



Evaluación de la participación de la energía renovable en el control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas

Cristian Antonio Chacón Mansilla

2026

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Víctor Hugo Hinojosa Mateus (UTFSM)

Valparaíso, 27 de julio de 2026.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación de la participación de la energía renovable en el control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas

Nombre del candidato(a): Cristian Antonio Chacón Mansilla

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Valparaíso **Departamento:** Departamento de ingeniería eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

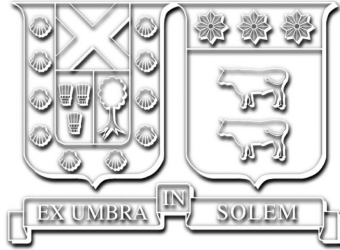
Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 04-08-2026 **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 04-08-2026 **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



Evaluación de la participación de la energía renovable en el control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas

Cristian Antonio Chacón Mansilla

2026

“A mi familia, por su apoyo, confianza y paciencia.”

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	VII
Resumen	1
1. Introducción	3
1.1. Antecedentes y motivación	3
1.2. Objetivos	3
1.3. Alcance	4
1.4. Entorno de desarrollo	5
1.5. Estructura de trabajo	5
2. Marco teórico	7
2.1. Control de frecuencia	7
2.1.1. Control primario de frecuencia	9
2.1.2. Control automático de generación - AGC	12
2.2. Requerimientos técnicos de los generadores para la participación en el CF en Sistemas Medianos	15
2.2.1. Requerimientos técnicos en el CPF	15
2.2.2. Requerimientos técnicos en el CSF	16
3. Descripción del SM de Punta Arenas	17
3.1. Estructura	17
3.1.1. Subestaciones	18
3.1.2. Líneas de transmisión	19
3.1.3. Transformadores	20
3.1.4. Generadores	20
3.2. Control del parque eólico Vientos Patagónicos	21
3.2.1. Control de planta	21
3.2.2. Controlador de parque	25
3.2.3. Control del generador eólico	30
3.3. Controladores para las unidades térmicas	37
3.3.1. Descripción de bloques del lazo principal de control velocidad-potencia: .	38
3.3.2. Descripción de bloques y señales del lazo de control de temperatura: .	40
3.4. Esquema de desconexión automática de carga	42

3.5. Control de frecuencia	44
3.5.1. Esquemas de desconexión	44
3.5.2. Etapas del control de frecuencia	45
3.5.3. Análisis del estado actual	45
4. Formulación del modelo de optimización	47
4.1. Consideraciones preliminares para la formulación del modelo	47
4.1.1. Modelación de la variabilidad y la incertidumbre	48
4.1.2. Función objetivo	50
4.1.3. Aproximación lineal de las pérdidas en las líneas	51
4.2. Formulación clásica	55
4.2.1. Nomenclatura	55
4.2.2. Función objetivo	57
4.2.3. Restricciones	57
4.3. Formulación con <i>shift factor</i>	62
4.3.1. Restricciones	62
4.4. Análisis de la formulación considerando un escenario de operación	63
4.4.1. Sistema de estudio 1	63
4.4.2. Sistema de estudio 2	67
4.4.3. Análisis de los casos de estudio	84
5. Aplicación del modelo de optimización al SM de Punta Arenas	86
5.1. Escenarios de operación y contingencias	86
5.2. Modificación del SM de Punta Arenas modelado en DIgSILENT PowerFactory	87
5.2.1. Inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el CPF	87
5.2.2. Incorporación del AGC en el modelo	89
5.3. Aplicación de modelo de optimización para la determinación de reservas para el CSF	92
5.4. Resultados y análisis de resultados	94
5.4.1. Análisis determinista	94
5.4.2. Análisis considerando incertidumbre (estocástico)	103
5.5. Análisis de los casos de estudio	112
6. Resumen final y conclusiones	114
6.1. Trabajos futuros	115
 Apéndices	 117
A. Datos del SM de Punta Arenas	118
B. Formulación considerando un escenario de operación	121
B.1. Formulación clásica	121
B.1.1. Nomenclatura	121
B.1.2. Variables de decisión	122
B.1.3. Función objetivo	123
B.1.4. Restricciones	123
B.2. Formulación con SF	125

B.2.1. Restricciones	125
C. Inclusión del PE Vientos Patagónicos al CPF en el modelo de PF	127
D. Parámetros de controladores	129
D.1. Índices de desempeño	129
D.2. Función objetivo	130
D.3. Implementación computacional	131
D.4. Resultados	132
E. Inclusión de un AGC al modelo de PF	135
F. Resultados	141
F.1. Sistema de estudio de tres barras	141
F.1.1. Aumento de demanda a 70 MW	141
F.1.2. Reducción de costo combustible térmicas	142
F.1.3. Aumento de costos de reserva térmicas	142
F.1.4. Sistema de estudio de tres barras: caso 4	143
F.2. SM de Punta Arenas	148
F.2.1. Caso determinista	148
F.2.2. Aumento capacidad PE 12 MW	163
F.2.3. Reducción de costos de combustible a $0,65 \cdot a_g$	170
F.2.4. Aumento de costos de reserva de unidades térmicas a $1 \cdot a_g$	173
F.2.5. Caso estocástico	178
F.2.6. Resultados PF caso determinista	189
F.2.7. Resultados PF caso estocástico	196
Bibliografía	204

Índice de Figuras

2.1.	Etapas del control de frecuencia (adaptado de [1]).	8
2.2.	Curva potencia - frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).	9
2.3.	Diagrama de bloques de un generador con CPF (elaboración propia a partir de [2]).	11
2.4.	Variación de la consigna en la curva potencia - frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).	11
2.5.	Diagrama de bloques de un generador renovable con CPF (elaboración propia a partir de [3]).	11
2.6.	Diagrama de bloques AGC (elaboración propia a partir de [2]).	12
2.7.	Diagrama de bloques de unidades en el control de frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).	13
2.8.	Curvas de estatismo (elaboración propia).	14
2.9.	Gráficos temporales de las potencias (elaboración propia).	15
3.1.	Diagrama unilineal del SM Punta Arenas (elaboración propia a partir de [4]).	18
3.2.	Control de Planta.	22
3.3.	Diagrama transformación de coordenadas (elaboración propia).	23
3.4.	Diagrama de bloques PLL (elaboración propia a partir de [5]).	23
3.5.	Diagrama de bloques del objeto ElmPhi_pll (adaptado de [6]).	24
3.6.	Control de parque.	26
3.7.	Curva de estatismo (elaboración propia).	30
3.8.	Control WTG1.	31
3.9.	Control Eléctrico.	32
3.10.	Control del convertidor.	34
3.11.	Diagrama de bloques GASTWD (adaptado de [7]).	37
3.12.	Flujo de combustible (elaboración propia).	39
3.13.	Feedback (elaboración propia).	40
3.14.	Diagrama de bloques GASTWD PF.	42
3.15.	Diagrama de bloques EDAC PF, alimentador 10.	43
4.1.	Modelado de la incertidumbre (elaboración propia a partir de [8]).	49
4.2.	Diagrama de árbol de escenarios (elaboración propia).	51
4.3.	Modelo linealizado de las pérdidas de transmisión (elaboración propia a partir de [9]).	52
4.4.	Modelo de las líneas en la linealización de las pérdidas (elaboración propia a partir de [9]).	53
4.5.	Diagrama de árbol de escenarios (elaboración propia).	63
4.6.	Sistema de dos barras(elaboración propia.	64

4.7.	Sistema de tres barras paper (elaboración propia a partir de [10]).	67
4.8.	Caso de estudio 1: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.	71
4.9.	Caso de estudio 2: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.	74
4.10.	Caso de estudio 3: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.	75
4.11.	Caso de estudio 4: solución del sistema ante la contingencia del generador 1.	76
4.12.	Caso estocástico: solución del sistema ante la contingencia del generador 1.	79
4.13.	Caso estocástico: distribución de potencias y reserva del generador 2 (pre-contingencia).	80
4.14.	Caso estocástico: despachos pre/post (contingencia del generador 1).	80
4.15.	Caso estocástico: cargabilidad de las líneas pre/post (contingencia del generador 1).	81
5.1.	Frecuencia del sistema, PE con CPF habilitado.	88
5.2.	Potencia del generador WTG1 con CPF.	88
5.3.	Frecuencia del sistema, WTGs con CPF optimizado.	89
5.4.	Potencia del generador WTG1 con CPF optimizado.	89
5.5.	Diagrama de bloques del AGC.	90
5.6.	Frecuencia del sistema, PE con CPF habilitado y AGC.	90
5.7.	Potencia del generador WTG1 con CPF y AGC.	91
5.8.	Potencia de los generadores sincrónicos.	91
5.9.	Frecuencia del sistema, WTG1 con CPF y AGC.	92
5.10.	Diagrama de flujo (elaboración propia).	93
5.11.	Distribución de potencia PE, escenario de punta.	95
5.12.	Distribución de potencia PE, escenario de media.	97
5.13.	Distribución de potencia PE, aumento capacidad.	99
5.14.	Distribución de potencia PE, reducción costos de combustible	101
5.15.	Distribución de potencia PE, aumento costos de reserva.	102
5.16.	Distribución de potencia PE, múltiples escenarios, caso 2.	104
5.17.	Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,1$	105
5.18.	Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,05$	106
5.19.	Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,01$	106
5.20.	Comparación de resultados de la simulación en PF para el caso 4.	108
5.21.	Comparación de resultados de la simulación en PF para el caso 4 (ajuste eje x)	108
C.1.	Control de planta.	127
C.2.	Matriz potencia versus frecuencia.	128
C.3.	Potencia máxima disponible en WTGs.	128
D.1.	Comparación de frecuencias para los distintos casos.	133
E.1.	Creación del objeto AGC.ElmComp.	136
E.2.	Configuración del objeto AGC.ElmComp.	136
E.3.	Configuración del objeto AGC.ElmComp, asignación de bloques.	137
E.4.	Configuración del objeto AGC.ElmComp, asignación de parámetros.	137
E.5.	Inclusión de señal del AGC en gov-GASTWD.	138
E.6.	Inclusión de señal del AGC en el control de parque.	138
E.7.	Configuración de señal del AGC.	139
E.8.	Inicialización de señal del AGC.	139

E.9.	Inicialización de señal del AGC.	140
F.1.	Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia del generador 2.	143
F.2.	Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia del generador 3.	144
F.3.	Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 1.	145
F.4.	Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 2.	146
F.5.	Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 3.	147
F.6.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 1.	178
F.7.	Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 1.	179
F.8.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 2.	180
F.9.	Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 2.	181
F.10.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 4.	182
F.11.	Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 4.	183
F.12.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 5.	184
F.13.	Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 5.	185
F.14.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 6.	186
F.15.	Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 6.	187
F.16.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 2.	188
F.17.	Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 6.	189
F.18.	Resultados del flujo de potencia para el caso 1	190
F.19.	Resultados del flujo de potencia para el caso 2	191
F.20.	Resultados del flujo de potencia para el caso 4	192
F.21.	Resultados del flujo de potencia para el caso 5	193
F.22.	Resultados del flujo de potencia para el caso 6	194
F.23.	Resultados del flujo de potencia para el caso 1	197
F.24.	Resultados del flujo de potencia para el caso 2	198
F.25.	Resultados del flujo de potencia para el caso 4	199
F.26.	Resultados del flujo de potencia para el caso 5	200
F.27.	Resultados del flujo de potencia para el caso 6	201

Índice de Tablas

3.1.	Características de las líneas de transmisión.	19
3.2.	Características de los transformadores.	20
3.3.	Capacidad instalada de generación.	21
3.4.	Configuración de los escalones del EDAC.	45
3.5.	Escenarios de operación del estudio de CPF (fuente: [4]).	46
4.1.	Costos generadores sistema de 2 barras.	64
4.2.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	64
4.3.	Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	65
4.4.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	65
4.5.	Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	66
4.6.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	66
4.7.	Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW .	66
4.8.	Costos generadores sistema de 3 barras (fuente: [10]).	67
4.9.	Resumen de costos y reservas de generadores para el sistema de estudio. .	68
4.10.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el sistema de estudio. .	68
4.11.	Resumen de costos y reservas de generadores	69
4.12.	Despacho de generadores y flujos de las líneas	69
4.13.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso 1.	70
4.14.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 1.	70
4.15.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso 2.	71
4.16.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 2.	72
4.17.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 2, ante un aumento de demanda a 70 MW.	73
4.18.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 2, aumento de demanda a 70 MW.	73
4.19.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 3, $F_{2-3} = 22$	74
4.20.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 3, $F_{2-3} = 22$	75
4.21.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 4. .	76
4.22.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 4. .	76
4.23.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 5. .	77
4.24.	Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 5. .	77
4.25.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso estocástico, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW.	78
4.26.	Despacho de generadores y flujos en las líneas para el caso estocástico, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW.	79

4.27.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 1, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW. $a_1 = 10,3$ \$/MWh.	81
4.28.	Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 2, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW. $a_1 = 10,3$ \$/MWh, aumento de demanda a 60 MW.	82
4.29.	Tabla comparativa optimización costos pre+post versus optimización costos pre.	83
5.1.	Costos generadores.	94
5.2.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW .	95
5.3.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW .	97
5.4.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW .	99
5.5.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW .	100
5.6.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW .	102
5.7.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,04$ MW, $\eta = 0,98$ MW	103
5.8.	Variación de desviación estándar.	105
5.9.	Comparativa del nadir de frecuencia y mejora porcentual.	107
5.10.	Escalones del EDAC activados y carga desconectada por escenario.	107
5.11.	Unidades desconectadas y despacho asociado (MW) por escenario.	108
5.12.	Formulación clásica	109
5.13.	Formulación con SF	110
5.14.	Comparación de formulaciones (Optimización conjunta de costos de los estados pre-contingencia y post-contingencia)	111
5.15.	Comparación de tiempos de resolución del modelo	111
A.1.	Unidades Central Tres Puentes.	118
A.2.	Unidades Central Punta Arenas.	119
A.3.	Costos unidades Central Tres Puentes.	119
A.4.	Unidades Parque Eólico Vientos Patagónico.	119
A.5.	Unidades Parque Eólico Cabo Negro.	119
A.6.	Distribución de la demanda de potencia (MW)	120
A.7.	Carga en los alimentadores (MW)	120
D.1.	Despachos optimización CPF.	131
D.2.	Resultados función objetivo.	132
D.3.	Parámetros originales.	132
D.4.	Parámetros óptimos.	132
D.5.	<i>Nadir</i> por caso.	134
E.1.	Parámetros del AGC.	135
F.1.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW	141
F.2.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW	142
F.3.	Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW	142
F.4.	Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	148

F.5.	Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	149
F.6.	Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	149
F.7.	Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	150
F.8.	Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	151
F.9.	Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	152
F.10.	Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	153
F.11.	Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	154
F.12.	Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	155
F.13.	Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	155
F.14.	Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	156
F.15.	Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	156
F.16.	Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	157
F.17.	Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	157
F.18.	Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	158
F.19.	Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	159
F.20.	Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	160
F.21.	Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	161
F.22.	Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	162
F.23.	Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW	162
F.24.	Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	163
F.25.	Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	163
F.26.	Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	164
F.27.	Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	164
F.28.	Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	165
F.29.	Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	166
F.30.	Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	167
F.31.	Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	168
F.32.	Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	169
F.33.	Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,14$ MW	169
F.34.	Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	170
F.35.	Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	170
F.36.	Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	171
F.37.	Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	172
F.38.	Resumen de costos y reservas de generadores	173
F.39.	Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	173
F.40.	Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	174
F.41.	Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	175
F.42.	Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW	176
F.43.	Resumen de costos y reservas de generadores	177
F.44.	Despachos y factores de participación — Caso 1, escenario 0	195
F.45.	Despachos y factores de participación — Caso 2, escenario 0	195
F.46.	Despachos y factores de participación — Caso 4, escenario 0	195
F.47.	Despachos y factores de participación — Caso 5, escenario 0	195
F.48.	Despachos y factores de participación — Caso 6, escenario 0	196
F.49.	Despachos y factores de participación — Caso 1, escenario 9	202
F.50.	Despachos y factores de participación — Caso 2, escenario 9	202
F.51.	Despachos y factores de participación — Caso 4, escenario 9	202
F.52.	Despachos y factores de participación — Caso 5, escenario 9	202

F.53. Despachos y factores de participación – Caso 6, escenario 9	203
---	-----

Acrónimos

SM	: Sistema Mediano.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CF	: Control de frecuencia.
CPF	: Control primario de frecuencia.
CSF	: Control secundario de frecuencia.
CSF(+)	: Control secundario de frecuencia por subfrecuencia o para subir.
CSF(-)	: Control secundario de frecuencia por sobrefrecuencia o para bajar.
AGC	: Control automático de generación (<i>automatic generation control</i>).
EDAC	: Esquema de desconexión automática de carga.
CTP	: Central Tres Puentes.
CPA	: Central Punta Arenas.
TG	: Turbina a gas.
PE	: Parque eólico.
PF	: Software DIgSILENT PowerFactory.

Resumen

El sistema mediano de Punta Arenas presenta condiciones operativas críticas frente a escenarios con reducida capacidad de regulación. La salida imprevista de unidades térmicas provoca desbalances de potencia severos en la red, situación que activa el esquema de desconexión automática de carga para evitar el colapso del sistema. Para resolver esta problemática, este trabajo evalúa la inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el control de frecuencia y propone la implementación de un control automático de generación a nivel de sistema.

La metodología integra un modelo de optimización estocástico de dos etapas. Esta formulación considera un problema de asignación de unidades (unit commitment) basado en un flujo óptimo de potencia en corriente continua con restricciones de seguridad bajo el criterio N-1, que determina la asignación óptima de reservas frente a la incertidumbre y variabilidad del recurso renovable. El optimizador Gurobi resuelve directamente los escenarios de operación, y simulaciones dinámicas en DIGSILENT PowerFactory validan posteriormente el desempeño de los resultados.

Los resultados del modelo de optimización demuestran que el parque eólico recibe una asignación de reserva de subida en los distintos escenarios analizados, alcanzando su valor más representativo en el escenario que considera incertidumbre (10 escenarios), el más relevante al incorporar el modelo completo, donde llega a un 20,45 % de su capacidad. La optimización conjunta de las acciones pre y post-contingencia logra reducir el costo total esperado de operación del sistema de 2831,67 \$/h a 2803,09 \$/h. Sin embargo, en el escenario de operación más crítico, la capacidad del sistema no logra compensar el déficit de generación ante la salida de las unidades térmicas principales, lo que resulta en energía no suministrada.

La validación de resultados en PowerFactory muestra que, si bien no elimina por completo la actuación del esquema automático de desconexión de carga, sí reduce la activación de ciertos escalones, particularmente en los escenarios de baja demanda, y mejora el *nadir* en todos los casos, con una mejora de hasta 53,15 %.

En definitiva, los resultados confirman que la inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas es viable y aporta beneficios en la seguridad y confiabilidad del sistema.

Abstract

The medium-size Punta Arenas power system exhibits critical operating conditions under scenarios with reduced regulation capacity. The unexpected outage of thermal units causes severe power imbalances in the network, triggering the automatic load-shedding scheme to prevent system collapse. To address this problem, this work evaluates the inclusion of the Vientos Patagónicos wind farm in frequency control and proposes implementing a system-wide automatic generation control scheme.

The methodology integrates a two-stage stochastic optimization model based on a security-constrained DC optimal power flow under the N-1 criterion, which determines the optimal reserve allocation under the uncertainty and variability of the renewable resource. The Gurobi solver directly solves the operating scenarios, and dynamic simulations in the DIgSILENT PowerFactory software subsequently validate the results.

The optimization results show that the wind farm receives an up-reserve allocation across the different scenarios analyzed, reaching its most representative value in the scenario that considers uncertainty (10 scenarios), the most relevant one since it incorporates the complete model, where it reaches 20.45% of its capacity. Jointly optimizing pre- and post-contingency actions reduces the total expected system operating cost from \$2,831.67/h to \$2,803.09/h. However, in the most critical operating scenario, the system capacity fails to compensate for the generation deficit following the outage of the main thermal units, resulting in unserved energy.

The validation results in PowerFactory show that, although the load-shedding scheme's operation is not fully eliminated, its activation at certain stages is reduced, particularly under low-demand scenarios, and the frequency nadir improves in every case, reaching an improvement of up to 53.15%.

Overall, the results confirm that including the Vientos Patagónicos wind farm in the frequency control of the Punta Arenas medium-size system is viable and provides benefits for system security and reliability.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes y motivación

La estabilidad de frecuencia es un aspecto crítico en la operación de sistemas eléctricos de potencia, ya que garantiza la continuidad y calidad del suministro eléctrico frente a perturbaciones [2]. En particular, los sistemas aislados, como los Sistema Medianos (SM), por ejemplo, el SM de Punta Arenas, presentan mayores desafíos en el control de frecuencia. Esta dificultad se debe a su tamaño mediano y su operación aislada respecto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Actualmente, el SM de Punta Arenas cuenta con cinco unidades térmicas que participan en el control primario de frecuencia (CPF) [4]. Sin embargo, en ciertos escenarios de operación habituales existe una condición crítica, en la cual solo se despachan dos unidades térmicas que participan en el CPF. Aunque existe generación renovable instalada en el sistema, esta no participa actualmente en el CPF. Esto implica que, ante la desconexión de uno de los generadores térmicos en el escenario crítico, la actuación del esquema de desconexión automática de carga (EDAC) resulta inevitable. Esta situación compromete la capacidad del sistema para abastecer la demanda en su totalidad, lo que conduce a una operación ineficiente y a condiciones de inseguridad en el abastecimiento de la demanda.

Desde la perspectiva del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la posibilidad de habilitar la participación de generación renovable en el CPF representa una alternativa técnica para mejorar la estabilidad y seguridad del sistema.

Este trabajo contribuye a mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de Punta Arenas al evaluar la inclusión de la generación renovable en el CPF para evitar la activación del EDAC.

1.2. Objetivos

Objetivo general

- Evaluar la inclusión de la participación de la energía renovable en el control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas, con el fin de evitar el deslastre de carga por baja frecuencia, validando los resultados mediante simulaciones en

DIgSILENT PowerFactory.

Objetivos específicos

- Revisar el estudio del control de frecuencia del sistema mediano de Punta Arenas elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Revisar los modelos implementados en la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional, con el fin de habilitar la participación de las unidades eólicas en el control de frecuencia.
- Formular un modelo de optimización basado en un flujo óptimo de potencia, considerando el criterio N-1 en generación y carga, con el fin de determinar los niveles óptimos de vertimiento del sistema.
- Validar los resultados de las formulaciones utilizando la modelación desarrollada por el Coordinador Eléctrico Nacional en DIgSILENT PowerFactory para el sistema mediano de Punta Arenas.
- Determinar el nivel máximo de vertimiento que permita evitar la actuación del esquema de desconexión automática de carga, considerando diferentes escenarios de generación y demanda.

1.3. Alcance

En esta memoria se propone simular el SM de Punta Arenas mediante el software DIgSILENT PowerFactory (PF), habilitando la participación de la generación renovable en el CPF. Para esto, se utilizarán la base de datos de PF y el estudio elaborado por el CEN [4]. Además, se desarrollará un código en Python para resolver un modelo de optimización. Este algoritmo consiste en un problema de asignación de unidades (unit commitment) basado en un flujo óptimo de potencia en DC con restricciones de seguridad (*security-constrained unit commitment, SC-UC*) de tipo correctivo y estocástico. El modelo considera el criterio N-1 en generación y carga. El carácter estocástico resulta necesario para incluir diferentes condiciones de operación, la incertidumbre y la variabilidad del recurso renovable. De este modo, el modelo permitirá determinar las consignas óptimas de generación post-contingencia y los niveles óptimos de vertimiento del sistema.

El modelo de optimización estará formulado con los siguientes elementos:

- **Función objetivo:**

Minimizar el costo: $\underbrace{\text{Costo de reserva}}_{\text{Primera etapa}} + \underbrace{\text{Valor esperado del costo de operación}}_{\text{Segunda etapa}}$

- **Variables:** Potencia de los generadores, reservas, flujos de las líneas de transmisión, variables de la modelación de las pérdidas en el sistema de transmisión y variables de la modelación de la incertidumbre y la variabilidad del recurso renovable.
- **Restricciones:** Límites de los generadores y reservas, límites del sistema de transmisión, modelo de pérdidas linealizadas, modelo de la incertidumbre y variabilidad.

La formulación del problema de optimización utilizará la formulación clásica del flujo óptimo de potencia y el enfoque basado en los factores de sensibilidad (*shift factors*, SF). La formulación clásica incluye variables de ángulos y restricciones asociadas a las diferencias angulares y ecuaciones de balance nodal. En cambio, la formulación mediante SF no incluye variables de ángulos y utiliza una ecuación de balance global.

El modelo se aplicará a los seis casos descritos en [4] y se resolverá mediante el *solver* Gurobi. Posteriormente, los resultados serán validados mediante simulaciones dinámicas en DIgSILENT PF.

1.4. Entorno de desarrollo

Los códigos y simulaciones desarrollados en este trabajo utilizaron los siguientes elementos:

Software:

- OS Windows 10 Home
- Python 3.9.23
- Gurobi 12.0.3
- Optuna 4.9.0
- PowerFactory 2021 SP2

Hardware:

- CPU AMD Ryzen 5 3500U 4 núcleos @ 2.1 GHz
- RAM 8 GB

1.5. Estructura de trabajo

1. **Capítulo 1 - Introducción:** Este capítulo presenta los antecedentes y la motivación del trabajo, así como los objetivos, el alcance y la estructura del mismo.
2. **Capítulo 2 - Marco teórico:** Este capítulo presenta los aspectos teóricos utilizados en el desarrollo del trabajo, tales como el control de frecuencia y los esquemas de control de generadores eólicos y térmicos.
3. **Capítulo 3 - Descripción del SM de Punta Arenas:** Este capítulo describe la estructura del sistema y sus principales elementos (generadores, líneas, transformadores, etc.), junto con sus condiciones de operación y su estado actual. También, la descripción de los modelos dinámicos presentes en el modelado en PowerFactory del SM de Punta Arenas.

4. **Capítulo 4 - Formulación del modelo de optimización:** Este capítulo detalla la propuesta metodológica y el desarrollo matemático de la formulación para la determinación de reservas. Además, se incluye la aplicación de esta formulación sobre un caso de estudio simplificado.
5. **Capítulo 5 - Aplicación del modelo de optimización al SM de Punta Arenas:** Este capítulo describe la modificación del modelo en DIgSILENT PowerFactory. Estos cambios permiten incluir la participación del parque eólico Vientos Patagónicos en el CPF e incorporar un AGC al sistema. Posteriormente, presenta la aplicación del modelo de optimización desarrollado en el capítulo 4. Finalmente, muestra los resultados de la validación en PF y su respectivo análisis.
6. **Capítulo 6 - Resumen final y conclusiones:** Este capítulo presenta las discusiones, las conclusiones y los principales resultados obtenidos en el trabajo.

Capítulo 2

Marco teórico

El presente capítulo tiene por objetivo introducir los conceptos relacionados con el control de frecuencia. En primer lugar, se describen los principios del control de frecuencia, analizando tanto el CPF como el CSF, así como también los requerimientos técnicos y normativos necesarios para su implementación en sistemas medianos. Finalmente, se detallan los esquemas de control aplicados a generadores eólicos y térmicos utilizados en el modelo de PF. Esta descripción permite representar la dinámica de las unidades del sistema, incluyendo la respuesta de las turbinas térmicas y los lazos de control asociados a los aerogeneradores.

2.1. Control de frecuencia

La frecuencia en los sistemas eléctricos refleja el equilibrio entre generación y demanda [11]. Cuando ocurre un desbalance de potencia, la frecuencia se desvía de su valor nominal. En el control de frecuencia, los flujos por las líneas también actúan como variables de control, además de la propia frecuencia. Por lo tanto, las potencias inyectadas por los generadores eléctricos se utilizan como variables de regulación.

La frecuencia en un sistema en sincronismo es única en estado estacionario. Por ello, la estabilidad de frecuencia se considera un problema global que depende del equilibrio entre la potencia generada y la demanda total del sistema, a diferencia del control de tensión que suele afectar de forma local a un conjunto de barras y se encuentra ligada a la potencia reactiva.

Los sistemas de potencia se dividen en áreas interconectadas debido a su gran extensión. Estas zonas operan con flujos de potencia previamente programados. Cada área debe contar con un nivel suficiente de reserva de potencia para enfrentar eventuales desbalances entre generación y demanda. Las reservas de generación son la capacidad adicional disponible en el sistema eléctrico que puede activarse para compensar disequilibrios entre generación y demanda.

En base a lo mencionado, los objetivos del control de frecuencia son:

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia en el sistema.

- Cumplir con los intercambio de energía programados entre áreas.
- Mantener el suficiente nivel de energía de reserva.

La Figura 2.1 muestra la evolución temporal de la frecuencia después de haber ocurrido una contingencia de salida de generación.

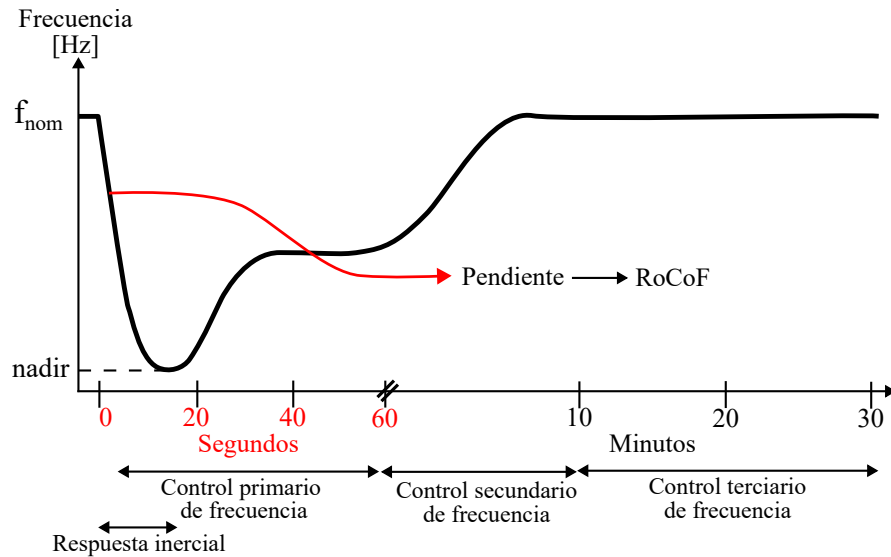


Figura 2.1: Etapas del control de frecuencia (adaptado de [1]).

Esta figura muestra como el control de frecuencia se organiza en tres etapas para cumplir con los objetivos del control de frecuencia. Estas etapas son [9]:

- **Control primario de frecuencia:** Es el más rápido y actúa en el rango de los segundos, aproximadamente entre 15-20 s. Está determinado por los reguladores de velocidad o potencia (control con estatismo) de cada unidad generadora, por lo cual su acción es a nivel local. Esta etapa incluye la respuesta inercial, la cual consiste en que las máquinas sincrónicas intercambian energía cinética con la red frente a un desbalance de potencia. Esto provoca una variación en la velocidad de sus rotores.
- **Control secundario:** Actúa en un rango de decenas de segundos a minutos, aproximadamente desde los 15-20 s hasta los 15-20 min. Está determinado por el control automático de generación (AGC, *automatic generation control*). Actúa de forma centralizada (a nivel global).
- **Control terciario:** Actúa en un rango de minutos a decenas de minutos, superior a 15 min. Busca el reparto óptimo de carga para asegurar un nivel suficiente de reservas en el CSF de manera de afrontar perturbaciones futuras.

Además, en la figura se encuentran dos parámetros importantes que caracterizan la respuesta de la frecuencia:

- **Nadir:** Es el valor mínimo global que alcanza la frecuencia.
- **Rate of change of frequency (RoCoF):** Es la razón de cambio de la frecuencia inmediatamente después de ocurrida la perturbación

2.1.1. Control primario de frecuencia

El objetivo de este control es restaurar el balance entre generación y demanda. El principio de funcionamiento de este control se basa en la característica de regulación denominada control con estatismo o *droop*:

$$\Delta P_{pu} = -\frac{1}{R} \Delta f_{pu} \quad (2.1)$$

donde:

- ΔP_{pu} : variación de potencia en p.u.
- Δf_{pu} : variación de frecuencia en p.u.
- R : estatismo o *droop*.

El valor de estatismo se define como:

$$R = -\frac{\text{Variación relativa de frecuencia}}{\text{Variación relativa de potencia}} = -\frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \quad (2.2)$$

Estas variaciones relativas son respecto a los valores nominales. El valor de estatismo se puede interpretar como: Ante una variación del $R\%$ en la frecuencia, el generador experimenta una variación equivalente al 100% de la potencia nominal de la unidad. La Figura 2.2 muestra la característica potencia-frecuencia.

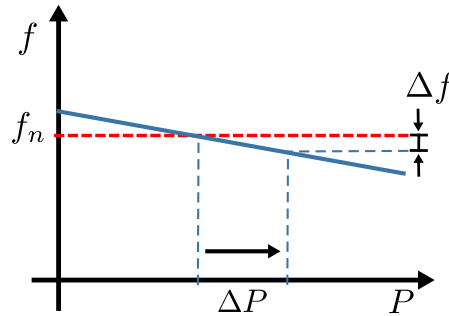


Figura 2.2: Curva potencia - frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).

Para entender la incorporación de la característica potencia - frecuencia, es necesario revisar los modelos del generador, de la turbina y del regulador. Además, se debe analizar la relación entre estos componentes.

El modelo electromecánico de un generador impulsado por una turbina (generadores térmicos o hidroeléctricos) es:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.3)$$

Donde:

- J : momento de inercia del conjunto (máquina sincrónica y turbina).
- ω_r : velocidad angular del rotor.
- T_m : torque impulsor.
- T_e : torque electromagnético.

Esta ecuación se puede representar en términos de potencia y en valores por unidad. Al linealizar la expresión en torno a un punto de operación, la ecuación de balance mecánica se expresa de la siguiente manera:

$$2H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (2.4)$$

donde H es la constante de inercia definida como $H = \frac{1}{2} J \omega_n^2 / S_n$. Además, la demanda puede modelarse como la suma de dos componentes. El primer término es constante, es decir, no depende de la variación de la frecuencia (cargas de potencia constante). El segundo término varía de forma lineal respecto a la desviación de la frecuencia (comportamiento típico de máquinas rotatorias). Por lo tanto, la demanda total se expresa como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \Delta\omega_r \quad (2.5)$$

Al reemplazar la ecuación (2.5) en la ecuación (2.4), el modelo del generador resulta:

$$2H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} + D \Delta\omega_r = \Delta P_m - \Delta P_L \quad (2.6)$$

Por otro lado, de forma simplificada, el modelo de la turbina corresponde a un sistema de primer orden:

$$H_{\text{turbina}}(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta Y(s)} = \frac{1}{1 + sT} \quad (2.7)$$

donde Y es la posición de la válvula/compuerta y T la constante de tiempo de la turbina. Para el caso del regulador, su representación corresponde también a un sistema de primer orden:

$$H_{\text{regulador}}(s) = \frac{\Delta Y(s)}{\Delta\omega_r(s)} = -\frac{1}{R} \frac{1}{1 + sT_g} \quad (2.8)$$

donde T_g es la constante de tiempo del regulador. La integración de todos estos elementos conforman el esquema completo mostrado en la Figura 2.3.

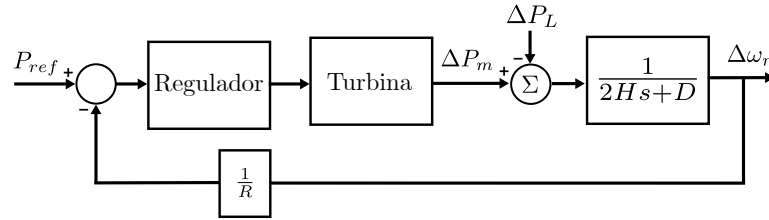


Figura 2.3: Diagrama de bloques de un generador con CPF (elaboración propia a partir de [2]).

En este esquema se incluye la señal de potencia de referencia que permite modificar la potencia de salida del generador en estado estacionario. Para entender esto, la Figura 2.4 muestra cómo un aumento del valor de P_{ref} resulta en un aumento de la potencia entregada por el generador.

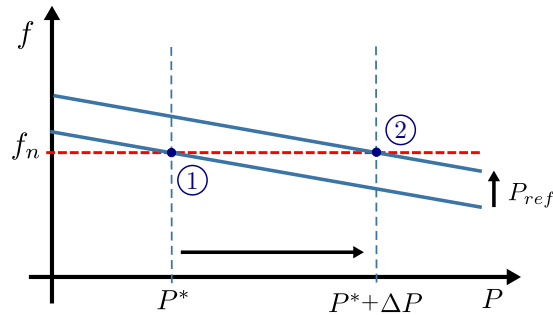


Figura 2.4: Variación de la consigna en la curva potencia - frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).

Para los generadores renovables, el esquema consta del modelo del convertidor, un control PQ y un control de planta. El control PQ se encarga de controlar la inyección de potencia activa y reactiva de salida del convertidor. Por otro lado, el control de planta incluye controladores complementarios, tales como el control frecuencia - potencia, control de tensión, entre otros. La Figura 2.5 muestra el diagrama de bloques para los generadores renovables.

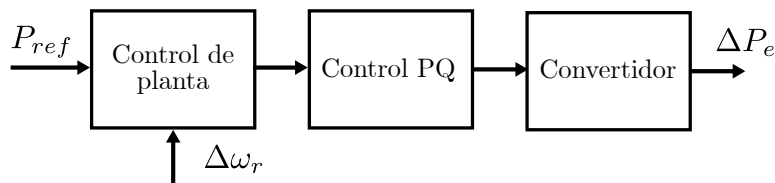


Figura 2.5: Diagrama de bloques de un generador renovable con CPF (elaboración propia a partir de [3]).

Un aspecto importante a considerar es que la regulación potencia-frecuencia introduce un error en estado estacionario, debido a la naturaleza del control proporcional. Sin embargo, este mismo mecanismo es el que permite la participación de múltiples generadores en el control primario.

2.1.2. Control automático de generación - AGC

El control secundario hace uso del AGC con el objetivo de corregir el error en estado estacionario del control primario. Este trabajo considera solo el modelo de un área. Por esta razón, no se incluyen las variables de flujo asociadas a los intercambios de potencia entre áreas. La Figura 2.6 muestra el diagrama de bloques del AGC para tres unidades que participan en el CSF. Este control actúa sobre las consignas P_{ref} (*setpoints*) en los reguladores de los generadores.

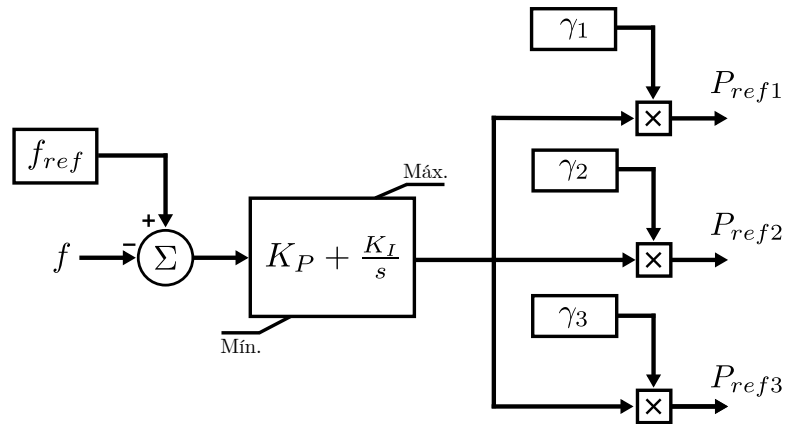


Figura 2.6: Diagrama de bloques AGC (elaboración propia a partir de [2]).

Un controlador PI determina la consigna total de potencia necesaria para el sistema a partir del error de frecuencia. La consigna se encuentra acotada dentro de los límites mínimos y máximos del controlador PI. Esta consigna se distribuye entre los generadores que participan en el control secundario mediante los factores de participación γ_g . Estos factores representan el porcentaje de la potencia total requerida por el sistema que debe aportar cada generador que participa en el AGC.

La Figura 2.7 presenta, a modo de ejemplo, un diagrama de bloques que muestra la operación conjunta de diversos generadores. Algunas de estas unidades participan solo en el control primario, mientras que otras participan tanto en el control primario como en el control secundario.

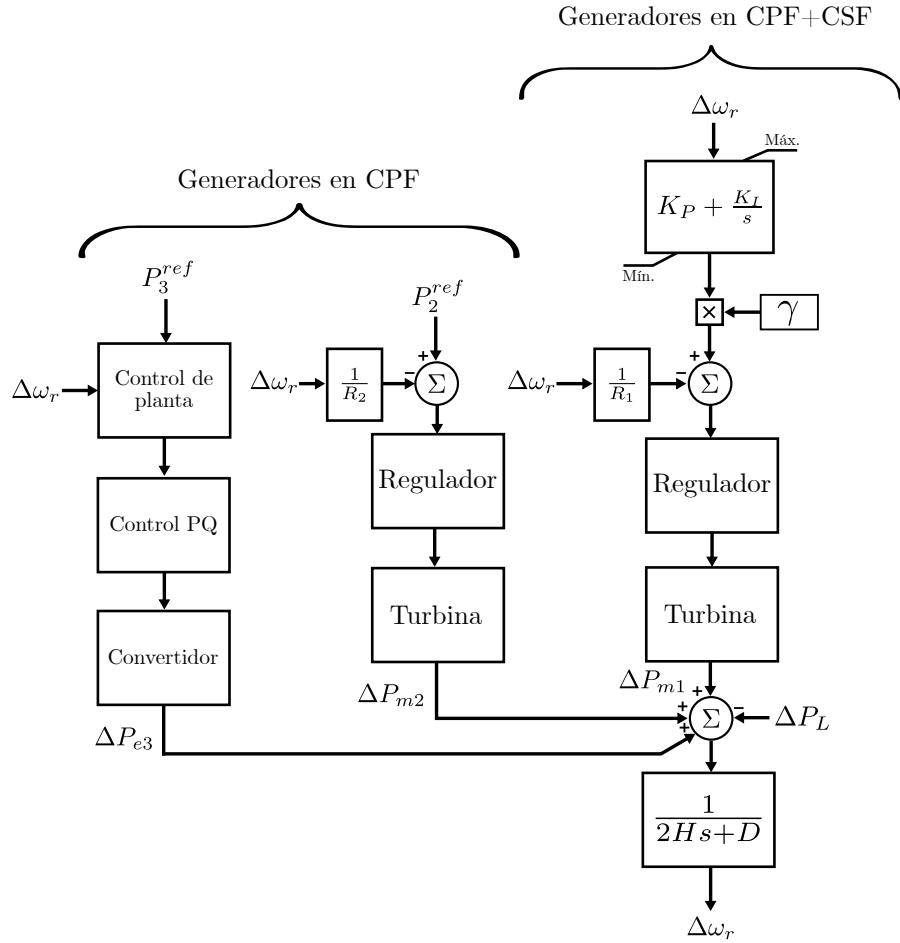


Figura 2.7: Diagrama de bloques de unidades en el control de frecuencia (elaboración propia a partir de [2]).

Los factores de participación cumplen la siguiente condición:

$$\sum_{g \in G_{agc}} \gamma_g = 1 \quad (2.9)$$

donde G_{agc} corresponde al subconjunto de generadores con capacidad para participar en el AGC.

Un requisito para que un generador pueda participar en el CSF es disponer de reserva de potencia, lo que implica contar con un margen de potencia disponible para aumentar o disminuir su generación. Ante contingencias, la potencia post-contingencia (p^{post}) debe estar acotada por:

$$p^{pre} - r^{Dn} \leq p^{post} \leq p^{pre} + r^{Up} \quad (2.10)$$

donde p^{pre} es la potencia pre-contingencia, y r^{Up} y r^{Dn} corresponden a las reservas de subida y bajada, respectivamente. Es importante destacar que, en el caso de generadores

renovables, si estos participan en el control de frecuencia, para aportar reserva de subida deben operar en estado de vertimiento. Es decir, deben estar despachados a una potencia menor que la disponible. De este modo, cuentan con un margen que les permite incrementar su generación.

La Figura 2.8 y la Figura 2.9 muestran un ejemplo de la operación conjunta de dos generadores: el primero participa solo en el CPF, mientras el segundo opera tanto en el CPF como en el CSF. La primera figura presenta la transición entre puntos de operación estacionarios en la característica potencia- frecuencia. Por otro lado, la segunda figura muestra la evolución de forma cualitativa de las potencias en el tiempo.

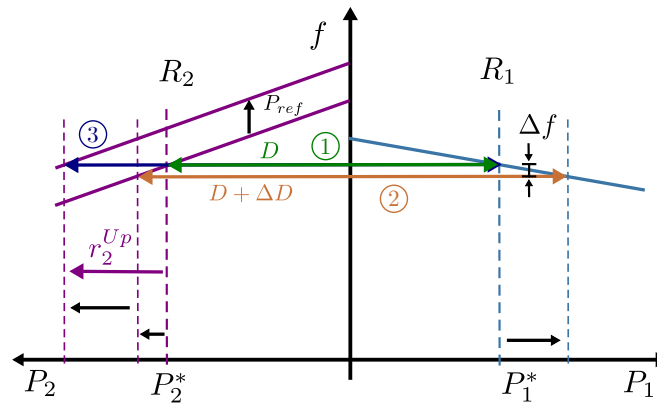


Figura 2.8: Curvas de estatismo (elaboración propia).

- Punto de operación 1: Las unidades operan para abastecer la demanda D a frecuencia nominal.
- Punto de operación 2: Ocurre una perturbación que aumenta demanda en ΔD . Esto provoca una reducción de la frecuencia en Δf , lo que activa el control primario. Esta actuación aumenta la potencia generada por ambas unidades, siendo la unidad 1 la que mayor aporte entrega debido a su menor estatismo en comparación con la unidad 2.
- Punto de operación 3: La actuación del AGC modifica la generación de la unidad 2 para corregir la desviación de la frecuencia. Como resultado, la unidad 2 opera entregando un mayor valor de potencia, mientras que la unidad 1 vuelve a su punto de operación inicial.

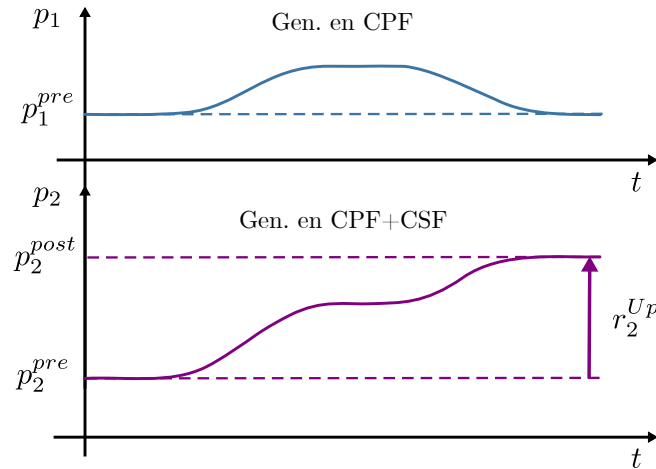


Figura 2.9: Gráficos temporales de las potencias (elaboración propia).

Los esquemas de control mostrados en esta sección corresponden a modelos simplificados. El Capítulo 3 presentan modelos más detallados para los generadores eólicos y térmicos en el contexto del SM de Punta Arenas.

2.2. Requerimientos técnicos de los generadores para la participación en el CF en Sistemas Medianos

Según lo indicado en norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) para Sistemas Medianos [12], los generadores que participan en el CF deben cumplir con exigencias técnicas. Estos requisitos aplican tanto para el CPF como para el CSF.

2.2.1. Requerimientos técnicos en el CPF

1. Generadores renovables:

- Estatismo: Valores entre 2 % y 8 %.
- Banda muerta: Intervalo de ± 200 mHz para una frecuencia nominal de 50 Hz.
- Tiempo de retardo: Hasta 2 segundos.
- Límite de operación: El controlador de frecuencia-potencia estará limitado por la disponibilidad del recurso renovable.
- Tasa de toma de carga: Valores entre 0 y 20 % de la potencia nominal del parque por minuto.
- Sobrefrecuencia: Ante eventos de sobrefrecuencia, el controlador debe provocar una reducción de potencia con un gradiente de hasta 55 %/Hz. En otras palabras, la unidad reduce un 55 % de la potencia activa generada por cada Hertz de desviación de frecuencia. Esta condición aplica para el rango comprendido entre 50,2 Hz y 51,5 Hz.

2. Generadores térmicos de ciclo abierto:

- Estatismo: Valores entre 0 % y 10 %.

- Banda muerta: Se permite hasta 0,2 % del valor nominal de frecuencia. Esto equivale a un intervalo de ± 50 mHz para una frecuencia nominal de 50 Hz.
- Tiempo de retardo: Hasta 2 segundos.
- Estabilidad: Se exige amortiguación positiva de las oscilaciones.

2.2.2. Requerimientos técnicos en el CSF

La norma establece que el operador del sistema definirá los requerimientos para el CSF.

Capítulo 3

Descripción del SM de Punta Arenas

Este capítulo describe detalladamente la estructura y operación del SM de Punta Arenas, utilizado como referencia principal el estudio elaborado por el CEN [4]. El desarrollo presenta primero la estructura física del sistema, donde se describen sus componentes principales, tales como subestaciones, alimentadores, líneas de transmisión, transformadores y generadores. Posteriormente, se analiza el estado actual del sistema en cuanto al CF y el EDAC, lo que permite identificar las condiciones operativas críticas y las deficiencias existentes. De este modo, se fundamenta la necesidad técnica de incorporar la generación renovable en la regulación de frecuencia.

3.1. Estructura

Esta sección describe los componentes principales del SM de Punta Arenas. Este apartado presenta primero las subestaciones (S/E) que lo conforman y las distribuciones de generación y demanda. A continuación, la descripción de las características de los elementos de transmisión, tales como las líneas y los transformadores. Por último, presenta los generadores presentes en el sistema. La Figura 3.1 muestra el diagrama unilineal del SM Punta Arenas del año 2024. El diagrama se elaboró a partir del modelo de PF y la información del estudio [4]. Además, este diagrama se incluye una numeración de las barras.

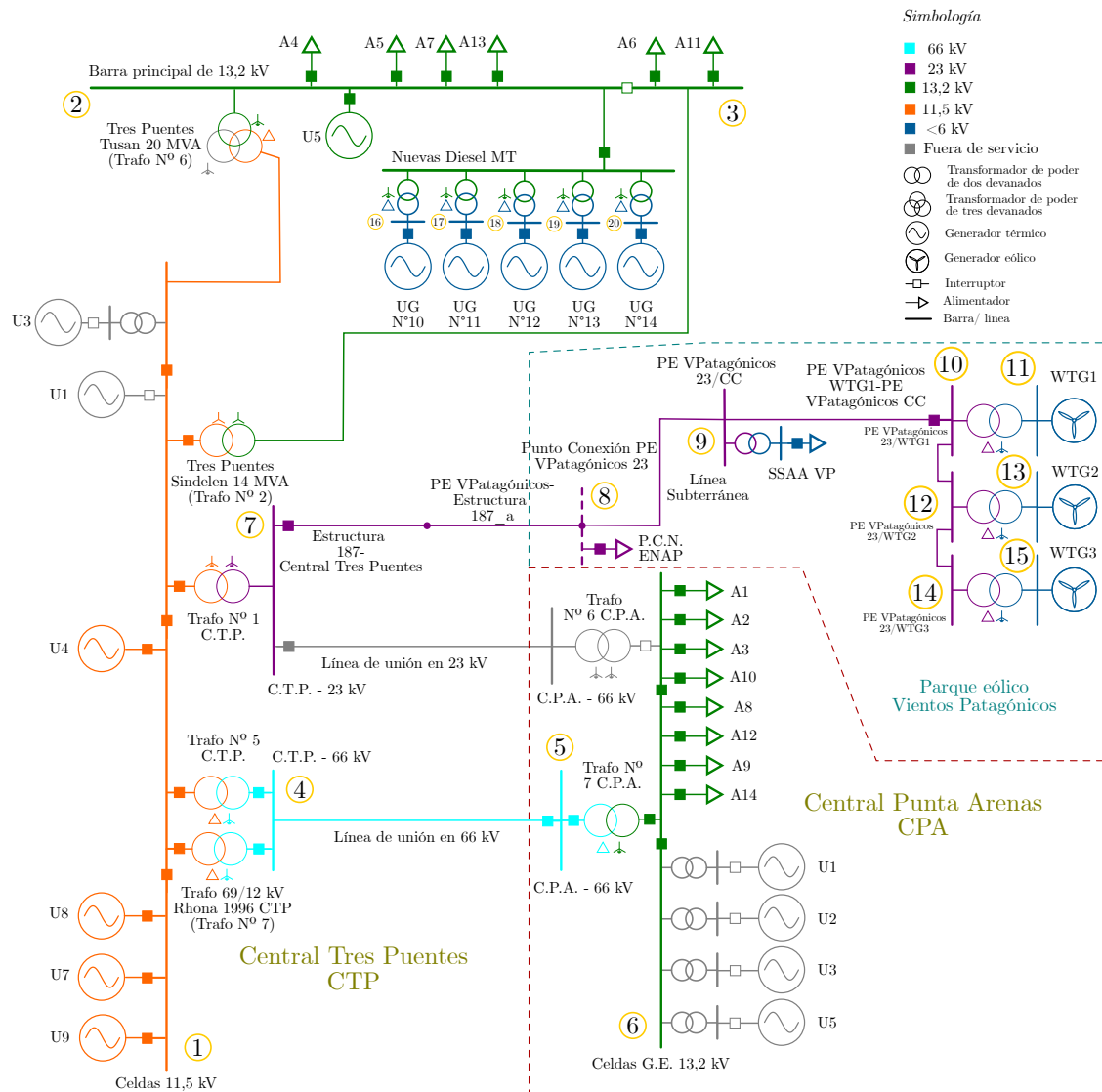


Figura 3.1: Diagrama unilineal del SM Punta Arenas (elaboración propia a partir de [4]).

3.1.1. Subestaciones

El sistema depende principalmente de dos subestaciones encargadas de abastecer zonas mayormente residenciales. Estas instalaciones corresponden a la subestación Punta Arenas y la subestación Tres Puentes. La distribución de carga aproximada es del 59 % para la S/E Punta Arenas y del 41 % para la S/E Tres Puentes. En cuanto a la demanda del sistema, esta se mueve en torno a los siguientes valores para el año 2024:

- **Demanda máxima anual:** aprox. 51 MW (invierno).
- **Demanda mínima anual:** aprox. 21 MW (verano).

S/E Tres Puentes

Esta S/E cuenta con barras de media tensión en 11,5 kV, 13,2 kV y 23 kV. Sus componentes principales son:

1. **Generación:** Central Térmica Tres Puentes (CTP).
2. **Energía renovable:**
 - Parque eólico Vientos Patagónicos: Este parque se conecta a la barra de 23 kV a través de una línea de transmisión.
 - Parque eólico Cabo Negro: Esta unidad se encuentra conectada al alimentador 06. Dicho punto de conexión se ubica a 20,5 km aguas abajo de la cabecera.
3. **Alimentadores:** N° 04, 05, 06, 07, 11 y 13.

S/E Punta Arenas

Esta S/E cuenta con barras de media tensión en 13,2 kV. Esta S/E se compone de:

1. **Generación:** Central Térmica Punta Arenas (CPA).
2. **Alimentadores:** N° 01, 02, 03, 08, 09, 10, 12 y 14.

Adicionalmente, cerca de la barra “PE VPatagónicos 23/CC” se encuentra el “Punto Conexión PE VPatagónicos 23” que posee el alimentador correspondiente a la planta Cabo Negro de ENAP (PCN ENAP).

3.1.2. Líneas de transmisión

Las características de las líneas de transmisión se detallan en la Tabla 3.1. Las barras a las que se encuentran conectadas las líneas se visualizan en el diagrama unilineal.

Tabla 3.1: Características de las líneas de transmisión.

Línea	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Longitud (km)
Línea de unión en 66 kV	66	38,4	8,15
Línea de unión en 23 kV	23	13,4	8,75
Estructura 187	23	21,2	17,3
Estructura 187_a	23	21,2	11,83
Línea Subterránea	23	14,06	0,12
PE V. Patagónicos	23	14,06	1,11
WTG1 - WTG2	23	14,06	0,6
WTG2 - WTG3	23	14,06	0,95

La línea del tramo Tres Puentes - Punta Arenas de 23 kV opera desconectada en el extremo de la S/E Punta Arenas. Esta línea se utiliza únicamente como respaldo ante la salida de la línea de 66 kV.

3.1.3. Transformadores

La Tabla 3.2 muestra las características de los transformadores.

Tabla 3.2: Características de los transformadores.

S/E	Unidad	V_n AT (kV)	V_n BT (kV)	Capacidad AT-BT (MVA)	Impedancia AT-BT (%)	Conexión
Tres Puentes	N°5	69	12	33	9,50	YNd1
	N°7	69	12	33	10	YNd1
	N°1	23	11,5	12	5	YNyn0
	N°2	13,8	12	14	1,6	Yy0
	N°6	13,8	12	20	5,88	YN0d1yn0
Punta Arenas	N°7	69	13,8	33	16,67	Dyn1
	N°6	23	13,2	12	5	YNyn0
Nuevas Diesel MT	N°10	13,8	0,4	2,5	6,23	YNd1
	N°11	13,8	0,4	2,5	6,23	YNd1
	N°12	13,8	0,4	2,5	6,23	YNd1
	N°13	13,8	0,4	2,5	6,23	YNd1
	N°14	13,8	0,4	2,5	6,23	YNd1
PE V. Patagónicos	WTG1	23	0,66	4	9,09	Dyn5
	WTG2	23	0,66	4	9,09	Dyn5
	WTG3	23	0,66	4	9,09	Dyn5

Es importante señalar que el transformador situado en serie con la línea en la S/E Punta Arenas posee cambiadores de tomas (taps). Esto permite regular y mantener la tensión de la barra de los alimentadores en 13,2 kV.

3.1.4. Generadores

La capacidad instalada del sistema se divide entre generación térmica y renovable. La Tabla 3.3 muestra esta distribución. El Apéndice A muestra las características de las unidades.

Tabla 3.3: Capacidad instalada de generación.

Central / Parque	Ubicación	Capacidad (MW)
Central Térmica Tres Puentes	S/E Tres Puentes	88,20
Central Térmica Punta Arenas	S/E Punta Arenas	10,90
PE Vientos Patagónicos	S/E Tres Puentes	10,35
PE Cabo Negro	S/E Tres Puentes (Alim. 06)	2,55

Criterios de operación: Debido a restricciones ambientales y antigüedad, la Unidad 1 de la central Tres Puentes y todas las unidades de la central Punta Arenas operan solo como respaldo. El despacho de estas unidades ocurre únicamente bajo las siguientes condiciones:

1. **Despacho unidad N°1 y unidades CPA:** Contingencias mayores en las unidades base.
2. **Despacho unidades CPA:** Salida de la línea de 66 kV.

3.2. Control del parque eólico Vientos Patagónicos

Esta sección describe los controladores de los generadores eólicos presentes en el SM de Punta Arenas. La información técnica se obtuvo de los documentos disponibles en la plataforma Infotécnica [13], los modelos WECC [3] y la documentación técnica de PF [14].

3.2.1. Control de planta

La Figura 3.2 muestra el control de planta del parque eólico Vientos Patagónicos. Este sistema se compone de un controlador de parque, bloques de medición, y los controles individuales de los aerogeneradores (WTG1, WTG2, WTG3). El control de parque recibe como señales de entrada las mediciones de tensión, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia. A partir de estos, genera como salida las señales de potencia activa y reactiva de referencia. Finalmente, estas consignas se envían a cada uno de los controladores de las unidades eólicas.

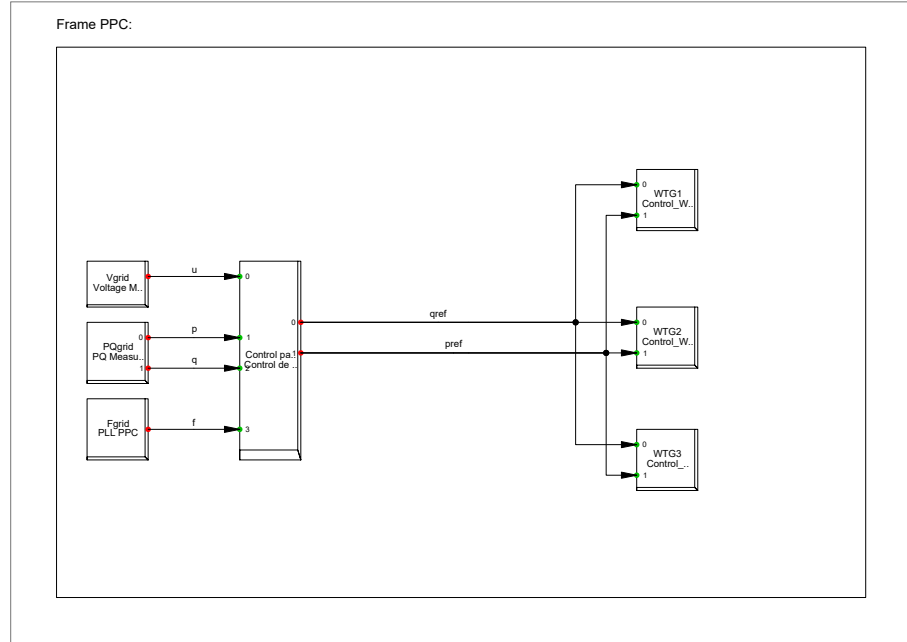


Figura 3.2: Control de Planta.

La medición de la frecuencia se realiza mediante un *phase-locked loop* (PLL). Este sistema de control permite la sincronización del sistema con la frecuencia de la red. Su función es extraer el valor instantáneo de fase y frecuencia a partir de señales de tensión [5].

El principio de funcionamiento de un PLL está basado en la transformación de Clarke y Park ($abc \rightarrow dq$). El objetivo de esto es construir un sistema de coordenadas dq orientado con la tensión medida $\mathbf{v}_s$:

$$\mathbf{v}_s = \sqrt{2}V_s e^{j\theta_s} \quad (3.1)$$

$$\mathbf{v}_{sr} = \mathbf{v}_s e^{-j\theta} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{v}_{sr} = \sqrt{2}V_s e^{j\Delta\theta} \quad (3.3)$$

Donde:

- $\mathbf{v}_s$: Fasor espacial de la tensión medida.
- θ_s : Fase de la tensión de la red.
- $\mathbf{v}_{sr}$: Fasor $\mathbf{v}_s$ en el sistema de coordenadas dq .
- θ : Fase estimada.
- $\Delta\theta$: Error de fase o diferencia angular definida como $\theta_s - \theta$.

La Figura 3.3 muestra un diagrama con los sistemas de coordenadas.

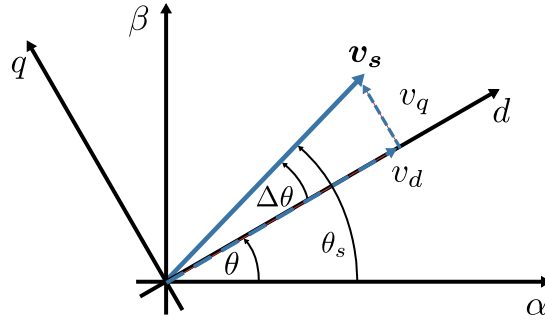


Figura 3.3: Diagrama transformación de coordenadas (elaboración propia).

Las componentes dq de la tensión $\mathbf{v}_{sr}$ son:

$$v_d = \sqrt{2}V_s \cos(\Delta\theta) \quad (3.4)$$

$$v_q = \sqrt{2}V_s \sin(\Delta\theta) \quad (3.5)$$

La estrategia de control consiste en lograr que la tensión en cuadratura sea cero. Esto permite alinear el eje d con el fasor espacial de tensión. Por lo tanto, el valor de $\Delta\theta$ resulta suficientemente pequeño. Esto implica que es válida la siguiente aproximación:

$$v_d \approx \sqrt{2}V_s \quad (3.6)$$

$$v_q \approx \sqrt{2}V_s \Delta\theta \quad (3.7)$$

Este resultado muestra que la tensión en cuadratura v_q debe ser cero para lograr la orientación. Esto es equivalente a exigir que la diferencia angular sea nula. La Figura 3.4 muestra el esquema de control.

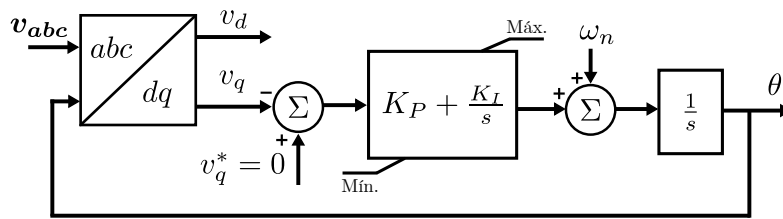


Figura 3.4: Diagrama de bloques PLL (elaboración propia a partir de [5]).

En este diagrama, se aplica la transformación de Clark y Park a la medición de tensión. La componente de tensión v_q ingresa como señal de error al controlador PI. Este ajusta la señal de frecuencia para anular la diferencia angular entre la fase de la red y la fase estimada.

Por otro lado, la Figura 3.5 muestra el diagrama de bloques del objeto ElmPhi_pll de PF.

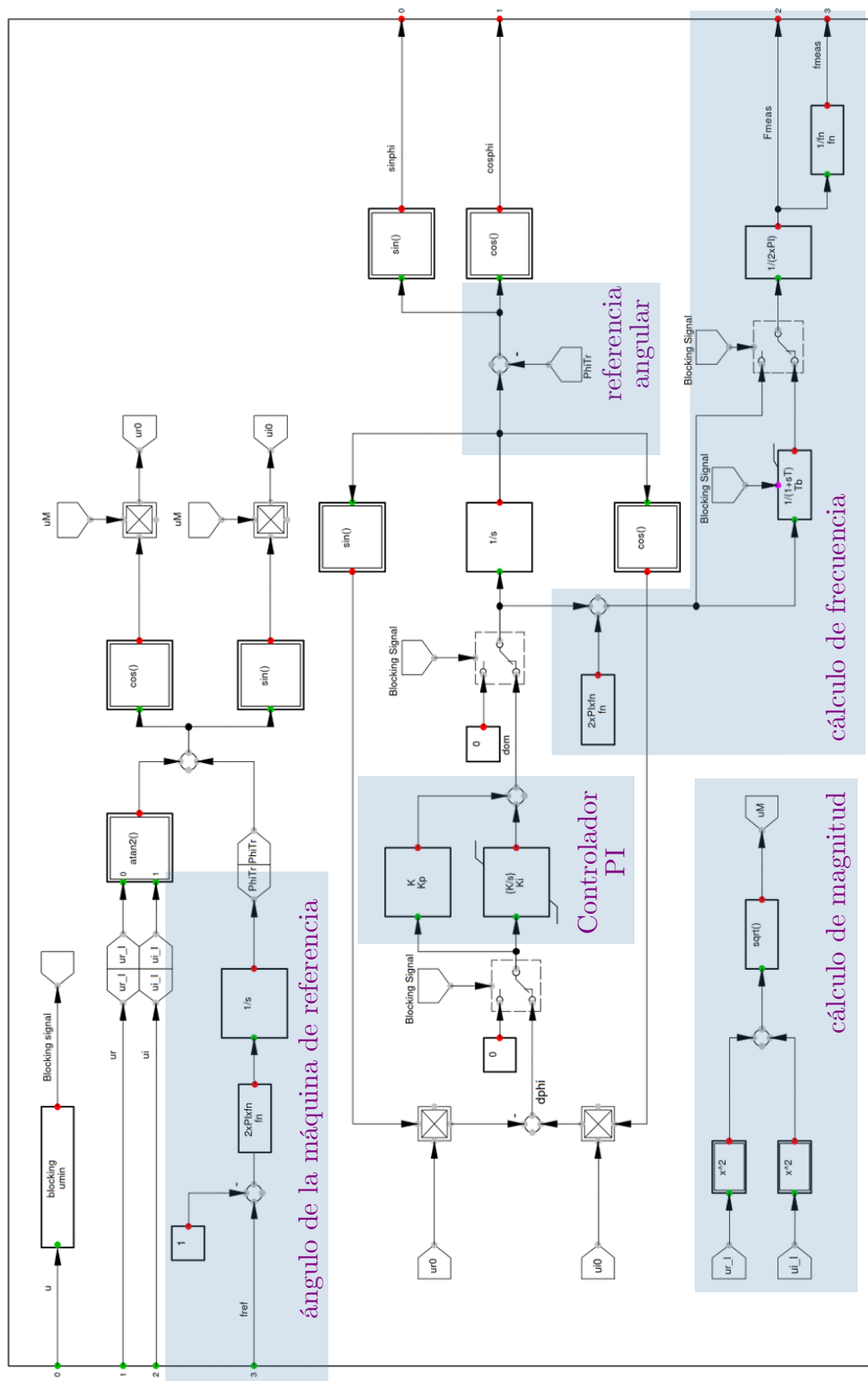


Figura 3.5: Diagrama de bloques del objeto `ElmPhi_pll` (adaptado de [6]).

Este PLL sigue la misma lógica presentada anteriormente para el modelo estándar del PLL. Sin embargo, posee las siguientes diferencias:

1. La transformación $abc \rightarrow dq$ no se realiza de forma directa, sino mediante la transformación intermedia $abc \rightarrow \alpha\beta$. Esto permite incluir como referencia angular el ángulo de la máquina de referencia. En este contexto, las señales ur y ui corresponden a los valores de v_α y v_β , respectivamente.
2. Al ser v_q una medida directa de la diferencia angular, la señal $dphi$ es el valor que entra como señal de error al controlador PI. Esta variable se calcula como:

$$dphi = ui0 \cos(phi) - ur0 \sin(phi) \quad (3.8)$$

3. El esquema incluye un mecanismo de bloqueo por subtenión. El bloque **blocking umin** genera la señal **Blocking Signal** que activa interruptores en ciertos bloques. Esta acción asigna un valor de cero tanto a la señal de entrada como de salida del controlador PI. Además, se aplica un filtro de primer orden a la señal de la frecuencia angular. Este método permite congelar el control y mantener el último valor de frecuencia. De esta forma, se evita la saturación del controlador por acumulación de error debido al ruido de medición. También, esto impide la ralentización del control una vez recuperada la tensión.

3.2.2. Controlador de parque

La Figura 3.6 muestra el Control de Parque. Este sistema genera las referencias de potencia activa y reactiva para el convertidor a partir de las potencias de referencias definidas por el control de planta y la tensión de referencia.

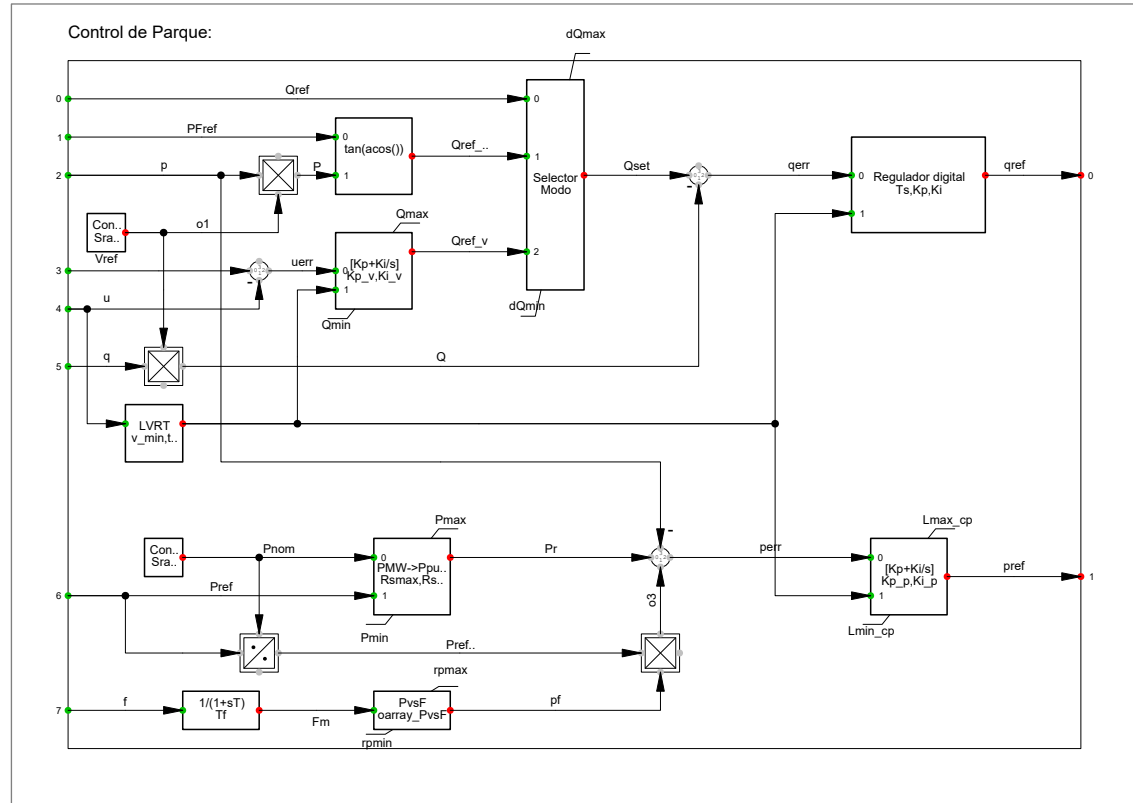


Figura 3.6: Control de parque.

Este controlador posee dos lazos de control. El primero para el control de potencia activa y el otro para el control de potencia reactiva. Estos bucles están compuestos de los siguientes elementos:

1. **Lazo de potencia reactiva:** Este lazo incluye un selector de modos que permite operar de tres formas:
 - **Modo 0 - control de potencia reactiva (Q):** La señal de referencia Q_{ref} se compara con la medición Q , y el error se envía al controlador digital.
 - **Modo 1 - control de factor de potencia (PF):** El valor de referencia de factor de potencia P_{Fref} y la potencia activa en unidades físicas ingresa al bloque $\tan(\cos^{-1}(P_{Fref}))$ para calcular la potencia reactiva de referencia ($Q_{ref} = P \tan(\cos^{-1}(P_{Fref}))$). Este valor se compara con Q , y el error se envía al controlador digital.
 - **Modo 2 - control de tensión (V):** La señal de error entre la tensión de referencia y la tensión medida se envía a un controlador PI. Este control entrega como salida la potencia reactiva de referencia $Q_{ref,v}$. Esta señal se compara con la potencia reactiva medida, y su respectivo error se envía al controlador digital.

El selector incluye además un limitador de máxima tasa de subida/bajada de potencia reactiva (MVar/min). Las mediciones de potencia activa y reactiva se convierten a valores físicos mediante la multiplicación por la potencia base S_{rated} .

2. Controlador digital: Corresponde a un control PI en formato discreto. Este control está implementado por las siguientes líneas de código:

```
1 dt=time()-aflipflop(time(),dt=0,dt>Ts)
2 yo=delay(yo,minstepsize())+select({dt=0} .and. {AGO=0},Ki*yi*Ts
  ↪ + Kp*(yi-delay(yi,Ts)),0)
```

Donde:

- y_i : error de control (referencia menos medición).
- y_o : salida del PI.
- $\text{minstepsize}()$: función que entrega el valor del paso de integración k .
- $\text{delay}(y_o, \text{minstepsize}())$: mantiene el último valor de la salida o el valor en el paso anterior $k - 1$.
- $\text{delay}(y_i, T_s)$: mantiene el último valor del error.

La señal se actualiza solo cuando llega el pulso ($dt=0$) y la señal $AGO=0$. En caso contrario, se mantiene su valor anterior. Esta selección se realiza mediante la función `select` que se define de la siguiente forma:

$$\text{select}(u, a, b) = \begin{cases} a & \text{si } u = 1 \\ b & \text{si } u = 0 \end{cases}$$

La actualización de la señal de salida corresponde a un PI discreto por diferencias hacia atrás:

$$y_o(k) = y_o(k-1) + K_i y_i(k) T_s + K_p (y_i(k) - y_i(k-1)) \quad (3.9)$$

El muestreo se realiza mediante:

```
1 dt=time()-aflipflop(time(),dt=0,dt>Ts)
```

Donde:

- $\text{time}()$: tiempo actual de la simulación.
- $\text{aflipflop}(\text{time}(), dt=0, dt>T_s)$: almacena el último valor registrado donde ocurrió $dt>T_s$.
- dt : tiempo transcurrido desde el último muestreo.
- T_s : período de muestreo.

La lógica de funcionamiento es la siguiente:

- a) Se almacena el último tiempo registrado t_k donde ocurrió $dt>T_s$.
- b) Avanza el tiempo, el sistema calcula en cada instante la diferencia $\Delta t = t - t_k$ para el intervalo $0 < \Delta t < T_s$.

- c) Si $\Delta t > T_s$, ocurre el evento de muestreo. En este instante, el algoritmo actualiza $t_k = t$ e inicializa $\Delta t = 0$ (reinicio).
- d) Posteriormente, el cálculo de Δt continua para cada instante de tiempo hasta que se cumpla nuevamente la condición $\Delta t > T_s$.

De esta forma, la señal Δt se usa como un pulso de disparo para actualizar el estado del controlador cuando $\Delta t = 0$.

Este tipo de control logra que:

- El control de potencia reactiva no se ejecuta a cada paso de simulación, sino en intervalos fijos (tiempo de muestreo, T_s).
- También, se condiciona su acción a eventos mediante la señal AGO.

La señal AGO está relacionada con el control del convertidor y se describe en las secciones posteriores.

- 3. Bloque LVRT (*low voltage ride through*):** Este bloque modifica o desactiva los controladores del control de planta ante eventos de baja tensión, como fallas. Este bloque mide constantemente la tensión en los terminales o punto de conexión (*point of common coupling*, PCC). Si este valor cae por debajo del umbral v_{min} durante un tiempo mayor a t_{on} , se activa una señal denominada **block**. Esta señal toma el valor de 1 durante la falla para deshabilitar los integradores. Cuando la tensión se recupera y se mantiene por encima de v_{min} durante t_{off} , la señal **block** retorna al valor de 0. Esta acción reanuda la operación normal.

Definición de la señal **block**

La señal lógica **block** está definida como:

```
1 block = picdro_const(v < v_min, t_on, t_off)
```

que equivale a:

$$\text{block}(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } v(t) < v_{\min} \text{ durante al menos } t_{\text{on}} \\ 0 & \text{si } v(t) \geq v_{\min} \text{ durante al menos } t_{\text{off}} \\ \text{block}(t^-) & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

Donde:

- $v(t)$: tensión medida en el PCC.
- $v_{\min}$: umbral de activación.
- t_{on} y t_{off} : tiempos de activación y desactivación, respectivamente.
- $\text{block}(t^-)$: valor anterior de la señal almacenado en memoria.

Como se mencionó, el valor **block** = 1 deshabilita temporalmente los integradores de los controladores PI para evitar saturación y acumulación de error durante fallas de red. El funcionamiento del bloque LVRT se puede analizar al revisar el funcionamiento de los bloque PI:

```

1 x. = select(block, 0, Ki * yi)
2 yo = lim(Kp * yi + limstate(x, y_min, y_max), y_min, y_max)

```

Donde:

- **yi**: error de control.
- **block**: si toma el valor de 1, permite que se integre el error ($K_i \cdot y_i$). Si vale 0, la integración se detiene ($\dot{x} = 0$ o $\dot{x} = 0$). La función **select** ejecuta la selección.
- **limstate(x, y_min, y_max)**: función que aplica anti-windup acotando el estado del integrador al rango permitido $[y_{\min}, y_{\max}]$.
- **yo**: salida del PI con limitación, es decir, $yo \in [y_{\min}, y_{\max}]$. La limitación está implementada mediante la función **lim**. Se aplica como **lim(u, u_min, u_max)**. Esto significa que la señal u queda acotada entre $u_{\min}$ y $u_{\max}$.

4. Lazo de potencia activa: Este lazo incorpora tres elementos principales.

- **Limitador de potencia de referencia:** Acota los valores, y también su tasa de cambio mediante un limitador de rampa de subida. Además, convierte los valores a por unidad (p.u.).
- **Control droop:** Utiliza la frecuencia filtrada (mediante un filtro de primer orden) para genera una señal adicional mediante una tabla de búsqueda (“*lookup table*”) que define la curva de estatismo. Esta señal se suma al error de potencia.
- **Control PI:** Genera la señal de potencia activa de referencia a partir del error y aplica límites a la salida.

En cuanto al limitador de potencia de referencia, el código es:

```

1 inc(x) = Pref/Pnom
2
3 x. = select(x>Pmax, (Pmax-x)/minstepsize(), select(x<Pmin, (Pmin-x)
   ↪ /minstepsize(), lim_const((lim(Pref/Pnom, Pmin, Pmax)-x)/
   ↪ minstepsize(), Rmin/6000, Rmax/6000)))
4
5 p = limstate(x, Pmin, Pmax)

```

El código emplea tres funciones de limitación. La primera es **lim** que aplica un límite a su argumento. La función **limstate** limita solo variables de estados. Por último, **lim_const** limita la tasa de cambio del argumento si este depende del estado **x**.

La variable de estado se inicializa mediante la función **inc()** asignando el valor de P_{ref}/P_{nom} . El algoritmo utiliza la función **select** para definir el comportamiento del control. Las opciones de control son: aplicar rampa de bajada, rampa de subida o mantener el valor entre P_{max} y P_{min} con rampas entre $[R_{min}/6000, R_{max}/6000]$. En este último, los valores de R_{min} y R_{max} están expresados en unidades de %/min, donde el valor de 6000 permite expresarlos en unidad por segundo. La señal de salida es la variable de estado **x** limitada al rango $[P_{min}, P_{max}]$.

La Figura 3.7 muestra la curva potencia - frecuencia del control *droop*. Esta curva incluye una banda muerta (*dead band*, DB) que impide la actuación del control ante pequeñas variaciones de frecuencia.

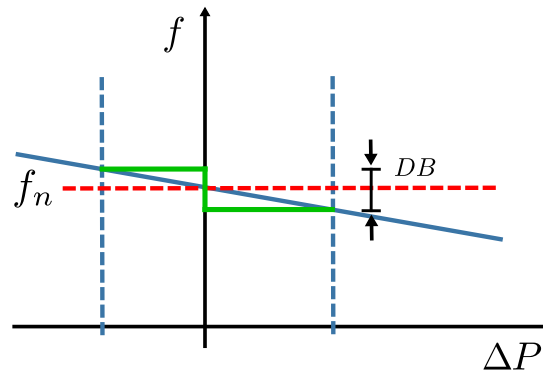


Figura 3.7: Curva de estadismo (elaboración propia).

Esto está implementado mediante el código:

```
1 p_f = gradlim_const(lapprox(Fm,oarray_pf),rpmin,rpmax)
```

El sistema realiza la interpolación sobre la tabla `oarray_pf` con la función `lapprox` a partir del valor medido de la frecuencia (`Fm`). Posteriormente, la función `gradlim_const` limita la tasa de cambio del argumento de forma similar a `lim_const`, pero sin la presencia de una variable de estado.

3.2.3. Control del generador eólico

La Figura 3.8 muestra el esquema del control del aerogenerador WTG1. Este diagrama de bloques es idéntico para los aerogeneradores WTG2 y WTG3. El control se compone de los bloques de medición de tensión, potencia y frecuencia, el Control Eléctrico, el Control de Turbina y el modelo del generador (elemento *Genstat*).

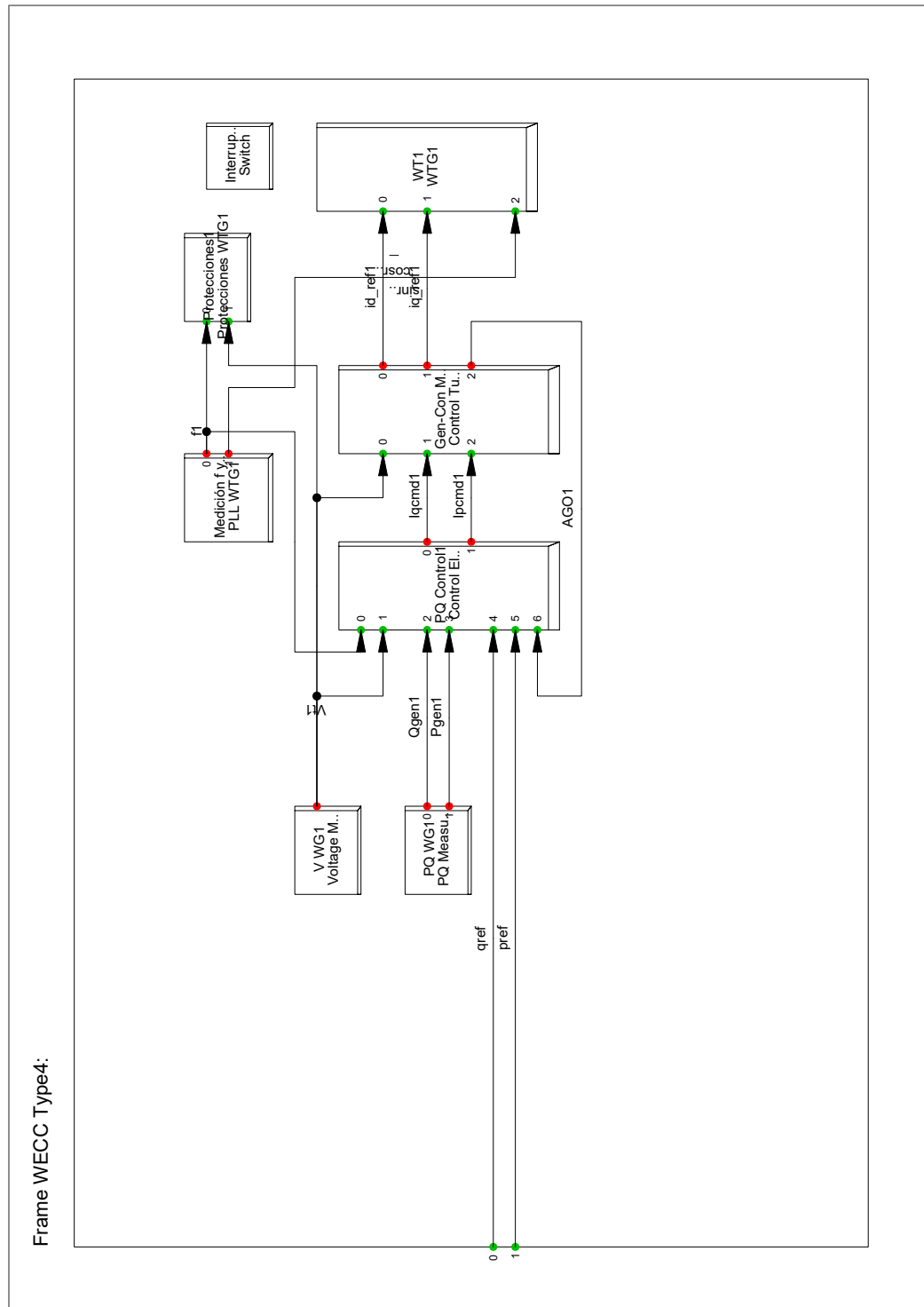


Figura 3.8: Control WTG1.

Control Eléctrico (PQ)

La Figura 3.9 muestra el Control Eléctrico. Este control regula la potencia activa y reactiva (PQ). El controlador recibe como entrada las señales de referencia de potencia

activa y reactiva provenientes del control de parque. A partir de estos, genera como salida las señales de referencia de corriente para el convertidor.

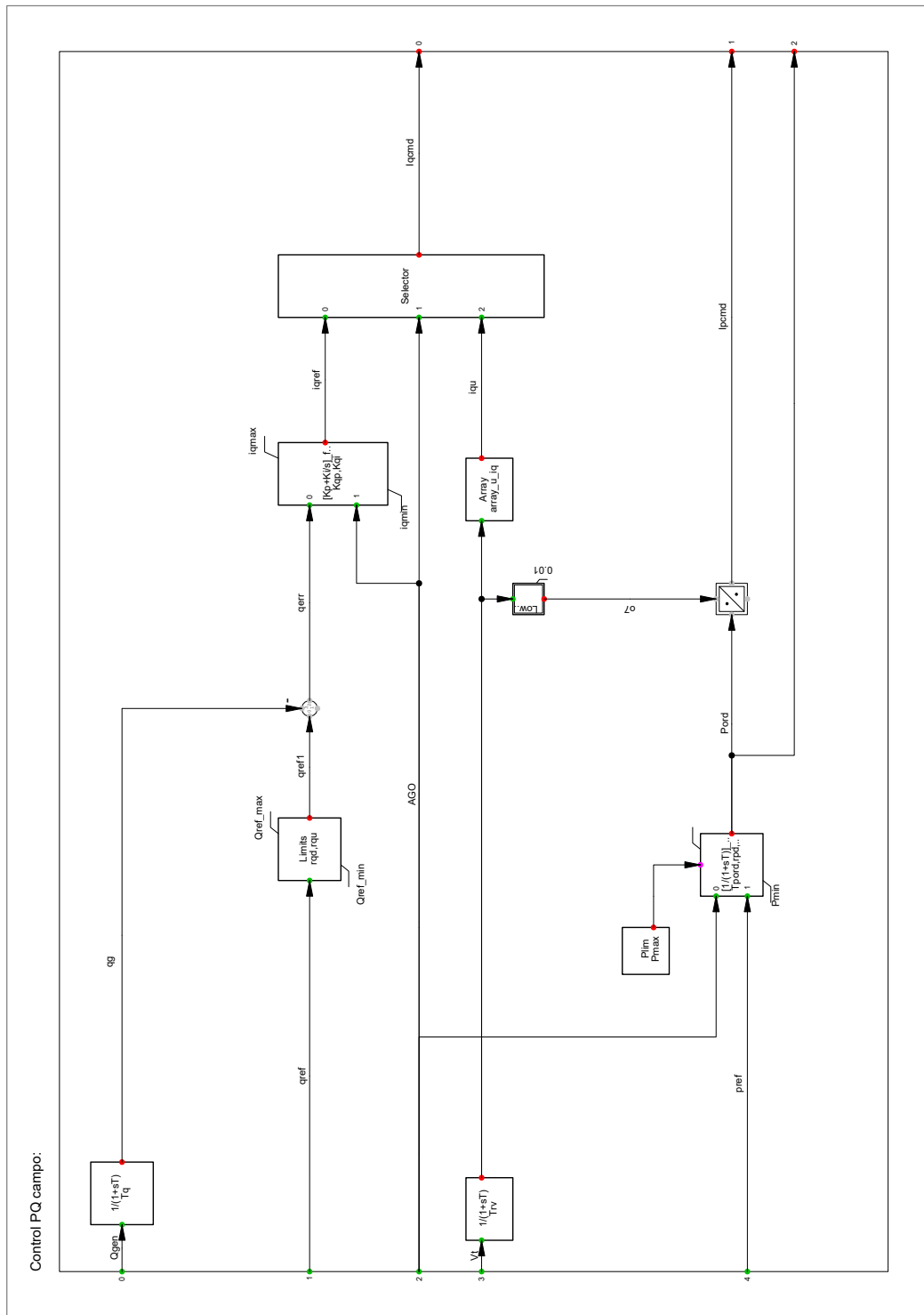


Figura 3.9: Control Eléctrico.

Este esquema consta de dos lazos principales:

1. **Lazo de potencia reactiva:** Posee un selector para operar en dos modos distintos:

- **Modo 1 - Control de potencia reactiva:** Un controlador PI ajusta la corriente en el eje de cuadratura q a partir del error entre Q_{ref} y Q medida.
- **Modo 2 - Control de tensión:** Aplica un control tipo droop de tensión $i_q - V_t$. Esta opción permite que el Control Eléctrico actúe como regulador de tensión. Esto ocurre si el control de planta no asume dicha función o frente a eventos de sub tensión.

El selector cuenta con una señal de entrada denominada AGO. Esta señal se activa durante eventos de subtensión de forma similar a la señal block del bloque LVRT. Esta señal toma un valor de uno si la tensión en terminales V_t cae por debajo de un umbral U_{min} por un tiempo T_{on} . Por el contrario, la señal se desactiva únicamente si la tensión se mantiene por sobre el umbral durante T_{off} . Cuando la señal AGO vale uno, se prioriza la inyección de corriente reactiva y limita la corriente activa. En este caso, el selector cambia a la posición 2 (modo 2). En operación normal, el selector se mantiene en la posición 0 (modo 1) y la señal AGO vale cero. Además, este lazo incluye un bloque limitador de potencia reactiva y de rampa (subida y bajada) en p.u./s.

2. **Lazo de potencia activa:** La señal de potencia activa de referencia se filtra y limita mediante un bloque limitador. Este bloque también posee un limitador de rampa. Luego, la señal se divide por la tensión medida. Esta última también se filtrada y limita. Este cálculo determina la corriente de referencia en el eje directo (i_d) enviada al convertidor.

Control del Convertidor

La Figura 3.10 muestra el diagrama de bloques del Control del Convertidor. Este control recibe las referencias de corriente (i_d , i_q) provenientes del Control PQ. Con estas señales, el sistema genera las señales de referencia de corriente para el generador.

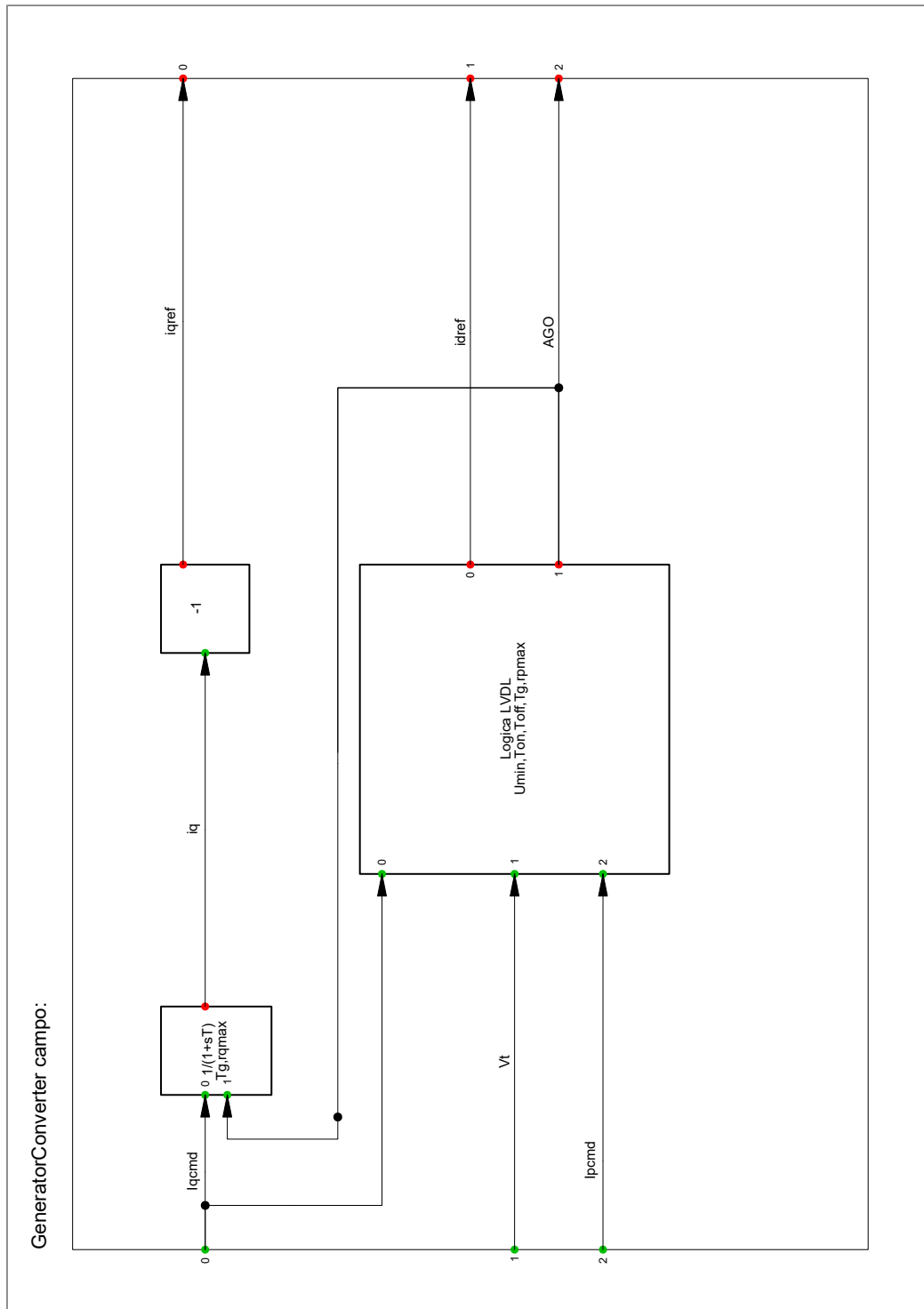


Figura 3.10: Control del convertidor.

La corriente de referencia en el eje directo se ve afectada por la lógica de protección ante baja tensión. Esto se realiza mediante el bloque de lógica LVDL, el cual genera la señal AGO. Durante eventos de subtensión, la señal AGO se activa y el control modifica su comportamiento. El siguiente código describe esta protección:

```

1  AGO=picdro(Vt<Umin,Ton,Toff)
2
3  inc(AGO)=0
4
5  iref=select(AGO,min(Ipcmd,sqrt(max(0,sqr(1.077)-sqr(Iqcmd))))),lim(
    ↪ Ipcmd,0,1.16))
6
7  AGOd=delay(AGO,Toff+0.005)
8  fz=select(AGOd>AGO,0,1)
9
10 x.=fz*(lim((iref-x)/Tg1,select(AGO,-999999,-10*rpmax),rpmax))
11 idref=x

```

Definición de la señal AGO

La señal AGO se activa durante eventos de subtensión para apoyar la tensión de la red. El comportamiento de esta señal está definido como:

$$AGO(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } V_t(t) < U_{\min} \text{ durante al menos } T_{\text{on}} \\ 0 & \text{si } V_t(t) \geq U_{\min} \text{ durante al menos } T_{\text{off}} \\ AGO(t^-) & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

Donde:

- $V_t(t)$: Tensión medida en los terminales del convertidor.
- $U_{\min}$: Umbral de activación.
- T_{on} y T_{off} : Tiempos mínimos de activación y desactivación, respectivamente.
- $AGO(t^-)$: Valor anterior de la señal almacenado en la memoria del sistema.

La señal AGO se inicializa en cero mediante la función `inc()`. El control incluye también los siguientes parámetros:

- `iref`: Referencia auxiliar de la corriente en eje directo.
- `idref`: Corriente de referencia en el eje directo tras filtrado y limitado por rampa.
- `AGOd`: El valor de la señal AGO en $t - T_{\text{off}} - 0,005$, y que se usa para comparar con el valor actual y realizar cambios de estados.
- `fz`: Parámetro binario que permite bloquear la integración. Esta variable toma el valor de 0 cuando `AGOd = 1` y `AGO = 0`. Esto ocurre cuando se desactiva el apoyo a la tensión de la red. Esto permite dar un tiempo de espera antes de retomar el funcionamiento normal del control mientras se estabiliza la tensión y los demás lazos de control.

De esta forma, las condiciones de operación son las siguientes:

1. Cuando `AGO = 1`:

- Se prioriza la inyección de corriente reactiva para sostener la tensión.
- Se limita la corriente activa inyectada para no superar el límite térmico. Esto establece $\sqrt{1,077^2 - I_{qcmd}^2}$ p.u. como el valor máximo de la referencia **iref**.
- Se modifican las rampas de control para permitir una respuesta más rápida. Para ello, se elimina el límite de $-10 \cdot rpmax$ de la rampa de bajada de la corriente activa.

Esto último aparece en la siguiente línea de código:

```
1 x.=fz*(lim((iref-x)/Tg1,select(AGO,-9999999,-10*rpmax),rpmax))
```

En este filtro de primer orden, el valor de $x.=(iref-x)/Tg1$ se encuentra limitado entre $-10 \cdot rpmax$ y $rpmax$ en operación normal, y cuando la señal $AGO = 1$ se quita el límite inferior.

2. Cuando $AGO = 0$:

- Operación normal.
- Se limita la corriente activa inyectada para no superar el límite térmico. En esta condición, el valor de **iref** se limita al valor máximo de 1,16 p.u.

Por otro lado, la señal de corriente de referencia en el eje de cuadratura se filtra mediante un filtro de primer orden. Luego, un bloque invierte el signo de esta variable para adaptarlo a la convención de referencia de corriente utilizada por el modelo *ElmGenstat* [15]. El código es el siguiente:

```
1 limits(T)=[0,)  
2  
3 AGOd=delay(AGO,Toff+0.005)  
4  
5 fz=select(AGOd>AGO,0,1)  
6  
7 x.=selfix(T>0,fz*(lim((yi-x)/T,-rqmax,1.5*rqmax)),0.0)  
8  
9 yo=selfix(T>0,x,yi)
```

La función **selfix** funciona de forma similar a la función **select**. La principal diferencia es que solo depende del valor inicial de la condición en su argumento al inicio de la simulación. La condición verifica si la constante de tiempo del filtro de primer orden es mayor que cero. Por lo cual, existen dos modos de operación:

- $T>0$ verdadero: Se aplica el filtro donde la señal de entrada es **yi**, y la tasa de cambio esta limitada por las rampas $-rqmax$ y $1.5 \cdot rqmax$.
- $T>0$ falso: El filtro no se aplica y se establece la variación de la señal **x** en cero. Por lo cual, la señal sale del bloque sin modificaciones $yo=yi$.

$$e = \omega_{ref} - K_{DROOP}P_e - \Delta\omega \quad (3.10)$$

si el error se anula, y $\omega_{ref} = K_{DROOP}P_{ref}$:

$$P_e - P_{ref} = -\frac{1}{K_{DROOP}}\Delta\omega \quad (3.11)$$

Esto es la estructura del control primario. La medición de la potencia se realiza mediante un transductor, que el modelo representa como un sistema de primer orden con constante de tiempo T_D . Antes de entrar a este bloque, la señal P_{elec} , en por unidad, se expresa con respecto a la potencia base de la turbina T_{RATE} , en lugar de la potencia nominal del generador. Este control entrega como salida la consigna de la cantidad de flujo combustible por unidad de velocidad. Dicha señal se denomina VCE’.

2. **Lazo de control de temperatura:** Este elemento actúa como protección térmica de la turbina. El lazo consiste en medir la temperatura y evitar que sobrepase el límite T_C . Esta acción se realiza mediante el bloque “*Temperature Control*”, el cual corresponde a un controlador PI que recibe la diferencia entre T_C y la temperatura medida. El valor de T_C es la temperatura nominal del escape T_R . De forma similar al control PID, se genera una consigna de flujo de combustible.
3. **Bloque selector de valor mínimo:** El criterio de operación considera que la salida de control de temperatura se establece como salida del regulador de velocidad cuando la entrada de control de temperatura cambia de positiva a negativa [7]. Para lograr esto, el control elige el valor más bajo entre las señales de entrada. De esta manera, la protección térmica tiene prioridad. Cuando el sistema requiere un aumento de potencia mecánica, el control aumenta la consigna de flujo de combustible. Esta acción incrementa la combustión de gases y liberación de calor. Como resultado, la temperatura de la turbina aumenta. Si este valor sobrepasa el límite T_C , se cambia la consigna por la entregada por el control de temperatura. Esta modificación reduce el flujo de combustible para disminuir la liberación de calor y bajar la temperatura.

Además, el modelo posee una variante denominada GASTWDD. Esta versión incluye una banda muerta para la medición de la variación de velocidad.

3.3.1. Descripción de bloques del lazo principal de control velocidad-potencia:

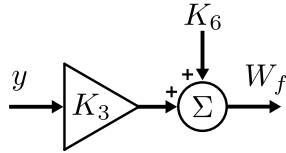
1. **Ganancia K_3 :** Es una ganancia de adaptación. La función de esta ganancia es ajustar el rango de la señal de salida del control de velocidad al rango de entrada del bloque de posición de la válvula. Esto es necesario debido a que el rango del flujo de combustible tiene como valor mínimo K_6 . La ecuación (3.12) representa la relación entre el flujo de combustible W_f y la señal de salida del control de velocidad y .

$$W_f = K_6 + K_3y \quad (3.12)$$

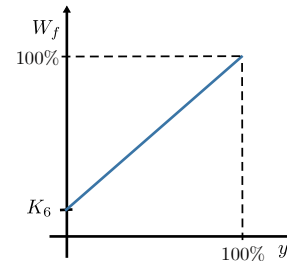
Ante una consigna de $y = 100\%$ (1 p.u.), el flujo de combustible vale $W_f = 100\%$. Por lo tanto:

$$K_3 = 1 - K_6 \quad (3.13)$$

Las Figuras 3.12 (a) y (b) muestran esta relación entre la consigna y el flujo de combustible. Estos corresponde a lo mostrado en la Figura 3.11 omitiendo el retardo.



(a) Diagrama de bloques de la relación flujo de combustible-consigna.



(b) Flujo de combustible versus consigna.

Figura 3.12: Flujo de combustible (elaboración propia).

2. **Fuel Control:** Modela el retardo del control de combustible. Dado que el controlador físico es un PID digital, este bloque representa los retardos del procesamiento digital, incluyendo la conversión análogo a digital, la ejecución del algoritmo de control y la conversión de la salida de vuelta a analógico.
3. **Constante K_6 :** Corresponde a la posición mínima de la válvula. La función de esta ganancia es asegurar que la turbina permanezca encendida. Ante una salida nula del control PID, este flujo mantiene la turbina encendida y lista para volver a tomar carga.
4. **Valve Positioner:** Representa el retardo mecánico del cambio de posición y apertura de la válvula.
5. **Feedback K_F :** Corresponde a una señal de retroalimentación del flujo de combustible. Este parámetro se utiliza en las turbinas antiguas y pequeñas que emplean combustible líquido, donde el bloque de posición de la válvula actúa como integrador puro sin retroalimentación interna ($C = 0$). En este caso, el valor de la constante es $K_F = 1$. Además, la bomba de combustible de estas turbinas solo entrega un caudal constante, lo que hace necesario usar una válvula de derivación (*bypass*) para desviar el sobrante hacia el tanque de combustible. De esta manera, el lazo de retroalimentación K_F permite regular la apertura de la válvula *bypass* para controlar el flujo de combustible, tal como muestra la Figura 3.13. En cambio, las turbinas grandes de combustible líquido poseen retroalimentación interna $C \neq 0$ y cuentan con su sensor propio de posición para la válvula, por lo que en estas máquinas la constante $K_F = 0$.

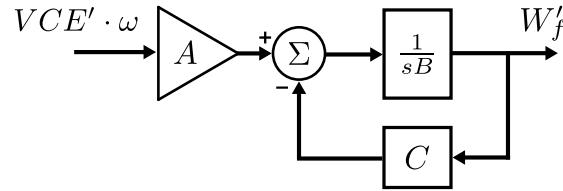


Figura 3.13: Feedback (elaboración propia).

En el caso de las turbinas de gas, no hay sensor de posición de la válvula. En su lugar, se usa un sistema de dos válvulas para aprovechar las propiedades del flujo a velocidades sónicas. En este estado, el flujo depende solo de la presión de entrada y del área de apertura. La primera válvula regula la presión en función de la velocidad. La segunda válvula controla el área de apertura y depende de forma lineal de la señal VCE' . Como resultado, el flujo de combustible es proporcional al producto $VCE' \cdot \omega$. Por lo tanto, para sistemas a gas $K_F = 0$ y $C \neq 0$.

6. **Fuel System:** Representa la dinámica del gas dentro de las tuberías y el colector. Modela el tiempo que tarda el combustible en llenar las tuberías, presurizar el volumen de gas e inyectarse en la cámara de combustión.
7. **Retardo E_{CR} :** Modela el retardo de combustión, y corresponde al tiempo que tarda el combustible en mezclarse con el aire, encenderse y expandirse.
8. **Gas Turbine Dynamics:** Representa el modelo mecánico del movimiento rotatorio de la turbina de potencia.
9. **Turbine f_1 :** Este bloque calcula la temperatura de la turbina en función del flujo de combustible en el escape y la velocidad. La ecuación (3.14) muestra la función para el cálculo de la temperatura.

$$f_1 = T_R - A_{f1}(1 - W_{f1}) - B_{f1}(Speed) \quad (3.14)$$

Donde, $Speed = N - 1$ y N es la velocidad. Esta ecuación también se puede expresar de la siguiente forma:

$$f_1 = T_R - a_{f1}(1 - W_{f1}) + b_{f1}dw \quad (3.15)$$

Donde, $dw = 1 - N$ es la desviación de velocidad. En el término asociado al flujo de combustible, el aumento del flujo de combustible eleva la liberación de calor y aumenta la temperatura. Por otro lado, en el término asociado a la velocidad, un aumento en la velocidad provoca una mayor succión de aire. Esta corresponde a la fracción de aire que evade la combustión y actúa como refrigerante para reducir la temperatura de la máquina. Además, la turbina alcanza su valor nominal de temperatura a un flujo de combustible del 100 % y con una desviación de velocidad nula.

3.3.2. Descripción de bloques y señales del lazo de control de temperatura:

1. **Turbine Exhaust:** Modela el retardo en el escape de la turbina, y corresponde al tiempo que tardan los gases calientes en recorrer el conducto de salida después de haber movido la turbina y llegar a la ubicación del sensor de temperatura.

2. **Turbine f_2** : Este bloque calcula el torque de la turbina de potencia. La ecuación (3.14) muestra la función para el cálculo del torque.

$$f_2 = A_{f_2} + B_{f_2}W_{f_2} - C_{f_2}(Speed) \quad (3.16)$$

Esta relación también se puede expresar de la siguiente forma:

$$f_2 = a_{f_2} + b_{f_2}W_{f_2} + C_{f_2}dw \quad (3.17)$$

Donde, se cumple que $a_{f_2} = -b_{f_2}K_6$. En el término relacionado con el flujo de combustible, este flujo aporta torque si su valor esta por encima del valor mínimo K_6 . Para el término asociado a la velocidad, la característica torque-velocidad es lineal y decreciente.

3. **Radiation Shield**: Representa el escudo de radiación térmico. Este componente consiste en un tubo metálico perforado encargado de alojar el sensor de temperatura, cuyas aberturas permiten el paso del flujo de gas. La función de este elemento es proteger el instrumento y poder estimar la temperatura real del gas, evitando que la medición se vea afectada por la radiación térmica de las paredes metálicas calientes del conductor de escape.

La función de transferencia de este bloque posee un término constante más un sistema de primer orden. La constante K_4 modela la respuesta rápida por convección térmica, producto del contacto directo entre el gas entrante y el sensor. Por otro lado, el sistema de primer orden captura la respuesta lenta por radiación. Este fenómeno describe el calentamiento gradual del escudo y su posterior radiación de energía hacia el sensor. Debido a esto, el sistema introduce un retardo en la medición.

4. **Thermocouple**: Modela el retardo de la termocupla, es decir, el sensor encargado de medir la temperatura de los gases de escape. Este componente se modela como un retardo de primer orden con una constante de tiempo T_4 . Este parámetro representa el tiempo que tarda el sensor en calentarse hasta registrar el valor de temperatura.

La Figura 3.14 muestra el diagrama de bloques del esquema de control en PF, y que sigue la misma estructura que el de la Figura 3.11.

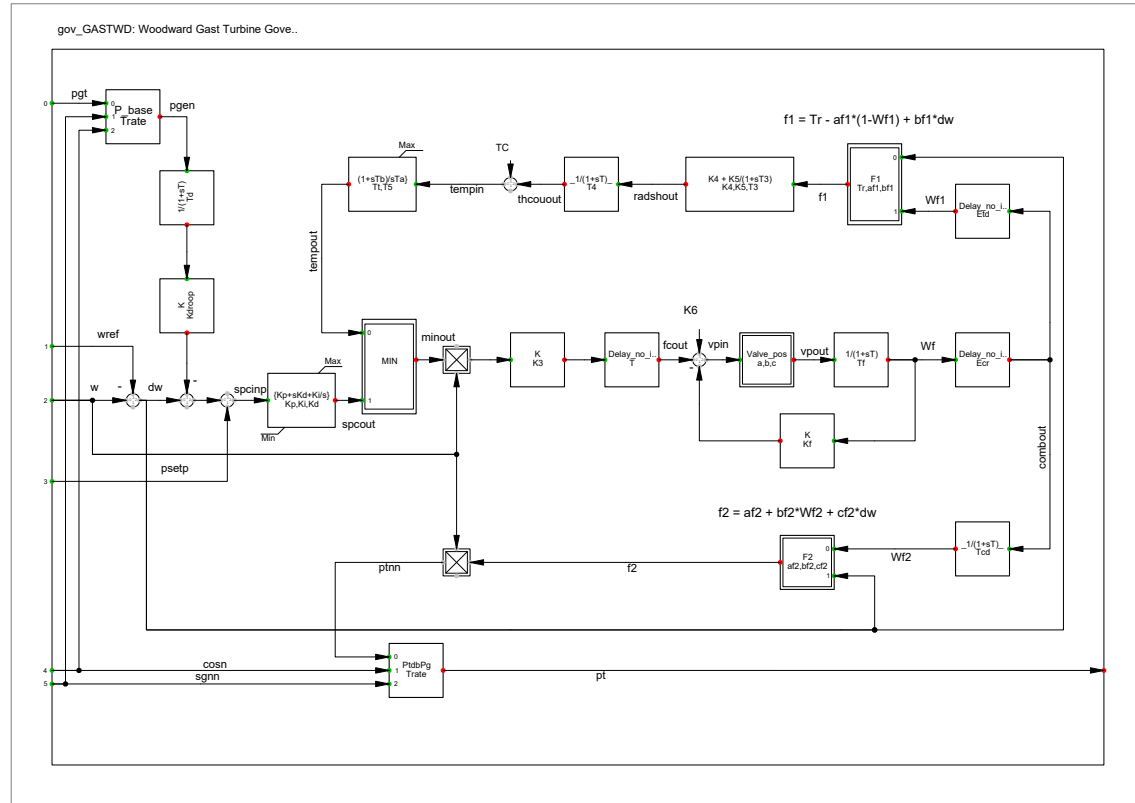


Figura 3.14: Diagrama de bloques GASTWD PF.

3.4. Esquema de desconexión automática de carga

El EDAC es un mecanismo que permite el deslastre de carga mediante la desconexión de alimentadores. Actúa sobre estos de forma escalonada a partir de las medición de la frecuencia y el RoCoF.

Esta sección presenta una descripción del EDAC presente en el modelo de PF del SM de PA. La Figura 3.15 muestra el modelo del EDAC denominado “Rele baja frecuencia.ElmDsl”. Este modelo aplica para todos los alimentadores mostrados en la Tabla 3.4. En particular, el modelo mostrado en la figura es el que actúa sobre el alimentador 10, el que corresponde al escalón 3 mostrado en la Tabla 3.4.

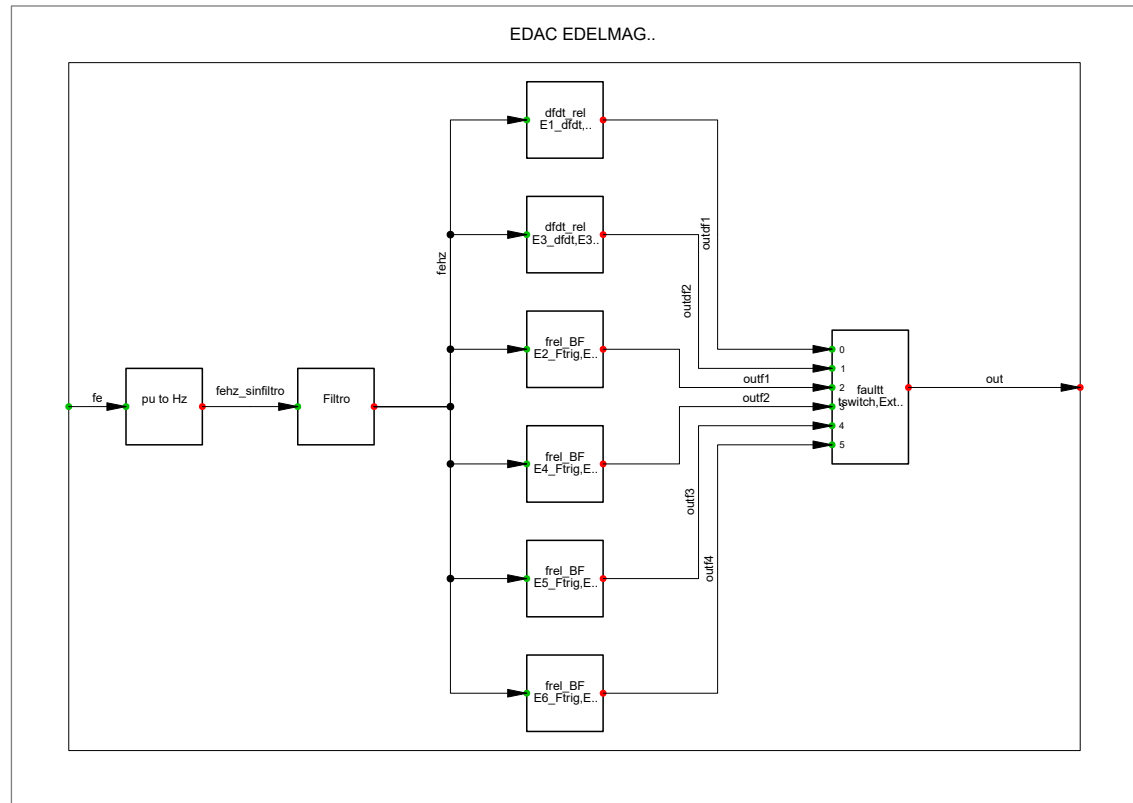


Figura 3.15: Diagrama de bloques EDAC PF, alimentador 10.

La figura se encuentra la señal de frecuencia como entrada del esquema. Esta señal se convierte a p.u. y luego pasa a través de un filtro de primer orden. A continuación, se encuentran 6 bloques de cálculo de la razón de cambio de la frecuencia. Los bloques E1 y E3 implementan el método de actuación del EDAC por valor de gradiente (RoCoF) y valor de frecuencia absoluta, mientras que los bloques E2, E4, E5 y E6 actúan únicamente por valor de frecuencia absoluta. Finalmente, se encuentra el bloque **faultt** que recibe las seis señales y determina la salida.

En este sistema, los esquemas de desconexión utilizan únicamente el bloque E2 para implementar los distintos escalones a partir de los umbrales de frecuencia. Los bloques que operan únicamente por valor de frecuencia absoluta emplean el siguiente comparador:

```

1  inc(outf) =0
2
3  outf=picdro(fehz<Ftrig,Dtfe,0.0)
4
5  output(outf,'Actuacion por frecuencia absoluta. frecuencia num(Ftrig
   ↪ )')
```

Este comparador usa la función **picdro**, si se cumple la condición de que la frecuencia cae por debajo del umbral **Ftrig** (frecuencia de disparo por valor absoluto) durante **Dtfe** (tiempo de detección de valor absoluto), la señal **outf** toma el valor de uno.

Para los esquemas que utilizan actuación por RoCoF y valor de frecuencia absoluta,

se utiliza la siguiente lógica:

```

1  inc(out1)  = 0
2  inc(x)     = fehz
3  inc(outdf) = 0
4
5  x.         = select(Dtm>0,(fehz-x)/Dtm,0)
6  out1       = select(Dtm>0,(fehz-x)/Dtm,0)
7
8  aux1       = out1<Dfdt .and. fehz<Fe
9  aux2       = fehz<Ftrig
10
11 outdf      = picdro(aux1.or.aux2,Dtfe,9999)

```

Primero, se aplica un filtro a la señal de frecuencia que modela el tiempo de detección de gradiente (*Dtm*). Esto se realiza de manera de tener el valor retardado, y compararlo con el valor actual para calcular el valor de la derivada (*out1*).

Las señales auxiliares *aux1* y *aux2* implementan las condiciones de activación. La señal *aux1* define la actuación por RoCoF y valor de frecuencia absoluta, comparando la salida *out1* con el valor del gradiente de activación (*Dfdt*) y la frecuencia con el valor de frecuencia de habilitación de gradiente (*Fe*). Por su parte, la señal *aux2* define la actuación únicamente por valor de frecuencia absoluta, evaluando si la frecuencia cae por debajo del umbral de frecuencia *Ftrig*.

Finalmente, la señal *outdf* determina la salida del bloque si se cumple una o ambas condiciones durante un tiempo *Dtfe* (tiempo de detección de valor absoluto).

Las señales de salidas de ambos bloques ingresan al bloque *faultt*, cuya estructura es la siguiente:

```

1  inc(out)=0
2
3  out= outdf1.or.outf1.or.outdf2.or.outf2.or.outf3.or.outf4

```

La actuación del EDAC se produce cuando al menos una de las señales proveniente de los seis bloques (E1-E6) toma un valor distinto de cero.

3.5. Control de frecuencia

Esta sección detalla las características del CF en el SM de Punta Arenas. Para esto, esta sección describe inicialmente los esquemas de desconexión automática presentes en el sistema. Posteriormente, se detallan las condiciones de operativas correspondientes al CPF y CSF. Finalmente, la sección cierra con el análisis del estado actual del sistema.

3.5.1. Esquemas de desconexión

Este apartado explica las condiciones operativas de los esquemas de desconexión en este sistema:

- **EDAC:** El sistema cuenta con un esquema de desconexión automática de carga compuesto por siete escalones. Estos se activan por umbrales de sub-frecuencia que actúan sobre los alimentadores de ambas subestaciones. La Tabla 3.4 se detallan los escalones, umbrales de frecuencia y los demás parámetros del EDAC.
- **EDAG:** El sistema no posee actualmente un esquema de desconexión automática de generación.

Tabla 3.4: Configuración de los escalones del EDAC.

Prioridad de apertura	Alimentadores	Frecuencia (Hz)	Tiempo de actuación (ms)	Monto de carga (%)
1	11-12-13-14	49	60	25,37
2	9	48,8	120	6,18
3	10	48,5	120	7,51
4	7	48,5	180	7,09
5	5	48,3	250	5,64
6	4	48	250	9,06
7	1-2-3-6-8	Inhabilitado	-	-

3.5.2. Etapas del control de frecuencia

- **Control primario:** Este control se realiza de forma automática mediante los reguladores de velocidad de las siguientes unidades:
 - Central Tres Puentes: Unidades N° 1, 4, 7 y 9.
 - Central Punta Arenas: Unidad N° 5.
- **Control secundario:** Este control se ejecuta de forma manual por parte del operador del sistema.

3.5.3. Análisis del estado actual

Actualmente, y en base a la información presentada en el estudio del CEN [4], el SM de Punta Arenas presenta deficiencias en el control de frecuencia. Estas se asocian particularmente a la desconexión de alimentadores mediante el EDAC frente a ciertos escenarios de operación. La Tabla 3.5 muestra los seis casos de estudio definidos por el coordinador para la determinación de reservas del CPF. Esta tabla, muestra los despachos de los generadores, la contingencia ejecuta, la cantidad de potencia desconectada y el *nadir*. Además, la Tabla A.6 y la Tabla A.7 del Apéndice A muestra los detalles de la demanda y los alimentadores, respectivamente. Estos escenarios representan despachos comunes de la programaciones habitual del SM de Punta Arenas para distintos niveles de demanda y contingencias definidas por el operador del sistema EDELMAG.

En los escenarios 4 y 5 se activa el primer escalón del EDAC. Esto provoca la desconexión de los alimentadores 11-12-13-14, según lo indicado en la Tabla 3.4. Por otra

Tabla 3.5: Escenarios de operación del estudio de CPF (fuente: [4]).

Año	2023				2026	
Escenario	1	2	3	4	5	6
Tipo Demanda	Med.	Baja	Baja	Alta	Alta	Baja
CTP U4		5	4	8,25	8,25	4
CTP U5					1,3	
CTP U7	13,25	12,25	5	14,12	14,12	5
CTP U8		2	2	8	8	2
CTP U9	13,25			14,13	14,13	
CTP U10				1,9	1,9	
CTP U11				1,9	1,9	
CTP U12				1,05	1,9	
CTP U13				0,95	1,9	
CTP U14					1,9	
PE Vientos Patagónicos			8,5			8
Tipo de contingencia (MW)	U. N°7 (13,25)	U7 (12,25)	Alim. 4 S/E PA (4,75)	U7 (14,12)	U7 (14,12)	Alim. 4 S/E PA (5,27)
Nadir (Hz)	48,05	47,78	50	48,82	48,8	50

parte, en los casos 1 y 2 se activan los escalones 1, 2 y 3 del EDAC, lo que conlleva la desconexión de los alimentadores 11-12-13-14, 9 y 10. Dicho comportamiento muestra una mayor gravedad en la respuesta del sistema ante la contingencia de la desconexión de la U7.

El escenario más crítico corresponde al caso 1. En este contexto, el sistema opera únicamente con dos generadores térmicos. Ante la salida de la U7, la U9 asume el soporte total del sistema en el CPF, lo que se traduce en desviaciones de frecuencia significativas. En este contexto, el parque eólico no solo permanece fuera de operación en ciertos escenarios, sino que además no contribuye al CPF.

Lo anterior evidencia una deficiencia de las condiciones actuales de operación. La capacidad de respuesta de los generadores en servicio resulta insuficiente para mitigar las desviaciones de frecuencia ante contingencias. Esto demuestra la necesidad de incorporar mecanismos adicionales de soporte de frecuencia, tanto en el parque eólico como a nivel de sistema.

Capítulo 4

Formulación del modelo de optimización

El presente capítulo expone el desarrollo metodológico central de este trabajo, enfocado en la formulación matemática del modelo de optimización. La finalidad principal de este modelo consiste en determinar las consignas óptimas de generación y la asignación de reservas, garantizando la seguridad del sistema eléctrico frente a contingencias bajo el criterio N-1, e incluyendo además la generación renovable.

En cuanto a su estructura, la Sección 4.1 detalla las consideraciones preliminares, donde se especifica la metodología para incorporar la incertidumbre del recurso renovable y la técnica de aproximación lineal empleada para representar las pérdidas en las líneas de transmisión. A continuación, las Secciones 4.2 y 4.3 desarrollan la formulación del problema de optimización basado en el SC-UC de dos etapas. Estas secciones presentan tanto la formulación clásica como la basada en los factores de sensibilidad conocidos como *Shift Factors*.

Finalmente, la Sección 4.4 ilustra la aplicación del modelo propuesto sobre sistemas de estudio simplificado. Este análisis preliminar permite observar el comportamiento matemático de la formulación. De igual forma, permite evaluar cómo las variaciones en parámetros clave (como la demanda, la congestión de las líneas y los costos de generación) afectan la asignación óptima de reservas antes de aplicar el modelo al SM de Punta Arenas.

4.1. Consideraciones preliminares para la formulación del modelo

Para determinar las reservas necesarias para el CSF, el modelo de optimización propuesto en este trabajo se basa en la integración de dos metodologías, las cuales permiten abordar de forma conjunta la seguridad y el manejo de la incertidumbre de la generación renovable. Por lo tanto, el desarrollo toma como base dos enfoques de la literatura.

Por un lado, se considera el despacho conjunto de energía y reservas con restricciones de seguridad y red propuesto por Arroyo y Galiana [18], el cual determina la asignación óptima de reservas mediante un SC-UC con criterio N-1 garantizando el soporte del sistema ante contingencias de generación y líneas.

Por otro lado, dado que el SC-UC no contempla la naturaleza estocástica de la

generación renovable, este trabajo adopta los conceptos de Zhang [10] para la modelación de la variabilidad y la incertidumbre. Este enfoque utiliza una representación mediante un intervalo que separa la potencia en una parte despachable y otra estocástica, lo que permite que la energía renovable reserve un margen de potencia de forma determinista para participar en el CF.

Los estudios previos ofrecen soluciones en sus respectivas áreas, sin embargo, abordan los problemas de forma independiente. Por lo tanto, la formulación propuesta integra ambas metodologías en un único modelo de optimización estocástico de dos etapas. A su vez, el modelo se adapta a la estructura y realidad técnica del SM de Punta Arenas. Adicionalmente, se incorpora una aproximación lineal para las pérdidas de transmisión basada en lo propuesto en [18] y [9], aspecto que no está presente en ambos enfoques.

4.1.1. Modelación de la variabilidad y la incertidumbre

La integración de fuentes de energía renovable introduce dos grandes desafíos operativos en los sistemas eléctricos: 1) la variabilidad (fluctuaciones naturales del recurso a lo largo del tiempo) y 2) la incertidumbre (errores en los pronósticos de generación).

Para incorporar estas características en el modelo, se adaptan las ideas planteadas por Zhang [8]. Este enfoque utiliza una formulación mediante un intervalo que es capaz de manejar tanto la variabilidad como la incertidumbre. Para ello, la potencia pronostica del generador renovable se divide en dos componentes: 1) una parte despachable (con un margen de operación determinista) y 2) una parte estocástica (que captura las fluctuaciones y los errores de predicción, acotados a un intervalo dependiente del pronóstico).

Los elementos de la formulación son los siguientes:

1. **Desviación respecto al pronóstico ε** : Representa la incertidumbre del modelo y se modela como una variable aleatoria gaussiana con media cero $\mu = 0$ y desviación estándar σ . Sus valores están acotados al intervalo $\varepsilon \in [-\zeta, \zeta]$, donde ζ es la máxima desviación posible de la predicción, definida en la ecuación (4.1).

$$\zeta = 3\sigma \quad (4.1)$$

De esta forma se cubre el 99,7% de los datos de la distribución normal, que corresponde al rango entre -3σ y $+3\sigma$. La desviación estándar considera el error entre la potencia real generada y pronosticada P^{fore} , y se puede calcular como una fracción porcentual α de esta última: $\sigma = \alpha \% \cdot P^{fore}$.

2. **Límite virtual superior P^{VUL} (*virtual upper limit*)**: Representa la potencia máxima garantizada por el generador renovable de forma segura frente a la incertidumbre del pronóstico. El límite superior se define como la diferencia entre el valor pronosticado y la desviación máxima ζ , tal como se muestra en la ecuación (4.2).

$$P^{VUL} = P^{fore} - \zeta \quad (4.2)$$

Al restar el peor escenario de error (ζ), se establece el límite de generación seguro. Esto convierte esta porción de energía en un recurso determinista que no se ve afectado por la incertidumbre, y fija los límites de reserva de subida y bajada.

3. **Parte despachable p_g** : Corresponde a la porción de potencia segura y controlable, cuyo valor está acotado entre la potencia mínima P^{min} y el límite virtual superior P^{VUL} . Al estar libre de incertidumbre, esta es la porción utilizada por el modelo para asignar reserva y cubrir contingencias de forma confiable.
4. **Parte estocástica η** : Corresponde a la porción de potencia con la variabilidad natural del recurso y la incertidumbre del pronóstico. El valor de esta componente depende de la desviación ε y se define en la ecuación (4.3).

$$\eta = \zeta + \varepsilon \quad (4.3)$$

Donde, su valor se encuentra en el rango de $\eta \in [0, 2\zeta]$. Dado que esta porción posee incertidumbre, esta componente no se utiliza para asignar reservas, sino únicamente para aportar al equilibrio en la ecuación de balance de potencia.

En el caso de múltiples escenarios de incertidumbre, la componente estocástica para cada escenario w toma la forma de $\eta_w = \zeta + \varepsilon_w$. Es importante observar que su valor esperado es $\mathbb{E}[\eta_w] = \zeta$, dado que el error de pronóstico ε posee media cero ($\mathbb{E}[\varepsilon] = 0$). Esto implica que el parámetro ζ corresponde al valor pronosticado de la parte estocástica (η^{fore}). Este resultado muestra que el valor esperado es consistente con el valor del pronóstico (el valor esperado de potencia) a través de la igualdad mostrada en la ecuación (4.4).

$$P^{VUL} + \eta^{fore} = P^{fore} - \zeta + \zeta = P^{fore} \quad (4.4)$$

La Figura 4.1 muestra un diagrama con los elementos mencionados para los estados pre-contingencia y post-contingencia.

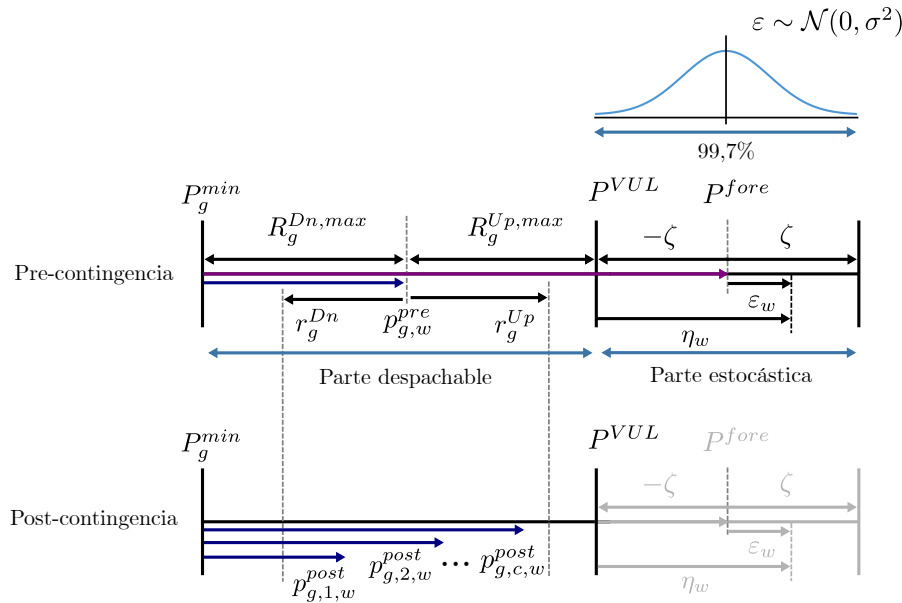


Figura 4.1: Modelado de la incertidumbre (elaboración propia a partir de [8]).

En la parte despachable se encuentran los valores de las potencias p^{pre} y p^{post} . Este modelo se introduce en el problema de optimización mediante las siguientes restricciones:

- 1. Ecuación de balance:** La potencia de los generadores renovables incluye tanto la parte despachable como la estocástica:

Formulación clásica:

$$C_g p_w^{pre} + C_g \eta_w + p_w^{ens,pre} - D^{pre} = A^T f_w^{pre} \quad (4.5)$$

Formulación con SF:

$$\sum_{g \in G} p_{g,w}^{pre} + \sum_{g \in G} \eta_{g,w} + \sum_{b \in B_d} p_{b,w}^{ens,pre} = D^{pre,total} \quad (4.6)$$

- 2. Límites de potencia:** La suma de la parte despachable y la estocástica está acotada por los valores de potencia máxima y mínima del generador:

$$P_g^{min} \leq p_{g,w}^{pre} + \eta_{g,w} \leq P_g^{max} \quad (4.7)$$

Estas restricciones son necesarias, ya que el error de pronóstico puede provocar que la potencia total sobrepase la potencia nominal del generador. De forma similar, dicho error puede hacer que la parte estocástica tome valores pequeños, obligando a ajustar la componente despachable para que la suma cumpla con el mínimo técnico.

Por otro lado, el valor de pre-contingencia de la parte despachable más la reserva, junto al valor de post-contingencia, están acotados por el P^{VUL} :

$$p_{g,w}^{pre} + r_g^{Up} \leq P^{VUL} \quad (4.8)$$

$$p_{g,w}^{post} \leq P^{VUL} \quad (4.9)$$

Por lo tanto, para incluir la variabilidad de la generación renovable, el modelo incluye escenarios de desviación respecto a la potencia pronosticada representado por los errores ε .

4.1.2. Función objetivo

En el problema de optimización, la función objetivo minimiza los costos asociados a las variables de la primera etapa y de la segunda etapa. La primera etapa corresponde a las variables de reserva y los costos de reserva, mientras que la segunda etapa evalúa múltiples escenarios considerando las variables de potencias, flujos, etc., tanto pre-contingencia y post-contingencia, y minimiza el valor esperado del costo de operación, asociado al combustible de los generadores térmicos y al costo de la energía no suministrada (ENS). La ecuación (4.10) muestra la expresión de la función objetivo.

$$\text{mín Costo total} = \underbrace{\text{Costo de reserva}}_{\text{Primera etapa}} + \underbrace{\text{Valor esperado del costo de operación}}_{\text{Segunda etapa}} \quad (4.10)$$

El sistema bajo estudio considera N escenarios de operación, N_{si} contingencias asociadas al escenario i y N_w escenarios de incertidumbre. La Figura 4.2 muestra un

diagrama de árbol con todas las combinaciones posibles, las cuales conforman el conjunto de escenarios que evalúa el algoritmo.

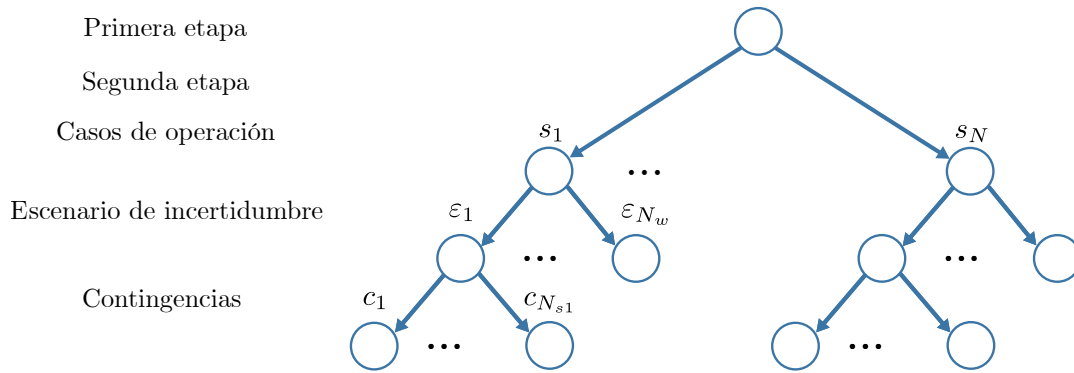


Figura 4.2: Diagrama de árbol de escenarios (elaboración propia).

4.1.3. Aproximación lineal de las pérdidas en las líneas

Las pérdidas en las líneas de transmisión presentan un comportamiento no lineal en el modelo DC [9], ya que dependen del flujo en las líneas de forma cuadrática:

$$p_l^{loss} = \frac{g_l}{b_l^2} f_l^2 \quad (4.11)$$

donde tanto p_l^{loss} como f_l están en p.u.

Para poder incluir las pérdidas en el modelo de optimización, se plantea un modelo lineal por tramos:

$$p_l^{loss} = \frac{g_l}{b_l^2} \sum_{k \in \mathcal{L}} m_l(k) \Delta f_l(k). \quad (4.12)$$

Donde, p_l^{loss} y f_l están en unidades físicas y $m_k(l) = \frac{(2k-1)F_l^M}{S_b \ell}$ representa la pendiente de cada recta modelada. Este modelo considera el intervalo $[0, F^M]$, el cual se divide en ℓ sub intervalos $[(k-1) \cdot F^M/\ell, k \cdot F^M/\ell] \forall k \in \mathcal{L}$. La Figura 4.3 muestra el modelo cuadrático y la aproximación de las pérdidas por tramos.

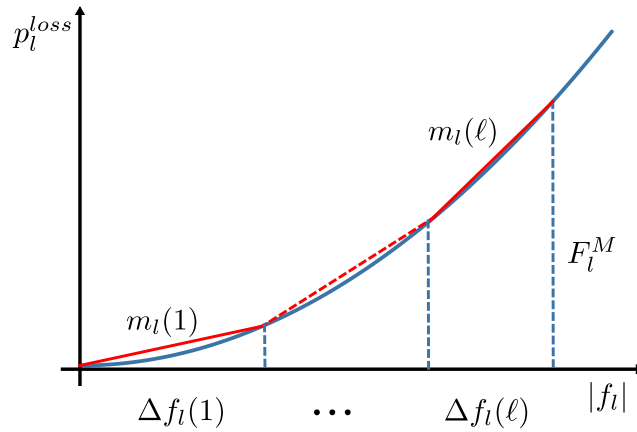


Figura 4.3: Modelo linealizado de las pérdidas de transmisión (elaboración propia a partir de [9]).

Con este modelo, las restricciones son las siguientes:

1. **Ecuación de balance y flujo:** Estas ecuaciones incluyen un término asociado a las pérdidas. En la formulación clásica, las pérdidas se modelan como una carga distribuida ($\frac{1}{2}p_l^{loss}$) en las barras que se encuentran en los extremos de cada línea, tal como muestra en la Figura 4.4.

Formulación clásica: Esta restricción plantea el balance de potencia en cada nodo: la diferencia entre la generación y la demanda en cada nodo debe ser igual al flujo neto el nodo.

$$C_g p + p^{ens} - D - \frac{1}{2}|A|^T p^{loss} = A^T f \quad (4.13)$$

$$f = -S_b B_f \delta \quad (4.14)$$

Formulación con SF: Esta restricción plantea la igualdad entre generación total y demanda total. Por su parte, el flujo se determina a partir de las inyecciones nodales.

$$\sum_{g \in G} p_g + \sum_{b \in B_d} p_b^{ens} = D^{total} + \sum_{k \in L} p_k^{loss} \quad (4.15)$$

$$f = SF'(C_g p + p^{ens} - D - \frac{1}{2}|A|^T p^{loss}) \quad (4.16)$$

En ambos tipos de formulación, las matrices B_f y SF' consideran la impedancia de la línea $z_l = r_l + jx_l$.

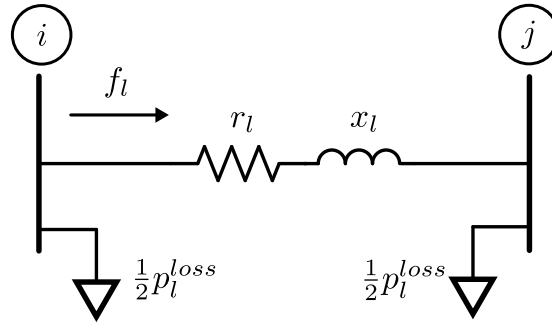


Figura 4.4: Modelo de las líneas en la linealización de las pérdidas (elaboración propia a partir de [9]).

2. Restricciones adicionales:

Rango de las pérdidas : Las pérdidas se definen positivas.

$$p_l^{loss} \geq 0, \quad \forall l \in L, \quad (4.17)$$

Dirección de los flujos : El flujo total debe ser igual al flujo positivo o negativo.

$$f_l = f_l^p - f_l^n, \quad \forall l \in L, \quad (4.18)$$

$$(4.19)$$

Valor total de los flujos : La suma de los flujos de los tramos debe ser igual al flujo positivo o negativo.

$$\sum_{k \in \mathcal{L}} \Delta f_l(k) = f_l^p + f_l^n, \quad \forall l \in L, \quad (4.20)$$

Rango del flujo de cada tramo : El flujo de cada tramos está acotado entre cero y el flujo máximo del tramo.

$$0 \leq \Delta f_l(k) \leq F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall k \in \mathcal{L}, \quad (4.21)$$

Límite térmico en ambos sentidos : La suma entre el flujo y la carga en el extremo de la línea esta acotada por el flujo máximo.

$$f_l + 0,5 p_l^{loss} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \quad (4.22)$$

$$-f_l + 0,5 p_l^{loss} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L. \quad (4.23)$$

Los flujos en los tramos $\Delta f_l(k)$ se definen como positivos. Sin embargo, la variable f_l puede tomar valores positivos (flujo $i \rightarrow j$) o negativos (flujo $j \rightarrow i$), dependiendo del sentido del flujo. Por esta razón, se introducen variables auxiliares denominadas flujo positivo f_l^p y flujo negativo f_l^n . Las relación entre estas variables y el flujo f_l se establecen mediante las restricciones 4.18 y 4.20.

Adicionalmente, existen restricciones adicionales que complementan al modelo de las pérdidas:

1. Condiciones de complementariedad:

Corresponden a restricciones adicionales aplicadas a los flujos positivos (f_l^p) y negativos (f_l^n). Estas restricciones evitan la asignación simultánea de valores a ambas variables, ya que físicamente el flujo solo puede tener un único sentido. Para ello, se introduce una variable binaria n_l^f que fuerza a cero una de las variables cuando la otra es distinta de cero. Estas condiciones se expresan como:

$$0 \leq f_l^p \leq n_l^f F_l^M, \quad \forall l \in L \quad (4.24)$$

$$0 \leq f_l^n \leq (1 - n_l^f) F_l^M, \quad \forall l \in L. \quad (4.25)$$

2. Condiciones de adyacencia:

Son restricciones adicionales para los tramos $\Delta f_l(k)$ de la linealización. Estas restricciones aseguran que los tramos se activen y se les asigne valor de forma secuencial. Cada tramo posee un valor máximo de F_l^M/ℓ , y un tramo solo puede tomar un valor distinto de cero si el tramo anterior ha alcanzado su valor máximo. De esta forma, los $\ell - 1$ tramos deben tomar el valor máximo antes de asignar el valor restante de flujo al último tramo, lo que permite aproximar correctamente la curva cuadrática de las pérdidas y cumplir con la equivalencia entre la suma de los tramos y el valor del flujo f_l . Esto se logra con las siguientes restricciones:

$$n_{l,k}^{\Delta f} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k} \leq F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, k = 1, \quad (4.26)$$

$$n_{l,k}^{\Delta f} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k} \leq n_{l,k-1}^{\Delta f} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall k = 2, \dots, \ell - 1, \quad (4.27)$$

$$0 \leq \Delta f_{l,k} \leq n_{l,\ell-1}^{\Delta f} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, k = \ell. \quad (4.28)$$

A través de estas restricciones, la variable binaria obliga al solver a respetar la secuencia:

- Tramo 1: Se asigna su valor acotado por (4.26).
- Tramo 2: Solo se puede asignar valor si la variable binaria del tramo 1 se activa $n_{l,1}^{\Delta f} = 1$, es decir, si el tramo alcanzó su valor máximo.
- Tramo k : Su valor se mantiene en cero si el tramo $k - 1$ no alcanzó su valor máximo.

Generalmente, el *solver* asigna una variable para el sentido del flujo y elige los tramos en orden de menor a mayor pendiente (menor pendiente $\rightarrow$ menor pérdidas $\rightarrow$ menor generación y costo). Sin embargo, cuando existe congestión en las líneas, este comportamiento puede no cumplirse, debido a la posible activación de las pérdidas ficticias [18].

4.2. Formulación clásica

Esta sección presenta el modelo del problema estocástico del security-constrained unit commitment basado en un flujo óptimo de potencia en corriente continua con restricciones de seguridad (SC-UC) de dos etapas. Esta formulación considera un modelo de pérdidas linealizadas en las líneas de transmisión y la determinación de reservas de subida y bajada. En este modelo se usa la formulación clásica del flujo óptimo de potencia, considerando múltiples escenarios de operación y sus respectivas contingencias bajo el criterio N-1 para generación y carga.

4.2.1. Nomenclatura

a) Conjuntos e índices:

$B, B_d \subseteq B$	: Conjunto de barras y conjunto de barras que poseen cargas, índice b .
C_s	: Conjunto de contingencias asociadas al escenario s , índice c .
$C_s^G \subseteq C_s$	: Conjunto de contingencias de generadores en el escenario s .
$C_s^L \subseteq C_s$	: Conjunto de contingencias de líneas de transmisión en el escenario s .
G	: Conjunto de todos los generadores, índice g .
$G_{agc} \subseteq G$	: Subconjunto de generadores que participan en el AGC (poseen reserva que asignar).
$G_s \subseteq G$	: Subconjunto de generadores en servicio en el escenario s .
$G_{agc,s} := G_{agc} \cap G_s$	: Subconjunto de generadores que participan en el AGC en el escenario s .
$G_r \subseteq G$	: Subconjunto de generadores renovables [†] .
$G_{t,s} \subseteq G_s$	: Subconjunto de generadores térmicos en el escenario s .
L	: Conjunto de líneas de transmisión, índice l .
$\mathcal{L} = \{1, \dots, \ell\}$	: Conjunto de tramos para la linealización de las pérdidas en las líneas de transmisión, índice k .
S	: Conjunto de escenarios de operación, índice s .
W	: Conjunto de escenarios de incertidumbre del recurso renovable, índice w .

Para cada contingencia de generación $c \in C_s^G$, se denota como $g_c \in G$ al único generador que se desconecta. De forma similar, para cada contingencia de transmisión $c \in C_s^L$, se denota como $l_c \in L$ a la única línea que sale de servicio.

[†]Los generadores renovables participan también en el AGC, $G_r \subseteq G_{agc}$.

b) Parámetros:

$P_g^{\min}, P_g^{\max}$	: Límites mínimo y máximo de generación del generador g .
$R_g^{\max,Up}, R_g^{\max,Dn}$	: Capacidad máxima de reserva de subida y bajada del generador g .
F_l^M	: Límite térmico de la línea l .
b_l, g_l	: Susceptancia y conductancia de la línea l .
$A, A $	: Matriz de incidencia y matriz de incidencia no orientada.
B_f	: Matriz de susceptancias.
C_g	: Matriz de conexión de generación.
SF^{pre}	: Matriz de <i>lossy shift factor</i> pre-contingencia.
SF_c^{post}	: Matriz de <i>lossy shift factor</i> post-contingencia.
$D_s^{pre}, D_s^{pre,total}$	: Vector de demanda pre-contingencia y demanda total en el escenario s .
$D_{s,c}^{post}, D_{s,c}^{post,total}$	: Vector de demanda post-contingencia y demanda total en el escenario (s, c) .
a_g, b_g	: Coeficientes del costo de generación del generador g .
C_g^{Up}, C_g^{Dn}	: Costo de reserva de subida y bajada del generador g .
VoLL	: Valor de la energía no suministrada (<i>value of lost load</i>).
S_b	: Potencia base (MVA).
$m_l(k) = \frac{(2k-1)F_l^M}{S_b \ell}$	: Coeficiente de linealización de pérdidas para el tramo k de la línea l .
$s_{l,c}$	: Parámetro binario para contingencias de desconexión de líneas (valor $s = 1$: se mantiene conectada, valor $s = 0$: desconexión).
P_g^{fore}	: Valor de potencia pronosticada para el generador g .
$\eta_{g,w}$	: Componente estocástica para el generador g .
$\varepsilon_{g,w}$	: Desviación respecto al pronóstico para el generador g .
$\sigma_g = \alpha \% \cdot P_g^{fore}$	: Desviación estándar del error de pronóstico para el generador g .
$\zeta_g = 3\sigma_g$	: Límite de desviación de potencia de el generador g .
P_g^{VUL}	: Límite superior virtual para la parte despachable del generador g .

c) Variables de decisión:**1. Primera etapa:**

r_g^{Up}, r_g^{Dn} : Reservas de subida y bajada, $\forall g \in G_{agc}$.

2. Segunda etapa:

$p_{g,s,w}^{pre}, p_{g,s,c,w}^{post}$	: Potencia generada pre-contingencia y post-contingencia en el generador g ,
$\delta_{b,s,w}^{pre}, \delta_{b,s,c,w}^{post}$	: Ángulo de tensión en la barra b ,
$f_{l,s,w}^{pre}, f_{l,s,c,w}^{post}$	: Flujo en la línea l ,
$f_{l,s,w}^{p,pre}, f_{l,s,w}^{n,pre}, f_{l,s,c,w}^{p,post}, f_{l,s,c,w}^{n,post}$	: Componentes positiva y negativa del flujo,
$p_{l,s,w}^{loss,pre}, p_{l,s,c,w}^{loss,post}$	: Pérdidas en la línea l ,
$\Delta f_{l,k,s,w}^{pre}, \Delta f_{l,k,s,c,w}^{post}$	: Flujo del tramo k de la linealización,
$p_{b,s,w}^{ens,pre}, p_{b,s,c,w}^{ens,post}$	: Energía no suministrada (ENS),
$n_{l,s,w}^{f,pre}, n_{l,s,c,w}^{f,post}, n_{l,k,s,w}^{\Delta f,pre}, n_{l,k,s,c,w}^{\Delta f,post}$	: Variables binarias de la linealización de las pérdidas de las líneas,
$u_{g,s}$	: Variable binaria de encendido para la unidad térmica g ($g \in G_{t,s}$) en el escenario s .

4.2.2. Función objetivo

Sea $C_{pre}(s, w)$ el costo pre-contingencia en el escenario s y escenario de incertidumbre w , y $C_{post}(s, c, w)$ el costo post-contingencia correspondiente a la contingencia $c \in C_s$ en el escenario de incertidumbre w . Entonces, la (4.29) define la función objetivo.

$$\min C_{op} = \mathbb{E}_{w,s,c}[C_{pre}(s, w) + C_{post}(s, c, w)] + \sum_{g \in G_{agc}} (C_g^{Up} r_g^{Up} + C_g^{Dn} r_g^{Dn}) \quad (4.29)$$

donde $\mathbb{E}_{w,s,c}[\cdot]$ denota el valor esperado sobre las combinaciones de escenarios de incertidumbre, escenarios de operación y contingencias (w, s, c) . Si se asume que todas las combinaciones de escenarios de generación renovable, operación y contingencias son equiprobables, con $\pi_{w,s,c} = 1/(|W| \cdot |S| \cdot |C|)$, donde $|\cdot|$ denota la cardinalidad del conjunto, la expresión se puede escribir como:

$$\min C_{op} = \sum_{w \in W} \sum_{s \in S} \sum_{c \in C_s} \pi_{w,s,c} [C_{pre}(s, w) + C_{post}(s, c, w)] + \sum_{g \in G_{agc}} (C_g^{Up} r_g^{Up} + C_g^{Dn} r_g^{Dn}) \quad (4.30)$$

donde:

$$C_{pre}(s, w) = \sum_{g \in G} (a_g p_{g,s,w}^{pre} + b_g u_{g,s}) + \text{VoLL} \sum_{b \in B} p_{b,s,w}^{ens,pre}, \quad (4.31)$$

$$C_{post}(s, c, w) = \sum_{g \in G} (a_g p_{g,s,c,w}^{post} + b_g u_{g,s}) + \text{VoLL} \sum_{b \in B} p_{b,s,c,w}^{ens,post}. \quad (4.32)$$

4.2.3. Restricciones

1. Límites de reserva (generadores en G_{agc}):

$$0 \leq r_g^{Up} \leq R_g^{\max, Up}, \quad 0 \leq r_g^{Dn} \leq R_g^{\max, Dn}, \quad \forall g \in G_{agc}. \quad (4.33)$$

Modelo de la incertidumbre:

2. Componente estocástica:

$$\eta_{g,w} = \zeta_g + \varepsilon_{g,w}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W, \quad (4.34)$$

3. Limite virtual superior:

$$P_g^{VUL} = P_g^{fore} - \zeta_g, \quad \forall g \in G_r. \quad (4.35)$$

Pre-contingencia:

4. Barras de referencia (Slack):

$$\delta_{s,w}^{SL,pre} = 0, \quad \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.36)$$

5. Ecuaciones de balance nodal:

$$C_g p_{s,w}^{pre} + C_g \eta_{g,w} + p_{s,w}^{ens,pre} - D_s^{pre} - \frac{1}{2} |A|^T p_{s,w}^{loss,pre} = A^T f_{s,w}^{pre}, \quad \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.37)$$

6. Límites de generación:

a) Límites de capacidad de generación:

$$P_g^{min} u_{g,s} \leq p_{g,s,w}^{pre} \leq P_g^{max} u_{g,s}, \quad \forall g \in G_{t,s}, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.38)$$

$$P_g^{min} \leq p_{g,s,w}^{pre} + \eta_{g,w} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.39)$$

b) Límites de capacidad considerando reservas:

$$p_{g,s,w}^{pre} + r_g^{Up} \leq P_g^{max} u_{g,s}, \quad \forall g \in G_{t,s}, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.40)$$

$$p_{g,s,w}^{pre} - r_g^{Dn} \geq P_g^{min} u_{g,s}, \quad \forall g \in G_{t,s}, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.41)$$

$$p_{g,s,w}^{pre} + \eta_{g,w} + r_g^{Up} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.42)$$

$$p_{g,s,w}^{pre} + \eta_{g,w} - r_g^{Dn} \geq P_g^{min}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.43)$$

$$p_{g,s,w}^{pre} + r_g^{Up} \leq P_g^{VUL}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.44)$$

7. Límite de ángulos:

$$|A \delta_{s,w}^{pre}| \leq \pi/2, \quad \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.45)$$

8. ENS:

$$p_{b,s,w}^{ens,pre} \leq P_{ens}^{max}, \quad \forall b \in B_d, \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.46)$$

9. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_{s,w}^{pre} = -S_b B_f \delta_{s,w}^{pre}, \quad \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.47)$$

$$p_{l,s,w}^{loss,pre} = \frac{g_l}{b_l^2} \sum_{k \in \mathcal{L}} m_l(k) \Delta f_{l,s,w}^{pre}(k), \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.48)$$

$$p_{l,s,w}^{loss,pre} \geq 0, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.49)$$

$$f_{l,s,w}^{pre} = f_{l,s,w}^{p,pre} - f_{l,s,w}^{n,pre}, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.50)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{L}} \Delta f_{l,s,w}^{pre}(k) = f_{l,s,w}^{p,pre} + f_{l,s,w}^{n,pre}, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.51)$$

$$f_{l,s,w}^{pre} + 0,5 p_{l,s,w}^{loss,pre} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.52)$$

$$-f_{l,s,w}^{post} + 0,5 p_{l,s,w}^{loss,post} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.53)$$

10. Condiciones de complementariedad y adyacencia:

$$0 \leq f_{l,s,w}^{p,pre} \leq n_{l,s,w}^{f,pre} F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \quad (4.54)$$

$$0 \leq f_{l,s,w}^{n,pre} \leq (1 - n_{l,s,w}^{f,pre}) F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.55)$$

$$n_{l,k,s,w}^{\Delta f,pre} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k,s,w}^{pre} \leq F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, k = 1, \quad (4.56)$$

$$n_{l,k,s,w}^{\Delta f,pre} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k,s,w}^{pre} \leq n_{l,k-1,s,w}^{\Delta f,pre} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, \forall k = 2, \dots, \ell - 1, \quad (4.57)$$

$$0 \leq \Delta f_{l,k,s,w}^{pre} \leq n_{l,\ell-1,s,w}^{\Delta f,pre} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall w \in W, k = \ell. \quad (4.58)$$

Post-contingencia:

11. Barras de referencia (Slack):

$$\delta_{s,c,w}^{SL,post} = 0, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.59)$$

12. Ecuaciones de balance nodal:

$$C_g p_{s,c,w}^{post} + C_g \eta_w + p_{s,c,w}^{ens,post} - D_{s,c}^{post} - \frac{1}{2} |A|^T p_{s,c,w}^{loss,post} = A^T f_{s,c,w}^{post}, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.60)$$

13. Límites de generación post-contingencia:

$$P_g^{min} u_{g,s} \leq p_{g,s,c,w}^{post} \leq P_g^{max} u_{g,s}, \quad \forall g \in G_{t,s}, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.61)$$

$$P_g^{min} \leq p_{g,s,c,w}^{post} + \eta_{g,w} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.62)$$

$$p_{g,s,c,w}^{post} \leq P_g^{VUL}, \quad \forall g \in G_r, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.63)$$

- Generadores en $G_{agc,s}$:

$$p_{g,s,w}^{pre} - r_g^{Dn} \leq p_{g,s,c,w}^{post} \leq p_{g,s,w}^{pre} + r_g^{Up}, \quad \forall g \in G_{agc,s} \setminus \{g_c\}, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.64)$$

- Contingencia de salida del generador g_c :

$$p_{g_c,s,c,w}^{post} = 0, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s^G, \forall w \in W. \quad (4.65)$$

14. Límite de ángulos:

$$|A\delta_{s,c,w}^{post}| \leq \pi/2, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.66)$$

15. ENS:

$$p_{b,s,c,w}^{ens,post} \leq P_{ens}^{max}, \quad \forall b \in B_d, \forall s \in S, \forall c \in C_s, w \in W. \quad (4.67)$$

16. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_{s,c,w}^{post} = -S_b B_f \delta_{s,c,w}^{post}, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.68)$$

$$p_{l,s,c,w}^{loss,post} = \frac{g_l}{b_l^2} \sum_{k \in \mathcal{L}} m_l(k) \Delta f_{l,k,s,c,w}^{post}, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.69)$$

$$p_{l,s,c,w}^{loss,post} \geq 0, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.70)$$

$$f_{l,s,c,w}^{post} = f_{l,s,c,w}^{p,post} - f_{l,s,c,w}^{n,post}, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.71)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{L}} \Delta f_{l,s,c,w}^{post}(k) = f_{l,s,c,w}^{p,post} + f_{l,s,c,w}^{n,post}, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.72)$$

$$f_{l,s,c,w}^{post} + 0.5 p_{l,s,c,w}^{loss,post} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.73)$$

$$-f_{l,s,c,w}^{post} + 0.5 p_{l,s,c,w}^{loss,post} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.74)$$

- Contingencia de salida de la línea l_c :

$$f_{s,c,w}^{post} = s_c S_b B_f \delta_{s,c,w}^{post}, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s^L, \forall w \in W. \quad (4.75)$$

donde s_c es un vector cuyos elementos son $s_{l,c}$.

17. Condiciones de complementariedad y adyacencia:

$$0 \leq f_{l,s,c,w}^{p,post} \leq n_{l,s,c,w}^{f,post} F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \quad (4.76)$$

$$0 \leq f_{l,s,c,w}^{n,post} \leq (1 - n_{l,s,c,w}^{f,post}) F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.77)$$

$$n_{l,k,s,c,w}^{\Delta f, post} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k,s,c,w}^{post} \leq F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, k = 1, \quad (4.78)$$

$$n_{l,k,s,c,w}^{\Delta f, post} F_l^M / \ell \leq \Delta f_{l,k,s,c,w}^{post} \leq n_{l,k-1,s,c,w}^{\Delta f, post} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, \forall k = 2, \dots, \ell - 1, \quad (4.79)$$

$$0 \leq \Delta f_{l,k,s,c,w}^{post} \leq n_{l,\ell-1,s,c,w}^{\Delta f, post} F_l^M / \ell, \quad \forall l \in L, \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W, k = \ell. \quad (4.80)$$

Cabe destacar que la variable binaria de encendido $u_{g,s}$, definida para cada escenario de operación s , es la misma para los estados pre-contingencia y post-contingencia. Esto implica que solo los generadores en operación en el estado pre-contingencia pueden participar en los estados post-contingencia, aplicando acciones correctivas mediante el uso de sus reservas.

Respecto a las restricciones de capacidad considerando reservas (4.40)–(4.44), estas no están presentes en la formulación propuesta por Arroyo y Galiana [18], pero Zhang [10] sí las considera. En este trabajo se incluyeron debido a que, al tratarse de un modelo de optimización estocástico con múltiples escenarios, la asignación de reserva debe ser válida para todos los escenarios considerados. De esta forma, se evita que en algún escenario la suma de la potencia despachada en pre-contingencia y la reserva de subida asignada exceda el límite de potencia máxima en algunos generadores. De forma similar, para la reserva de bajada podría obtenerse una potencia inferior al límite mínimo.

Las ecuaciones (4.30)–(4.80) definen un problema de optimización estocástico de dos etapas de tipo entero-mixto lineal (MILP). Este modelo determina el despacho económico en pre-contingencia, la asignación de reservas y las acciones correctivas post-contingencia, considerando un modelo de pérdidas linealizadas y restricciones de red.

Los valores de error acotados a $\varepsilon_{g,w} \in [-\zeta_g, \zeta_g]$ y que determinan los valores de la parte estocástica $\eta_{g,w}$ se generan de forma aleatoria en Python mediante la función de distribución normal truncada en el intervalo $[-\zeta_g, \zeta_g]$. Se usó la función `truncnorm` de la librería `scipy` y la función `random` de la librería `numpy` de Python.

Una vez resuelto el modelo de optimización, se calculan los factores de participación. Para cada combinación de escenarios (c, s, w) y para cada generador g , estos se calculan de acuerdo a (4.81).

$$\gamma_{g,c,s,w} = \frac{p_{g,c,s,w}^{post} - p_{g,s,w}^{pre}}{P_{c,s,w}^{agc}} \quad (4.81)$$

Donde, $P_{c,s,w}^{agc}$ corresponde a la variación de potencia en el sistema ante la contingencia c , la cual puede involucrar la salida de un generador o una carga. Este valor representa la potencia total que debe ser cubierta por los generadores que incrementan su generación y se calcula como:

$$P_{c,s,w}^{agc} = p_{g,c,s,w}^{pre,out} + \sum_{l \in L} \Delta p_{l,s,c,w}^{loss} + \sum_{b \in B_d} \Delta D_{b,s,c} \quad (4.82)$$

El primer término corresponde, en el caso de contingencia de generación, a la potencia pre-contingencia del generador que sale de servicio. El segundo término representa la

variación total de las pérdidas en las líneas de transmisión. El último término, en el caso de salida de carga, corresponde a la variación de la demanda.

4.3. Formulación con *shift factor*

Esta sección presenta una alternativa para el SC-UC estocástico de dos etapas. Al igual que el caso anterior, se considera la linealización de pérdidas y la asignación de reservas bajo el criterio N-1 para generación y carga. Sin embargo, este modelo utiliza la formulación basada SF.

Este enfoque presenta similitudes respecto a la formulación clásica. Sus principales diferencias son que no incluye variables de ángulos y que utiliza la matriz de SF para relacionar flujos en las líneas con las inyecciones nodales de potencia. Por lo tanto, las restricciones de este modelo son:

4.3.1. Restricciones

Pre-contingencia:

5. Ecuaciones de balance:

$$\sum_{g \in G} p_{g,s,w}^{pre} + \sum_{g \in G} \eta_{g,w} + \sum_{b \in B_d} p_{b,s,w}^{ens,pre} = D_s^{pre,total} + \sum_{l \in L} p_{l,s,w}^{loss,pre}, \quad \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.83)$$

9. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_{s,w}^{pre} = SF^{pre}(C_g p_{s,w}^{pre} + C_g \eta_w + p_{s,w}^{ens,pre} - D_s^{pre} - \frac{1}{2}|A|^T p_{s,w}^{loss,pre}), \quad \forall s \in S, \forall w \in W. \quad (4.84)$$

Post-contingencia:

12. Ecuaciones de balance nodal:

$$\sum_{g \in G} p_{g,s,c,w}^{post} + \sum_{g \in G} \eta_{g,w} + \sum_{b \in B_d} p_{b,s,c,w}^{ens,post} = D_{s,c}^{post,total} + \sum_{l \in L} p_{l,s,c,w}^{loss,post}, \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.85)$$

16. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_{s,c,w}^{post} = SF_c^{post}(C_g p_{s,c,w}^{post} + C_g \eta_w + p_{s,c,w}^{ens,post} - D_{s,c,w}^{post} - \frac{1}{2}|A|^T p_{s,c,w}^{loss,post}), \quad \forall s \in S, \forall c \in C_s, \forall w \in W. \quad (4.86)$$

Los parámetros $D_s^{pre,total}$ y $D_{s,c}^{post,total}$ son la demanda total pre-contingencia en el escenario s y la demanda total post-contingencia en el escenario (s, c) , respectivamente.

El modelo de optimización considera la función objetivo 4.29 y las restricciones (4.40)–(4.44) excepto (4.37), (4.60), (4.47) y (4.68) que son reemplazadas por las restricciones

(4.83) –(4.86). Asimismo, no se considera las restricciones de ángulos: (4.36), (4.59), (4.45) y (4.66). El Apéndice B presenta cómo se calculan los factores SF_c^{post} .

4.4. Análisis de la formulación considerando un escenario de operación

Para estudiar el comportamiento del modelo de optimización, se hace uso solo de la formulación presentada basada en un DCOPF en [10] y la modelación de la incertidumbre presentado en la Sección 4.1.1. Esta formulación no considera pérdidas, salida de líneas y contempla un único escenario de operación (o instante de tiempo). El objetivo es analizar cómo se comportan las soluciones al variar ciertos parámetros. Estos factores incluyen los costos de generación, flujos máximos en líneas de transmisión, la demanda y la función objetivo (optimización pre-contingencia más post-contingencia o solo pre-contingencia).

Este modelo se considera N_w escenarios de incertidumbre con desviación respecto al pronóstico ε_w , y en cada uno se ejecutan N contingencias, donde N es la suma del número de generadores y líneas. La Figura 4.5 muestra un diagrama de árbol con todas las combinaciones posibles. En este caso, al no considerarse escenarios de operación ($s_1, \dots, s_N$), se elimina un nivel en el diagrama a diferencia de la Figura 4.2. Esta estructura define el conjunto de escenarios que evalúa el algoritmo.

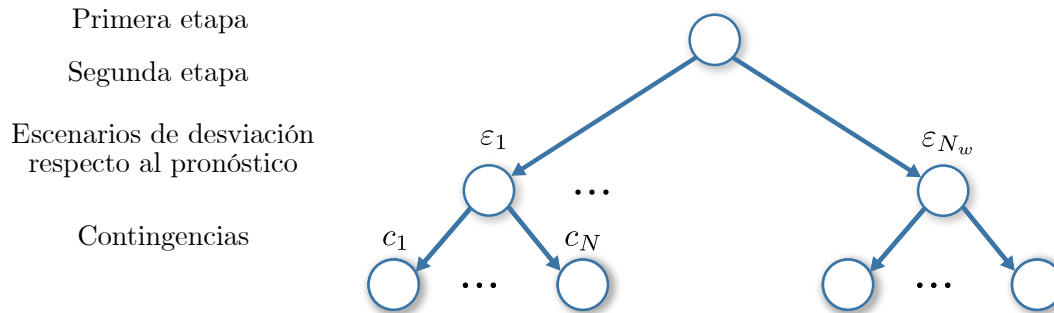


Figura 4.5: Diagrama de árbol de escenarios (elaboración propia).

El Apéndice B presenta la formulación del modelo.

4.4.1. Sistema de estudio 1

Este análisis corresponde a un sistema de dos barras. La Figura 4.6 muestra el diagrama unilineal del sistema. La potencia está limitada al rango $2 < p_1 < 15\text{MW}$ para el generador térmico y $0 < p_2 < 10$ para el generador renovable. Por otro lado, la demanda total es de 10 MW y se encuentra distribuida de forma equitativa en las dos barras del sistema.

Respecto a el sistema de transmisión, la línea 1-2 posee una reactancia de 0,63 p.u. sobre una base de 100 MVA y 138 kV. El flujo máximo es de 30 MVA.

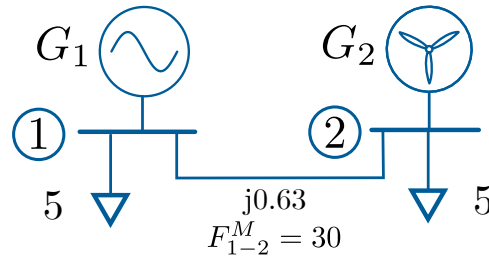


Figura 4.6: Sistema de dos barras(elaboración propia).

La Tabla 4.1 muestra un resumen de los costos de combustible y reservas de ambos generadores.

Tabla 4.1: Costos generadores sistema de 2 barras.

Generador	a_g (\$/MWh)	b_g (\$/MWh)	C_g^{Up}	C_g^{Dn}
1	10	5	5	5
2	0	0	2	2

La Tabla 4.2 y la Tabla 4.3 presentan los resultados de la optimización para el caso determinista. En esta solución se consideró el valor esperado ($\varepsilon = 0$). Además, el valor de pronóstico para el generador 2 es de $P_2^{fore} = 10$ MW y el factor $\alpha = 0,05$. Esto último implica una desviación estándar de 0,5 MW, un $P_2^{VUL} = 8,5$ MW y un valor para la parte estocástica del generador eólico de $\eta_2 = 1,5$ MW.

Tabla 4.2: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		124
Costo pre-contingencia		25
Costo de reserva (total)		44
Costo de reserva Up		44
Costo de reserva Dn		0
Costo post-contingencia		55
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	8	0
2	2	0

Tabla 4.3: Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)	
		gen. 1	gen. 2
Despacho de generadores			
1	2	0	10
2	6,5	8,5	0
Flujos en las líneas			
1-2	-3	-5	5

En este escenario, el modelo no asigna reserva de subida al generador renovable debido a que la unidad térmica presenta un costo de combustible elevado en comparación con su costo de reserva. Como consecuencia, resulta más económico utilizar la capacidad disponible de la unidad térmica para proveer reserva, manteniendo una alta generación renovable en la condición de pre-contingencia.

Análisis determinista

A partir de este escenario base, se analizan las siguientes modificaciones a los parámetros del sistema:

Caso de estudio 1: En este caso se realiza una reducción del costo de combustible de la unidad térmica 1 al valor de $0,2 \cdot a_g$. La Tabla 4.4 y la Tabla 4.5 presentan los resultados.

Tabla 4.4: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		62
Costo pre-contingencia		21
Costo de reserva (total)		26
Costo de reserva Up		26
Costo de reserva Dn		0
Costo post-contingencia		15
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	2	0
2	8	0

Tabla 4.5: Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)	
		gen. 1	gen. 2
Despacho de generadores			
1	8	0	10
2	0,5	8,5	0
Flujos en las líneas			
1-2	3	-5	5

Caso de estudio 2: En este caso se realiza un aumento al costo de reserva de la unidad térmica 1 al valor de $1,5 \cdot a_1$: La Tabla 4.6 y la Tabla 4.7 presentan los resultados.

Tabla 4.6: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		186
Costo pre-contingencia		85
Costo de reserva (total)		46
Costo de reserva Up		46
Costo de reserva Dn		0
Costo post-contingencia		55
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	2	0
2	8	0

Tabla 4.7: Despacho de generadores y flujos de las líneas, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,5$ MW

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)	
		gen. 1	gen. 2
Despacho de generadores			
1	8	0	10
2	0,5	8,5	0
Flujos en las líneas			
1-2	3	-5	5

Tanto la reducción del costo de combustible de la unidad térmica como el aumento de su costo de reserva resultan en la misma solución óptima. En ambos casos, el modelo aumenta el despacho pre-contingencia de la unidad térmica y reduce el despacho del generador renovable, creando un mayor margen para que este último proporcione reserva de subida.

Esto demuestra que la asignación de reserva al generador renovable depende de la relación entre los costos de combustible y los costos de reserva.

4.4.2. Sistema de estudio 2

El sistema de estudio 2 corresponde al sistema de tres barras cuyo diagrama unilineal se muestra en la Figura 4.7. Este sistema es similar al presentado en [10] donde se reemplazó el generador 2 por un generador eólico. La potencia de los generadores está limitada al rango $2,4 < p_g < 50$ MW $\forall g$, excepto el generador eólico cuya potencia mínima es cero. Por otro lado, la demanda es de 50 MW y se encuentra ubicada en la barra 3.

Respecto al sistema de transmisión, todas las líneas poseen una reactancia de 0,63 p.u. sobre una base de 100 MVA y 138 kV. Los flujos máximos por las líneas 1-2 y 1-3 son de 100 MVA, y en la línea 2-3 es de 30 MVA.

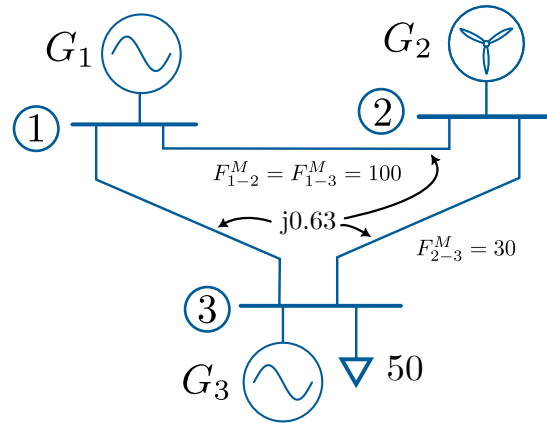


Figura 4.7: Sistema de tres barras paper (elaboración propia a partir de [10]).

1) Análisis determinista

La Tabla 4.8 muestra los coeficientes del modelo lineal del costos de combustible ($C_g = a_g p_g + b_g$). Además, esta tabla presenta los costos de reserva de subida y bajada.

Tabla 4.8: Costos generadores sistema de 3 barras (fuente: [10]).

Generador	a_g (\$/MWh)	b_g (\$/MWh)	C_g^{Up}	C_g^{Dn}
1	50	10	1	0,25
2	0	0	0,15	0,15
3	19,9	5	0,7	0,1

La Tabla 4.9 y la Tabla 4.10 presentan los resultados de la optimización para el caso determinista. En esta solución se consideró el valor esperado para la generación renovable ($\varepsilon = 0$). Además, se asumió un valor de pronóstico para el generador 2 de $P_2^{fore} = 50$ MW y un factor $\alpha = 0,1$. Esto implica una desviación estándar de 5MW, un $P_2^{VUL} = 35$ MW y una parte estocástica de $\eta_2 = 15$ MW.

Tabla 4.9: Resumen de costos y reservas de generadores para el sistema de estudio.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		737,12
Costo pre-contingencia		210,62
Costo de reserva (total)		41,04
Costo de reserva Up		38,47
Costo de reserva Dn		2,57
Costo post-contingencia		485,46
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	7,6	0
2	1,4	16,2
3	43,8	1,4

Tabla 4.10: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el sistema de estudio.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	2,4	0	2,4	10	2,4	2,4	2,4
2	28,8	30	0	25	15	12,6	30,2
3	3,8	5	47,6	0	17,6	20	2,4
Flujos en las líneas							
1-2	-13,8	-15	0,8	-10	0	2,4	-45,2
1-3	16,2	15	1,6	20	2,4	0	47,6
2-3	30	30	0,8	30	30	30	0

La Tabla 4.10, el valor presentado de potencia para la unidad 2 corresponde al valor de la componente despachable. Esta misma convención se utilizará en todos los resultados presentados posteriormente.

Como hipótesis inicial, se plantea que el generador renovable es capaz de proporcionar reserva de subida debido a la congestión en la línea 2-3. Ante la salida de una unidad térmica, por ejemplo, la unidad 1, parte del flujo que esta inyecta en la línea 2-3 en el estado pre-contingencia desaparece, liberando capacidad en la línea 2-3 y permitiendo que el generador renovable suba potencia. Por otra parte, ante la salida de la línea 2-3, el generador renovable usa la totalidad de su reserva de subida. Esto se debe a la reconfiguración de la red en el estado post-contingencia, donde la potencia del generador renovable solo puede fluir a través de la línea 1-2.

También existe una reserva de bajada, utilizada ante la salida de la línea 1-3. En este escenario, el flujo en la línea 1-2 cambia de sentido y la potencia inyectada dada por el generador 1 debe transferirse a través de la línea 2-3, lo que obliga a la unidad 2 a reducir

su potencia.

Con el fin de analizar el impacto de la congestión, se aumenta el límite térmico de la línea 2-3 a $F_{2-3}^M = 100$ MW. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.11 y en la Tabla 4.12.

Tabla 4.11: Resumen de costos y reservas de generadores

Costo		Valor(\$/h)
Costo total del sistema		319,1
Costo pre-contingencia		52,76
Costo de reserva (total)		33,68
Costo de reserva Up		33,68
Costo de reserva Dn		0
Costo post-contingencia		232,66
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	0	0
2	2,4	0
3	47,6	0

Tabla 4.12: Despacho de generadores y flujos de las líneas

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)				
		gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores						
1	0	0	0	0	0	0
2	32,6	0	35	32,6	32,6	32,6
3	2,4	50	0	2,4	2,4	2,4
Flujos en las líneas						
1-2	-15,87	0	-16,67	0	0	-47,6
1-3	15,87	0	16,67	0	0	47,6
2-3	31,73	0	33,33	47,6	47,6	0

En este caso, a pesar de no haber congestión, el modelo asigna reserva de subida al generador renovable. La comparación con el caso base muestra una reducción significativa del costo total de operación, de un 62,2 %. Esto se debe a que, al no haber congestión, la solución óptima consiste en no encender la unidad 1 y fijar al mínimo técnico la unidad 3, permitiendo que el generador renovable cubra el resto de la carga. Además, la reserva de subida se asigna de manera que las unidades puedan cubrir mutuamente sus respectivas contingencias.

Respecto a la reserva de bajada, esta ya no es necesaria. Esto se debe a que, por ejemplo, ante la contingencia de salida del generador 3, es el propio generador 2 el que aumenta

su potencia. En el caso base, el generador 1 es el que subía potencia, lo que provocaba un aumento del flujo en la línea 2-3. Dado que esta línea se encontraba congestionada en el estado pre-contingencia, el generador 2 debía reducir su potencia. Sin embargo, en este caso dicha situación no sucede, ya que el generador 1 se encuentra fuera de servicio.

Por lo tanto, este sistema confirma que la congestión no es una condición necesaria para la existencia de vertimiento de generación renovable.

A partir de este escenario base se analizan las siguientes modificaciones en los parámetros del sistema:

Caso de estudio 1: En este escenario, la demanda del sistema se aumenta a 70 MW. Las Tablas 4.13 y 4.14 presentan los resultados. Además, la Figura 4.8 muestra un diagrama con los resultados para la contingencia de la salida de la línea 2-3.

Tabla 4.13: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso 1.

Costo		Valor(\$/h)
Costo total del sistema		1.902,51
Costo pre-contingencia		608,62
Costo de reserva (total)		71,06
Costo de reserva Up		66,87
Costo de reserva Dn		4,19
Costo post-contingencia		1.222,83
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	47,6	0
2	6,2	23,8
3	26,2	6,2

Tabla 4.14: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 1.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	2,4	0	20	50	2,4	2,4	2,4
2	28,8	30	0	5	15	12,6	35
3	23,8	25	50	0	37,6	40	17,6
Flujos en las líneas							
1-2	-13,8	-15	6,67	10	0	2,4	-50
1-3	16,2	15	13,33	40	2,4	0	52,4
2-3	30	30	6,67	30	30	30	0

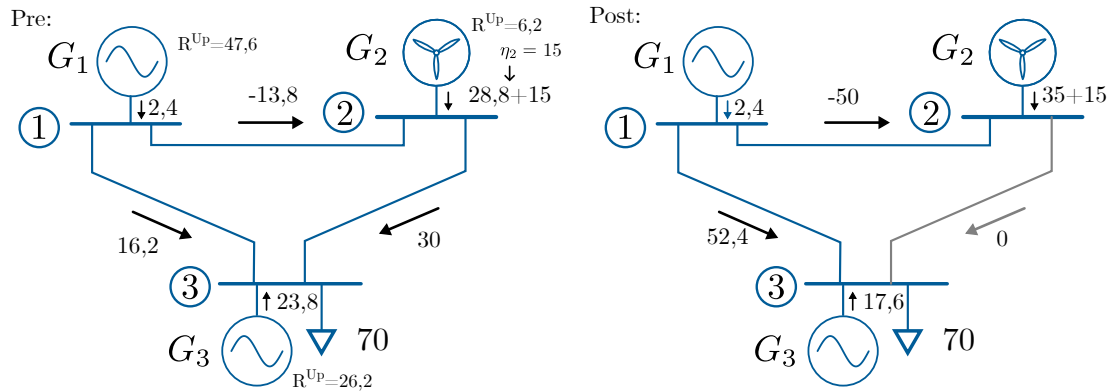


Figura 4.8: Caso de estudio 1: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.

El valor de vertimiento aumenta. Esto se debe a que el incremento de la demanda provoca un mayor requerimiento de potencia para la unidad 2 ante la salida de la línea 2-3. Como resultado de la reconfiguración de la red en estado post-contingencia, el modelo prioriza inyectar más generación renovable para minimizar los costos del estado post-contingencia.

En este caso, la parte despachable de la unidad 2 alcanza su límite (P^{VUL}) ante la salida de la línea 2-3.

Aunque no se documentaron los resultados intermedios, las pruebas indicaron que para demandas entre 50 MW y 55 MW, la reserva de subida asignada al generador renovable toma valores intermedios entre 1,4 y 6,2, donde a partir de 55 MW la parte despachable alcanza el P^{VUL} .

Caso de estudio 2: En este caso se asigna un coeficiente $a_1 = 10,3$ \$/MWh al generador 1. La Tabla 4.15 y la Tabla 4.16 presentan los resultados.

Tabla 4.15: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso 2.

Costo		Valor(\$/h)
Costo total del sistema		433,51
Costo pre-contingencia		116,32
Costo de reserva (total)		58,06
Costo de reserva Up		55,14
Costo de reserva Dn		2,92
Costo post-contingencia		259,13
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	42,4	2,8
2	2,8	14,8
3	17,6	0

Tabla 4.16: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 2.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	5,2	0	47,6	10	17,6	2,4	2,4
2	27,4	30	0	25	15	12,6	30,2
3	2,4	5	2,4	0	2,4	20	2,4
Flujos en las líneas							
1-2	-12,4	-15	15,87	-10	0	2,4	-45,2
1-3	17,6	15	31,73	20	17,6	0	47,6
2-3	30	30	15,87	30	30	30	0

Este escenario demuestra que el modelo asigna reserva de subida al generador renovable si existe congestión en la línea 2-3 y el costo de combustible del generador 3 es mayor que el costo del generador 1. La diferencia mínima entre ambos costos es de $19,9-10,3=9,6$ \$/MWh. Un aumento de esta diferencia no afecta a los resultados obtenidos.

La razón de este comportamiento se debe a que la reducción del costo de la unidad 1 aumenta su despacho en pre-contingencia. Comparado con el caso base, la potencia del generador 1 aumentó en 2,8 MW, mientras que la unidad 3 opera a su mínimo técnico y se reduce la potencia de la unidad 2 en 1,4 MW.

Como consecuencia, el generador renovable dispone de un mayor margen para incrementar su potencia ante la contingencia de salida de la línea 2-3. Sin embargo, la potencia alcanzada en post-contingencia es similar a la observada en el caso base, ya que la unidad parte desde un nivel de generación pre-contingencia más bajo.

Asimismo, si se incrementa la demanda a 70 MW el valor de reserva del generador renovable experimenta un incremento. La Tabla 4.17 y la Tabla 4.18 presentan los resultados, y la Figura 4.9 muestran la solución del sistema ante la contingencia de salida de la línea 2-3.

Tabla 4.17: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 2, ante un aumento de demanda a 70 MW.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.158,02
Costo pre-contingencia		528,32
Costo de reserva (total)		46,32
Costo de reserva Up		35,26
Costo de reserva Dn		11,06
Costo post-contingencia		583,38
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	4,8	42,8
2	27,6	2,4
3	37,6	0

Tabla 4.18: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso 2, aumento de demanda a 70 MW.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	45,2	0	50	50	37,6	2,4	17,6
2	7,4	30	0	5	15	12,6	35
3	2,4	25	20	0	2,4	40	2,4
Flujos en las líneas							
1-2	7,6	-15	16,67	10	0	2,4	-50
1-3	37,6	15	33,33	40	37,6	0	67,6
2-3	30	30	16,67	30	30	30	0

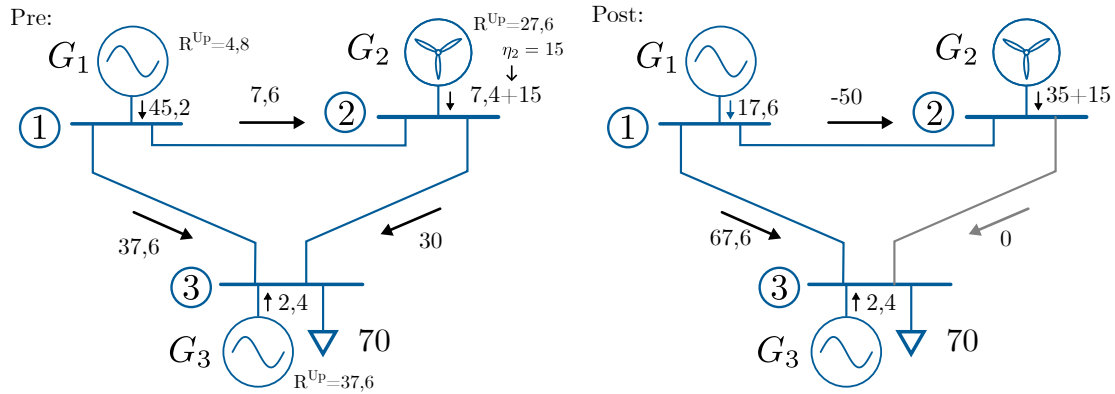


Figura 4.9: Caso de estudio 2: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.

En este caso, el incremento en la demanda provoca un aumento del despacho pre-contingencia de la unidad 1 en 22,8 MW respecto al caso anterior. En consecuencia, existe una reducción de la potencia de pre-contingencia del generador eólico en 20 MW, aumentando así su margen disponible para proveer reserva de subida. Como resultado, ante la contingencia de salida de la línea 2-3, el generado 2 alcanza su límite P^{VUL} .

Caso de estudio 3: En este caso, se reduce la capacidad de la línea 2-3 a $F_{2-3} = 22$ MW. La Tabla 4.19 y la Tabla 4.20 presentan los resultados, y la Figura 4.10 muestra la contingencia para la salida de la línea 2-3.

Tabla 4.19: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 3, $F_{2-3} = 22$.

Costo		Valor(\$/h)
Costo total del sistema		1.287,32
Costo pre-contingencia		449,42
Costo de reserva (total)		59,58
Costo de reserva Up		55,87
Costo de reserva Dn		3,71
Costo post-contingencia		778,32
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	31,6	0
2	13,4	15,8
3	31,8	13,4

Tabla 4.20: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 3, $F_{2-3} = 22$.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	2,4	0	2,4	34	2,4	2,4	2,4
2	16,8	18	0	1	7	4,6	30,2
3	15,8	17	47,6	0	25,6	28	2,4
Flujos en las líneas							
1-2	-9,8	-11	0,8	6	0	2,4	-45,2
1-3	12,2	11	1,6	28	2,4	0	47,6
2-3	22	22	0,8	22	22	22	0

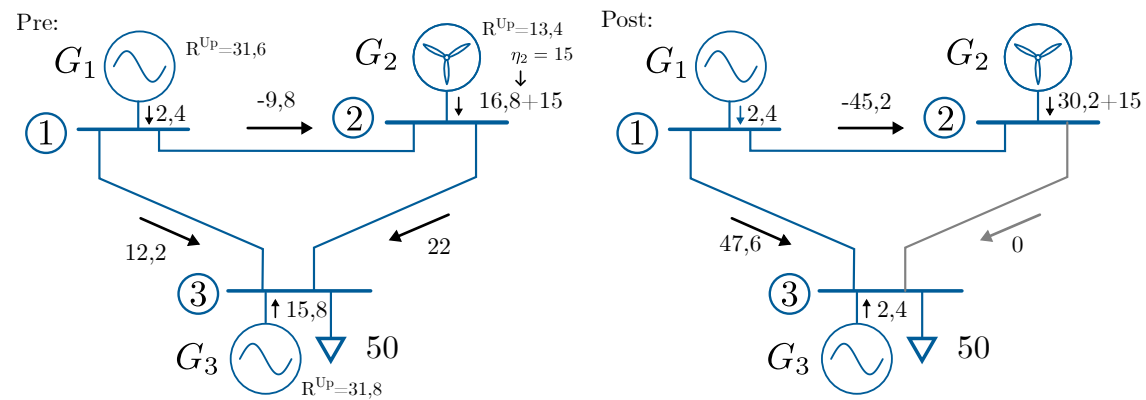


Figura 4.10: Caso de estudio 3: solución del sistema ante la contingencia de la línea 2-3.

Este resultado confirma que un aumento en la congestión de la línea 2-3 incrementa la reserva de subida del generador renovable. El comportamiento es similar al caso base, es decir, la línea 2-3 limita la generación de la unidad 2 en estado pre-contingencia, aumentando su margen disponible para proveer reserva de subida.

Además, la mayor congestión obliga a aumentar el despacho de pre-contingencia de la unidad 3 y la reserva de bajada, donde esta última resulta necesaria ante la salida de la línea 2-3 que libera la congestión y reconfigura la red.

Caso de estudio 4: En este caso se traslada la demanda a la barra 1. Las Tablas 4.21 y 4.22 presentan los resultados, y la Figura 4.11 presenta la contingencia para la salida del generador 1.

Tabla 4.21: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 4.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		391,78
Costo pre-contingencia		52,76
Costo de reserva (total)		36,32
Costo de reserva Up		33,68
Costo de reserva Dn		2,64
Costo post-contingencia		302,7
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	0	0
2	2,4	17,6
3	47,6	0

Tabla 4.22: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 4.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)				
		gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores						
1	0	0	0	0	0	0
2	32,6	0	35	15	32,6	32,6
3	2,4	50	0	20	2,4	2,4
Flujos en las líneas						
1-2	-32,53	-16,67	-33,33	0	-50	-47,6
1-3	-17,47	-33,33	-16,67	-50	0	-2,4
2-3	15,07	-16,67	16,67	30	-2,4	0

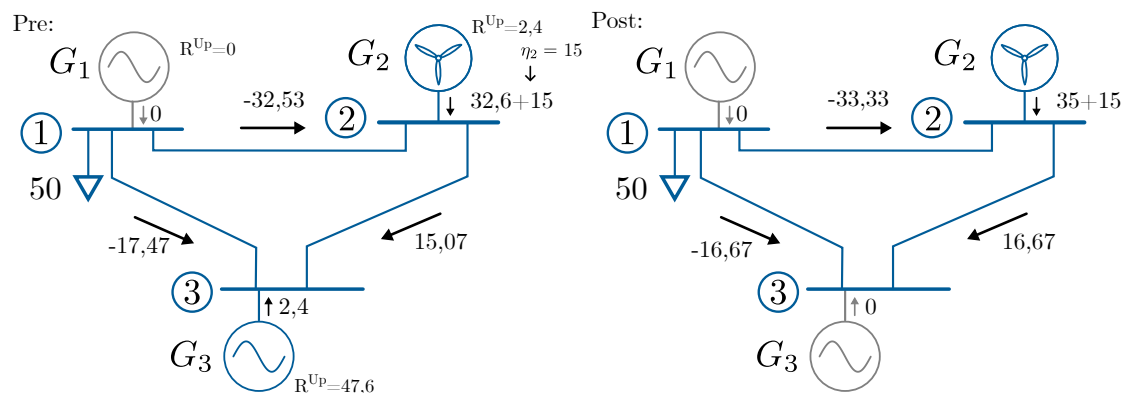


Figura 4.11: Caso de estudio 4: solución del sistema ante la contingencia del generador 1.

En este caso, al trasladar la demanda a la barra 1, la mayor parte de la potencia del generador 2 se inyecta a través de la línea 1-2, cuya capacidad es superior a la de la línea 2-3. Como consecuencia, la congestión observada en la línea 2-3 en el caso base deja de ser una restricción limitante para la unidad 2.

Como resultado, la situación es similar al caso base sin congestión. El generador 1 se deja fuera de servicio, mientras que el generador 3 opera en su mínimo técnico aportando reserva de subida para cubrir la contingencia asociada a la salida del generador renovable. De manera análoga, el generador renovable dispone de reserva para compensar la salida del generador 3.

Caso de estudio 5: En este caso, se modifica el costo de reserva a $0,6 \cdot a_1$ y $1,5 \cdot a_3$ para las unidades térmicas 1 y 3, respectivamente. La Tabla 4.23 y la Tabla 4.24 muestran los resultados.

Tabla 4.23: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 5.

Costo		Valor(\$/h)
Costo total del sistema		1.697,5
Costo pre-contingencia		783,74
Costo de reserva (total)		390,17
Costo de reserva Up		387,15
Costo de reserva Dn		3,02
Costo post-contingencia		523,58
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	7,6	0
2	30,2	0
3	7,4	30,2

Tabla 4.24: Despacho de generadores y flujos de las líneas para el caso de estudio 5.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	2,4	0	10	10	2,4	2,4	2,4
2	0	30	0	25	15	12,6	30,2
3	32,6	5	40	0	17,6	20	2,4
Flujos en las líneas							
1-2	-4,2	-15	3,33	-10	0	2,4	-45,2
1-3	6,6	15	6,67	20	2,4	0	47,6
2-3	10,8	30	3,33	30	30	30	0

En este escenario, el aumento de los costos de reserva de las unidades térmicas a un

valor comparable con los costos de combustible modifica la asignación de reservas. Dado que proveer reserva mediante las unidades térmicas se vuelve menos óptimo, el modelo asigna un mayor valor de reserva de subida al generador 2.

Como consecuencia, la componente despachable del generador 2 se reduce hasta cero en la condición de pre-contingencia, manteniéndose únicamente su componente estocástica de 15 MW.

Sin embargo, esto implica un incremento importante en el costo de operación. Para compensar la reducción de generación renovable despachable, las unidades térmicas deben incrementar su generación en condición pre y post-contingencia, provocando aumentos 255,17 % y 7,63 % en los costos, respectivamente.

Estos resultados muestran que un valor elevado de los costos de reserva puede llevar al modelo a operar el generador renovable principalmente como proveedor de reserva, utilizando parte de la energía renovable disponible con el fin de reducir el costo total asociado a las reservas.

2) Análisis considerando la incertidumbre (estocástico)

En este escenario se consideran múltiples escenarios (10 escenarios). La Tabla 4.25 y la Tabla 4.26 presentan los resultados, y la Figura 4.12 muestra la contingencia para la salida del generador 1.

Tabla 4.25: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso estocástico, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		743,56
Costo pre-contingencia		214,99
Costo de reserva (total)		40,99
Costo de reserva Up		38,44
Costo de reserva Dn		2,55
Costo post-contingencia		487,58
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	7,6	0
2	1,2	16,2
3	43,8	1,2

Tabla 4.26: Despacho de generadores y flujos en las líneas para el caso estocástico, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW.

Elemento	Pre-contingencia (MW)	Contingencias (MW)					
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	línea 1-2	línea 1-3	línea 2-3
Despacho de generadores							
1	2,4	0	2,4	10	2,4	2,4	2,4
2	29,42	30,62	0	25,62	15,62	13,22	30,62
3	3,8	5	47,6	0	17,6	20	2,6
Flujos en las líneas							
1-2	-13,8	-15	0,8	-10	0	2,4	-45
1-3	16,2	15	1,6	20	2,4	0	47,4
2-3	30	30	0,8	30	30	30	0

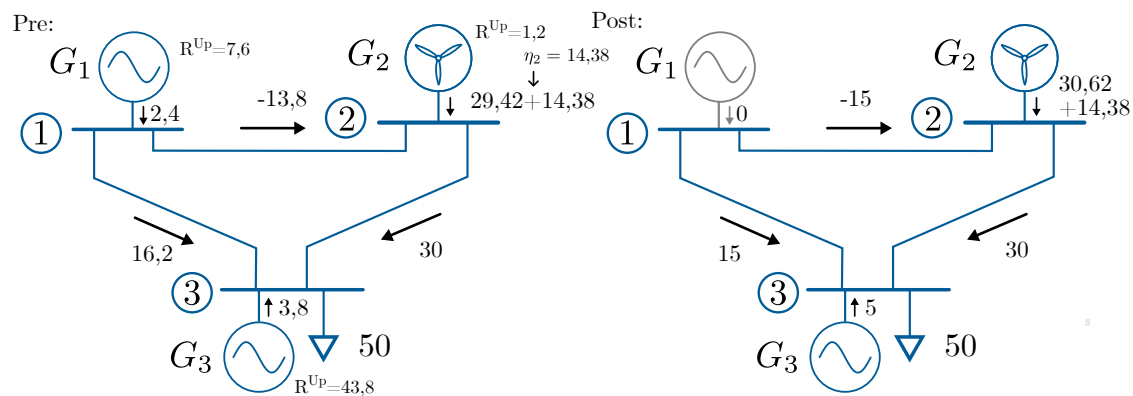


Figura 4.12: Caso estocástico: solución del sistema ante la contingencia del generador 1.

Los resultados muestran la aparición de vertimiento no utilizable asociado al modelo estocástico de dos etapas. Debido a que la reserva de subida se define en la primera etapa y debe ser válida para todos los escenarios de incertidumbre, su valor queda determinado por los escenarios más restrictivos. En particular, los escenarios con errores negativos de pronóstico limitan la reserva que puede asignarse al generador renovable.

Como consecuencia, ante escenarios favorables del recurso renovable (errores positivos), parte de la generación disponible no puede ser utilizada en su totalidad como reserva, produciéndose un vertimiento adicional. Este efecto es visible en la Figura 4.13, donde el vertimiento aumenta a medida que crece el error positivo.

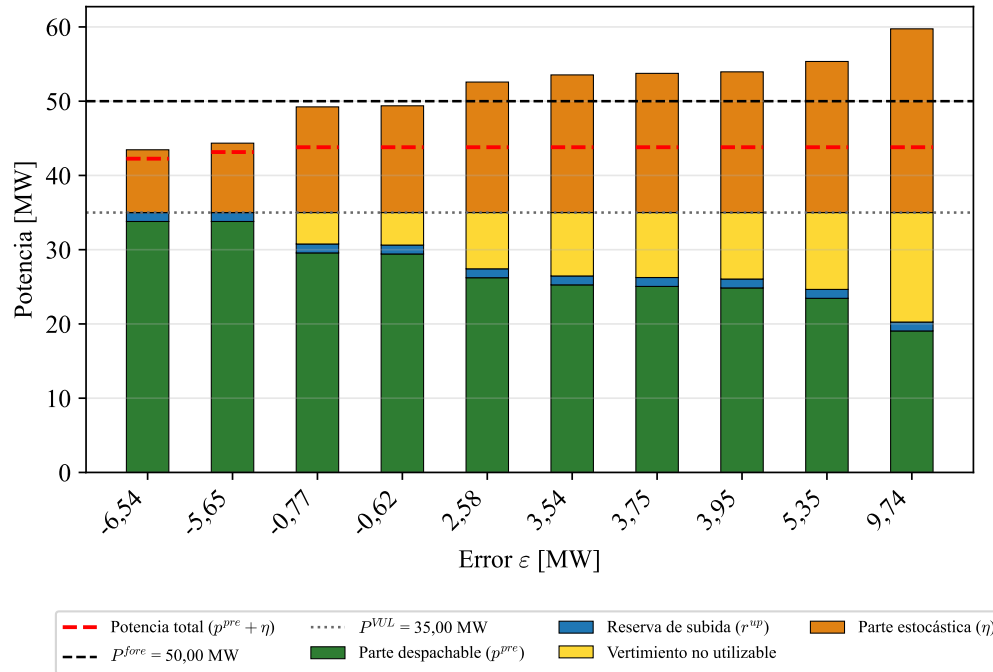


Figura 4.13: Caso estocástico: distribución de potencias y reserva del generador 2 (pre-contingencia).

Los diagramas de cajas y bigotes de la Figura 4.14 y la Figura 4.15 muestran que la incertidumbre tiene un impacto reducido sobre el despacho de las unidades térmicas y sobre los flujos en las líneas. La mayor variabilidad se concentra en la generación renovable, mientras que las demás unidades ajustan su generación para compensar las desviaciones del recurso eólico. Asimismo, la línea 2-3 permanece operando muy cerca de su límite en la mayoría de los escenarios.

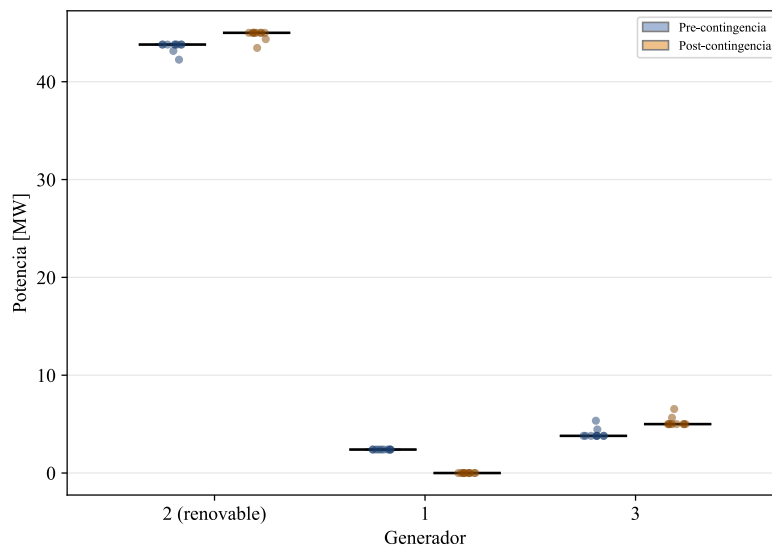


Figura 4.14: Caso estocástico: despachos pre/post (contingencia del generador 1).

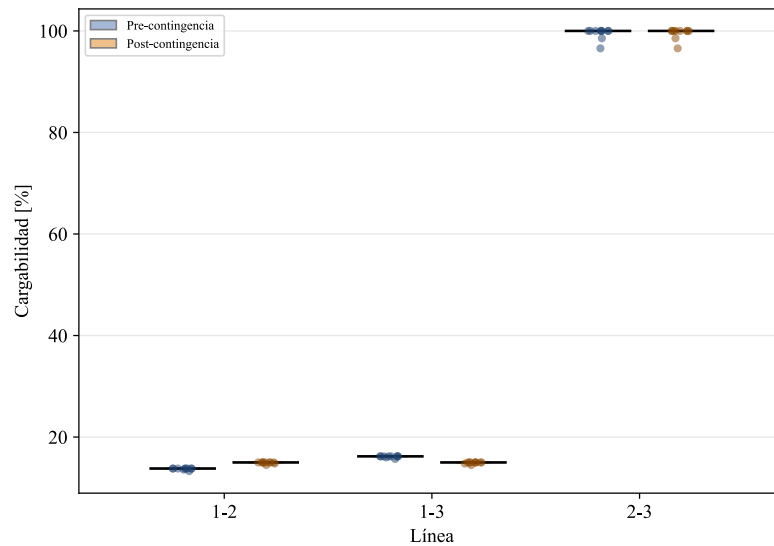


Figura 4.15: Caso estocástico: cargabilidad de las líneas pre/post (contingencia del generador 1).

Las Tablas 4.27 y 4.28 muestran los resultados para las siguientes modificaciones al caso anterior:

Caso de estudio 1: $a_1 = 10,3$ \$/MWh.

Tabla 4.27: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 1, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW. $a_1 = 10,3$ \$/MWh.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		437,57
Costo pre-contingencia		118,58
Costo de reserva (total)		58,03
Costo de reserva Up		55,11
Costo de reserva Dn		2,92
Costo post-contingencia		260,96
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	42,4	2,8
2	2,6	14,8
3	17,6	0

Caso de estudio 2: $a_1 = 10,3$ \$/MWh, aumento de demanda a 60 MW.

Tabla 4.28: Resumen de costos y reservas de generadores para el caso de estudio 2, incertidumbre $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta_2 = 14,38$ MW. $a_1 = 10,3$ \$/MWh, aumento de demanda a 60 MW.

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		802,87
Costo pre-contingencia		324,58
Costo de reserva (total)		50,89
Costo de reserva Up		44,47
Costo de reserva Dn		6,42
Costo post-contingencia		427,4
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	23,26	22,8
2	12,6	4,8
3	27,6	0

Al reducir el costo de generación de la unidad 1, los resultados presentan un comportamiento similar al obtenido en el caso de estudio 2. Sin embargo, la presencia de múltiples escenarios de incertidumbre limita la capacidad del generador renovable para incrementar la reserva de subida, ya que esta debe mantenerse válido para todos los escenarios considerados. Como resultado, la asignación de reserva de la unidad 2 aumenta sólo levemente respecto al caso estocástico.

Tabla comparativa optimización conjunta de costos pre-contingencia y post-contingencia versus optimización de solo costos pre-contingencia

De los casos anteriormente analizados, la Tabla 4.29 presenta una comparación de los casos anteriores en cuanto a costos y valores de reserva. También, esta tabla presenta los resultados del enfoque que proponen Arroyo y Galiana [10] donde solo se optimiza costos pre-contingencia, es decir, se quitan los costos de combustible en el estado post-contingencia (B.4) de la función objetivo (B.1). La razón por la que en el *paper* se descartaron los costos post se debe a que la probabilidad de que ocurra una contingencia es muy baja y los participantes del mercado ya se benefician de su disposición a realizar las acciones correctivas en post-contingencia mediante la remuneración de costos pre-contingencia [10].

Es importante mencionar que los resultados expuestos corresponden a la formulación clásica. La formulación con SF presenta exactamente los mismos resultados, sin diferencias significativas.

La Tabla 4.29 permite identificar los siguientes efectos:

- En la mayoría de los casos, la optimización conjunta de pre y post-contingencia logra un menor costo de operación que la optimización basada únicamente en los costos pre-contingencia. La principal diferencia proviene de una reducción del costo post-contingencia, producto de una asignación de reservas más eficiente.
- Los únicos casos en que ambas formulaciones entregan resultados idénticos

corresponde a los casos de estudio sin congestión y traslado de la demanda a la barra 1. En ambos casos, la unidad 1 esta fuera de servicio, y la reserva de subida se asignada entre las unidades 2 y 3 para cubrir mutuamente sus respectivas contingencias. Debido a que la solución ya resulta óptima desde el punto de vista de la operación post-contingencia, sobretudo en la contingencia de salida de la unidad 3, incorporar los costos del estado post-contingencia en la función objetivo no modifica el resultado.

- La presencia de los costos post-contingencia incentiva una asignación de reserva que reduce los costos post-contingencia. Como consecuencia, el generador renovable puede recibir una mayor asignación de reserva de subida, especialmente en escenarios donde existe congestión que limitan el despacho pre-contingencia, como lo son los casos de aumento de demanda y reducción del costo de la unidad 1.

Tabla 4.29: Tabla comparativa optimización costos pre+post versus optimización costos pre.

Caso de estudio	Opt.	$Cto^{tot\dagger}$	Cto^{pre}	$Cto^{post\dagger}$	Cto^{res}	Cto^{RUp}	Cto^{RDn}	R^{Up}	R^{Dn}
Con congestión	pre+post	737,12	210,62	485,46	41,04	38,47	2,57	1,4	16,2
	pre	933,39	210,62	687,4	35,37	32,94	2,43	0	16,2
Sin congestión	pre+post	319,1	52,76	232,66	33,68	33,68	0	2,4	0
	pre	319,1	52,76	232,66	33,68	33,68	0	2,4	0
1. Demanda 70 MW	pre+post	1.902,51	608,62	1.222,83	71,06	66,87	4,19	6,2	23,8
	pre	2.236,23	608,62	1.565,1	62,51	58,94	3,57	0	23,8
2. $a_1 = 10,3$	pre+post	433,51	116,32	259,13	58,06	55,14	2,92	2,8	14,8
	pre	566,38	116,32	416,3	33,76	31,12	2,64	0	17,6
3. $a_1 = 10,3$ y demanda 70 MW	pre+post	1.158,02	528,32	583,38	46,32	35,26	11,06	27,6	2,4
	pre	1.311,62	528,32	742,38	40,92	32,26	8,66	7,6	7,4
4. Traslado de la demanda a la barra 1	pre+post	391,78	52,76	302,7	36,32	33,68	2,64	2,4	17,6
	pre	391,78	52,76	302,7	36,32	33,68	2,64	2,4	17,6
5. Aumento cto. reserva $0,6a_1$ y $1,5a_3$	pre+post	1.697,5	783,74	523,58	390,17	387,15	3,02	30,2	0
	pre	1.984,9	783,74	814,79	386,37	386,37	0	25	0
Estocástico (10 escenarios)	pre+post	743,56	214,99	487,58	40,99	38,44	2,55	1,2	16,2
	pre	921,75	211,31	675,07	35,37	32,94	2,43	0	16,2

Adicionalmente, la Tabla F.1, la Tabla F.2 y la Tabla F.3 del Apéndice F presentan resultados complementarios para el caso sin congestión, considerando aumento de demanda

[†]Estos costos no corresponden a los entregados por el optimizador, sino que se recalcularon después para excluir las soluciones triviales ante el apagado de alguna unidad. Asimismo, en el caso de optimización de costos del estado pre-contingencias, los costos del estado post-contingencia permite disponer de una forma de comparación con la optimización conjunta de los costos de los estados pre-contingencia y post-contingencia.

a 70MW, reducción de costo de combustible de las unidades térmicas y un aumento de sus costos de reservas, respectivamente.

Los resultados muestran que, al eliminar la congestión de la línea 2-3, desaparece el principal mecanismo que favorecía la asignación de reserva de subida al generador renovable. En consecuencia, las variaciones de demanda y costos producen cambios significativamente menores en la reserva asignada a esta unidad en comparación con los escenarios donde existen restricciones de transmisión. Esto sugiere que, aunque la congestión no es una condición necesaria para la existencia de reserva de subida en el generador renovable, sí constituye un factor relevante para incrementar el aporte de reserva de subida del generador renovable.

4.4.3. Análisis de los casos de estudio

Los resultados obtenidos en los sistemas de prueba permiten identificar los principales factores que afectan la asignación de reservas a las unidades renovables.

1) Sistema de dos barras

- La asignación de reserva de subida al generador renovable puede explicarse únicamente mediante criterios económicos, sin que sea necesaria la presencia de congestión en la red.
- La relación entre los costos de combustible y los costos de reserva determina la distribución óptima entre despacho y reserva. Tanto una reducción en el costo de generación térmica como un aumento en su costo de reserva favorecen la asignación de reserva al generador renovable.
- El modelo puede reducir el de despacho pre-contingencia de la unidad renovable para aumentar el margen disponible para la reserva de subida. En consecuencia, la presencia de reserva de subida en una unidad renovable no implica necesariamente una mayor utilización de la energía renovable disponible.

2) Sistema de tres barras

- La asignación de reserva al generador renovable depende de la interacción entre la restricciones de transmisión y los costos de las unidades térmicas.
- La congestión en la línea 2-3 favorece la asignación de reserva de subida al generador renovable, ya que limita su despacho de pre-contingencia y aumenta el margen disponible para incrementar su generación en condiciones de post-contingencia.
- La congestión no constituye una condición necesaria para la asignación de reserva de subida al generador renovable. Sin embargo, los resultados muestran que su presencia es uno de los factores más relevantes para incrementar el valor de reserva asignado, ya que limita el despacho de pre-contingencia de la unidad renovable y aumenta el margen disponible para modificar su generación en estado post-contingencia. Adicionalmente, los casos sin congestión muestran que las variaciones de demanda y costos tienen una influencia más limitada sobre este comportamiento.

- La ubicación de la demanda influye directamente en los flujos de potencia y, por consiguiente, en la asignación de reservas. Al trasladar la demanda a la barra 1 los resultados son similares al escenario sin congestión.
- El aumento de la demanda puede incrementar la reserva asignada al generador renovable cuando existen restricciones de transmisión que limitan su despacho en pre-contingencia.
- La reducción de los costos de generación de las unidades térmicas puede aumentar la reserva asignada al generador renovable cuando dicha estrategia reduce los costos esperados de operación del estado de post-contingencia.
- Cuando los costos de reserva de las unidades térmicas alcanzan valores comparables a los costos de combustible, el modelo prioriza la utilización del generador renovable como proveedor de reserva.
- En el caso de múltiples escenarios, la reserva de subida queda limitada por los escenarios más restrictivos. Como consecuencia, puede aparecer vertimiento no utilizable debido a la necesidad de mantener una única asignación de reserva válida para todos los escenarios considerados.

De la comparación entre la optimización conjunta de los costos de los estados pre-contingencia y post-contingencia versus la optimización solo del estado de pre-contingencia, se obtiene los siguientes análisis.

- La principal diferencia entre ambas formulaciones radica en la valorización explícita de las acciones correctivas posteriores a una contingencia.
- En la mayoría de los casos analizados, la optimización conjunta de costos pre y post-contingencia reduce el costo total esperado del sistema respecto de la optimización basada únicamente en costos pre-contingencia.
- La consideración explícita de la operación post-contingencia incentiva una mayor utilización de la energía disponible en el generador renovable, aumentando la reserva de subida asignada a esta unidad.
- Los beneficios de la optimización conjunta son más evidentes en escenarios donde existe congestión o restricciones operativas. En casos sin congestión, ambas formulaciones tienden a converger hacia soluciones equivalentes.
- En términos generales, considerar la operación post-contingencia dentro de la función objetivo no sólo reduce el costo esperado de operación, sino que también favorece una utilización más eficiente de la reserva proporcionada por las fuentes renovables.

Las conclusiones obtenidas a partir de los sistemas de prueba servirán como base para analizar el comportamiento del modelo de optimización para la asignación de reservas en el SM de Punta Arenas, presentado en el Capítulo 5.

Capítulo 5

Aplicación del modelo de optimización al SM de Punta Arenas

Este capítulo aborda la etapa de implementación y la evaluación de los resultados obtenidos al aplicar las metodologías propuestas sobre el SM de Punta Arenas. En primer lugar, se detallan las modificaciones realizadas al modelo dinámico en PF. Estas modificaciones son necesarias para habilitar la participación del parque eólico Vientos Patagónicos en el CPF e incorporar un AGC en el sistema, integrando dicho parque dentro de su esquema de control.

El capítulo continúa con el proceso de implementación del modelo de optimización desarrollado en el Capítulo 4. Esta etapa toma como base el análisis del estado actual del SM de PA y los escenarios críticos identificados en el Capítulo 2. Finalmente, presenta y discute los resultados obtenidos tanto del modelo de optimización como de la ejecución de las simulaciones dinámicas. Dicho análisis permite evaluar si la asignación óptima de reservas y la contribución del parque eólico logran efectivamente mitigar la activación del EDAC ante contingencias severas.

5.1. Escenarios de operación y contingencias

Para la aplicación del modelo de optimización, se consideraron escenarios de operación mostrados en la Tabla 3.5. Adicionalmente, se incluye el parque eólico Vientos Patagónicos en todos los casos de estudio.

El parque eólico Cabo Negro no se considera en los escenarios de estudio. Esto se debe a su baja potencia y a su antigüedad. Estas características imposibilitan su participación en el CPF. Además, el modelo dinámico de este parque se encuentra encriptado por el fabricante.

Por otro lado, las unidades más antiguas, como las pertenecientes a la CPA, tampoco se incluyeron en el análisis. Esta decisión permite establecer condiciones de operación más exigentes para los generadores que participan en el CF.

Respecto a la demanda, la Tabla A.7 y la Tabla A.6 del Apéndice C presentan los detalles de los alimentadores y la distribución de la carga en el sistema, respectivamente.

Por lo tanto, los alimentadores de mayor carga en todos los escenarios son el

alimentador 02 de la barra “Celdas G.E. 13,2 kV” y los alimentadores 04 y 11 de la barra “Barra principal de 13,2 kV”. En esta última, se consideran dos alimentadores debido a que en esta barra existe un interruptor abierto que divide la barra en dos.

Por lo tanto, para las contingencias se considera la salida de cada una de las unidades en cada caso de operación y la salida de los alimentadores 02, 04 y 11.

5.2. Modificación del SM de Punta Arenas modelado en DlgSILENT PowerFactory

Esta sección detalla las modificaciones realizadas al modelo de PF del SM de Punta Arenas. Para esto, la metodología se divide en dos partes. La primera parte describe el procedimiento para habilitar la participación del PE Viento Patagónicos en el CPF. La segunda parte muestra los pasos para incorporar un AGC en el sistema y la integración del PE en dicho esquema de control.

La inclusión de este control secundario es necesario para validar los resultados del modelo de optimización. El algoritmo envía los despachos pre-contingencia y los factores de participación para el SM de Punta Arenas. A partir de estos datos, el software ejecuta las simulaciones dinámicas para evaluar la respuesta del sistema frente a las contingencias.

5.2.1. Inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el CPF

Para incluir la participación del parque eólico Vientos Patagónicos en el CPF es necesario habilitar su control de planta y modificar su característica potencia-frecuencia. El Apéndice E muestra los detalles de este procedimiento para los generadores eólicos denominados WTG1, WTG2 y WTG3.

Este parque eólico consta de tres aerogeneradores idénticos. Por este motivo, se asignó un mismo valor de estatismo del 2 % como valor inicial con una banda muerta de ± 200 mHz. Otro requisito para la participación del PE en el CF es la tasa de toma de carga, donde en el control de planta se encuentra un valor de 5 % por minuto. Respecto a la respuesta del control ante sobrefrecuencia, por defecto el controlador ya tenía configurado una tasa de reducción de potencia de 55 %/Hz. Esta configuración se mantuvo al modificar el valor de estatismo.

La Figura 5.1 y la Figura 5.2 muestran el resultado de simular una contingencia de generación. La frecuencia se midió en la barra principal de 13.2 kV. Dicho evento consiste en la salida de la Unidad N°7 Solar Titan. El gráfico muestra el caso 2 donde el PE no participa en el CPF y aquel en el cual los generadores eólicos sí están habilitados para CPF.

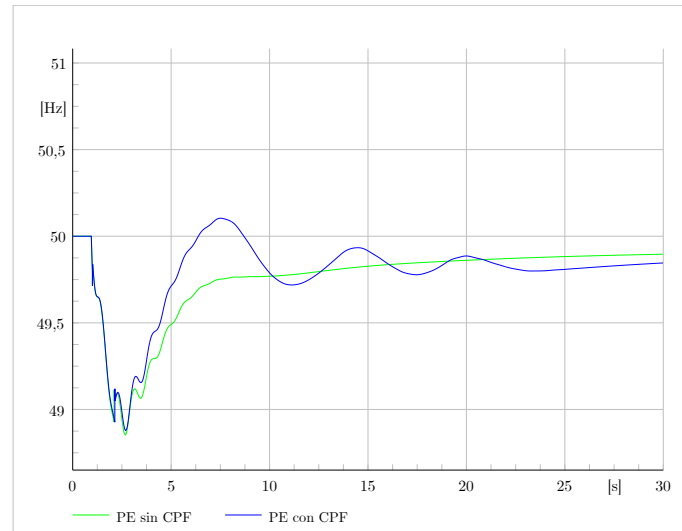


Figura 5.1: Frecuencia del sistema, PE con CPF habilitado.

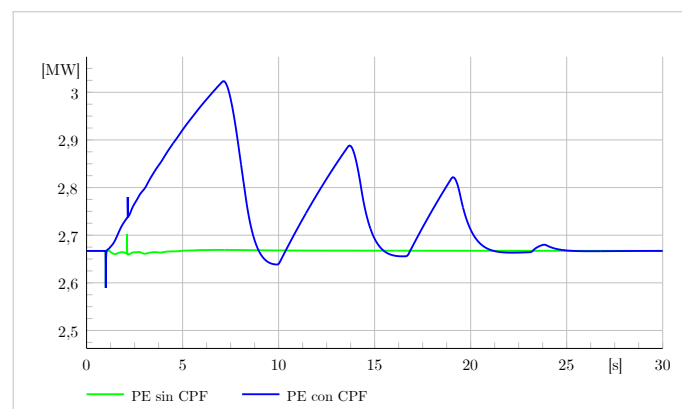


Figura 5.2: Potencia del generador WTG1 con CPF.

La Figura 5.2, el PE con CPF responde ante las variaciones de frecuencia durante la perturbación. Luego, una vez estabilizado el valor de frecuencia en estado estacionario, el parque presenta un aporte de potencia ligeramente superior al valor de pre-contingencia. Este incremento se debe al error en estado estacionario propio del CPF.

Por otro lado, la respuesta no presenta retardo y el controlador responde de forma inmediata subiendo potencia cuando ocurre la salida de la unidad 7. Por lo tanto, los parámetros del PE cumplen con lo establecido en 2.2.

Optimización y reajuste de los controladores

La Figura 5.1 muestra la lenta respuesta dinámica del CPF, ya que no logra un *nadir* sobre los 49 Hz. Para solucionar esto se recurrió a un modelo de optimización para los parámetros de los controladores de las unidades térmicas y el parque eólico. Los detalles se exponen en la Sección D del Apéndice C.

Las Figuras 5.3 y 5.4 muestran la comparación entre la respuesta original y la

optimizada.

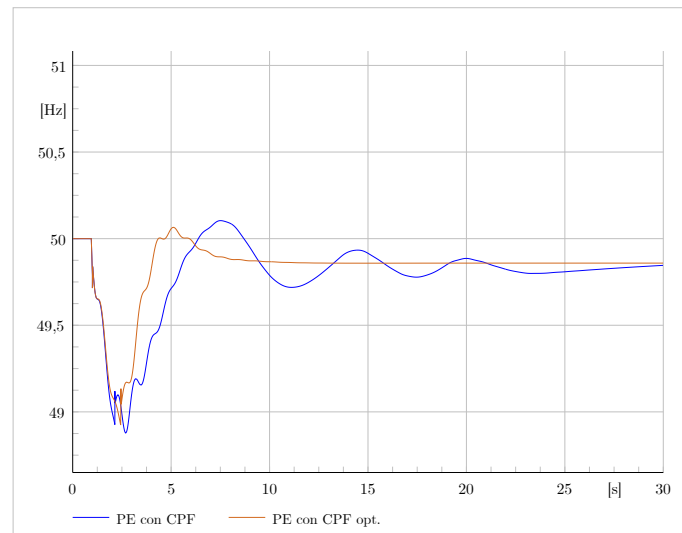


Figura 5.3: Frecuencia del sistema, WTGs con CPF optimizado.

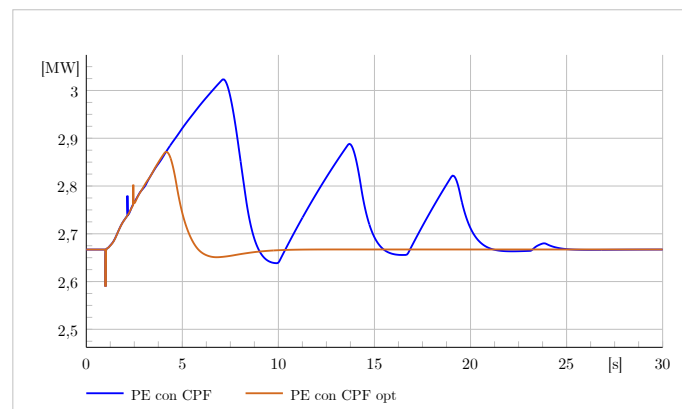


Figura 5.4: Potencia del generador WTG1 con CPF optimizado.

5.2.2. Incorporación del AGC en el modelo

Para incluir un AGC se modificó el modelo dinámico de las unidades con capacidad para participar en el control secundario de frecuencia. Estas unidades corresponden a la unidad N° 4 Solar Mars, unidad N° 7 Solar Titan, unidad N° 9 Solar Titan, y los generadores del parque eólico Vientos Patagónicos (WTG 1, WTG 2 y WTG 3). Por su parte, la unidad N° 8 GE10 también se incluyó en el CF. Aunque su modelo dinámico no se encuentra habilitado en todos los casos de la base de datos de PowerFactory, su participación fue considerada en aquellos escenarios en que la unidad se encuentra en servicio.

El Apéndice E muestra los detalles de la implementación del AGC en el modelo de PF. Además, la Figura 5.5 presenta el diagrama de bloques del AGC implementado.

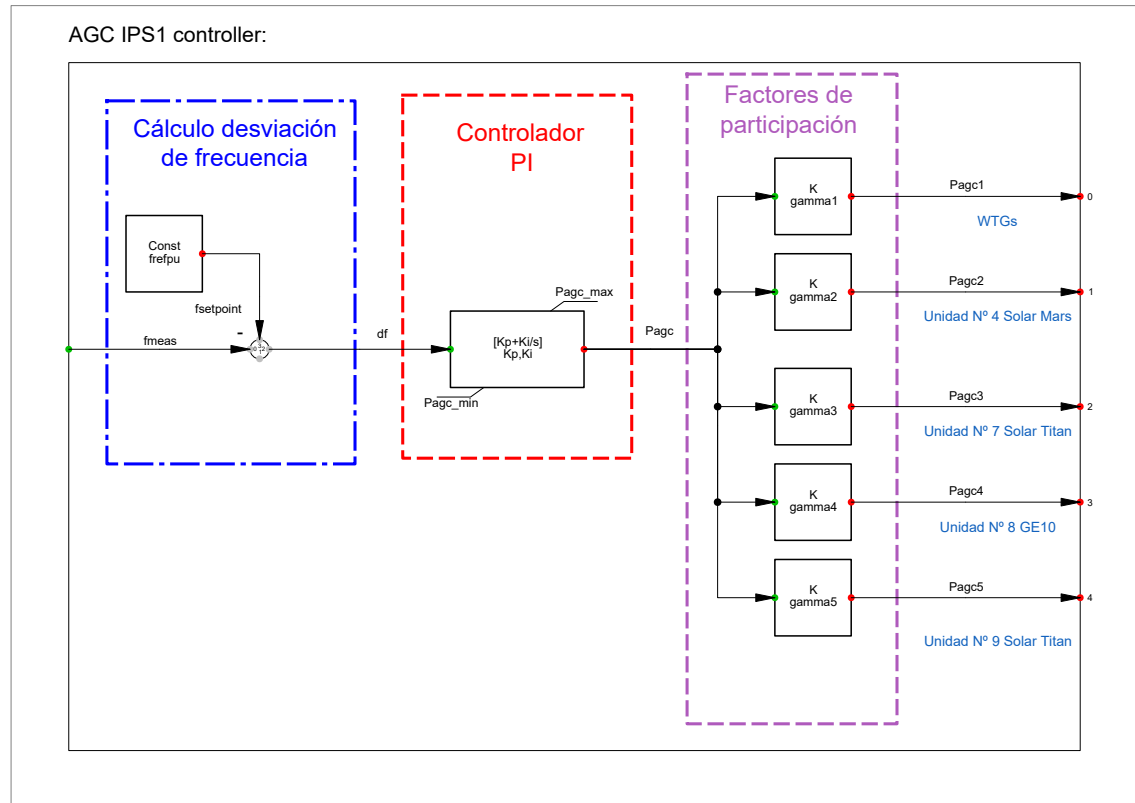


Figura 5.5: Diagrama de bloques del AGC.

Para evaluar el desempeño del AGC, se realiza la misma simulación dinámica descrita en la sección anterior. La Figura 5.6, la Figura 5.7 y la Figura 5.8 muestran los resultados obtenidos.

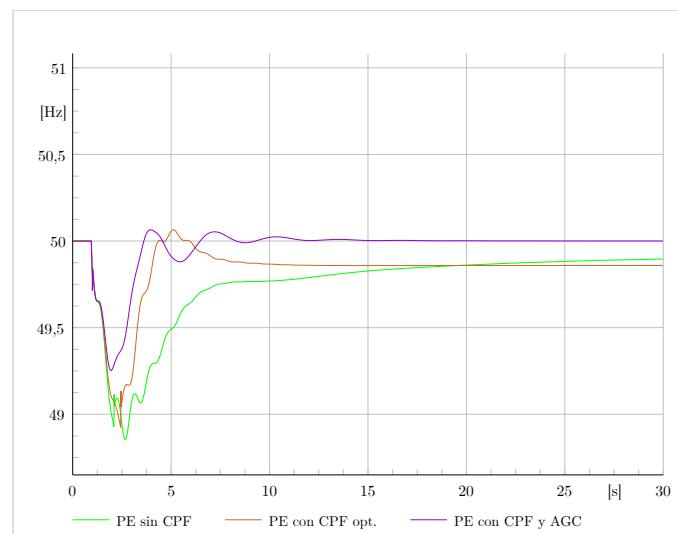


Figura 5.6: Frecuencia del sistema, PE con CPF habilitado y AGC.

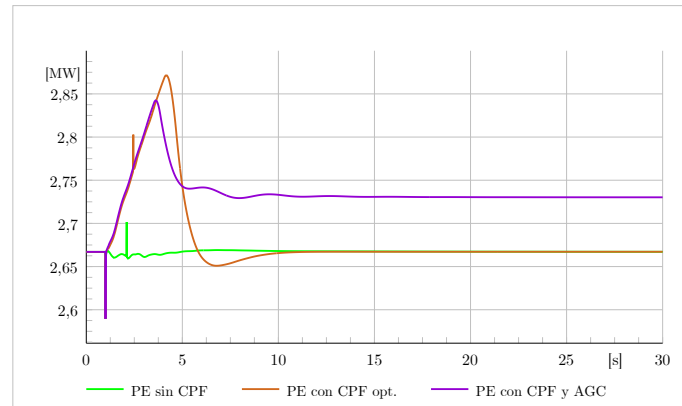


Figura 5.7: Potencia del generador WTG1 con CPF y AGC.

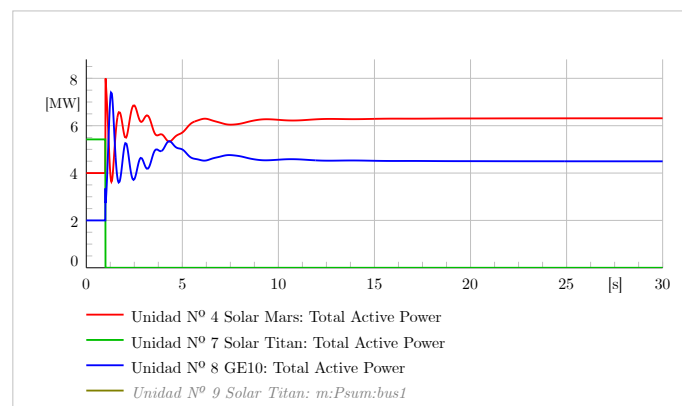


Figura 5.8: Potencia de los generadores sincrónicos.

La Figura 5.8 permite observar el comportamiento de la Unidad N°4. Este generador participa tanto en el CPF como en el CSF. Una vez terminada la etapa del control primario, su potencia resulta ser mayor que el valor pre-contingencia. En cambio, la unidad N°8 solo participa en el CPF. Por lo cual, su aporte de potencia se limita a esta etapa inicial. Luego, la unidad retorna a su valor de pre-contingencia una vez que la frecuencia recupera su valor nominal. Además, la implementación del AGC en el sistema evita la activación del EDAC ante dicha contingencia.

Es importante notar que esto último no se cumple si se considera la acción conjunta del AGC y el CPF con sus parámetros originales. La Figura 5.9 muestra una comparativa con los parámetros del CPF originales y los parámetros del CPF optimizados.

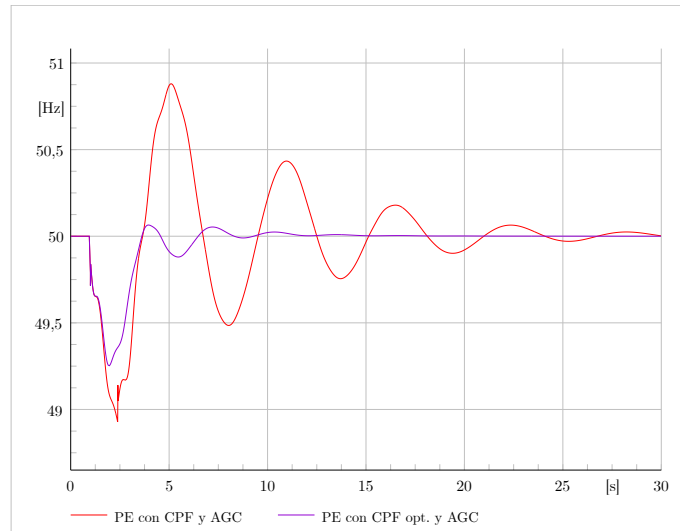


Figura 5.9: Frecuencia del sistema, WTG1 con CPF y AGC.

5.3. Aplicación de modelo de optimización para la determinación de reservas para el CSF

Los datos de entrada al sistema corresponden a la información disponible en el modelo de PF. Estos datos se extrajeron de dicho software mediante código en Python.

Por su parte, en [4] se establece el costo de la energía no suministrada que corresponde al costo de falla de corta duración cuyo valor es 10,04 (USD/kWh).

Finalmente, la Figura 5.10 muestra el diagrama de flujo del código en Python para el modelo de optimización. En este diagrama se indica además su interacción con los software Gurobi y PF.

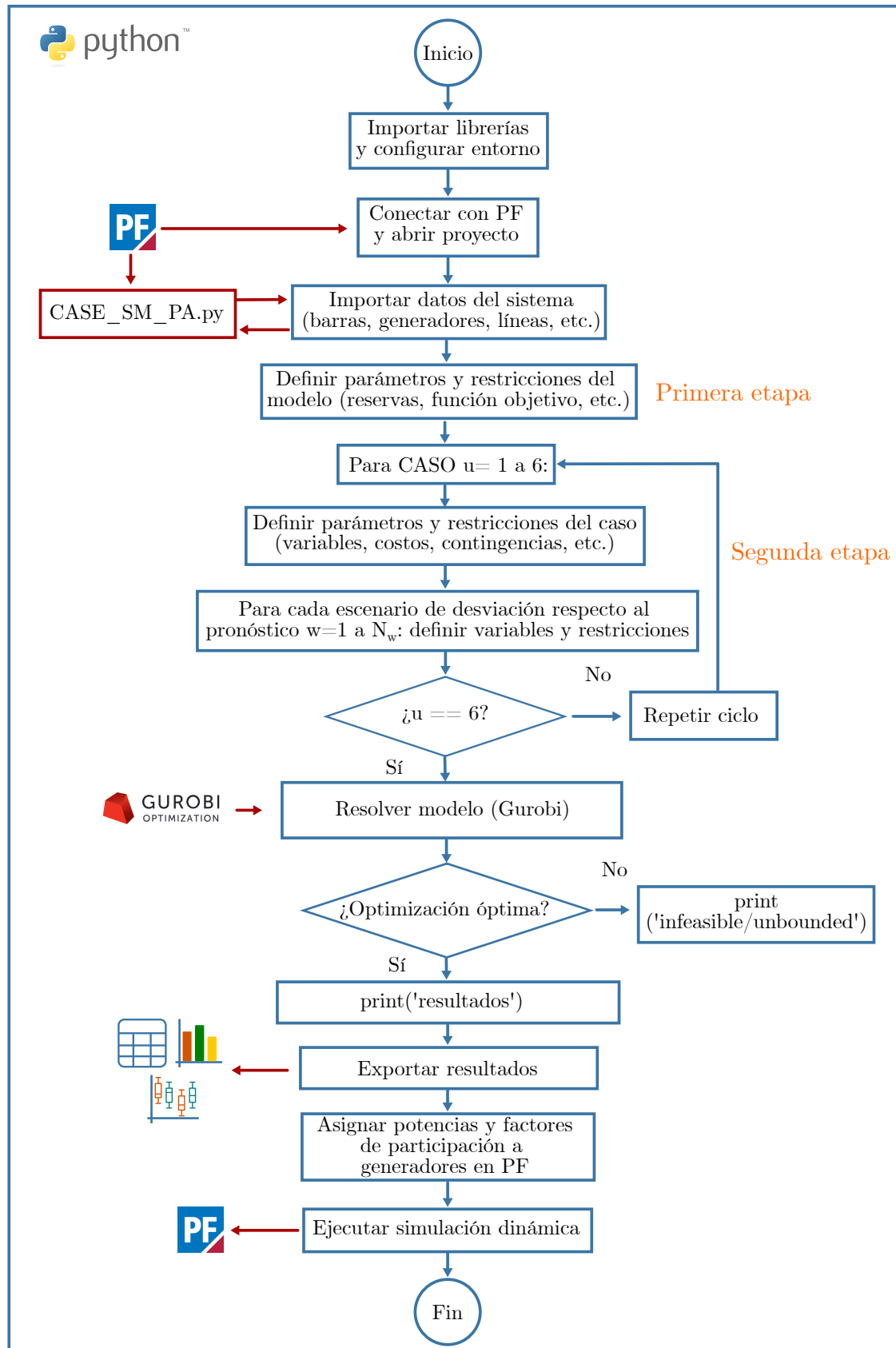


Figura 5.10: Diagrama de flujo (elaboración propia).

Es importante señalar que los caso 2 y 3 presentados en la Tabla 3.5 son iguales, por lo cual se descarta el caso 3.

La Tabla 5.1 resume los costos de reserva de subida y bajada considerados en el modelo de optimización. Respecto a estos costos, se asignaron de manera que sean comparables entre sí, bajo el supuesto de priorizar el uso del recurso renovable por ser más económico. Además, para el modelo de las pérdidas linealizadas se utilizaron seis tramos $L = 6$.

Tabla 5.1: Costos generadores.

Generador	C_g^{Up} (\$/MWh)	C_g^{Dn} (\$/MWh)
TG	70 % a_g	70 % a_g
PE	10 % a_g	10 % a_g

5.4. Resultados y análisis de resultados

Esta sección presenta los resultados de las diferentes condiciones simuladas. Para el pronóstico del parque eólico, se consideraron los escenarios de punta con 3,4 MW y media con 2 MW. Los resultados de los casos de estudio presentados en esta sección se detallan en el Apéndice F.

5.4.1. Análisis determinista

Escenario de punta: En este caso los parámetros del modelo son: $\varepsilon = 0$, $P^{fore} = 3,4$ MW, $\alpha = 0,1$, $\sigma = 0,34$ MW, $P^{VUL} = 2,38$ MW y $\eta_2 = 1,02$ MW. La Tabla 5.2 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.11 muestra la distribución de potencia del parque eólico en los diferentes casos.

Tabla 5.2: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.908,44
Costo pre-contingencia (esperado)		426,69
Costo de reserva		133,65
Costo de reserva Up		101,71
Costo de reserva Dn		31,94
Costo post-contingencia (esperado)		1.348,1
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	21,44	19,68
Unidad N° 7 Solar Titan	53,14	0
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	12,81	0
WTG1	21,04	47,94
WTG2	40,46	28,53
WTG3	38,97	30,01
Reserva total PE	33,49	35,49

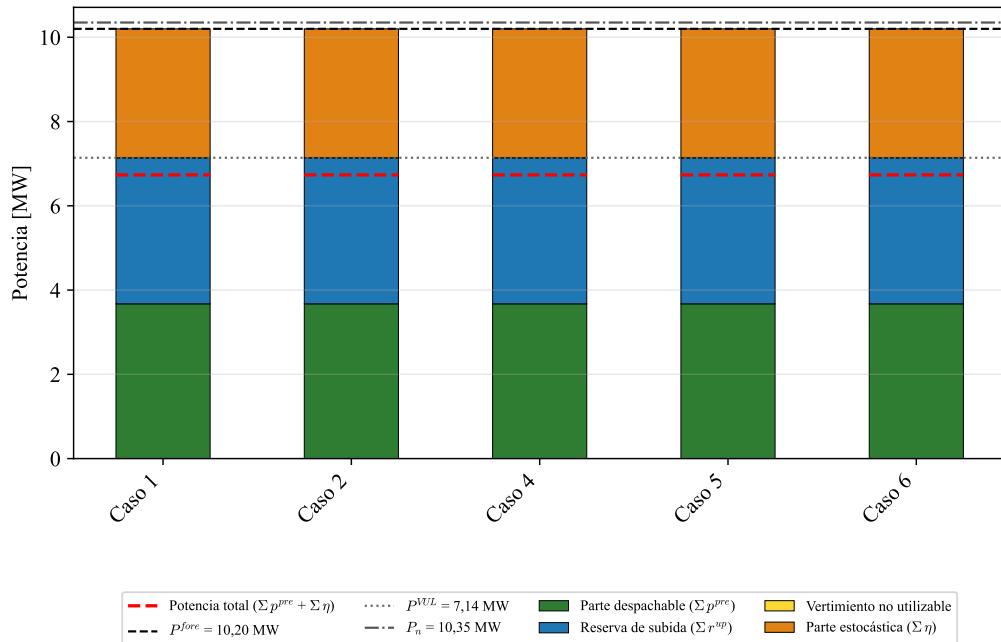


Figura 5.11: Distribución de potencia PE, escenario de punta.

En este escenario, el PE opera en estado de vertimiento, proveyendo reserva de subida. Este comportamiento responde a la necesidad de reserva de subida adicional para contingencias debido a que las unidades térmicas alcanzan su máxima capacidad en los casos 4 y 5 (Tablas F.8 y F.10). Esta condición limita su margen para proveer reserva de subida.

Es importante destacar que en la Tabla F.4 del caso 1 incluido en el Apéndice F, las contingencias de salida de la U7 y U9 provocan la activación de la ENS, desconectando 2,15 MW, por lo que no se logró abastecer la totalidad de la demanda en el estado post-contingencia. Esto ocurre debido al reducido número de unidades disponibles en dicho escenario que limita la capacidad de generación. Como consecuencia, las unidades restantes alcanzan su potencia máxima y no logran compensar completamente la pérdida de potencia provocada por la contingencia.

En este caso, la variable binaria de encendido afecta al caso 2 y 6, que corresponden a escenarios de baja demanda. Bajo estas condiciones, no se enciende la unidad 8, tal como muestran las Tablas F.4 y F.12 incluidos en el Apéndice F. La razón de este comportamiento se debe a que la parte estocástica tiene un valor elevado, y también que la unidad 8 es la de mayor costo comparada con las demás unidades térmicas, lo que reduce el requerimiento de generación térmica. Como consecuencia, ante la condición de demanda mínima que sucede ante la salida del alimentador 02, resulta más económico operar con un menor número de unidades despachadas cerca de su mínimo técnico.

Escenario de media: En este caso los parámetros del modelo son: $\varepsilon = 0$, $P^{fore} = 2$ MW, $\alpha = 0,1$, $\sigma = 0,2$ MW, $P^{VUL} = 1,4$ MW y $\eta_2 = 0,6$ MW. La Tabla 5.3 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.12 muestra la distribución de potencia del parque eólico.

Tabla 5.3: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		4.410,77
Costo pre-contingencia (esperado)		461,15
Costo de reserva		149,1
Costo de reserva Up		111,35
Costo de reserva Dn		37,75
Costo post-contingencia (esperado)		3.800,51
Pronóstico p^{fore}		2 MW
Límite VUL p^{VUL}		1,4 MW

Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	6,92	25,49
Unidad N° 7 Solar Titan	53,8	0
Unidad N° 8 GE10	30,15	0
Unidad N° 9 Solar Titan	0	0,14
WTG1	10	30,58
WTG2	17,92	22,66
WTG3	10	30,58
Reserva total PE	12,64	27,94

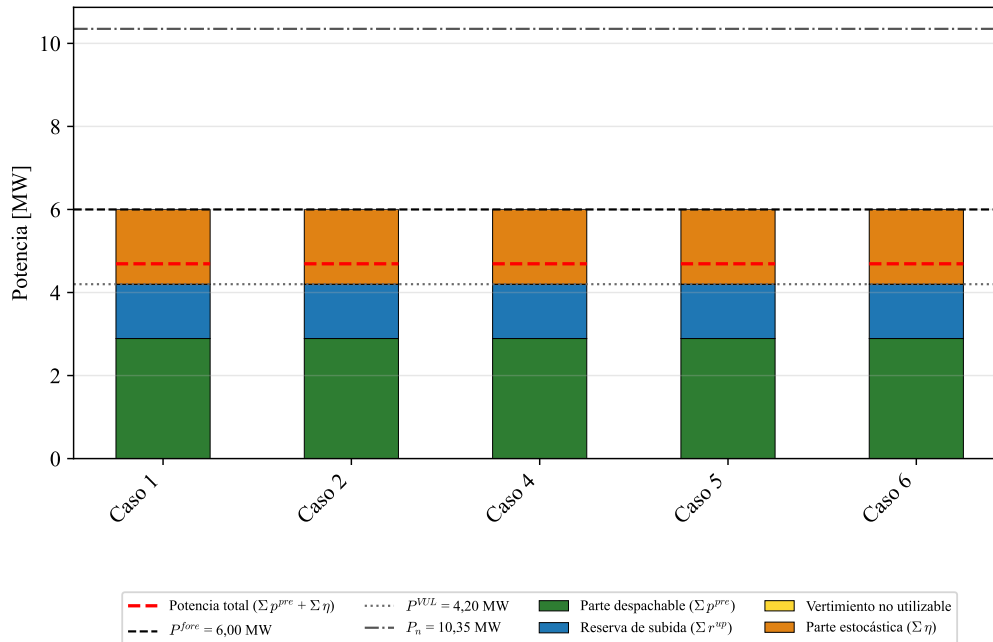


Figura 5.12: Distribución de potencia PE, escenario de media.

Si se compara con el escenario de punta, en este caso el modelo asigna una menor cantidad de reserva de subida al PE al reducir la disponibilidad, lo que representa una reducción del 10,85 %. Este resultado indica que una reducción en el nivel de generación renovable pronosticada disminuye el aporte del PE. En particular, la unidad 8 aporta reserva y todas las unidades térmicas permanecen encendidas. Por lo tanto, una reducción en la disponibilidad del recurso renovable aumenta los requerimientos operativos de las unidades térmicas. Como consecuencia, la unidad 9 opera a su capacidad máxima sin proveer reserva de subida (despachos en las Tablas F.14, F.16, F.18, F.20 y F.23 incluidos en el Apéndice F). Por su parte, la unidad 8 provee reserva de subida al ser la unidad de mayores costos.

Respecto a la Tabla F.23 del Apéndice F que presenta los despachos del caso 6, a diferencia del escenario de punta, el optimizador decide mantener todas las unidades en servicio. Este comportamiento se explica porque la reducción del pronóstico eólico también disminuye la componente estocástica. Esto implica un requerimiento extra de generación por parte de las unidades térmicas, manteniendo encendida la unidad 8 en su mínimo técnico a diferencia del escenario de punta donde se mantenía apagada.

A continuación se aplican algunas de las condiciones analizadas en los sistemas de prueba del Capítulo 4.

Este estudio realizó pruebas preliminares aumentando la demanda, con el objetivo de generar congestión en algunas líneas del sistema. Sin embargo, debido a las limitaciones de capacidad de generación existentes, la activación de ENS ocurre antes de que las líneas alcancen la congestión. Por esta razón, dichos escenarios no fueron considerados dentro de los casos de estudio presentados.

Aumento de la capacidad del PE a 12MW: en este caso se consideró un pronóstico de $P^{fore} = 3,8$ MW. La Tabla 5.4 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.13 muestra la distribución de potencia del parque eólico. Solo es posible aumentar la capacidad de cada aerogenerador hasta 4 MW debido al límite de los transformadores (Tabla 3.2).

Tabla 5.4: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.467,75
Costo pre-contingencia (esperado)		421,36
Costo de reserva		127,75
Costo de reserva Up		92,25
Costo de reserva Dn		35,5
Costo post-contingencia (esperado)		918,64
Pronóstico p^{fore}		3,8 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,66 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	11,92	23,11
Unidad N° 7 Solar Titan	24,5	0
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	41,45	0
WTG1	51,59	25,51
WTG2	50,96	26,14
WTG3	32,64	44,46
Reserva total PE	45,06	32,04

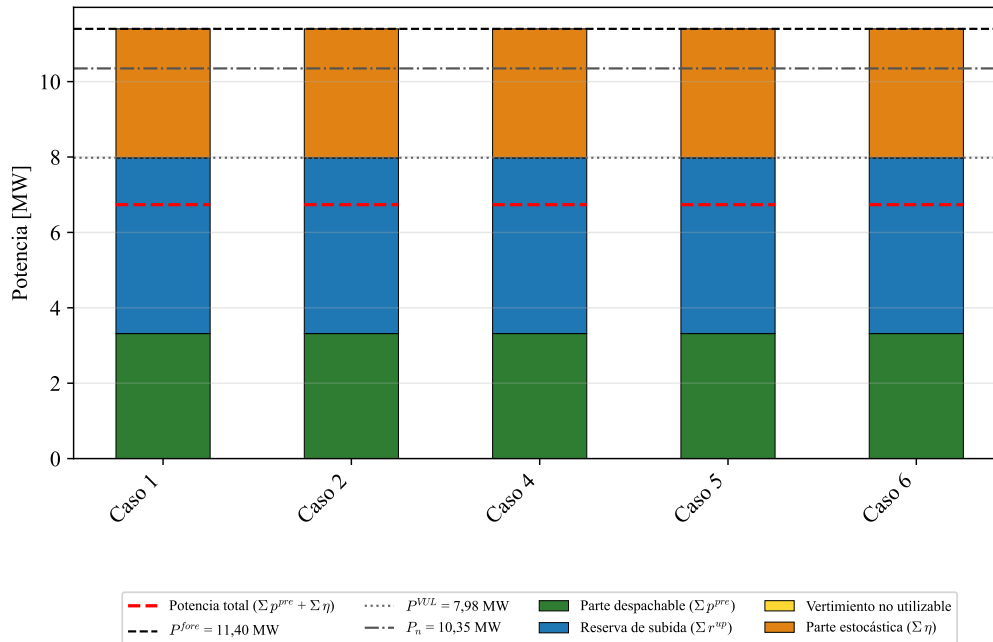


Figura 5.13: Distribución de potencia PE, aumento capacidad.

En este escenario, el aumento de capacidad del PE genera condiciones similares al escenario de punta donde en el caso 6 (baja demanda), mostrado en la Tabla F.32 del Apéndice F, las unidades térmicas operan cerca de su mínimo técnico mientras el PE cubre la demanda restante. Como consecuencia, parte de la capacidad disponible del parque queda sin utilizar, permitiendo la asignación de reserva de subida ante la salida de unidades térmicas. Este comportamiento ocurre principalmente en las contingencias asociadas a la salida de las unidades 4 y 7. Comparado con el escenario de punta, la reserva de subida asignada al PE experimenta un incremento de 11,57 %. Asimismo, en el caso de la reserva de las unidades térmicas, se tiene una mayor asignación de reserva a las unidades de menor costo, reduciendo los requerimientos para la unidad 4 y 7, y un incremento en la asignación para la unidad 9, lo que se traduce en una reducción en los costos de reserva de 5,9 \$/h.

Reducción de costos de combustible a $0,65 \cdot a_g$: La Tabla 5.5 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.14 muestra la distribución de potencia del parque eólico.

Tabla 5.5: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.622,37
Costo pre-contingencia (esperado)		277,35
Costo de reserva		133,65
Costo de reserva Up		101,7
Costo de reserva Dn		31,95
Costo post-contingencia (esperado)		1.211,37
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	21,44	19,68
Unidad N° 7 Solar Titan	30,85	0
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	35,1	0
WTG1	40,46	28,53
WTG2	19,52	49,47
WTG3	40,46	28,53
Reserva total PE	33,48	35,51

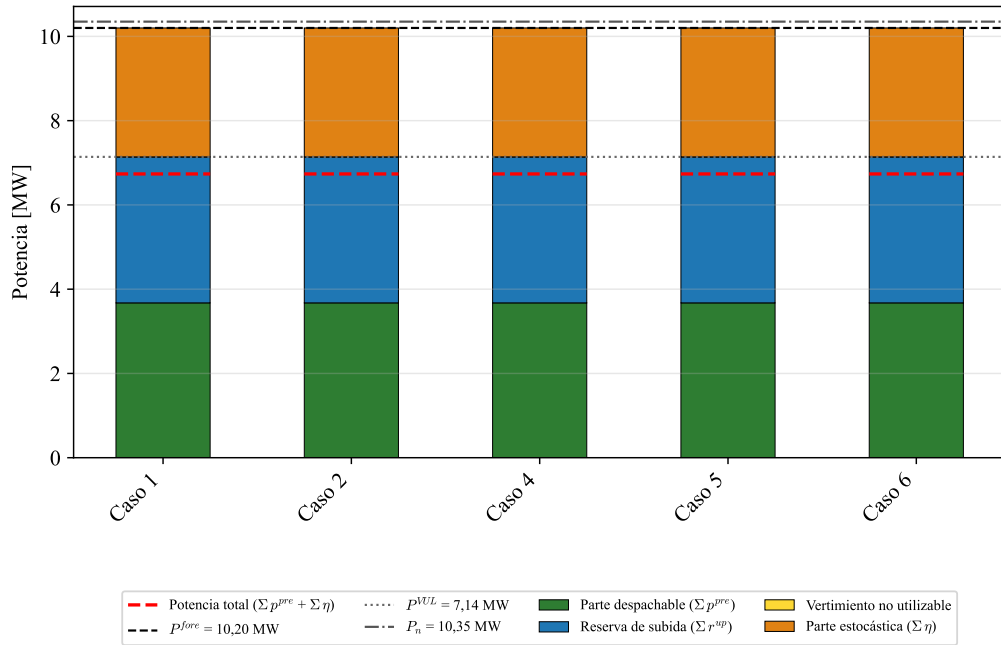


Figura 5.14: Distribución de potencia PE, reducción costos de combustible

Este escenario presenta un comportamiento distinto al obtenido en el sistema de prueba 1 del Capítulo 4. La Figura 5.14 muestra que, en comparación con el escenario de punta, el PE presenta la misma distribución de potencia que en el caso del valor esperado. Por lo cual, la reducción de los costos de combustible de las unidades térmicas no tiene efecto, esto debido a que en la asignación de reservas queda dominada por el efecto de los límites físicos de las unidades térmicas. Al operar las unidades térmicas en sus respectivos límites de capacidad (cerca del máximo), no existen incentivos para redistribuir la reserva, provocando que las limitaciones de capacidad predominen por sobre las variaciones de los costos.

La reducción de los costos de combustible a $0,65 \cdot a_g$ produce variaciones puntuales en las reservas de subida de las unidades 7 y 9. Sin embargo, este es solo una redistribución interna. Al presentar características técnicas idénticas, poseer los mismos costos y estar conectadas al mismo nodo, la suma de sus potencias asignadas se mantiene constante respecto al escenario de punta, que corresponde a una suma en ambos casos de 9,892 MW.

Para comprobar la sensibilidad respecto a los costos de combustible, se ejecutó una prueba reduciendo el costo de combustible a $0,2 \cdot a_g$ (Tabla F.38 del Apéndice F). Esta acción logró incrementar la reserva de subida del PE a 36,8%, lo que representa un incremento leve de 3,32% respecto al caso base, un cambio menor si se compara con los incrementos obtenidos en los sistemas de prueba del Capítulo 4. Dicho comportamiento demuestra que en el SM de Punta Arenas las restricciones de capacidad predominan por sobre las variaciones de costo en la asignación de reserva.

Aumento de costos de reserva de unidades térmicas a $1 \cdot a_g$: La Tabla 5.6 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.15 muestra la distribución de potencia del parque eólico.

Tabla 5.6: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.959,56
Costo pre-contingencia (esperado)		426,69
Costo de reserva		184,77
Costo de reserva Up		142,3
Costo de reserva Dn		42,47
Costo post-contingencia (esperado)		1.348,1
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW

Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	21,44	19,68
Unidad N° 7 Solar Titan	30,85	0
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	35,1	0
WTG1	38,94	30,04
WTG2	21,04	47,94
WTG3	40,46	28,53
Reserva total PE	33,48	35,5

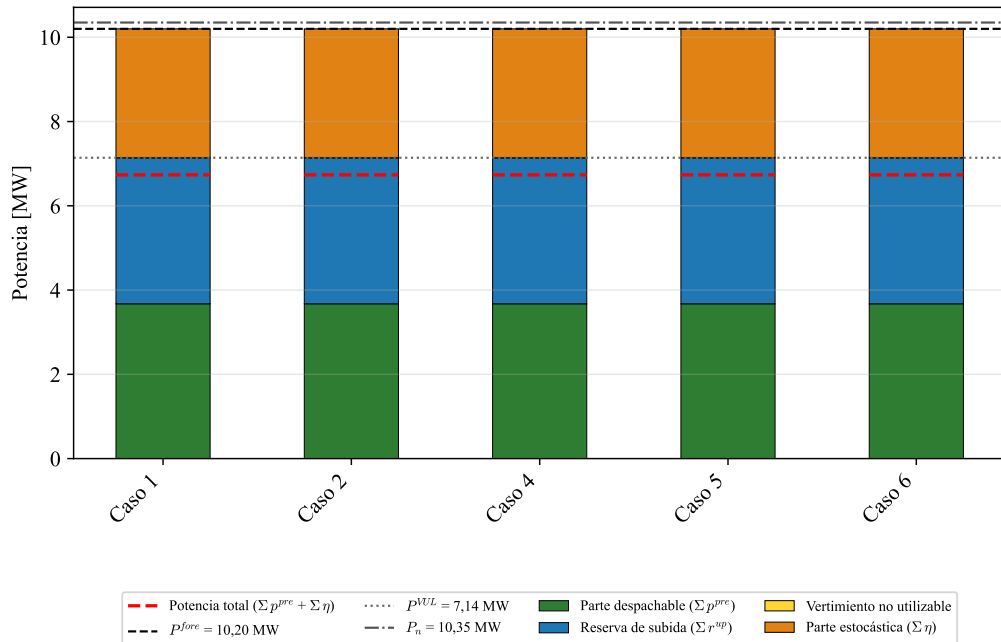


Figura 5.15: Distribución de potencia PE, aumento costos de reserva.

El aumento de los costos de reserva de las unidades térmicas produce un comportamiento muy similar al observado en el caso anterior. La reserva total asignada al parque eólico se mantiene sin cambios, mientras que la distribución de potencia mostrada en la Figura 5.15 no presenta diferencias significativas respecto al caso de reducción de costos de combustible ni al escenario de punta. Asimismo, se realizó una prueba aumentando los costos de reserva de las unidades térmicas a $1,5 \cdot a_g$ (Tabla F.43 del Apéndice F). Esta acción asignó una reserva de subida del PE de 33,63 %, siendo leve al igual que en el caso de reducción de costos de combustible.

5.4.2. Análisis considerando incertidumbre (estocástico)

En este caso se consideran múltiples escenarios de incertidumbre (10 escenarios). La Tabla 5.7 muestra los costos y los valores de reserva. Por otro lado, la Figura 5.16 muestra la distribución de potencia del parque eólico en cada caso.

Tabla 5.7: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,04$ MW, $\eta = 0,98$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		2.203,93
Costo pre-contingencia (esperado)		414,11
Costo de reserva		160,83
Costo de reserva Up		119,02
Costo de reserva Dn		41,81
Costo post-contingencia (esperado)		1.628,98
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	0	0
Unidad N° 7 Solar Titan	63,88	0
Unidad N° 8 GE10	31,55	23,92
Unidad N° 9 Solar Titan	2,15	0
WTG1	27,56	23,67
WTG2	25,65	25,58
WTG3	8,14	43,09
Reserva total PE	20,45	30,78

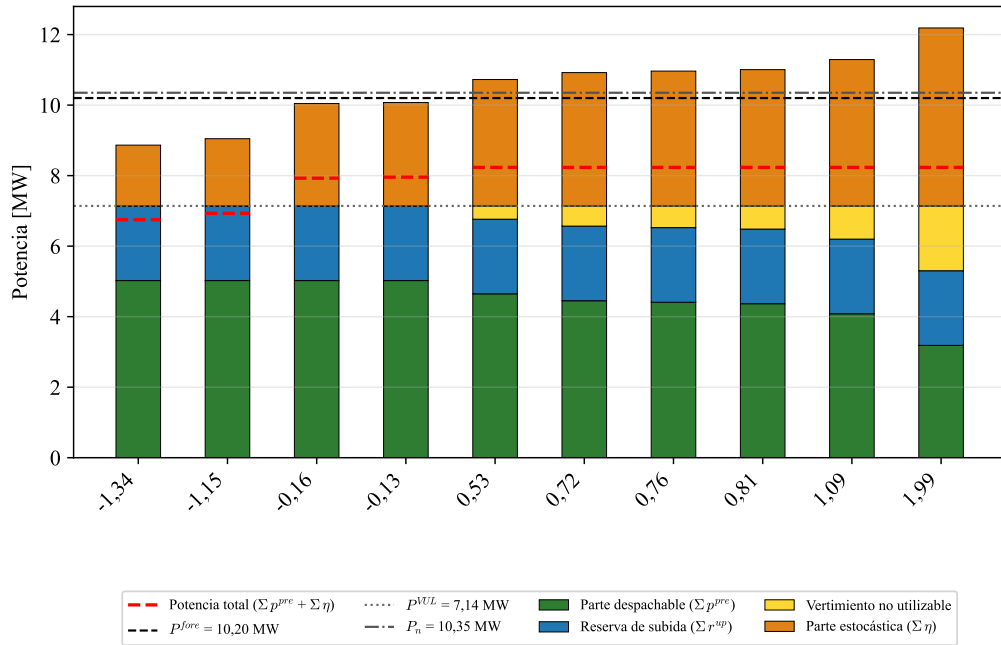


Figura 5.16: Distribución de potencia PE, múltiples escenarios, caso 2.

Comparado con el escenario de punta determinista la reserva de subida asignada al PE es un 13,04 % menor. La Figura 5.16 muestra la existencia de vertimiento no utilizable en todos los casos de operación. Este gráfico es válido para los cinco casos, es decir, el optimizador asignó la misma distribución de potencia del PE para los diferentes casos de operación. Tal como se analizó en el sistema de prueba 1 del Capítulo 4, los escenarios de incertidumbre negativos fijan el valor de reserva, provocando un vertimiento no utilizable para los escenarios de incertidumbre positivos, donde aparece una condición de sobre oferta, produciéndose este vertimiento no utilizable debido a que la potencia disponible supera la potencia despachada y reserva requeridas.

La Figura F.9a y la Figura F.15a incluidos en el Apéndice F muestran que la unidad 4 permanece fuera de servicio en los casos 2 y 6. Este resultado difiere del obtenido para el caso de valor esperado en el escenario de punta, donde la unidad que se desconectaba era la unidad 8 debido a que los casos de incertidumbre positivos poseen un valor de parte estocástica superior comparado con el valor esperado, lo que obliga a tener unidades térmicas de bajo nivel de mínimo técnico en servicio ante condiciones de baja demanda, en particular, la unidad 4 tiene un mínimo de 4 MW y la unidad 8 un mínimo de 2 MW. Lo anterior indica que la incorporación de múltiples escenarios de incertidumbre modifica la combinación óptima de unidades en servicio, alterando la asignación de los despachos y reservas entre las unidades térmicas.

Dado que los casos menos favorables (incertidumbre negativa) fijan los valores de reserva y despachos, los resultados presentan un costo de operación mayor comparado con el valor esperado (escenario de punta).

La Tabla 5.8 presenta el efecto de variar la desviación estándar σ mediante el parámetro α .

Tabla 5.8: Variación de desviación estándar.

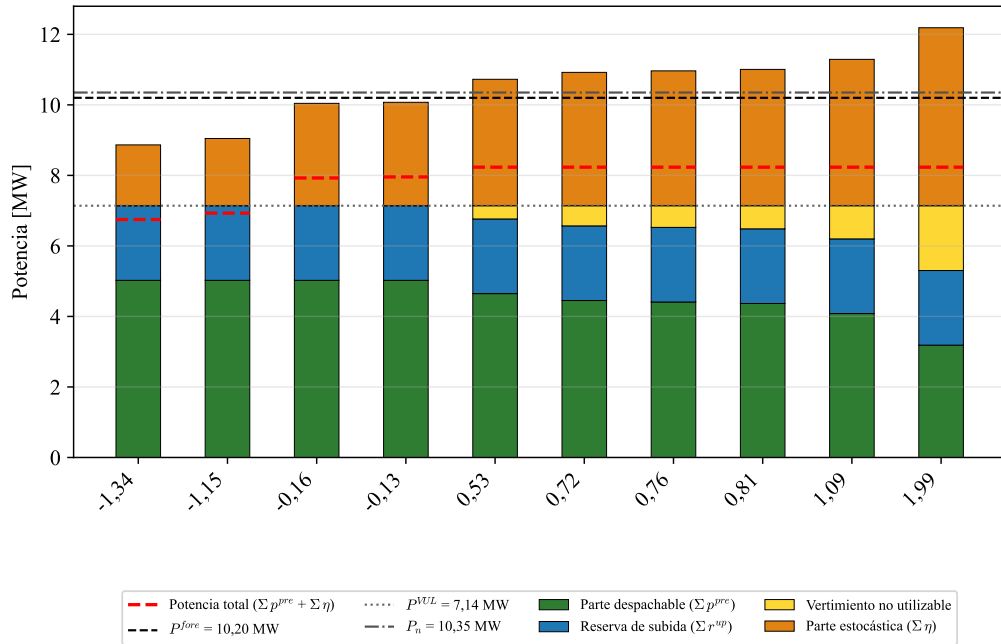
α	σ	ζ	Cto^{tot}	Cto^{pre}	Cto^{post}	Cto^{res}	Cto^{RUp}	Cto^{RDn}	R^{Up}	R^{Dn}
0,1	0,34	1,02	2.203,93	414,11	1.628,98	160,83	119,02	41,81	20,45	30,78
0,05	0,17	0,51	2.035,11	419,16	1.488,76	127,18	107,72	19,46	27,02	48,6
0,01	0,034	0,102	1.923,86	424,37	1.384,39	115,1	102,95	12,15	32,18	55,08
0	0	0	1.905,2	426,69	1.364,81	113,7	101,7	12	33,47	55

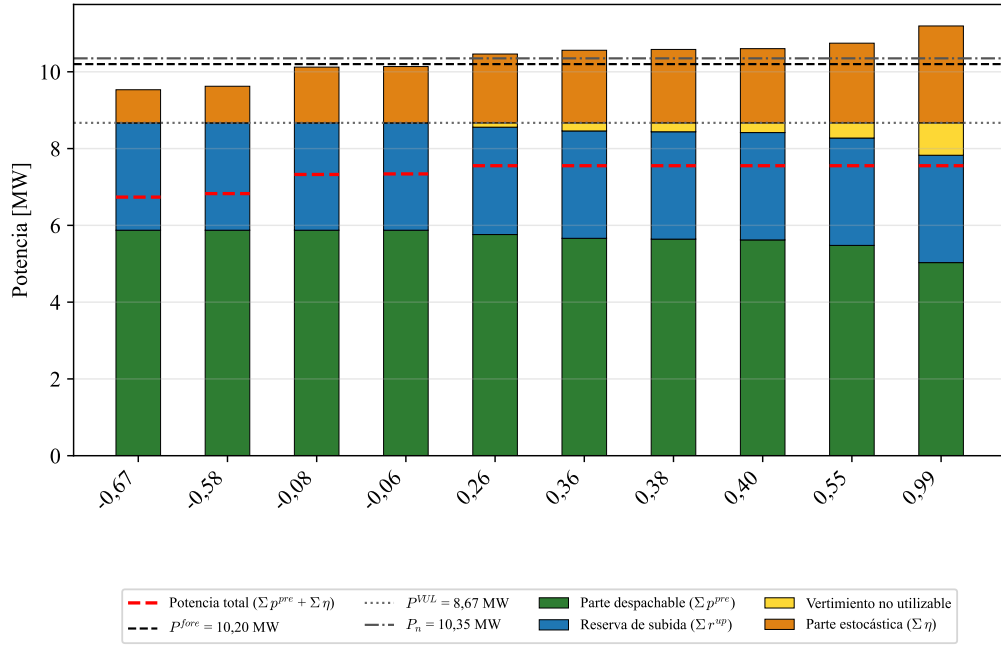
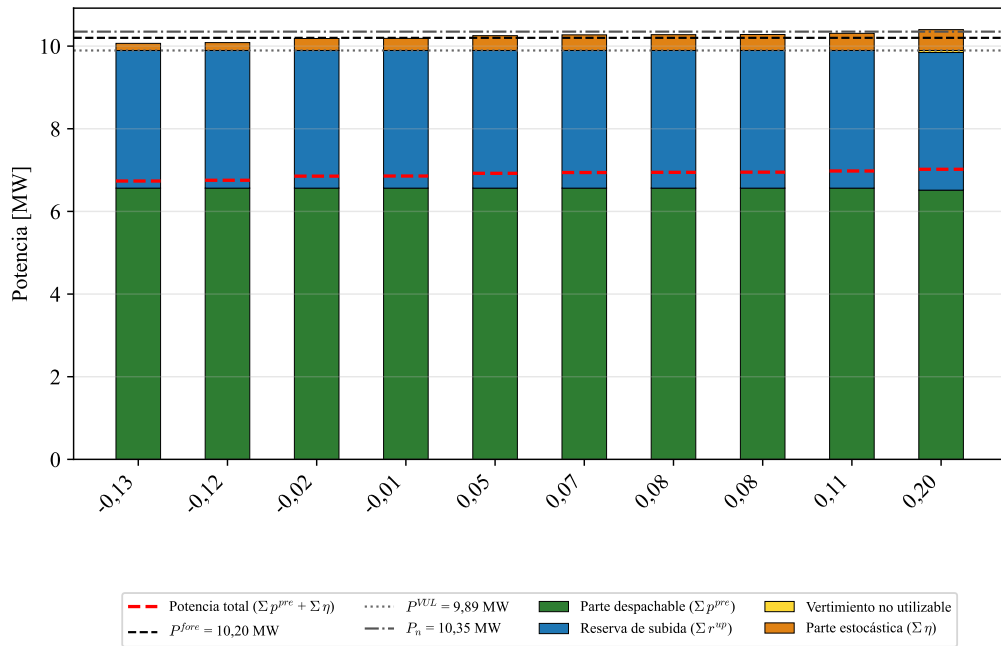
La Tabla 5.8 muestra que la desviación estándar de la generación renovable tiene una influencia directa sobre la asignación de reserva al parque eólico. Para el valor base $\alpha = 0,1$, el modelo asigna una reserva de subida del 20,45 % de la capacidad del parque. Sin embargo, al reducir la desviación estándar a valores inferiores, la reserva de subida asignada se aproxima al valor esperado, no así la distribución de potencia ya que la parte estocástica, al depender del valor de la desviación estándar, disminuye.

Este comportamiento indica que la incertidumbre asociada a la generación renovable constituye un factor determinante para la asignación de reserva al parque eólico. Cuando la variabilidad disminuye, la potencia disponible en los distintos escenarios converge hacia el valor esperado.

Las Figuras F.16 y F.17 incluidas en el Apéndice F muestran que, para valores menores a $\alpha = 0,1$, la unidad 8 es la que no se enciende en los casos 6 pero si se mantiene encendida en el caso 2.

Las Figuras 5.17–5.19 muestran la distribución de potencia del PE para diversos valores de σ .

Figura 5.17: Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,1$.

Figura 5.18: Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,05$.Figura 5.19: Distribución de potencia PE, $\sigma = 0,01$.

Los costos disminuyen a medida que se reduce la desviación estándar y, con ello, el intervalo de incertidumbre. Esto ocurre porque la distribución de potencia entre escenarios tiende a volverse más uniforme.

Las Figuras 5.17–5.19 muestran que, al reducir la desviación estándar, aumenta la potencia disponible en los escenarios con errores negativos y disminuye la dispersión de

los resultados.

También, el vertimiento no utilizable disminuye en los escenarios con errores positivos. A medida que la desviación estándar disminuye, la potencia disponible se aproxima al valor pronosticado y una menor fracción de generación renovable excede la capacidad máxima utilizable del parque, reduciendo el vertimiento no utilizable.

Validación mediante simulaciones en PF

La Tabla 5.9 muestra la comparativa entre los *nadir* obtenidos y su respectiva mejora. Para este análisis, el caso determinista consideró el escenario de punta. Por su parte, la Tabla 5.10 muestra los escalones del EDAC activados en cada simulación, y la Tabla 5.11 indica las contingencias de generación junto con la cantidad de potencia que se desconectó. Asimismo, la Sección F.2.6 del Apéndice F muestra los oscilogramas de la frecuencia y de las potencias de los generadores, además de los despachos pre-contingencia y los factores de participación para el caso determinista, mientras que la Sección F.2.7 del Apéndice F muestra esta misma información para el caso estocástico. Este último consideró el escenario de incertidumbre con $\varepsilon = -0,13$ ($\varepsilon = -0,043$ en cada aerogenerador).

La mejora se calculó como la disminución porcentual de la desviación de frecuencia, mediante la formula (D.8) presente en el Apéndice C. Esta última, corresponde a la diferencia entre el nadir y la frecuencia nominal de 50 Hz.

Tabla 5.9: Comparativa del nadir de frecuencia y mejora porcentual.

Escenario		Caso 1	Caso 2	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Estudio CEN	Nadir (Hz)	48,05	47,78	48,82	48,83	48,18
Determinista	Nadir (Hz)	48,35	48,86	48,86	48,87	48,66
	Mejora	15,38 %	48,65 %	3,39 %	3,42 %	26,37 %
Estocástico	Nadir (Hz)	48,35	48,96	48,86	48,88	48,99
	Mejora	15,38 %	53,15 %	3,39 %	4,27 %	44,51 %

Tabla 5.10: Escalones del EDAC activados y carga desconectada por escenario.

Escenario	Caso 1	Caso 2	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Estudio CEN	1, 2, 3, 4, 5 (51,79 %)	1, 2, 3, 4, 5, 6 (60,85 %)	1 (25,37 %)	1 (25,37 %)	2, 3, 4, 5 (26,42 %)
Determinista	1, 2, 3, 4 (46,15 %)	1 (25,37 %)	1 (25,37 %)	1 (25,37 %)	2 (6,18 %)
Estocástico	1, 2, 3, 4 (46,15 %)	1 (25,37 %)	1 (25,37 %)	1 (25,37 %)	- (0,00 %)

Tabla 5.11: Unidades desconectadas y despacho asociado (MW) por escenario.

Escenario	Caso 1	Caso 2	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Estudio CEN	U7 (13,25)	U7 (12,25)	U7 (14,12)	U7 (14,12)	U7 (5,00)
Determinista	U9 (13,08)	U4 (7,55)	U9 (13,08)	U9 (13,08)	U4 (7,22)
Estocástico	U9 (13,63)	U8 (6,48)	U9 (14,68)	U9 (14,68)	U8 (6,15)

Los resultados muestran que se alcanza una mejora en el *nadir* de hasta 48,65 % para el caso 2 determinista y 53,15 % para el caso 2 estocástico.

En el Caso 1 se evita la activación del escalón 5, y en los casos 2 y 6 (baja demanda) existe una importante reducción de los escalones del EDAC.

En la Figura 5.20 muestra una comparación de los resultados de las simulaciones para el caso 4, y la Figura 5.21 muestra la misma comparación, pero con ajuste en el eje x que permite una mejor visualización de los *nadir*.

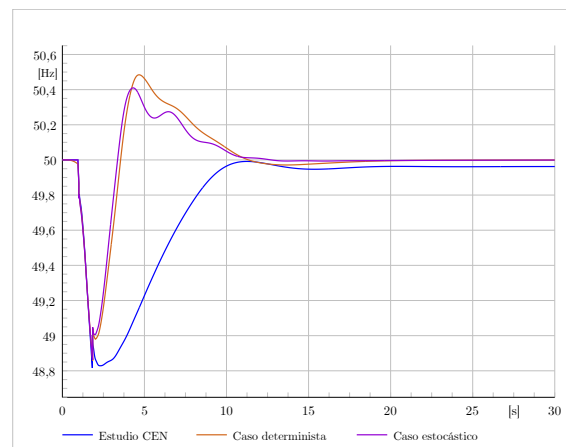


Figura 5.20: Comparación de resultados de la simulación en PF para el caso 4.

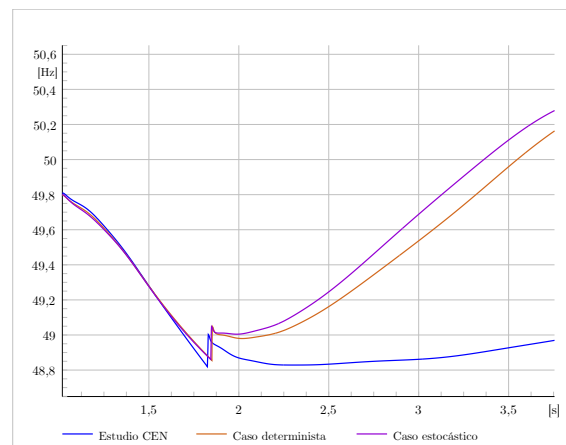


Figura 5.21: Comparación de resultados de la simulación en PF para el caso 4 (ajuste eje x)

Tabla comparativa optimización conjunta de costos pre-contingencia y post-contingencia versus optimización de solo costos pre-contingencia

La Tabla 5.12 muestra una comparativa entre dos estructuras para la función objetivo en la formulación clásica: optimización de los costos de combustible tanto para el estado de pre-contingencia como para el estado de post-contingencia, y optimizar costos solo para el estado de pre-contingencia.

Tabla 5.12: Formulación clásica

Caso	Opt.	Cto^{tot}	Cto^{pre}	Cto^{post}	Cto^{res}	Cto^{RUp}	Cto^{RDn}	R^{Up}	R^{Dn}
Punta	pre+post	1.908,44	426,69	1.348,1	133,65	101,71	31,94	33,49	35,49
	pre	1.955,55	413,2	1.396,16	146,19	132,13	14,07	13,15	55,83
Aumento capacidad PE a 12 MW	pre+post	1.467,75	421,36	918,64	127,75	92,25	35,5	45,06	32,04
	pre	1.511,24	403,35	963,79	144,1	131,82	12,28	18,2	58,91
Aumento cto. reserva térmicas a $1 \cdot a_g$	pre+post	1.959,56	426,69	1.348,1	184,77	142,3	42,47	33,48	35,5
	pre	2.001,13	426,69	1.389,67	184,77	142,3	42,47	33,47	35,52
Reducción costo de comb. a $0,65 \cdot a_g$	pre+post	1.622,37	277,35	1.211,37	133,65	101,7	31,95	33,48	35,51
	pre	1.645,99	277,35	1.234,99	133,65	101,69	31,96	33,43	35,55
Estocástico (10 escenarios)	pre+post	2.203,93	414,11	1.628,98	160,83	119,02	41,81	20,45	30,78
	pre	2.246,73	414,24	1.667,13	165,35	130,54	34,81	13,15	38,08

En los 5 casos analizados, la optimización conjunta de los costos pre y post-contingencia logra un menor costo total de operación. En el caso base, el aumento de capacidad del PE y los múltiples escenarios, esta formulación también asigna una mayor reserva de subida al PE y reduce el costo de reserva, a costa de un mayor costo pre-contingencia. El modelo distribuye el costo entre sus componentes para minimizar el costo total. En los dos casos de variación de costos (reducción de combustible y aumento de costo de reserva), en cambio, el costo pre-contingencia y el costo de reserva se mantienen prácticamente sin cambios entre ambas formulaciones, y toda la reducción del costo total proviene del costo post-contingencia. Esta diferencia es consistente con lo observado en la formulación pre-solamente, donde la reserva de subida del PE sí responde a la variación de costos (pasa de 13,15 % en el caso base a cerca de 33,5 % en ambos casos de variación de costo), a diferencia de la formulación conjunta, donde permanece prácticamente constante (de 33,49 % en el caso base pasa a 33,48 % en ambos casos de variación de costo).

El incremento de la reserva de subida del PE es el que causa la reducción del costo de reserva por su participación en las acciones correctivas en post-contingencia, excepto en los casos donde se variaron los costos de reserva y combustible obteniéndose prácticamente los mismos resultados. Finalmente, el PE mantiene una menor reserva de bajada en pre+post, este resultado es razonable considerando que un mayor nivel de reserva de subida reduce el margen disponible para reducir generación debido a las propias restricciones de

[†]Estos costos no corresponden a los entregados por el optimizador, sino que se recalcularon después para excluir las soluciones triviales ante el apagado de alguna unidad. Asimismo, en el caso de optimización de costos del estado pre-contingencia, los costos del estado post-contingencia permiten disponer de un forma de comparación con la optimización conjunta de los estados pre-contingencia y post-contingencia.

capacidad considerando reserva de bajada. Esto indica que la presencia de los costos post-contingencia permite encontrar soluciones más económicas para enfrentar las contingencias consideradas, y una mayor asignación de reserva al recurso renovable.

La Tabla 5.13 muestra la misma comparativa entre estructuras de la función objetivo para la formulación con SF.

Tabla 5.13: Formulación con SF

Caso	Opt.	Cto^{tot}	Cto^{pre}	Cto^{post}	Cto^{res}	Cto^{RUp}	Cto^{RDn}	R^{Up}	R^{Dn}
Punta	pre+post	1.908,44	426,69	1.348,1	133,65	101,7	31,95	33,47	35,52
	pre	1.952,39	413,55	1.392,97	145,87	131,37	14,5	13,68	55,3
Aumento capacidad PE a 12 MW	pre+post	1.467,75	421,36	918,64	127,75	92,24	35,51	45,03	32,08
	pre	1.513,45	403,35	966	144,1	131,82	12,28	18,2	58,9
Aumento cto. reserva térmicas a $1 \cdot a_g$	pre+post	1.959,56	426,69	1.348,1	184,77	142,3	42,47	33,48	35,51
	pre	2.000,59	426,69	1.389,14	184,77	142,3	42,47	33,46	35,52
Reducción costo de comb. a $0,65 \cdot a_g$	pre+post	1.622,37	277,35	1.211,37	133,65	101,7	31,95	33,48	35,51
	pre	1.645,01	277,35	1.234,01	133,65	101,7	31,95	33,48	35,51
Estocástico (10 escenarios)	pre+post	2.203,93	414,11	1.628,98	160,83	119,02	41,81	20,45	30,78
	pre	2.247,55	414,24	1.667,95	165,35	130,54	34,82	13,14	38,09

En esta formulación, los resultados son similares con diferencias poco significativas.

Comparación formulación clásica versus SF (optimización conjunta de costos pre-contingencia y post-contingencia)

La Tabla 5.14 muestra la comparativa de resultados entre la formulación clásica y con SF.

Tabla 5.14: Comparación de formulaciones (Optimización conjunta de costos de los estados pre-contingencia y post-contingencia)

Caso	Form.	Cto^{tot}	Cto^{pre}	Cto^{post}	Cto^{res}	Cto^{RUp}	Cto^{RDn}	R^{Up}	R^{Dn}
Punta	clásica	1.908,44	426,69	1.348,1	133,65	101,71	31,94	33,49	35,49
	SF	1.908,44	426,69	1.348,1	133,65	101,7	31,95	33,47	35,52
Aumento capacidad PE a 12 MW	clásica	1.467,75	421,36	918,64	127,75	92,25	35,5	45,06	32,04
	SF	1.467,75	421,36	918,64	127,75	92,24	35,51	45,03	32,08
Aumento cto. reserva térmicas a $1 \cdot a_g$	clásica	1.959,56	426,69	1.348,1	184,77	142,3	42,47	33,48	35,5
	SF	1.959,56	426,69	1.348,1	184,77	142,3	42,47	33,48	35,51
Reducción costo de comb. a $0,65 \cdot a_g$	clásica	1.622,37	277,35	1.211,37	133,65	101,7	31,95	33,48	35,51
	SF	1.622,37	277,35	1.211,37	133,65	101,7	31,95	33,48	35,51
Estocástico (10 escenarios)	clásica	2.203,93	414,11	1.628,98	160,83	119,02	41,81	20,45	30,78
	SF	2.203,93	414,11	1.628,98	160,83	119,02	41,81	20,45	30,78

Los resultados muestran diferencias leves entre la formulación clásica y la formulación basada en SF. En todos los escenarios analizados, los costos y niveles de reserva son los mismos, con únicamente pequeñas variaciones en la distribución de los despachos y reservas entre unidades.

Estas diferencias se atribuyen principalmente al modelo de pérdidas y a las diferencias estructurales entre ambas formulaciones. En particular, existen varias unidades conectadas a una misma barra, como las unidades U7 y U9. Asimismo, los aerogeneradores del parque eólico poseen la misma condición y se encuentran conectados mediante líneas de baja impedancia (líneas de longitud corta). Como consecuencia, existen múltiples soluciones con costos muy similares, y pequeñas diferencias en la formulación matemática pueden conducir a distintas distribuciones de despacho y reserva sin afectar significativamente el valor de la función objetivo.

Por lo tanto, ambas formulaciones resultan equivalentes desde el punto de vista de los resultados obtenidos para el SM de Punta Arenas.

También, la Tabla 5.15 presenta los tiempos de ejecución del modelo.

Tabla 5.15: Comparación de tiempos de resolución del modelo

Caso	Form.	Núm. var.	Núm. restr.	Tiempo de formulación	Tiempo de solución	Tiempo total
Valor esperado	clásica	24699	28545	24,15 s	2,72 s	27 s
	SF	23379	24717	25,42 s	1,8 s	27,3 s
Múltiples escenarios (10)	clásica	245649	284577	3 min 39,96 s	5 min 15 s	8 min 55 s
	SF	232449	246297	3 min 22,99 s	5 min 4,15 s	8 min 27 s
Múltiples escenarios (20)	clásica	491149	569057	7 min 40,78 s	1 h 15 min 3,68 s	1h 22 min 45 s
	SF	464749	492497	7 min 6,61 s	45 min 38,55 s	52 min 46 s

Como es de esperar, la formulación con SF presenta un menor número de variables y restricciones debido a que no incluye variables de ángulo ni sus restricciones asociadas. Aunque los tiempos de formulación son similares, la formulación con SF presenta una leve reducción. Asimismo, la disminución en los tiempos de solución para la formulación con SF se vuelve más significativa a medida que aumenta el número de escenarios. En particular, para el caso de 20 escenarios, la formulación con SF reduce el tiempo total en aproximadamente 37 %.

5.5. Análisis de los casos de estudio

A partir de los resultados obtenidos se plantean las siguientes observaciones generales.

Los casos estudiados no presentaron sobrecargas en líneas o transformadores. El escenario de aumento de capacidad del PE registró los mayores niveles de cargabilidad, donde los transformadores del PE alcanzaron una cargabilidad de 94,62 %. Asimismo, en los distintos escenarios de estudio, en el caso 5, correspondiente a la situación de mayor demanda, la línea de 66 kV alcanzó una cargabilidad de 90,48 %. Estos resultados muestran que las restricciones de transmisión no constituyen el principal factor limitante para la asignación de reservas en el SM de Punta Arenas.

Respecto a la validación de resultados en PF, no se logró evitar la total activación de los escalones del EDAC, pero si una mejora, alcanzando una mejora en el nadir en todos los casos, destacando el caso 2 donde se alcanza una mejora de 48,86 % para el caso determinista y un 53,15 % para el caso estocástico.

A diferencia de los sistemas de prueba del Capítulo 4, donde la congestión era el principal mecanismo que favorecía la asignación de reserva al generador renovable, en el SM de Punta Arenas los resultados muestran que al reducir la variabilidad de la generación renovable, aumenta la reserva de subida asignada al PE, evidenciando que la incertidumbre es un factor determinante para su participación en la asignación de reserva en este sistema.

Asimismo, en la formulación que considera únicamente los costos de pre-contingencia, no existe un incentivo para optimizar la operación del estado de post-contingencia. Como consecuencia, el modelo prioriza la minimización de los costos de operación pre-contingencia y la satisfacción de los requerimientos mínimos de reserva, provocando que algunas unidades operen próximas a su mínimo despacho y que las reservas se asignen únicamente para cumplir las restricciones del problema.

Finalmente, los resultados muestran que tanto una reducción de los costos de combustible como un aumento de los costos de reserva de las unidades térmicas conducen a soluciones muy similares. Este comportamiento difiere del identificado en los sistemas de prueba del Capítulo 4, donde ambas modificaciones favorecerían la asignación de reserva al PE. Esto ocurre porque las restricciones de capacidad, y no los costos, fijan la distribución de reserva en el sistema.

En términos generales, los resultados indican que existen condiciones operativas bajo las cuales la participación del parque eólico en la asignación de reservas resulta beneficiosa desde el punto de vista económico. Sin embargo, su aporte depende fuertemente de la incertidumbre asociada al recurso renovable y de las condiciones de demanda del sistema, mostrando una influencia considerablemente menor de las restricciones de transmisión, las diferencias en los costos de reserva y combustible que la identificada en los sistemas

de prueba simplificados. Por último, la validación indica una mejora significativa en los valores de *nadir*.

Capítulo 6

Resumen final y conclusiones

En este trabajo se evaluó la participación del parque eólico Vientos Patagónicos en el control de frecuencia del SM de Punta Arenas, con el objetivo de corregir las deficiencias operativas severas ante contingencias de generación evidenciadas en el estudio del CEN. En los escenarios más críticos, la reducida cantidad de generadores térmicos despachados resultaba insuficiente para contener la caída de frecuencia, lo que provocaba la activación del EDAC.

Para abordar este problema de asignación de unidades (unit commitment), se desarrolló y formuló un modelo de optimización estocástico de dos etapas, basado en un flujo óptimo de potencia en DC con restricciones de seguridad. Este algoritmo consideró el criterio N-1 para contingencias de generación y carga, e incorporó un modelo de incertidumbre y variabilidad para el recurso renovable. Mediante el uso del optimizador Gurobi, se calculó la asignación óptima de reservas, los niveles de despacho y el vertimiento en distintos escenarios operativos.

Durante la etapa de validación teórica, los sistemas de prueba de dos y tres barras permitieron identificar los principales factores que influyen en la asignación de reserva de subida a la generación renovable. En estos sistemas, la presencia de congestión en las líneas de transmisión favoreció la asignación de reserva de subida a las unidades renovables al limitar su despacho pre-contingencia y aumentar el margen disponible para incrementar potencia en el estado post-contingencia. Por ejemplo, en el sistema de tres barras con congestión, se asignó una reserva de subida de 1,4 MW al generador renovable, y ante un aumento de demanda a 70 MW, la reserva se incrementó a 6,2 MW. Sin embargo, también se confirmó que la congestión no constituye una condición necesaria para la existencia de reserva de subida, aunque sí puede incrementar significativamente los valores de reserva asignados.

La aplicación del modelo al SM de Punta Arenas mostró un comportamiento diferente al observado en los sistemas de prueba. En este caso, las restricciones de transmisión no resultaron determinantes para la asignación de reserva de subida, observándose que los niveles de cargabilidad en líneas y transformadores se mantuvieron bajo sus límites térmicos. En contraste, se demostró que la incertidumbre asociada a la generación eólica es el principal factor que incentiva la participación del PE en la asignación de reservas. Al evaluar el caso con múltiples escenarios de incertidumbre (10 escenarios), se calculó que la reserva de subida asignada al parque eólico Vientos Patagónicos alcanzó un 20,45 % de

su capacidad. Asimismo, se verificó que una reducción de la variabilidad de la generación renovable disminuye la reserva de subida asignada, llegando incluso a desaparecer para niveles reducidos de incertidumbre coincidiendo con el escenario de punta determinista.

Asimismo, se analizó la influencia directa de los costos de las unidades térmicas. Los análisis demostraron que tanto una reducción de los costos de combustible (a 65 %) como un aumento de los costos de reserva de las unidades térmicas conducen a resultados muy similares entre sí, sin modificar de forma significativa la reserva de subida asignada al parque eólico (33,48 % en ambos casos, prácticamente igual al caso base). Este comportamiento contrasta con las tendencias observadas en los sistemas de prueba del Capítulo 4, donde ambas modificaciones sí favorecían la asignación de reserva al generador renovable, y confirma que en el SM de Punta Arenas son las restricciones de capacidad de las unidades térmicas, y no los factores económicos, las que determinan la asignación óptima de reservas.

Adicionalmente, se comparó el desempeño económico del modelo frente a un enfoque que solo optimiza los costos de pre-contingencia. En todos los casos analizados para el SM de Punta Arenas, se calculó que la optimización conjunta (pre y post-contingencia) logró reducir el costo total esperado de operación. Destaca el caso de múltiples escenarios de incertidumbre, donde el costo total del sistema se redujo de 2.831,67 \$/h a 2.803,09 \$/h. Esta diferencia provino principalmente de la reducción en los costos de post-contingencia. Sin embargo, en este sistema las diferencias observadas son menores que en los sistemas de prueba simplificados, debido a que la asignación de reservas se encuentra dominada por restricciones operativas asociadas a la disponibilidad de generación y a la capacidad de respuesta ante contingencias. La aparición de escenarios con energía no suministrada evidencia esto, en la influencia de los límites operativos de las unidades térmicas y en el hecho de que los escenarios de baja demanda sean los que definen la reserva de subida asignada al parque eólico, como lo es el caso de operación 6.

Respecto al modelo implementado en DIGSILENT PowerFactory, este trabajo desarrolló las modificaciones necesarias para incorporar la participación del parque eólico Vientos Patagónicos en el control primario de frecuencia, y se configuró un esquema de control secundario mediante un AGC para la restauración de la frecuencia del sistema.

Por último, la validación de resultados en PF muestra que es viable incluir el parque eólico Vientos Patagónicos en el control de frecuencia. Aunque no evita por completo la actuación del EDAC, sí logra una mejora al evitar la activación de ciertos escalones, en particular en los escenarios de baja demanda. Además, el *nadir* mejora en todos los casos, destacando el caso 2, donde alcanza una mejora de 48,65 % para el caso determinista y un 53,15 % para el caso estocástico.

Por lo tanto, la evaluación final confirma que la inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el control de frecuencia del SM de Punta Arenas es viable y proporciona beneficios en la seguridad y confiabilidad del sistema.

6.1. Trabajos futuros

Como trabajo futuro, se propone evaluar la inclusión de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) al SM de Punta Arenas. Su integración en el modelo de optimización desarrollado en este trabajo permitiría analizar el impacto de una mayor penetración de energía renovable en el sistema, así como su efecto sobre la asignación de

reservas, la operación segura ante contingencias y los costos de operación.

El estudio presentado en [19] indica que, si bien actualmente no existe un punto de conexión en la barra de la CTP, sí se dispone del espacio físico necesario para una central eólica y de una sala eléctrica que permita alojar las celdas y el nuevo paño de conexión. Asimismo, las condiciones de viento existentes son favorables para la instalación de un parque eólico de 12,4 MW, compuesto por dos aerogeneradores de 6,2 MW cada uno, junto a un BESS de 15 MW y capacidad de almacenamiento de 4 horas (60 MWh).

Para analizar esta alternativa, se podría utilizar la formulación basada en escenarios desarrollada en este trabajo o adaptarla al UC (*Unit Commitment*), permitiendo representar la dinámica temporal de carga y descarga del BESS. Adicionalmente, Zhang [8] considera una formulación basada en el UC y un enfoque de optimización robusta, las cuales podrían servir para futuras extensiones del modelo propuesto.

Apéndice

Apéndice A

Datos del SM de Punta Arenas

Esta sección muestra datos de las unidades del sistema. Esta información proviene del estudio del CEN [4]. La Tabla A.1 detalla las características de la central Tres Puentes. Por su parte, la Tabla A.2 presenta las características de la central Punta Arenas. Además, la información de los parques eólicos Vientos Patagónicos y Cabo Negro se resume en las Tablas A.4 y A.5, respectivamente.

Respecto a los costos, la Tabla A.3 indica los costos variables de las unidades de la central Tres Puentes.

Tabla A.1: Unidades Central Tres Puentes.

Unidad	Potencia máxima (MW)	Potencia mínima (MW)	Participación en CF
Unidad 1	24	10	✓
Unidad 3	1,46	0,5	×
Unidad 4	10	4	✓
Unidad 5	2,72	1	×
Unidad 7	15	5	✓
Unidad 8	10,5	2	×
Unidad 9	15	5	✓
Unidad 10	1,9	0,95	×
Unidad 11	1,9	0,95	×
Unidad 12	1,9	0,95	×
Unidad 13	1,9	0,95	×
Unidad 14	1,9	0,95	×

Tabla A.2: Unidades Central Punta Arenas.

Unidad	Potencia máxima (MW)	Participación en CF
Unidad 1	1,4	×
Unidad 2	1,4	×
Unidad 3	1,4	×
Unidad 5	6,7	✓

Tabla A.3: Costos unidades Central Tres Puentes.

Costos de la unidades	Costo variable (\$/MWh)
Unidad 4	17,815
Unidad 5	23,389
Unidad 7	9,819
Unidad 8	20,137
Unidad 9	9,819
Unidad 10	31,4
Unidad 11	31,4
Unidad 12	31,4
Unidad 13	31,4
Unidad 14	31,4

Cabe señalar que los costos de las unidades 1 y 3 de la S/E Tres Puentes, y las de las S/E Punta Arenas no se consideraron, ya que se encuentra deshabilitadas en los casos de estudio.

Tabla A.4: Unidades Parque Eólico Vientos Patagónico.

Unidad	Potencia nominal (MW)	Participación en CF
Unidad 1	3,45	✓ (se habilitó)
Unidad 2	3,45	✓ (se habilitó)
Unidad 3	3,45	✓ (se habilitó)

Tabla A.5: Unidades Parque Eólico Cabo Negro.

Unidad	Potencia nominal (MW)	Participación en CF
Unidad 1	0,85	×
Unidad 2	0,85	×
Unidad 3	0,85	×

Por otro lado, las Tablas A.7 y A.6 muestran los detalles de los alimentadores y la

distribución de la carga en el sistema, respectivamente.

Tabla A.6: Distribución de la demanda de potencia (MW)

Barra	CASO 1	CASO 2	CASO 4	CASO 5	CASO 6
Barra principal de 13,2 kV	9,695 (36,8 %)	6,787 (35,9 %)	20,759 (41,7 %)	22,797 (41,7 %)	9,928 (53,9 %)
Celdas G.E. 13,2 kV	15,016 (57,1 %)	10,518 (55,6 %)	26,879 (53,9 %)	29,498 (53,9 %)	7,863 (42,7 %)
PCN ENAP	1,59 (6,0 %)	1,59 (8,4 %)	2,174 (4,4 %)	2,384 (4,4 %)	0,63 (3,4 %)
Demanda total (MW)	26,32	18,908	49,831	54,699	18,427

Tabla A.7: Carga en los alimentadores (MW)

Alimentador	CASO 1	CASO 2	CASO 4	CASO 5	CASO 6
<i>Barra principal de 13,2 kV</i>					
Alimentador 04	2,058	1,441	4,756	5,220	5,270
Alimentador 05	1,465	1,026	2,614	2,869	0,765
Alimentador 07	1,922	1,346	3,133	3,438	0,917
Alimentador 11	1,401	0,981	4,526	4,967	1,324
Alimentador 13	1,482	1,038	2,572	2,823	0,752
Alimentador 6	1,336	0,936	3,021	3,316	0,884
<i>Celdas G.E. 13,2 kV</i>					
Alimentador 01	1,510	1,057	3,167	3,476	0,927
Alimentador 02	2,726	1,909	4,332	4,754	1,267
Alimentador 03	2,199	1,540	4,180	4,587	1,223
Alimentador 08	1,698	1,190	2,406	2,641	0,704
Alimentador 09	1,620	1,134	2,840	3,116	0,831
Alimentador 10	2,094	1,467	3,204	3,516	0,937
Alimentador 12	1,582	1,108	2,463	2,703	0,720
Alimentador 14	1,587	1,112	4,287	4,705	1,254

Apéndice B

Formulación considerando un escenario de operación

B.1. Formulación clásica

B.1.1. Nomenclatura

a) Conjuntos e índices:

$B, B_d \subseteq B$	: Conjunto de barras y conjunto de barras que poseen cargas, índice b .
C	: Conjunto de contingencias, índice c .
$C_G \subseteq C$	: Conjunto de contingencias de generadores.
$C_L \subseteq C$	: Conjunto de contingencias de líneas de transmisión.
G	: Conjunto de todos los generadores, índice g .
$G_{agc} \subseteq G$	: Subconjunto de generadores que participan en el AGC (poseen reserva que asignar).
$G_r \subseteq G$	: Subconjunto de generadores renovables [†] .
$G_t \subseteq G$	: Subconjunto de generadores térmicos.
L	: Conjunto de líneas de transmisión, índice l .
W	: Conjunto de escenarios de incertidumbre de generación renovable, índice w .

Para cada contingencia de generación $c \in C_G$, se denota como $g_c \in G$ al único generador que se desconecta. De forma similar, para cada contingencia de transmisión $c \in C_L$, se denota como $l_c \in L$ a la única línea que sale de servicio.

[†]Los generadores renovables participan también en el AGC, $G_r \subseteq G_{agc}$.

b) Parámetros

$P_g^{\min}, P_g^{\max}$	: Límites mínimo y máximo de generación del generador g .
$R_g^{\max, Up}, R_g^{\max, Dn}$	: Capacidad máxima de reserva de subida y bajada del generador g .
F_l^M	: Límite térmico de la línea l .
A	: Matriz de incidencia.
B_f	: Matriz de susceptancias.
SF	: Matriz de shift factors (sin pérdidas).
$LODF$	: Matriz de los factores de sensibilidad por salida de líneas (<i>load outage distribution factors</i>).
C_g	: Matriz de conexión de generación.
D^{pre}	: Vector de demanda pre-contingencia.
D^{post}	: Vector de demanda post-contingencia.
a_g, b_g	: Coeficientes del costo de generación del generador g .
C_g^{Up}, C_g^{Dn}	: Costo de reserva de subida y bajada del generador g .
$VoLL$	: Valor de la energía no suministrada (<i>value of lost load</i>).
S_b	: Potencia base (MVA)
$s_{l,c}$	: Parámetro binario para contingencias de desconexión de líneas (valor $s = 1$: se mantiene conectada, valor $s = 0$: desconexión).
P_g^{fore}	: Valor de potencia pronosticada para el generador g ,
$\eta_{g,w}$	: Componente estocástica para el generador g .
$\varepsilon_{g,w}$	: Desviación respecto al pronóstico para el generador g .
$\sigma_g = \alpha \% \cdot P_g^{fore}$	: Desviación estándar del error de pronóstico para el generador g ,
$\zeta_g = 3\sigma_g$	: Límite de desviación de potencia del generador g ,
P_g^{VUL}	: Límite superior virtual para la parte despachable del generador g .

En este modelo no se contempla desconexión de carga, por lo cual la demanda pre-contingencia es igual a la demanda post-contingencia ($D^{pre} = D^{post}$).

B.1.2. Variables de decisión**1. Primera etapa:**

r_g^{Up}, r_g^{Dn} : Reservas de subida y bajada, $\forall g \in G_{agc}$.

2. Segunda etapa:

$p_{g,w}^{pre}, p_{g,c,w}^{post}$	: Potencia generada pre-contingencia y post-contingencia en el generador g .
$\delta_{b,w}^{pre}, \delta_{b,c,w}^{post}$	: Ángulo de tensión en la barra b .
$f_{l,w}^{pre}, f_{l,c,w}^{post}$	: Flujo en la línea l .
$p_{b,w}^{ens,pre}, p_{b,c,w}^{ens,post}$	: Energía no suministrada (ENS).
u_g	: Variable binaria de encendido para la unidad térmica g ($g \in G_t$).

B.1.3. Función objetivo

Sea $C_{pre}(w)$ el costo pre-contingencia en el escenario w y $C_{post}(c, w)$ el costo post-contingencia correspondiente a la contingencia $c \in C$ en el escenario de incertidumbre w . Entonces, la ecuación (B.1) define la función objetivo.

$$\min C_{op} = \mathbb{E}_{w,c}[C_{pre}(w) + C_{post}(c, w)] + \sum_{g \in G_{agc}} (C_g^{Up} r_g^{Up} + C_g^{Dn} r_g^{Dn}), \quad (B.1)$$

donde $\mathbb{E}_{w,c}[\cdot]$ denota el valor esperado sobre las combinaciones de escenarios de incertidumbre y contingencias (w, c) . Si se asume que todas las combinaciones de escenarios de incertidumbre y contingencias son equiprobables, con $\pi_{w,c} = 1/(|W| \cdot |C|)$, donde $|\cdot|$ denota la cardinalidad del conjunto, la expresión se puede escribir como:

$$\min C_{op} = \sum_{w \in W} \sum_{c \in C} \pi_{w,c} [C_{pre}(w) + C_{post}(c, w)] + \sum_{g \in G_{agc}} (C_g^{Up} r_g^{Up} + C_g^{Dn} r_g^{Dn}), \quad (B.2)$$

donde:

$$C_{pre}(w) = \sum_{g \in G} (a_g p_{g,w}^{pre} + b_g u_g) + \text{VoLL} \sum_{b \in B} p_{b,w}^{ens,pre}, \quad (B.3)$$

$$C_{post}(c, w) = \sum_{g \in G} (a_g p_{g,c,w}^{post} + b_g u_g) + \text{VoLL} \sum_{b \in B} p_{b,c,w}^{ens,post}. \quad (B.4)$$

B.1.4. Restricciones

1. Límites de reserva (generadores en G_{agc}):

$$0 \leq r_g^{Up} \leq R_g^{\text{máx}, Up}, \quad 0 \leq r_g^{Dn} \leq R_g^{\text{máx}, Dn}, \quad \forall g \in G_{agc}. \quad (B.5)$$

Modelo de la incertidumbre:

2. Componente estocástica:

$$\eta_{g,w} = \zeta_g + \varepsilon_{g,w}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W, \quad (B.6)$$

3. Límite virtual superior:

$$P_g^{VUL} = P_g^{fore} - \zeta_g, \quad \forall g \in G_r. \quad (B.7)$$

Pre-contingencia:

4. Barras de referencia (Slack):

$$\delta_w^{SL,pre} = 0, \quad \forall w \in W. \quad (B.8)$$

5. Ecuaciones de balance nodal:

$$C_g p_w^{pre} + C_g \eta_w + p_w^{ens,pre} - D^{pre} = A^T f_w^{pre}, \quad \forall w \in W. \quad (B.9)$$

6. Límites de generación:

a) Límites de capacidad de generación:

$$P_g^{min} u_g \leq p_{g,w}^{pre} \leq P_g^{max} u_g, \quad \forall g \in G_t, \forall w \in W, \quad (B.10)$$

$$P_g^{min} \leq p_{g,w}^{pre} + \eta_{g,w} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W, \quad (B.11)$$

b) Límites de capacidad considerando reservas:

$$p_{g,w}^{pre} + r_g^{Up} \leq P_g^{max} u_g, \quad \forall g \in G_t, \forall w \in W, \quad (B.12)$$

$$p_{g,w}^{pre} - r_g^{Dn} \geq P_g^{min} u_g, \quad \forall g \in G_t, \forall w \in W, \quad (B.13)$$

$$p_{g,w}^{pre} + \eta_{g,w} + r_g^{Up} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W, \quad (B.14)$$

$$p_{g,w}^{pre} + \eta_{g,w} - r_g^{Dn} \geq P_g^{min}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W, \quad (B.15)$$

$$p_{g,w}^{pre} + r_g^{Up} \leq P_g^{VUL}, \quad \forall g \in G_r, \forall w \in W. \quad (B.16)$$

7. Límite de ángulos:

$$|A \delta_w^{pre}| \leq \pi/2, \quad \forall w \in W. \quad (B.17)$$

8. ENS:

$$p_{b,w}^{ens,pre} \leq P_{ens}^{max}, \quad \forall b \in B_d, \forall w \in W. \quad (B.18)$$

9. Flujos y límites en las líneas:

$$f_w^{pre} = S_b B_f \delta_w^{pre}, \quad \forall w \in W, \quad (B.19)$$

$$-F_l^M \leq f_{l,w}^{pre} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall w \in W. \quad (B.20)$$

Post-contingencia:

10. Barras de referencia (Slack):

$$\delta_{c,w}^{SL,post} = 0, \quad \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.21)$$

11. Ecuaciones de balance nodal:

$$C_g p_{c,w}^{post} + C_g \eta_w + p_{c,w}^{ens,post} - D^{post} = A^T f_{c,w}^{post}, \quad \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.22)$$

12. Límites de generación post-contingencia:

$$P_g^{min} u_g \leq p_{g,c,w}^{post} \leq P_g^{max} u_g, \quad \forall g \in G_t, c \in C, \forall w \in W, \quad (B.23)$$

$$P_g^{min} \leq p_{g,c,w}^{post} + \eta_{g,w} \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G_r, c \in C, \forall w \in W, \quad (B.24)$$

$$p_{g,c,w}^{post} \leq P_g^{VUL}, \quad \forall g \in G_r, \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.25)$$

 ■ Generadores en G_{agc} :

$$p_{g,w}^{pre} - r_g^{Dn} \leq p_{g,c,w}^{post} \leq p_{g,w}^{pre} + r_g^{Up}, \quad \forall g \in G_{agc} \setminus \{g_c\}, \forall c \in C, \forall w \in W, \quad (B.26)$$

 ■ Contingencia de salida del generador g_c :

$$p_{g_c,c,w}^{post} = 0, \quad \forall c \in C_G, \forall w \in W. \quad (B.27)$$

Si $g_c \in G_r$: $\eta_{g_c,w} = 0$.

13. Límite de ángulos:

$$|A \delta_{c,w}^{post}| \leq \pi/2, \quad \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.28)$$

14. ENS:

$$p_{b,c,w}^{ens,post} \leq P_{ens}^{max}, \quad \forall b \in B_d, \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.29)$$

15. Flujos y límites en las líneas:

$$f_{c,w}^{post} = S_b B_f \delta_{c,w}^{post}, \quad \forall c \in C_G, \forall w \in W, \quad (B.30)$$

$$-F_l^M \leq f_{l,c,w}^{post} \leq F_l^M, \quad \forall l \in L, \forall c \in C, \forall w \in W, \quad (B.31)$$

 ■ Contingencia de salida de la línea l_c :

$$f_{c,w}^{post} = s_c S_b B_f \delta_{c,w}^{post}, \quad \forall c \in C_L, \forall w \in W. \quad (B.32)$$

donde s_c es un vector cuyos elementos son $s_{l,c}$.

B.2. Formulación con SF

B.2.1. Restricciones

Pre-contingencia:

5. Ecuaciones de balance:

$$\sum_{g \in G} p_{g,w}^{pre} + \sum_{g \in G} \eta_{g,w} + \sum_{b \in B_d} p_{b,w}^{ens,pre} = D^{pre,total}, \quad \forall w \in W. \quad (B.33)$$

9. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_w^{pre} = SF^{pre}(C_g p_w^{pre} + C_g \eta_w + p_w^{ens,pre} - D^{pre}), \quad \forall w \in W. \quad (B.34)$$

Post-contingencia:

11. Ecuaciones de balance nodal:

$$\sum_{g \in G} p_{g,c,w}^{post} + \sum_{g \in G} \eta_{g,w} + \sum_{b \in B_d} p_{b,c,w}^{ens,post} = D^{post,total}, \quad \forall c \in C, \forall w \in W. \quad (B.35)$$

15. Flujos, límites y pérdidas en las líneas:

$$f_{c,w}^{post} = SF_c^{post}(C_g p_{c,w}^{post} + C_g \eta_w + p_{c,w}^{ens,post} - D^{post}), \quad \forall c \in C_G, \forall w \in W. \quad (B.36)$$

- Contingencia de salida del generador g_c :

$$SF_c^{post} = SF^{pre}, \quad \forall c \in C_G, \forall w \in W. \quad (B.37)$$

- Contingencia de salida de la línea l_c :

$$f_{c,w}^{post} = SF_c^{post}(C_g p_{c,w}^{post} + C_g \eta_w + p_{c,w}^{ens,post} - D^{post}), \quad \forall c \in C_L, \forall w \in W. \quad (B.38)$$

$$SF_c^{post} = SF^{pre} + LODF^{l_c} SF_{l_c}^{pre}, \quad \forall c \in C_L \quad (B.39)$$

El vector columna $LODF^{out}$ es la columna de la matriz $LODF$ asociada a la línea que sale de servicio (cuyo índice es “out”) y el vector fila SF_{out} es la fila de la matriz SF asociada a la línea que sale. Además, los parámetros $D^{pre,total}$ y $D^{post,total}$ son la demanda total pre-contingencia y la demanda total post-contingencia, respectivamente.

El modelo de optimización considera la función objetivo B.1 y las restricciones (B.5)–(B.32) excepto (4.37), (4.60), (4.47) y (4.68) que son reemplazadas por las restricciones (4.83)–(4.86). Asimismo, no se considera las restricciones de ángulos: (B.8), (B.21), (B.17) y (B.28).

Apéndice C

Inclusión del PE Vientos Patagónicos al CPF en el modelo de PF

En este apartado se detalla el procedimiento para la inclusión del parque eólico Vientos Patagónicos en el control primario de frecuencia. Para lograr esto, se habilitó su control de planta y modificó su característica potencia-frecuencia.

Primero, se habilitó el “Control de Planta PE Cabo Negro.ElmCom” y el “Control de Planta.ElmDsl” desmarcando la casilla de “Out Service”.

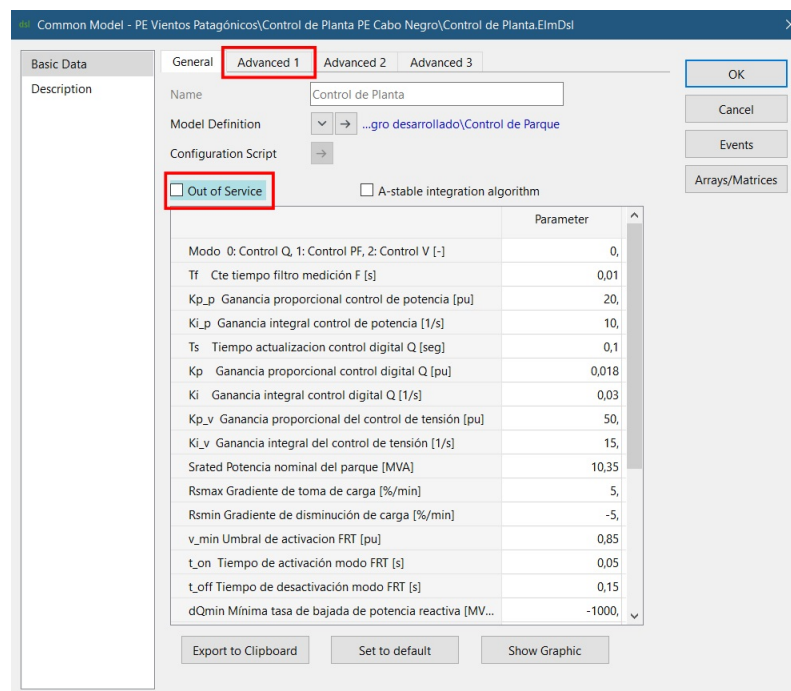


Figura C.1: Control de planta.

Dentro del Control de Planta, en la pestaña de “Advanced 1” se define la curva de estatismo mediante una matriz denominada “Pvsf”. La modificación de esta matriz se realizó mediante código en Python.

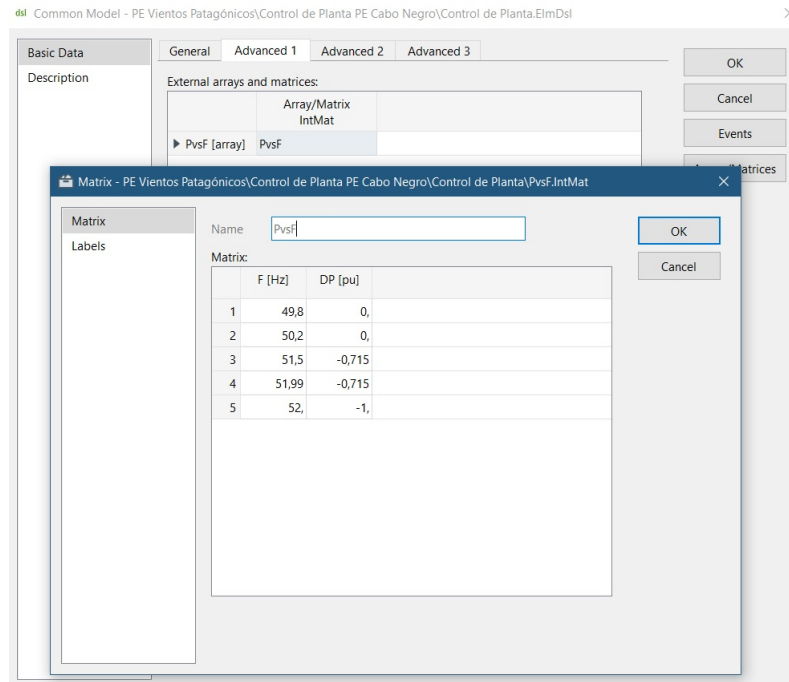


Figura C.2: Matriz potencia versus frecuencia.

En los parámetros del Control Eléctrico WTG se indica la potencia máxima. Dicho valor se utilizó para fijar el valor de la potencia máxima del parque (o P^{fore} según la Sección 4.1.1).

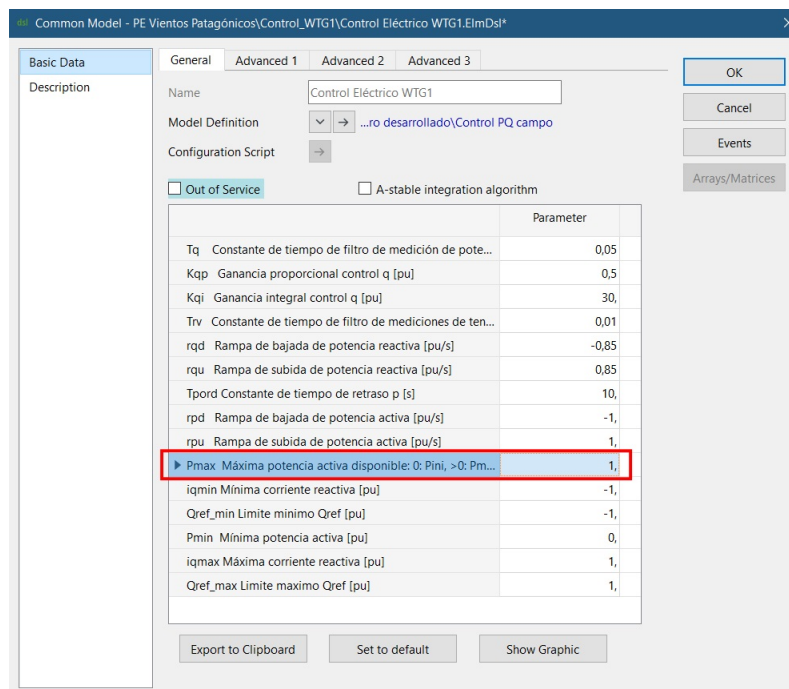


Figura C.3: Potencia máxima disponible en WTGs.

Apéndice D

Parámetrización de controladores

En esta sección se detalla el proceso para la determinación del ajuste óptimo de los controladores tanto del modelo GASTWD de las unidades térmicas como del control de planta del parque eólico presentes en el modelo de PF.

El objetivo de este ajuste es mejorar la respuesta dinámica del control primario de frecuencia. En su configuración original, la velocidad de respuesta de los controladores resulta insuficiente para evitar que la frecuencia descienda por debajo de 49 Hz, que corresponde al valor del umbral de activación del primer escalón del EDAC ante contingencias de salida de generación. Para ello se minimiza la desviación de frecuencia definida como la diferencia entre la frecuencia de referencia (50 Hz) y el valor instantáneo de frecuencia.

Los parámetros que se optimizaron son el estatismo K_{droop} , la ganancia proporcional K_P y la ganancia integral K_I , y, para el modelo GASTWD, la ganancia derivativa K_D .

D.1. Índices de desempeño

Para medir el desempeño de la respuesta de los controladores se utiliza la variable de error:

$$e(t) = f^{ref} - f(t) \quad (D.1)$$

donde f^{ref} y $f(t)$ son la frecuencia de referencia y la frecuencia medida, respectivamente.

A partir de la señal de error se definen distintos índices de desempeño, los cuales corresponden a medidas cuantitativas utilizadas para evaluar el comportamiento del sistema de control [20]. Estos índices permiten construir una función objetivo que se busca minimizar, algunos de estos índices son:

1. **Integral del valor absoluto del error (IAE):** acumula el error total, se expresa como:

$$IAE = \int_0^T |e(t)| dt \quad (D.2)$$

donde T es la ventana de tiempo sobre la que se calcula el error.

2. **Integral del cuadrado del error (ISE):** penaliza errores de forma más fuerte debido al término cuadrático, sobre todo en la parte transitoria, se expresa como:

$$ISE = \int_0^T e^2(t)dt \quad (D.3)$$

3. **Integral del tiempo multiplicado por el valor absoluto del error (ITAE):** acumula el error y penaliza los errores que persisten en el tiempo (estado estacionario), se expresa como:

$$ITAE = \int_0^T t|e(t)|dt \quad (D.4)$$

4. **Integral del tiempo multiplicado por el cuadrado del error (ITSE):** penaliza errores sostenidos en el tiempo de forma más fuerte debido al término cuadrático, se expresa como:

$$ITSE = \int_0^T te^2(t)dt \quad (D.5)$$

D.2. Función objetivo

La función objetivo evalúa el índice ISE sobre los 6 casos de estudio de la base de datos de PF, excluyendo el caso 3. Esta se expresa como:

$$J = \frac{1}{5} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 3}}^6 ISE_i \quad (D.6)$$

Lo que permite plantear el siguiente problema de optimización:

$$\min J(x) \quad (D.7)$$

donde x es la variable de decisión del problema y representa el conjunto de parámetros de los controladores de las unidades U4, U7, U8, U9 y del PE. Estos corresponden al estatismo K_{droop} , la ganancia proporcional K_P , la ganancia integral K_I y, en el caso de las unidades térmicas, la ganancia derivativa K_D .

De esta forma, el ajuste de los controladores se plantea como un problema de optimización de parámetros, donde se busca minimizar la desviación de frecuencia promedio observada en los distintos casos de estudio.

La razón por la que se utilizó el ISE es que este penaliza fuertemente los transitorios. Por esta razón, el ISE resulta apropiado para mejorar la respuesta del CPF, dado que otorga una mayor ponderación a las desviaciones de frecuencia de gran magnitud que ocurren inmediatamente después de una contingencia.

Respecto a los límites (*bounds*), para las térmicas se utilizaron los límites informados por el fabricante [21]. En el caso del parque eólico, al tratarse de un modelo tipo WECC

y no disponer de límites específicos informados por el fabricante, se asumió un rango de búsqueda comprendido entre el 50 % y el 150 % de los valores de los parámetros originales del control de planta. Por lo tanto, los valores son:

- TG: $0 < K_{droop} < 0,1$; $0 < K_P < 20$; $0 < K_I < 10$ y $0 < K_D < 20$.
- PE: $0,02 < K_{droop} < 0,08$; $10 < K_P < 30$ y $5 < K_I < 15$.

D.3. Implementación computacional

La minimización de la función objetivo se implementó en Python utilizando la librería Optuna con el algoritmo de optimización bayesiana TPE (*Tree-structured Parzen Estimator*). Dado que la evaluación de cada combinación de parámetros requiere ejecutar una simulación completa del sistema en PF, se seleccionó este método probabilístico que utiliza el historial de las simulaciones previas para inferir de forma inteligente qué nuevos parámetros probar, encontrando un ajuste óptimo con un menor costo computacional [22, 23].

Respecto a las contingencias, se simuló en PF la contingencia de salida de la unidad 7 en cada caso de estudio con un tiempo de simulación de $T = 30$ segundos.

La Tabla D.1 muestra los despachos considerados para la optimización. Estos son similares a los despachos de la Tabla 3.5, se asignó un despacho de 8 MW al PE en todos los casos y se modificó los despachos de la unidad 7 y 9 de tal manera que la unidad 7 tenga la mayor potencia.

Tabla D.1: Despachos optimización CPF.

Caso	1	2	4	5	6
CTP U4		4	8,25	8,25	4
CTP U5				1,3	
CTP U7	13,25	5,42	13,35	14,12	5
CTP U8		2	8	8	2
CTP U9	5,64		7,24	6,44	
CTP U10			1,9	1,9	
CTP U11			1,9	1,9	
CTP U12			1,05	1,9	
CTP U13			0,95	1,9	
CTP U14				1,9	
PE Vientos Patagónicos	8	8	8	8	8

Cabe destacar, que el AGC permaneció fuera de servicio durante la ejecución del algoritmo de manera de solo evaluar el desempeño del CPF.

D.4. Resultados

La minimización de la función objetivo J permitió obtener un conjunto óptimo de parámetros para los controladores considerados. La Tabla D.2 muestra los resultados de la función objetivo para los parámetros óptimos x_{opt} y su mejora respecto a los valores iniciales x_0 . Las Tablas D.3 y D.4 muestran los valores originales y los valores óptimos de los parámetros de los controladores, respectivamente. El tiempo total de ejecución del modelo fue de 5 hrs., 4 min. y 29 seg.

Tabla D.2: Resultados función objetivo.

Parámetro	x_0	x_{opt}	Mejora (%)
J	6,22	2,73	56
ISE_1	5,05	2,36	53,3
ISE_2	2,31	1,39	39,5
ISE_4	2,39	1,26	47,2
ISE_5	1,66	1,08	35
ISE_6	19,69	7,56	61,6

Tabla D.3: Parámetros originales.

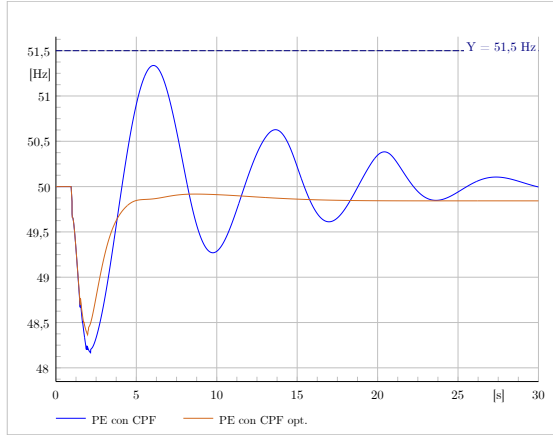
Unidad	K_{droop}	K_P	K_I	K_D
U4	0,0209	5	0,7	5
U7	0,351	10	1	0
U8	0,05	10	0,1	1
U9	0,0344	10	1	0
PE	0,02	20	10	-

Tabla D.4: Parámetros óptimos.

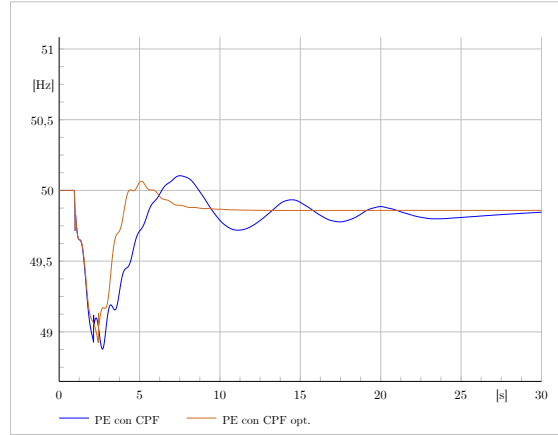
Unidad	K_{droop}	K_P	K_I	K_D
U4	0,061	11,51	3,15	12,52
U7	0,351	10	1	0
U8	0,054	17,31	5,03	11,39
U9	0,0339	13,65	2,84	16,31
PE	0,0798	17,98	11,10	-

Es importante destacar que, al ser la unidad que se desconecta, no se optimizaron los parámetros de la unidad 7.

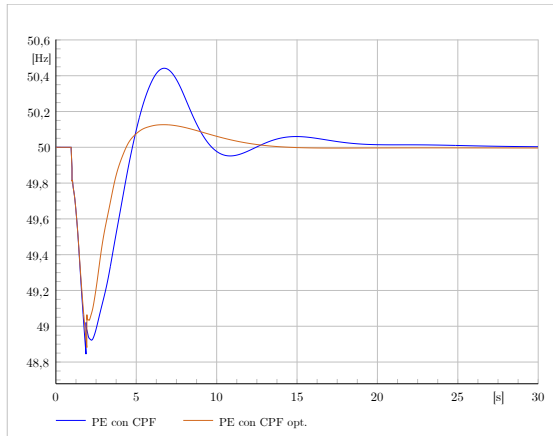
Las Figuras D.1a–D.1e muestran los resultados de las simulaciones dinámicas comparando x_0 y x_{opt} .



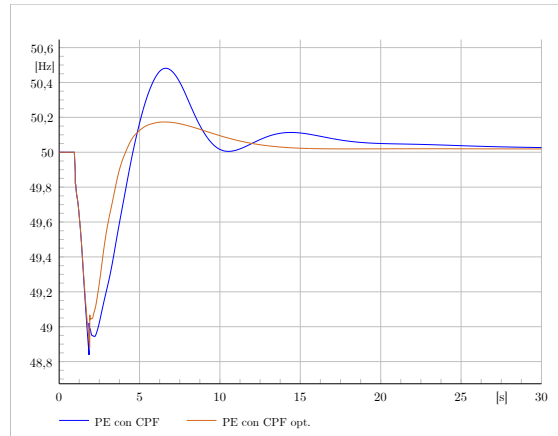
(a) Frecuencia caso 1.



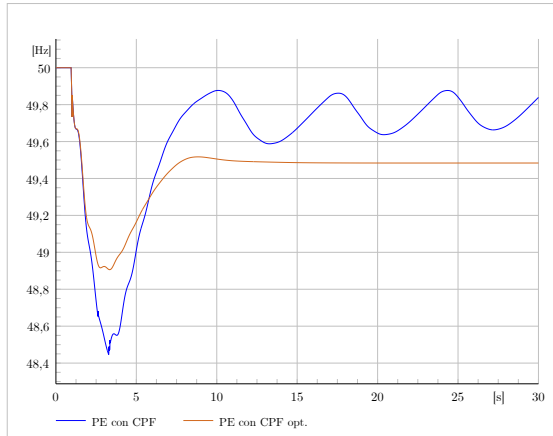
(b) Frecuencia caso 2.



(c) Frecuencia caso 4.



(d) Frecuencia caso 5.



(e) Frecuencia caso 6.

Figura D.1: Comparación de frecuencias para los distintos casos.

La Tabla D.5 muestra la comparación de los valores de *nadir*. La mejora corresponde al porcentaje de reducción de la desviación de frecuencia con respecto a la frecuencia nominal (50 Hz). Esta se calculó mediante la ecuación (D.8).

$$\text{Mejora}(\%) = \frac{\Delta f - \Delta f_0}{\Delta f_0} \cdot 100 \quad (\text{D.8})$$

Donde, $\Delta f = 50 - f_{nadir}$

Tabla D.5: *Nadir* por caso.

Caso	x_0 (Hz)	x_{opt} (Hz)	Mejora del error (%)
1	48,17	48,36	10,38
2	48,88	48,92	3,57
4	48,85	48,88	2,61
5	48,84	48,88	3,45
6	48,44	48,90	29,49

Al observar las figuras y los valores de *nadir*, el único caso donde la mejora del *nadir* es significativa es en el caso 6. En todos los casos, la mejora en el ISE se ve reflejado en las simulaciones como una reducción de las oscilaciones y lográndose una respuesta más amortiguada.

Apéndice E

Inclusión de un AGC al modelo de PF

Para incluir un AGC en el modelo se importó el modelo presente en el sistema de 14 barras de la IEEE. Este esquema consta del *Composite Model Frame AGC IPS1 frame*, el *DSL model AGC IPS1 controller* y los Macros. Estos últimos contienen los bloques comunes de los sistemas de control, tales como el bloque “constante” y el bloque PI.

Por otro lado, la Tabla E.1 muestra los parámetros configurados en el AGC.

Tabla E.1: Parámetros del AGC.

Parámetro	Valor	Unidad
Kp	3	-
Ki	2	-
frefpu	1	p.u.
Pagc_max	10	p.u.
Pagc_min	-10	p.u.

Los pasos seguidos en PF para implementar el AGC son los siguientes:

1. Crear el elemento AGC.ElmComp dentro del objeto Sistema Punta Arenas.ElmNet.
2. Seleccionar el tipo (*type*): AGC IPS1 frame.
3. Acceder al objeto AGC.ElmComp en el Data Manager e importar el modelo AGC controller.ElmDsl.
4. Crear el objeto PLL (Phase Measurement Device PLL-Type.ElmPhi_pll). Seleccionar la barra “Central Tres Puentes Barra Principal de 13,2 kV” como punto de medición.
5. Asignar “AGC controller” y “PLL” a los slots del AGC.ElmComp.

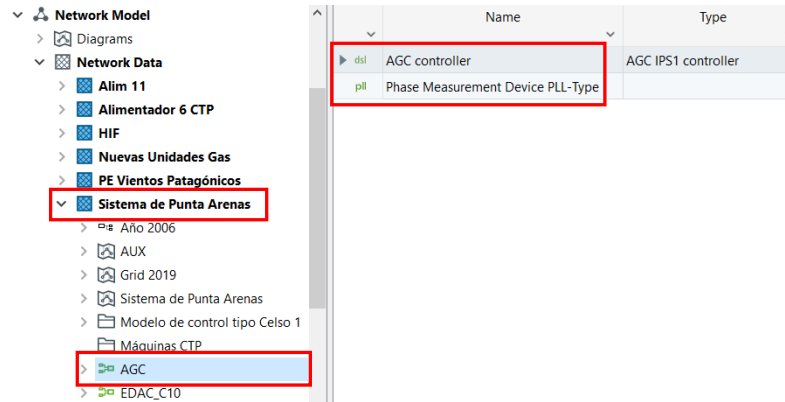


Figura E.1: Creación del objeto AGC.ElmComp.

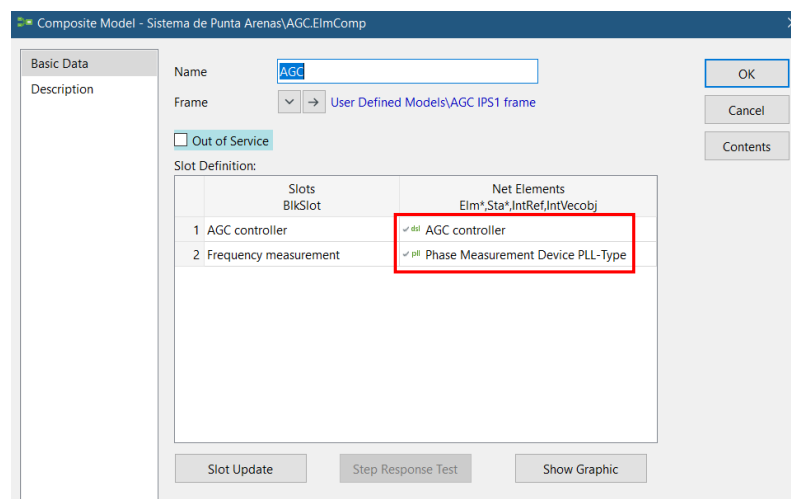
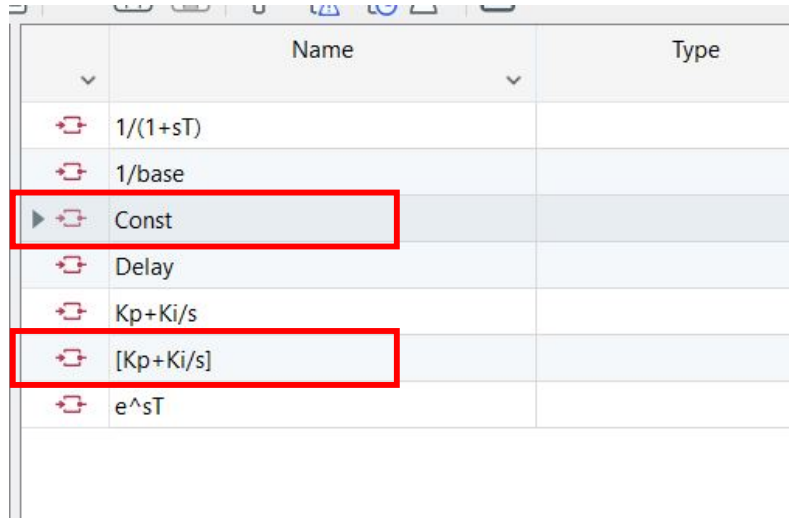


Figura E.2: Configuración del objeto AGC.ElmComp.

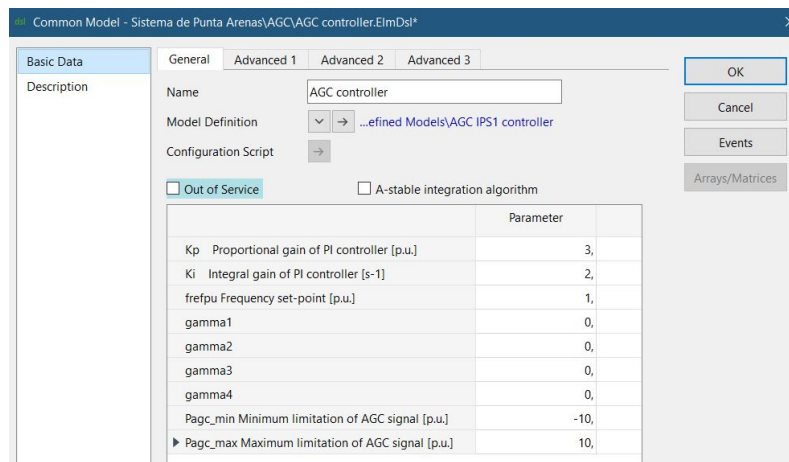
6. Abrir el diagrama de bloques del “AGC controller”. Asignar en los bloques los tipos (*types*) presentes en los macros (bloque de constante, PI, entre otros).



	Name	Type
	$1/(1+sT)$	
	$1/base$	
	Const	
	Delay	
	$Kp+Ki/s$	
	$[Kp+Ki/s]$	
	e^{sT}	

Figura E.3: Configuración del objeto AGC.ElmComp, asignación de bloques.

7. Asignar los valores de los parámetros mostrados en la Tabla E.1.



	Parameter
Kp Proportional gain of PI controller [p.u.]	3,
Ki Integral gain of PI controller [s-1]	2,
frefpu Frequency set-point [p.u.]	1,
gamma1	0,
gamma2	0,
gamma3	0,
gamma4	0,
Pagc_min Minimum limitation of AGC signal [p.u.]	-10,
Pagc_max Maximum limitation of AGC signal [p.u.]	10,

Figura E.4: Configuración del objeto AGC.ElmComp, asignación de parámetros.

8. Modificar los *Composite Model Frames* (BlkDef) de los controladores añadiendo la señal del AGC al lazo de control de potencia.

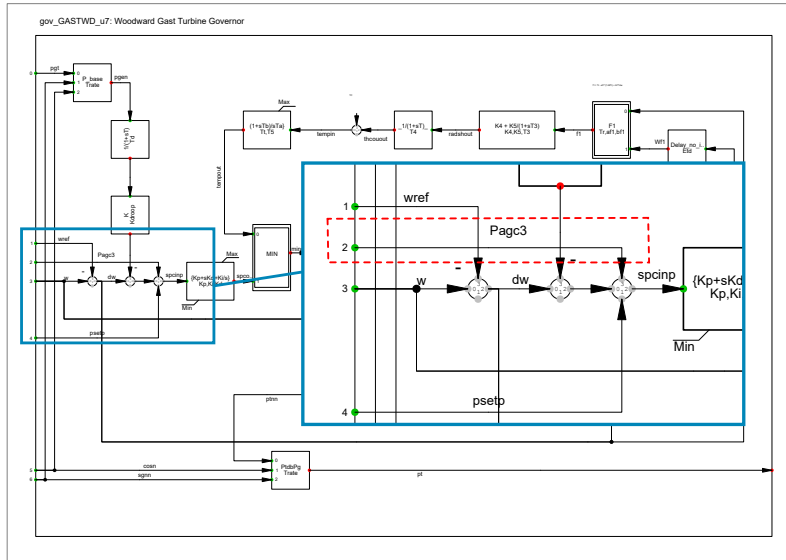


Figura E.5: Inclusión de señal del AGC en gov-GASTWD.

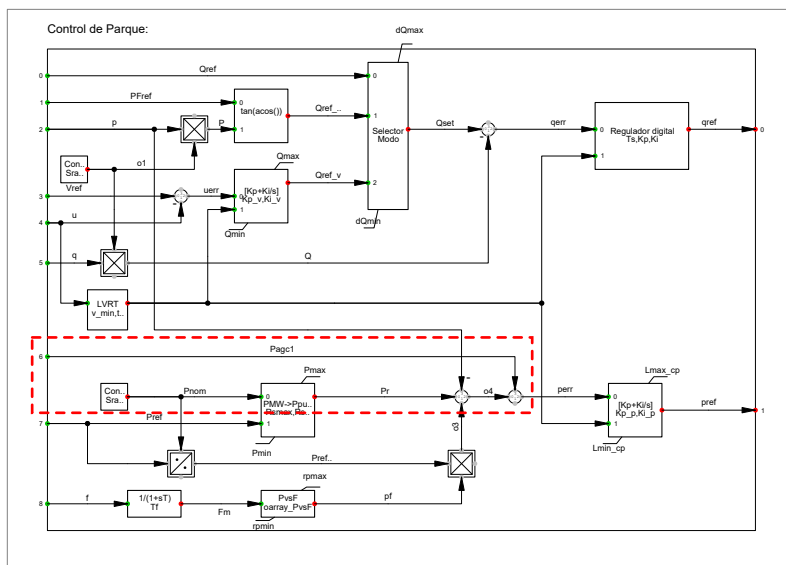


Figura E.6: Inclusión de señal del AGC en el control de parque.

9. Presionar “Interface Update” en la pestaña *Advance 3* para visualizar la señal de Pagc. En “Net Element”, seleccionar AGC controller.ElmDsl, y en “Signal Name” asignar Pagc1 (señal de salida del AGC).

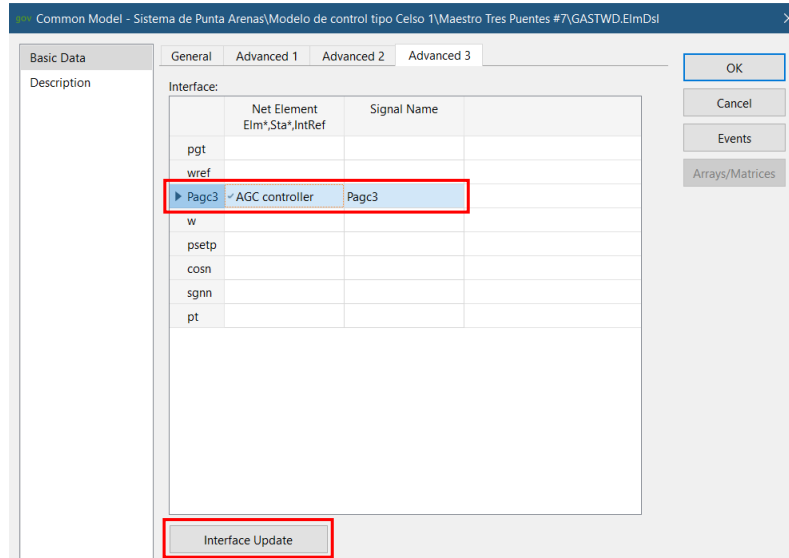


Figura E.7: Configuración de señal del AGC.

10. Inicializar variable Pagc en el controlador (control de planta o gov_GASTWD). Para lograr esto, se debe añadir la línea de código `inc(Pagc1)=0` en la pestaña *Equations* del *Model Definition*.

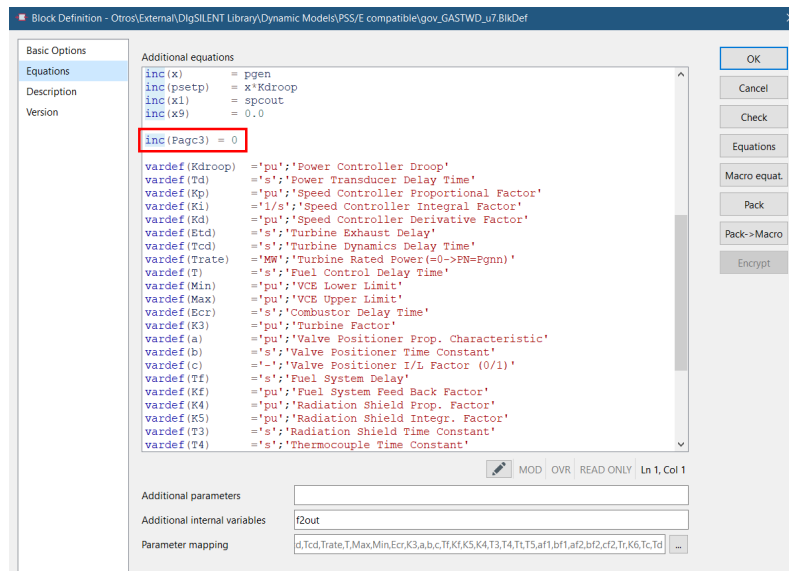


Figura E.8: Inicialización de señal del AGC.

11. En el caso de que un generador participante del AGC se encuentre fuera de servicio en un escenario particular, su señal asociada debe inicializarse con un valor de cero. Por ejemplo, para el caso de la Unidad N°9 Solar Titan, está no se encuentra en servicio en el caso 2 (Tabla 3.5). La Figura E.9 muestra la línea de código adicional que permite inicializar dicha señal en cero.

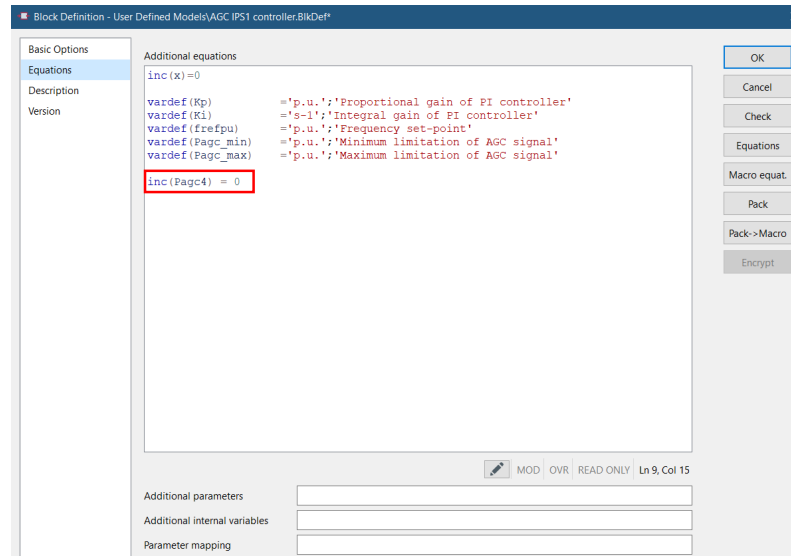


Figura E.9: Inicialización de señal del AGC.

Apéndice F

Resultados

F.1. Sistema de estudio de tres barras

F.1.1. Aumento de demanda a 70 MW

Tabla F.1: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW

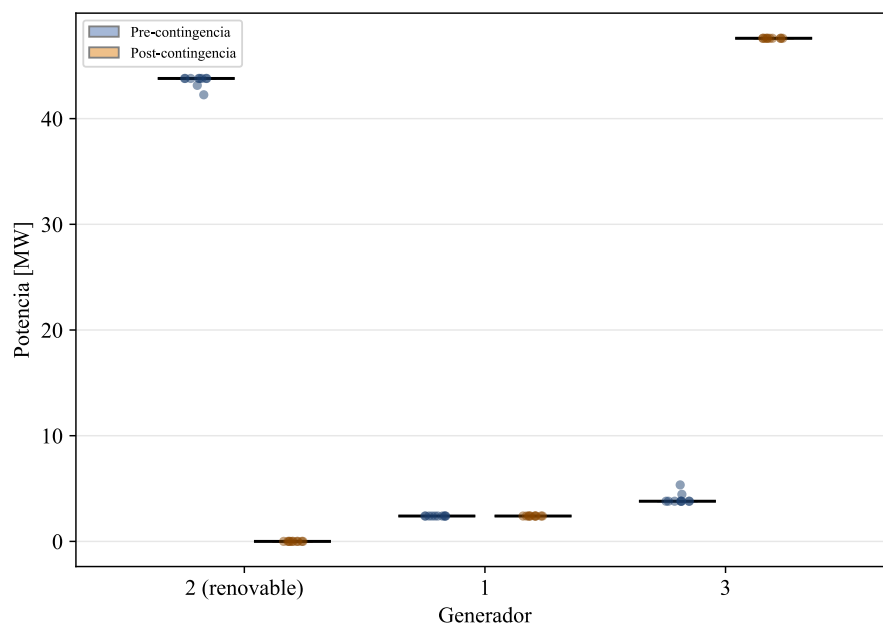
Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.404,07
Costo pre-contingencia		512,28
Costo de reserva (total)		46,82
Costo de reserva Up		46,82
Costo de reserva Dn		0
Costo post-contingencia		844,97
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	24,14	0
2	0	0
3	32,4	0

F.1.2. Reducción de costo combustible térmicasTabla F.2: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW

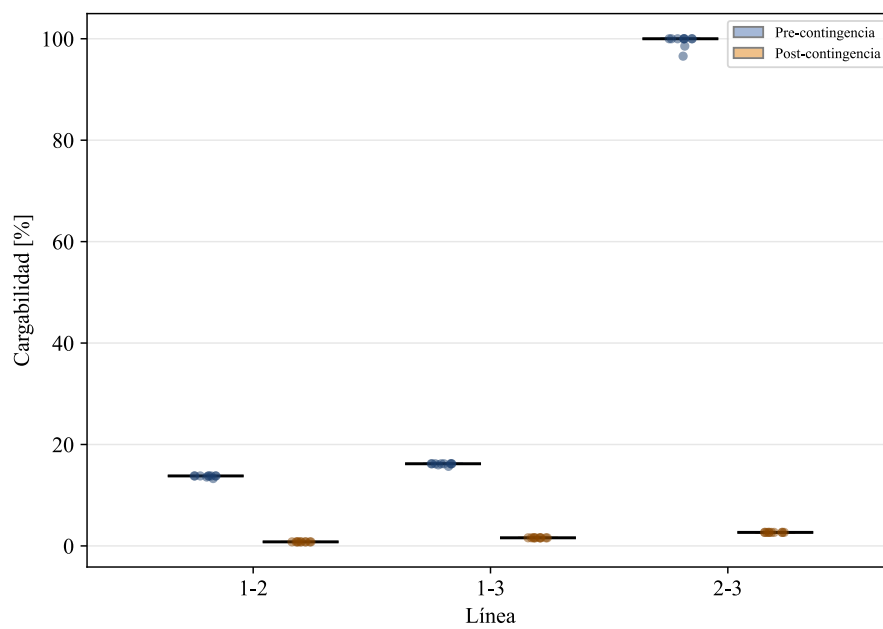
Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		302,22
Costo pre-contingencia		95,1
Costo de reserva (total)		49,06
Costo de reserva Up		48,46
Costo de reserva Dn		0,6
Costo post-contingencia		158,05
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	45,2	2,4
2	2,4	0
3	4,14	0

F.1.3. Aumento de costos de reserva térmicasTabla F.3: Resumen de costos y reservas de generadores, $\varepsilon = -0,62$ MW, $\eta = 14,38$ MW

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.435,32
Costo pre-contingencia		534,63
Costo de reserva (total)		523,34
Costo de reserva Up		520,81
Costo de reserva Dn		2,53
Costo post-contingencia		377,35
Generador	Reserva Up (MW)	Reserva Dn (MW)
1	0	0
2	25,26	0
3	24,74	25,26

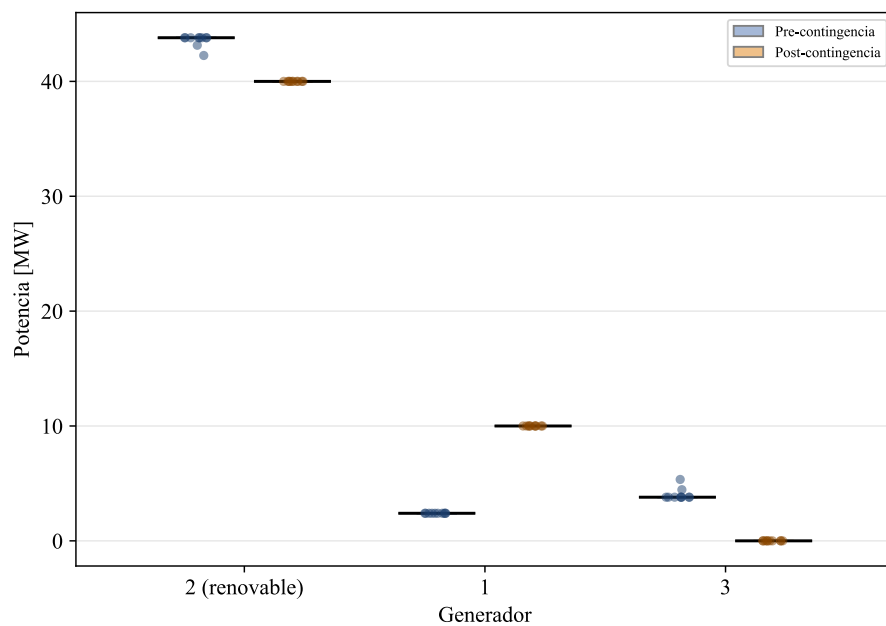
F.1.4. Sistema de estudio de tres barras: caso 4

(a) Caso 4: despachos.

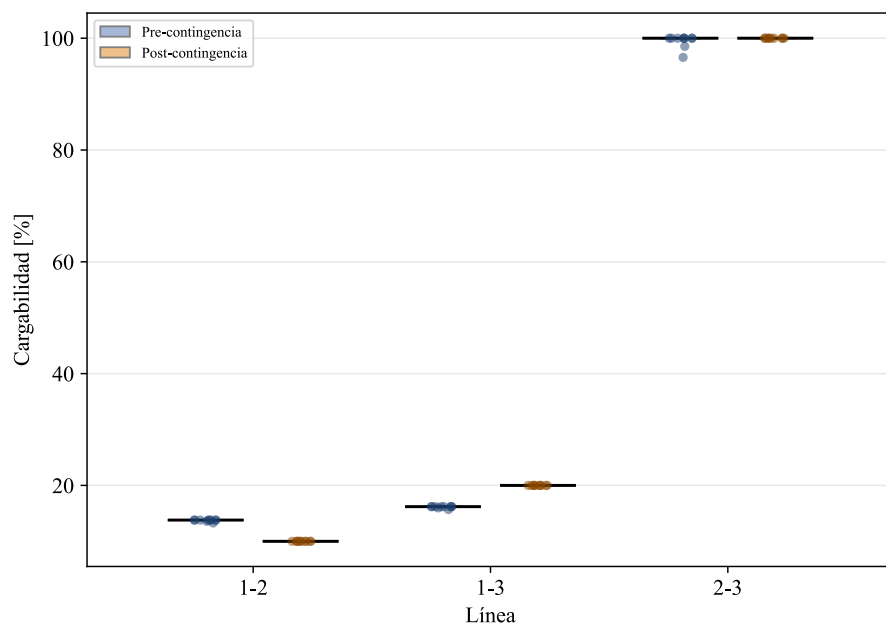


(b) Caso 4: flujos.

Figura F.1: Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia del generador 2.

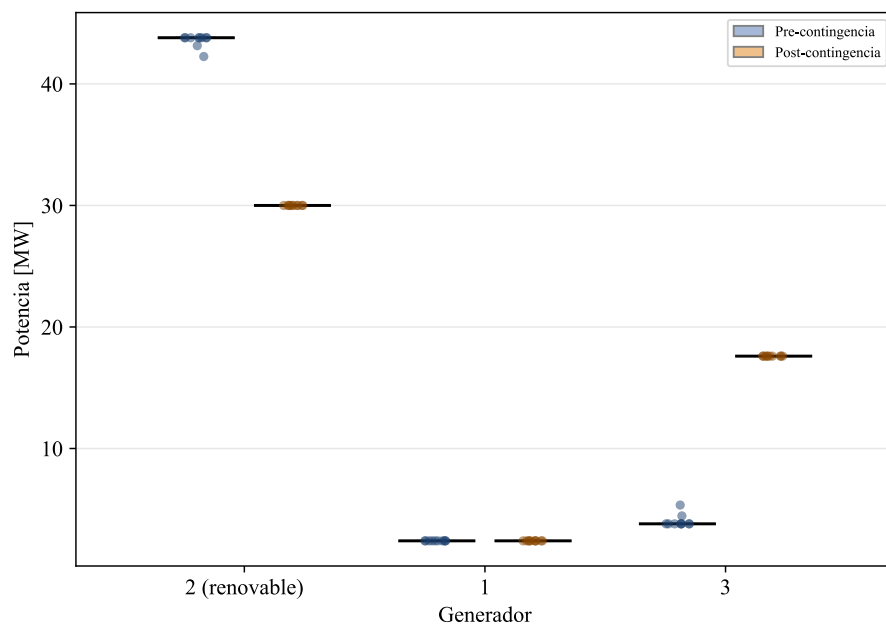


(a) Caso 4: despachos.

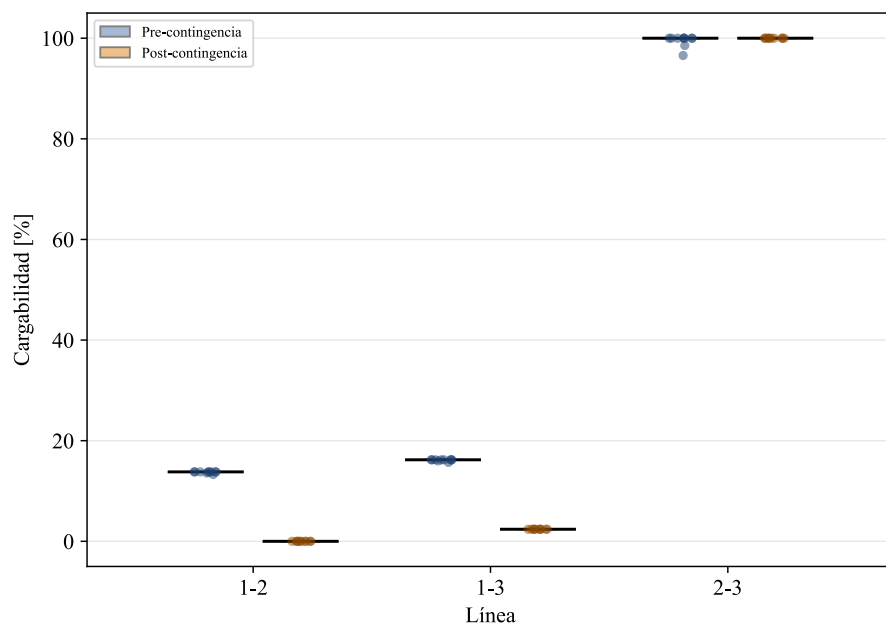


(b) Caso 4: flujos.

Figura F.2: Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia del generador 3.

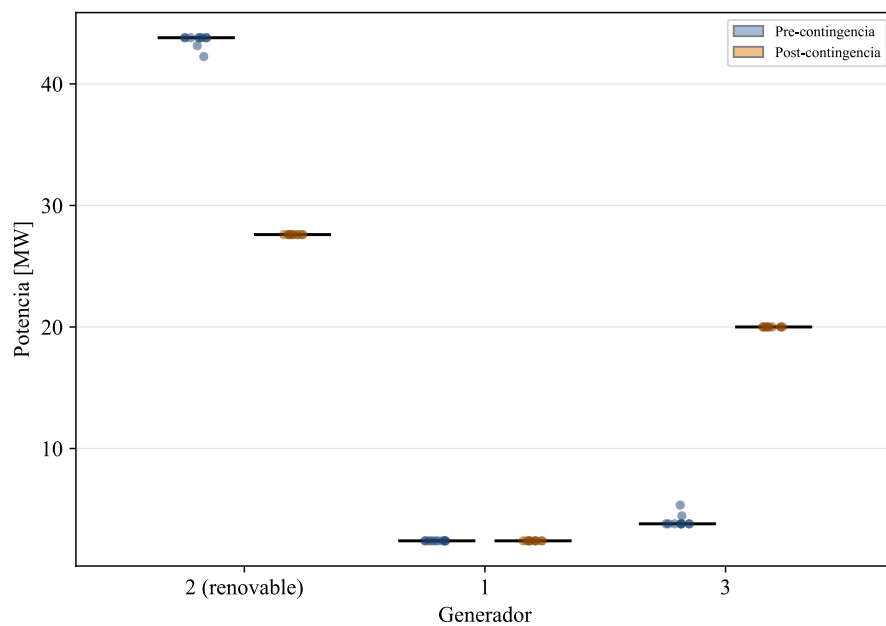


(a) Caso 4: despachos.

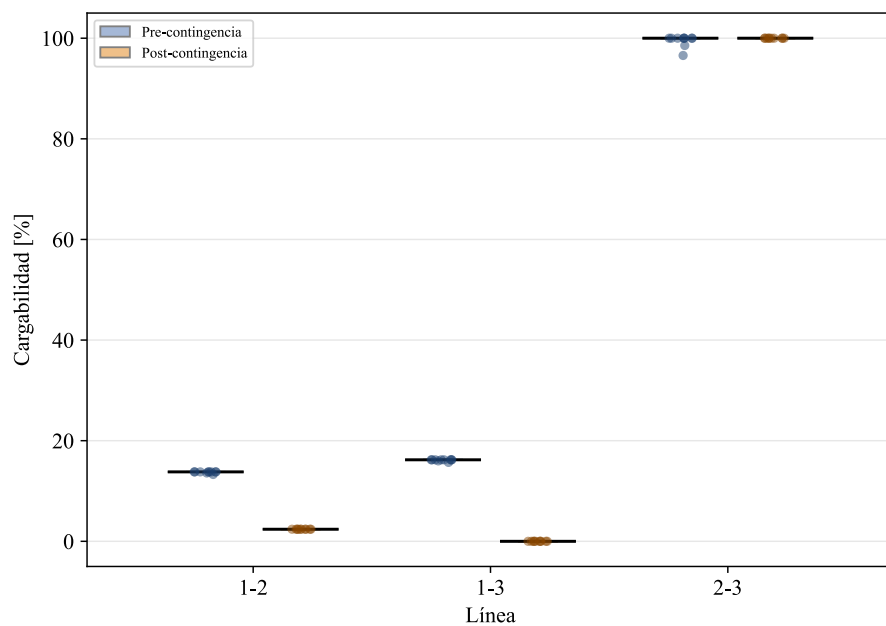


(b) Caso 4: flujos.

Figura F.3: Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 1.

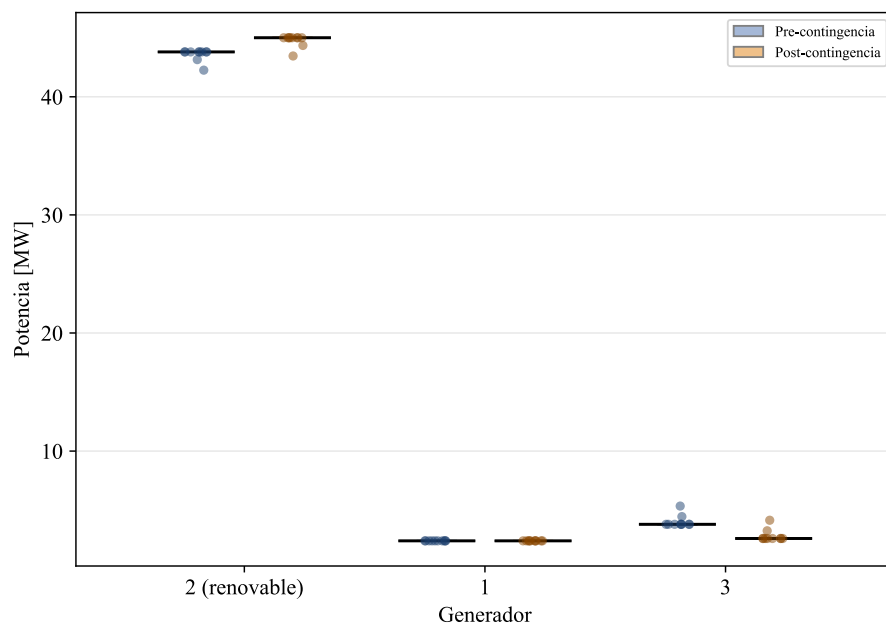


(a) Caso 4: despachos.

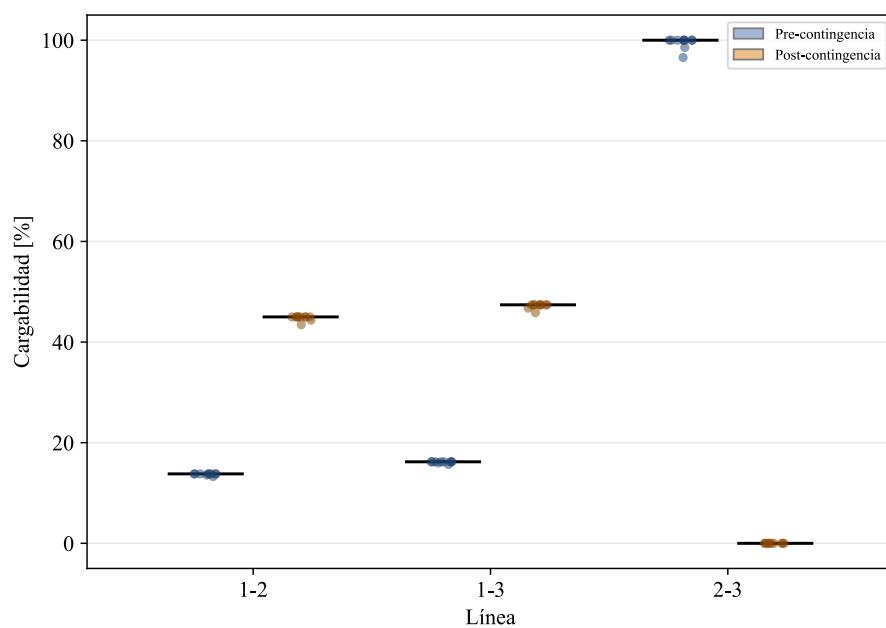


(b) Caso 4: flujos.

Figura F.4: Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 2.



(a) Caso 4: despachos.



(b) Caso 4: flujos.

Figura F.5: Diagramas de cajas y bigotes para la contingencia de la línea 3.

F.2. SM de Punta Arenas

F.2.1. Caso determinista

Escenario de punta

Tabla F.4: Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 7 Solar Titan	7,03	0	15	7,03	7,03
Unidad N° 9 Solar Titan	13,08	15	0	13,08	13,08
WTG1	1,65	2,38	2,38	0	0
WTG2	0,98	2,38	2,38	2,38	0,32
WTG3	1,04	2,38	2,38	2,34	0,32
Pérdidas	0,52	1,03	1,03	0,55	0,2
ENS total	0	2,15	2,15	0	0
Carga total	26,32	26,32	26,32	26,32	23,59

Tabla F.5: Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 6 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	15,09	45,84	12,93	39,27	12,93	39,27	15,09	45,84	12,34	37,49
7-8 (PE)	-4,91	23,16	-8,06	38,05	-8,06	38,05	-4,91	23,16	-2,02	9,53
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-10,04	71,42	-10,04	71,42	-6,65	47,33	-3,65	25,97
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-6,68	47,54	-3,67	26,13
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,04	28,72	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,7	47,66	-2,66	18,92
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,05	14,55	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,33	23,71	-1,33	9,47
Transformadores										
1-2	6,93	34,64	6,93	34,63	6,93	34,63	6,93	34,64	6,93	34,64
1-3	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77
1-4	15,17	24,09	12,98	20,62	12,98	20,62	15,17	24,09	12,39	19,68
1-7	-4,75	39,61	-7,68	63,98	-7,68	63,98	-4,75	39,61	-1,98	16,49
5-6	15,02	45,5	12,87	39	12,87	39	15,02	45,5	12,29	37,24
10-11	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	0	0	-1,02	25,47
12-13	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33
14-15	-2,05	51,28	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,35	83,69	-1,33	33,33

Tabla F.6: Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,55	0	9,69	5,58	5,58
Unidad N° 7 Solar Titan	5,07	9,69	0	7	5,07
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	1,65	2,38	2,38	0	1,04
WTG2	0,98	2,38	2,38	2,38	1,69
WTG3	1,04	2,38	2,38	2,38	0,98
Pérdidas	0,44	0,99	0,99	0,48	0,43
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,91	18,91	18,91	18,91	17

Tabla F.7: Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	8,63	26,23
7-8 (PE)	-4,91	23,19	-8,07	38,08	-8,07	38,08	-4,95	23,37	-4,96	23,39
8-9 (PE)	-6,66	47,37	-10,05	71,46	-10,05	71,46	-6,7	47,65	-6,7	47,68
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-6,72	47,83	-6,73	47,86
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,04	28,72	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-4,69	33,33
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,05	14,55	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,99	14,19
Transformadores										
1-2	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,26
1-3	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82
1-4	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	8,66	13,76
1-7	-4,76	39,66	-7,68	64,02	-7,68	64,02	-4,79	39,95	-4,8	39,98
5-6	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	8,61	26,08
10-11	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	0	0	-2,06	51,51
12-13	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2,7	67,58
14-15	-2,05	51,28	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2	50

Tabla F.8: Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,86	0	10	5,89	5,89
Unidad N° 7 Solar Titan	7,03	11,92	0	15	7,03
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	0	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	13,08	13,08	15	14,61	13,08
UG N°10	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
UG N°11	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
UG N°12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
WTG1	1,65	2,38	2,38	2,38	0,33
WTG2	0,98	2,38	2,38	2,38	0,32
WTG3	1,04	2,38	2,38	2,38	0,32
Pérdidas	0,82	1,32	1,32	1,32	0,47
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	49,83	49,83	49,83	49,83	45,5

Tabla F.9: Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 12 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	22,71	69
7-8 (PE)	-4,36	20,57	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-1,77	8,35
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-3,98	28,3
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-4	28,46
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,04	28,72	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-2,66	18,92
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,05	14,55	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,33	9,47
Transformadores										
1-2	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32
1-3	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89
1-4	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	22,88	36,34
1-7	-4,24	35,31	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-1,73	14,45
2-16	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
2-17	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52
2-18	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-19	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
5-6	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	22,55	68,32
10-11	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,35	33,7
12-13	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33
14-15	-2,05	51,28	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33

Tabla F.10: Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,86	0	5,89	9,99	5,89
Unidad N° 5 Caterpillar	2,72	2,72	0	2,72	2,72
Unidad N° 7 Solar Titan	7,03	11,91	7,03	0	7,03
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	13,08	13,08	14,79	15	13,08
UG N°10	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
UG N°11	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
UG N°12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°13	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
UG N°14	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
WTG1	1,65	2,38	2,38	2,38	0
WTG2	0,98	2,38	2,38	2,38	0,19
WTG3	1,04	2,38	2,38	2,38	0,32
Pérdidas	0,91	1,4	1,4	1,4	0,53
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	54,7	54,7	54,7	54,7	49,95

Tabla F.11: Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 14 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	29,79	90,48	29,79	90,48	29,79	90,48	29,79	90,48	24,95	75,78
7-8 (PE)	-4,16	19,63	-7,34	34,64	-7,34	34,64	-7,34	34,64	-1,12	5,27
8-9 (PE)	-6,65	47,32	-10,04	71,41	-10,04	71,41	-10,04	71,41	-3,52	25,05
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-3,55	25,22
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,04	28,72	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-2,53	18,01
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,05	14,55	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,33	9,47
Transformadores										
1-2	3,99	19,96	3,99	19,96	6,71	33,56	3,99	19,96	3,99	19,96
1-3	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34
1-4	30,07	47,77	30,07	47,77	30,07	47,77	30,07	47,77	25,15	39,95
1-7	-4,05	33,75	-7,03	58,57	-7,03	58,57	-7,03	58,57	-1,09	9,11
2-16	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
2-17	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
2-18	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-19	-1,42	56,71	-1,42	56,71	-1,42	56,71	-1,42	56,71	-1,42	56,71
2-20	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
5-6	29,5	89,39	29,5	89,39	29,5	89,39	29,5	89,39	24,74	74,98
10-11	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,02	25,47
12-13	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,21	30,13
14-15	-2,05	51,28	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33

Tabla F.12: Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,22	0	9,36	5,25	5,25
Unidad N° 7 Solar Titan	5	9,36	0	6,93	5
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	1,65	2,38	2,38	0	1,83
WTG2	0,98	2,38	2,38	2,38	1,65
WTG3	1,04	2,38	2,38	2,38	0,98
Pérdidas	0,53	1,14	1,14	0,56	0,62
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,43	18,43	18,43	18,43	17,16

Tabla F.13: Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	6,61	20,08
7-8 (PE)	-5,83	27,5	-8,95	42,23	-8,95	42,23	-5,86	27,67	-6,56	30,95
8-9 (PE)	-6,67	47,43	-10,06	71,52	-10,06	71,52	-6,71	47,71	-7,44	52,95
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-6,72	47,83	-7,46	53,09
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,04	28,72	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-4,65	33,08
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,05	14,55	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,99	14,19
Transformadores										
1-2	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52
1-3	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89
1-4	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	6,63	10,53
1-7	-5,62	46,8	-8,47	70,61	-8,47	70,61	-5,65	47,1	-6,3	52,54
5-6	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	6,6	19,99
10-11	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	0	0	-2,84	70,96
12-13	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2,67	66,67
14-15	-2,05	51,28	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2	50

Escenario de media

Tabla F.14: Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 7 Solar Titan	6,93	0	15	7,62	6,93
Unidad N° 9 Solar Titan	15	15	0	14,98	14,98
WTG1	1,05	1,4	1,4	0	0
WTG2	0,78	1,4	1,4	1,4	0
WTG3	1,05	1,4	1,4	1,4	0
Pérdidas	0,3	0,34	0,34	0,28	0,12
ENS total	0	5,66	5,66	0	0
Carga total	26,32	26,32	26,32	26,32	23,59

Tabla F.15: Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 6 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	15,09	45,84	9,39	28,52	9,39	28,52	15,09	45,84	12,34	37,49
7-8 (PE)	-2,99	14,12	-4,23	19,95	-4,23	19,95	-2,31	10,91	-0,18	0,86
8-9 (PE)	-4,64	33,01	-5,93	42,19	-5,93	42,19	-3,95	28,09	-1,78	12,63
9-10 (PE)	-4,67	33,19	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-3,97	28,26	-1,8	12,77
10-12 (WTG1-WTG2)	-3,02	21,51	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-1,2	8,52
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,65	11,72	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-0,6	4,26
Transformadores										
1-2	6,93	34,64	6,93	34,64	6,93	34,64	6,93	34,63	6,93	34,64
1-3	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77
1-4	15,17	24,09	9,42	14,96	9,42	14,96	15,17	24,09	12,39	19,68
1-7	-2,93	24,42	-4,11	34,28	-4,11	34,28	-2,27	18,88	-0,18	1,48
5-6	15,02	45,5	9,36	28,36	9,36	28,36	15,02	45,5	12,29	37,24
10-11	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	0	0	-0,6	14,99
12-13	-1,38	34,49	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,6	14,99
14-15	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,6	14,99

Tabla F.16: Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,4	0	8,09	4,85	4,85
Unidad N° 7 Solar Titan	5,04	11,26	0	8,41	5,04
Unidad N° 8 GE10	2	2	5,17	0	2
WTG1	1,05	1,4	1,4	1,4	0,76
WTG2	0,78	1,4	1,4	1,4	1,4
WTG3	1,05	1,4	1,4	1,4	1,4
Pérdidas	0,23	0,35	0,35	0,35	0,25
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,91	18,91	18,91	18,91	17

Tabla F.17: Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	8,63	26,23
7-8 (PE)	-3	14,14	-4,23	19,98	-4,23	19,98	-4,23	19,98	-3,63	17,15
8-9 (PE)	-4,65	33,06	-5,94	42,23	-5,94	42,23	-5,94	42,23	-5,3	37,7
9-10 (PE)	-4,67	33,19	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,32	37,85
10-12 (WTG1-WTG2)	-3,02	21,51	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,65	11,72	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16
Transformadores										
1-2	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,26	4,85	24,26	4,85	24,26
1-3	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82
1-4	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	8,66	13,76
1-7	-2,94	24,47	-4,12	34,33	-4,12	34,33	-4,12	34,33	-3,56	29,63
5-6	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	8,61	26,08
10-11	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-1,35	33,83
12-13	-1,38	34,49	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9
14-15	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9

Tabla F.18: Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	9,31	0	10	7,35	6,76
Unidad N° 7 Solar Titan	6,93	15	0	15	6,93
Unidad N° 8 GE10	7,33	7,35	10,5	0	7,33
Unidad N° 9 Solar Titan	14,64	14,64	14,64	14,64	14,62
UG N°10	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°11	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°12	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°13	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
WTG1	1,05	1,4	1,4	1,4	0,89
WTG2	0,78	1,4	1,4	1,4	0
WTG3	1,05	1,4	1,4	1,4	0
Pérdidas	0,67	0,76	0,7	0,76	0,44
ENS total	0	0	1,79	0	0
Carga total	49,83	49,83	49,83	49,83	45,5

Tabla F.19: Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 12 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	27,12	82,37	27,12	82,37	25,3	76,85	27,12	82,37	22,71	69
7-8 (PE)	-2,42	11,42	-3,68	17,36	-3,68	17,36	-3,68	17,36	-0,48	2,26
8-9 (PE)	-4,64	33,02	-5,93	42,2	-5,93	42,2	-5,93	42,2	-2,66	18,94
9-10 (PE)	-4,67	33,19	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-2,68	19,08
10-12 (WTG1-WTG2)	-3,02	21,51	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-1,2	8,52
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,65	11,72	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-0,6	4,26
Transformadores										
1-2	5,55	27,73	5,55	27,73	5,55	27,73	5,55	27,73	5,55	27,73
1-3	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89
1-4	27,35	43,45	27,35	43,45	25,51	40,52	27,35	43,45	22,88	36,34
1-7	-2,37	19,76	-3,6	29,98	-3,6	29,98	-3,6	29,98	-0,47	3,91
2-16	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
2-17	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
2-18	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64
2-19	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
5-6	26,88	81,45	26,88	81,45	25,09	76,03	26,88	81,45	22,55	68,32
10-11	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-1,49	37,24
12-13	-1,38	34,49	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,6	14,99
14-15	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,6	14,99

Tabla F.20: Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	9,31	0	6,76	10	6,76
Unidad N° 5 Caterpillar	2,72	2,72	0	2,72	2,72
Unidad N° 7 Solar Titan	6,93	15	10,96	0	6,93
Unidad N° 8 GE10	7,33	7,33	7,33	10,5	7,33
Unidad N° 9 Solar Titan	15	15	15	15	14,98
UG N°10	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°11	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°12	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°13	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
UG N°14	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
WTG1	1,05	1,4	1,4	1,4	0,37
WTG2	0,78	1,4	1,4	1,4	0
WTG3	1,05	1,4	1,4	1,4	0,07
Pérdidas	0,78	0,85	0,85	0,78	0,51
ENS total	0	0	0	1,76	0
Carga total	54,7	54,7	54,7	54,7	49,95

Tabla F.21: Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 14 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	29,79	90,48	29,79	90,48	29,79	90,48	27,99	85,01	24,95	75,78
7-8 (PE)	-2,21	10,44	-3,48	16,4	-3,48	16,4	-3,48	16,4	0,18	0,87
8-9 (PE)	-4,64	33,01	-5,93	42,18	-5,93	42,18	-5,93	42,18	-2,2	15,68
9-10 (PE)	-4,67	33,19	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-2,23	15,83
10-12 (WTG1-WTG2)	-3,02	21,51	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-1,26	8,99
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,65	11,72	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-0,67	4,74
Transformadores										
1-2	2,22	11,09	2,22	11,09	4,94	24,69	2,22	11,09	2,22	11,09
1-3	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34
1-4	30,07	47,77	30,07	47,77	30,07	47,77	28,24	44,86	25,15	39,95
1-7	-2,17	18,06	-3,41	28,38	-3,41	28,38	-3,41	28,38	0,19	1,56
2-16	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
2-17	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
2-18	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64	-1,89	75,64
2-19	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
2-20	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65	-1,89	75,65
5-6	29,5	89,39	29,5	89,39	29,5	89,39	27,73	84,04	24,74	74,98
10-11	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,96	24,1
12-13	-1,38	34,49	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,6	14,99
14-15	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-0,67	16,67

Tabla F.22: Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7	0	7,69	4,45	4,45
Unidad N° 7 Solar Titan	5	10,86	0	8,41	5,13
Unidad N° 8 GE10	2	2	5,17	0	2
WTG1	1,05	1,4	1,4	1,4	1,4
WTG2	0,78	1,4	1,4	1,4	1,4
WTG3	1,05	1,4	1,4	1,4	1,4
Pérdidas	0,27	0,43	0,43	0,43	0,42
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,43	18,43	18,43	18,43	17,16

Tabla F.23: Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 0,6$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	6,61	20,08
7-8 (PE)	-3,93	18,55	-5,15	24,28	-5,15	24,28	-5,15	24,28	-5,15	24,28
8-9 (PE)	-4,66	33,11	-5,95	42,29	-5,95	42,29	-5,95	42,29	-5,95	42,29
9-10 (PE)	-4,67	33,19	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,96	42,39	-5,96	42,39
10-12 (WTG1-WTG2)	-3,02	21,51	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3	-3,98	28,3
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,65	11,72	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16	-1,99	14,16
Transformadores										
1-2	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52
1-3	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89
1-4	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	6,63	10,53
1-7	-3,83	31,96	-4,98	41,47	-4,98	41,47	-4,98	41,47	-4,98	41,47
5-6	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	6,6	19,99
10-11	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9
12-13	-1,38	34,49	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9
14-15	-1,65	41,3	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9	-2	49,9

F.2.2. Aumento capacidad PE 12 MWTabla F.24: Despacho de generadores — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 7 Solar Titan	11,32	0	15	11,32	11,32
Unidad N° 9 Solar Titan	8,78	15	0	8,78	8,78
WTG1	0,88	2,66	2,66	0	0,07
WTG2	0,9	2,66	2,66	1,82	0,2
WTG3	1,53	2,66	2,66	2,66	0
Pérdidas	0,52	1,29	1,29	0,55	0,2
ENS total	0	1,21	1,21	0	0
Carga total	26,32	26,32	26,32	26,32	23,59

Tabla F.25: Flujos y cargabilidad — Caso 1, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 6 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	15,09	45,84	13,87	42,13	13,87	42,13	15,09	45,84	12,34	37,49
7-8 (PE)	-4,91	23,16	-9,12	43,05	-9,12	43,05	-4,91	23,16	-2,02	9,53
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-11,21	79,71	-11,21	79,71	-6,65	47,33	-3,65	25,97
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-6,68	47,54	-3,67	26,13
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,69	33,33	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-6,7	47,66	-2,47	17,54
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,66	18,9	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-1,14	8,08
Transformadores										
1-2	6,93	34,64	6,93	34,64	6,93	34,63	6,93	34,64	6,93	34,64
1-3	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77	2,77	19,77
1-4	15,17	24,09	13,93	22,13	13,93	22,13	15,17	24,09	12,39	19,68
1-7	-4,75	39,61	-8,63	71,91	-8,63	71,91	-4,75	39,61	-1,98	16,49
5-6	15,02	45,5	13,81	41,83	13,81	41,83	15,02	45,5	12,29	37,24
10-11	-2,02	50,4	-3,79	94,63	-3,79	94,63	0	0	-1,21	30,33
12-13	-2,04	50,94	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-2,95	73,81	-1,33	33,33
14-15	-2,67	66,67	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,14	28,46

Tabla F.26: Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,55	0	8,74	5,24	5,24
Unidad N° 7 Solar Titan	5,07	8,74	0	6,65	5,07
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	0,88	2,66	2,66	0	2,66
WTG2	0,9	2,66	2,66	2,66	0,2
WTG3	1,53	2,66	2,66	2,66	0,9
Pérdidas	0,45	1,24	1,24	0,59	0,49
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,91	18,91	18,91	18,91	17

Tabla F.27: Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	8,63	26,23
7-8 (PE)	-4,91	23,19	-9,13	43,07	-9,13	43,07	-5,69	26,83	-5,32	25,11
8-9 (PE)	-6,66	47,37	-11,21	79,75	-11,21	79,75	-7,48	53,19	-7,09	50,44
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-7,51	53,39	-7,12	50,62
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,69	33,33	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-3,36	23,9
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,66	18,9	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-2,03	14,45
Transformadores										
1-2	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25
1-3	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82
1-4	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	8,66	13,76
1-7	-4,76	39,66	-8,63	71,95	-8,63	71,95	-5,48	45,7	-5,14	42,84
5-6	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	8,61	26,08
10-11	-2,02	50,4	-3,79	94,63	-3,79	94,63	0	0	-3,79	94,63
12-13	-2,04	50,94	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,33	33,33
14-15	-2,67	66,67	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-2,04	50,93

Tabla F.28: Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	8,81	0	10	6,5	6,5
Unidad N° 7 Solar Titan	11,32	15	0	15	11,32
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	0	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	8,78	10	15	14	8,78
UG N°10	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°11	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°12	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
UG N°13	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
WTG1	0,88	2,66	2,66	2,66	0,2
WTG2	0,9	2,66	2,66	2,66	0,2
WTG3	1,53	2,66	2,66	2,66	0,57
Pérdidas	0,81	1,55	1,55	1,55	0,47
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	49,83	49,83	49,83	49,83	45,5

Tabla F.29: Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 12 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	22,71	69
7-8 (PE)	-4,36	20,57	-8,59	40,55	-8,59	40,55	-8,59	40,55	-2,12	10
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-11,21	79,72	-11,21	79,72	-11,21	79,72	-4,34	30,84
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-4,36	31,01
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,69	33,33	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-3,03	21,58
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,66	18,9	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-1,7	12,12
Transformadores										
1-2	8,62	43,08	8,62	43,08	8,62	43,08	8,62	43,08	8,62	43,08
1-3	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89
1-4	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	22,88	36,34
1-7	-4,24	35,31	-8,15	67,94	-8,15	67,94	-8,15	67,94	-2,08	17,3
2-16	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-17	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-18	-0,95	37,91	-0,95	37,91	-0,95	37,91	-0,95	37,91	-0,95	37,91
2-19	-1,02	40,99	-1,02	40,99	-1,02	40,99	-1,02	40,99	-1,02	40,99
5-6	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	22,55	68,32
10-11	-2,02	50,4	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,33	33,33
12-13	-2,04	50,94	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,33	33,33
14-15	-2,67	66,67	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,71	42,71

Tabla F.30: Despacho de generadores — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	8,81	0	6,5	9,99	6,5
Unidad N° 5 Caterpillar	2,72	2,72	0	2,72	2,72
Unidad N° 7 Solar Titan	11,32	15	12,43	0	11,32
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	8,78	9,99	8,78	15	8,78
UG N°10	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
UG N°11	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°14	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
WTG1	0,88	2,66	2,66	2,66	0,11
WTG2	0,9	2,66	2,66	2,66	0,2
WTG3	1,53	2,66	2,66	2,66	0,2
Pérdidas	0,9	1,64	1,64	1,64	0,53
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	54,7	54,7	54,7	54,7	49,95

Tabla F.31: Flujos y cargabilidad — Caso 5, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 14 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	29,79	90,48	29,79	90,48	29,79	90,48	29,79	90,48	24,95	75,78
7-8 (PE)	-4,16	19,63	-8,4	39,64	-8,4	39,64	-8,4	39,64	-1,47	6,92
8-9 (PE)	-6,65	47,32	-11,21	79,7	-11,21	79,7	-11,21	79,7	-3,88	27,59
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-3,9	27,77
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,69	33,33	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-2,66	18,92
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,66	18,9	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-1,33	9,47
Transformadores										
1-2	4,94	24,71	4,94	24,71	7,66	38,31	4,94	24,71	4,94	24,71
1-3	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34	8,45	60,34
1-4	30,07	47,77	30,07	47,77	30,07	47,77	30,07	47,77	25,15	39,95
1-7	-4,05	33,75	-7,98	66,5	-7,98	66,5	-7,98	66,5	-1,44	11,97
2-16	-1,33	53,37	-1,33	53,37	-1,33	53,37	-1,33	53,37	-1,33	53,37
2-17	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-18	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-19	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-20	-1,63	65,01	-1,63	65,01	-1,63	65,01	-1,63	65,01	-1,63	65,01
5-6	29,5	89,39	29,5	89,39	29,5	89,39	29,5	89,39	24,74	74,98
10-11	-2,02	50,4	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,25	31,24
12-13	-2,04	50,94	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,33	33,33
14-15	-2,67	66,67	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-1,33	33,33

Tabla F.32: Despacho de generadores — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,22	0	8,41	4,91	4,91
Unidad N° 7 Solar Titan	5	8,41	0	6,59	5
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	0,88	2,66	2,66	0	0,86
WTG2	0,9	2,66	2,66	2,66	1,44
WTG3	1,53	2,66	2,66	2,66	2,2
Pérdidas	0,53	1,39	1,39	0,67	0,68
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,43	18,43	18,43	18,43	17,16

Tabla F.33: Flujos y cargabilidad — Caso 6, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1, 14$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	7,89	23,95	6,61	20,08
7-8 (PE)	-5,83	27,5	-10,01	47,22	-10,01	47,22	-6,6	31,14	-6,92	32,67
8-9 (PE)	-6,67	47,43	-11,22	79,81	-11,22	79,81	-7,49	53,24	-7,83	55,7
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-11,26	80,08	-11,26	80,08	-7,51	53,39	-7,85	55,86
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,69	33,33	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-7,53	53,53	-5,88	41,8
12-14 (WTG2-WTG3)	-2,66	18,9	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,77	26,79	-3,32	23,61
Transformadores										
1-2	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52	7,7	38,52
1-3	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89	2,23	15,89
1-4	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	7,91	12,56	6,63	10,53
1-7	-5,62	46,8	-9,42	78,54	-9,42	78,54	-6,34	52,84	-6,65	55,39
5-6	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	7,86	23,83	6,6	19,99
10-11	-2,02	50,4	-3,79	94,63	-3,79	94,63	0	0	-2	50
12-13	-2,04	50,94	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-2,57	64,29
14-15	-2,67	66,67	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,79	94,63	-3,33	83,33

F.2.3. Reducción de costos de combustible a $0,65 \cdot a_g$ Tabla F.34: Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,55	0	9,69	5,58	5,58
Unidad N° 7 Solar Titan	5,07	9,69	0	7	5,07
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	0,98	2,38	2,38	0	1,08
WTG2	1,71	2,38	2,38	2,38	1,65
WTG3	0,98	2,38	2,38	2,38	0,98
Pérdidas	0,45	0,99	0,99	0,48	0,43
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,91	18,91	18,91	18,91	17

Tabla F.35: Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	8,63	26,23
7-8 (PE)	-4,91	23,19	-8,07	38,08	-8,07	38,08	-4,95	23,37	-4,96	23,39
8-9 (PE)	-6,66	47,37	-10,05	71,46	-10,05	71,46	-6,7	47,65	-6,7	47,68
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-6,72	47,83	-6,73	47,86
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,7	33,45	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-4,65	33,08
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,99	14,19	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,99	14,19
Transformadores										
1-2	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,26
1-3	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82
1-4	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	8,66	13,76
1-7	-4,76	39,66	-7,68	64,02	-7,68	64,02	-4,79	39,95	-4,8	39,98
5-6	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	8,61	26,08
10-11	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	0	0	-2,1	52,42
12-13	-2,72	67,97	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2,67	66,67
14-15	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2	50

Tabla F.36: Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,86	0	10	5,89	5,89
Unidad N° 7 Solar Titan	10,37	15	0	15	10,37
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	0	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	9,73	10	15	14,61	9,73
UG N°10	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
UG N°11	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
UG N°12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
WTG1	0,98	2,38	2,38	2,38	0,65
WTG2	1,71	2,38	2,38	2,38	0
WTG3	0,98	2,38	2,38	2,38	0,31
Pérdidas	0,82	1,32	1,32	1,32	0,47
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	49,83	49,83	49,83	49,83	45,5

Tabla F.37: Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 12 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	22,71	69
7-8 (PE)	-4,36	20,57	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-1,77	8,35
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-3,98	28,3
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-4	28,46
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,7	33,45	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-2,34	16,67
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,99	14,19	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,33	9,44
Transformadores										
1-2	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32
1-3	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89
1-4	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	22,88	36,34
1-7	-4,24	35,31	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-1,73	14,45
2-16	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
2-17	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52
2-18	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-19	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
5-6	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	22,55	68,32
10-11	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,67	41,66
12-13	-2,72	67,97	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,02	25,47
14-15	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,24

Reducción de costos de combustible a $0,2 \cdot a_g$

Tabla F.38: Resumen de costos y reservas de generadores

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		1.254,57
Costo pre-contingencia (esperado)		86,83
Costo de reserva		131,59
Costo de reserva Up		96,61
Costo de reserva Dn		34,99
Costo post-contingencia (esperado)		1.036,16
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	18,44	22,68
Unidad N° 7 Solar Titan	30,97	0
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	32,98	0
WTG1	40,46	28,53
WTG2	40,46	28,53
WTG3	29,48	39,51
Reserva total PE	36,8	32,19

F.2.4. Aumento de costos de reserva de unidades térmicas a $1 \cdot a_g$

Tabla F.39: Despacho de generadores — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 4	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,55	0	9,69	5,58	5,58
Unidad N° 7 Solar Titan	5,07	9,69	0	7	5,07
Unidad N° 8 GE10	0	0	0	0	0
WTG1	1,04	2,38	2,38	0	1,04
WTG2	1,65	2,38	2,38	2,38	1,69
WTG3	0,98	2,38	2,38	2,38	0,98
Pérdidas	0,45	0,99	0,99	0,48	0,43
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	18,91	18,91	18,91	18,91	17

Tabla F.40: Flujos y cargabilidad — Caso 2, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 4 gen. 4		Cont 7 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	10,55	32,06	8,63	26,23
7-8 (PE)	-4,91	23,19	-8,07	38,08	-8,07	38,08	-4,95	23,37	-4,96	23,39
8-9 (PE)	-6,66	47,37	-10,05	71,46	-10,05	71,46	-6,7	47,65	-6,7	47,68
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-6,72	47,83	-6,73	47,86
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,65	33,08	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-4,69	33,33
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,99	14,19	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,99	14,19
Transformadores										
1-2	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,25	4,85	24,26
1-3	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82	1,94	13,82
1-4	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	10,59	16,82	8,66	13,76
1-7	-4,76	39,66	-7,68	64,02	-7,68	64,02	-4,79	39,95	-4,8	39,98
5-6	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	10,52	31,87	8,61	26,08
10-11	-2,05	51,3	-3,39	84,7	-3,39	84,7	0	0	-2,06	51,51
12-13	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2,7	67,58
14-15	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-2	50

Tabla F.41: Despacho de generadores — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

Generador	Pre (MW)	Contingencias (MW)			
		gen. 1	gen. 2	gen. 3	alm. 2
Unidad N° 4 Solar Mars	7,86	0	10	5,89	5,89
Unidad N° 7 Solar Titan	10,37	15	0	15	10,37
Unidad N° 8 GE10	10,5	10,5	10,5	0	10,5
Unidad N° 9 Solar Titan	9,73	10	15	14,61	9,73
UG N°10	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67
UG N°11	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
UG N°12	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
UG N°13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
WTG1	1,04	2,38	2,38	2,38	0,33
WTG2	1,65	2,38	2,38	2,38	0,32
WTG3	0,98	2,38	2,38	2,38	0,32
Pérdidas	0,82	1,32	1,32	1,32	0,47
ENS total	0	0	0	0	0
Carga total	49,83	49,83	49,83	49,83	45,5

Tabla F.42: Flujos y cargabilidad — Caso 4, $\varepsilon = 0$ MW, $\eta = 1,02$ MW

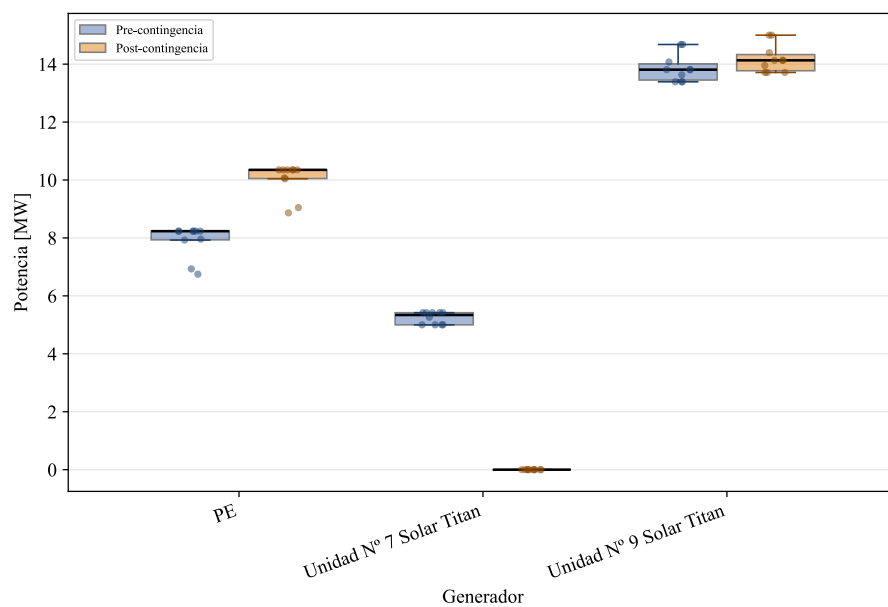
Rama	Pre		Cont 1 gen. 1		Cont 2 gen. 2		Cont 3 gen. 3		Cont 12 alm. 2	
	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)	Flujo (MW)	Carg. (%)
Líneas										
4-5 (66 kV)	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	27,12	82,37	22,71	69
7-8 (PE)	-4,36	20,57	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-7,53	35,55	-1,77	8,35
8-9 (PE)	-6,65	47,33	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-10,04	71,43	-3,98	28,3
9-10 (PE)	-6,68	47,54	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-10,09	71,75	-4	28,46
10-12 (WTG1-WTG2)	-4,65	33,08	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-6,74	47,95	-2,66	18,92
12-14 (WTG2-WTG3)	-1,99	14,19	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-3,37	23,99	-1,33	9,47
Transformadores										
1-2	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32	7,66	38,32
1-3	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89	7,68	54,89
1-4	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	27,35	43,45	22,88	36,34
1-7	-4,24	35,31	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-7,2	60,01	-1,73	14,45
2-16	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67	-1,67	66,67
2-17	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52	-1,26	50,52
2-18	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
2-19	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50	-1,25	50
5-6	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	26,88	81,45	22,55	68,32
10-11	-2,05	51,3	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,35	33,7
12-13	-2,67	66,67	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33
14-15	-2	50	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-3,39	84,7	-1,33	33,33

Aumento de costos de reserva de unidades térmicas a $1,5 \cdot a_g$

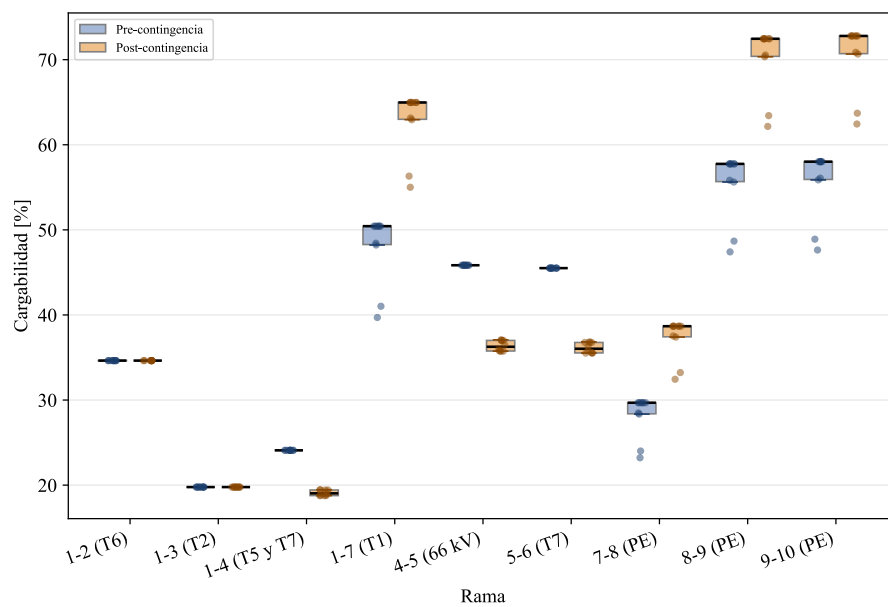
Tabla F.43: Resumen de costos y reservas de generadores

Costo		Valor (\$/h)
Costo total del sistema		2.044,87
Costo pre-contingencia (esperado)		426,85
Costo de reserva		269,92
Costo de reserva Up		209,71
Costo de reserva Dn		60,21
Costo post-contingencia (esperado)		1.348,11
Pronóstico p^{fore}		3,4 MW
Límite VUL p^{VUL}		2,38 MW
Generador	Reserva Up (%)	Reserva Dn (%)
Unidad N° 4 Solar Mars	21,41	19,71
Unidad N° 7 Solar Titan	30,77	0,07
Unidad N° 8 GE10	0	0
Unidad N° 9 Solar Titan	35,08	0
WTG1	40,46	28,53
WTG2	30,18	38,81
WTG3	30,26	38,73
Reserva total PE	33,63	35,35

F.2.5. Caso estocástico

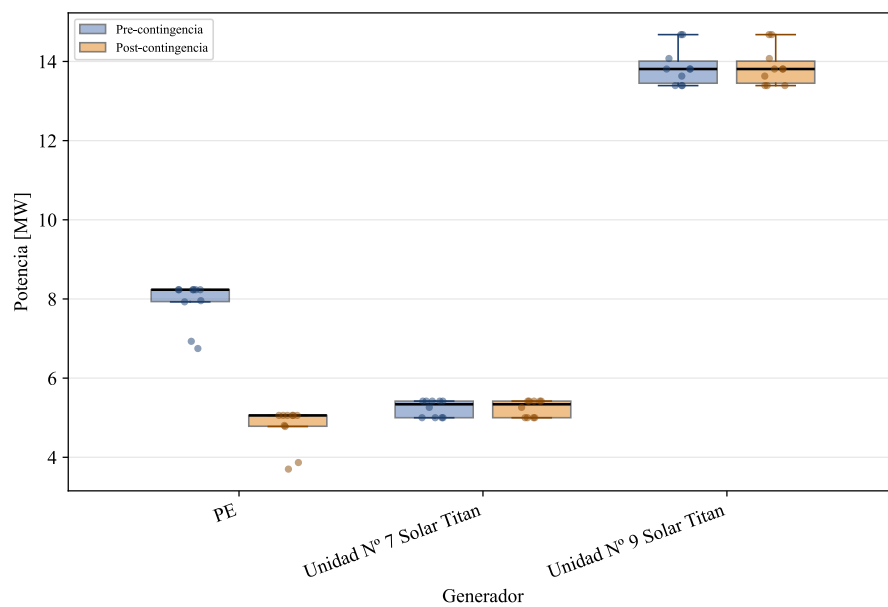


(a) Despachos.

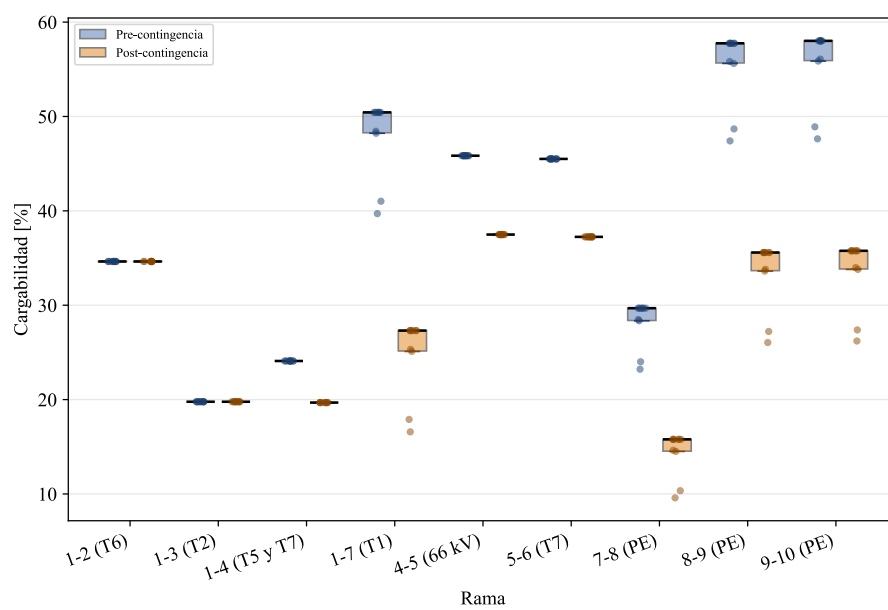


(b) Flujos.

Figura F.6: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 1.

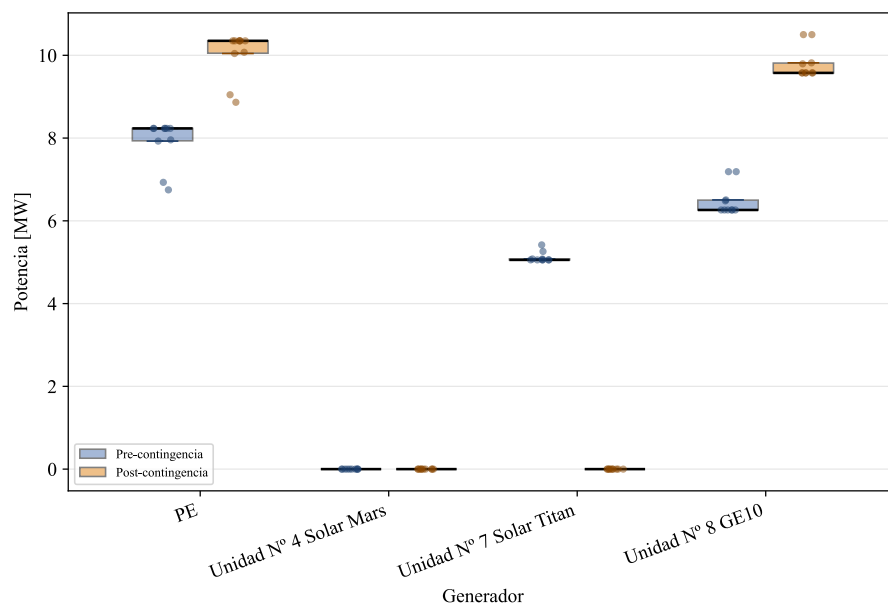


(a) Despachos.

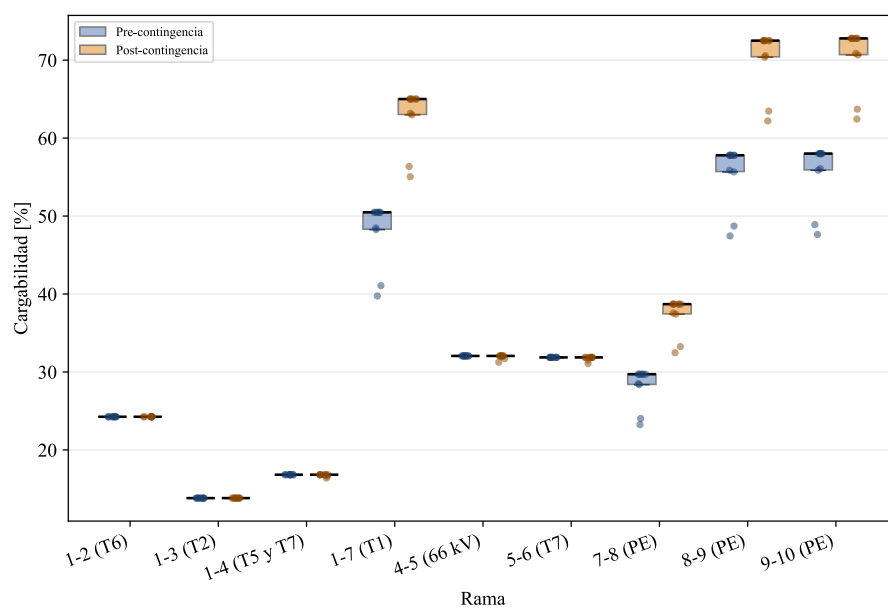


(b) Flujos.

Figura F.7: Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 1.

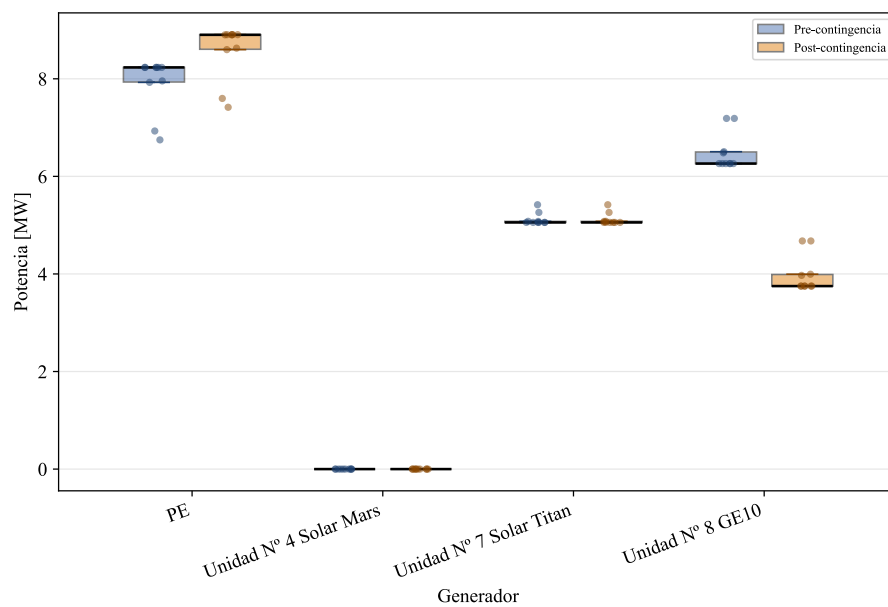


(a) Despachos.

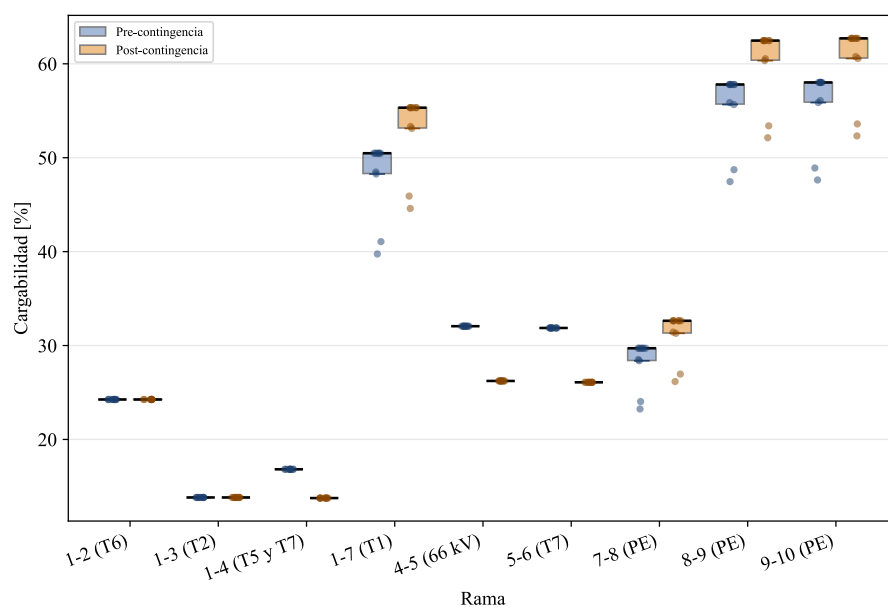


(b) Flujos.

Figura F.8: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 2.

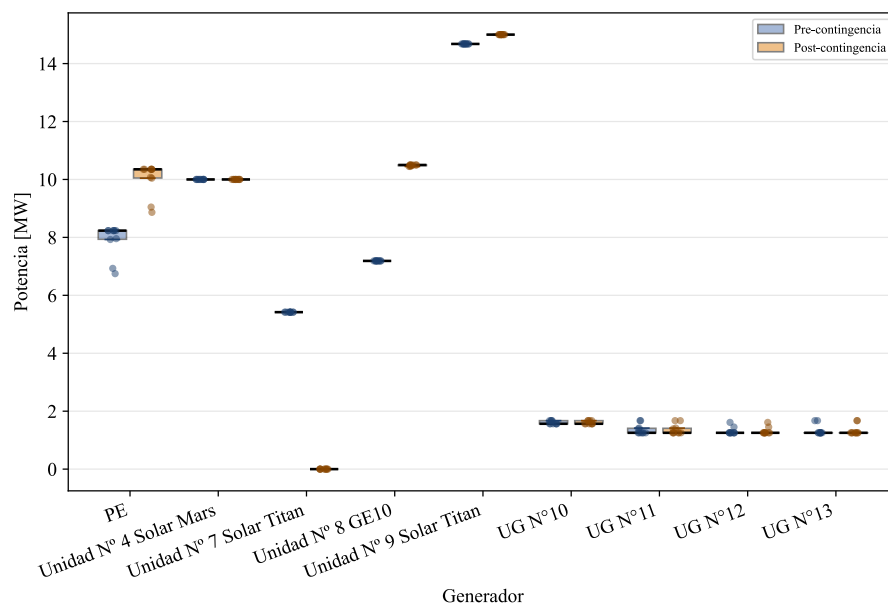


(a) Despachos.

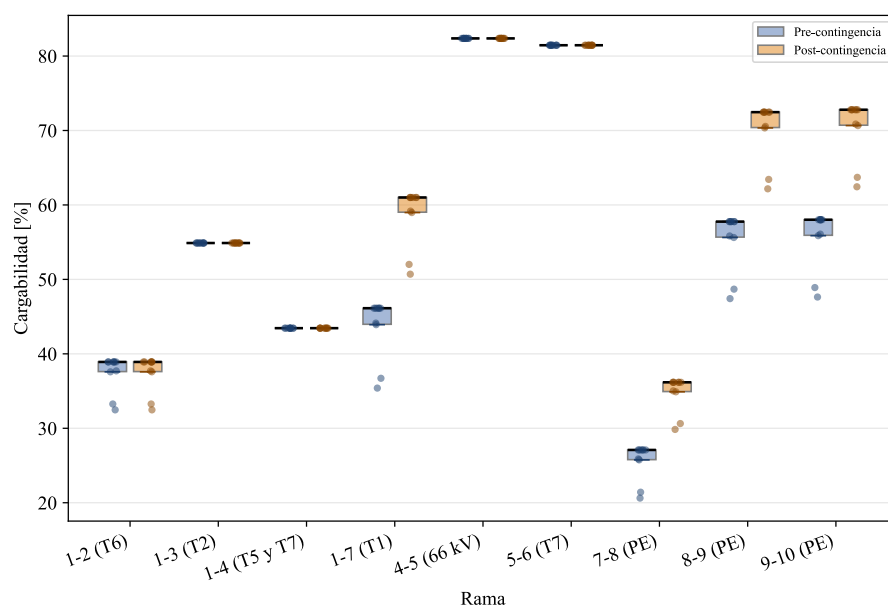


(b) Flujos.

Figura F.9: Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 2.

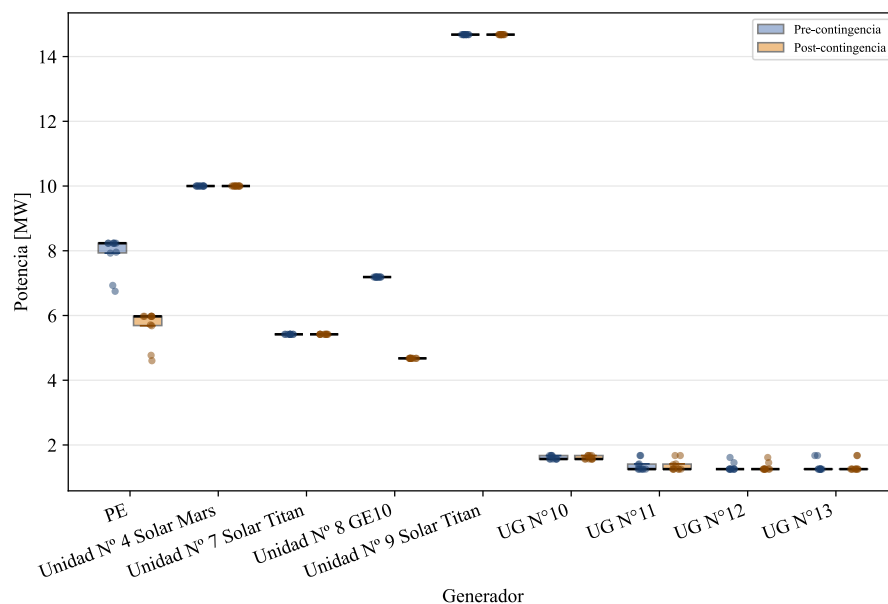


(a) Despachos.

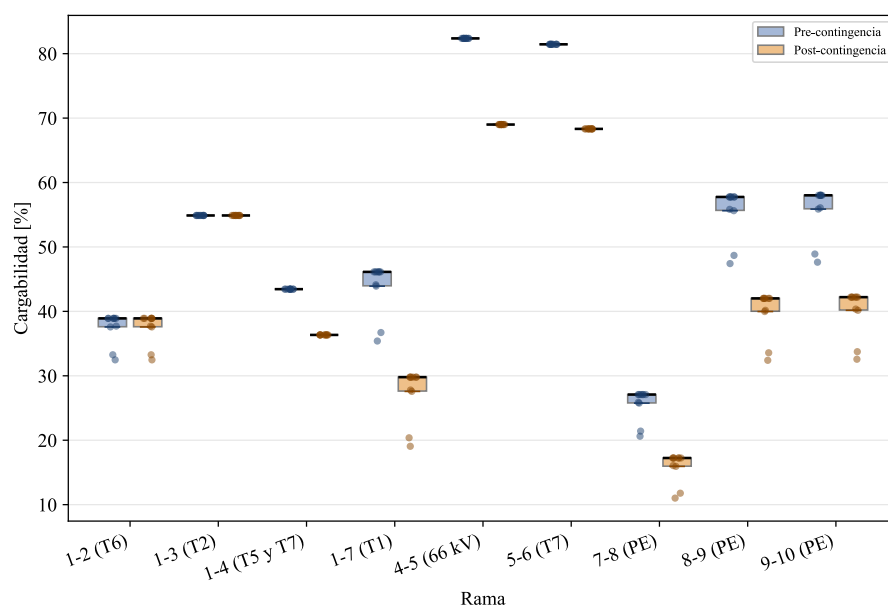


(b) Flujos.

Figura F.10: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 4.

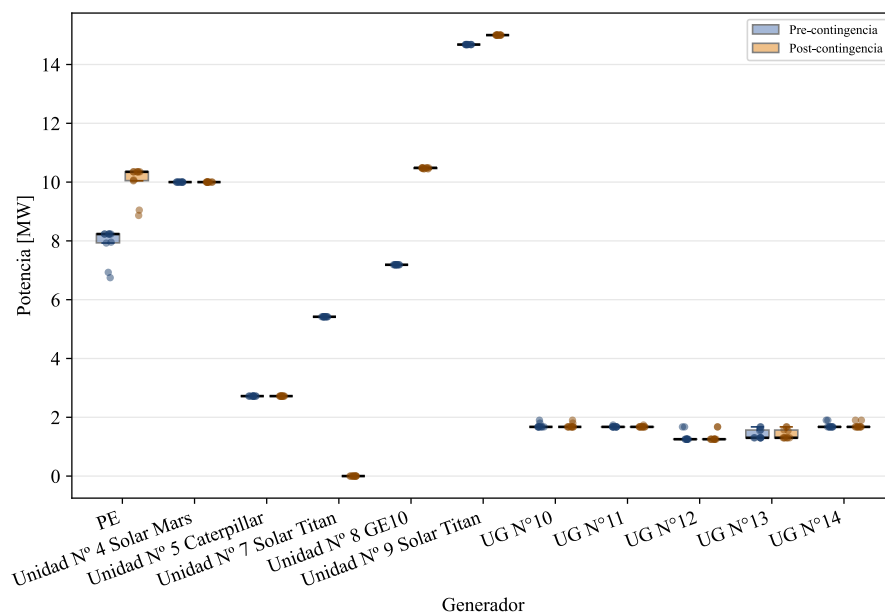


(a) Despachos.

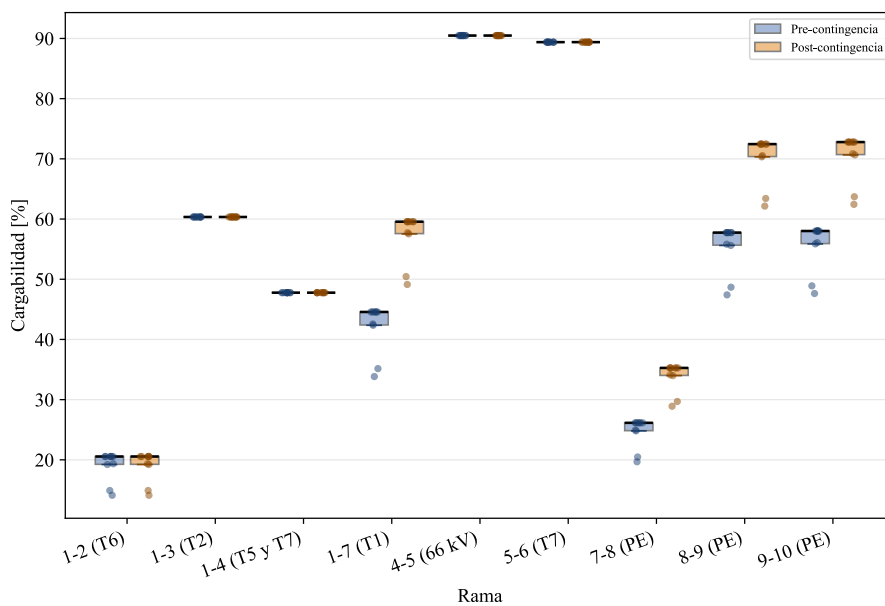


(b) Flujos.

Figura F.11: Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 4.

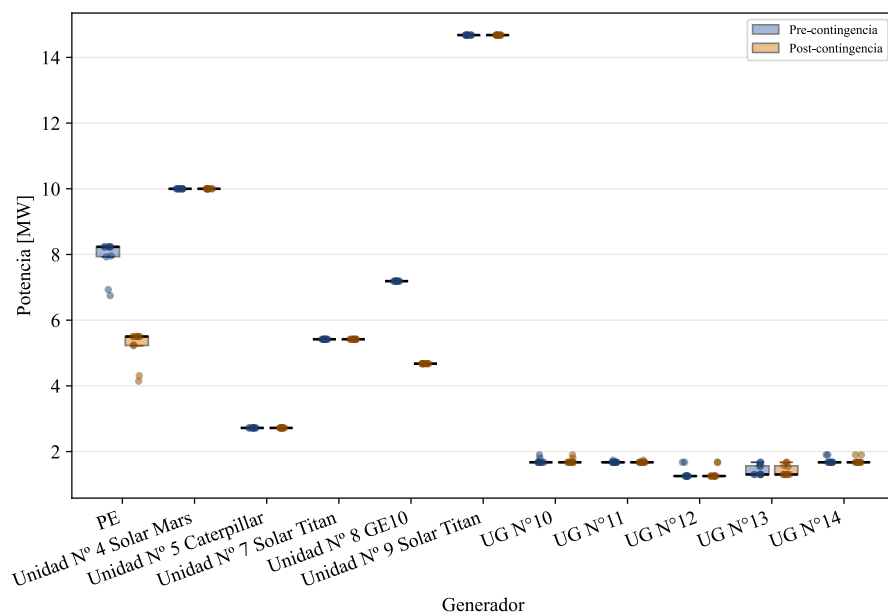


(a) Despachos.

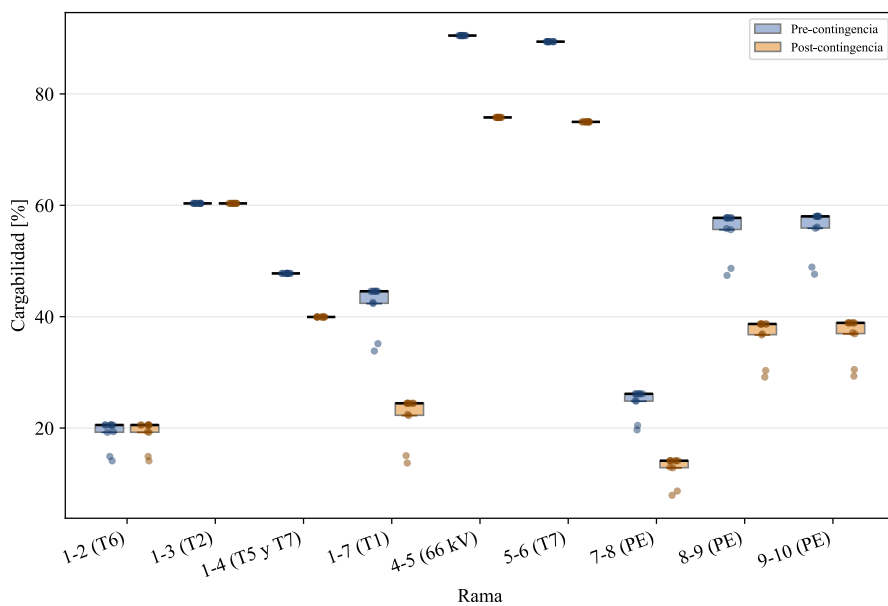


(b) Flujos.

Figura F.12: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 5.

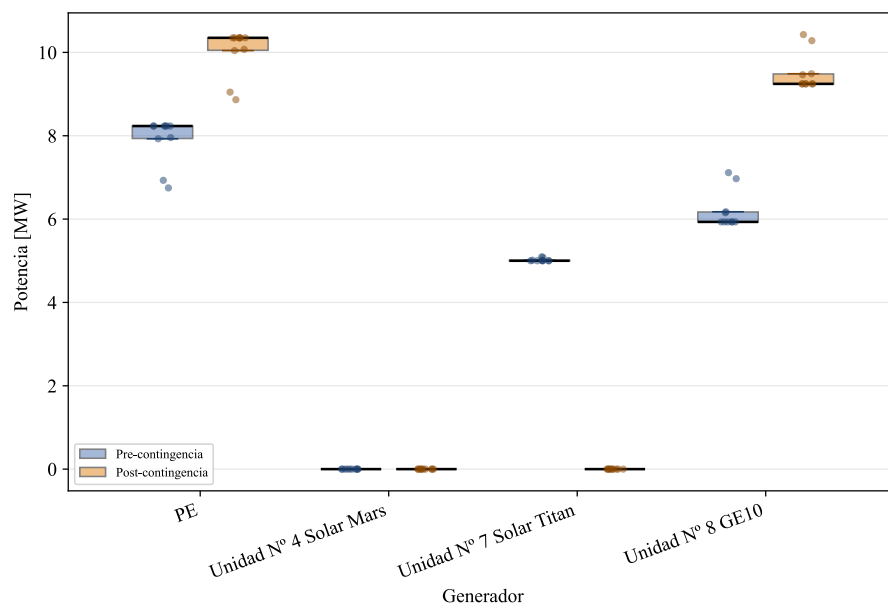


(a) Despachos.

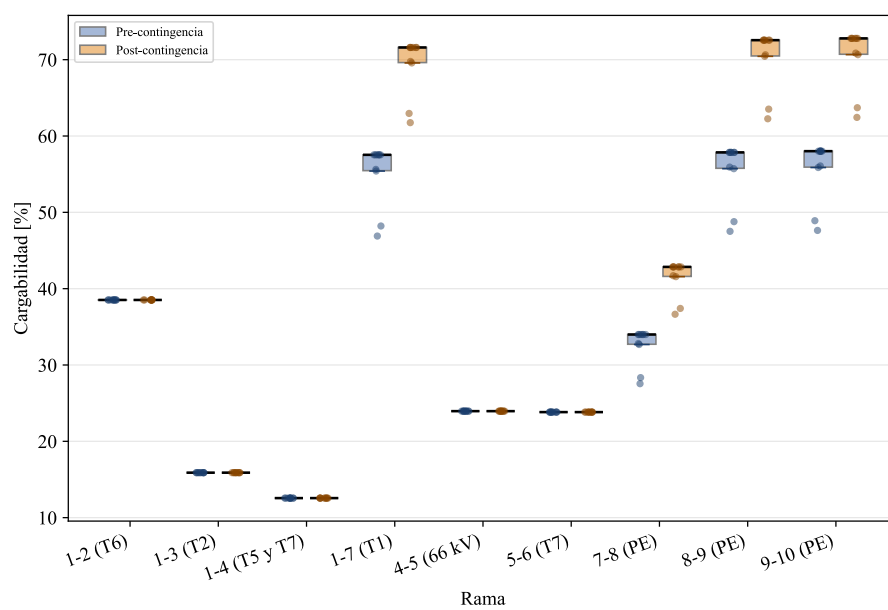


(b) Flujos.

Figura F.13: Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 5.

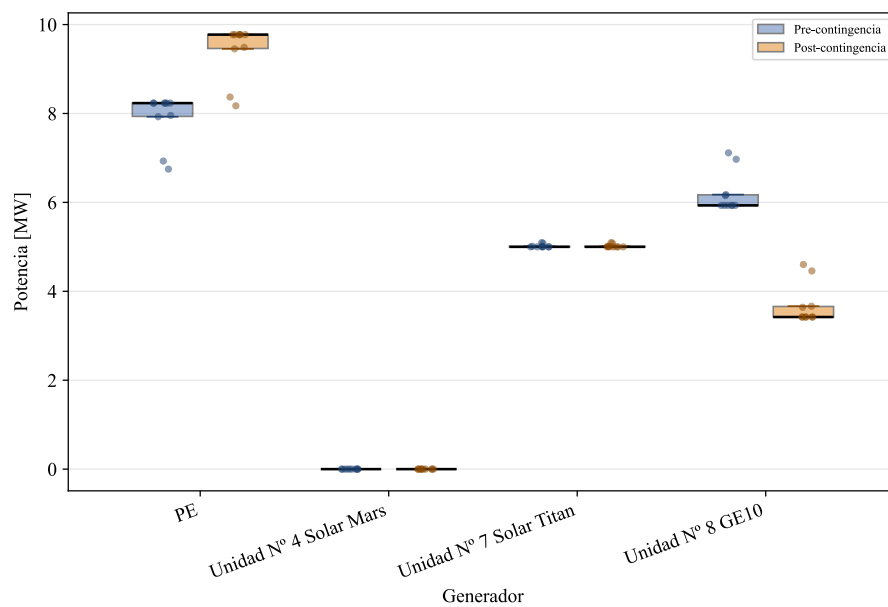


(a) Despachos.

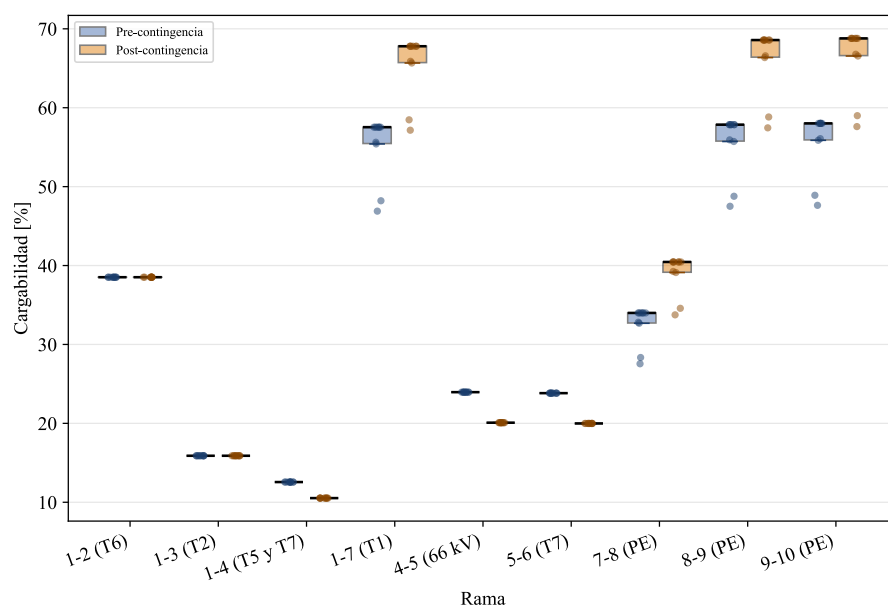


(b) Flujos.

Figura F.14: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 6.



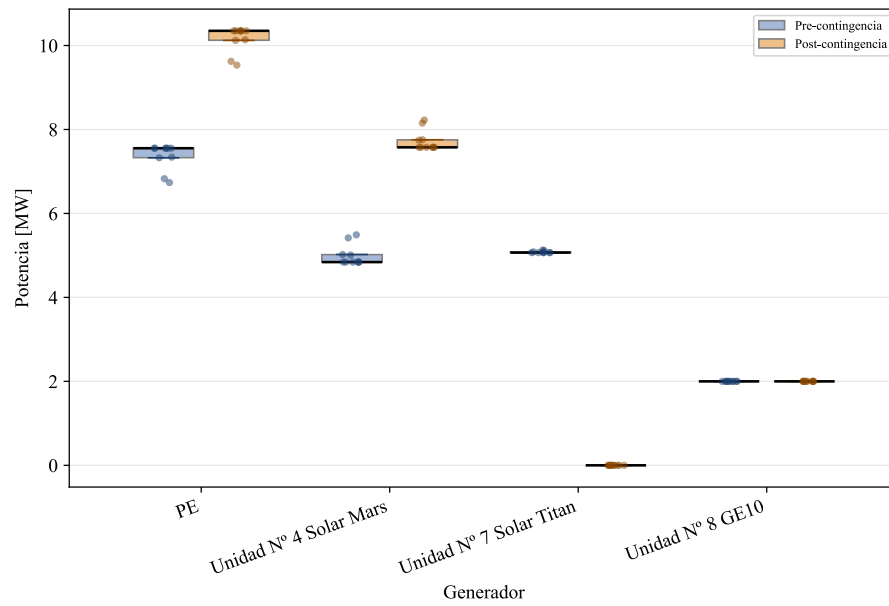
(a) Despachos.



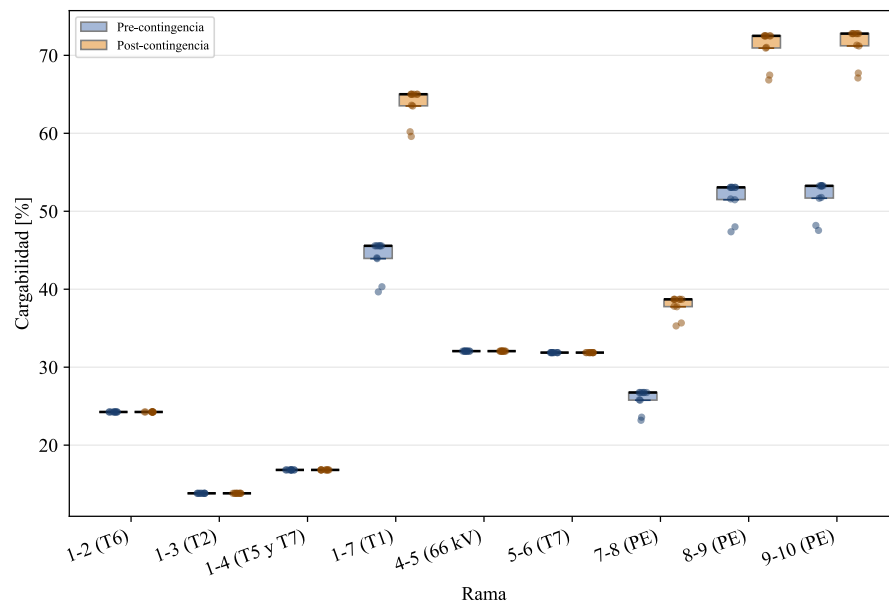
(b) Flujos.

Figura F.15: Diagramas de cajas y bigotes salida del alimentador 2, caso 6.

Desviación estándar: $\alpha = 0,05$

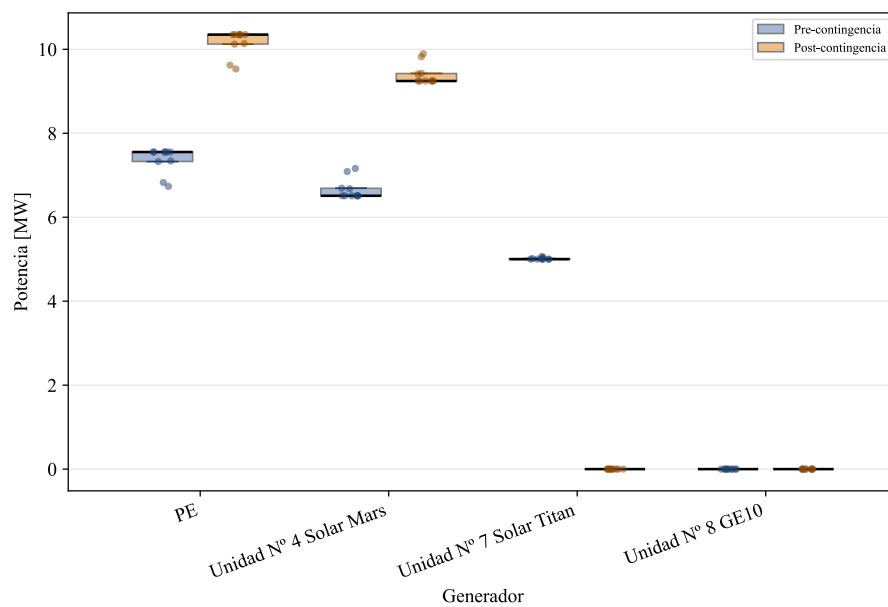


(a) Despachos.

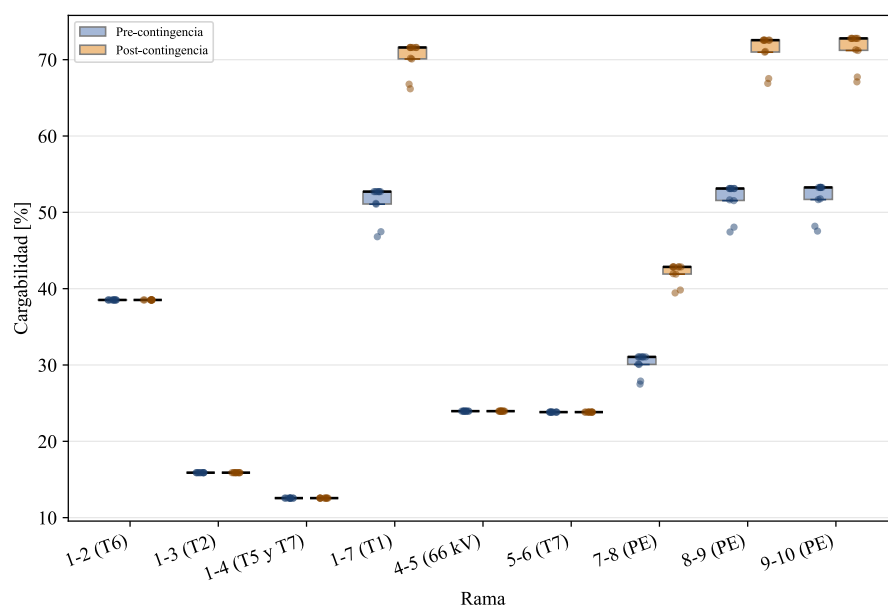


(b) Flujos.

Figura F.16: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 2.



(a) Despachos.



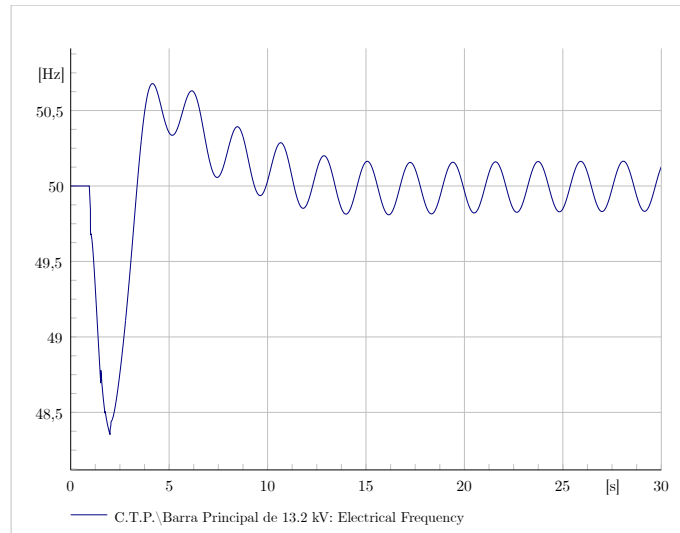
(b) Flujos.

Figura F.17: Diagramas de cajas y bigotes salida U7 caso 6.

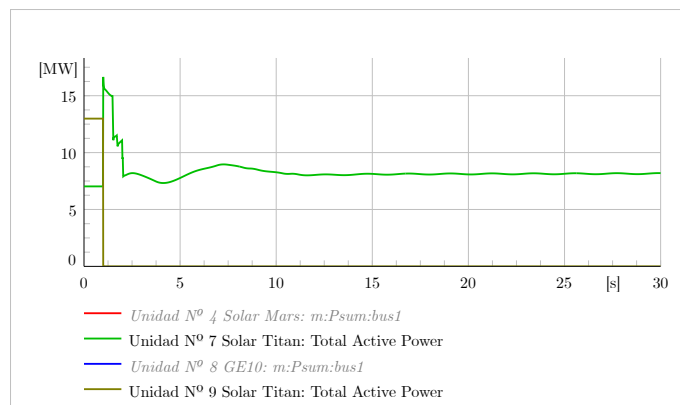
F.2.6. Resultados PF caso determinista

Escenario 0: $\varepsilon = 0$

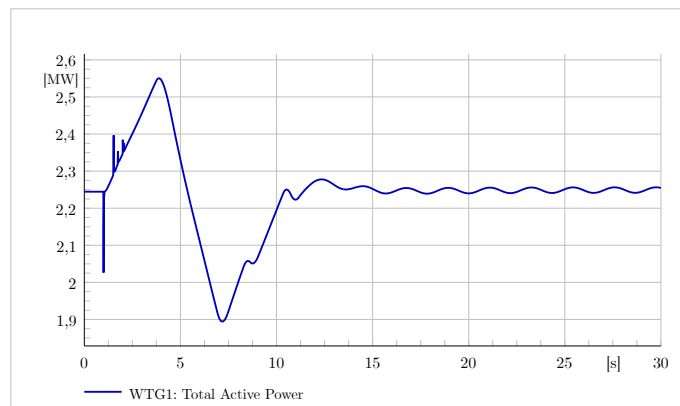
1) Oscilogramas



(a) Frecuencia del sistema

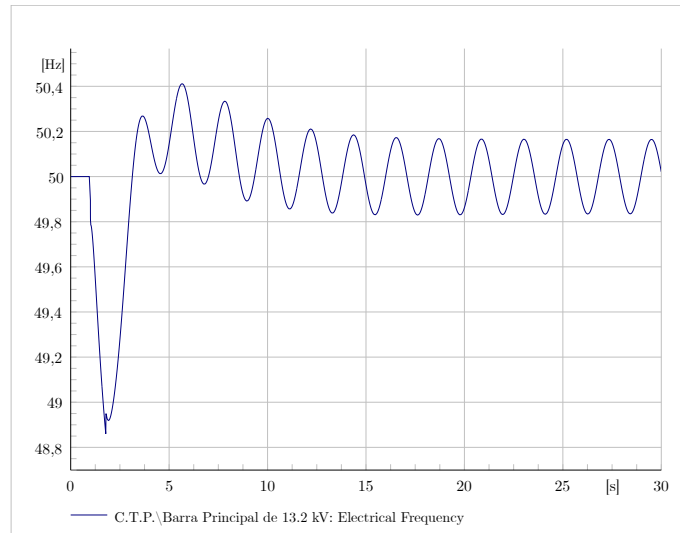


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

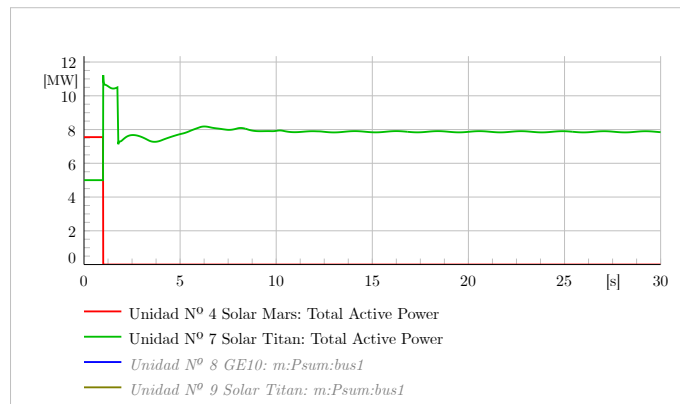


(c) Potencia del parque eólico

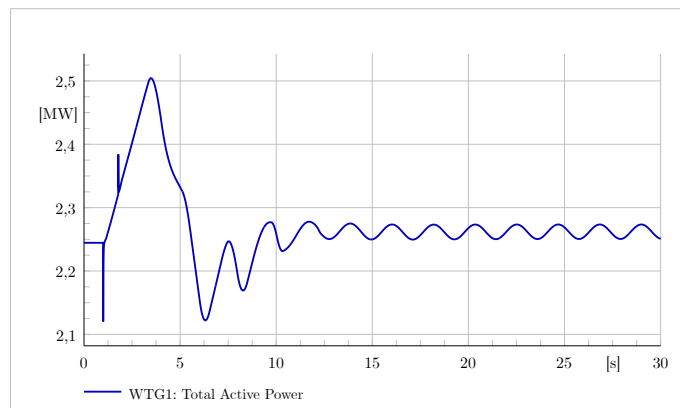
Figura F.18: Resultados del flujo de potencia para el caso 1



(a) Frecuencia del sistema

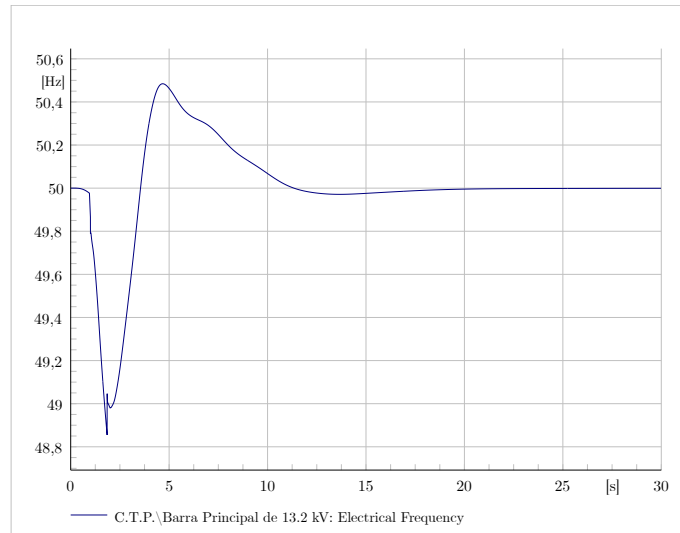


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

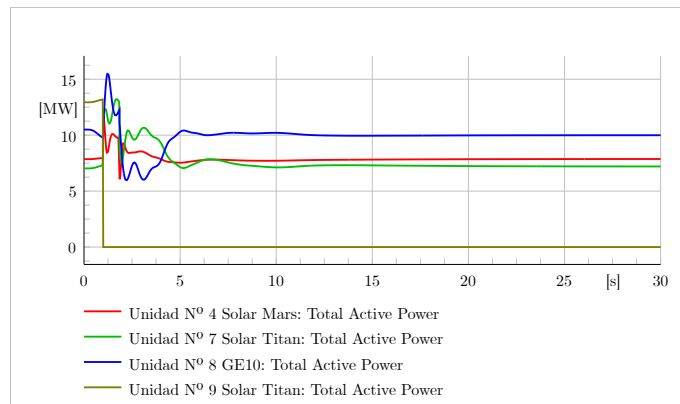


(c) Potencia del parque eólico

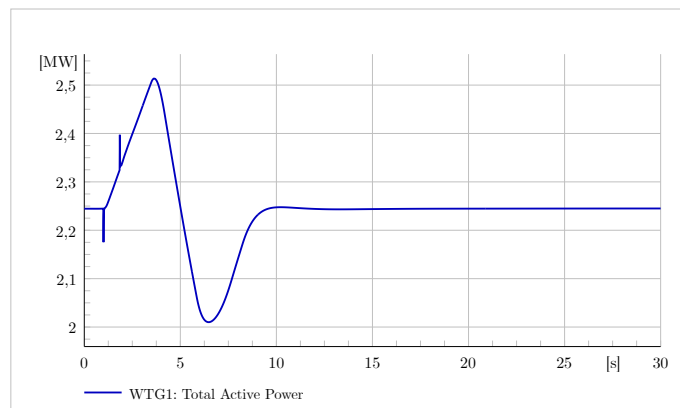
Figura F.19: Resultados del flujo de potencia para el caso 2



(a) Frecuencia del sistema

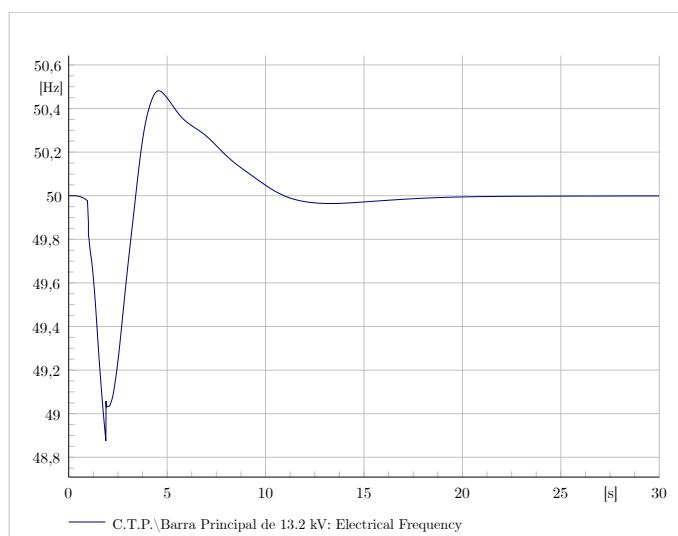


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

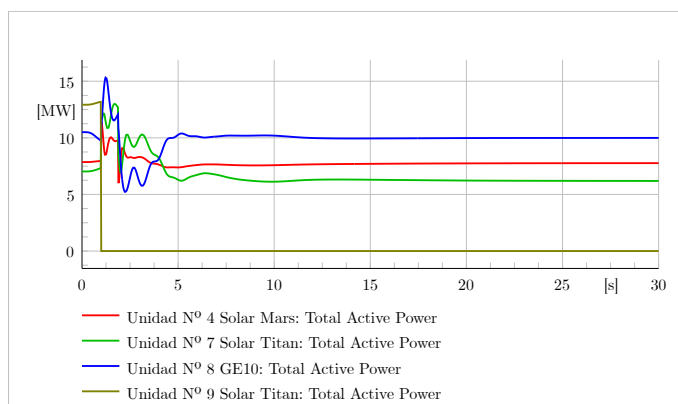


(c) Potencia del parque eólico

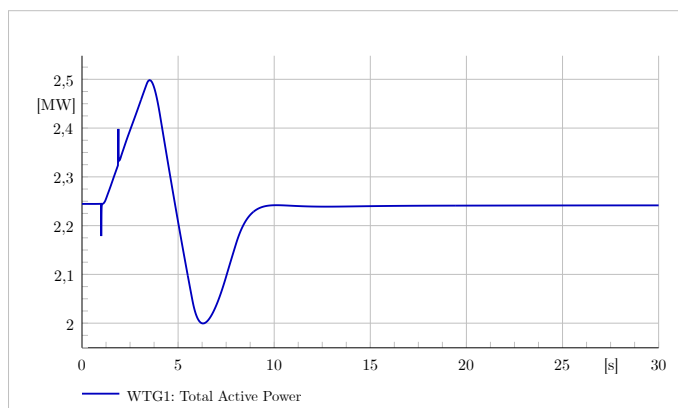
Figura F.20: Resultados del flujo de potencia para el caso 4



(a) Frecuencia del sistema

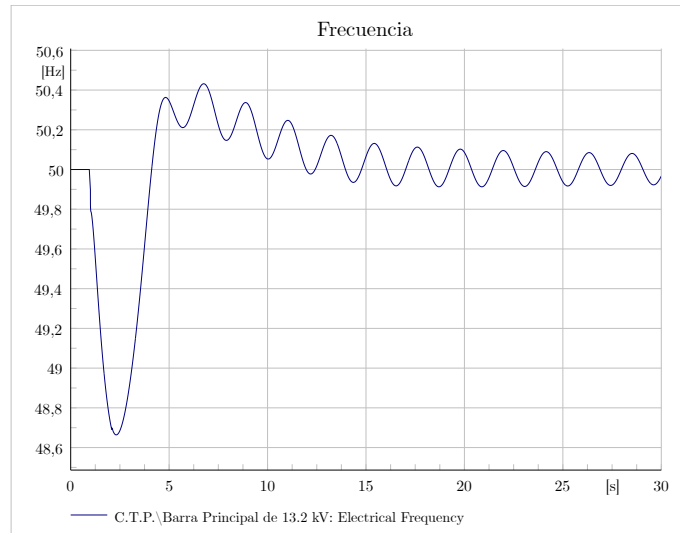


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

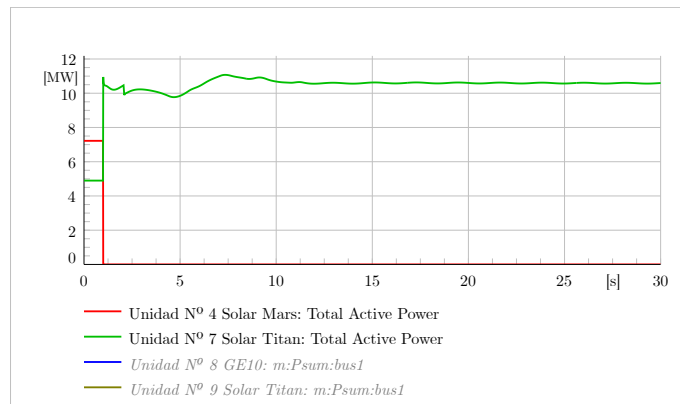


(c) Potencia del parque eólico

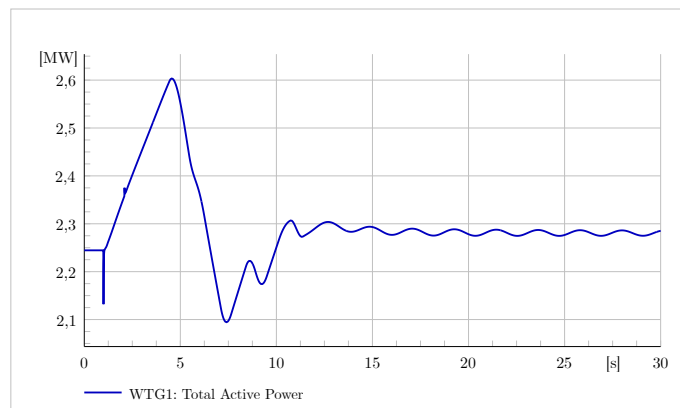
Figura F.21: Resultados del flujo de potencia para el caso 5



(a) Frecuencia del sistema



(b) Potencia de los generadores sincrónicos



(c) Potencia del parque eólico

Figura F.22: Resultados del flujo de potencia para el caso 6

2) Despachos y factores de participación

Tabla F.44: Despachos y factores de participación – Caso 1, escenario 0

Generador	Despacho (MW)	γ
U7	7.029	0.5868
U9	13.079	0.0000
PE	6.734	0.2552

Tabla F.45: Despachos y factores de participación – Caso 2, escenario 0

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	7.550	0.0000
U7	5.067	0.5717
U8	0.000	0.0000
PE	6.734	0.4283

Tabla F.46: Despachos y factores de participación – Caso 4, escenario 0

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	7.856	0.1578
U7	7.029	0.5869
U8	10.500	0.0000
U9	13.079	0.0000
UG10	1.673	-
UG11	1.267	-
UG12	1.254	-
UG13	1.254	-
PE	6.734	0.2552

Tabla F.47: Despachos y factores de participación – Caso 5, escenario 0

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	7.856	0.1569
U5	2.720	-
U7	7.029	0.5876
U8	10.500	0.0000
U9	13.079	0.0000
UG10	1.673	-
UG11	1.673	-
UG12	1.254	-
UG13	1.423	-
UG14	1.673	-
PE	6.734	0.2555

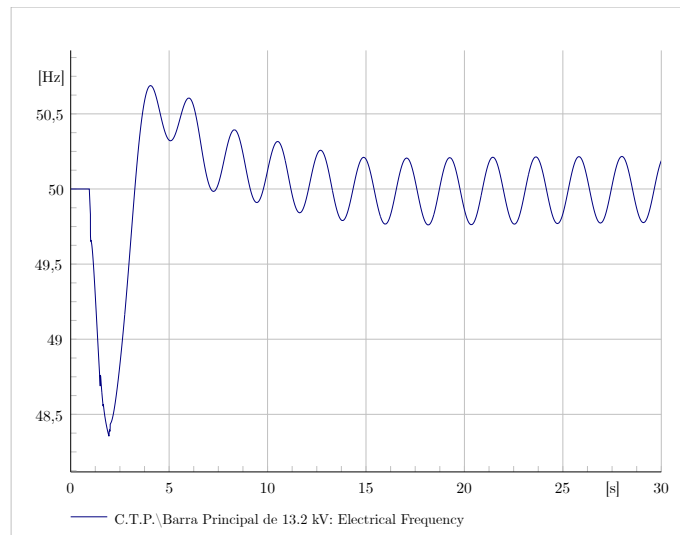
Tabla F.48: Despachos y factores de participación – Caso 6, escenario 0

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	7.220	0.0000
U7	5.000	0.5573
U8	0.000	0.0000
PE	6.734	0.4427

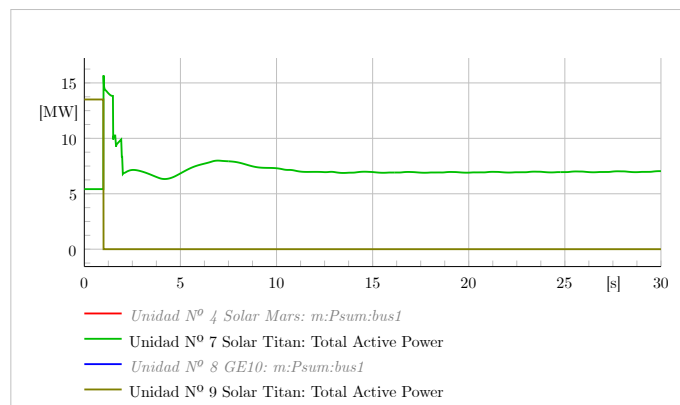
F.2.7. Resultados PF caso estocástico

Escenario 9: $\varepsilon = -0,13$

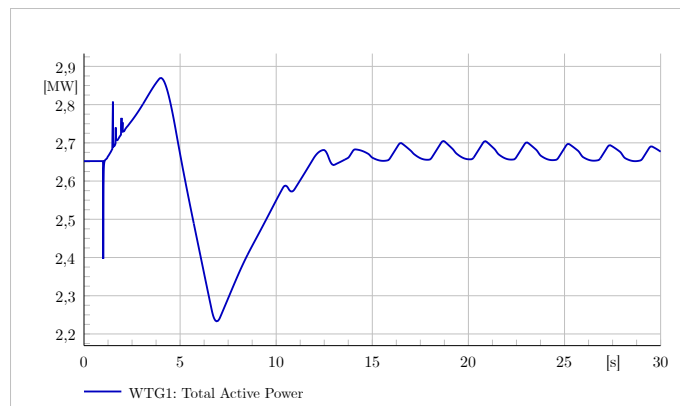
1) Oscilogramas



(a) Frecuencia del sistema

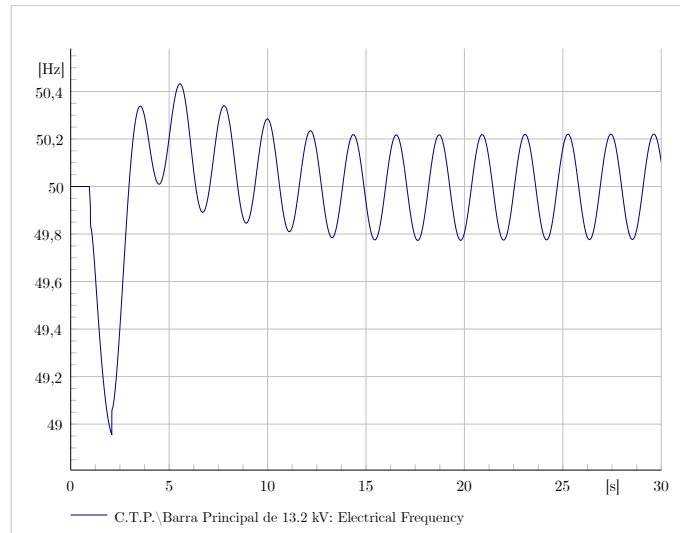


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

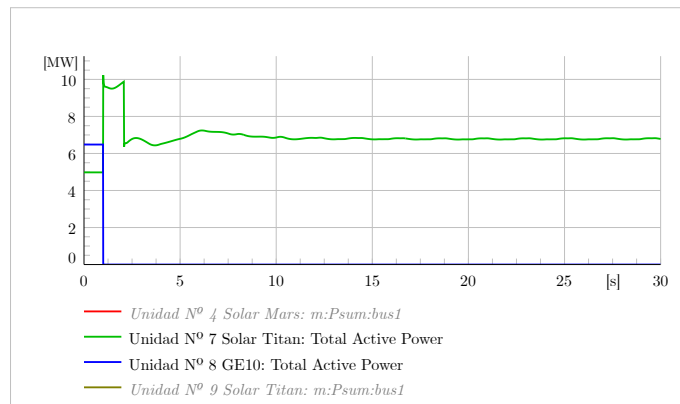


(c) Potencia del parque eólico

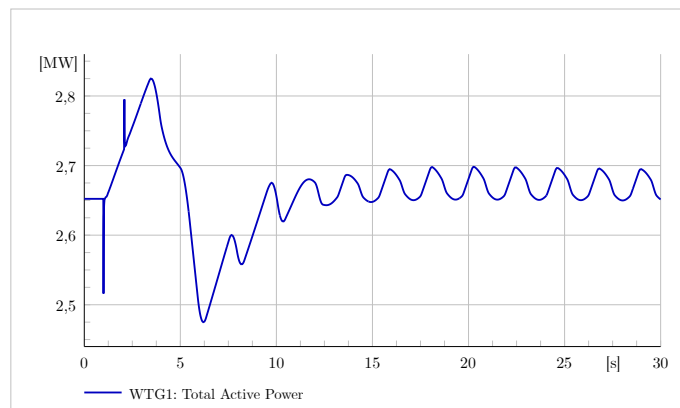
Figura F.23: Resultados del flujo de potencia para el caso 1



(a) Frecuencia del sistema

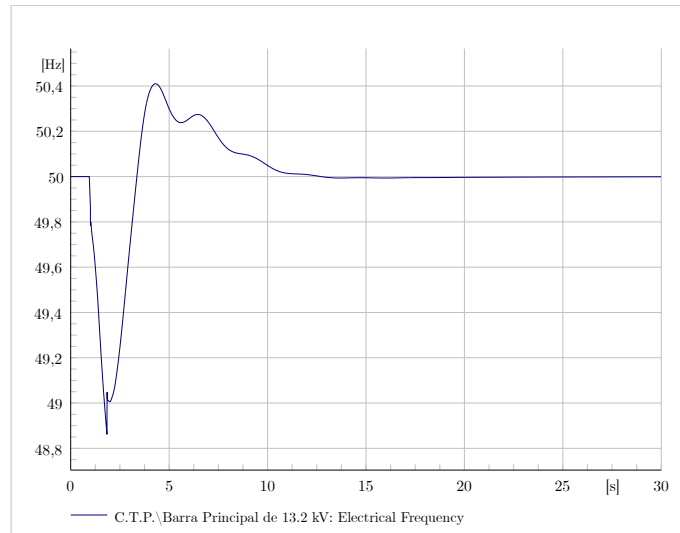


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

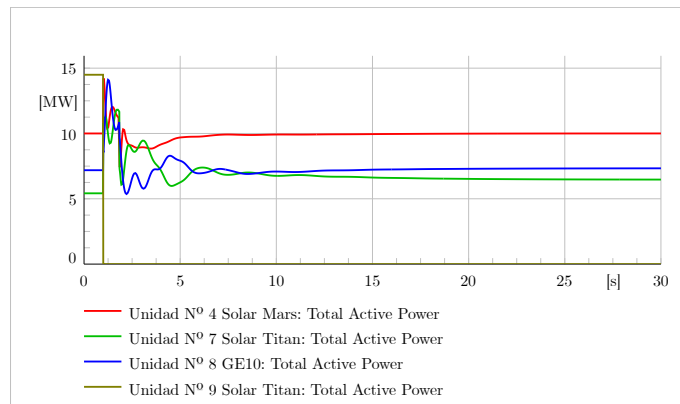


(c) Potencia del parque eólico

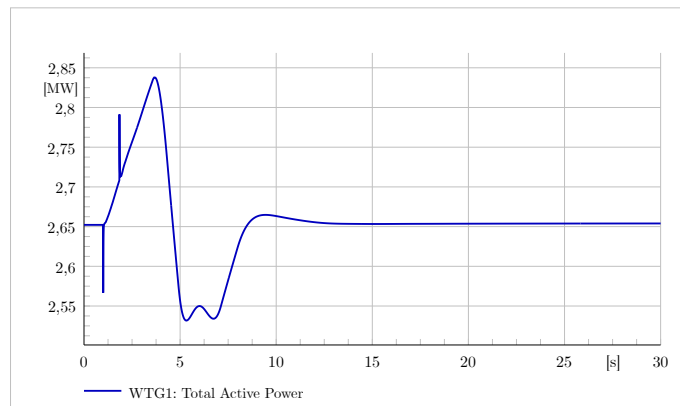
Figura F.24: Resultados del flujo de potencia para el caso 2



(a) Frecuencia del sistema

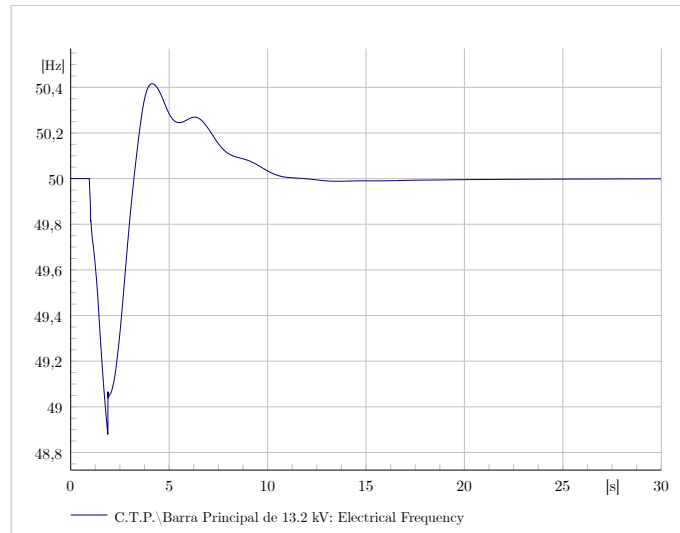


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

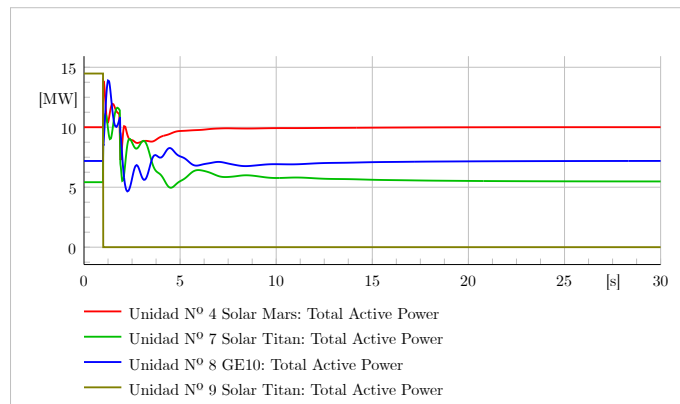


(c) Potencia del parque eólico

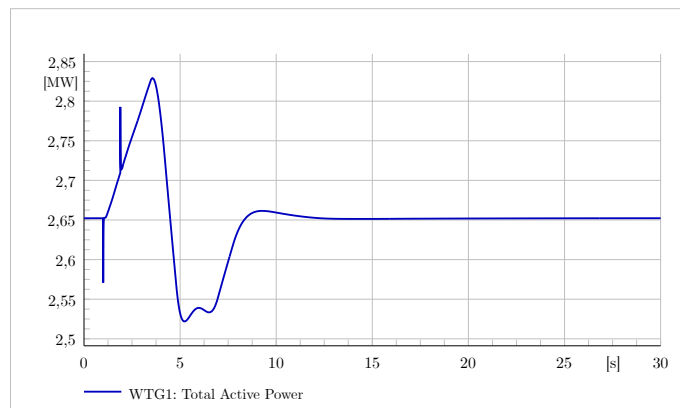
Figura F.25: Resultados del flujo de potencia para el caso 4



(a) Frecuencia del sistema

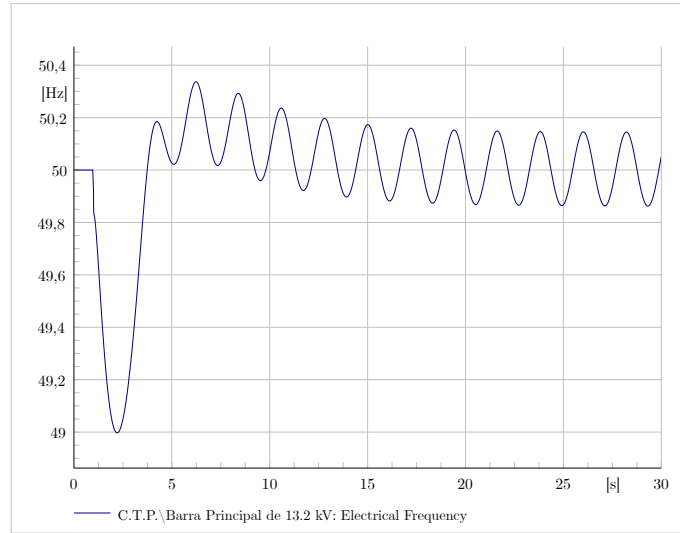


(b) Potencia de los generadores sincrónicos

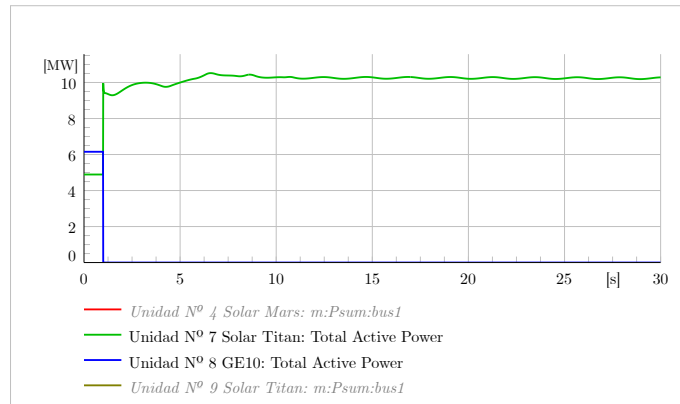


(c) Potencia del parque eólico

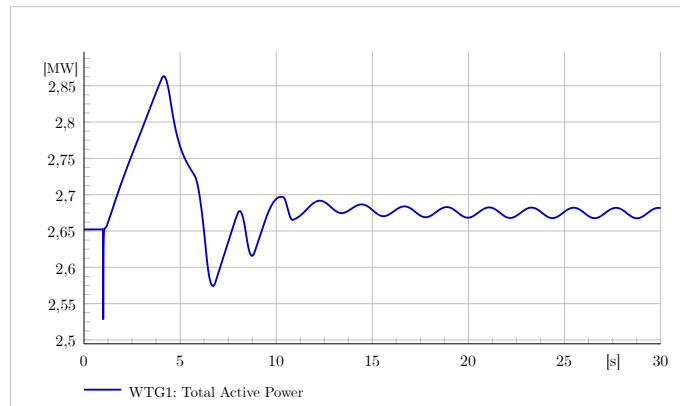
Figura F.26: Resultados del flujo de potencia para el caso 5



(a) Frecuencia del sistema



(b) Potencia de los generadores sincrónicos



(c) Potencia del parque eólico

Figura F.27: Resultados del flujo de potencia para el caso 6

2) Despachos y factores de participación

Tabla F.49: Despachos y factores de participación – Caso 1, escenario 9

Generador	Despacho (MW)	γ
U7	5.419	0.6872
U9	13.630	0.0000
PE	7.957	0.1518

Tabla F.50: Despachos y factores de participación – Caso 2, escenario 9

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	0.000	0.0000
U7	5.077	0.6903
U8	6.482	0.0000
PE	7.957	0.3097

Tabla F.51: Despachos y factores de participación – Caso 4, escenario 9

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	10.000	0.0000
U7	5.419	0.6392
U8	7.188	0.2196
U9	14.678	0.0000
UG10	1.673	-
UG11	1.390	-
UG12	1.254	-
UG13	1.254	-
PE	7.957	0.1412

Tabla F.52: Despachos y factores de participación – Caso 5, escenario 9

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	10.000	0.0000
U5	2.720	-
U7	5.419	0.6398
U8	7.188	0.2189
U9	14.678	0.0000
UG10	1.673	-
UG11	1.673	-
UG12	1.254	-
UG13	1.545	-
UG14	1.673	-
PE	7.957	0.1413

Tabla F.53: Despachos y factores de participación – Caso 6, escenario 9

Generador	Despacho (MW)	γ
U4	0.000	0.0000
U7	5.010	0.6779
U8	6.152	0.0000
PE	7.957	0.3221

Bibliografía

- [1] M. Brito, E. Gil, I. Calle, “Unit Commitment with Primary Frequency Control Requirements for Low-Inertia Systems,” *2018 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug 2018, DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586613.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control 1st ed.* Nueva York, NY, EE. UU.: McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [3] P. Pourbeik, “Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators,” Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, EE. UU., nov 2013, [En línea]. Disponible en: <https://transmission.bpa.gov/business/operations/GridModeling/WECC%20Second%20Generation%20Wind%20Turbine%20Models%20012314.pdf> [Accedido: 29-jun-2025].
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de la seguridad y calidad de servicio del sistema mediano Punta Arenas,” Gerencia de operación, Santiago, Chile, agosto 2024, [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudios-de-sistemas-medianos/2023-e-studios-de-sistemas-medianos/sm-punta-arenas/> [Accedido: 23-abr-2025].
- [5] F. Blaabjerg, *Control of Power Electronic Converters and Systems*. Cambridge, MA, EE. UU.: Academic Press, 2021, vol. 3.
- [6] *PowerFactory 2021 Technical Reference: Phase Measurement Device ElmPhi_pll*, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2020, documentación interna del software.
- [7] PowerWorld Corporation, “Governor Model: GASTWD and GASTWDD,” PowerWorld Web Help, Transient Models, 2026, [En línea]. Disponible en: https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor%20GASTWD%20and%20GASTWDD.htm [Accedido: 12-nov-2025].
- [8] W. Zhang, W. Sheng, Q. Duan, H. Huang and X. Yan, “Automatic Generation Control with Virtual Synchronous Renewables,” *Modern power systems and clean energy*, vol. 11, no. 1, pp. 267 – 279, January 2023, DOI: 10.35833/MPCE.2020.000921.
- [9] V. Hinojosa, *Estabilidad de frecuencia*. Apunte, Valparaíso, Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica, UTFSM, 2024.
- [10] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, “Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 634 – 643, May 2005, DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846221.

- [11] I. A. Calle, *Control de Frecuencia y Potencia*. Apunte, Valparaíso, Chile: UTFSM, 2015.
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio para sistemas medianos,” Normas Técnicas, Santiago, Chile, marzo 2018, [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/> [Accedido: 07-may-2025].
- [13] Coordinador Eléctrico Nacional, “PE VIENTOS PATAGONICOS (U1-U3) (SM),” Plataforma Infotécnica, [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudios-de-sistemas-medianos/2023-estudios-de-sistemas-medianos/sm-punta-arenas/> [Accedido: 22-may-2025].
- [14] *PowerFactory 2021 Technical Reference: DIgSILENT Library - DSL Macros Documentation*, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2021, documentación interna del software.
- [15] *PowerFactory 2021 Technical Reference: Static Generator ElmGenstat*, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2021, documentación interna del software.
- [16] L. N. Hannett and A. H. Khan, “Combustion Turbine Dynamic Model Validation from Tests,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 152 – 158, February 1993, DOI: 10.1109/59.221261.
- [17] W. I. Rowen, “Simplified Mathematical Representations of Heavy Duty Gas Turbines,” *Journal of Engineering for Power*, vol. 105, no. 4, pp. 865–869, Oct 1983, DOI: 10.1115/1.3227494.
- [18] S. Ramírez-López, G. Gutiérrez-Alcaraz, J. M. Arroyo and V. H. Hinojosa, “Corrective N-k Security-Constrained Unit commitment Using Lossy Shift Factors and Fictitious Injections,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1 – 12, Jan 2026, DOI: 10.35833/MPCE.2025.000430.
- [19] Comisión Nacional de Energía, “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM,” *Tarificación, Costos de Unidad de Punta, Santiago, Chile*, diciembre 2025, [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/12/Rex-Exenta-N803.ITD-Unidad-de-Punta.pdf> [Accedido: 10-mar-2026].
- [20] R. C. Dorf and R. H. Bishop, *Modern Control Systems 10th ed.* Upper Saddle River, NJ, EE. UU.: Pearson Prentice Hall, 2005, vol. 1.
- [21] *TURBINE-GOVERNOR MODELS: Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool*, NEPLAN AG, Küsnacht, Suiza, 2015, versión NEPLAN V555. [En línea]. Disponible en: <https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep-TURBINES-GOV.pdf> [Accedido: 19-jun-2026].
- [22] J. Bergstra, R. Bardenet, Y. Bengio and B. Kégl, “Algorithms for hyper-parameter optimization,” *Advances in neural information processing systems*, vol. 24, 2011, https://proceedings.neurips.cc/paper_files/paper/2011/file/86e8f7ab32cfd12577bc2619bc635690-Paper.pdf.

-
- [23] T. Akiba, S. Sano, T. Yanase, T. Ohta and M. Koyama, “Optuna: A next-generation hyperparameter optimization framework,” *Proceedings of the 25th ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery & data mining*, pp. 2623–2631, Jul 2019, DOI: 10.1145/3292500.3330701.