

Participación de centrales renovables y baterías en el control automático de generación considerando asignación óptima de generación y restricciones de transmisión

Milenko Zvonimir Eterovic Muñoz

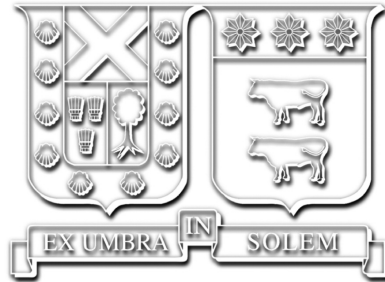
2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Víctor Hinojosa Mateus

Comisión de Examen:
1) Dr. Víctor Hinojosa Mateus
2) Dr. Esteban Gil Sagás

Valparaíso, Enero del 2024.



Participación de centrales renovables y baterías en el control automático de generación considerando asignación óptima de generación y restricciones de transmisión

Milenko Zvonimir Eterovic Muñoz

2024

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecer a mis padres Jorge y Olinda por ser el combustible que me acompañó en todo mi recorrido universitario, siendo la motivación principal que me llevó a levantarme cada día para finalizar este trabajo. Gracias, por enseñarme mediante el ejemplo el valor de la constancia, la atención, el sacrificio y la alegría. Sé que nunca podré devolverles todo lo que han hecho por mí, pero espero puedan sentirse orgullosos y aliviados con el término de esta etapa.

Agradezco a mis compañeros de carrera, con los que las extensas jornadas de estudio se transformaron en una amistad sincera, con interminables anécdotas que se reviven cada vez que nos vemos. Agradecerles las risas y los ánimos cuando el panorama del semestre se tornaba adverso, y por mostrarme lo fundamental que es el trabajo en equipo. A las personas que encontré durante este camino, por el cariño sincero y la ayuda prestada cuando lo necesité, mis más sinceros agradecimientos. No quiero olvidar de mencionar a mis amigos de Antofagasta, los que llevo y quiero siempre aunque no nos veamos nunca.

También necesito dar las gracias a profesores que desde la docencia aportaron tanto a mi formación académica como personal, en especial al profesor Dr. Víctor Hinojosa, quien me guió en el presente trabajo, estando siempre atento y disponible para despejar dudas y realizar correcciones con el fin de obtener un mejor resultado. Además, quiero agradecer a los funcionarios del Departamento de Ingeniería Eléctrica por la ayuda entregada en laboratorios siempre de buena forma y con una sonrisa en el rostro.

Índice general

1. Introducción	3
1.1. Antecedentes y motivación	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	5
1.3. Alcance	5
1.4. Modelación y simulación dinámica	5
1.5. Estructura del trabajo	5
2. Marco Teórico	7
2.1. Fundamentos del control de frecuencia	8
2.1.1. Controladores de frecuencia	8
2.2. Modelo dinámico general de una máquina	9
2.2.1. Modelo del generador	9
2.2.2. Modelo simplificado de la carga	10
2.2.3. Modelo simplificado de turbina	10
2.2.4. Modelo simplificado del regulador de velocidad	11
2.2.5. Modelo general del control primario	12
2.3. Control secundario de frecuencia	12
2.3.1. Control secundario sin intercambio de potencia	12
2.4. Implementación del control de frecuencia en centrales renovables	13
2.4.1. Central eólica	13
2.4.2. Sistema de almacenamiento basado en baterías	17
2.4.3. Implementación del AGC	18
2.5. Control de frecuencia en el SEN	20
2.5.1. Etapas en el control de frecuencia	20
2.5.2. Determinación de reservas de energía	21
2.5.3. Mecanismo de materialización	22
2.5.4. Requerimientos técnicos de unidades participantes en el control de frecuencia	22
2.5.5. Valor y remuneración de unidades participantes en el control de frecuencia	22
3. Formulación	25
3.1. Modelo de optimización ante eventos de salida de generación	26
3.1.1. Función objetivo	26
3.1.2. Balance de potencia	27
3.1.3. Restricciones de transmisión	28
3.1.4. Modelación de pérdidas	29
3.1.5. Restricciones de generación	29
3.2. Modelo de optimización ante eventos de salida de demanda	30
3.2.1. Función objetivo	30
3.2.2. Balance de potencia	30
3.2.3. Restricciones de transmisión	31

3.2.4. Restricciones de generación	31
3.3. Factores de participación	31
3.4. Entorno de simulación	31
3.4.1. Base de datos del SEN	31
3.4.2. Modelo del AGC	32
3.5. Determinación de las unidades participantes en el AGC	34
3.5.1. Unidades convencionales	34
3.5.2. Unidades ERV	35
3.6. Criterio de seguridad N-1	36
3.6.1. Generadores candidatos a criterio N-1	36
3.6.2. Demandas candidatas a criterio N-1	37
4. Análisis de Resultados	38
4.1. Implementación de la metodología estocástica del AGC	39
4.1.1. Metodología utilizada	39
4.1.2. Consideraciones del modelo	41
4.2. Consideraciones para la simulación	41
4.2.1. Consideraciones generales	41
4.2.2. Variables relevantes en cada escenario de operación	42
4.3. Contingencias de generación para AGC tradicional	43
4.3.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenario	43
4.3.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios	52
4.4. Contingencias de generación incluyendo a las unidades ERV	58
4.4.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenarios	58
4.4.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios	65
4.4.3. Análisis del vertimiento	71
4.5. Limitaciones en el sistema de transmisión	74
4.6. Contingencias de demanda incluyendo las ERV al AGC	76
4.7. Análisis económico	81
4.7.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenario	81
4.7.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios	82
4.7.3. Vertimiento de las unidades ERV	83
4.7.4. Comparación de los casos	84
4.7.5. Contingencias de demanda	85
4.8. Análisis del desempeño para cada formulación desarrollada	86
5. Resumen final y conclusiones	88
Bibliografía	91
A. Modelos de turbinas	93
A.1. Unidades convencionales	93
A.2. Unidades ERV	103
B. Características técnicas de las unidades del AGC	107
C. Estado de las unidades del AGC por escenario de operación	110
D. Trabajo con la base datos del SEN	112
D.1. Obtención de los factores de sensibilidad	112
D.2. Fuentes de error	112
D.2.1. Modelos de unidades	113
D.2.2. Cambiador de tomas de transformadores	113
D.3. Modificaciones a la base de datos	114
D.3.1. Línea de transmisión	114

E. Resultados Obtenidos	116
E.1. Contingencias de generación AGC tradicional	116
E.1.1. Considerando todas las unidades operativas para el escenario	116
E.1.2. Considerando unidades operativas en ambos escenarios	122
E.2. Contingencias de generación incluyendo a las unidades ERV	128
E.2.1. Considerando todas las unidades operativas para el escenario	128
E.2.2. Considerando unidades operativas en ambos escenarios	134
E.2.3. Análisis del vertimiento	140
E.2.4. Limitaciones en el sistema de transmisión	146
E.3. Contingencias de demanda	147

Índice de Figuras

2.1. Etapas del control de frecuencia. [3]	9
2.2. Modelo simplificado del generador. Elaboración propia.	10
2.3. Modelo simplificado de la carga. Elaboración propia.	10
2.4. Modelo simplificado de la turbina. Elaboración propia.	10
2.5. Característica estática del gobernador. [17]	11
2.6. Modelo simplificado del gobernador. Elaboración propia.	12
2.7. Modelo simplificado del control primario de frecuencia. Elaboración propia.	12
2.8. Modelo simplificado del control de frecuencia en unidad participante del AGC. Elaboración propia.	13
2.9. Modelos recientes de centrales eólicas. [18]	14
2.10. Diagrama de bloques central eólica Tipo 3. [18]	15
2.11. Diagrama de bloques central eólica Tipo 4. [18]	15
2.12. Lazo de potencia activa del bloque control de planta. [18]	16
2.13. Diagrama de bloques del control P/Q. [18]	17
2.14. Diagrama de bloques BESS. [18]	17
2.15. Lazo de control de potencia activa del bloque de control P/Q para BESS. [18]	18
2.16. Diagrama de bloques del AGC considerando factores de participación [3].	19
3.1. Comportamiento de la demanda en diferentes escenarios	27
3.2. Horarios definidos para cada escenario de operación [27]	32
3.3. AGC Composite Frame utilizado	33
3.4. AGC block definition utilizado	33
3.5. Comportamiento válido en el control de frecuencia de una unidad	34
3.6. Capacidad instalada de unidades AGC por combustible	36
4.1. Diagrama de flujo de la metodología utilizada. [3]	40
4.2. Diagrama de flujo para el criterio de parada de la simulación	42
4.3. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 1	44
4.4. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 2	45
4.5. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 3	45
4.6. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle y contingencia 2	47
4.7. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 1	49
4.8. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 2	49
4.9. Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 3	49
4.10. Comportamiento de la potencia de unidad <i>HE Ralco U2</i> en AGC tradicional para escenario punta y contingencia 1	51
4.11. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 1	53
4.12. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 2	53
4.13. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 3	53

4.14. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 1	56
4.15. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 2	56
4.16. Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 3	56
4.17. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 1	59
4.18. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 2	60
4.19. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 3	60
4.20. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 1	63
4.21. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 2	63
4.22. Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 3	63
4.23. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 1	66
4.24. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 2	66
4.25. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 3	66
4.26. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 1	69
4.27. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 2	69
4.28. Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 3	69
4.29. Sistema reducido del SEN. [29]	75
4.30. Cargabilidad de la línea <i>Charrúa - Mulchen 220 kV</i>	76
4.31. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 1	77
4.32. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 2	77
4.33. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 3	77
4.34. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 1	79
4.35. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 2	80
4.36. Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 3	80
A.1. Modelo de turbina de centrales HE Antuco	93
A.2. Modelo de turbina de centrales HE Cipreses	94
A.3. Modelo de turbina de centrales HE El Toro	95
A.4. Modelo de turbina de centrales HE Pangué	96
A.5. Modelo de turbina de centrales HE Ralco	97
A.6. Modelo de turbina de centrales HE Canutillar	98
A.7. Modelo de turbina de centrales TER Cochrane	99
A.8. Modelo de turbina de centrales TER Tocopilla U16	100
A.9. Modelo de turbina de centrales TER Angamos	101
A.10. Modelo de turbina de centrales TER Nueva Ventanas	102
A.11. Modelo de turbina de unidad BESS Cochrane	103
A.12. Modelo de turbina de centrales PE Malleco	104
A.13. Modelo de turbina de unidad PE Sarco (U1-U50)	105
A.14. Modelo de turbina de centrales PE Punta Sierra	106
D.1. Herramienta y opciones utilizadas para la obtención de los SF.	112
D.2. Comportamiento de potencia de la unidad Kelar CC1-TG1.	113
D.3. Comportamiento de potencia de la unidad Malleco Sur.	114
D.4. Consola de DIGSILENT informando el cambio de tap.	114
D.5. Consola de DIGSILENT informando el cambio de tap.	115

E.1. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 1	116
E.2. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 2	117
E.3. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 3	118
E.4. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 1	119
E.5. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 2	120
E.6. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 3	121
E.7. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 1	122
E.8. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 2	123
E.9. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 3	124
E.10. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3	125
E.11. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3	126
E.12. Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3	127
E.13. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 1	128
E.14. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 2	129
E.15. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 3	130
E.16. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 1	131
E.17. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 2	132
E.18. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 3	133
E.19. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 1	134
E.20. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 2	135
E.21. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 3	136
E.22. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 1	137
E.23. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 2	138
E.24. Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 3	139
E.25. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 1	140
E.26. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 2	141
E.27. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 3	142
E.28. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 1	143

E.29. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 2	144
E.30. Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 3	145
E.31. Despacho de potencia de unidades para congestión en línea <i>Charrúa - Mulchen</i>	146
E.32. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 1	147
E.33. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 2	148
E.34. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 3	149
E.35. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 1	150
E.36. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 2	150
E.37. Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 3	151

Índice de Tablas

1.1. Capacidad instalada en el SEN a Noviembre 2023. [9]	4
2.1. Tiempo característico de cada acción del control de frecuencia	21
2.2. Método de remuneración de los Servicios Complementarios de control de frecuencia . .	22
2.3. Método de remuneración de los SSCC de control de frecuencia	24
3.1. Comparación de desviación de demanda por tensión entre CPF y CSF	28
3.3. Parámetros utilizados para el controlador AGC	34
3.4. Unidades ERV candidatas a participar en el AGC	35
3.5. Conjunto de generadores candidatos a criterio $N - 1$	36
3.6. Conjunto de cargas candidatas a criterio $N - 1$	37
4.1. Potencia total por tipo de elemento de generación para el escenario valle	43
4.2. Potencia total por tipo de elemento de generación para el escenario punta	43
4.3. Resumen de resultados de la formulación AGC tradicional en escenario valle	44
4.4. Resultados de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional en escenario valle . .	45
4.5. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del AGC tradicional para escenario valle	46
4.6. Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional en escenario valle	48
4.7. Resumen de resultados de formulación AGC tradicional en escenario punta	48
4.8. Resultado de pérdidas y demanda final para el caso AGC tradicional en escenario punta	50
4.9. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del AGC tradicional para escenario punta	50
4.10. Diferencia de potencia en $[MW]$ en el estado pre-contingencia y post-contingencia para AGC tradicional en escenario punta	51
4.11. Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional en escenario punta	52
4.12. Resumen de resultados para AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle	52
4.13. Resultados de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional (14 unidades) en esce- nario valle	54
4.14. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes para el AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle	54
4.15. Cargabilidad de las líneas para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle . .	55
4.16. Resumen de resultados para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta . . .	55
4.17. Resultado de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional (14 unidades) en esce- nario punta	57
4.18. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta	57
4.19. Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta . .	58
4.20. Resumen de resultados de formulación al incluir las ERV al AGC en escenario valle . .	59
4.21. Resultado de pérdidas y demanda final para la inclusión de las ERV al AGC en escenario valle	60
4.22. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes al incluir las ERV al AGC para escenario valle	61

4.23. Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC en escenario valle	62
4.24. Resumen de resultados de formulación al incluir las ERV al AGC en escenario punta .	62
4.25. Resultado de pérdidas y demanda final al incluir las ERV al AGC en escenario punta .	64
4.26. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes al incluir las ERV al AGC para escenario punta	64
4.27. Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC en escenario punta	65
4.28. Resumen de resultados al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle . .	65
4.29. Resultado de pérdidas y demanda final para la inclusión de las ERV al AGC (17 unida- des) en escenario valle	67
4.30. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes al incluir las ERV al AGC (17 unidades) para escenario valle	67
4.31. Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle .	68
4.32. Resumen de resultados al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta . .	68
4.33. Resultado de pérdidas y demanda final al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta	70
4.34. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes al incluir las ERV al AGC (17 unidades) para escenario punta	70
4.35. Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta	71
4.36. Resumen de resultados de formulación en el análisis de vertimiento para escenario valle	71
4.37. Resultado de pérdidas y demanda final en el análisis de vertimiento en escenario valle .	72
4.38. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del CSF en el análisis de vertimiento escenario valle	72
4.39. Resumen de resultados de formulación en el análisis de vertimiento para escenario punta	72
4.40. Resultado de pérdidas y demanda final en el análisis de vertimiento en escenario punta	73
4.41. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del CSF en el análisis de vertimiento en escenario punta	73
4.42. Potencia aportada en el CPF de las unidades ERV para escenario valle	74
4.43. Potencia aportada en el CPF de las unidades ERV para escenario punta	74
4.44. Aportes de potencia en $[MW]$ de cada unidad en el análisis de congestión	75
4.45. Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes en el análisis de congestión	76
4.46. Resumen de resultados para contingencias de demanda en escenario valle	76
4.47. Resultado de pérdidas y demanda final para contingencias de demanda en escenario valle	78
4.48. Resultados de potencia en $[MW]$ para contingencias de demanda en escenario valle . .	78
4.49. Cargabilidad de las líneas para contingencias de demanda en escenario valle	79
4.50. Resumen de resultados para contingencia de demanda en escenario punta	79
4.51. Resultado de pérdidas y demanda final para contingencias de demanda en escenario punta	80
4.52. Resultados de potencia en $[MW]$ para contingencias de demanda en escenario valle . .	81
4.53. Cargabilidad de las líneas para contingencias de demanda en escenario punta	81
4.54. Comparación de costos totales considerando todas las unidades operativas	82
4.55. Estado de las unidades participantes del CSF por escenarios ante contingencia de gene- ración	82
4.56. Comparación de costos totales considerando unidades operativas en ambos escenarios .	83
4.57. Estado de las unidades participantes del CSF considerando unidades operativas en ambos escenarios en contingencias de generación	83
4.58. Costos asociados en el análisis de vertimiento	84
4.59. Estado de las unidades ante un vertimiento del 50[%]	84
4.60. Resumen de análisis para contingencias de generación	85
4.61. Costos asociados para contingencias de demanda	85
4.62. Estado de las unidades ante contingencia de demanda	85
4.63. Tiempos promedios en la solución del modelo	86
4.64. Tiempos de simulación dinámica para contingencias de generación	86
4.65. Tiempos de simulación dinámica para contingencias de demanda	87
B.1. Datos generales de unidades convencionales AGC	108

B.2. Datos técnicos de unidades convencionales AGC	109
B.3. Datos técnicos de unidades ERV pertenecientes al AGC	109
C.1. Unidades convencionales operativas por escenario de operación	111
C.2. Unidades ERV operativas por escenario de operación	111

Abreviaturas

ACE	:	Error de Control de Área (<i>Area Control Error</i>)
ACERA	:	Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento
AGC	:	Control Automático de Generación (<i>Automatic Generation Control</i>)
BESS	:	Sistema de Almacenamiento basado en Energía de Baterías (<i>Battery Energy Storage System</i>)
CEN	:	Coordinador Eléctrico Nacional
CPF	:	Control Primario de Frecuencia
CSF	:	Control Secundario de Frecuencia
CTF	:	Control Terciario de Frecuencia
ERV	:	Energía Renovable Variable
ISSCC	:	Informe de Servicios Complementarios
NTSSCC	:	Norma Técnica de Servicios Complementarios
ROCOF	:	Tasa de Cambio de la Frecuencia (<i>Rate of Change of Frequency</i>)
SACE	:	Error de Control de Área Suavizado (<i>Smooth Area Control Error</i>)
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia
SOC	:	Estado de Carga de Batería (<i>State of Charge</i>)
SSCC	:	Servicios Complementarios
WECC	:	Western Electricity Coordinating Council

Nomenclatura

Sets:

- \mathbb{G} : Conjunto de unidades generadoras existentes
- \mathbb{G}^{AGC} : Conjuntos de unidades generadoras participantes del AGC existentes
- \mathbb{S} : Conjunto de contingencias propuestas
- \mathbb{L} : Conjunto de líneas existentes
- \mathbb{B} : Conjunto de barras existentes
- \mathbb{T} : Conjunto de tiempos de operación

Parámetros:

- F_{a_g} : Factor de costo lineal del generador g en $[\$/MW]$
- C_g^{csf} : Costo fijo por participación del AGC para la unidad g
- $VOLL$: Costo de penalización por el uso de energía no suministrada
- $SF_{b,l,s,t}$: Factor de sensibilidad de la línea l ante incremento o decremento de potencia en la barra b para la contingencia s en el tiempo t
- FS : Factor de seguridad asociado al flujo máximo de las líneas
- F_l^M : Flujo máximo de la línea l
- K : Número de particiones totales para el cálculo de pérdidas
- G_l : Conductancia de la línea l
- B_l : Susceptancia de la línea l
- P_g^M : Potencia máxima de la unidad g
- P_g^m : Potencia mínima de la unidad g
- RU_g : Rampa de incremento de potencia de la unidad g
- RD_g : Rampa de decremento de potencia de la unidad g
- T^{csf} : Tiempo mínimo de entrega del AGC

Variables:

- C_{AGC} : Costo total de unidades participantes del AGC
- $C_{oper_{s,t}}$: Costo total de operación de las unidades generadoras para el escenario s y tiempo t
- $C_{ENS_{s,t}}$: Costo total de energía no suministrada para la contingencia s y tiempo t
- $C_{perd_{s,t}}$: Costo total de penalización de pérdidas para la contingencia s y tiempo t

- v_g^+ : Variable binaria que se activa cuando la unidad g debe participar del AGC incrementado potencia
- v_g^- : Variable binaria que se activa cuando la unidad g debe participar del AGC decrementando potencia
- $P_{g,t}^{pre}$: Potencia en el estado pre-contingencia de la unidad g para el tiempo t
- $P_{g,t}^{out}$: Potencia en el estado pre-contingencia de la unidad desconectada g para el tiempo t
- $P_{s,t}^{AGC}$: Potencia total que debe aportar el AGC para la contingencia s y tiempo t
- P_g^{cpf} : Potencia al finalizar el control primario de frecuencia de la unidad g
- $\Delta p_{g,s,t}^+$: Incremento de potencia que debe realizar la unidad g en la contingencia s para el tiempo t
- $\Delta p_{g,s,t}^-$: Decremento de potencia que debe realizar la unidad g en la contingencia s para el tiempo t
- $ens_{b,s,t}^{net}$: Potencia que se debe desconectar de la barra b para la contingencia s en el tiempo t
- $ens_{g,s,t}^{res}$: Potencia que debe incrementar la unidad g que no forma parte del AGC para la contingencia s , tiempo t
- $\Delta pl_{l,s,t}$: Diferencia entre la pérdida en el estado pre-contingencia y estado post-contingencia de la línea l para la contingencia s , tiempo t
- $D_{b,t}^{pre}$: Potencia demandada en estado pre-contingencia en la barra b para el tiempo t
- $D_{b,t}^{csf}$: Potencia demandada en estado post-contingencia en la barra b para la contingencia s , tiempo t
- $\Delta D_{b,s,t}^V$: Variación de la demanda por variaciones en las barras del sistema para la demanda b en la contingencia s , tiempo t
- $D_{s,t}^{out}$: Potencia de la demanda desconectada para la contingencia s en tiempo t
- $f_{l,s,t}$: Flujo en el estado post-contingencia de la línea l
- $f_{l,s,t}^+$: Parte positiva del flujo en el estado post-contingencia de la línea l para la contingencia s en el tiempo t
- $f_{l,s,t}^-$: Parte negativa del flujo en el estado post-contingencia de la línea l para la contingencia s en el tiempo t
- $\Delta f_{k,l,s,t}$: Partición del flujo número k en el estado post-contingencia de la línea l para la contingencia s en el tiempo t
- $\xi_{k,l}$: Segmento de pendiente número k para el cálculo de flujo en el estado post-contingencia de la línea l
- $PL_{l,t}^{pre}$: Pérdida en el estado pre-contingencia de la línea l para la contingencia s , tiempo t
- $pl_{l,s,t}$: Pérdida en el estado post-contingencia de la línea l para la contingencia s , tiempo t

Si bien, en las nomenclaturas informadas se habla de *línea*, esta definición también incluye a elementos como transformadores y reactancias serie en su formulación.

Resumen

Este estudio presenta la incorporación de centrales renovables y sistemas de almacenamiento en base a baterías al control de frecuencia. El enfoque principal del estudio se centra en el control secundario de frecuencia, en donde se implementa una formulación estocástica de dos etapas para optimizar la asignación de potencia en el control automático de generación (AGC). Esta formulación considera aspectos tales como la selección óptima de unidades participantes, limitaciones técnicas de la red de transmisión y la minimización de costos en la asignación de la generación.

La formulación y el modelo de AGC implementado se aplica en un modelo del Sistema Eléctrico Nacional, considerando salida de generación y de demanda bajo el criterio de seguridad N-1. Las contingencias analizadas son las que presentan una mayor perturbación en la frecuencia del sistema, además se incluyen contingencias de unidades pertenecientes al AGC para todos los escenarios propuestos. Posteriormente se realizan simulaciones dinámicas en el software DIGSILENT PowerFactory y se analizan los resultados obtenidos en el ámbito técnico y económico para cada análisis planteado.

De los resultados obtenidos, se demostró que con la inclusión de las unidades ERV y unidades de almacenamiento, el AGC logra llevar a la frecuencia a su valor nominal. Además, la inclusión de las unidades ERV permite obtener menores pérdidas con respecto a los casos en donde solo se incluye a las unidades convencionales.

Abstract

This study presents the incorporation of renewable power plants and battery-based storage systems for frequency regulation. The main focus of this study is on secondary frequency regulation, where a two-stage stochastic formulation is implemented to obtain an optimal power flow in automatic generation control (AGC) dispatch. This formulation considers aspects such as optimal selection of participating units, technical limitations of the transmission network and cost minimization in generation allocation.

The formulation and model of AGC implemented is applied in a model of the Chilean National Electrical System, considering outage events of generation and demand under the N-1 safety criterion. The contingencies analyzed are those that present a greater disturbance for the frequency on the system, and also include contingencies of units belonging to the AGC for all the proposed scenarios. Dynamic simulations are carried out in the DIgSILENT PowerFactory software and the results are analyzed technically and economically for each analysis proposed.

From the results obtained, it was shown that with the inclusion of ERV units and storage units, the AGC manages to bring frequency to its nominal value. In addition, the inclusion of ERV units allows lower losses compared to cases where only conventional units are included.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes y motivación

El modelo tradicional del Control Automático de Generación (AGC) [1], [2] no toma en cuenta aspectos económicos ni la modelación del sistema de transmisión. Sin embargo, se han propuesto modelos de AGC y formulaciones que toman en cuenta estos aspectos [3]. Esto ha permitido garantizar la operación económica y segura ante la ocurrencia de distintos escenarios de operación y perturbaciones (generación y demanda). No obstante, se hace necesario actualizar el modelamiento del AGC dado la creciente participación de centrales renovables y baterías en los sistemas de potencia, las cuales no participan activamente en este esquema, y que actualmente están cobrando mucha importancia a nivel mundial.

En el contexto nacional, una de las principales políticas energéticas es Energía 2050 [4], la cual ha fijado metas de corto y largo plazo. Por ejemplo, lograr la Carbono Neutralidad, de manera de realizar el cierre del 50 % de las plantas termoeléctricas para el año 2025, y el cierre total de las centrales a carbón planificado para el año 2040 [5]. Para lograr cumplir estos desafíos, se han elaborado estudios como el realizado por la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA) en conjunto con SPEC energy, en donde se establece que el desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsada por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el período 2022-2030 [6]. Además, se pretende contar con una matriz en donde un 70 % de la generación eléctrica total del país sea suministrada por centrales renovables al año 2040 [7]. Por esta razón, es que en el contexto nacional se han implementado políticas que promueven un sistema eléctrico en donde las Energías Renovables Variables (ERV) forman parte fundamental de la matriz energética del país.

Estas políticas energéticas han resultado en un aumento sostenido de la generación renovable en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [8]. A Noviembre de 2023, según datos de ACERA, la capacidad instalada de energías ERV es de 15.397 [MW] y supera a la capacidad instalada de centrales térmicas en el SEN (12.728 [MW]). Esto principalmente ha sido influenciado por centrales solares, eólicas e hidroeléctricas de pasada [9]. Además, en la zona norte del país se cuenta con baterías almacenadoras de energía (BESS por sus siglas en inglés) que alcanzan una capacidad instalada de 72 [MW] [9]. Por otra parte, la participación de centrales ERV en la generación alcanza un 40.4 % de la generación total del país a la Noviembre de 2023, teniendo horas en que la participación de ERV alcanza valores superiores al 65 % de la generación total [10]. En la Tabla 1.1 se presenta la capacidad instalada en el SEN.

Tecnología	Tipo de energía	Potencia neta [MW]	Potencia neta [%]
Biogás	ERV	60	0.2
Biomasa	ERV	632	1.8
Eólica	ERV	4654	13.2
Geotérmica	ERV	83	0.2
Mini hidráulica pasada	ERV	659	1.9
Solar fotovoltaica	ERV	9201	26.0
Termosolar	ERV	108	0.3
Hidráulica embalse	Hidráulica	3458	9.8
Hidráulica pasada	Hidráulica	3362	9.5
Carbón	Térmica	3955	11.2
Cogeneración	Térmica	18	0.1
Fuel oil N°6	Térmica	134	0.4
Gas natural	Térmica	4858	13.7
Petróleo diésel	Térmica	3728	10.5
Propano	Térmica	14	0.0
Petcoke	Térmica	21	0.1

Tabla 1.1: Capacidad instalada en el SEN a Noviembre 2023. [9]

Este aumento importante de la ERV presenta nuevos desafíos para asegurar la estabilidad del sistema, la cual se puede definir como “la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia para, dada una condición inicial de operación, retornar a un estado de operación estable, donde la mayor parte de las variables del sistema quedan acotadas de modo que prácticamente todo el sistema queda intacto, luego de haber sufrido una perturbación física” [11], [12]. Los principales desafíos tienen relación a la variabilidad y/o intermitencia de los aportes instantáneos de energía de las ERV, lo que repercute en la forma de despachar potencia de las centrales térmicas debido a sus restricciones inter-temporales de las unidades generadoras. Por otro lado, el disminuir la cantidad de centrales convencionales disminuye la inercia sistémica que proveen inherentemente las masas rotatorias de las máquinas sincrónicas. Esta energía cinética rotacional es utilizada de forma natural por el sistema para mantener el equilibrio entre generación y demanda en los primeros instantes luego de una perturbación en la generación o demanda, lo que ayuda a atenuar las variaciones en la frecuencia del sistema. Actualmente, las unidades que participan en el Servicio Complementario (SSCC) de control de frecuencia son unidades térmicas y unidades hidroeléctricas, las cuales tienen una remuneración por su participación en este tipo de control.

Por otra parte, al considerar una alta penetración de ERV la inercia sistémica decrece, lo que resulta en un aumento de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés) inmediatamente luego de ocurrida una falla, y en consecuencia en una menor frecuencia mínima (nadir). Una alternativa para mejorar los índices de estabilidad, en un contexto de alta penetración ERV de frecuencia, es que las centrales ERV participen activamente del control de frecuencia.

El propósito de este estudio es incorporar centrales ERV y baterías con la finalidad de que participen activamente en el AGC. De esta forma se busca asegurar la estabilidad y operación económica del sistema considerando escenarios con alta participación de energías renovables. Para comprobar la efectividad del AGC se aplicará la modelación en la base de datos del SEN considerando diferentes perturbaciones (generación y demanda) y escenarios de operación mediante el software DIGSILENT PowerFactory [13].

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Incorporar centrales renovables y baterías en el control automático de generación considerando el despacho económico de la generación y el modelamiento de la red de transmisión.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisar la literatura técnica relacionada con los diferentes esquemas propuestos de centrales renovables y baterías de manera que estos dispositivos participen en el control primario y secundario de frecuencia.
- Implementar una propuesta metodológica que incluya aspectos técnicos y económicos en la asignación de la generación para que distintas unidades candidatas participen en el control secundario de frecuencia a través del software DIgSILENT PowerFactory.
- Aplicar la metodología al Sistema Eléctrico Nacional de Chile utilizando distintos escenarios de operación, perturbaciones en generación y demanda, y penetración de energía renovable.
- Analizar el desempeño de la metodología desarrollada en términos de tiempos de simulación y resultados obtenidos, determinando los beneficios técnicos y económicos que se obtendrán en la operación del sistema eléctrico.

1.3. Alcance

El presente trabajo de memoria tiene por alcance incorporar centrales renovables y baterías a un modelo de AGC implementado en el Sistema Eléctrico Nacional. Para esto se modificarán los modelos dinámicos de centrales ERV, con el fin de participar en el control primario y secundario de frecuencia. Además, se formulará matemáticamente el problema de minimización de costos de operación de las unidades candidatas a participar en el control secundario de la frecuencia, ante contingencias en generación y demanda. El problema incorporará restricciones técnicas, tales como limitaciones en la generación y capacidad de la red de transmisión.

De igual manera, un objetivo del estudio es seleccionar el conjunto óptimo de unidades que deben participar en el control secundario de la frecuencia. Esto quiere decir, determinar las unidades necesarias que permitan la operación económica y segura del sistema.

Para comprobar la efectividad de los modelos implementados se evaluará su desempeño en distintos escenarios y contingencias mediante el software DIgSILENT PowerFactory, comparando resultados simulados con los resultados de la formulación. Finalmente, se determinarán los beneficios técnicos y económicos que se obtendrán en el SEN.

1.4. Modelación y simulación dinámica

Para la realización del presente estudio se utilizará un computador equipado con un procesador AMD Ryzen 7 3750H que cuenta con 16 GB de memoria RAM. La base de datos del SEN es la entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de forma pública en su página oficial [14]. Para la implementación de las formulaciones se utilizará el lenguaje de programación Python [15] mediante el entorno de desarrollo integrado Spyder. Por último, la resolución del problema de optimización se realizará mediante el solver de optimización matemática Gurobi [16].

1.5. Estructura del trabajo

En el primer capítulo se presenta la motivación, además de los objetivos generales y específicos. Por último, se presenta el alcance de la presente memoria.

En el segundo capítulo se presente el marco teórico del trabajo, abarcando las bases del control de frecuencia con un especial énfasis en la modelación del AGC optimizado. Luego se presentan los modelos de plantas ERV utilizados en la literatura. Además, se entrega detalles de la implementación y remuneración de los servicios de control de frecuencia en Chile.

En el tercer capítulo se desarrolla la formulación matemática del problema de minimización de costos de generación y participación de las unidades candidatas en el AGC, incorporando restricciones técnicas de los generadores y del sistema de transmisión. A su vez, se muestran los criterios y consideraciones

que deben cumplirse para una operación en un sistema real. Por último, se describe la base de datos utilizada definiendo los escenarios de operación, unidades participantes del AGC y unidades y demandas candidatas a desconexión.

Posteriormente, en el cuarto capítulo se analizan los resultados obtenidos desde las simulaciones dinámicas, en donde se evalúa el desempeño y los beneficios técnicos y económicos del modelo implementado.

Finalmente, en el quinto capítulo se hace un resumen de las conclusiones obtenidas sobre el modelo implementado.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se revisan conceptos básicos relacionados con el control de frecuencia en los sistemas eléctricos, con particular énfasis en el modelo de control del AGC que se implementará en el Sistema Eléctrico Nacional.

Primeramente, en la Sección 2.1 se realiza una introducción del control de frecuencia y las diversas etapas que lo componen. Posteriormente, en la Sección 2.2 se introducen los esquemas simplificados que permiten modelar las máquinas y los reguladores de velocidad. En la Sección 2.3 se muestra los fundamentos del control secundario de frecuencia, además se introduce el control automático de generación.

En la Sección 2.4 se plantean y describen esquemas de control encontrados en la literatura para las unidades de energía renovable variable y sistemas de almacenamiento. Además, se describe la modelación del control automático de generación centralizado considerando factores de participación.

Por último, en la Sección 2.5 se exponen las definiciones y mecanismos que se utilizan para la implementación del control de frecuencia en Chile, en donde se describen conceptos de remuneración y reservas necesarias.

2.1. Fundamentos del control de frecuencia

Uno de los objetivos principales del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es suministrar en tiempo real la energía demandada. Es por esto que un sistema eléctrico se debe tener control sobre el equilibrio entre generación y demanda, de manera que la generación total del sistema (P_{Gen}) suministre a la demanda (P_{Dem}), considerando a su vez las pérdidas asociadas (P_{Perd}) a la transmisión de la energía. Esto se muestra en la ecuación (2.1).

$$P_{Gen} = P_{Perd} + P_{Dem} \quad (2.1)$$

Por otra parte, una característica fundamental de un SEP es su frecuencia. Para que un sistema eléctrico opere de manera estable y segura es necesario que la frecuencia permanezca dentro de un rango de valores en torno a su valor nominal, esto para asegurar el correcto funcionamiento de diversos equipos eléctricos. La frecuencia del sistema está relacionada con el equilibrio entre generación - demanda. En un sistema en estado estacionario si la ecuación (2.1) se cumple, la frecuencia es igual a la nominal del sistema. Sin embargo, en la práctica existen variabilidad y factores de incertidumbre sobre la demanda del sistema, contingencias como salidas de generación por fallas técnicas o salidas intempestivas de bloques de demanda. Debido a estas causas, la frecuencia del sistema se ve alterada y, dependiendo de la magnitud de la contingencia, la frecuencia puede caer en rangos inseguros para la estabilidad del sistema.

Debido a lo antes mencionado es que en los SEP existen controladores que regulan la potencia que entregan las turbinas de los generadores convencionales, de tal manera de corregir los desequilibrios entre generación y demanda para así llevar la frecuencia a valor nominal, que en el caso de Chile es de $50[Hz]$.

No obstante, en el caso chileno el control de frecuencia está supeditado a generadores sincrónicos convencionales, dejando afuera a unidades de generación ERV, tales como centrales fotovoltaicas y centrales eólicas. Con la finalidad de hacer partícipes a las unidades renovables en el control de frecuencia es necesario introducir modelos matemáticos de controladores y unidades de generación, los cuales modelan a partir de ecuaciones diferenciales su comportamiento dinámico.

2.1.1. Controladores de frecuencia

El control de frecuencia puede ser dividido en tres etapas, en donde se definen objetivos en cada etapa y actúan jerárquicamente en el tiempo [11].

1. Control primario de frecuencia (CPF)

Es el control más rápido y opera en un margen de tiempo entre los 2 y 15 segundos posterior a la contingencia. La rapidez del control se determina por la inercia sistémica de los generadores. Actúa de manera local y automática en los generadores, y su fin principal es retomar el equilibrio entre generación y demanda.

2. Control secundario de frecuencia (CSF)

Ocurre posterior al control primario y opera en un margen de tiempo entre los 15 segundos a los 15 minutos actuando de forma automática y centralizada. La finalidad de este control es retomar la frecuencia al valor nominal del sistema y tiene también la capacidad de retomar intercambios de potencia programadas entre distintas áreas del sistema.

3. Control terciario de frecuencia (CTF)

Este control comienza a actuar desde los 15 minutos a tiempos superiores y se requiere en sistemas eléctricos extensos. Actúa de forma centralizada y manual, y su objetivo es buscar un reparto de cargas optimizado que asegure recuperar las reservas de energía en las unidades que actúan en el control secundario de frecuencia.

En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo del funcionamiento del control de frecuencia en un sistema eléctrico, estableciendo tiempos, características del control y el comportamiento esperado de la frecuencia

en cada una de las etapas.

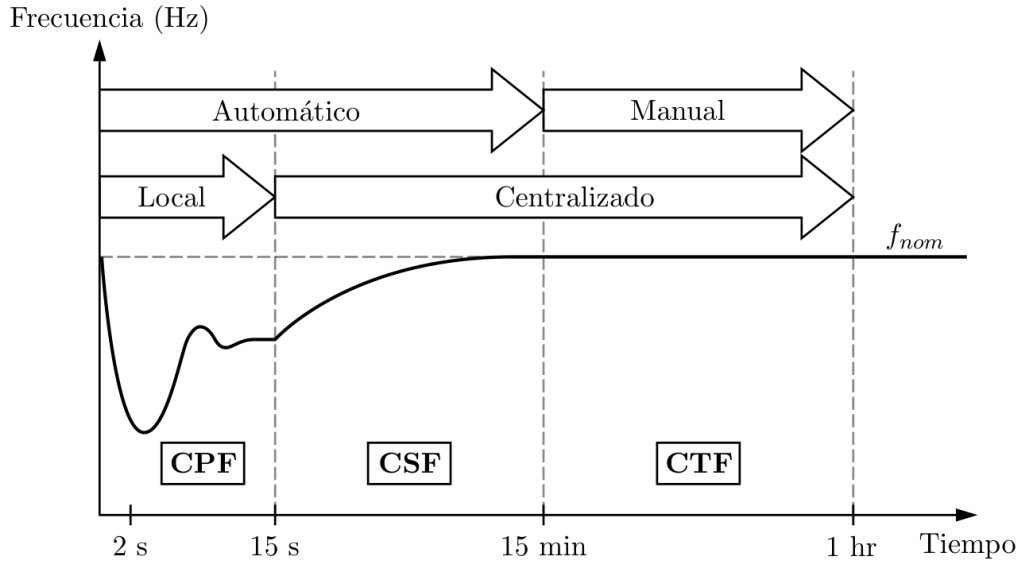


Figura 2.1: Etapas del control de frecuencia. [3]

2.2. Modelo dinámico general de una máquina

En esta sección se presentan los diferentes modelos utilizados para la modelación de una máquina participante del control de frecuencia.

2.2.1. Modelo del generador

La ecuación (2.2) detalla la dinámica de movimiento de una máquina sincrónica, la cual se conoce como ecuación de oscilación.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (2.2)$$

Donde:

- P_m : Potencia mecánica aplicada por la turbina
- P_e : Potencia eléctrica generada
- ω_s : Velocidad angular nominal
- δ : Posición angular del rotor
- H : Constante de inercia del generador

La ecuación (2.2) se puede expresar en valores por unidad al considerar $\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \frac{d \Delta \omega}{dt}$. Con lo cual, la expresión obtenida se muestra en la ecuación (2.3)

$$\frac{d \Delta \omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (2.3)$$

En la Figura 2.2 se muestra mediante diagrama de bloques la modelación en el dominio de la frecuencia de la ecuación (2.3)

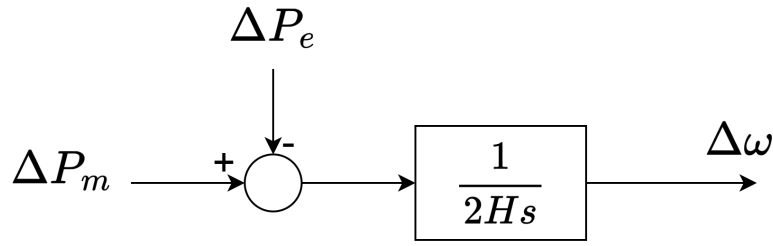


Figura 2.2: Modelo simplificado del generador. Elaboración propia.

2.2.2. Modelo simplificado de la carga

El modelo de la carga tiene una componente independiente de la frecuencia (ΔP_l) y otra dependiente de la frecuencia relacionada con la constante de amortiguamiento de la carga (D) [11]. La ecuación (2.4) muestra el comportamiento de la carga bajo las consideraciones anteriores.

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D \cdot \Delta \omega \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) es modelada a través de diagrama de bloques mostrado en la Figura 2.3.

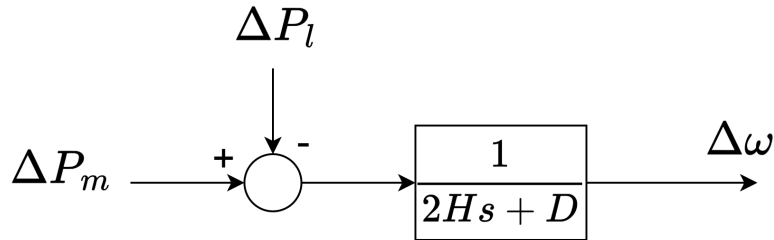


Figura 2.3: Modelo simplificado de la carga. Elaboración propia.

2.2.3. Modelo simplificado de turbina

El par mecánico que proporciona la máquina para la generación de potencia es producto de la apertura de la válvula o cualquier sistema que proporcione un par mecánico aprovechable por el generador. El comportamiento dinámico de la turbina puede modelarse como una función de primer orden, la cual es expresada en la función de transferencia descrita en (2.5)

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{\tau_t s + 1} \quad (2.5)$$

Donde:

- ΔP_m : Cambio de potencia mecánica
- ΔP_v : Cambio de posición de la válvula
- τ_t : Constante de tiempo de la turbina

A partir de la ecuación (2.5) se modela el siguiente diagrama de bloques de la turbina:

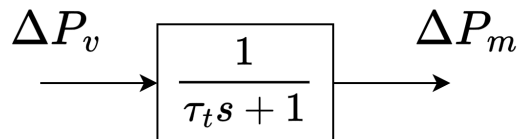


Figura 2.4: Modelo simplificado de la turbina. Elaboración propia.

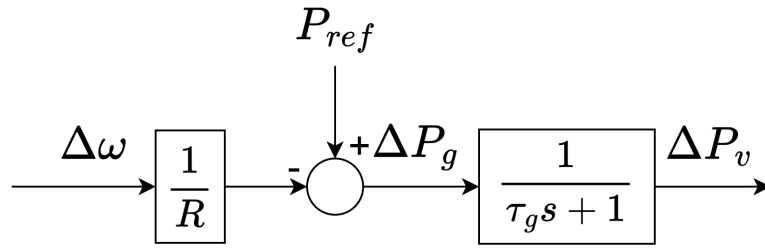


Figura 2.6: Modelo simplificado del gobernador. Elaboración propia.

Nótese que, al tratarse de un controlador proporcional, el error de frecuencia en estado estacionario no será nulo.

2.2.5. Modelo general del control primario

A partir de los modelos expuestos anteriormente, se construye el modelo general de una central aislada para el control primario de frecuencia, el cual se describe gráficamente en la Figura 2.7.

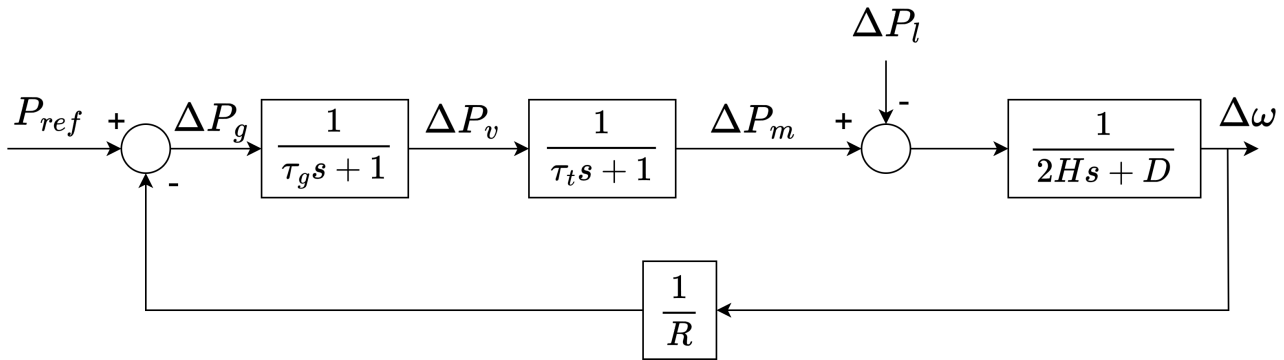


Figura 2.7: Modelo simplificado del control primario de frecuencia. Elaboración propia.

2.3. Control secundario de frecuencia

El control secundario de frecuencia tiene por objetivo corregir los errores de frecuencia e intercambio de potencia programada una vez finalizado el control primario. Para esto se utiliza un sistema llamado Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés). En el caso chileno el AGC se utiliza solamente para el control de la frecuencia, no utilizando su capacidad para intercambios de potencia.

2.3.1. Control secundario sin intercambio de potencia

Para corregir el error en estado estacionario al finalizar el control primario de frecuencia se debe incluir una acción integral suplementaria, la cual permita anular este error. Esta consigna de potencia se debe aplicar al menos a una unidad del sistema. En la Figura 2.8 se muestra la incorporación de este lazo de control.

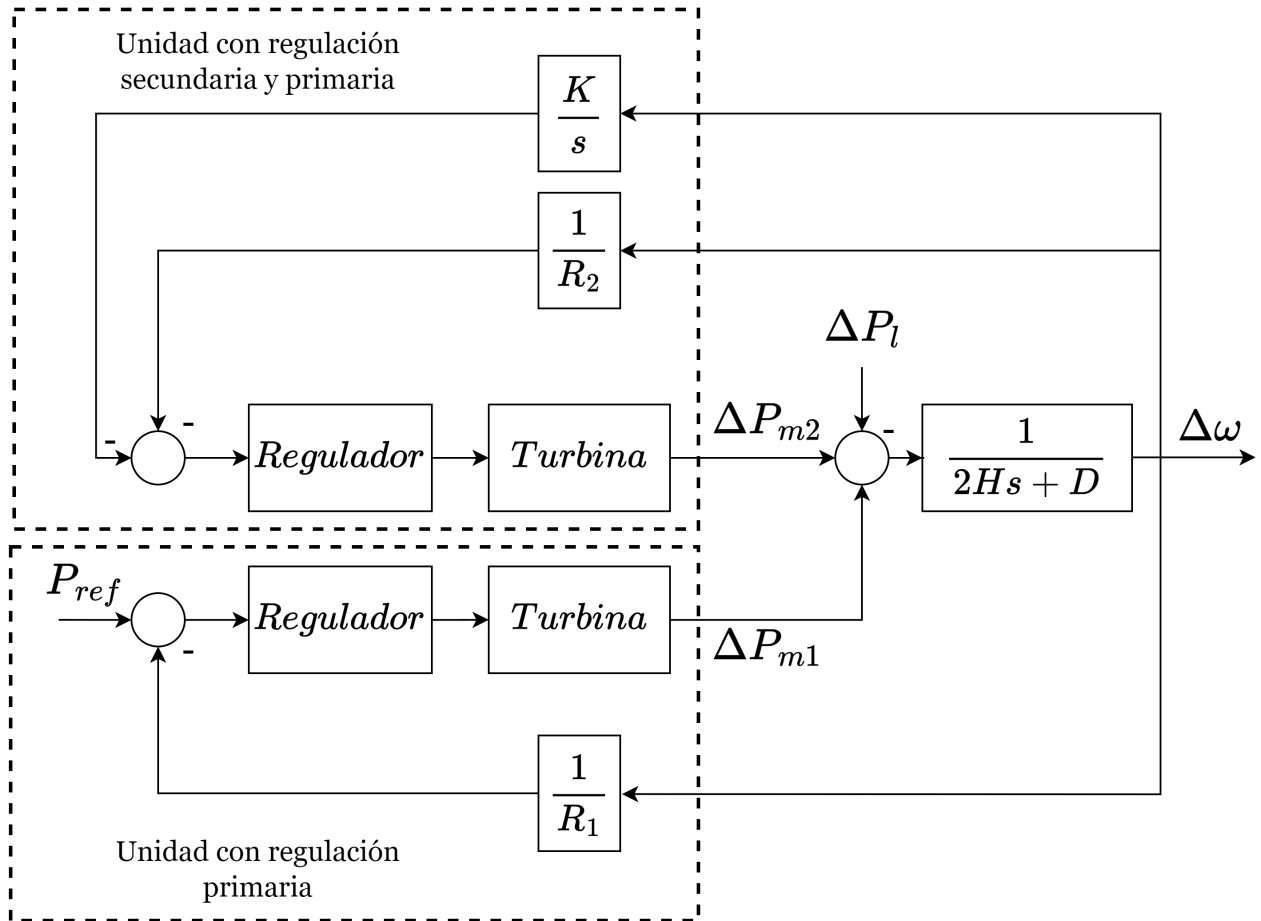


Figura 2.8: Modelo simplificado del control de frecuencia en unidad participante del AGC. Elaboración propia.

Para garantizar una respuesta de frecuencia estable, el controlador AGC opera de manera centralizada en un centro de despacho, el cual envía las consignas de potencia al conjunto de unidades participantes de este sistema. En caso contrario, los generadores intentarían imponerse entre sí para controlar la frecuencia de referencia.

2.4. Implementación del control de frecuencia en centrales renovables

A continuación se presentan modelos dinámicos elaborados por el Western Electricity Coordinating Council (WECC) para las distintas categorías de centrales renovables utilizadas en el presente estudio [18]. Estos modelos han sido desarrollados para su utilización en el análisis de estabilidad en secuencia positiva para sistemas interconectados.

2.4.1. Central eólica

Las centrales eólicas comúnmente implementadas responden a dos diferentes topologías. En la Figura 2.9 se puede observar estos dos modelos, el modelo Tipo 3 mostrado a la izquierda el cual es doblemente alimentado y es de carácter asincrónico. A la derecha se observa el modelo Tipo 4 el cual es implementado mediante generador sincrónico.

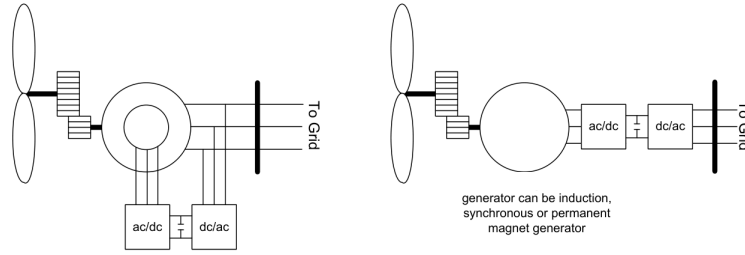


Figura 2.9: Modelos recientes de centrales eólicas. [18]

Los bloques utilizados son conectadas entre sí, tal como se observa en el diagrama de bloques de la Figura 2.10, donde la central eólica Tipo 3 se puede representar utilizando 7 modelos de bloques independientes. Por su parte, la central eólica tipo 4 se puede representar utilizando 3 o 4 modelos de bloques independientes, donde su conexión se observa en la Figura 2.11. Los bloques utilizados pueden agruparse en 4 estructuras generales de control y se identifican para cada esquema mostrado. Estas son:

1. **Control de planta:** Está compuesto únicamente por un bloque, el cual recibe como entrada la potencia activa (P_{gen}), potencia activa de referencia ($Plant_pref$), potencia reactiva (Q_{branch}), tensión en la barra (V_{reg}), corriente inyectada (I_{branch}) y frecuencia del sistema ($Freq$). La salida de este bloque corresponde a la señal de control de potencia activa ($Pref$) y potencia reactiva ($Qref$).
2. **Control P/Q:** Esta estructura recibe como entrada las señales de potencia activa de referencia ($Pref$), potencia reactiva de referencia ($Qref$), selector de prioridad ($Pqflag$) y la tensión del sistema (Vt). Las salidas corresponden a las señales de corriente de referencia real ($Ipcmd$) y corriente de referencia imaginaria ($Iqcmd$).
3. **Modelo del convertidor:** Este bloque utiliza como entradas las corrientes de referencia obtenidas desde el control P/Q ($Ipcmd$ e $Iqcmd$), para posteriormente obtener las corrientes que se inyectan al sistema (I_p e I_q).
4. **Control mecánico:** Esta unidad de control posee sus diferencias dependiendo del tipo de modelo utilizado.

Para el modelo Tipo 3, esta estructura se compone de un controlador de torque, un controlador de velocidad, un modelo de la aerodinámica y un bloque que emula las oscilaciones mecánicas. Utiliza como entrada la potencia de referencia ($Pref0$) y la potencia eléctrica desde la barra (Pe). Las señales de salida son la señal de potencia obtenida desde el control de torque ($Pref$) y la velocidad angular de la turbina (ω_t) junto a la frecuencia del generador (ω_s), las cuales se entregan en un señal vectorizada (spd).

Por otra parte, para el modelo Tipo 4 se utiliza solo el bloque que modela las oscilaciones mecánicas y tiene como única salida la señal vectorizada (spd).

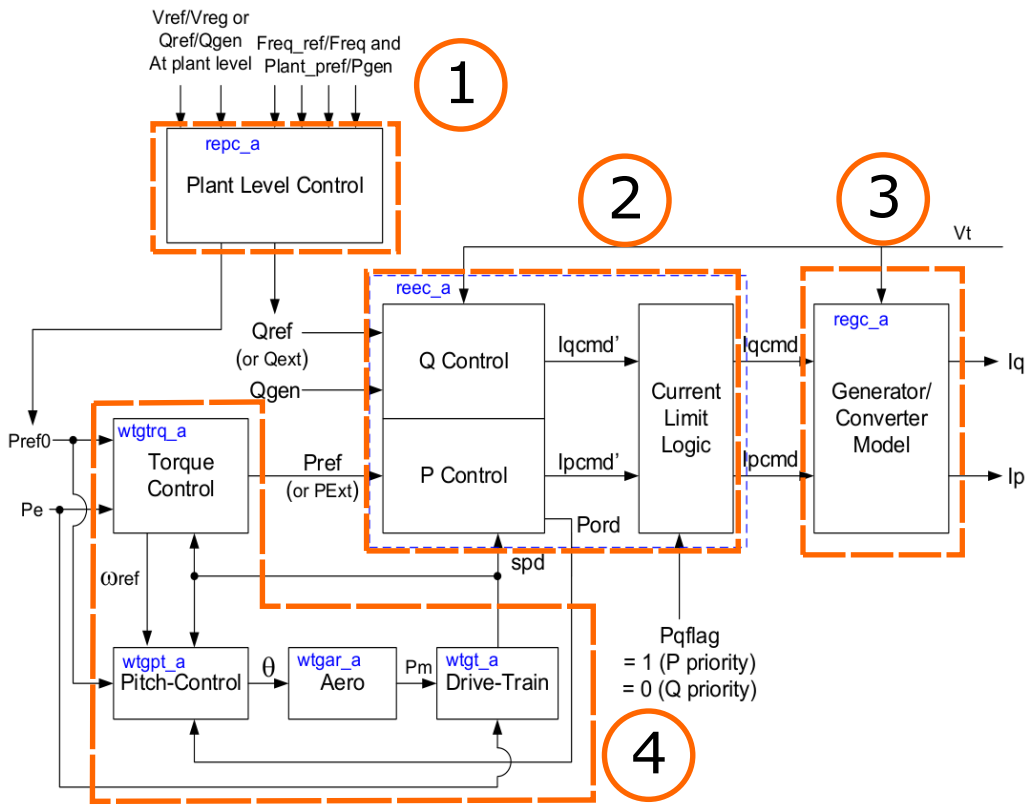


Figura 2.10: Diagrama de bloques central eólica Tipo 3. [18]

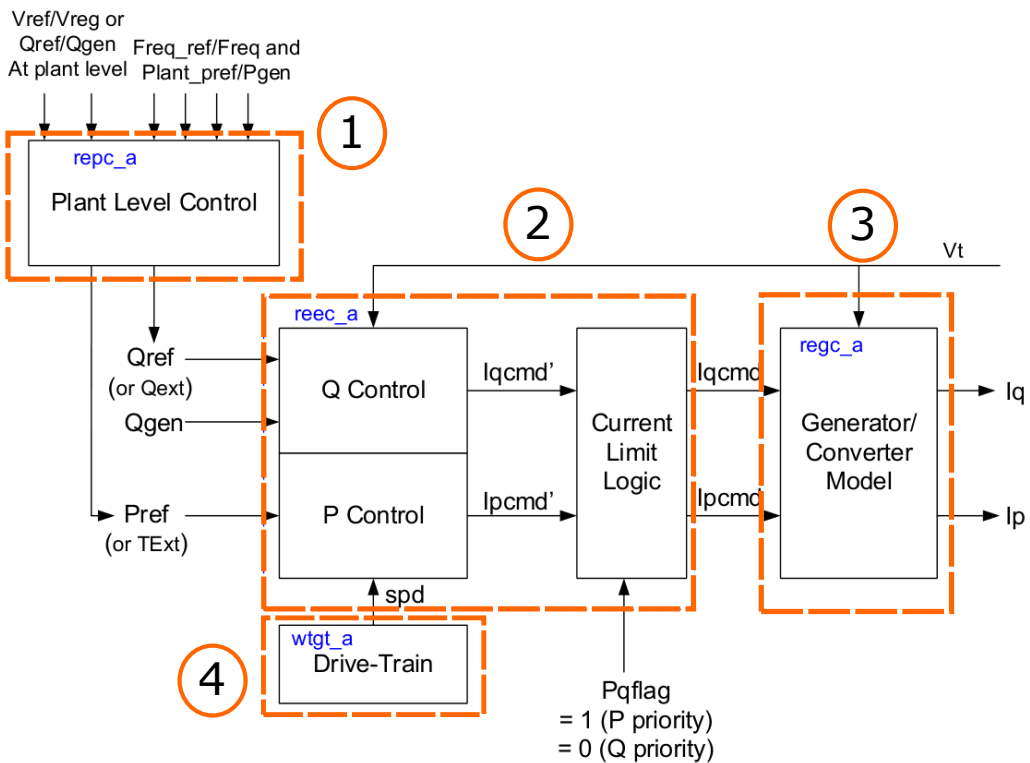


Figura 2.11: Diagrama de bloques central eólica Tipo 4. [18]

Para implementar el control de frecuencia establecido en estas centrales, se presenta en la Figura 2.12 el lazo de control de potencia activa del bloque control de planta desarrollado por WECC.

El control de frecuencia se compone de un control *Droop* que presenta valores de estatismo diferentes

para sobrefrecuencia y subfrecuencia (Ddn y Dup). Además, se utiliza una banda muerta con el fin de realizar control solo cuando la desviación de frecuencia en el sistema supere un límite establecido determinado por el valor $fdbd1$ y $fdbd2$. Luego la señal es limitada por valores de frecuencia máxima ($femax$) y frecuencia mínima ($femin$). Por último, la señal de control es ingresada a un controlador PI (bloque $s5$) y se aplica un retardo de primer orden (bloque $s6$). Para que la unidad pueda realizar control de frecuencia, se debe activar la variable binaria $Freq_flag$.

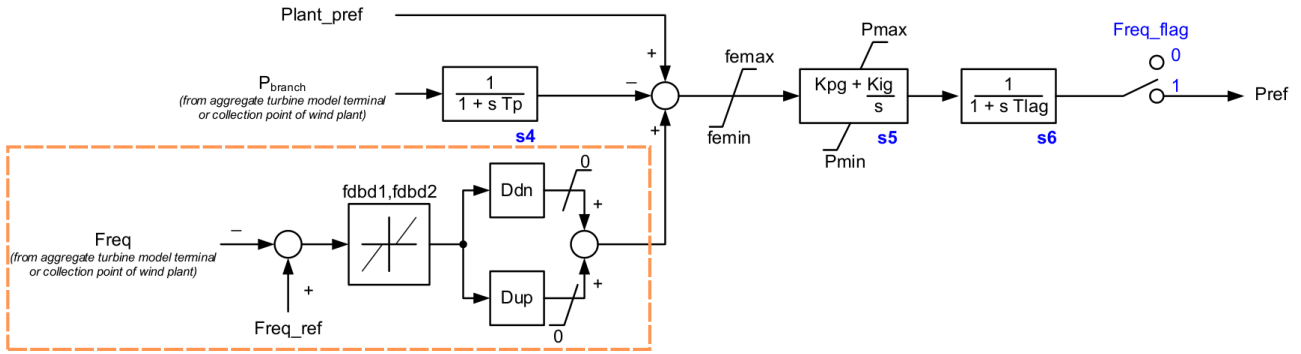


Figura 2.12: Lazo de potencia activa del bloque control de planta. [18]

En la Figura 2.13 se muestra al esquema de control P/Q. Para el control de potencia activa existe solo el modo de control de potencia activa ($PFlag$), mientras que para la potencia reactiva existe modo de control de tensión ($VFlag$), control de potencia reactiva ($QFlag$) y control de factor de potencia ($PfFlag$). Además, existe un limitador de corriente el cual tiene la opción de priorizar el control de potencia activa o reactiva, modificando los valores máximos y mínimos que pueden tomar los de corrientes de referencia, esto mediante la entrada $Pqflag$.

El lazo de control de potencia activa se encuentra en la parte inferior del esquema mostrado, y este se compone de un limitador de potencia con retardo de primer orden (bloque $s5$), luego esta señal de control se divide en la tensión de la barra y se limita la corriente máxima (I_{pmax}) y corriente mínima (I_{pmin}). La salida corresponde a la corriente activa de referencia (I_{pcmd}).

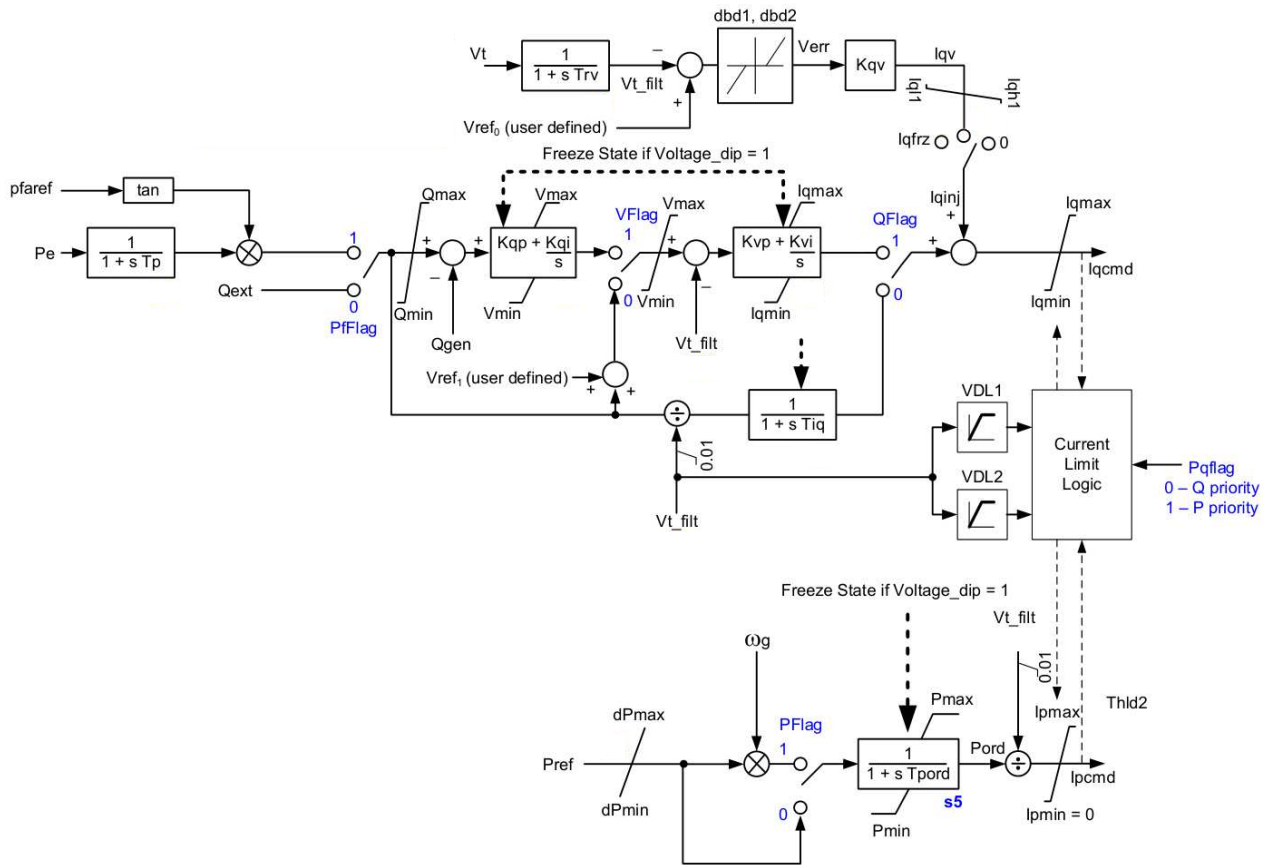


Figura 2.13: Diagrama de bloques del control P/Q. [18]

2.4.2. Sistema de almacenamiento basado en baterías

En la Figura 2.14 se muestra el modelo de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS), el cual se compone de tres esquemas de bloques. El diagrama puede agruparse en 3 estructuras generales de control, las cuales son idénticas a las expresadas para las centrales eólicas. Estas son: control de planta, control P/Q y el modelo del convertidor.

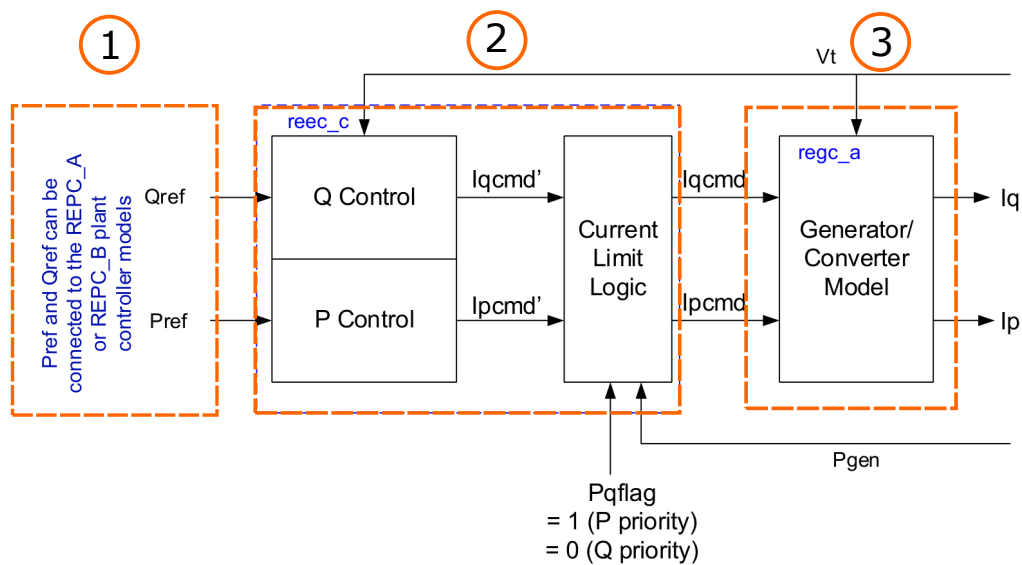


Figura 2.14: Diagrama de bloques BESS. [18]

Como se indica en el diagrama expuesto, el esquema de control de planta puede ser el mismo utilizado

potencia de intercambio.

Finalmente, la salida del controlador integral es consignada a las distintas unidades participantes del AGC, siendo multiplicada por su factor de participación respectivo. Este valor determina cuanta potencia debe aportar cada unidad con respecto al total de potencia aportada, es por esto que la suma de todos los factores de participación debe ser igual a 1. Esto queda expresado en la ecuación (2.9).

$$\sum_{k=1}^n \gamma_k = 1 \tag{2.9}$$

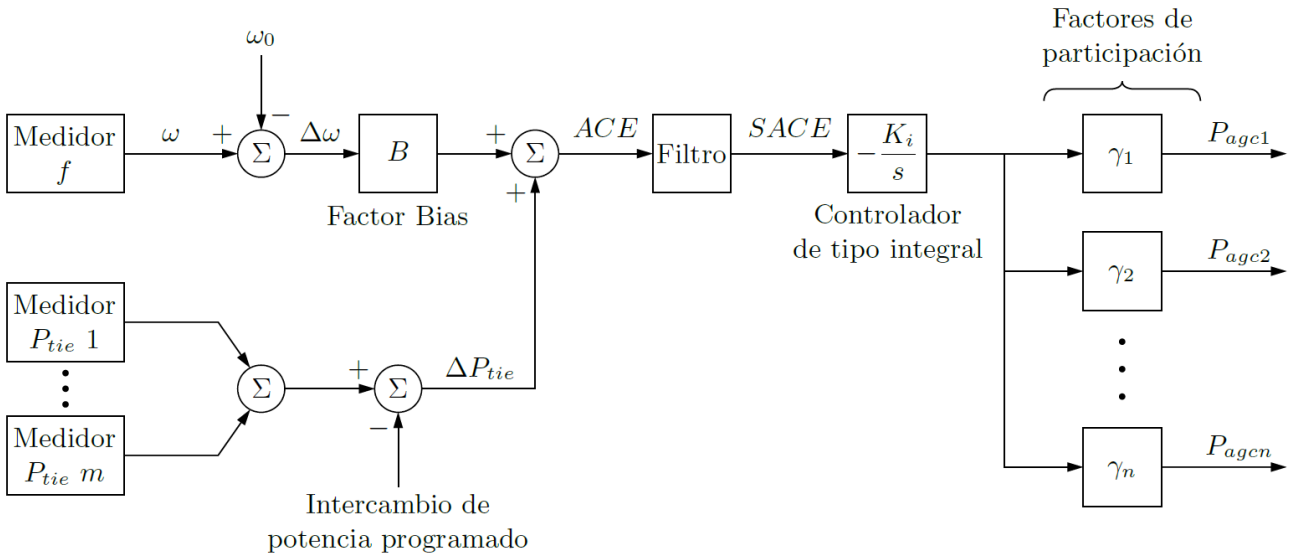


Figura 2.16: Diagrama de bloques del AGC considerando factores de participación [3].

2.5. Control de frecuencia en el SEN

El sistema eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes, en donde el más importante es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), teniendo una capacidad instalada de 34.671 [MW] a Noviembre del 2023 [14].

En este contexto, el control de frecuencia está categorizado como un servicio complementario (SSCC) de balance de potencia. El CEN en su Informe de Servicios Complementarios (ISSCC) [19] define al control de frecuencia de la siguiente manera:

"Se define el Servicio Complementario de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el Sistema Interconectado."

2.5.1. Etapas en el control de frecuencia

En Chile, el control de frecuencia tiene un carácter secuencial, en donde se definen etapas de control y sus aplicaciones respectivas en el SEN. En el ISSCC se describe cada etapa del control de frecuencia. A continuación, se muestra la definición de cada acción de control:

- **Control Primario de Frecuencia:** *Corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). El Tiempo Total de Activación del servicio CPF será de 10[s], y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 5[min]. La prestación de esta categoría de servicios se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva por sobrefrecuencia.*
- **Control Secundario de Frecuencia:** *Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-). El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizada o AGC. El Tiempo Total de Activación del servicio CSF será de 5[min] y su Mínimo Tiempo de Entrega será de 15[min].*
- **Control Terciario de Frecuencia:** *Corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-). El Tiempo de Inicio de Activación del CTF será de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] y su Máximo Tiempo de Entrega será de 1 [hr]*

Se observa desde la definición que cada etapa de control está subdividida en dos etapas, una de subfrecuencia (+) y otra de sobrefrecuencia(-). En la Tabla 2.1 se muestra los tiempos característicos que debe cumplir cada control.

Control	Tiempo de inicio de activación	Tiempo total de activación	Mínimo tiempo de entrega	Máximo tiempo de entrega	Modo de activación
CPF	-	10 [s]	5 [min]	-	Automático
CSF	-	5 [min]	15 [min]	-	Automático
CTF	5 [min]	15[min]	-	1 [hr]	Manual

Tabla 2.1: Tiempo característico de cada acción del control de frecuencia

2.5.2. Determinación de reservas de energía

Para asegurar el correcto funcionamiento del control de frecuencia se requiere un nivel de reserva de energía suficiente para cada etapa de control. El nivel de reserva requerido es informado por el CEN en el ISSCC [19]. En el informe también se muestran los métodos utilizados para calcular la reserva de los SSCC en el control de frecuencia.

Al analizar la reserva del CPF se distinguen dos componentes, la primera corresponde a las variaciones aleatorias de la demanda y la asociada a la generación ERV, mientras que la segunda corresponde a contingencias de mayor severidad. La reserva correspondiente para variaciones aleatorias es suficiente cuando permite mantener a la frecuencia dentro de la banda $\pm 0.2[Hz]$ con una significancia del 95 %. Por otra parte, la reserva asociada a contingencias en el sistema es subdividida en caso de subfrecuencia (CPF+) y caso de sobrefrecuencia (CPF-). La reserva para el caso de subfrecuencia se estima en función que la unidad con mayor potencia despachada no provoque una caída de la frecuencia por debajo de los 48.9 [Hz], y que el CPF sea capaz de restablecer a la frecuencia a un valor superior de los 49.3 [Hz]. Para el caso de sobrefrecuencia se realiza la estimación análoga al caso de subfrecuencia, pero considerando la desconexión de la demanda más grande del sistema.

Para las reservas del CSF se establece que al menos se debe cubrir las variaciones intrahorarias que experimenta la demanda neta en el SEN. Además, la reserva debe tener suficiencia para llevar a la frecuencia a su rango estable de $\pm 0.2[Hz]$ con respecto a la frecuencia nominal ante contingencias. Por último, las rampas asociadas a la variación de potencia deben ser suficientes para satisfacer las variaciones de demanda neta y las requeridas por el AGC, esto se establece en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) [20]. La expresión que describe la reserva del CSF se muestra a continuación:

$$R_{CSF} = \text{Max}\{R_{VI}, R_{AGC}, R_{rampas}\} \quad (2.10)$$

- R_{VI} : Reserva requerida por variaciones intrahorarias.
- R_{AGC} : Reserva requerida para la operación del AGC.
- R_{rampas} : Reserva requerida para compensar la rampa en la diferencia de demanda neta.

Por último, las reservas del CTF deben complementar las reservas requeridas para las variaciones intrahorarias y errores en la previsión de la demanda, esto es, diferencias entre la demanda real y la estimada. La expresión que describe la reserva del CTF se muestra a continuación:

$$R_{CTF} = R_{VI} + R_{\Delta D} - R_{CSF} \quad (2.11)$$

- R_{VI} : Reserva requerida por variaciones intrahorarias.
- $R_{\Delta D}$: Reserva requerida por errores en la estimación de la demanda.
- R_{CSF} : Reserva determinada para el CSF.

2.5.3. Mecanismo de materialización

El CEN debe determinar los mecanismos de provisión para los servicios complementarios. Para esto analizan las condiciones del mercado existente y la naturaleza del servicio a entregar para cada mecanismo, las cuales son a través de licitaciones o subastas. En caso de licitaciones o subastas desiertas, el CEN puede instruir excepcionalmente a los subordinados a la prestación y/o instalación de forma directa y obligatoria. En la Tabla 2.2 se muestran los mecanismos de provisión para los SSCC de control de frecuencia [19].

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de provisión
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	CPF +	Instrucción directa
		CPF -	Subasta
	Control Secundario de Frecuencia (CPF)	CPF +	Subasta
		CPF -	Subasta
	Control Terciario de Frecuencia (CPF)	CPF +	Subasta
		CPF -	Subasta

Tabla 2.2: Método de remuneración de los Servicios Complementarios de control de frecuencia

2.5.4. Requerimientos técnicos de unidades participantes en el control de frecuencia

Para el control de frecuencia, las unidades deben cumplir con requerimientos técnicos asociados al controlador carga/velocidad dictaminado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [21]. Además, estos requerimientos se verifican de manera periódica a través de pruebas de desempeño y medición de parámetros. A continuación se muestran algunas de los requerimientos estipulados para el CPF:

- Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor.
- El retardo inicial del sistema de carga/velocidad debe ser inferior a 2[s] desde la detección de la variación de frecuencia hasta el comienzo de la acción.
- Tiempo máximo de establecimiento igual a 30[s] para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SEP.
- Las oscilaciones deben ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

En el caso del CSF, se establecen requerimientos de las unidades y las responsabilidades del CEN:

- El Coordinador debe cumplir con las especificaciones del diseño del AGC, contenidas en el “Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN” [22]
- Instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones que permitan garantizar calidad en el servicio de información para el monitoreo y control del AGC.
- Limitar el retardo máximo a partir del cual las unidades inician su cambio de generación visto en el módulo AGC.

2.5.5. Valor y remuneración de unidades participantes en el control de frecuencia

La valorización y remuneración de los SSCC depende del mecanismo por el cual se materializa la prestación. Si el mecanismo de materialización de SSCC es de instrucción directa por parte del Coordinador, la remuneración depende del caso en que se encuentre. Para los servicios cuyas subastas o licitaciones fuesen declarada desiertas, la remuneración será según los valores máximos o mecanismos fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) previa a las subastas. En el caso que no exista condiciones de competencias para un servicio, la remuneración será conforme a lo establecido en el estudio de costos.

Si el mecanismo de prestación es de subasta, el servicio será adjudicado a las ofertas que permitan la operación económica del SEN, satisfaciendo los niveles de demanda y reserva establecidos en la NTSSCC. Para determinar el valor adjudicado se toma en cuenta las siguientes componentes:

- **Costo de oportunidad real:** Se entiende como el costo en que incurre una instalación por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo. Este costo es calculado por el CEN con ocasión de la realización de balances de remuneración de SSCC.
- **Costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real:** Se entiende como el costo en que incurre una instalación cuando el costo variable resulta ser mayor al costo marginal real producto de su participación en los SSCC. Este costo es calculado por el CEN cuando lo amerite, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de SSCC.
- **Costo de operación adicional real:** Se entiende como el costo en que incurra una instalación al operar en un punto de operación cuyo rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor al considerado por el CEN en la programación de operación para dicha instalación. Este costo es calculado por el CEN con ocasión de la realización de los balances de remuneración de SSCC.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación que presta el servicio de control de frecuencia. Este valor debe reflejar costos no considerados en los puntos anteriores, tales como: costos de desgaste, habilitación, implementación, mantenimiento, etc.

Las remuneraciones por recursos técnicos realizadas a las unidades participante de los SSCC comprende dos componentes:

1. **Disponibilidad [USD/h]:** Se entiende como la remuneración por mantener una reserva disponible para la prestación del SSCC requerido.
2. **Activación [USD/MWh]:** Se entiende como la remuneración por la energía inyectada en la prestación del SSCC.

En el caso de los SSCC que presten recursos técnicos, los pagos serán determinados asignando la remuneración mediante prorratas de retiros de los suministradores, los cuales son los responsables de realizar el pago de acuerdo al recurso prestado.

En el caso de los SSCC de control de frecuencia, cada subcategoría tiene su propio método de remuneración en base a lo descrito anteriormente. La Resolución Exenta CNE N°442 determina las remuneraciones a cada servicio, las cuales son descritas en la Tabla 2.3. En esta se muestra que para el CSF existe una remuneración que se divide en dos componentes, la primera asociada a la disponibilidad de energía y otra asociada a la energía efectivamente aportada.

SSCC	Componente de remuneración	Descripción
CPF+	Disponibilidad	Intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CPF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta
CSF+	Disponibilidad	Se remunerará al valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CSF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta
CTF+	Disponibilidad	Se remunerará al valor adjudicado en la subasta
	Activación	Inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección
CTF-	Activación	Pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta

Tabla 2.3: Método de remuneración de los SSCC de control de frecuencia

Capítulo 3

Formulación

En este capítulo se definirá el modelo técnico-económico utilizado para optimizar el AGC.

Primeramente, en la Sección 3.1 y 3.2 se describe el modelo de optimización implementado para el AGC, el cual tiene por objetivo minimizar los costos asociados de las unidades que participen en el CSF. Para esto, se toman como restricciones las limitantes técnicas de las unidades generadores, así como las limitantes técnicas del sistema de transmisión del sistema. Además, se presenta la formulación diferenciando el tipo de contingencia a realizar en el sistema.

Posteriormente, en la Sección 3.3 se presenta la definición de los factores de participación, los cuales son ingresados como consignas al AGC. En la Sección 3.4 se describe el entorno de simulación utilizado, detallando los escenarios de operación y el modelo del AGC implementado para efectos del estudio.

Por último, en la Sección 3.5 se detallan las unidades convencionales y unidades ERV consideradas para la participación en el AGC, en donde se explicitan los criterios establecidos para la selección de estas. Asimismo, en la Sección 3.6 se muestran las unidades y demandas candidatas a desconexión, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

3.1. Modelo de optimización ante eventos de salida de generación

En esta sección se procederá a describir el modelo de optimización considerando salida de generación (criterio de seguridad $N - 1$) en el sistema.

Primeramente, se define la función objetivo identificando las distintas componentes de costos asociados. Posteriormente, se muestran las restricciones técnicas que describen las limitantes técnicas de generación y sistema de transmisión.

El modelo de optimización es de carácter estocástico y presenta una modelación de dos etapas. En la primera etapa, se identifican las unidades que deben participar activamente del AGC para todos los escenarios de operación a analizar, mediante el uso de variables binarias (v^+ y v^-). Ya definidas las unidades participantes, en la segunda etapa se determinan las potencias que debe incrementar o decrementar cada unidad, resolviendo un problema de flujo óptimo de potencia (OPF).

3.1.1. Función objetivo

El objetivo principal del modelo de optimización es reducir los costos de las unidades que participan en el CSF. Para esto se consideran costos fijos (C_{AGC}), el cual es un costo que se debe pagar a la unidad por la participación activa en el AGC. A su vez, se consideran costos variables (C_{oper}), que están asociados al costo del combustible que utiliza cada unidad.

Además se incluye costos de energía no suministrada (C_{ENS}), la cual se activa en el caso en que los generadores candidatos al AGC no logren dar solución al problema de optimización. Estos costos tienen dos componentes. La primera es la participación activa de unidades generadoras que no se encuentren en la lista de unidades candidatas del AGC, por motivos de insuficiencia en la reserva de los generadores participantes del AGC. Por otra parte, la segunda componente responde a la desconexión de demanda en ciertas barras del sistema de manera de abastecer a los clientes producto de congestiones en el sistema de transmisión.

La última componente de costos es asociada al nivel de pérdidas en el sistema (C_{perd}). Esta componente de costo se introduce para que la formulación no incremente las pérdidas estimadas con el objetivo de reducir el costo de operación.

La función objetivo descrita se muestra en la ecuación (3.1). Por su parte, los términos que la componen se detallan en las ecuaciones (3.2) a (3.5).

$$Min \quad C_{AGC} + \sum_{s \in \mathbb{S}} \left(\sum_{t \in \mathbb{T}} [C_{oper_{s,t}} + C_{ENS_{s,t}} + C_{perd_{s,t}}] \cdot \Delta t \right) \quad (3.1)$$

$$C_{AGC} = \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} C_g^{csf} (v_g^+ + v_g^-) \quad (3.2)$$

$$C_{oper_{s,t}} = \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} F_{a_g} (\Delta p_{g,s,t}^+ + \Delta p_{g,s,t}^-) \quad (3.3)$$

$$C_{ENS_{s,t}} = VOLL \left(\sum_{b \in \mathbb{B}} ens_{b,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} ens_{g,s,t}^{res} \right) \quad (3.4)$$

$$C_{perd_{s,t}} = VOLL \sum_{l \in \mathbb{L}} pl_{l,s,t} \quad (3.5)$$

Para los escenarios de operación a analizar, se utilizará un valor de Δt igual a 1.

3.1.2. Balance de potencia

La ecuación (3.6) presenta el balance de potencia activa que se debe cumplir una vez finalizado el CSF.

$$\left[\sum_{g \in \mathbb{G}} P_{g,t}^{pre} - P_{g,t}^{out} \right] + \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \left[\sum_{b \in \mathbb{B}} ens_{b,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} ens_{g,s,t}^{res} \right] = \left[\sum_{b \in \mathbb{B}} D_{b,t}^{pre} - \sum_{b \in \mathbb{B}} \Delta D_{b,s,t}^V \right] + \left[\sum_{l \in \mathbb{L}} PL_{l,t}^{pre} - \sum_{l \in \mathbb{L}} \Delta pl_{l,s,t} \right]; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.6)$$

Donde:

$$\Delta D_{b,s,t}^V = D_{b,s,t}^{pre} - D_{b,s,t}^{csf} \quad (3.7)$$

$$\Delta pl_{l,s,t} = PL_{l,t}^{pre} - pl_{l,s,t} \quad (3.8)$$

En esta relación se observa que a la demanda inicial (D^{pre}) se le resta el término ΔD^V . Este término corresponde a la variación de demanda causada por la variación en la tensión de las barras del sistema, la cual se calcula como la diferencia entre la demanda pre-contingencia y la demanda al finalizar el CSF (D^{csf}). Es importante resaltar que este último término no puede ser calculado de manera directa. En [3], se realizan simulaciones dinámicas en DIGSILENT que permiten llegar a la conclusión que el término ΔD^V se puede aproximar a la diferencia entre la demanda pre-contingencia y la demanda al finalizar el CPF (D^{cpf}). Para analizar la validez de la aproximaciones planteadas en [3], se muestra en la Figura 3.1 el comportamiento de la demanda para dos escenarios de operación.

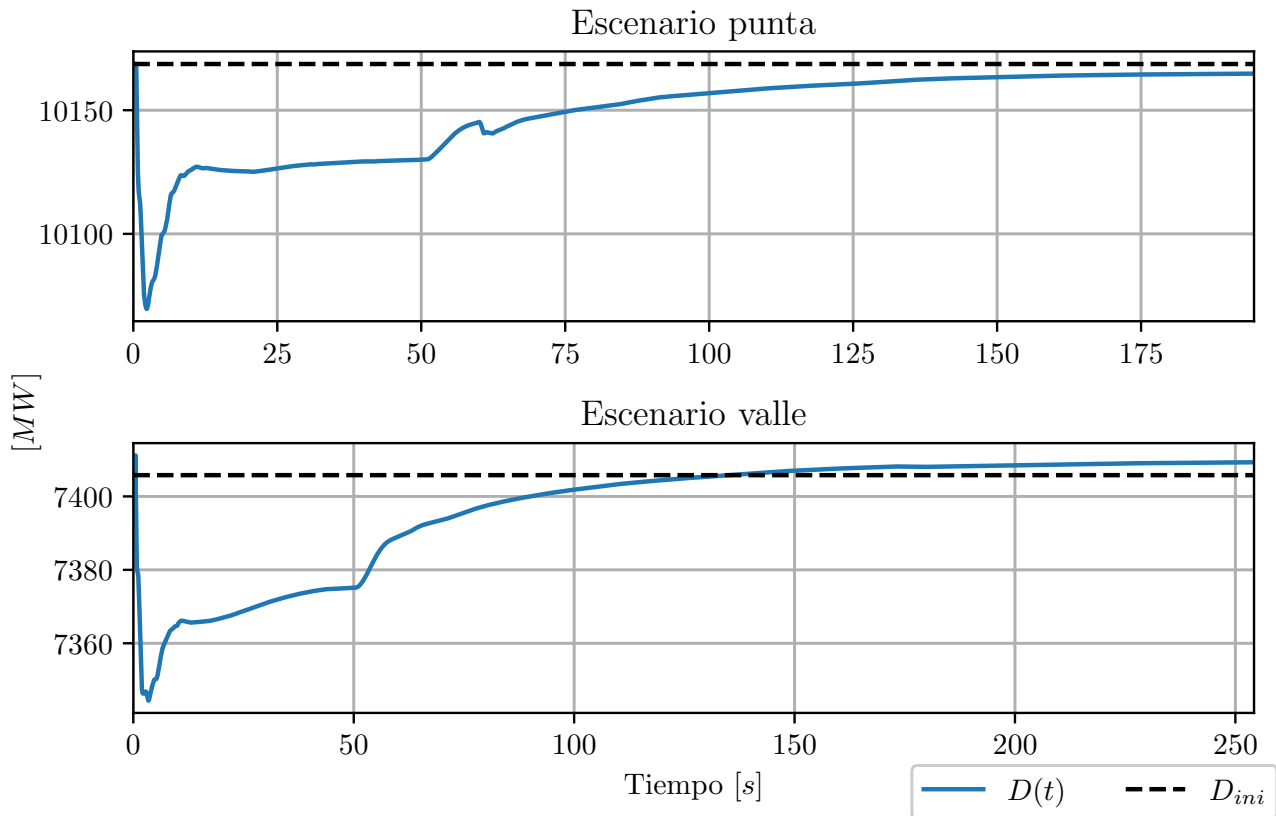


Figura 3.1: Comportamiento de la demanda en diferentes escenarios

En estas simulaciones realizadas, el fin del control primario de frecuencia e inicio del control secundario de frecuencia es aproximadamente a los 50[s].

A continuación, en la Tabla 3.1 se muestra el valor de la demanda inicial, demanda al finalizar el CPF y demanda en el estado post-contingencia. Además, se cuantifica el error entre la demanda al finalizar el CSF con la demanda en el estado pre-contingencia y al finalizar el CPF.

Escenario	Caso	$D^{pre}[MW]$	$D^{cpf}[MW]$	$D^{csf}[MW]$	$\Delta E_{csf-pre}[MW]$	$\Delta E_{csf-cpf}[MW]$
Punta	1	10168.7	10130.0	10164.7	-4.0	34.7
	2	10168.7	10128.3	10158.4	-10.3	30.1
	3	10168.7	10132.3	10158.5	-10.2	26.2
Valle	1	7405.8	7373.6	7407.1	1.3	33.5
	2	7405.8	7360.9	7393.6	-12.2	32.7
	3	7405.8	7361.5	7392.4	-13.4	30.9

Tabla 3.1: Comparación de desviación de demanda por tensión entre CPF y CSF

De los resultados expuestos se observa que la demanda final tiende a presentar menor error cuando se aproxima al valor de demanda en el estado pre-contingencia. Esto implica que la aproximación realizada en [3] no se cumple en el modelo del SEN. Por lo tanto, para efectos del estudio, el término ΔD^V es aproximado a 0. Esto es:

$$\Delta D_{b,s,t}^V = D_{b,s,t}^{pre} - D_{b,s,t}^{csf} \approx 0 \quad (3.9)$$

Análogamente, el término Δpl corresponde a la diferencia entre las pérdidas pre-contingencia y las pérdidas al finalizar el CSF. El término Δpl es posible de obtener mediante una aproximación cuadrática. Este cálculo de las pérdidas es explicado en la Sección 3.1.4.

En el estado pre-contingencia del sistema se cumple que el total de la potencia generada es igual al total de demanda más las pérdidas del sistema, esto es:

$$\sum_{g \in \mathbb{G}} P_{g,t}^{pre} = \sum_{b \in \mathbb{B}} D_{b,t}^{pre} + \sum_{l \in \mathbb{L}} PL_{l,t}^{pre} \quad (3.10)$$

,Por lo tanto, al utilizar esta expresión en la ecuación (3.6) se obtiene las relaciones (3.11), que debe cumplir la potencia suministrada por el AGC (3.12).

$$\sum_{g \in \mathbb{G}} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \sum_{b \in \mathbb{B}} ens_{b,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} ens_{g,s,t}^{res} = P_{s,t}^{AGC}; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.11)$$

$$P_{s,t}^{AGC} = P_{s,t}^{out} - \sum_{l \in \mathbb{L}} \Delta pl_{l,s,t}; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.12)$$

3.1.3. Restricciones de transmisión

Para determinar el valor de potencia activa transmitida por los elementos del sistema se utiliza una aproximación lineal basada en tres supuestos [23], [24]:

1. Las tensiones de las barras se mantienen cercanas a su valor nominal (1[pu]). Con esto se elimina la relación Q-V.
2. La reactancia de las líneas y elementos del sistema es mucho mayor al valor de resistencia, por lo que su valor resistivo es despreciado.
3. Los ángulos de las tensiones son pequeños, de tal forma que $\sin(\Delta\theta) \approx \Delta\theta$.

Para la formulación del problema de flujo de potencia se hará uso de los factores de sensibilidad (*shift-factors*). Estos permiten estimar el flujo por el elemento a partir de la potencia inyectada en las barras del sistema [3].

La ecuación (3.13) describe el flujo calculado al terminar el CSF, y la ecuación (3.14) limita el valor máximo que puede circular por cada elemento del sistema, para este modelamiento también se aproximará la demanda final del sistema a la demanda inicial. Dado los supuestos realizados para la formulación del problema, la ecuación (3.14) solo muestra la componente de potencia activa. Sin embargo, en la práctica puede existir una componente de potencia reactiva en los elementos del sistema. Por esta razón se incluye un factor de seguridad FS , el cual limita que la cargabilidad se eleve por sobre un límite establecido.

$$f_{l,s,t} = \sum_{g \in \mathbb{G}} SF_{l,g} P_{g,s,t}^{pre} + \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} SF_{l,g} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \sum_{b \in \mathbb{B}} SF_{l,b} ens_{g,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} SF_{l,g} ens_{g,s,t}^{res} - SF_{l,s} P_{s,t}^{out} - \sum_{b \in \mathbb{B}} SF_{l,b} D_{b,s,t}^{csf} - 0.5 \left[\sum_{l' \in \mathbb{L} | fr(l')=b} pl_{l',s,t} + \sum_{l' \in \mathbb{L} | to(l')=b} pl_{l',s,t} \right]; \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.13)$$

$$(f_{l,s,t}^+ + f_{l,s,t}^-) + 0.5 pl_{l,s,t} \leq F_l^M \cdot FS \quad (3.14)$$

3.1.4. Modelación de pérdidas

Para el cálculo de pérdidas en el estado post-contingencia se utiliza una aproximación cuadrática por medio de segmentos de pendientes monótonamente crecientes. Esta aproximación subdivide a la función cuadrática a aproximar en funciones lineales por tramos, las cuales son indistinguibles de modelos no lineales si se utilizan suficientes divisiones [25]. La aproximación formulada se muestra en las ecuaciones (3.15) a (3.19)

$$f_{l,s,t} = f_{l,s,t}^+ - f_{l,s,t}^-; \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.15)$$

$$|f_{l,s,t}| = \sum_{k=1}^K \Delta f_{k,l,s,t} = f_{l,s,t}^+ + f_{l,s,t}^- \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.16)$$

$$0 \leq \Delta f_{k,l,s,t} \leq \frac{F_l^M}{K} \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.17)$$

$$pl_{l,s,t} = (G_l/B_l^2) \sum_{k=1}^K (2k-1) \frac{F_l^M}{K} \cdot \Delta f_{k,l,s,t} \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.18)$$

$$f_{l,s,t}^+, f_{l,s,t}^- \geq 0; \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (3.19)$$

De las expresiones presentadas, se observa que las pérdidas dependen directamente del valor de conductancia y susceptancia del elemento (3.18), además de depender del valor de flujo máximo.

3.1.5. Restricciones de generación

La cantidad de potencia que debe aportar la unidad participante del AGC está restringida por sus limitaciones técnicas de potencia máxima y potencia mínima. Las ecuaciones (3.20) y (3.21) representan la capacidad que tiene la unidad para aumentar y disminuir su potencia, respectivamente. Ambas

ecuaciones incluyen la variable de estado del generador perteneciente al AGC, la cual determina si la unidad debe participar o no del CSF.

$$0 \leq \Delta p_{g,s,t}^+ \leq (P_g^M - P_{g,t}^{pre}) v_g^+; \quad \forall g \in \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.20)$$

$$0 \leq \Delta p_{g,s,t}^- \leq (P_g^{pre} - P_{g,t}^m) v_g^-; \quad \forall g \in \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.21)$$

Además de los valores máximos y mínimos que puede aportar una unidad, se debe tener en consideración los aumentos o disminuciones máximas que puede hacer una unidad en un intervalo de tiempo. Esto se muestra en las ecuaciones (3.22) y (3.23), en donde se toma en cuenta la potencia del generador en pre-contingencia y luego de terminar el CPF. La información técnica de las rampas entregadas por el CEN están en unidad de $[MW/min]$, por lo que para obtener la capacidad máxima de potencia durante el CSF se usará el tiempo máximo de operación del AGC, el cual es de $15[min]$.

$$\Delta p_{g,s,t}^+ \leq RU_g T^{csf} + (P_g^{cpf} - P_g^{pre}); \quad \forall g \in \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.22)$$

$$\Delta p_{g,s,t}^- \leq RD_g T^{csf} + (P_g^{pre} - P_g^{cpf}); \quad \forall g \in \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.23)$$

Para la modelación de los generadores de energía no suministrada se presenta la ecuación (3.24). Esta expresión describe la cantidad de potencia que puede aumentar o disminuir las unidades que no están contempladas en la participación del AGC. Nótese que esta expresión no contempla la variable binaria.

A su vez, se describe la limitación de energía no suministrada que modela la disminución de demanda en las barras en la ecuación (3.25), la cual está limitada por la demanda final de la barra.

$$0 \leq ens_{g,s,t}^{res} \leq P_g^M - P_{g,t}^{pre}; \quad \forall g \notin \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.24)$$

$$0 \leq ens_{g,s,t}^{net} \leq D_{b,s,t}^{pre}; \quad \forall b \in \mathbb{B}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.25)$$

3.2. Modelo de optimización ante eventos de salida de demanda

En esta sección se adaptará la formulación planteada para contingencias de salida de demanda en el sistema.

3.2.1. Función objetivo

La expresión mostrada en la Sección 3.1.1 no distingue el origen de la perturbación, por lo tanto, la formulación planteada es la misma para contingencias de demanda.

3.2.2. Balance de potencia

La ecuación (3.26) presenta el balance de potencia activa para contingencias de salida de demanda, en donde se agrega el origen de la perturbación en el término D_{out} . Además, hay un cambio en la definición del término ΔD^V el cual se muestra en la expresión (3.27), de manera que la variación de demanda por tensión solo considere las demandas que están operando después de la contingencia.

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in \mathbb{G}} P_{g,t}^{pre} + \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \left(\sum_{b \in \mathbb{B}} ens_{b,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} ens_{g,s,t}^{res} \right) = \\ & \left[\sum_{b \in \mathbb{B}} D_{b,t}^{pre} - D_{s,t}^{out} - \sum_{b \in \mathbb{B}} \Delta D_{b,s,t}^V \right] + \left[\sum_{l \in \mathbb{L}} PL_{l,t}^{pre} - \sum_{l \in \mathbb{L}} \Delta pl_{l,s,t} \right]; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \end{aligned} \quad (3.26)$$

$$\Delta D_{b,s,t}^V = \sum_{b \in \mathbb{B}} \left(D_{b,s,t}^{pre} - D_{s,t}^{out} \right) - D_{b,s,t}^{csf} \quad (3.27)$$

De la misma manera que para contingencias de generación, el término ΔD^V es aproximado a 0. Por otra parte, la modelación de pérdidas no se ve afectada por el origen de la perturbación, por lo que la expresión de Δpl no sufre modificaciones con respecto a lo mostrado en la Sección 3.1.2.

La expresión que muestra la potencia que debe suministrar el AGC se modifica por el tipo de contingencia. Por lo tanto, estas restricciones quedan descritas mediante las ecuaciones (3.28) y (3.29).

$$\sum_{g \in \mathbb{G}} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \sum_{b \in \mathbb{B}} ens_{b,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} ens_{g,s,t}^{res} = P_{s,t}^{AGC}; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.28)$$

$$P_{s,t}^{AGC} = -D_{s,t}^{out} - \sum_{l \in \mathbb{L}} \Delta pl_{l,s,t}; \quad \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.29)$$

3.2.3. Restricciones de transmisión

Las restricciones que modelan y limitan el sistema de transmisión sufren una alteración con respecto a la planteada para contingencias de generación. La expresión final se muestra en la ecuación (3.30).

$$f_{l,s,t} = \sum_{g \in \mathbb{G}} SF_{l,g} P_{g,s,t}^{pre} + \sum_{g \in \mathbb{G}^{AGC}} SF_{l,g} (\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-) + \sum_{b \in \mathbb{B}} SF_{l,b} ens_{g,s,t}^{net} + \sum_{g \notin \mathbb{G}^{AGC}} SF_{l,g} ens_{g,s,t}^{res} - \sum_{b \in \mathbb{B}} SF_{l,b} D_{b,s,t}^{pre} + SF_{l,b} D_{b,s,t}^{out} - 0.5 \left[\sum_{l' \in \mathbb{L} | fr(l')=b} pl_{l',s,t} + \sum_{l' \in \mathbb{L} | to(l')=b} pl_{l',s,t} \right]; \quad \forall l \in \mathbb{L}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.30)$$

3.2.4. Restricciones de generación

Para las restricciones de generación máxima y mínima de cada unidad no tiene relevancia el origen de la perturbación, por lo tanto, no sufren ninguna modificación con respecto a lo planteado en la Sección 3.1.5.

3.3. Factores de participación

Con los resultados de la formulación se obtendrán las unidades que participan del AGC y su incremento o decremento de potencia asociado. Con estos datos se calculan los factores de participación para cada unidad bajo la expresión (3.31). Estos valores son de suma importancia puesto que es única la consigna que se ingresa al AGC para realizar la simulación dinámica de cada contingencia.

$$\gamma_{g,s,t} = \frac{\Delta p_{g,s,t}^+ - \Delta p_{g,s,t}^-}{P_{AGC,s,t}} \quad \forall g \in \mathbb{G}^{AGC}, \forall s \in \mathbb{S}, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.31)$$

Nótese que la suma de los factores de participación es igual a 1, siempre y cuando no existe energía no suministrada. En caso de que se requiera algún generador virtual, el centro de despacho deberá incurrir en medidas correctivas.

3.4. Entorno de simulación

3.4.1. Base de datos del SEN

Para el desarrollo de este estudio se utiliza la base de datos de operación del SEN en formato DIGSILENT PowerFactory. En particular se utiliza la base de datos de Julio de 2022 [26]. En la Tabla 3.4.1

se muestra la cantidad de los diferentes elementos relevantes para la formulación planteada.

Los elementos denotados como Generador corresponde a los elementos *ElmSym*, los cuales modelan a centrales hidroeléctricas, centrales térmicas y centrales hidroeléctricas de pasada. Por otra parte, los elementos Genstate modelan a los elementos *ElmGenstat*, los cuales son las diferentes unidades de energía renovable variable, tales como centrales solares, eólicas, Statcoms y unidades BESS.

Si bien existe un número definido de elementos de transmisión y generación en la base de datos, la cantidad de elementos que participan del flujo de potencia varía según el escenario de operación seleccionado. Por esta razón, se excluirá de la formulación los elementos se encuentren fuera de servicio. Los parámetros, cantidad de unidades efectivas y valores relevantes generales de cada escenario de operación son descritos en los análisis respectivos del Capítulo 4.

En la base de datos se entregan diferentes escenarios de operación, los cuales son mostrados en la Figura 3.2. El detalle de los criterios establecidos para determinar los puntos de operación se encuentra en [27].

	Escenario	Fecha	Hora
Laboral	Alta	13-07-2022	19:22
	Baja	08-07-2022	4:56
	Media	07-07-2022	13:55
Sábado	Alta	09-07-2022	18:54
	Baja	09-07-2022	4:22
	Media	09-07-2022	11:06
Domingo	Alta	10-07-2022	19:07
	Baja	10-07-2022	8:02
	Media	10-07-2022	12:17
Penetración ERV	Máxima	09-07-2022	12:37
	Mínima	11-07-2022	7:06

Figura 3.2: Horarios definidos para cada escenario de operación [27]

En el presente estudio se estudiarán los escenarios *Laboral: Demanda Alta* y *Laboral: Demanda Baja*, estos son denotados como escenario punta y escenario valle, respectivamente. Debido a la franja horaria en que estos dos escenarios se encuentran, la gran mayoría de unidades ERV que despachan una cantidad de potencia considerable corresponde a centrales eólicas.

3.4.2. Modelo del AGC

En esta sección se describe el modelo de AGC implementado en DIgSILENT (DSL), el cual se observa en la Figura 3.3. El modelo implementado es de carácter centralizado, donde la única entrada es el medidor de frecuencia que se utiliza para informar al controlador acerca del estado del sistema. Este medidor se ubica arbitrariamente en la barra conectada a la unidad de referencia del sistema *HE Ralco U1*.

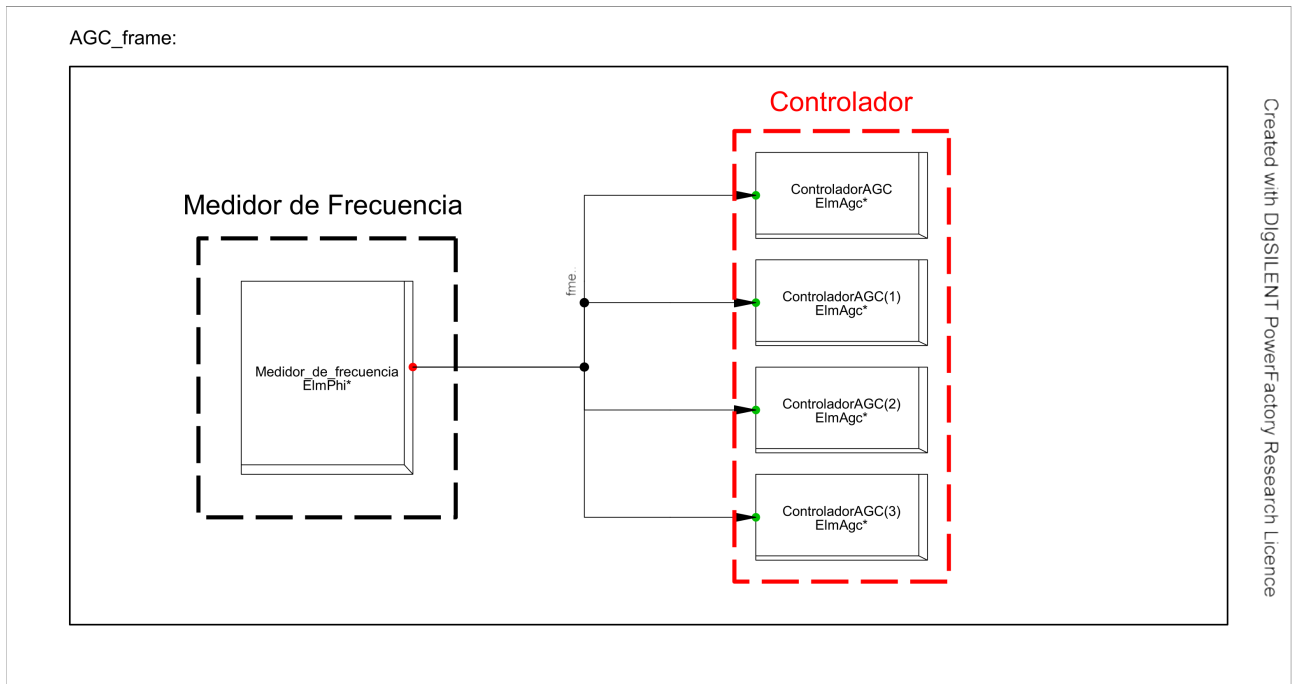


Figura 3.3: AGC Composite Frame utilizado

Como se observa en el diagrama, el controlador se divide en cuatro bloques idénticos. Esto porque se requieren 48 salidas y cada bloque solo posee espacio para 14 salidas, tal como se observa en la Figura 3.4. La señal de salida de los bloques ejercen el control sobre las unidades del sistema ante una contingencia.

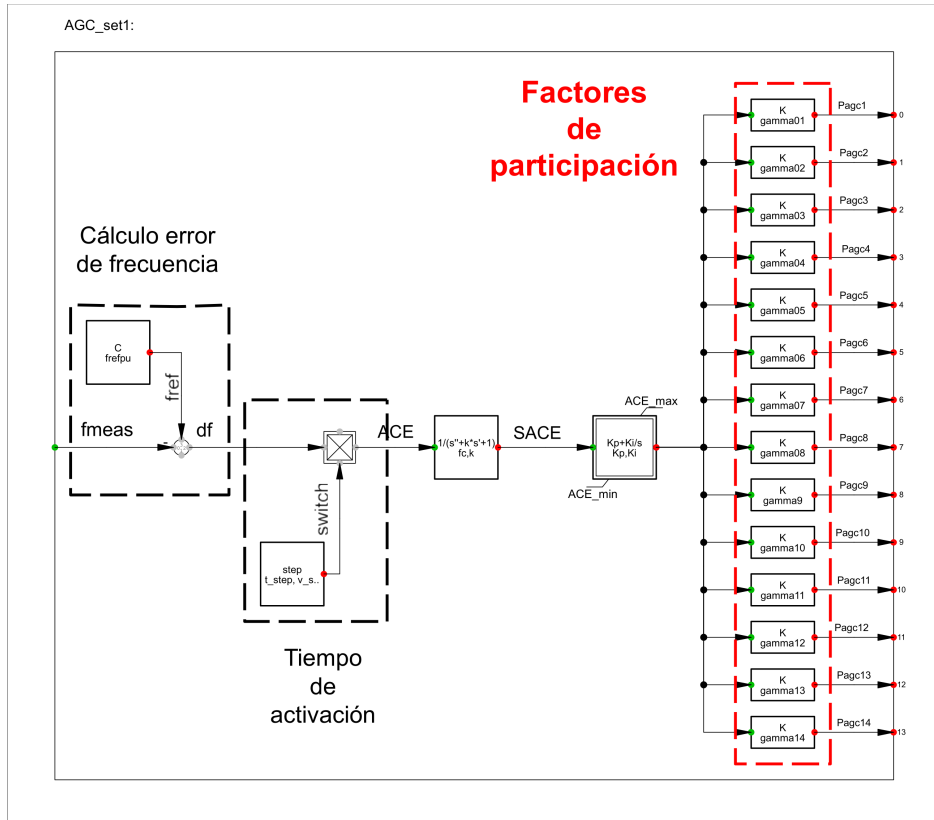


Figura 3.4: AGC block definition utilizado

Con el fin de generar un tiempo muerto entre el CPF y el CSF se agrega un bloque correspondiente

al tiempo de activación, el cual dictamina en qué instante de tiempo el controlador AGC comienza a funcionar. Los valores de los parámetros utilizados para los 4 elementos *ElmAGC* son iguales y son elegidos en base a lo descrito en [3]. Estos se muestran en la Tabla 3.3.

Nombre	$frefpu$	fc	k	Kp	Ki	t_step	v_step	$ACE\ min$	$ACE\ max$
Valor	1	0.11	1.414	24	7	50	1	-10	10

Tabla 3.3: Parámetros utilizados para el controlador AGC

Los modelos de turbina utilizados para cada unidad son los informados por el CEN en su base de datos. En el Apéndice A se muestran los modelos de turbinas que participan del CSF para los análisis del Capítulo 4. La consigna del AGC utilizada como entrada en cada modelo corresponde a la señal denominada “Pagc”, la cual corresponde a las salidas del esquema mostrado.

3.5. Determinación de las unidades participantes en el AGC

3.5.1. Unidades convencionales

Las unidades que participan en el AGC en el SEN son obtenidas desde el Informe de Servicios Complementarios del Año 2024 [19], además de este documento se extraen los valores de rampa de cada unidad. En este documento el CEN determina 75 unidades que componen el AGC.

Para efectos de este estudio se realizaron pruebas en el sistema *IEEE 14-Bus System* de cada una de las unidades con el fin de comprobar el funcionamiento dinámico válido en el control de frecuencia, tal como se muestra en la Figura 3.5. Por funcionamiento válido se entenderá que:

1. La unidad es capaz de incrementar o decrementar su potencia hasta un nivel solicitado (P_{opt}).
2. La unidad es capaz de mantener su potencia en el nivel solicitado hasta finalizar la simulación dinámica.

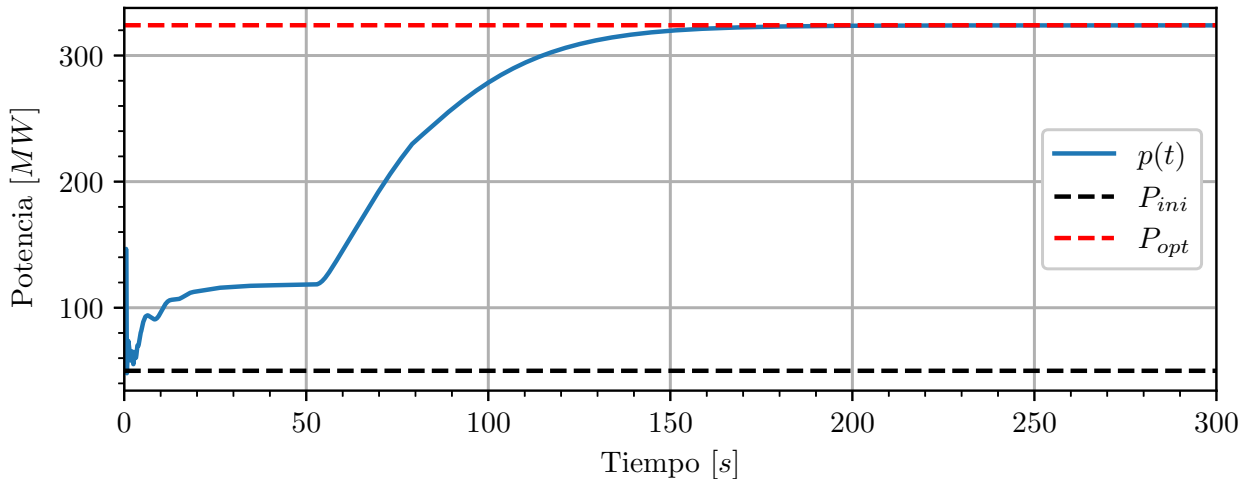


Figura 3.5: Comportamiento válido en el control de frecuencia de una unidad

De las 75 unidades se verificó el correcto funcionamiento de 43 unidades, por lo tanto, 32 unidades no se considerarán en el modelo de AGC implementado. La capacidad instalada de las unidades con comportamiento válido es de 7026.77[MW].

Los costos variables de las unidades térmicas participantes del AGC se obtienen desde la información entregada por la CNE en su informe Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo [28]. Para las centrales hidroeléctricas se asigna un coste de operación igual a 0. Por otra parte, los costos fijos por participación

en el AGC son establecidos de manera arbitraria para todas las unidades, utilizando un costo fijo mayor para las unidades hidroeléctricas que para las unidades térmicas.

3.5.2. Unidades ERV

El criterio de selección en la inclusión al control automático de generación responde a los siguientes criterios:

1. **Potencia nominal:** Unidades que tengan una gran capacidad de generación, de forma que puedan aportar suficiente potencia para el CSF.
2. **Ubicación geográfica:** Teniendo en cuenta las limitantes técnicas dadas por el sistema de transmisión, se buscará tener un grupo de centrales que permita abarcar de buena manera las características dimensionales del SEN, incluyendo centrales en la Zona Norte y Zona Sur.

Bajo estos criterios se determinan las unidades ERV candidatas a participar en el AGC, estas son mostradas en la Tabla 3.4.

Nombre DigSilent	Fuente de energía	Zona	Pmax [MW]
BESS Cochrane	Almacenamiento	00 - Norte Grande	20.0
PE Sarco	Eólica	01- Atacama	170.0
PE Punta Sierra	Eólica	02 - Coquimbo	82.6
PE Malleco Norte	Eólica	10 - Araucanía	137.8
PE Malleco Sur	Eólica	10 - Araucanía	135.2

Tabla 3.4: Unidades ERV candidatas a participar en el AGC

En el estudio no se consideran a unidades fotovoltaicas en la participación del AGC, puesto que los horarios de demanda imposibilitan que estas unidades puedan aumentar incrementando significativamente su potencia despachada.

En lo que respecta a la unidad *BESS Cochrane*, la información entregada en la base de datos establece que si el Estado de Carga (SOC por sus siglas en inglés) está a máxima capacidad, la batería puede despachar potencia nominal durante 3980[s].

En la Figura 3.6 se muestra la capacidad instalada de las unidades participantes del AGC para efectos de este estudio, caracterizadas por su tipo de combustible.

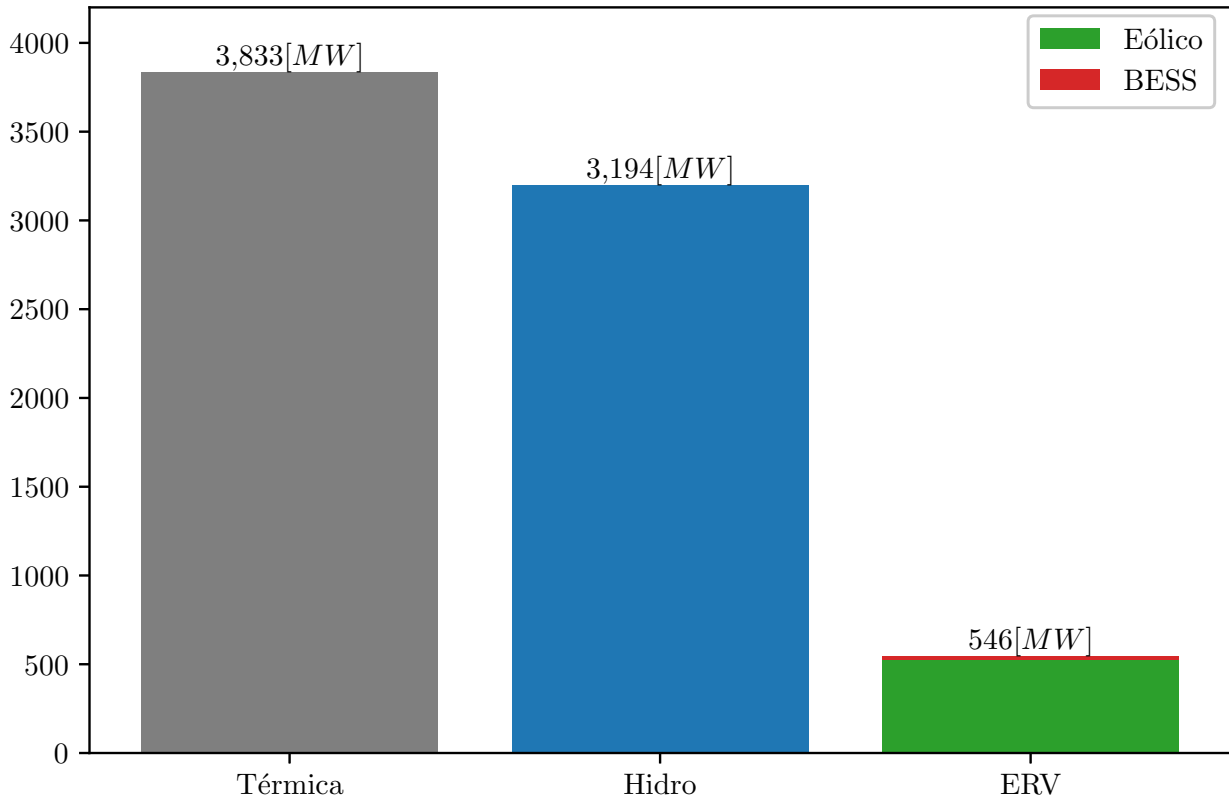


Figura 3.6: Capacidad instalada de unidades AGC por combustible

En el Apéndice B se muestran las características técnicas, tipos de combustible y localización según la zona determinada en la base de datos de cada unidad seleccionada para el AGC. Mientras que en el Apéndice C se muestran las unidades participantes del AGC que están operativas para cada escenario de operación en el estudio.

3.6. Criterio de seguridad N-1

En esta sección se presentan los generadores y demandas seleccionadas para realizar las contingencias.

3.6.1. Generadores candidatos a criterio N-1

Se seleccionarán un total de 3 generadores por cada escenario de operación para formar parte de la lista de candidatos a criterio $N - 1$. El criterio de selección de estos generadores es realizar las contingencias de generación en las unidades que despachan más potencia en su respectivo escenario de operación, de manera de proteger al sistema ante las salidas más críticas. Además, al menos un generador candidato a desconexión deberá pertenecer al conjunto de unidades que forman parte del AGC. La lista con los generadores seleccionados se muestra en la Tabla 3.5.

Escenario	N° Cont	Nombre	$g \in \mathbb{G}^{AGC}$	$P_{pre}[MW]$	$Q_{pre}[MVA]$
Valle	1	TER SANTA MARIA U1	No	289.7	-37.5
	2	TER ANGAMOS U1	Sí	274.1	2.0
	3	TER COCHRANE	Sí	274.0	-78.5
Punta	1	TER SANTA MARIA U1	No	361.7	-1.9
	2	TER BOCAMINA II U1	No	296.1	-6.4
	3	TER CAMPICHE U1	Sí	261.8	52.2

 Tabla 3.5: Conjunto de generadores candidatos a criterio $N - 1$

3.6.2. Demandas candidatas a criterio N-1

Análogo a las contingencias de generación, se seleccionan un total de 3 cargas por cada escenario de operación. En la Tabla 3.6 se muestran las demandas candidatas a criterio $N - 1$, las que al igual que para las contingencias de generación, representan las cargas con mayor demanda para el escenario de operación.

Escenario	N° Cont	Nombre	$P_{pre}[MW]$	$Q_{pre}[MVA]$
Valle	1	C. SGO 2	60.5	-5.0
	2	C. Sierra Gorda UFR	59.5	9.2
	3	I. Minera La Candelaria 1	52.0	11.8
Punta	1	C. SGO 2	70.0	-3.5
	2	C. Sierra Gorda UFR	68.2	10.1
	3	I. Minera La Candelaria 1	60.2	11.8

Tabla 3.6: Conjunto de cargas candidatas a criterio $N - 1$

Capítulo 4

Análisis de Resultados

En el presente capítulo se evaluará la escalabilidad y desempeño del modelo de optimización implementado en el Capítulo 3. Para esto se realizan contingencias tanto a unidades generadoras como a cargas en la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional.

Primeramente, en la Sección 4.1 se presentan la metodología del estudio propuesto junto con las consideraciones generales del modelo. Luego, en la Sección 4.2 se informan las consideraciones para la realización de las simulaciones dinámicas en DIGSILENT PowerFactory, además de entregar información general sobre los escenarios de operación.

Posteriormente, en la Sección 4.3 se analiza el comportamiento del sistema en términos técnicos para las contingencias de generación, considerando para el AGC solo a las unidades térmicas y unidades hidroeléctricas. Luego, en la Sección 4.4 se incluyen las unidades ERV al AGC. En la Sección 4.5 se incluye un análisis de limitación para una línea relevante en el sistema de transmisión. El estudio técnico finaliza con los análisis para las contingencias de demanda en la Sección 4.6.

Por último, en la Sección 4.7 se analizan los beneficios económicos obtenidos al incorporar a las unidades ERV al AGC.

4.1. Implementación de la metodología estocástica del AGC

4.1.1. Metodología utilizada

El objetivo de la formulación es reducir el costo de las unidades que participan en el CSF, utilizando las restricciones técnicas de generación y transmisión del SEN. El sistema utilizado es el otorgado por el CEN de manera pública por medio del software de análisis de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT Power Factory [13]. La metodología utilizada se muestra gráficamente en la Figura 4.1.

Mediante el lenguaje de programación Python [15] se extraen los parámetros relevantes para cada punto de operación a estudiar, los cuales son utilizados para la construcción de la formulación. Además, se realizan simulaciones dinámicas para todas las contingencias de estudio. Una vez obtenidos todos los parámetros y variables relevantes, estos datos se procesan en arreglos matemáticos con el fin de facilitar la formulación del problema de optimización.

Para la solución del problema se utiliza el solver de programación Gurobi [16], usando los datos previamente obtenidos. Al resolver el problema se obtienen los incrementos y/o decrementos que debe realizar cada unidad perteneciente al AGC, tanto para el escenario punta como para el escenario valle. Finalmente se calculan los factores de participación asociado a cada unidad para cada contingencia y escenario.

De manera de verificar los resultados obtenidos, se realizan simulaciones dinámicas en DlgSILENT para los casos de estudio, en donde se ingresan los factores de participación al modelo de AGC implementado.

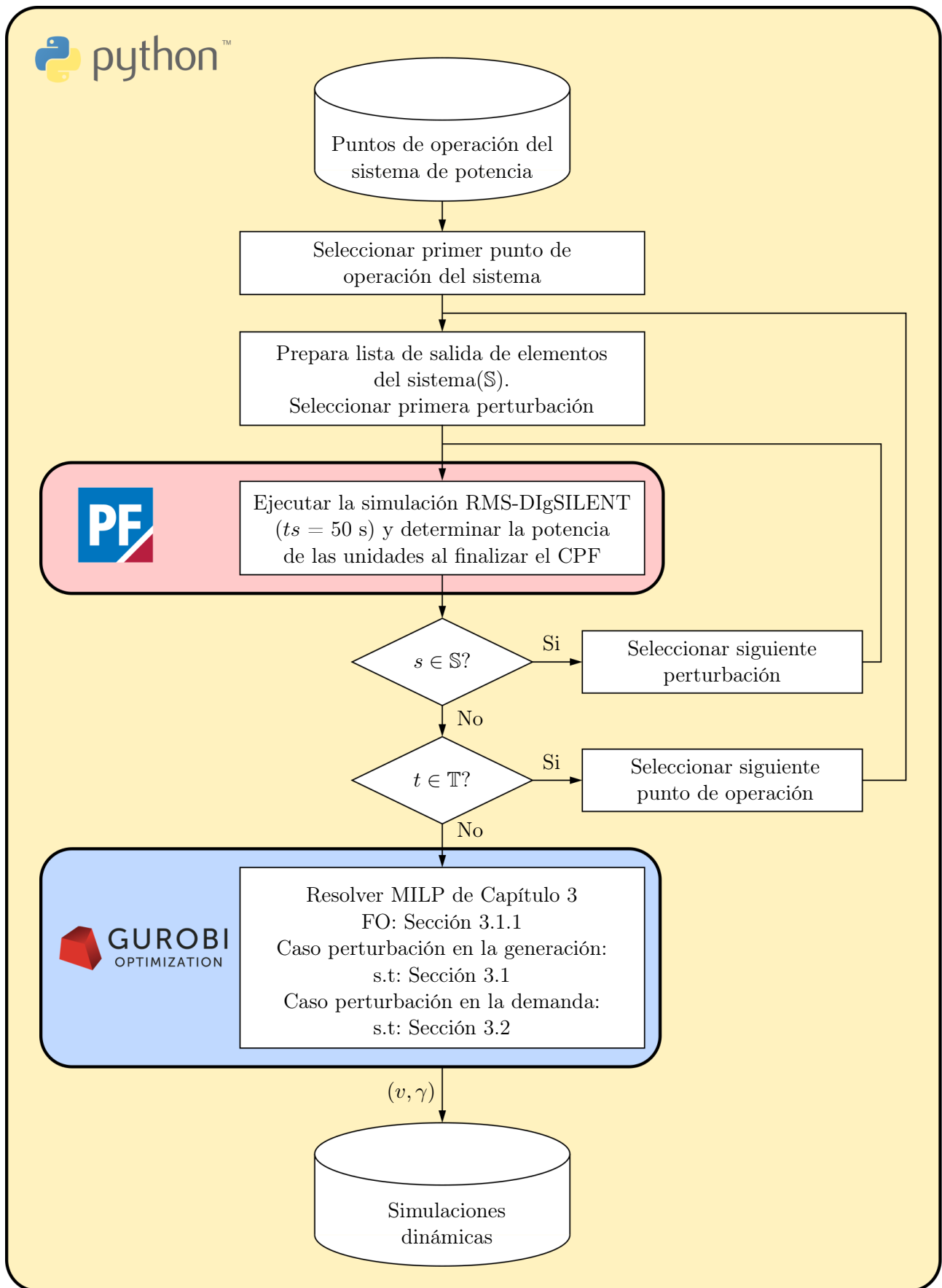


Figura 4.1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada. [3]

4.1.2. Consideraciones del modelo

Ya descrito el modelo de optimización, se procede a plantear las consideraciones realizadas. La primera consideración es que las unidades ERV participantes del AGC están en condición de vertimiento, donde inicialmente su potencia máxima alcanzable es igual a la potencia nominal de la central. Esto posibilita que estas centrales puedan realizar un aumento o una disminución de potencia según lo determine el AGC.

Por su parte, se considera que las empresas de distribución serán las encargadas de regular la cargabilidad de las líneas de tensión menor a $220[kV]$. En consecuencia, en la formulación se asignará un valor de flujo máximo muy grande para estos elementos. Además, para efectos del estudio se utilizará un valor de factor de seguridad de 1.0 para la formulación de la cargabilidad máxima de las líneas (ecuación (3.14)).

4.2. Consideraciones para la simulación

4.2.1. Consideraciones generales

La contingencia de desconexión de generación/demanda se realizará a los $0.5[s]$ de simulación, mientras que el comienzo del CSF se realizará cuando la respuesta del control primario de frecuencia alcance la respuesta en estado estacionario. Mediante las simulaciones realizadas en este trabajo de memoria, se determina que este tiempo corresponde a los $50[s]$ de simulación.

Como se mencionó en la Sección 2.5.1, el mínimo tiempo de entrega del AGC es de 15 minutos. Sin embargo, el controlador puede llevar a la frecuencia a su valor nominal antes de este tiempo. Con el fin de reducir los tiempos de simulación se determina un criterio de parada para la simulación, para esto se extraerá el valor de la frecuencia del sistema cada $60[s]$. Si el valor de frecuencia extraído aproximado a la centésima es de $50.00[Hz]$, se procederá a realizar simulaciones cada $10[s]$. La simulación se detendrá cuando se consigan dos valores aproximados de frecuencia nominal consecutivos. La metodología descrita se puede observar gráficamente en la Figura 4.2.

En las simulaciones dinámicas realizadas en DIGSILENT PowerFactory ocurren cambio de taps en transformadores del sistema, estos cambios pueden provocar errores críticos en las simulaciones dinámicas, las cuales se explican en el Apéndice D.2.2. Por esta razón, el tiempo en el cual se realizará el primer muestreo de la frecuencia es a los $125[s]$ de simulación.

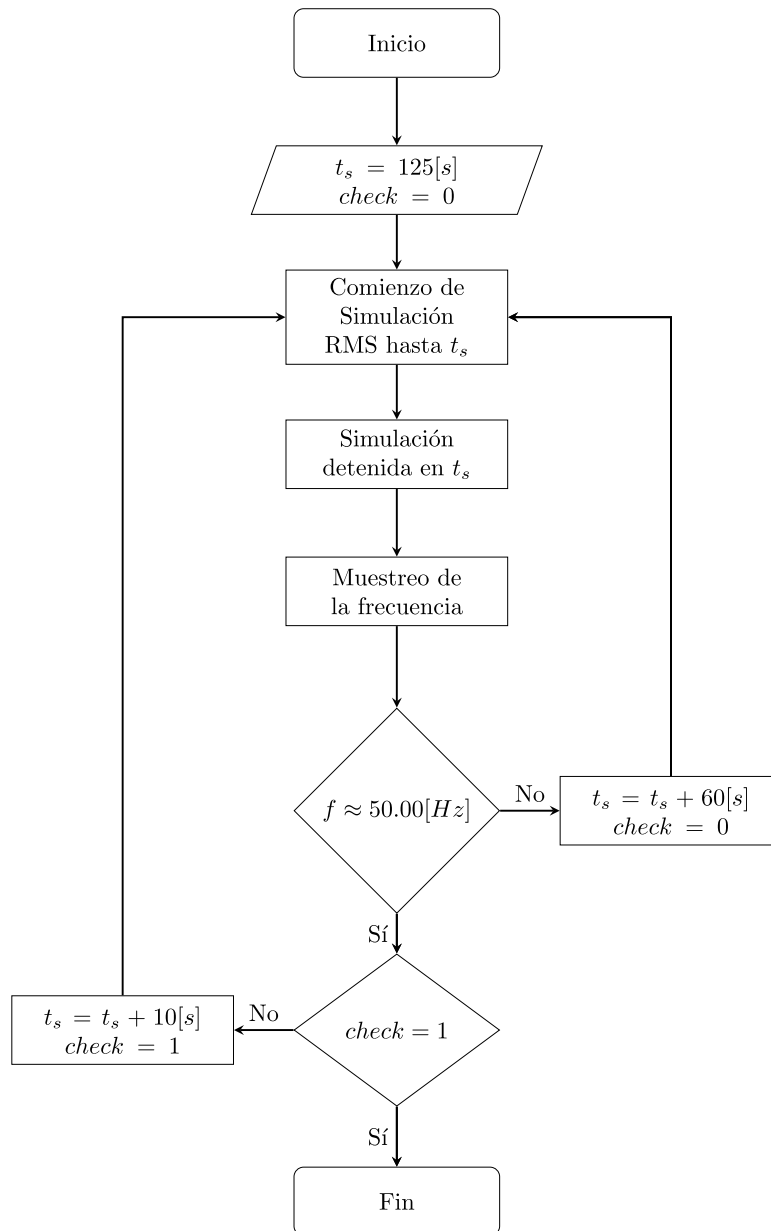


Figura 4.2: Diagrama de flujo para el criterio de parada de la simulación

Primeramente, se analizarán las contingencias de generación, donde para estas se realizarán dos casos. El primer caso (Sección 4.3) contemplará la participación solo de las unidades del AGC tradicional, el segundo caso (Sección 4.4) incorporará a las unidades candidatas ERV al AGC.

En las contingencias de demanda se realizará un único caso (Sección 4.6), en el cual se incorporan las unidades convencionales y las unidades ERV al AGC. Esto debido a que la perturbación realizada presenta un menor impacto en la estabilidad del sistema.

Por último, las gráficas que muestran el comportamiento de las unidades en el CSF para todos los casos de estudio y escenarios de operación son adjuntadas en el Apéndice E.

4.2.2. Variables relevantes en cada escenario de operación

En el escenario valle hay un total de 7630.7[MW] de generación, la cual abastece a una demanda de 7405.4[MW] y a las pérdidas asociadas de 225.29[MW] (2.95% de la generación total). El detalle de potencia por cada tipo de unidad generadora se muestra en la Tabla 4.1. Las unidades que componen a las centrales generadoras ERV son unidades fotovoltaicas y unidades eólicas.

Elemento	Cantidad	Potencia Total [MW]	% del Total
Generadores	122	7346.9	96.3 %
ERV + BESS	13	256.7	3.4 %
Generador asincrónico	1	27.1	0.4 %
Total	136	7630.7	-

Tabla 4.1: Potencia total por tipo de elemento de generación para el escenario valle

Por otro lado, en el escenario punta hay un total de 10519.0[MW] de generación, la cual abastece a una demanda de 10168.7[MW] y a las pérdidas asociadas de 350.25[MW] (3.33[%] del total de generación). La Tabla 4.2 muestra el detalle de potencia por cada tipo de unidad generadora.

Elemento	Cantidad	Potencia Total [MW]	% del Total
Generadores	150	9178.8	87.3 %
ERV + BESS	39	1282.4	12.2 %
Generador asincrónico	3	57.8	0.5 %
Total	192	10519	-

Tabla 4.2: Potencia total por tipo de elemento de generación para el escenario punta

Para ambos escenarios de operación, La información entregada en la base de datos establece que la unidad *BESS Cochran* tiene un estado de carga del 50 %. Esto se traduce en que la batería es capaz de despachar potencia nominal durante 1990[s].

4.3. Contingencias de generación para AGC tradicional

Primeramente, en la Sección 4.3.1 se realizará el análisis considerando que pueden participar del CSF todas las unidades operativas del AGC del respectivo escenario de demanda. Luego, en la Sección 4.3.2 se realizará un análisis considerando donde las unidades que pueden participar en el CSF sean solo las que están operativas en ambos escenarios de operación. En cada sección mencionada anteriormente se presentan resultados para el escenario de operación valle y punta.

4.3.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenario

Existe un total de 28 unidades que pertenecen en el AGC operativas considerando escenario punta y escenario valle. Por lo tanto, la formulación considera 28 variables de decisión en el problema de optimización.

De este total, hay 18 unidades operativas del AGC en el escenario valle, de las cuales 6 son unidades hidroeléctricas y 12 unidades termoeléctricas. En el escenario punta existen 24 unidades operativas, de las cuales hay 8 unidades hidroeléctricas y 16 unidades térmicas.

- **Escenario valle:**

A modo de resumen, la Tabla 4.3 muestra los resultados del problema de optimización obtenido por Gurobi. En esta tabla se detallan las unidades que deben participar del CSF y la potencia que debe suplir el AGC al sistema para cada contingencia. Además, se entrega información sobre las pérdidas esperadas en el estado post-contingencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE PANGUE U1	45.00	45.00	45.00
HE RALCO U2	187.08	213.41	211.54
$P_{AGC}[MW]$	295.79	322.12	320.25
$p_l[MW]$	231.35	273.27	271.54

Tabla 4.3: Resumen de resultados de la formulación AGC tradicional en escenario valle

Los resultados de la optimización muestran que el modelo activa la participación de unidades hidroeléctricas en la inyección de potencia por sobre las unidades térmicas, esto con el fin de obtener una solución económica. Además, solo existen incrementos de potencia por parte de las unidades participantes.

Por otro lado, existe un incremento de las pérdidas en el estado post-contingencia con respecto a las pérdidas en el estado pre-contingencia. Para la contingencia 1 el aumento es de $6.07[MW]$, para la contingencia 2 es de $47.98[MW]$, mientras que para la contingencia 3 es de $46.25[MW]$.

A continuación, se procede a realizar el análisis de todas las contingencias de generación propuestas para este escenario de operación en el software DIGSILENT PowerFactory. Al finalizar la simulación se extraen datos relevantes, los cuales son comparados con los resultados de la formulación.

Al realizar la simulación dinámica se puede observar en la Figura 4.3, Figura 4.4 y Figura 4.5 que el AGC logra retornar la frecuencia a su valor nominal en aproximadamente $255[s]$ para todas las contingencias realizadas. Además, en las figuras se destaca el valor del nadir alcanzado siendo de $49.61[Hz]$ para todas las contingencias.

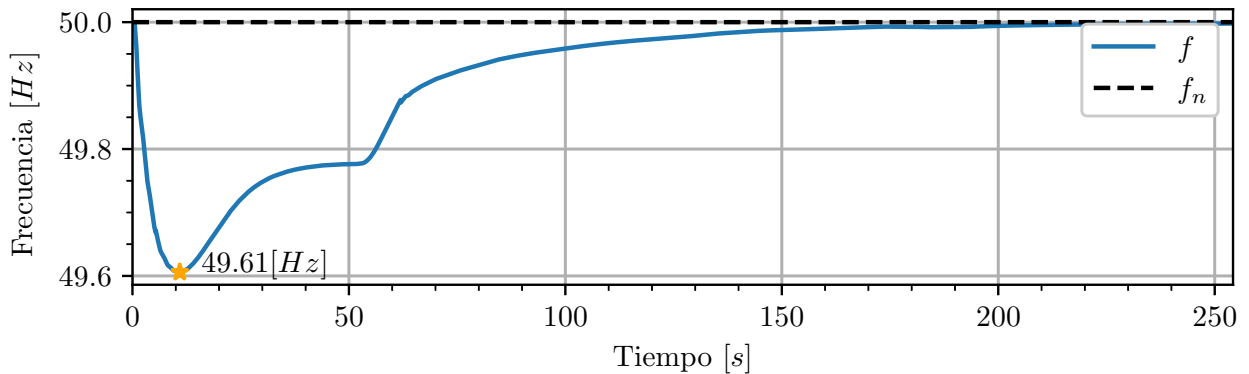


Figura 4.3: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 1

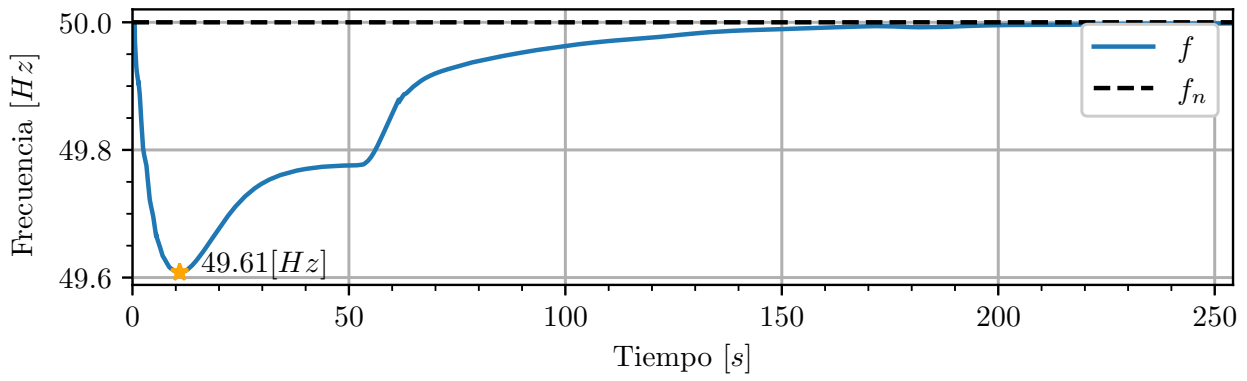


Figura 4.4: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 2

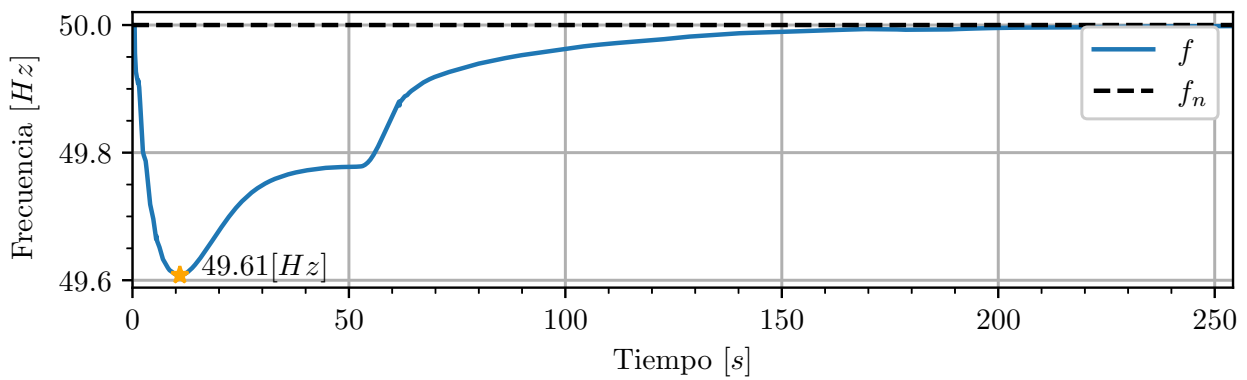


Figura 4.5: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario valle y contingencia 3

Los valores de pérdidas y demanda en el estado post-contingencia son extraídos desde la simulación realizada en Digsilent, los cuales son comparados con sus valores respectivos obtenidos en la solución encontrada por Gurobi del problema de optimización. En la Tabla 4.4 se informa el error neto para cada variable.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	231.35	228.99	2.37
	Demanda [MW]	7405.39	7406.94	-1.56
2	Pérdidas [MW]	273.27	260.10	13.17
	Demanda [MW]	7405.39	7393.38	12.01
3	Pérdidas [MW]	271.54	259.18	12.36
	Demanda [MW]	7405.39	7392.17	13.21

Tabla 4.4: Resultados de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional en escenario valle

De los resultados expuestos se observa que existen errores tanto de demanda como en las pérdidas estimadas. Para la contingencia 1, las aproximaciones representan de buena manera el comportamiento final del sistema, mientras que para las contingencias 2 y 3 existe una sobrestimación de la demanda y de las pérdidas esperadas.

La Tabla 4.5 presenta las diferencias entre la potencia final alcanzada en la simulación y la potencia final esperada para las unidades participantes en el CSF.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	153.58	6.42
	HE PANGUE U1	157.93	157.27	0.66
	HE RALCO U2	308.73	314.60	-5.88
	Total	626.66	625.45	1.20
2	HE ANTUCO U1	160.00	149.11	10.89
	HE PANGUE U1	157.93	153.62	4.31
	HE RALCO U2	335.06	324.75	10.31
	Total	652.99	627.48	25.51
3	HE ANTUCO U1	160.00	149.03	10.97
	HE PANGUE U1	157.93	153.57	4.36
	HE RALCO U2	333.19	322.64	10.55
	Total	651.12	625.24	25.88

Tabla 4.5: Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del AGC tradicional para escenario valle

Las diferencias en el total de potencia aportada por las unidades participantes del CSF está influenciada por la sobrestimación de demanda y pérdidas mostrada en la Tabla 4.4. Esto debido a que, al haber un menor valor de demanda y de las pérdidas en el estado post-contingencia, la potencia que aporta el AGC debe ser menor a la esperada. Esto se muestra en la Figura 4.6, en donde se gráfica el comportamiento de las unidades en la contingencia 2, la cual presenta una subestimación de demanda y pérdidas relevante. En la gráfica se muestra el comportamiento de potencia ($p(t)$), la potencia inicial (P_{ini}) y la potencia esperada entregada por Gurobi (P_{opt}) para cada unidad participante del CSF.

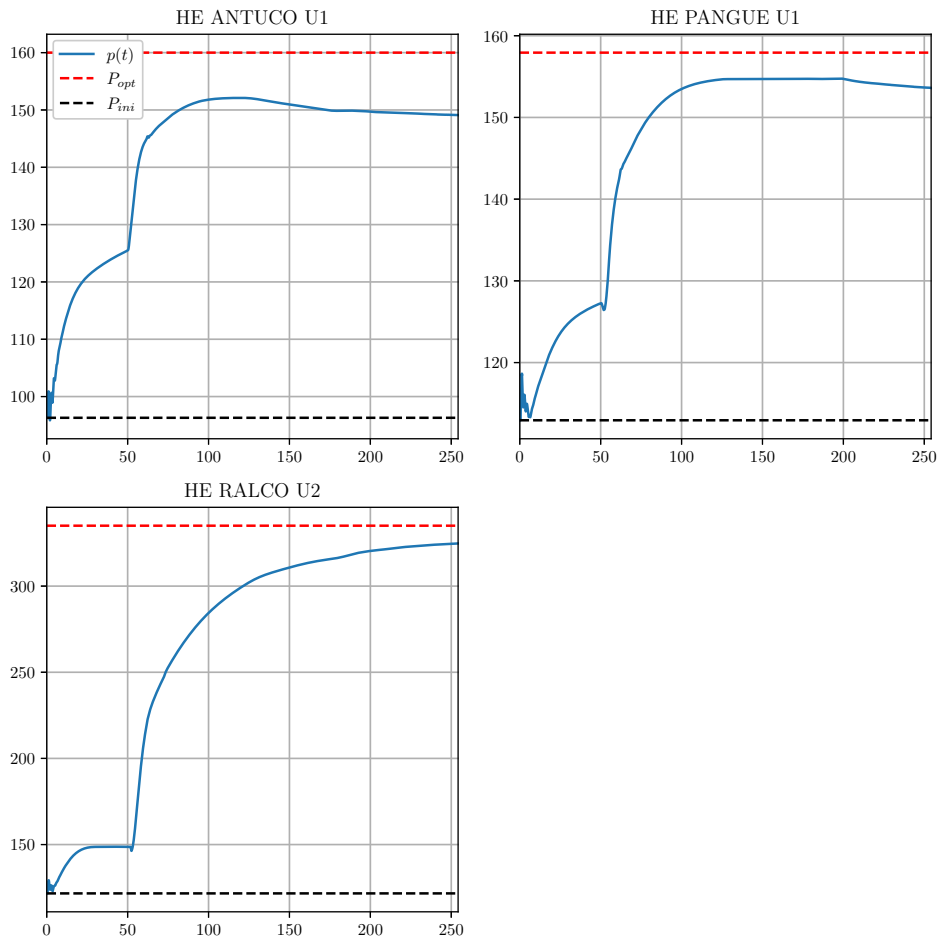


Figura 4.6: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle y contingencia 2

Con el objetivo de evaluar el comportamiento de la cargabilidad de las líneas de tensión mayor a $220[kV]$ se adjunta la Tabla 4.6. En esta se muestra las seis líneas con mayor cargabilidad en estado post-contingencia ($Load_{csf}$). Además, se adjuntan el valores de cargabilidad en estado pre-contingencia ($Load_{pre}$) y la cargabilidad al finalizar el CPF ($Load_{cpf}$).

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.31	84.25
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.24	74.24
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.64	66.28
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.65	63.58
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	63.25	62.83
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	63.25	62.83
2	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.41	84.37
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.33	74.33
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.23	65.90
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.70	65.28
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.70	65.28
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.75	63.71
3	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.41	84.36
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.20	74.22
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.24	65.92
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.70	65.26
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.70	65.26
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.75	63.70

Tabla 4.6: Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional en escenario valle

De los resultados expuestos se observa que la formulación del problema es capaz de mantener las cargabilidades de las líneas por debajo de su límite térmico. Además, se observa que la línea *Nehuenco II - San Luis 220kV L1* presenta la mayor cargabilidad en el estado pre-contingencia, al finalizar el CPF y en el estado post-contingencia.

Las diferencias más importantes de cargabilidad se registran en el tramo *Quillota - Nogales 220 kV*. Para la contingencia 2 hay una variación de 2.51[%], mientras que para la contingencia 3 la variación es de 2.49[%]. En las demás líneas mostradas no existen variaciones superiores a un 0.5[%] para ninguna contingencia.

▪ Escenario punta:

En la Tabla 4.7 se muestran los resultados del problema de optimización, en donde se observa que el AGC es capaz de abastecer a la demanda post-contingencia. Además, muestra las unidades que deben participar del CSF con su respectivo detalle de potencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE CIPRESES U3	20.63	20.63	20.63
HE ANTUCO U1	79.50	79.50	79.50
HE EL TORO U4	107.50	107.50	107.50
HE RALCO U1	179.90	121.72	81.86
$P_{AGC}[MW]$	387.54	329.36	289.50
$p_l[MW]$	376.08	383.51	377.95

Tabla 4.7: Resumen de resultados de formulación AGC tradicional en escenario punta

Los resultados obtenidos por Gurobi muestran que solo se emplean unidades que inyecten potencia al sistema. Además, en todos los casos las pérdidas finales aumentan con respecto a las pérdidas en estado pre-contingencia. Para la contingencia 1 hay un aumento de 25.83[MW], en la contingencia 2 el aumento es de 33.26[MW], mientras que para la contingencia 3 es de 27.70[MW].

El comportamiento de la frecuencia para las contingencias de escenario punta se muestran en la Figura 4.7, Figura 4.8 y Figura 4.9. En la contingencia 1 el sistema es capaz de retornar la frecuencia a su

valor nominal en 200[s], mientras que para los casos posteriores el sistema retorna a valor de frecuencia nominal en 255[s]. Por otra parte, el valor de la frecuencia nadir aumenta a medida que la potencia de la unidad desconectada es menor.

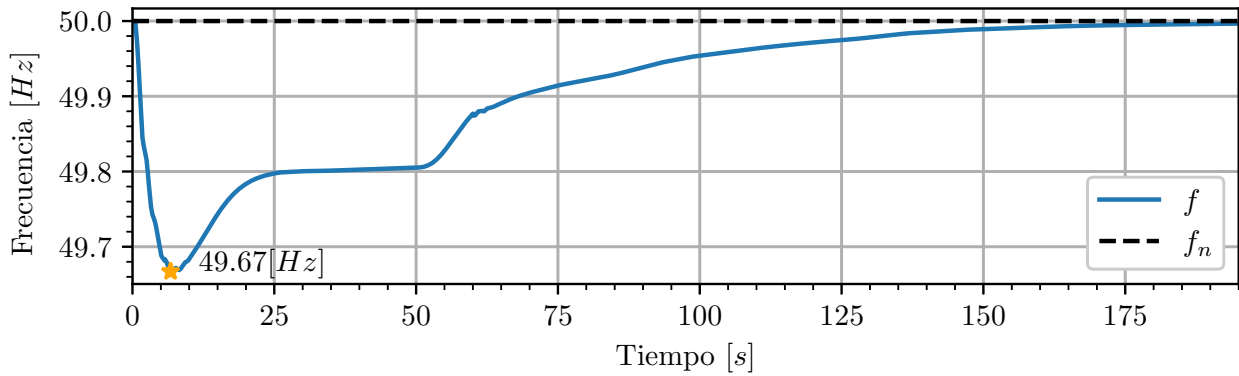


Figura 4.7: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 1

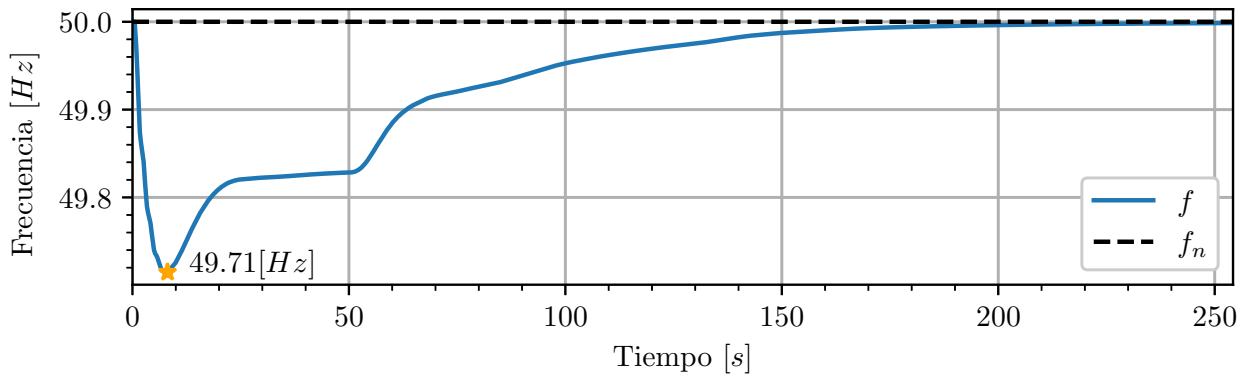


Figura 4.8: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 2

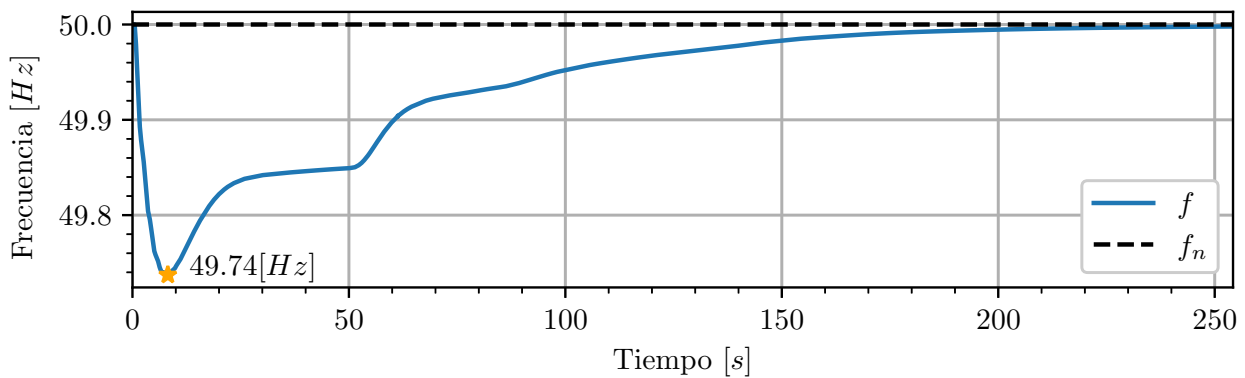


Figura 4.9: Frecuencia resultante para el AGC tradicional en escenario punta y contingencia 3

En la Tabla 4.8 se muestran los errores netos entre la formulación y la simulación para las variables de demanda y pérdidas en el estado post-contingencia.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	376.08	357.34	18.74
	Demanda [MW]	10168.37	10164.8	3.57
2	Pérdidas [MW]	383.51	364.04	19.47
	Demanda [MW]	10168.37	10158.42	9.95
3	Pérdidas [MW]	377.95	358.57	19.38
	Demanda [MW]	10168.37	10158.54	9.84

Tabla 4.8: Resultado de pérdidas y demanda final para el caso AGC tradicional en escenario punta

Existe una sobrestimación de la demanda y las pérdidas finales del sistema en todas las contingencias analizadas. A su vez, la mayor componente en la sobrestimación corresponde a la variable de pérdidas para todos los casos. En la Tabla 4.9 se informa la diferencia de potencia para cada generador y en cada contingencia realizada.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE CIPRESES U3	35.33	32.15	3.18
	HE ANTUCO U1	160.00	149.80	10.20
	HE EL TORO U4	112.50	98.52	13.98
	HE RALCO U1	298.10	294.16	3.93
	Total	605.93	574.63	31.29
2	HE CIPRESES U3	35.33	31.99	3.34
	HE ANTUCO U1	160.00	147.06	12.94
	HE EL TORO U4	112.50	97.59	14.91
	HE RALCO U1	239.92	235.80	4.12
	Total	547.75	512.44	35.31
3	HE CIPRESES U3	35.33	31.85	3.48
	HE ANTUCO U1	160.00	146.69	13.31
	HE EL TORO U4	112.50	96.78	15.72
	HE RALCO U1	200.06	196.83	3.24
	Total	507.89	472.15	35.75

Tabla 4.9: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes del AGC tradicional para escenario punta

De los resultados expuestos, se observa una diferencia entre los valores esperados con los resultados obtenidos para la potencia final de las unidades participantes del CSF, esto influenciado por la estimación de demanda y pérdidas.

A diferencia con el escenario valle, el error neto total de las unidades participantes del CSF resulta mayor que el total de sobrestimación de pérdidas y demanda.

Analizando las unidades que no participan del CSF se encuentra un error de potencia final relevante asociado a diferentes unidades, en donde se observa que estas unidades no vuelven a su valor de potencia en el estado pre-contingencia, tal como se muestra en la Figura 4.10 donde se grafica el comportamiento de la unidad *HE Ralco U2*.

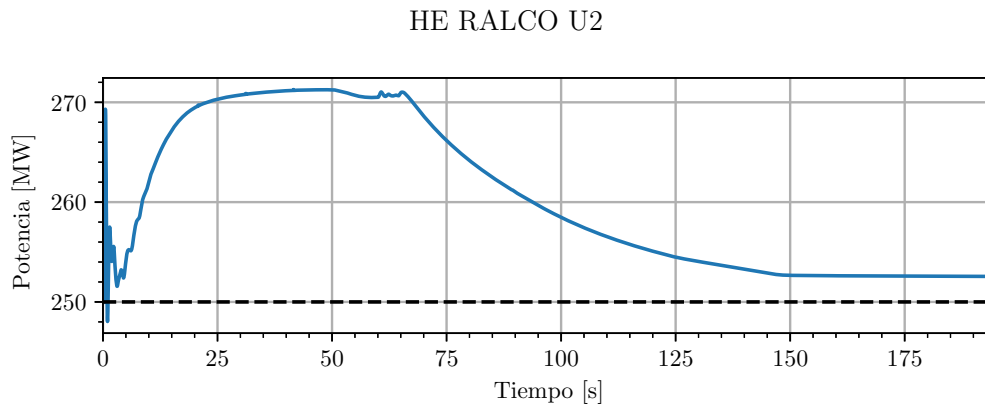


Figura 4.10: Comportamiento de la potencia de unidad *HE Ralco U2* en AGC tradicional para escenario punta y contingencia 1

La Tabla 4.10 muestra las unidades que presentan un error de potencia absoluto superior a $1[MW]$.

Contingencia	Unidad	Pot. Inicial	Pot. Final	Diferencia
1	TER GUACOLDA U5	130.91	132.19	-1.27
	TER NUEVA VENTANAS U1	227.92	229.30	-1.38
	TER VENTANAS U2	148.43	144.82	3.62
	HE COLBUN U1	139.57	135.90	3.67
	HE PEHUENCHE U1	274.97	278.00	-3.03
	HE PEHUENCHE U2	129.22	126.00	3.22
	HE RALCO U2	252.55	250.00	2.55
2	TER VENTANAS U2	148.12	144.82	3.30
	HE COLBUN U1	138.23	135.90	2.33
	HE PEHUENCHE U1	274.99	278.00	-3.01
	HE PEHUENCHE U2	127.43	126.00	1.43
	HE RALCO U2	252.53	250.00	2.53
3	TER VENTANAS U2	148.21	144.82	3.39
	HE COLBUN U1	138.17	135.90	2.27
	HE PEHUENCHE U1	274.98	278.00	-3.02
	HE PEHUENCHE U2	127.47	126.00	1.47
	HE RALCO U2	252.53	250.00	2.53

Tabla 4.10: Diferencia de potencia en $[MW]$ en el estado pre-contingencia y post-contingencia para AGC tradicional en escenario punta

El error neto total de las unidades mostradas en tabla para la contingencia 1 es de $7.38[MW]$, en la contingencia 2 es de $6.58[MW]$, mientras que para la contingencia 3 es de $6.64[MW]$. Este error es atribuible a características propias en su modelo de turbina, la cual presenta modelos no lineales (deadbands, entre otros).

Con respecto a las cargabilidad de las líneas, la Tabla 4.11 muestra que la línea *Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora* presenta mayor cargabilidad en todas las etapas del control. Por otra parte, la línea *Charrúa - Concepción 220 kV* es la única que presenta una variación significativa en su cargabilidad para la contingencia 2, siendo esta del $17.77[\%]$.

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.38	86.41
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.77	77.74
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.17	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.81	74.75
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 1	69.36	68.61	69.44
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 2	69.36	68.61	69.44
2	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.43	86.45
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.76
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.15
	Charrúa - Concepción 220 kV	53.85	70.87	71.62
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 1	69.36	69.06	69.47
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 2	69.36	69.06	69.47
3	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.44	86.46
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.72	77.73
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.74
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.17	68.96
	220 kV Tarapacá-Cóndores	68.48	68.49	68.48

Tabla 4.11: Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional en escenario punta

4.3.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios

Para este análisis existen 14 unidades que pueden participar del AGC para ambos escenarios de operación, misma cantidad de variables de decisión del problema. De estas centrales, 4 son unidades hidroeléctricas y 10 unidades térmicas.

- **Escenario valle:**

A continuación, la Tabla 4.12 muestra los resultados de la formulación para el escenario valle.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE RALCO U2	198.99	224.97	223.44
HE CANUTILLAR U1	17.32	17.32	17.32
HE CANUTILLAR U2	16.77	16.77	16.77
$P_{AGC}[MW]$	296.79	322.76	321.24
$p_l[MW]$	232.35	273.91	272.52

Tabla 4.12: Resumen de resultados para AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle

Los resultados obtenidos muestra que el AGC es capaz de abastecer a la demanda final del sistema. Además, las pérdidas en el estado post-contingencia aumenta, donde el aumento para la contingencia 1 es de $7.06[MW]$, para la contingencia 2 es de $48.62[MW]$, mientras que para la contingencia 3 es de $47.23[MW]$. Por otra parte, las unidades participantes son 4 unidades hidroeléctricas, las cuales solo realizan incrementos de potencia.

La Figura 4.11, Figura 4.12 y Figura 4.13 muestran el comportamiento de la frecuencia al realizar las simulaciones dinámicas. De las gráficas se observa que la frecuencia logra retornar a su valor nominal en $255[s]$ en todas las contingencias.

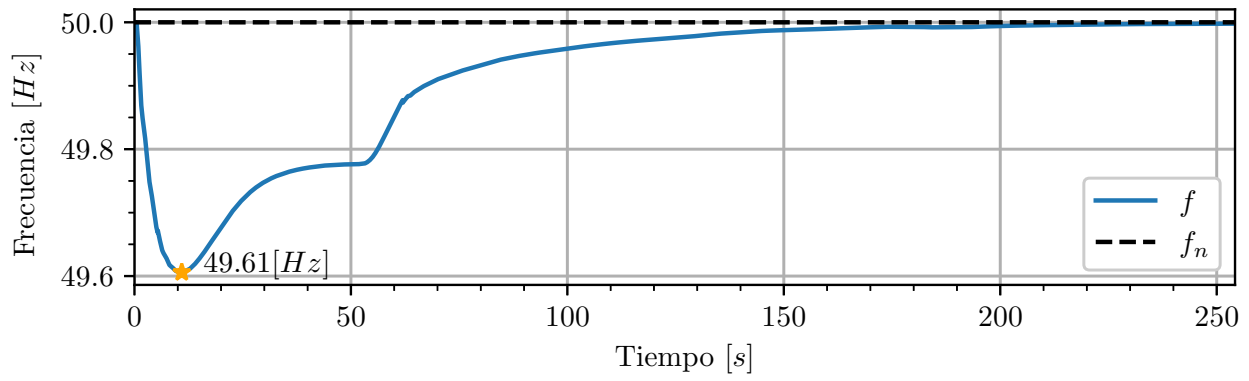


Figura 4.11: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 1

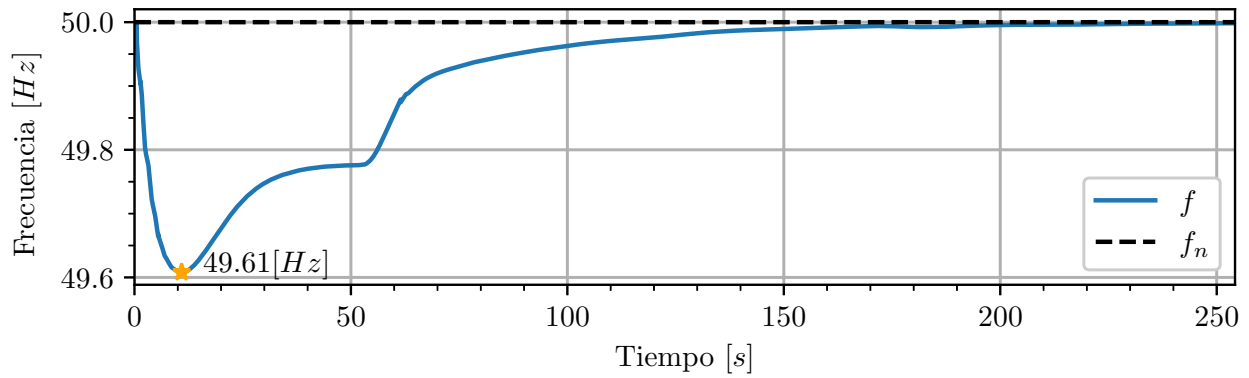


Figura 4.12: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 2

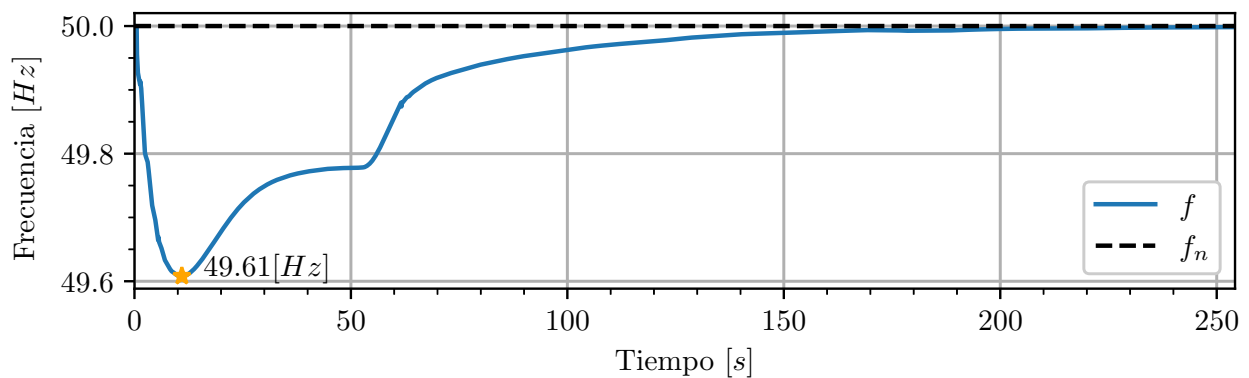


Figura 4.13: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle y contingencia 3

La Tabla 4.13 muestra las diferencias entre la demanda y las pérdidas al finalizar la simulación con los resultados esperados. Los resultados muestran que existe una sobrestimación de las variables excepto en el caso de la demanda para la contingencia 1.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	232.35	229.47	2.88
	Demanda [MW]	7405.39	7406.76	-1.37
2	Pérdidas [MW]	273.91	260.53	13.38
	Demanda [MW]	7405.39	7393.20	12.19
3	Pérdidas [MW]	272.52	259.60	12.93
	Demanda [MW]	7405.39	7392.01	13.38

Tabla 4.13: Resultados de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle

En la Tabla 4.14 se cuantifica el error de cada unidad participante del CSF. La potencia final alcanzada por las unidades es menor a lo esperado por la formulación, excepto en la unidad *HE Ralco U2* para la contingencia 1. Por otra parte, es posible observar que la diferencia de potencia final por parte del AGC está influenciada por la sobrestimación de la demanda y las pérdidas para cada contingencia.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	153.37	6.63
	HE RALCO U2	320.64	326.50	-5.86
	HE CANUTILLAR U1	86.00	85.36	0.64
	HE CANUTILLAR U2	86.00	85.38	0.62
	Total	652.64	650.61	2.03
2	HE ANTUCO U1	160.00	149.20	10.80
	HE RALCO U2	345.00	334.91	10.09
	HE CANUTILLAR U1	86.00	84.16	1.84
	HE CANUTILLAR U2	86.00	84.22	1.78
	Total	677.00	652.49	24.51
3	HE ANTUCO U1	160.00	148.78	11.22
	HE RALCO U2	344.09	333.24	11.76
	HE CANUTILLAR U1	86.00	84.04	1.96
	HE CANUTILLAR U2	86.00	84.10	1.90
	Total	677.00	650.16	26.84

Tabla 4.14: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes para el AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle

La cargabilidad de las líneas se presenta en la Tabla 4.15. Al igual que en el análisis de la sección anterior, el tramo *Quillota - Nogales 220 kV* presenta variaciones significativas en la cargabilidad para las contingencias 2 y 3. En la contingencia 2 existe un aumento de 2.51[%] en la cargabilidad, mientras que en la contingencia 3 hay un aumento de 2.49[%].

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.30	84.25
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.23	74.24
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.62	66.27
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.64	63.58
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	63.23	62.82
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	63.23	62.82
2	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.41	84.37
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.33	74.33
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	65.89
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.67	65.28
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.67	65.28
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.75	63.71
3	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.40	84.36
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.20	74.22
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	65.89
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.68	65.26
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.68	65.26
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.74	63.71

Tabla 4.15: Cargabilidad de las líneas para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario valle

■ **Escenario punta:**

La Tabla 4.16 muestra los resultados obtenidos para este escenario, en donde se muestra que el sistema es capaz de abastecer a la demanda en el estado post-contingencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
TER COCHRANE U1	34.92	34.92	34.92
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	86.29	33.16	0.00
TER ANGAMOS U1	16.90	16.90	16.90
TER NUEVA VENTANAS U1	37.78	37.78	34.58
HE ANTUCO U1	79.50	79.50	79.50
HE RALCO U2	95.00	95.00	95.00
HE CANUTILLAR U1	8.00	8.00	8.00
HE CANUTILLAR U2	17.90	17.90	17.90
$P_{AGC}[MW]$	376.29	323.15	286.80
$p_l[MW]$	364.84	377.30	375.25

Tabla 4.16: Resumen de resultados para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta

Los resultados muestran que se requiere la participación de 4 unidades térmicas y 3 unidades hidroeléctricas para abastecer a la demanda. Estas unidades presentan únicamente incrementos de potencia. Por parte de las pérdidas, existe un aumento de estas para cada contingencia analizada. En la contingencia 1 existe un aumento de $14.58[MW]$, para la contingencia 2 es de $27.05[MW]$, mientras que para la contingencia 3 es de $25.00[MW]$.

Las Figuras 4.14, Figura 4.15 y Figura 4.16 muestran el comportamiento de la frecuencia para cada contingencia, en donde se observa que el sistema es capaz de retornar la frecuencia a su valor nominal.

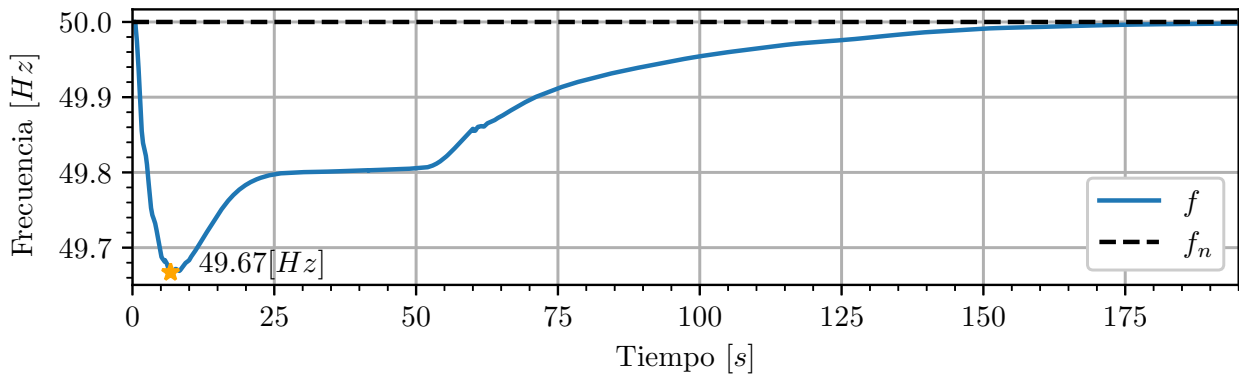


Figura 4.14: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 1

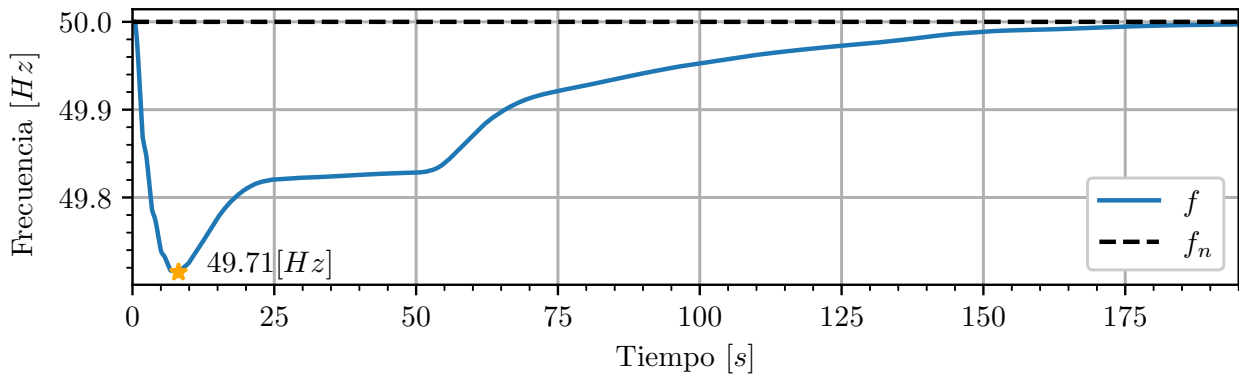


Figura 4.15: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 2

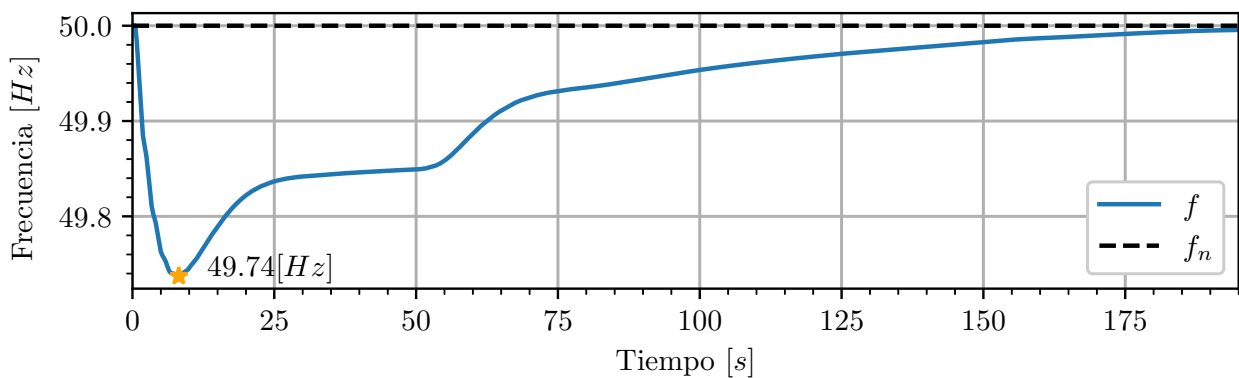


Figura 4.16: Frecuencia resultante para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta y contingencia 3

Por otra parte, la Tabla 4.17 muestra las diferencias obtenidas para la demanda y las pérdidas en el estado post-contingencia. De esta tabla se observa que existe una sobrestimación de la demanda y las pérdidas del sistema para todos los casos analizados, en donde la variable de pérdidas representa la mayor componente de sobrestimación.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	364.84	353.79	11.05
	Demanda [MW]	10168.37	10167.19	1.18
2	Pérdidas [MW]	377.30	362.39	14.91
	Demanda [MW]	10168.37	10159.68	8.70
3	Pérdidas [MW]	375.25	357.62	17.63
	Demanda [MW]	10168.37	10159.74	8.63

Tabla 4.17: Resultado de pérdidas y demanda final para el AGC tradicional (14 unidades) en escenario punta

En la Tabla 4.18 se informan los errores de potencia para las unidades participantes del AGC. Los resultados muestran que las unidades alcanzan valores de potencia finales menor a lo esperado por formulación.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	TER COCHRANE U1	274.92	274.00	0.92
	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	336.29	335.46	0.83
	TER ANGAMOS U1	276.90	270.51	6.39
	TER NUEVA VENTANAS U1	267.08	262.64	4.44
	HE ANTUCO U1	160.00	151.01	8.99
	HE RALCO U2	345.00	344.95	0.05
	HE CANUTILLAR U1	86.00	85.36	0.64
	HE CANUTILLAR U2	86.00	84.55	1.45
	HE CANUTILLAR U2	86.00	84.22	1.78
	Total	1918.19	1892.70	25.49
2	TER COCHRANE U1	274.92	274.00	0.92
	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	283.16	281.34	1.82
	TER ANGAMOS U1	276.90	269.79	7.11
	TER NUEVA VENTANAS U1	267.08	260.91	6.16
	HE ANTUCO U1	160.00	148.07	11.93
	HE RALCO U2	345.00	340.98	4.02
	HE CANUTILLAR U1	86.00	84.97	1.03
	HE CANUTILLAR U2	86.00	83.71	2.29
		Total	1779.06	1743.77
3	TER COCHRANE U1	274.92	274.00	0.92
	TER ANGAMOS U1	276.90	273.07	3.83
	TER NUEVA VENTANAS U1	263.88	259.47	4.41
	HE ANTUCO U1	160.00	145.30	14.70
	HE RALCO U2	345.00	339.43	5.57
	HE CANUTILLAR U1	86.00	85.03	0.97
	HE CANUTILLAR U2	86.00	83.83	2.17
		Total	1492.70	1460.13

Tabla 4.18: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes del AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta

En la Tabla 4.19 se muestran las líneas que presentan mayor cargabilidad en el estado final del sistema. Para la contingencia 1 existe un aumento en la cargabilidad de las líneas *220 kV Atacama-Est 202 C2* y *220 kV Est 202-O'Higgins C2* del 4.33[%]. Asimismo, en la contingencia 2 el aumento del tramo antes mencionado es de 2.44[%]. Por último, en la contingencia 3 la línea *220 kV Atacama-Est 202 C2* es la única que tiene una variación significativa, la cual es de 1.30[%].

Estas líneas están ubicadas en la zona norte y su variación en la cargabilidad es influenciada princi-

palmente por la unidad *TER Tocopilla U16*.

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}$ [%]	$Load_{cpf}$ [%]	$Load_{csf}$ [%]
1	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.37	86.45
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.77
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.17	77.18
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.81	74.77
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	70.73	72.37
	220 kV Est 202-O'Higgins C2	66.86	69.55	71.20
2	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.42	86.51
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.79
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.16
	Charrúa - Concepción 220 kV	53.85	70.90	71.42
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	69.72	70.47
	220 kV Est 202-O'Higgins C2	66.86	68.54	69.30
3	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.44	86.53
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.72	77.75
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.16
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.74
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	69.56	69.35
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.16	69.15

Tabla 4.19: Cargabilidad de las líneas para AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta

4.4. Contingencias de generación incluyendo a las unidades ERV

En esta sección son incluidas las centrales ERV al conjunto de unidades que componen el AGC. Asimismo, se realizan los mismos análisis mencionados para el caso de AGC tradicional, esto en la Sección 4.4.1 y Sección 4.4.2.

Como se mencionó anteriormente, las unidades ERV participantes del AGC son consideradas con condición de vertimiento, pudiendo alcanzar un valor máximo de potencia igual a la potencia nominal de la unidad. Sin embargo, en la Sección 4.4.3 se resolverá el problema de optimización reduciendo la potencia máxima alcanzable para cada unidad ERV.

4.4.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenarios

Existen 33 variables de decisión para las unidades operativas del AGC entre el escenario punta y valle. Del total, 21 unidades están operativas en el escenario valle, donde hay 2 unidades eólicas y 1 unidad BESS. Por otro lado, para el caso de escenario punta existen 29 unidades en el AGC, donde hay 4 a unidades eólicas y 1 unidad BESS.

- **Escenario valle:**

En la Tabla 4.20 se muestra el resumen de resultados obtenidos para este escenario, en donde se detalla el total de potencia que debe suministrar el AGC. Además se adjuntan las pérdidas esperadas en el estado post-contingencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE PANGUE U1	45.00	45.00	45.00
BESS Cochrane	20.00	20.00	20.00
PE Malleco Norte	42.41	67.11	64.69
PE Malleco Sur	119.76	119.76	119.76
$P_{AGC}[MW]$	290.87	315.58	313.16
$p_l[MW]$	226.44	266.72	264.44

Tabla 4.20: Resumen de resultados de formulación al incluir las ERV al AGC en escenario valle

Los resultados mostrados muestran que el AGC es capaz de abastecer a la demanda para todas las contingencias analizadas. Por otra parte, al incluir las centrales ERV las pérdidas esperadas aumentan en menor medida en comparación con el caso AGC tradicional. En donde para la contingencia 1 el aumento de pérdidas es de $1.15[MW]$, para la contingencia 2 es de $41.44[MW]$ y para la contingencia 3 es de $39.16[MW]$.

La formulación prioriza a las unidades ERV por sobre las unidades hidroeléctricas, participando los 2 parques eólicos y la unidad BESS.

Una vez realizada las simulaciones dinámicas, se presentan la Figura 4.17, Figura 4.18 y Figura 4.19, en las que se grafica el comportamiento de la frecuencia. Los resultados muestran que el AGC logra retornar la frecuencia a su valor nominal para todos las contingencias realizadas en $255[s]$, mismo tiempo en que lo hizo el AGC tradicional. Sin embargo, producto de la inclusión de las centrales ERV al control primario de frecuencia, el valor del nadir alcanzado es mayor al caso de AGC tradicional, siendo de $49.64[Hz]$ para cada contingencia.

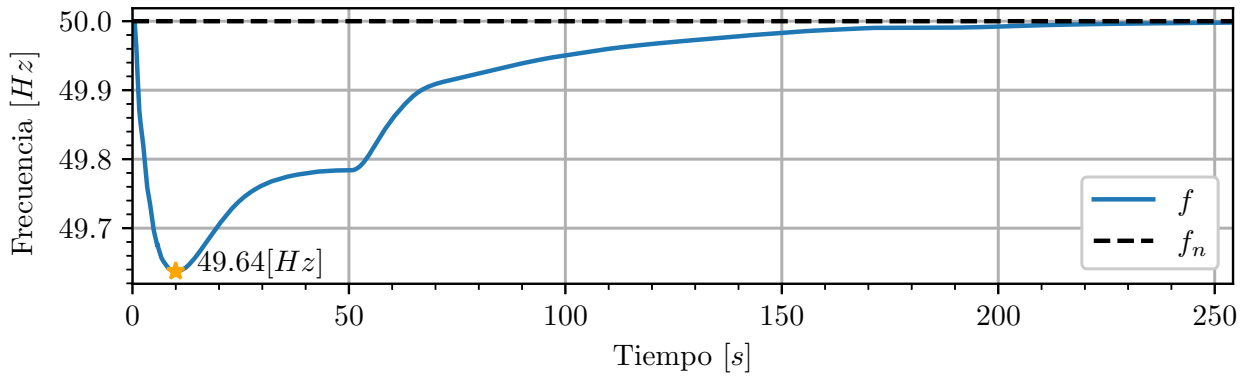


Figura 4.17: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 1

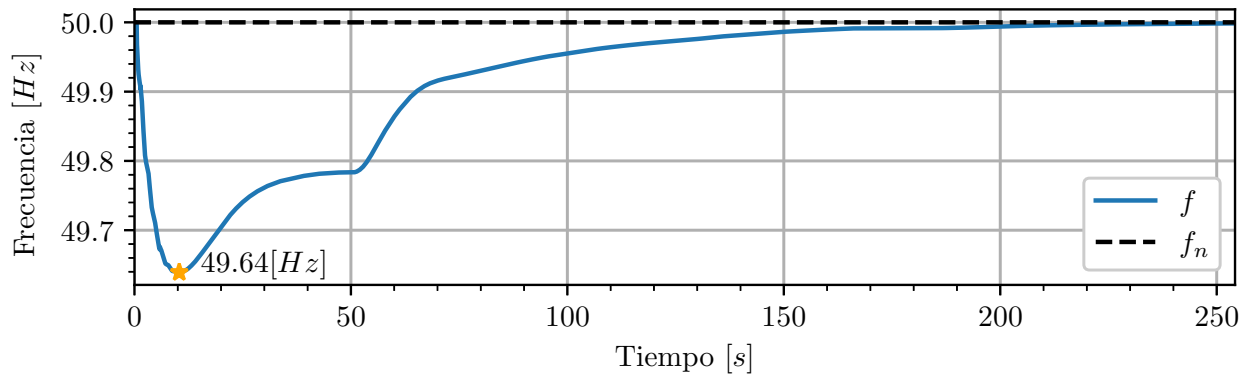


Figura 4.18: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 2

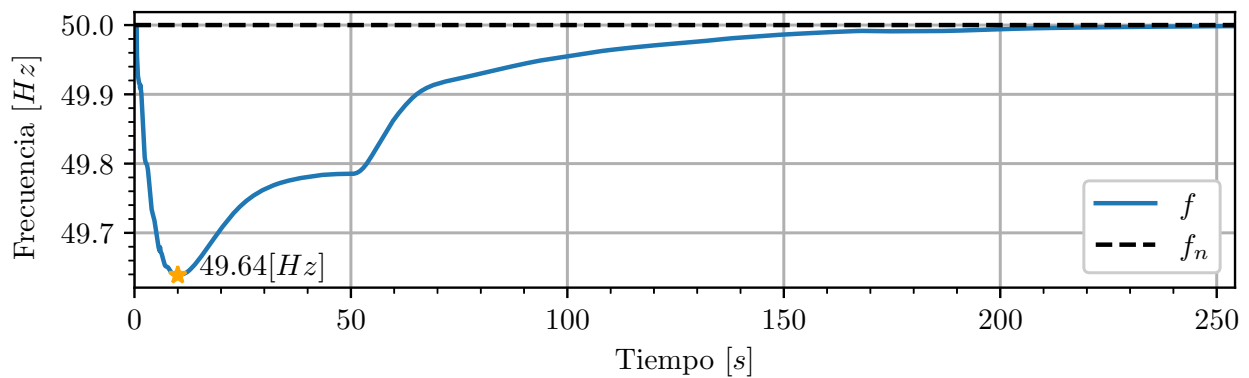


Figura 4.19: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario valle para contingencia 3

La Tabla 4.21 muestra las diferencias entre la demanda y las pérdidas obtenidas mediante simulación con respecto a las esperadas.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	226.44	227.00	-0.56
	Demanda [MW]	7405.39	7409.3	-3.91
2	Pérdidas [MW]	266.72	257.03	9.70
	Demanda [MW]	7405.39	7396.07	9.32
3	Pérdidas [MW]	264.44	255.49	8.95
	Demanda [MW]	7405.39	7395.40	9.99

Tabla 4.21: Resultado de pérdidas y demanda final para la inclusión de las ERV al AGC en escenario valle

Para la contingencia 1, al contrario del caso AGC tradicional, existe una subestimación de la demanda y las pérdidas finales del sistema. Por otro lado, para las contingencias 2 y 3, se observa que la sobrestimación de demanda y pérdidas es menor con respecto al caso AGC tradicional.

En la Tabla 4.22 se cuantifica el error de cada unidad participante del CSF.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	158.38	1.62
	HE PANGUE U1	157.93	160.87	-2.94
	BESS Cochrane	20.00	19.96	0.04
	PE Malleco Norte	44.97	44.87	0.11
	PE Malleco Sur	124.29	124.62	-0.33
	Total	507.19	508.70	-1.50
2	HE ANTUCO U1	160.00	153.33	6.67
	HE PANGUE U1	157.93	157.47	0.46
	BESS Cochrane	20.00	19.89	0.11
	PE Malleco Norte	69.68	64.32	5.36
	PE Malleco Sur	124.29	114.97	9.32
	Total	531.90	509.98	21.92
3	HE ANTUCO U1	160.00	153.29	6.71
	HE PANGUE U1	157.93	157.41	0.52
	BESS Cochrane	20.00	20.00	0.00
	PE Malleco Norte	67.26	62.04	5.22
	PE Malleco Sur	124.29	114.90	9.39
	Total	529.48	507.64	21.84

Tabla 4.22: Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes al incluir las ERV al AGC para escenario valle

Para la contingencia 1, como consecuencia de la subestimación de las pérdidas y de la demanda, existe una mayor potencia aportada por las unidades *HE Pangue U1* y *PE Malleco Sur*, resultando que el total de potencia que aporta el AGC sea mayor a la esperada. Por el contrario, en las contingencias 2 y 3 todas las unidades aportan una menor potencia con respecto a la esperada.

La Tabla 4.23 presenta la cargabilidad de las líneas. Al igual que en el caso AGC tradicional, la línea *Nehuenco II - San Luis 220kV L1* sigue siendo la que presenta mayor cargabilidad en el estado pre-contingencia, al finalizar el CPF y al finalizar el CSF. Además, se comprueba que ninguna de las líneas presentadas supera el límite de cargabilidad.

Las líneas que presentan una variación en la cargabilidad son las presentes en el tramo *Quillota - Nogales 220 kV*, en donde para la contingencia 2 presentan una variación del 2.33[%] y para la contingencia 3 una variación del 2.32[%].

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.30	84.23
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.23	74.24
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.62	66.41
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.64	63.57
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	63.23	62.65
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	63.23	62.65
2	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.41	84.35
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.33	74.33
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	66.01
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.67	65.10
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.67	65.10
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.75	63.69
3	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.40	84.34
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.20	74.21
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	66.01
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.68	65.08
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.68	65.08
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.74	63.68

Tabla 4.23: Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC en escenario valle

■ **Escenario punta:**

Análogo a los análisis realizados, es presentada la Tabla 4.24, la cual contiene el resumen de los resultados obtenidos para este escenario

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE CIPRESES U3	20.63	20.63	20.63
HE ANTUCO U1	79.50	79.50	79.50
HE EL TORO U4	107.50	107.50	91.33
BESS Cochrane	20.00	20.00	20.00
PE SARCO (U1-U50)	70.00	70.00	70.00
PE Malleco Sur	78.47	22.30	-
$P_{AGC}[MW]$	376.10	319.93	281.46
$p_l[MW]$	364.65	374.08	369.92

Tabla 4.24: Resumen de resultados de formulación al incluir las ERV al AGC en escenario punta

Los resultados obtenidos demuestran que es posible abastecer la demanda post-contingencia. Además, en este caso el modelo prioriza las unidades ERV pero no incluye a todas en el CSF. En lo respectivo a las pérdidas en el estado post-contingencia, estas aumentan para todas las contingencias, en donde el aumento de la contingencia 1 es de $14.40[MW]$, en la contingencia 2 es de $23.83[MW]$ y en la contingencia 3 es de $19.66[MW]$. Nótese que los valores de pérdidas estimadas son menores cuando se incluye a la ERV en el AGC.

La Figura 4.20, Figura 4.21 y Figura 4.22 demuestran que el AGC logra retornar a la frecuencia a su valor nominal en $255[s]$. Por otra parte, la inclusión de las centrales ERV permite que el valor de la frecuencia nadir sea mayor con respecto al caso AGC tradicional para cada contingencia.

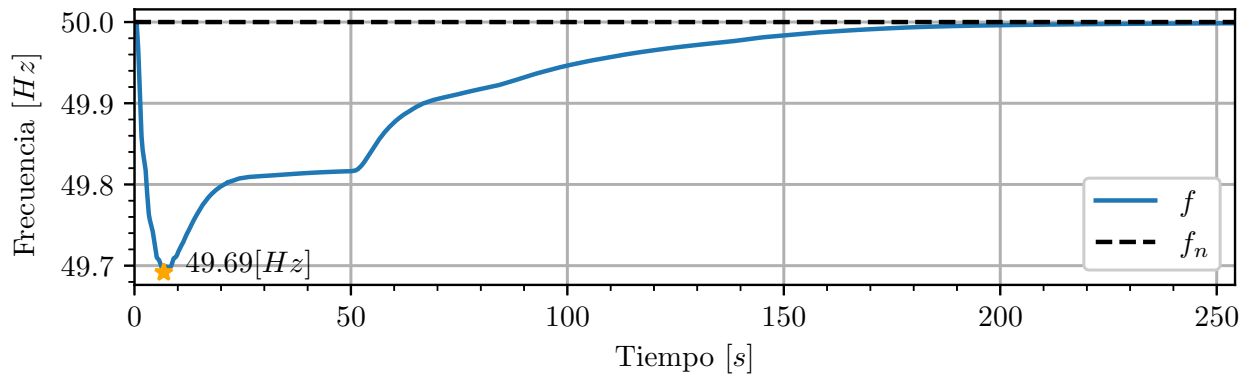


Figura 4.20: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 1

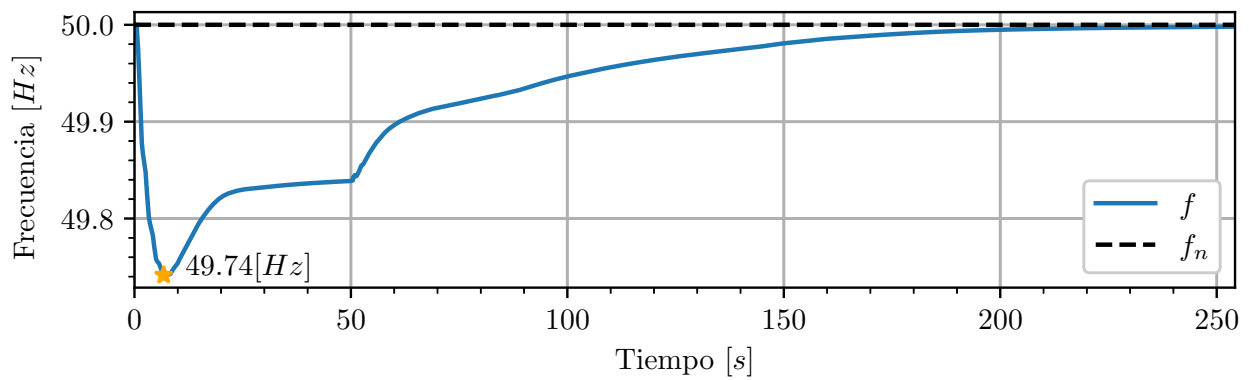


Figura 4.21: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 2

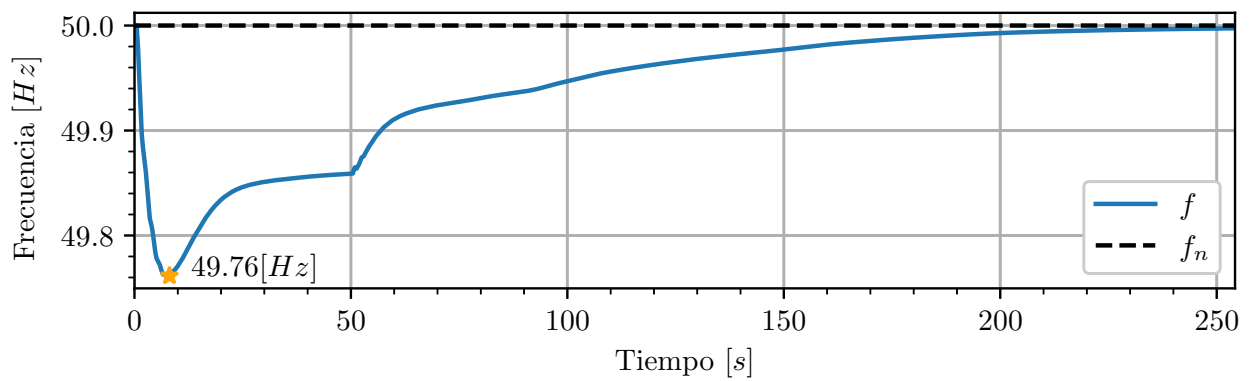


Figura 4.22: Frecuencia resultante al incluir las ERV al AGC en escenario punta para contingencia 3

La Tabla 4.25 presenta los resultados en el estado post-contingencia para la demanda y las pérdidas del sistema. Para la contingencia 1 la demanda es subestimada, mientras que para los demás casos, tanto las pérdidas como la demanda son sobrestimadas. A su vez, la componente de pérdidas es la que presenta una mayor desviación de su valor esperado.

Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	364.65	353.22	11.43
	Demanda [MW]	10168.37	10170.17	-1.80
2	Pérdidas [MW]	374.08	360.41	13.67
	Demanda [MW]	10168.37	10162.73	5.64
3	Pérdidas [MW]	369.92	355.05	14.87
	Demanda [MW]	10168.37	10161.76	6.61

Tabla 4.25: Resultado de pérdidas y demanda final al incluir las ERV al AGC en escenario punta

A continuación se presenta la Tabla 4.26, en la que se muestran los errores entre la potencia final alcanzada en DIGSILENT y la potencia esperada.

Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE CIPRESES U3	35.33	33.87	1.46
	HE ANTUCO U1	160.00	154.35	5.65
	HE EL TORO U4	112.50	108.48	4.02
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE SARCO (U1-U50)	98.00	95.24	2.76
	PE Malleco Sur	105.67	102.53	3.14
	Total	531.50	513.83	17.67
2	HE CIPRESES U3	35.33	33.09	2.24
	HE ANTUCO U1	160.00	151.47	8.53
	HE EL TORO U4	112.50	103.95	8.55
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE SARCO (U1-U50)	98.00	92.50	5.50
	PE Malleco Sur	49.50	47.41	2.08
	Total	475.33	447.78	27.54
3	HE CIPRESES U3	35.33	32.68	2.65
	HE ANTUCO U1	160.00	150.11	9.89
	HE EL TORO U4	96.33	85.98	10.35
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE SARCO (U1-U50)	98.00	91.10	6.90
	Total	409.66	379.23	30.43

Tabla 4.26: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes al incluir las ERV al AGC para escenario punta

De los resultados se comprueba que los valores de potencia alcanzados por las unidades participantes está por debajo de su valor esperado, esto como consecuencia de la sobrestimación de las pérdidas y de demanda.

Por otra parte, única línea que presenta una variación significativa en su cargabilidad es la línea *Charrúa - Concepción 220 kV* para la contingencia 2, la cual aumenta en un 17.82[%]. Esto se presenta en la Tabla 4.27.

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.37	86.32
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.73
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.17	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.81	74.78
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.32	69.08
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	70.73	68.87
2	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.42	86.39
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.75
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.15
	Charrúa - Concepción 220 kV	53.85	70.90	71.68
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.18	69.08
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	69.72	68.87
3	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.44	86.42
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.72	77.72
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.74
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.16	69.08
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	69.56	68.86

Tabla 4.27: Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC en escenario punta

4.4.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios

Para este análisis existen 17 variables de decisión de unidades que pueden participar del AGC para ambos escenarios de operación, en donde se agregan 2 unidades eólicas y 1 unidad BESS a las unidades descritas en el caso AGC tradicional.

- **Escenario valle:**

En la Tabla 4.28 se muestra el resumen de los resultados obtenidos para este escenario. Los resultados muestran que el sistema es capaz de abastecer a la demanda en el estado post contingencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE RALCO U2	70.04	93.96	91.56
BESS Cochrane	20.00	20.00	20.00
PE Malleco Norte	17.64	18.36	18.34
PE Malleco Sur	120.00	120.00	120.00
$P_{AGC}[MW]$	291.39	316.03	313.62
$p_l[MW]$	226.96	267.18	264.90

Tabla 4.28: Resumen de resultados al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle

Las pérdidas del sistema en el estado post-contingencia aumentan para todos las contingencias estudiadas. En donde para la contingencia 1 el aumento es de 1.67[MW], para la contingencia 2 es de 41.89[MW] y para la contingencia 3 es de 39.61[MW].

Solo existen incrementos de potencia por parte de las unidades participantes. Además, la inclusión de las unidades ERV permite que los aportes de potencia para todas las contingencias sean realizados por unidades hidroeléctricas, unidades ERV y la unidad BESS. Por otra parte, la única única unidad que participa en este análisis y no participa en el análisis de la Sección 4.4.1 es la unidad *HE Ralco U2*.

La Figura 4.23, Figura 4.24 y Figura 4.25 muestran el comportamiento de la frecuencia al realizar las

las simulaciones dinámicas en DIgSILENT. Para todas las contingencias realizadas el AGC es capaz de retornar la frecuencia a su valor nominal.

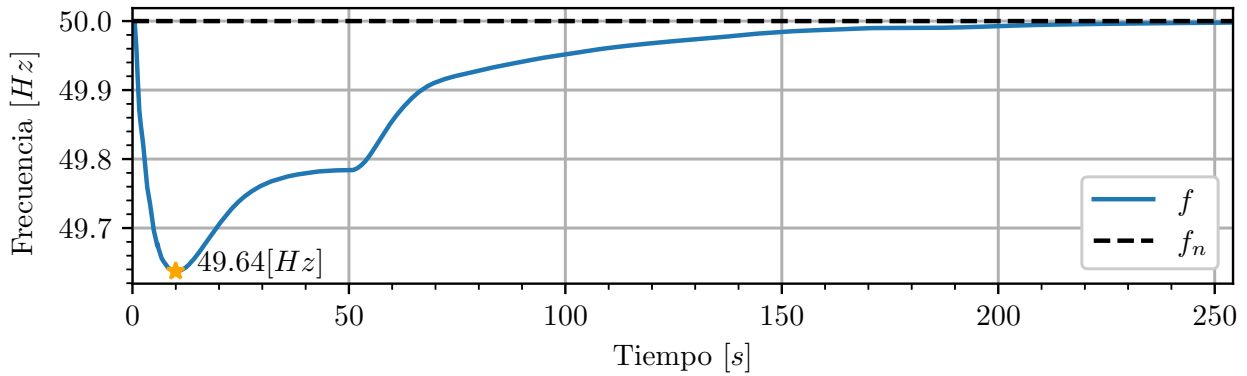


Figura 4.23: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 1

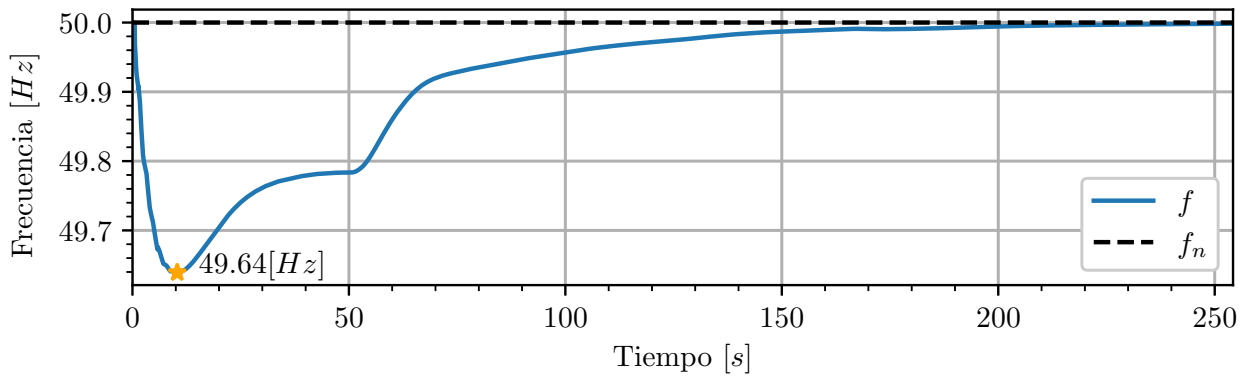


Figura 4.24: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 2

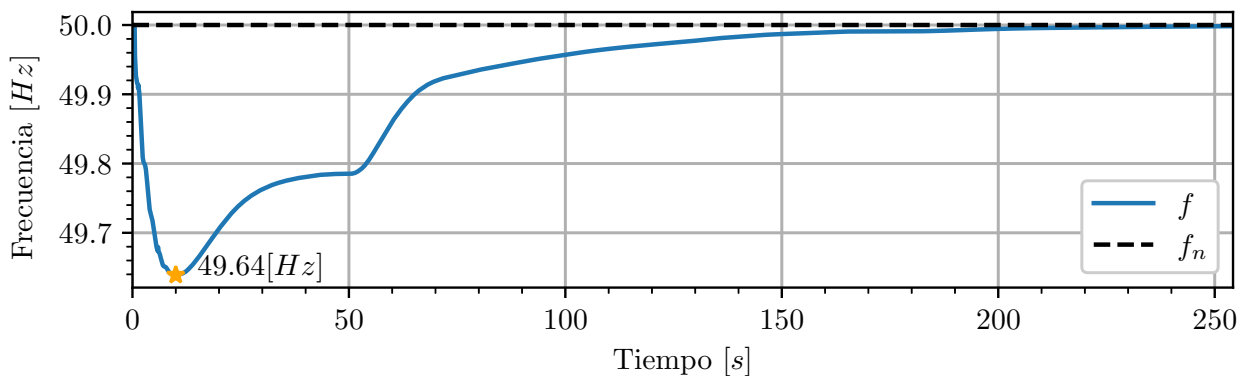


Figura 4.25: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle para contingencia 3

La Tabla 4.29 muestra las diferencias entre la demanda y las pérdidas obtenidas mediante simulación. Los resultados muestran que para la contingencia 1 existe una leve subestimación de la demanda. Mientras que existe una sobrestimación de las pérdidas y la demanda para las contingencias 2 y 3.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	226.96	226.80	0.16
	Demanda [MW]	7405.39	7409.05	-3.66
2	Pérdidas [MW]	267.18	256.71	10.47
	Demanda [MW]	7405.39	7395.67	9.72
3	Pérdidas [MW]	264.90	255.19	9.71
	Demanda [MW]	7405.39	7395.00	10.38

Tabla 4.29: Resultado de pérdidas y demanda final para la inclusión de las ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle

En la Tabla 4.30 se cuantifica el error de cada unidad participante del CSF. Los resultados muestran que la unidad *HE Ralco U2* presenta una mayor potencia final con respecto a lo formulado.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	157.43	2.57
	HE RALCO U2	191.69	198.88	-7.19
	BESS Cochrane	20.00	19.96	0.04
	PE Malleco Norte	20.21	19.67	0.54
	PE Malleco Sur	124.53	122.99	1.54
	Total	516.43	518.93	-2.50
2	HE ANTUCO U1	160.00	152.15	7.85
	HE RALCO U2	215.61	216.30	-0.69
	BESS Cochrane	20.00	19.89	0.11
	PE Malleco Norte	20.92	18.81	2.11
	PE Malleco Sur	124.53	112.86	11.67
	Total	541.06	520.01	21.05
3	HE ANTUCO U1	160.00	152.13	7.87
	HE RALCO U2	213.21	213.85	-0.64
	BESS Cochrane	20.00	20.00	0.00
	PE Malleco Norte	20.91	18.80	2.11
	PE Malleco Sur	124.53	112.86	11.68
	Total	538.65	517.64	21.02

Tabla 4.30: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes al incluir las ERV al AGC (17 unidades) para escenario valle

El comportamiento de la cargabilidad de las líneas es similar a todos los casos obtenidos y se muestra en la Tabla 4.31. Donde el tramo *Quillota - Nogales 220 kV* presenta variaciones en su cargabilidad de 2.33[%] y 2.22[%] para las contingencias 2 y 3, respectivamente.

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.30	84.23
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.23	74.24
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.62	66.40
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.64	63.57
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	63.23	62.65
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	63.23	62.65
2	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.41	84.35
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.33	74.33
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	66.00
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.67	65.10
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.67	65.10
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.75	63.69
3	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.40	84.35
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.20	74.21
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.21	65.99
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	65.68	65.09
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	65.68	65.09
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.74	63.69

Tabla 4.31: Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario valle

■ **Escenario punta:**

A continuación, la Tabla 4.32 muestra los resultados generales para el análisis en el escenario punta.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	79.50	79.50	79.50
HE RALCO U2	76.56	18.56	0.00
BESS Cochrane	20.00	20.00	20.00
PE Malleco Sur	107.95	107.95	107.95
PE Malleco Norte	102.25	102.25	81.24
$P_{AGC}[MW]$	386.26	328.26	288.69
$p_l[MW]$	374.81	382.41	377.15

Tabla 4.32: Resumen de resultados al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta

Las pérdidas estimadas para el estado post-contingencia aumentan para todos los casos analizados. En la contingencia 1 el aumento es de $24.56[MW]$, en la contingencia 2 es de $32.16[MW]$ y en la contingencia 3 es de $26.89[MW]$.

Nótese que las unidades participantes del CSF son las mismas para ambos escenarios de demanda. Además, estas unidades solo realizan incrementos de potencia.

En la Figura 4.26, Figura 4.27 y Figura 4.28 muestran el comportamiento de la frecuencia para las contingencias 1, 2 y 3, respectivamente. La frecuencia logra retornar a su valor nominal en todas las contingencias analizadas en $255[s]$.

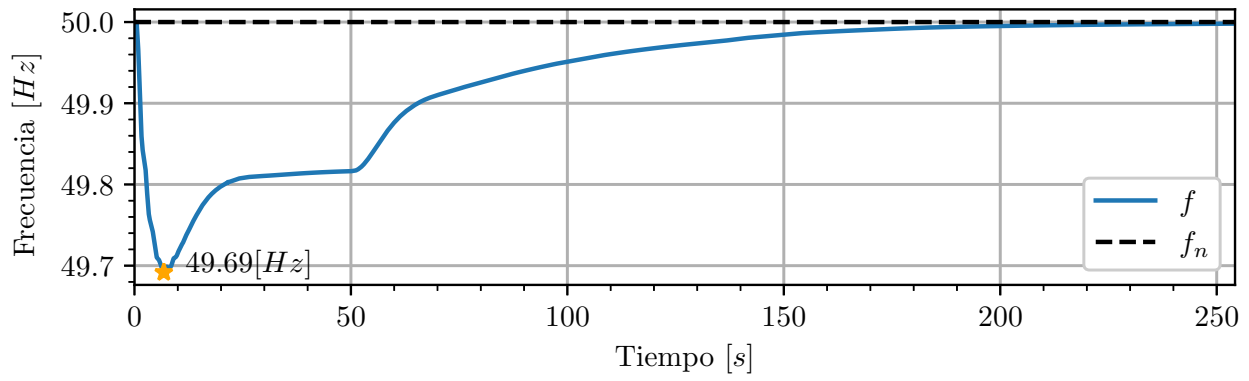


Figura 4.26: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 1

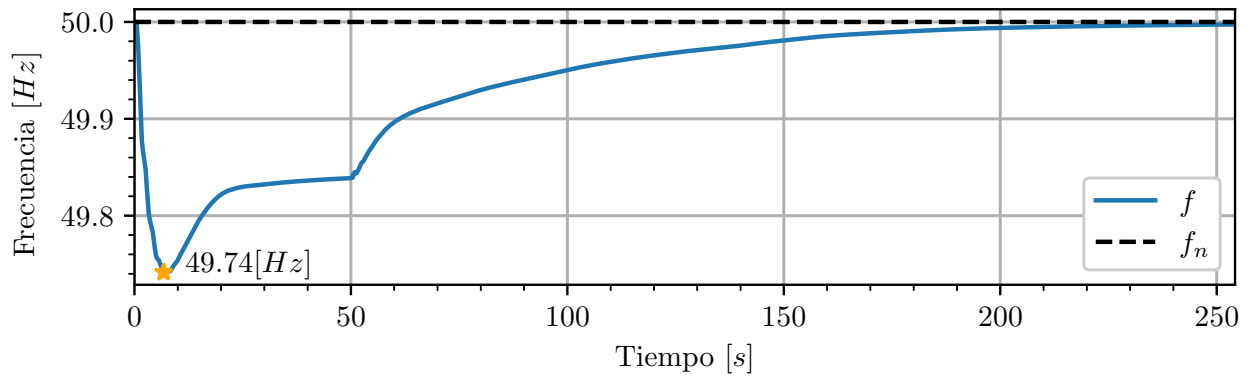


Figura 4.27: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 2

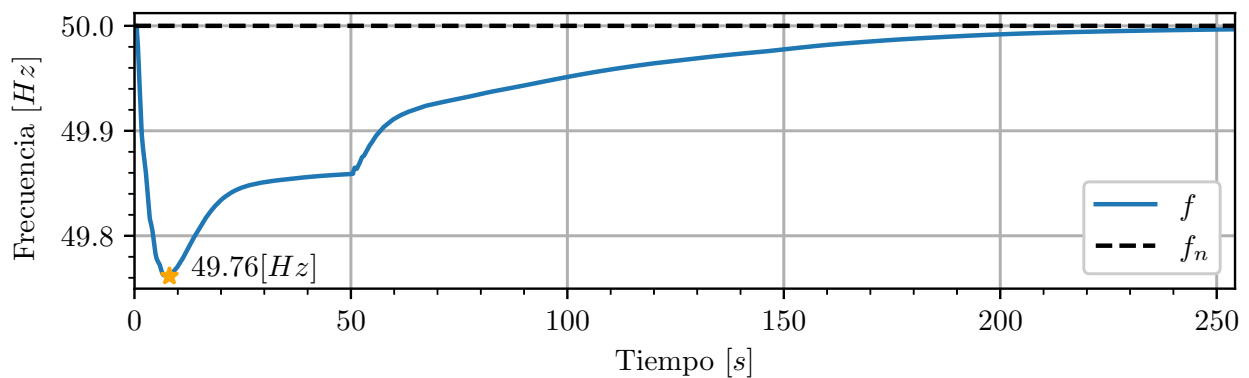


Figura 4.28: Frecuencia resultante al incluir as ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta para contingencia 3

La Tabla 4.33 presenta el error neto de la demanda y las pérdidas en el estado post-contingencia del sistema. Además, los resultados muestran que la mayor componente de sobrestimación es causada por las pérdidas.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	374.81	359.09	15.72
	Demanda [MW]	10168.37	10167.73	0.64
2	Pérdidas [MW]	382.41	365.88	16.53
	Demanda [MW]	10168.37	10161.09	7.28
3	Pérdidas [MW]	377.15	360.14	17.00
	Demanda [MW]	10168.37	10160.66	7.72

Tabla 4.33: Resultado de pérdidas y demanda final al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta

La Tabla 4.34 muestra la diferencia alcanzada en la potencia de las unidades participantes del CSF. Al igual que en el escenario valle, la unidad *HE Ralco U2* presenta una potencia mayor a la esperada, mientras que las unidades restantes presentan un valor menor a su potencia de formulación.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	151.44	8.56
	HE RALCO U2	326.56	328.85	-2.29
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE Malleco Norte	135.15	126.78	8.37
	PE Malleco Sur	137.85	129.91	7.94
	Total	779.56	756.34	23.22
2	HE ANTUCO U1	160.00	149.80	10.20
	HE RALCO U2	268.56	269.53	-0.97
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE Malleco Norte	135.15	124.27	10.88
	PE Malleco Sur	137.85	127.53	10.32
	Total	721.56	690.49	31.07
3	HE ANTUCO U1	160.00	148.40	11.60
	BESS Cochrane	20.00	19.36	0.64
	PE Malleco Norte	135.15	122.05	13.10
	PE Malleco Sur	116.84	106.89	9.95
	Total	431.99	396.70	35.29

Tabla 4.34: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes al incluir las ERV al AGC (17 unidades) para escenario punta

El estado en la cargabilidad de las líneas es presentado en la Tabla 4.35. La línea *Charrúa - Concepción 220 kV* es la única que presenta variaciones relevantes en su cargabilidad en la contingencia 2, donde existe un aumento del 17.69[%].

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.37	86.33
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.74
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.17	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.81	74.75
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.32	69.08
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 1	69.36	68.92	69.06
2	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.42	86.37
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.78	77.75
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.15
	Charrúa - Concepción 220 kV	53.85	70.90	71.55
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 2	69.36	69.33	69.08
	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV 1	69.36	69.33	69.08
3	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.44	86.39
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.72	77.72
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.16	77.16
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.74
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	69.16	69.08
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	69.56	68.86

Tabla 4.35: Cargabilidad de las líneas al incluir las ERV al AGC (17 unidades) en escenario punta

4.4.3. Análisis del vertimiento

En esta sección se analiza el comportamiento del sistema ante diferentes niveles de vertimiento en las unidades ERV. Para esto se agrega a la formulación la restricción (4.1), la cual limita que el incremento de potencia no sea mayor a un $K[\%]$ de la potencia nominal.

$$\Delta p_g^+ \leq \frac{K}{100[\%]} \cdot P_g^{nom} \quad (4.1)$$

Se analizarán dos casos diferentes, el primero considera un $K = 50[\%]$, mientras que el segundo caso considera un valor $K = 20[\%]$.

▪ Aumento máximo del 50[\%]:

En la Tabla 4.36 se muestran los resultados obtenidos en el escenario valle.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE RALCO U2	93.57	119.73	117.96
PE Malleco Sur	67.58	67.58	67.58
PE Malleco Norte	68.93	68.93	68.93
$P_{AGC}[MW]$	293.78	319.94	318.17
$p_l[MW]$	229.35	271.09	269.45

Tabla 4.36: Resumen de resultados de formulación en el análisis de vertimiento para escenario valle

En este escenario existe la participación de 2 unidades ERV, pero no hay participación de la unidad BESS, a diferencia de la Sección 4.4.1. Además, las unidades ERV participantes aportan el máximo de potencia entregable por cada unidad.

Por otra parte, existe un aumento de pérdidas con respecto a los resultados obtenidos considerando un vertimiento mayor. El aumento de las pérdidas para la contingencia 1 es de $4.06[MW]$, en la contingencia 2 es de $45.80[MW]$, mientras que en la contingencia 3 es de $44.17[MW]$.

El error neto para las variables de pérdidas y demanda es mostrado en la Tabla 4.37. Al igual que en el caso donde se considera un vertimiento mayor, existe una sobrestimación de la demanda y las pérdidas para todos las contingencias, excepto para la estimación de la demanda en la contingencia 1.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas [MW]	229.35	228.10	1.25
	Demanda [MW]	7405.39	7408.61	-3.22
2	Pérdidas [MW]	271.09	259.07	12.02
	Demanda [MW]	7405.39	7394.86	10.52
3	Pérdidas [MW]	269.45	258.16	11.30
	Demanda [MW]	7405.39	7393.66	11.72

Tabla 4.37: Resultado de pérdidas y demanda final en el análisis de vertimiento en escenario valle

Asimismo, es presentado en la Tabla 4.38 el error neto de potencia de las unidades participantes del CSF.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160	156.62	3.38
	HE RALCO U2	215.22	223.43	-8.21
	PE Malleco Sur	72.11	70.23	1.87
	PE Malleco Norte	71.49	69.67	1.82
	Total	518.82	519.95	-1.14
2	HE ANTUCO U1	160.00	151.62	8.38
	HE RALCO U2	241.38	241.14	0.24
	PE Malleco Sur	72.11	64.81	7.30
	PE Malleco Norte	71.49	64.14	7.35
	Total	544.98	521.71	23.27
3	HE ANTUCO U1	160.00	151.51	8.49
	HE RALCO U2	239.61	239.15	0.45
	PE Malleco Sur	72.11	64.71	7.40
	PE Malleco Norte	71.49	64.04	7.46
	Total	543.21	519.41	23.80

Tabla 4.38: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes del CSF en el análisis de vertimiento escenario valle

A continuación, en la Tabla 4.39 se presentan los resultados obtenidos en el escenario punta.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	79.50	79.50	79.50
HE RALCO U2	81.25	23.28	0.00
PE SARCO (U1-U50)	85.00	85.00	85.00
PE Malleco Sur	67.58	67.58	67.58
PE Malleco Norte	68.93	68.93	52.41
$P_{AGC}[MW]$	382.25	324.28	284.49
$p_l[MW]$	370.80	378.43	372.94

Tabla 4.39: Resumen de resultados de formulación en el análisis de vertimiento para escenario punta

Como se puede observar, los resultados muestran que existen 3 unidades ERV que participan en el aporte de potencia por parte del AGC. De estas 3 unidades, dos aportan el máximo de potencia entregable para todas las contingencias.

En lo que respecta a las pérdidas finales esperadas del sistema, estas aumentan con respecto a lo obtenido en la Sección 4.4.1. Donde para la contingencia 1 el aumento es de $20.55[MW]$, para la contingencia 2 es de $28.17[MW]$, mientras que para la contingencia 3 es de $22.69[MW]$.

La Tabla 4.40 muestra la diferencia entre la simulación y la formulación de las pérdidas y la demanda en el estado post-contingencia. Al igual que en el escenario valle, únicamente para la contingencia 1 existe una subestimación en la demanda, mientras que las demás variables son sobrestimadas para todas las contingencias.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error
1	Pérdidas $[MW]$	370.80	356.27	14.53
	Demanda $[MW]$	10168.37	10169.40	-1.03
2	Pérdidas $[MW]$	378.43	363.05	15.38
	Demanda $[MW]$	10168.37	10163.07	5.30
3	Pérdidas $[MW]$	372.94	357.17	15.77
	Demanda $[MW]$	10168.37	10162.77	5.60

Tabla 4.40: Resultado de pérdidas y demanda final en el análisis de vertimiento en escenario punta

Por otra parte, en la Tabla 4.41 se informan los errores netos obtenidos para las unidades participantes del CSF.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE ANTUCO U1	160.00	152.07	7.93
	HE RALCO U2	331.25	334.43	-3.18
	PE SARCO (U1-U50)	113.00	107.15	5.85
	PE Malleco Sur	94.78	89.96	4.82
	PE Malleco Norte	104.52	99.63	4.90
	Total	803.55	783.24	20.32
2	HE ANTUCO U1	160.00	150.81	9.19
	HE RALCO U2	273.28	274.15	-0.87
	PE SARCO (U1-U50)	113.00	105.62	7.38
	PE Malleco Sur	94.78	88.74	6.04
	PE Malleco Norte	104.52	98.38	6.14
	Total	745.58	717.7	27.88
3	HE ANTUCO U1	160.00	149.71	10.29
	PE SARCO (U1-U50)	113.00	104.24	8.76
	PE Malleco Sur	94.78	87.64	7.13
	PE Malleco Norte	88.01	82.40	5.62
	Total	455.79	423.99	31.80

Tabla 4.41: Resultados de potencia en $[MW]$ de unidades participantes del CSF en el análisis de vertimiento en escenario punta

- **Aumento máximo del 20[%]:**

Los resultados obtenidos para este caso no incorporan a las unidades ERV en la participación del CSF. Además, los resultados obtenidos de las unidades participantes y el detalle de potencia son los mismos obtenidos para el caso AGC tradicional. Siendo la única diferencia que en este caso las unidades ERV participan del control primario de frecuencia. En la Tabla 4.42 se presentan los aportes de potencia del control primario de frecuencia de cada unidad ERV (Δp_{cpf}) para el escenario valle, mientras que en la Tabla 4.43 se presentan los aportes en escenario punta.

Contingencia	Unidad	$P^{pre}[MW]$	$P^{cpf}[MW]$	$\Delta p_{cpf}[MW]$
1	PE Malleco Norte	2.57	9.56	6.99
	PE Malleco Sur	4.53	11.3	6.77
2	PE Malleco Norte	2.57	9.58	7.01
	PE Malleco Sur	4.53	11.32	6.79
3	PE Malleco Norte	2.57	9.51	6.94
	PE Malleco Sur	4.53	11.26	6.73

Tabla 4.42: Potencia aportada en el CPF de las unidades ERV para escenario valle

Contingencia	Unidad	$P_{pre}[MW]$	$P_{cpf}[MW]$	$\Delta p_{cpf}[MW]$
1	PE SARCO (U1-U50)	28.00	35.38	7.38
	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	67.90	71.77	3.87
	PE Malleco Sur	27.20	32.90	5.70
	PE Malleco Norte	35.60	41.43	5.83
2	PE SARCO (U1-U50)	28.00	34.43	6.43
	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	67.90	71.29	3.39
	PE Malleco Sur	27.20	32.14	4.94
	PE Malleco Norte	35.60	40.66	5.06
3	PE SARCO (U1-U50)	28.00	33.58	5.57
	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	67.90	70.87	2.97
	PE Malleco Sur	27.20	31.47	4.27
	PE Malleco Norte	35.60	39.96	4.36

Tabla 4.43: Potencia aportada en el CPF de las unidades ERV para escenario punta

4.5. Limitaciones en el sistema de transmisión

En los análisis presentados anteriormente no existe ninguna línea que supere su límite térmico. Para analizar la respuesta del modelo ante congestiones en el sistema de transmisión, se realizan simulaciones disminuyendo la corriente nominal de las líneas, por ende, aumentando su cargabilidad en el estado pre-contingencia.

La Figura 4.29 presenta un diagrama reducido del SEN, en donde se observan las barras y líneas de mayor relevancia del sistema. Por lo mismo, el caso a estudiar para esta sección corresponden al tramo *Charrúa - Mulchen 220 kV*.

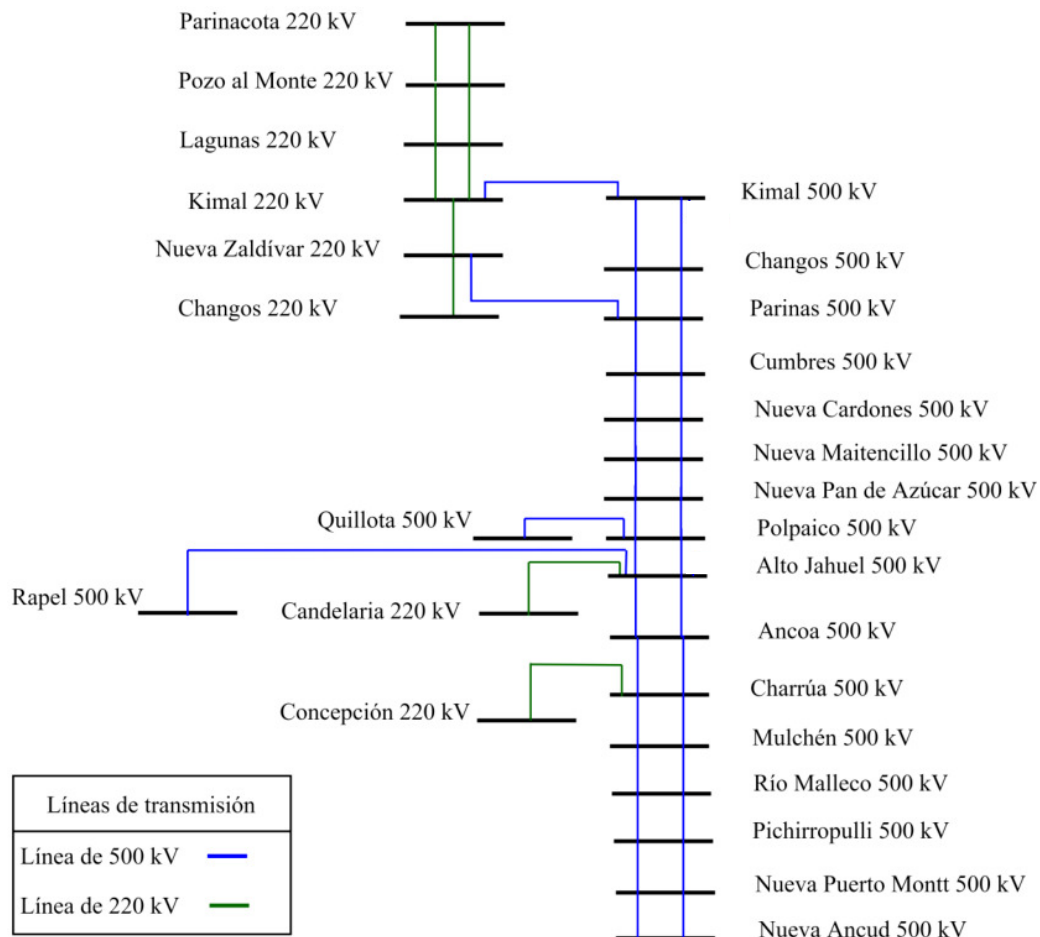


Figura 4.29: Sistema reducido del SEN. [29]

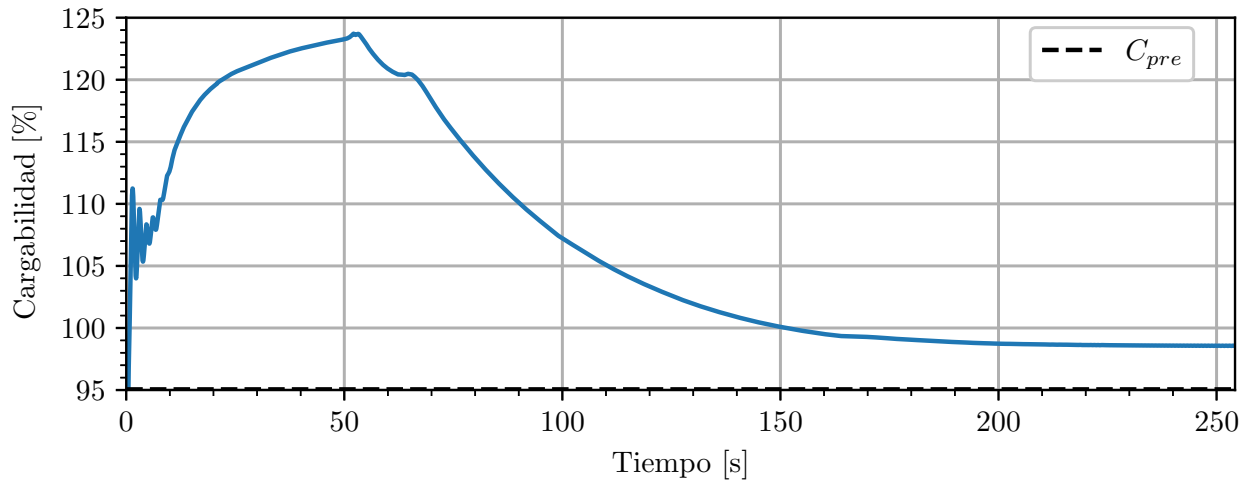
En este análisis se modifica el valor de corriente nominal para la línea *Charrúa - Mulchen 220 kV*, pasando de su valor nominal igual a $1.524[kA]$ a un valor de $0.184[kA]$. De esta forma, su cargabilidad en estado pre-contingencia es de $95[\%]$ en el escenario valle. Esta línea es escogida ya que es cercana a las unidades eólicas incorporadas al AGC. La Tabla 4.44 muestra el detalle de potencia de las unidades participantes en el CSF al resolver el modelo.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE ANTUCO U1	63.71	63.71	63.71
HE PANGUE U1	45.00	45.00	45.00
HE RALCO U2	146.25	173.53	170.98
BESS Cochrane	20.00	20.00	20.00
PE Malleco Sur	17.35	14.92	14.96
$P_{AGC}[MW]$	292.31	317.16	314.65

Tabla 4.44: Aportes de potencia en $[MW]$ de cada unidad en el análisis de congestión

En este caso, la formulación activa el aporte de potencia solamente de 1 unidad ERV, a comparación con los resultados obtenidos en la Sección 4.4.1, donde las 2 unidades eólicas aportaban potencia.

La Figura 4.30 muestra el comportamiento de la cargabilidad del tramo *Charrúa - Mulchen 220 kV* para la contingencia 1.


 Figura 4.30: Cargabilidad de la línea *Charrúa - Mulchen 220 kV*

Para la contingencia realizada, la cargabilidad en el estado final es de 98.56[%]. Por otra parte, la cargabilidad máxima se presenta al finalizar el control primario de frecuencia, alcanzando un valor de 123.71[%]. En la Tabla 4.45 se muestra el error de potencia por parte de las unidades participantes del CSF.

Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
HE ANTUCO U1	160	149.79	10.21
HE PANGUE U1	157.93	154.6	3.33
HE RALCO U2	295.18	288.93	6.24
BESS Cochrane	20	19.89	0.11
PE Malleco Sur	19.45	17.01	2.44
Total	652.56	630.22	22.33

Tabla 4.45: Resultados de potencia en [MW] de unidades participantes en el análisis de congestión

Con respecto a las demás líneas del sistema, estas se encuentran en rangos tolerables de cargabilidad.

4.6. Contingencias de demanda incluyendo las ERV al AGC

▪ Escenario valle:

La Tabla 4.46 muestra los resultados del problema de optimización para las contingencias de demanda, en donde se observa que el AGC debe disminuir la potencia inyectada en el sistema. Por otra parte, la formulación determina que hay una reducción de las pérdidas estimadas en el estado post-contingencia para cada contingencia analizada.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
HE PANGUE U1	-35.92	-34.18	-24.56
HE RALCO U2	-31.65	-31.65	-31.65
$P_{AGC}[MW]$	-67.57	-65.83	-56.21
$p_l[MW]$	218.24	218.94	221.10

Tabla 4.46: Resumen de resultados para contingencias de demanda en escenario valle

En la Figura 4.31, Figura 4.32 y Figura 4.33 se observa el comportamiento de la frecuencia para las

contingencias de demanda 1, 2 y 3, respectivamente. En todos los casos se observa que la desviación máxima de frecuencia con respecto a la nominal es menor a la desviación en casos de contingencia de generación. Además, se observa que el AGC logra llevar a la frecuencia a su valor nominal en todos los casos. El tiempo de parada para las contingencias 1 y 2 es de 195[s], mientras que para la contingencia 3 el tiempo de parada es de 135[s]. Nótese que para esta última contingencia el error en la frecuencia aún no se anula. Sin embargo, la simulación se detiene debido al criterio de parada.

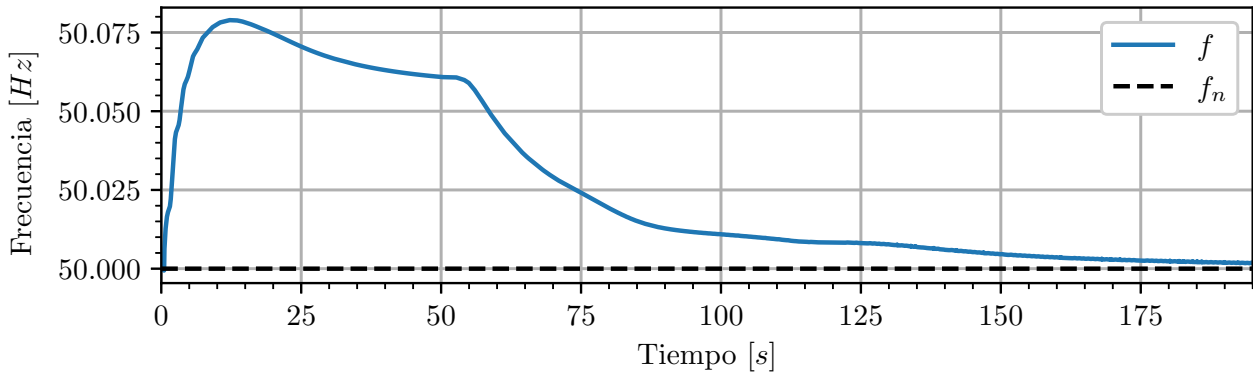


Figura 4.31: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 1

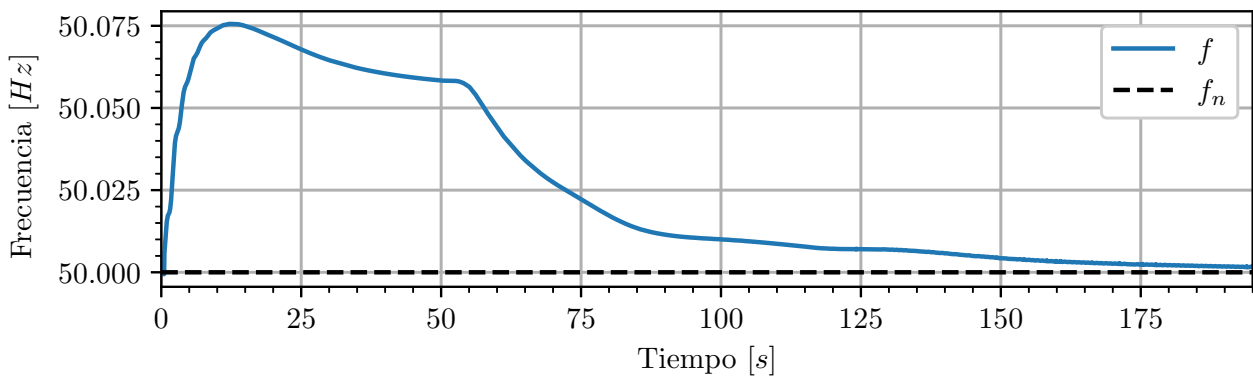


Figura 4.32: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 2

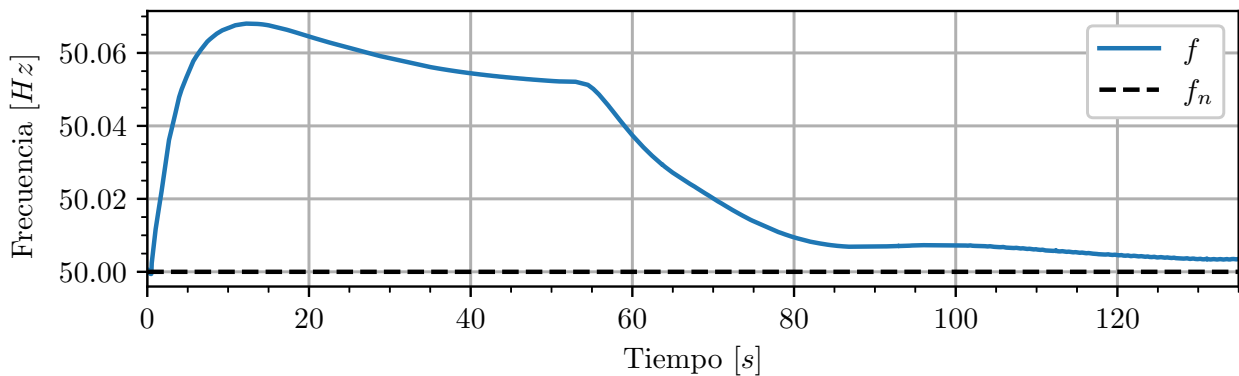


Figura 4.33: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario valle contingencia 3

La Tabla 4.47 muestra que al finalizar la simulación dinámica existe una subestimación de la demanda

y de las pérdidas, esto para todas las contingencias. A su vez, el error es influenciado mayormente por la estimación de la demanda en el estado post-contingencia.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error	Total
1	Pérdidas [MW]	218.24	219.07	-0.83	-4.99
	Demanda [MW]	7344.87	7349.03	-4.16	
2	Pérdidas [MW]	218.94	219.80	-0.87	-6.42
	Demanda [MW]	7345.91	7351.47	-5.56	
3	Pérdidas [MW]	221.10	221.90	-0.81	-4.75
	Demanda [MW]	7353.37	7357.31	-3.95	

Tabla 4.47: Resultado de pérdidas y demanda final para contingencias de demanda en escenario valle

Esto provoca que la magnitud de potencia que deben reducir las unidades del AGC sea menor con respecto a lo esperado. En la Tabla 4.48 se cuantifica el error de potencia de cada unidad generadora participante del CSF. Al igual que en todos los casos anteriormente analizados, el error de potencia de las unidades del CSF tiene influencia por la subestimación de las pérdidas y la demanda.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	HE PANGUE U1	77.01	79.12	-2.11
	HE RALCO U2	90.00	93.18	-3.18
	Total	167.01	172.30	-5.29
2	HE PANGUE U1	78.75	81.41	-2.67
	HE RALCO U2	90.00	93.86	-3.86
	Total	168.75	175.27	-6.53
3	HE PANGUE U1	88.37	90.50	-2.14
	HE RALCO U2	90.00	95.95	-5.95
	Total	178.37	186.45	-8.09

Tabla 4.48: Resultados de potencia en [MW] para contingencias de demanda en escenario valle

La Tabla 4.49 presenta la 6 líneas que presentan mayor cargabilidad en el estado post-contingencia. La línea que presenta mayor cargabilidad en todas las etapas es *Nehuenco II - San Luis 220kV L1*. Por otro lado, no existen variaciones significativas en las cargabilidades de las líneas mostradas

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}[\%]$	$Load_{cpf}[\%]$	$Load_{csf}[\%]$
1	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.22	84.23
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.21	74.22
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.23	66.15
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.56	63.59
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	61.79	62.22
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	61.79	62.22
2	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.22	84.21
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.20	74.20
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.23	66.17
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.56	63.57
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	61.83	62.25
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	61.83	62.25
3	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	84.25	84.23	84.21
	220 kV El Cobre-Gaby	74.24	74.23	74.23
	Lagunillas - Bocamina II	66.23	66.24	66.15
	Nehuenco II - San Luis 220kV L2	63.59	63.56	63.57
	Quillota - Nogales 220 kV C1	62.77	61.91	62.24
	Quillota - Nogales 220 kV C2	62.77	61.91	62.24

Tabla 4.49: Cargabilidad de las líneas para contingencias de demanda en escenario valle

▪ Escenario punta:

La Tabla 4.50 muestra los resultados de la formulación, en donde se observa que el AGC es capaz de solventar las contingencias planteadas. Por otra parte, la unidad participante del CSF corresponde únicamente a la unidad eólica *PE Punta Sierra*, requiriendo que esta unidad disminuye su potencia en cada contingencia.

Unidad	N° Contingencia		
	1	2	3
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	-62.93	-62.91	-55.41
$P_{AGC}[MW]$	-62.93	-62.91	-55.41
$p_l[MW]$	343.18	344.93	345.45

Tabla 4.50: Resumen de resultados para contingencia de demanda en escenario punta

En la Figura 4.34, Figura 4.35y Figura 4.36 se observa que el AGC es capaz de retornar la frecuencia a su valor nominal. Por otra parte, los tiempos de recuperación de las tres contingencias simuladas corresponde a 365[s].

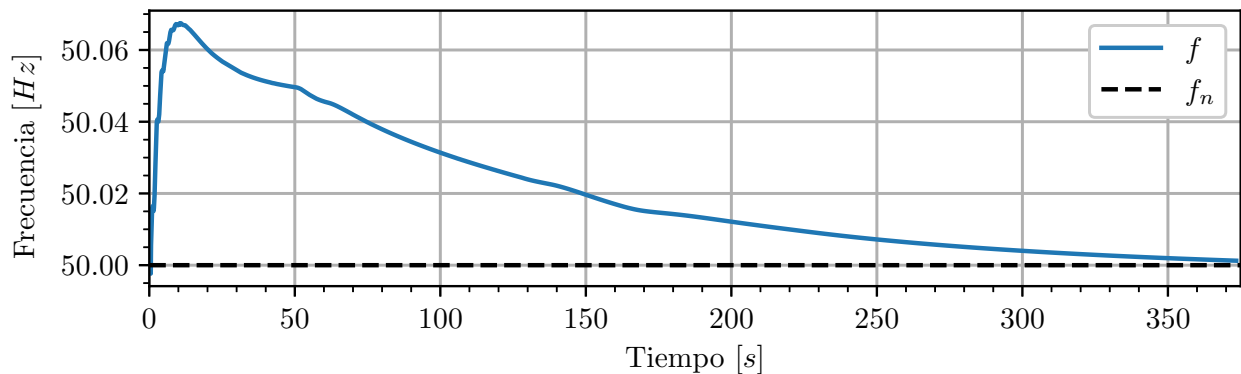


Figura 4.34: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 1

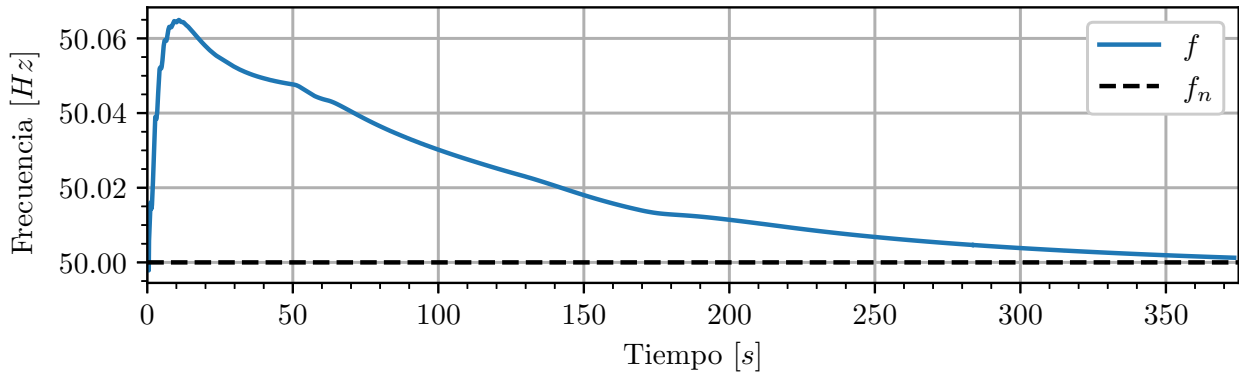


Figura 4.35: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 2

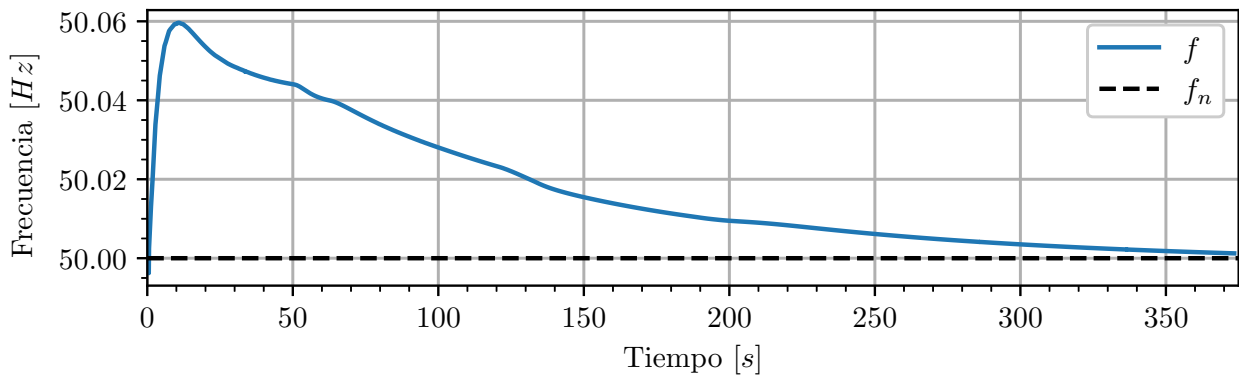


Figura 4.36: Frecuencia para contingencia de demanda en escenario punta contingencia 3

A continuación, se muestra la Tabla 4.51, en donde se observa que para todas las contingencias realizadas existe una subestimación de las pérdidas y la demanda en el sistema. Esto provoca que las unidades que participan del CSF deban decrementar en menor magnitud su potencia con respecto a lo esperado por la formulación.

N° Contingencia	Variable	Gurobi	Digsilent	Error	Total
1	Pérdidas [MW]	343.18	344.93	-1.75	-4.53
	Demanda [MW]	10098.37	10101.15	-2.78	
2	Pérdidas [MW]	344.93	346.54	-1.61	-4.90
	Demanda [MW]	10100.14	10103.43	-3.28	
3	Pérdidas [MW]	345.45	346.73	-1.28	-3.49
	Demanda [MW]	10108.16	10110.37	-2.21	

Tabla 4.51: Resultado de pérdidas y demanda final para contingencias de demanda en escenario punta

En la Tabla 4.52, se cuantifica el error de potencia de las unidades participantes del CSF. Análogo a los casos anteriores, el error neto de la unidad generadora está influenciado por la subestimación de pérdidas y de demanda.

N° Contingencia	Unidad	Gurobi	Digsilent	Error
1	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	4.94	9.84	-4.9
	Total	4.94	9.84	-4.9
2	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	4.96	9.43	-4.47
	Total	4.96	9.43	-4.47
3	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	12.46	16.00	-3.53
	Total	12.46	16.00	-3.53

Tabla 4.52: Resultados de potencia en [MW] para contingencias de demanda en escenario valle

Por último, la Tabla 4.53 muestra el estado de las líneas y sus cargabilidades obtenidas para las diferentes etapas de control. Las únicas variaciones significativas están presentes en la línea 220 kV Atacama - EST 202 C2 y línea 220 kV EST 202- O'Higgins C2, en donde en la contingencia 1 estas tienen una variación de 2.94[%] y 2.96[%], mientras que en la contingencia 2 la variación es de 2.74[%] y 2.76[%], respectivamente.

N° Contingencia	Nombre	$Load_{pre}$ [%]	$Load_{cpf}$ [%]	$Load_{csf}$ [%]
1	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.36	86.37
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.73	77.69
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.14	77.14
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.76
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	70.64	70.98
	220 kV Est 202-O'Higgins C2	66.86	69.47	69.82
2	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.36	86.37
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.73	77.69
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.14	77.14
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.76
	220 kV Atacama-Est 202 C2	68.04	70.48	70.79
	220 kV Est 202-O'Higgins C2	66.86	69.32	69.62
3	Línea 220 kV Tap Aurora - PE Aurora	86.37	86.36	86.37
	Nehuenco II - San Luis 220kV L1	77.73	77.73	77.69
	220 kV El Cobre-Gaby	77.15	77.14	77.15
	Lagunillas - Bocamina II	74.76	74.76	74.76
	220 kV Atacama-Esmeralda	68.96	68.92	68.96
	220 kV Tarapacá-Cóndores	68.48	68.47	68.47

Tabla 4.53: Cargabilidad de las líneas para contingencias de demanda en escenario punta

4.7. Análisis económico

En esta sección se analizará el aspecto económico de los respectivos análisis técnicos realizados en las secciones anteriores.

4.7.1. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en cada escenario

Los resultados obtenidos muestran que las unidades participantes del CSF para todos los casos corresponden a unidades hidroeléctricas y unidades ERV. Además, como se demostró en los análisis técnicos, no existe activación de energía no suministrada para ninguno de los casos de estudio, por lo que el costo asociado a esta componente es igual a 0. Dicho esto, el costo total de operación resulta únicamente compuesto por los costos fijos por la participación en el CSF.

La Tabla 4.54 muestra el costo asociado para los casos planteados de contingencias de generación. Los costos informados son calculados en base a las potencias y pérdidas al finalizar la simulación dinámica

en DIgSILENT, ya que se asume que la simulación modela el comportamiento real de operación del SEN.

Caso	Componente de costo [\$/h]				
	C_{oper}	C_{AGC}	C_{perd}	C_{ENS}	Total
AGC tradicional	0	2795	182820	0	185615
AGC incluyendo ERV	0	3555	180820	0	184375

Tabla 4.54: Comparación de costos totales considerando todas las unidades operativas

El costo fijo es un 27% mayor al considerar las unidades ERV en el AGC con respecto al caso de AGC tradicional. Sin embargo, la inclusión de las unidades ERV permite disminuir el total de pérdidas para las contingencias estudiadas, el cual es de 1808.2[MW] mientras que para el caso de AGC tradicional es de 1828.2[MW]. Esta disminución de pérdidas tiene un impacto en los costos totales de la formulación.

El estado de las unidades participantes se muestra en la Tabla 4.55, donde se denota con “1” las unidades activadas para participar en el CSF, con “0” las unidades que no participan del CSF y con “-” las unidades que no están activas para el respectivo escenario de operación. Ya que solo existen incrementos de potencia para las contingencias analizadas, se omite la columna con las variables “ v^- ”. Para el caso de AGC tradicional hay una participación de 6 unidades hidroeléctricas, mientras que para el caso AGC ERV participan 4 unidades hidroeléctricas, 3 unidades eólicas y 1 unidad BESS.

Unidad	AGC tradicional		AGC con ERV	
	Valle v^+	Punta v^+	Valle v^+	Punta v^+
HE ANTUCO U1	1	1	1	1
HE CANUTILLAR U1	0	0	0	0
HE CANUTILLAR U2	0	0	0	0
HE CIPRESES U1	0	-	0	-
HE CIPRESES U3	-	1	-	1
HE EL TORO U4	-	1	-	1
HE PANGUE U1	1	-	1	-
HE PANGUE U2	-	0	-	0
HE PEHUENCHE U1	-	0	-	0
HE PEHUENCHE U2	-	0	-	0
HE RALCO U1	-	1	-	0
HE RALCO U2	1	0	0	0
BESS Cochrane			1	1
PE Malleco Norte			1	0
PE Malleco Sur			1	1
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)			-	0
PE SARCO (U1-U50)			-	1
Total		6		8

Tabla 4.55: Estado de las unidades participantes del CSF por escenarios ante contingencia de generación

En la presente tabla se omiten las unidades térmicas del AGC, puesto que ninguna es requerida por formulación para los escenarios de operación y contingencias analizadas.

4.7.2. Unidades candidatas al AGC considerando unidades operativas en ambos escenarios

Para este análisis existen aportes de potencia de unidades térmicas, particularmente en el caso de AGC tradicional en escenario punta. La Tabla 4.56 presenta el detalle de costos para ambos casos de estudio.

Caso	Componente de costo [\$/h]				
	C_{oper}	C_{AGC}	C_{perd}	C_{ENS}	Total
AGC tradicional	54738	2865	182340	0	239943
AGC incluyendo ERV	0	2120	182380	0	184500

Tabla 4.56: Comparación de costos totales considerando unidades operativas en ambos escenarios

Los resultados muestran que el costo de operación de las unidades térmicas es un 22.81[%] del costo total para el caso de AGC tradicional. Por otra parte, al incluir las unidades ERV al AGC solo existe participación de unidades hidroeléctricas, ERV y BESS. Esto tiene como consecuencia una disminución considerable de los costos totales, dando como resultado una operación más económica al incluir las unidades ERV y BESS al AGC. En lo respectivo a las pérdidas totales en todas las contingencias no se observa una diferencia considerable.

En la Tabla 4.57 se muestran el estado de las unidades participantes para este análisis, en el caso de AGC tradicional. Al igual que en el análisis anterior, se omiten las variables que denotan los decrementos de potencia.

Unidad	AGC tradicional		AGC con ERV	
	Valle	Punta	Valle	Punta
	v^+	v^+	v^+	v^+
TER ATACAMA CC1-TG1	0	0	0	0
TER COCHRANE U1	0	1	0	0
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	0	1	0	0
TER ANGAMOS U1	0	1	0	0
TER CAMPICHE U1	0	0	0	0
TER NUEVA VENTANAS U1	0	1	0	0
TER CANDELARIA U1	0	0	0	0
TER CANDELARIA U2	0	0	0	0
TER QUINTERO U1	0	0	0	0
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	0	0	0	0
HE ANTUCO U1	1	1	1	1
HE RALCO U2	1	1	1	1
HE CANUTILLAR U1	1	1	0	0
HE CANUTILLAR U2	1	1	0	0
BESS Cochrane			1	1
PE Malleco Norte			1	1
PE Malleco Sur			1	1
Total		8		5

Tabla 4.57: Estado de las unidades participantes del CSF considerando unidades operativas en ambos escenarios en contingencias de generación

Con los resultados presentados, es posible concluir que la inclusión de unidades ERV permite una operación de menor costo con respecto a los casos de AGC tradicional. Además, permite abastecer al sistema en estado post-contingencia sin la participación de las unidades térmicas en el CSF.

Por otra parte, cuando solo se incluyen las unidades que operan en ambos escenarios de operación en el AGC para el caso de AGC con ERV, se obtiene un menor costo con respecto a cualquier caso de AGC tradicional y se reduce la cantidad de unidades participantes del CSF.

4.7.3. Vertimiento de las unidades ERV

La Tabla 4.58 presenta el detalle de costos asociados en el análisis del vertimiento.

Caso	Componente de costo [\$/h]				
	C_{oper}	C_{AGC}	C_{perd}	C_{ENS}	Total
Vertimiento del 50[%]	0	1920	182180	0	184100

Tabla 4.58: Costos asociados en el análisis de vertimiento

El costo total de este análisis planteado resulta el más económico de todos para las contingencias de generación analizadas, tanto para AGC tradicional como para AGC incluyendo ERV.

En la Tabla 4.59 se presentan los estados de las unidades que deben participar considerando un máximo incremento de 50[%] de la potencia nominal para las unidades ERV.

Unidad	Vert 50[%]	
	Valle	Punta
	v^+	v^+
HE ANTUCO U1	1	1
HE CANUTILLAR U1	0	0
HE CANUTILLAR U2	0	0
HE CIPRESES U1	0	-
HE CIPRESES U3	-	0
HE EL TORO U4	-	0
HE PANGUE U1	0	-
HE PANGUE U2	-	0
HE PEHUENCHE U1	-	0
HE PEHUENCHE U2	-	0
HE RALCO U1	-	0
HE RALCO U2	1	1
BESS Cochrane	0	0
PE Malleco Norte	1	1
PE Malleco Sur	1	1
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	-	0
PE SARCO (U1-U50)	-	1
Total		5

Tabla 4.59: Estado de las unidades ante un vertimiento del 50[%]

4.7.4. Comparación de los casos

En la Tabla 4.60 se presenta una comparación de los costos y las unidades operativas para cada caso de contingencias de generación analizado. Como se mencionó anteriormente, la solución más económica para estas contingencias se presenta al incluir las unidades ERV considerando un vertimiento máximo de la 50[%] potencia nominal.

Por otra parte, el análisis que presenta una menor cantidad de pérdidas asociadas al estado post-contingencia es el caso en donde se incluyen las unidades ERV y se consideran todas las unidades operativas para cada escenario en el AGC.

Caso	Total v_g^+	Componente de costo [\$]				Total
		C_{oper}	C_{AGC}	C_{perd}	C_{ENS}	
AGC tradicional	6	0	2795	182820	0	185615
AGC con ERV	8	0	3555	180820	0	184375
AGC tradicional (14 unid.)	8	54738	2865	182340	0	239943
AGC con ERV (17 unid.)	5	0	2120	182380	0	184500
AGC con ERV con 50[%] vertimiento	5	0	1920	182180	0	184100

Tabla 4.60: Resumen de análisis para contingencias de generación

4.7.5. Contingencias de demanda

La Tabla 4.61 muestra el costo asociado para las contingencias de demanda. Al igual que para las contingencias de generación, estos costos son calculados en base a lo obtenido en el estado final de las simulaciones dinámicas.

Caso	Componente de costo [\$/h]				
	C_{oper}	C_{AGC}	C_{perd}	C_{ENS}	Total
AGC ERV	0	1205	169900	0	171105

Tabla 4.61: Costos asociados para contingencias de demanda

En la Tabla 4.62 se muestra el estado de las unidades para las contingencias analizadas. En estos estados no existen incrementos de potencia, sino que solo unidades que deben disminuir su potencia con respecto al estado pre-contingencia, por lo que se omite la variable " v^+ ". Los resultados muestran la activación de 2 unidades hidroeléctricas para el escenario valle y 1 unidad eólica para el escenario punta.

Unidad	AGC con ERV	
	v^-	v^-
	Valle	Punta
HE ANTUCO U1	0	0
HE CANUTILLAR U1	0	0
HE CANUTILLAR U2	0	0
HE CIPRESES U1	0	-
HE CIPRESES U3	-	0
HE EL TORO U4	-	0
HE PANGUE U1	1	-
HE PANGUE U2	-	0
HE PEHUENCHE U1	-	0
HE PEHUENCHE U2	-	0
HE RALCO U1	-	0
HE RALCO U2	1	0
BESS Cochrane	0	0
PE Malleco Norte	0	0
PE Malleco Sur	0	0
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	-	1
PE SARCO (U1-U50)	-	0
Total		3

Tabla 4.62: Estado de las unidades ante contingencia de demanda

4.8. Análisis del desempeño para cada formulación desarrollada

En la Tabla 4.63 se presentan los tiempos promedios de formulación (t_{form}), tiempo promedio de optimización (t_{opt}) y número de variables no binarias y restricciones de la formulación. El total de variables binarias depende del caso analizado, sin embargo esta cantidad es inferior a la cantidad de variables totales.

Los tiempos promedios tabulados comprenden las contingencias de generación y demanda realizadas, puesto que el origen de la perturbación no influye en los tiempos especificados en la tabla.

El modelo de optimización necesita los *shift-factors* para los escenarios de operación analizados. Estos valores se extraen mediante DIGSILENT a un formato Excel, tal como se detalla en el Anexo D.1. Por la magnitud del archivo generado, el tiempo de formulación se ve altamente influenciado por el tiempo en que DIGSILENT toma para extraer estos datos, en donde este último tiempo corresponde a 1638.98[s] (62.5% del tiempo de formulación).

Por otra parte, el número de unidades y restricciones del modelo no varía de gran manera para los distintos análisis realizados.

t_{form} [s]	t_{opt} [s]	N° variables no binarias	N° restricciones
485.09	346.48	294849	319112

Tabla 4.63: Tiempos promedios en la solución del modelo

La Tabla 4.64 presenta los tiempos de simulación dinámica para las contingencias de generación realizadas. Los resultados muestran que los tiempos de simulación varían según el escenario de operación del sistema, mientras que la inclusión de las unidades ERV al AGC no influye en los tiempos de simulación.

Los tiempos destacados (*) denotan que el tiempo de parada para esa contingencia es menor con respecto a las contingencias del mismo escenario de operación para ese caso de estudio.

Escenario	N° Contingencia	Tiempo [s]	
		AGC tradicional	AGC incluyendo ERV
Valle	1	16200.6	16369.5
	2	16288.9	15602.8
	3	16946.9	16329.7
Punta	1	23185.3	*17071.9
	2	25945.7	26874.3
	3	26221.3	25941.5

Tabla 4.64: Tiempos de simulación dinámica para contingencias de generación

De lo presentado se extrae que para los escenarios valle, 1 minuto de simulación corresponde en promedio a 1 hora con 7 minutos. Mientras que para el escenario punta, 1 minuto de simulación corresponde a aproximadamente 1 hora con 50 minutos.

La Tabla 4.65 presenta los tiempos de simulación dinámica para cada contingencia de demanda.

Escenario	N° Contingencia	Tiempo [s]
		AGC incluyendo ERV
Valle	1	9098.4
	2	9216.5
	3	*6539.1
Punta	1	18486.3
	2	18759.1
	3	17908.6

Tabla 4.65: Tiempos de simulación dinámica para contingencias de demanda

De los resultados se infiere que en el escenario valle, 1 minuto de simulación equivale aproximadamente a 47 minutos. Mientras que en el escenario punta, 1 minuto de simulación demora aproximadamente 50 minutos.

Capítulo 5

Resumen final y conclusiones

Considerando que la finalidad principal de un despacho económico es buscar minimizar costos operativos en un horizonte de operación determinado, es importante hacer énfasis en que la inclusión de elementos que añadan robustez y resiliencia al modelo permitirán operar al sistema de manera económica, segura y confiable. Es por esto que el principal objetivo de la memoria fue incluir unidades de energía renovable y sistemas de almacenamiento a un modelo de AGC que permita incorporar conceptos relacionados al despacho económico y límites técnicos de la red de transmisión y las unidades generadoras. Esto motivado con lo que ocurre actualmente en el Sistema Eléctrico Nacional, en donde el actual plan de descarbonización provocará una disminución de las reservas presentes para el control de frecuencia, así como la inercia sistémica.

Para cumplir con los objetivos de este estudio, se revisaron los esquemas generales presentes en la literatura de unidades ERV y sistemas de almacenamiento, para su posterior incorporación en el control de frecuencia. Además, se estudiaron las normas que enmarcan el control de frecuencia en el caso del sistema chileno. Ya estudiado el marco teórico, se presentó el problema de asignación de potencia óptima de las unidades participantes del AGC para contingencias de generación y para contingencias de demanda. El modelo es desarrollado mediante la interfaz Python-Gurobi.

Posteriormente, se describe el sistema, escenarios de operación y contingencias a realizar para las simulaciones dinámicas, en donde el sistema utilizado corresponde a la base de datos otorgado por el Coordinador Eléctrico Nacional para el software DIGSILENT. Por último, se presentaron las unidades que componen el AGC, las cuales son determinada por el Coordinador en el Informe de Servicios Complementarios. Estas unidades son verificadas en su comportamiento dinámico para su utilización en la formulación del modelo. Además, se definieron los criterios de selección para determinar las unidades de energía renovable variable que participan en el AGC.

Los resultados del problema de optimización permiten obtener los factores de participación asociados para cada contingencia. Estos factores de participación fueron utilizados como consignas del AGC, para ejecutar las simulaciones dinámicas de las contingencias estudiadas, con el fin de verificar el correcto funcionamiento del modelo. A partir de los resultados extraídos desde las simulaciones dinámicas, se comprobó que el AGC es capaz de retornar la frecuencia a su valor nominal en todos los escenarios de operación, para todas las contingencias de generación y demanda analizadas. Esto incluso ante condiciones extremas de operación, en donde se desconectaron incluso unidades que forman parte del AGC para todos los escenarios.

Por otro lado, fue posible concluir que la inclusión de unidades ERV y baterías de almacenamiento no conlleva un perjuicio en lo respectivo a las limitantes técnicas de transmisión y generación. Al contrario, permite obtener menores pérdidas en el estado post-contingencia. Por otra parte, se logró relacionar el error de potencia de las unidades que participan en el CSF con el error en la estimación de la demanda final y las pérdidas finales del sistema. Al considerar solo a las unidades convencionales que operan en ambos escenarios de operación estudiados, se requirió del aporte de potencia de centrales térmicas para el CSF. Mientras que al incluir las ERV, solo realizaron aportes de potencia las unidades hidroeléctricas, unidades ERV y la unidad BESS. En lo respectivo a lo económico, la inclusión de las

unidades ERV permite obtener un menor costo total con respecto a los casos de AGC tradicional.

De la misma manera, en el análisis del vertimiento de las unidades ERV se comprobó que estas unidades deben presentar una cantidad importante de vertimiento para participar del CSF. Además, al considerar un vertimiento del 50[%] de la potencia nominal, se obtuvo la operación económica para las contingencias de generación analizadas en donde participan del CSF 2 unidades hidroeléctricas y 3 unidades eólicas.

En el análisis realizado para las limitaciones del sistema de transmisión, el modelo fue capaz de reducir la sobrecarga producida por el control primario de frecuencia a la línea *Charrúa - Mulchen 220 kV*, llevando a esta por debajo de su límite térmico en el estado post-contingencia.

Desafíos futuros:

Como trabajos futuros se pueden sugerir algunos temas a incorporar al modelo planteado en este trabajo. Uno de ellos puede ser la incorporación a la formulación de la incertidumbre en la generación máxima disponible para las unidades ERV, la cual en la práctica depende de condiciones ambientales.

Por otra parte, pueden analizarse contingencias para escenarios de operación donde las centrales ERV posean una participación mayor en la generación total del SEN, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

Un aspecto que cobra relevancia en la actualidad del sistema chileno es la inclusión de más unidades de almacenamiento BESS en la participación del AGC. Sobre este tema, se pueden desarrollar modelos de AGC que recojan información sobre el SOC de las unidades BESS participantes del AGC, de manera de causar menor impacto sobre la degradación de este tipo de unidades.

Bibliografía

- [1] A. Ghasemi – Marzbali, “Multi-area multi-source automatic generation control in deregulated power system”, *Energy*, vol. 201, p. 117667, 2020
- [2] J. Wang, X. Pang, S. Gao, Y. Zhao, and S. Cui, “Assessment of automatic generation control performance of power generation units based on amplitude changes”, *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 108, pp. 19-30, 2019.
- [3] D. Bolbarán (2022). “Implementación del control automático de generación en sistemas de potencia considerando asignación óptima de generación y restricciones de transmisión” [Memoria de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María]
- [4] Ministerio de Energía, <Ministro de Energía anuncia que para el 2025 habremos retirado el 50% de las centrales a carbón>28 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-de-energia-anuncia-que-para-el-2025-habremos-retirado-el-50-de-las-centrales-carbon>
- [5] Ministerio de Energía, “Energía 2050: Política Energética de Chile 2017”. [En línea]. Available: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- [6] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento. (2021, Diciembre). “Análisis y propuesta de una ruta de referencia para alcanzar cero emisiones en el sector de generación de energía eléctrica en Chile”. [En línea]. <https://acera.cl/wp-content/uploads/2021/12/Resumen-Ejecutivo-Estudio-ACERA.pdf>
- [7] Ministerio de Energía, <Ministerio de Energía anuncia histórico cierre adelantado de centrales de carbón>08 Julio 2021 [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon>
- [8] Ley N° 20698. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 22 de Octubre de 2013. <https://bcn.cl/2mkew>
- [9] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (2023, Mayo). “Estadísticas de capacidad Instalada”. <https://acera.cl/estadisticas/#>
- [10] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (2023, Mayo). “Estadísticas generación de energía”. <https://acera.cl/estadisticas-generacion-de-energia/>
- [11] Kundur, P., Balu, N. J., & Lauby, M. G. (1994). “Power system stability and control” New York: McGraw-Hill, pp. 3-13.
- [12] P. Kundur et al., “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.
- [13] DIgSILENT. Power Factory. [Online]. Disponible: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional. “Sistema Eléctrico Nacional”. [Online]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
- [15] Python Software Foundation. Python Language Reference, version 3.8. [En línea]. Disponible

<http://www.python.org>

- [16] Gurobi Optimizer Version 9.1.2. Gurobi Optimization, LLC. [En línea]. Disponible <https://support.gurobi.com/hc/en-us>
- [17] I. A. Calle, “Operación y control de Sistemas Eléctricos de Potencia. Control de frecuencia y potencia ” , Noviembre 2015.
- [18] Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. Product ID: 3002014083 <https://www.epri.com/research/products/000000003002014083>
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de Servicios Complementarios Año 2024”. [Online]. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2024/informe-de-sscc-2024-version-definitiva/>
- [20] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Servicios Complementarios”. [En línea]. Disponible <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [21] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Seguridad y de Calidad Servicio”. art. 3-17 y 4-17. [En línea]. Disponible <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de Diseño, Requerimientos Técnicos e Implementación del AGC del SEN” [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/control-automatico-de-generacion-agc/>
- [23] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons, 1996.
- [24] V. H. Hinojosa and J. Sepúlveda, “Solving the stochastic generation and transmission capacity planning problem applied to large-scale power systems using generalized shift-factors” Energies, vol. 13, no. 3, p. 516, 2020.
- [25] H. Zhang, V. Vittal, G. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission planning ”, IEEE Trans. on Power Syst., vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, 2012.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional. “Modelación del SEN” [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/>
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional. “Informe de definición de escenarios para la base de Operación de DigSilent Julio 2022”. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/modelacion-sen/documentos/bd-operacion/>
- [28] Comisión Nacional de Energía. “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023”. [Online]. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/02/ITD-PNCP-Ene-2023.pdf>
- [29] C. Bahamonde (2022) “Planificación de la capacidad de generación y transmisión considerando restricciones operacionales y estabilidad de frecuencia” [Memoria de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María]

Apéndice A

Modelos de turbinas

En la presente sección se muestran los modelos de turbinas de las unidades participantes del CSF para los diferentes casos realizados.

A.1. Unidades convencionales

Para las unidades convencionales se agrega la consigna a su modelo de turbina, el cual es modelado en el slot *Pcu Frame* respectivo.

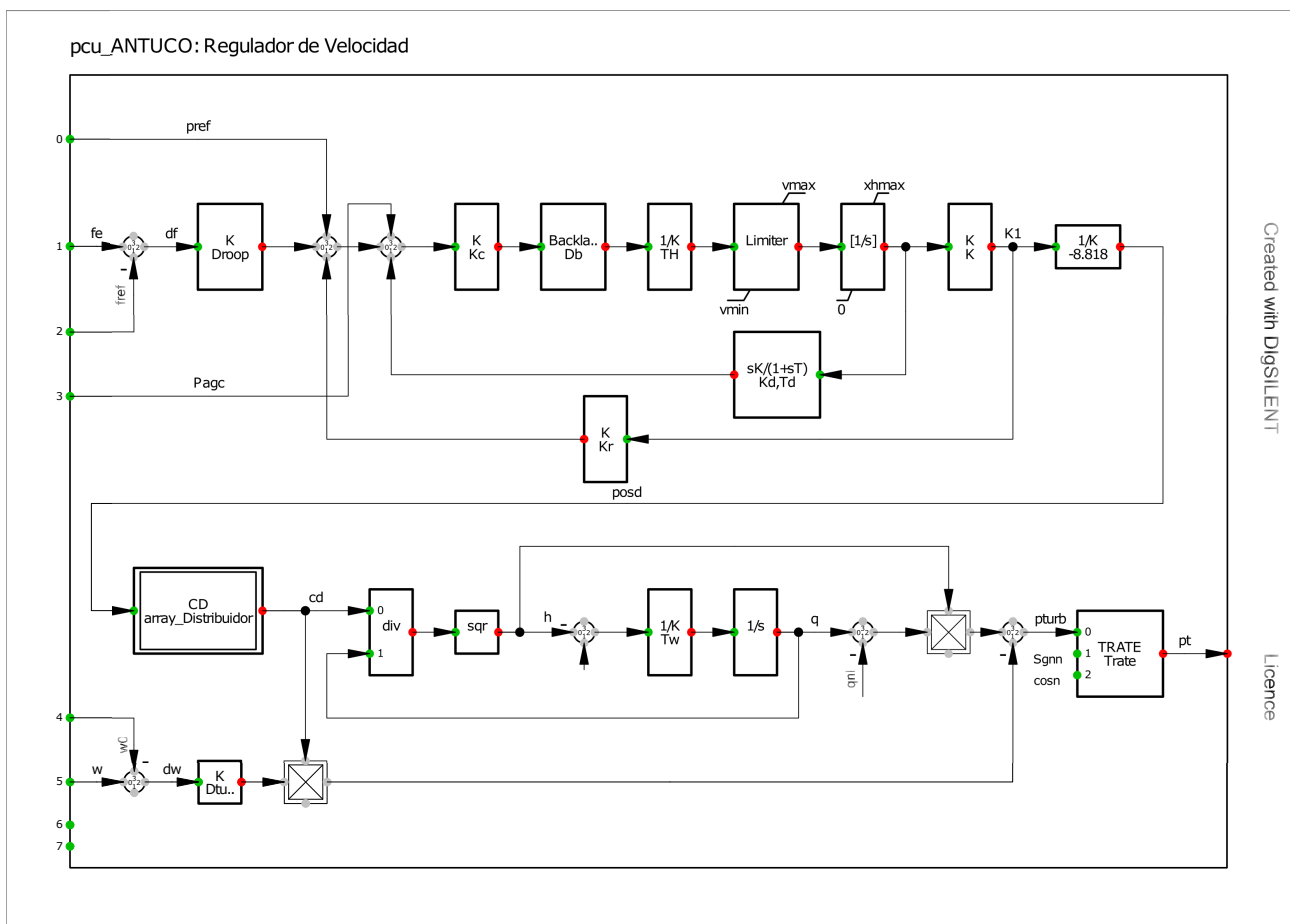


Figura A.1: Modelo de turbina de centrales HE Antuco

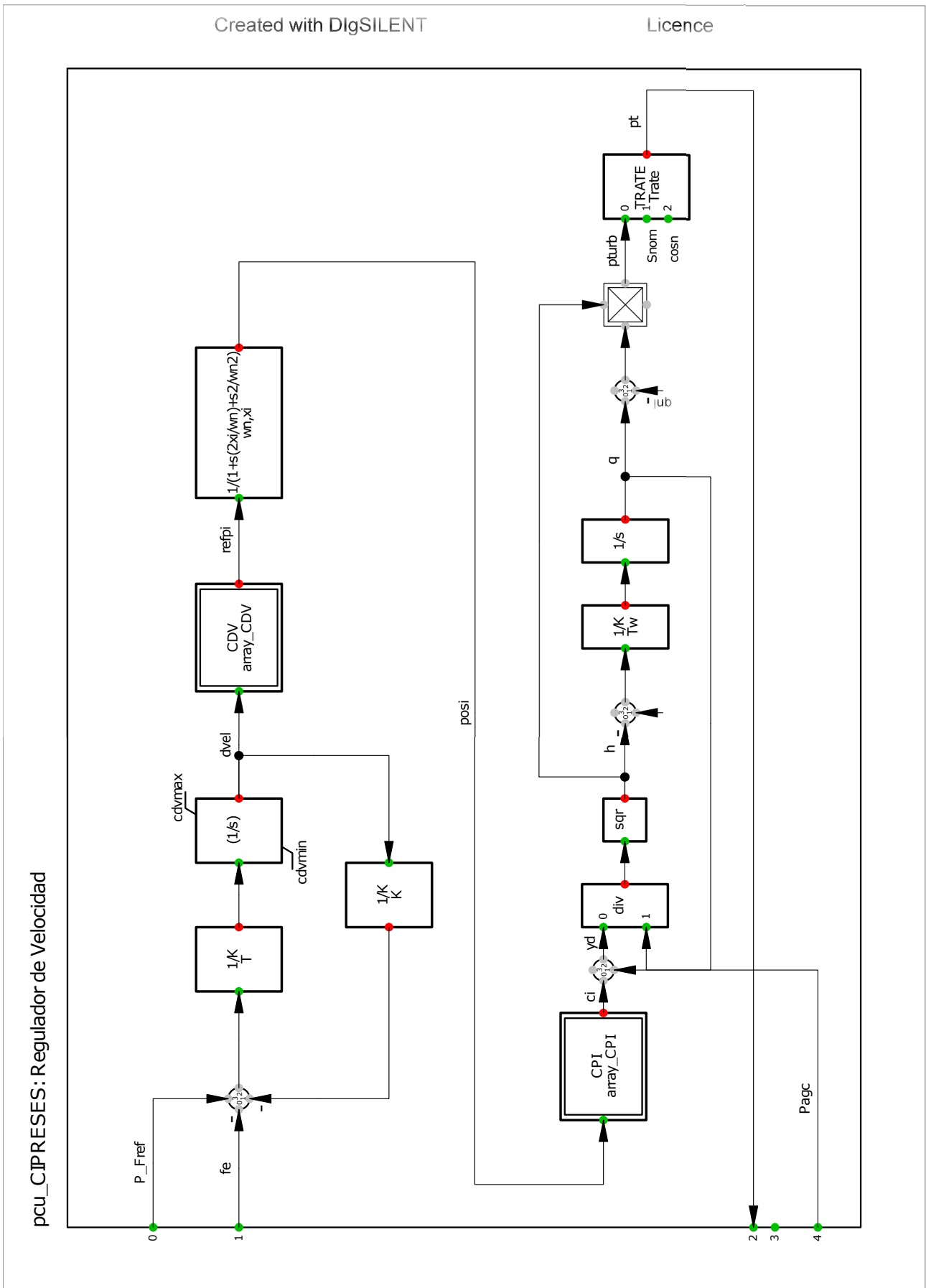


Figura A.2: Modelo de turbina de centrales HE Cipreses

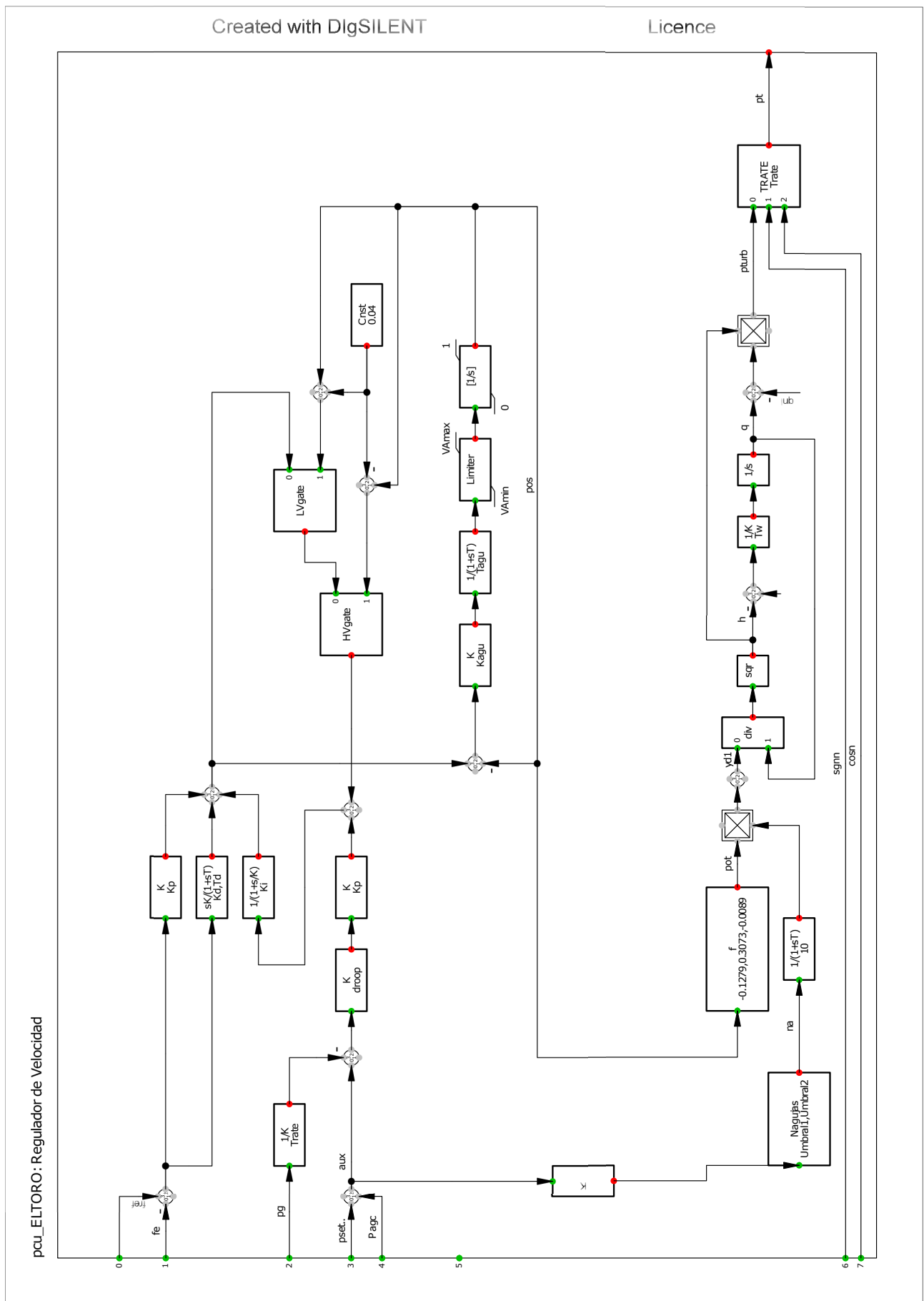


Figura A.3: Modelo de turbina de centrales HE El Toro

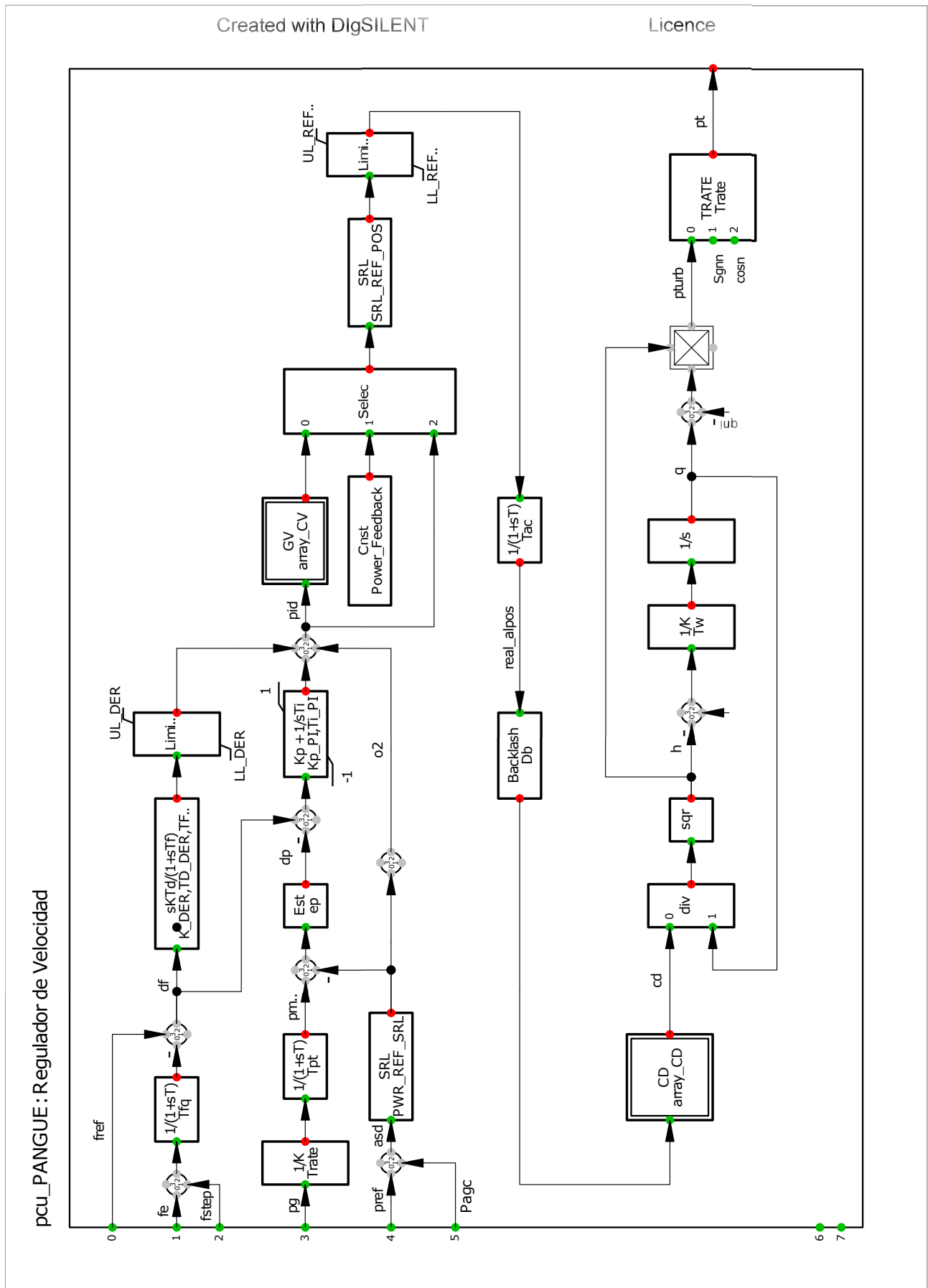


Figura A.4: Modelo de turbina de centrales HE Pangue

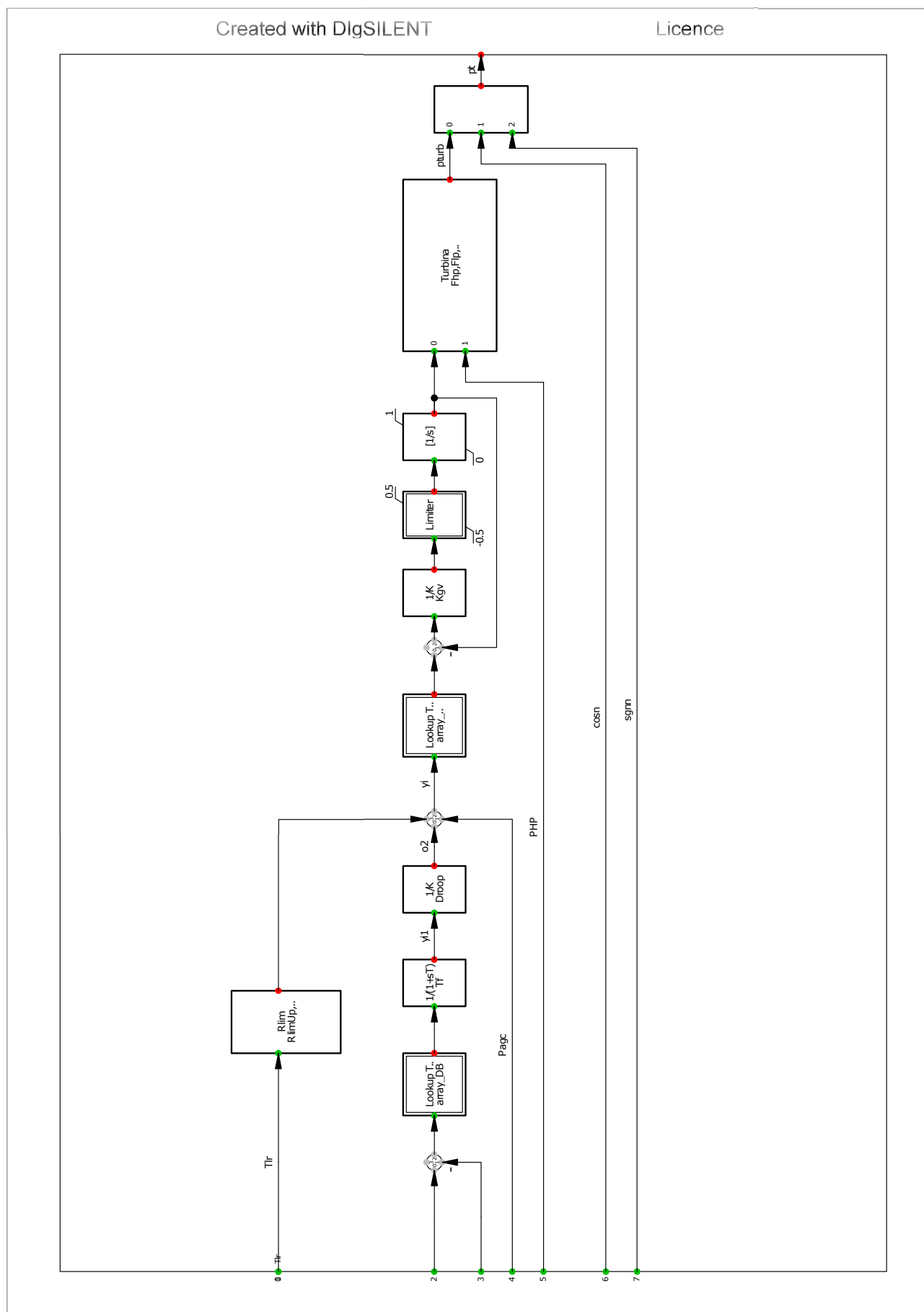


Figura A.7: Modelo de turbina de centrales TER Cochrane

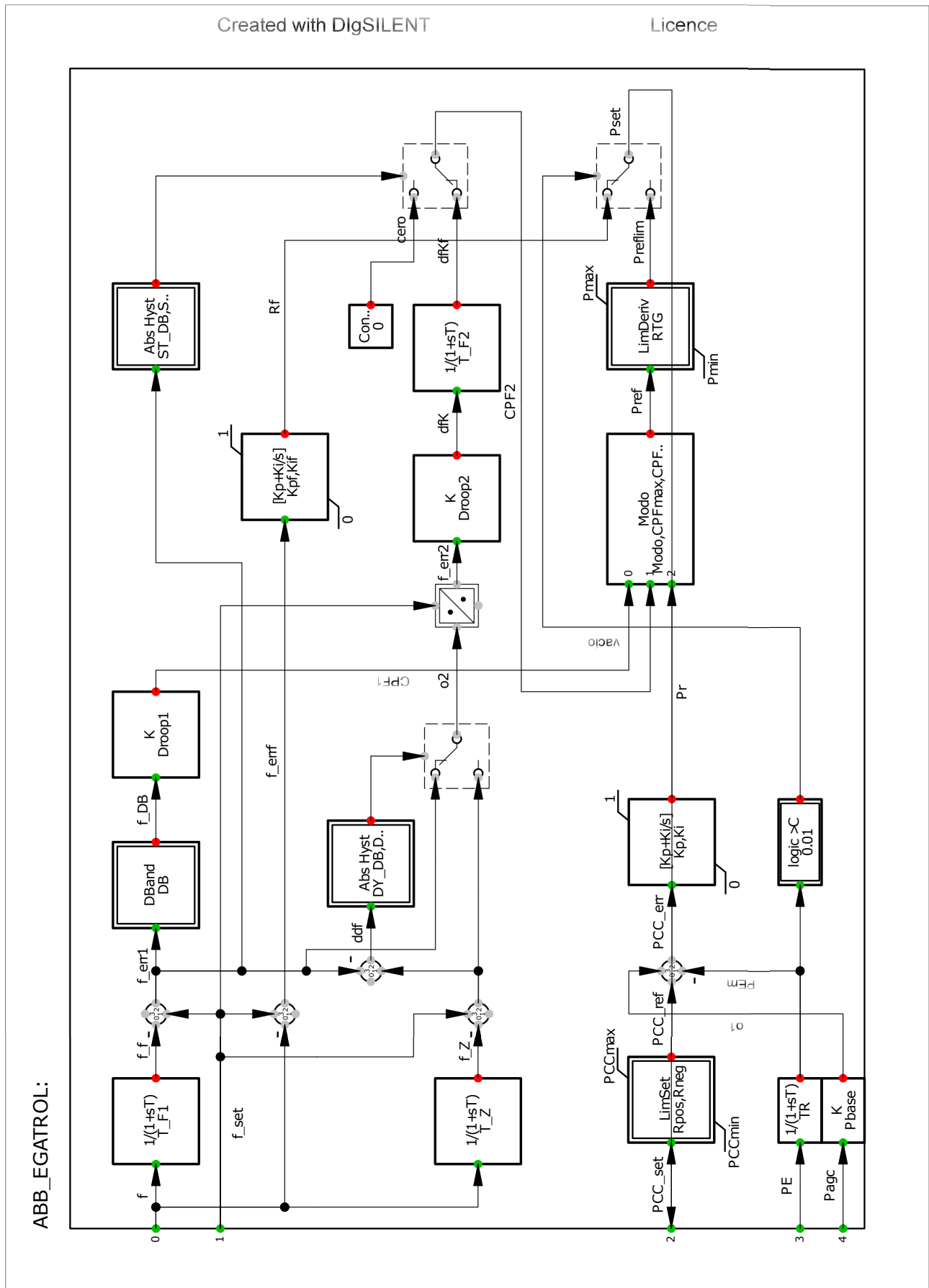


Figura A.8: Modelo de turbina de centrales TER Tocopilla U16

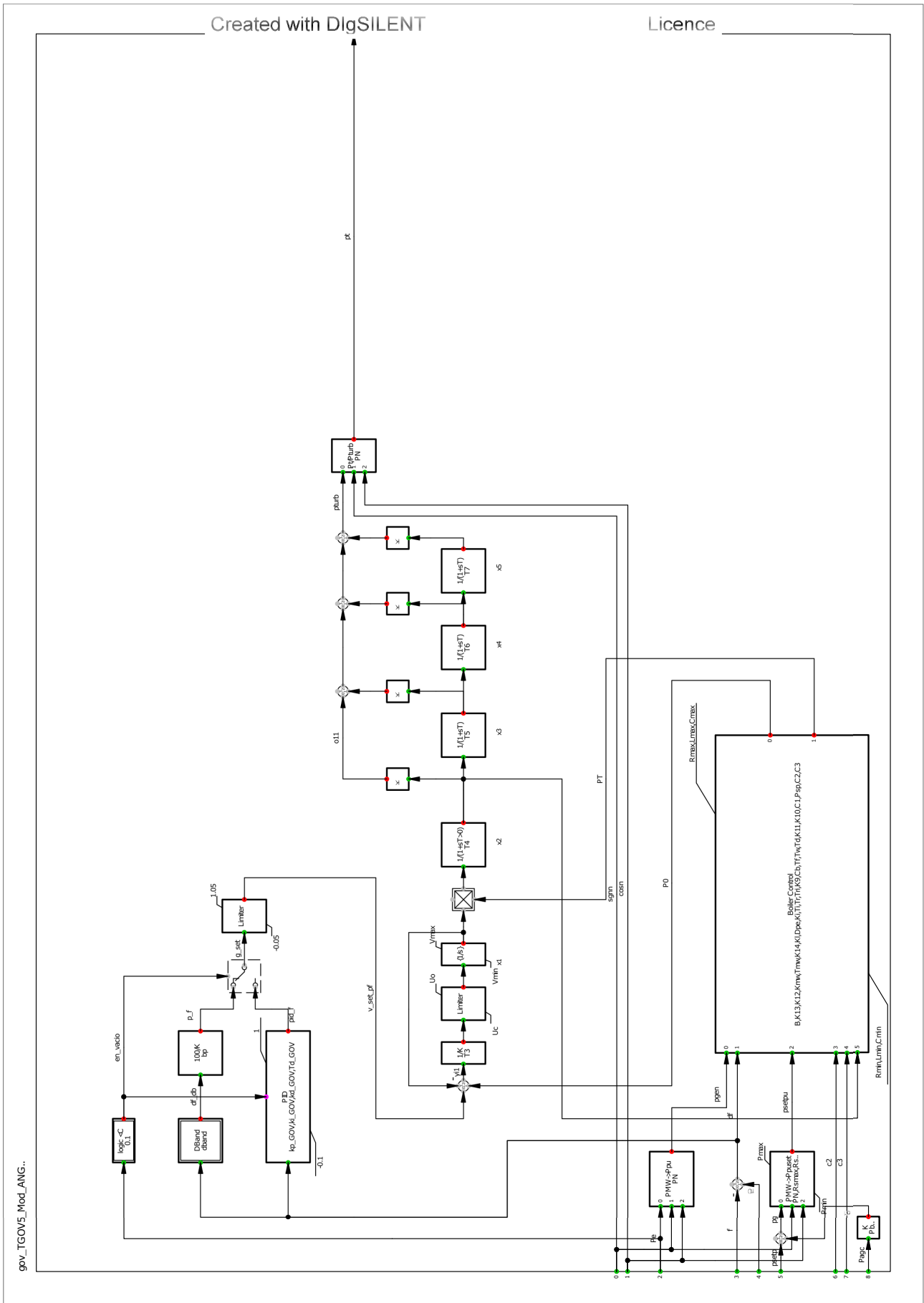


Figura A.9: Modelo de turbina de centrales TER Angamos

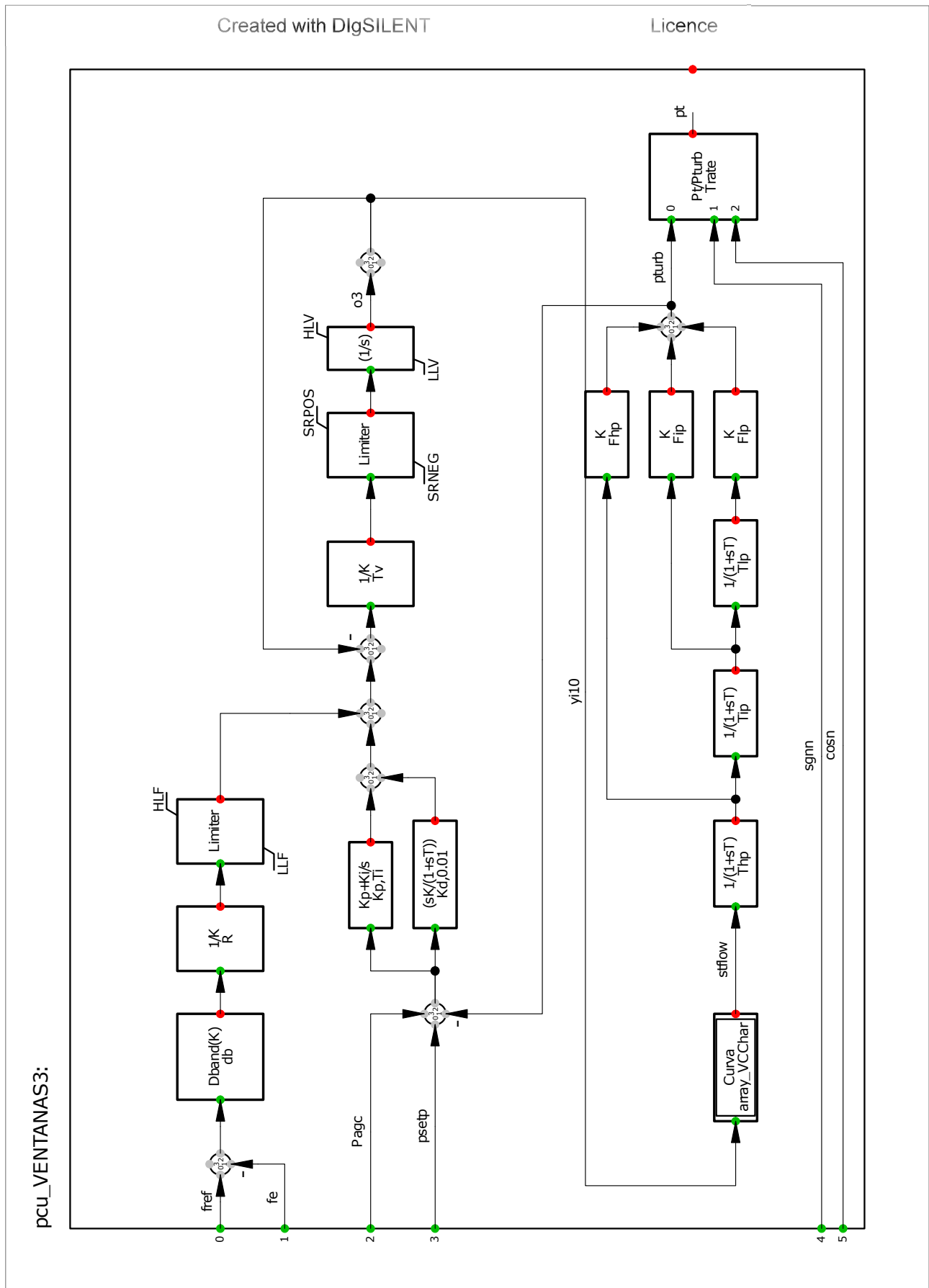


Figura A.10: Modelo de turbina de centrales TER Nueva Ventanas

A.2. Unidades ERV

Para las unidades ERV que participan en el AGC, la consigna de potencia se agrega a sus modelos de entrada de señales, los cuales son descritos en la Sección 2.4.

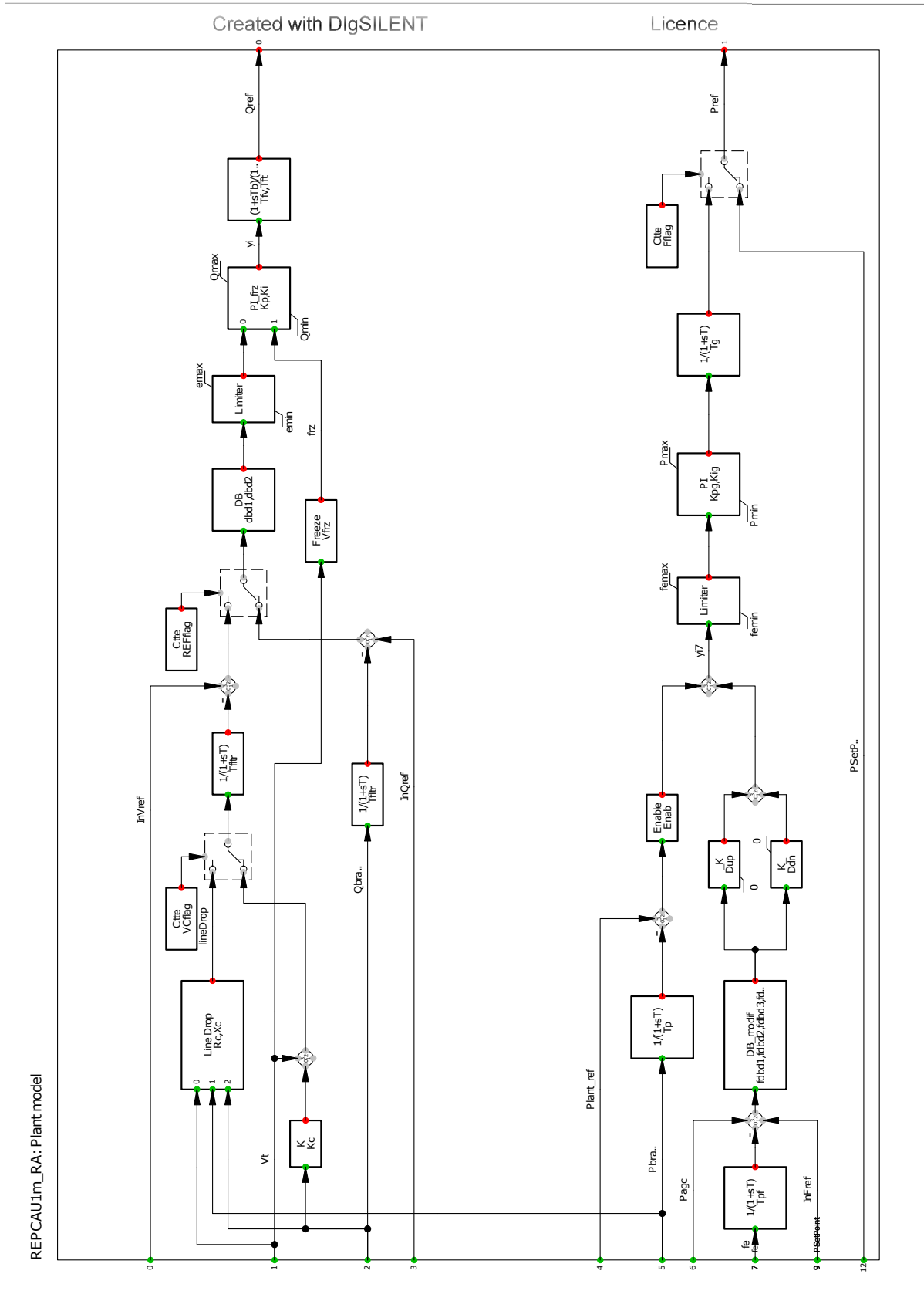


Figura A.11: Modelo de turbina de unidad BESS Cochrane

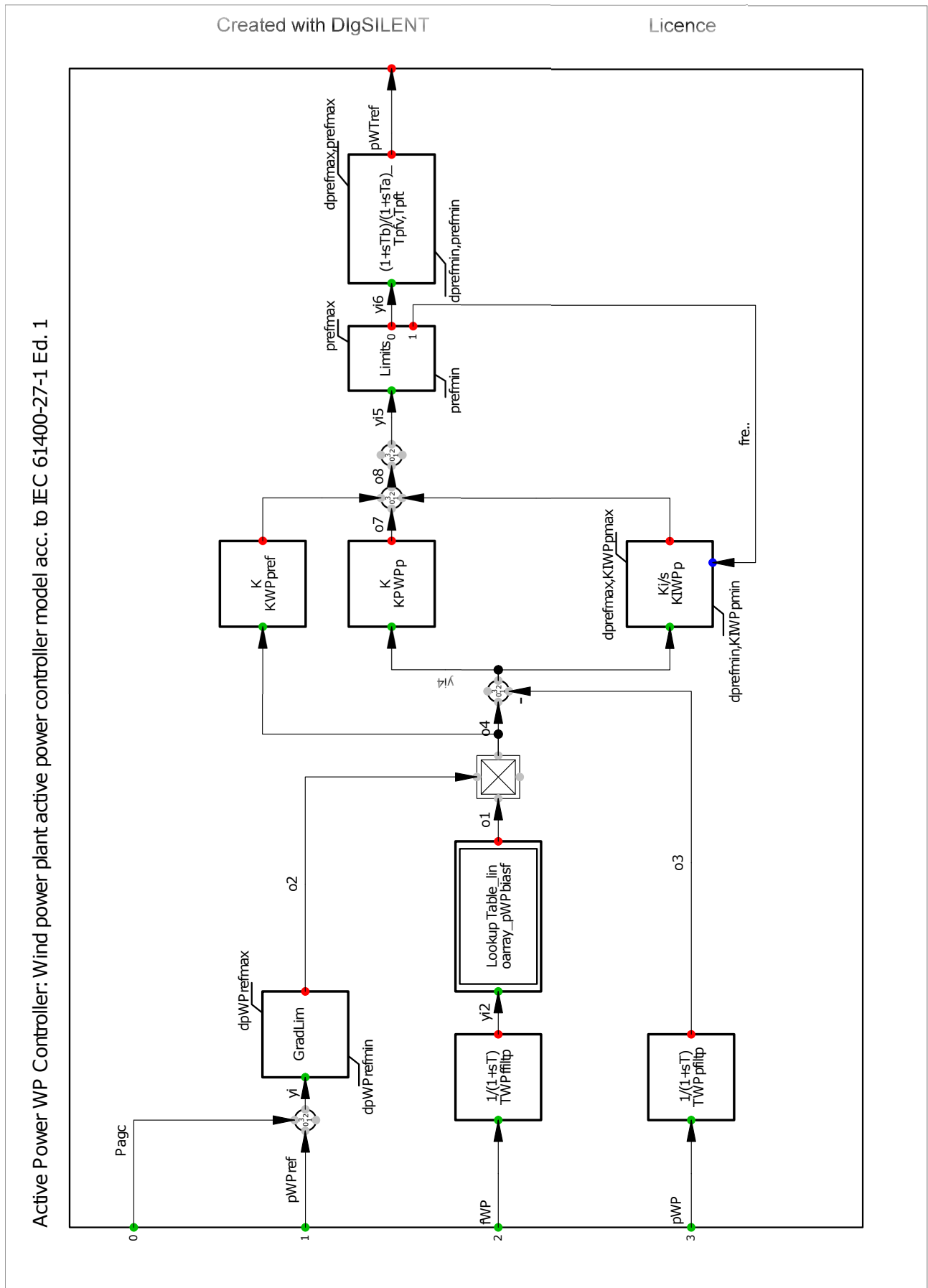


Figura A.12: Modelo de turbina de centrales PE Malleco

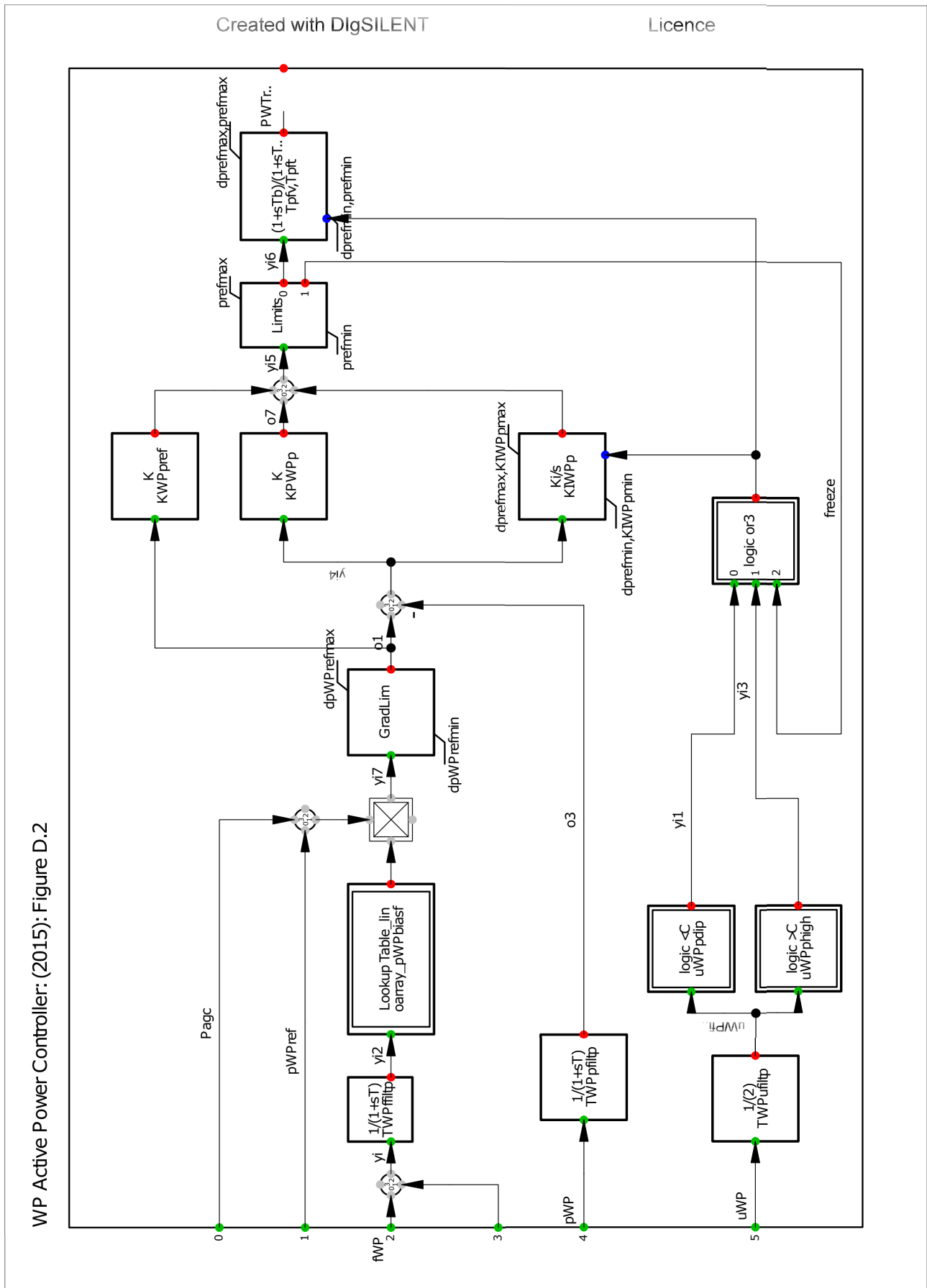


Figura A.13: Modelo de turbina de unidad PE Sarco (U1-U50)

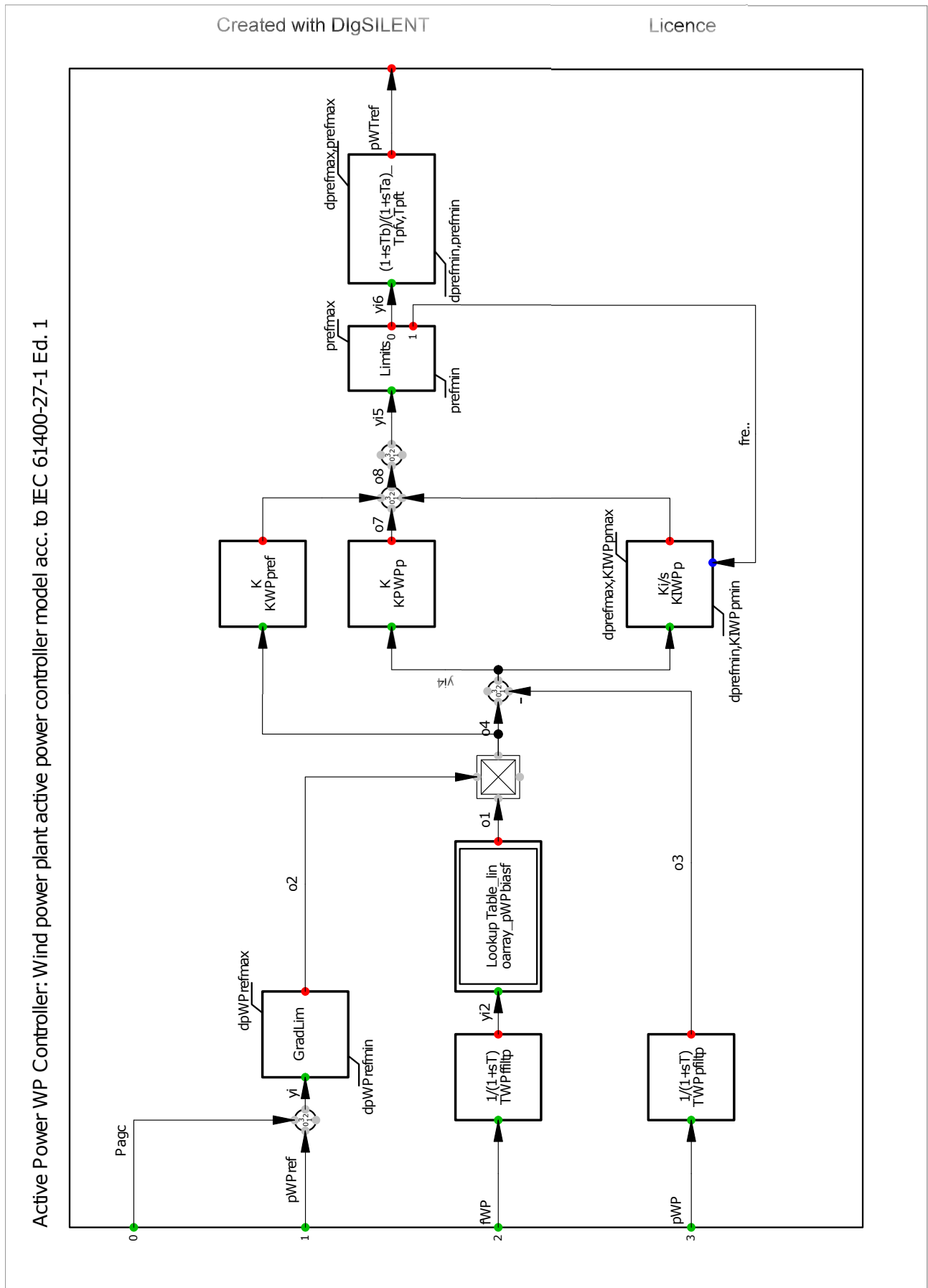


Figura A.14: Modelo de turbina de centrales PE Punta Sierra

Apéndice B

Características técnicas de las unidades del AGC

A continuación se muestran las unidades convencionales del SEN candidatas a participar en el AGC. Estas se muestran categorizadas por zona y tipo de combustible en la Tabla B.1.

N°	Nombre Central	Zona	Combustible
1	TER COCHRANE U1	00 - Norte Grande	Carbón
2	TER COCHRANE U2	00 - Norte Grande	Carbón
3	TER ATACAMA CC1-TG1	00 - Norte Grande	Ciclo combinado
4	TER ATACAMA CC1-TG2	00 - Norte Grande	Ciclo combinado
5	TER ATACAMA CC2-TG1	00 - Norte Grande	Ciclo combinado
6	TER ATACAMA CC2-TG2	00 - Norte Grande	Ciclo combinado
7	TER ANGAMOS U1	00 - Norte Grande	Carbón
8	TER ANGAMOS U2	00 - Norte Grande	Carbón
9	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	00 - Norte Grande	Ciclo combinado
10	TER CAMPICHE U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón
11	TER NUEVA VENTANAS U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón
12	TER VENTANAS U1	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón
13	TER VENTANAS U2	03 - Chilquinta Aconcagua	Carbón
14	TER CANDELARIA U1	05 - Colbún	Ciclo combinado
15	TER CANDELARIA U2	05 - Colbún	Ciclo combinado
16	TER NEHUENCO 9B U1	06 - Troncal Qui-Cha	Ciclo combinado
17	HE PEHUENCHE U1	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
18	HE PEHUENCHE U2	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
19	TER QUINTERO U1	06 - Troncal Qui-Cha	Gas Natural
20	TER QUINTERO U2	06 - Troncal Qui-Cha	Gas Natural
21	HE RAPEL U1	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
22	HE RAPEL U2	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
23	HE RAPEL U3	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
24	HE RAPEL U4	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
25	HE RAPEL U5	06 - Troncal Qui-Cha	Hidráulica Embalse
26	TER SAN ISIDRO II CC1-TG	06 - Troncal Qui-Cha	Gas Natural
27	HE CIPRESES U1	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse
28	HE CIPRESES U2	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse
29	HE CIPRESES U3	07 - Sistema 154-66 kV	Hidráulica Embalse
30	HE ANTUCO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
31	HE ANTUCO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
32	HE EL TORO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse

N°	Nombre Central	Zona	Combustible
33	HE EL TORO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
34	HE EL TORO U3	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
35	HE EL TORO U4	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
36	HE PANGUE U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
37	HE PANGUE U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
38	HE RALCO U1	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
39	HE RALCO U2	08 - Charrúa	Hidráulica Embalse
40	TER ANTILHUE U1	10 - Araucanía	Diésel
41	TER ANTILHUE U2	10 - Araucanía	Diésel
42	HE CANUTILLAR U1	10 - Araucanía	Hidráulica Embalse
43	HE CANUTILLAR U2	10 - Araucanía	Hidráulica Embalse

Tabla B.1: Datos generales de unidades convencionales AGC

Además, se muestra en la Tabla B.2 datos relevantes para la formulación, tales como: Costo variable de operación, limitaciones de potencia mínima y potencia máxima, restricciones rampa de subida y bajada de potencia. Nótese que los datos de rampas de subida (RU) y rampas de bajada (RD) fueron multiplicados por los $15[min]$, que es el tiempo mínimo de entrega de servicio para el AGC.

En la Tabla B.3 se muestran estos datos pero para las unidades ERV seleccionadas, para las cuales no se consideran rampas de subida ni de bajada.

N°	Nombre Central	F_a	C^{csf}	P^m	P^M	RD	RU
		[\$/MWh]	[\$/h]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
1	TER COCHRANE U1	137.1	230	85	280.5	40.5	40.5
2	TER COCHRANE U2	137.1	230	85	280.5	40.5	40.5
3	TER ATACAMA CC1-TG1	248.1	235	27	98.8	75	75
4	TER ATACAMA CC1-TG2	248.1	235	25	98.8	75	75
5	TER ATACAMA CC2-TG1	248.1	230	25	115.6	45	45
6	TER ATACAMA CC2-TG2	241.5	230	25	115.6	75	75
7	TER ANGAMOS U1	119.1	250	80	280	60	60
8	TER ANGAMOS U2	119.1	250	80	281.3	60	60
9	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	160.6	215	110	362.3	150	150
10	TER CAMPICHE U1	143.5	190	84	280.5	105	75
11	TER NUEVA VENTANAS U1	137.6	150	82	280.5	105	105
12	TER VENTANAS U1	162.4	185	55	120	30	30
13	TER VENTANAS U2	162.4	185	90	222.5	30	30
14	TER CANDELARIA U1	239.6	170	18.5	132.5	150	150
15	TER CANDELARIA U2	239.6	170	18.5	132.5	150	150
16	TER NEHUENCO 9B U1	372.2	150	13.4	100	75	75
17	HE PEHUENCHE U1	0	600	126	285	300	300
18	HE PEHUENCHE U2	0	600	126	285	300	300
19	TER QUINTERO U1	160.3	170	5	144.9	135	135
20	TER QUINTERO U2	160.3	170	5	144.9	135	135
21	HE RAPEL U1	0	530	45	72.2	300	300
22	HE RAPEL U2	0	530	40	72.2	300	300
23	HE RAPEL U3	0	530	45	75.6	300	300
24	HE RAPEL U4	0	530	40	72.2	300	300
25	HE RAPEL U5	0	530	65	72.2	300	300
26	TER SAN ISIDRO II CC1-TG	156.8	230	105	259.3	30	30
27	HE CIPRESES U1	0	570	0	34	135	135
28	HE CIPRESES U2	0	570	20	34	135	135

N°	Nombre Central	F_a	C^{csf}	P^m	P^M	RD	RU
		[\$/MWh]	[\$/h]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
29	HE CIPRESES U3	0	570	0	34	135	135
30	HE ANTUCO U1	0	450	80	160	750	750
31	HE ANTUCO U2	0	450	80	160	750	750
32	HE EL TORO U1	0	500	0	112	300	300
33	HE EL TORO U2	0	500	0	112	300	300
34	HE EL TORO U3	0	500	0	112	300	300
35	HE EL TORO U4	0	500	0	112	300	300
36	HE PANGUE U1	0	435	10	230	120	45
37	HE PANGUE U2	0	435	10	230	270	45
38	HE RALCO U1	0	420	90	381.9	300	300
39	HE RALCO U2	0	420	90	381.9	300	300
40	TER ANTILHUE U1	360.4	165	1.6	50.8	75	75
41	TER ANTILHUE U2	366.4	165	1.6	50.8	154.5	154.5
42	HE CANUTILLAR U1	0	575	40	80	225	225
43	HE CANUTILLAR U2	0	575	40	86	225	225

Tabla B.2: Datos técnicos de unidades convencionales AGC

N°	Nombre DigSilent	F_a	C^{csf}	P^m	P^M
		[\$/MWh]	[\$/h]	[MW]	[MW]
44	BESS Cochrane	0	550	0	20.00
45	PE Sarco	0	350	0	170.00
46	PE Punta Sierra	0	350	0	82.62
47	PE Malleco Norte	0	350	0	137.85
48	PE Malleco Sur	0	350	0	135.15

Tabla B.3: Datos técnicos de unidades ERV pertenecientes al AGC

Apéndice C

Estado de las unidades del AGC por escenario de operación

A continuación se muestran las unidades operativas del AGC en cada escenario de operación.

N°	Nombre Central	Escenario valle	Escenario punta
1	TER COCHRANE U1	✓	✓
2	TER COCHRANE U2		✓
3	TER ATACAMA CC1-TG1	✓	✓
4	TER ATACAMA CC1-TG2		✓
5	TER ATACAMA CC2-TG1		✓
6	TER ATACAMA CC2-TG2	✓	
7	TER ANGAMOS U1	✓	✓
8	TER ANGAMOS U2		
9	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	✓	✓
10	TER CAMPICHE U1	✓	✓
11	TER NUEVA VENTANAS U1	✓	✓
12	TER VENTANAS U1		
13	TER VENTANAS U2		✓
14	TER CANDELARIA U1	✓	✓
15	TER CANDELARIA U2	✓	✓
16	TER NEHUENCO 9B U1		
17	HE PEHUENCHE U1		✓
18	HE PEHUENCHE U2		✓
19	TER QUINTERO U1	✓	✓
20	TER QUINTERO U2	✓	
21	HE RAPEL U1		
22	HE RAPEL U2		
23	HE RAPEL U3		
24	HE RAPEL U4		
25	HE RAPEL U5		
26	TER SAN ISIDRO II CC1-TG	✓	✓
27	HE CIPRESES U1		
28	HE CIPRESES U2		
29	HE CIPRESES U3		✓
30	HE ANTUCO U1	✓	✓
31	HE ANTUCO U2		
32	HE EL TORO U1		
33	HE EL TORO U2		

N°	Nombre Central	Escenario valle	Escenario punta
34	HE EL TORO U3		
35	HE EL TORO U4		✓
36	HE PANGUE U1	✓	
37	HE PANGUE U2		✓
38	HE RALCO U1		✓
39	HE RALCO U2	✓	✓
40	TER ANTILHUE U1		
41	TER ANTILHUE U2		
42	HE CANUTILLAR U1	✓	✓
43	HE CANUTILLAR U2	✓	✓

Tabla C.1: Unidades convencionales operativas por escenario de operación

Nombre DigSilent	Escenario valle	Escenario punta
PE Malleco Norte	✓	✓
PE Malleco Sur	✓	✓
BESS Cochrane	✓	✓
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)		✓
PE SARCO (U1-U50)		✓

Tabla C.2: Unidades ERV operativas por escenario de operación

Apéndice D

Trabajo con la base datos del SEN

En esta sección se informarán las modificaciones que se realizaron a la base de datos del SEN de DIGSILENT PowerFactory en pos de obtener un correcto funcionamiento dinámico y una correcta modelación de la formulación expuesta.

Además, a modo informativo para usuarios que trabajen con esta base de datos, se presentan diversas fuentes de error que afectaron al comportamiento dinámico de las simulaciones realizadas y las medidas tomadas a modo de solución.

D.1. Obtención de los factores de sensibilidad

Los factores de sensibilidad o *shift-factors* (SF) son determinados mediante la herramienta *Sensitivities / Distribution Factors* que incluye el software DIGSILENT PowerFactory. Como se observa en la Figura D.1, el método de cálculo para el caso de estudio es el *AC Load Flow, balanced, positive sequence*. Lo que realiza este método, en esencia, es inyectar 1[MW] en una barra, calcular el flujo de carga AC y registrar los cambios de flujo del sistema, esto para cada barra del sistema.

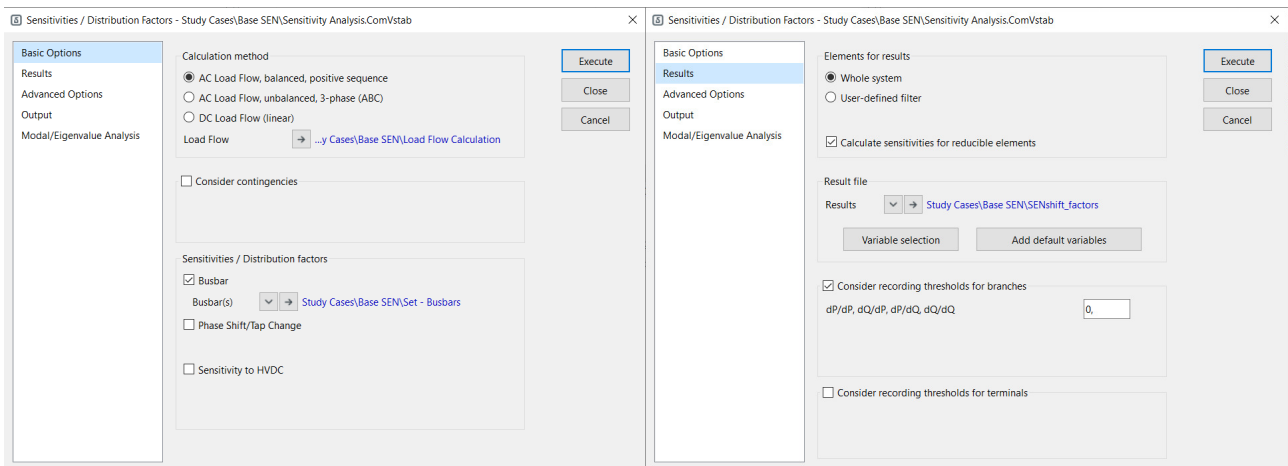


Figura D.1: Herramienta y opciones utilizadas para la obtención de los SF.

Luego que el software determina los valores de SF para las barras y elementos de transmisión del sistema, estos valores son exportados en formato excel y trabajados en la formulación.

D.2. Fuentes de error

A continuación se presentan diversas fuentes de error a considerar a la hora de trabajar en la base de datos del SEN. Estos errores se encontraron trabajando con la base de datos de Julio de 2022 llamada *2207-BD-OP-COORD-DMAP*.

D.2.1. Modelos de unidades

En la Figura D.2 se muestra el comportamiento erróneo que presenta la unidad *TER Kelar CC1-TG1*, en donde se observa cómo la potencia de esta unidad cae periódicamente alcanzando valores menores a 0. Se debe destacar que este error no es producto de la inclusión de la consigna de potencia por parte del AGC, puesto que la consigna solo afecta a las unidades posterior a los 50[s].

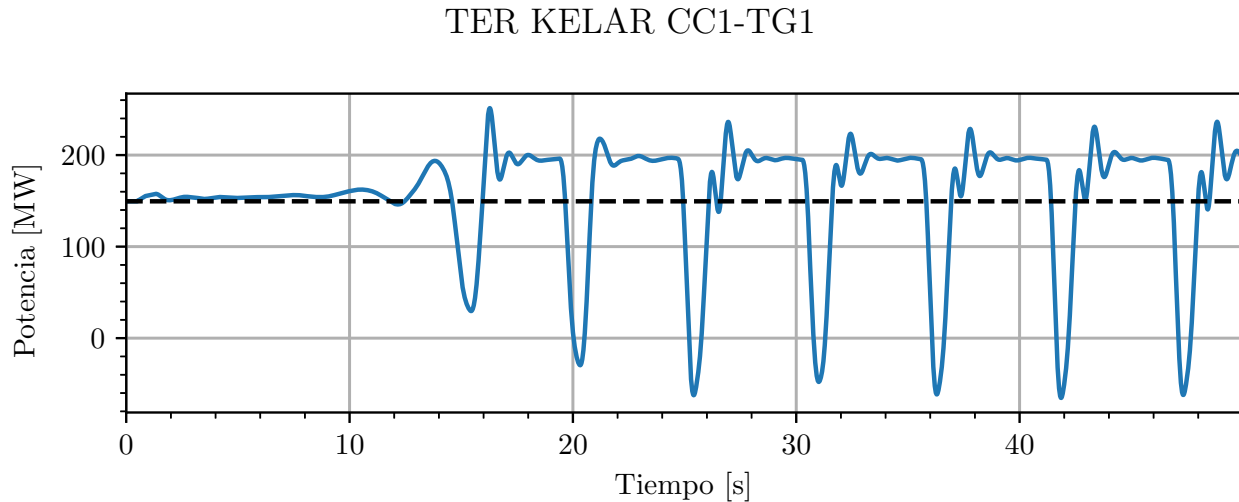


Figura D.2: Comportamiento de potencia de la unidad Kelar CC1-TG1.

Producto del error en el comportamiento de potencia, se procede a dejar fuera de servicio el *Composite Model* de esta unidad, el cual modela el comportamiento dinámico de la misma. Además, esta unidad forma parte de la modelación del ciclo combinado de la central generadora Kelar, por lo que de manera preventiva se desactivan también los *Composite Model* de estas unidades.

D.2.2. Cambiador de tomas de transformadores

En la base de datos también existen cambios las tomas o taps de los transformadores, si bien esto no representa un error por sí mismo, al detener la simulación justo en el instante en que se produce este cambio se pueden obtener errores considerables en la medición de las variables.

Como se describe en la Sección 4.2, la simulación dinámica, para efectos del estudio, se detiene cada 60[s] con el fin de muestrear la frecuencia del sistema. Un caso particular se obtuvo y se muestra en la Figura D.3 y Figura D.4, en donde en el segundo 120 se detiene la simulación y en el mismo instante ocurre un cambio en los taps en uno de los transformadores del sistema. Esto provoca un error numérico que se traduce en que las potencias de los transformadores se disparen de forma anómala. Si bien en este caso particular la simulación siguió realizándose, en la mayoría de los casos estos errores se traducen en errores críticos que no permiten la continuación de la simulación dinámica.

PE Malleco Sur

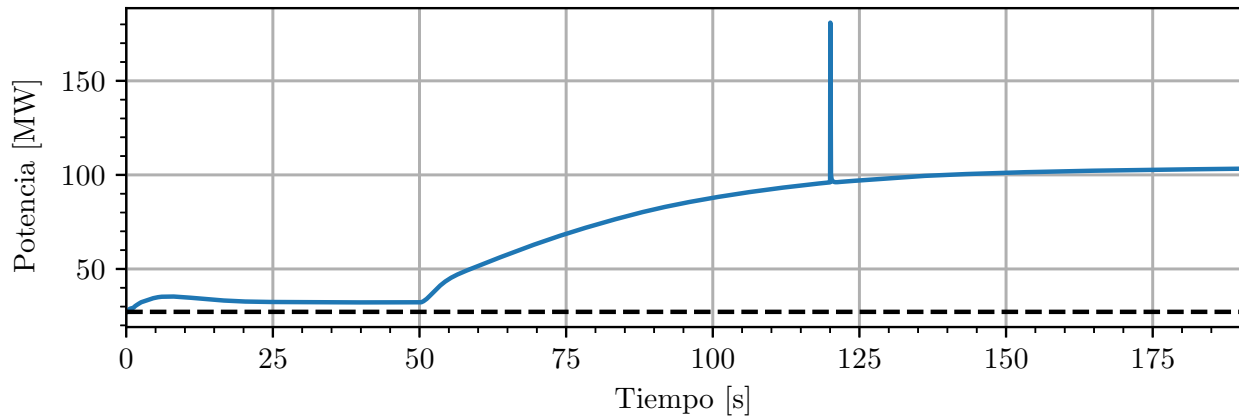


Figura D.3: Comportamiento de potencia de la unidad Malleco Sur.

```

(t=01:00:00 min) -----
(t=01:00:00 min) '00-Norte Grande\GRSola\TR GRANJA SOLAR T1 220/33kV 120MVA_abn0.ElmTr2':
(t=01:00:00 min) Tap (HV-Side) decreased to 1
(t=01:00:00 min) -----
(t=01:00:00 min) '02-Coquimbo\TR MONTE REDONDO 220/23kV 48MVA_afx1.ElmTr2':
(t=01:00:00 min) Tap (HV-Side) increased to 1
(t=01:30:00 min) -----
(t=01:30:00 min) '02-Coquimbo\TR MONTE REDONDO 220/23kV 48MVA_afx1.ElmTr2':
(t=01:30:00 min) Tap (HV-Side) increased to 2
(t=02:00:00 min) -----
(t=02:00:00 min) '02-Coquimbo\TR MONTE REDONDO 220/23kV 48MVA_afx1.ElmTr2':
(t=02:00:00 min) Tap (HV-Side) increased to 3
    
```

Figura D.4: Consola de DIgSILENT informando el cambio de tap.

Mediante la experiencia adquirida al trabajar con la base de datos de DIgSILENT, se observa que estos cambios de taps ocurren posterior a la contingencia y tienden a detenerse al finalizar los 2 minutos de simulación. Por lo tanto, para evitar errores en la simulación dinámica y en el muestreo de la frecuencia planteados en la Sección 4.2, se insta a muestrear la frecuencia posterior a los 2 minutos de simulación.

D.3. Modificaciones a la base de datos

En esta sección se presentan modificaciones realizadas en los parámetros de distintos elementos en el sistema.

D.3.1. Línea de transmisión

Como se consignó en la Sección 3.1.4, la formulación implementada para la obtención de las pérdidas en el estado post-contingencia tiene directa relación con el valor de flujo máximo del elemento. Este valor de flujo máximo no se extrae directamente en el caso de las líneas de transmisión, puesto que DIgSILENT lo obtiene de manera implícita mediante la ecuación D.1, utilizando el valor de corriente nominal y tensión de línea nominal.

$$F_M = \sqrt{3}V_{LL}I_{nom} \quad (D.1)$$

Estos parámetros se muestran en la caja de información *Resulting Values*, tal como se muestra en la Figura D.5. Particularmente en la línea *Colector Equivalente - Punta Sierra*, la cual representa un colector que conecta a la central eólica Punta Sierra con el sistema, tiene un valor de corriente nominal

de $9999[kA]$. En el escenario punta, el parque eólico Punta Sierra despacha $67.9[MW]$ lo que se traduce en una estimación de pérdidas de $288.5[MW]$.

Por lo tanto, debido al error significativo y entendiendo que el valor original de corriente nominal modelado en la base de datos no corresponde a las limitaciones técnicas reales de dicho elemento, se procede a cambiar el valor de corriente nominal. Para esto se toma como referencia la corriente nominal del transformador que conecta al parque con el SEN y las corrientes nominales de parques eólicos de similar capacidad instalada. De esta manera la corriente nominal considerada para efectos del estudio de este elemento corresponde a $7[kA]$.

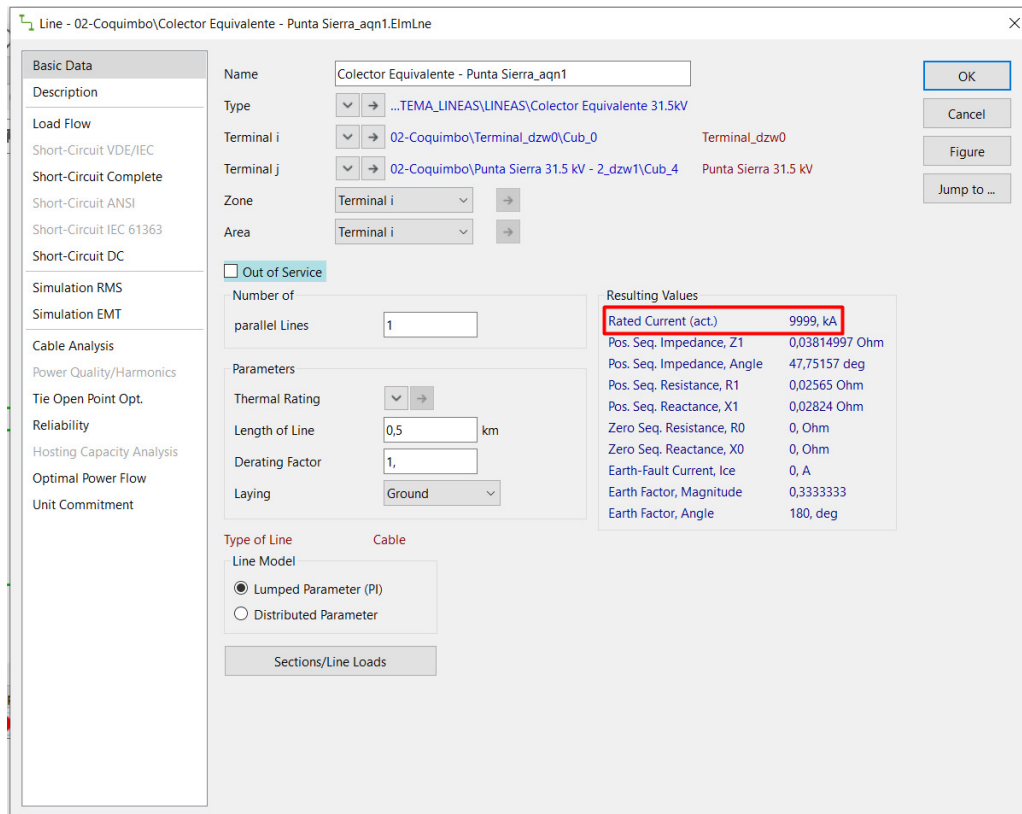


Figura D.5: Consola de DIgSILENT informando el cambio de tap.

Apéndice E

Resultados Obtenidos

E.1. Contingencias de generación AGC tradicional

E.1.1. Considerando todas las unidades operativas para el escenario

- Escenario valle:

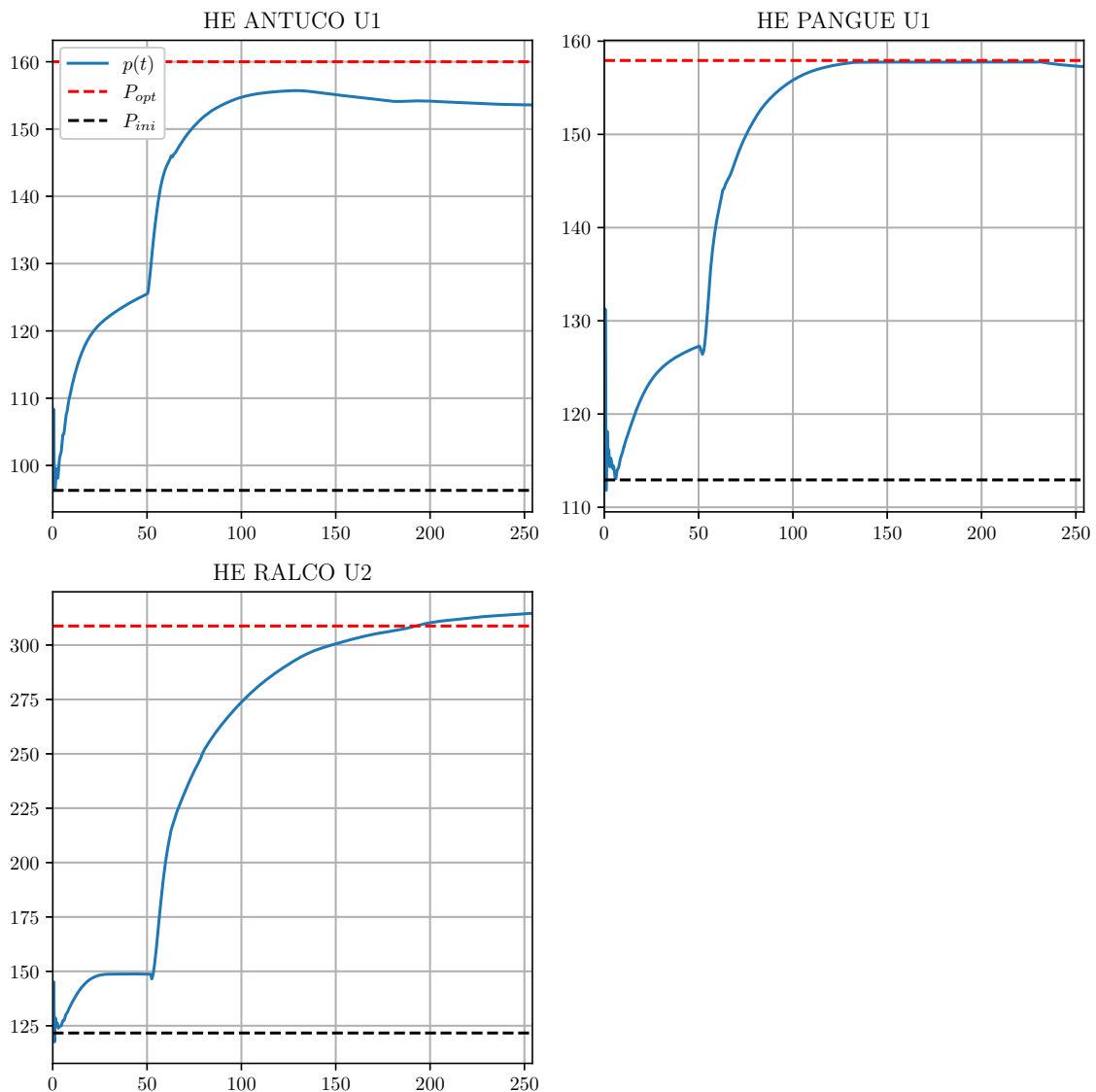


Figura E.1: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 1

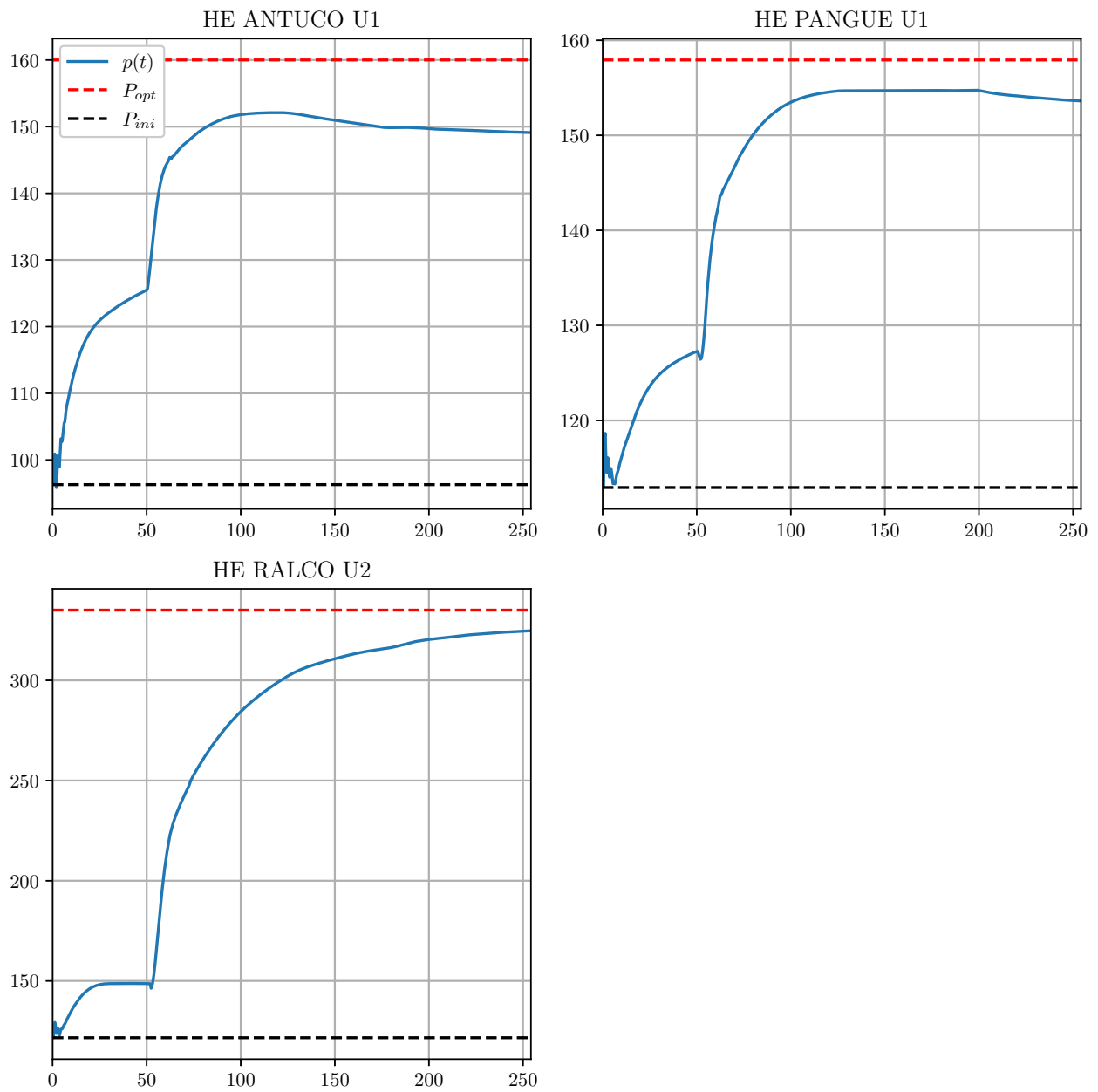


Figura E.2: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 2

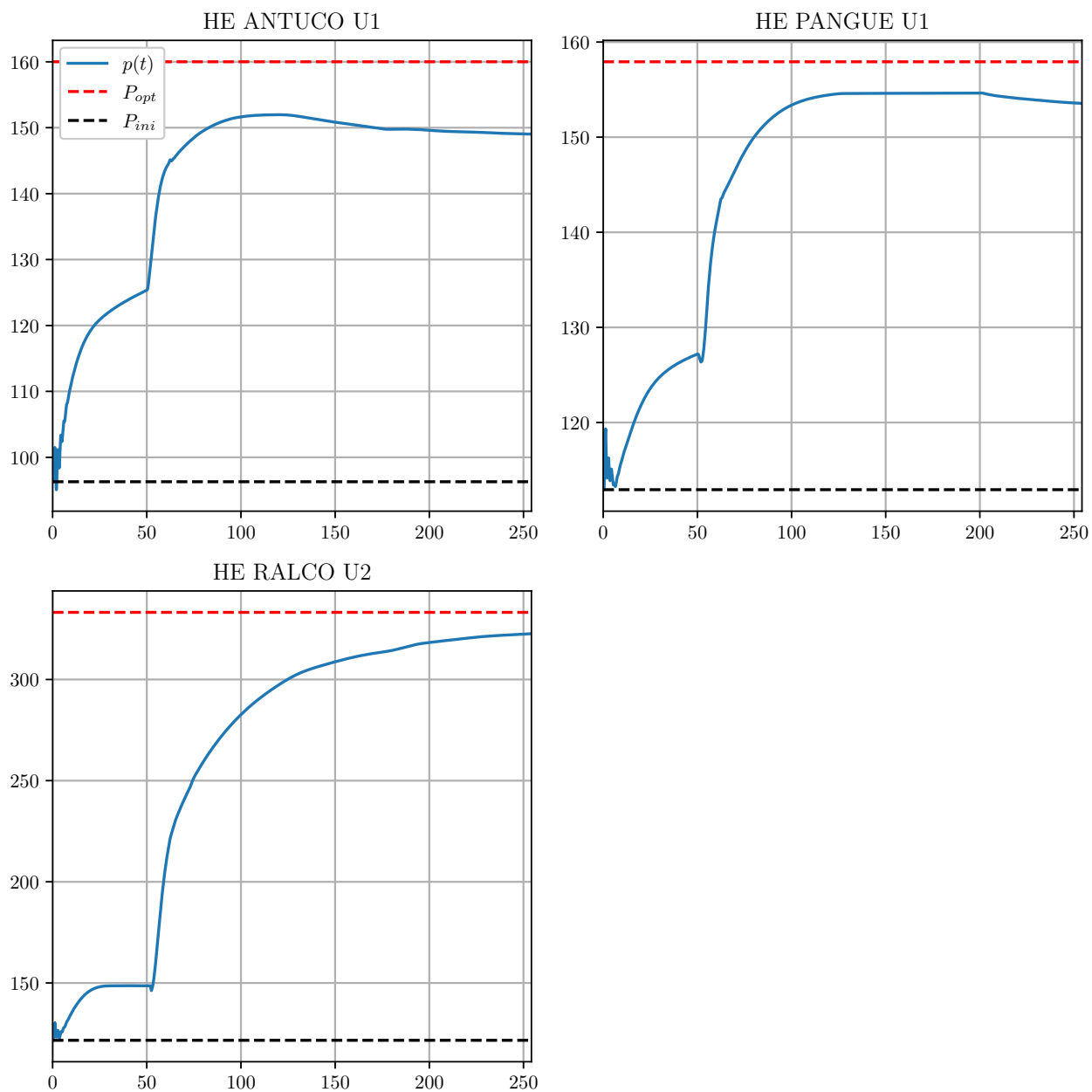


Figura E.3: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario valle, contingencia 3

■ Escenario punta:

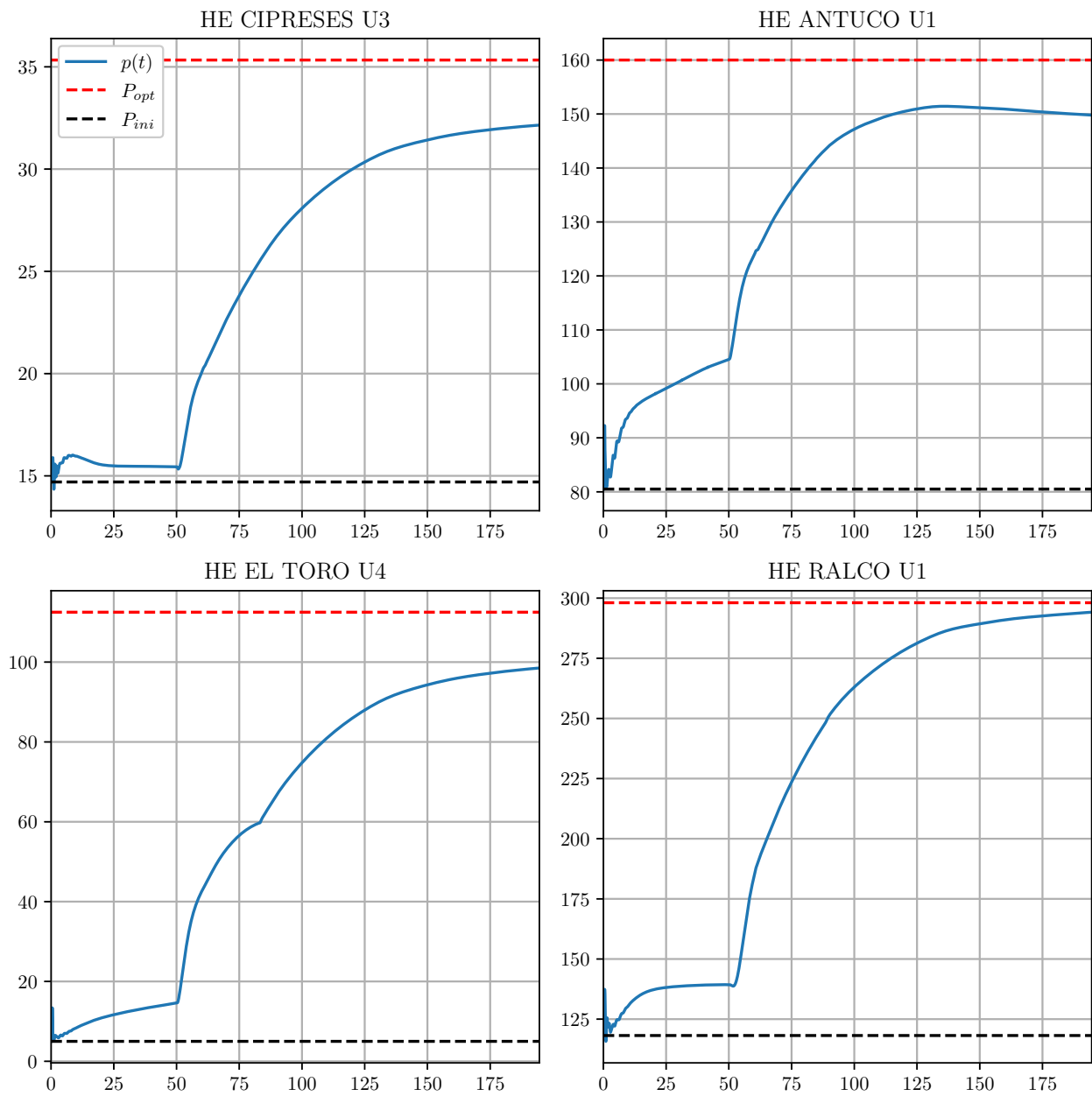


Figura E.4: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 1

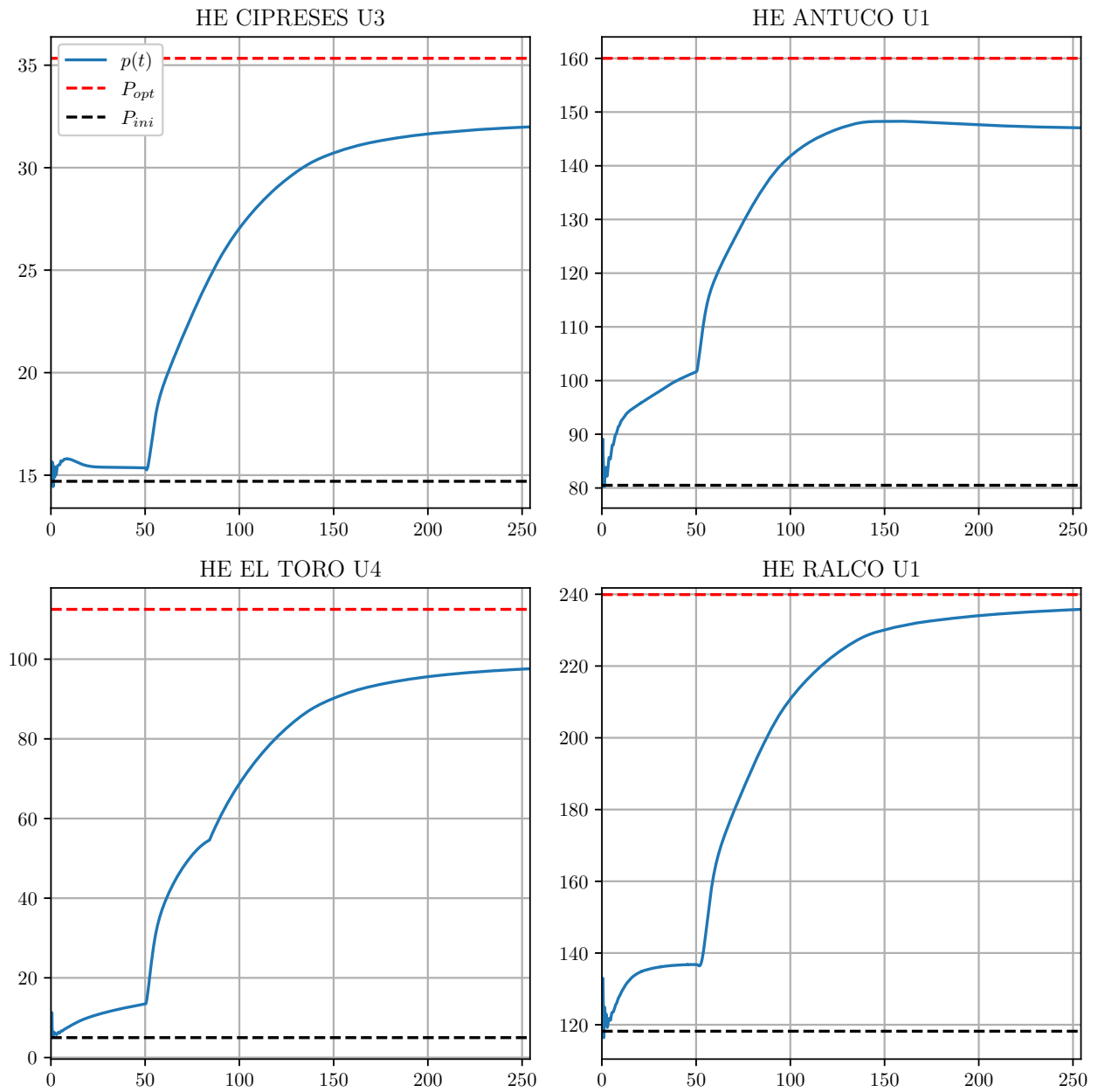


Figura E.5: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 2

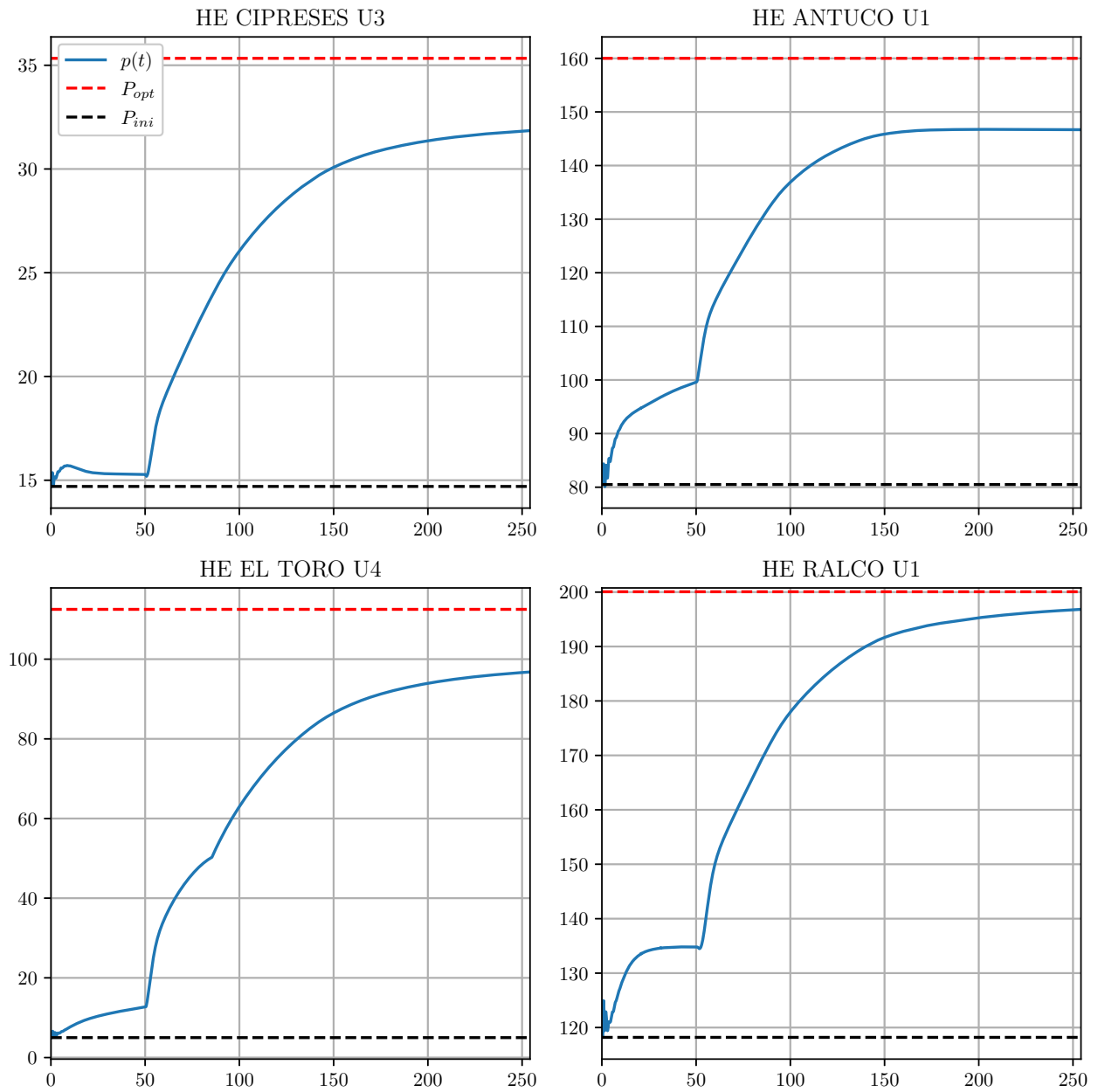


Figura E.6: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional para escenario punta, contingencia 3

E.1.2. Considerando unidades operativas en ambos escenarios

■ Escenario valle:

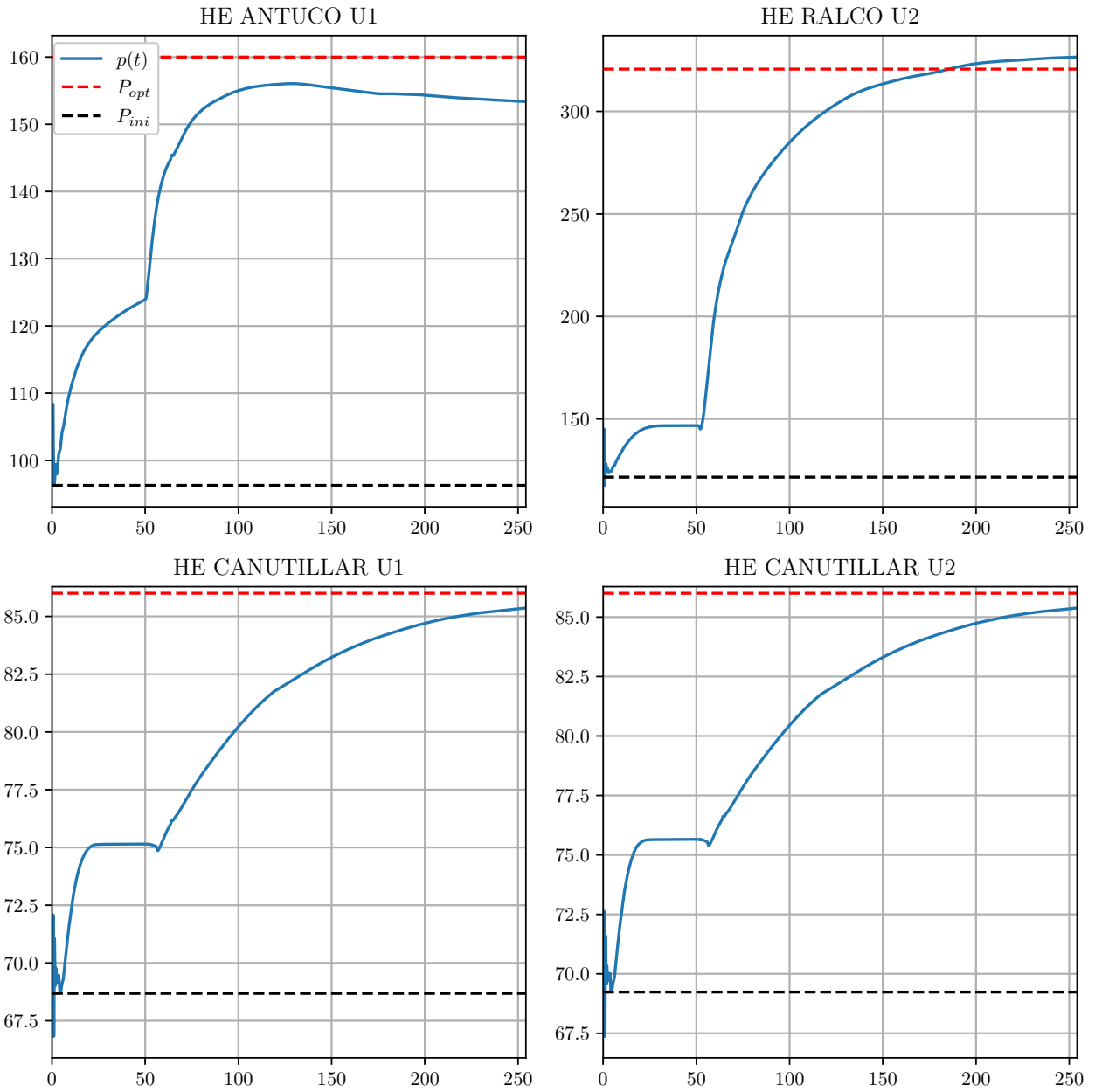


Figura E.7: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 1

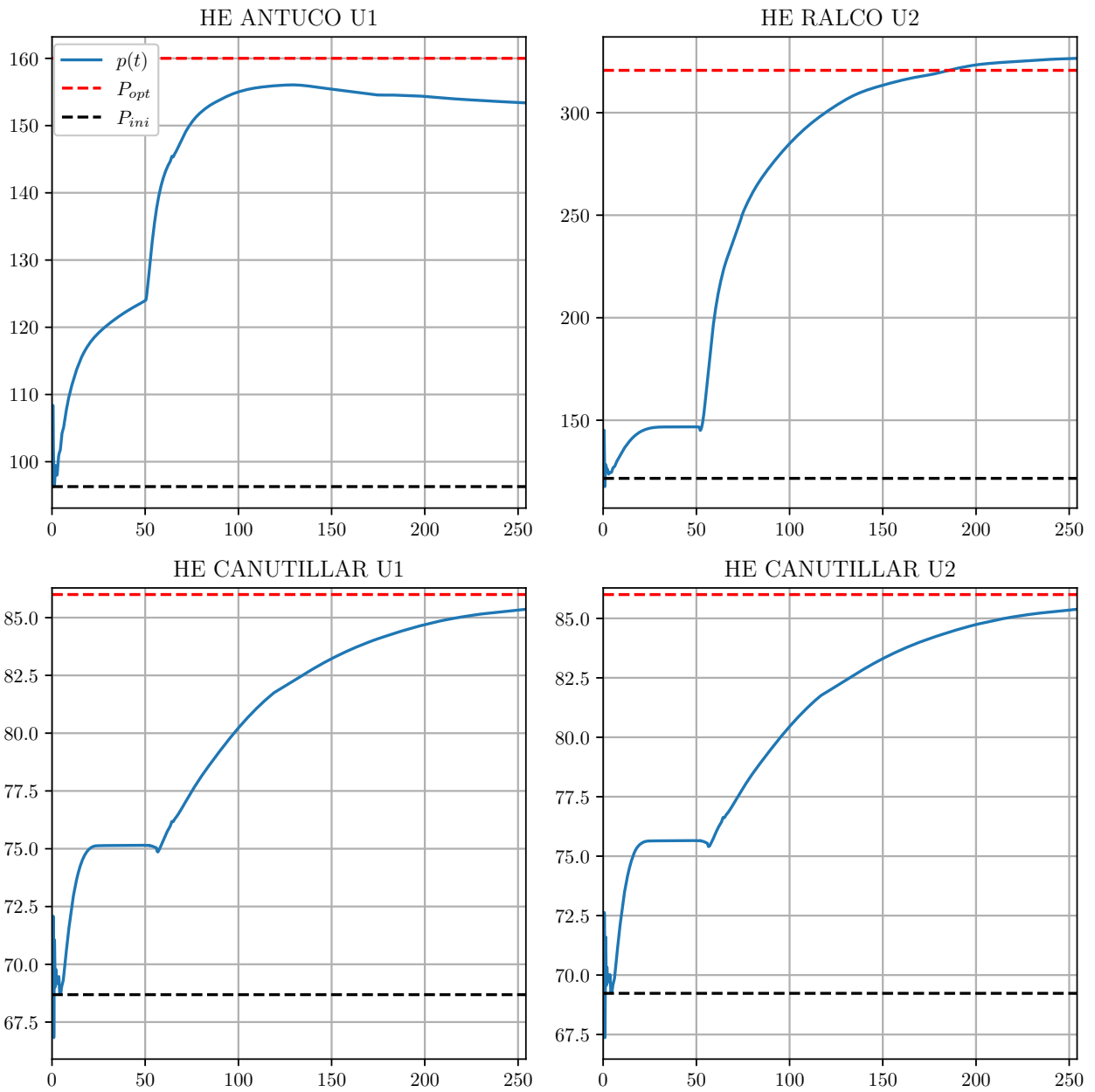


Figura E.8: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 2

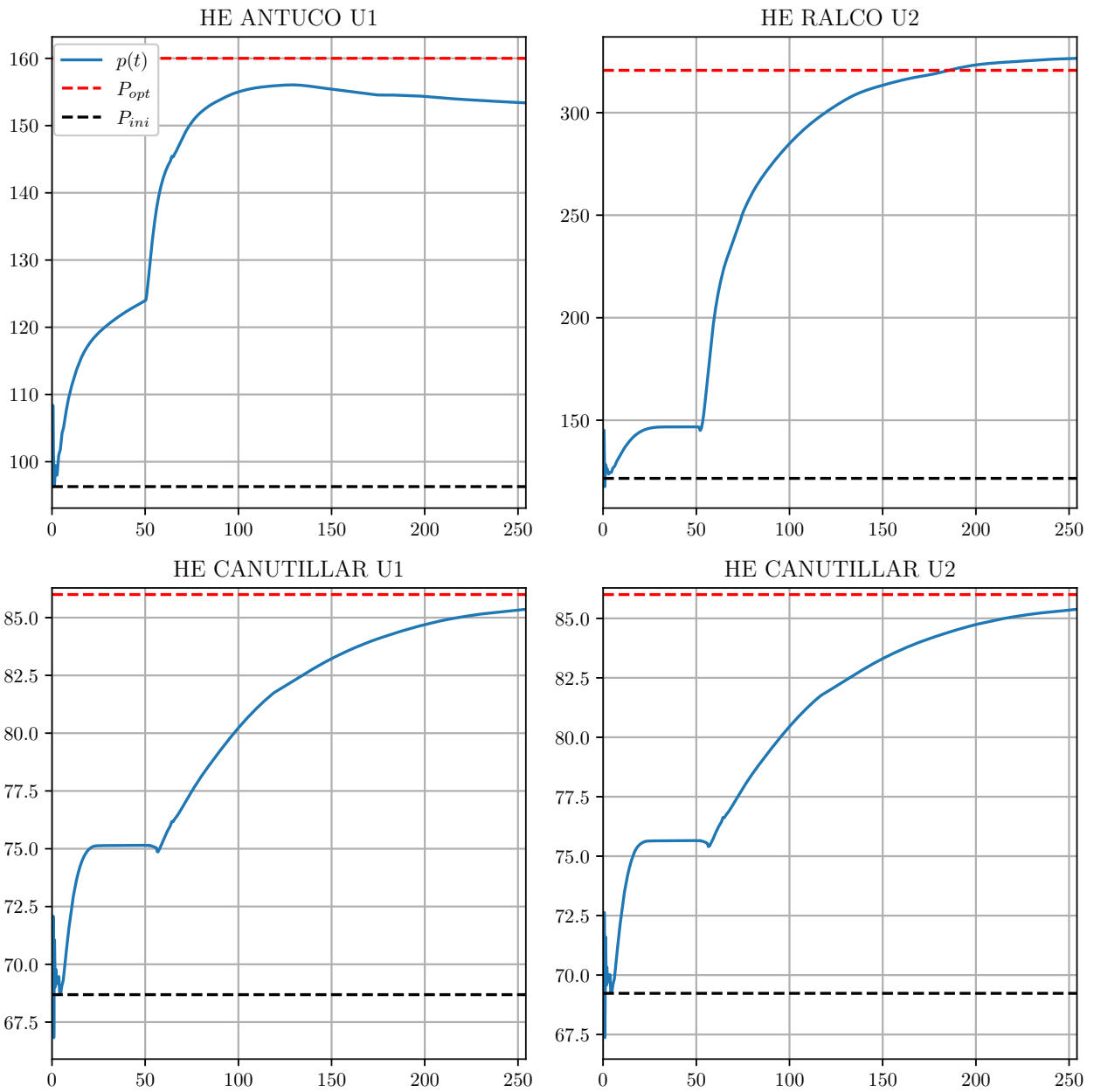


Figura E.9: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario valle, contingencia 3

■ **Escenario punta:**

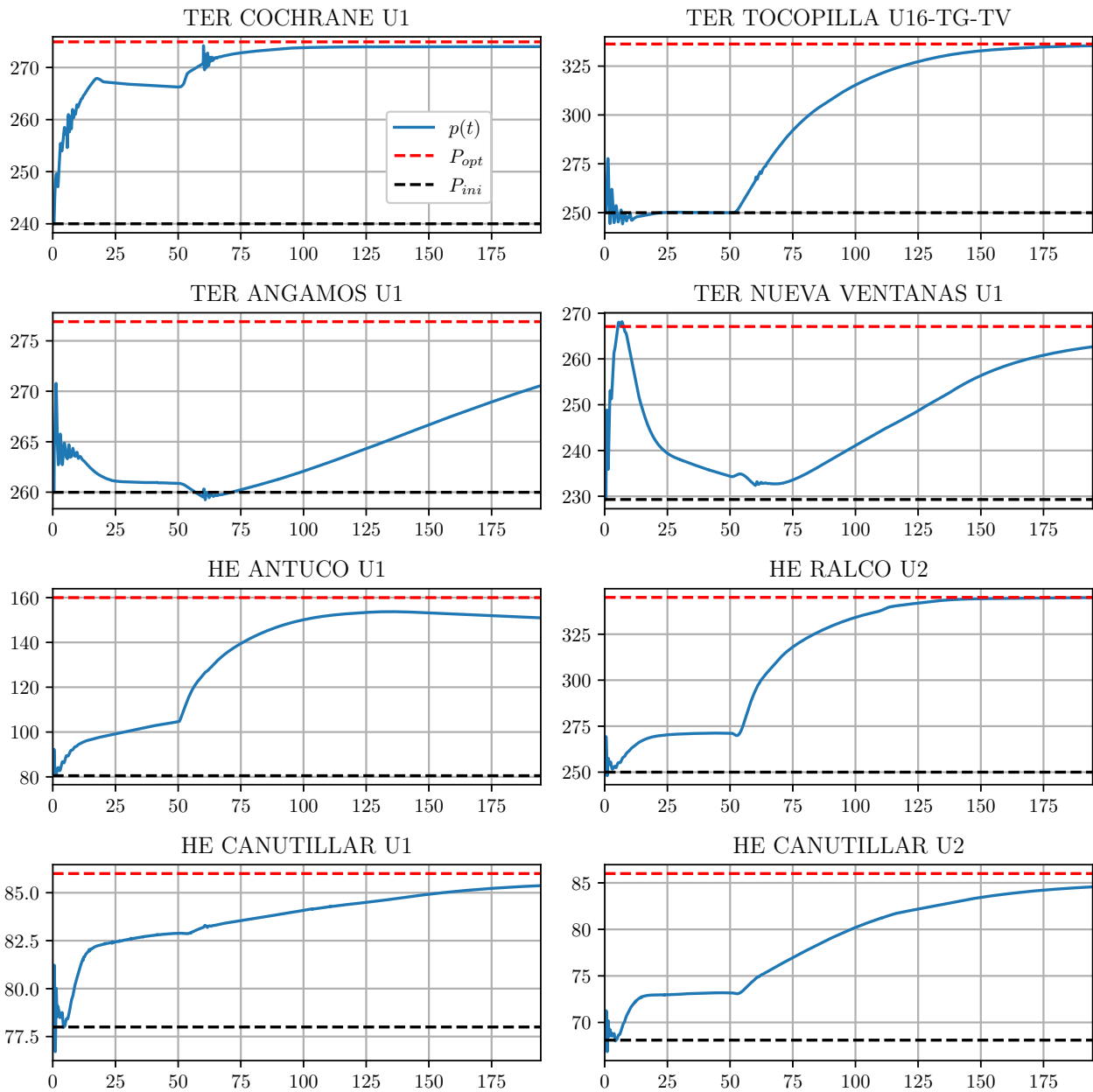


Figura E.10: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3

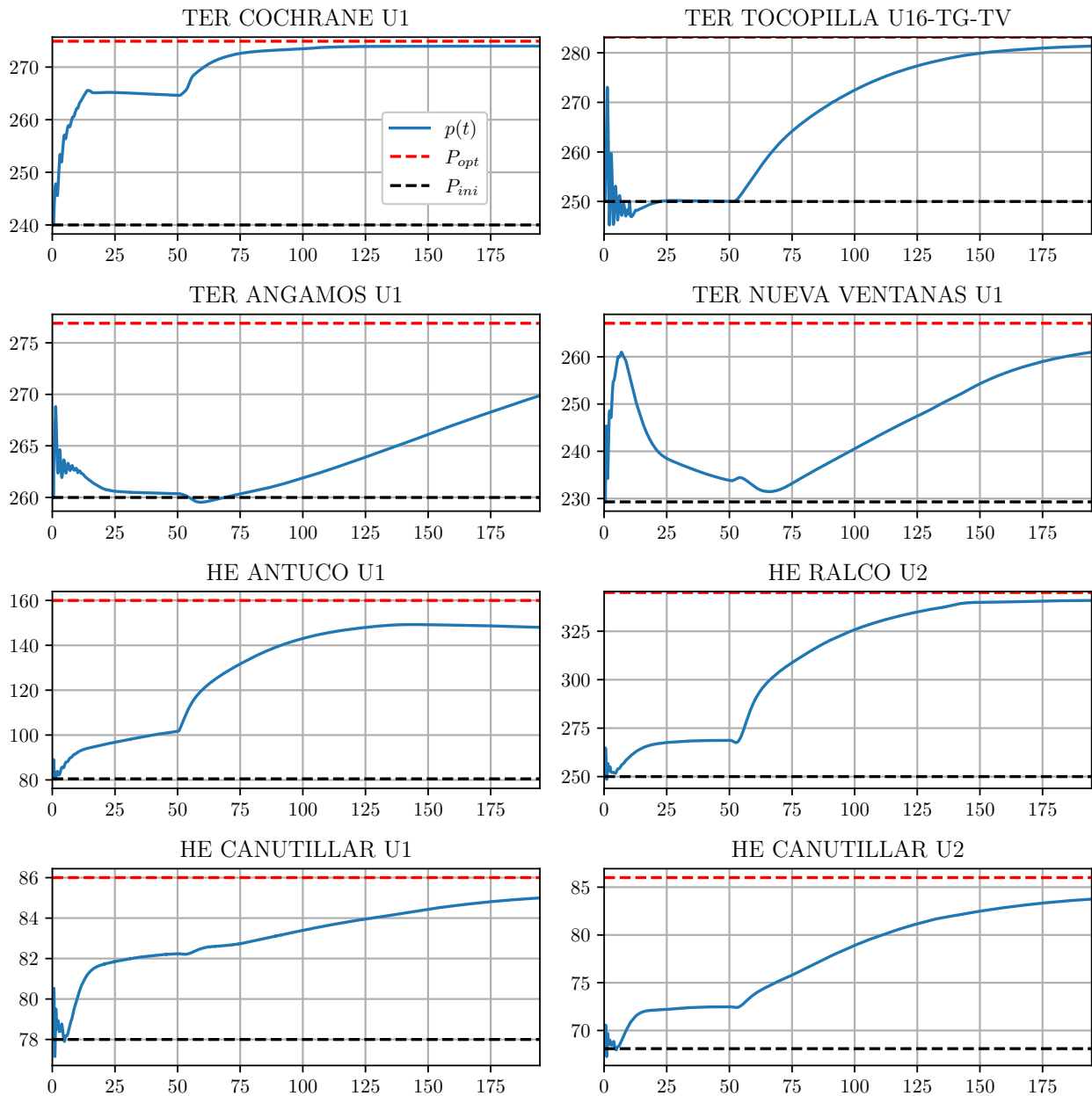


Figura E.11: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3

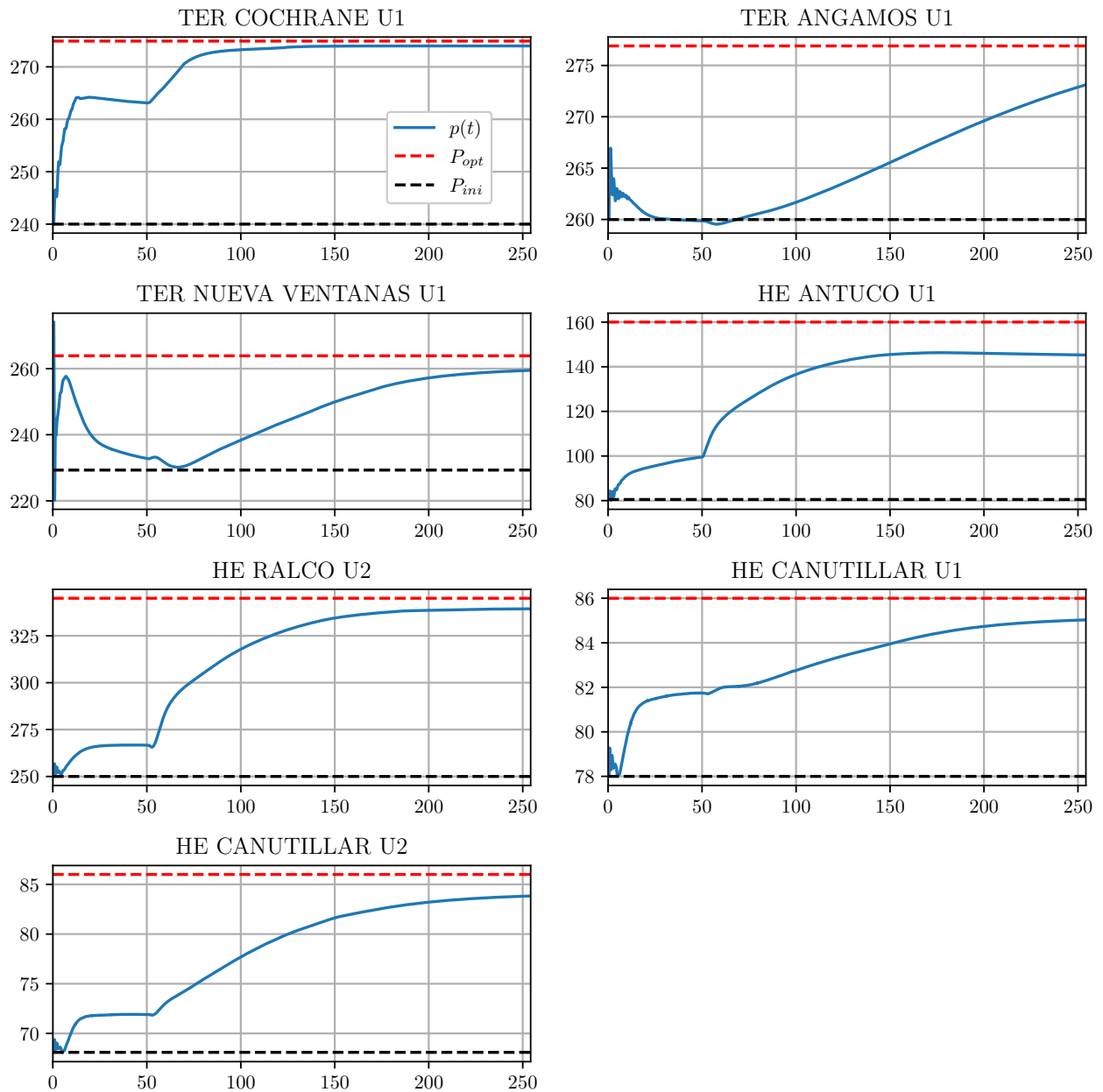


Figura E.12: Despacho de potencia de unidades en AGC tradicional (14 unidades) para escenario punta, contingencia 3

E.2. Contingencias de generación incluyendo a las unidades ERV

E.2.1. Considerando todas las unidades operativas para el escenario

- **Escenario valle:**

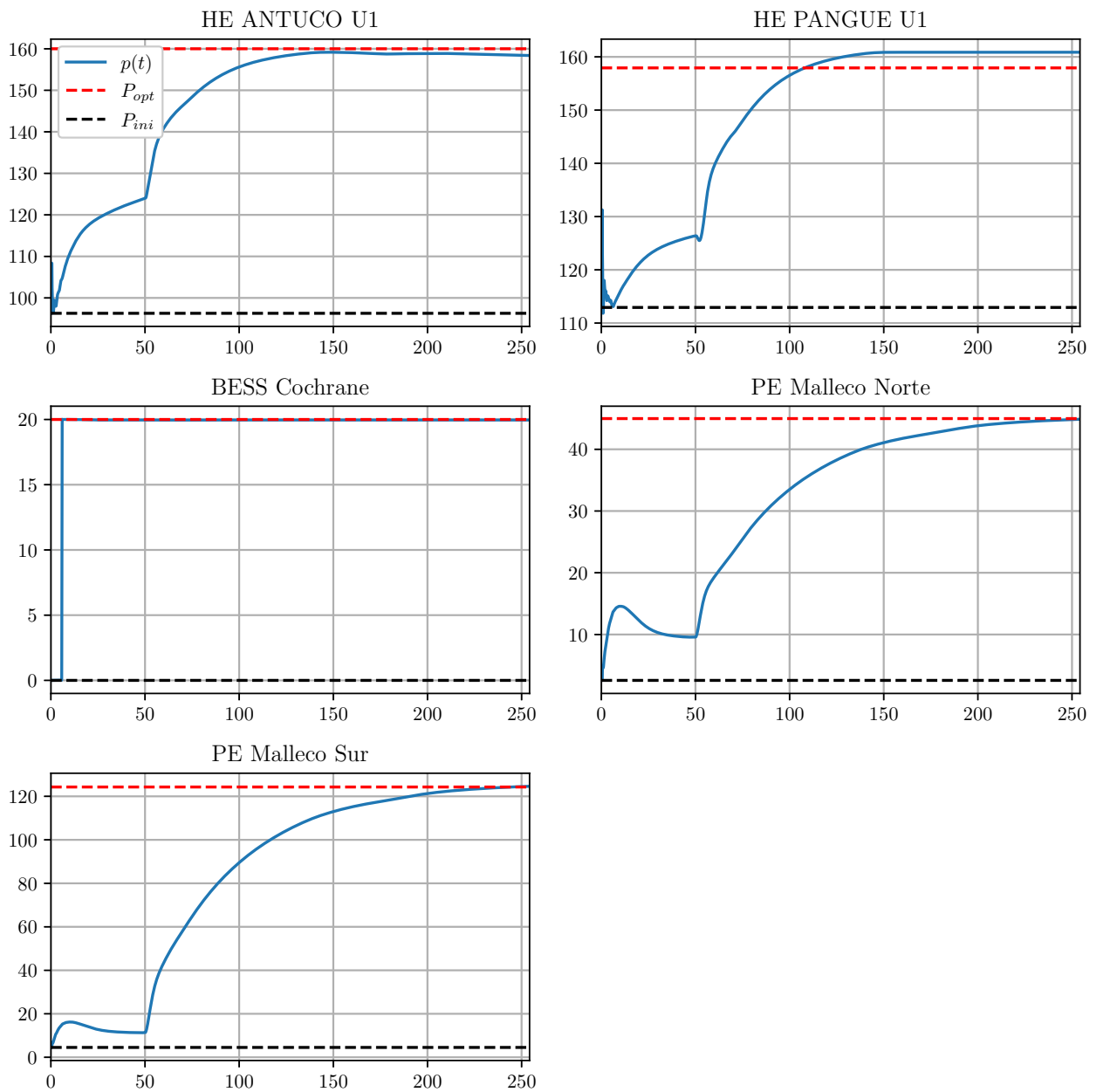


Figura E.13: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 1

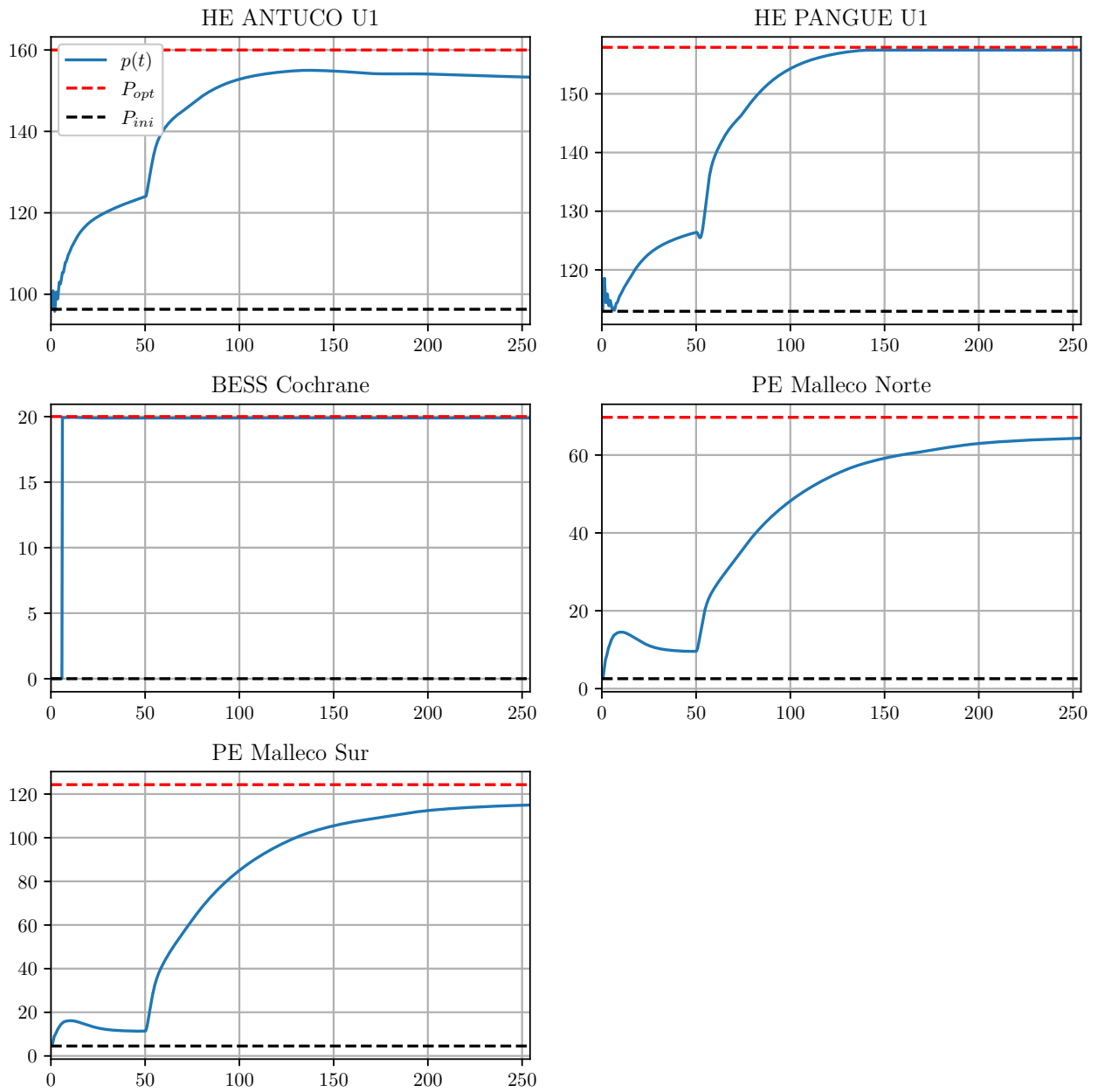


Figura E.14: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 2

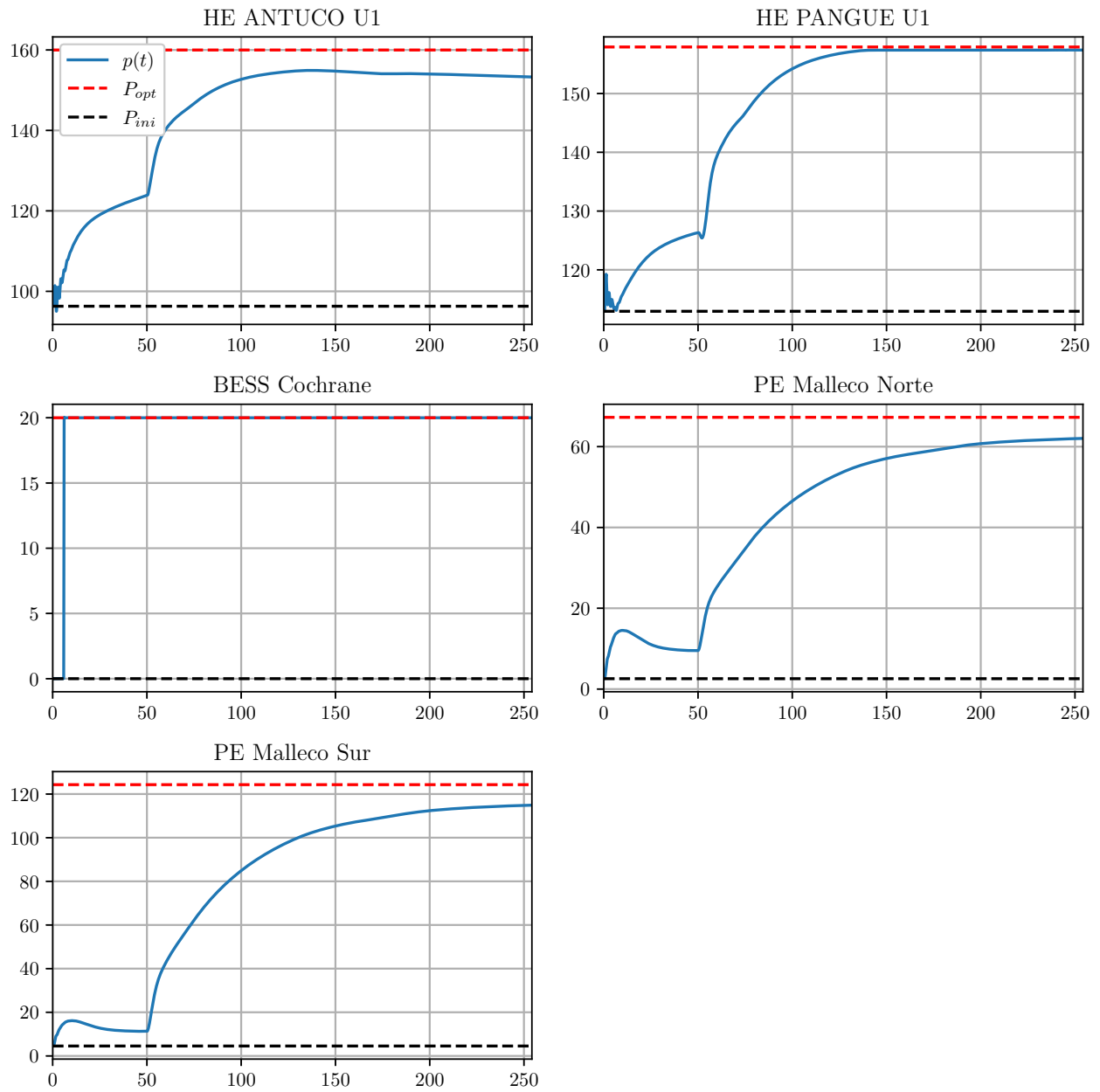


Figura E.15: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario valle, contingencia 3

■ Escenario punta:

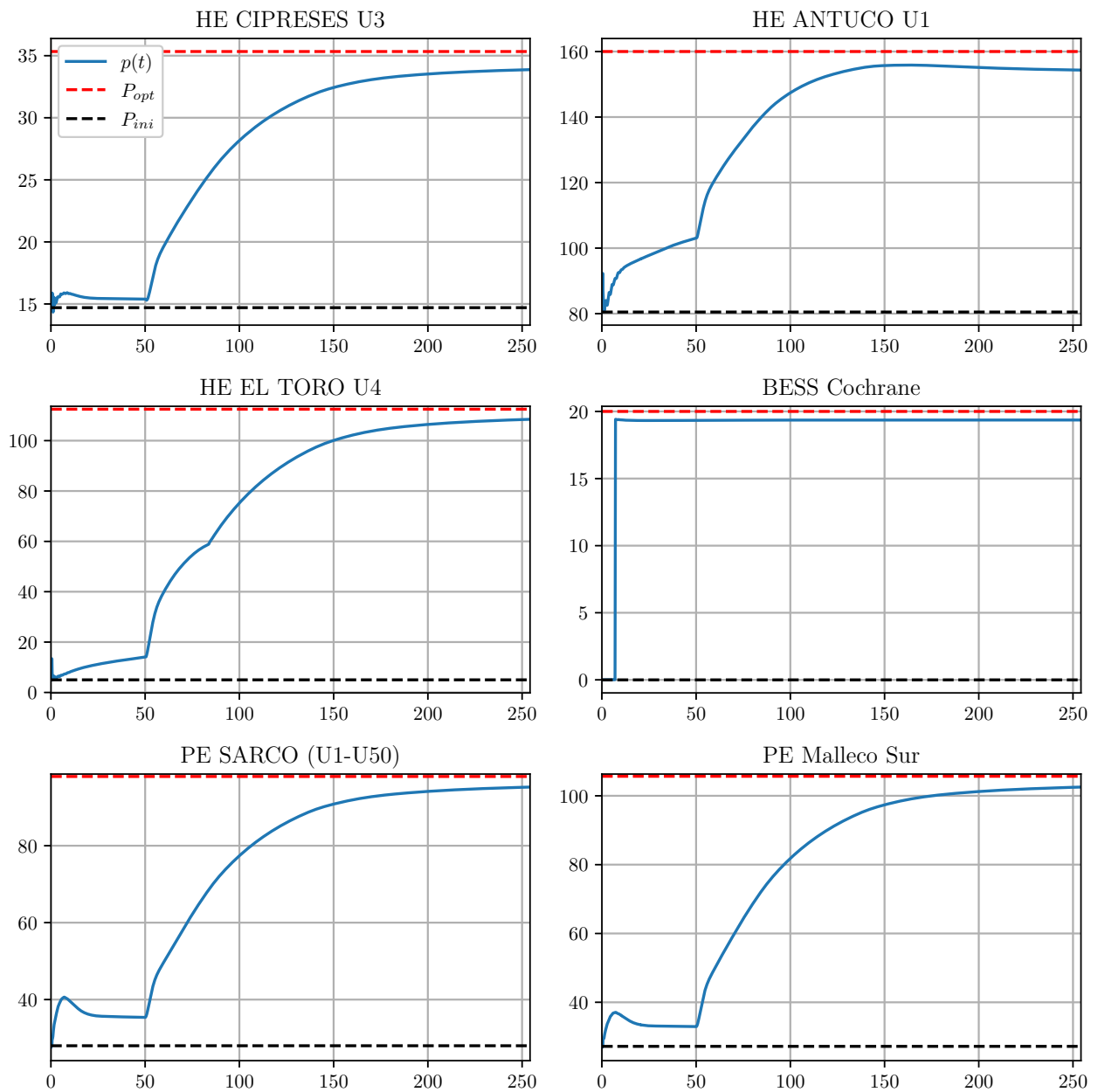


Figura E.16: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 1

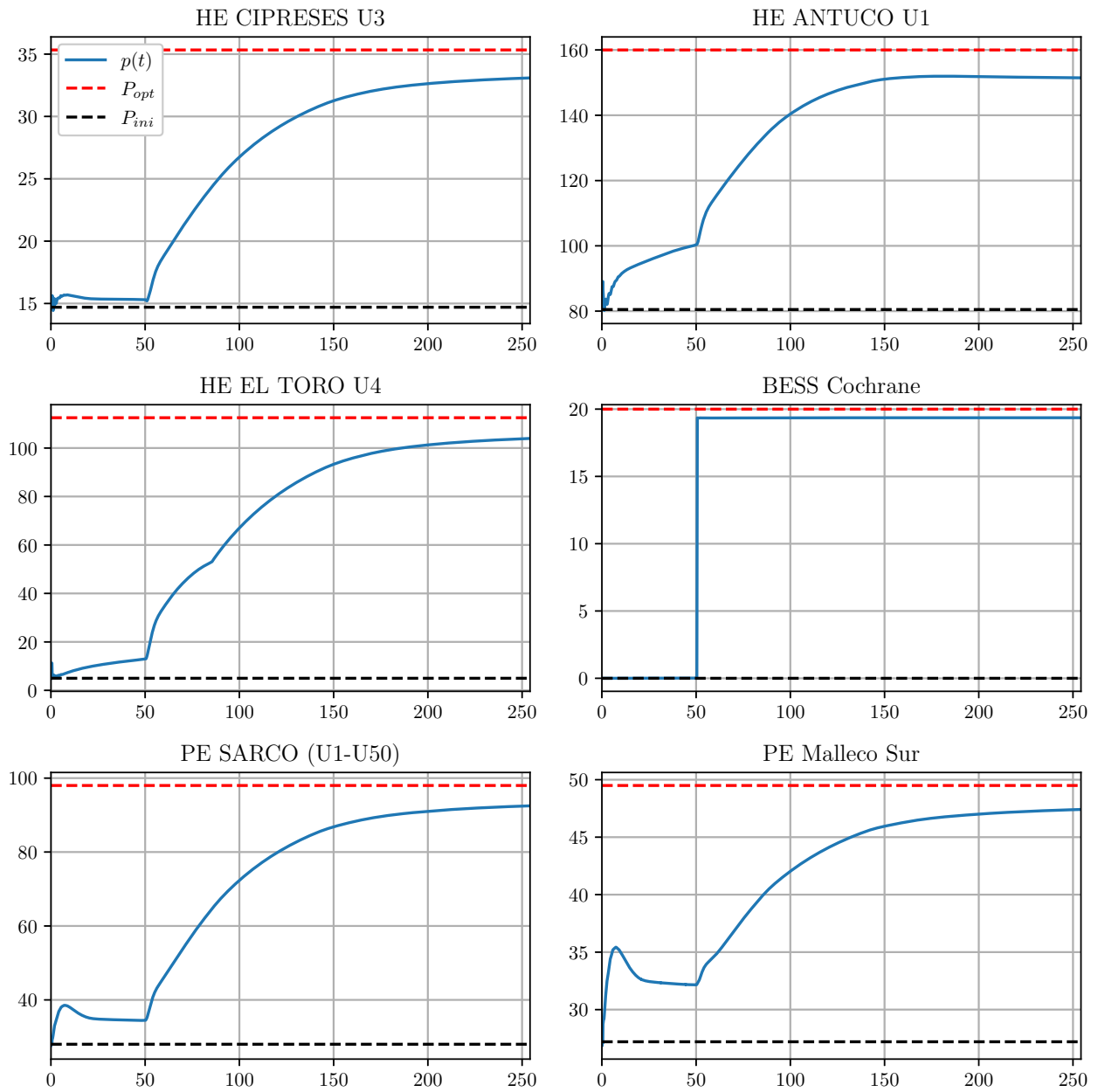


Figura E.17: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 2

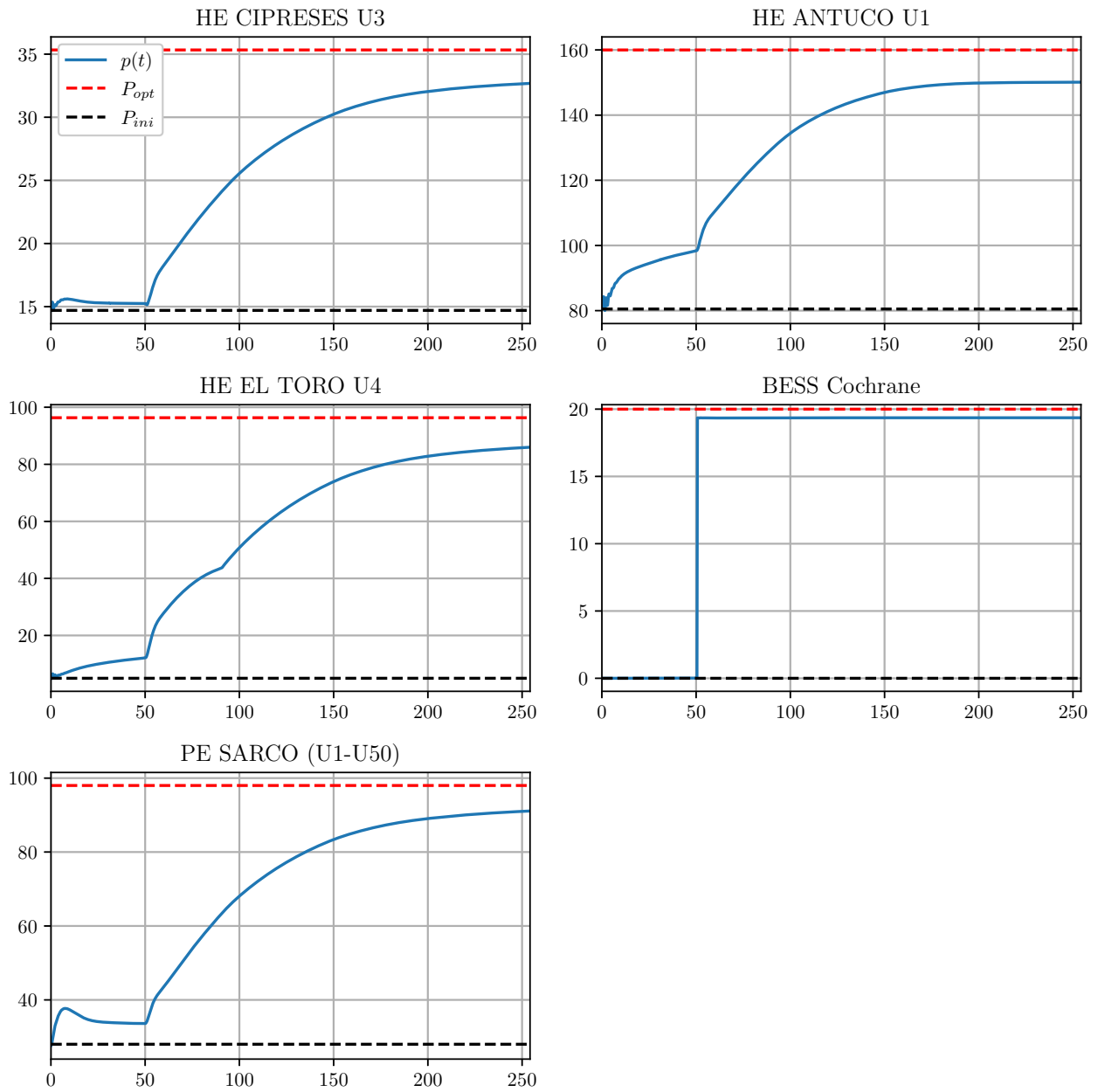


Figura E.18: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC para escenario punta, contingencia 3

E.2.2. Considerando unidades operativas en ambos escenarios

■ Escenario valle:

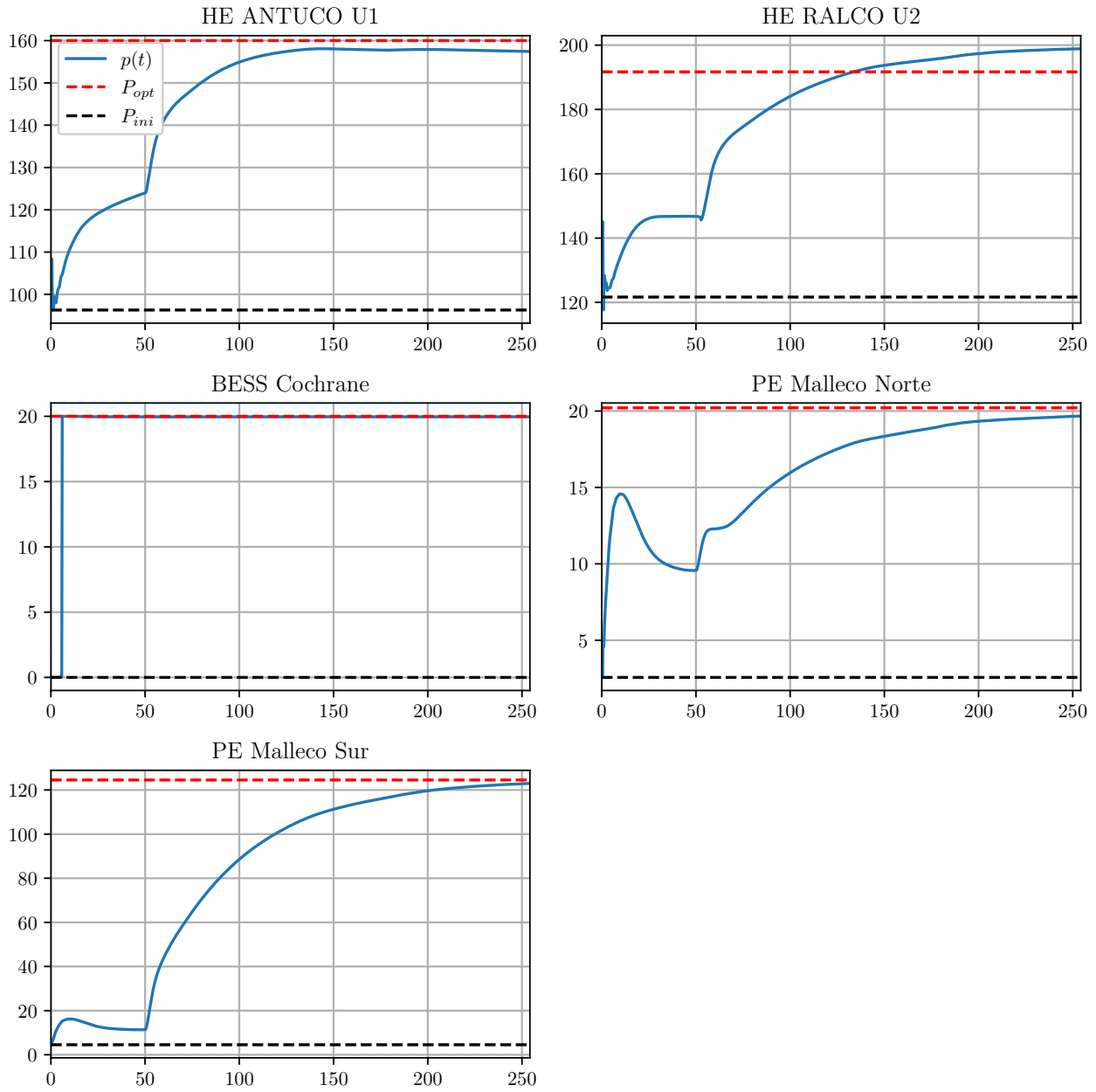


Figura E.19: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 1

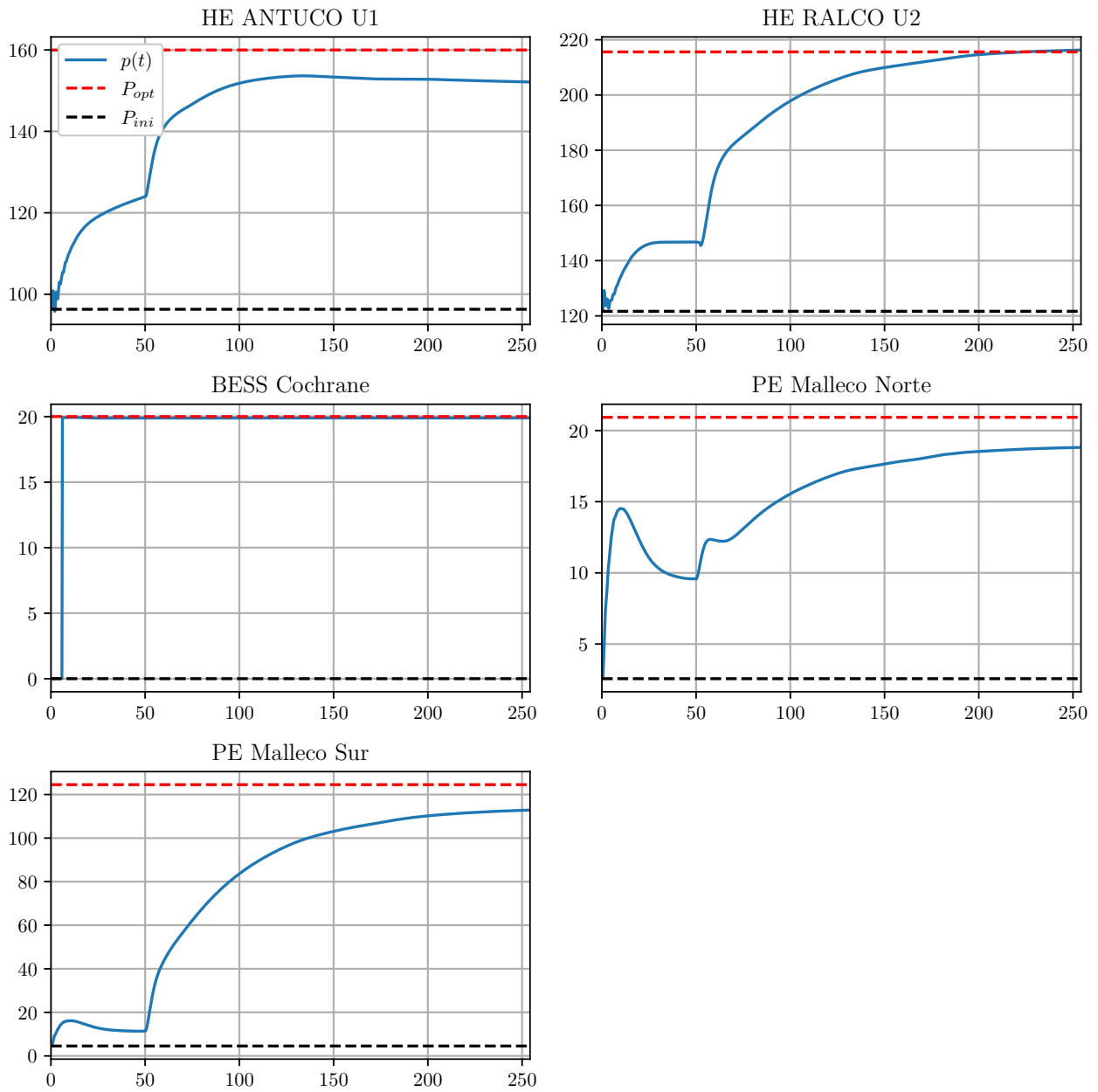


Figura E.20: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 2

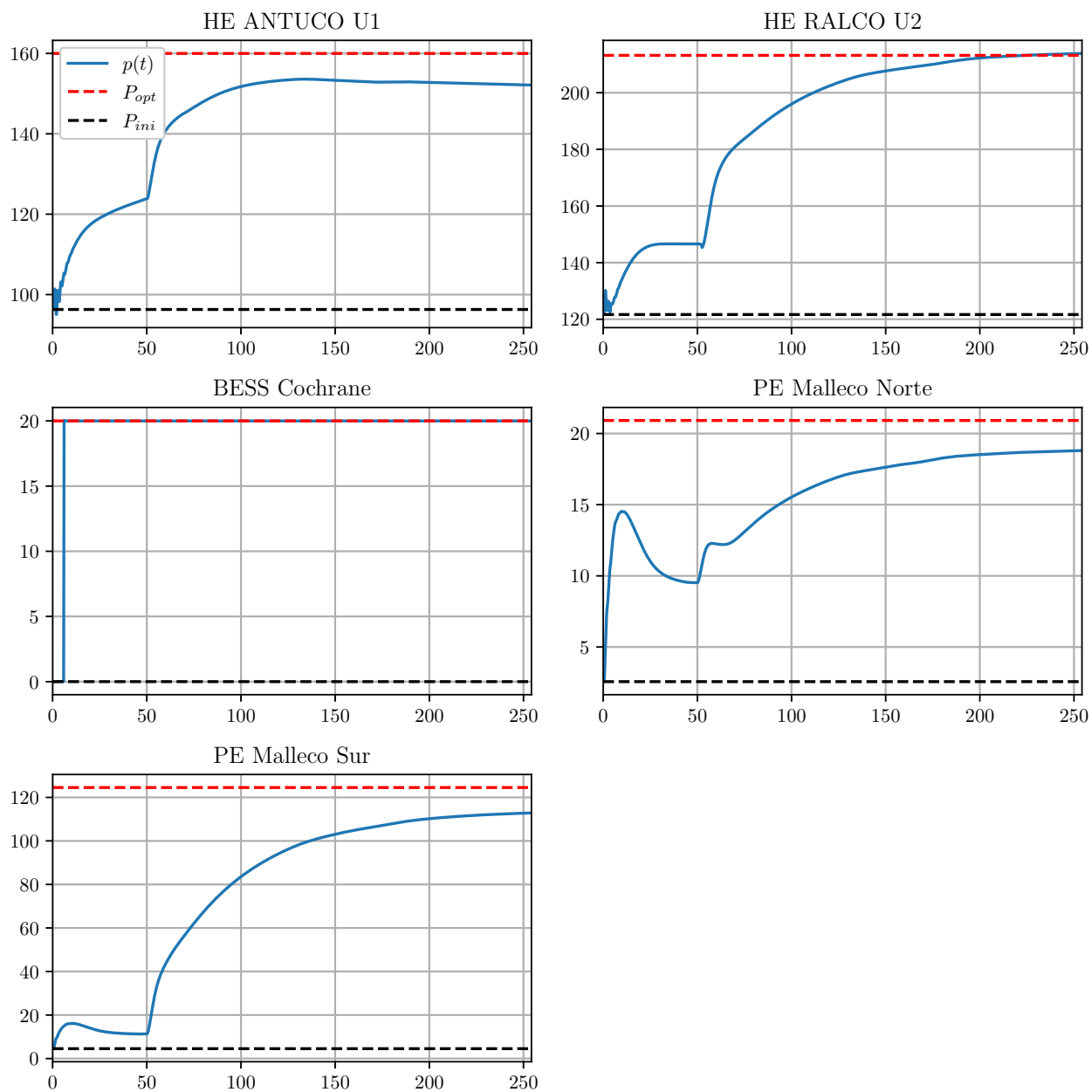


Figura E.21: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario valle, contingencia 3

■ **Escenario punta:**

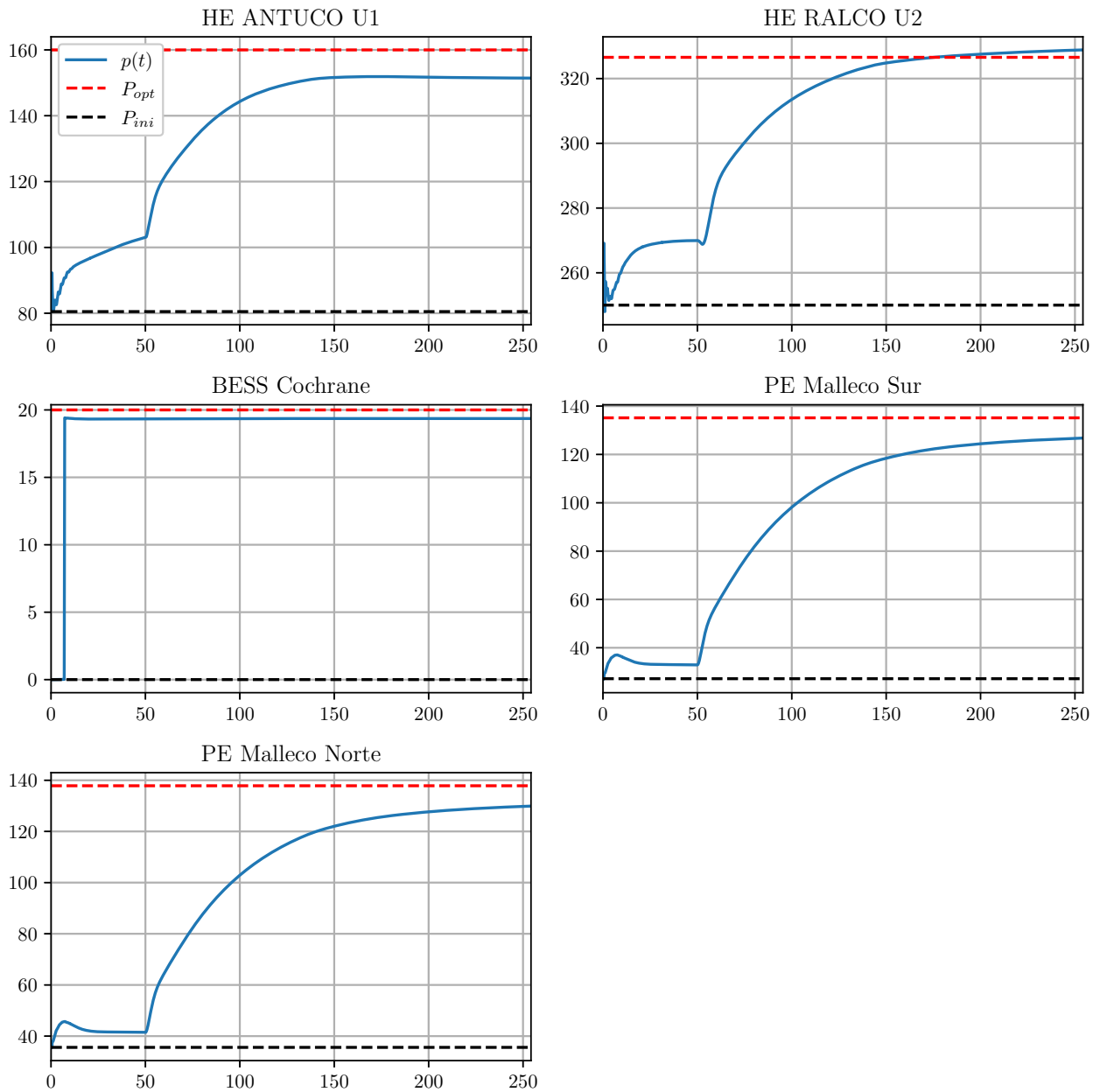


Figura E.22: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 1

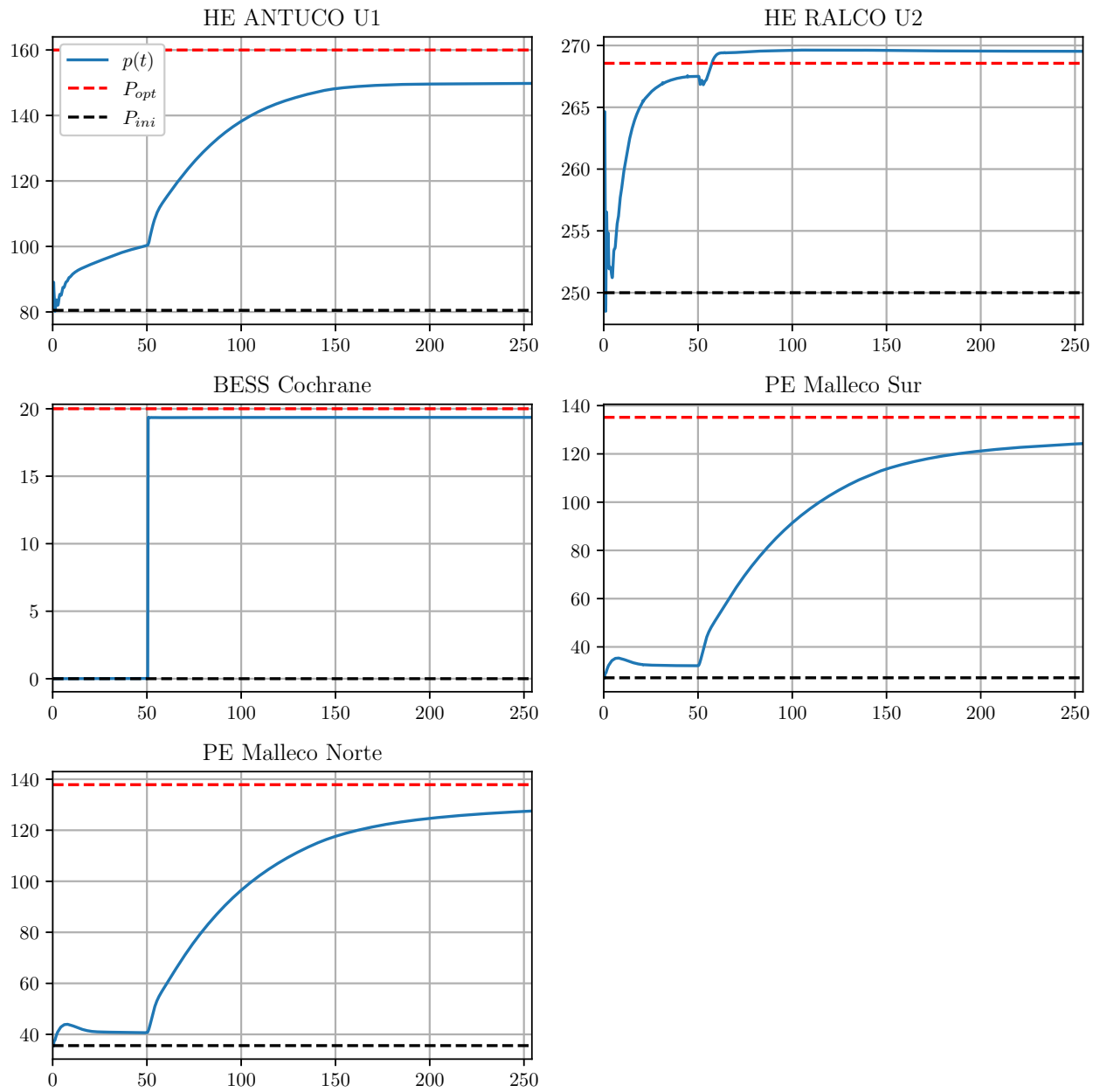


Figura E.23: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 2

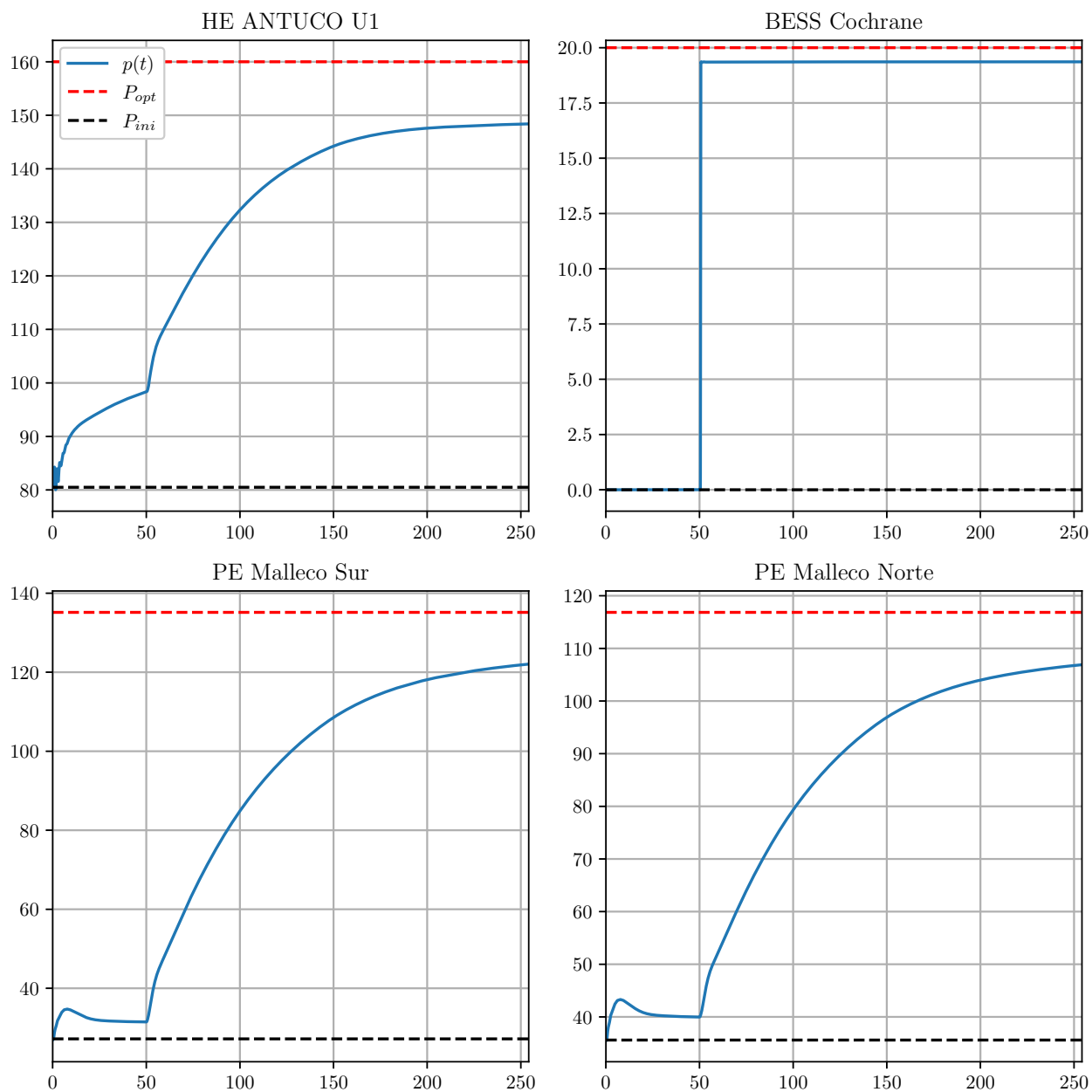


Figura E.24: Despacho de potencia de unidades incluyendo las ERV en el AGC (17 unidades) para escenario punta, contingencia 3

E.2.3. Análisis del vertimiento

- Escenario valle:

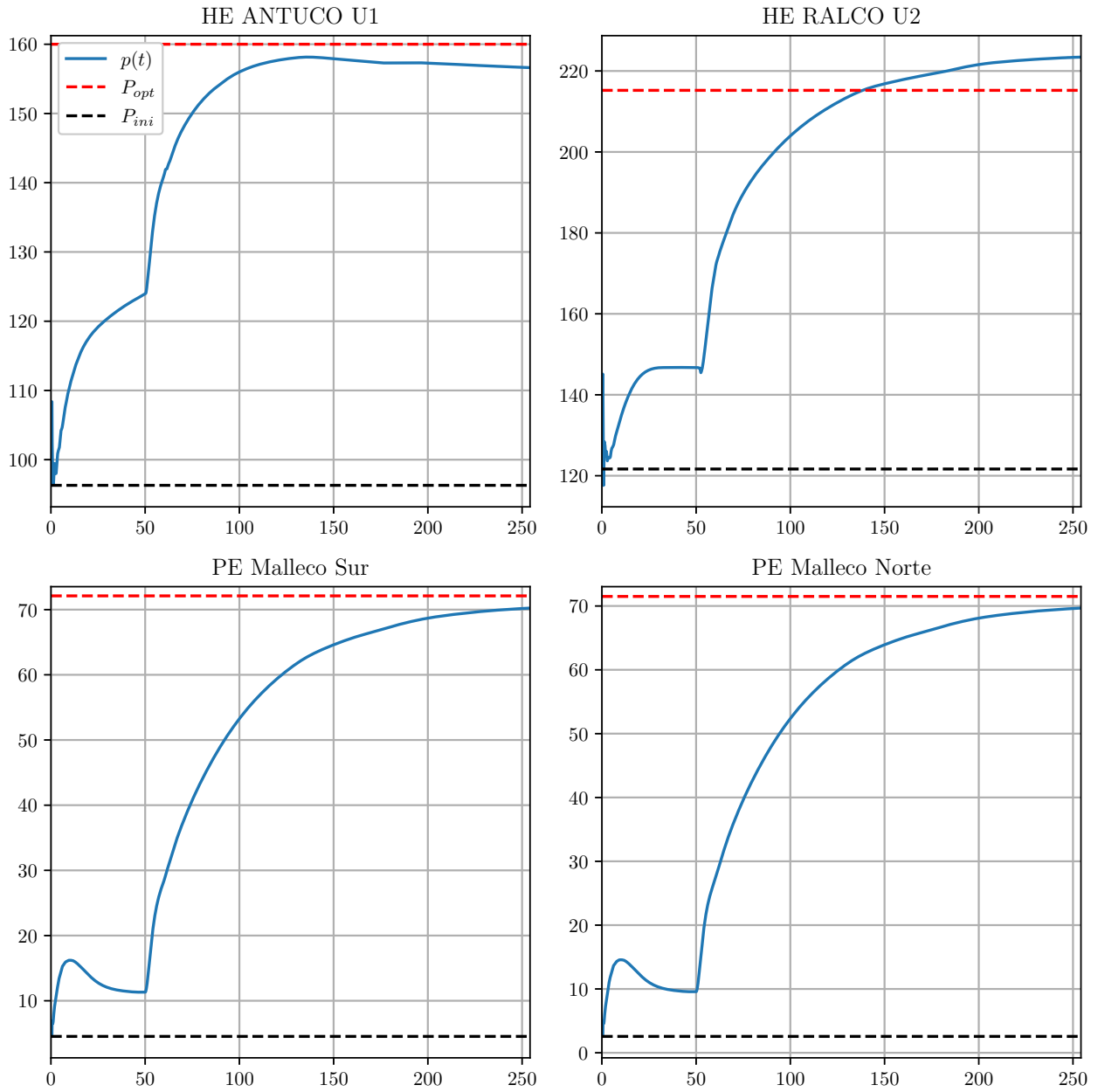


Figura E.25: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 1

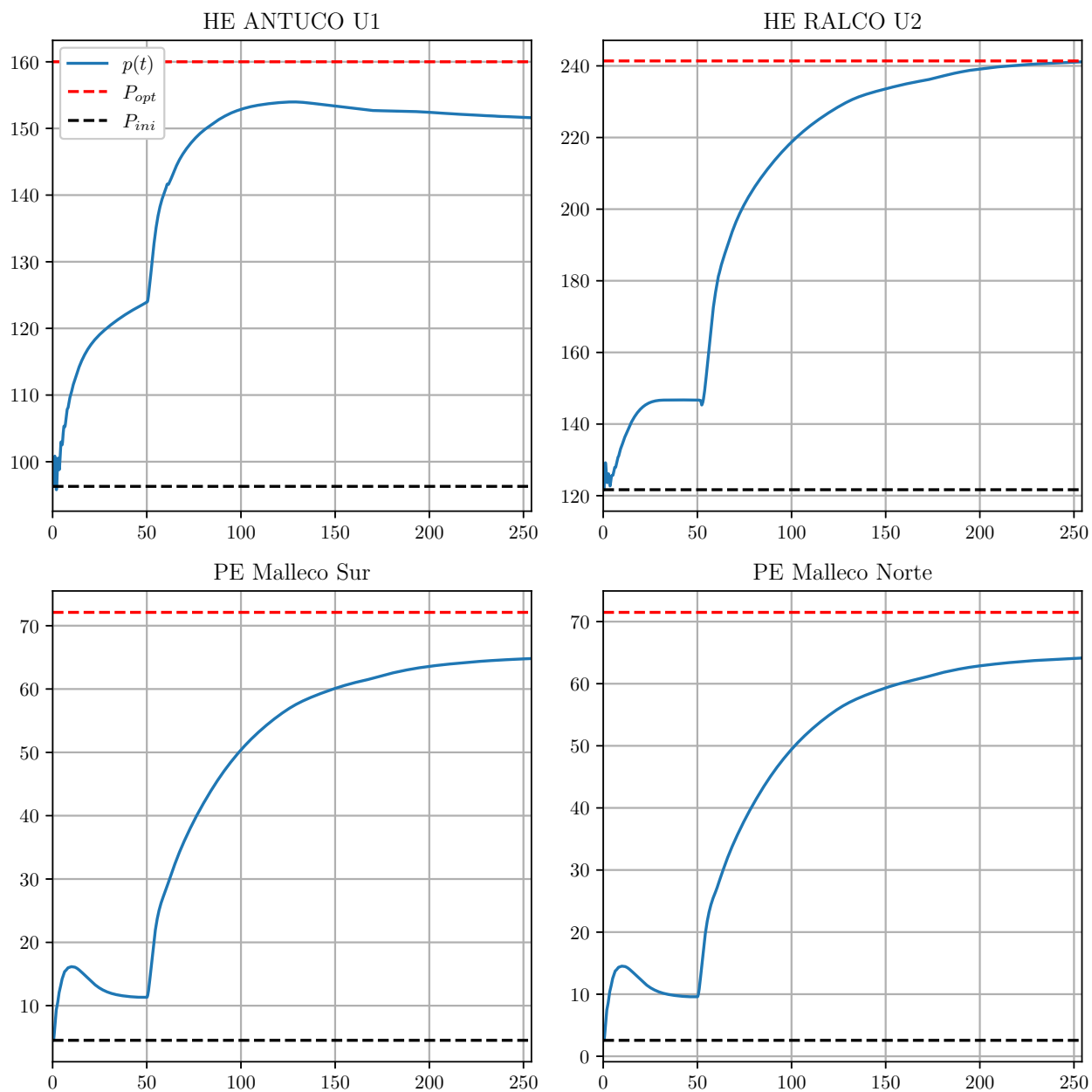


Figura E.26: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 2

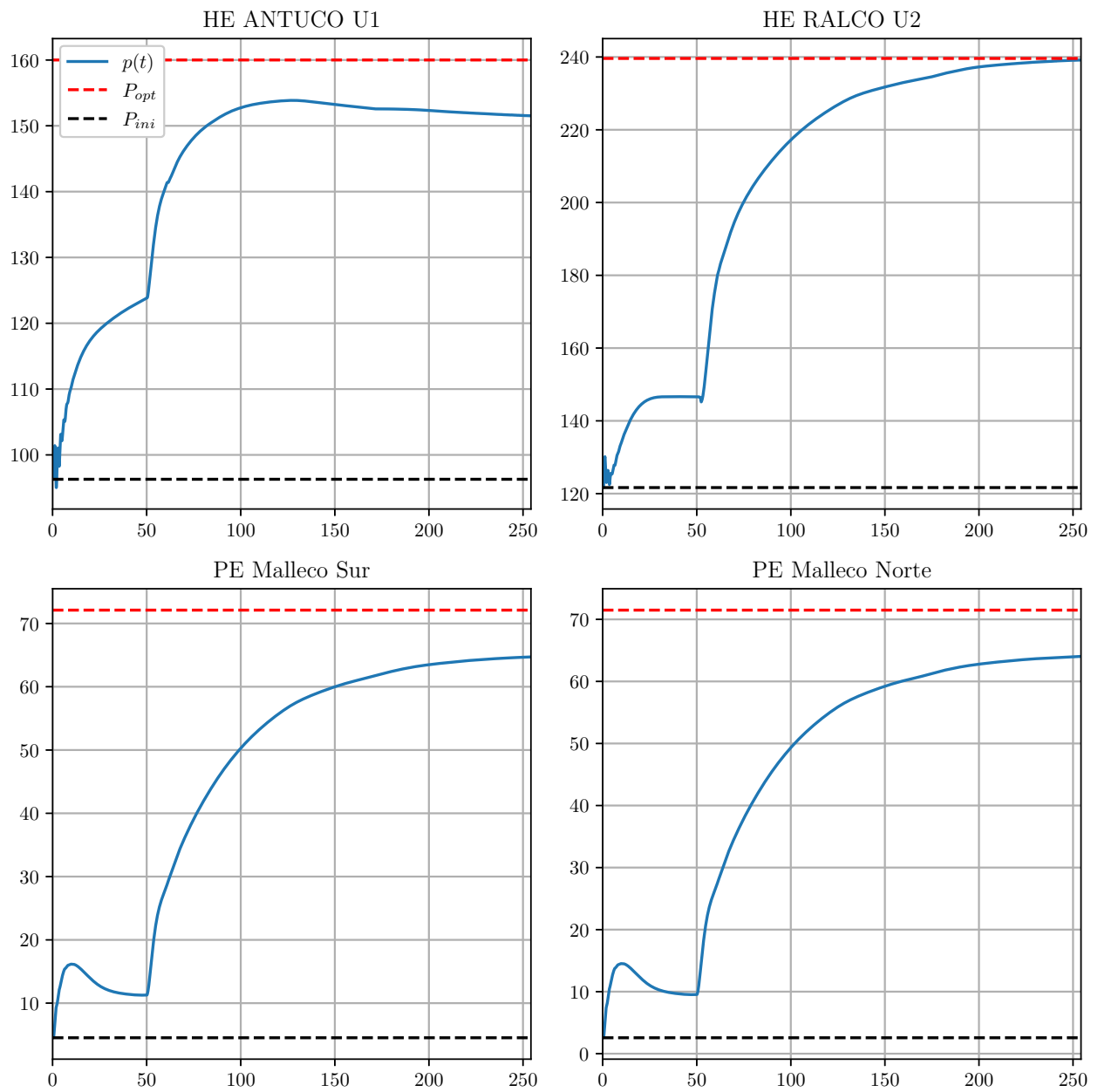


Figura E.27: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario valle, contingencia 3

■ **Escenario punta:**

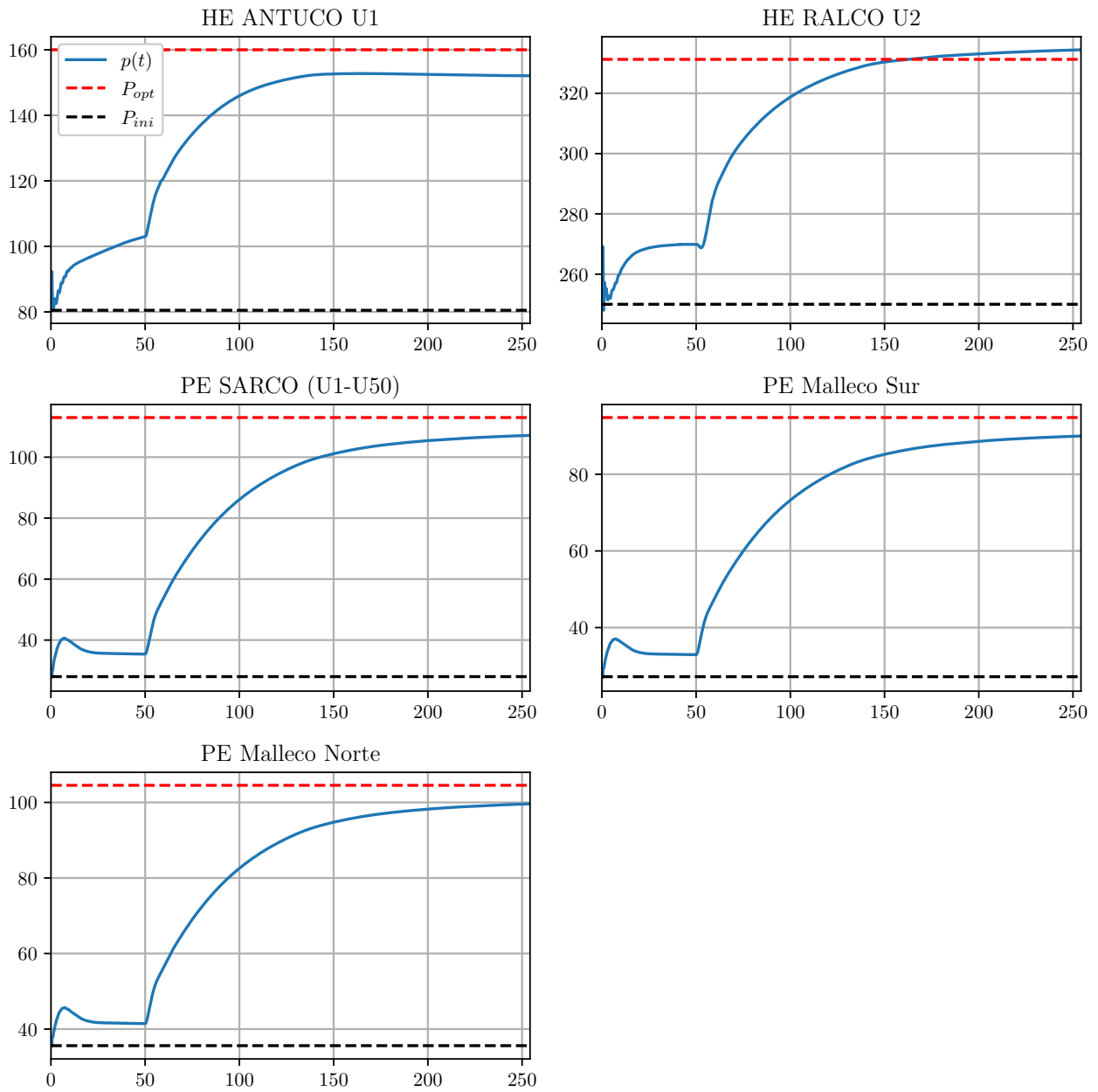


Figura E.28: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 1

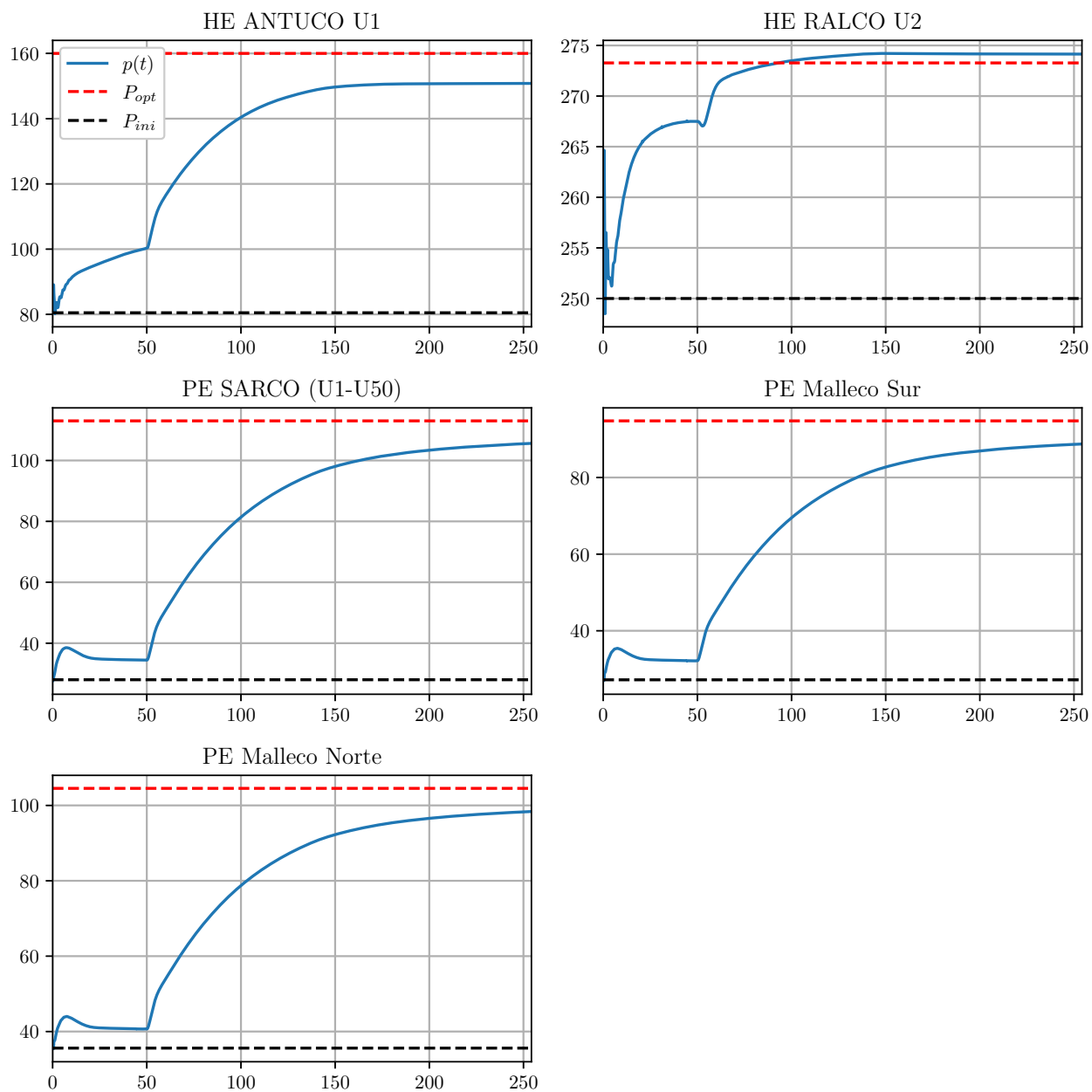


Figura E.29: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 2

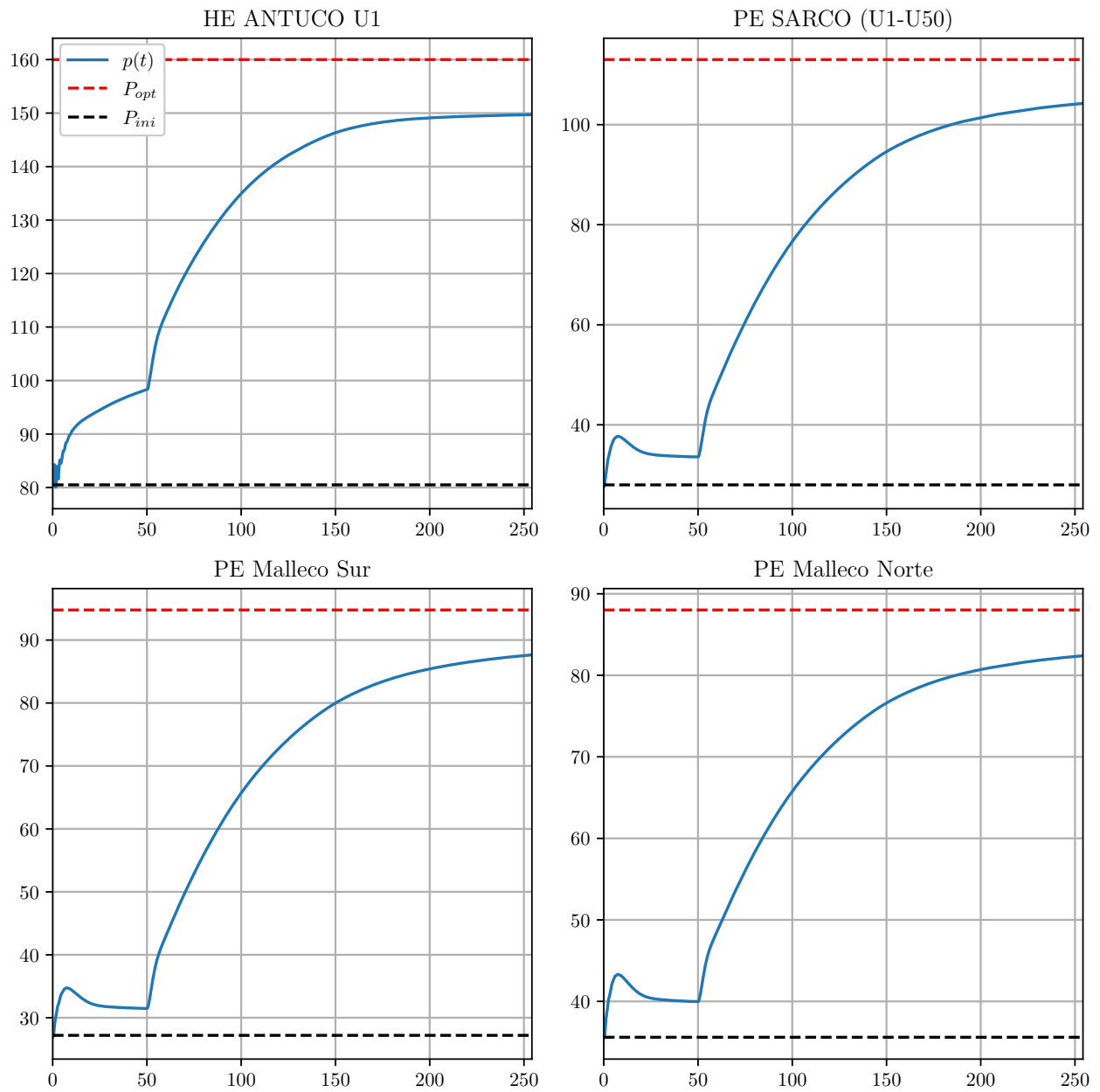


Figura E.30: Despacho de potencia de unidades en análisis de vertimiento para escenario punta, contingencia 3

E.2.4. Limitaciones en el sistema de transmisión

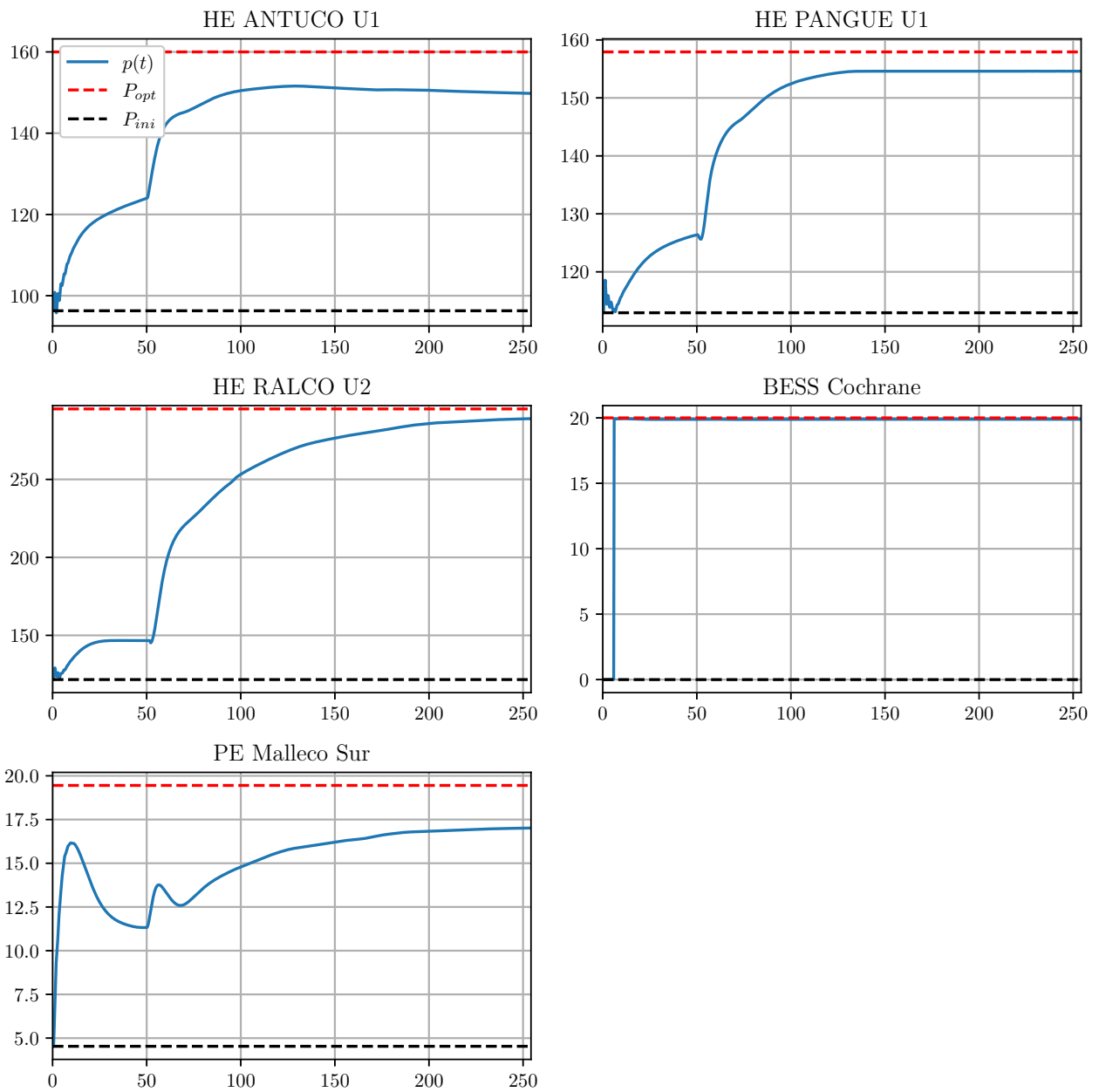


Figura E.31: Despacho de potencia de unidades para congestión en línea *Charrúa - Mulchen*

E.3. Contingencias de demanda

- Escenario valle:

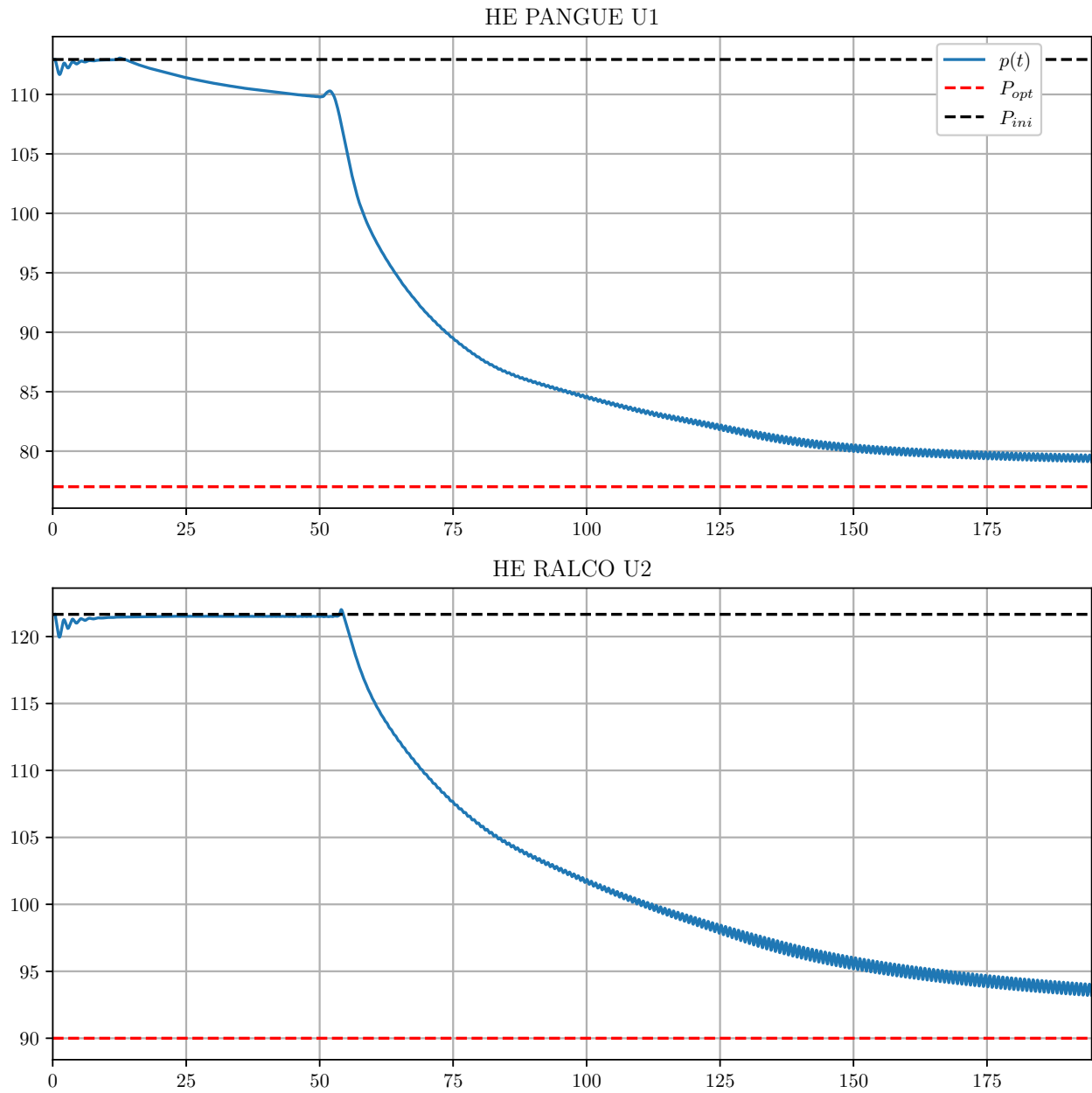


Figura E.32: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 1

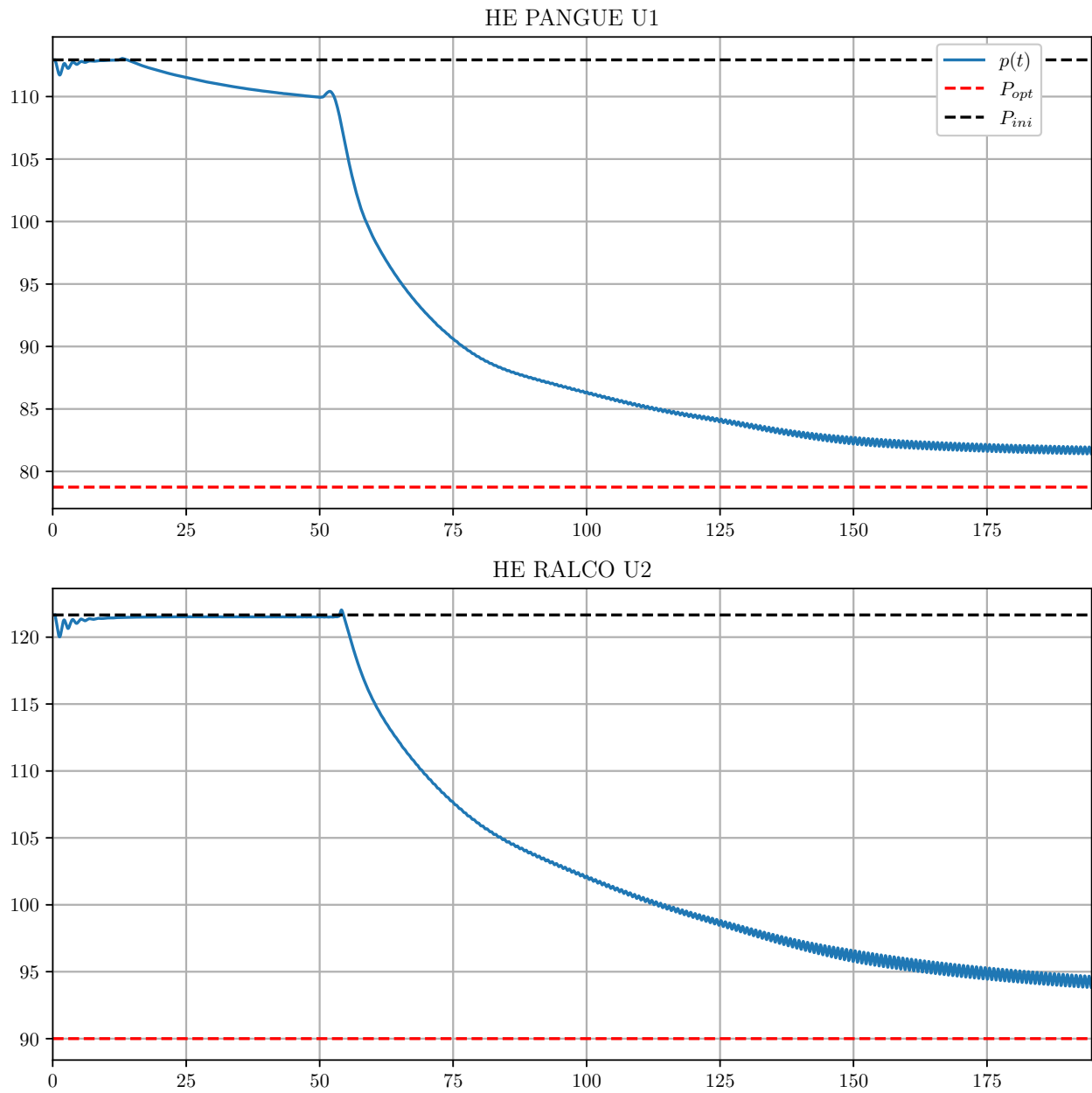


Figura E.33: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 2

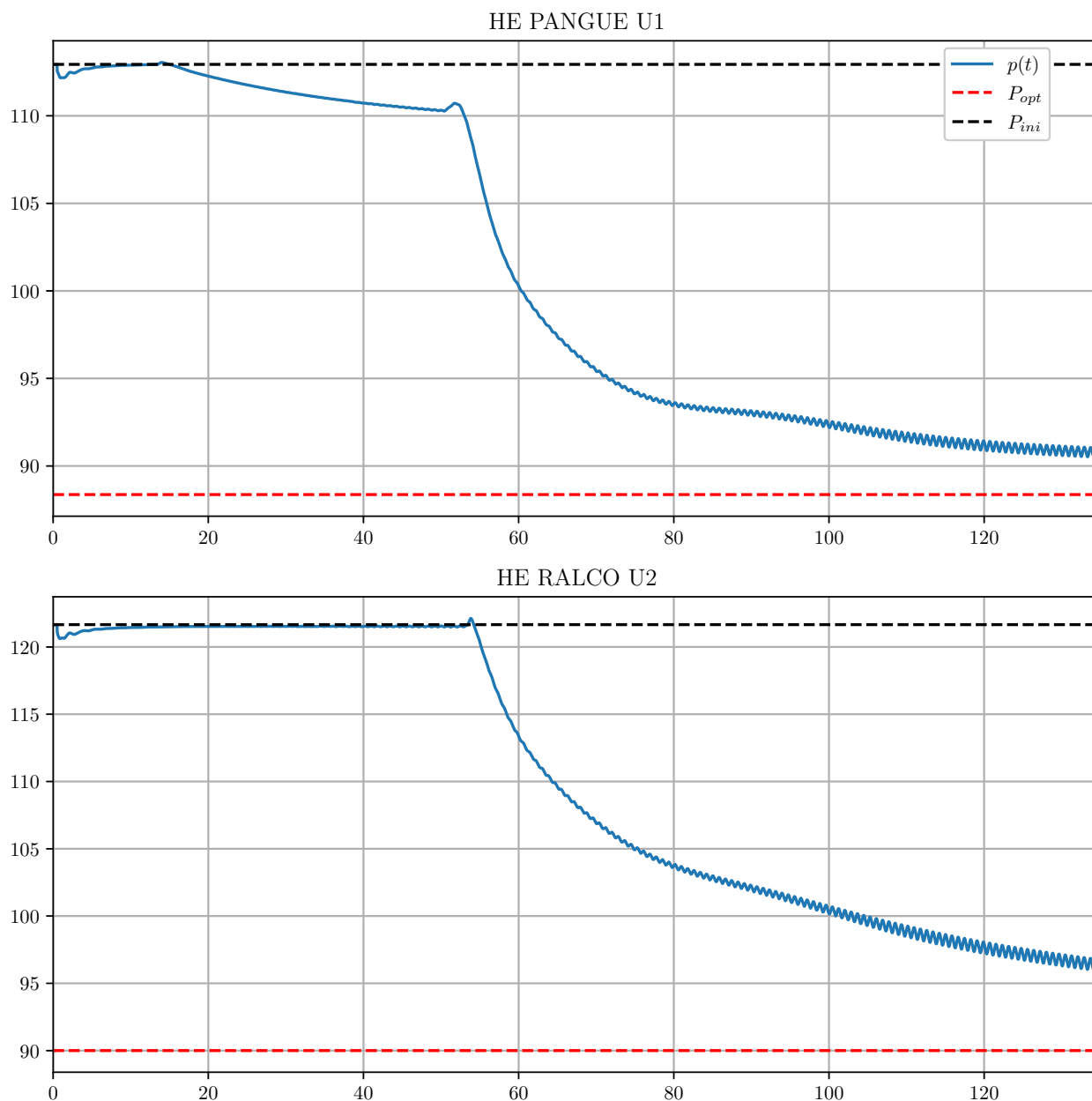


Figura E.34: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario valle, contingencia 3

■ Escenario punta:

PE PUNTA SIERRA (U1-U32)

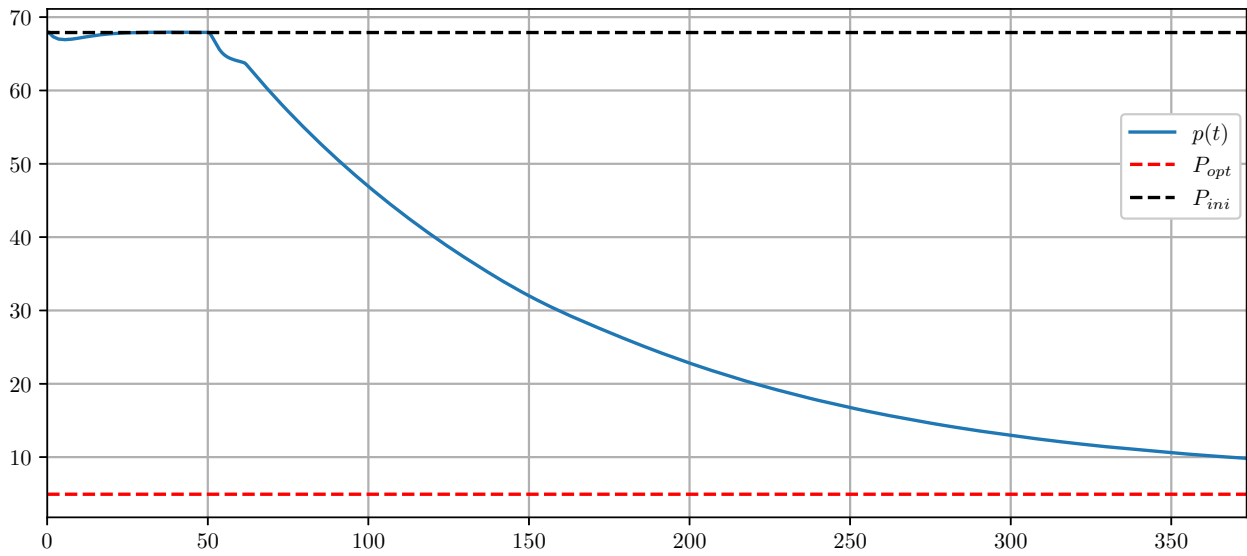


Figura E.35: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 1

PE PUNTA SIERRA (U1-U32)

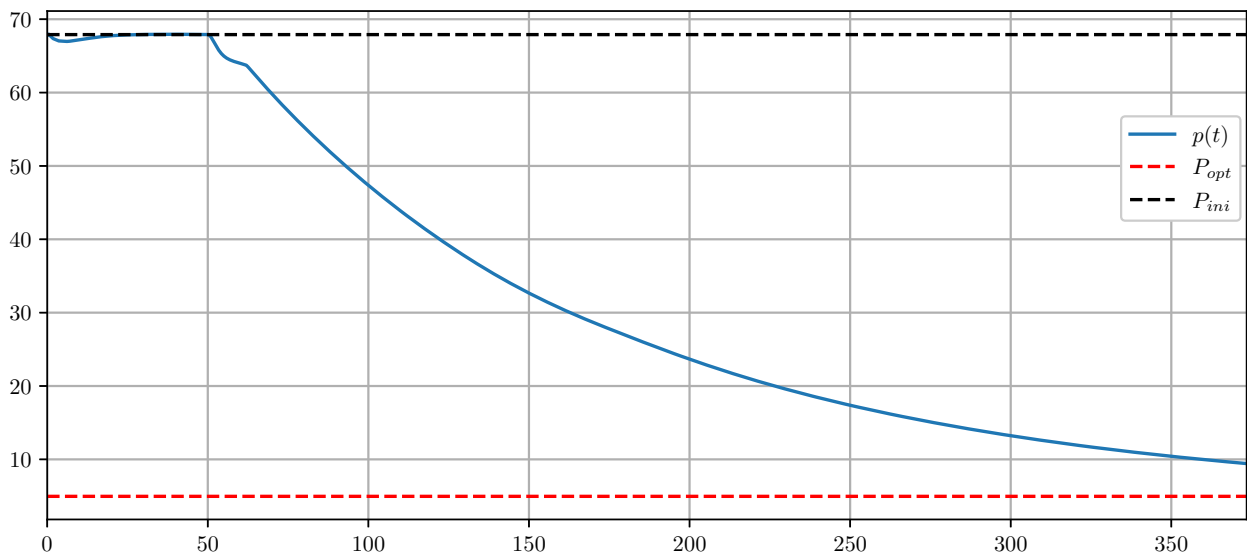


Figura E.36: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 2

PE PUNTA SIERRA (U1-U32)

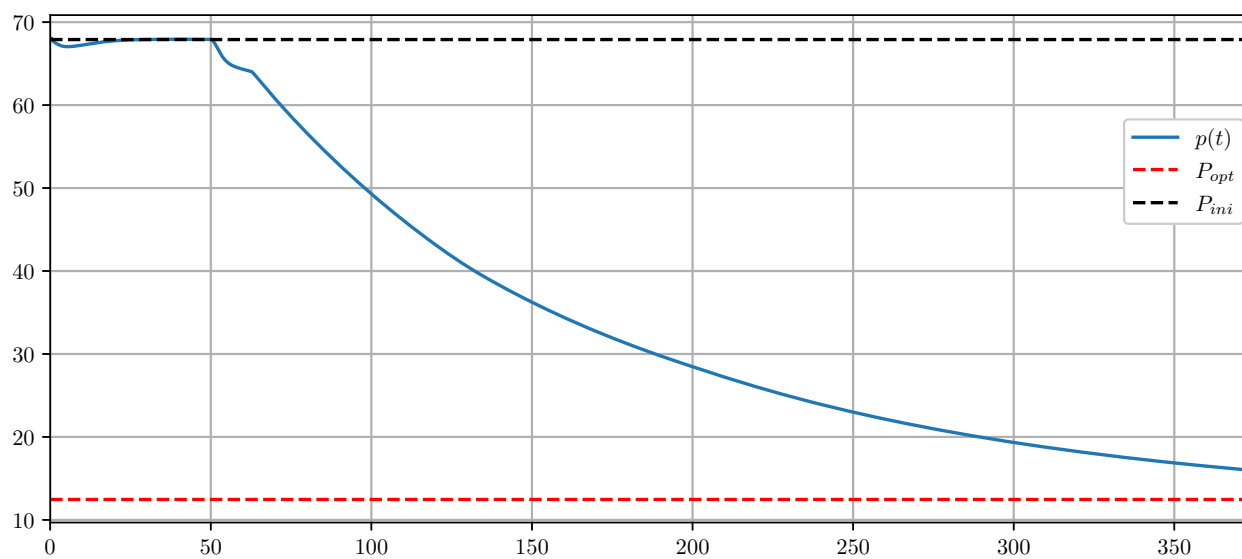


Figura E.37: Despacho de potencia de unidades para contingencias de demanda en escenario punta, contingencia 3