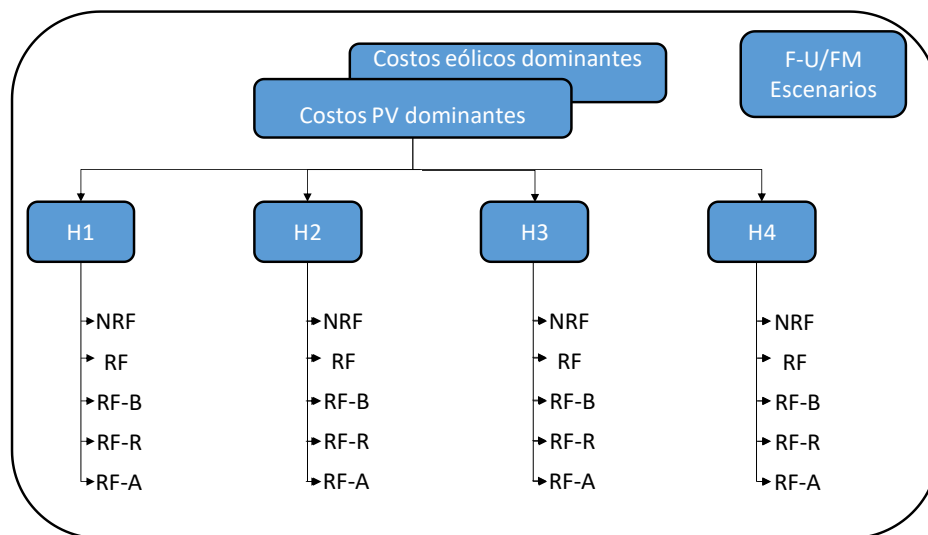


Figura 22: Escenarios simulados.

Tabla 6: Nomenclatura escenarios de estudio.

Escenario	Id	Descripción
Contribución de respuesta inercial	NRF	Sin restricción de estabilidad de frecuencia
	RF	Con restricción de estabilidad de frecuencia, pero sin el aporte inercial de dispositivos BESS o ERNC.
	RF-B	Con restricción de estabilidad de frecuencia considerando únicamente el aporte inercial de dispositivos BESS
	RF-R	Con restricción de estabilidad de frecuencia considerando únicamente el aporte inercial de tecnologías ERNC
	RF-A	Con restricción de estabilidad de frecuencia considerando el aporte inercial de dispositivos BESS y tecnologías ERNC
Escenarios de capacidad hidráulica instalada	H1	6 GW instalados de tecnología hidráulica
	H2	12 GW instalados de tecnología hidráulica
	H3	18 GW instalados de tecnología hidráulica
	H4	24 GW instalados de tecnología hidráulica

5. RESULTADOS

En esta sección se presentan y discuten los resultados obtenidos para los escenarios en estudio. Luego se analiza (desde diversos puntos de vista) la importancia de tomar en consideración restricciones de frecuencia dentro de la planificación de un sistema eléctrico de potencia.

5.1 RESULTADOS CON RESTRICCIÓN DE FRECUENCIA UNIZONAL (F-U)

Restricción de frecuencia unizonal considerando tecnología PV como dominante

En la Figura 23 se presenta la planificación para el año 2050 de cada escenario considerando que el costo de la tecnología solar es menor al de la tecnología eólica (solar dominante). De los resultados se destaca que, al considerar únicamente respuesta inercial de las unidades hidráulicas (RF), el sistema es incapaz de cumplir con la restricción de frecuencia unizonal en los casos de bajos niveles de generación hidráulica (H1 y H2, escenarios de bajo nivel de inercia). Esto implica que, para futuros sistemas eléctricos de potencia con alta penetración renovable, es necesario el aporte inercial de distintas tecnologías con el fin de mantener la frecuencia en un rango permitido luego de ocurrido un desbalance de P en el sistema.

Para escenarios con grandes niveles de generación hidráulica (H3 y H4, escenarios de alto nivel de inercia), se observa que el incluir la restricción de frecuencia unizonal no afecta la instalación de las distintas tecnologías producto de la gran cantidad de inercia asociada a las máquinas hidráulicas. Sin embargo, en los casos con menores niveles de inercia (H1 y H2), el considerar el aporte inercial que pueden entregar los dispositivos BESS genera una reducción en la capacidad instalada de esta tecnología (RF-B y RF-A), en comparación con el caso en el que el aporte inercial es entregado sólo por las tecnologías ERNC (RF-R). La razón radica en que, en sistemas con gran penetración ERNC, se requiere una gran capacidad de almacenamiento para suplir la restricción de balance energético, especialmente en las horas con una baja capacidad de generación solar. Así en el escenario en que solo las tecnologías renovables realizan aporte inercial (RF-R), no solamente existe un aumento de inversión ERNC para cubrir la restricción de frecuencia, sino que también un aumento en la inversión BESS.

Finalmente, el hecho de que no exista un gran cambio en la inversión de tecnologías BESS entre los distintos sub-escenarios es producto de que se tiene suficiente capacidad sin uso durante el año. Esto permite a estos dispositivos mantener una reserva suficiente para aportar con respuesta inercial, y por consecuente, el aporte de las tecnologías ERNC no se hace tan necesario (caso RF-A y RF-B vs caso RF-R).

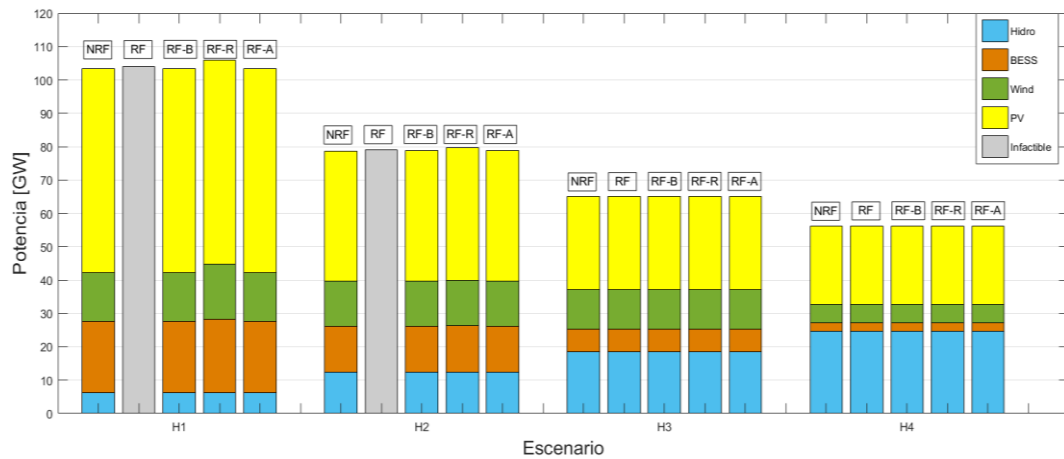


Figura 23: Capacidad instalada por escenario para el caso con tecnología solar dominante.

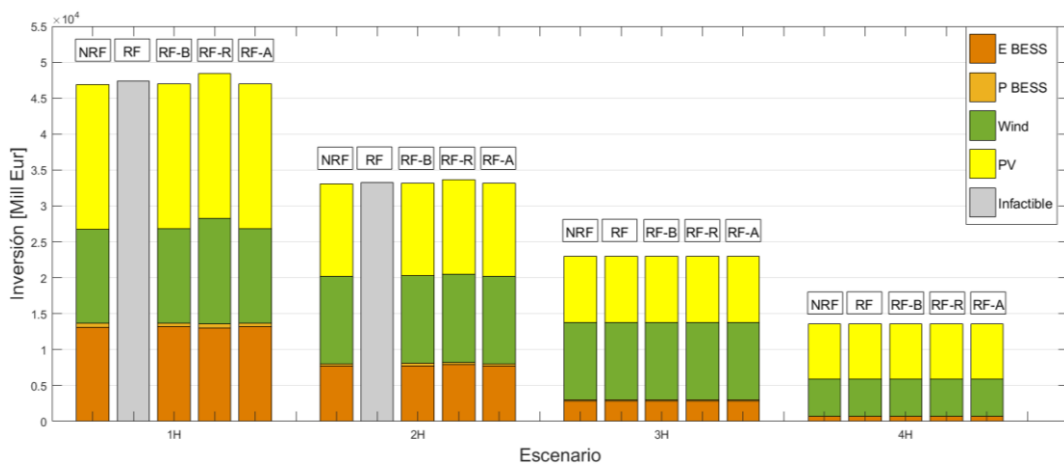


Figura 24: Inversión en millones de euros por escenario para el caso con tecnología solar dominante.

Restricción de frecuencia unizonal considerando tecnología eólica como dominante

En la Figura 25 se presenta la proyección para el año 2050 para cada escenario con sus respectivos sub-escenarios al realizar un cambio en los costos proyectados de las tecnologías PV y eólica. Concretamente, en este caso el costo de la generación eólica es el que tiene una mayor disminución proyectada a futuro (eólica dominante). Se observa que ambos casos de estudio (Figura 23 y Figura 25) poseen un comportamiento similar, donde el sub-escenario en donde únicamente las unidades renovables aportan con respuesta inercial (RF-R) requiere un mayor nivel de inversión renovable y BESS a medida que la penetración hidráulica va disminuyendo (menor inercia sistémica).

Al igual que en el caso anterior, en los casos con alto nivel de penetración hidráulica (H3 y H4), las restricciones de respuesta inercial no cambian la capacidad instalada de las distintas tecnologías debido a los altos niveles de tecnología hidráulica que existe. Sin embargo, en escenarios de baja penetración hidráulica y bajos niveles de inercia (H1 y H2), la solución entrega una menor inversión de tecnología BESS (5 y 3 GW, respectivamente). La razón es que a medida que se instala una mayor cantidad de tecnología eólica (escenarios con cada vez menos penetración hidráulica), se requiere una menor cantidad de almacenamiento para cumplir con el balance de energía durante el año (en comparación al caso con tecnología solar dominante), especialmente durante las horas de noche. A diferencia de este caso de estudio, el anterior

(solar dominante) requería almacenar gran cantidad de energía solar durante el día, por lo que el sistema debía incrementar la capacidad del BESS para mantener el balance de carga y cumplir con el límite máximo de RoCoF impuesto. Esto se traduce en mayores costos de inversión al privilegiar la proyección de costos de la tecnología solar por sobre la eólica, tal como se aprecia al comparar la Figura 24 y la Figura 26.

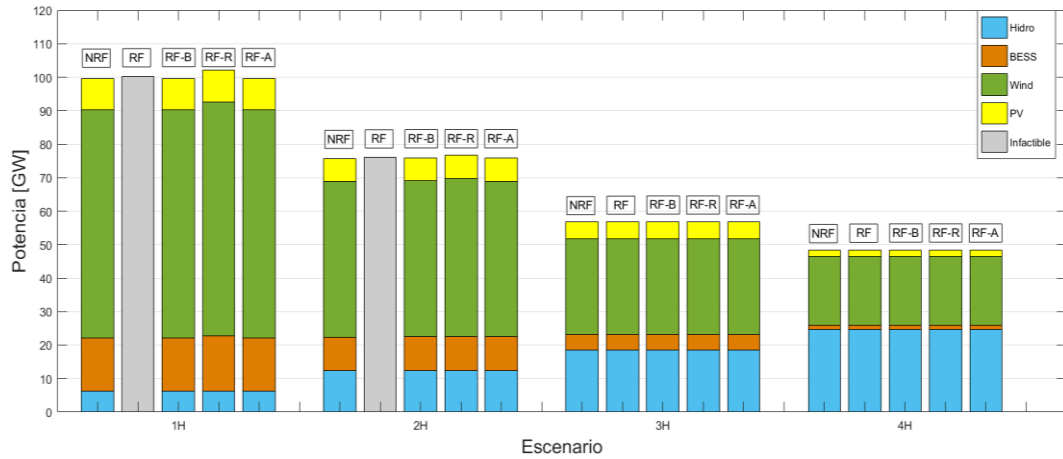


Figura 25: Capacidad instalada por escenario para el caso con costos reducidos de tecnología eólica.

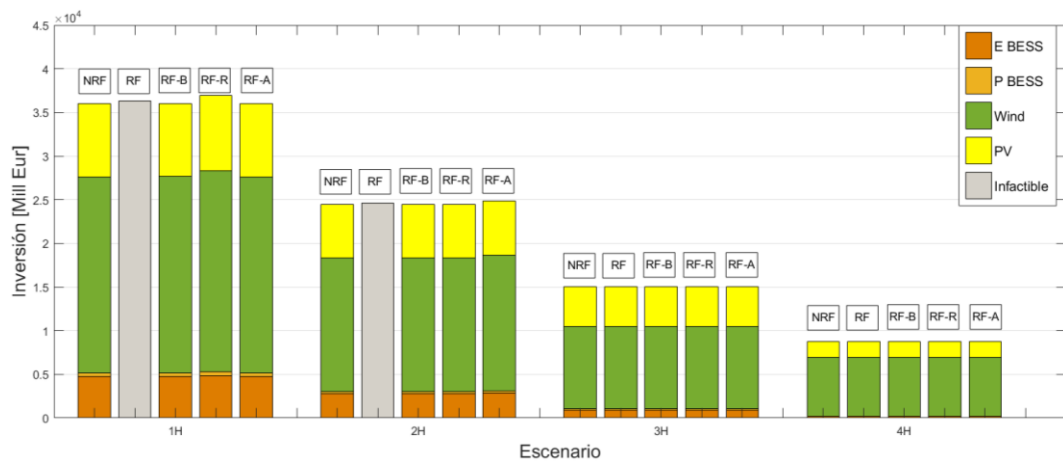


Figura 26: Inversión por escenario para el caso con costos reducidos de tecnología eólica.

5.2 RESULTADOS CON RESTRICCIÓN DE FRECUENCIA MULTIZONAL (F-M)

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el caso de restricción de frecuencia multizonal (F-M). Para ello, en cada zona se considera la pérdida de la unidad generadora más grande, las cuales son presentadas en la Tabla 7. Con el propósito de analizar los posibles problemas que se pueden generar al alcanzar un sistema 100% renovable, en los siguientes casos de estudios se considera únicamente el escenario con penetración hidráulica de 6 GW (H1), el cual es el escenario con menor cantidad de inercia sistémica.

Tabla 7: Desbalances por zona.

Zona	Desbalance [MW]	Tecnología
1	689	Hidráulica
2	568	Hidráulica
3	100	ERNC
4	100	ERNC

Restricción de frecuencia multizonal considerando solo respuesta inercial BESS (F-M + RF-B + 1H)

De los resultados de la planificación se obtiene que considerar la restricción multizonal de frecuencia (F-M) tiene cambios marginales en la inversión de las tecnologías en comparación al modelo que considera la restricción unizonal de frecuencia (F-U). Sin embargo, se produce un cambio en los dispositivos que aportan con respuesta inercial dentro del sistema. Es decir, los dispositivos que contribuyen con respuesta inercial dentro del sistema en el escenario F-U son distintos que los que contribuyen en el escenario F-M.

En la Figura 27 se presenta la inversión por tecnología y el cambio de los dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial para el caso en que la tecnología fotovoltaica es la dominante en el sistema (se presenta el porcentaje de respuesta inercial anual que proveen los dispositivos). Se aprecia que en el caso con la restricción unizonal, un 92% del aporte inercial anual proviene de las unidades BESS ubicadas de la zona 2. Sin embargo, con la incorporación de la restricción de frecuencia multizonal, los dispositivos de la zona 2 disminuyen su aporte en un ~27%. Así mismo, los dispositivos presentes en la zona 4 incrementan su aporte en un ~26%. Cabe destacar que la zona 4 tiene la característica de ser la zona más alejada del centro de inercia del sistema y que además posee la mayor inversión solar para el presente caso de estudio (aproximadamente 55 GW). Esto explica el cambio de los dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial.

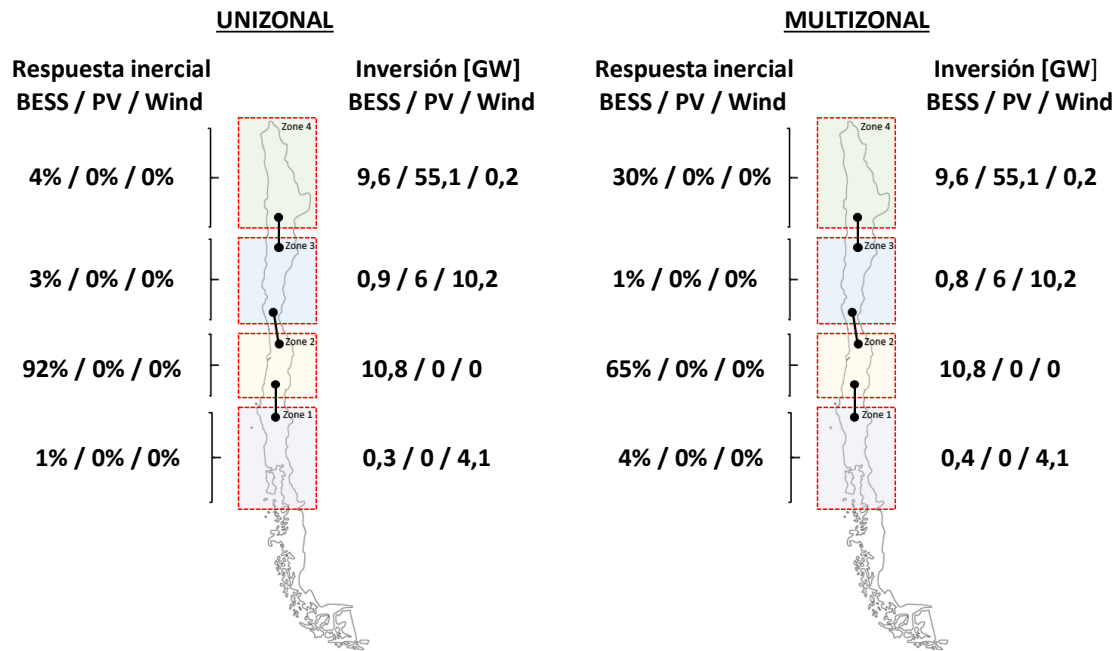


Figura 27: Cambio de dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial en el sistema para el escenario con costos PV dominantes. (RF-B)

En la Figura 28 se presenta la inversión por tecnología y el cambio de los dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial para el caso con la tecnología eólica dominante (se ha presentado el porcentaje de respuesta inercial anual que proveen los dispositivos). Comparando el resultado con el caso anterior (Figura 27), ambos casos de estudio presentan comportamientos similares en cuanto al cambio de dispositivos que aportan con respuesta inercial en el sistema. Sin embargo, el cambio de dispositivos BESS es de mayor magnitud para el presente caso de estudio. Lo anterior demuestra la importancia de considerar a los dispositivos BESS para la entrega de respuesta inercial, pues como se aprecia en la Figura 27 y la Figura 28, no es necesario invertir una mayor cantidades de dispositivos BESS en un sistema 100% renovable (donde solo ellas aporten), sino más bien en un uso eficiente de éstas para la entregar respuesta inercial en caso de contingencias.

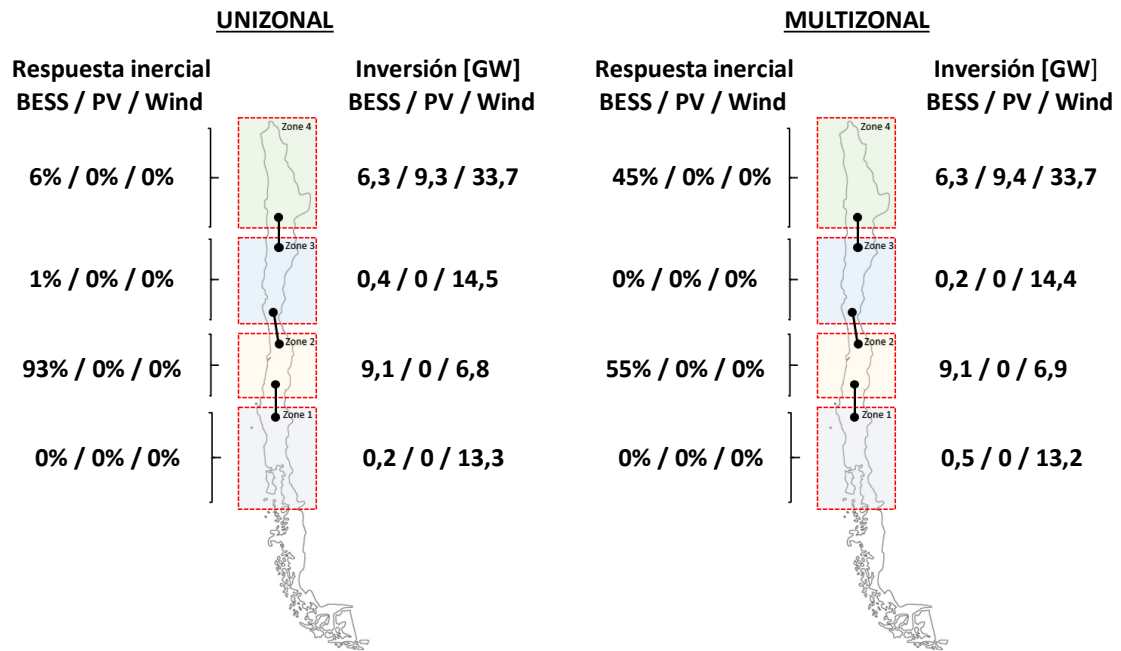


Figura 28: Cambio de dispositivos BESS que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.

Restricción de frecuencia multizonal considerando solo respuesta inercial ERNC (F-M + RF-R + 1H)

A continuación, se presenta el caso en que solo las unidades ERNC aportan con respuesta inercial (RF-R). En la Figura 29 se presenta la inversión por tecnología y el cambio en las unidades ERNC que realizan un aporte de respuesta inercial para el caso en que la tecnología fotovoltaica es dominante. Se aprecia que no existen grandes diferencias entre ambas planificaciones según el tipo de restricción de frecuencia que se ocupe (F-U o F-M). Sin embargo, al comparar respecto a la planificación en que solo las tecnologías BESS aportan con respuesta inercial (donde aproximadamente un 93% del aporte anual proviene desde las unidades localizadas en la zona 2), las unidades ERNC localizadas en la zona 4 aportan con un ~97% de la respuesta inercial anual para el escenario F-U. Dicha zona posee los mejores perfiles de recurso solar del sistema y con ello la mayor inversión de esta tecnología.

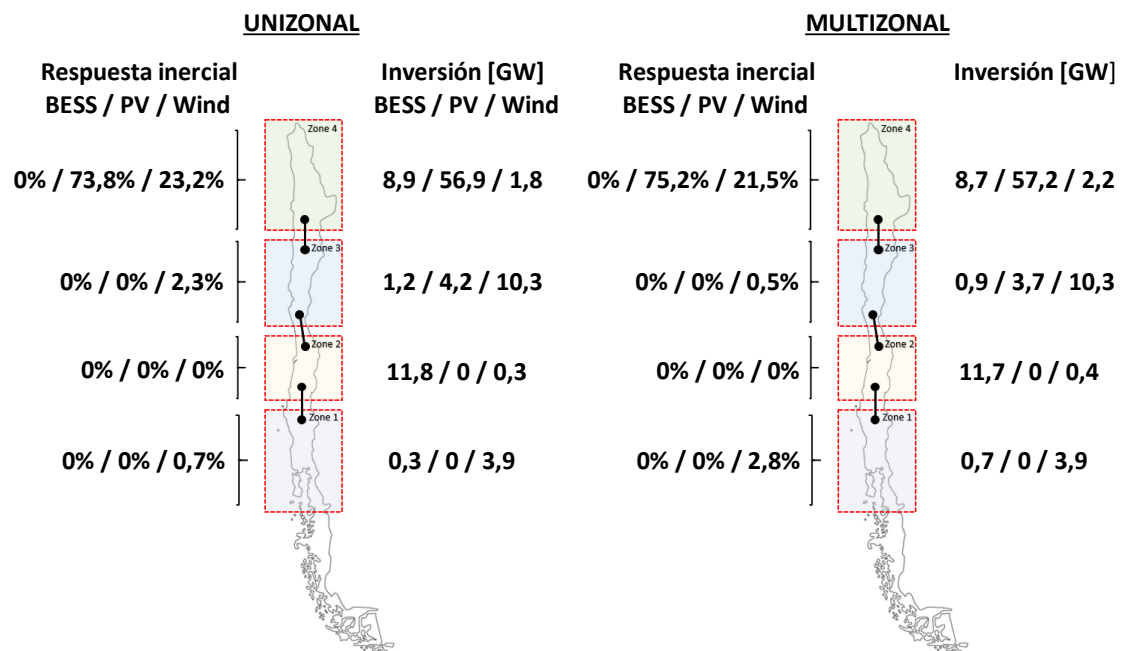


Figura 29: Cambio de unidades ERNC que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos PV dominantes (RF-R).

En la Figura 30 se presenta el caso en que la tecnología eólica es la predominante en el sistema. Se observa que el comportamiento es casi idéntico al considerar restricción de frecuencia unizona (F-U) y multizona (F-M). Cabe destacar que, al considerar menores costos en la tecnología eólica, las unidades ERNC de la zona 3 aportan con un 10% de la respuesta inercial total, esto a diferencia del caso anterior donde la zona 3 casi no aportaba con respuesta inercial, pues la tecnología PV se localizaba casi en su totalidad en la zona 4.

Lo anterior demuestra que si a futuro solo se considera el aporte de respuesta inercial que pueden entregar las unidades renovables, la localización de donde proviene dicha respuesta no cambiará. Sin embargo, el sistema requiere invertir una mayor cantidad de tecnologías renovables para suplir la restricción de inercia. Lo anterior se produce debido a la falta de recurso primario en algunos puntos de operación, por lo que el sistema debe invertir en estas tecnologías con el objetivo de alcanzar el recurso mínimo requerido.

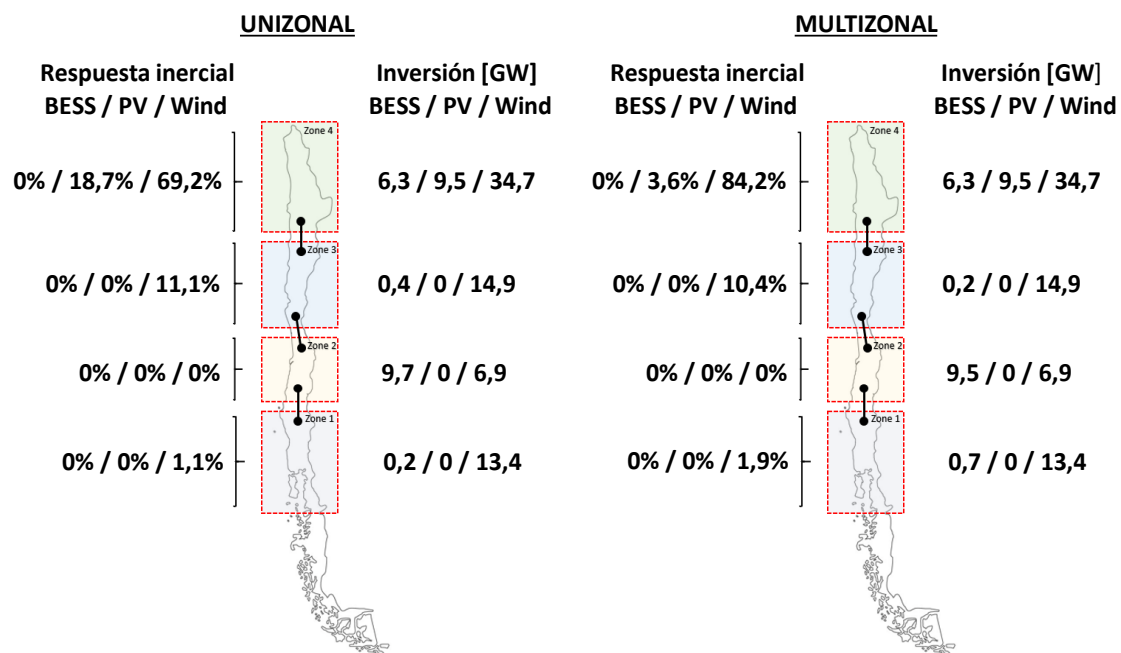


Figura 30: Cambio de unidades ERNC que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.

Restricción de frecuencia multizonal considerando respuesta inercial BESS y ERNC (F-M + RF-A + 1H)

A continuación, se presenta el caso en que tanto las unidades ERNC como BESS aportan con respuesta inercial (RF-A). En la Figura 31 se presenta la inversión por tecnología y el cambio en las unidades que realizan un aporte de respuesta inercial para el caso en que la tecnología fotovoltaica es la predominante. Se aprecia que no existen grandes diferencias entre ambas planificaciones según el tipo de restricción de frecuencia que se ocupe (F-U o F-M), a diferencias de los anteriores casos de estudio. En particular, al comparar los resultados con el caso en que solo las unidades ERNC aportaban con respuesta inercial, en el presente caso se tiene que no existe una mayor inversión por parte del sistema, aun cuando las tecnologías renovables aportan con un gran porcentaje a la respuesta inercial. Esto se debe a que en las horas en que las tecnologías renovables no tienen el recurso primario suficiente, los dispositivos BESS poseen bastante recurso almacenado para realizar el aporte faltante para suplir la ecuación de frecuencia.

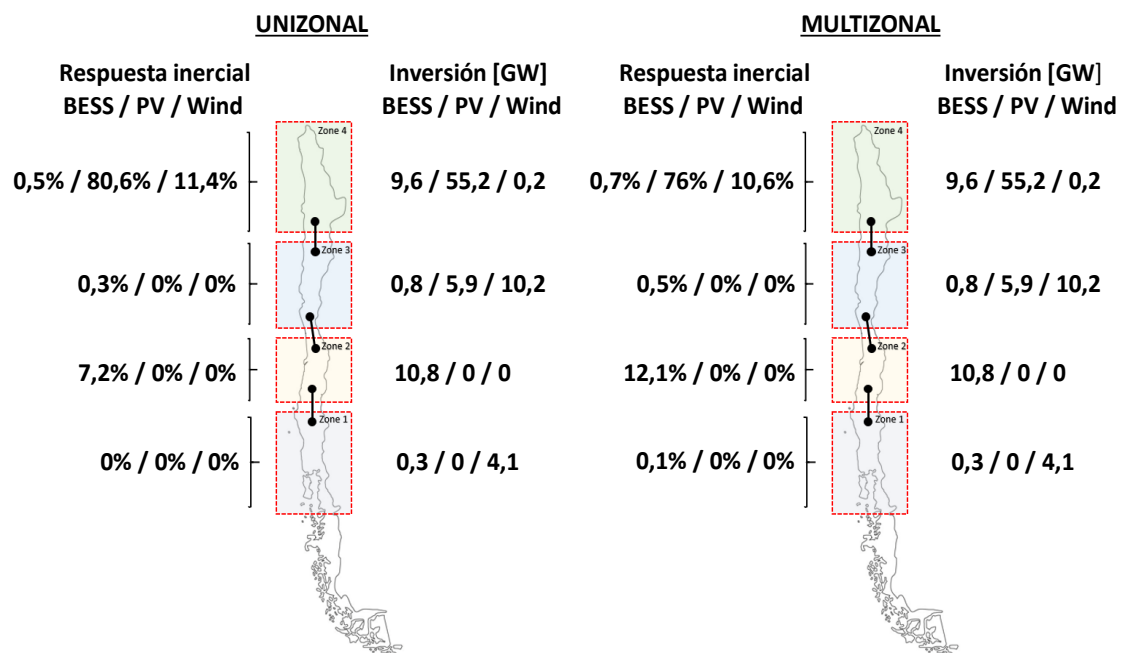


Figura 31: Cambio de unidades que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos PV dominantes.

En la Figura 32 se presenta el caso en que la tecnología eólica es la predominante en el sistema y tanto los dispositivos BESS como las unidades ERNC pueden aportar con respuesta inercial. Al igual que el caso anterior, no existen diferencias en la inversión de tecnologías entre ambas planificaciones según el tipo de restricción de frecuencia que se ocupe (F-U o F-M). Sin embargo, la entrega de respuesta inercial por parte de la tecnología fotovoltaica disminuye ~16% al considerar la restricción multizonal y a su vez existe un aumento considerable en el aporte BESS tanto en las zonas 2 y 4. Esto se debe a que este último recurso es almacenado por parte de los dispositivos BESS y utilizado en periodos donde se tiene un bajo recurso eólico que no es capaz de suplir por sí solo la restricción de frecuencia.

Los resultados presentados demuestran que en un sistema 100% renovable el aporte compartido de respuesta inercial entre dispositivos BESS y centrales ERNC ayuda a no sobre invertir en tecnologías con el fin de mantener un mínimo nivel de RoCoF luego de una determinada contingencia. Más aún, las tecnologías renovables son los principales actores en la entrega de respuesta inercial (Figura 31 y Figura 32) gracias a los altos niveles de recurso que se poseen durante el año, disminuyendo el uso de este servicio en los dispositivos BESS y, por consecuente, un menor nivel de estrés en estos dispositivos (lo que puede traducirse en un mayor nivel de vida útil).

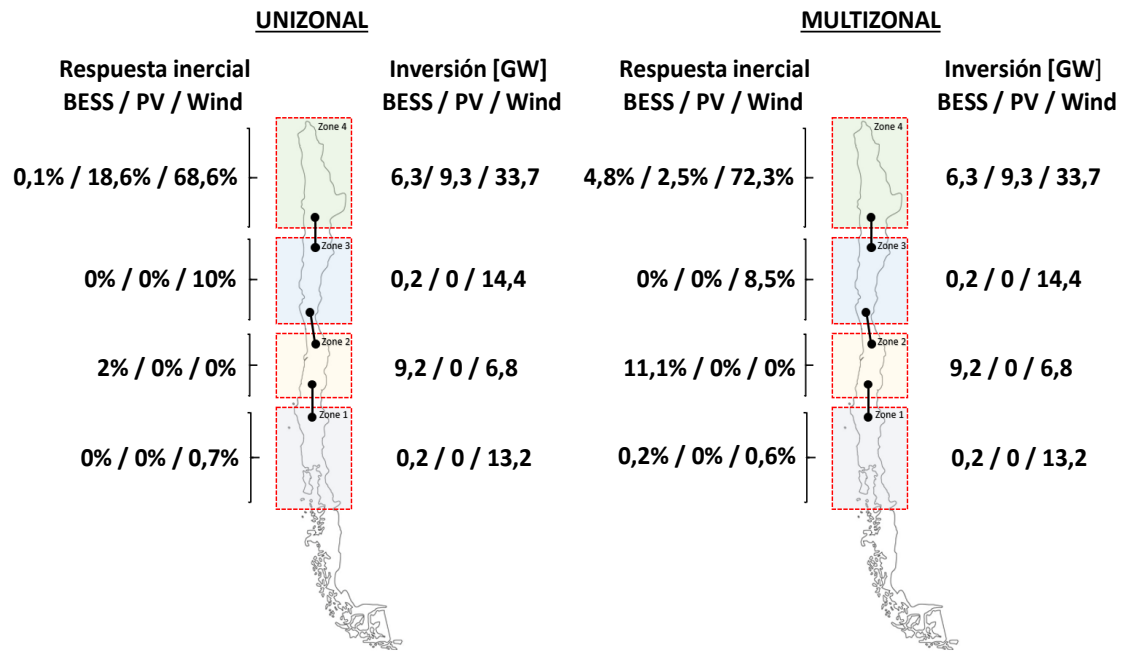


Figura 32: Cambio de unidades que aportan con respuesta inercial para el escenario con costos eólicos dominantes.

6. CONCLUSIONES

A partir de la realización del estado del arte se comprende la falta de un modelo de GEP que considere el aporte de equipos BESS y unidades ERNC a la estabilidad de frecuencia del sistema. Si bien existen trabajos que consideran estos puntos por separado (BESS, ERNC y estabilidad de frecuencia), ninguno hasta el momento ha logrado unirlos en un solo modelo y analizar las repercusiones que puede traer en la planificación de un futuro sistema 100% renovable el no considerar dichos aportes.

Tras formular el modelo de planificación de la expansión de la generación creado, se confirma que, en el transcurso para obtener un sistema eléctrico 100% renovable se tiene un punto de inflexión respecto a la estabilidad de frecuencia del sistema. Al tener gran desplazamiento de unidades sincrónicas (producto de la alta penetración renovable) el sistema será incapaz de enfrentar grandes desbalances entre carga y generación. Esto se traduce en la violación de límites máximos de caídas iniciales de frecuencia, apertura de esquemas de desconexión y finalmente la posible pérdida del sistema eléctrico. Sin embargo, nuestros resultados arrojan que la entrega de respuesta inercial por parte de las unidades de almacenamiento y tecnologías ERNC es factible (sin incurrir en inversiones adicionales) y será importante para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

Como parte del análisis, se realizaron simulaciones para distintos escenarios de planificación. Dentro de estos, se concluye que seguir proyectando una reducción en el costo de inversión de la tecnología fotovoltaica sobre el resto de las tecnologías de generación incurre en una futura sobre instalación de dispositivos de almacenamiento. Esto se obtiene con el fin de satisfacer el balance de energía en largas ventanas de tiempo en que el recurso primario no está presente.

De los resultados realizados con las restricciones de frecuencia unizona en un sistema 100% renovable, permitir a los dispositivos BESS aportar con respuesta inercial resulta en planes de expansión con menores costos, en comparación cuando solo se permite el aporte inercial por parte de las tecnologías de generación variable. Además, dado que las baterías son necesarias para satisfacer el balance de energía, se tiene un exceso de capacidad latente (muchas horas en el año en donde se tiene una gran capacidad de recurso almacenado sin uso), lo que genera que en los puntos de operación donde no se tiene recurso suficiente por parte de las ERNC, los dispositivos BESS puedan aportar libremente para suplir la restricción de frecuencia.

Como parte de la metodología se desarrolla una ecuación de frecuencia multizona, la cual permite vislumbrar que, su uso para futuras planificaciones 100% renovables del sistema eléctrico, no genera cambios significativos en la inversión de capacidad de unidades de generación, las cuales están fuertemente ligadas a las zonas con mejores perfiles de recurso. Sin embargo, existirá una gran relevancia al momento de localizar las reservas para la respuesta inercial entregadas por los dispositivos BESS. Al momento de localizar las reservas dentro del sistema, se tiene que una localización organizada del recurso permite al sistema afrontar grandes contingencias por zonas. Lo anterior, sin incurrir en sobrecostos de inversión, como es en el caso en que las tecnologías ERNC son las únicas en entregar respuesta inercial.

De esta forma se abre la discusión respecto a un mercado de servicio complementario para la respuesta inercial. Pues si bien dentro del proceso de descarbonizar la matriz energética se demuestra que será necesario el aporte de diversas tecnologías para enfrentar posibles

incurSIONES de frecuencia producto de desbalances entre carga y generaci3n, no se tiene una discusi3n respecto a c3mo la entrega de este nuevo servicio afectar3 el mercado actual.

7. TRABAJO FUTURO

Si bien el programa de planificaci3n de la expansi3n de la generaci3n entrega resultados de buen nivel para generar una discusi3n, a3n queda la necesidad de expandir su complejidad. En particular surge el requerimiento de incorporar al modelo una planificaci3n multietapa considerando periodos de descarbonizaci3n, con el fin de obtener resultados m3s detallados de la necesidad de respuesta inercial en el proceso.

Otro aspecto interesante por incorporar son las restricciones de unit commitment. Si bien para el presente caso de estudio no era requerido producto del tipo de tecnolog3as utilizadas, en un sistema real se tiene un abanico de tecnolog3as, donde cada una tiene sus propios tiempos de encendido y apagado, rampas de toma de carga y los costos asociados. Aunque esto genera una mayor complejidad al sistema, permitir3a vislumbrar las complicaciones de tener un bajo nivel de inercia en sistemas en donde a3n la respuesta inercial y primaria es entregada 3nicamente a partir de m3quinas s3ncronas.

Dentro del presente trabajo se utiliz3 el supuesto de que la transmisi3n ten3a una capacidad ilimitada, con el fin de no generar focos de saturaci3n y que la planificaci3n de la generaci3n no se viera influenciada por la transmisi3n. Oficialmente es la 3ltima la que se planifica a partir de la primera. Esto, debido a los bajos costos en la inversi3n de la transmisi3n en comparaci3n a la generaci3n. As3, dado la evidente necesidad en el incremento de las capacidades del sistema, se propone realizar una planificaci3n de la expansi3n de la capacidad del sistema (generaci3n y transmisi3n), con el fin de evidenciar los cambios que produce una planificaci3n conjunta a partir de un modelo multietapa.

Finalmente, el modelo propuesto puede ser mejorado incluyendo dentro de la metodolog3a una etapa extra, la cual considere la validaci3n a partir de simulaciones din3micas. Esto conlleva al uso de ciertos puntos cr3ticos de operaci3n para su evaluaci3n. As3, con el fin de disminuir la carga computacional, el uso de cluster para seleccionar dichos puntos de operaci3n queda propuesto.

8. REFERENCIAS

- [1] S. Athena Ballesteros and D. W. Martin, "Meeting Renewable Energy Targets: Global lessons from the road to implementation," p. 82, 2013.
- [2] Strategic Foresight Initiative, "Summary of Findings," no. Jun 2014, p. 6, 2014.
- [3] Gobierno de Chile, "Anuario Estadístico de Energía 2016," *Com. Nac. Energía*, pp. 1–146, 2016.
- [4] C. Ministerio de Energía, "Energía 2050 - Política Energética de Chile.pdf." .
- [5] C. Rahmann and A. Castillo, "Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions," *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014.
- [6] E. V. Mc Garrigle, J. P. Deane, and P. G. Leahy, "How much wind energy will be curtailed on the 2020 Irish power system?," *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 544–553, 2013.
- [7] Australian Energy Market Operator, "100% Renewable: modelling outcomes," no. July, 2013.
- [8] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, "Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34. pp. 551–564, 2014.
- [9] W. Hung, G. Ray, and G. Stein, "Frequency Changes during Large Disturbances WG," *Natl. Grid plc [Online]*, 2010.
- [10] J. Bomer, K. Burges, C. Nabe, and M. Poller, "All island TSO facilitation of renewables studies," no. June, pp. 1–107, 2010.
- [11] J. Haas *et al.*, "Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80. pp. 603–619, 2017.
- [12] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, "Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited Paper)," in *20th Power Systems Computation Conference, PSCC 2018*, 2018.
- [13] A. Heinemann, R. Torres, and C. Rahmann, "Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic–dynamic approaches," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 2, pp. 366–373, 2016.
- [14] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, "Impact of low rotational inertia on power system stability and operation," in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, 2014.
- [15] D. Groß, S. Bolognani, B. K. Poolla, and F. Dörfler, "Increasing the Resilience of Low-inertia Power Systems by Virtual Inertia and Damping," in *IREP Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium*, 2017.
- [16] T. S. Borsche, T. Liu, and D. J. Hill, "Effects of rotational Inertia on power system damping and frequency transients," in *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, 2015.
- [17] H. Saboori and R. Hemmati, "Considering carbon capture and storage in electricity generation expansion planning," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1371–1378, 2016.

- [18] E. Gil, I. Aravena, and R. Cárdenas, "Generation Capacity Expansion Under Hydro Uncertainty Using Stochastic Mixed Integer Programming and Scenario Reduction," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 1–10, 2014.
- [19] D. Lew, G. Brinkman, N. Kumar, S. Lefton, G. Jordan, and S. Venkataraman, "Finding flexibility: Cycling the conventional fleet," *IEEE Power Energy Mag.*, 2013.
- [20] B. Palmintier and M. Webster, "Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [21] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, and R. Moreno, "A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 232–241, 2016.
- [22] Jinxiang Zhu and Mo-yuen Chow, "A review of emerging techniques on generation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.
- [23] H. Saboori and R. Hemmati, "Considering Carbon Capture and Storage in Electricity Generation Expansion Planning," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1371–1378, 2016.
- [24] H. Markowitz, "PORTFOLIO SELECTION," *J. Finance*, vol. 7, no. 1, pp. 77–91, 1952.
- [25] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, and H. Rudnick, "CVaR constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation," *Energy Econ.*, vol. 59, pp. 104–117, 2016.
- [26] D. Bar-Lev and S. Katz, "A PORTFOLIO APPROACH TO FOSSIL FUEL PROCUREMENT IN THE ELECTRIC UTILITY INDUSTRY," *J. Finance*, vol. 31, no. 3, pp. 933–947, 1976.
- [27] E. Oatman and L. Hamant, "A Dynamic Approach to Generation Expansion Planning," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1888–1897, 1973.
- [28] N. M. Stoughton, R. C. Chen, and S. T. Lee, "Direct construction of optimal generation mix," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 753–759, 1980.
- [29] G. J. Anders, "Genetration Planning Model with Reliability Constraints," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 12, pp. 4901–4908, 1981.
- [30] E. Arrangement, T. Swedish, and S. Power, "Generation Expansion Planning for Systems with a High Share of Hydro Power," vol. 2.
- [31] G. C. L. C. Pham, "A Fast Production Scheduler for Generation Expansion Planning in a Hydro-Thermal System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 101–107, 1987.
- [32] Y. M. Park and K. Y. Lee, "Optimal Long-Range Generation Expansion Planning for Hydro-Thermal System Based on Analytical Production Costing Model," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-7, no. 5, p. 36, 1987.
- [33] K. F. Schenk and S. Chan, "Incorporation and Impact of a Wind Energy Conversion System in Generation Expansion Planning," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, no. 12, pp. 4710–4718, 1981.
- [34] S. A. Farghal and M. R. Abdel Aziz, "Generation expansion planning including the renewable energy sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 816–822, 1988.
- [35] B. Mo, J. Hegge, and I. Wangensteen, "Stochastic generation expansion planning by means of stochastic dynamic programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp.

662–668, 1991.

- [36] G. C. C. J. Kabouris, “Autonomous System Expansion Planning Considering Renewable Energy Sources: A Computer Package,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 7, pp. 374–381, 1992.
- [37] R. Tanabe, K. Yasuda, R. Yokoyama, and H. Sasaki, “Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 581–587, 1993.
- [38] A. Marin and J. Salmeron, “Electric capacity expansion under uncertain demand: decomposition approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 333–339, 1998.
- [39] Y. Fukuyama and Hsiao-Dong Chiang, “A parallel genetic algorithm for generation expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 955–961, 1996.
- [40] K. Y. L. M. A. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems*, Wiley-IEEE, 2008.
- [41] M. Mitchell, “An Introduction to Genetic Algorithms,” p. 209, 1998.
- [42] Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, and Dong-Gee Kim, “Generation expansion planning based on an advanced evolutionary programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 299–305, 1999.
- [43] J.-B. Park, Y.-M. Park, J.-R. Won, and K. Y. Lee, “An improved genetic algorithm for generation expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 916–22, 2000.
- [44] H. Teixeira Firmo and L. F. Loureiro Legey, “Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 901–906, 2002.
- [45] H. Tekiner, D. W. Coit, and F. A. Felder, “Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 12, pp. 1394–1405, 2010.
- [46] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva, “A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 778–787, 2010.
- [47] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva, “Building generation expansion plans - A Decision Aid Approach to use in Competitive Electricity Markets,” no. November, pp. 1–9, 2010.
- [48] M. K. Sheik-El-Eslami, M. P. Moghaddam, and S. Jadid, “Expansion planning in private generation companies: a practical method,” *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2006.
- [49] Y. Zhan, Q. P. Zheng, J. Wang, and P. Pinson, “Generation Expansion Planning with Large Amounts of Wind Power via Decision-Dependent Stochastic Programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 3015–3026, 2017.
- [50] K. Yasuda, K. Nishiya, J. Hasegawa, and R. Yokoyama, “Optimal generation expansion planning with electric energy storage systems,” *Iecon*, p. 550, 1988.
- [51] I. van Beuzekom, M. Gibescu, and P. Pinson, “Optimal Planning of Integrated Multi-Energy Systems,” *PowerTech 2017*, vol. 1, 2017.
- [52] H. Aburub and W. T. Jewell, “Optimal generation planning to improve storage cost and system conditions,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2014, vol. 2014-October, no. October.

- [53] Z. Hu and W. T. Jewell, "Optimal generation expansion planning with integration of variable renewables and bulk energy storage systems," *2013 1st IEEE Conf. Technol. Sustain.*, no. May, pp. 1–8, 2013.
- [54] A. Van Stiphout, K. De Vos, and G. Deconinck, "Operational flexibility provided by storage in generation expansion planning with high shares of renewables," in *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 2015, vol. 2015-Augus.
- [55] D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic, and G. Strbac, "Whole-systems assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1098–1109, 2014.
- [56] M. Carrion, Y. Dvorkin, and H. Pandzic, "Primary Frequency Response in Capacity Expansion," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017.
- [57] H. Chavez, R. Baldick, and S. Sharma, "Governor rate-constrained OPF for primary frequency control adequacy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1473–1480, 2014.
- [58] K. Komatatid and S. Jiriwibhakorn, "Flexibility and Frequency Security Enhancement to Generation Expansion Planning Framework," *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia (GTD Asia)*, no. 2, pp. 762–767, 2019.
- [59] R. Elliman, C. Gould, and M. Al-Tai, "Review of current and future electrical energy storage devices," in *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2015.
- [60] A. Alhamali, M. E. Farrag, G. Bevan, and D. M. Hepburn, "Review of Energy Storage Systems in electric grid and their potential in distribution networks," in *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2016, pp. 546–551.
- [61] M. S. Guney and Y. Tepe, "Classification and assessment of energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, 2017.
- [62] M. Aneke and M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review," *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350–377, 2016.
- [63] W. P. Primer, "Electricity Energy Storage Technology Options," *Power*, vol. 64, no. 2–3, p. 170, 2010.
- [64] S. C. Smith, P. K. Sen, and B. Kroposki, "Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system," *2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, pp. 1–8, 2008.
- [65] T. M. Masaud, K. L. K. Lee, and P. K. Sen, "An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?," in *North American Power Symposium NAPS 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [66] M. A. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. I. Milanés, and E. Gonzalez, "Overview of medium scale energy storage systems," *Compat. Power Electron. 2009. CPE '09*, pp. 93–100, 2009.
- [67] M. Kloess, "Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment," *2012 9th Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, pp. 1–8, 2012.
- [68] M. Khodayari and A. Aslani, "Analysis of the energy storage technology using Hype Cycle approach," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 25, pp. 60–74, 2018.
- [69] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on

- Applications, Costs and Benefits,” *Epri*, pp. 1–170, 2010.
- [70] Y. Ma, P. Yang, X. Zhou, and Z. Gao, “Research review on energy storage technology,” in *2016 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, IEEE ICMA 2016*, 2016, pp. 159–164.
- [71] C. Zhang, Y. L. Wei, P. F. Cao, and M. C. Lin, “Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3091–3106, 2018.
- [72] G. Garton and D. E. A. Grimwood, “Energy Storage in the UK An Overview,” *UK House Commons Libr. - Brief. Pap.*, no. 07621, p. 12, 2016.
- [73] A. Oudalov, T. Buehler, and D. Chartouni, “Utility scale applications of energy storage,” in *2008 IEEE Energy 2030 Conference, ENERGY 2008*, 2008.
- [74] E. Chemali, M. Peindl, P. Malysz, and A. Emadi, “Electrochemical and Electrostatic Energy Storage and Management Systems for Electric Drive Vehicles: State-of-the-Art Review and Future Trends,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 3, pp. 1117–1134, 2016.
- [75] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 25, pp. 43–59, 2018.
- [76] G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, “Lead batteries for utility energy storage: A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, 2018.
- [77] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014.
- [78] L. Chang, “Review on Distributed Energy Storage Systems for Utility Applications,” *CPSS Trans. Power Electron. Appl.*, vol. 2, no. 4, pp. 267–276, 2017.
- [79] R. L. Fares and M. E. Webber, “What are the tradeoffs between battery energy storage cycle life and calendar life in the energy arbitrage application?,” *J. Energy Storage*, vol. 16, pp. 37–45, 2018.
- [80] T. Diaz de la Rubia, F. Klein, B. Shaffer, N. Kim, and G. Lovric, “Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector,” 2015.
- [81] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Mohamed, and A. Ayob, “Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 771–789, 2017.
- [82] IEC, “Electrical Energy Storage - White Paper,” *Int. Electrotech. Comm.*, pp. 1–78, 2011.
- [83] A. Rogers, A. Henderson, X. Wang, and M. Negnevitsky, “Compressed Air Energy Storage : Thermodynamic and Economic Review,” *PES Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2014.
- [84] A. B. Gallo, J. R. Simões-Moreira, H. K. M. Costa, M. M. Santos, and E. Moutinho dos Santos, “Energy storage in the energy transition context: A technology review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 800–822, 2016.
- [85] M. Chowdhury, “Grid integration impacts and energy storage systems for wind energy applications—A review,” *Power Energy ...*, pp. 1–8, 2011.
- [86] B. Dunn, H. Kamath, and J. M. Tarascon, “Electrical energy storage for the grid: A battery of choices,” *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011.

- [87] F. Cebulla, T. Naegler, and M. Pohl, "Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch," *J. Energy Storage*, vol. 14, pp. 211–223, 2017.
- [88] A. Lachuriya and R. D. Kulkarni, "Stationary electrical energy storage technology for global energy sustainability: A review," *2017 Int. Conf. Nascent Technol. Eng.*, pp. 1–6, 2017.
- [89] V. Fernão Pires, E. Romero-Cadaval, D. Vinnikov, I. Roasto, and J. F. Martins, "Power converter interfaces for electrochemical energy storage systems - A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 453–475, 2014.
- [90] PLB staff, "Energy Storage Technologies White Paper," no. August, 2016.
- [91] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, and G. Linhofer, "Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems," in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 2206–2211.
- [92] G. Ren, G. Ma, and N. Cong, "Review of electrical energy storage system for vehicular applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 225–236, 2015.
- [93] D. Manz, R. Piwko, and N. Miller, "Look before you leap: The role of energy storage in the grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 75–84, 2012.
- [94] D. Manz, J. Keller, and N. Miller, "Value propositions for utility-scale energy storage," in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, 2011.
- [95] J. C. Beardsall, C. A. Gould, and M. Al-Tai, "Energy storage systems: A review of the technology and its application in power systems," *2015 50th Int. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–6, 2015.
- [96] M. Krpan and I. Kuzle, "Inertial and primary frequency response model of variable-speed wind turbines," *J. Eng.*, vol. 2017, no. 13, pp. 844–848, 2017.
- [97] M. Asmine, C.-É. Langlois, and N. Aubut, "Inertial response from wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Quebec system – event analysis and validation," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 515–522, 2018.
- [98] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Pettinà, and F. Pasut, "Renewables contributing to Primary Control Reserve: The role of Battery Energy Storage Systems," *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2017*, pp. 1–6, 2017.
- [99] R. Abhinav, S. Member, N. M. Pindoriya, and S. Member, "Grid integration of wind turbine and battery energy storage system : Review and key challenges," *IEEE 6th Int. Conf. Power Syst.*, 2016.
- [100] X. Wang, M. Yue, and E. Muljadi, "PV generation enhancement with a virtual inertia emulator to provide inertial response to the grid," *2014 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2014*, no. 978, pp. 17–23, 2014.
- [101] X. Wang and M. Yue, "Design of Energy Storage System to Improve Inertial Response for Large Scale PV Generation," 2016.
- [102] V. Knap, S. K. Chaudhary, D. I. Stroe, M. Swierczynski, B. I. Craciun, and R. Teodorescu, "Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3447–3456, 2016.

- [103] S. X. Chen *et al.*, “Penetration Rate and Effectiveness Study of Aggregated BESS for Frequency Regulation,” vol. 1, no. 1, pp. 1–8, 2015.
- [104] S. M. Alhejaj and F. M. Gonzalez-Longatt, “Investigation on grid-scale BESS providing inertial response support,” *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2016*, 2016.
- [105] S. M. Alhejaj and F. M. Gonzalez-longatt, “Impact of Inertia Emulation Control of Grid-Scale BESS on Power System Frequency Response,” 2016.
- [106] F. Gonzalez-Longatt, S. Alhejaj, A. Bonfiglio, R. Procopio, and J. L. Rueda, “Inertial frequency response provided by battery energy storage systems: Probabilistic assessment,” *2017 6th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2017*, pp. 403–409, 2017.
- [107] B. Gundogdu, D. T. Gladwin, and D. A. Stone, “Battery SOC Management Strategy for Enhanced Frequency Response and Day-Ahead Energy Scheduling of BESS for Energy Arbitrage,” pp. 4–6, 2017.
- [108] A. S. Ahmadyar, “Frequency Performance Assessment of Future Grids,” The University of Sydney, 2018.
- [109] “Coordinador Eléctrico Nacional (Chile’s Power System Operator),” 2017.
- [110] N. E. C. of C. (CNE), “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2016-2036, SIC-SING (Report on the demand projection for 2016-2036 in Central and Northern Chile),” 2016.
- [111] C. Schaeffer and M. Smits, “From matters of fact to places of concern? Energy, environmental movements and place-making in Chile and Thailand,” *Geoforum*, 2015.
- [112] M. of E. of C. Department of Geophysics - University of Chile, “Explorador de energía solar (Solar energy explorer).” 2012.
- [113] M. of E. of C. Department of Geophysics - University of Chile, “Explorador de energía eólica (Wind power explorer).” 2012.
- [114] M. Child, C. Breyer, D. Bogdanov, and H. J. Fell, “The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine,” in *Energy Procedia*, 2017.
- [115] A. Gulagi, D. Bogdanov, M. Fasihi, and C. Breyer, “Can Australia power the energy-hungry asia with renewable energy?,” *Sustain.*, 2017.
- [116] O. Koskinen and C. Breyer, “Energy Storage in Global and Transcontinental Energy Scenarios: A Critical Review,” in *Energy Procedia*, 2016.
- [117] A. Kilickaplan, D. Bogdanov, O. Peker, U. Caldera, A. Aghahosseini, and C. Breyer, “An energy transition pathway for Turkey to achieve 100% renewable energy powered electricity, desalination and non-energetic industrial gas demand sectors by 2050,” *Sol. Energy*, 2017.
- [118] C. Breyer *et al.*, “Assessment of mid-term growth assumptions and learning rates for comparative studies of CSP and hybrid PV-battery power plants,” in *AIP Conference Proceedings*, 2017.
- [119] D. Bogdanov, O. Koskinen, A. Aghahosseini, and C. Breyer, “Integrated renewable energy based power system for Europe, Eurasia and MENA regions,” in *2016 International Energy and Sustainability Conference, IESC 2016*, 2016.

9. ANEXOS

9.1 EJEMPLO DE ECUACIONES EN CASO DE CONTINGENCIA

Tal como se describió en la sección 3.7, a continuación, se escriben las ecuaciones que representan el comportamiento durante contingencia para la localización de una falla en cada una de las zonas del sistema.

Falla zona 1:

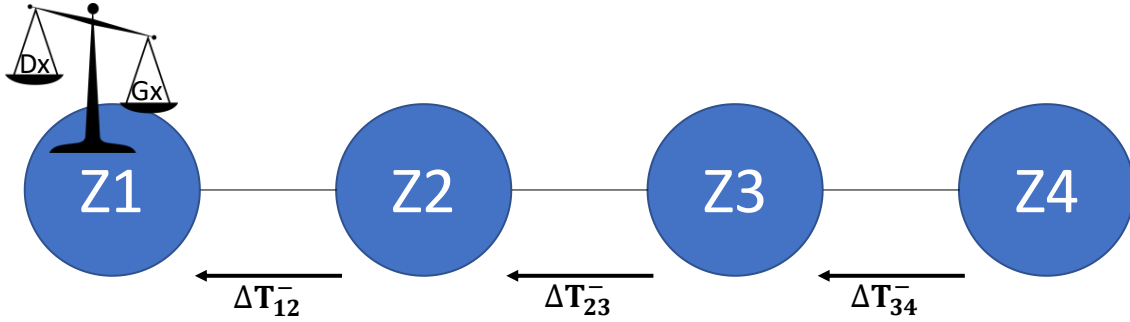


Figura 33: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 1.

$$\frac{df_{z_1}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_1}} \left(-\Delta P_{e,z_1} + \sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R + \Delta T_{1,2,t}^- \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (36)$$

$$\frac{df_{z_2}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_2}} \left(\sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R - \Delta T_{1,2,t}^- \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) + \Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) \right) \quad (37)$$

Donde:

$$\Delta T_{1,2,t}^- \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R + \Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) \quad (38)$$

$$\frac{df_{z_3}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_3}} \left(\sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R - \Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (39)$$

Donde:

$$\Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R + \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \quad (40)$$

$$\frac{df_{z_4}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_4}} \left(\sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R - \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (41)$$

Donde:

$$\Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R \quad (42)$$

Falla zona 2:

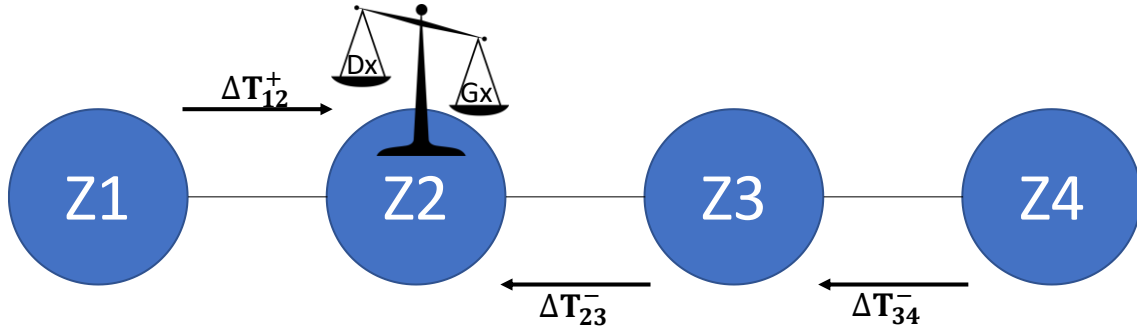


Figura 34: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 2.

$$\frac{df_{z_1}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_1}} \left(\sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R - \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (43)$$

Donde:

$$\Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R \quad (44)$$

$$\frac{df_{z_2}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_2}} \left(-\Delta P_{e,z_2} + \sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R + \Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (45)$$

$$\frac{df_{z_3}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_3}} \left(\sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R - \Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (46)$$

Donde:

$$\Delta T_{2,3,t}^- \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R + \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \quad (47)$$

$$\frac{df_{z_4}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_4}} \left(\sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R - \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (48)$$

Donde:

$$\Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R \quad (49)$$

Falla zona 3:

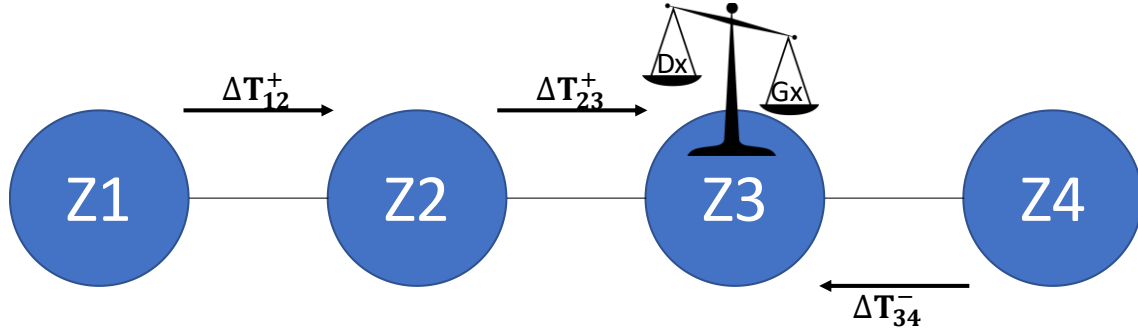


Figura 35: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 3.

$$\frac{df_{z_1}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_1}} \left(\sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R - \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (50)$$

Donde:

$$\Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R \quad (51)$$

$$\frac{df_{z_2}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_2}} \left(\sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R - \Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (52)$$

Donde:

$$\Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R + \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \quad (53)$$

$$\frac{df_{z_3}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_3}} \left(-\Delta P_{e,z_3} + \sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R + \Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (54)$$

$$\frac{df_{z_4}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_4}} \left(\sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R - \Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (55)$$

Donde:

$$\Delta T_{3,4,t}^- \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R \quad (56)$$

Falla zona 4:

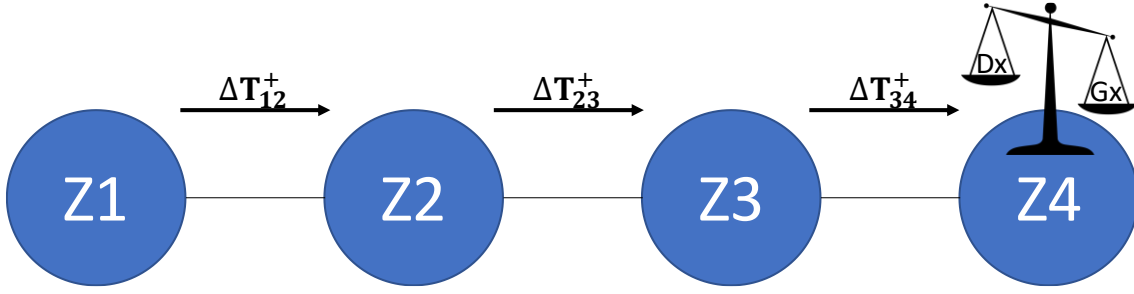


Figura 36: Ejemplo de operación transitoria para falla en zona 4.

$$\frac{df_{z_1}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_1}} \left(\sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R - \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (57)$$

Donde:

$$\Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 + F_{1,2}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_1,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_1,r}^R \quad (58)$$

$$\frac{df_{z_2}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_2}} \left(\sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R - \Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) + \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \right) \quad (59)$$

Donde:

$$\Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 + F_{2,3}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_2,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_2,r}^R + \Delta T_{1,2,t}^+ \cdot (1 - F_{1,2}^{losses}) \quad (60)$$

$$\frac{df_{z_3}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_3}} \left(\sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R - \Delta T_{3,4,t}^+ \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) + \Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) \right) \quad (61)$$

Donde:

$$\Delta T_{3,4,t}^+ \cdot (1 + F_{3,4}^{losses}) \leq \sum_s fRes_{t,z_3,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_3,r}^R + \Delta T_{2,3,t}^+ \cdot (1 - F_{2,3}^{losses}) \quad (62)$$

$$\frac{df_{z_4}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{z_4}} \left(-\Delta P_{e,z_4} + \sum_s fRes_{t,z_4,s}^S + \sum_r fRes_{t,z_4,r}^R + \Delta T_{3,4,t}^+ \cdot (1 - F_{3,4}^{losses}) \right) \quad (63)$$

9.2 INVERSIÓN DE CAPACIDADES POR ZONA

Resultados restricción de frecuencia unizona – costo dominante PV

Tabla 8: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,2881	10,8185	0,8263	9,5699	21,5028
Eólica [GW]	4,1346	0	10,236	0,1741	14,5447
PV [GW]	0	0	5,9647	55,1279	61,0926
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 9: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,3057	11,7577	1,2386	8,8783	22,1803
Eólica [GW]	3,9356	0,3188	10,3396	1,7667	16,3607
PV [GW]	0	0	4,2456	56,8626	61,1082
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 10: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,2881	10,7583	0,8863	9,5697	21,5024
Eólica [GW]	4,1343	0	10,2416	0,1724	14,5483
PV [GW]	0	0	5,9633	55,1248	61,0881
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 11: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,2884	10,7792	0,8471	9,5625	21,4772
Eólica [GW]	4,1249	0	10,249	0,1884	14,5623
PV [GW]	0	0	5,9285	55,155	61,0835
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Resultados restricción de frecuencia unizona – costo dominante eólico

Tabla 12: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,1665	9,2206	0,2105	6,2817	15,8793
Eólica [GW]	13,2526	6,8071	14,4537	33,6905	68,2039
PV [GW]	0	0	0	9,2957	9,2957
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 13: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,1606	9,718	0,3659	6,3018	16,5463
Eólica [GW]	13,399	6,8958	14,908	34,67	69,8728
PV [GW]	0	0	0	9,5311	9,5311
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 14: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,167	9,0908	0,3647	6,2811	15,9036
Eólica [GW]	13,2527	6,8135	14,4822	33,6893	68,2377
PV [GW]	0	0	0	9,2788	9,2788
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 15: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,1665	9,2482	0,1928	6,2811	15,8886
Eólica [GW]	13,2305	6,8055	14,4467	33,6993	68,182
PV [GW]	0	0	0	9,3022	9,3022
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Resultados restricción de frecuencia Multizonal – costo dominante PV

Tabla 16: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,2881	10,8185	0,8264	9,5699	21,5029
Eólica [GW]	4,1345	0	10,2361	0,1741	14,5447
PV [GW]	0	0	5,9648	55,1279	61,0927
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 17: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,6705	11,6813	0,9338	8,6518	21,9374
Eólica [GW]	3,8568	0,3753	10,2683	2,1647	16,6651
PV [GW]	0	0	3,6855	57,1897	60,8752
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 18: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,3602	10,7462	0,8266	9,5693	21,5023
Eólica [GW]	4,1368	0,0001	10,2257	0,18	14,5426
PV [GW]	0,0003	0	5,9674	55,1255	61,0932
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 19: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,6705	11,6813	0,9338	8,6518	21,9374
Eólica [GW]	3,8568	0,3753	10,2683	2,1647	16,6651
PV [GW]	0	0	3,6855	57,1897	60,8752
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Resultados restricción de frecuencia Multizonal – costo dominante eólico

Tabla 20: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, sin restricción de frecuencia

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,1665	9,2206	0,2105	6,2817	15,8793
Eólica [GW]	13,2526	6,8071	14,4537	33,6905	68,2039
PV [GW]	0	0	0	9,2957	9,2957
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 21: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,6703	9,5206	0,184	6,2811	16,656
Eólica [GW]	13,3895	6,9289	14,9122	34,7493	69,9799
PV [GW]	0	0	0	9,5431	9,5431
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 22: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS [GW]	0,4825	9,1329	0,2032	6,2817	16,1003
Eólica [GW]	13,197	6,8602	14,3518	33,66	68,069
PV [GW]	0	0	0	9,3569	9,3569
Hidro [GW]	3,1043	3,0718	0	0	6,1761

Tabla 23: Capacidad instalada por zona, caso 6 GW hidro, con restricción de frecuencia, aporte solo ERNC+BESS

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Total
P BESS	0,6703	9,5206	0,184	6,2811	16,656
Wind	13,3895	6,9289	14,9122	34,7493	69,9799
PV	0	0	0	9,5431	9,5431
Hidro	3,1043	3,0718	0	0	6,1761