



2022

**REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**



**Informe 3: Estudios de simulación y definición de las propuestas de mejora de los SSCC en el SIN**

**PHC-208-22**

**Noviembre de 2022**

[www.phc.com.co](http://www.phc.com.co)

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

**CONTROL DE REVISIONES**

Revisión No.	Aspecto revisado	Elaboró	Revisó	Fecha
0	Informe 3	Equipo PHC	PC	23/11/2022

## Contenido

1	OBJETO Y ALCANCE.....	5
1.1	Objeto.....	5
1.2	Alcance del Informe 3 .....	5
2	INTRODUCCIÓN .....	6
3	SIMULACIONES .....	6
3.1	Metodología .....	6
3.2	Supuestos .....	7
3.2.1	Proyección de demanda y curva de carga .....	7
3.2.2	Generación .....	9
3.2.3	Características técnicas de los generadores.....	11
3.3	Modelos .....	11
3.3.1	Modelos de control de las plantas convencionales.....	11
3.3.2	Modelos de control de las eólicas y solares .....	16
3.3.3	Modelamiento del sistema para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) .....	17
3.3.4	Modelo del despacho económico .....	26
3.3.5	Modelo de activación de la regulación terciaria .....	28
3.4	Regulación Primaria de frecuencia.....	29
3.4.1	Escenarios de despacho económico.....	29
3.4.2	Condiciones de Estado Estacionario.....	31
3.4.3	Eventos.....	31
3.4.4	Métricas de la RPF .....	31
3.4.5	Resultados simulaciones .....	33
3.4.6	Sensibilidades .....	36
3.5	Regulación Secundaria de Frecuencia .....	41
3.5.1	Resultados simulaciones .....	44
3.6	Regulación Terciaria de Frecuencia .....	73
3.6.1	Asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria.....	73
3.6.2	Activación de la Regulación terciaria.....	79
3.7	Inyección Rápida de Frecuencia para la respuesta rápida en frecuencia (RRF) .....	81

3.8	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) .....	84
3.9	Inyección rápida de corriente reactiva.....	86
3.10	Regulación de Voltaje.....	88
3.10.1	Estado estacionario .....	88
3.10.2	Cálculo de la reserva estática de reactivos.....	92
3.10.3	Curvas PQ medidas en Colectora 500 kV .....	94
3.10.4	Curva PQ ante contingencia .....	95
3.10.5	Niveles de cortocircuito.....	96
4	PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN DE LOS SSCC .....	100
4.1	Regulación Primaria de Frecuencia .....	100
4.2	Regulación Secundaria de Frecuencia .....	105
4.3	Regulación Terciaria de Frecuencia.....	109
4.4	Servicio de Control de Voltaje.....	111
4.5	Arranque en Negro.....	114
4.6	Servicios Complementarios Futuros.....	116
4.6.1	Respuesta Rápida en Frecuencia Mayor al Requerimiento Obligatorio.....	116
4.6.2	Servicio de Inercia .....	117
5	ANEXOS .....	117
5.1	Anexo 01: Parámetros para cada una de las unidades de generación (fuente XM) .....	117
5.2	Anexo 02: Información del CNO sobre el resultado del cálculo del tiempo de establecimiento con el Acuerdo CNO 1557 para las unidades de generación e Información de XM sobre los modelos de control de las unidades de generación convencionales y el Acuerdo del CNO asociado a dicho control.....	126
5.3	Anexo 03: Resultados de la verificación de parámetros de respuesta de la RPF en las plantas convencionales de los datos mostrados en las Tabla 6 y Tabla 7 .....	135
5.4	Anexo 04: Gráficas de los resultados presentados en la Tabla 11 y Tabla 12 .....	144
5.5	Anexo 05: Información de los modelos de control de plantas de generación convencionales (fuente XM).....	155
5.6	Anexo 06: Resultados de las simulaciones de RSF .....	161
5.6.1	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_01 .....	161
5.6.2	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_02 .....	162
5.6.3	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_03 .....	163
5.6.4	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_04 .....	165
5.6.5	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_05 .....	167



5.6.6	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_06 .....	169
5.6.7	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_07 .....	171
5.6.8	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_08 .....	173
5.6.9	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_09 .....	175
5.6.10	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_10 .....	178
5.6.11	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_11 .....	180
5.6.12	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_12 .....	181
5.6.13	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_13 .....	183
5.6.14	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_14 .....	185
5.6.15	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_15 .....	187
5.6.16	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_16 .....	189
5.6.17	Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_17 .....	191
5.6.18	Caso HM_2025-06-01_P12_0_AGC_18 .....	192
5.6.19	Caso HM_2025-06-01_P12_0_AGC_19 .....	195
5.6.20	Caso HM_2025-06-01_P12_0_AGC_20 .....	197
5.7	Anexo 07: Gráficas de las curvas QV de los resultados presentados en la Tabla 26 .....	199
6	REFERENCIAS .....	219

## Lista de Figuras

Figura 1. Metodología usada para la simulación de los SSCC .....	7
Figura 2 Curva de carga en p.u. ....	8
Figura 3. Matriz de generación actualidad (MW) (fuente XM) .....	9
Figura 4. Matriz de generación 2025 (MW) (fuente XM) .....	10
Figura 5. Matriz de generación 2027 (MW) (fuente XM) .....	10
Figura 6 Parámetros de respuesta propuestos para medir el desempeño de los reguladores de velocidad de las unidades de generación .....	12
Figura 7 Estructura del modelo WECC [4], [5].....	16
Figura 8 Sistema Generación/Carga Agregado.....	17
Figura 9 Equivalente Electromecánico del Sistema.....	18
Figura 10 Modelo dinámico del grupo de hidráulicas .....	19
Figura 11 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de hidráulicas .....	19
Figura 12 Modelo dinámico del grupo de térmicas .....	20
Figura 13 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de térmicas.....	20
Figura 14 Modelo dinámico del grupo de renovables.....	21
Figura 15 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de renovables.....	21
Figura 16 Diagrama de Bloques del AGC [7].....	22
Figura 17 Cálculo del Error de Control de Área [7] .....	22
Figura 18 Equivalente de la generación de Guavio en AGC y Equivalente de Térmicas .....	23
Figura 19 Equivalente de la generación Hidráulica y Equivalente de Renovables .....	24
Figura 20 Equivalente de la generación de San Carlos en AGC y Equivalente Electromecánico del Sistema.....	25
Figura 21 Diagrama de Bloques del AGC y de Líneas de referencia .....	26
Figura 22 Despacho económico de generación año 2025.....	30
Figura 23 Despacho económico de generación año 2027.....	30
Figura 24: Ejemplo típico de evento en frecuencia y métricas de cálculo .....	32
Figura 25. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P04 – Casos con y sin reserva del 3% .....	36
Figura 26. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – con y sin controles validados en todos los generadores.....	38
Figura 27. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – Diferentes valores de reserva rodante .....	39

Figura 28. Variación de la demanda – Aumento 20% .....	40
Figura 29. Variación de la demanda – Reducción 20%.....	40
Figura 30 Comparación de Resultados de la Simulación en DigSilent Vs. la simulación del Equivalente Electromecánico Caso Base Periodo 4 .....	42
Figura 31 Comparación de Resultados de la Simulación en DigSilent Vs. la simulación del Equivalente Electromecánico Caso Base Periodo 12 .....	42
Figura 32 Frecuencia en tiempo real (fuente XM) .....	45
Figura 33 Respuesta de la frecuencia del sistema.....	46
Figura 34 Respuesta del grupo de unidades de San Carlos en AGC .....	47
Figura 35 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min .....	48
Figura 36 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	48
Figura 37 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	49
Figura 38 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	49
Figura 39 Respuesta de la Frecuencia del sistema .....	51
Figura 40 Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC .....	51
Figura 41 Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC .....	51
Figura 42 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min .....	52
Figura 43 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	53
Figura 44 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	54
Figura 45 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	54
Figura 46 Respuesta de la Frecuencia del sistema .....	55
Figura 47 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min .....	56
Figura 48 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	57
Figura 49 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	58
Figura 50 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	58
Figura 51 Respuesta de la Frecuencia del sistema .....	59
Figura 52 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min .....	60
Figura 53 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	61
Figura 54 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	62
Figura 55 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	62
Figura 56 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	64
Figura 57 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min .....	65
Figura 58 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	65

Figura 59 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	66
Figura 60 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	66
Figura 61 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	67
Figura 62 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	68
Figura 63 Respuesta de la Frecuencia del sistema .....	70
Figura 64 Rampa Incremento Generación Solar 500 MW, 100 MW/min .....	71
Figura 65 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	71
Figura 66 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min .....	72
Figura 67 Respuesta de la Frecuencia del Sistema.....	72
Figura 68 Esquema general de los MDA y MID .....	73
Figura 69 Requerimiento reserva terciaria .....	80
Figura 70 Activación de la reserva sincronizada .....	81
Figura 71. Resultados considerando y sin considerar la respuesta rápida en frecuencia (RRF) – año 2025 .....	82
Figura 72. Resultados considerando y sin considerar la respuesta rápida en frecuencia (RRF) – año 2027 .....	82
Figura 73. Estructura sistema SAEB.....	84
Figura 74. Esquema de control sistema SAEB .....	84
Figura 75. Sensibilidad en el uso de SAEB y RRF – Demanda media, 2025 - Evento de 460 MW .....	85
Figura 76. Sensibilidad en el uso de SAEB y RRF – Demanda media, 2027 - Evento de 460 MW .....	86
Figura 77. Respuesta de corriente reactiva – falla en la línea Cuestecitas - La Loma 1 500 kV .....	87
Figura 78. Respuesta de corriente reactiva falla en la línea Copey - Cuestecitas 1 500 kV.....	88
Figura 79. Tensiones nodos GCM.....	89
Figura 80. Curva QV Cuestecitas 220 kV – escenario 2025-P12 Estado normal de operación.....	93
Figura 81. Curva PQ - Colectora 500 kV VS CREG 060 de 2019 .....	95
Figura 82. PQ Colectora 500 kV- Compensación 30 Mvar.....	95
Figura 83. Curva PQ N-1 Copey - Cuestecitas 1 500 kV .....	96
Figura 84. Curva PQ N-1 Cuestecitas – La Loma 1 500 kV .....	96

## Lista de Tablas

Tabla 1. Supuesto de demanda de potencia en MW y tasa de crecimiento .....	8
Tabla 2. Generación por tipo de tecnología (MW) – Actualidad (fuente XM).....	9

Tabla 3. Generación por tipo de tecnología (MW) – 2025 (fuente XM).....	10
Tabla 4. Generación por tipo de tecnología (MW) – 2027 (fuente XM).....	10
Tabla 5 Valores de los parámetros medidos en las plantas convencionales para medir el desempeño de los reguladores de velocidad.....	12
Tabla 6 Validación de parámetros de respuesta de reguladores de velocidad – escalón 0.2 Hz hacia arriba.....	13
Tabla 7 Validación de parámetros de respuesta de reguladores de velocidad – escalón 0.2 Hz hacia abajo .....	13
Tabla 8 Resumen resultados de validación de parámetros para RPF .....	14
Tabla 9: Respuesta en potencia ante variado la potencia inicial y el escalón en frecuencia .....	15
Tabla 10. Características de los despachos de generación .....	31
Tabla 11: Resultados de las simulaciones de los eventos de subfrecuencia .....	34
Tabla 12 Resultados de las simulaciones de los eventos de sobrefrecuencia.....	35
Tabla 13. Métricas de la respuesta en frecuencia del sistema-2025-P04 – Casos con y sin reserva del 3%.....	36
Tabla 14. Métricas Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – con y sin controles validados en todos los generadores.....	38
Tabla 15 Despachos analizados para medir el desempeño de la RSF .....	41
Tabla 16 Casos de simulación para evaluar el desempeño de la RSF.....	43
Tabla 17 Resumen resultados de las simulaciones .....	44
Tabla 18 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_01 .....	45
Tabla 19 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_04 .....	50
Tabla 20 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_07 .....	55
Tabla 21 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_10 .....	59
Tabla 22 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P4_0_AGC_13 .....	63
Tabla 23 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM_2025-06-01_P12_0_AGC_18 .....	69
Tabla 24. Tensiones en nodos pilotos del STN .....	90
Tabla 25. Resumen reservas de potencia reactiva .....	92
Tabla 26 Resultados de los parámetros calculados de las curvas QV .....	93

Tabla 27 Resultados de cortocircuito en los nodos de 500 kV .....	97
Tabla 28. Resultados de cortocircuito en los nodos piloto de 220 y 230 kV .....	97
Tabla 29. Resultados del SCR .....	99

## 1 OBJETO Y ALCANCE

### 1.1 Objeto

Revisión, análisis y evaluación de los servicios complementarios establecidos en el Código de Redes y propuestos en el Mercado de Energía Mayorista para la operación segura, confiable económica y con calidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin definir los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de estos servicios en las redes de transmisión, identificar aspectos de mejora y modificaciones a la regulación de los mismos, y para caracterizar nuevos tipos de servicios necesarios para contar con la flexibilidad y resiliencia requerida en la operación del SIN.

### 1.2 Alcance del Informe 3

El alcance del Informe 3 se define, en los términos de referencia, de la siguiente forma:

- Supuestos y resultados de los estudios de simulación realizados, conclusiones de las simulaciones, e identificación de las propuestas de modificación a la regulación de los SSCC, recomendadas para asegurar la operación segura, confiable, económica y con calidad del SIN. Debe simularse primero la aplicación de las reglas actuales, como línea base para identificar problemas y para evaluar el efecto de aplicar las distintas modificaciones propuestas y/o la utilización de nuevos SSCC, los cuales también deben simularse.
- En el informe se especifica de forma explícita los criterios técnicos y requisitos operativos de los SSCC finalmente propuestos, para lo que debe considerarse el comportamiento dinámico y la respuesta estacionaria de los SSCC (curvas, tiempos de actuación), los requerimientos de SSCC a nivel de las redes de transmisión, los requisitos de habilitación, desempeño y monitoreo, y otros que identifique. Se deberán incluir los requisitos que habilitan a un tipo de recurso a prestar un determinado SSCC (por ejemplo, qué tipo de pruebas técnicas y de supervisión deben tenerse).
- El Consultor mostrará a través de los resultados de las simulaciones como las propuestas finales de regulación de los SSCC contribuyen a la operación segura, confiable y económica del SIN, y a la calidad y resiliencia de la operación a nivel de los sistemas de transmisión. En caso de que la propuesta de simulación del informe 2 tenga cambios, debe especificarse los cambios en este informe.
- Para este informe se consideran y se evalúan los nuevos criterios y requisitos de servicios complementarios puestos en consulta como parte de la propuesta de modernización del mercado mayorista, mediante la Resolución CREG 143 de 2021.
- El informe debe contener una propuesta de monitoreo y seguimiento para supervisar la prestación efectiva de los SSCC, que pueda ser implementada por el CND; incluyendo requisitos de información, medidas de monitoreo y acciones de supervisión, redundancia e intervalo de muestreo, entre otros. En dicha propuesta deberán tenerse en cuenta indicadores de seguimiento en tiempo real mediante los sistemas SCADA y para los recursos que presten los SSCC.
- La propuesta y sus resultados debe discutirse con el CND antes de presentar el informe final, esto para retroalimentar el estudio con el ente a cargo de la operación del sistema. La Comisión servirá de intermediario para coordinar las reuniones la cual será a través de Microsoft Teams.

## 2 INTRODUCCIÓN

No existe un criterio global para definir los servicios complementarios (SSCC) denominados también como servicios auxiliares, que sea aplicable en todos los sistemas, ya que la inclusión o adaptación de estos depende de las características del sistema (red eléctrica, generación, demanda, mercado, etc.). Por esta razón, es de gran importancia realizar simulaciones para observar el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional Colombiano – SIN- para diferentes niveles de integración de fuentes renovables y así poder proponer los criterios técnicos más adecuados para garantizar la calidad, seguridad y resiliencia del sistema en forma adecuada.

La penetración de generación de fuentes renovables no convencionales que se espera va a ser de gran proporción en los próximos años. De acuerdo con las solicitudes de conexión aprobadas y supeditadas por expansión por la UPME [1], se espera una penetración de aproximadamente 2592 MW (19 proyectos) de generación eólica y de 9378 MW (173 proyectos) de generación solar para el período 2023-2026.

En el Informe 2 de la presente consultoría, se detallan recomendaciones de clasificación, criterios y parámetros de los Servicios Complementarios (SSCC) en el SIN basadas en el análisis de la regulación vigente, de los documentos previos sobre SSCC, el referenciamiento internacional y del diagnóstico sobre el comportamiento tanto de la regulación de frecuencia como de los niveles de tensión en el SIN. El objetivo de este informe 3, es realizar simulaciones del desempeño del SIN tanto en frecuencia como en voltaje con el fin de validar y ajustar las propuestas presentadas en el Informe 2. Las simulaciones se hicieron tanto para estado estacionario como dinámico para determinar el comportamiento de la regulación primaria, secundaria, terciaria, respuesta rápida de frecuencia, inyección rápida de corriente reactiva, regulación de voltaje y análisis de cortocircuito; esto se realiza para los años 2025 y 2027.

Este informe se divide en 6 capítulos así: capítulo 1 con el objetivo y alcance de la presente consultoría. El capítulo 2 presenta la introducción. Las simulaciones que se realizaron para cumplir con el alcance de esta consultoría describiendo metodología, supuestos, y resultados y análisis de cada uno de los SSCC propuestos se encuentran en el capítulo 3. El capítulo 4 presenta la propuesta de modificación a la regulación de los SSCC validada con las simulaciones realizadas para cada servicio analizado. En el capítulo 5 se encuentran los anexos de este documento y finalmente se encuentran las referencias en el capítulo 6.

## 3 SIMULACIONES

En este capítulo se presentan los supuestos, resultados y conclusiones de los estudios de simulación realizados, con el fin de validar las propuestas sobre criterios y parámetros de los SSCC en el SIN, evaluando el efecto de tener alta penetración de renovables en los años de análisis. Los análisis se dividen en regulación primaria de frecuencia (RPF), regulación secundaria de frecuencia (RSF), regulación terciaria de frecuencia (RTF), respuesta rápida de frecuencia (RRF), inyección rápida de corriente reactiva, regulación de voltaje y análisis de cortocircuito.

### 3.1 Metodología

Luego de realizar el análisis de los SSCC actuales en el SIN y de realizar la propuesta preliminar de modificación (Informe 2), se realiza un análisis del comportamiento dinámico del sistema bajo distintas condiciones esperadas utilizando el software de simulaciones PowerFactory de DigSilent y



un software de simulación dinámica de sistemas complejos de control desarrollado por el Ingeniero Mauricio Canal. En este capítulo se presenta la metodología propuesta para realizar el análisis a través de simulaciones donde se reflejará el comportamiento del sistema en estado estacionario y dinámico, tanto en condiciones normales de operación como ante la ocurrencia de contingencias y perturbaciones. En la Figura 1 se muestra un resumen de la metodología utilizada en las diferentes simulaciones.

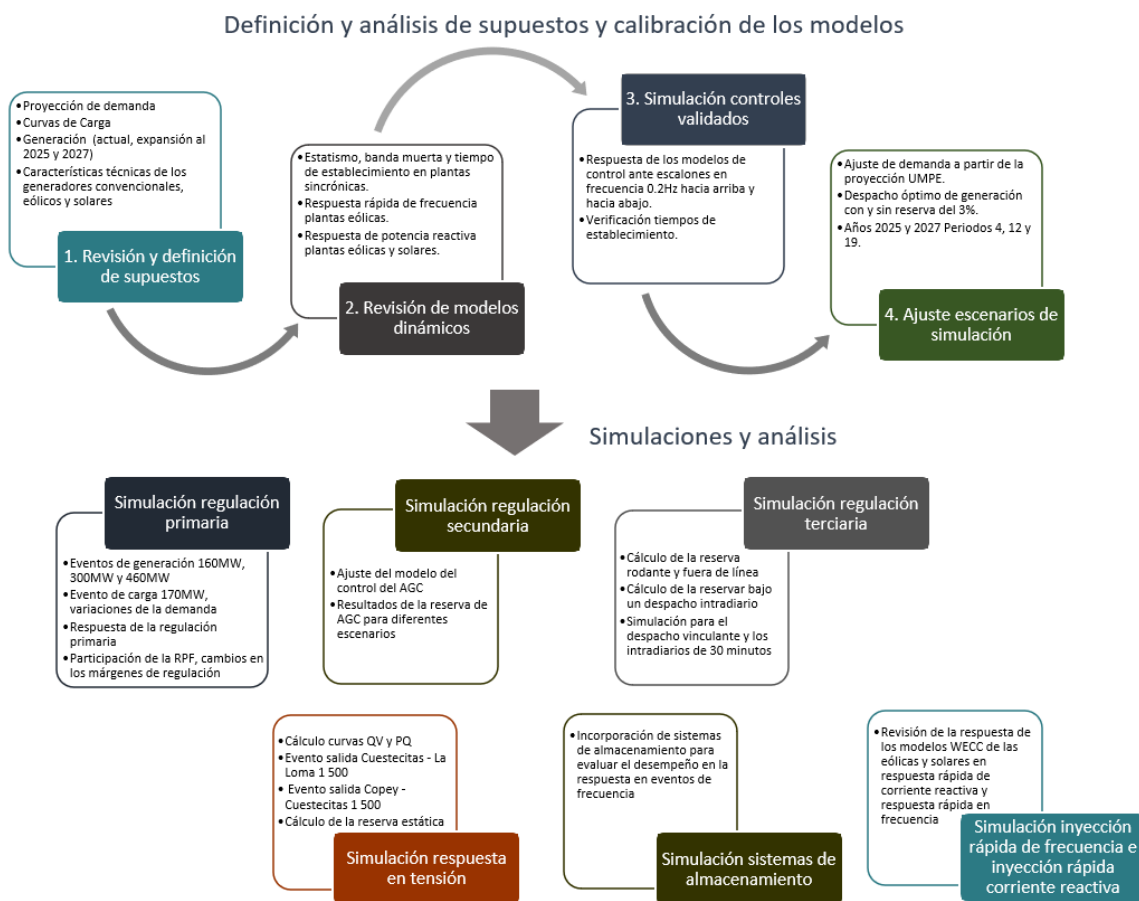


Figura 1. Metodología usada para la simulación de los SSC

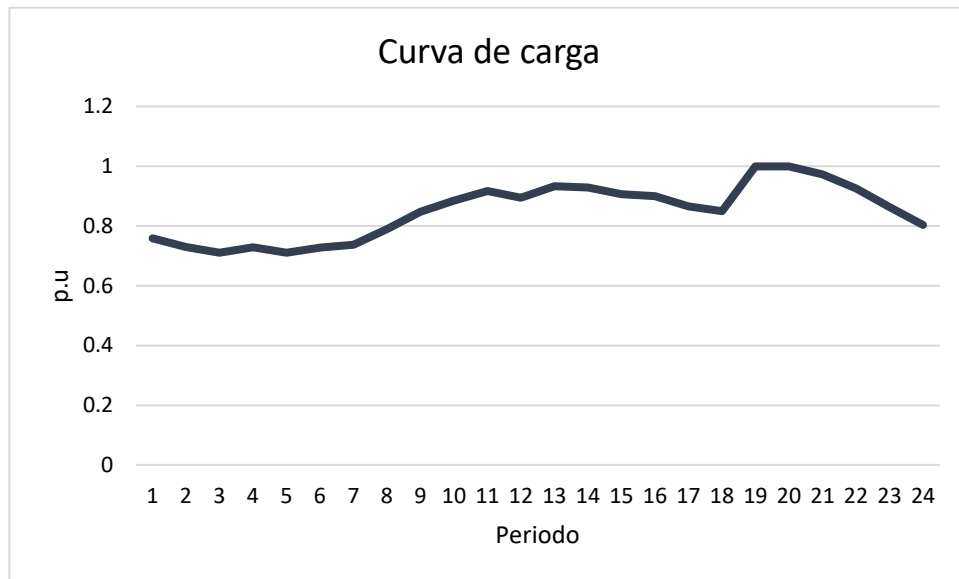
## 3.2 Supuestos

### 3.2.1 Proyección de demanda y curva de carga

En la Tabla 1 se muestra el pronóstico de potencia y la tasa de crecimiento para los escenarios alto, medio y bajo según información tomada de la UPME [2], en los cuales se incluyen la demanda de los grandes consumidores especiales, ventas a Panamá y potencia máxima en Colombia. Para el estudio, se seleccionó el escenario de demanda media:

**Tabla 1. Supuesto de demanda de potencia en MW y tasa de crecimiento**

Año	Esc. Alto [MW]	Esc. Medio [MW]	Esc. Bajo [MW]	Tasa de crecimiento Esc. Alto [%]	Tasa de crecimiento Esc. Medio [%]	Tasa de crecimiento Esc. Bajo [%]
2022	11,723.69	11,192.06	10,760.04	0.73%	0.73%	0.73%
2023	12,429.54	11,551.91	10,742.39	6.02%	3.22%	-0.16%
2024	12,994.42	11,856.46	10,823.27	4.54%	2.64%	0.75%
2025	13,501.51	12,132.81	10,910.11	3.90%	2.33%	0.80%
2026	13,926.96	12,342.09	10,946.17	3.15%	1.72%	0.33%
2027	14,335.59	12,541.36	10,981.02	2.93%	1.61%	0.32%
2028	14,745.87	12,750.46	11,035.29	2.86%	1.67%	0.49%
2029	15,241.28	13,048.00	11,183.04	3.36%	2.33%	1.34%
2030	15,682.77	13,292.27	11,280.13	2.90%	1.87%	0.87%
2031	16,142.25	13,552.72	11,393.82	2.93%	1.96%	1.01%
2032	16,643.77	13,853.67	11,548.64	3.11%	2.22%	1.36%
2033	17,144.86	14,153.96	11,704.41	3.01%	2.17%	1.35%
2034	17,672.84	14,478.85	11,884.64	3.08%	2.30%	1.54%
2035	18,226.37	14,825.33	12,084.98	6.31%	4.74%	3.25%
2036	18,801.93	15,191.18	12,304.21	6.39%	4.92%	3.53%


**Figura 2 Curva de carga en p.u.**

En la Figura 2 se presenta la forma de la curva de carga utilizada para los análisis. Para cada año analizado se escogieron tres niveles de demanda de la curva horaria de carga. Período 04 (demanda mínima), P12 (demanda media) y P19 (demanda máxima).

### 3.2.2 Generación

La capacidad actual es de 18146 MW distribuidos por tecnología como se muestra a continuación:

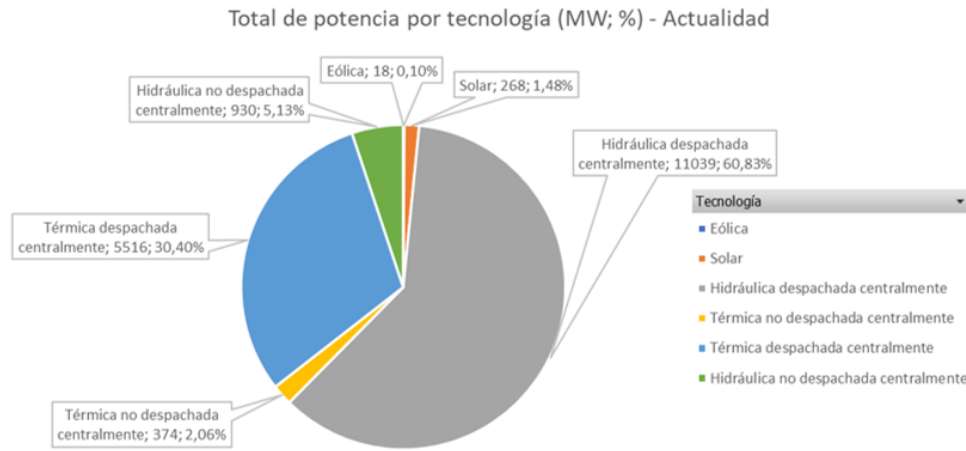


Figura 3. Matriz de generación actualidad (MW) (fuente XM)

Tabla 2. Generación por tipo de tecnología (MW) – Actualidad (fuente XM)

Tipo Generación	Capacidad en MW
Eólica	18
Solar**	268
Hidráulica despachada centralmente	11039
Térmica no despachada centralmente	374
Térmica despachada centralmente	5516
Hidráulica no despachada centralmente	930
<b>Total general</b>	<b>18146</b>

\*\*\*Solar incluye Solar Autogeneración a pequeña escala y Autogenerador

Térmica no despachada centralmente incluye la Biomasa (cogenerador)

Para los años 2025 y 2027 se espera una capacidad de 33063 MW distribuidos como se muestra a continuación:

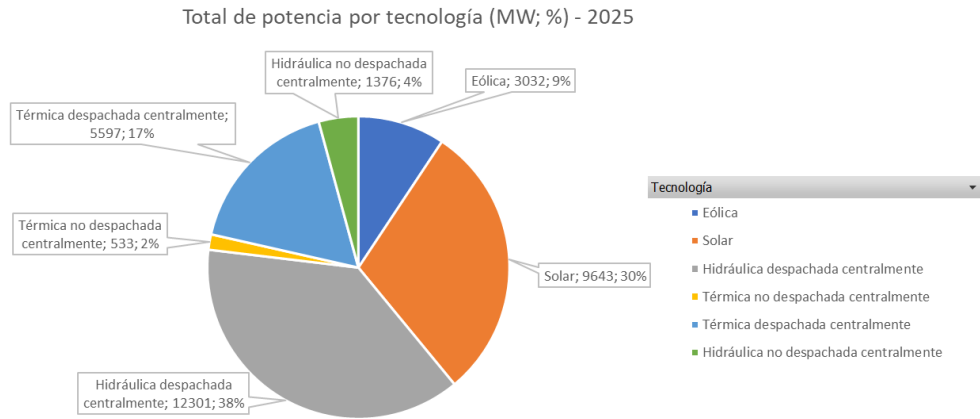


Figura 4. Matriz de generación 2025 (MW) (fuente XM)

Tabla 3. Generación por tipo de tecnología (MW) – 2025 (fuente XM)

Tipo Generación	Capacidad en MW
Eólica	3032
Solar	9974
Hidráulica despachada centralmente	12321
Térmica no despachada centralmente	533
Térmica despachada centralmente	5797
Hidráulica no despachada centralmente	1406
<b>Total general</b>	<b>33063</b>

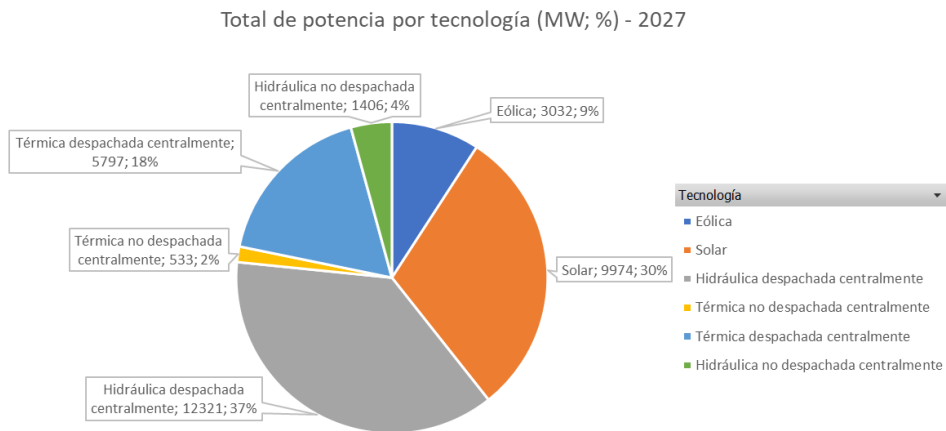


Figura 5. Matriz de generación 2027 (MW) (fuente XM)

Tabla 4. Generación por tipo de tecnología (MW) – 2027 (fuente XM)

Tipo Generación	Capacidad en MW
Eólica	3032

Solar	9974
Hidráulica despachada centralmente	12321
Térmica no despachada centralmente	533
Térmica despachada centralmente	5797
Hidráulica no despachada centralmente	1406
<b>Total general</b>	<b>33063</b>

### 3.2.3 Características técnicas de los generadores

Se utilizó de la información suministrada por XM para los siguientes parámetros:

- Velocidad de carga (MW/min)
- Velocidad de descarga (MW/min)
- Mínimo técnico para AGC [MW]
- Velocidad de cambio AGC (MW/min)
- Estatismo (%)
- Banda muerta (mHz)
- La información de los modelos de control validados (AVR, RAV y PSS)
- Capacidad efectiva neta (MW)
- Mínimo técnico (MW)

En el Anexo 01 se presenta el detalle de los parámetros para cada una de las unidades de generación.

## 3.3 Modelos

### 3.3.1 Modelos de control de las plantas convencionales

Para cada una de las unidades hidráulicas y térmicas existentes, se utilizó la información de los controles de velocidad contenida en la base de datos suministrada por XM. Con el fin de analizar los parámetros de respuesta de cada uno de los reguladores de velocidad de las plantas convencionales, se simuló con el PowerFactory las respuestas a escalones de frecuencia de 0.2 Hz hacia arriba y hacia abajo para 22 unidades seleccionadas de las que cuentan con control validado según información de XM. En la Figura 6 y Tabla 5 se indican los parámetros medidos en las simulaciones y propuestos en el Informe 2.

Las plantas convencionales (hidráulicas, turbinas a gas, plantas de vapor y ciclos combinados), tienen una serie de diferencias importantes en las características operativas de cada una de ellas. Estas diferencias hacen que los parámetros para proporcionar y mantener una respuesta de frecuencia primaria a una variación de frecuencia del sistema sean diferentes.

En general las plantas hidráulicas y las de ciclo combinado tienen mayores tiempos de restablecimiento que las plantas térmicas de vapor y que las turbinas de gas. Sí bien, en el Informe 2 se había propuesto 30 segundos para todas las térmicas en este informe se reconsidera este valor y se propone 60 segundos para las plantas térmicas de ciclo combinado. La respuesta de regulación primaria de frecuencia para los ciclos combinados se debe medir por la configuración total y no por unidad de la configuración.

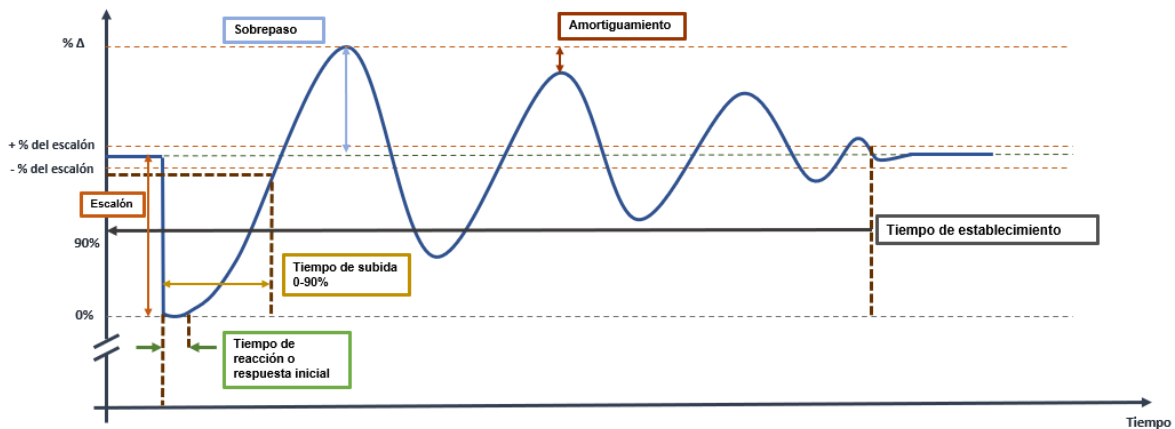


Figura 6 Parámetros de respuesta propuestos para medir el desempeño de los reguladores de velocidad de las unidades de generación

Tabla 5 Valores de los parámetros medidos en las plantas convencionales para medir el desempeño de los reguladores de velocidad

Parámetro		Valor
Tiempo de reacción o respuesta inicial Convencionales (hidráulicas y térmicas)		< 3 segundos
Tiempo de subida 0-90% Convencionales (hidráulicas y térmicas)		$2 < T_s < 20$ segundos
Tiempo de establecimiento para entrar a la banda del 5%	Convencionales – Térmicas	menor a 30 segundos
	Convencionales – Hidráulicas	menor a 60 segundos
Amortiguamiento Convencionales (hidráulicas y térmicas)		30%
Banda Muerta para las plantas Convencionales (hidráulicas y térmicas)	Menor o igual a 30 mHz	
Estatismo para las plantas Convencionales (hidráulicas y térmicas)	Valor entre el 4% y el 6%	
Sostenimiento	30 segundos	

\*\*\*Estos valores son los propuestos para el servicio de RPF mostrados en informe 2

En la Tabla 6 se presentan los resultados de dichos parámetros para cada unidad analizada que cuenta con modelo validado. En el Anexo 02, se presenta la información suministrada por el CNO de los resultados de las pruebas de estatismo realizadas bajo el Acuerdo CNO 1557[3] y la información suministrada por XM con el listado de los modelos de control y el Acuerdo del CNO asociado al modelo AVR, RAV y PSS que aprueba dicho modelo.

**Tabla 6 Validación de parámetros de respuesta de reguladores de velocidad – escalón 0.2 Hz hacia arriba**

Unidad	Banda Muerta Modelo [Hz]	Estatismo Modelo [%]	Tiempo de respuesta inicial [s]	Tiempo de subida 0-90% [s]	Sobrepaso [%]	Amortiguamiento [%]	Tiempo de establecimiento para una banda del 3%	Tiempo de establecimiento para una banda del 5%
							[s]	[s]
Guavio 2	30	5	0.25	1.42	12.50	8.40	8.75	7.28
La Miel 1	60	5	0.15	0.51	17.80	74.16	28.04	20.17
Alto Anchicayá 1	30	5	1.11	20.28	No Aplica	No Aplica	38.72	30.71
Tebesa Gas 220 1	9 - 80	5.5	1.86	29.05	No Aplica	No Aplica	46.43	40.43
Paraíso 1	30	5	0.15	26.52	No Aplica	No Aplica	51.44	41.8
Porce III 1	30	4.99	1.15	34.45	No Aplica	No Aplica	55.02	46.98
Salvajina 1	0	10	0.81	36.64	No Aplica	No Aplica	56.15	49.42
Playas 1	30	5.21	0.47	35.65	No Aplica	No Aplica	57.27	49.41
Flores 1 Gas	540	0.94-4.58	0.35	37.83	146.09	54.99	56.46	51.07
Guadalupe IV 1	30	5	2.61	65.14	No Aplica	No Aplica	142.88	134.83
Quimbo 1	30	5.1	0.66	90.47	No Aplica	No Aplica	138.26	119.01
San Carlos 1	30	4.8	1.71	3.73	63.64	82.97	106	102.56
Sogamoso 1	42	5	0.89	2.42	No Aplica	No Aplica	144.44	114.66
La Tasajera 1	30	5	0.17	146.84	No Aplica	No Aplica	206.8	184.95
Chivor UG1	30	4	0.34	124.62	No Aplica	No Aplica	194.87	165.35
Candelaria 1	Sin identificar	Sin identificar	0.19	175.81	No Aplica	No Aplica	212.97	204.51
Guaca 1	30	6.5	0.21	141.52	No Aplica	No Aplica	224.93	191.85
Paipa 3	Sin identificar	Sin identificar	0.61	2.28	4.39	75.62	315.12	252.92
Urra 1	0	5	0.66	238.51	No Aplica	No Aplica	370.35	315.72
Emcali Gas	Sin identificar	Sin identificar	4.12	>500	No Aplica	No Aplica	>500	>500
Tasajero	30	Sin identificar	0.43	No sostiene	6.96	100.00	No sostiene	No sostiene
Guajira 1	Sin identificar	Sin identificar	0.91	No sostiene	7.19	94.44	No sostiene	No sostiene

\*\*\*Para el modelo de las térmicas, no se identificó dentro del modelo de control de la Base de Datos, los valores de la Banda Muerta y Estatismo, en la tabla se indica como: sin identificar

**Tabla 7 Validación de parámetros de respuesta de reguladores de velocidad – escalón 0.2 Hz hacia abajo**

Unidad	Banda Muerta Modelo [Hz]	Estatismo Modelo [%]	Tiempo de respuesta inicial [s]	Tiempo de subida 0-90% [s]	Sobrepaso [%]	Amortiguamiento [%]	Tiempo de establecimiento para una banda del 3%	Tiempo de establecimiento para una banda del 5%
							[s]	[s]
Guavio 2	30	5	0.14	3.06	5.06	11.67	10.27	7.98
La Miel 1	60	5	0.61	0.82	8.43	73.81	31.39	26.31
Tebesa Gas 220 1	9 - 80	5.5	1.12	31.77	No Aplica	No Aplica	34.92	34.31

Unidad	Banda Muerta Modelo [Hz]	Estatismo Modelo [%]	Tiempo de respuesta inicial [s]	Tiempo de subida 0-90% [s]	Sobrepaso [%]	Amortiguamiento [%]	Tiempo de establecimiento para una banda del 3%	Tiempo de establecimiento para una banda del 5%
							[s]	[s]
Porce III 1	30	4.99	1.41	25.68	No Aplica	No Aplica	46.79	37.46
Salvajina 1	0	10	0.98	33.95	No Aplica	No Aplica	52.96	46.11
Playas 1	30	5.21	0.44	40.82	No Aplica	No Aplica	65.46	57.06
Paraiso 1	30	5	0.24	44.61	No Aplica	No Aplica	70.55	61.35
Quimbo 1	30	5.1	1.71	59.14	No Aplica	No Aplica	87.4	76.16
Sogamoso 1	42	5	1.51	55.9	5.63	19.36	90.2	77.25
Guajira 1	Sin identificar	Sin identificar	0.08	No sostiene	5.19	76.89	No sostiene	No sostiene
San Carlos 1	30	4.8	1.57	3.21	8.33	33.36	103.64	88.22
Alto Anchicayá 1	30	5	1.07	4.86	6.30	17.30	196.38	189.82
Chivor UG1	30	4	1.15	177.56	No Aplica	No Aplica	264.71	232.76
Urra 1	0	5	1.76	211.89	No Aplica	No Aplica	301.82	269.12
Paipa 3	Sin identificar	Sin identificar	0.39	1.82	2.42	32.29	380.52	356.82
Guadalupe IV 1	30	5	11.85	237.51	No Aplica	No Aplica	267.51	256.05
Guaca 1	30	6.5	0.24	199.48	No Aplica	No Aplica	301.78	260.48
Emcali Gas	Sin identificar	Sin identificar	20.66	220.37	No Aplica	No Aplica	356.15	313.07
La Tasajera 1	30	5	0.43	304.25	No Aplica	No Aplica	413.5	370.11
Tasajero	30	Sin identificar	0.45	No sostiene	3.46	37.61	No sostiene	No sostiene
Flores 1 Gas	540	0.94-4.58	0.13	No sostiene	0.31	84.57	No responde	No responde
Candelaria 1	Sin identificar	Sin identificar	NA	No sostiene	4.80	80.42	No responde	No responde

\*\*\*Para el modelo de las térmicas, no se identificó dentro del modelo de control de la Base de Datos, los valores de la Banda Muerta y Estatismo, en la tabla se indica como: sin identificar

De los resultados se observa que, de las 22 unidades analizadas, la unidad 2 de Guavio cumple con todos los parámetros (Tabla 8):

**Tabla 8 Resumen resultados de validación de parámetros para RPF**

Parámetro	Número de unidades que cumplen	Porcentaje de unidades evaluadas que cumplen [%]
Banda Muerta Modelo	14	63.64
Estatismo Modelo	14	63.64
Tiempo de respuesta inicial	18	81.82
Tiempo de subida 0-90%	3	13.64
Amortiguamiento	12	54.55
Tiempo de establecimiento para una banda del 3%	4	18.18
Tiempo de establecimiento para una banda del 5%	5	22.73



Parámetro	Número de unidades que cumplen	Porcentaje de unidades evaluadas que cumplen [%]
Tiempo sostenimiento	18	81.82
Todos los parámetros	1	4.55

El 81% de las unidades evaluadas cumplen con los parámetros Tiempo de respuesta inicial y Tiempo sostenimiento, y el parámetro que menos unidades cumplen es el de Tiempo de subida 0-90% (13%). Se recomienda que se hagan los ajustes a los sistemas de control y si esto no es factible, sería necesario que modernizaran los mismos o que se instalen SAEB para cumplir con los requisitos de regulación primaria.

En el Anexo 03 se presentan las gráficas de los resultados mostrados en las Tabla 6 y Tabla 7.

De los resultados presentados en las Tabla 6 y Tabla 7 se calculó la mediana por tecnología eliminando los valores extremos. Para los generadores hidráulicos, en el cálculo del tiempo de establecimiento para entrar a una banda del 5% se eliminaron los valores mayores a 180 s, dando una mediana de 49 s y para el tiempo de subida de 0-90% se eliminaron los valores mayores a 100 s, dando como resultado una mediana de 27 s. Dado esto se recomienda para el tiempo de subida de 0-90% valores entre 2 y 30 s y para el tiempo de establecimiento para entrar a una banda del 5% se reafirma el valor menor a 60 s para las hidráulicas.

Para las térmicas de ciclo combinado, eliminando los valores extremos, en el cálculo del tiempo de establecimiento para entrar a una banda del 5% se eliminaron los valores mayores a 500 s, dando una mediana de 46 s y para el tiempo de subida de 0-90% se eliminaron los valores mayores a 500 s, dando como resultado una mediana de 33 s. Dado esto se recomienda para el tiempo de subida de 0-90% valores entre 2 y 35 s y para el tiempo de establecimiento para entrar a una banda del 5% se modifica el valor de 30 a 60 s.

Con el fin de validar la sensibilidad de los parámetros al valor de los escalones y de la potencia, en la cual se hace la medición ya sea en las pruebas o en la verificación de los modelos, se evaluó para una unidad de Guavio la respuesta en potencia variando la potencia de despacho ante diferentes magnitudes de escalón de frecuencia (0.2 a 0.5 Hz).

Los resultados para los tiempos de respuesta, tiempo de subida, tiempo de establecimiento se presentan en la Tabla 9:

**Tabla 9: Respuesta en potencia ante variado la potencia inicial y el escalón en frecuencia**

P inicial [MW]	P final [MW]	Escalón Frecuencia [Hz]	Tiempo de respuesta [s]	Tiempo de subida [s]	Tiempo de establecimiento 5% [s]	Tiempo de establecimiento 3% [s]
70	82.665	0.2	0.12	2.672	11.115	12.173
115	127.366	0.2	0.12	2.447	11.052	12.646
205	217.176	0.2	0.12	2.346	10.883	12.474
250	262.195	0.2	0.12	3.829	11.501	13.195
160	172.249	0.2	0.12	2.333	10.808	12.371
160	180.845	0.3	0.12	2.132	2.182	2.202

160	189.596	0.4	0.12	2.540	2.753	2.887
160	198.225	0.5	0.12	4.229	5.219	5.993
Media			0.12	2.816	8.189	9.242
Mediana			0.12	2.493	10.845	12.272
Desviación estándar			0	0.772	4.076	4.7292

Se puede concluir que, para esta unidad, el tiempo de respuesta es igual en todos los casos, el tiempo de subida y el tiempo de establecimiento varía significativamente dependiendo de la magnitud del escalón aplicado o si la potencia de la máquina se acerca o supera la potencia nominal. De esto se concluye la importancia de tomar muestras de estos parámetros para diferentes valores de escalones aplicados y de potencia tanto para las pruebas como para la validación de los modelos, procedimiento que es requisito para habilitar a las unidades para prestar el servicio de RPF.

### 3.3.2 Modelos de control de las eólicas y solares

Para las simulaciones se utilizó los modelos de control suministrado por el CND en la Base de Datos del DigSilent. Para los generadores eólicos se utiliza el modelo WEECC tipo IV [4], y para los generadores solares se utiliza el modelo WECC genérico [5].

El modelo general WECC [4], [5] está conformado por tres bloques: modelo de control de planta, modelo de control eléctrico y modelo del generador/conversor, presentados en la Figura 7:

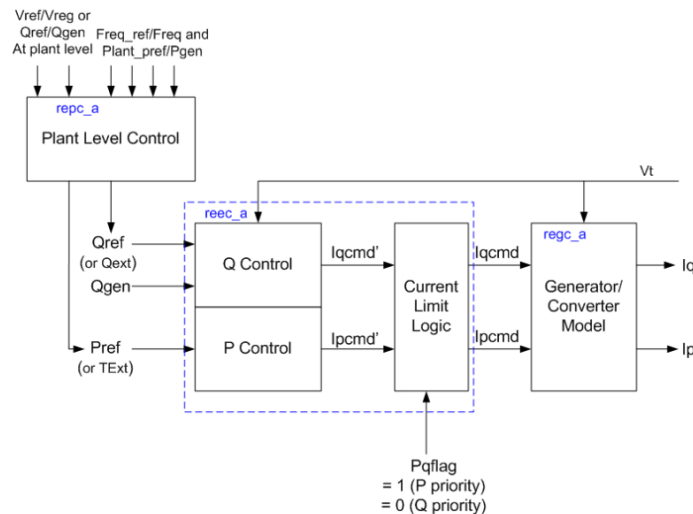


Figura 7 Estructura del modelo WECC [4], [5]

De la información de los modelos de control de las plantas eólicas obtenida en la Base de Datos del DigSilent compartida por XM, se hace una revisión de las banderas y parámetros con el fin de poder obtener una respuesta adecuada de la RPF y según los parámetros actuales de la resolución CREG 060 de 2019 dado que son modelos genéricos y cumplen con los parámetros y respuestas establecidos en la resolución CREG 060 de 2019[6].

Es importante que en las pruebas de entrada en operación de las plantas eólicas y solares y en la verificación de los modelos entregados por cada uno de los generadores eólicos y solares, se haga una validación de los parámetros según lo establece la resolución CREG 060 de 2019[6] o las que la sustituyan.

### 3.3.3 Modelamiento del sistema para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC)

Se realiza la modelación agregada del sistema en una única barra a la cual se conecta la generación y la demanda de acuerdo con la Figura 8, con el fin de obtener el Equivalente Electromecánico para los análisis del Control Carga-Frecuencia para las simulaciones de la respuesta dinámica del sistema.

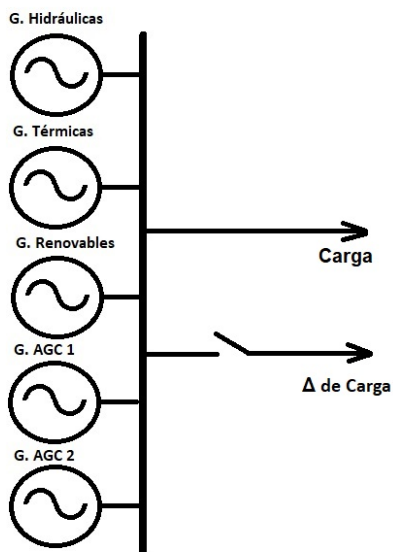
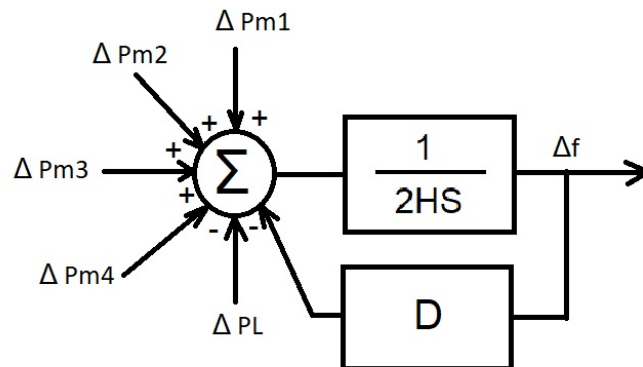


Figura 8 Sistema Generación/Carga Agregado

Para efectos de la obtención de la evolución en el tiempo de la frecuencia del sistema, se modela una sola máquina que agrega la totalidad de la inercia de toda la generación conectada, sin embargo, la entrada de los Torques Mecánicos es separada para cada tipo o grupo de generación según se muestra en la Figura 9:



**Figura 9 Equivalente Electromecánico del Sistema**

En la Figura 9 la inercia total del sistema corresponde a:

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n H_{i_s} \text{ (MW * s / MVA)}$$

Según se muestra en la Figura 9, en el Modelo Electromecánico del Sistema en el punto de suma se evalúa el desbalance Generación-Demanda para obtener el Torque Acelerante el cual entra al Bloque Integrador ( $1/2HS$ ) y adicionalmente se tiene en cuenta el amortiguamiento de la demanda (D) en realimentación negativa. La salida de estos bloques corresponde a la desviación de la frecuencia en p.u. ( $\Delta f$ ).

Con el fin de tener en cuenta de una manera adecuada la dinámica de las diferentes tecnologías de generación (Hidráulicas, Térmicas y Renovables) estas y las que participan en la Regulación Secundaria de Frecuencia se agrupan por tipos teniendo en cuenta los despachos, capacidades y las holguras que cada grupo tiene para la Regulación Primaria de Frecuencia -RPF y para la Regulación Secundaria de Frecuencia -RSF.

Adicionalmente, los modelos base de los escenarios P4 y P12 fueron sintonizados con base en resultados de las simulaciones realizadas con el PowerFactory DigSilent, con los modelos de los reguladores de velocidad validados por el CND e incluidos en la Base de Datos.

### 3.3.3.1 Modelo dinámico de la generación hidráulica

El modelo dinámico que agrupa las unidades hidráulicas se muestra en la Figura 10, este incluye un filtro de entrada para la señal de frecuencia, una banda muerta, el estatismo, el gobernador, el bloque de compensación transitoria y el bloque de la función de transferencia de la turbina.

Mediante los límites mínimo y máximo del bloque Gobernador, se tiene en cuenta la generación máxima posible a ser proporcionada por el grupo siendo la holgura para la Regulación Primaria de Frecuencia la diferencia entre el valor máximo y la potencia de referencia (Pref). En el caso de las unidades hidráulicas que también prestan el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia esta misma holgura es usada para este servicio.

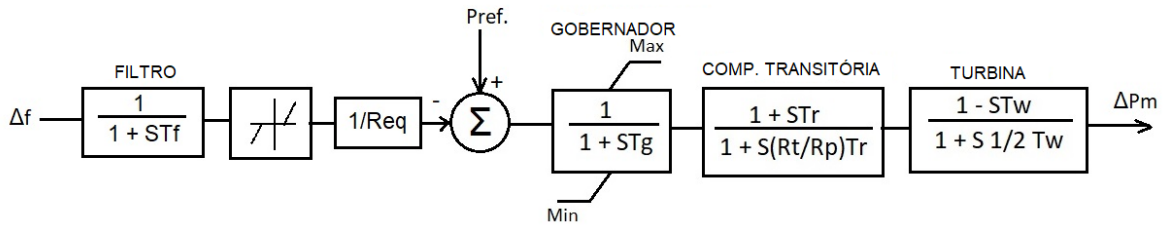


Figura 10 Modelo dinámico del grupo de hidráulicas

Los valores típicos de las Constantes de Tiempo son:

$T_f = 2,5 \text{ s}$        $T_g = 0,2 \text{ s}$        $T_r = 5,0 \text{ s}$        $R_p = 0,05$        $R_t = 0,38 \text{ s}$        $T_w = 1,0 \text{ s}$

En la Figura 11 se muestra la respuesta de este modelo ante un Escalón en la Potencia de Referencia:

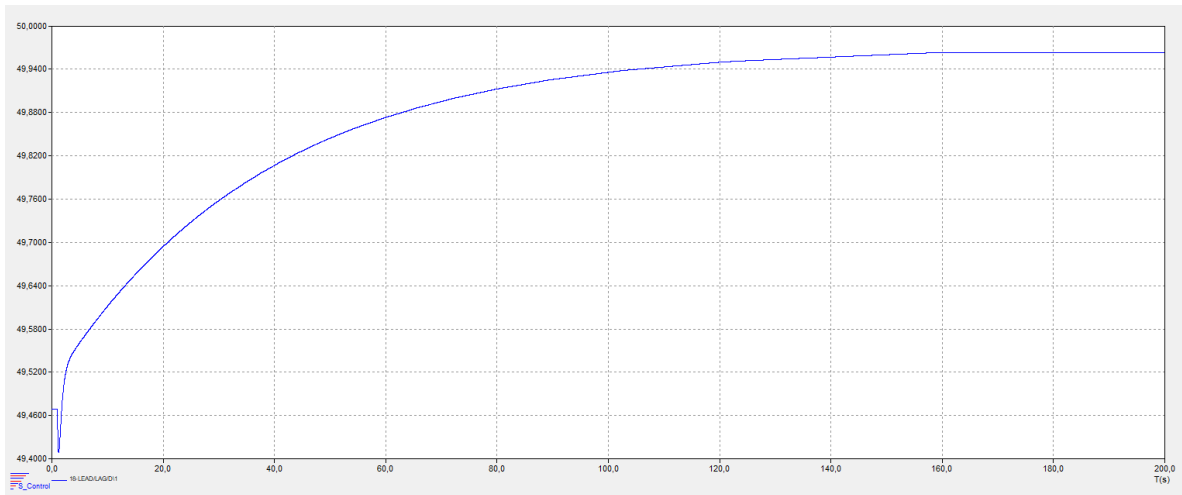


Figura 11 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de hidráulicas

### 3.3.3.2 Modelo dinámico de la generación térmica

El modelo dinámico que agrupa las unidades térmicas se muestra en la Figura 12, este incluye un filtro de entrada para la señal de frecuencia, una banda muerta, el estatismo, el gobernador y el bloque de la Función de Transferencia de la Turbina.

Mediante los límites mínimo y máximo del bloque Gobernador, se tiene en cuenta la generación máxima posible a ser proporcionada por el grupo siendo la holgura para la Regulación Primaria de la Frecuencia la diferencia entre el valor máximo y la Pref. En el caso de las unidades térmicas que también prestan el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia esta misma holgura es usada para este servicio.

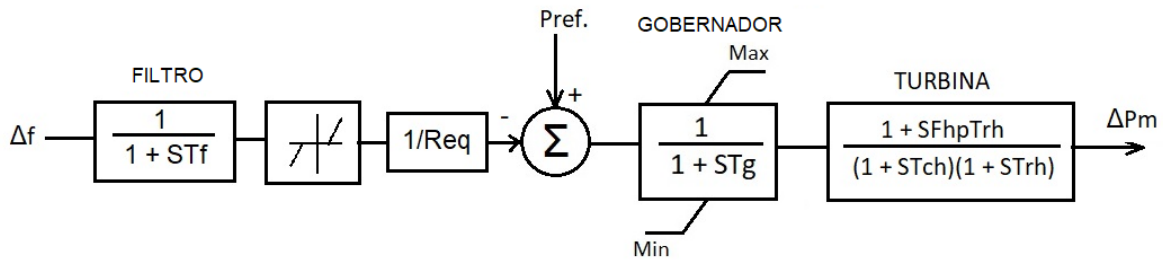


Figura 12 Modelo dinámico del grupo de térmicas

Los valores típicos de las Constantes de Tiempo son:

**Tf** = 2,5 s      **Tg** = 0,2 s      **Fhp** = 0,3      **Trh** = 7,0 s      **Tch** = 0,3 s

En la Figura 13 se muestra la respuesta de este modelo a un Escalón en la Potencia de Referencia:

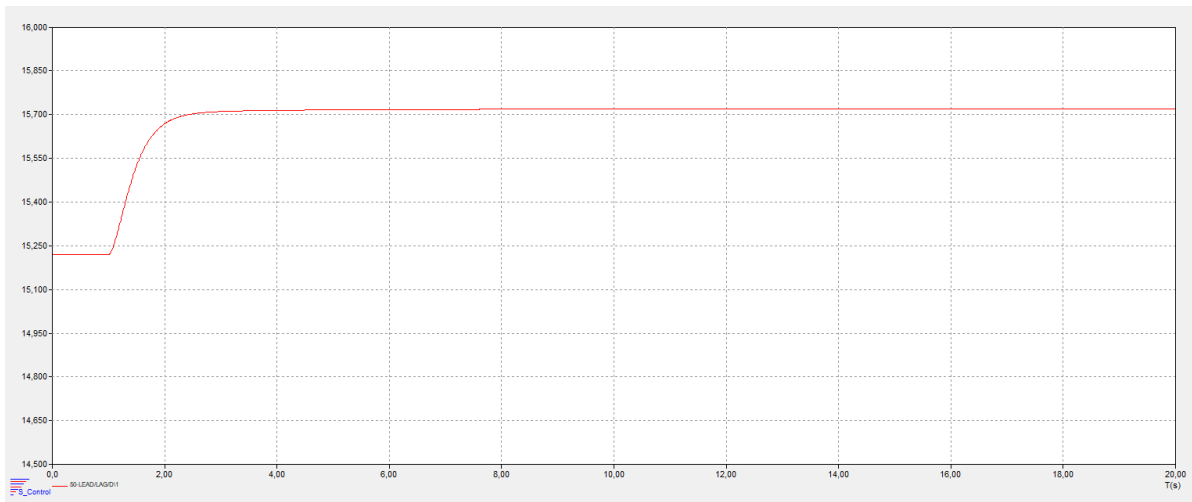


Figura 13 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de térmicas

### 3.3.3.3 Modelo dinámico de la generación renovable

El modelo dinámico que agrupa las unidades renovables con base en inversores es según se muestra en la Figura 14, este incluye un filtro de entrada para la señal de frecuencia, una banda muerta, el estatismo, el gobernador y el bloque de la Función de Transferencia del Inversor.

Mediante los límites mínimo y máximo del bloque Gobernador, se tiene en cuenta la generación máxima posible a ser proporcionada por el grupo siendo la holgura para la Regulación Primaria de la Frecuencia la diferencia entre el valor máximo y la Pref. En el caso de las unidades Renovables que también prestan el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia esta misma holgura es usada para este servicio.

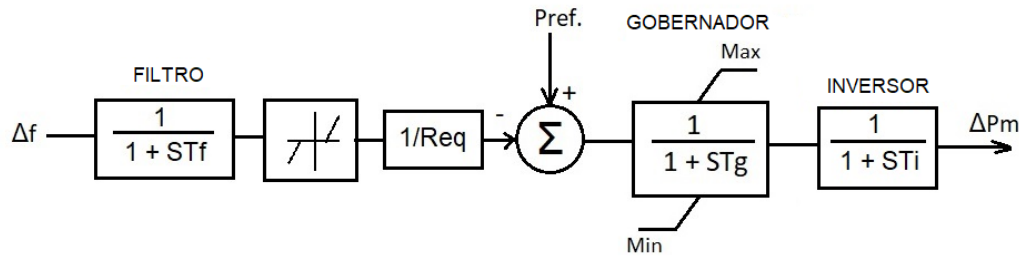


Figura 14 Modelo dinámico del grupo de renovables

Los valores típicos de las Constantes de Tiempo son:

$$T_f = 2,5 \text{ s} \quad T_g = 0,2 \text{ s} \quad T_i = 0,1 \text{ s}$$

En la Figura 15 se muestra la respuesta de este modelo a un Escalón en la Potencia de Referencia:

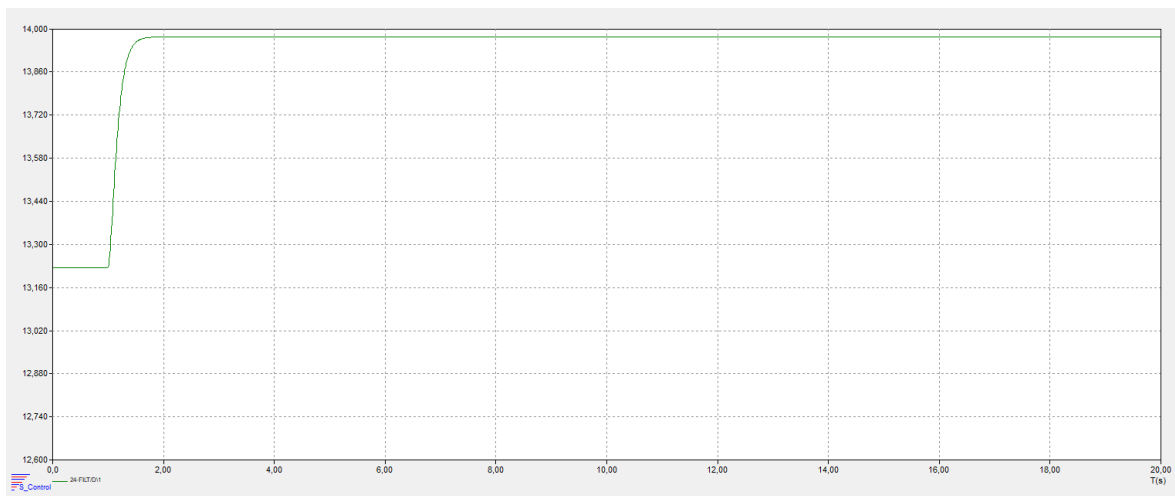


Figura 15 Respuesta al escalón del modelo dinámico del grupo de renovables

Con base en la información obtenida del CNO y del CND sobre la estructura de bloques que conforman el AGC se modelan las funciones relevantes del AGC para la Regulación Secundaria de Frecuencia.

En la Figura 16 se muestra el diagrama de bloques del Acuerdo CNO 1428, Anexo 1[7]. En este diagrama se muestra la totalidad de las funciones posibles a ser programadas en el AGC.

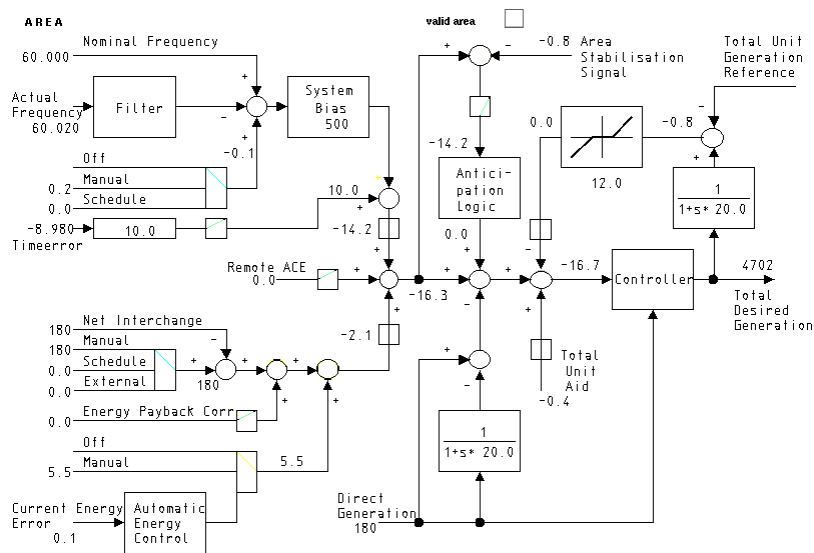


Figura 16 Diagrama de Bloques del AGC [7]

En la Figura 17 se muestra el detalle de los bloques requeridos para el cálculo del Error de Control de Área [7]:

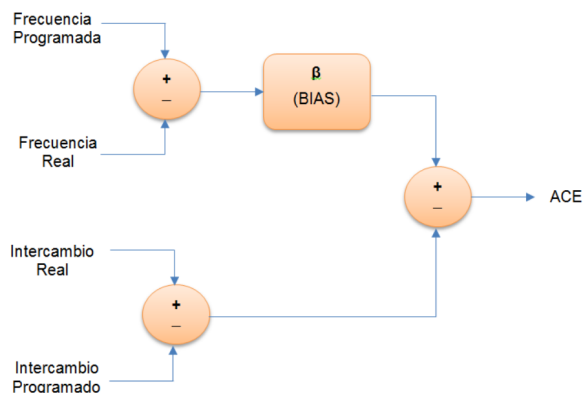


Figura 17 Cálculo del Error de Control de Área [7]

Dado que no se tiene información suficiente para modelar con exactitud el Controlador de Frecuencia, se modela un controlador de frecuencia como un controlador con la siguiente función de transferencia ( $K/Ti S$ ) con límites, con  $K=1$  t  $Ti=1$ , con lo que se configura un integrador puro ( $1/S$ ) de tal manera que la velocidad de integración depende exclusivamente de la magnitud del Error del Control de Área y de la Característica de la Regulación Combinada de Frecuencia ( $\beta$ ) o Bias, normalmente en MW/Hz.

Se calculan los Factores de Distribución dado que se tiene más de un grupo de generación participando en el AGC, esto se calcula en proporción a la Reserva de Regulación de cada Grupo que participa en el AGC con respecto a la suma de las Reservas de todos los Grupos que participan en el AGC.



Para tener en cuenta el retardo en las comunicaciones desde el CND y hasta las plantas que participan del AGC se modela un Retardo de Transporte con función de transferencia  $e^{-ST}$  con una constante de tiempo de la mitad del criterio usado por el CND para el Lazo Cerrado entre el envío del comando y la observación en el SCADA que la máquina responde, lo anterior dado que este es el lapso de tiempo en que la máquina efectivamente responde, independientemente del tiempo adicional requerido para poder observar la respuesta en el SCADA.

### Diagramas de bloques del modelamiento

A continuación, se presentan en las Figura 18, Figura 19, Figura 20 y Figura 21 los diagramas de bloques usados para las simulaciones:

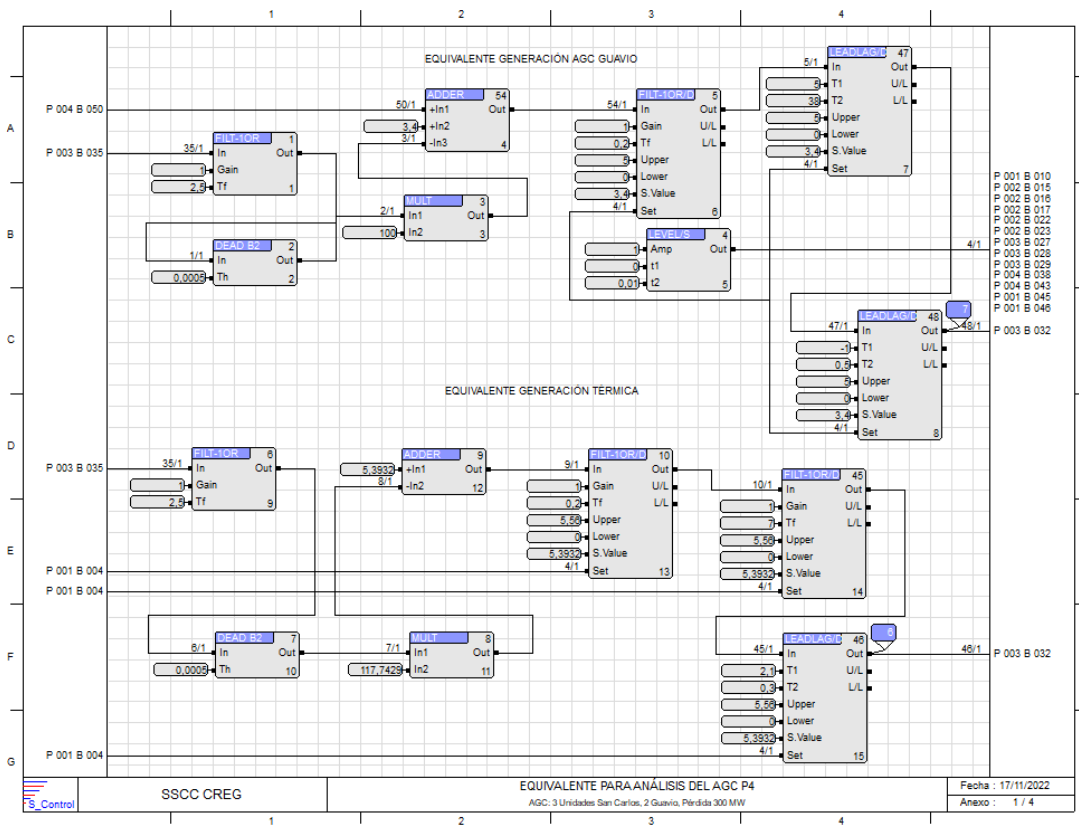


Figura 18 Equivalente de la generación de Guavio en AGC y Equivalente de Térmicas

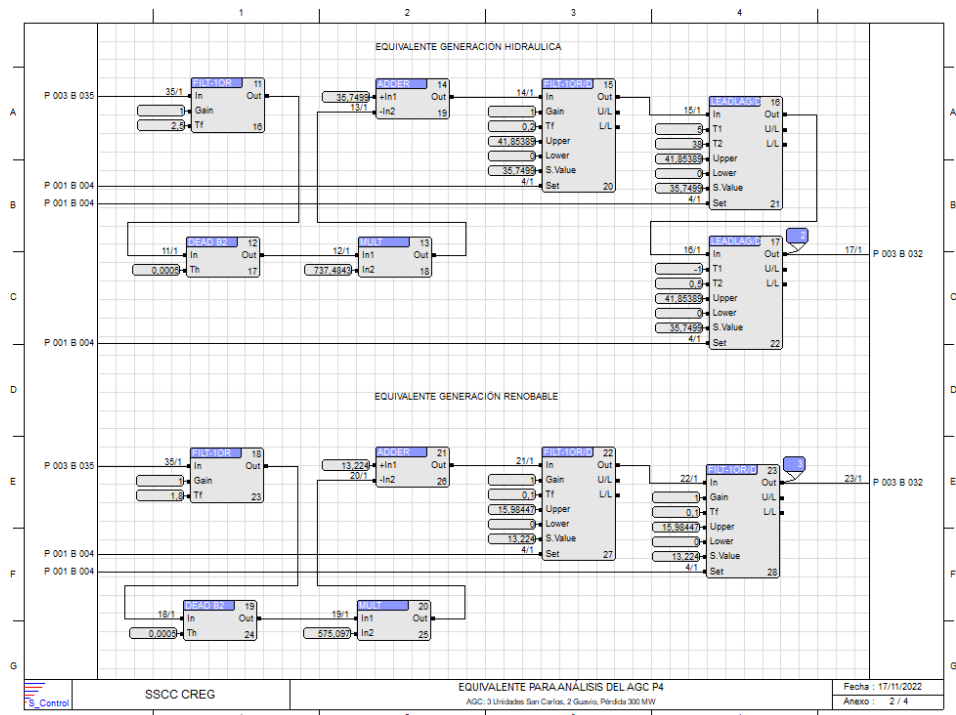


Figura 19 Equivalente de la generación Hidráulica y Equivalente de Renovables

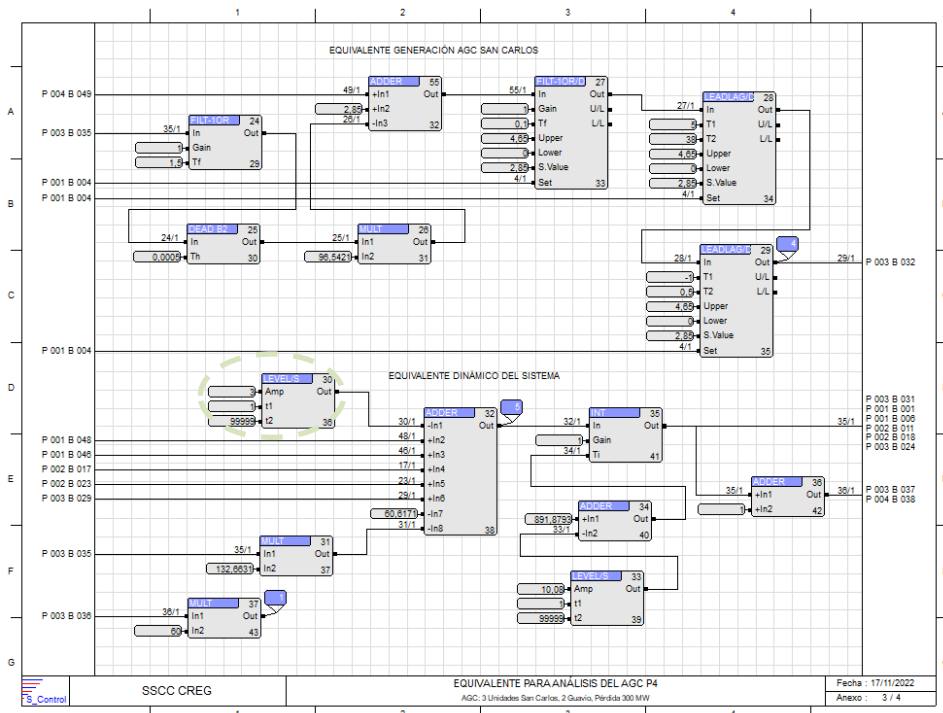


Figura 20 Equivalente de la generación de San Carlos en AGC y Equivalente Electromecánico del Sistema

En los casos de las rampas de carga el **Bloque No 30** marcado como **LEVEL/S** es remplazado por un bloque generador de rampa (en la Figura 20 demarcado en un círculo verde)

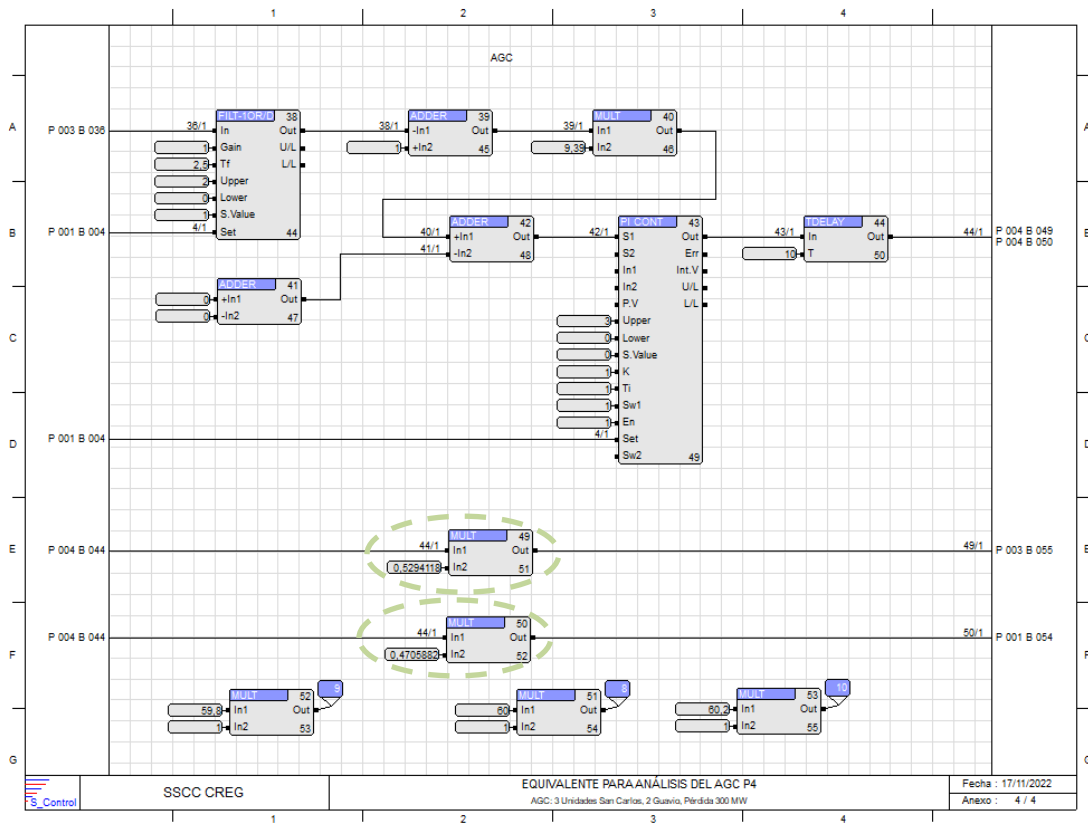


Figura 21 Diagrama de Bloques del AGC y de Líneas de referencia

Los bloques **No 49** y **No 50** marcados como **MULT** modelan los factores de participación en los casos que hay más de un grupo de generadores participando del AGC. (en la Figura 21 demarcados en un círculo verde).

### 3.3.4 Modelo del despacho económico

Los despachos económicos son resultado de un modelo de cooptimización de  $n$  períodos cuya función objetivo es la propuesta en el proyecto de resolución CREG 143 de 2021[8] dividiendo la componente de regulación terciaria en dos sumandos correspondientes a la regulación terciaria sincronizada (reserva rodante) y a la reserva no sincronizada o fuera de línea y que se muestra a continuación. A continuación, se presenta la función objetivo modificada y las restricciones correspondientes:

Maximizar.

$$\left[ \sum_h \sum_c DSO_{c,h} \times Cr_u + DCO_{c,h} \times Poc_{c,h} \right]$$

$$- \left[ \sum_h \sum_i (Pov_{i,h} \times Q_{i,h} + P_i^{RSS} \times R_{i,h}^{RSS} + P_i^{RSB} \times R_{i,h}^{RSB} + P_i^{RT\text{ sinc}} \times R_{i,h}^{RT\text{ sinc}} + P_i^{RT\text{ NO sinc}} \times R_{i,h}^{RT\text{ NO sinc}} + Car_i^E \times y_{i,h}) + \sum_e \sum_h Cr_e \times Q_{e,h} \right]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_i Q_{i,h} + \sum_j Q_{j,h}^{AD} + \sum_e Q_{e,h} &= \sum_c DSO_{c,h} + \sum_c DCO_{c,h} \\ \sum_i R_{i,h}^{RSS} &\geq RSS_h \\ \sum_i R_{i,h}^{RSB} &\geq RSB_h \\ \sum_i R_{i,h}^{RT\text{ sinc}} &\geq RRT_{\text{ sinc } h} \\ \sum_i R_{i,h}^{RT\text{ NO sinc}} &\geq RRT_{\text{ no sinc } h} \\ \sum_e Q_{e,h} &\geq \sum_n \delta_{n,h} \end{aligned}$$

Ecuaciones de balance nodal

Características técnicas recursos de generación

Reserva primaria de frecuencia

Restricciones eléctricas y soporte de tensión

Restricciones operativas red y áreas eléctricas

Modelo de la red transmisión (Flujo DC)

Donde

h	Índice de las horas del día
i	Índice de los recursos de generación con oferta de precio
j	Índice de los recursos de generación autodespachados
c	Índice de los comercializadores
e	Índice de los escalones de racionamiento
$Poc_{c,h}$	Precio de oferta de compra del comercializador c en la hora h
$Pov_{i,h}$	Precio de oferta de venta del recurso de generación i en la hora h

$Q_{i,h}$	Cantidad asignada al recurso de generación i en la hora h, no puede ser superior a la declaración de disponibilidad
$Car_i^E$	Costo de arranque-parada del recurso de generación i, depende del estado (E): frío, tibio o caliente
$y_{i,h}$	Variable que indica que el recurso de generación i tuvo arranque en la hora h
$Cr_u$	Costos del último escalón de racionamiento definido por la UPME
$Cr_e$	Costos de racionamiento definidos por la UPME para el escalón e
$\delta_{n,h}$	Variable que indica el racionamiento en el nodo n en la hora h
$Q_{e,h}$	Cantidad racionada dentro del rango del escalón e en la h
$Q_{j,h}^{AD}$	Cantidad declarada del recurso j autodespacho en la hora h
$DSO_h$	Demanda de energía sin oferta de precio asignada para la hora h
$DCO_h$	Demanda de energía con oferta de precio asignada para la hora h
$RSS_h$	Requerimiento de reserva secundaria a subir en la hora h
$RSB_h$	Requerimiento de reserva secundaria a bajar en la hora h
$RRTsinc_h$	Requerimiento de reserva terciaria sincrónica en la hora h
$RRTno\ sinc_h$	Requerimiento de reserva terciaria no sincrónica en la hora h

Para los despachos del día anterior se utilizaron 24 períodos horarios y para los despachos de las sesiones intradiarias se utilizaron 48 período de duración de 30 minutos cada uno.

### 3.3.5 Modelo de activación de la regulación terciaria

Con el fin de minimizar los cambios de las asignaciones de generación de las sesiones intradiarias y optimizar la activación de la regulación terciaria sincronizada y la fuera de línea se formuló el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} P_i * \Delta Q_{i^+,p} + \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} P_i * \Delta Q_{i^-,p} \\
 & + \sum_{j=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} P_j * \Delta Q_{sinc\ j,p} \\
 & + \sum_{k=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} (P_k * \Delta Q_{no\ sinc\ k,p} + PAP_k) + \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} C_{aut} * Q_{aut\ p}
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{\#plantas} \Delta Q_{sinc} i, p + \sum_{i=1}^{\#plantas} \Delta Q_{sinc} i, p + \sum_{i=1}^{\#plantas} \Delta Q_{no\,sinc} i, p + Q_{rac} \geq Req. Reserva_p$$

Donde:

$i$  = índice de las plantas asignadas en el despacho intradiario

$p$  = índice de los períodos de duración de 15 minutos

$j$  = índice de las plantas habilitadas para prestar el servicio de RT sincronizado

$k$  = índice de las plantas habilitadas para prestar el servicio de RT no sincronizado

$P_i$  = Precio energía oferta por el recurso  $i$

$\Delta Q_i^+, p$  = Incremento de despacho de la planta  $i$

$\Delta Q_i^-, p$  = decremento de despacho de la planta  $i$

$\Delta Q_{sinc\,i,p}$  = Activación reserva sincronizada recurso  $i$ , periodo  $p$

$\Delta Q_{no\,sinc\,i,p}$  = Activación reserva no sincronizada recurso  $i$ , periodo  $p$

$PAP_i$  = Precio arranque recurso  $i$

$C_{aut}$  = Costo de las autorizaciones; este costo es mayor al precio de oferta de la planta más costosa asignada como NO sincronizada

$Q_{aut}$  = Cantidad de demanda atendida con autorizaciones de generación en el periodo  $p$

### 3.4 Regulación Primaria de frecuencia

#### 3.4.1 Escenarios de despacho económico

Para los años 2025 y 2027 se formularon despachos económicos utilizando el modelo de despacho económico para 24 períodos, considerando la demanda máxima de la UPME y la curva de carga presentada en la Figura 2

Para estos despachos se supone:

- El 100% de la demanda inflexible.
- Disponibilidad igual a la capacidad nominal de las plantas
- Precios de oferta de las plantas: para las hidráulicas se tomó el valor del agua calculado con el SDDP y para las térmicas el costo variable
- Se tiene en cuenta restricciones adicionales como rampas de encendido, mínimos técnicos y costos de arranque y parada
- Se modeló la red del STN y del STR

Los resultados de los despachos de generación utilizados como representativos para los años 2025 y 2027 son:

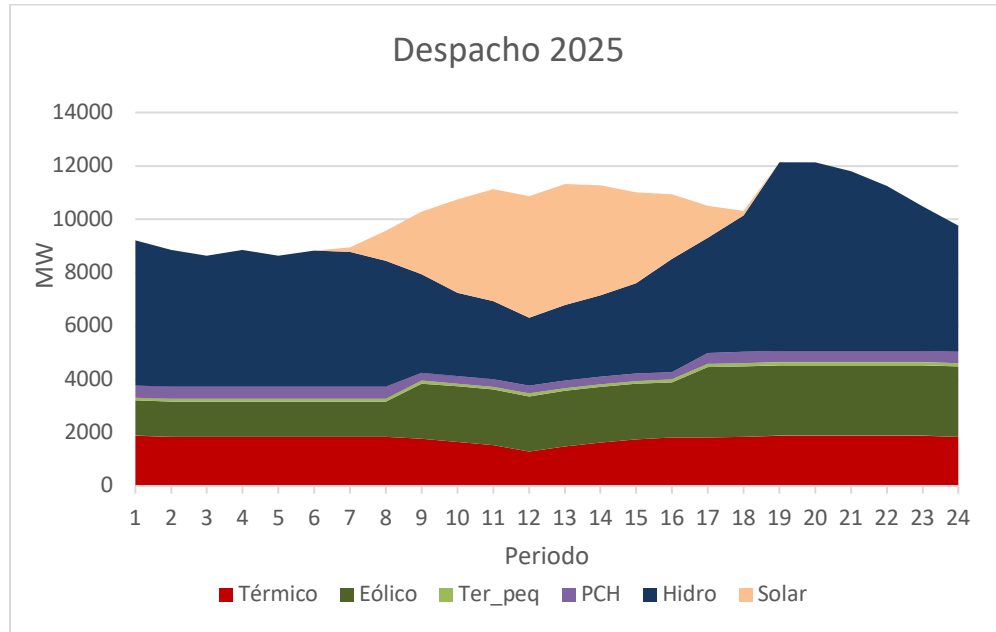


Figura 22 Despacho económico de generación año 2025

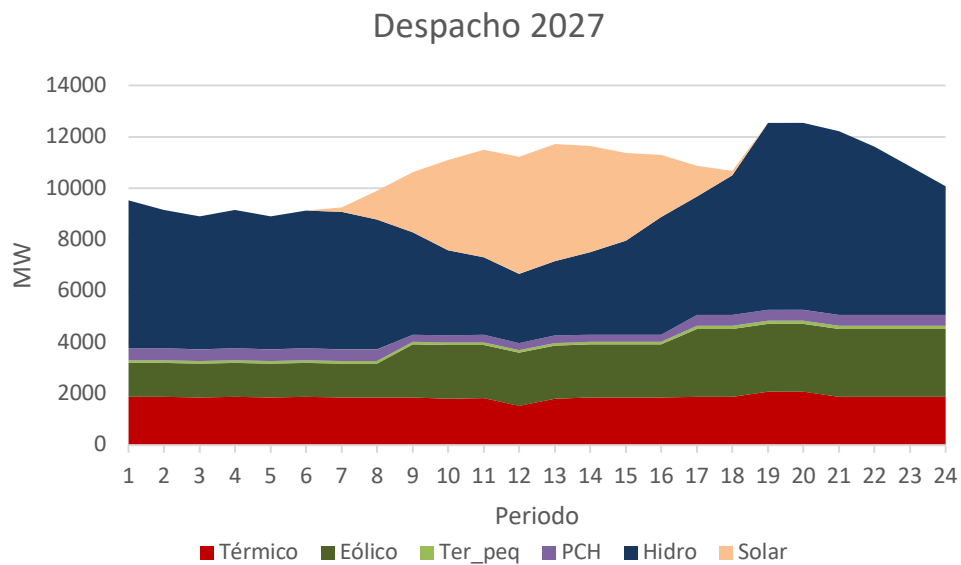


Figura 23 Despacho económico de generación año 2027

Las mayores rampas obedecen a la combinación de la generación convencional con la solar, donde se observan rampas importantes de bajada de la generación hidráulica entre los P09 y P12 y de



subida en los P12 y P20. La mayor rampa de subida se presenta entre el P18 y P19 de aproximadamente 2000 MW.

### 3.4.2 Condiciones de Estado Estacionario

Para la simulación de la RPF, se partió de condiciones de estado estacionario calculadas con flujos de carga AC para los períodos 04, 12 y 19 obtenidas de los escenarios de despacho económicos para los años 2025 y 2027 presentados en el numeral anterior.

Los despachos están caracterizados como se indica en la Tabla 10:

**Tabla 10. Características de los despachos de generación**

Escenario de generación	2025_P4	2025_P12	2025_P19	2027_P4	2027_P12	2027_P19
Reserva rodante sistema [%]	12,40%	11,83%	8,58%	18,98%	15,97%	8,79%
Reserva rodante sistema [MW]	1129,58	1333,36	1071,80	1786,74	1838,42	1135,50
Renovable sistema [MW]	1322,40	6865,67	2750,57	2025,98	7791,73	2532,32
Convencional sistema [MW]	7788,59	4403,34	9746,80	7386,01	3723,53	10386,07
Renovable sistema [%]	14,51%	60,93%	22,01%	21,53%	67,66%	19,60%
Renovable Caribe [MW]	1322,40	4526,49	2708,80	2025,98	4888,76	2461,40
Convencional Caribe [MW]	1378,54	1182,70	1388,20	1659,30	905,14	1957,77
Renovable Caribe [%]	49%	79%	66%	55%	84%	56%
Inercia convencionales [Hsys] @ 100 MWA	407,75	278,54	502,51	426,74	276,13	554,83
Inercia renovables [Hsys] @ 100 MWA	34,08	34,56	38,48	38,48	34,56	38,48
Inercia total [Hsys] @ 100 MWA	<b>441,83</b>	<b>313,10</b>	<b>540,99</b>	<b>465,22</b>	<b>310,69</b>	<b>593,31</b>
Gen Convencional instalada sistema [MW]	8918,18	5736,69	10818,60	9172,75	5561,95	11521,58
Pgen sistema [MW]	9110,99	11269,00	12497,37	9411,99	11515,25	12918,40
Pload sistema [MW]	8829,93	10836,39	12112,56	9127,51	11201,62	12512,79

### 3.4.3 Eventos

Para los períodos 04, 12 y 19, se simularon los siguientes eventos:

- Pérdida generación de 160 MW (Paipa Maquina #4)
- Pérdida generación de 300 MW (Ituango maquina #3)
- Pérdida generación de 460 MW (Ituango maquina #3 y Paipa maquina #4)
- Pérdida carga de 170 MW (Carga Cerromatoso)

### 3.4.4 Métricas de la RPF

Para los años, períodos y eventos simulados se analizó la respuesta primaria de frecuencia del sistema, caracterizándola por las siguientes métricas

- **Nadir:** es el valor mínimo de subfrecuencia en Hz producido por el evento
- **Cenit:** es el valor máximo de sobrefrecuencia en Hz producido por el evento
- **tNadir:** es el tiempo en donde ocurre el Nadir

- **ROCOF (Rate of Change of Frequency) Nadir:** es el valor del Rocof calculado en el Nadir
- **ROCOF (Rate of Change of Frequency):** Se hace el cálculo del Rocof en 250ms y 500 ms
- **Tiempo de respuesta del Sistema:** tiempo en que la evolución de la frecuencia del sistema se recupera al 90% del *valor esperado de estado estacionario* una vez actúen los reguladores de velocidad de acuerdo con su estatismo.

El *valor esperado de estado estacionario de la frecuencia* en teoría es igual a la frecuencia del sistema antes del evento menos el delta de frecuencia esperado calculado como el inverso de la constante de regulación  $\beta$  multiplicado por el Delta del desbalance debido al evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia ( $\text{valor esperado} = \text{frecuencia}_{\text{sistema antes del evento}} - \left(\frac{\Delta \text{ del desbalance}}{\beta}\right)$ ; donde  $\beta = D + \frac{1}{R}$ ). Considerando que no se conoce con exactitud el valor de D, y el R equivalente es variable, el valor esperado se calcula como el valor de la frecuencia promedio entre los 50 y 60 segundos del tiempo de simulación o de los registros del evento.

- **Constante de regulación calculada en el Nadir:**

$$RFP = \frac{\Delta P}{|f(0) - f(t_{Nadir})|} \quad [MW/Hz]$$

- **Constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial:** es igual a  $\frac{2H}{D}$ . Para el cálculo de esta constante, se assume un valor de D=1.5 p.u.

En la Figura 24 se muestra en una respuesta típica de frecuencia ante un evento indicando las métricas antes mencionadas:

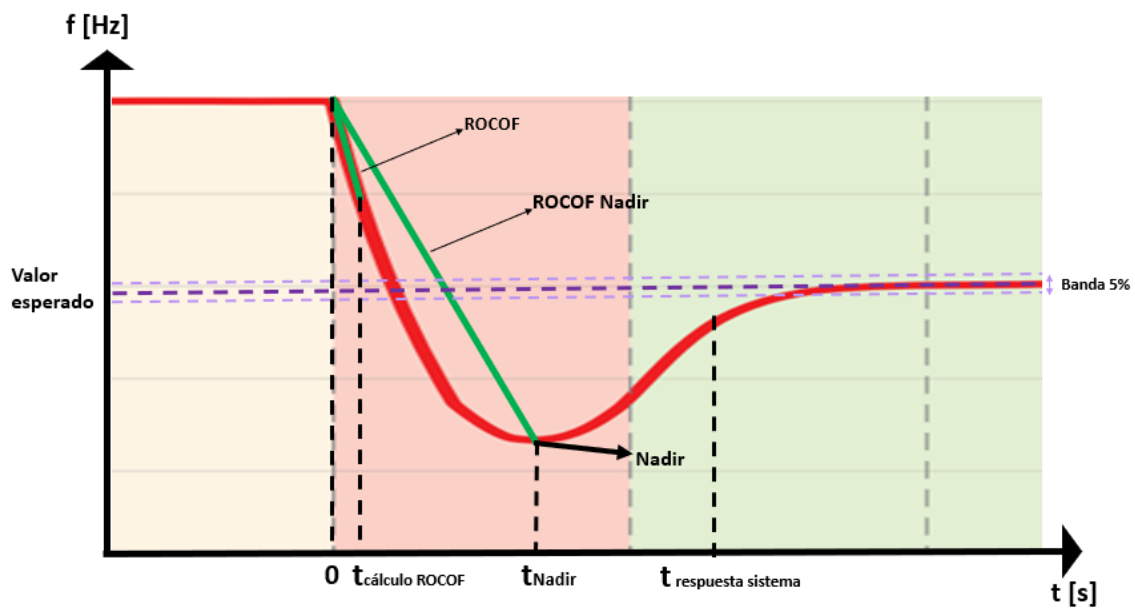


Figura 24: Ejemplo típico de evento en frecuencia y métricas de cálculo

### 3.4.5 Resultados simulaciones

Para cada uno de los eventos se simuló el comportamiento dinámico del sistema ante la ocurrencia de cada uno de ellos, utilizando el módulo de estabilidad dinámica del programa Power Factory del Digsilent

A continuación, en la Tabla 11 se presentan los resultados de las métricas calculadas para cada uno de los eventos analizados para los años 2025 y 2027, considerando y sin considerar la respuesta rápida en frecuencia de las plantas eólicas. En el Anexo 04 se presentan las gráficas de dicha simulación de las cuales se calcularon las métricas indicadas en la Tabla 11.

De los resultados presentados en la Tabla 11 se concluye:

- Para el escenario P12 en el 2025, es donde se obtiene un valor menor del Nadir de 59.213 Hz para un tiempo de 3.922 seg para un desbalance de potencia de 460 MW.
- El mayor valor de ROCOF a los 500 ms es de 0.392 Hz/seg, en el 2027-P12 para un desbalance de 460 MW de carga.
- Los resultados del cálculo del ROCOF a los 500ms muestra una adecuada aproximación de esta métrica ya que es bastante inferior al tiempo del nadir y de la constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial.
- La inclusión de la respuesta rápida en las plantas eólicas mejora el ROCOF y el nadir en cada uno de los escenarios.

Adicionalmente de las gráficas presentadas en el Anexo 04, se observa que el estado estacionario se obtiene entre los 50 y 60seg de ocurrido el evento, indicando que el cálculo del tiempo de respuesta del sistema considerando un promedio de los datos entre 50 y 60 segundos es adecuado.

**Tabla 11: Resultados de las simulaciones de los eventos de subfrecuencia**

Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	Tiempo Nadir [s]	RoCoF_250ms [Hz/s]	RoCoF_500ms [Hz/s]	RoCoF_nadir [Hz/s]	RFP_nadir [MW/Hz]	Constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial
2025-P12_Sin_Respuesta_Rapida	313.1	160	59.726	3.974	0.107	0.107	0.067	602.904	4.175
		300	59.486	3.776	0.257	0.243	0.134	593.042	
		460	59.213	3.922	0.37	0.357	0.199	590.62	
2025-P12_Con_Respuesta_Rapida		160	59.742	3.9	0.104	0.107	0.064	641.756	
		300	59.522	3.692	0.254	0.239	0.127	639.527	
		460	59.264	3.658	0.365	0.351	0.199	631.929	
2025-P19_Sin_Respuesta_Rapida	540.99	160	59.822	3.723	0.063	0.07	0.048	902.237	7.213
		300	59.67	3.479	0.167	0.147	0.095	909.295	
		460	59.509	3.557	0.238	0.219	0.138	937.251	
2025-P19_Con_Respuesta_Rapida		160	59.824	3.7	0.062	0.069	0.047	913.315	
		300	59.657	3.624	0.166	0.146	0.094	876.601	
		460	59.491	3.674	0.235	0.218	0.138	904.627	
2025_P4_Sin_Respuesta_Rapida	441.83	160	59.789	3.327	0.096	0.093	0.063	762.26	5.891
		300	59.63	3.101	0.19	0.183	0.119	812.911	
		460	59.434	3.114	0.291	0.28	0.181	814.39	
2025_P4_Con_Respuesta_Rapida		160	59.797	3.276	0.095	0.093	0.062	792.448	
		300	59.646	3.135	0.189	0.181	0.113	848.555	
		460	59.452	3.202	0.288	0.277	0.171	840.651	
2027-P12_Sin_Respuesta_Rapida	310.69	160	59.75	4.031	0.122	0.117	0.062	637.933	4.143
		300	59.531	3.788	0.258	0.249	0.124	639.562	
		460	59.229	4.218	0.392	0.383	0.183	596.442	
2027-P12_Con_Respuesta_Rapida		160	59.765	3.927	0.12	0.116	0.06	678.351	
		300	59.571	3.656	0.255	0.246	0.117	698.88	

Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	Tiempo Nadir [s]	RoCoF_250ms [Hz/s]	RoCoF_500ms [Hz/s]	RoCoF_nadir [Hz/s]	RFP_nadir [MW/Hz]	Constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial
		460	59.3	3.918	0.386	0.369	0.179	657.075	
2027-P19_Sin_Respuesta_Rapida	593.31	160	59.831	3.991	0.058	0.061	0.043	942.49	7.911
		300	59.697	3.658	0.141	0.131	0.083	986.855	
		460	59.544	3.659	0.198	0.195	0.125	1007.316	
2027-P19_Con_Respuesta_Rapida		160	59.836	3.961	0.057	0.061	0.042	968.371	
		300	59.711	3.554	0.141	0.13	0.082	1034.094	
		460	59.566	3.604	0.196	0.194	0.121	1057.88	
2027-P4_Sin_Respuesta_Rapida	465.22	160	59.793	3.568	0.092	0.087	0.058	768.846	6.203
		300	59.633	3.351	0.182	0.174	0.11	814.12	
		460	59.424	3.478	0.283	0.269	0.166	797.144	
2027-P4_Con_Respuesta_Rapida		160	59.802	3.438	0.091	0.087	0.058	801.386	
		300	59.656	3.263	0.181	0.173	0.106	868.259	
		460	59.466	3.409	0.28	0.267	0.157	859.158	

**Tabla 12 Resultados de las simulaciones de los eventos de sobrefrecuencia**

Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Ceniy [Hz]	Tiempo Cenit [s]	RoCoF_250ms [Hz/s]	RoCoF_500ms [Hz/s]	RoCoF_nadir [Hz/s]	RFP_nadir [MW/Hz]	Constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial
2025-P12	313.1	-170	60.097	1.845	0.146	0.127	0.057	1608.189	4.175
2025-P19	540.99	-170	60.245	3.605	0.123	0.104	0.068	691.912	7.213
2025_P4	441.83	-170	60.221	3.384	0.102	0.1	0.065	767.841	5.891
2027-P12	310.69	-170	60.092	2.52	0.145	0.12	0.036	1865.078	4.143
2027-P19	593.31	-170	60.172	3.868	0.077	0.074	0.044	993.606	7.911
2027-P4	465.22	-170	60.224	3.444	0.101	0.099	0.065	761.98	6.203

### 3.4.6 Sensibilidades

A continuación, se muestran los siguientes casos de sensibilidad:

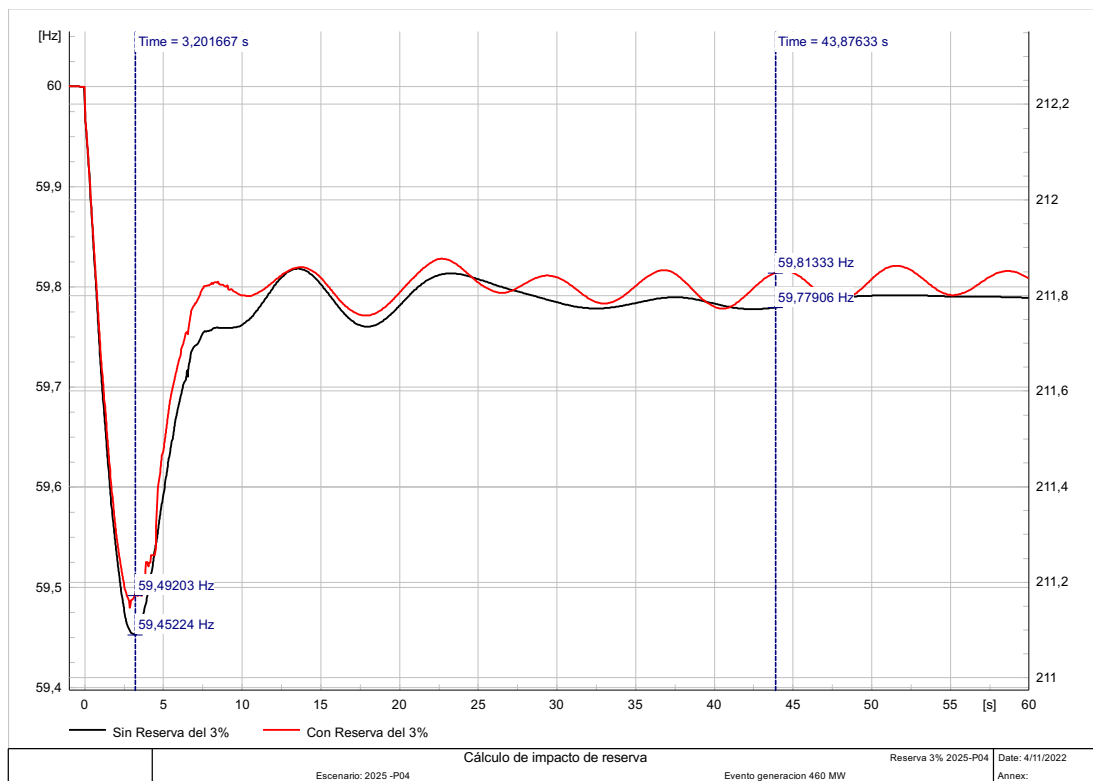
- Cambios en los márgenes de reserva asignados a las unidades de generación
- Participación en la regulación primaria de frecuencia
- Cambios en la reserva rodante del sistema
- Variaciones de la demanda

#### 3.4.6.1 Cambios en los márgenes de reserva asignados a las unidades de generación

Esta sensibilidad se hizo para el caso 2025-P04 y salida de 460 MW de generación, donde se considera:

- Dejando el margen de reserva del 3% en las unidades de generación del sistema
- Sin dejar el margen de reserva del 3% en las unidades de generación del sistema suponiendo que todas las unidades pueden responder en el valor de potencia máxima declarado

En la Figura 25 se presentan los resultados de la simulación:



**Figura 25. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P04 – Casos con y sin reserva del 3%**

En la Tabla 13 se muestra las métricas de la respuesta del evento de la Figura 25:

**Tabla 13. Métricas de la respuesta en frecuencia del sistema-2025-P04 – Casos con y sin reserva del 3%**

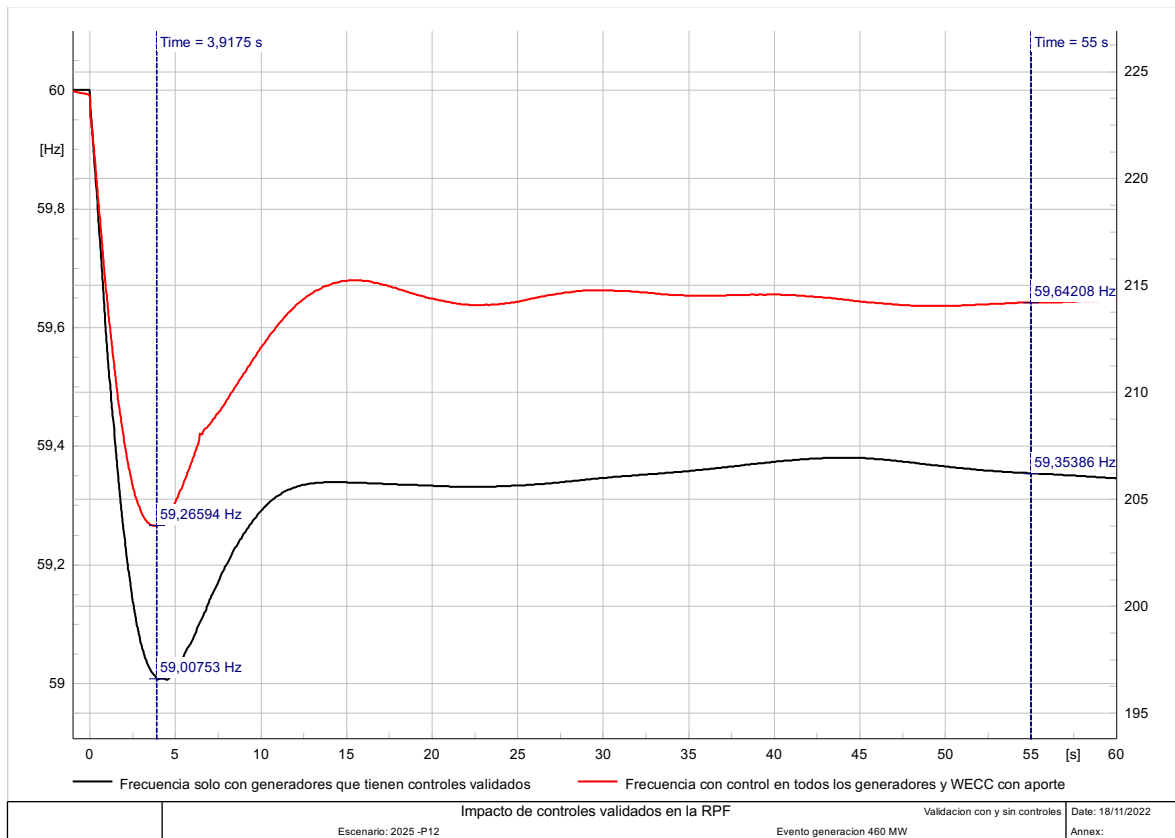
Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	RoCoF_250ms [Hz/s]	RoCoF_500ms [Hz/s]	RoCoF_nadir [Hz/s]	RFP_nadir [MW/Hz]
2025-P4 - Sin reserva del 3%	441.83	460	59.452	0.288	0.277	0.171	840.651
2025-P4 - Con reserva del 3%	441.83	460	59.474	0.282	0.27	0.182	876.406

Se observa que los resultados son similares, teniendo una mayor variación de la frecuencia para el caso de que no se tenga una asignación de reserva por debajo de la potencia máxima asignada. Este resultado es válido porque se supone que todas las unidades pueden prestar el servicio de RPF en su potencia máxima declarada.

### 3.4.6.2 Participación en la regulación primaria de frecuencia

Con el fin de analizar la RPF cuando los generadores que no cumplen con las características técnicas exigidas no prestan en forma adecuada el servicio de RPF, se simuló la condición en la cual solamente los generadores que tienen los modelos validados según la Base de Datos del DigSilent suministrada por XM participan de la RPF (En el Anexo 05 se presenta la información de los modelos de control suministrada por XM).

En la Figura 26 se observa la respuesta de la frecuencia del sistema ante un evento de 460 MW, teniendo en cuenta solo la respuesta de los controles que hasta el momento se encuentran validados de las plantas convencionales y otro suponiendo que todas las plantas tanto convencionales como eólicas y solares tienen validados sus modelos de control.



**Figura 26. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – con y sin controles validados en todos los generadores**

En la Tabla 14 se presentan las métricas calculadas para los resultados de la Figura 26.

**Tabla 14. Métricas Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – con y sin controles validados en todos los generadores**

Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	Tiempo Nadir [s]	RoCoF _250m s [Hz/s]	RoCoF _500m s [Hz/s]	RoCoF _nadir [Hz/s]	RFP_nadir [MW/Hz]
2025-P12_Con controles validados en todos los generadores convencionales y eólicos y solares	313.1	460	59,26	4	0,365	0,351	0,199	631,929
2025-P12_Solo con los generadores que tienen controles validados	313.1	460	59,01	5	0,427	0,422	0,220	462,616

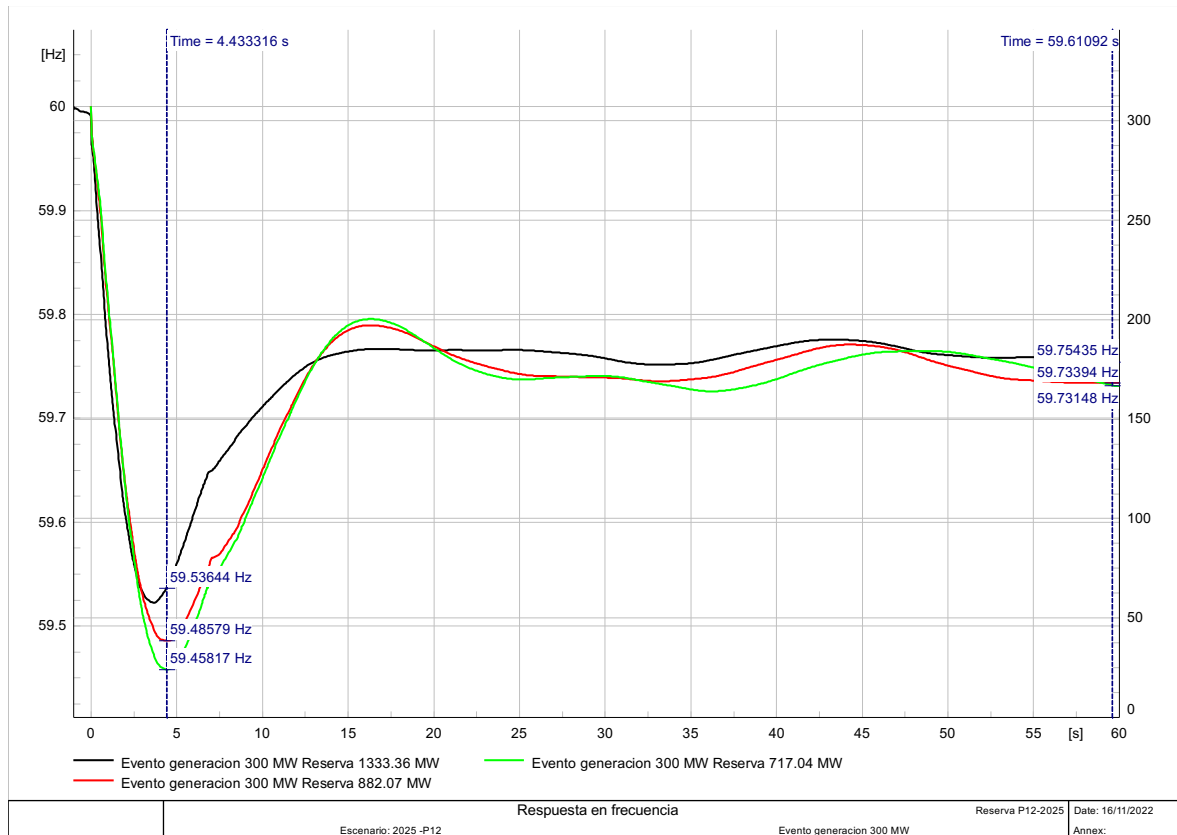
De estos resultados se deduce la importancia de que haya participación efectiva de todos los generadores en la prestación del servicio de RPF, lo cual lleva a la conclusión de la necesidad de implementar un procedimiento de habilitación que asegure el cumplimiento de todos los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF.

### 3.4.6.3 Cambios en la reserva rodante del sistema

Se realiza una simulación para el escenario 2025-P12 con un evento de pérdida de generación de 300 MW considerando diferentes valores de reserva rodante.



En la Figura 27 se observan los resultados de la simulación:



**Figura 27. Respuesta en frecuencia del sistema-2025-P12 – Diferentes valores de reserva rodante**

Se observa que a mayor reserva rodante en el sistema es mucho mejor la respuesta de RPF. De aquí se deduce la necesidad de definir una reserva terciaria que esté sincronizada.

#### 3.4.6.4 Variación de la demanda

Se simuló la respuesta de la frecuencia ante eventos de variación de la demanda, en este caso, se simuló una variación hacia arriba y hacia abajo del 20% en la demanda de Cerromatoso de 170 MW. Esta simulación se realiza para el escenario 2025-P4, considerando que todos los generadores participan en la RPF, los resultados se presentan en las Figura 28 y Figura 29:

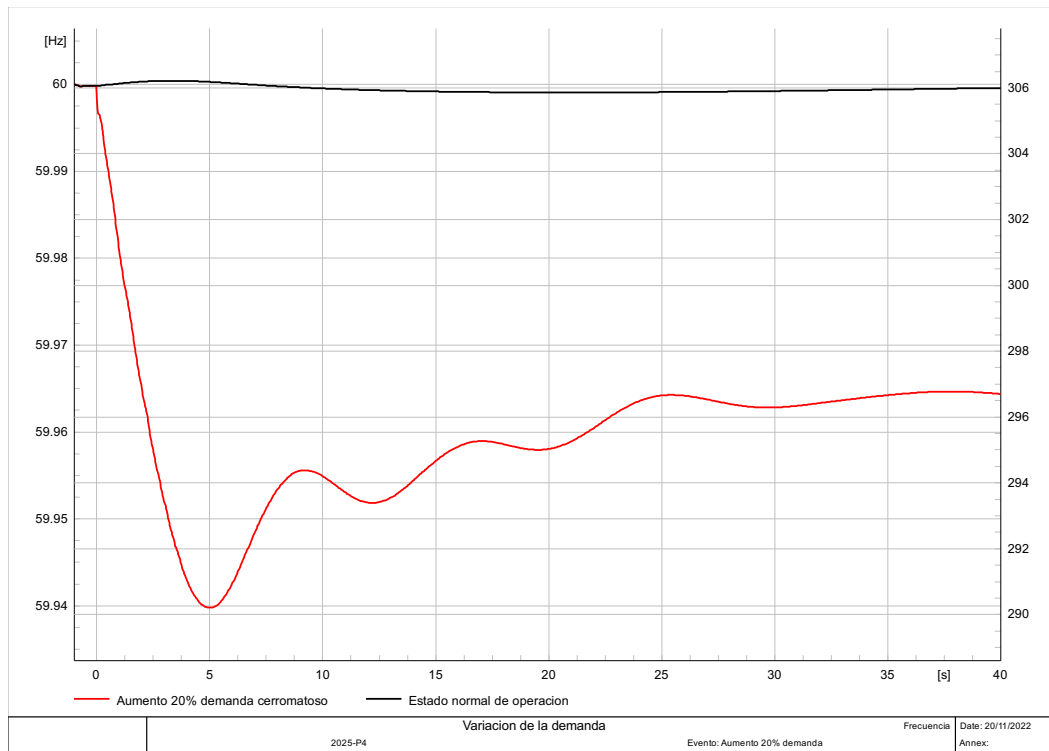


Figura 28. Variación de la demanda – Aumento 20%

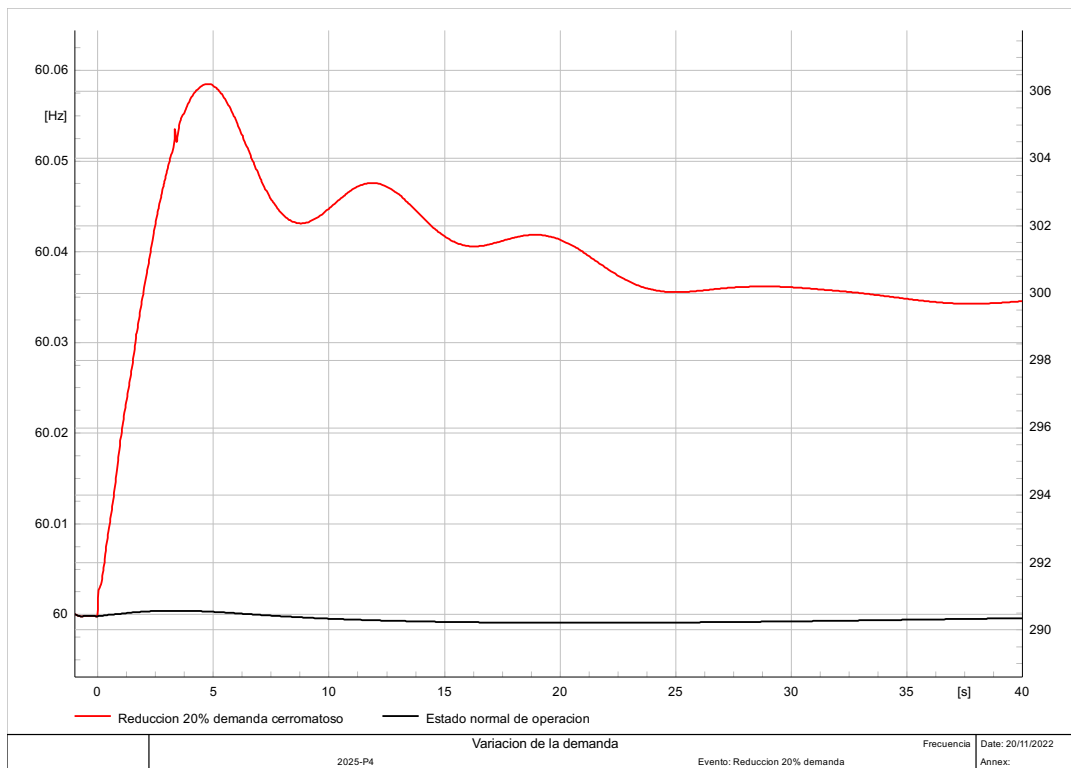


Figura 29. Variación de la demanda – Reducción 20%

Se observa que, ante la variación de demanda, ya sea por aumento o reducción, la frecuencia permanece dentro de la banda de frecuencia permitida (59.8 – 60.2 Hz). La respuesta mayor a los 10 segundos se debe a que el cambio de demanda es muy pequeño y el valor de estado estacionario no es muy diferente de la banda muerta. Lo que se muestra es que la validación del servicio de RPF se debe hacer para eventos en los cuales la frecuencia incursione por fuera de la banda permitida del 59.8-60.2 Hz.

### 3.5 Regulación Secundaria de Frecuencia

Para la evaluación y validación del desempeño del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para las condiciones actuales y futuras de la composición de la generación y los potenciales prestadores del servicio de tal manera que se promueva la participación y la competencia, se parte de simulaciones dinámicas<sup>1</sup> de eventos de frecuencia representativos del SIN incorporando la acción de Control AGC, con un tiempo de simulación de larga duración del orden de 10 minutos.

Para la realización de las simulaciones de eventos de frecuencia incorporando la Regulación Secundaria de Frecuencia -AGC de tal manera que se pueda evaluar la interacción entre la Regulación Primaria de Frecuencia y la Regulación Secundaria de Frecuencia se seleccionaron los Periodos 04 y 12 del año 2025 el cual incorpora en su despacho recursos de generación renovables de Parques Eólicos (P4 y P12) y Granjas Solares (P12).

Para el ajuste de los Modelos Agregados Base se toma de la base de datos del DigSilent suministrada por el CND, la información de los modelos de los reguladores de velocidad validados por el CND y los resultados del flujo de carga de los escenarios analizados al realizar la contingencia de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

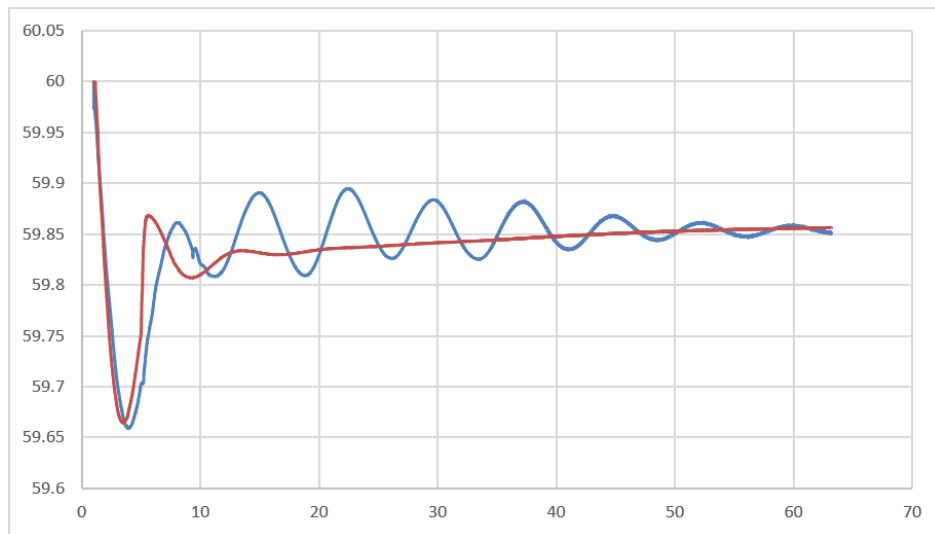
A continuación, se presenta el resumen de los despachos analizados:

**Tabla 15 Despachos analizados para medir el desempeño de la RSF**

Caso	Total Demanda (MW)	Total Despacho (MW)	Pérdidas (MW)	% Pérdidas Respecto al Despacho	% Pérdidas Respecto a la Demanda	Base Sistema (MVA)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	D (%)
Caso Base Periodo 4	8844,21	9104,28	260,07	2,86	2,94	100	434,19	1,5
Caso Base Periodo 12	10836,39	11220,98	384,59	3,43	3,55	100	326,89	1,5

En las Figura 30 y Figura 31 se muestra la comparación de los resultados de la simulación en el DigSilent vs. La simulación del Modelo Agregado descrito en el numeral 3.3.3:

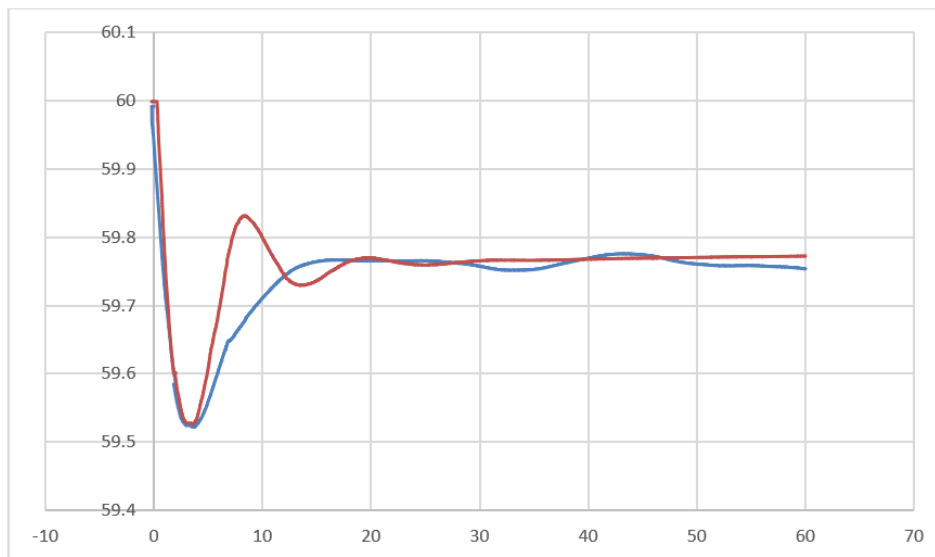
<sup>1</sup> Las simulaciones se realizan en software de simulación dinámica de sistemas complejos de control desarrollado por el Ingeniero Mauricio Canal



**Figura 30 Comparación de Resultados de la Simulación en DigSilent Vs. la simulación del Equivalente Electromecánico Caso Base Periodo 4**

\*\*La curva azul es la obtenida con el PowerFactory DigSilent

La curva roja es la obtenida con el software de simulación con el modelo AGC



**Figura 31 Comparación de Resultados de la Simulación en DigSilent Vs. la simulación del Equivalente Electromecánico Caso Base Periodo 12**

\*\*La curva azul es la obtenida con el PowerFactory DigSilent

La curva roja es la obtenida con el software de simulación con el modelo AGC

Con el fin de cubrir diferentes combinaciones en cuanto al número de unidades haciendo AGC, número de plantas, tipos de recursos y reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, y para

evaluar el desempeño ante contingencias de generación, rampas de carga con la máxima toma de carga actual definida por el CND, rampas de carga con el doble de esta para cubrir la aleatoriedad de los Recursos Renovables, rampas de aumento de generación en las solares y rampas de disminución de generación en las solares, se definen los casos de simulación presentados en la Tabla 16. En todos los casos y para todos los grupos de generación se modelaron las bandas muertas con un ajuste de 30 mHz.

**Tabla 16 Casos de simulación para evaluar el desempeño de la RSF**

No	NOMBRE CASO	PERTURBACIÓN	DESCRPCIÓN AGC
1	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_01	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	5 Unidades de San Carlos
2	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_02	Rampa de 200 MW, 48 MW/min	5 Unidades De San Carlos
3	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_03	Rampa de 200 MW, 96 MW/min	5 Unidades De San Carlos
4	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_04	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	3 Unidades San Carlos + 2 Unidades Guavio
5	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_05	Rampa de 200 MW, 48 MW/min	3 Unidades San Carlos + 2 Unidades Guavio
6	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_06	Rampa de 200 MW, 96 MW/min	3 Unidades San Carlos + 2 Unidades Guavio
7	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_07	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW
8	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_08	Rampa de 200 MW, 48 MW/min	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW
9	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_09	Rampa de 200 MW, 96 MW/min	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW
10	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_10	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	5 Unidades De Guavio
11	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_11	Rampa de 200 MW, 48 MW/min	5 Unidades De Guavio
12	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_12	Rampa de 200 MW, 96 MW/min	5 Unidades De Guavio
13	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_13	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	3 Unidades San Carlos + 3 Parques Eólicos
14	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_14	Rampa de 200 MW, 48 MW/min	3 Unidades San Carlos + 3 Parques Eólicos
15	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_15	Rampa de 200 MW, 96 MW/min	3 Unidades San Carlos + 3 Parques Eólicos
16	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_16	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW y Desconexión del AGC 1 Un. San Carlos	5 Unidades De San Carlos y Des. de 1 del AGC.
17	HM_2025-06-01_P4_0_AGC_17	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW y Desconexión del AGC 1 Un. Guavio	5 Unidades De Guavio y Des. De 1 del AGC.
18	HM_2025-06-01_P12_0_AGC_18	Pérdida 1 Unidad Ituango con 300 MW	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW
19	HM_2025-06-01_P12_0_AGC_19	Rampa Positiva Solar 500 MW, 100 MW/min	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW
20	HM_2025-06-01_P12_0_AGC_20	Rampa Negativa Solar 500 MW, 100 MW/min	3 Unidades Guavio + 3 Unidades De 5 MW

En el modelo es necesario incluir el efecto de la RPF con el fin de realizar simulaciones de largo periodo de eventos de frecuencia. Para efectos de la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia por parte del grupo de generación renovable y dadas las restricciones inherentes que tiene esta tecnología para la prestación de este servicio en eventos de subfrecuencia, se asume que los parques eólicos y/o solares están en capacidad de proveer el servicio de RPF (el cual se puede lograr ya sea con un margen entre el despacho y la máxima potencia disponible del recurso primario, el control del ángulo de las aspas, la energía cinética almacenada en el rotor, inercia sintética con

base en almacenamiento de energía con baterías o la combinación de las anteriores). Se asumieron los siguientes supuestos:

- Se Limita la respuesta máxima de la RPF al 12% de la capacidad de la generación renovable conectada.
- No se restringe o limita el sostenimiento en el tiempo de la respuesta de la RPF.

Es decir, se asume que, aunque limitado, este recurso tiene la capacidad de proveer RPF sin restricción en cuanto al tiempo de sostenimiento, porque de lo contrario este caso base sería inviable y lo que se pretende es que estas simulaciones den luces de lo que sería tener este grado de penetración de renovables y los requerimientos mínimos de su desempeño para viabilizar despachos con este grado de penetración de renovables.

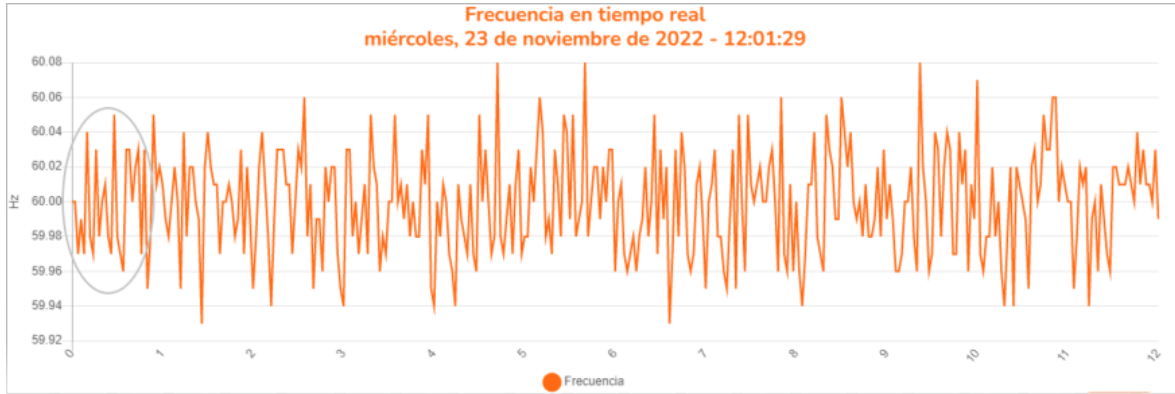
### 3.5.1 Resultados simulaciones

De los casos presentados en la Tabla 16, se observa que los tiempos de respuesta son menores a 30 segundos y el tiempo en que la frecuencia retorna a su valor nominal es menor a 7 minutos, tal y como se muestra en la Tabla 17.

**Tabla 17 Resumen resultados de las simulaciones**

NOMBRE CASO	Tiempo de respuesta (tiempo en que la frecuencia entra al rango de 59.8 – 60.2 Hz (s))	Tiempo en que la frecuencia retorna a 60 Hz (su valor nominal) (min)
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_01	6.88	6.22
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_02	0	5.58
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_03	0	2.83
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_04	6.75	6.22
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_05	0	5.67
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_06	0	4.58
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_07	7.01	6.87
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_08	0	5.58
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_09	0	4.58
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_10	7.47	6.35
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_11	0	5.67
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_12	0	4.67
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_13	8.54	4.62
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_14	0	5.58
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_15	0	4.50
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_16	6.74	reserva insuficiente para retornar a 60 Hz
HM_2025-06-01_P4_0_AGC_17	6.33	reserva insuficiente para retornar a 60 Hz
HM_2025-06-01_P12_0_AGC_18	5.64	5.69
HM_2025-06-01_P12_0_AGC_19	0	reserva insuficiente para retornar a 60 Hz
HM_2025-06-01_P12_0_AGC_20	0	reserva insuficiente para retornar a 60 Hz

De los registros históricos de la frecuencia del SIN tomados de la página web de XM[9], se puede observar que los tiempos de retorno de la frecuencia a 60 Hz en una hora son aproximadamente 6- 7 minutos, lo cual indica que las simulaciones están arrojando resultados muy ajustados con la realidad (ver Figura 32):



**Figura 32 Frecuencia en tiempo real (fuente XM)**

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de los casos que se presentan en la Tabla 16, de las cuales se concluye que desde el punto de vista técnico y de desempeño dinámico para las características del SIN es viable que:

- Unidades de 5 MW participen en la Regulación Secundaria de Frecuencia
- Parques eólicos participen en el AGC, lo anterior sujeto a que estos cumplan con los requerimientos técnicos aprobados por el CNO

### 3.5.1.1 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_01

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de San Carlos. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades participando en el AGC a la contingencia de generación.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 18:

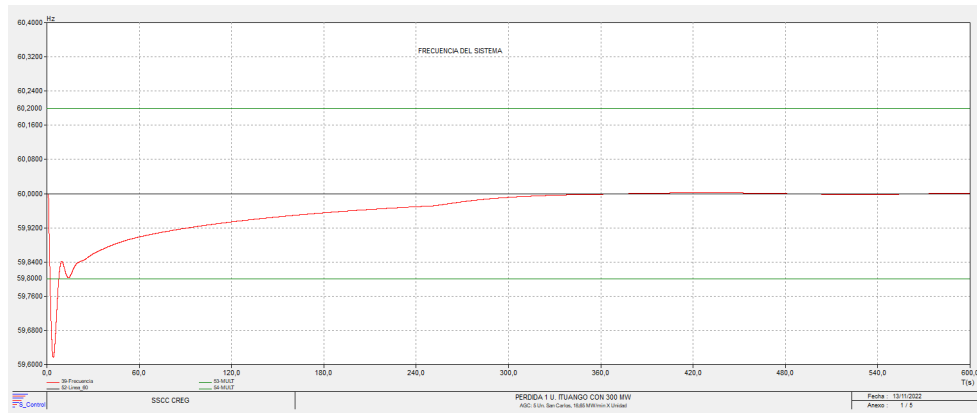
**Tabla 18 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_01**

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg.Primaria (MW)	Reserva Reg.Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTADISTMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	4375,39	3724,99	650,40	14,86	208,81	5,66	30
Térmicas	556,00	539,32	16,68	3,00	25,10	4,72	30

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg. Primaria (MW)	Reserva Reg. Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTATISMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Renovables	2300,39	1322,40	977,99	42,51	26,45	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	3461,79	3042,57	0,00	0,00	158,38	Inf.	30
5 unidades San Carlos AGC	775,00	475,00	300,00	38,71	27,20	4,81	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 33. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 33 Respuesta de la frecuencia del sistema**

Se puede observar en la Figura 33 que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,61 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 6,88 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 373,27 s (6,22 min) posterior al evento con una respuesta amortiguada.

El grupo de las cinco (5) unidades de San Carlos en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 93,25 MW/min (superior a la velocidad máxima de toma de carga de 48 MW/min), lo que corresponde a 18,65 MW/min por unidad (Figura 34)



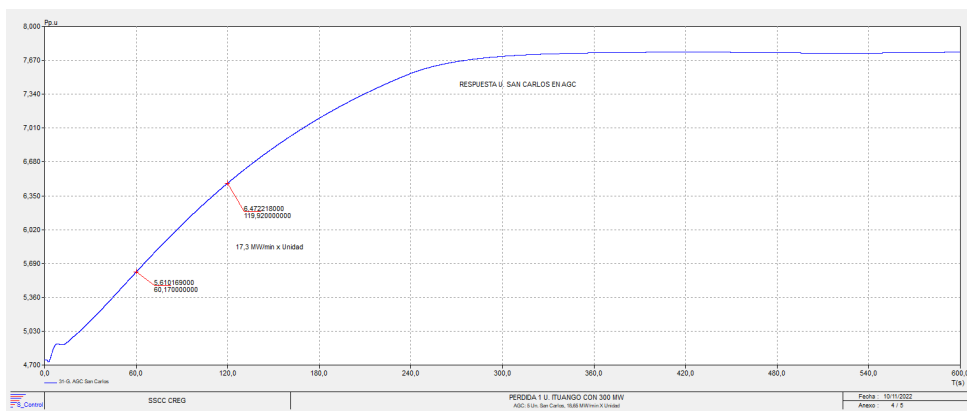


Figura 34 Respuesta del grupo de unidades de San Carlos en AGC

Se encuentra que la Reserva Total para la Regulación Primaria de Frecuencia del 7,15 % del total de la Capacidad Máxima de la generación conectada fue suficiente para la contención de la caída de la frecuencia y que los 300 MW de holgura del AGC fueron suficientes para retornar la frecuencia a 60 Hz después de la contingencia.

### 3.5.1.2 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_02

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de San Carlos. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades participando en el AGC a rampas de carga de hasta 48 MW/min. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 18.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan a continuación. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

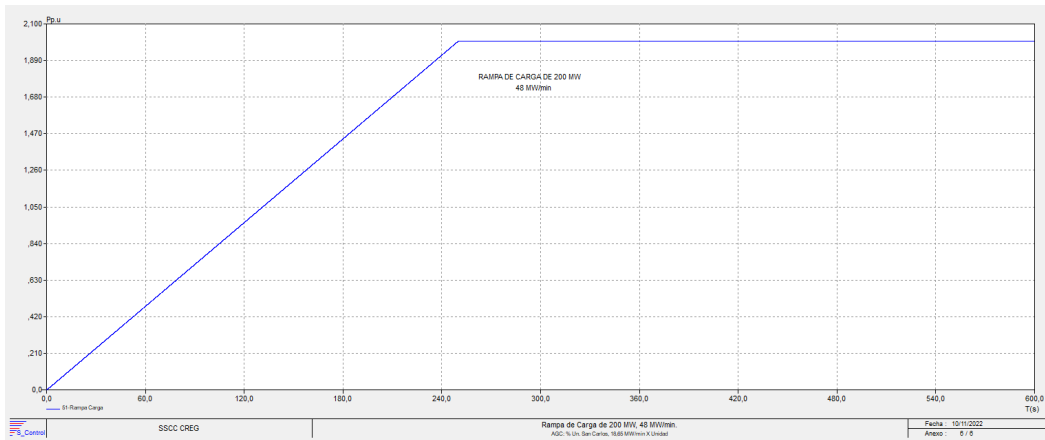


Figura 35 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min

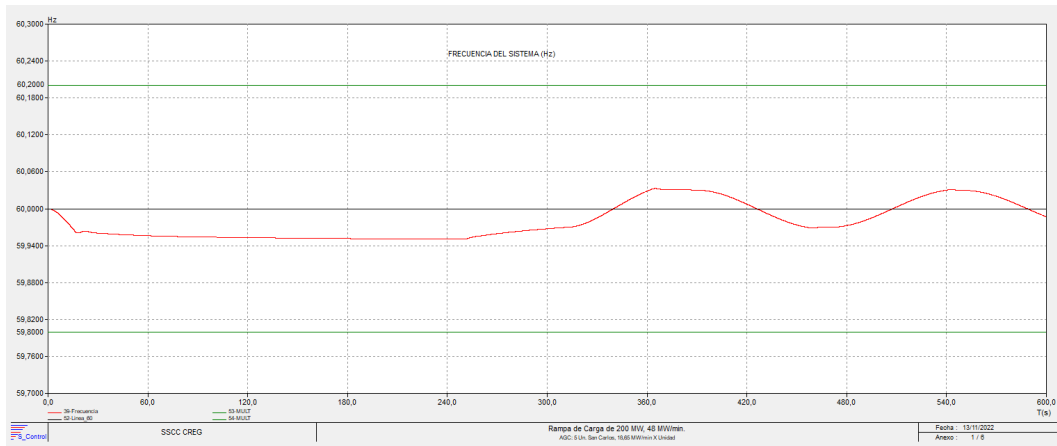


Figura 36 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En la Figura 36 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal (59,8 Hz a 60,2 Hz); la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,95 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta del AGC muestra un amortiguamiento bajo, pero de baja amplitud después de retornar alrededor de los 60 Hz, lo que muestra que una perturbación de este tipo tiene un alto impacto en la respuesta dinámica del sistema y superior a la de la pérdida de una unidad de generación.

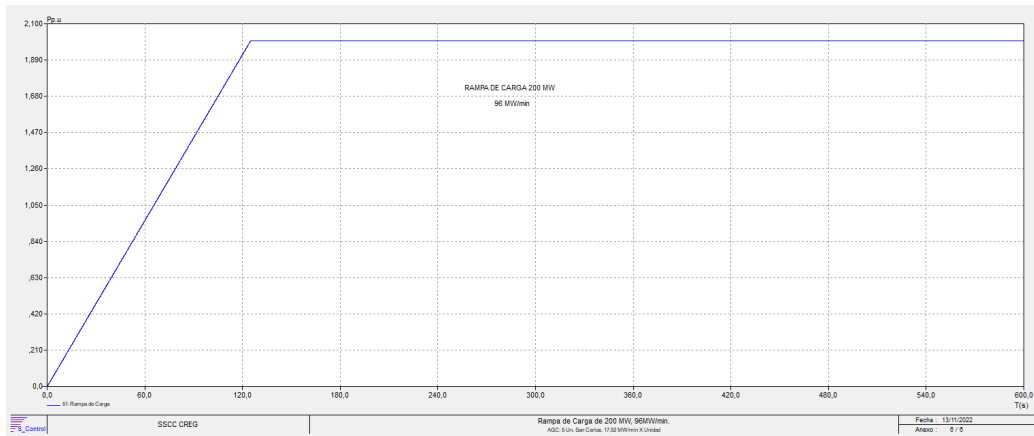
### 3.5.1.3 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_03

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de San Carlos. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades participando en el AGC a rampas de carga de hasta 96 MW/min. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior.

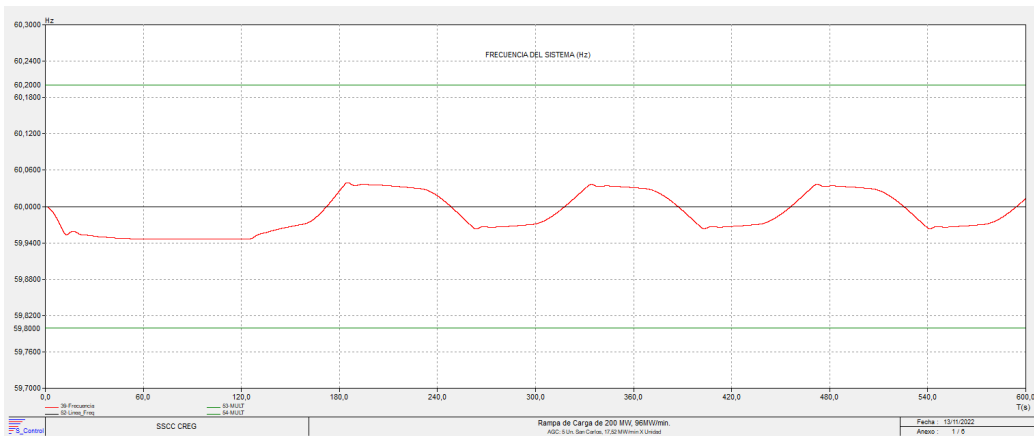
La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 18.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan a continuación. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 37 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min**



**Figura 38 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

En la Figura 38 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal (59,8 Hz a 60,2 Hz); la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,94 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta del AGC muestra un amortiguamiento bajo, pero de baja amplitud después de retornar alrededor de los 60 Hz, lo que muestra que una perturbación de este tipo tiene un alto impacto en la respuesta dinámica del sistema y superior a la de la pérdida de una unidad de generación.

### 3.5.1.4 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_04

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más dos (2) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las dos (2) unidades de Guavio, cada una con su correspondiente Factor de Participación. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades participando en el AGC distribuidas en dos plantas

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 19:

**Tabla 19 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_04**

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg. Primaria (MW)	Reserva Reg. Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTATISMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	4185,39	3574,99	610,40	14,58	196,20	5,68	30
Térmicas	556,00	539,32	16,68	3,00	25,10	4,72	30
Renovables	2300,39	1322,40	977,99	42,51	26,45	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	3461,79	3042,57	0,00	0,00	158,38	Inf.	30
Unidades San Carlos AGC	465,00	285,00	180,00	38,71	16,32	4,82	30
Unidades Guavio AGC	500,00	340,00	160,00	32,00	23,49	5,00	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 39. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

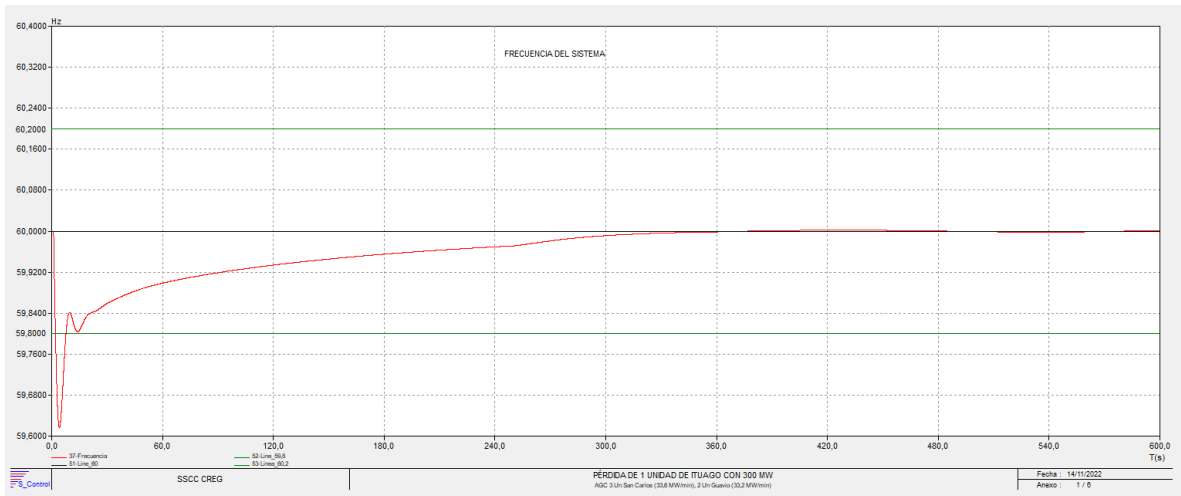


Figura 39 Respuesta de la Frecuencia del sistema

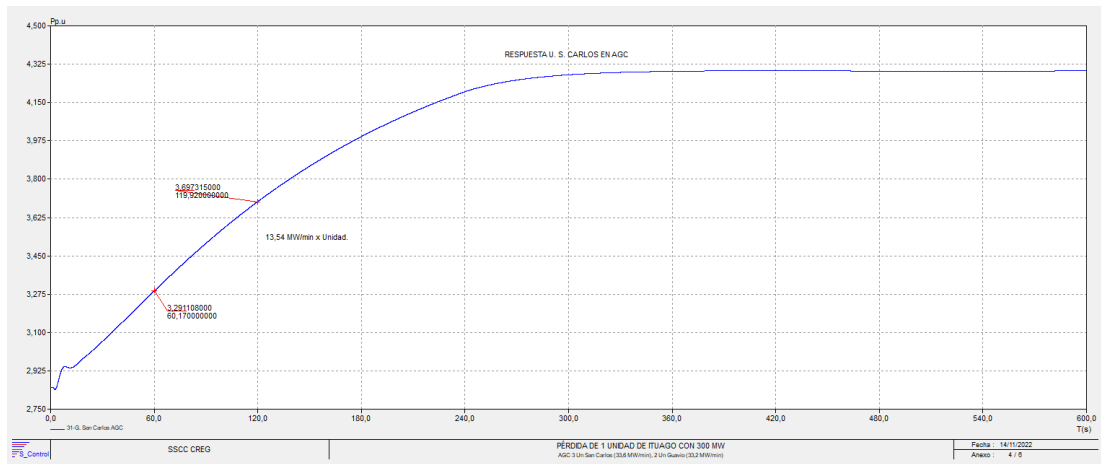


Figura 40 Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC

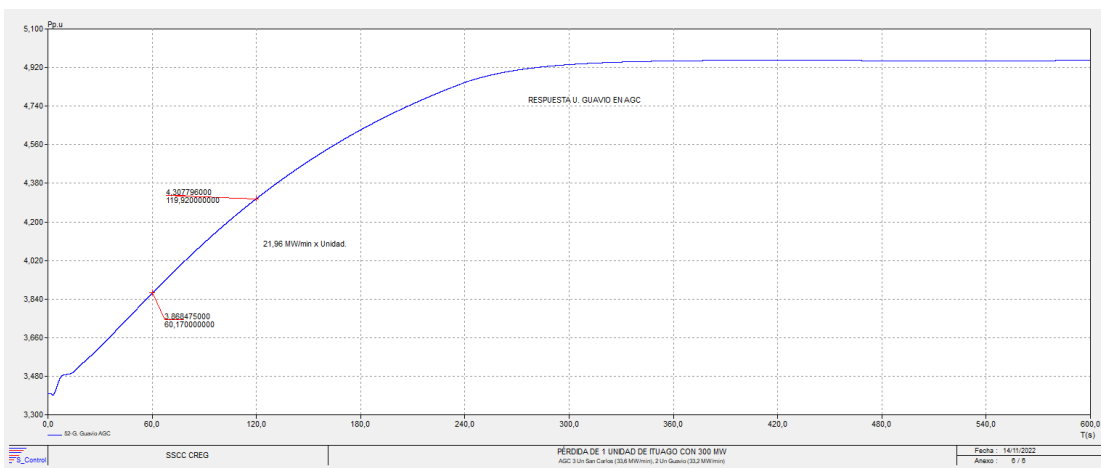


Figura 41 Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC

Tal como se puede observar en la Figura 39, la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,61 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 6,75 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 373,02 s posterior al evento con una respuesta amortiguada. El grupo de las tres (3) unidades de San Carlos en AGC (Figura 40) responden con una velocidad de toma de carga de 40,62 MW/min lo que corresponde a 13,54 MW/min por unidad, por su parte el grupo de las dos (2) unidades de Guavio en AGC (Figura 41) responden con una velocidad de toma de carga de 43,93 MW/min, lo que corresponde a 21,96 MW/min por unidad.

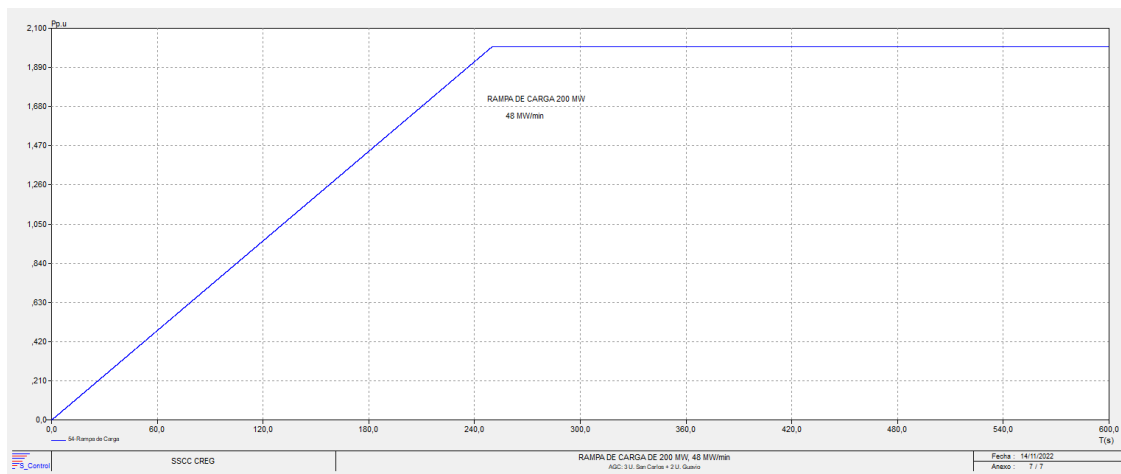
### 3.5.1.5 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_05

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más dos (2) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las dos (2) unidades de Guavio, cada una con su correspondiente Factor de Participación. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades repartidas en dos plantas participando en el AGC a rampas de carga de hasta 48 MW/min.

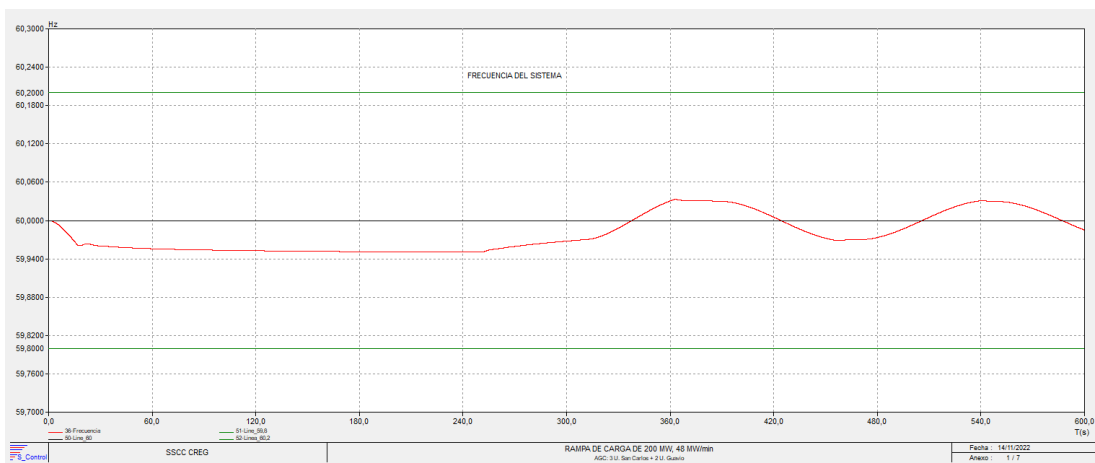
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 18.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan a continuación. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 42 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min**



**Figura 43 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

La Figura 43 muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,95 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.6 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_06

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más dos (2) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las dos (2) unidades de Guavio, cada una con su correspondiente Factor de Participación. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades participando en el AGC a rampas de carga de hasta 96 MW/min.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 18.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan a continuación. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

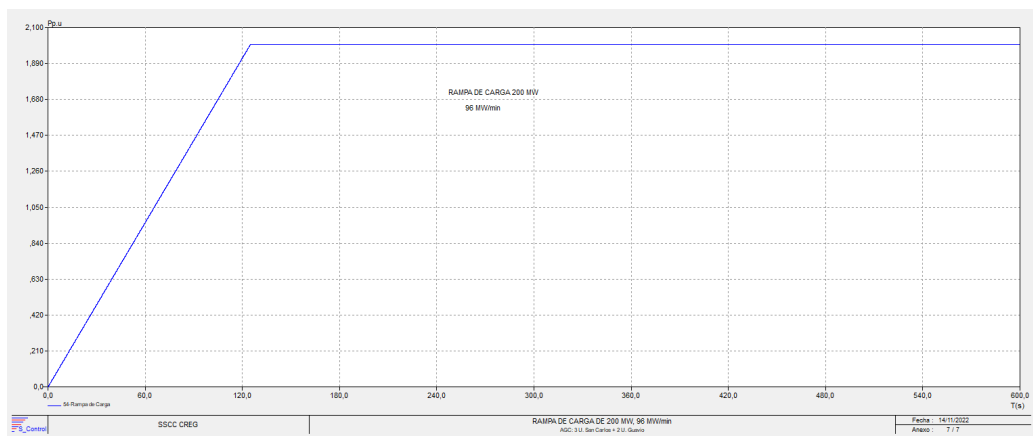


Figura 44 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min

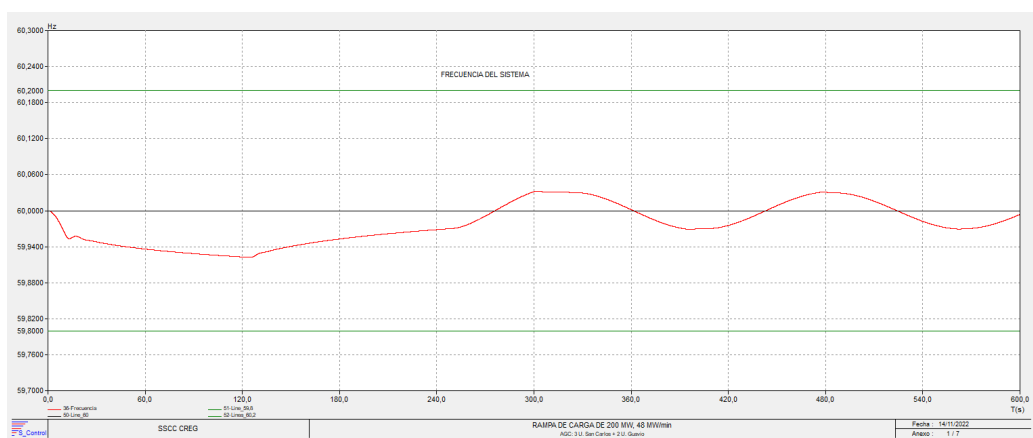


Figura 45 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En la Figura 45 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,92 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.7 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_07

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de Guavio y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de 5 MW, cada una con su correspondiente Factor de Participación. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC en una contingencia de generación.



La perturbación de este caso corresponde a la perdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

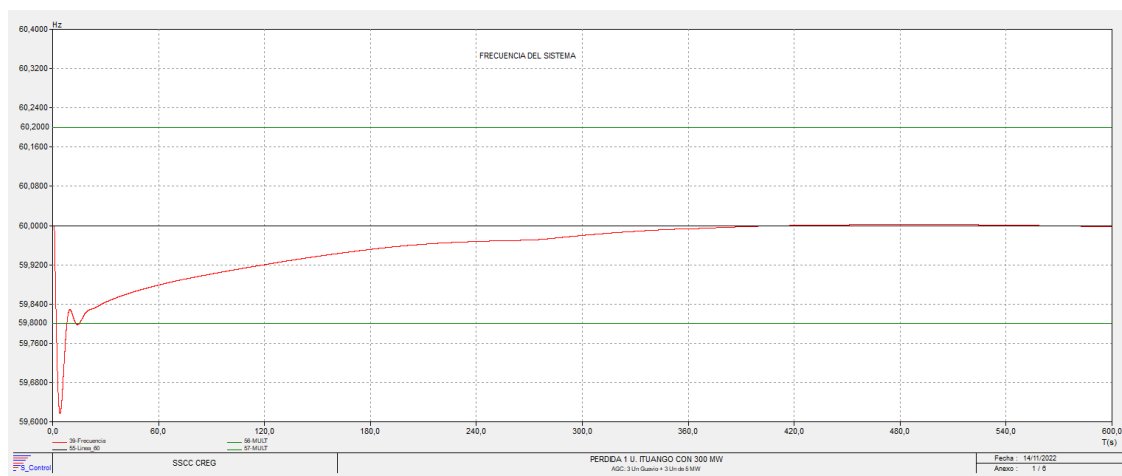
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 20:

Tabla 20 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_07

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg.Primaria (MW)	Reserva Reg.Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTADISTMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	4400,39	3742,39	658,00	14,95	200,78	5,61	30
Térmicas	556,00	539,32	16,68	3,00	25,10	4,72	30
Renovables	2300,39	1322,40	977,99	42,51	26,45	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	3451,79	3035,17	0,00	0,00	158,08	Inf.	30
Unidades Guavio	750,00	457,60	292,40	38,99	35,24	5,00	30
Unidades de 3 X 5 MW AGC	15,00	7,40	7,60	50,67	0,44	5,00	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 46. El Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 46 Respuesta de la Frecuencia del sistema**

Se puede observar en la en la Figura 46 que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,61 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 7,01 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 412,89 s posterior al evento con una respuesta amortiguada. El grupo de las tres (3) unidades de Guavio en AGC responden con una velocidad de toma de carga

de 87,14 MW/min, lo que corresponde a 29,04 MW/min por unidad, por su parte el grupo de las tres (3) unidades de 5 MW en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 2,21 MW/min, lo que corresponde a 0,73 MW/min por unidad.

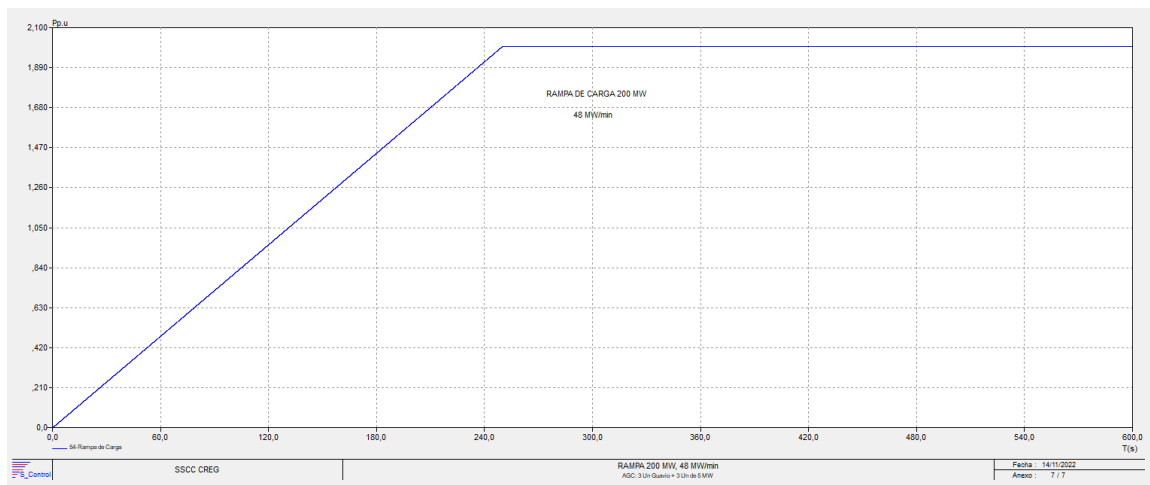
### 3.5.1.8 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_08

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de Guavio y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de 5 MW, cada una con su correspondiente Factor de Participación. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC para rampas de carga de 48 MW/min.

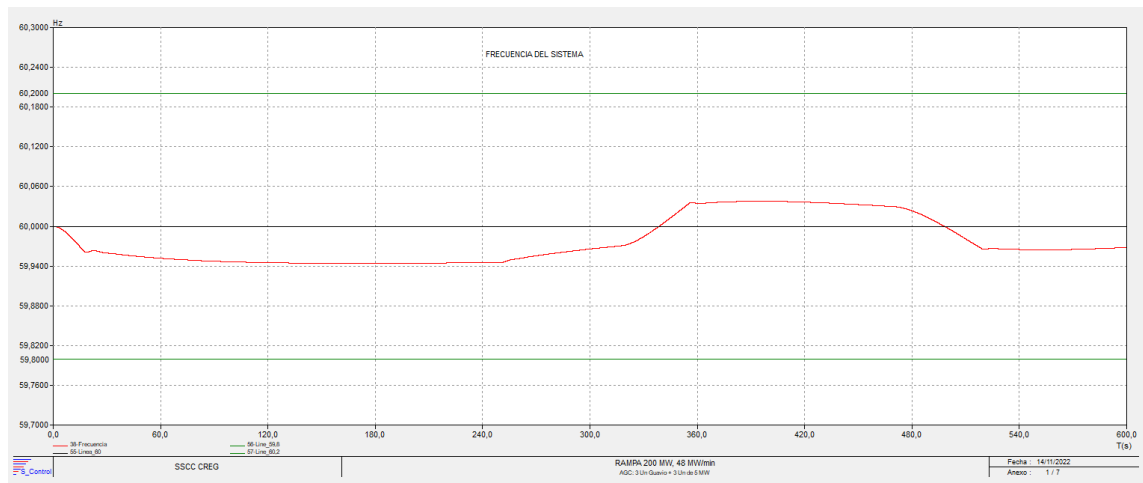
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 20.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan a continuación. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 47 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min**



**Figura 48 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

La Figura 48 muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,94 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

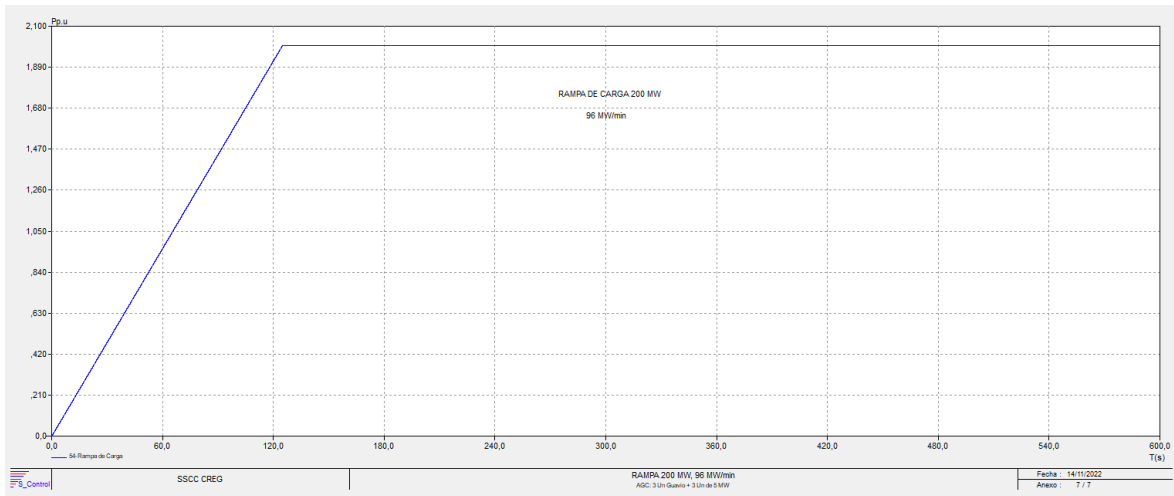
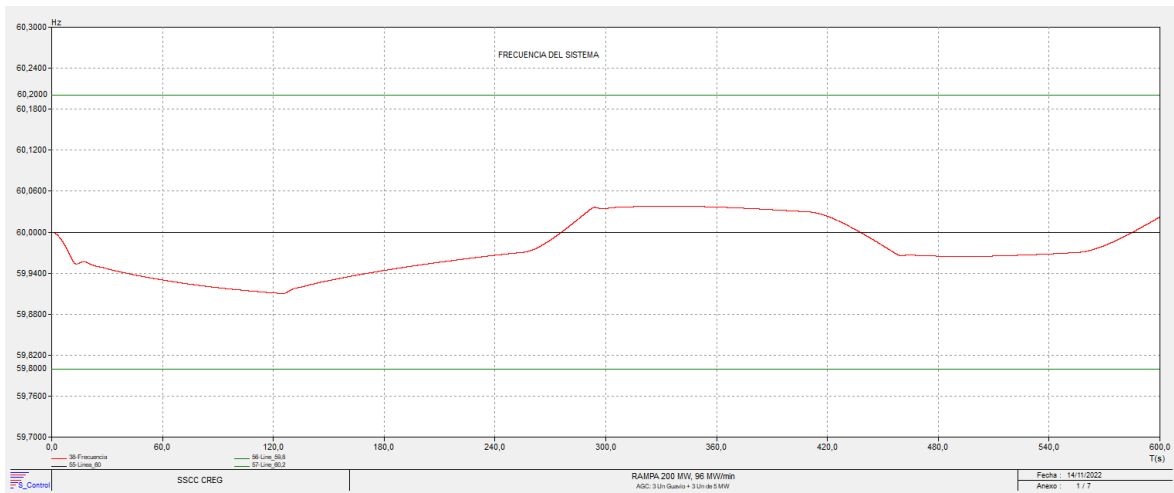
### 3.5.1.9 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_09

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de Guavio y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de 5 MW, cada una con su correspondiente Factor de Participación. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC para rampas de carga de 96 MW/min. . Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 20.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 49 y Figura 50. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:


**Figura 49 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min**

**Figura 50 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

En la Figura 50 se puede observar la rampa de carga, la figura 3.9.2 muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,91 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.10 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_10

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5)

unidades de Guavio. En este caso se busca validar el desempeño con unidades mayores a las de San Carlos y el mínimo número de unidades participando en el AGC a la contingencia de generación.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

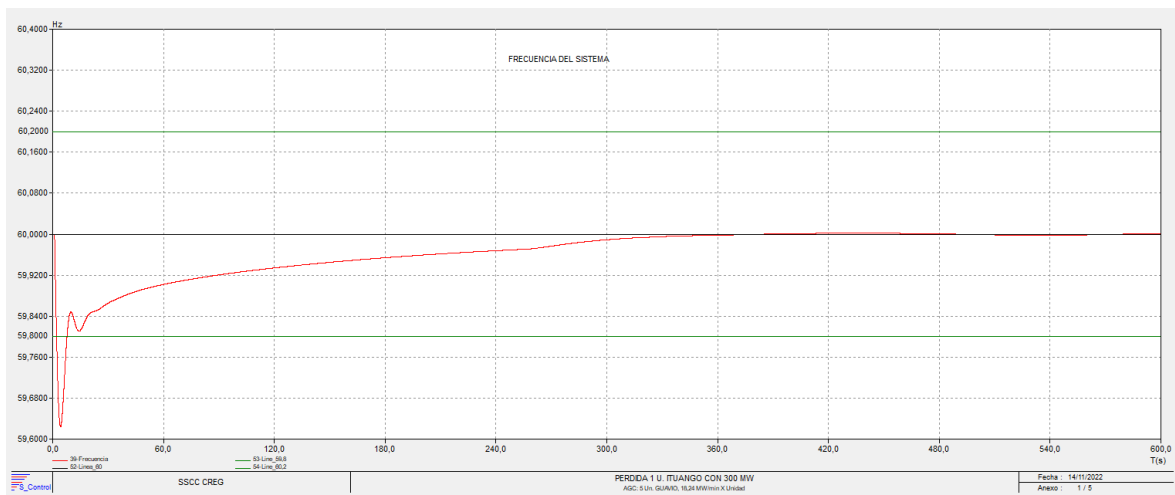
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 21:

**Tabla 21 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_10**

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg. Primaria (MW)	Reserva Reg. Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTATISMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	4400,39	3249,99	1150,40	26,14	200,78	5,61	30
Térmicas	556,00	539,32	16,68	3,00	25,10	4,72	30
Renovables	2300,39	1322,40	977,99	42,51	26,45	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	3461,79	3042,57	0,00	0,00	158,08	Inf.	30
Unidades Guavio	1250,00	950,00	300,00	24,00	58,73	5,00	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 51. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 51 Respuesta de la Frecuencia del sistema**

En la Figura 51 la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,62 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 7,47 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 380,76 s posterior al evento con una respuesta amortiguada. El grupo de las cinco (5) unidades de Guavio en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 79,01 MW/min, lo que corresponde a 15,8 MW/min por unidad.

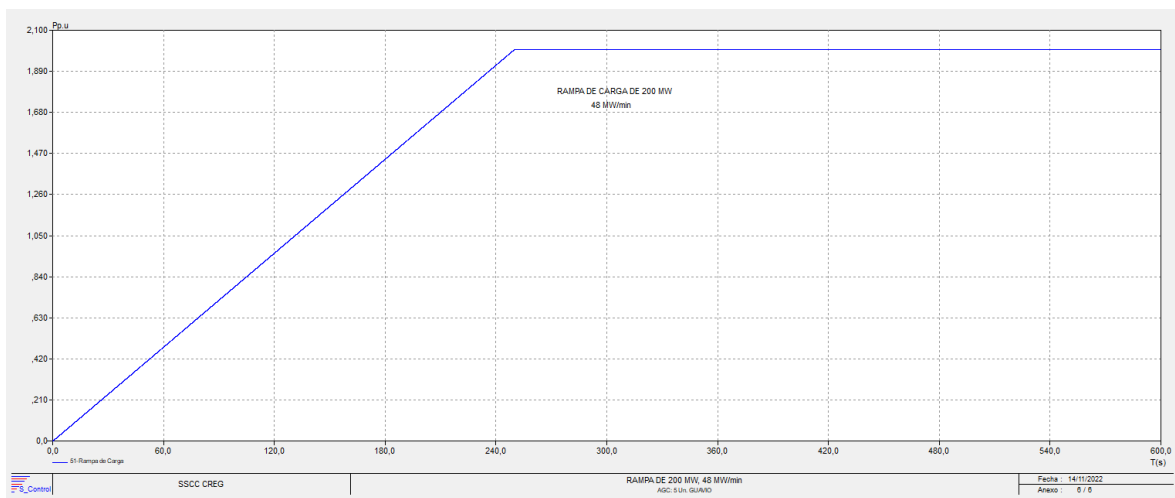
### 3.5.1.11 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_11

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de Guavio. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades, pero de mayor tamaño a las de San Carlos participando en el AGC a rampas de carga de hasta 48 MW/min.

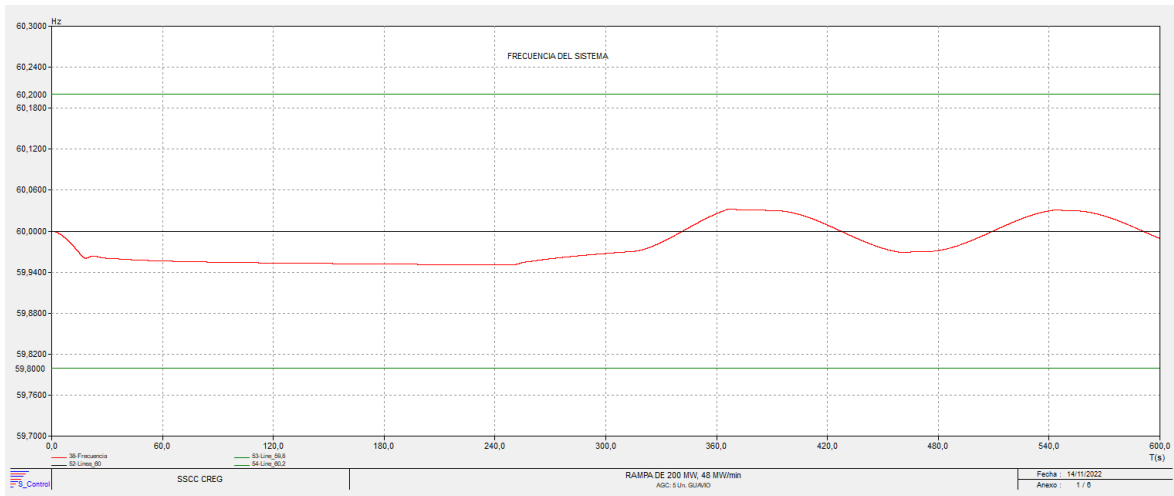
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 21.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 52 y Figura 53. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 52 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min**



**Figura 53 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

En la Figura 53 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,95 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.12 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_12

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de Guavio. En este caso se busca validar el desempeño con el mínimo número de unidades con un tamaño mayor a las de San Carlos participando en el AGC a rampas de carga de hasta 96 MW/min. Los resúmenes de los grupos de generación son los mismos del caso anterior.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 21.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 54 y Figura 55. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

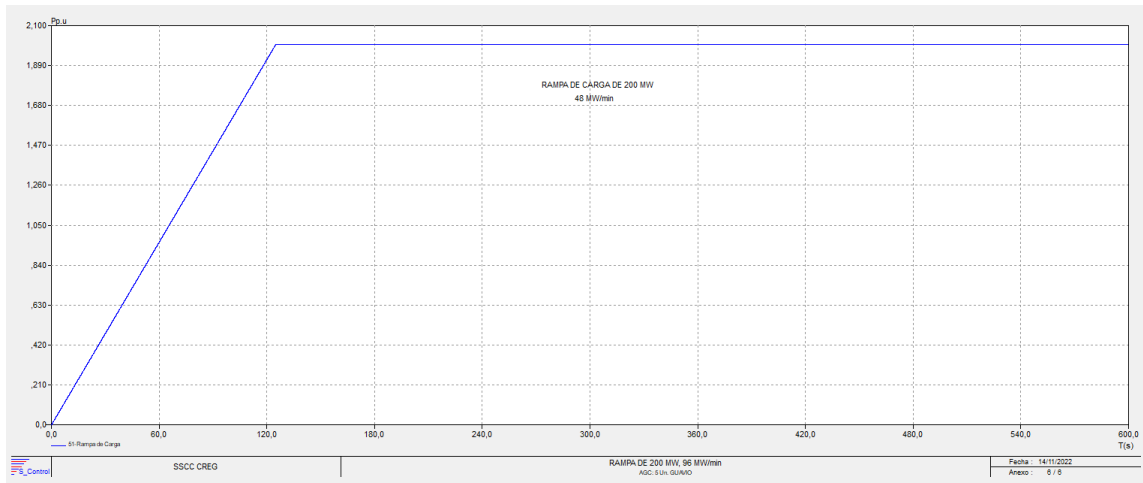


Figura 54 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min

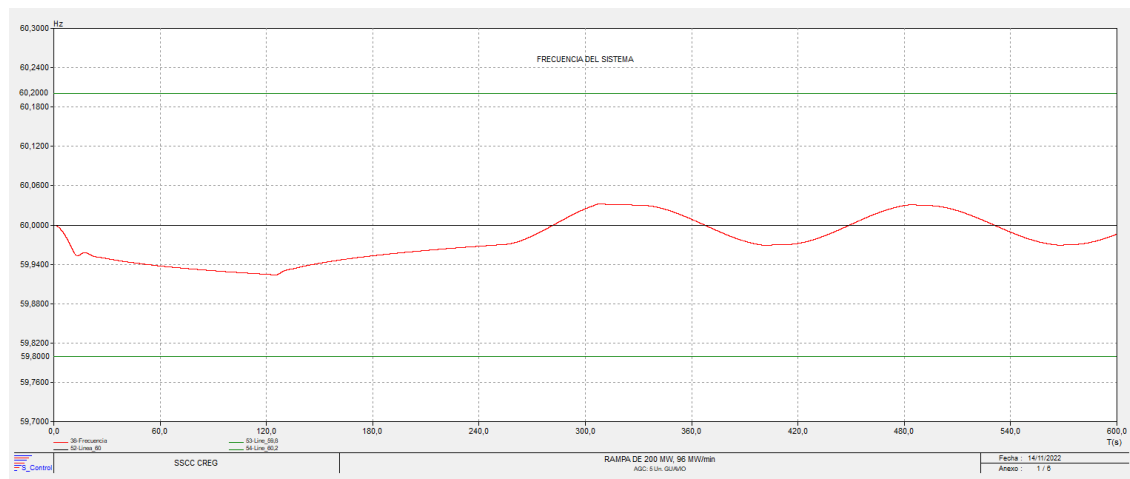


Figura 55 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En la Figura 55 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,92 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,03 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.13 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_13

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más tres (3) parques Eólicos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las



tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de los tres (3) parques Eólicos, cada una con su correspondiente Factor de Participación. En este caso se busca validar el desempeño y explorar la posibilidad de que parques eólicos puedan prestar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia por lo que se asume que en principio estos cumplen con los requisitos establecidos en el Acuerdo CNO 1428 y así como con la RPF no se hace ningún juicio de valor sobre como logran los requerimientos de este acuerdo.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 22.

**Tabla 22 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_13**

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg. Primaria (MW)	Reserva Reg. Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTATISMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	4685,39	4058,20	627,19	13,39	219,69	5,59	30
Térmicas	556,00	539,32	16,68	3,00	25,10	4,72	30
Renovables	1450,23	967,04	483,19	33,32	20,23	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	3461,79	3042,57	0,00	0,00	158,38	Inf.	30
Unidades San Carlos	465,00	186,15	278,85	59,97	16,32	4,82	30
Unidades Eólicas AGC	556,39	311,00	245,39	44,10	6,22	4,00	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 56. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

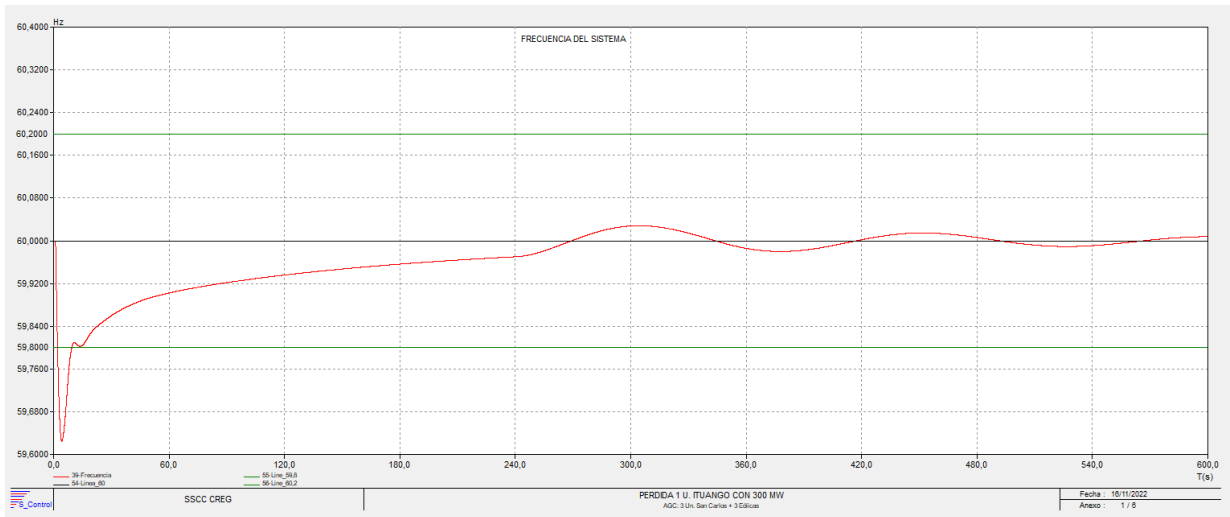


Figura 56 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

Se puede observar en la Figura 56 que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,62 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 8,54 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 277,08 s posterior al evento con una respuesta amortiguada. El grupo de las tres (3) unidades de San Carlos en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 70,44 MW/min, lo que corresponde a 23,48 MW/min por unidad, por su parte el grupo de las tres (3) Eólicas en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 7,74 MW/min, lo que corresponde a 2,58 MW/min por parque eólico.

### 3.5.1.14 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_14

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más tres (3) parques Eólicos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de los tres (3) parques Eólicos, cada una con su correspondiente Factor de Participación. En este caso se busca validar el desempeño y explorar la posibilidad de que parques eólicos puedan prestar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia por lo que se asume que en principio estos cumplen con los requisitos establecidos en el Acuerdo CNO 1428 y así como con la RPF no se hace ningún juicio de valor sobre como logran los requerimientos de este acuerdo.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 22.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 57 y Figura 58. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

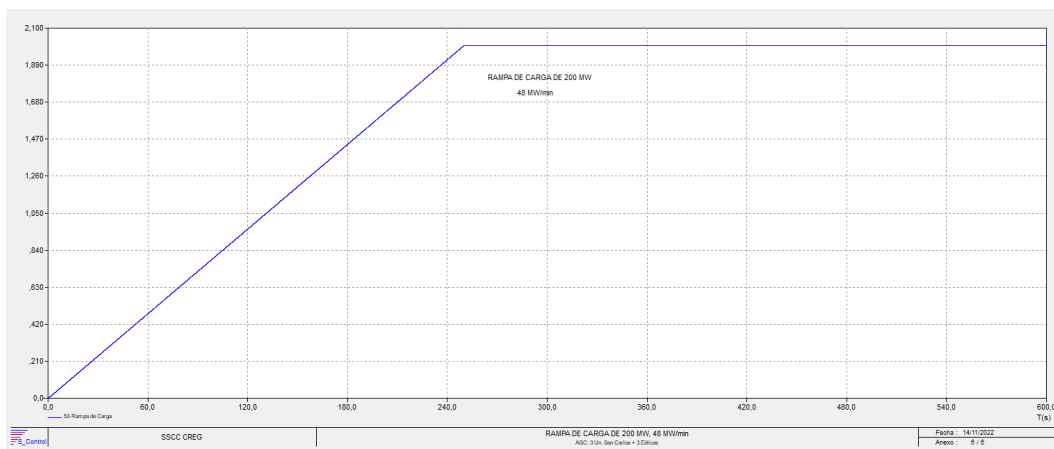


Figura 57 Rampa de Carga 200 MW, 48 MW/min

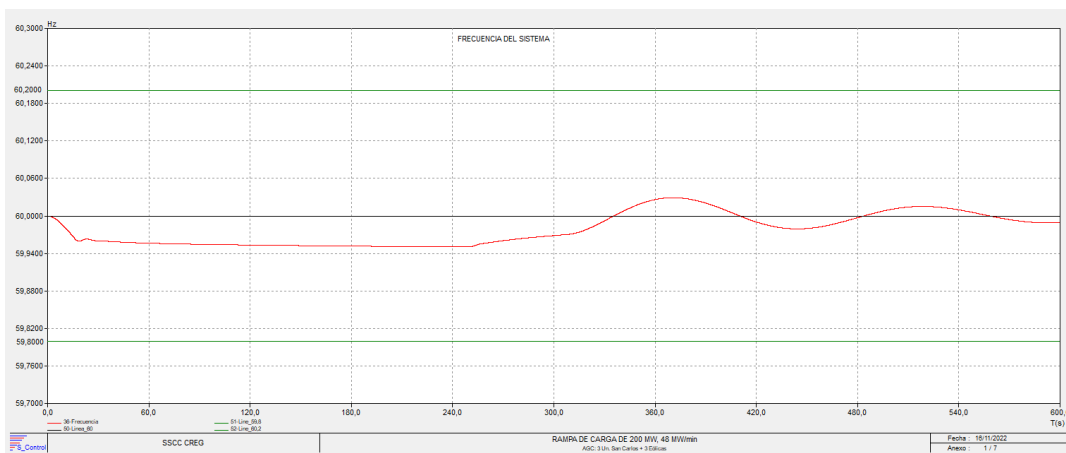


Figura 58 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En la Figura 58 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 48 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,95 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,01 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.15 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_15

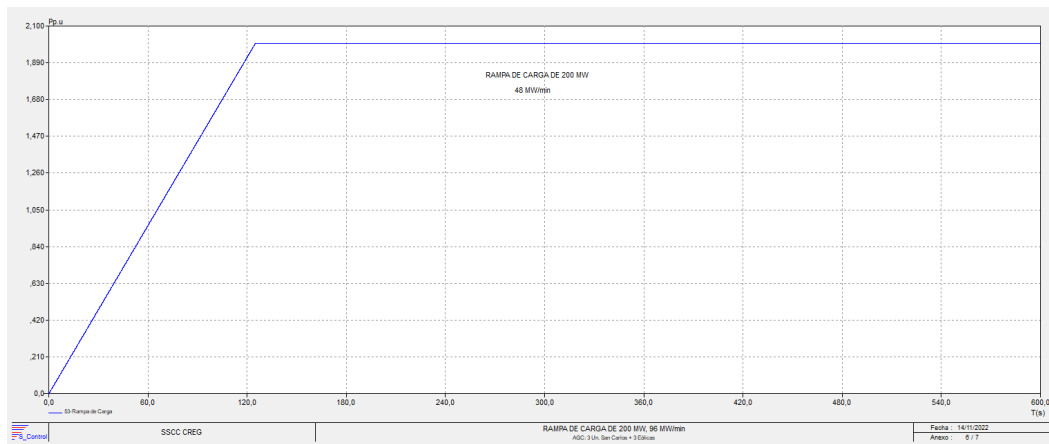
Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos más tres (3) parques Eólicos para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de San Carlos y a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de

los tres (3) parques Eólicos, cada una con su correspondiente Factor de Participación. En este caso se busca validar el desempeño y explorar la posibilidad de que parques eólicos puedan prestar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia por lo que se asume que en principio estos cumplen con los requisitos establecidos en el Acuerdo CNO 1428 y así como con la RPF no se hace ningún juicio de valor sobre como logran los requerimientos de este acuerdo.

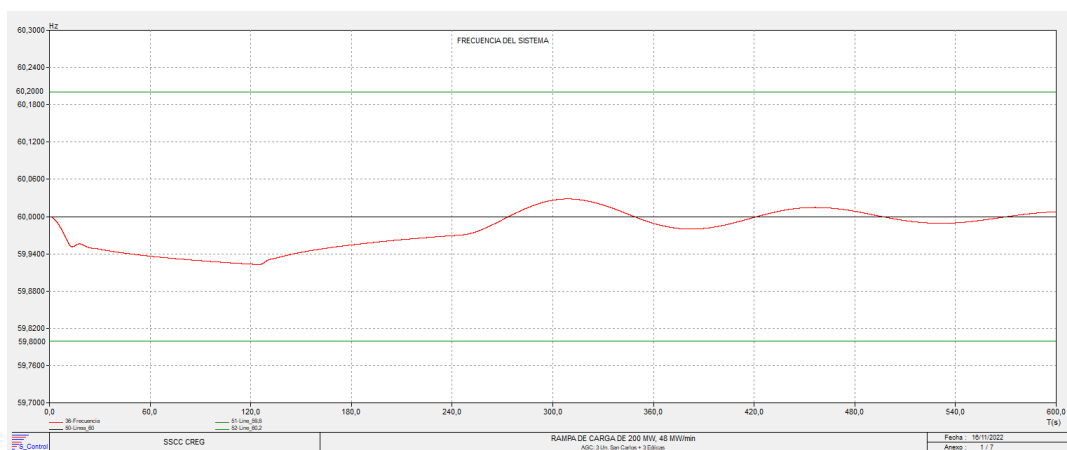
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 22.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 59 y Figura 60. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 59 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min**



**Figura 60 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

En la Figura 60 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de carga de 200 MW con una velocidad de toma de carga de 96 MW/min, en esta se puede observar que la caída de la Frecuencia del Sistema es inicialmente compensada por la Regulación Primaria de Frecuencia y posteriormente por las unidades que participan en el AGC. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,92 Hz y la frecuencia más alta fue de 60,015 Hz. La respuesta de AGC muestra un amortiguamiento bajo después de retornar alrededor de los 60 Hz.

### 3.5.1.16 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_16

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de San Carlos para el Control Secundario de Frecuencia y desconexión de 1 unidad, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de San Carlos.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 22.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW y la desconexión de una (1) unidad de San Carlos del AGC a los 60 s del inicio de la simulación.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 61. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

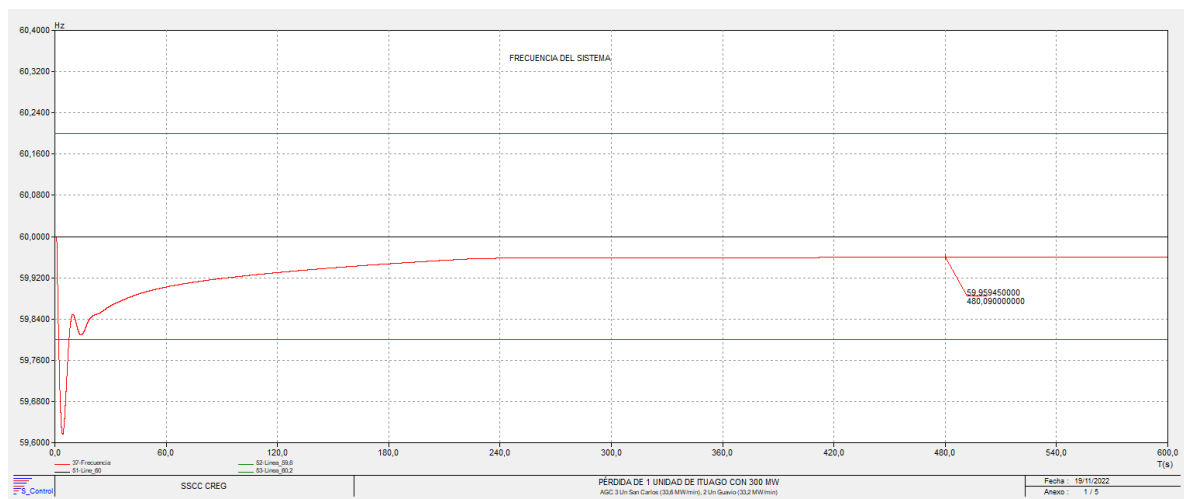


Figura 61 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

Se puede observar en la Figura 61 que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,61 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 6,74 s después del evento, sin embargo, dado que al desconectarse una (1) unidad del AGC ya no se dispone de 300 MW de holgura la frecuencia retorna sólo a 59,95 Hz, quedando con un error de estado estable de aproximadamente 0,05 Hz. El grupo de las unidades de San Carlos en AGC responden con una

velocidad de toma de carga de 94,49 MW/min inicialmente con cinco unidades en AGC y después de la desconexión de una unidad del AGC pasa a 71,97 MW/min

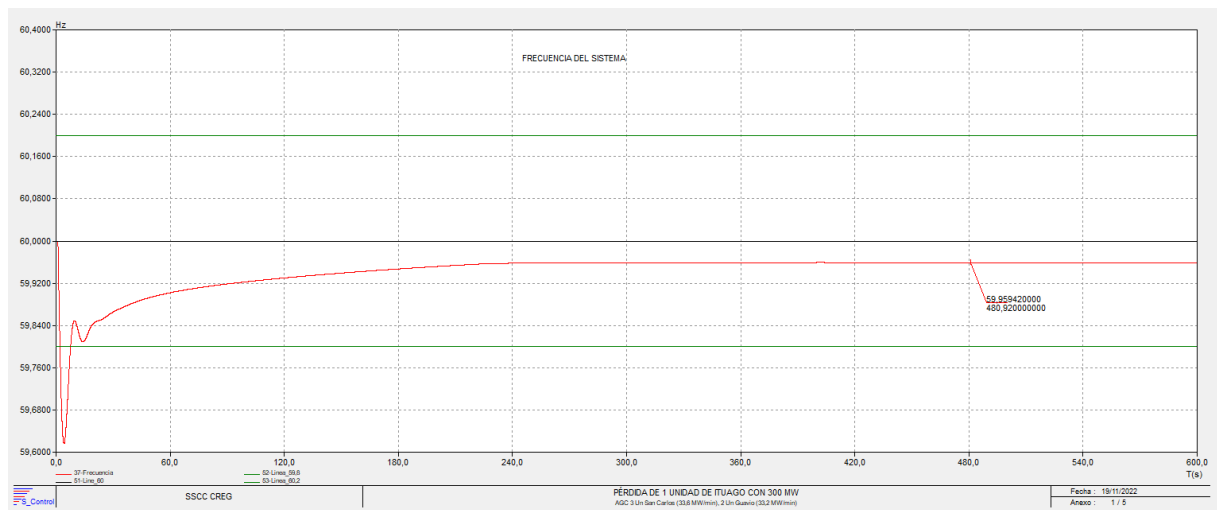
### 3.5.1.17 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_17

Este caso corresponde al Caso Base P04 seleccionando cinco (5) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio para el Control Secundario de Frecuencia y desconexión de una unidad de Guavio, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las cinco (5) unidades de Guavio.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio son los presentados en la Tabla 22.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW y la desconexión de una (1) unidad de Guavio del AGC a los 60 s del inicio de la simulación.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 62. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 62 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

Se puede observar en la Figura 62 que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,61 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 6,33 s después del evento, sin embargo, dado que al desconectarse una (1) unidad del AGC ya no se dispone de 300 MW de holgura la frecuencia retorna sólo a 59,95 Hz, quedando con un error de estado estable de aproximadamente 0,05 Hz. El grupo de las unidades de Guavio en AGC responden con una velocidad de toma de carga de 91,18 MW/min inicialmente con cinco unidades en AGC y después de la desconexión de una unidad del AGC pasa a 71,97 MW/min.

### 3.5.1.18 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_18

Este caso corresponde al Caso Base P12 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de Guavio y las tres (3) unidades de 5 MW a través de sus respectivos factores de participación. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC en una contingencia de generación con una penetración importante de la generación solar y por ende con una reducción importante de la Inercia del sistema.

La perturbación de este caso corresponde a la pérdida de una (1) unidad de Ituango con 300 MW.

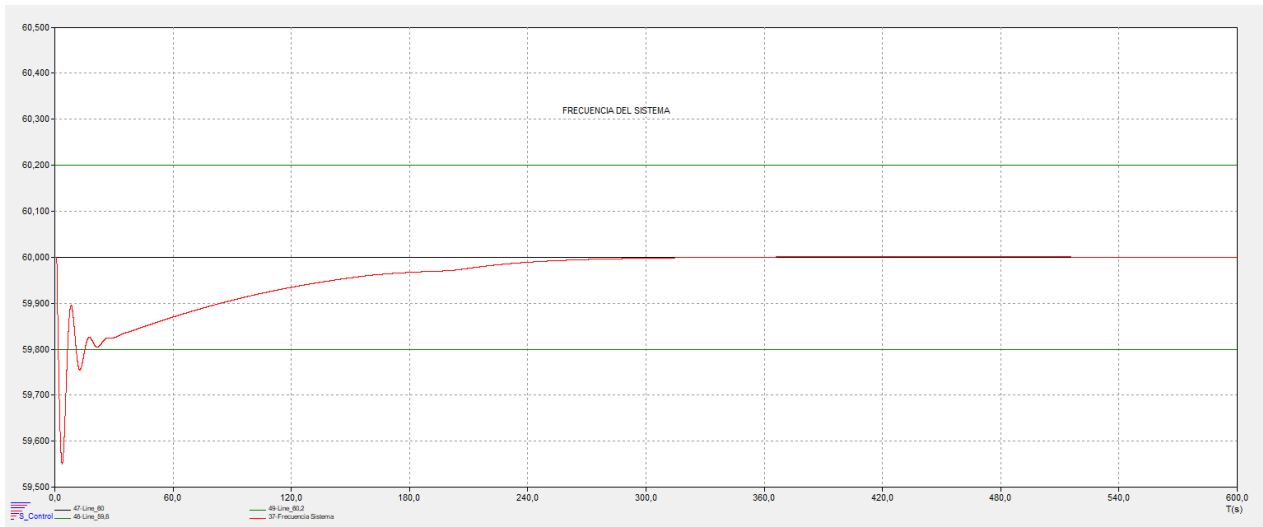
El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 23:

**Tabla 23 Resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_18**

Grupo de generación	Capacidad (MW)	Generación (MW)	Reserva Reg. Primaria (MW)	Reserva Reg. Primaria (%)	H Base Sistema (MW*s/MVA)	ESTATISMO [%]	BANDA MUERTA (mHz)
Hidráulicas	3122,37	2502,24	620,13	19,86	125,78	5,49	30
Térmicas	1350,00	898,00	452,00	33,48	87,79	30,78	30
Eólicas	2480,39	1853,23	627,15	25,28	49,84	4,00	30
Solares	8598,45	5012,43	3586,02	41,71	Keq.	4,00	30
Sin Regulación Primaria de Frecuencia	620,92	490,07	0,00	21,07	39,20	inf	30
Unidades Guavio	750,00	457,60	292,40	38,99	35,24	5,00	30
Unidades 3 X 5 MW AGC	15,00	7,40	7,60	50,67	0,44	5,00	30

El grupo denominado Sin Regulación Primaria de Frecuencia corresponde a las unidades que no disponían de gobernador y/o Estatismo en la base de datos y que por tanto no aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia del Caso Base.

Los resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 63. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



**Figura 63 Respuesta de la Frecuencia del sistema**

En la Figura 63 se puede observar que la caída de la frecuencia es contenida rápidamente dada la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de todos los grupos. El punto más bajo de la frecuencia o nadir es de 59,55 Hz y la frecuencia entra en el rango de 59,8 Hz a los 5,64 s después del evento retornando a los 60 Hz a los 341,62 s posterior al evento con una respuesta amortiguada.

### 3.5.1.19 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_19

Este caso corresponde al Caso Base P12 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las tres (3) unidades de Guavio y las tres (3) unidades de 5 MW a través de sus respectivos factores de participación. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC en una contingencia a una rampa de generación con una penetración importante de la generación solar y por ende con una reducción importante de la Inercia del sistema.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 23.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de aumento de generación de 500 MW con una velocidad de 100 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 64 y Figura 65. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:



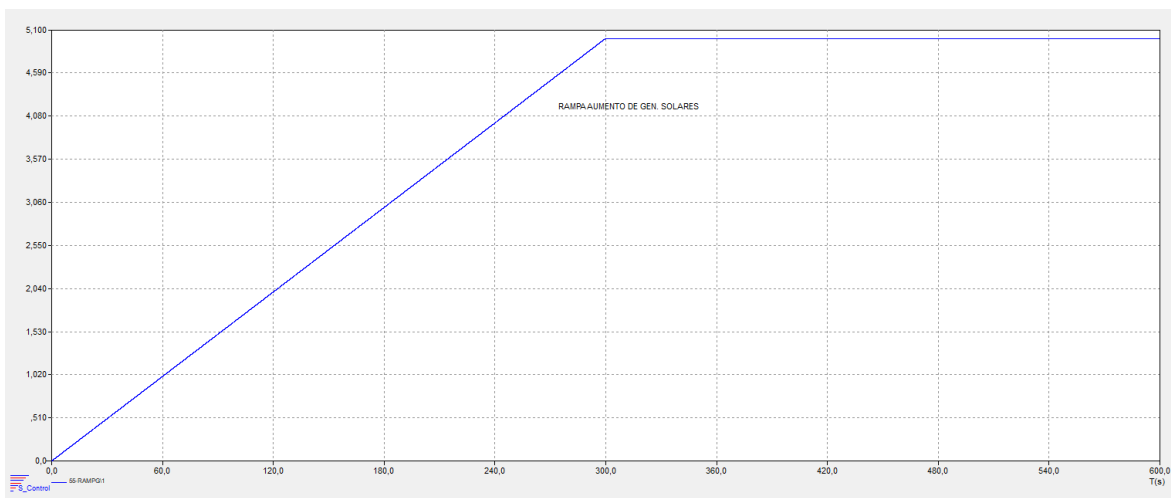


Figura 64 Rampa Incremento Generación Solar 500 MW, 100 MW/min

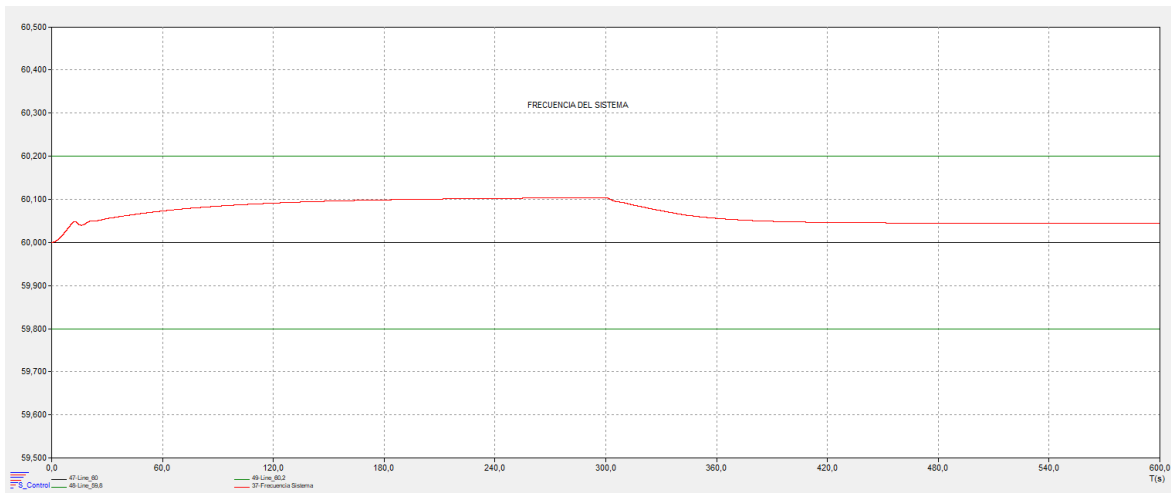


Figura 65 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

En la Figura 65 se muestra la respuesta del sistema a esta rampa de aumento de generación de 500 MW con una velocidad de 100 MW/min. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más alta observada durante la simulación fue de 60,1 Hz. Los grupos de Hidráulicas, Térmicas y Eólicas aportan a la Regulación Primaria de Frecuencia sin ninguna restricción en cuanto a su tiempo de sostenimiento por lo que estas responden de manera libre en función de la frecuencia del sistema, sin embargo, no retornan a sus despachos de precontingencia quedando en sus mínimos técnicos y la frecuencia del sistema queda con una frecuencia de 60,04 Hz y/o un error de estado estable de aproximadamente 0,04 Hz.

### 3.5.1.20 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_20

Este caso corresponde al Caso Base P12 seleccionando tres (3) unidades de la Central Hidroeléctrica de Guavio más tres (3) unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia, es decir la señal de salida del AGC se conecta a la entrada de la Potencia de Referencia del Modelo Agrupado de las

tres (3) unidades de Guavio y las tres (3) unidades de 5 MW a través de sus respectivos factores de participación. En este caso se busca validar el desempeño con unidades de 5 MW participando en el AGC en una contingencia a una rampa de generación con una penetración importante de la generación solar y por ende con una reducción importante de la Inercia del sistema.

El resumen del despacho y asignación de reserva por grupos de unidades de generación de este caso de estudio se presenta en la Tabla 23.

La perturbación de este caso corresponde a una rampa de disminución de generación de 500 MW con una velocidad de 100 MW/min.

La rampa de carga y resultados de la respuesta de la frecuencia del sistema se presentan en la Figura 66 y Figura 67. En el Anexo 06 se muestran las gráficas de resultados:

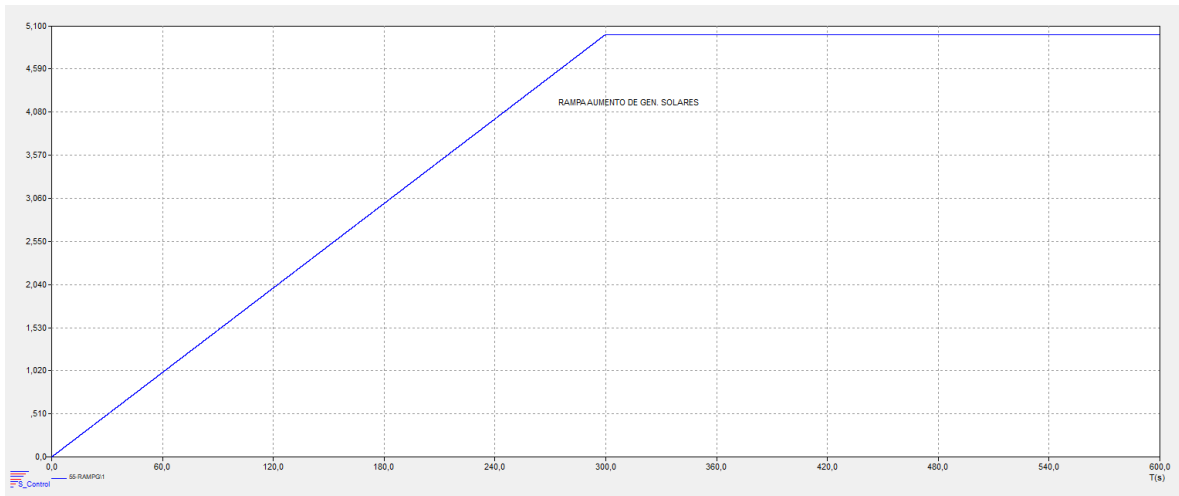


Figura 66 Rampa de Carga 200 MW, 96 MW/min

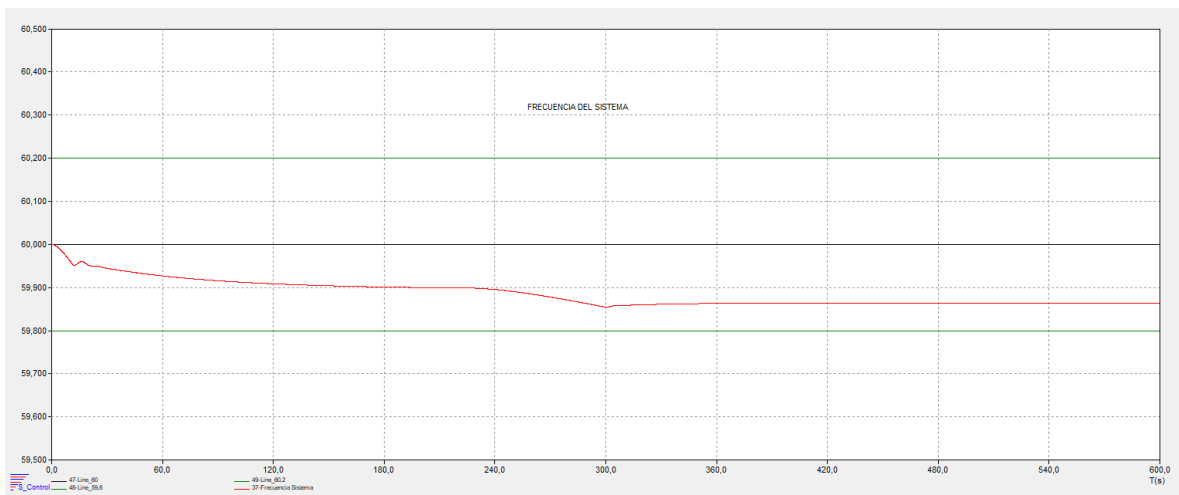


Figura 67 Respuesta de la Frecuencia del Sistema

La Figura 67 muestra la respuesta del sistema a esta rampa de disminución de la generación de 500 MW con una velocidad de 100 MW/min. La frecuencia en todo momento permanece dentro los rangos de operación normal; la frecuencia más baja observada durante la simulación fue de 59,85 Hz.

### 3.6 Regulación Terciaria de Frecuencia

#### 3.6.1 Asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria

Con el fin de simular la asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria se siguió el siguiente procedimiento:

- Se seleccionó las condiciones de demanda y generación para un día típico del año 2025
- Para este día típico se calculó el despacho vinculante del día anterior y los despachos factibles vinculantes de tres sesiones intradiarias tal como se propone en la Resolución CREG 143 de 2021 que se puede resumir mediante el siguiente esquema utilizando el modelo despacho descrito en el numeral 3.3.4:

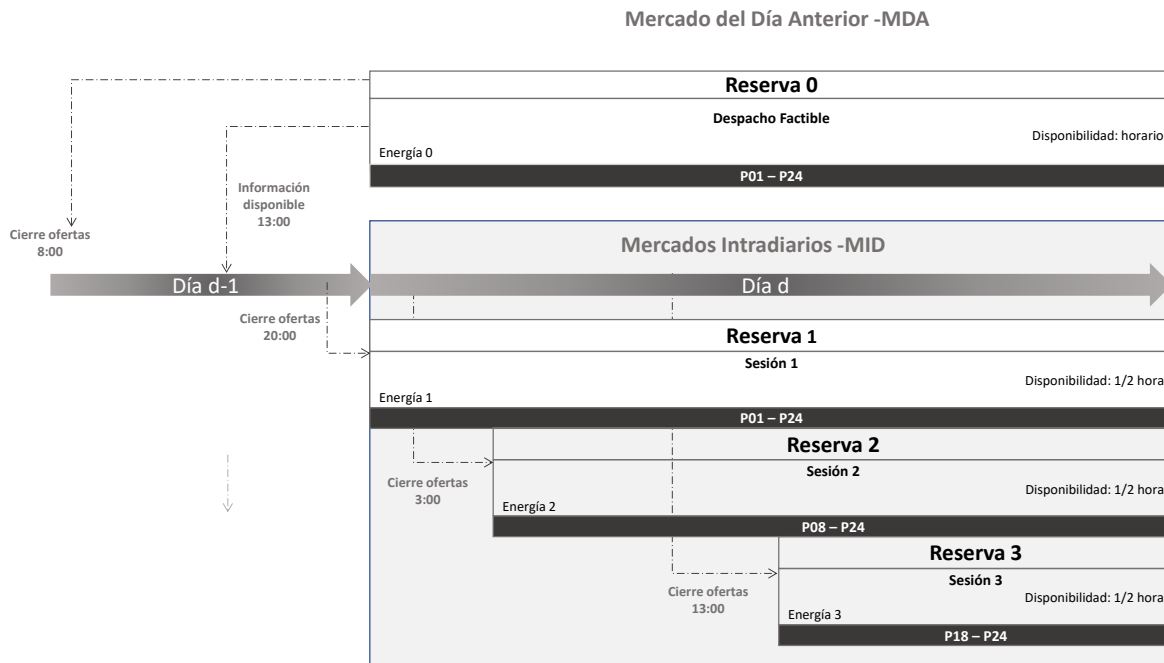
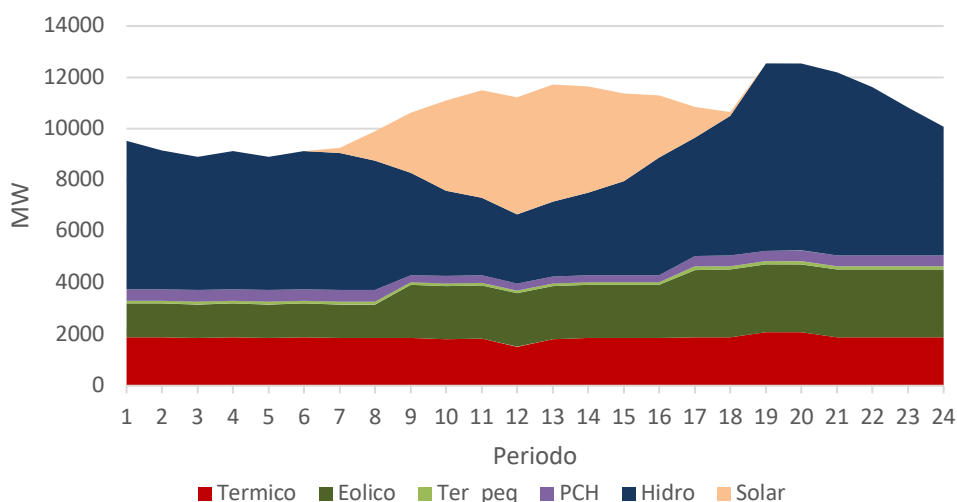


Figura 68 Esquema general de los MDA y MID

A continuación, se presentan los despachos de energía para el día anterior y para cada una de las tres sesiones:

#### Despacho Día Anterior

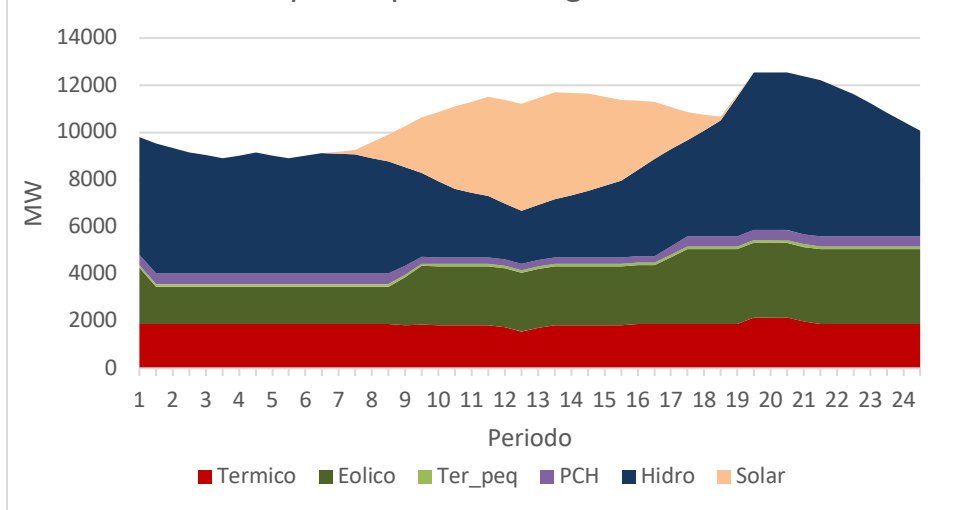
### Despacho por tecnología día anterior



### Despacho de la Sesión Intradiaria 1:

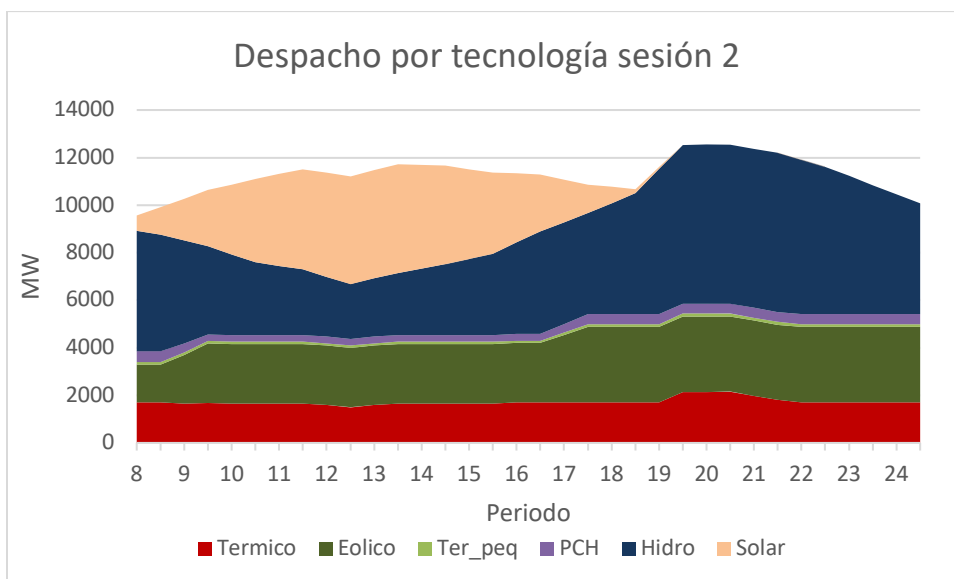
En esta sesión se considera indisponibilidad de 600 MW hidráulicos (comparado con el despacho del día anterior) y de manera adicional se aumenta la disponibilidad de generación eólica en un 20%. Para la sesión 1 se simulan 48 periodos de 30 minutos.

### Despacho por tecnología sesión 1



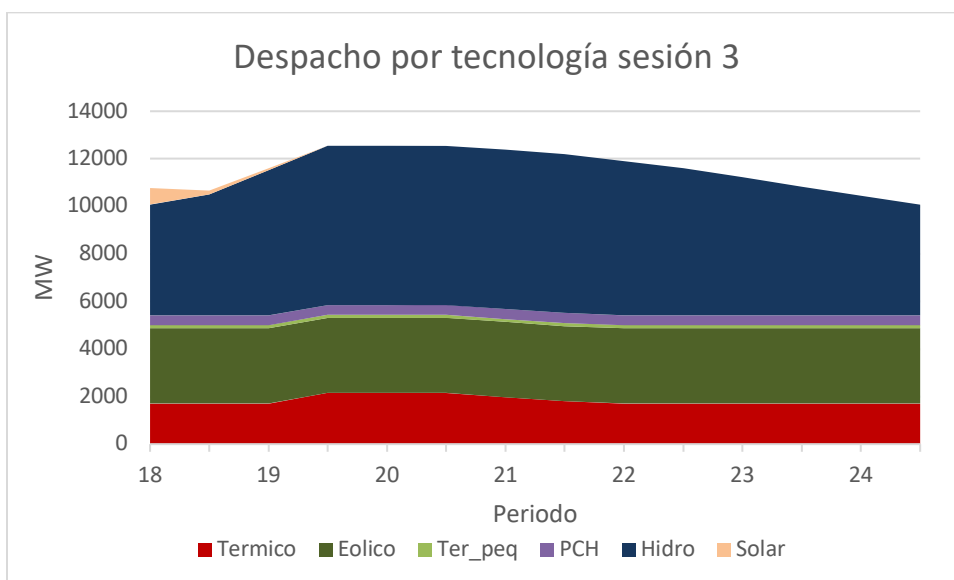
### Despacho de la Sesión Intradiaria 2:

Se considera indisponible una planta térmica de 170 MW que se encontraba despachada en las sesiones anteriores.



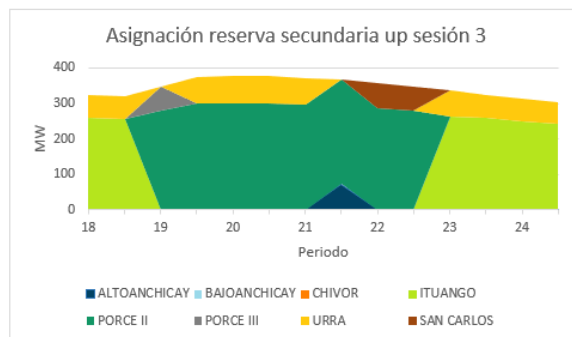
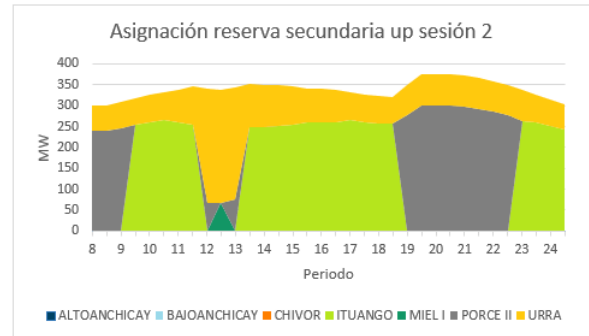
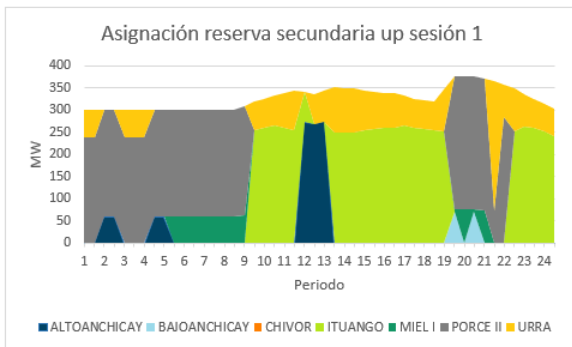
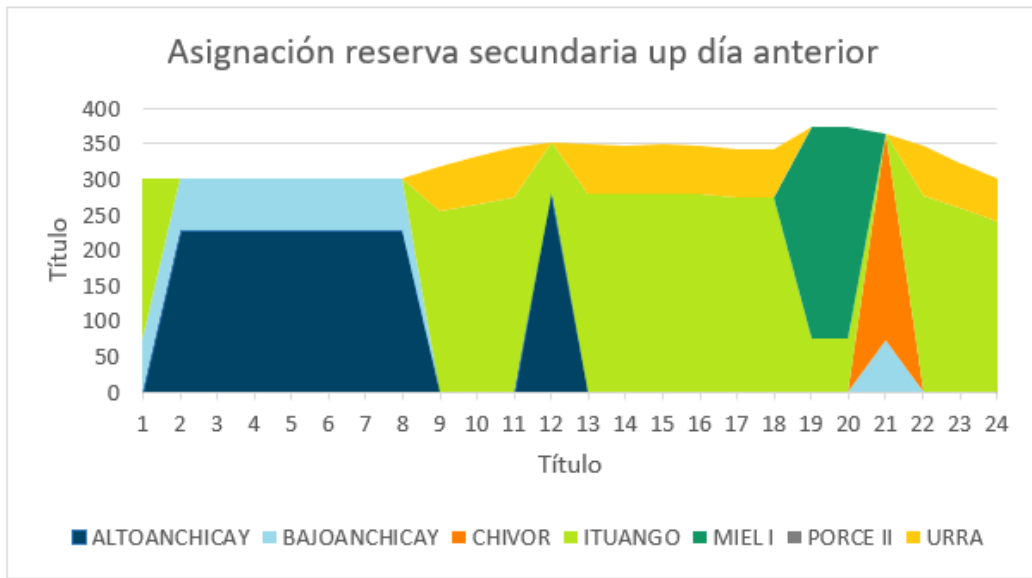
### Despacho de la Sesión Intradiaria 3:

No se realizan cambios en disponibilidad de ninguna de las plantas.

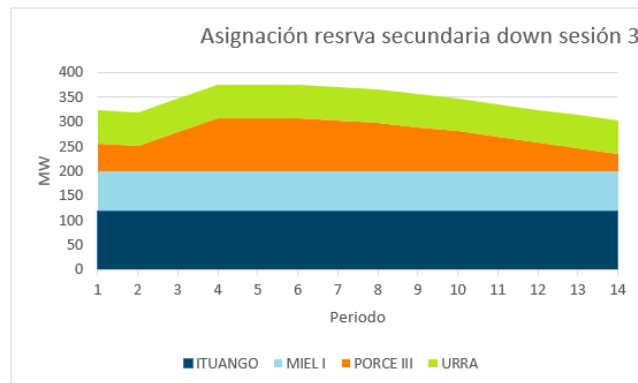
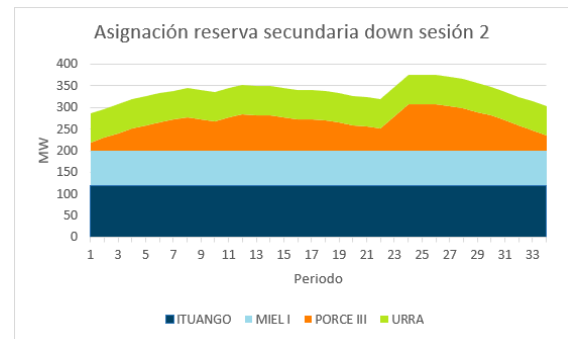
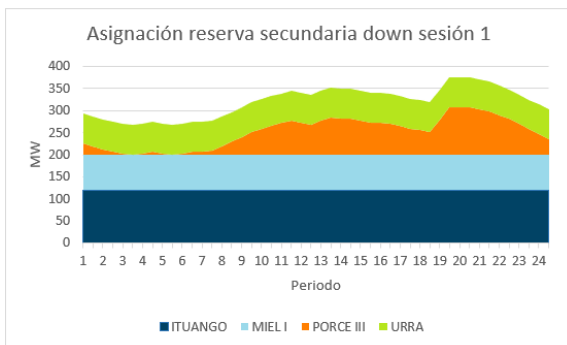
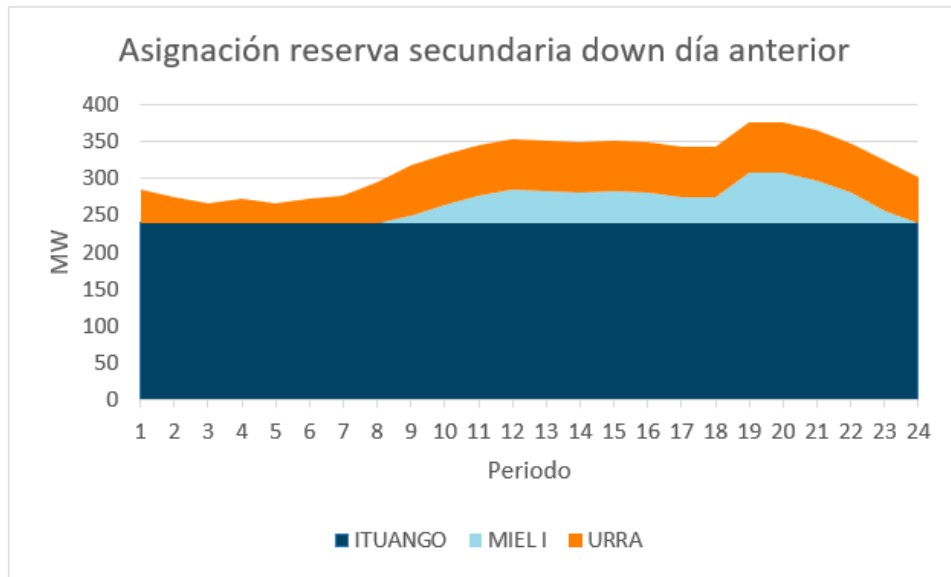


#### 3.6.1.1 Asignación de las reservas de regulación secundaria

A continuación, se muestran los resultados de asignación de regulación secundaria hacia arriba para el mercado del día anterior y para las tres sesiones:



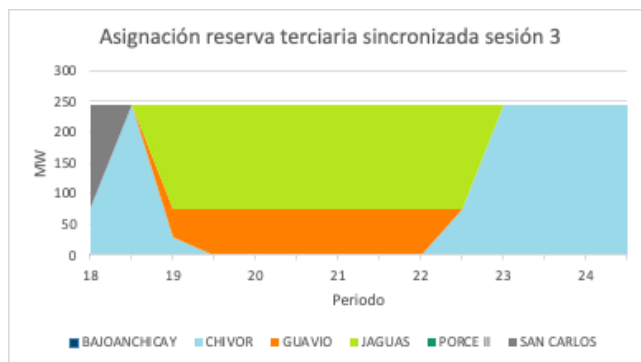
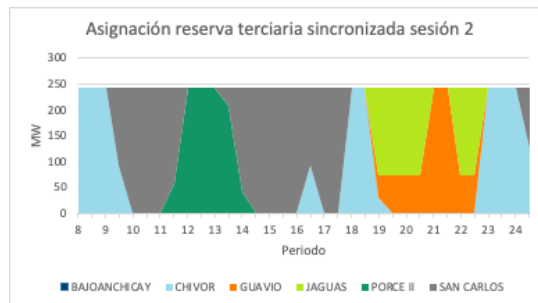
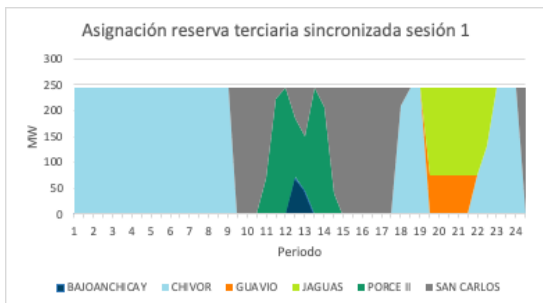
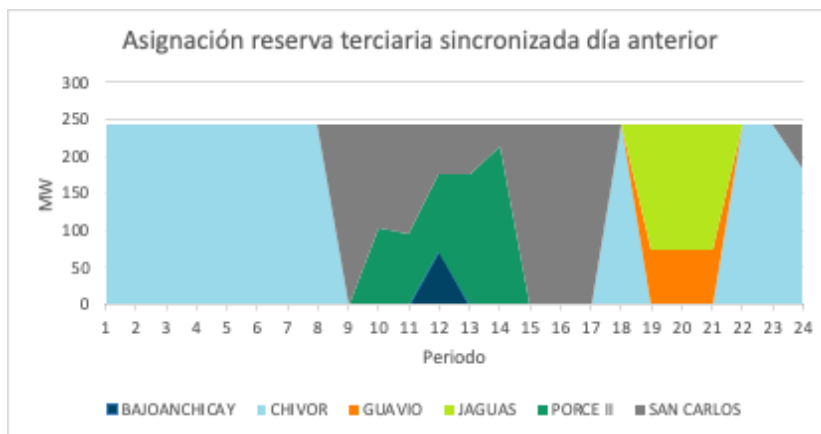
A continuación, se muestran los resultados de asignación de regulación secundaria hacia abajo para el mercado del día anterior y para las tres sesiones:



### 3.6.1.2 Asignación reserva para regulación terciaria

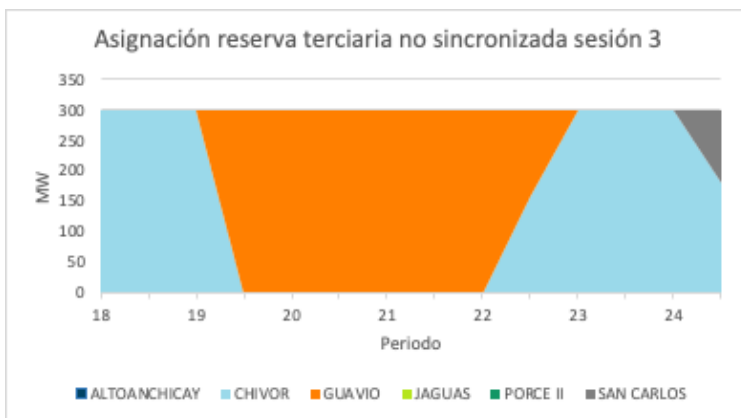
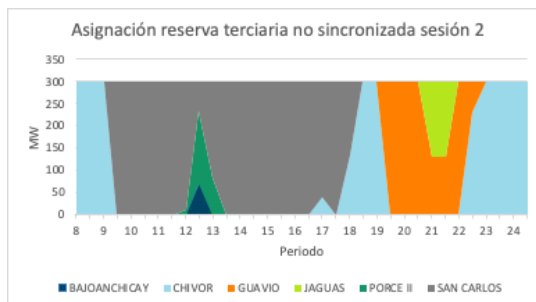
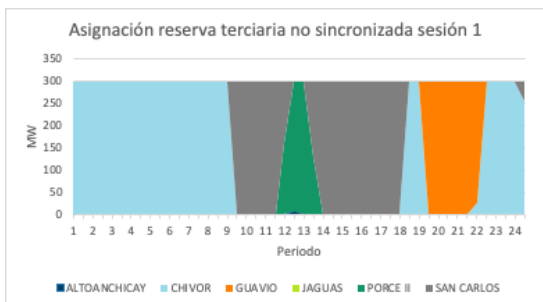
A continuación, se muestran los resultados de asignación de reservas para regulación terciaria sincronizada y no sincronizada para el mercado del día anterior y para las tres sesiones:

#### Reserva para regulación terciaria sincronizada:



#### Reserva para regulación terciaria no sincronizada:





### 3.6.2 Activación de la Regulación terciaria

Considerando que las asignaciones de las sesiones intradiarias se hacen para períodos de 30 minutos no se consideró necesario hacer despachos horarios como se propuso en el Informe 2, sino únicamente despachos de períodos de duración de 15 minutos. Por tanto, se simuló la activación de la reserva terciaria, para periodos de 15 minutos durante las primeras 7 horas del día correspondientes a la sesión 1. El modelo de activación descrito en el numeral 3.3.5 se corre cada 15 minutos para horizontes de dos horas y se supone que las plantas que se les ha asignado reserva

terciaria pueden en 15 minutos entregar toda la potencia que les fue asignada en la sesión intradiaria y que la deben sostener por lo menos 2 horas . Los precios utilizados para la activación son los mismos que los que fueron ofertados para energía en la sesión correspondiente.

Con el fin de determinar las cantidades requeridas de activación, debido a errores en el pronóstico de la demanda, rampas netas, variabilidad de los recursos renovables, desviaciones de generación se supuso unas necesidades como las mostradas en la curva indicada en la Figura 69:



Figura 69 Requerimiento reserva terciaria

Los supuestos utilizados para construir la curva de requerimiento de reserva son los siguientes:

- Para el primer periodo (primeros 4 puntos de la gráfica) se definió un requerimiento de reserva terciaria igual al 10% de la demanda. Luego este requerimiento cae hasta el 5% de la demanda durante los periodos 2 y 3. Finalmente al iniciar el periodo cuatro, se incrementa en 170 MW el requerimiento de reserva terciaria debido al supuesto de asumir indisponibilidad de una unidad térmica de 170 MW en los despachos intradiario,
- esta reserva fue atendida por las cantidades asignadas de reserva terciaria sincronizada y sin sincronizar, sin embargo, en varios periodos esta asignación de reserva no fue suficiente debido a los supuestos utilizados. En estos casos fue necesario despachar algunas plantas disponibles, utilizando una metodología similar a la que actualmente se usa para las autorizaciones para cumplir con el requerimiento de reserva que tenía el sistema.

En la Figura 70 se muestra la activación de la reserva sincronizada, la fuera de línea y las autorizaciones denominado delta de generación en la gráfica:

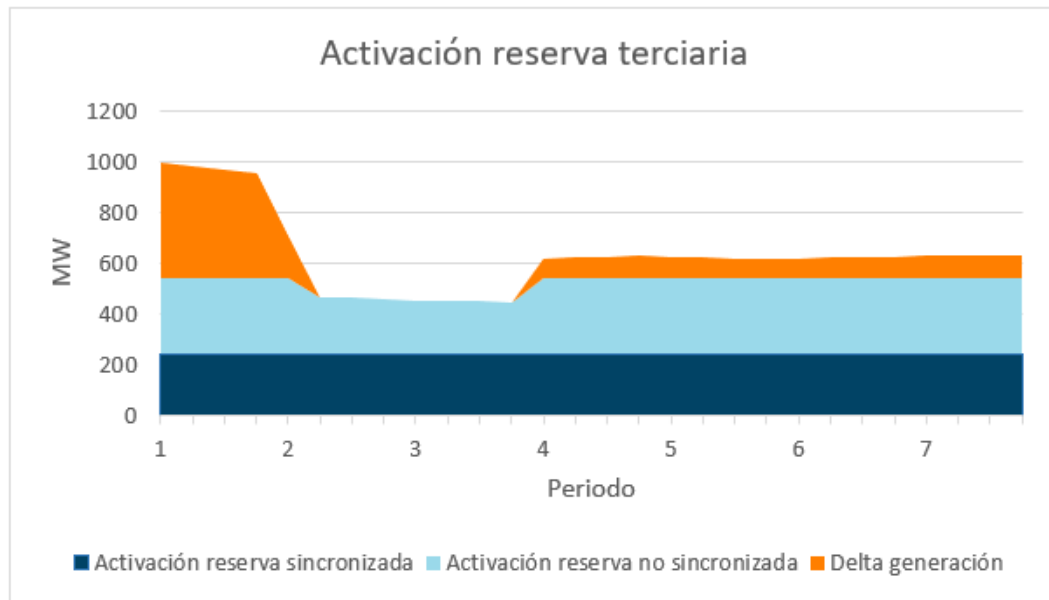


Figura 70 Activación de la reserva sincronizada

Se observa una gran cantidad de autorizaciones para el período 1 indicando que la reserva terciaria asignada fue insuficiente por la rampa que se supuso para este período, lo que nos lleva a concluir que el cálculo de reserva terciaria asignada debe ser calculada como la media de las estadísticas históricas de cada período y no como el promedio de las 24 horas como se propuso en el Informe 2.

### 3.7 Inyección Rápida de Frecuencia para la respuesta rápida en frecuencia (RRF)

Con el fin de realizar simulaciones para verificar la respuesta rápida en frecuencia (RRF) de los generadores eólicos, se considera lo que se encuentra actualmente en la resolución CREG 060 de 2019[6], donde las plantas eólicas pueden aportar a la recuperación de la frecuencia del sistema ante la ocurrencia de eventos que produzcan subfrecuencia. Estos resultados se presentan a continuación.

Se realiza una simulación para el P12 años 2025 y 2027, donde se tiene mayor penetración de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Se considera un evento de pérdida de generación de 460 MW. Los resultados se presentan en las Figura 71 y Figura 72:

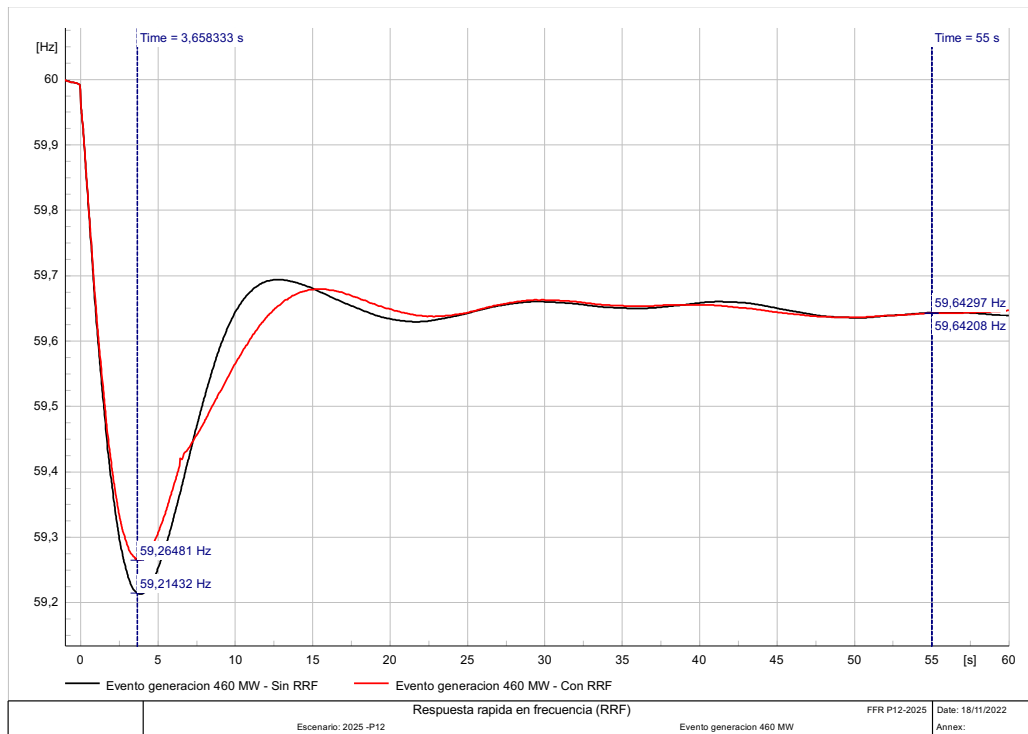


Figura 71. Resultados considerando y sin considerar la respuesta rápida en frecuencia (RRF) – año 2025

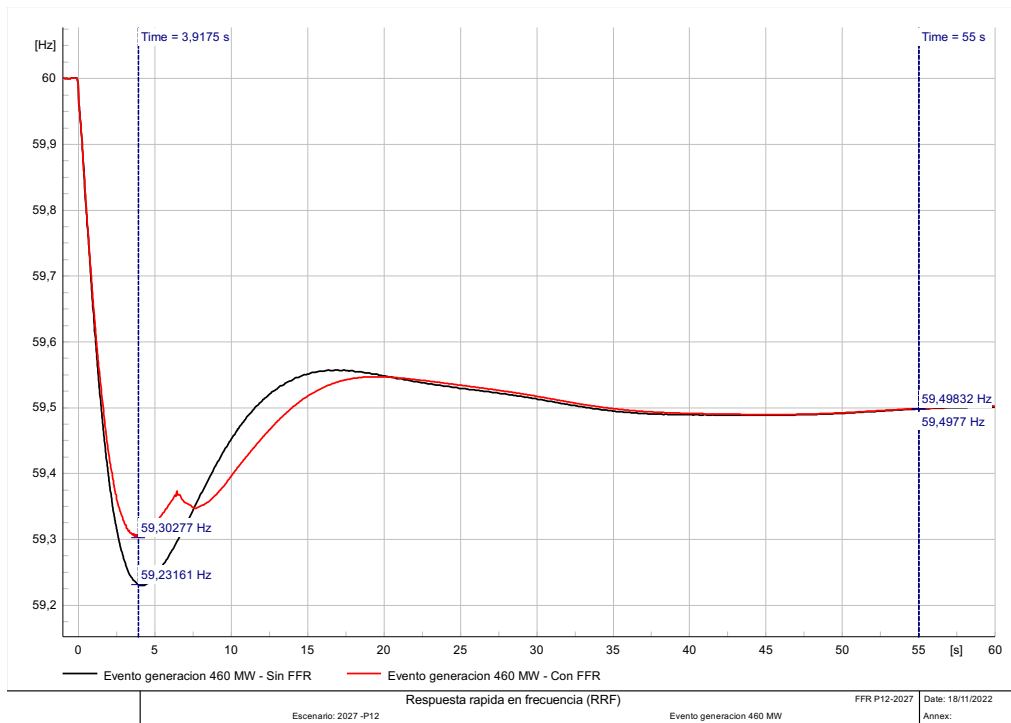


Figura 72. Resultados considerando y sin considerar la respuesta rápida en frecuencia (RRF) – año 2027

Como se puede notar en las simulaciones realizadas la respuesta rápida en frecuencia (RRF) es un servicio que está relacionado con la recuperación de la frecuencia, la respuesta primaria y los sistemas o escenarios de baja inercia.

En escenarios o sistemas con baja inercia, ante eventos de salida de grandes bloques de generación el servicio de respuesta rápida en frecuencia (RRF) cobra mucha importancia, dado que permite disminuir el valor de nadir alcanzado en el evento y la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), por lo que es necesario que ante el aumento de la penetración de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC) el servicio de RRF se encuentre habilitado.

Sin embargo, es importante notar que la inyección rápida de frecuencia tiene las siguientes restricciones según lo descrito en la resolución CREG 060 de 2019[6]:

- *La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.*
- *El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.*
- *Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.*

Se concluye:

- La frecuencia del Nadir es más alta con la RRF
- La frecuencia tiene una caída en el tiempo en el cual se está recuperando debido al retiro de la RRF según lo establecido en la resolución CREG 060 de 2019[6]
- El valor del estado estacionario tiende a ser el mismo con y sin RRF
- El valor del ROCOF es menor considerando la RRF

Si bien la RRF es positiva para disminuir el ROCOF y el valor del Nadir, es conveniente analizar el retiro de la RRF porque puede ocasionar problemas en la seguridad del sistema si solamente se chequea el ROCOF para definir el aporte de la misma, como solución para enfrentar los problemas de baja inercia cuando se tiene alta penetración de renovables.

### 3.8 Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB)

Para simular el aporte de los SAEB a la RPF, se hizo el modelamiento de estos sistemas utilizando el modelo genérico del Digsilent Power Factory [10], el cual se presenta en las Figura 73 y Figura 74:

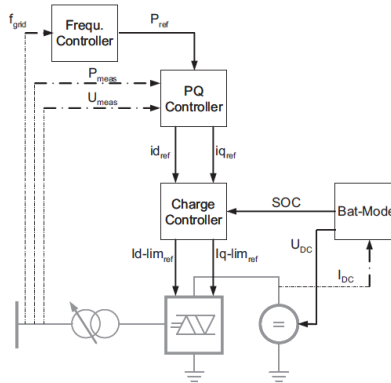


Figura 73. Estructura sistema SAEB

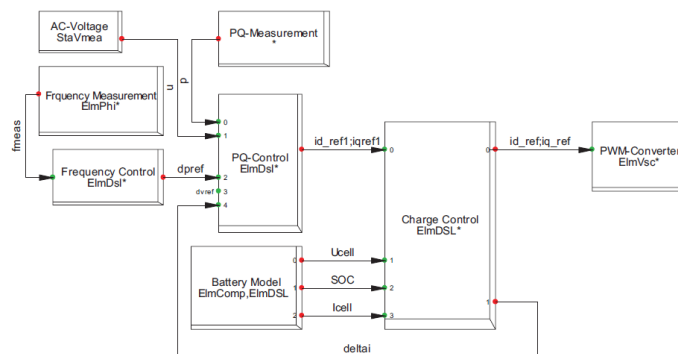


Figura 74. Esquema de control sistema SAEB

Se utiliza un SAEB de 30 MWh con los parámetros estipulados para las plantas eólicas y solares de la resolución CREG 060 de 2019[6], estatismo de 2.5%, banda muerta de 30 mHz y los tiempos de respuesta descritos en dicha resolución.

Se realizan simulaciones para el P12 años 2025 y 2027, donde se tiene mayor penetración de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Se considera un evento de pérdida de generación de 460 MW. Los resultados se presentan en las Figura 75 y Figura 76:

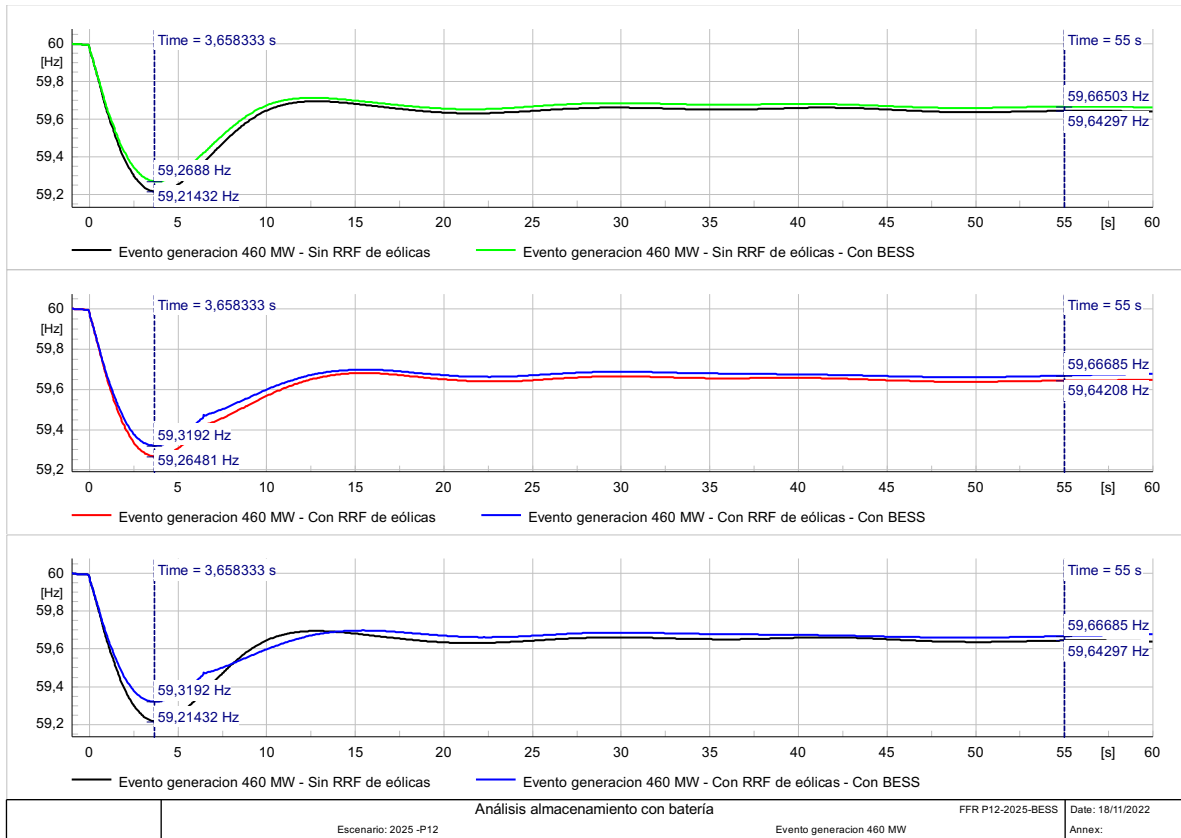


Figura 75. Sensibilidad en el uso de SAEB y RRF – Demanda media, 2025 - Evento de 460 MW

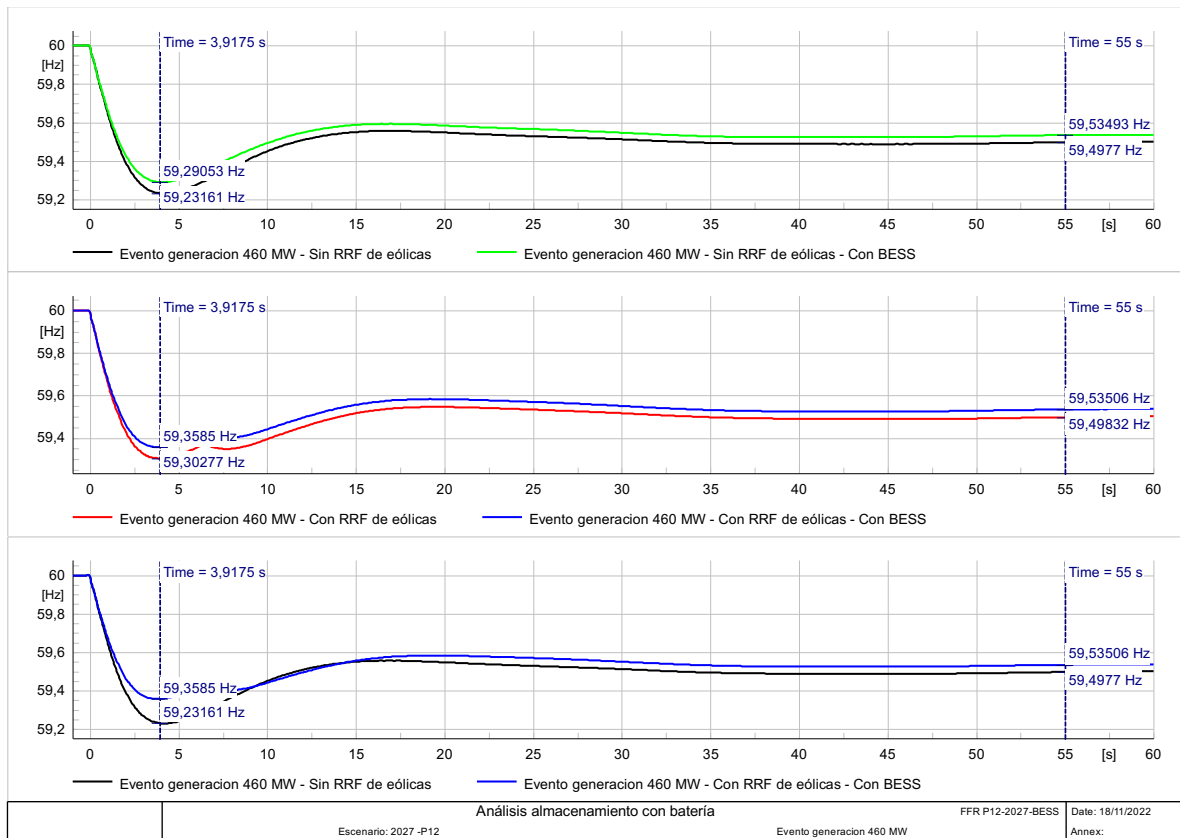


Figura 76. Sensibilidad en el uso de SAEB y RRF – Demanda media, 2027 - Evento de 460 MW

De estos resultados se concluye que los SAEB presentan un buen desempeño para prestar el servicio de RPF con los parámetros de la resolución CREG 060 de 2019[6].

### 3.9 Inyección rápida de corriente reactiva

Se hacen simulaciones para el caso 2025-P12 con el fin de verificar el aporte de inyección de corriente reactiva ante la ocurrencia de fallas trifásicas en el sistema. Se selecciona el área de GCM para el análisis considerando que en esta área se va a tener el aporte de gran cantidad de recursos renovables.

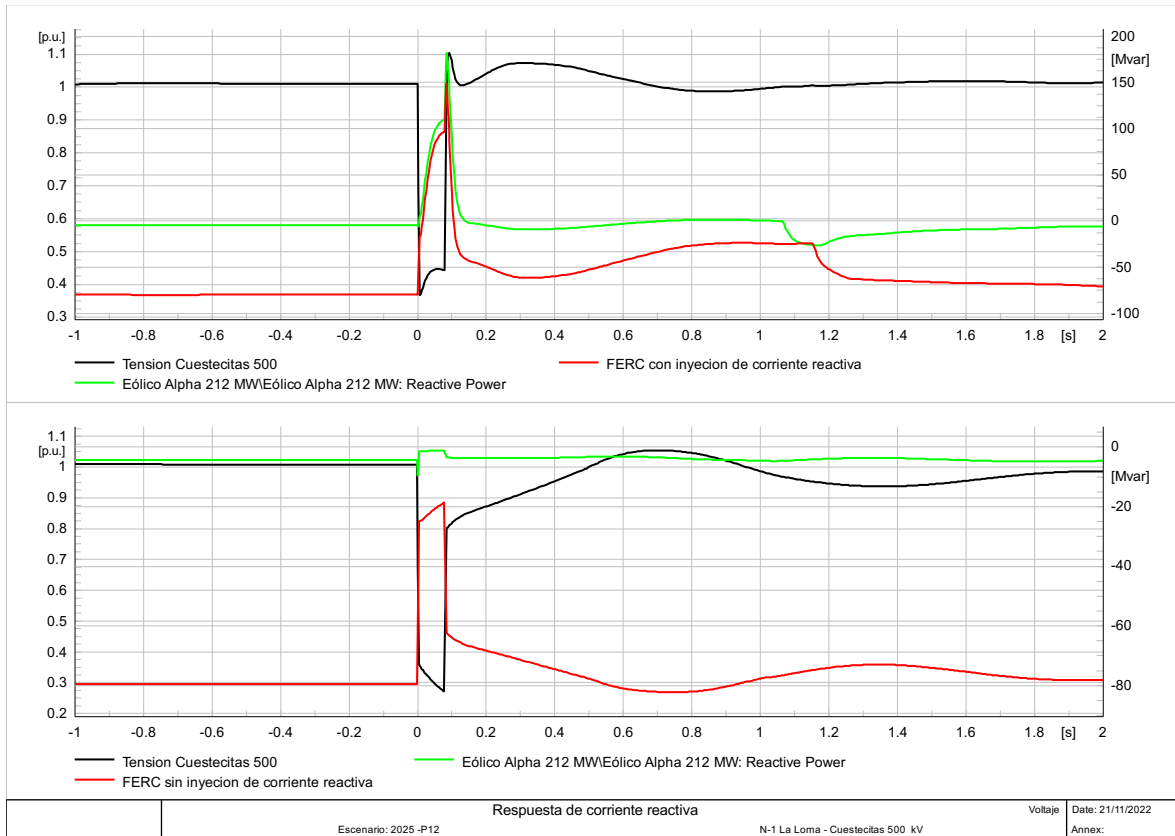
Se analizan los resultados para las siguientes fallas:

- Evento falla en línea Cuestecitas - La Loma 1 500 kV
- Evento falla en línea Copey - Cuestecitas 1 500 kV

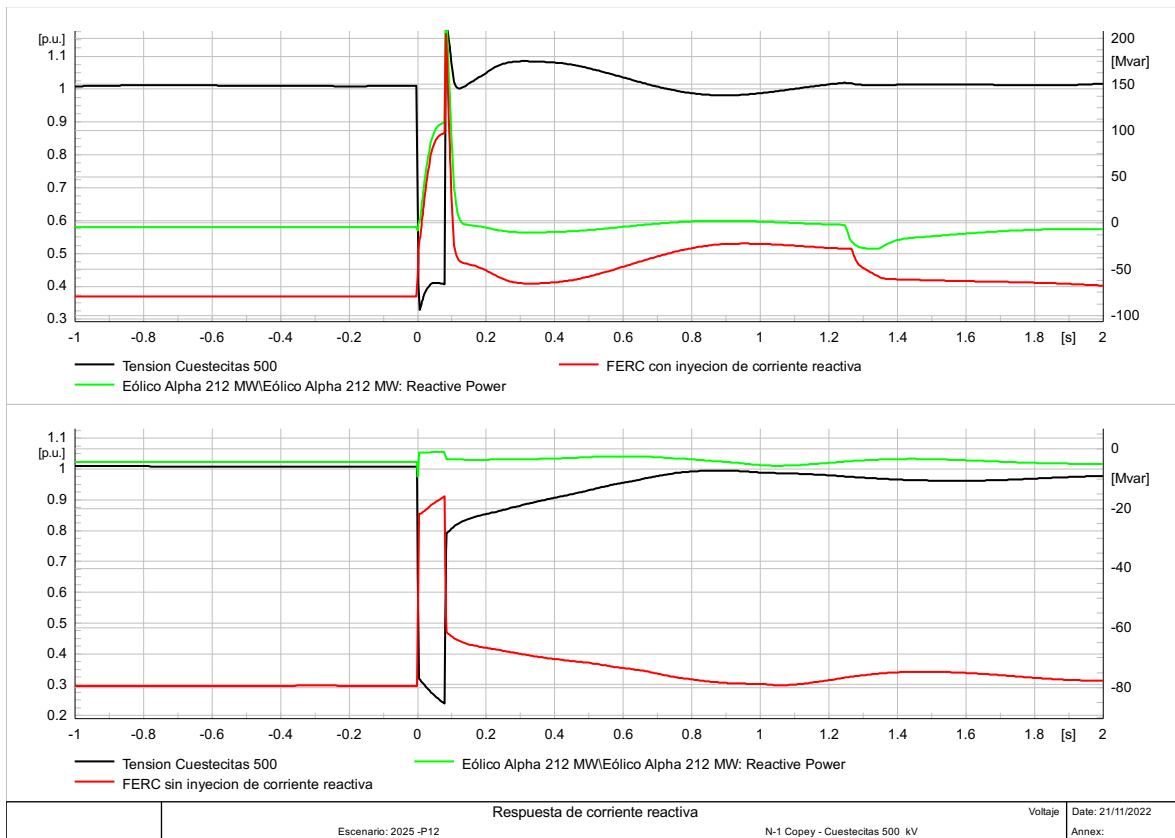
En la Figura 77 se muestra, considerando la inyección de corriente reactiva de las plantas no convencionales y sin considerar este aporte, la respuesta en tensión en la subestación Cuestecitas 500 kV y la respuesta de potencia reactiva de las plantas eólicas Beta 280 MW y Alpha 212 MW ante la falla de la línea Cuestecitas – La Loma 500 kV.



En la Figura 78 se muestra, considerando la inyección de corriente reactiva de las plantas no convencionales y sin considerar este aporte, la respuesta en tensión en la subestación Cuestecitas 500 kV y la respuesta de potencia reactiva de las plantas eólicas Beta 280 MW y Alpha 212 MW ante la falla de la línea Copey - Cuestecitas 1 500 kV.



**Figura 77. Respuesta de corriente reactiva – falla en la línea Cuestecitas - La Loma 1 500 kV**



**Figura 78. Respuesta de corriente reactiva falla en la línea Copey - Cuestecitas 1 500 kV**

Se concluye:

- Con la inyección rápida de corriente reactiva se tiene una mejor respuesta del sistema ante la ocurrencia de huecos de tensión debido a fallas

### 3.10 Regulación de Voltaje

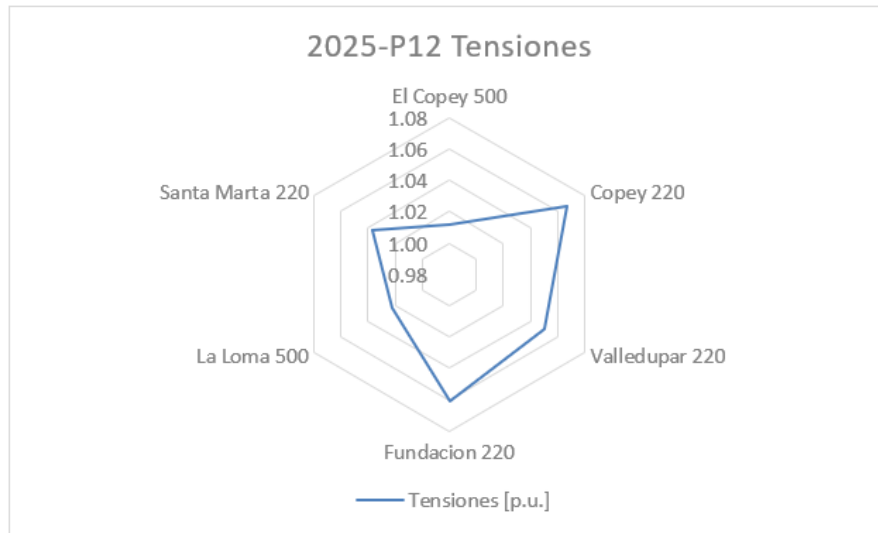
La regulación de tensión está directamente ligada a la gestión de reactivos, para lo cual es importante optimizar la producción de reactivos de los generadores, compensadores sincrónicos, SVC's, STATCOM's, compensadores y reactores y tap de transformadores.

Con el fin de analizar el comportamiento del voltaje del SIN, tanto en estado estacionario como dinámico, y la evolución de las reservas estáticas y dinámicas de reactivos, se realizaron estudios de flujo de carga, corto circuito y estabilidad para los años 2025 y 2027 en los períodos 4, 12 y 19.

#### 3.10.1 Estado estacionario

El análisis en estado estacionario partió de la selección de nodos pilotos definidos por XM en su documento IPOEM del segundo semestre del 2022[11].

En la Figura 79 se pueden observar las tensiones en los nodos pilotos en la subárea GCM:



**Figura 79. Tensiones nodos GCM**

En la Tabla 24 se muestra la tensión de los nodos pilotos del STN para las diferentes áreas del país en los escenarios simulados.

**Tabla 24. Tensiones en nodos pilotos del STN**

Escenario		2025-P4		2025-P12		2025-P19		2027-P4		2027-P12		2025-P19	
Subestación	Región	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]
San Carlos 500	Antioquia	0.99	496.64	1.02	508.56	0.99	495.99	1	499.33	0.98	491.15	0.99	494.78
San Carlos 220	Antioquia	1.06	234.15	1.01	222.69	1.07	235.77	1.08	238	1.06	232.68	1.06	233.22
Ancón EPM 220	Antioquia	1.04	228.02	0.99	218.13	1.01	223.05	1.04	229.5	1	219.73	1.01	221.61
Guayabal 220	Antioquia	1.03	226.54	0.97	214.25	1	220.17	1.04	228.06	0.98	215.36	0.99	218.57
Envigado 220	Antioquia	1.06	233.33	1	220.79	1.03	227.38	1.07	235.17	1.01	222.79	1.03	225.8
La Sierra 220	Antioquia	1.07	234.35	1.03	226.94	1.07	234.87	1.08	237.26	1.06	232.6	1.06	233.69
Primavera 220	Antioquia	1.07	236.28	1.05	231.92	1.07	235.03	1.08	237.59	1.05	230.97	1.06	234.03
El Copey 500	Caribe	1.01	506.61	1.01	505.85	1.01	507.23	1	500.94	1	497.62	1	501.57
Copey 220	Caribe	1.07	235.48	1.07	234.68	1.07	235.93	1.05	230.9	1.06	232.55	1.06	234.04
Copey 110	Caribe	1.07	117.69	1.07	117.23	1.07	117.25	1.05	115.05	1.05	115.81	1.06	116.24
Valledupar 220	Caribe	1.05	229.94	1.05	231.02	1.04	229.18	1	220.23	1.02	225.49	1.04	228.61
Fundación 220	Caribe	1.05	230.3	1.06	233.35	1.05	231.69	1.03	225.92	1.05	231.56	1.05	231.46
La Loma 500	Caribe	1.03	512.7	1.02	511.33	1.02	509.24	1.01	507	1	500.64	1.01	503.95
Sabanalarga 220	Caribe	1.04	228.17	1.04	229.12	1.04	229.15	1.03	225.95	1.03	227.7	1.03	227.29
Sabanalarga 500	Caribe	0.98	488.14	0.98	492.42	0.99	496.81	0.98	488.18	0.98	491.67	0.97	486.63
Bolívar 500	Caribe	0.98	489.45	0.98	491.77	0.99	496.58	0.97	487.5	0.98	488.86	0.98	487.92
Bolívar 220	Caribe	1.03	227.06	1.04	228.69	1.04	229.47	1.04	228.27	1.04	228.1	1.03	226.34
Chinu 500	Caribe	1	498.61	1	501.66	1	500.59	1	497.96	0.99	495.29	0.99	495.16
Cerromatoso 220	Caribe	1.05	230.88	1.06	233.65	1.05	230.71	1.05	230.52	1.03	226.56	1.04	229.03
Santa Marta 220	Caribe	1.02	224.59	1.04	228.08	1.02	224.49	0.99	217.95	1.03	226.5	1.02	224.93
Ocaña 500	Nordeste	1.02	508.09	1.01	504.75	1.01	504.15	1.01	505.2	0.99	494.2	1	500.27
Ocaña 220	Nordeste	1.08	236.55	1.07	234.97	1.07	235.31	1.07	235.84	1.05	230	1.06	233.27
Sogamoso 500	Nordeste	1.02	508.44	1.02	507.51	1.01	504.08	1.01	507.08	0.99	496.75	1.01	502.74

Escenario		2025-P4		2025-P12		2025-P19		2027-P4		2027-P12		2025-P19	
Subestación	Región	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]	Tensión [p.u.]	Tensión [kV]
Sogamoso 220	Nordeste	1.08	238.17	1.07	234.92	1.07	235.73	1.08	237.83	1.05	230.4	1.07	235.2
San Mateo 220	Nordeste	1.07	235.28	1.07	235.54	1.07	235.51	1.07	236.49	1.05	230.24	1.05	231.53
Sochagota 220	Nordeste	1.06	232.79	1.04	229.22	1.05	230.14	1.06	232.49	1.03	226.16	1.06	233.77
Banadia 220	Nordeste	1.01	221.79	1.03	226.82	1	220.45	1.05	230.72	1.03	227.14	1.04	229.8
Chivor 220	Oriental	1.06	233.31	1.05	230.59	1.05	232.03	1.06	233.8	1.05	230.74	1.08	236.93
Guavio 220	Oriental	1.06	232.98	1.05	230	1.05	230.79	1.06	233.29	1.05	231.15	1.06	234.28
Bacatá 500	Oriental	0.99	496.43	0.99	495.94	0.99	495.25	1	498.38	1	498.18	0.99	494.63
Esmeralda 220	Suroccidental	1.05	229.97	1.03	226.91	1.03	226.75	1.05	230.94	1.04	228.95	1.04	228.18
San Marcos 500	Suroccidental	0.99	495.31	0.99	493.82	0.99	496.18	0.99	495.4	1	500.77	0.99	493.44
San Marcos 220	Suroccidental	1.04	228.23	1.04	228.9	1.05	231.81	1.04	228.28	1.04	229.46	1.04	229.63
Virginia 500	Suroccidental	1	499.34	1	501.15	0.99	496.98	1	499.99	1	502.39	0.99	494.71
Virginia 220	Suroccidental	1.05	231.14	1.04	229.02	1.03	227.24	1.05	231.26	1.05	230.83	1.04	229.22
Jamondino 220	Suroccidental	1.04	229.89	1.08	238.67	1.07	235.15	1.03	226.96	1.08	237.22	1.09	239.64
Betania 220	Suroccidental	1.06	232.52	1.05	230.02	1.07	235.37	1.04	229.36	1.06	232.89	1.07	234.45
S Bernardino 220	Suroccidental	1.06	232.36	1.07	235.43	1.08	237.46	1.05	230.16	1.08	238.17	1.06	234.3
Enea 220	Suroccidental	1.04	229.37	1.03	226.35	1.03	226.59	1.05	230.55	1.04	228.34	1.04	228.17
Altamira 220	Suroccidental	1.05	231.58	1.05	230.77	1.06	233.91	1.04	228.93	1.06	233.35	1.06	233.57
Valor Mínimo		0.98	117.69	0.97	117.23	0.99	117.25	0.97	115.05	0.98	115.81	0.97	116.24
Valor Máximo		1.08	512.7	1.08	511.33	1.08	509.24	1.08	507.08	1.08	502.39	1.09	503.95
Valor Promedio		1.03825	302.31175	1.03175	301.33575	1.035	302.0365	1.035	301.60575	1.0285	299.774	1.033	300.815
Mediana		1.045	233.145	1.04	231.47	1.04	234.95	1.04	232.89	1.035	231.06	1.04	233.73

De estos resultados se observa que los valores mínimos en los períodos de demanda mínima corresponden a los nodos de 500 kV igualmente los valores máximos en demanda media y máxima corresponden a los nodos de 500 kV, por tanto, es de gran importancia tener lazos de control que permitan una regulación flexible en los nodos piloto de 500 kV. Para los nodos de 230 kV, se observa que los voltajes oscilan entre 230 y 235 kV para los diferentes periodos, siendo los más bajos en demanda mínima y los más altos en demanda media y máxima.

### 3.10.2 Cálculo de la reserva estática de reactivos

En la Tabla 25 se muestra la reserva de reactivos total del sistema del periodo 12 para los años 2025 y 2027:

**Tabla 25. Resumen reservas de potencia reactiva**

Escenario	2025-P12	2027-P12
Reserva Inductiva generadores [Mvar]	6343.28	6679.68
Reserva Capacitiva generadores [Mvar]	-5597.81	-5792.50
Reserva Inductiva Reactores [Mvar]	1934.75	1870.00
Reserva Capacitiva Capacitores [Mvar]	-369.90	-514.70
Reserva Inductiva STATCOM y SVS's [Mvar]	498.66	563.69
Reserva Capacitiva STATCOM y SVS's [Mvar]	-619.59	-588.67

Para calcular la reserva estática de reactivos en cada uno de los nodos piloto, se utilizó la metodología de curvas QV sistémica. El cálculo se hizo para los nodos pilotos de la subárea GCM debido a la criticidad que presenta la zona en regulación de voltaje. Las simulaciones se realizaron en el periodo 12 para el año 2025 y 2027 en estado normal de operación y ante contingencia N-1.

Los parámetros utilizados de las curvas QV para medir el margen de estabilidad de tensión son:

- Margen de reactivos
- Voltaje crítico

En la Figura 80 se observa la curva QV para la subestación Cuestecitas 220 kV en el escenario 2025-P12, cuyos parámetros son:

- Margen de reactivos= 1499 Mvar capacitivos
- Voltaje crítico=0.55 p.u.

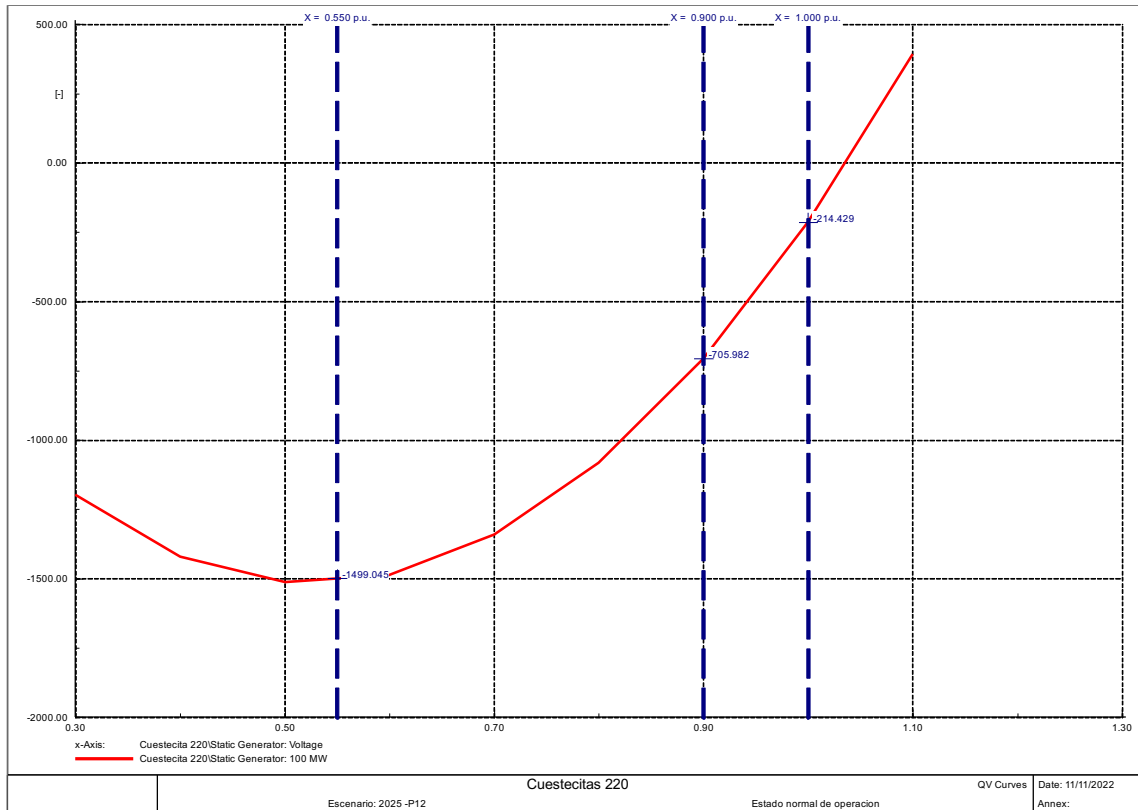


Figura 80. Curva QV Cuestecitas 220 kV – escenario 2025-P12 Estado normal de operación

En la Tabla 26 se presentan los resultados de los parámetros calculados de las curvas QV analizadas y en el Anexo 07 se muestran las gráficas:

Tabla 26 Resultados de los parámetros calculados de las curvas QV

Escenario	2025-P12		2027-P12		2025-P12		2027-P12	
	Estado normal de operación		Estado normal de operación		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 kV		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 kV	
Subestación	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]
Copey 220	-1910.128	0.5	-2175.624	0.5	-1885.701	0.5	-2155.305	0.5
Copey 500	-3552.716	0.5	-3682.933	0.5	-3442.952	0.5	-3584.51	0.5
Cuestecitas 220	-1512.547	0.5	-1176.269	0.7	-1488.673	0.5	-1151.701	0.7
Cuestecitas 500	-3643.572	0.5	-3600.04	0.5	-3625.521	0.5	-3348.383	0.5
Fundación 220	-1413.88	0.6	-1427.886	0.5	-1401.953	0.6	-1419.502	0.5
La Loma 110	-882.174	0.5	-867.566	0.6	-866.848	0.5	-851.879	0.6
La Loma 500	-2958.112	0.5	-2972.143	0.5	-2678.008	0.5	-2691.422	0.5
Sabanalarga 220	-3496.628	0.6	-1427.886	0.5	-3473.136	0.6	-1419.502	0.5

Escenario	2025-P12		2027-P12		2025-P12		2027-P12	
	Estado normal de operación		Estado normal de operación		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 kV		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 kV	
Subestación	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]	Margen de reactivos [Mvar]	Voltaje critico [p.u.]
Sabanalarga 500	-4732.397	0.5	-4870.504	0.5	-4716.103	0.5	-4885.716	0.5
Valledupar 220	-859.724	0.6	-729.479	0.7	-851.843	0.6	-720.678	0.7

Se concluye:

- El sistema tiene una buena reserva de reactivos tanto estática como dinámica para responder ante eventos y tener una buena regulación de voltaje en estado estacionario
- El margen de reactivos en los nodos piloto supera el valor de 4700 Mvar capacitivos
- Los voltajes críticos están entre 0.5 y 0.7 p.u.
- El barraje Valledupar 220 kV es el que presenta un menor margen de reactivos capacitivos con 729 Mvar en estado estacionario y 720 Mvar ante la contingencia N-1 Cuestecitas – La loma 500 kV, alcanzando un voltaje crítico de 0.7 p.u.

Se considera como voltaje crítico un valor por debajo de 0.8 p.u. Cuando en un nodo se tenga un voltaje crítico alrededor de 0.8 p.u., es una señal para instalar compensadores sincrónicos o STATCOM's o generación.

### 3.10.3 Curvas PQ medidas en Colectora 500 kV

Dada la importancia de la subestación Colectora 500 kV, se calculan las curvas PQ referidas al barraje de 500 kV de esta subestación. Mediante análisis de flujos de carga y suponiendo un equivalente de red en la SE Colectora 500 kV con un voltaje objetivo de 1 p.u.

La Figura 81 muestra la curva PQ equivalente en el barraje Colectora 500 kV, la cual se contrasta con el requerimiento de la resolución CREG 060 de 2019[6].

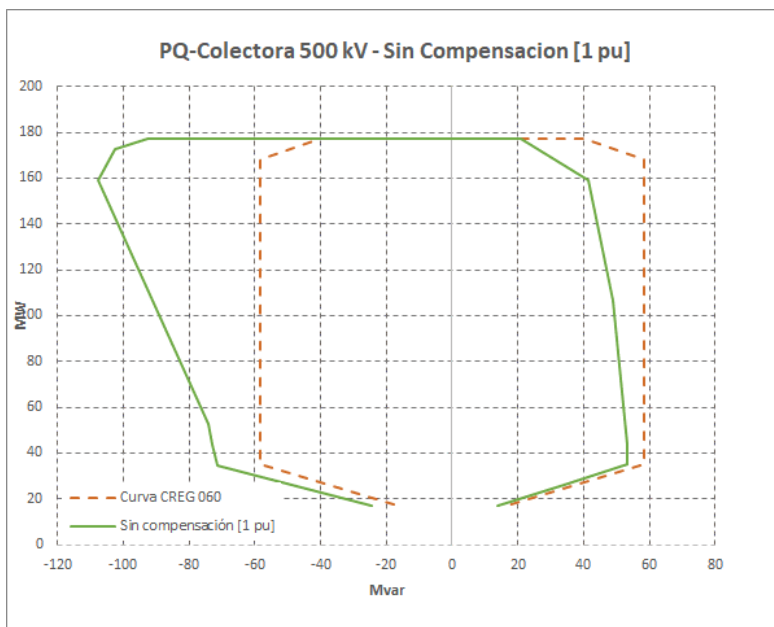




Figura 81. Curva PQ - Colectora 500 kV VS CREG 060 de 2019

En la Figura 81 se observa que la curva PQ cumple parcialmente con el requerimiento de la resolución CREG 060 de 2019[6], por lo que se realiza una sensibilidad utilizando una compensación de 30 Mvarcapacitivo para que se cumpla el requerimiento, sin embargo, es necesario calcular el requerimiento para voltajes de 0.9 y 1.1 en p.u. y para cumplir con la curva QV aprobada por el CNO aprobada en el Acuerdo CNO 1546. Esta curva se presenta en la Figura 82:

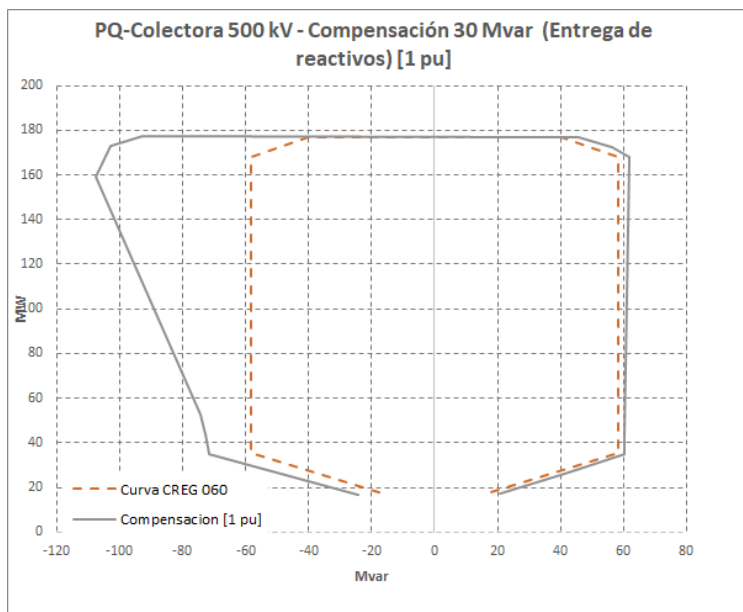


Figura 82. PQ Colectora 500 kV- Compensación 30 Mvar

### 3.10.4 Curva PQ ante contingencia

En la Figura 83 y Figura 84 se presenta la evolución de la curva PQ de la fuente de generación Eólica Kuisa 200 MW conectada en la subestación Colectora I 500 kV. Ante la falla en la Línea Copey – Cuestecitas 1 500 kV y línea Cuestecitas – La Loma 1 500 kV respectivamente.

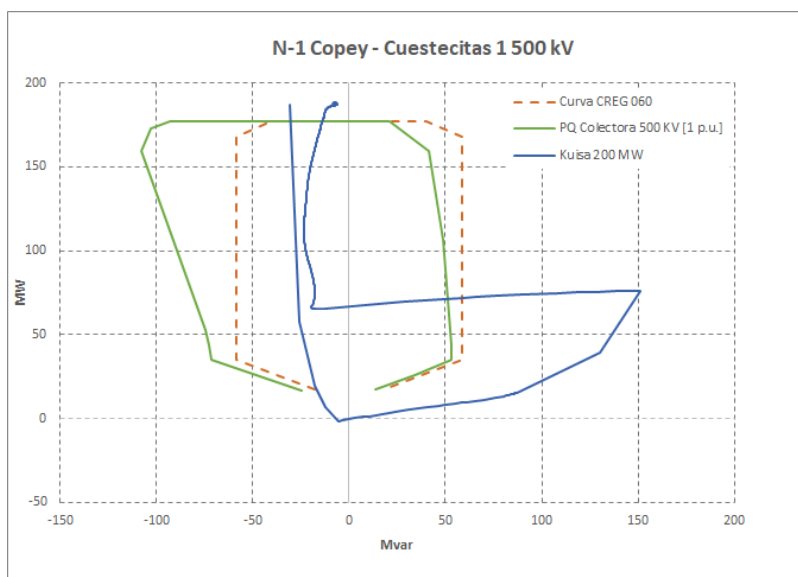


Figura 83. Curva PQ N-1 Copey - Cuestecitas 1 500 kV

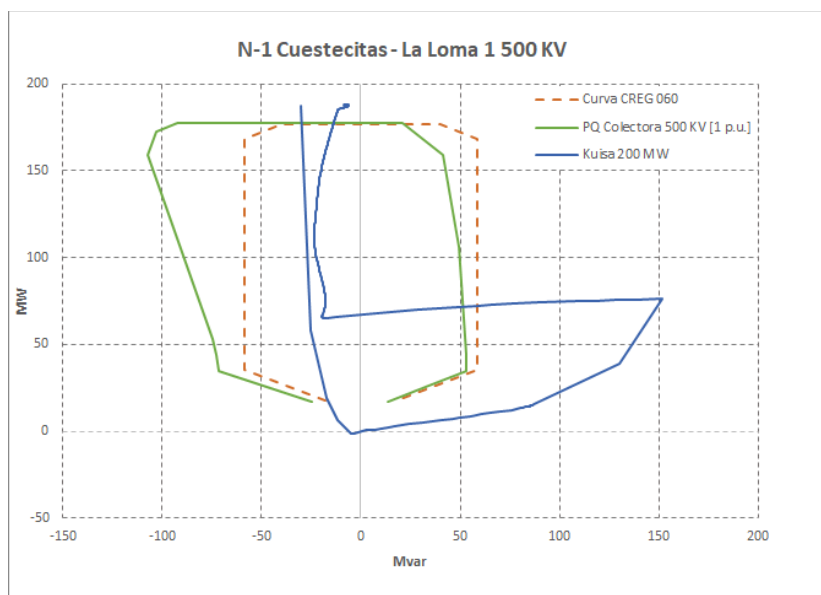


Figura 84. Curva PQ N-1 Cuestecitas – La Loma 1 500 kV

### 3.10.5 Niveles de cortocircuito

Se calcularon los niveles de cortocircuito para los nodos pilotos para las diferentes áreas del país en los escenarios simulados con el fin de determinar la robustez de cada uno de los nodos.

En la Tabla 27 se muestran los resultados obtenidos de cortocircuito en los nodos piloto de 500 kV y en las barras de Colectora 500 kV y Cuestecitas 500 kV:

**Tabla 27 Resultados de cortocircuito en los nodos de 500 kV**

Escenario		2025-P4	2025-P12	2025-P19	2027-P4	2027-P12	2025-P19
Subestación	Región	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]
San Carlos 500	Antioquia	14.13	10.23	14.93	14.27	9.55	15.06
El Copey 500	Caribe	7.51	7.11	7.63	8.04	7.12	8.44
La Loma 500	Caribe	7.16	6.72	7.29	7.48	6.65	7.78
Sabanalarga 500	Caribe	7.60	7.31	7.69	8.63	7.64	9.49
Bolívar 500	Caribe	6.54	6.36	6.61	7.54	6.87	8.10
Chinu 500	Caribe	10.38	9.51	10.58	11.15	8.85	11.80
Ocaña 500	Nordeste	6.00	5.61	6.13	6.11	5.49	6.28
Sogamoso 500	Nordeste	10.65	9.19	11.19	10.81	8.73	11.39
Bacatá 500	Oriental	9.31	7.91	10.70	9.11	7.70	10.11
San Marcos 500	Suroccidental	7.16	6.04	7.32	7.27	5.83	7.59
Virginia 500	Suroccidental	10.63	8.62	11.18	10.77	8.26	11.39
Colectora I 500	Caribe	3.98	3.87	4.02	4.10	3.86	4.19
Cuestecitas 500	Caribe	5.65	5.42	5.72	5.89	5.41	6.08
<b>Valor Mínimo</b>		3.98	3.87	4.02	4.10	3.86	4.19
<b>Valor Máximo</b>		14.13	10.23	14.93	14.27	9.55	15.06
<b>Valor Promedio</b>		8.21	7.22	8.54	8.55	7.07	9.05
<b>Mediana</b>		7.51	7.11	7.63	8.04	7.12	8.44

Se observa:

- El nodo piloto más robusto es San Carlos 500 kV con niveles de cortocircuito que oscilan entre 9.55 y 14 kA, el valor mínimo se obtiene en el P12 cuando se tiene la mayor cantidad de plantas fotovoltaicas y eólicas y menos unidades de San Carlos sincronizadas en el sistema. Esto conduce a que en el planeamiento operativo y/o la programación de la operación, bajo ciertas condiciones de despacho sea necesario definir un mínimo número de unidades en San Carlos.
- El nodo menos Colectora I 500 kV con niveles de cortocircuito que oscilan entre 3.86 y 4.19 kA.
- El valor promedio de los niveles de cortocircuito está entre 7.07 y 9.05 kA.
- La mediana de los niveles de cortocircuito está entre 7.11 y 8.44 kA.

En la Tabla 28 se muestran los resultados obtenidos de cortocircuito en los nodos piloto de 220 y 230 kV:

**Tabla 28. Resultados de cortocircuito en los nodos piloto de 220 y 230 kV**

Escenario		2025-P4	2025-P12	2025-P19	2027-P4	2027-P12	2025-P19
Subestación	Región	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito [kA]
San Carlos 220	Antioquia	31.88	18.54	33.88	32.08	17.77	34.00
Ancón EPM 220	Antioquia	18.45	14.47	19.56	18.52	13.91	19.71
Guayabal 220	Antioquia	11.81	9.80	12.39	11.80	9.58	12.42
Envigado 220	Antioquia	12.28	10.12	13.03	12.29	9.91	13.07
La Sierra 220	Antioquia	12.10	10.20	12.45	12.12	10.01	12.43
Primavera 220	Antioquia	17.01	14.43	17.85	17.10	13.87	17.91
Copey 220	Caribe	11.63	11.24	11.75	12.22	11.33	12.69
Valledupar 220	Caribe	4.96	4.89	4.98	5.05	4.90	5.12
Fundación 220	Caribe	9.87	9.66	9.94	10.42	9.86	10.90
Sabanalarga 220	Caribe	15.61	15.22	15.75	18.04	16.46	21.08
Bolívar 220	Caribe	11.76	11.76	11.86	14.74	14.03	15.72
Cerromatoso 220	Caribe	7.86	7.62	7.90	7.94	6.36	8.02
Santa Marta 220	Caribe	5.97	5.91	5.99	6.11	5.95	6.22
Ocaña 220	Nordeste	8.65	8.28	8.77	8.75	8.16	8.90
Sogamoso 220	Nordeste	16.58	14.87	17.21	16.78	14.31	17.44
San Mateo 220	Nordeste	6.22	6.12	6.26	6.26	6.09	6.30
Sochagota 220	Nordeste	9.73	8.67	10.37	9.91	7.69	10.59
Banadía 220	Nordeste	1.28	1.27	1.28	2.01	1.96	2.02
Chivor 220	Oriental	13.92	12.03	23.19	12.97	11.64	21.67
Guavio 220	Oriental	15.26	12.49	20.35	13.48	12.20	17.86
Esmeralda 220	Suroccidental	16.08	13.66	16.68	16.83	13.74	17.62
San Marcos 220	Suroccidental	14.54	12.03	14.75	15.10	10.98	15.77
Virginia 220	Suroccidental	14.41	12.43	14.86	14.89	12.46	15.47
Jamondino 220	Suroccidental	3.99	3.31	4.00	4.00	3.77	4.31
Betania 220	Suroccidental	9.78	5.17	9.88	7.61	7.02	11.92
S Bernardino 220	Suroccidental	6.81	5.34	6.86	6.59	6.00	7.35
Enea 220	Suroccidental	11.44	10.24	11.85	11.77	10.34	12.16
Altamira 220	Suroccidental	5.59	3.96	5.62	5.62	5.33	6.75
Valor Mínimo		1.28	1.27	1.28	2.01	1.96	2.02
Valor Máximo		31.88	18.54	33.88	32.08	17.77	34.00
Valor Promedio		11.62	9.78	12.47	11.82	9.84	13.05
Mediana		11.70	10.16	11.86	11.96	9.96	12.43

Se observa:

- El nodo piloto más robusto es San Carlos 220 kV con niveles de cortocircuito que oscilan entre 17.77 y 34 kA, el valor mínimo se obtiene en el P12 cuando se tiene la mayor cantidad

de plantas fotovoltaicas y eólicas y menos unidades de San Carlos sincronizadas en el sistema. Esto conduce a que en el planeamiento operativo y/o la programación de la operación, bajo ciertas condiciones de despacho sea necesario definir un mínimo número de unidades en San Carlos.

- El nodo menos robusto es Banadia 220 kV con niveles de cortocircuito que oscilan entre 1.27 y 2.02 kA dada su característica radial.
- El valor promedio de los niveles de cortocircuito está entre 9.78 y 13.05 kA.
- La mediana de los niveles de cortocircuito está entre 9.96 y 12.43 kA.
- En el área GCM el nodo más débil es Valledupar 220 kV (valor mínimo de 4.89 kA) y el más fuerte Copey 220 kV (valor máximo 12.69 kA).

### 3.10.5.1 Cálculo del SCR

Se realiza el cálculo del indicador SCR con el fin de determinar qué tan sensible es la tensión en los nodos del sistema en magnitud y ángulo ante los cambios en la potencia reactiva (inyección o consumo). El SCR se calcula de la siguiente forma[12]:

$$SCR_{POI} = \frac{SCMVA_{POI}}{MW_{VER}}$$

Donde,

$S_{POI}$  es el valor del corto circuito (MVA) en el punto de conexión sin la contribución de corriente del recurso basado en inversores

$MW_{VER}$  son los MW correspondientes a la planta de generación basada en inversores en el punto de conexión

$SCR_{POI}$  es el valor del SCR en el punto de conexión de la planta basada en inversores.

Una zona con valor de SCR bajo (sistema débil) indica una alta sensibilidad de la tensión (magnitud y ángulo de fase) a los cambios en las inyecciones o consumos de potencia activa y reactiva, para el sistema colombiano se ha definido que una zona muy débil es con un SCR menor a 3 y una zona débil con SCR entre 3 y 5 (fuente XM).

El cálculo del SCR se realiza para el escenario 2025-P12 para diferentes modos de operación del sistema, en el cual se toma una mínima generación sincrónica en la zona con el fin de obtener los menores niveles de corto circuito y así obtener los resultados más críticos. El SCR se calcula en el nodo Colectora 500 kV, dado que este nodo tiene alta inyección de MW proveniente de recursos basados en inversores. Se realiza el cálculo asumiendo una potencia inyectada en el nodo al 40%, 80% y 100%. Los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 29. Resultados del SCR**

Nodo [kV]	Potencia total inyectada en el nodo [MW]	Cálculo del SCR		
		Proporción de potencia inyectada		
		40%	80%	100%
Colectora 500	1050	12,84	6,42	5,14

Se puede observar que para una inyección de 1050 MW en Colectora 500 kV el SCR es mayor a 3, por lo cual no existe ninguna señal de que se pueden presentar problemas de estabilidad con la generación basada en inversores que se tiene proyectada en este nodo, no obstante, este cálculo es preliminar y para cada proyecto en específico es necesario realizar un cálculo más detallado y revisar con el SCR mínimo de operación que recomienda el fabricante de los inversores.

Sin embargo, con valores superiores a 1800 MW se tendrían valores de SCR inferiores a 3, por lo que se requiere incrementar para esos casos el nivel de cortocircuito mediante la instalación de compensadores sincrónicos.

## 4 PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN DE LOS SSCC

A continuación, se presentan las recomendaciones de criterios y requisitos operativos de los Servicios Complementarios (SSCC) finalmente propuestos para el SIN, los cuales son basados en el análisis de la regulación vigente, análisis de los documentos previos sobre SSCC, el referenciamiento internacional, el diagnóstico sobre la situación actual del SIN respecto a los SSCC y la validación con las simulaciones presentadas en este informe.

Para cada SSCC se presenta: los requisitos de obligatoriedad, habilitación, desempeño, monitoreo y seguimiento para supervisar la prestación efectiva del servicio, y las pruebas requeridas del mismo. Así mismo, se presenta una propuesta de indicadores de seguimiento en tiempo real mediante los sistemas SCADA y para los recursos que presten los SSCC

### 4.1 Regulación Primaria de Frecuencia

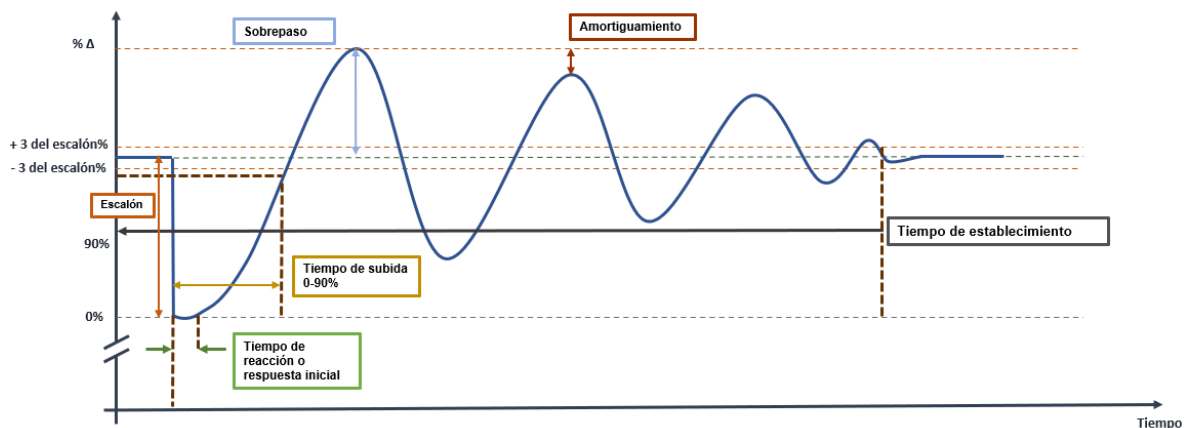
Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) que considera los siguientes aspectos:

a) Definiciones aplicables a todas las plantas:

- **Banda Muerta de Operación:** Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.
- **Estatismo:** Característica técnica de una planta y/o unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.
- **Delta de cambio esperado:** Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado.
- **Respuesta rápida de frecuencia:** Característica proporcionada por un módulo de control de una planta de generación eólica, que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.

- **Tiempo de establecimiento:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 5% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.
- **Tiempo de reacción o respuesta inicial:** Tiempo que tarda la potencia en cambiar de dirección después de haber sido sometida a un escalón de frecuencia o potencia.
- **Tiempo de subida 0-90%:** Es el tiempo que tarda la potencia en alcanzar el 90% del escalón de frecuencia o potencia
- **Amortiguamiento:** es el porcentaje de reducción de la onda de potencia entre el valor máximo del primer ciclo y del segundo ciclo.
- **Sobrepaso:** es el incremento del valor máximo de la respuesta de la potencia en el primer ciclo con respecto al valor del escalón.

En la siguiente gráfica se presenta la respuesta característica del control de velocidad de un generador indicando las diferentes variables definidas anteriormente.



- Diferenciación de los requisitos del servicio de RPF para el Sistema y para las unidades.
- Definición de la reserva para el sistema y por unidad
- Definición de un procedimiento de habilitación de las unidades para la prestación del servicio de RPF
- Garantía del cumplimiento de los requerimientos de regulación mediante la habilitación de las unidades
- Cuando una unidad no esté habilitada o tenga limitaciones para prestar el servicio de RPF por fallas o por mantenimiento en el control de velocidad deberá comprar su reserva.
- La evaluación del cumplimiento debe incluir la validación de todos los parámetros que caracterizan la RPF: dirección, tiempo de respuesta, magnitud del aporte. Para ello se deben incluir mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) los cuales deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [13]. Se requiere medir las variables frecuencia eléctrica y potencia activa.

- h) Definir pruebas a todas las unidades del sistema (sin diferenciación por tipo de tecnología o por capacidad) que permitan validar todos los parámetros relacionados con la RPF.

Propuestas para el servicio de RPF			
Prestación del Servicio para el SISTEMA			
Tiempo respuesta sistema	Es el tiempo en que la evolución de la frecuencia del sistema se recupera al 90% del valor esperado de estado estacionario una vez actúen los reguladores de velocidad de acuerdo con su estatismo.		
	El valor esperado es igual a la frecuencia del sistema antes del evento menos el delta de frecuencia esperado calculado como el inverso de la constante de regulación $\beta$ multiplicado por el Delta del desbalance debido al evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia $\left( valor\ esperado = frecuencia_{sistema\ antes\ del\ evento} - \left( \frac{\Delta\ del\ desbalance}{\beta} \right); donde\ \beta = D + \frac{1}{R} \right)$		
ROCOF	Este tiempo de respuesta debe ser menor a 10 segundos.		
ROCOF	Menor a 0.5 Hz/seg calculado a los 500 ms después de ocurrido el evento		
Reserva	El mayor valor entre:		
	<ul style="list-style-type: none"><li>- El 3% de la generación total horaria programada en el despacho factible.</li><li>- La suma del pronóstico de: (i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda programada en el despacho factible; y (ii) máxima desviación horaria esperada de la generación variable programada en el despacho factible.</li></ul>		
Reserva	Para garantizar la seguridad del SIN, en el despacho se debe asignar la reserva entre los generadores habilitados y los SAEB que presten el servicio de RPF. Dependiendo de las características técnicas de los generadores habilitados, estos pueden cumplir con su asignación de reserva en el valor máximo de potencia declarada o en caso contrario, dejando el margen de reserva correspondiente. En caso de que a un generador se le asigne un valor de reserva superior al que está obligado, este valor adicional será remunerado por los generadores NO habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF.		
Propuestas para el servicio de RPF			
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS			
Parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF	Tiempo de reacción o respuesta inicial	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB) Valor rango máximo según norma IEEE Std C37.118.1 es 1 segundo.	< 1 segundo
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	< 3 segundos
	Tiempo de subida 0-90%	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 4 segundos
		Convencionales (hidráulicas y turbinas de gas y de vapor)	Ts<30 segundos
		Térmicas de ciclo combinado	Ts<35 segundos
	Tiempo de establecimiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	menor 15 segundos
		Convencionales – Térmicas (turbinas de gas y unidades de vapor)	menor a 30 segundos
		Convencionales – Hidráulicas y ciclos combinados	menor a 60 segundos



	Amortiguamiento	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	30%
		Convencionales (hidráulicas y térmicas)	30%
	Banda Muerta para las plantas convencionales (hidráulicas y térmicas)	Menor o igual a 30 mHz	
	Banda Muerta para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz	
	Estatismo para las plantas convencionales (hidráulicas y térmicas)	Valor entre el 4% y el 6%	
	Estatismo para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%	
	Sostenimiento	30 segundos	
Obligatoriedad	Plantas Convencionales (hidráulicas y térmicas)	Obligatoria	
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Obligatoria	
	Independiente de que la planta/unidad no esté habilitada para la prestación del servicio de RPF, debe operar con el regulador en modo libre		
Habilitación	Procedimiento de habilitación para prestar la regulación primaria, si no lo cumple contratarlo con un tercero o pagar la compensación.		
	Este procedimiento debe consistir en pruebas que permitan verificar el cumplimiento de los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF para un número suficiente de escalones y de puntos de operación de tal forma que estadísticamente se puedan obtener resultados confiables utilizando un protocolo similar al establecido en los acuerdos vigentes del CNO para las pruebas de estatismo y banda muerta, donde se incluya adicionalmente la medición y verificación de los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. Esto debe cumplirse tanto para las pruebas como para la validación de los modelos.		
	Una unidad de generación puede ser habilitada si instala SAEB para cumplir con los requisitos para prestar el servicio de RPF.		
	Una planta se encuentra HABILITADA cuando mediante las pruebas y la validación de los modelos se verifica que cumple con los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. La habilitación determinará la potencia máxima a la cual puede cumplir con la prestación del servicio de RPF.		
Reserva	Obligación de Reserva para plantas mayores a 5 MW	3% de la Generación Programada.	
	Reserva Asignada para plantas mayores a 5 MW	Los generadores que NO están habilitados para la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o a un tercero.	
		La Reserva de RPF del SISTEMA, se distribuirá entre los generadores habilitados en proporción a su disponibilidad declarada.	
		Los generadores que NO están habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que	

		<p>comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o contratarlo con un tercero.</p> <p>El despacho no se verá afectado por la reserva de aquellas plantas habilitadas que en su capacidad máxima puedan prestar el servicio de RPF; este se verá afectado por la reserva de las plantas que NO están habilitadas para prestar el servicio valor de reserva que será asignado entre las plantas habilitadas y los SAEB.</p>
<b>Evaluación</b>	<b>Para las plantas mayores a 5 MW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dirección de la respuesta</li> <li>- Tiempo de respuesta</li> <li>- Magnitud de aporte de la reserva</li> <li>- Transitoriamente se hace seguimiento solo cuando hay eventos en el SIN</li> <li>- Hacerlo tecnológicamente viable para que sea de forma continua.</li> </ul> <p>La evaluación se hará con base en la información recolectada de los PMU's, los cuales deben estar conectados al sistema SCADA del CND. El CND debe implementar el software que, con base en dicha información, calcule los parámetros de RPF para cuando la frecuencia salga de la banda de 59.8Hz y 60.2Hz y mediante dicho software determinar el cumplimiento de la RPF (Este debe medir dirección, tiempos y magnitud)</p>
<b>Remuneración</b>	No hay	
<b>Pruebas</b>	Se requiere un número de muestras suficiente tanto de escalones como de valores de potencia para poder determinar el valor medio de los parámetros y su desviación estándar.	<b>Parámetros medidos en las pruebas:</b>
		• Estatismo y Banda Muerta
		• Tiempo de reacción o respuesta inicial
		• Tiempo de subida 0-90%
<b>Validación de modelos</b>	Para la validación de los modelos de control se requiere un número de muestras suficiente tanto de escalones como de valores de potencia para poder determinar el valor medio de los parámetros y su desviación estándar	<b>Parámetros medidos en las pruebas:</b>
		• Estatismo y Banda Muerta
		• Tiempo de reacción o respuesta inicial
		• Tiempo de subida 0-90%
<b>Medición</b>	Obligatoriedad de tener sistemas de medición fasorial (PMU's) en el punto individual de conexión del generador y cuando son conexiones compartidas y embebidas, se hará en el punto de conexión físico de cada uno de los generadores a los sistemas compartidos o embebidos.	• Tiempo de establecimiento
		Esto será mediante un canal de comunicación con un protocolo compatible con el SCADA, los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos con 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [4].
<b>Supervisión</b>	<p>La supervisión la hará el CND con la información adquirida de las PMU's e integrada al sistema SCADA del CND.</p> <p>Para las conexiones compartidas y embebidas el CND supervisará en el punto de conexión físico de cada uno de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas o las embebidas.</p> <p>Se harán pruebas de integración antes de la puesta de operación de cada una de las plantas. Para las plantas existentes se harán pruebas de PMU's una vez se instalen. Se debe reglamentar un período de transición (3 años) para la integración de este sistema de supervisión. El CNO debe definir el protocolo de pruebas de esta integración.</p>	

<b>Prestadores del servicio</b>	El CND definirá los indicadores de disponibilidad y desempeño (frecuencia de cumplimiento del servicio). Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.			
	La periodicidad del intercambio de información es continua en Tiempo Real y las variables a supervisar son: potencia activa y frecuencia.			
<b>Indicadores de seguimiento</b>	Plantas convencionales y no convencionales, SAEB			
	<b>Nombre indicador</b>	<b>Cálculo</b>	<b>Meta</b>	<b>Periodicidad</b>
	ROCOF	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el ROCOF/ # eventos de frecuencia en el año  *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
	Tiempo de repuesta	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el tiempo de respuesta/ # eventos de frecuencia en el año  *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	>95%	Anual
	Habilitación servicio RPF	# de unidades que están habilitadas para prestar el servicio de RPF / total de unidades que pueden prestar el servicio de RPF	>90%	Anual
	MW habilitación servicio RPF	Cantidad en MW de las plantas habilitadas / Total de MW instalados	>90%	Anual

## 4.2 Regulación Secundaria de Frecuencia

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) que considera los siguientes aspectos:

- Diferenciación de los requisitos del servicio de RSF para el Sistema y para las unidades.
- El número mínimo de unidades debe ser calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
- El criterio para definir la holgura mínima debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar en el despacho y que puede hacer AGC.
- Incluir un criterio de confiabilidad n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria
- Mitigar el riesgo de asignación de la holgura a una sola planta lo cual puede generar la pérdida total del servicio cuando se presenta un evento en dicha planta, lo cual ha sido muy frecuente de acuerdo con las estadísticas.

- f) Se propone siempre control automático para tener una buena velocidad de respuesta comparado con un control manual que además de ser más lento tiene dificultades para la coordinación con las otras unidades que estén prestando el servicio RSF en forma automática. No se acepta control manual sino solamente en condiciones de emergencia cuando no haya otra alternativa.
- g) Teniendo en cuenta que las desviaciones en la prestación del servicio de RSF ocurren debido principalmente a pérdidas de generación, salidas de elementos de transmisión e interconexión, desviaciones de demanda y de la generación programada y volatilidad de las fuentes variables se propone clasificar la función de la RSF y las necesidades de reserva hacia arriba y hacia abajo para prestar el servicio de RSF en:
- La reserva hacia arriba y hacia abajo que se necesita para regular el sistema en condiciones normales de pequeñas pero continuas variaciones de la generación y la demanda.
  - La reserva requerida hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para hacer un seguimiento de la demanda para corregir las diferencias entre los pronósticos de cada período y la demanda real.
  - La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición normal de operación para regular rampas por cambios en los despachos entre un período o cambios bruscos en la generación de las fuentes variables.
  - La reserva necesaria hacia arriba y hacia abajo para el sistema en condición de alerta o emergencia para enfrentar contingencias de generación, transmisión o pérdida de la interconexión con otros países, actualmente Ecuador y en un futuro con más países de la CAN y/o Panamá.
- h) El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se debe reducir a 5 MW que es el tamaño mínimo propuesto para las plantas despachadas centralmente.
- i) Calcular las holguras diariamente considerando tanto la componente de regulación y la de contingencia (salida creíble de la unidad más grande).
- j) El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.

Propuestas para el servicio de RSF	
Prestación del Servicio para el SISTEMA	
<b>Tiempo respuesta</b>	Recuperación de la frecuencia dentro de la banda de regulación 59.8Hz y 60.2Hz en 30 segundos después de ocurrido el evento
<b>Sostenimiento</b>	Mínimo 30 minutos después de ocurrido el evento
<b>Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC</b>	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos
Propuestas para el servicio de RSF	
Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS	

<b>Parámetros técnicos para la prestación del servicio</b>	<b>Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC</b>	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.
	<b>Criterios establecidos por el CND y aprobados por el CNO anualmente</b>	Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema
		Velocidad Mínima y Máxima de Cambio de Carga por Unidad para las plantas convencionales y para las basadas en inversores (eólicas, solares y SAEB)
	<b>Número Mínimo de Unidades</b>	Calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
	<b>Holgura Mínima por Unidad</b>	Este criterio debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar al despacho que pueda hacer AGC (5 MW)
<b>Requisitos técnicos</b>	<b>Respuesta de velocidad de toma de carga sostenida</b>	Debe estar entre el máximo y mínimo definido por el CND
	<b>Estatismo</b>	El valor definido para RPF según cada tecnología
<b>Control</b>	<p>Automático y la señal enviada por el AGC del CND debe ser para modificar el set point de potencia de la unidad, no se permite variación por pulsos.</p> <p>Se permite control manual solo en caso de emergencias, cuando todas las unidades habilitadas para hacer AGC hayan perdido comunicación con el CND.</p> <p>Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND</p>	
<b>Obligatoriedad</b>	<p>Las plantas y/o unidades que cumplan con los requisitos y pruebas según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya para ser habilitadas se denominan elegibles para prestar el servicio.</p> <p>Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir a la reserva hacia arriba y hacia abajo asignada en el proceso de cooptimización del despacho factible vinculante. La reserva asignada tanto hacia arriba como hacia abajo se distribuirá a los generadores en proporción a su despacho. La pueden prestar con sus propios activos o comprándola en el mercado.</p>	
<b>Habilitación</b>	Plantas habilitadas para hacer AGC (pasan las pruebas de habilitación según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique lo sustituya)	
<b>Cálculo de la reserva</b>	<p><b>La reserva de regulación secundaria hacia arriba</b> debe ser suficiente para reemplazar la reserva primaria programada durante la operación normal del sistema y para contribuir a cubrir la pérdida creíble de la generación más grande despachada en el sistema.</p> <p>La reserva secundaria horaria del sistema hacia arriba debe ser al menos igual al valor máximo entre:</p>	

	<p>(i) <b>Reserva para regulación</b> (el mayor entre 3% de la generación programada y las desviaciones de los programas de generación o consumo, las rampas de cambios de programa tanto de subida como de bajada, y las rampas de demanda neta.) y</p> <p>(ii) <b>Reserva de contingencia:</b> el 100% de la mayor salida de generación creíble de una unidad o importación por un enlace internacional, según las estadísticas de salidas forzadas de las unidades o de los enlaces internacionales que hayan sido programados los últimos 18 meses.</p> <p><b>La reserva de regulación secundaria hacia abajo</b> debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple. Dicha reserva secundaria podrá determinarse a través de un método probabilístico de análisis de desviaciones de la generación variable y de contingencias de carga N-1.</p> <p>El cálculo de las holguras se debe calcular diariamente.</p>			
<b>Criterio de Confiabilidad</b>	<p>Criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la reserva necesaria</li> <li>• La holgura no se concentre en una sola planta</li> </ul>			
<b>Evaluación</b>	La deberá realizar el CND y deberá calcular indicadores de desempeño a nivel mensual que midan la calidad de la prestación del servicio, la frecuencia de fallas de la prestación del servicio, las causas de las fallas, estadísticas de la activación.			
<b>Supervisión</b>	La deberá realizar el CND en tiempo real con el sistema SCADA.			
<b>Remuneración</b>	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito			
<b>Pruebas</b>	Pruebas de habilitación de AGC según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya.			
<b>Medición</b>	SCADA			
<b>Indicadores de seguimiento</b>	<b>Nombre indicador</b>	<b>Cálculo</b>	<b>Meta</b>	<b>Periodicidad</b>
	Tiempo de respuesta	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el tiempo de respuesta/ # eventos de frecuencia en el año  *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
	Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	# de eventos en los que se cumple con los Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC/ # eventos de frecuencia en el año  *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
	Reserva secundaria	Activación de reserva secundaria / Reserva secundaria asignada	>90%	Mensual

	Unidades retiradas del servicio de AGC	# de unidades que estando habilitadas para prestar el servicio de AGC son retiradas del servicio en la operación / # de unidades que prestan el servicio de en la operación	5%	Mensual
	Variaciones lentas de frecuencia	# de veces que la frecuencia está por fuera del rango de 59.8-60.2 Hz por más de un minuto	3	Anual

### 4.3 Regulación Terciaria de Frecuencia

Con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se define una propuesta para el servicio de Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) que considera los siguientes aspectos:

- a) Para decidir la activación de la regulación terciaria se propone implementar despachos horarios y de tiempo real con períodos de resolución inicialmente de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte.
  - Los despachos horarios tienen como objetivo determinar los ajustes a nivel horario que ocurran durante cada sesión, los despachos factibles vinculantes de las sesiones intradiarias, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.
  - Los despachos de 15 minutos tienen como objetivo determinar los ajustes que ocurran a nivel horario, que sean necesarios para garantizar la seguridad del sistema por la ocurrencia de indisponibilidades de generación, variaciones de carga o de generación de las plantas variables, indisponibilidades de la red de transporte que sean necesarias para garantizar el balance oferta-demanda y la restitución de la regulación secundaria asignada en las sesiones intradiarias.
- b) Con el fin de optimizar la asignación de la regulación terciaria se considera conveniente dividirla en dos:
  - **La reserva rodante o sincronizada** que se puede inicialmente calcular con el valor promedio de las autorizaciones y una vez se implemente dicha reserva el CND la puede ir calculando con las estadísticas de activación que vaya teniendo en la operación real. Se considera que una vez se tengan estadísticas de por lo menos seis meses se pueden utilizar promedios móviles de dicha activación. Es importante que sea obligatorio la prestación de este servicio de regulación con la disponibilidad que no haya sido utilizada para el despacho de energía para los recursos que cumplan con los tiempos de respuesta y sean asignados en el despacho factible vinculante o en las sesiones intradiarias. La oferta debe ser la misma que para energía tanto para el despacho factible vinculante como para las sesiones intradiarias. Su asignación será resultado de la cooptimización. La activación se hará en los despachos horarios y de tiempo real que se realicen. La remuneración debe ser solo por la activación de acuerdo con las reglas de liquidación que estén vigentes para energía.
  - **La reserva fuera de línea o no sincronizada** será aquella que no sea asignada para energía ni para reserva rodante. Es importante que sea obligatorio ofertar disponibilidad de reserva

terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para la prestación de este servicio de regulación. La asignación será el resultado del modelo de optimización del despacho factible vinculante.

Propuesta para el servicio de RTF			
Tiempo de respuesta	Tiempo medido desde que inicia el arranque hasta que termina la rampa de subida desde el mínimo técnico hasta la máxima potencia declarada.		
Parámetros técnicos para prestar el servicio	Reserva Rodante o sincronizada	Tiempo de respuesta muy rápido	< 5 minutos
	Reserva Fuera de Línea o no sincronizada	Tiempo de respuesta	< 30 minutos
	Tiempo de sostenimiento	Mayor a 30 minutos	
Obligatoriedad	Obligatorio la presentación de ofertas de disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para todos los recursos habilitados para cada una de las reservas.		
Habilitación	Plantas habilitadas que cumplen con las pruebas de los tiempos de respuesta y sostenimiento de acuerdo al procedimiento que defina el CNO mediante acuerdo.		
Reserva	Reserva Rodante	Inicialmente será el valor promedio horario de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio).  El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación de los promedios móviles horarios de los últimos seis meses.	
	Reserva Fuera de Línea	Inicialmente será el máximo valor de las autorizaciones horaria de los últimos seis meses (transitorio).  El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación del valor máximo móvil horario de los últimos seis meses.	
Activación	Despachos de períodos de duración de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte. Ver formulación matemática descrita en el numeral 3.3.5  Para tiempos menores a 15 minutos o si hay faltantes por déficit en la asignación de la reserva, el CND hará las autorizaciones necesarias.		
Evaluación	La realiza el CND		
Control	Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RTF sincrónica o no sincrónica deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND		
Supervisión	SCADA		



<b>Remuneración</b>	Para los recursos asignados como reserva rodante, se les pagará la disponibilidad como el marginal del mercado de reserva rodante resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.			
	Para los recursos que estén fuera de línea se les pagará la disponibilidad como el marginal del mercado de reserva fuera de línea resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada			
	A los recursos de generación que resulten autorizados se les pagará la disponibilidad al precio de oferta de reserva fuera de línea y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.			
<b>Indicadores de seguimiento</b>	<b>Nombre indicador</b>	<b>Cálculo</b>	<b>Meta</b>	<b>Periodicidad</b>
	Reserva terciaria sincrónica	Activación de reserva terciaria sincrónica / Reserva terciaria sincrónica asignada	>90%	Mensual
	Reserva terciaria no sincrónica	Activación de reserva terciaria no sincrónica / Reserva terciaria no sincrónica asignada	>90%	Mensual
	Incumplimiento de la reserva terciaria sincrónica	porcentaje de unidades que estando asignadas en el despacho factible o intradiario cumplan con la Reserva Rodante cuando se le solicite la activación	>90%	Mensual
	Incumplimiento de la reserva terciaria no sincrónica	porcentaje de unidades que estando asignadas en el despacho factible o intradiario cumplan con Reserva Fuera de Línea cuando se le solicite la activación	>90%	Mensual
	Autorizaciones	Autorizaciones en MW / Total de reserva terciaria no sincrónica MW	Menor del 10%	Mensual

#### 4.4 Servicio de Control de Voltaje

El control de voltaje se hace con acciones remediabiles de tipo local y la decisión e implementación de las soluciones obedece generalmente a decisiones centralizadas; por tal razón, la competencia se implementa más por el Mercado que en el Mercado, es por esto, que las soluciones normalmente se determinan en los planes de expansión de las redes de transmisión (STN, STR y SDL) y en los requisitos del código de red para el suministro y control de reactivos y de tensión de los generadores, y de los sistemas de almacenamiento.

Para la obtención de un servicio efectivo de Control de Tensión y Reactivos en el Sistema Interconectado Nacional en primera instancia se hace necesaria una adecuada definición de términos.

En este sentido se proponen las siguientes definiciones:

- **Reserva de Reactivos Dinámica:** margen u holgura de reactivos disponible en generadores con su Control de Tensión a Automático.

- **Reserva de Reactivos Dinámica Rápida:** margen u holgura de reactivos disponible en elementos FACTS tales como Statcom's, SVC's y terminales HVDC con tecnología VSC.
- **Banda de Flotación:** Rango de operación normas de un Statcom o SVC para garantizar reservas de reactivos dinámicas rápidas tanto capacitivas como inductivas.
- **Reserva de Reactivos Estática:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados en forma manual.
- **Reserva de Reactivos Estática Rápida:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados con controles VQC y/o Controles de Tensión Automáticos, los cuales pueden estar efectivamente conectados en un segundo o menos.

En principio las Reservas de Reactivos deben establecerse mediante análisis eléctricos por áreas eléctricas de estado estable, contingencias y poscontingencia, teniendo en cuenta los recursos disponibles de reactivos y de acuerdo a los tipos de reserva. Las reservas entonces se definirán de tal manera en la situación de poscontingencia se logre un estado de operación seguro.

Teniendo en cuenta lo anterior y con base en el análisis regulatorio y el diagnóstico, se presenta una propuesta para el servicio de control de voltaje que considera aspectos a ser tenidos en cuenta en la planeación de la expansión, en la planeación de la operación, la programación, la coordinación, la supervisión y el control de la operación.

Propuestas para el servicio de control de voltaje	
Planeación de la expansión	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Definición de equipos de compensación (Condensadores, reactores, condensadores síncronos (SVC), STATCOM, FACTS, baterías) para garantizar los niveles de voltaje en n y n-1 y garantizar la estabilidad de voltaje</li> <li>- Subastas</li> </ul>
Planeación de la operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Definición de áreas y subáreas eléctricas</li> <li>- Definición de nodos pilotos en cada área y subárea utilizando los siguientes criterios para la selección de nodos piloto: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Selección de los nodos con la mayor capacidad de cortocircuito, para ello se evalúa el nivel de cortocircuito trifásico, que es el que representa el mayor aporte</li> <li>• Selección de los nodos que impongan variación de tensión a los nodos eléctricamente cercanos, la inyección de potencia reactiva en ellos debe traducirse en una variación de tensión también en los nodos próximos. Para ello se utilizan las matrices de sensibilidad de la tensión debido a los cambios en potencia reactiva para los nodos definidos</li> </ul> </li> <li>- Evaluación de las reservas estáticas y dinámicas en cada nodo piloto para el largo, mediano y corto plazo para soportar contingencias n-1</li> <li>- Identificación de instalación de equipos para suministro de reactivos, incremento de inercia, inyección rápida de corto circuito y control</li> <li>- Cálculo de las curvas QV, voltajes críticos, márgenes de estabilidad de tensión</li> </ul>

	- Cálculo del SCR	
<b>Programación</b>	- Despacho de reactivos del Despacho Factible Vinculante, optimización de reactivos minimizando pérdidas - Cálculo de reserva a nivel horario de cada nodo piloto - Cálculo de las curvas QV, voltajes críticos, márgenes de estabilidad de tensión en cada nodo piloto	
<b>Coordinación</b>	<b>PROCEDIMIENTO PARA AUMENTAR VOLTAJE</b> 1) Conexión de condensadores y desconexión de reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Considerar reconfiguraciones en la red de transmisión 6) Cancelar mantenimientos/salida de elementos que contribuyan a bajas tensiones 7) Evaluación en tiempo real si se pueden permitir valores de voltajes por debajo de los límites 8) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para aumentar la tensión.	<b>PROCEDIMIENTO PARA DISMINUIR VOLTAJE</b> 1) Desconectar condensadores y conectar los reactores de la zona 2) Cambio de posición de los taps de transformadores 3) Ajuste de tensión con generadores, incluidas las instalaciones de generación eólica agregada 4) Cambio de set point de los compensadores estáticos, de los condensadores síncronos y de los elementos dinámicos FACTS tales como SVCs, Statcom, etc. 5) Desconexión de líneas poco cargadas después de confirmar mediante un estudio que no hay problemas de contingencias posteriores 6) Tomar otras medidas que se consideren necesarias para reducir la tensión.
<b>Supervisión</b>	- Voltajes en todos los nodos del STN y STR en tiempo real - Estabilidad de tensión en TR - Para conexiones compartidas y embebidas el CND supervisará los nodos de las conexiones individuales de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas - Las variables a supervisar serán: potencia activa y reactiva, voltajes (magnitud y ángulo) y frecuencia.  El CND definirá los indicadores de desempeño con base en los indicadores establecidos por NERC.	

<b>Control</b>	<p>- Control automático jerárquico distribuido y separado en espacio y tiempo de mínimo tres niveles:</p> <p><b>Nivel I:</b> AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC. Tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo</p> <p><b>Nivel II:</b> Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores, condensadores y taps de transformadores (VQC). Tiempo de control de 1 a 5 minutos.</p> <p><b>Nivel III:</b> Cambio manual de taps de transformadores con cambios bajo carga. Tiempo de control entre 5 y 15 minutos.</p>			
<b>Medición</b>	<p>- PMU's en todos los nodos del STN</p> <p>- PMU's en todos los nodos de los generadores mayores a 5MW</p> <p>Los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1 [13].</p>			
<b>Pruebas</b>	<p>- Curvas PQ: generadores, SVC, STATCOM, FACTS, Baterías</p> <p>- Pruebas de supervisión, desempeño de las PMU's, conectividad</p> <p>Estas pruebas serán definidas por el CNO</p>			
<b>Indicadores de seguimiento</b>	<b>Nombre indicador</b>	<b>Cálculo</b>	<b>Meta</b>	<b>Periodicidad</b>
	Nodos piloto con voltajes fuera del rango	# de nodos piloto con voltajes fuera del rango en condiciones normales de operación	0	Mensual
	Nodos piloto sin margen de reactivos	# de nodos piloto sin margen de reactivos en condiciones normales de operación	0	Mensual
	Voltaje crítico en nodos piloto	Nodos piloto con voltaje crítico menor a 0.8 p.u.	0	Mensual
	Eventos de tensión	# de eventos de tensión cuando esta queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación (90 - 110% para 220/230 kV y entre 90 - 105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto	20	Anual
	SCR	SCR en los nodos pilotos	Mayor a 5	Semestral

#### 4.5 Arranque en Negro

Este servicio podrá ser prestado por generadores nuevos o existentes, los cuales deberán estar localizados en puntos estratégicos del sistema, acordados por el operador del sistema y cada uno de los agentes. Para ello, el operador del sistema deberá recibir una solicitud del agente generador de participar en este servicio, y evaluará la posibilidad de que este pueda prestar el servicio, de acuerdo con los requisitos definidos por el CND y/o CNO para los generadores que deseen prestar este servicio y a los resultados de pruebas de Arranque en Negro (AN) que se definan. El servicio de

AN se puede prestar con uno o más generadores al mismo tiempo para garantizar la solución más económica y eficiente.

El Arranque en Negro se asignaría a quienes cumplan con los requisitos definidos para la prestación del servicio, y la remuneración debe tener los siguientes componentes:

- **Disponibilidad:** valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual o un valor regulado por la CREG
- **Activación:** se pagará los costos variables y arranque y parada al precio de reconciliación declarado para la unidad de AN
- **Precio de pruebas:** se paga a precio de reconciliación declarado para la unidad de AN cuando se utiliza la unidad de generación para la realización de una prueba de AN (\$/MW)

Del proyecto de resolución CREG 143 de 2021[8] se considera lo siguiente referente al servicio de Arranque en Negro y que se propone implementar:

**a) Requerimientos**

- *El CND deberá adelantar estudios eléctricos para identificar las necesidades de capacidad disponible de arranque autónomo por área eléctrica del SIN, de tal manera que se determinen la cantidad necesaria para garantizar el restablecimiento y operación normal del sistema después de un colapso parcial o total.*
- *El CND identificará las áreas eléctricas del sistema donde es necesario y factible contar con disponibilidad de arranque autónomo, en donde puedan participar diferentes recursos de generación en la prestación de este servicio*
- *El CND debe establecer los requerimientos de información, supervisión, técnicos y las pruebas que se deben cumplir para la prestación del servicio de arranque autónomo. La metodología propuesta por el CND deberá ser informada a la CREG para publicación mediante Circular del Director Ejecutivo.*

**b) Asignación del servicio**

*El servicio complementario de arranque autónomo se asignará mediante convocatoria abierta, que adelantará anualmente el CND para cada área eléctrica identificada, teniendo en cuenta lo siguiente:*

- El período a asignar será: (i) un (1) año para recursos de generación existentes y (ii) cinco (5) años para recursos de generación nuevos.*
- La asignación se deberá hacer a las oferta de menor precio hasta cubrir el requerimiento de AU del área. En caso de que se requiera asignar a más de un recurso de generación, la remuneración será a la oferta marginal.*
- Las ofertas se deberán hacer en USD/MW. Lo anterior aplica cuando se tenga pluralidad de ofertas de agentes que no tienen vinculación económica.*
- En caso de que para un área eléctrica solo se presente un proponente o haya un proponente pivotal, la remuneración se realizará por costos y solo por un año.*
- Si se presentan oferentes con vinculación económica, se seleccionan la(s) oferta(s) de menor precio, pero la remuneración se realizará por costos.*

- f. Para establecer los costos, el CND adelantará un estudio, el cual será informado a la CREG para que se adopten dichos valores mediante acto administrativo.*

**c) Pago del servicio**

*La remuneración del recurso de generación con asignación de AU se hará mensualmente en COP, para lo cual se utilizará la TRM promedio del mes anterior a la fecha de liquidación.*

*Cuando opera el recurso de generación se reconocerán los costos variables en que incurrió, para lo cual, el agente deberá entregar al CND, para su revisión, dichos costos justificados con los respectivos soportes: mediciones, facturas, otros.*

**d) Pruebas**

*A los recursos de generación con asignación de arranque autónomo seleccionados en las convocatorias, el CND les programará pruebas de arranque autónomo anuales para lo cual deberá diseñar un programa de pruebas donde se seleccione aleatoriamente el recurso y el día de la prueba.*

*El recurso de generación que falle la prueba tendrá que devolver los pagos que ha recibido hasta la última vez que haya operado o que tuvo una prueba exitosa.*

## **4.6 Servicios Complementarios Futuros**

### **4.6.1 Respuesta Rápida en Frecuencia Mayor al Requerimiento Obligatorio**

Dependiendo de los requerimientos del sistema y de las características técnicas de los generadores eólicos, se puede tener un aporte adicional a los mencionados en la Resolución CREG 060 de 2019 en cuanto a la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia. Los parámetros que se pueden evaluar y que pueden ser objeto de remuneración son:

- La funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, para el caso obligatorio se debe tener un aporte por parte del generador en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a de mínimo un 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Dependiendo de las características de los generadores y de los requerimientos del sistema, se puede tener un servicio adicional donde se tengan ofertas de estos generadores con un aporte superior a ese 12% para la recuperación de la frecuencia cuando se supere dicho umbral. El esquema de remuneración debe considerar lo siguiente:
  - Disponibilidad: valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual
  - Activación: se pagará al precio de reconciliación declarado por la unidad que ofrece este servicio.
- La función de respuesta rápida de frecuencia con un aporte adicional al de obligatorio cumplimiento, se debe especificar en función del porcentaje de carga de su potencia nominal.

Este servicio se recomienda como un servicio a implementar en el futuro cuando los análisis del CND consideren que sea necesario.

#### 4.6.2 Servicio de Inercia

El CND debe analizar la oportunidad de establecer este servicio cuando se considere que debido a la integración de las FERNs sea necesario, con una alta probabilidad, requerir fijar una inercia mínima en el despacho factible vinculante y por tanto buscar soluciones de agregar inercia al sistema que permita que el servicio sea prestado de forma competitiva tanto por recursos convencionales de generación, o recursos con inversores o compensadores sincrónicos. Antes de que las condiciones sean propicias para que se considere como un servicio complementario debe ser parte de la asignación de generación de seguridad como resultado de los estudios de estabilidad dinámica realizados en el planeamiento operativo eléctrico teniendo como base que la respuesta de la frecuencia ante ocurrencia de contingencias de generación o transmisión no produzcan ROCOF superiores a 0,5 Hz por segundo calculado a los 500 ms después de ocurrido el evento o que no se produzcan condiciones oscilatorias o de inestabilidad electromecánica [14].

## 5 ANEXOS

### 5.1 Anexo 01: Parámetros para cada una de las unidades de generación (fuente XM)

**Unidades hidráulicas:**

UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	BANDA MUERTA (mHz)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min )	ELEGIBLE PARA AGC	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
CHIVOR 1	125	10	30	5.12	48.6	46.68	Si	20	14.88
CHIVOR 2	125	10	30	5.22	47.89	45.08	Si	20	14.66
CHIVOR 3	125	10	30	4.2	46.22	45.34	Si	20	13.8
CHIVOR 4	125	10	30	5.39	46.76	46.66	Si	20	13.09
CHIVOR 5	125	10	30	5.28	46.32	48.04	Si	20	13.78
CHIVOR 6	125	10	30	5.3	44.1	42.08	Si	20	13.88
CHIVOR 7	125	10	30	5.26	45.65	45.89	Si	20	13.75
CHIVOR 8	125	10	30	5.19	44.87	43.66	Si	20	14.02
ALTO ANCHICAYA 1	115	30	30	5.01	20	20	Si	30	20.44
ALTO ANCHICAYA 2	120	30	30	4.66	20	20	Si	30	12.7
ALTO ANCHICAYA 3	120	30	30	4.99	20	20	Si	30	18.94
BAJO ANCHICAYA 1	12	1	30	5.03	12	12	Si	1	19.15
BAJO ANCHICAYA 2	12	1	30	5.04	12	12	No	1	NA
BAJO ANCHICAYA 3	24	3	30	4.97	12	12	Si	3	20.82
BAJO ANCHICAYA 4	24	3	30	4.98	12	12	No	3	NA
CALIMA 1	33	16	30	5.01	12	12	Si	16	20.49
CALIMA 2	33	16	30	5.01	12	12	Si	16	20.16
CALIMA 3	33	16	30	5.01	12	12	Si	16	20.74
CALIMA 4	33	16	30	5.01	12	12	Si	16	21.07
CUCUANA 1	29	3	30	5.01	0	0	No	0	NA
CUCUANA 2	29	3	30	5	0	0	No	0	NA
PRADO 1	17	1	30	5.07	21.84	28.42	Si	1	13.6
PRADO 2	17	1	30	5.04	21.05	34.16	Si	1	13.68
PRADO 3	17	1	30	5	15.04	13.74	Si	1	13.38



UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	BANDA MUERTA (mHz)	ESTADISTMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min )	ELEGIBLE PARA AGC	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
SALVAJINA 1	125	30	30	5.3	20	20	No	76	NA
SALVAJINA 2	95	30	30	4.37	20	20	No	60	NA
SALVAJINA 3	95	30	30	4.64	20	20	No	76	NA
URRA 1	83	0	30	4.81	55.62	55.62	Si	30	13.3
URRA 2	85	0	30	4.81	55.62	55.62	Si	30	13.2
URRA 3	85	0	30	4.74	55.62	55.62	Si	30	13.27
URRA 4	85	0	30	5.02	55.62	55.62	Si	30	13.17
ESMERALDA 1	15	0	30	5	60	60	No	0	NA
ESMERALDA 2	15	0	30	5	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 31	45	0	30	5.36	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 32	45	0	30	4.62	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 33	45	0	30	5.25	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 34	45	0	30	5.27	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 35	45	0	30	5.23	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 36	45	0	30	5.15	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 41	75	35	30	5.37	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 42	75	35	30	5.13	60	60	No	0	NA
GUADALUPE 43	75	35	30	5.3	60	60	No	0	NA
GUATAPE 1	70	0	60	6	70	70	Si	0	20.52
GUATAPE 2	70	0	60	6	70	70	Si	0	19.75
GUATAPE 3	70	0	60	6	70	70	Si	0	20.3
GUATAPE 4	70	0	60	6	70	70	Si	0	18.92
GUATAPE 5	70	0	60	6	70	70	Si	0	20.15
GUATAPE 6	70	0	60	5.99	70	70	Si	0	20.39
GUATAPE 7	70	0	60	6	70	70	Si	0	20.08
GUATAPE 8	70	0	60	6	70	70	Si	0	20.12

UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	BANDA MUERTA (mHz)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min )	ELEGIBLE PARA AGC	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
LA TASAJERA 1	102	0	30	5.01	102	102	Si	0	19.43
LA TASAJERA 2	102	0	30	5.03	102	102	Si	0	20.58
LA TASAJERA 3	102	0	30	5.04	102	102	Si	0	20.85
PLAYAS 1	69	55	30	4.98	69	69	No	0	NA
PLAYAS 2	69	55	30	5	69	69	No	0	NA
PLAYAS 3	69	55	30	5.06	69	69	No	0	NA
PORCE II 1	135	75	30	4.52	48	48	Si	75	20.16
PORCE II 2	135	75	30	4.97	48	48	No	77	NA
PORCE II 3	135	75	30	4.97	48	48	Si	75	21.15
PORCE III 1	180	125	30	4.99	60	60	Si	125	14.25
PORCE III 2	180	125	30	5,004	60	60	Si	125	21.65
PORCE III 3	180	125	30	4,983	60	60	Si	125	15.24
PORCE III 4	190	125	30	5,016	60	60	Si	125	16.36
SAN FRANCISCO 1	45	12	30	4.05	60	60	No	-99	NA
SAN FRANCISCO 2	45	12	30	5	60	60	No	-99	NA
SAN FRANCISCO 3	45	12	30	5.01	60	60	No	-99	NA
TRONERAS 1	21	1	30	5.32	14.3	14.3	No	0	NA
TRONERAS 2	21	0	30	5.26	14.3	14.3	No	0	NA
BETANIA 1	180	60	30	5.35	21.05	22.32	No	60	NA
BETANIA 2	180	60	30	5.1	15.11	15.87	No	60	NA
BETANIA 3	180	60	30	5.36	24.15	22.32	No	60	NA
DARIO VALENCIA SAMPER 1	50	5	30	4.4	5	5	No	0	NA
DARIO VALENCIA SAMPER 2	50	5	30	4.4	5	5	No	0	NA
DARIO VALENCIA SAMPER 5	50	5	30	4.38	5	5	No	0	NA

UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	BANDA MUERTA (mHz)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min )	ELEGIBLE PARA AGC	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
EL QUIMBO 1	200	0	30	5,045	15.84	16.82	Si	52	21.23
EL QUIMBO 2	200	0	30	5,045	17.97	19.2	Si	52	19.52
GUAVIO 1	250	60	30	4.71	100	100	Si	60	19.4
GUAVIO 2	250	60	30	4.76	100	100	Si	60	18.82
GUAVIO 3	250	60	30	4.84	100	100	Si	60	20.35
GUAVIO 4	250	60	30	4.76	100	100	Si	60	19.17
GUAVIO 5	250	60	30	4.71	100	100	Si	60	20.55
LA GUACA 1	108	40	30	5.13	35.62	34.26	No	40	NA
LA GUACA 2	108	40	30	4.67	35.62	34.26	No	40	NA
LA GUACA 3	108	40	30	5.64	35.62	34.26	No	40	NA
LAGUNET 1	21	3	30	5	0	0	No	0	NA
PARAISO 1	92	34	30	4.99	35.62	34.26	No	34	NA
PARAISO 2	92	34	30	4.68	35.62	34.26	No	34	NA
PARAISO 3	92	34	30	5.4	35.62	34.26	No	34	NA
SALTO II 2	35	5	30	5	0	0	No	0	NA
CARLOS LLERAS 1	39	15.6	30	5.01	0	0	No	0	NA
CARLOS LLERAS 2	39	15.6	30	5	0	0	No	0	NA
ESCUELA DE MINAS 1	19	8	60	5	26.91	26.91	No	0	NA
ESCUELA DE MINAS 2	18	8	60	5	26.91	26.91	No	0	NA
ESCUELA DE MINAS 3	18	8	60	5	26.91	26.91	No	0	NA
AMOYA LA ESPERANZA 1	40	4	30	5,309	7.16	7.16	No	0	NA
AMOYA LA ESPERANZA 2	40	4	30	5,296	7.16	7.16	No	0	NA
JAGUAS 1	85	15	30	5	24.5	24.5	Si	15	17.34
JAGUAS 2	85	15	30	4.99	24.5	24.5	Si	15	16.73
MIEL I 1	132	20	30	4.47	21.87	22.44	Si	54	15.93

UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	MÍNIMO TÉCNICO (MW)	BANDA MUERTA (mHz)	ESTATISMO [%]	VELOCIDAD DE CARGA (MW/min)	VELOCIDAD DE DESCARGA (MW/min )	ELEGIBLE PARA AGC	MÍNIMO TÉCNICO PARA AGC [MW]	VELOCIDAD DE CAMBIO AGC [MW/min]
MIEL I 2	132	20	30	4.51	21.96	22.56	Si	54	15.74
MIEL I 3	132	20	30	4.46	22.79	23.07	Si	54	15.34
SAN CARLOS 1	155	22	30	4.62	50	50	Si	25	17.78
SAN CARLOS 2	155	22	30	4.62	50	50	Si	25	18.24
SAN CARLOS 3	155	22	30	4.62	50	50	Si	25	17.82
SAN CARLOS 4	155	22	30	4.62	50	50	Si	25	17.91
SAN CARLOS 5	155	22	30	4.62	50	50	Si	25	20
SAN CARLOS 6	155	22	30	4.64	50	50	Si	25	17.29
SAN CARLOS 7	155	22	30	4.64	50	50	Si	25	17.69
SAN CARLOS 8	155	22	30	4.65	50	50	Si	25	17.27
SAN MIGUEL 1	26	9.45	30	5,325	0	0	No	0	NA
SAN MIGUEL 2	26	9.45	30	5,009	0	0	No	0	NA
SOGAMOSO 1	273	120	30	5	17.11	18.18	Si	120	14.39
SOGAMOSO 2	273	120	30	5	16.6	17.8	Si	120	12.27
SOGAMOSO 3	273	120	30	5	17.11	18.37	Si	120	14
AUTOG GRAN COLOMBIA GOLD 1	1	0	30	4	0	0	No	0	NA

### Unidades térmicas:

UNIDAD	CAPACIDAD BRUTA (MW)	ESTATISMO (%)	BANDA MUERTA (mHz)
CARTAGENA 1	66	5.74	30
CARTAGENA 2	66	5.07	30
CARTAGENA 3	71	5.9	30
ZIPAEMG 2	37.5	5.24	30
ZIPAEMG 3	68	5.37	30

ZIPAEMG 4	68	5.13	30
ZIPAEMG 5	68	4.94	30
MERILECTRICA 1	172	5.4	30
TESORITO 1	18865	5	30
TESORITO 3	18865	5	30
TESORITO 2	18865	5	30
TESORITO 4	18865	5	30
TESORITO 5	18865	5	30
TESORITO 6	18865	5	30
TESORITO 7	18865	5	30
TESORITO 8	18865	5	30
TESORITO 9	18865	5	30
TESORITO 10	18865	5	30
TESORITO 11	18865	5	30
TERMODORADA 1	52	4.5	17
TERMOSIERRA 1	154	5.32	0
TERMOSIERRA 2	151	5.38	0
TERMOSIERRA 3	168	0	30
GUAJIRA 1	162	4.12	50
GUAJIRA 2	162	4.81	50
GECELCA 3	185	4.35	30
GECELCA 32	306	5.02	30
FLORES 2	120	5.63	0
FLORES 3	169	4.62	0
FLORES 4	164	0	30
FLORES 1 GAS	120	5.31	30
TERMOCENTRO 1	97.1	4.64	30
TERMOCENTRO 2	96.1	4.63	30

PROELECTRICA 1	50	4.88	30
PROELECTRICA 2	50	5.15	30
BARRANQUILLA 3	68	5.2	30
BARRANQUILLA 4	67	5	30
TEBSA 11	97	5.6	90
TEBSA 12	97	5.6	90
TEBSA 13	97	5.47	90
TEBSA 21	97	5.71	90
TEBSA 22	97	5.53	90
TERMOEMCALI 1 GAS	150	5.32	30
TASAJERO 1	175	5.33	30
TERMOVALLE 1 GAS	165	4.54	30+/-60
TERMOYOPAL 2	32	4.85	30
TERMOYOPAL 1	20	4.9	25
TERMOYOPAL G3	54	5.05	25
TERMOYOPAL G4	65	4.94	25
TERMOYOPAL G5	54	4.69	25
PAIPA 1	33	4.69	30
PAIPA 2	74	5.01	30
PAIPA 3	74	4.98	30
TASAJERO 2	181	5	20
TERMOCANDELARIA 1	158	4.67	30
TERMOCANDELARIA 2	158	4.41	30
TERMONORTE 1	11.64	4,454	0
TERMONORTE 2	11.64	4,454	0
TERMONORTE 3	11.64	4,454	0
TERMONORTE 4	11.64	4,454	0
TERMONORTE 5	11.64	4,454	0

TERMONORTE 6	11.64	4,454	0
TERMONORTE 7	11.64	4,454	0
TERMONORTE 8	11.64	4,454	0
TERMONORTE 9	11.64	4,454	0
TERMONORTE 10	11.64	4,454	0
PAIPA 4	172	4.79	30

**5.2 Anexo 02: Información del CNO sobre el resultado del cálculo del tiempo de establecimiento con el Acuerdo CNO 1557 para las unidades de generación e Información de XM sobre los modelos de control de las unidades de generación convencionales y el Acuerdo del CNO asociado a dicho control.**

**Consolidado con cálculo de tiempo de establecimiento para unidades del SIN teniendo en cuenta el procedimiento definido en el Acuerdo CNO 1557 (fuente CNO):**

Agente	Planta	Unidad	Nombre Dig	Tiempo de establecimiento
CELSIA	Alto Anchicayá	1	Alto Anchya 1	66.97
CELSIA	Alto Anchicayá	2	Alto Anchya 2	27.66
CELSIA	Alto Anchicayá	3	Alto Anchya 3	59.62
CELSIA	Bajo Anchicayá	1	Bajo Anchya 1	11.92
CELSIA	Bajo Anchicayá	2	Bajo Anchya 2	5.04
CELSIA	Bajo Anchicayá	3	Bajo Anchya 3	12.21
CELSIA	Bajo Anchicayá	4	Bajo Anchya 4	15.02
CELSIA	Calima	1	Calima 1	24.65
CELSIA	Calima	2	Calima 2	24.44
CELSIA	Calima	3	Calima 3	22.61
CELSIA	Calima	4	Calima 4	24.53
CELSIA	Cucuana	1	Cucuana 1	2.82
CELSIA	Cucuana	2	Cucuana 2	16.44
CELSIA	Merilectrica	1	Merilectrica	79
CELSIA	Prado	1	Prado 1	72.1
CELSIA	Prado	2	Prado 2	28.4
CELSIA	Prado	3	Prado 3	10.96
CELSIA	Salvajina	1	Salvajina 1	89.39
CELSIA	Salvajina	2	Salvajina 2	102
CELSIA	Salvajina	3	Salvajina 3	67.45
CHIVOR	Chivor	1	Chivor UG1	134
CHIVOR	Chivor	2	Chivor UG2	118



Agente	Planta	Unidad	Nombre Dig	Tiempo de establecimiento
CHIVOR	Chivor	3	Chivor UG3	170
CHIVOR	Chivor	4	Chivor UG4	157
CHIVOR	Chivor	5	Chivor UG5	148
CHIVOR	Chivor	6	Chivor UG6	149
CHIVOR	Chivor	7	Chivor UG7	129
CHIVOR	Chivor	8	Chivor UG8	154
ENEL	Betania	1	Betania 1	54.5
ENEL	Betania	2	Betania 2	84
ENEL	Betania	3	Betania 3	64
ENEL	Cartagena	1	Cartagena 1	176
ENEL	Cartagena	2	Cartagena 2	289
ENEL	Cartagena	3	Cartagena 3	18
ENEL	Dario Valencia	1	Dario Valencia Samper 1	150
ENEL	Dario Valencia	2	Dario Valencia Samper 2	150
ENEL	Dario Valencia	5	Dario Valencia Samper 5	244
ENEL	Guaca	1	Guaca 1	200
ENEL	Guaca	2	Guaca 2	104.5
ENEL	Guaca	3	Guaca 3	54.5
ENEL	Guavio	1	Guavio 1	29.5
ENEL	Guavio	2	Guavio 2	30
ENEL	Guavio	3	Guavio 3	145
ENEL	Guavio	4	Guavio 4	139.5
ENEL	Guavio	5	Guavio 5	132.5
ENEL	Paraíso	1	Paraíso 1	57
ENEL	Paraíso	2	Paraíso 2	60
ENEL	Paraíso	3	Paraíso 3	277
ENEL	Quimbo	1	Quimbo 1	117
ENEL	Quimbo	2	Quimbo 2	72
ENEL	SALTO II	2	Salto II U2	216.5
ENEL	Termozipa	4	Zipa 4	81
ENEL	Termozipa	5	Zipa 5	51
ENEL	Termozipa	2	Zipa 2	81
ENEL	Termozipa	3	Zipa 3	84
EPM	Esmeralda	1	Esmeralda 1	120
EPM	Esmeralda	2	Esmeralda 2	142.18
EPM	Guadalupe III	1	Guadalupe III 1	46.8
EPM	Guadalupe III	2	Guadalupe III 2	52.05

Agente	Planta	Unidad	Nombre Dig	Tiempo de establecimiento
EPM	Guadalupe III	3	Guadalupe III 3	33
EPM	Guadalupe III	4	Guadalupe III 4	53.6
EPM	Guadalupe III	5	Guadalupe III 5	53.4
EPM	Guadalupe III	6	Guadalupe III 6	42.65
EPM	Guadalupe IV	1	Guadalupe IV 1	162
EPM	Guadalupe IV	2	Guadalupe IV 2	141
EPM	Guadalupe IV	3	Guadalupe IV 3	122
EPM	Guatape	1	Guatape 1	66.5
EPM	Guatape	2	Guatape 2	128.63
EPM	Guatape	3	Guatape 3	79.17
EPM	Guatape	4	Guatape 4	69.37
EPM	Guatape	5	Guatape 5	40.87
EPM	Guatape	6	Guatape 6	48.3
EPM	Guatape	7	Guatape 7	105.03
EPM	Guatape	8	Guatape 8	39.3
EPM	La Tasajera	1	La Tasajera 1	121.36
EPM	La Tasajera	2	La Tasajera 2	110.53
EPM	La Tasajera	3	La Tasajera 3	154.84
EPM	Playas	1	Playas 1	126.29
EPM	Playas	2	Playas 2	157.55
EPM	Playas	3	Playas 3	171.3
EPM	Porce II	1	Porce 1	199.85
EPM	Porce II	2	Porce 2	140.4
EPM	Porce II	3	Porce 3	140.55
EPM	Porce III	1	Porce III 1	47.71
EPM	Porce III	2	Porce III 2	22.16
EPM	Porce III	3	Porce III 3	18.91
EPM	Porce III	4	Porce III 4	35.55
EPM	San Francisco	2	San Fcisco 2	103.47
EPM	San Francisco	3	San Fcisco 3	70.85
EPM	Termodorada	1	Dorada	72
EPM	Termosierra*	Gas 1	Sierra Gas 1	7
EPM	Termosierra*	Gas 2	Sierra Gas 2	8
EPM	Troneras	1	Troneras 1	155.79
EPM	Troneras	2	Troneras 2	92.38
GECELCA	Guajira	1	Guajira 1	32
GECELCA	Guajira	2	Guajira 2	32
GENSA	Paipa	1	Paipa 1	9

Agente	Planta	Unidad	Nombre Dig	Tiempo de establecimiento
GENSA	Paipa	2	Paipa 2	35
GENSA	Paipa	3	Paipa 3	49
HIDRALPOR	Carlos Lleras R	1	Carlos Lleras G1	66
HIDRALPOR	Carlos Lleras R	2	Carlos Lleras G2	63
HIDRALPOR	Escuela de Minas	1	EMinas1	62
HIDRALPOR	Escuela de Minas	2	EMinas2	64
HIDRALPOR	Escuela de Minas	3	EMinas3	58
ISAGEN	Amoya	1	Amoya 1	97
ISAGEN	Amoya	2	Amoya 2	135
ISAGEN	Jaguas	1	Jaguas 1	213
ISAGEN	Jaguas	2	Jaguas 2	142
ISAGEN	Miel	1	La Miel 1	180
ISAGEN	San Carlos	1	San Carlos 1	58
ISAGEN	San Carlos	2	San Carlos 2	103
ISAGEN	San Carlos	3	San Carlos 3	125
ISAGEN	San Carlos	4	San Carlos 4	84
ISAGEN	San Carlos	5	San Carlos 5	90
ISAGEN	San Carlos	6	San Carlos 6	106
ISAGEN	San Carlos	7	San Carlos 7	75
ISAGEN	San Carlos	8	San Carlos 8	142
ISAGEN	San Miguel	1	San Miguel U1	74
ISAGEN	San Miguel	2	San Miguel U2	73
ISAGEN	Termocentro	1	Centro Gas 1	44
ISAGEN	Termocentro	2	Centro Gas 2	205
PRIME TERMOFLORES	Flores 1	Gas	Flores 1 Gas	124
PRIME TERMOFLORES	Flores IV	2 (CT2)	Flores IV Gen2	71
PRIME TERMOFLORES	Flores IV	3 (CT3)	Flores IV Gen3	67
PROELECTRICA	Proeléctrica	1	Proelectrica 1	70
PROELECTRICA	Proeléctrica	2	Proelectrica 2	18.35
SOCHAGOTA	Paipa	4	Paipa 4	21
TEBSA	Tebsa Gas 110	1	Tebsa Gas 110 1	50
TEBSA	Tebsa Gas 110	2	Tebsa Gas 110 2	50
TEBSA	Tebsa Gas 220	1	Tebsa Gas 220 1	56
TEBSA	Tebsa Gas 220	2	Tebsa Gas 220 2	60
TEBSA	Tebsa Gas 220	3	Tebsa Gas 220 3	50
TERMOCANDELARIA	Termocandelaria	1	Candelaria 1	73
TERMOCANDELARIA	Termocandelaria	2	Candelaria 2	81
TERMOEMCALI	Termoemcali	Gas	Emcali Gas	81

Agente	Planta	Unidad	Nombre Dig	Tiempo de establecimiento
TERMOVALLE	Termovalle*	Gas	TValle Gas	98
TERMOYOPAL	Termoyopal	1	MYopal 1	19
TERMOYOPAL	Termoyopal	2	Yopal 2	49
TERMOYOPAL	Termoyopal	3	Yopal 3	41
TERMOYOPAL	Termoyopal	4	Yopal 4	41
TERMOYOPAL	Termoyopal	5	Yopal 5	41
URRA	Urrá	2	Urra 2	107
URRA	Urrá	3	Urra 3	154
URRA	Urrá	4	Urra 4	113
URRA	Urrá	1	Urra 1	109

**Información de los modelos de control de las unidades de generación convencionales (fuente XM):**

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
TERMONORTE	AXIA	1	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	2	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	3	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	4	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	5	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	6	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	7	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	8	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	9	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	10	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Alto Anchicayá	CELSIA	1	115	1443	1443	1443
Alto Anchicayá	CELSIA	2	120	1443	1443	1443
Alto Anchicayá	CELSIA	3	120	1443	1443	1443
Bajo Anchicayá	CELSIA	1	12	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	2	12	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	3	24	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	4	24	1443	1443	Pendiente
Calima	CELSIA	1	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	2	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	3	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	4	33	1381	1381	1381

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Cucuana	CELSIA	1	29	1474	1474	1474
Cucuana	CELSIA	2	29	1474	1474	1474
Merilectrica	CELSIA	1	164	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Prado	CELSIA	1	17	1450	1450	1450
Prado	CELSIA	2	17	1450	1450	1450
Prado	CELSIA	3	17	1450	1450	1450
Salvajina	CELSIA	1	125	1443	1443	1443
Salvajina	CELSIA	2	95	1443	1443	1443
Salvajina	CELSIA	3	95	1443	1443	1443
Chivor	CHIVOR	1	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	2	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	3	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	4	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	5	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	6	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	7	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	8	125	900	900	900
Betania	ENEL	1	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Betania	ENEL	2	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Betania	ENEL	3	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Cartagena	ENEL	1	66	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Cartagena	ENEL	2	66	Pendiente	1461	Pendiente
Cartagena	ENEL	3	71	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Dario Valencia	ENEL	1	50	1007	1007	1007
Dario Valencia	ENEL	2	50	1007	1271	1007
Dario Valencia	ENEL	5	50	1007	1271	1007
Guaca	ENEL	1	108	1218	1218	1218
Guaca	ENEL	2	108	1218	1218	1218
Guaca	ENEL	3	108	1218	1218	1218
Guavio	ENEL	1	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	2	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	3	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	4	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	5	250	1249	1249	1249
Paraiso	ENEL	1	92	1218	1218	1218
Paraiso	ENEL	2	92	1218	1218	1218
Paraiso	ENEL	3	92	1218	1218	1218

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Quimbo	ENEL	1	200	1324	1324	1324
Quimbo	ENEL	2	200	1324	1324	1324
SALTO II	ENEL	2	35	990	990	990
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Esmeralda	EPM	1	15	1016	1016	1016
Esmeralda	EPM	2	15	1016	1016	1016
Guadalupe III	EPM	1	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	2	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	3	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	4	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	5	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	6	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe IV	EPM	1	75	886	886	886
Guadalupe IV	EPM	2	75	886	886	886
Guadalupe IV	EPM	3	75	886	886	886
Guatape	EPM	1	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	2	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	3	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	4	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	5	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	6	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	7	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	8	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
La Tasajera	EPM	1	102	1052	1052	1052
La Tasajera	EPM	2	102	1052	1052	1052
La Tasajera	EPM	2	102	1052	1052	1052

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
La Tasajera	EPM	3	102	1052	1052	1052
Playas	EPM	1	69	1473	1473	1473
Playas	EPM	2	69	1473	1473	1473
Playas	EPM	3	69	1473	1473	1473
Porce II	EPM	1	135	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Porce II	EPM	2	135	1173	Pendiente	Pendiente
Porce II	EPM	3	135	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Porce III	EPM	1	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	2	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	3	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	4	190	1565	1565	1565
San Francisco	EPM	1	45	966	966	966
San Francisco	EPM	2	45	1175	1175	1175
San Francisco	EPM	3	45	965	965	965
Termodorada	EPM	1	51	1154	1154	1154
Termosierra	EPM	Vapor	156	966	NA	966
Termosierra	EPM	Gas 1	136	944	944	944
Termosierra	EPM	Gas 2	136	944	944	944
Troneras	EPM	1	21	966	966	966
Troneras	EPM	2	21	966	966	966
Gecelca 3	GECELCA		164	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Gecelca 3.2	GECELCA		273	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guajira	GECELCA	1	151	1272	1272	1272
Guajira	GECELCA	2	145	1272	1272	1272
Paipa	GENSA	1	36	1088	1088	1088
Paipa	GENSA	2	72	1074	1074	1074
Paipa	GENSA	3	70	873	873	873
Carlos Lleras R	HIDRALPOR	1	39	1155	1155	1155
Carlos Lleras R	HIDRALPOR	2	39	1155	1155	1155
Escuela de Minas	HIDRALPOR	1	19	1442	1442	1442
Escuela de Minas	HIDRALPOR	2	18	1442	1442	1442
Escuela de Minas	HIDRALPOR	3	18	1442	1442	1442
Amoya	ISAGEN	1	40	849	849	849
Amoya	ISAGEN	2	40	849	849	849
Jaguas	ISAGEN	1	85	1035	1035	1035
Jaguas	ISAGEN	2	85	1035	1035	1035
Miel	ISAGEN	1	132	1034	1462	1034

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Miel	ISAGEN	2	132	1034	1462	1034
Miel	ISAGEN	3	132	1034	1462	1034
San Carlos	ISAGEN	1	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	2	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	3	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	4	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	5	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	6	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	7	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	8	155	1134	1134	1134
San Miguel	ISAGEN	1	26	952	952	952
San Miguel	ISAGEN	2	26	952	952	952
Sogamoso	ISAGEN	1	273	850	850	850
Sogamoso	ISAGEN	2	273	850	850	850
Sogamoso	ISAGEN	3	273	850	850	850
Termocentro	ISAGEN	1	97	1033	1033	1033
Termocentro	ISAGEN	2	95	1033	1033	1033
Termocentro	ISAGEN	3	85	1033	1033	1033
Flores 1	PRIME TERMOFLORES	Gas	119	1131	1131	1131
Flores 1	PRIME TERMOFLORES	Vapor	46	1131	N.A	1131
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	2 (CT2)	120	1398	1398	1398
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	3 (CT3)	169	1410	1410	1410
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	4 (ST2)	169	1382	N.A	1382
Proeléctrica	PROELECTRICA	1	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Proeléctrica	PROELECTRICA	2	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Paipa	SOCHAGOTA	4	160	1015	1015	Pendiente
Tebesa Gas 110	TEBSA	1	97	945	945	945
Tebesa Gas 110	TEBSA	2	97	945	945	945
Tebesa Gas 220	TEBSA	1	97	945	945	945
Tebesa Gas 220	TEBSA	2	97	945	945	945
Tebesa Gas 220	TEBSA	3	97	945	945	945
Tebesa Vapor	TEBSA	1	166	945	NA	945
Tebesa Vapor	TEBSA	2	166	945	NA	945
Termobarranquilla	TEBSA	3	60	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termobarranquilla	TEBSA	4	60	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termocandelaria	TERMOCANDELARIA	1	157	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termocandelaria	TERMOCANDELARIA	2	157	1436	1436	1436

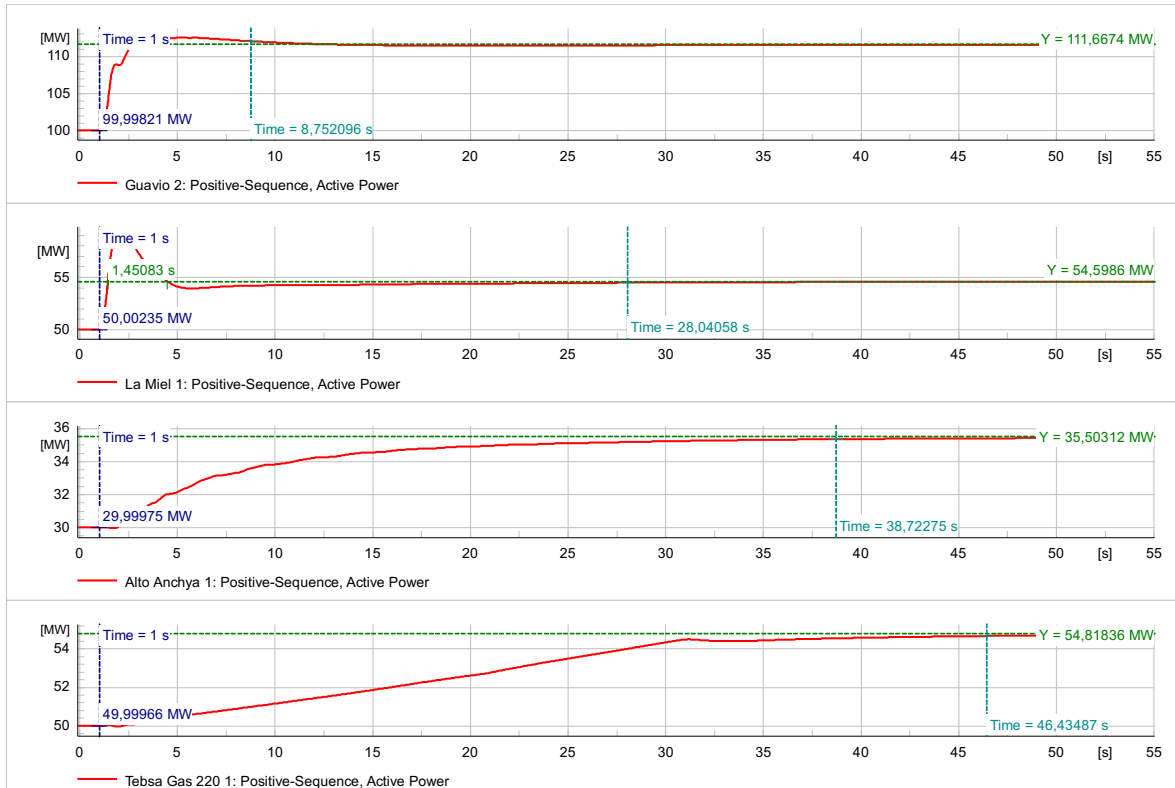


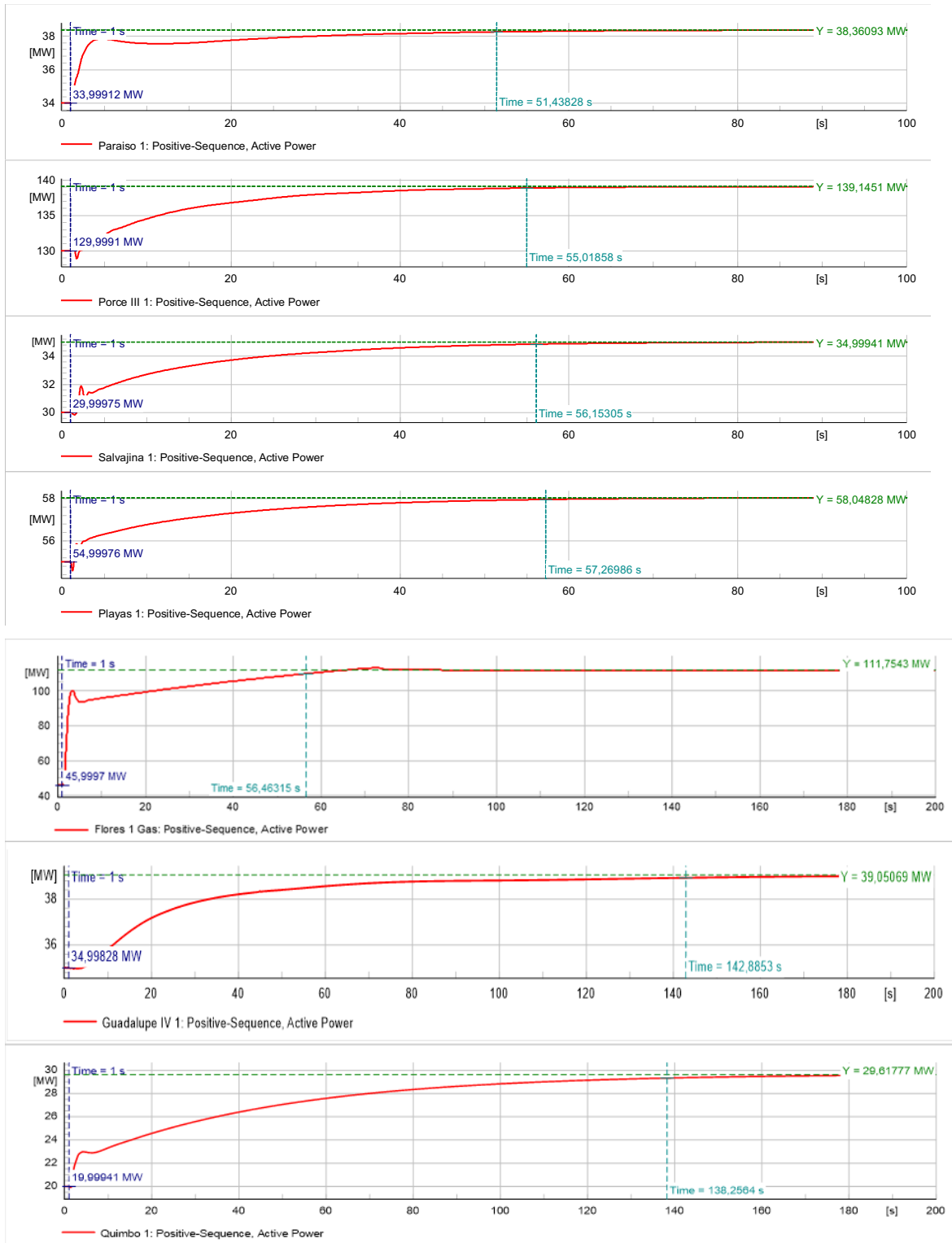
Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Termoemcali	TERMOEMCALI	Gas	150	1353	1353	1353
Termoemcali	TERMOEMCALI	Vapor	80	1353	1353	1353
Termotasajero	TERMOTASAJERO	1	165	1437	1437	1437
Termotasajero II	TERMOTASAJERO II	1	170	1437	1437	1437
Termovalle	TERMOVALLE	Gas	165	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Vapor	76	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	1	8	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	2	28	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	3	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	4	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	5	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Urrá	URRA	2	83	1334	1334	1334
Urrá	URRA	3	85	1334	1334	1334
Urrá	URRA	4	85	1334	1334	1334
Urrá	URRA	1	85	1334	1334	1334
Chivor	CHIVOR	1	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	2	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	3	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	4	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	5	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	6	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	7	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	8	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Gas	165	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Vapor	76	Pendiente	Pendiente	Pendiente

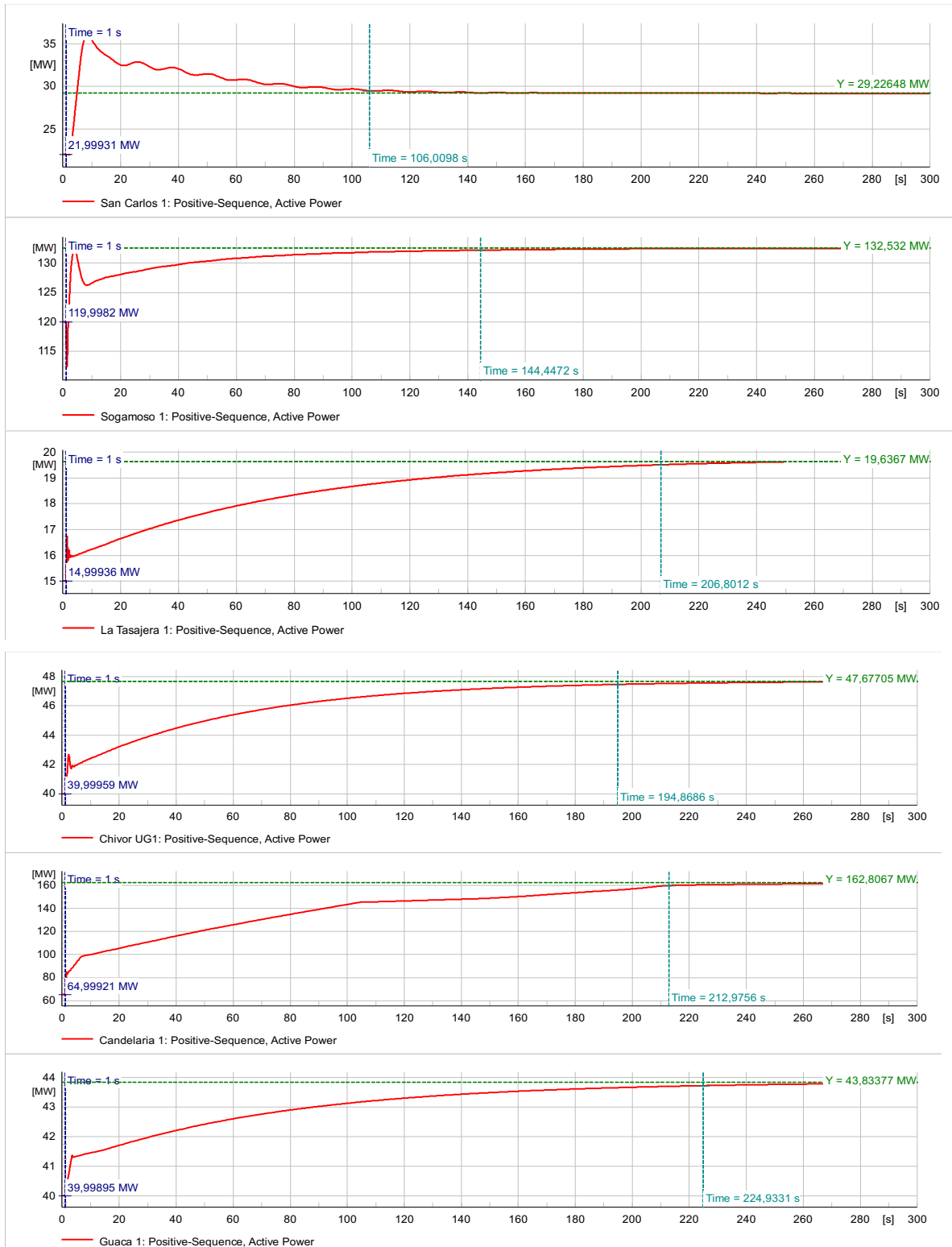
### 5.3 Anexo 03: Resultados de la verificación de parámetros de respuesta de la RPF en las plantas convencionales de los datos mostrados en las Tabla 6 y Tabla 7

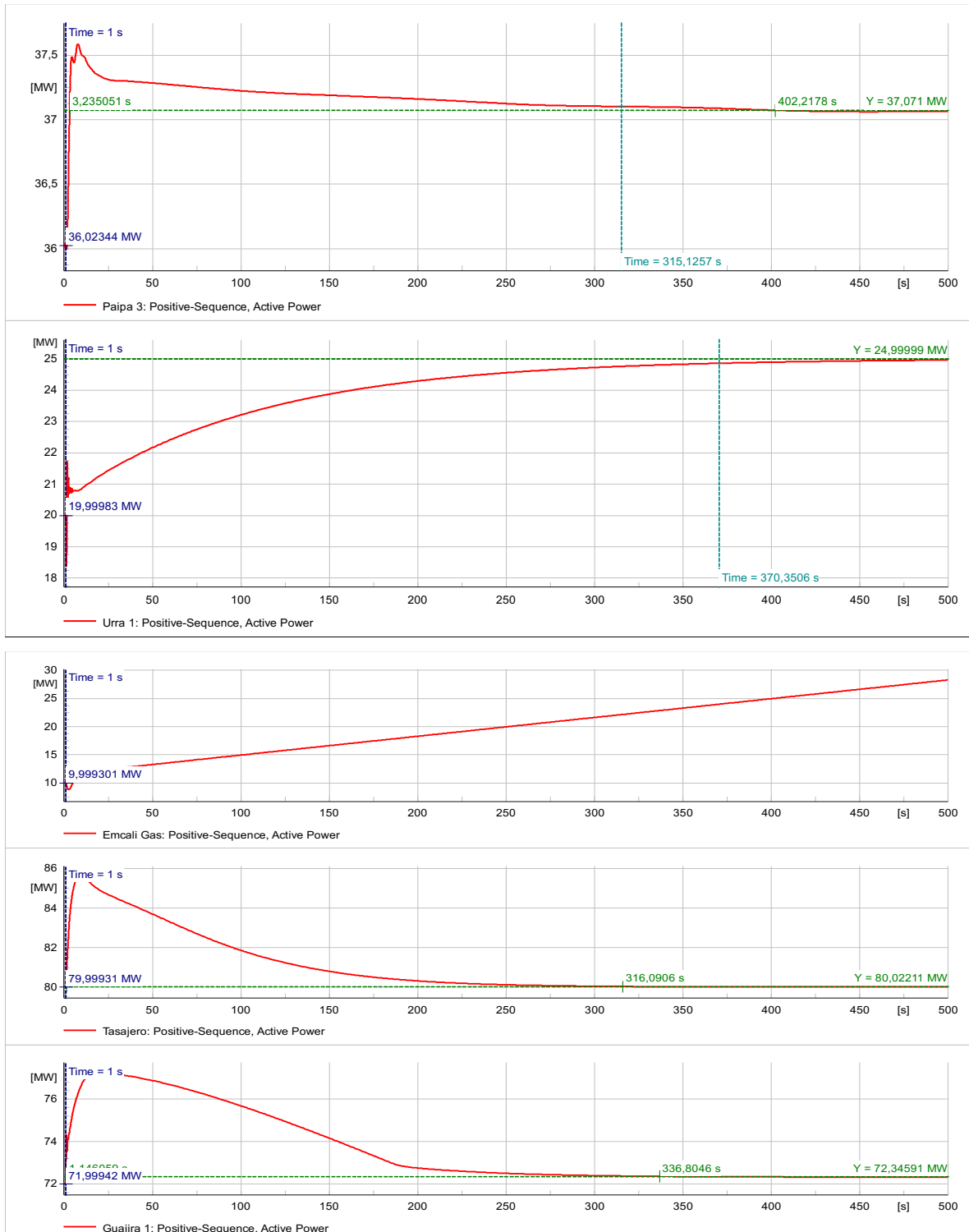
De las figuras, las constantes de valor azul y verde corresponden a la potencia inicial y final de la unidad respectivamente, las constantes de color celeste corresponden al tiempo de establecimiento

**Resultados de la respuesta en potencia de las unidades seleccionadas ante una perturbación tipo escalón de +0.2Hz:**

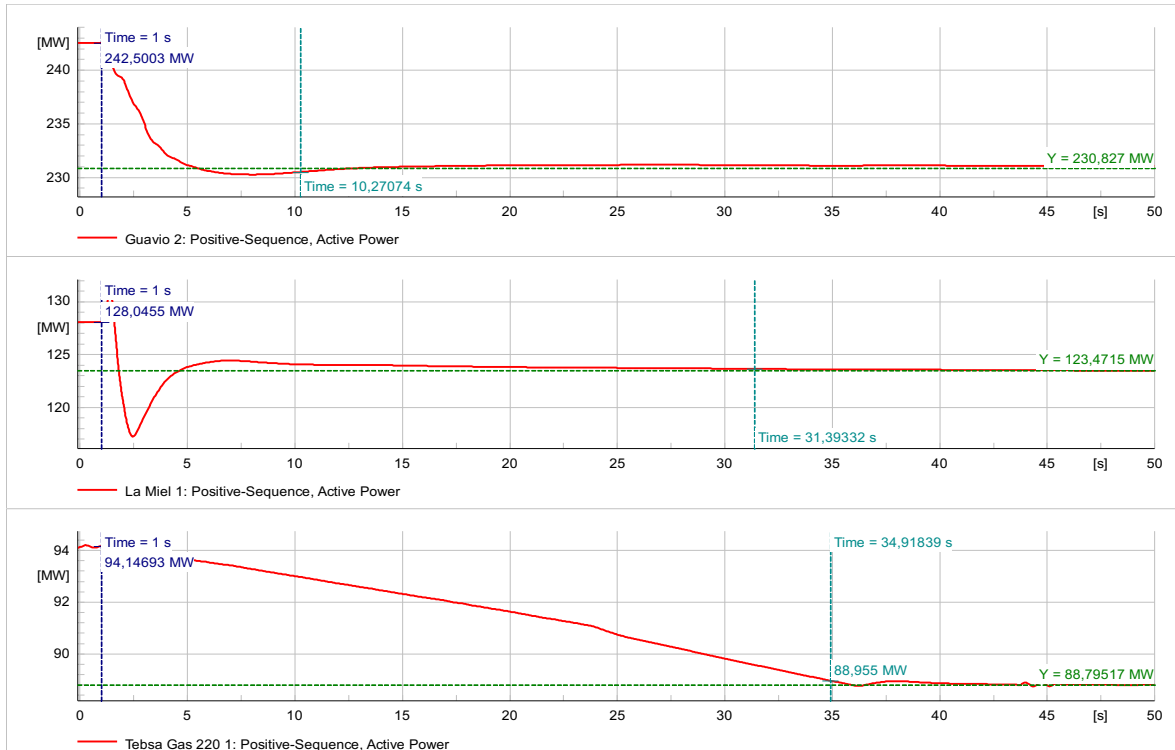


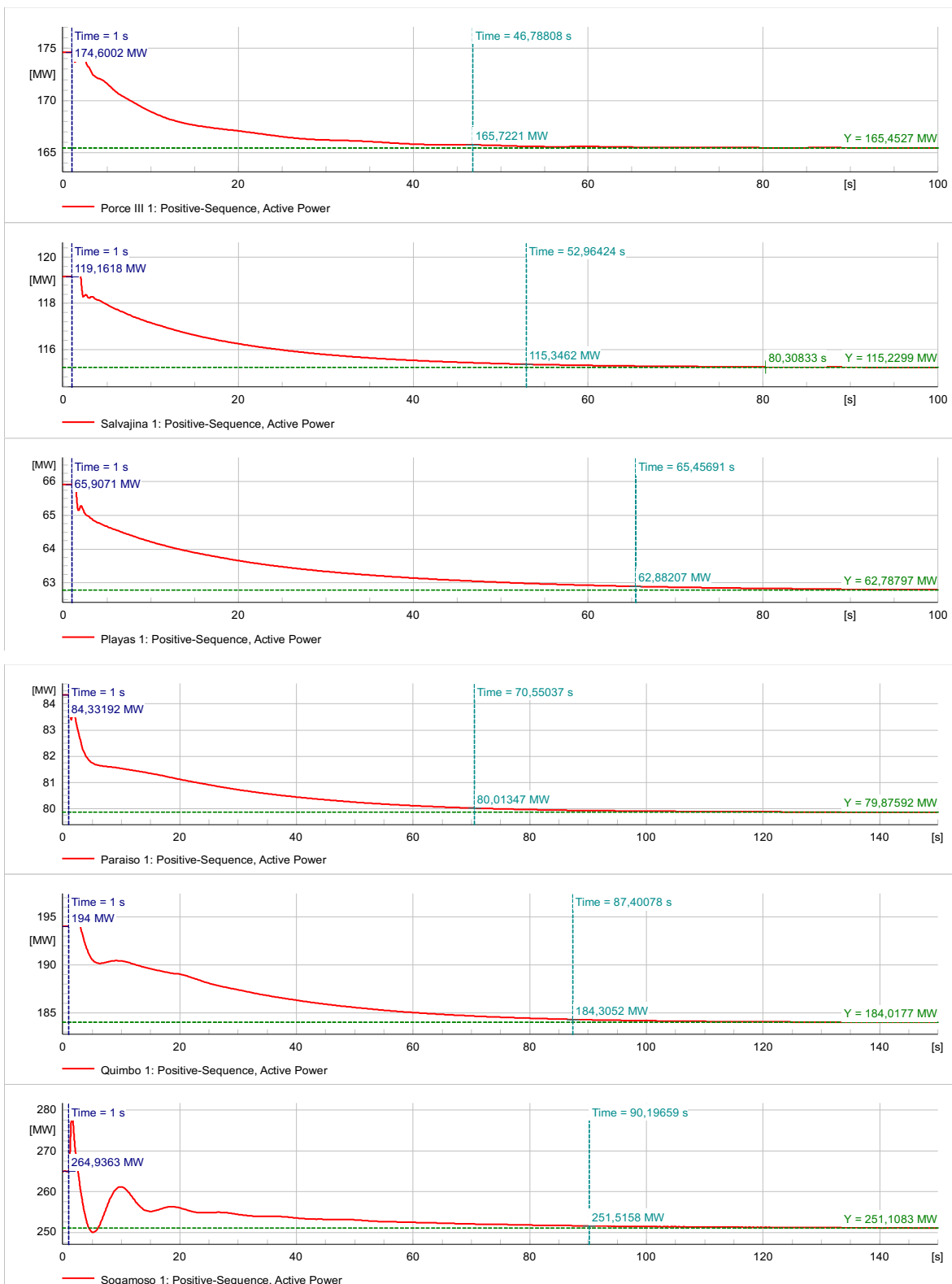


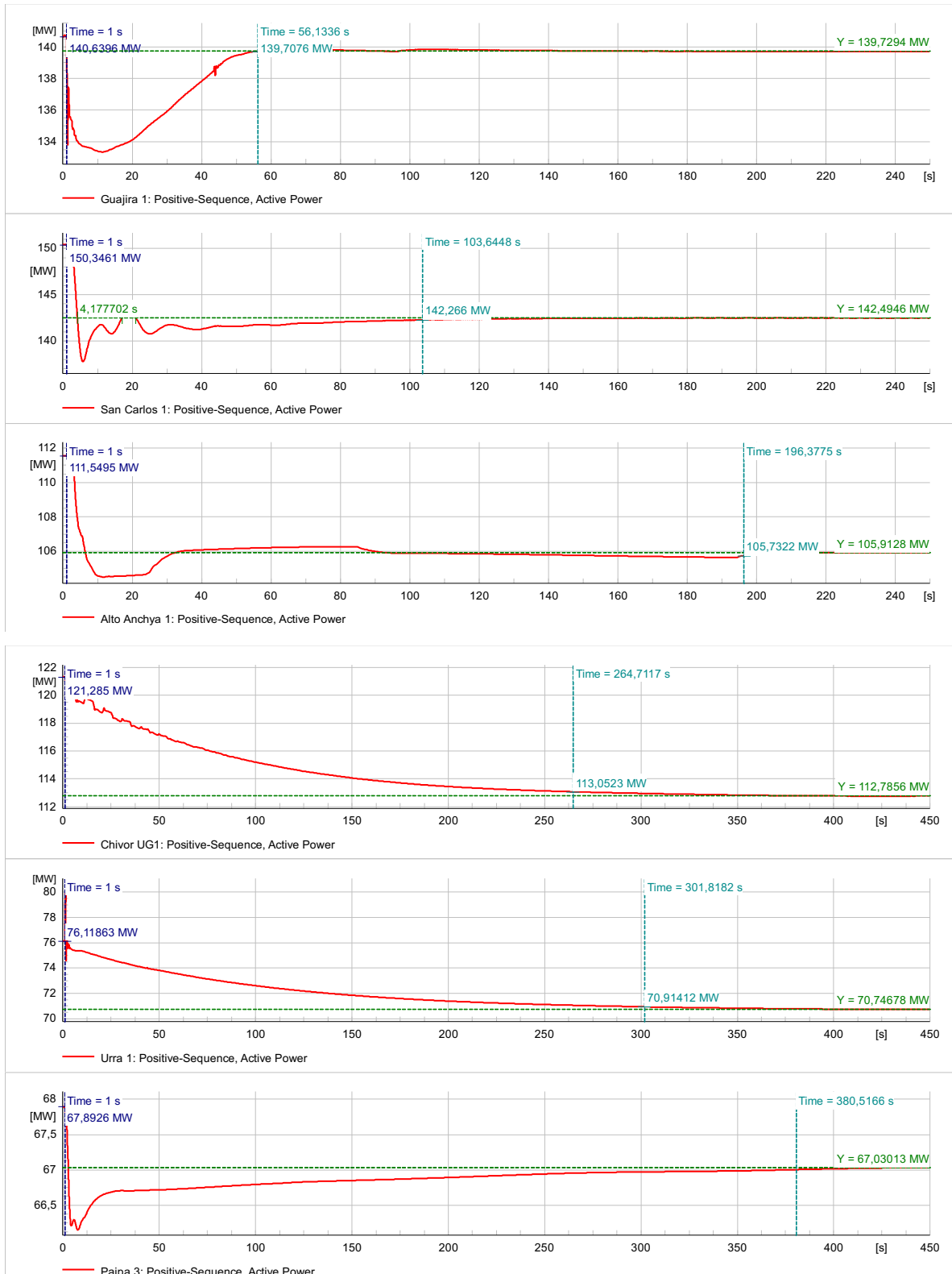




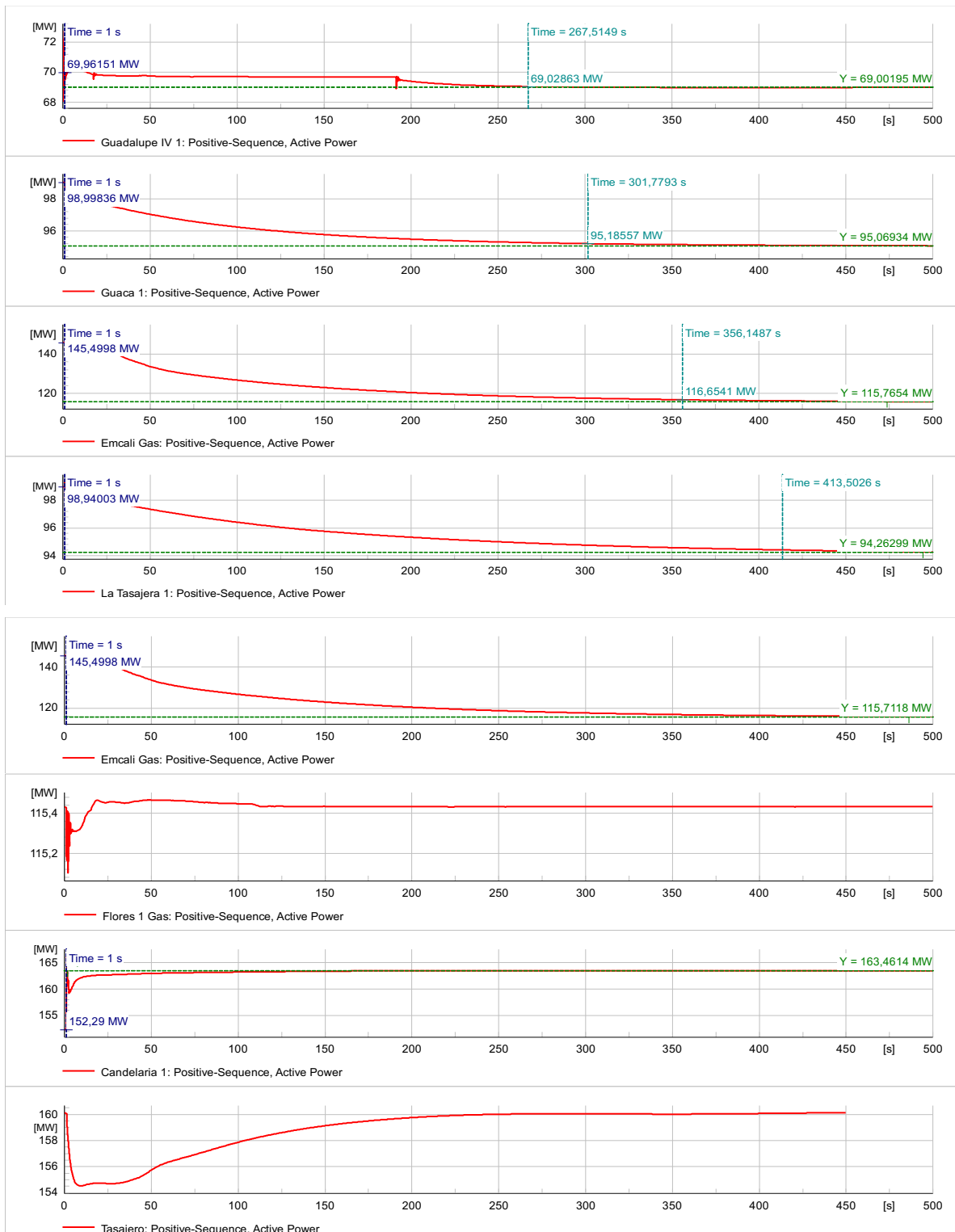
**Resultados de la respuesta en potencia de las unidades seleccionadas ante una perturbación tipo escalón de -0.2Hz:**





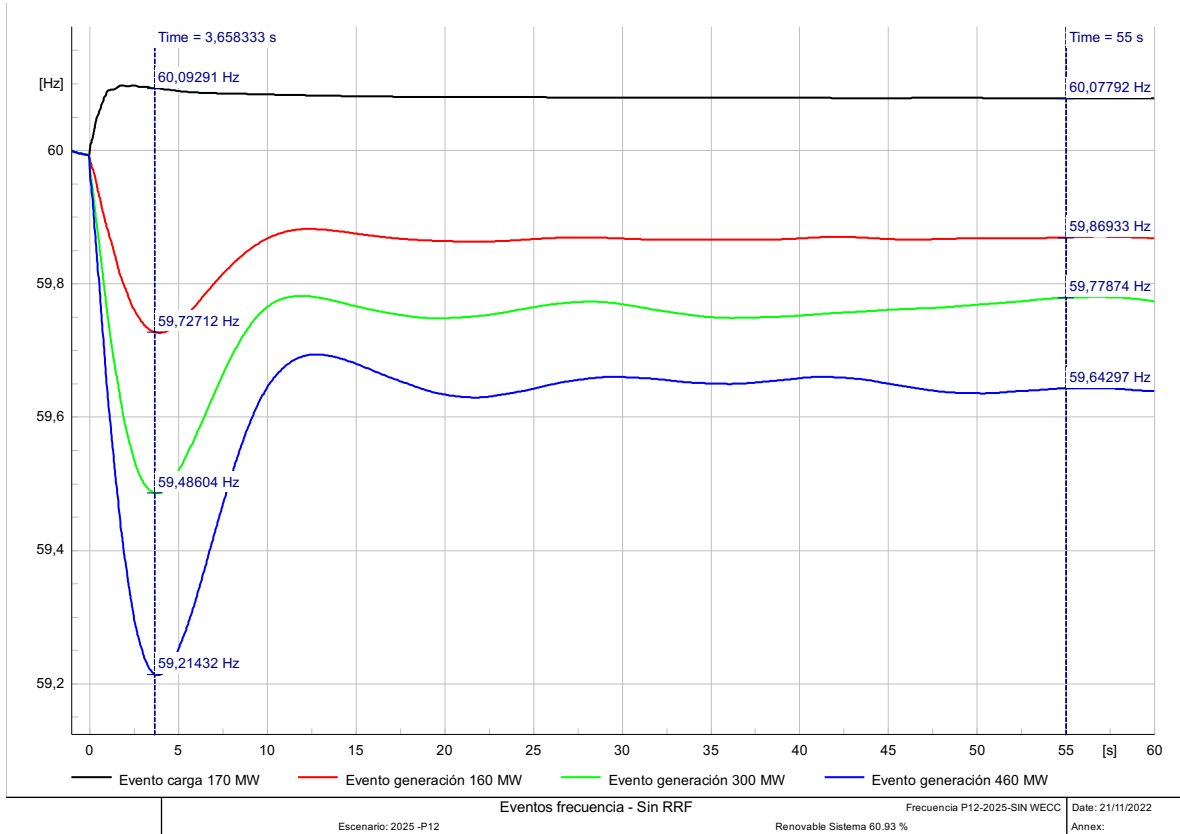




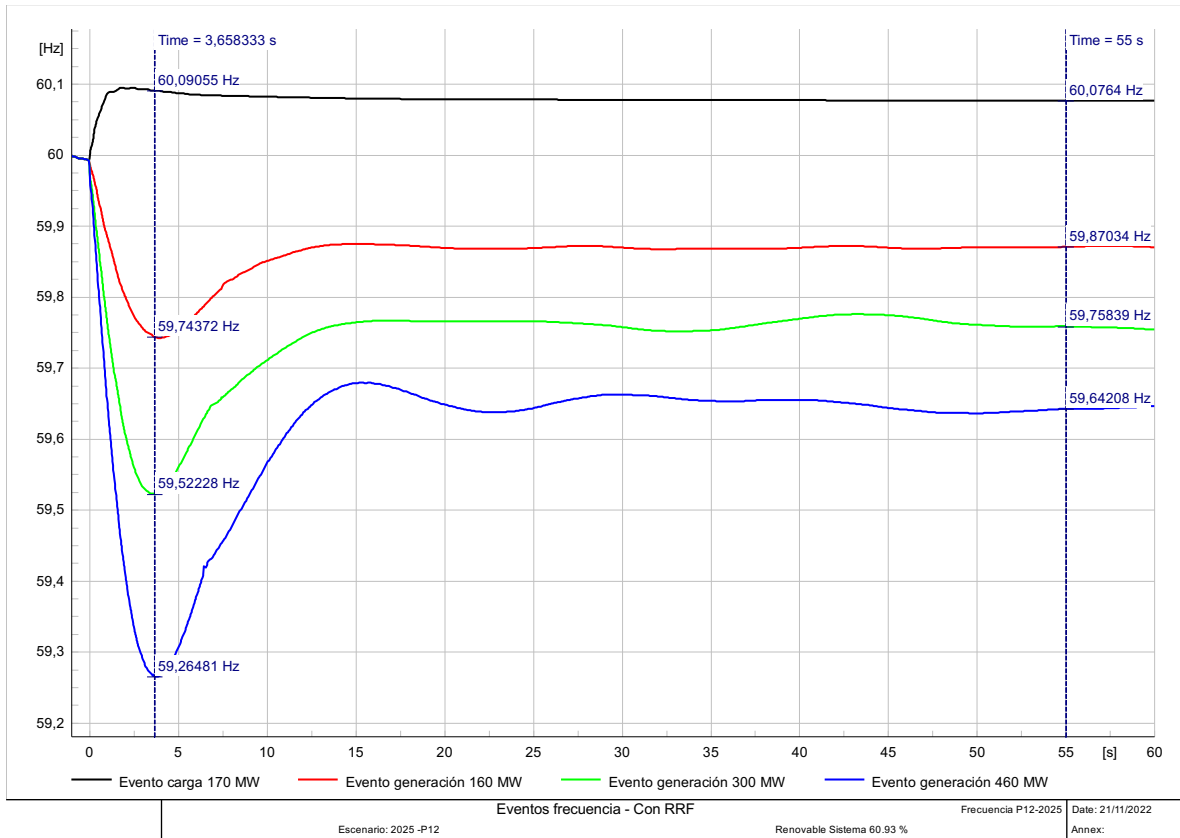


## 5.4 Anexo 04: Gráficas de los resultados presentados en la Tabla 11 y Tabla 12

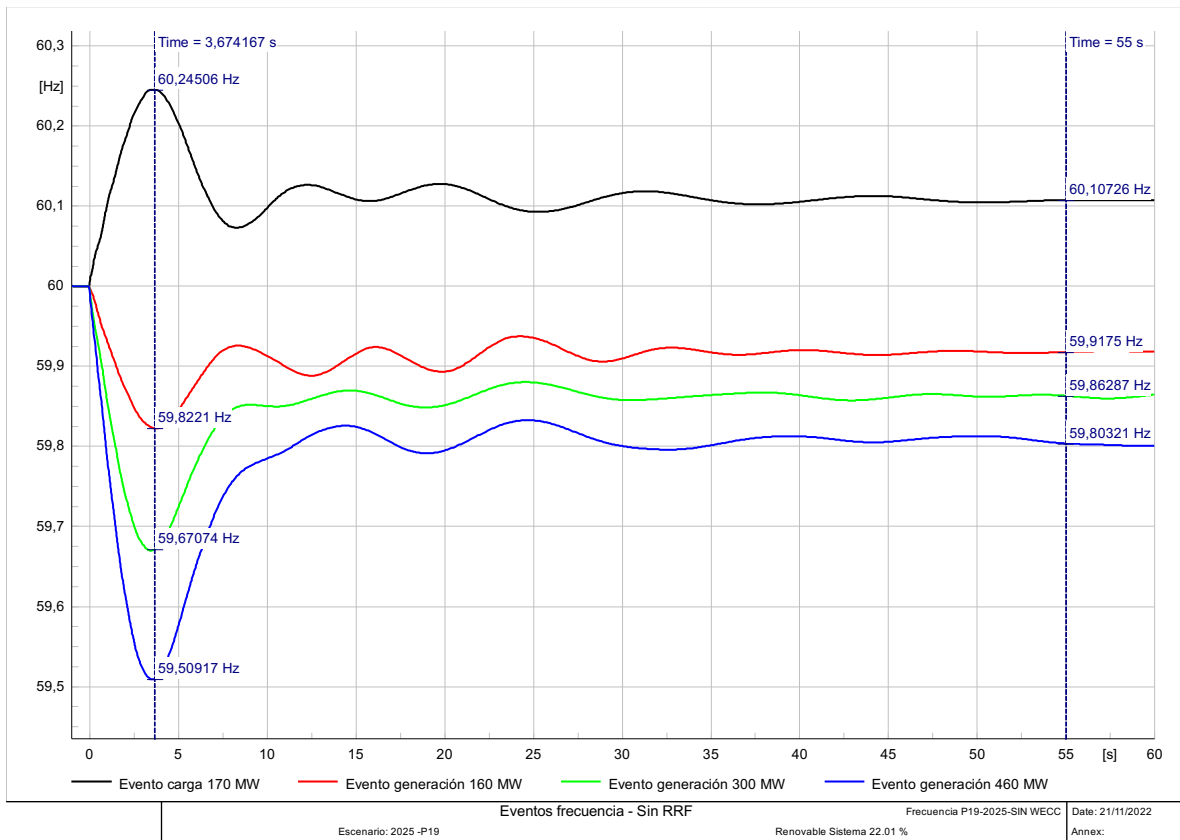
### 2025-P12 Sin Respuesta Rapida en frecuencia



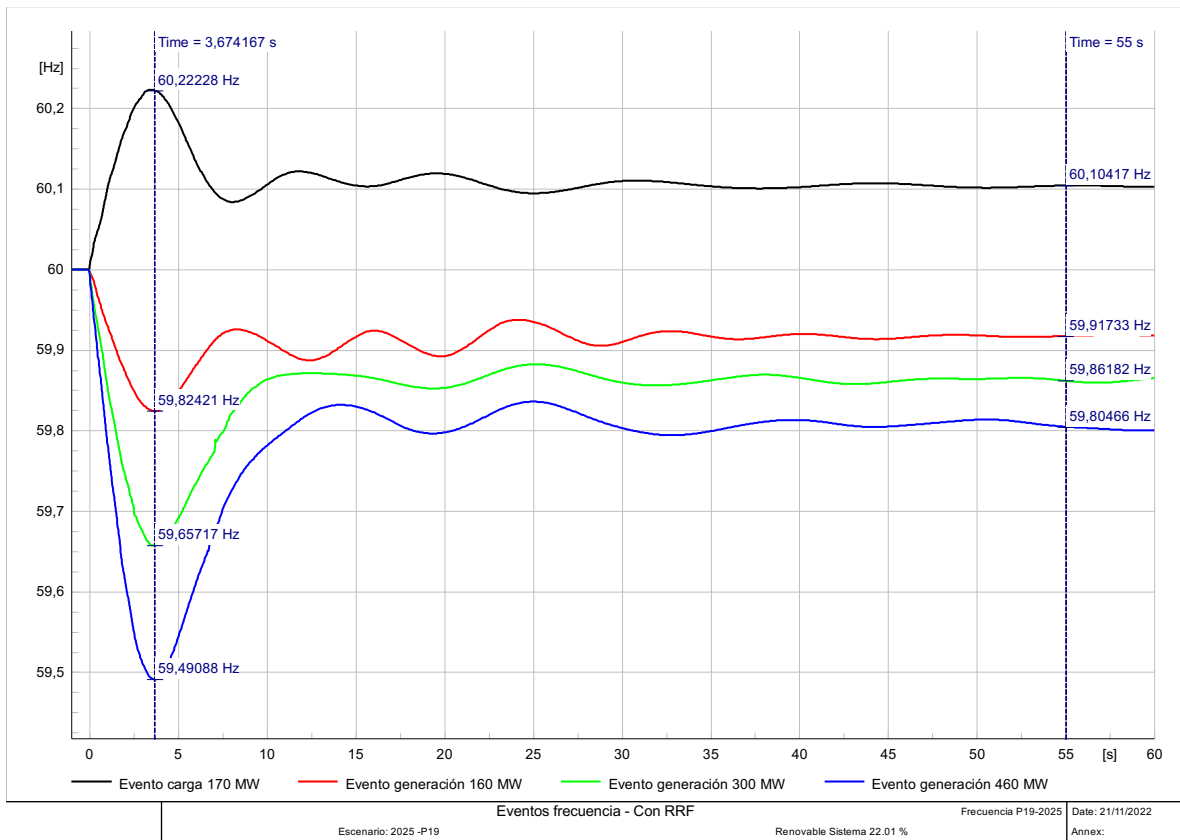
### 2025-P12 Con Respuesta Rapida en frecuencia



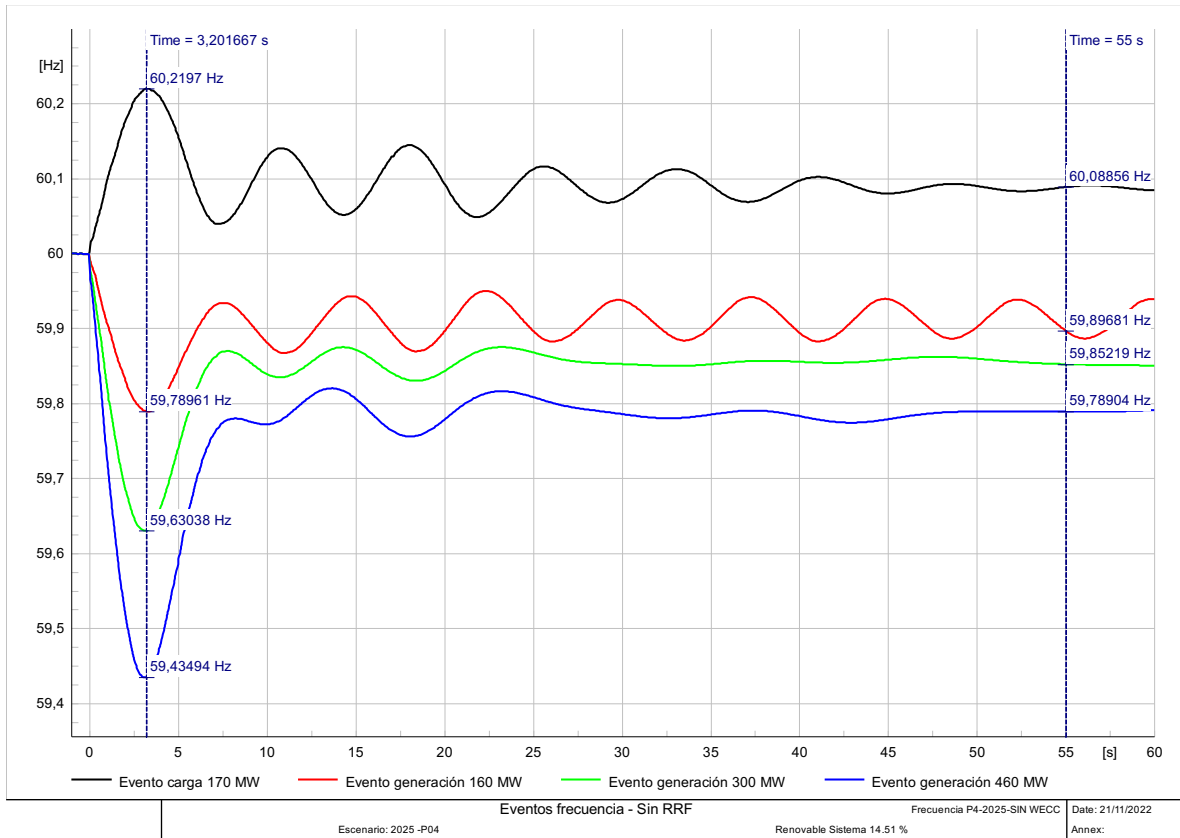
### 2025-P19 Sin Respuesta Rapida en frecuencia



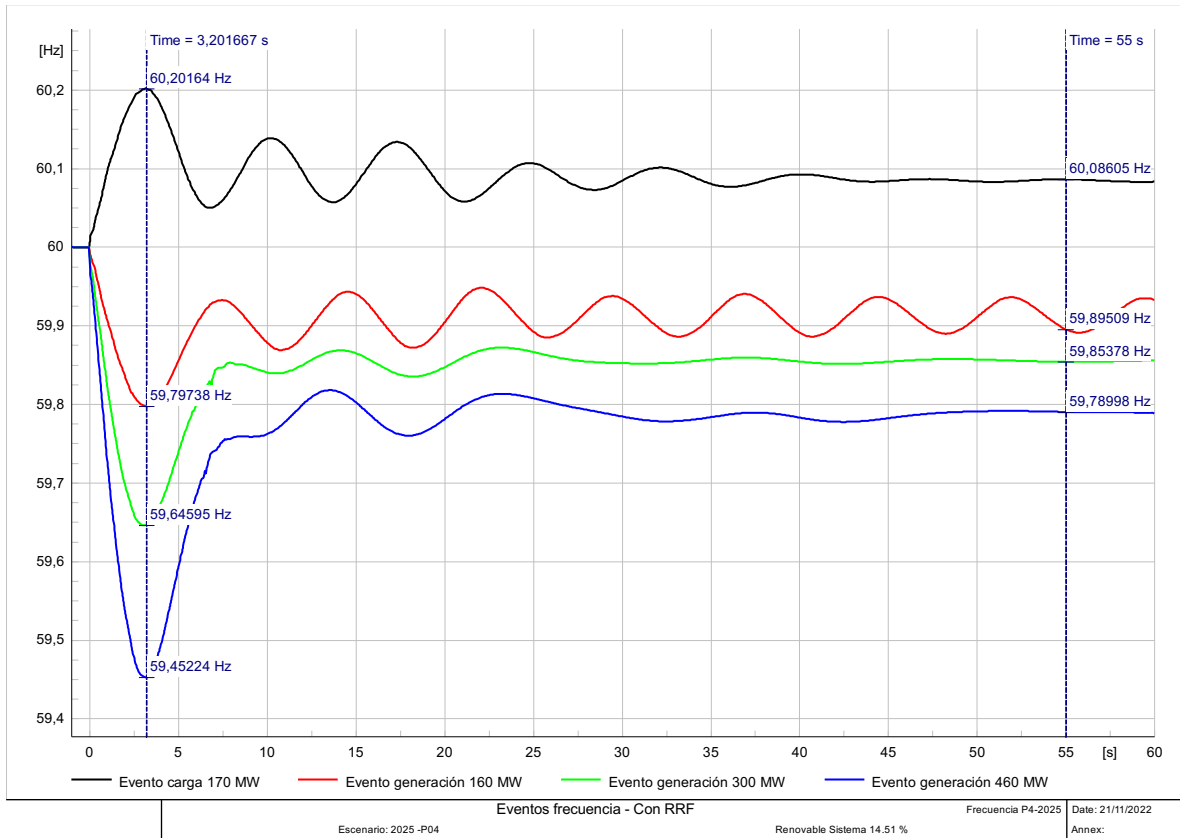
## 2025-P19 Con Respuesta Rápida en frecuencia



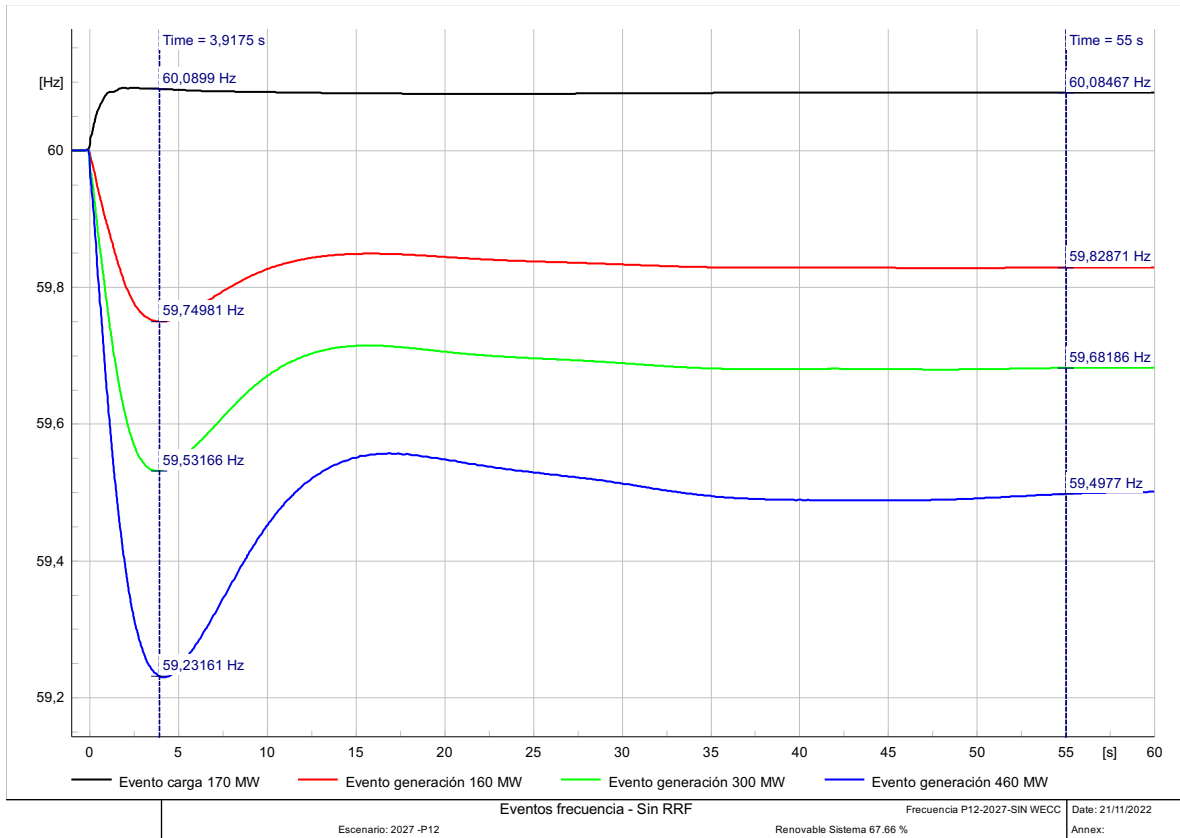
### 2025-P04 Sin Respuesta Rapida en frecuencia



### 2025-P04 Con Respuesta Rapida en frecuencia

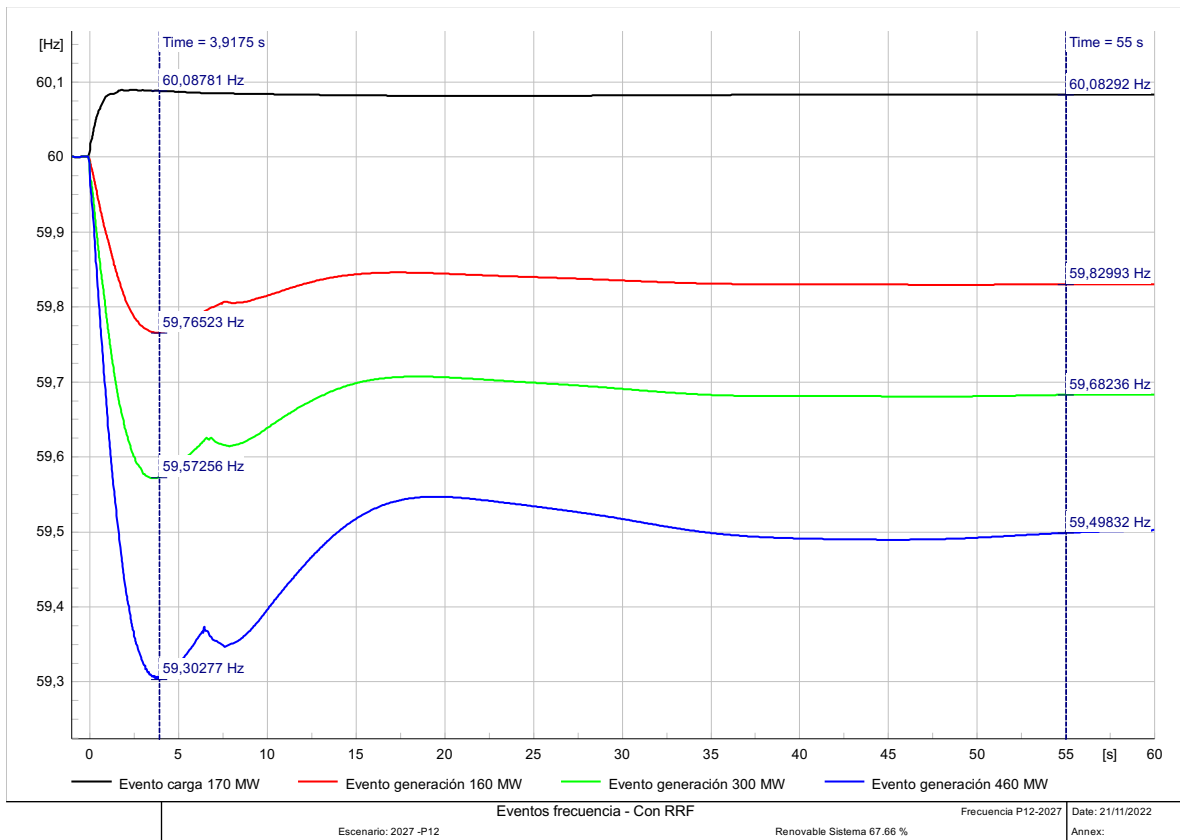


### 2027-P12 Sin Respuesta Rapida en frecuencia

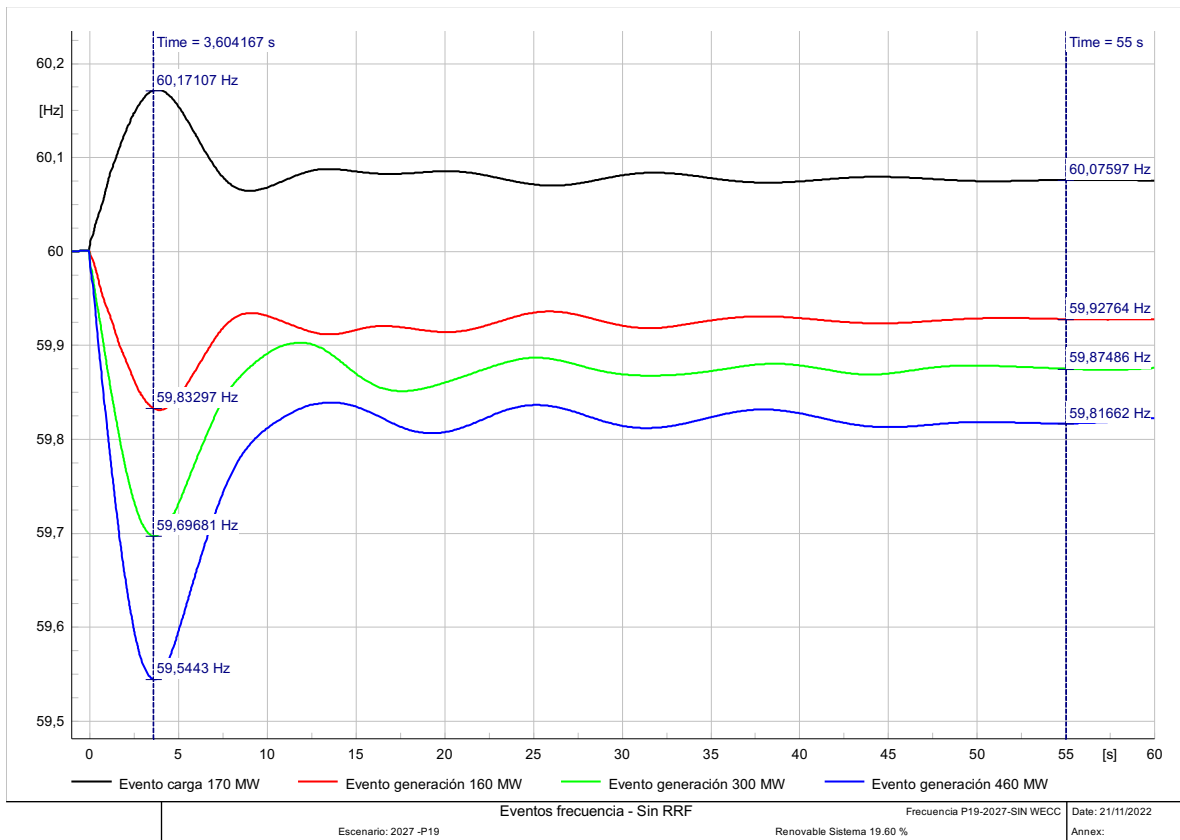


### 2027-P12 Con Respuesta Rapida en frecuencia

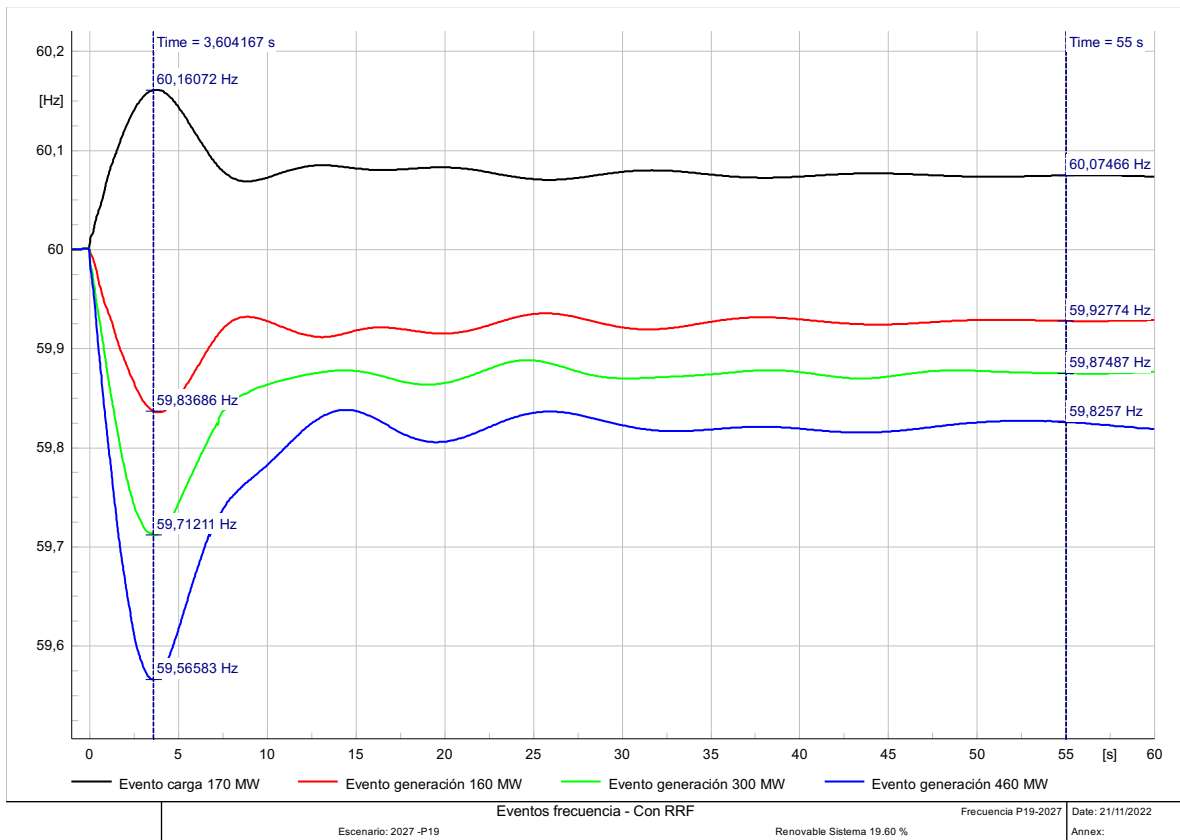




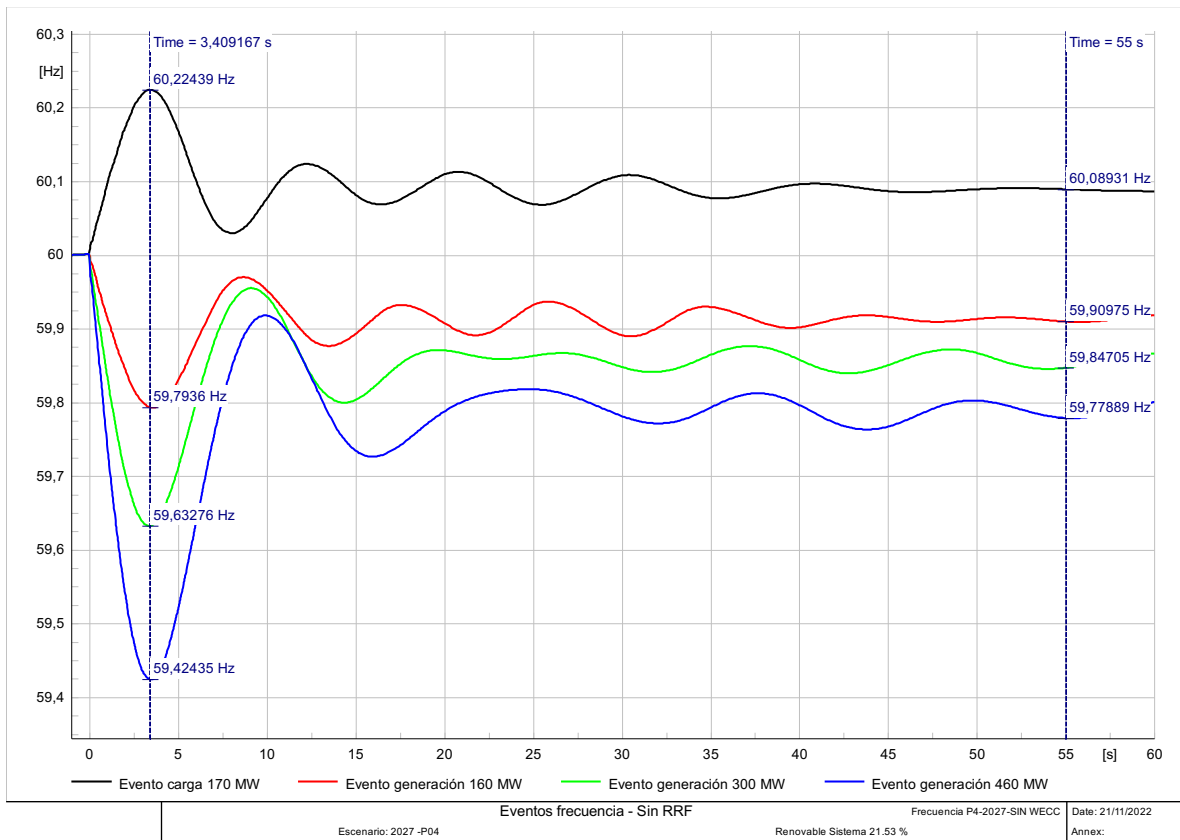
### 2027-P19 Sin Respuesta Rapida en frecuencia



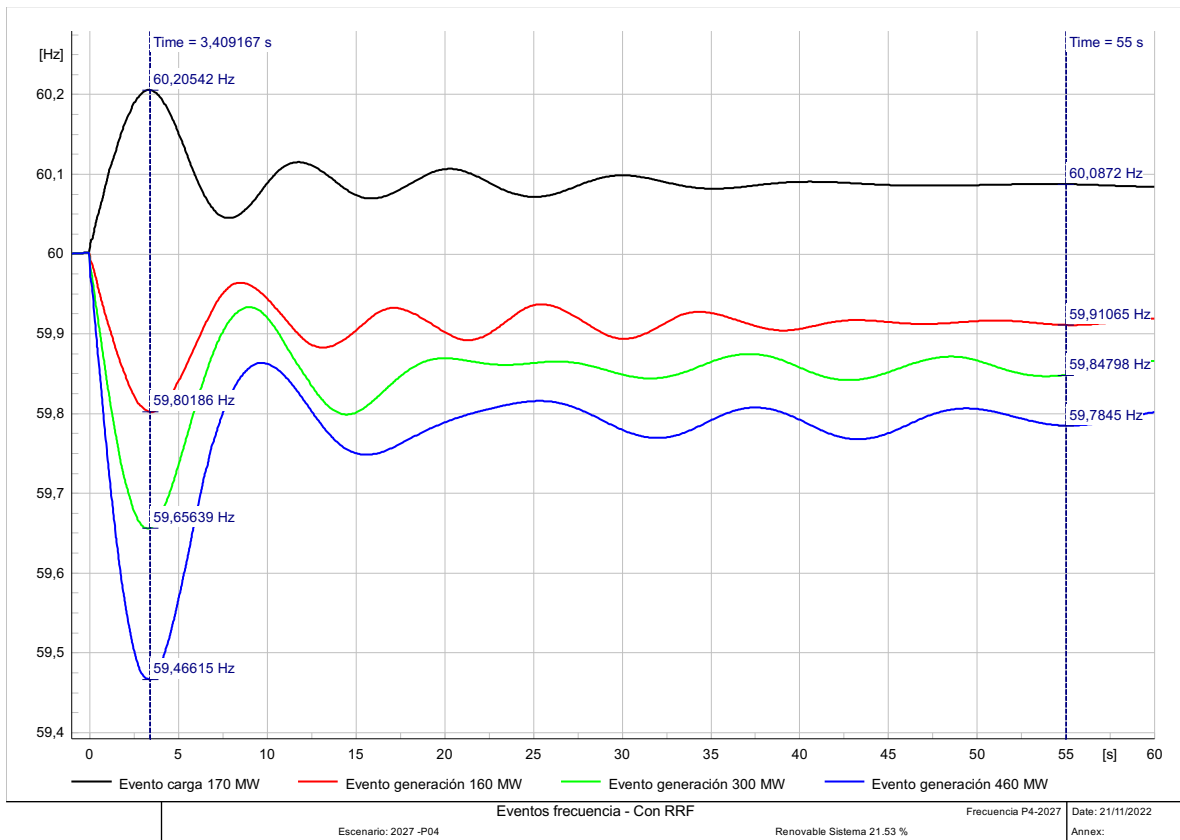
## 2027-P19 Con Respuesta Rapida en frecuencia



### 2027-P04 Sin Respuesta Rapida en frecuencia



### 2027-P04 Con Respuesta Rapida en frecuencia



## 5.5 Anexo 05: Información de los modelos de control de plantas de generación convencionales (fuente XM)

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
TERMONORTE	AXIA	1	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	2	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	3	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	4	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	5	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	6	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	7	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	8	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
TERMONORTE	AXIA	9	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
TERMONORTE	AXIA	10	9	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Alto Anchicayá	CELSIA	1	115	1443	1443	1443
Alto Anchicayá	CELSIA	2	120	1443	1443	1443
Alto Anchicayá	CELSIA	3	120	1443	1443	1443
Bajo Anchicayá	CELSIA	1	12	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	2	12	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	3	24	1443	1443	Pendiente
Bajo Anchicayá	CELSIA	4	24	1443	1443	Pendiente
Calima	CELSIA	1	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	2	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	3	33	1381	1381	1381
Calima	CELSIA	4	33	1381	1381	1381
Cucuana	CELSIA	1	29	1474	1474	1474
Cucuana	CELSIA	2	29	1474	1474	1474
Merilectrica	CELSIA	1	164	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Prado	CELSIA	1	17	1450	1450	1450
Prado	CELSIA	2	17	1450	1450	1450
Prado	CELSIA	3	17	1450	1450	1450
Salvajina	CELSIA	1	125	1443	1443	1443
Salvajina	CELSIA	2	95	1443	1443	1443
Salvajina	CELSIA	3	95	1443	1443	1443
Chivor	CHIVOR	1	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	2	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	3	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	4	125	775	775	775
Chivor	CHIVOR	5	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	6	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	7	125	900	900	900
Chivor	CHIVOR	8	125	900	900	900
Betania	ENEL	1	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Betania	ENEL	2	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Betania	ENEL	3	180	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Cartagena	ENEL	1	66	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Cartagena	ENEL	2	66	Pendiente	1461	Pendiente
Cartagena	ENEL	3	71	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Dario Valencia	ENEL	1	50	1007	1007	1007
Dario Valencia	ENEL	2	50	1007	1271	1007

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Dario Valencia	ENEL	5	50	1007	1271	1007
Guaca	ENEL	1	108	1218	1218	1218
Guaca	ENEL	2	108	1218	1218	1218
Guaca	ENEL	3	108	1218	1218	1218
Guavio	ENEL	1	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	2	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	3	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	4	250	1249	1249	1249
Guavio	ENEL	5	250	1249	1249	1249
Paraiso	ENEL	1	92	1218	1218	1218
Paraiso	ENEL	2	92	1218	1218	1218
Paraiso	ENEL	3	92	1218	1218	1218
Quimbo	ENEL	1	200	1324	1324	1324
Quimbo	ENEL	2	200	1324	1324	1324
SALTO II	ENEL	2	35	990	990	990
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	2	36	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	3	63	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	4	64	1153	1153	1153
Termozipa	ENEL	5	63	1153	1153	1153
Esmeralda	EPM	1	15	1016	1016	1016
Esmeralda	EPM	2	15	1016	1016	1016
Guadalupe III	EPM	1	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	2	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	3	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	4	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	5	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe III	EPM	6	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guadalupe IV	EPM	1	75	886	886	886
Guadalupe IV	EPM	2	75	886	886	886

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Guadalupe IV	EPM	3	75	886	886	886
Guatape	EPM	1	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	2	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	3	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	4	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	5	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	6	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	7	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guatape	EPM	8	70	Pendiente	Pendiente	Pendiente
La Tasajera	EPM	1	102	1052	1052	1052
La Tasajera	EPM	2	102	1052	1052	1052
La Tasajera	EPM	2	102	1052	1052	1052
La Tasajera	EPM	3	102	1052	1052	1052
Playas	EPM	1	69	1473	1473	1473
Playas	EPM	2	69	1473	1473	1473
Playas	EPM	3	69	1473	1473	1473
Porce II	EPM	1	135	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Porce II	EPM	2	135	1173	Pendiente	Pendiente
Porce II	EPM	3	135	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Porce III	EPM	1	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	2	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	3	180	1565	1565	1565
Porce III	EPM	4	190	1565	1565	1565
San Francisco	EPM	1	45	966	966	966
San Francisco	EPM	2	45	1175	1175	1175
San Francisco	EPM	3	45	965	965	965
Termodorada	EPM	1	51	1154	1154	1154
Termosierra	EPM	Vapor	156	966	NA	966
Termosierra	EPM	Gas 1	136	944	944	944
Termosierra	EPM	Gas 2	136	944	944	944
Troneras	EPM	1	21	966	966	966
Troneras	EPM	2	21	966	966	966
Gecelca 3	GECELCA		164	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Gecelca 3.2	GECELCA		273	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Guajira	GECELCA	1	151	1272	1272	1272
Guajira	GECELCA	2	145	1272	1272	1272
Paipa	GENSA	1	36	1088	1088	1088



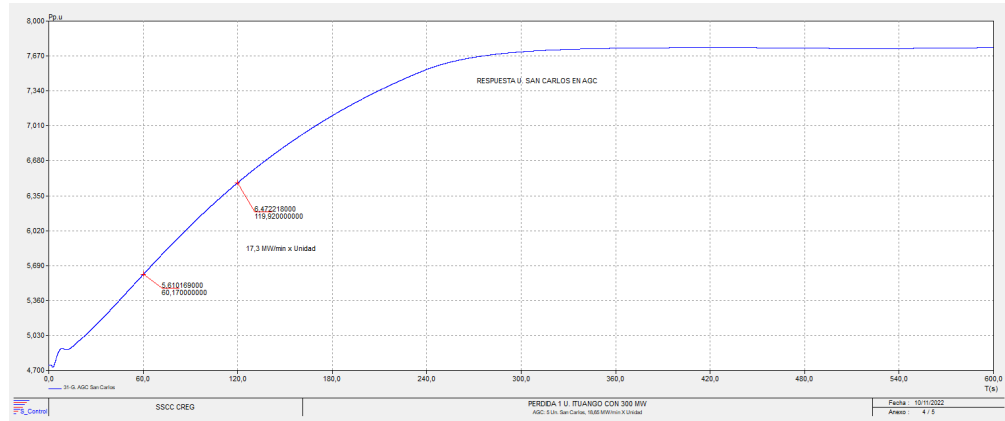
Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Paipa	GENSA	2	72	1074	1074	1074
Paipa	GENSA	3	70	873	873	873
Carlos Lleras R	HIDRALPOR	1	39	1155	1155	1155
Carlos Lleras R	HIDRALPOR	2	39	1155	1155	1155
Escuela de Minas	HIDRALPOR	1	19	1442	1442	1442
Escuela de Minas	HIDRALPOR	2	18	1442	1442	1442
Escuela de Minas	HIDRALPOR	3	18	1442	1442	1442
Amoya	ISAGEN	1	40	849	849	849
Amoya	ISAGEN	2	40	849	849	849
Jaguas	ISAGEN	1	85	1035	1035	1035
Jaguas	ISAGEN	2	85	1035	1035	1035
Miel	ISAGEN	1	132	1034	1462	1034
Miel	ISAGEN	2	132	1034	1462	1034
Miel	ISAGEN	3	132	1034	1462	1034
San Carlos	ISAGEN	1	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	2	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	3	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	4	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	5	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	6	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	7	155	1134	1134	1134
San Carlos	ISAGEN	8	155	1134	1134	1134
San Miguel	ISAGEN	1	26	952	952	952
San Miguel	ISAGEN	2	26	952	952	952
Sogamoso	ISAGEN	1	273	850	850	850
Sogamoso	ISAGEN	2	273	850	850	850
Sogamoso	ISAGEN	3	273	850	850	850
Termocentro	ISAGEN	1	97	1033	1033	1033
Termocentro	ISAGEN	2	95	1033	1033	1033
Termocentro	ISAGEN	3	85	1033	1033	1033
Flores 1	PRIME TERMOFLORES	Gas	119	1131	1131	1131
Flores 1	PRIME TERMOFLORES	Vapor	46	1131	N.A	1131
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	2 (CT2)	120	1398	1398	1398
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	3 (CT3)	169	1410	1410	1410
Flores IV	PRIME TERMOFLORES	4 (ST2)	169	1382	N.A	1382
Proeléctrica	PROELECTRICA	1	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Proeléctrica	PROELECTRICA	2	45	Pendiente	Pendiente	Pendiente

Planta	Agente	Unidad	CEN	AVR	RAV	PSS
				Acuerdo CNO	Acuerdo CNO	Acuerdo CNO
Paipa	SOCHAGOTA	4	160	1015	1015	Pendiente
Tebsa Gas 110	TEBSA	1	97	945	945	945
Tebsa Gas 110	TEBSA	2	97	945	945	945
Tebsa Gas 220	TEBSA	1	97	945	945	945
Tebsa Gas 220	TEBSA	2	97	945	945	945
Tebsa Gas 220	TEBSA	3	97	945	945	945
Tebsa Vapor	TEBSA	1	166	945	NA	945
Tebsa Vapor	TEBSA	2	166	945	NA	945
Termobarranquilla	TEBSA	3	60	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termobarranquilla	TEBSA	4	60	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termocandelaria	TERMOCANDELARIA	1	157	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termocandelaria	TERMOCANDELARIA	2	157	1436	1436	1436
Termoemcali	TERMOEMCALI	Gas	150	1353	1353	1353
Termoemcali	TERMOEMCALI	Vapor	80	1353	1353	1353
Termotasajero	TERMOTASAJERO	1	165	1437	1437	1437
Termotasajero II	TERMOTASAJERO II	1	170	1437	1437	1437
Termovalle	TERMOVALLE	Gas	165	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Vapor	76	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	1	8	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	2	28	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	3	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	4	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termoyopal	TERMOYOPAL	5	50	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Urrá	URRA	2	83	1334	1334	1334
Urrá	URRA	3	85	1334	1334	1334
Urrá	URRA	4	85	1334	1334	1334
Urrá	URRA	1	85	1334	1334	1334
Chivor	CHIVOR	1	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	2	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	3	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	4	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	5	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	6	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	7	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Chivor	CHIVOR	8	125	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Gas	165	Pendiente	Pendiente	Pendiente
Termovalle	TERMOVALLE	Vapor	76	Pendiente	Pendiente	Pendiente

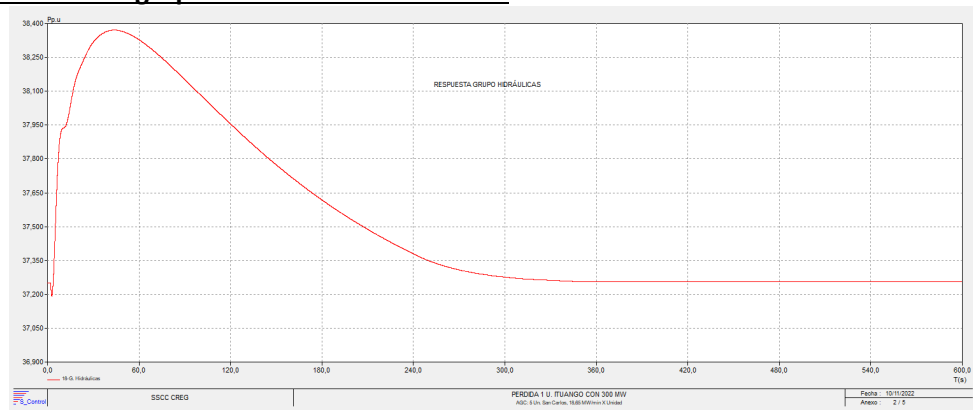
## 5.6 Anexo 06: Resultados de las simulaciones de RSF

### 5.6.1 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_01

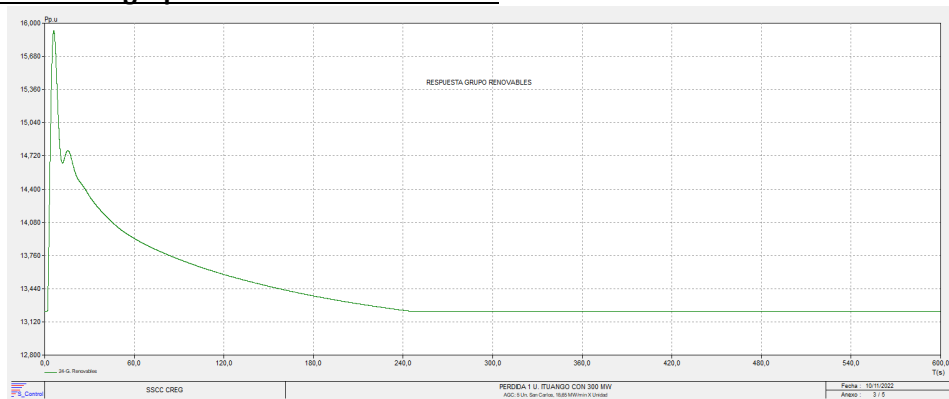
#### Respuesta del grupo de unidades de San Carlos en AGC:



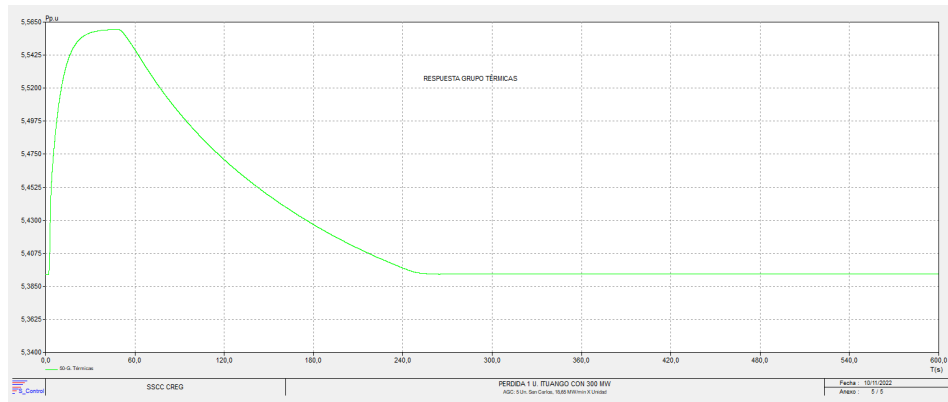
#### Respuesta RPF del grupo de unidades hidráulicas:



#### Respuesta RPF del grupo de unidades renovables:

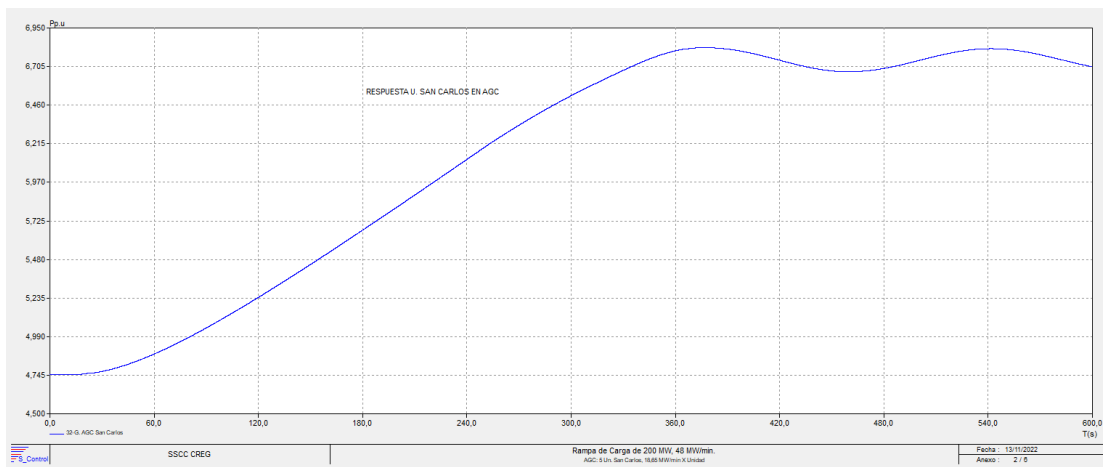


#### Respuesta RPF del grupo de unidades térmicas:

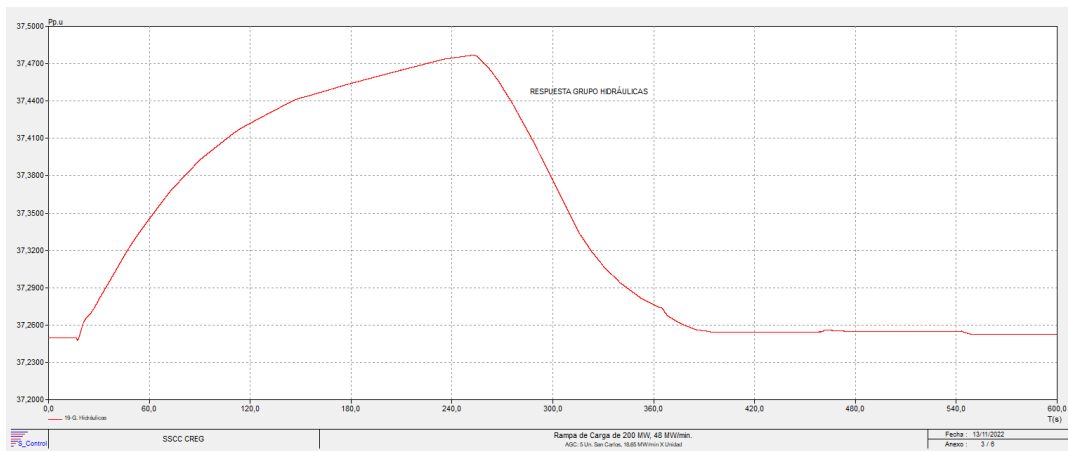


## 5.6.2 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_02

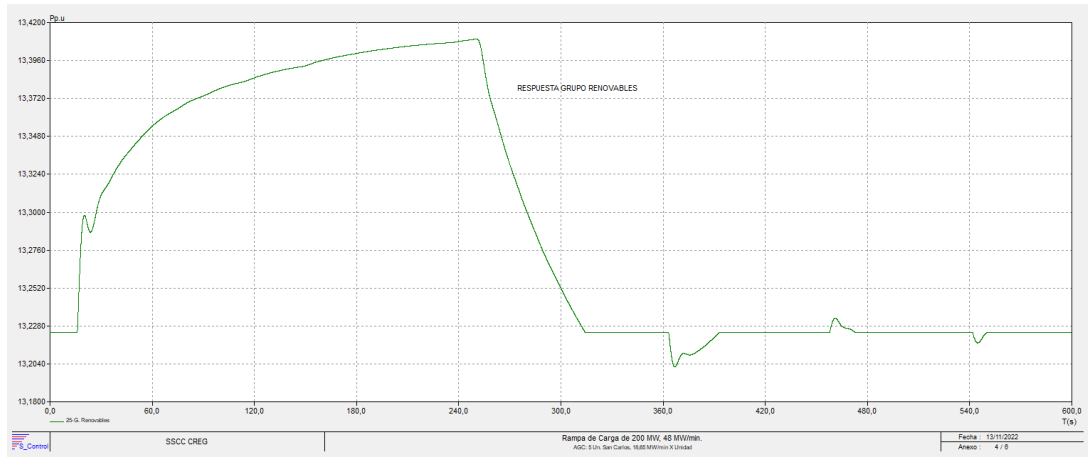
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC:



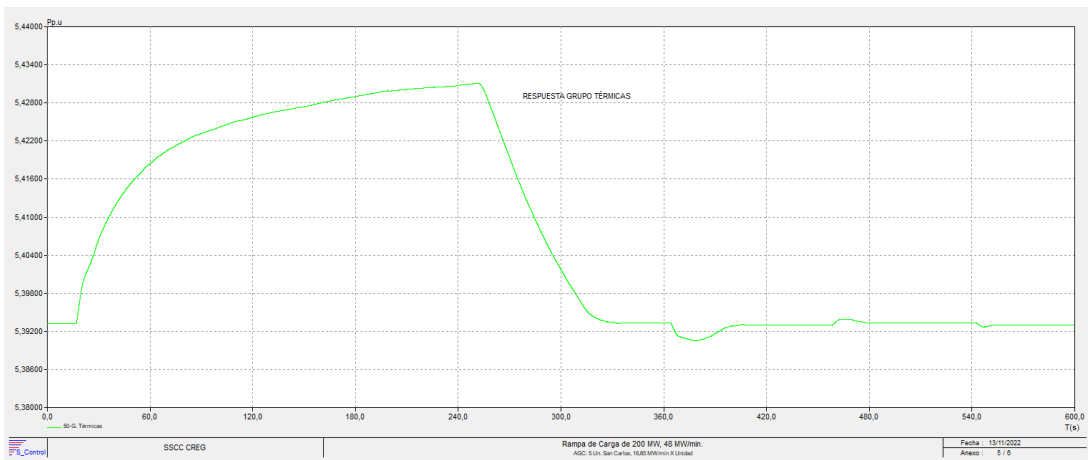
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



### Respuesta RPF Grupo Renovables:

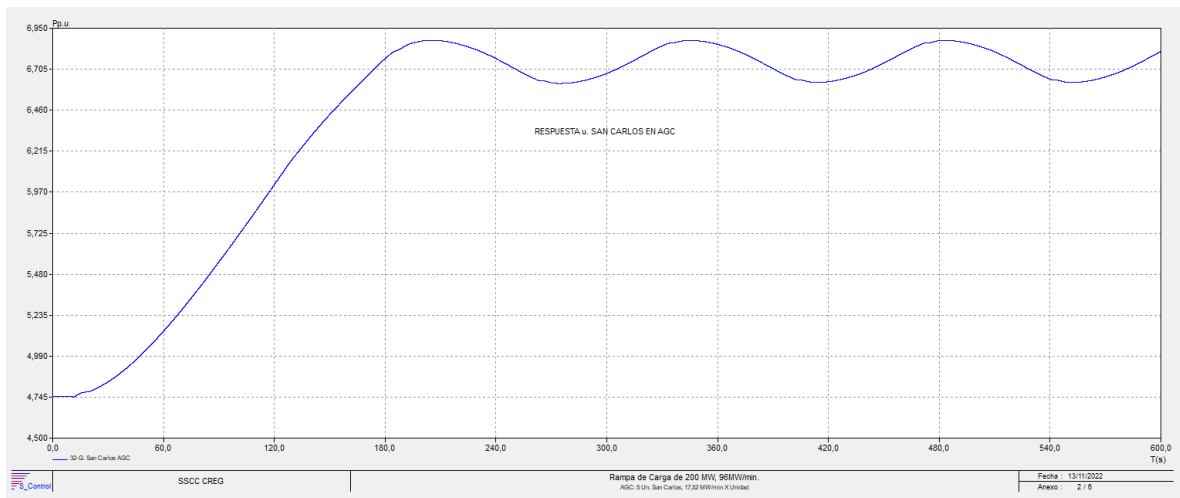


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

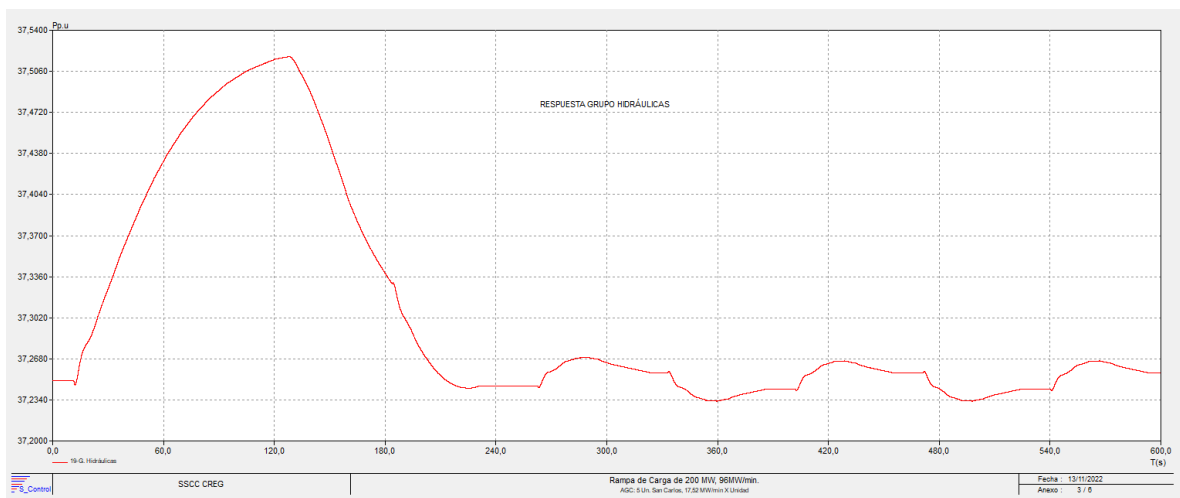


## 5.6.3 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_03

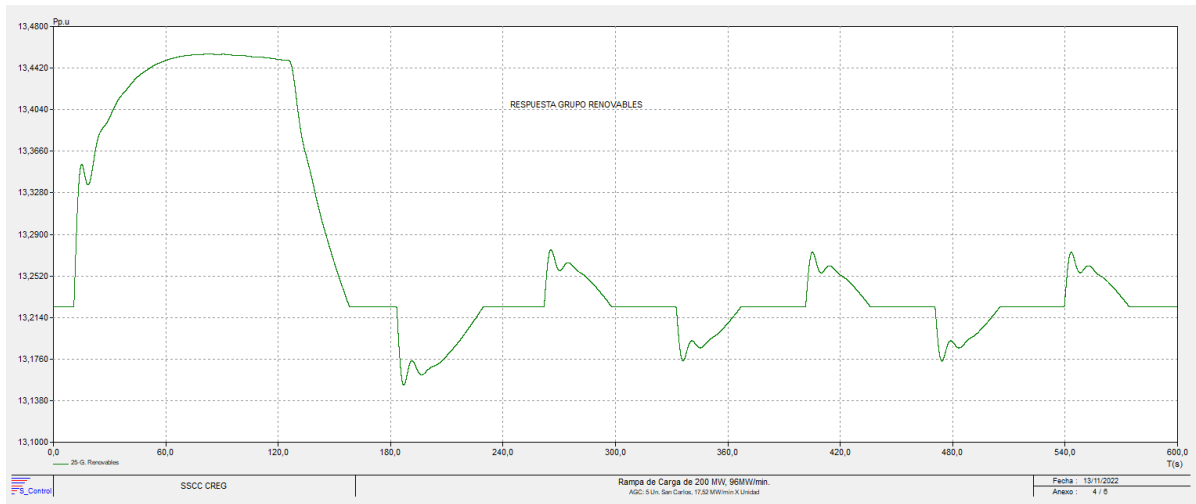
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC:



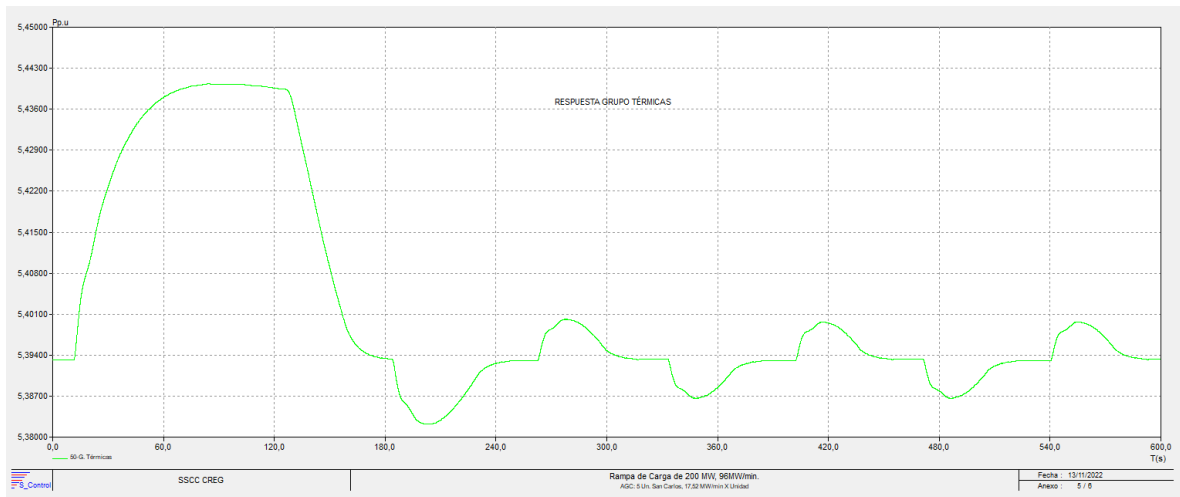
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



### Respuesta RPF Grupo Renovables:

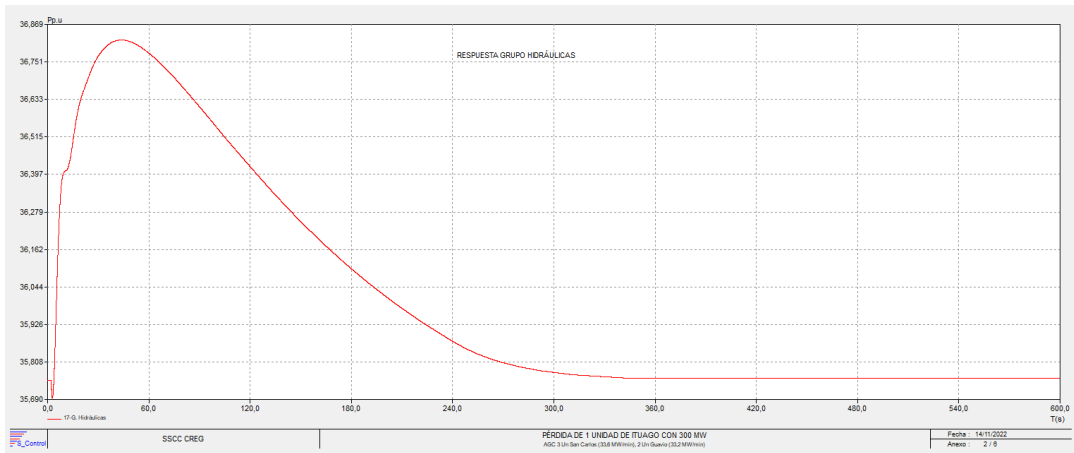


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

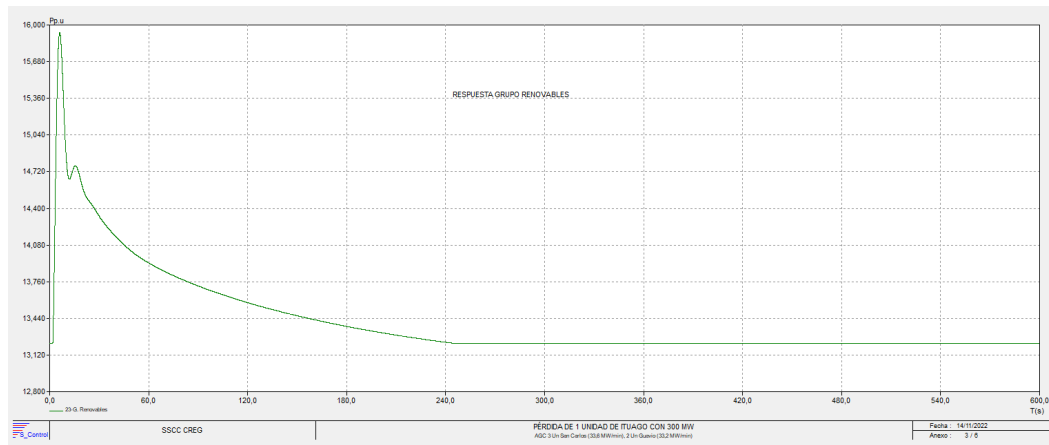


## 5.6.4 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_04

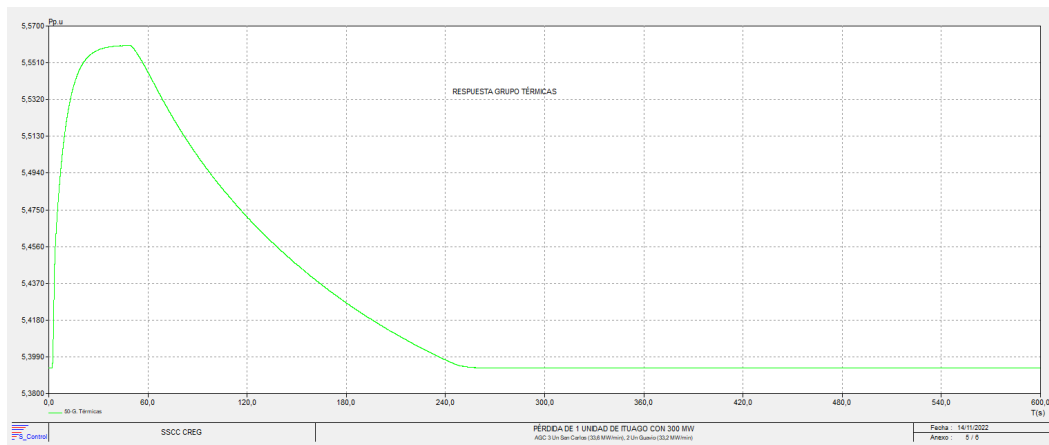
### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Hidráulicas:



### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Renovables:



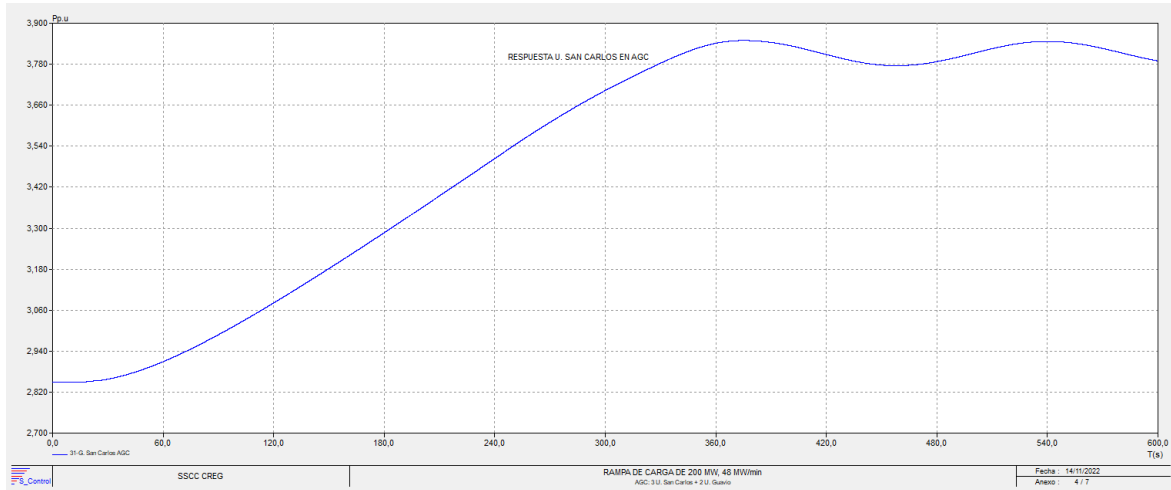
### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Térmicas:



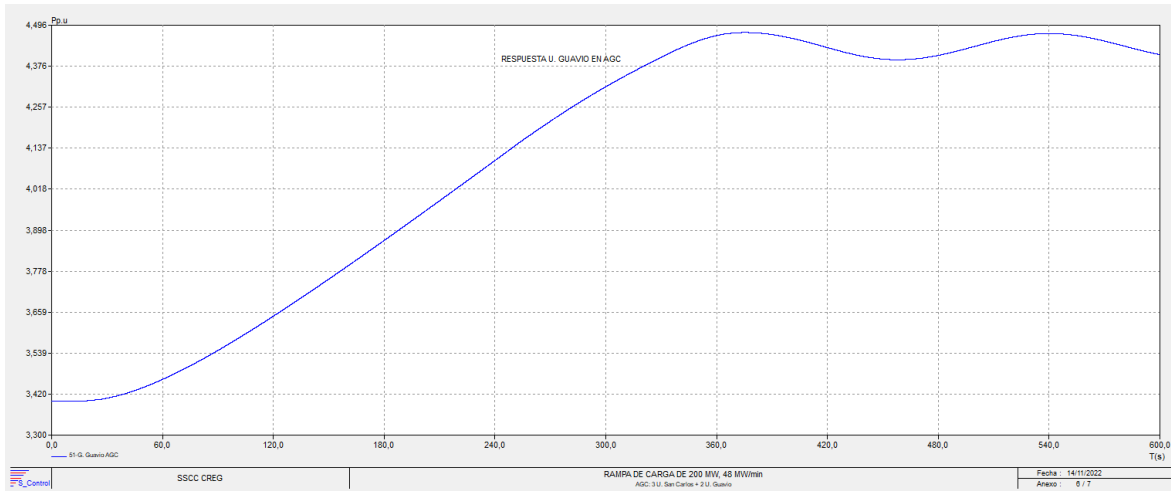


### 5.6.5 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_05

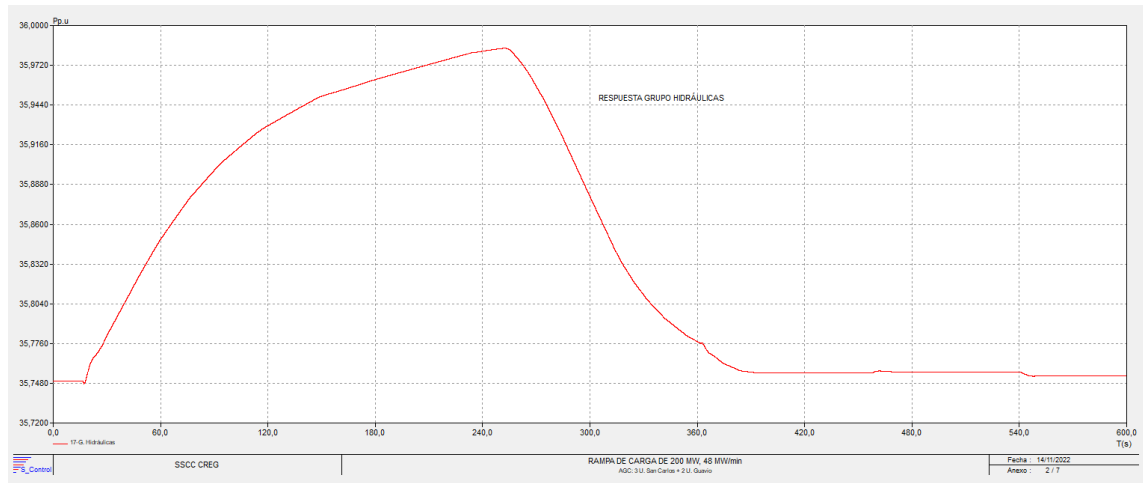
#### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC:



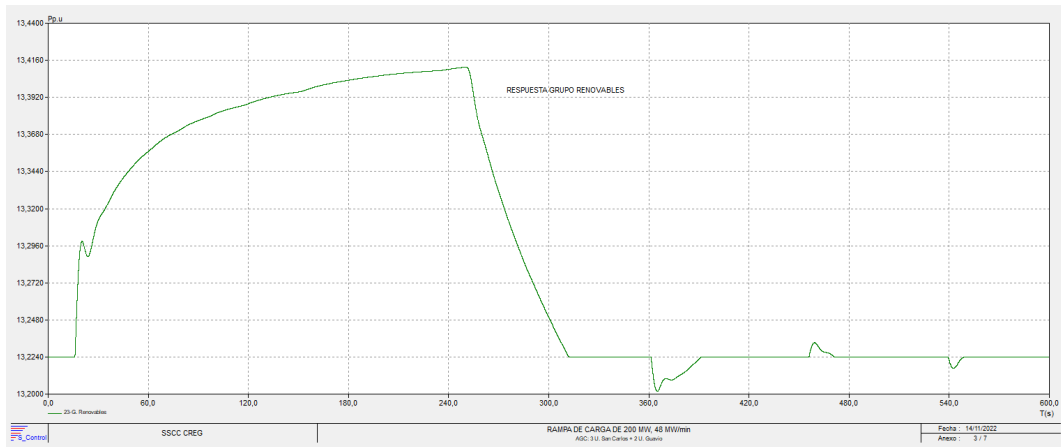
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



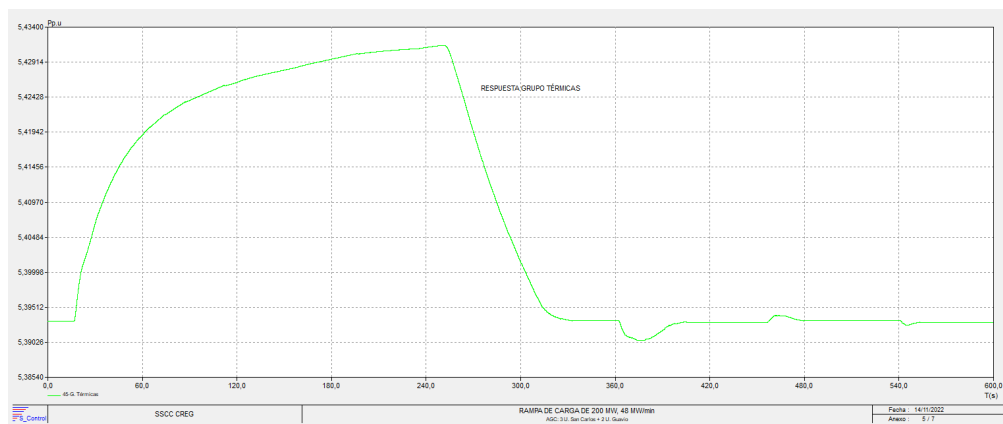
#### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



### Respuesta RPF Grupo Renovables:

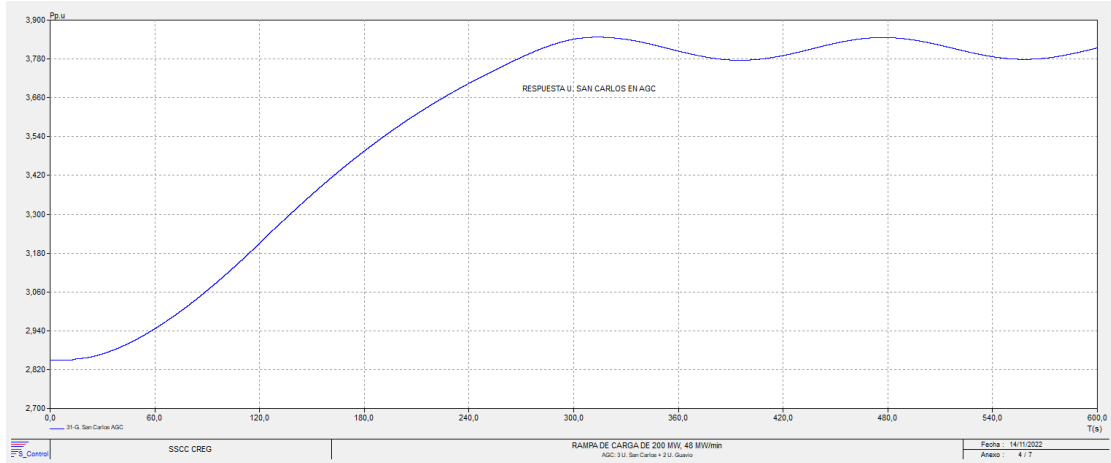


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

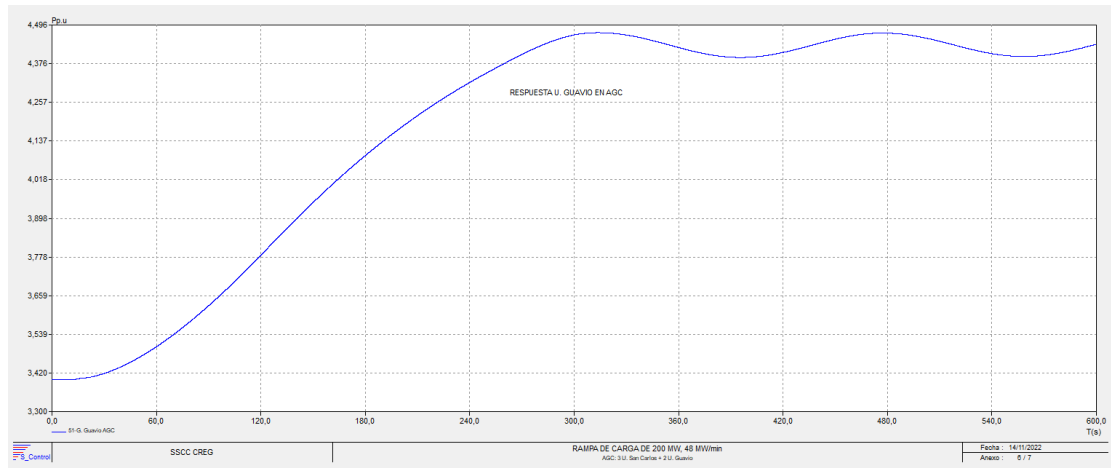


### 5.6.6 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_06

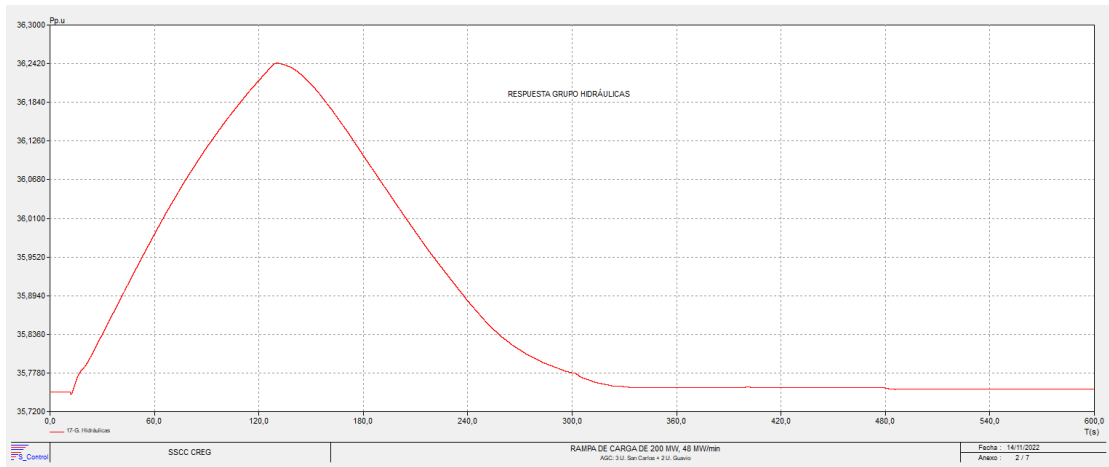
#### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC:



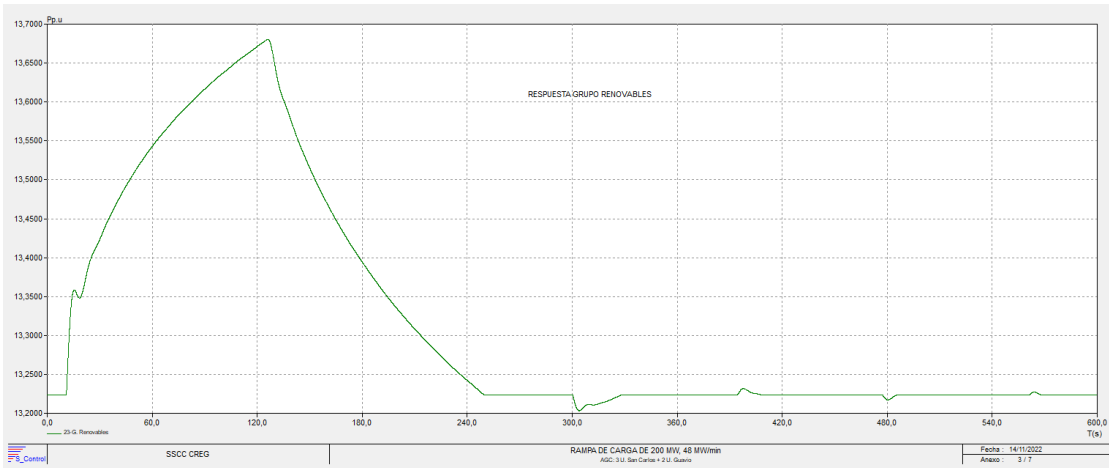
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC



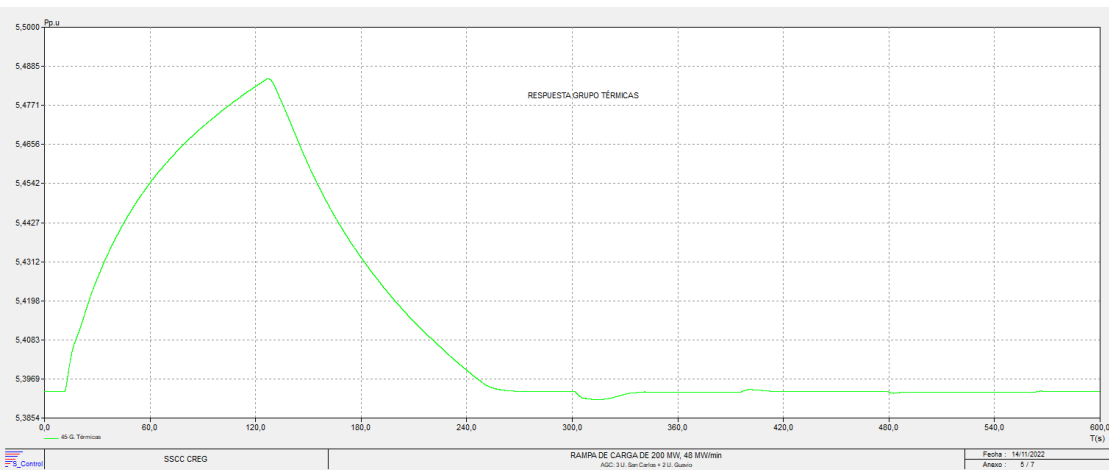
#### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



**Respuesta RPF Grupo Renovables:**

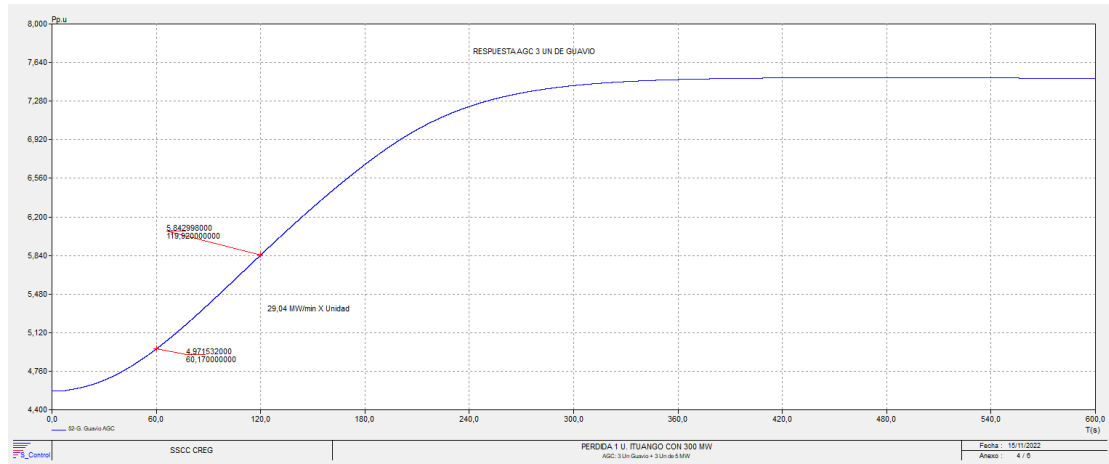


**Respuesta RPF Grupo Térmicas:**

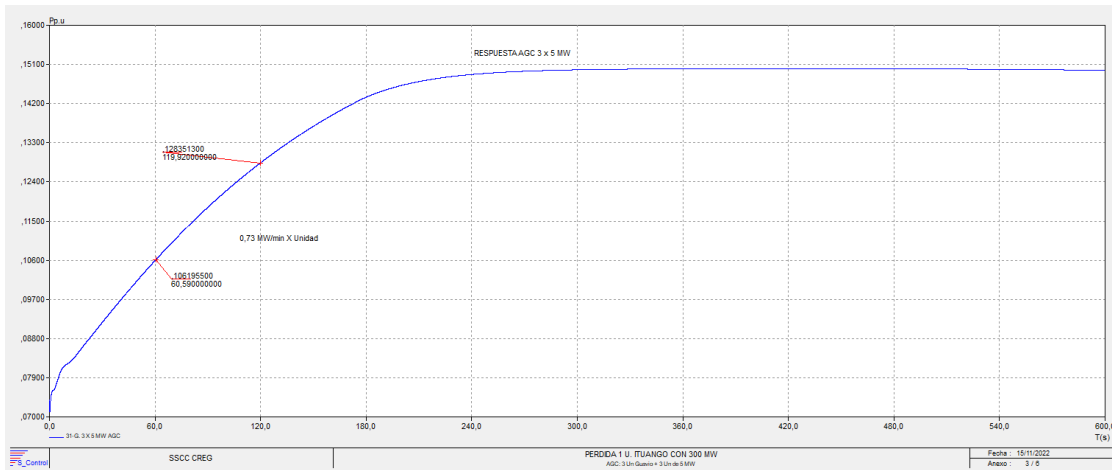


### 5.6.7 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_07

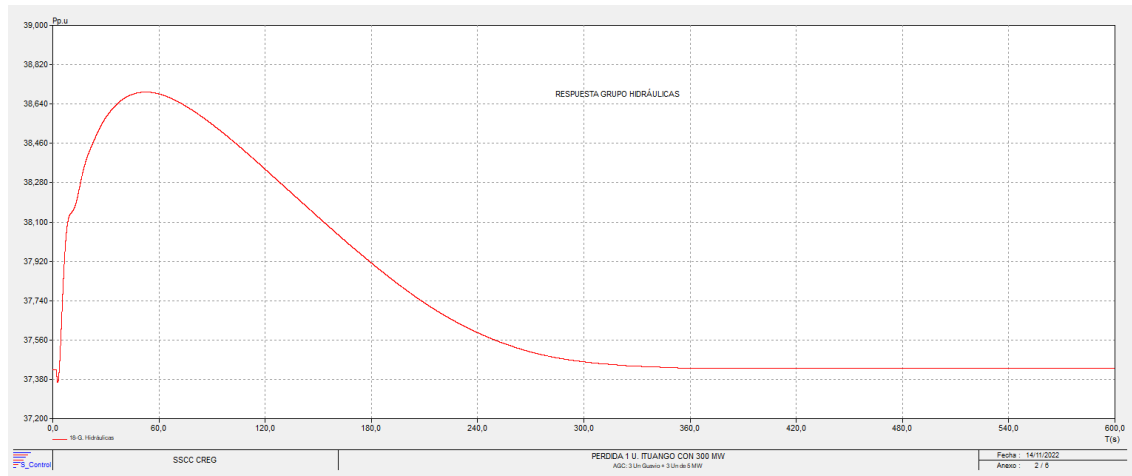
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



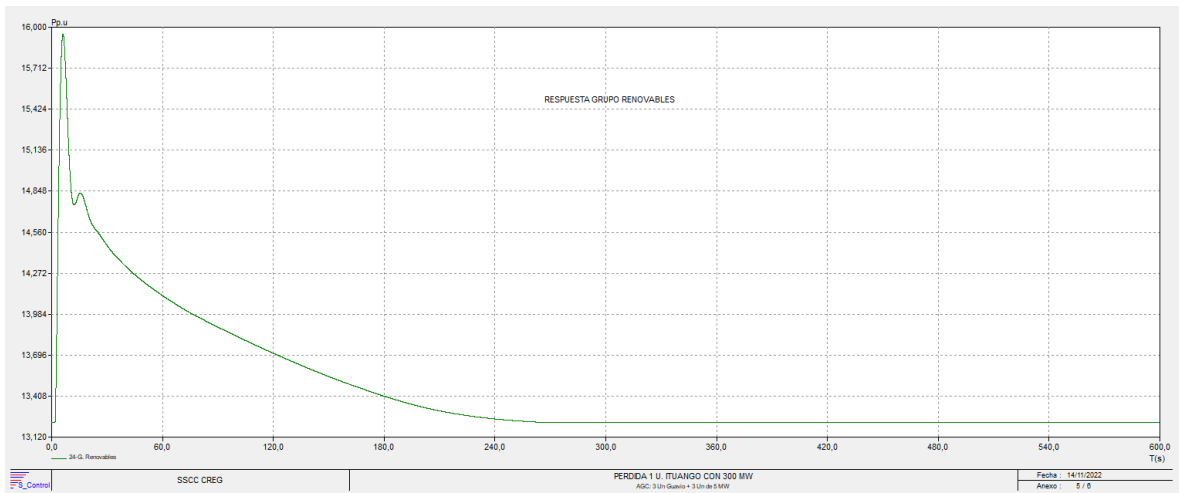
#### Respuesta del Grupo de Unidades de 5 MW en AGC:



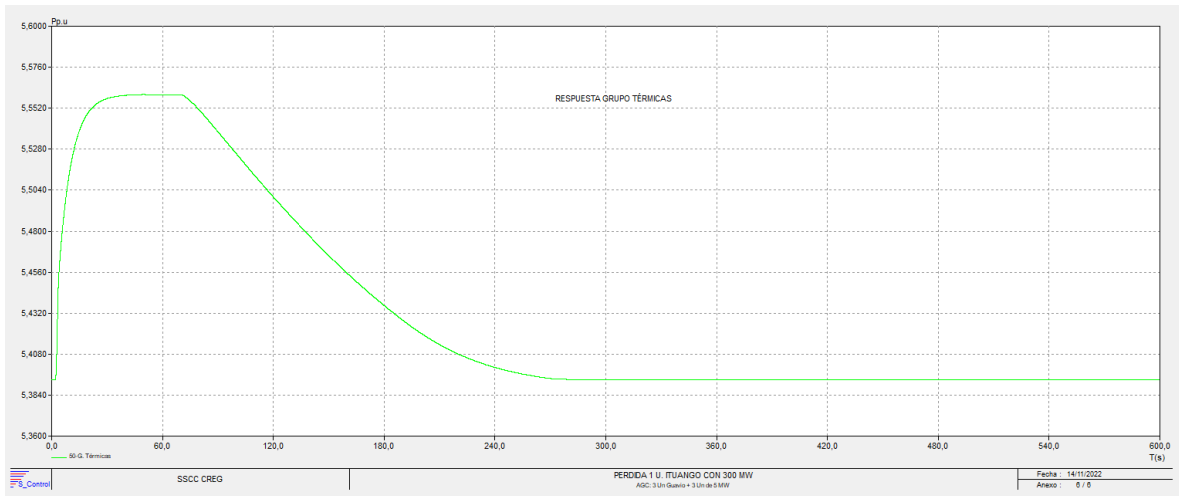
#### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Hidráulicas:



### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Renovables:

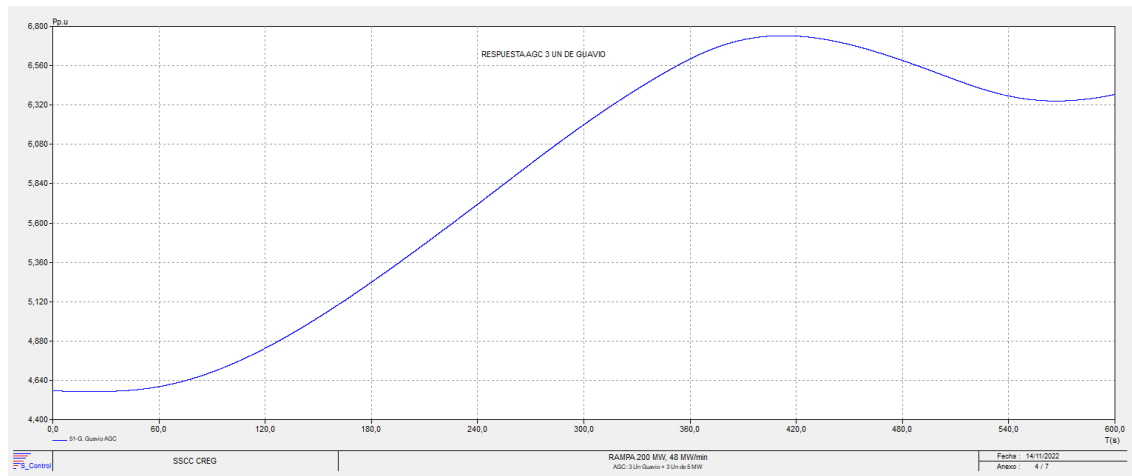


### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Térmicas:

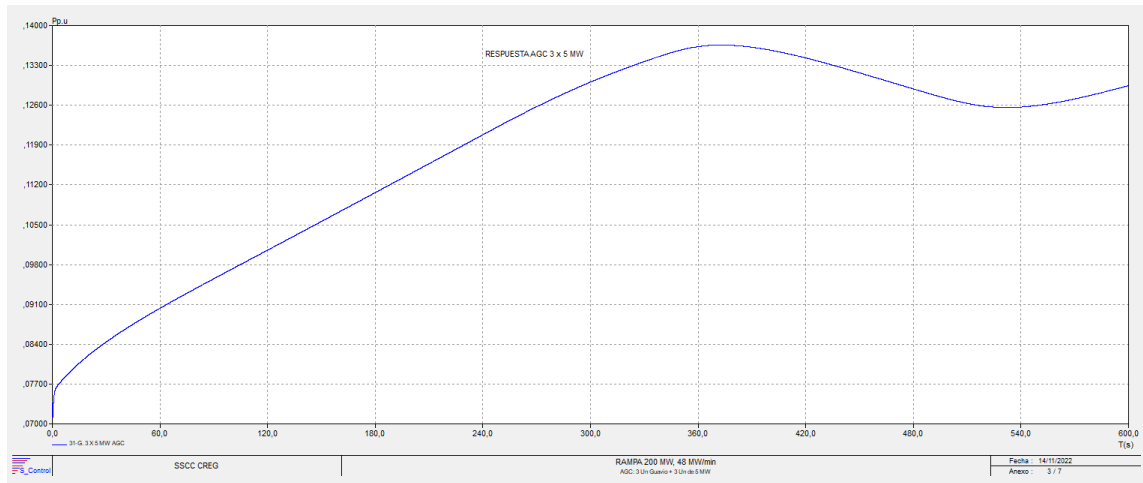


## 5.6.8 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_08

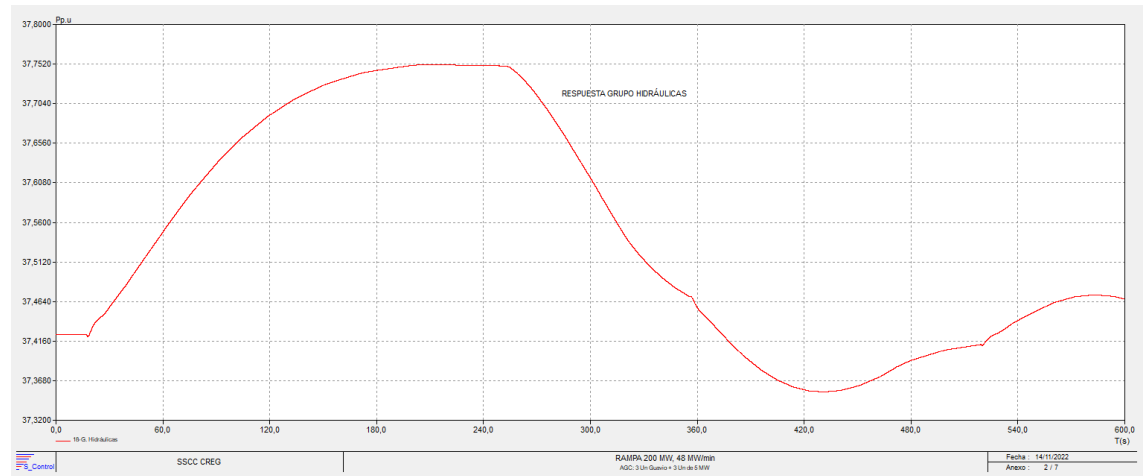
### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



### Respuesta del Grupo de Unidades 3 X 5 MW en AGC:

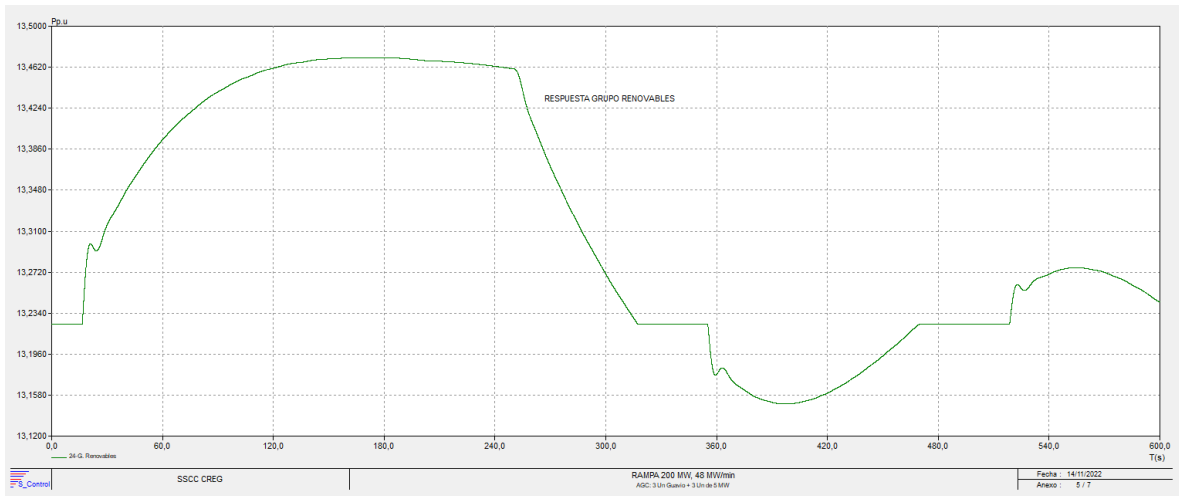


### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:

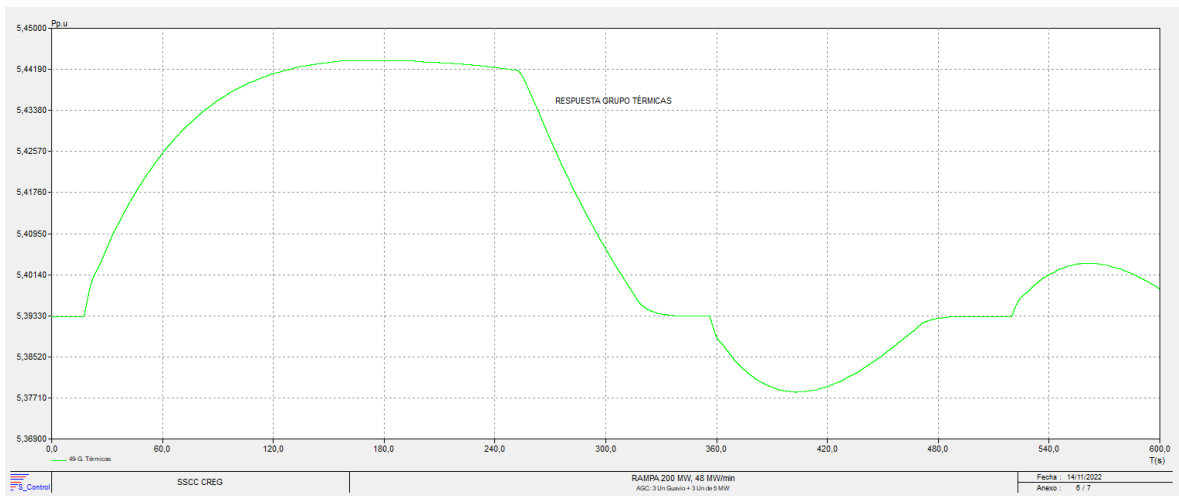


### Respuesta RPF Grupo Renovables:



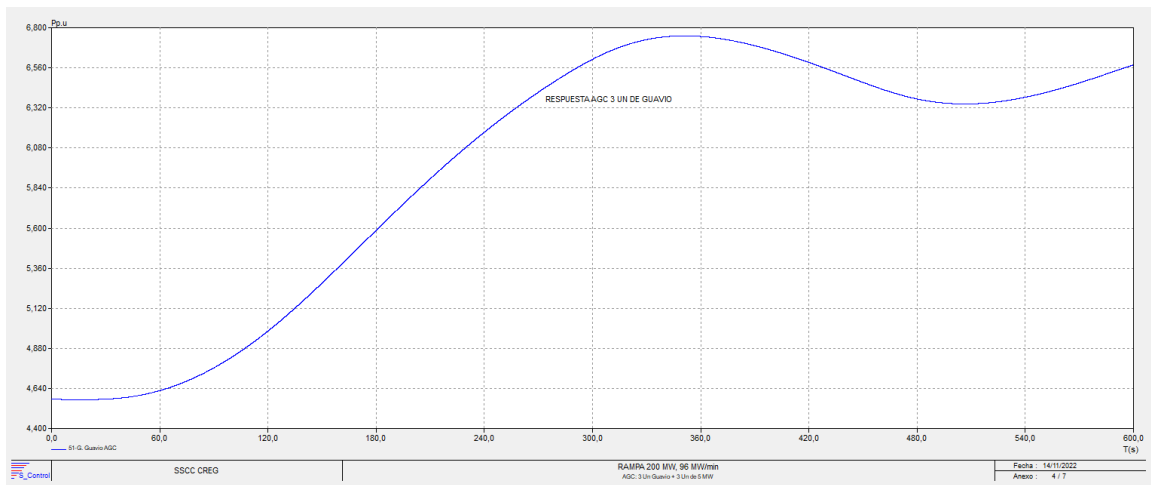


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

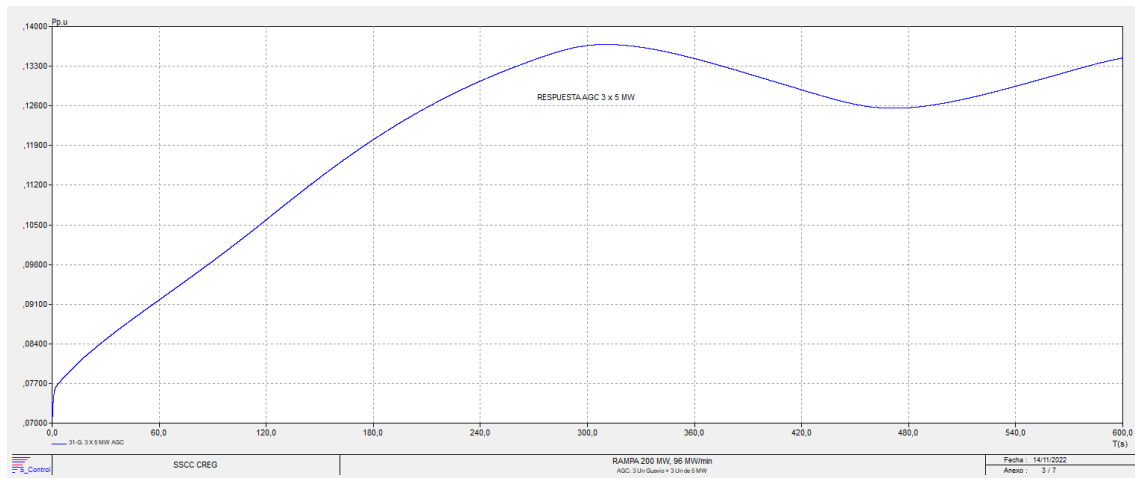


### 5.6.9 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_09

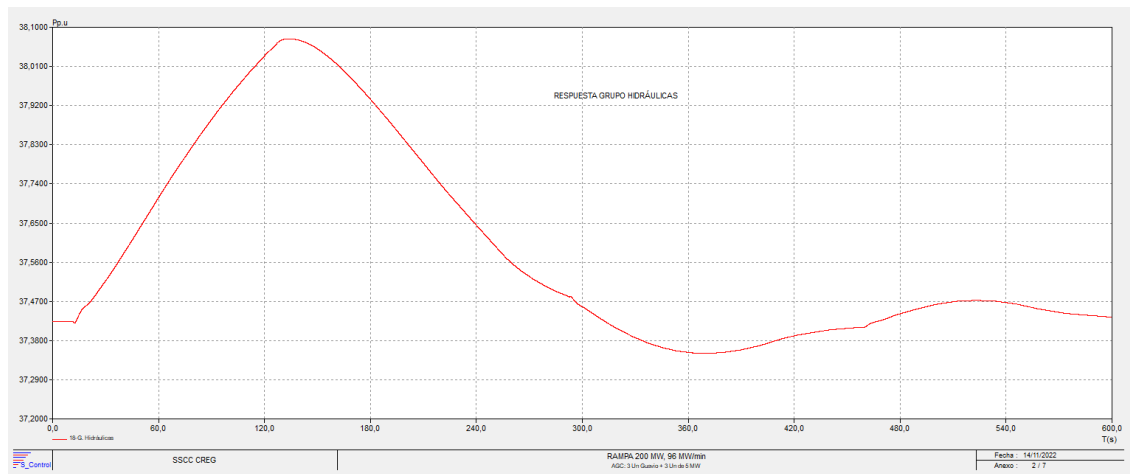
### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



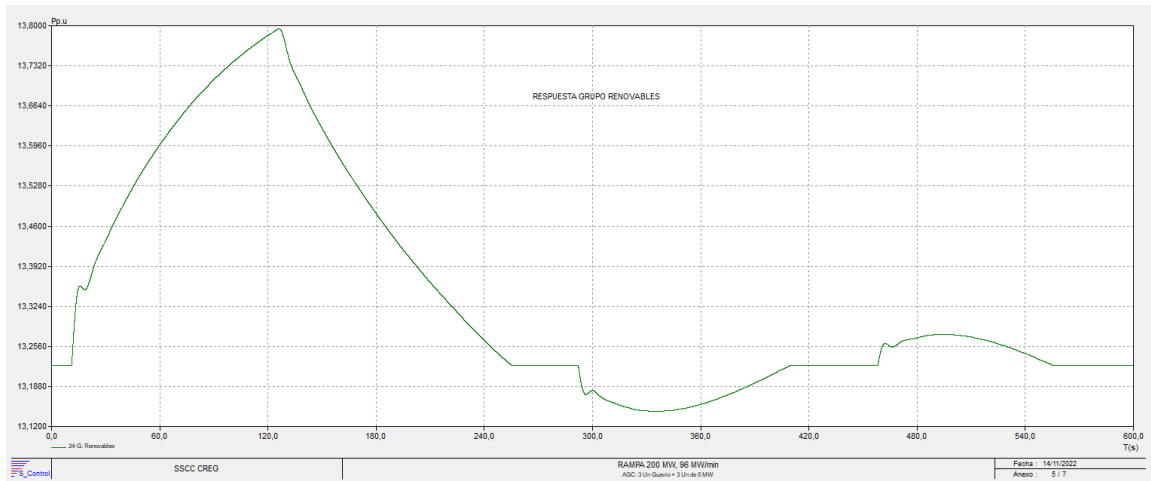
### Respuesta del Grupo de Unidades 3 X 5 MW en AGC:



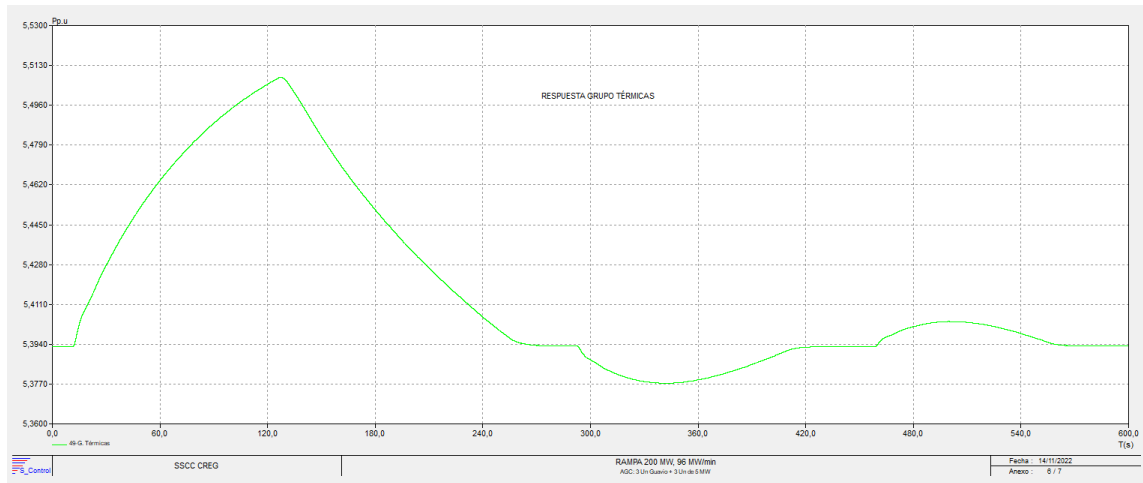
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



### Respuesta RPF Grupo Renovables:

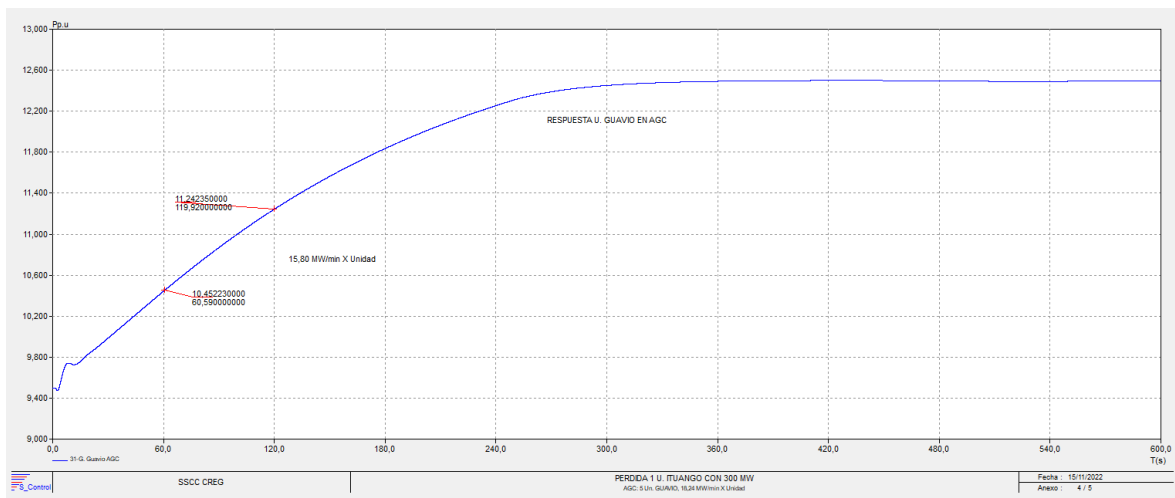


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

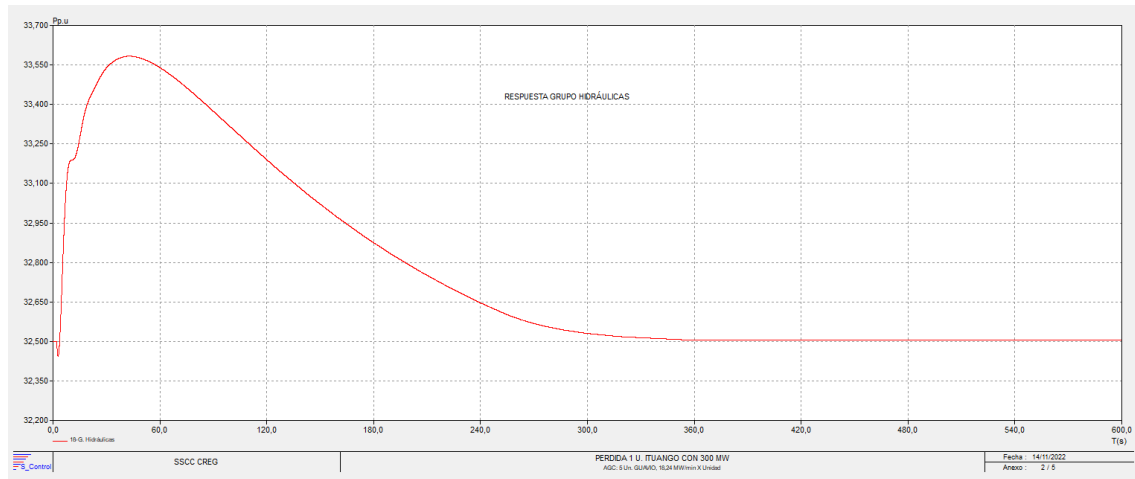


### 5.6.10 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_10

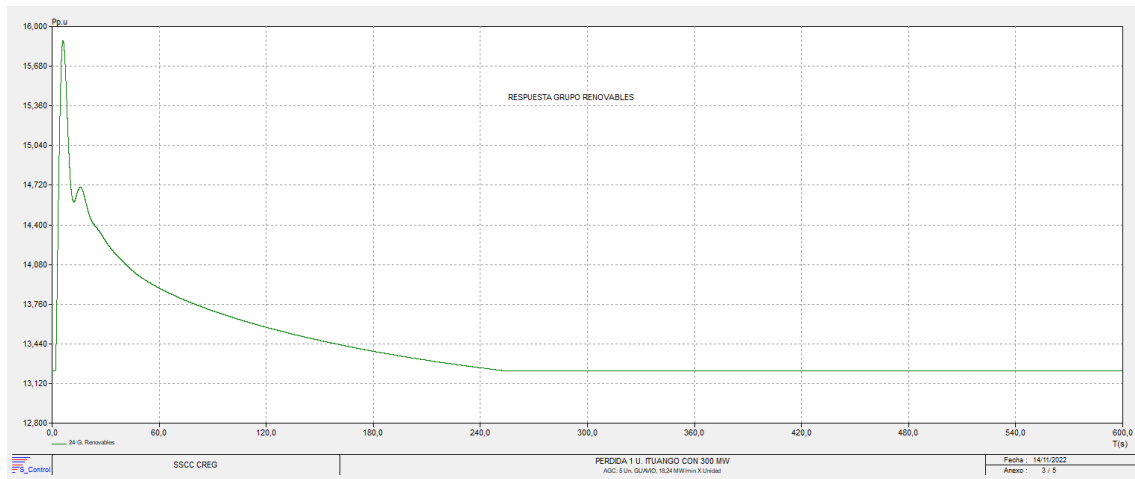
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



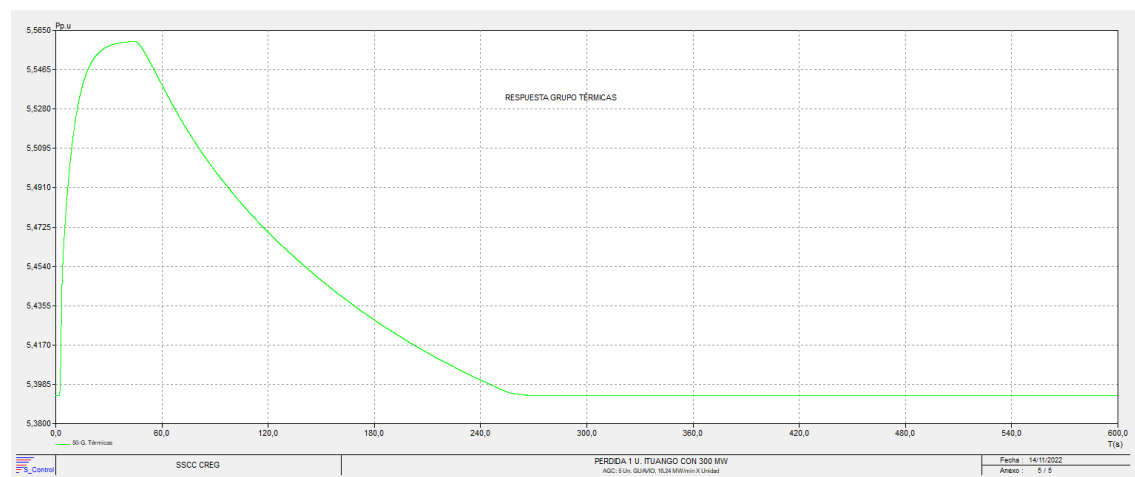
#### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Hidráulicas:



### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Renovables:

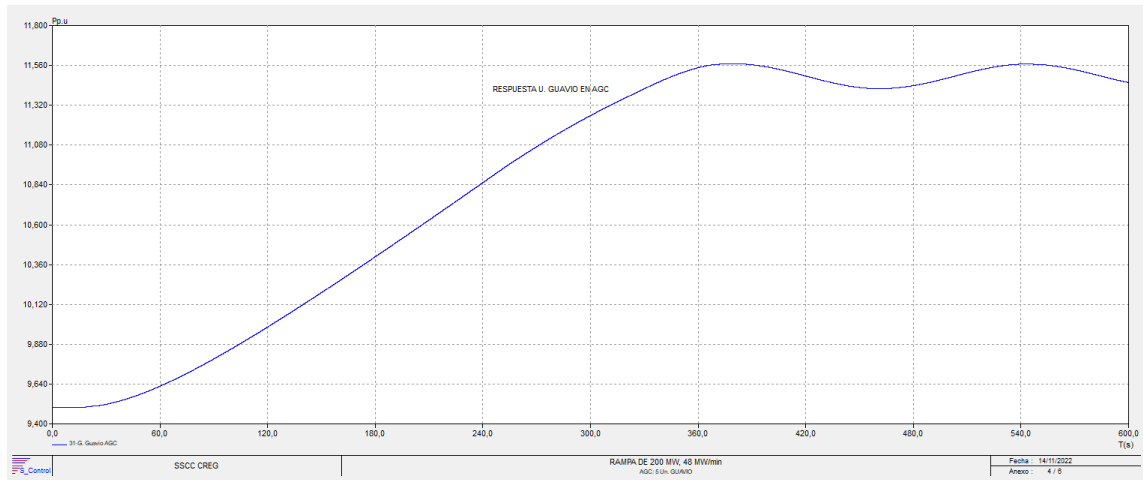


### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Térmicas:

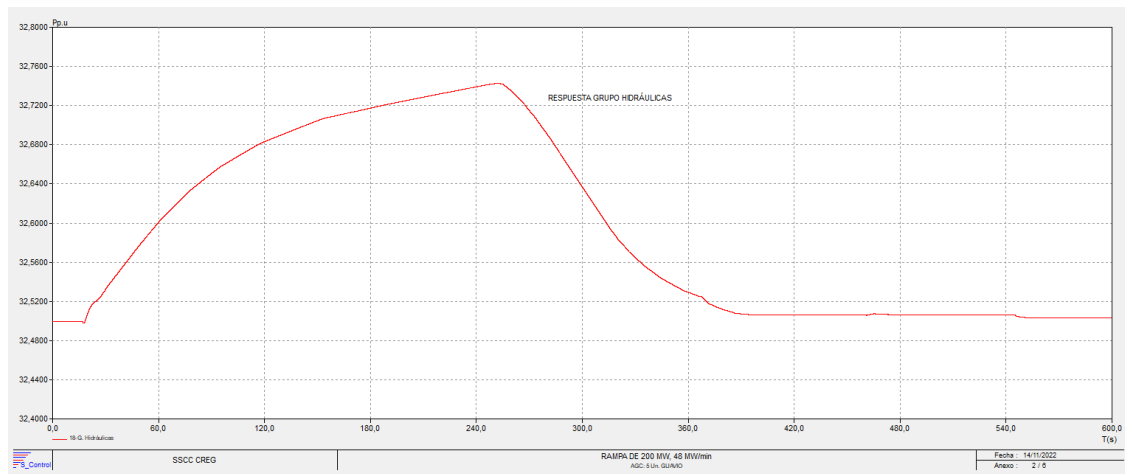


### 5.6.11 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_11

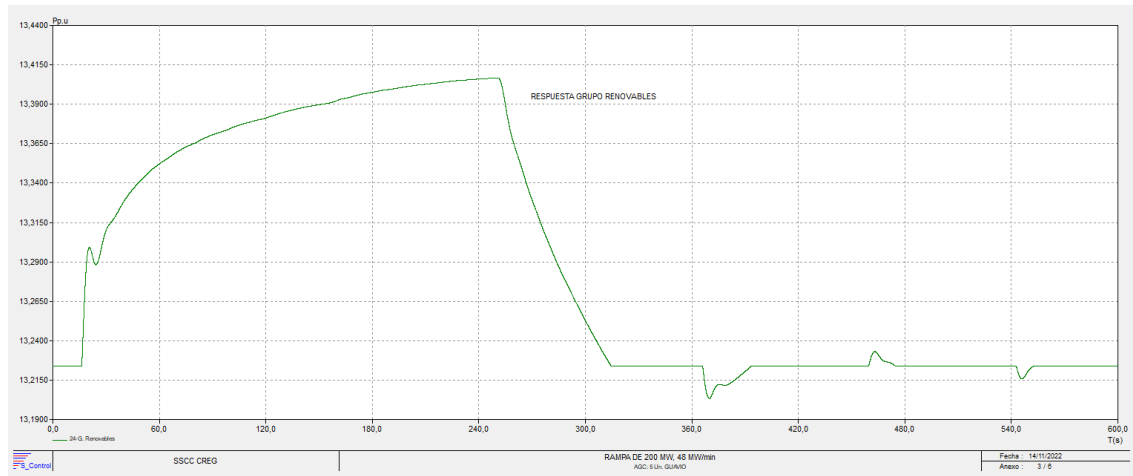
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



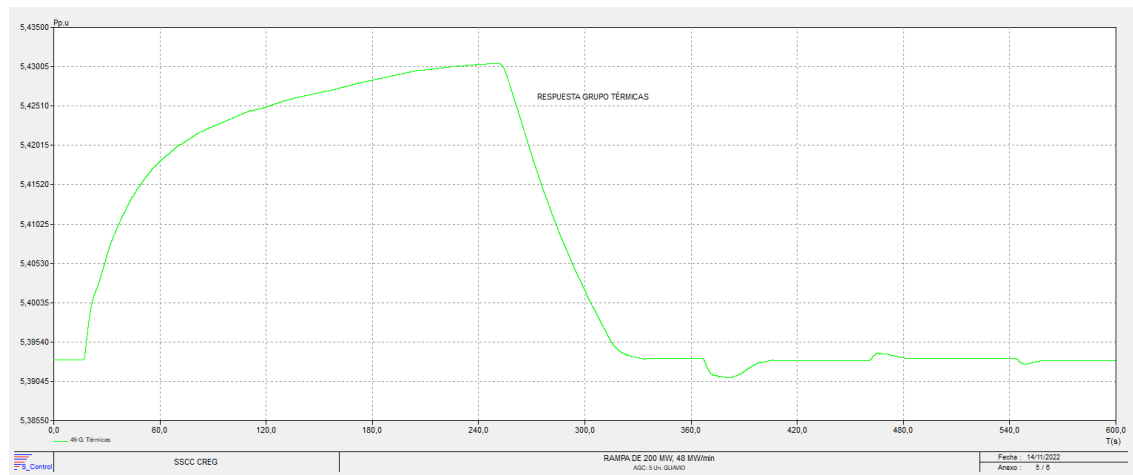
#### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:



#### Respuesta RPF Grupo Renovables:

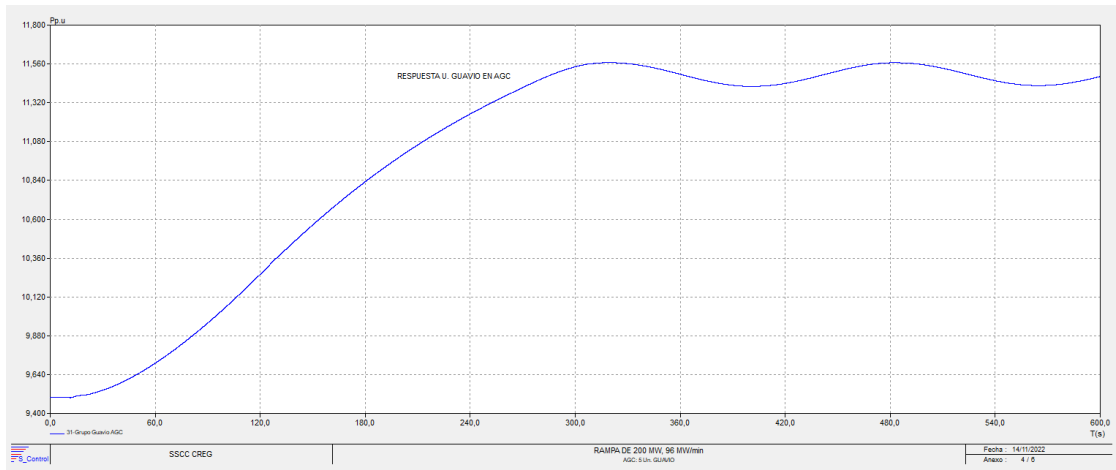


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

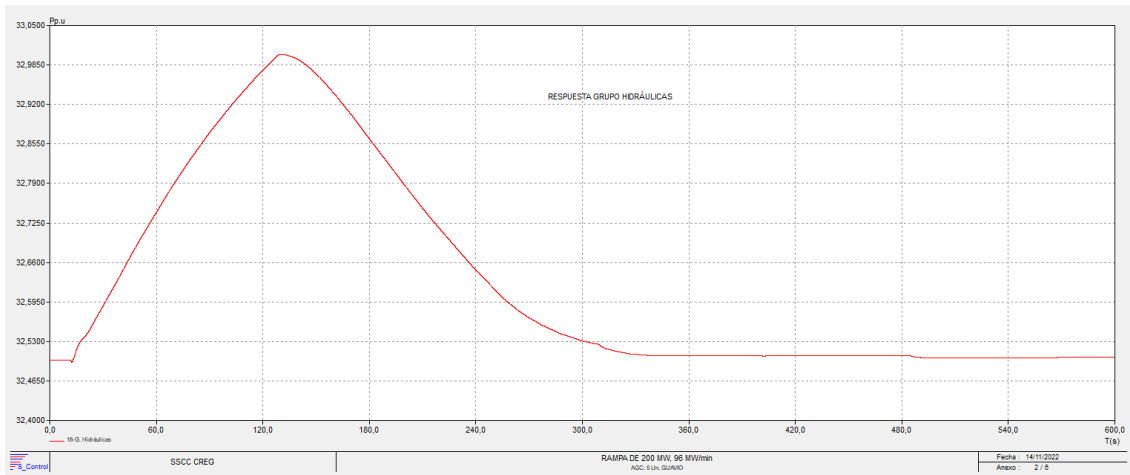


### 5.6.12 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_12

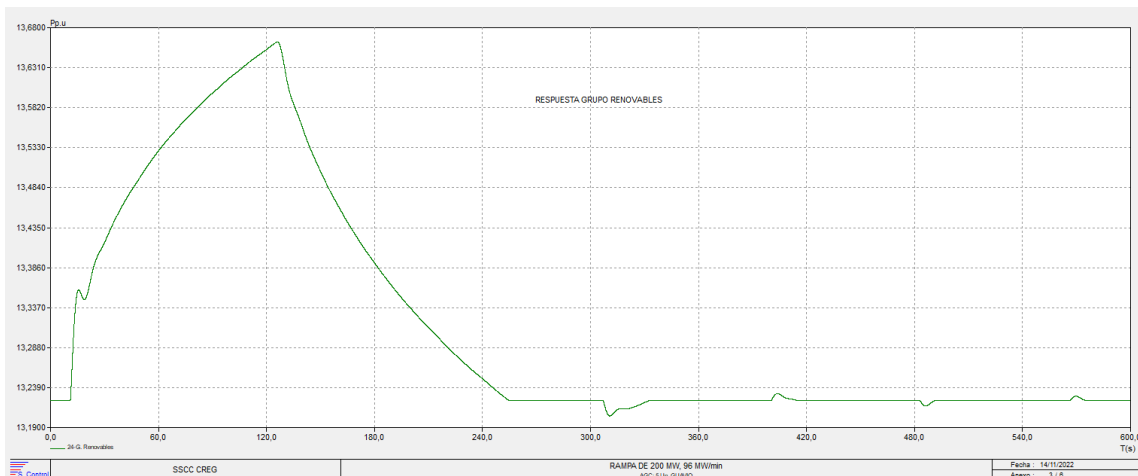
### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC:



### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas:

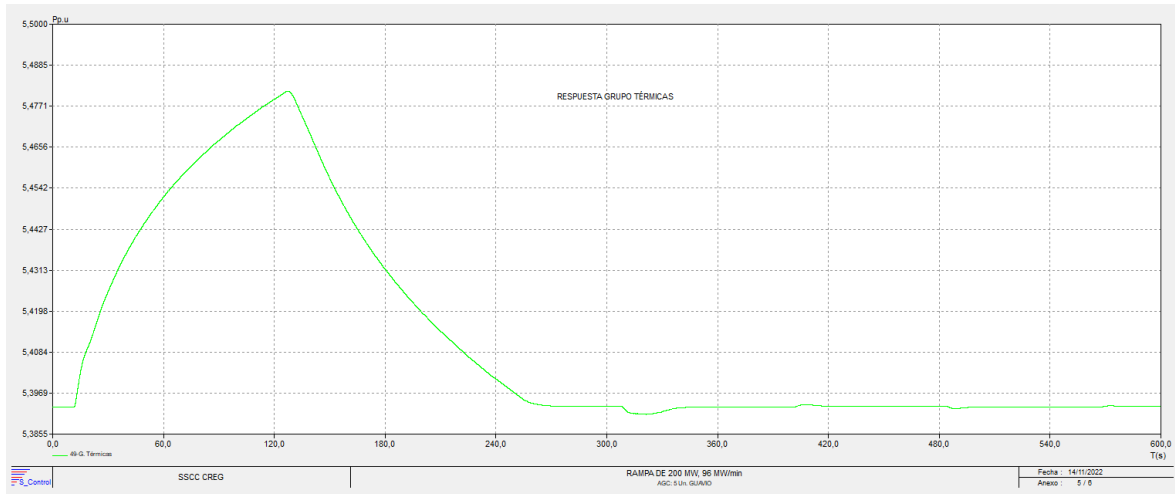


### Respuesta RPF Grupo Renovables:



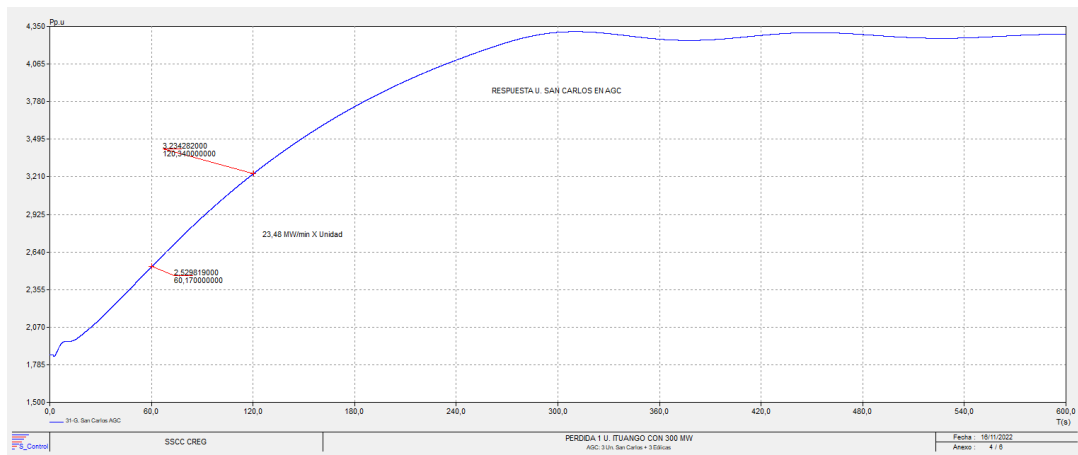


### Respuesta RPF Grupo Térmicas:

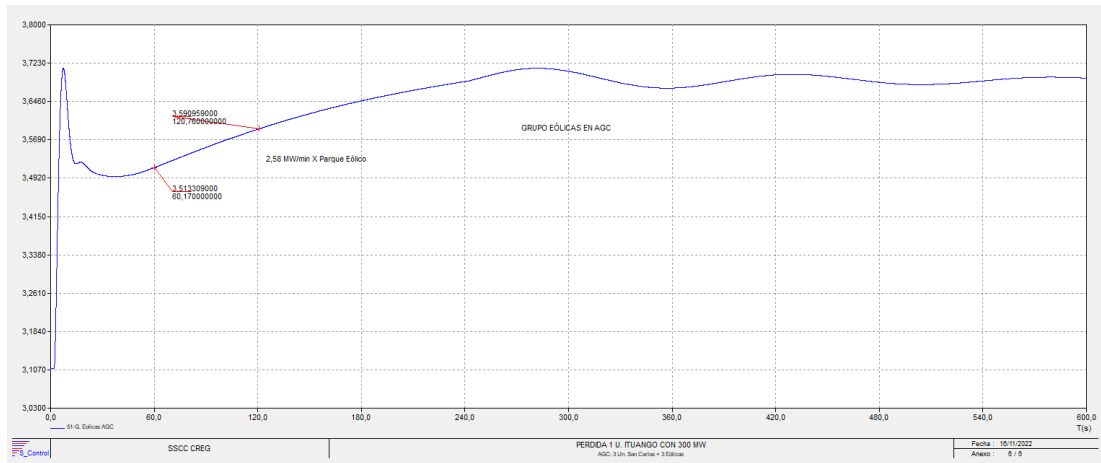


### 5.6.13 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_13

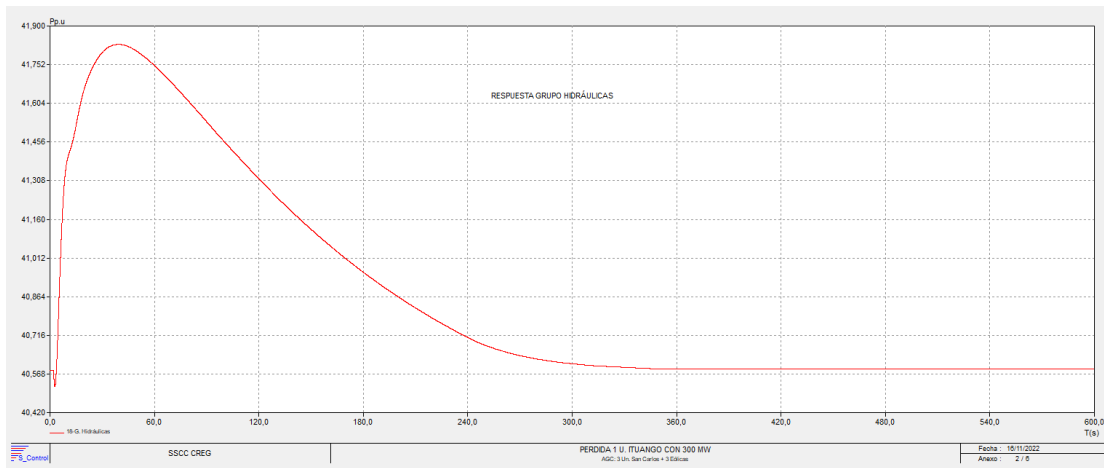
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC



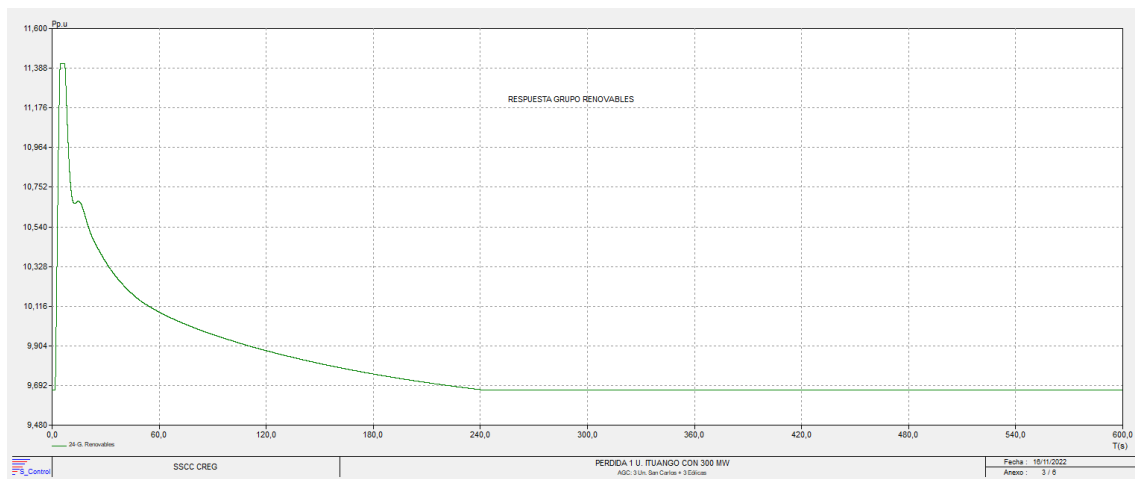
### Respuesta del Grupo Eólicas en AGC



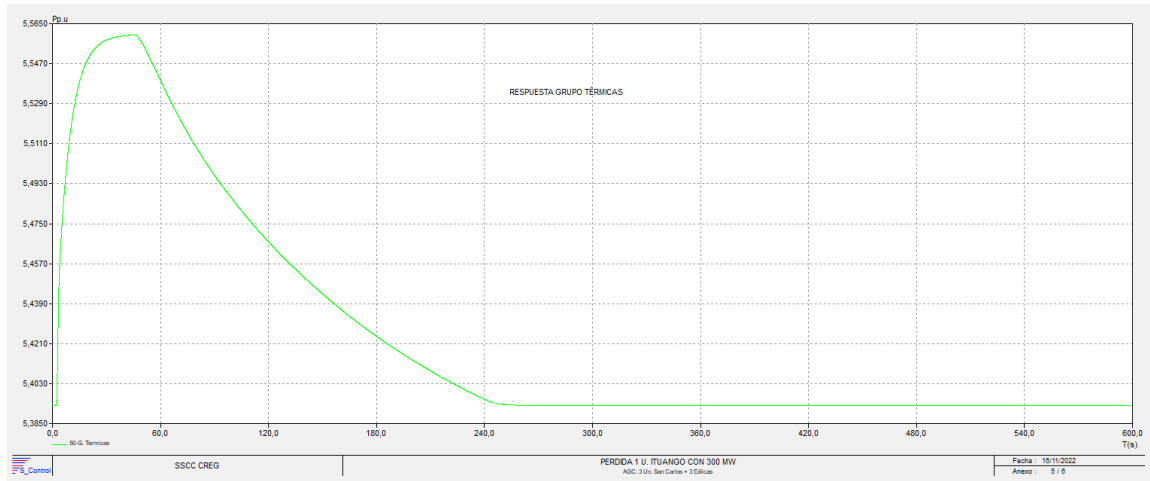
### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Hidráulicas



### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Renovables

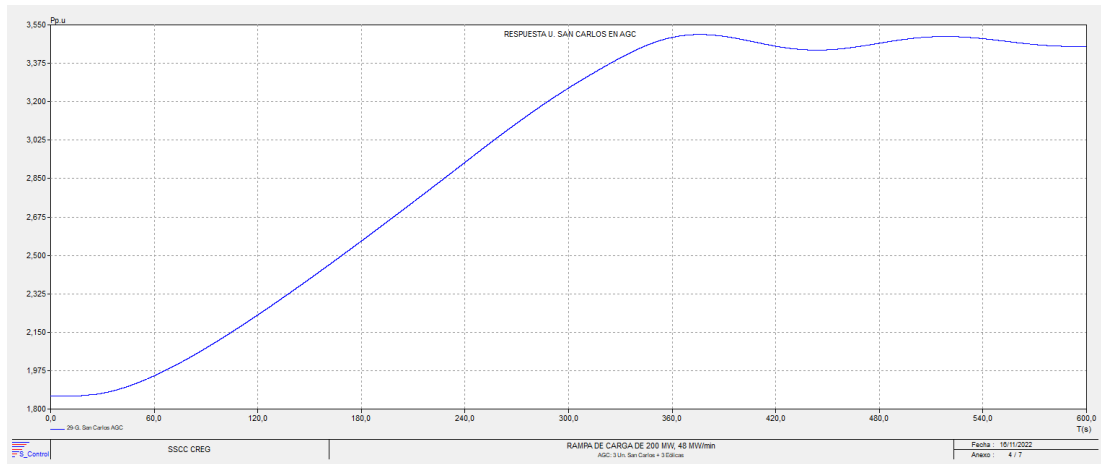


### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Térmicas

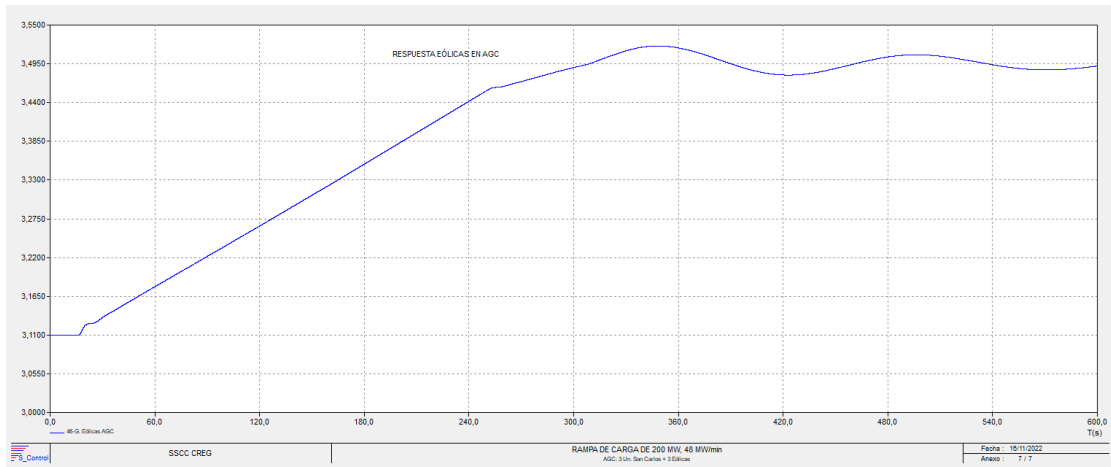


### 5.6.14 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_14

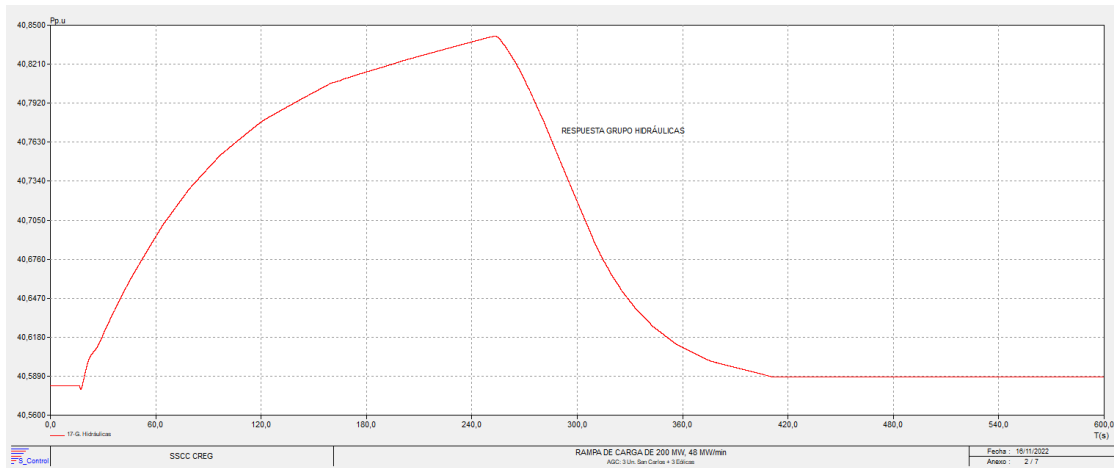
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC



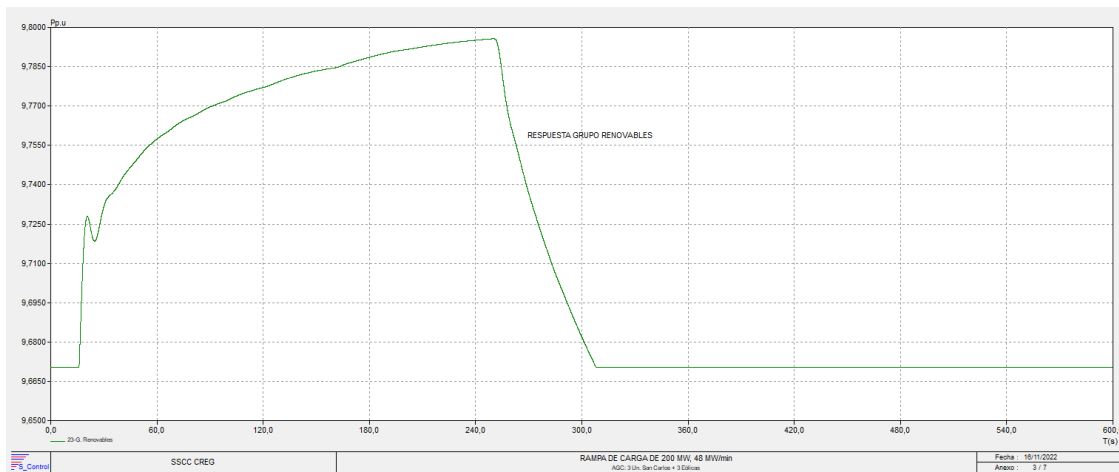
### Respuesta del Grupo de Unidades Eólicas en AGC



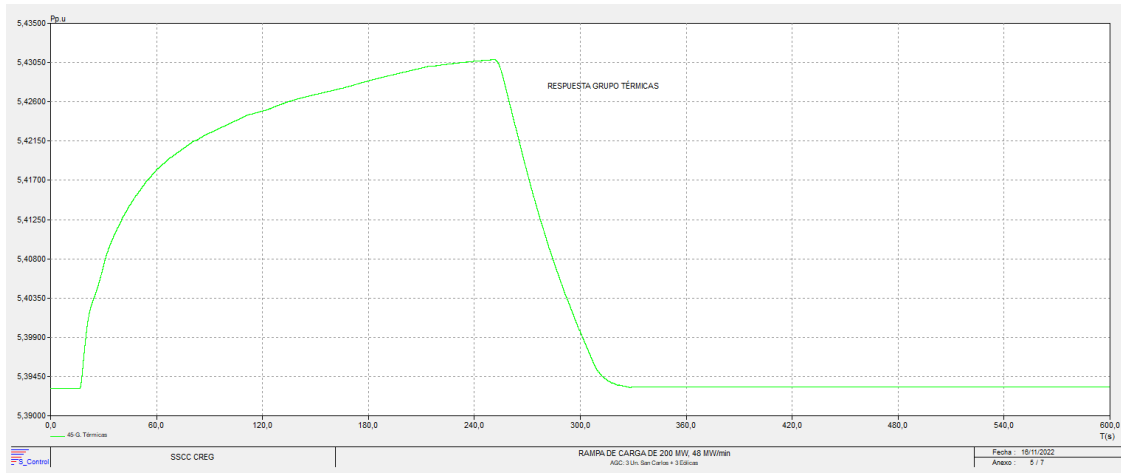
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas



### Respuesta RPF Grupo Renovables

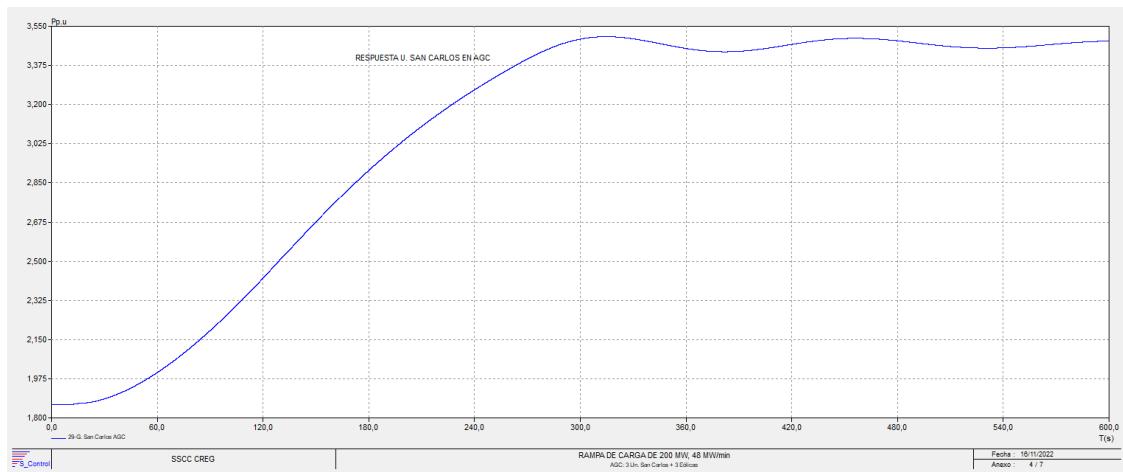


### Respuesta RPF Grupo Térmicas

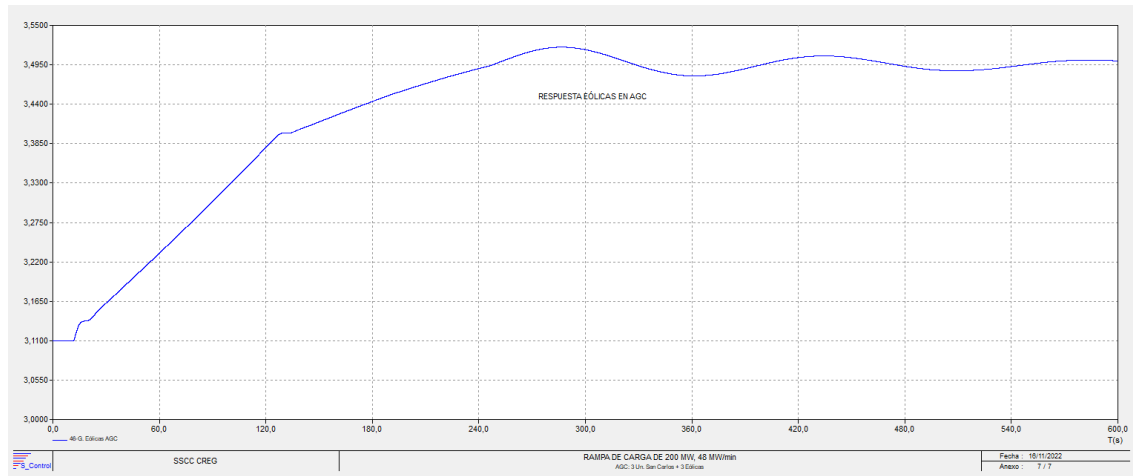


### 5.6.15 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_15

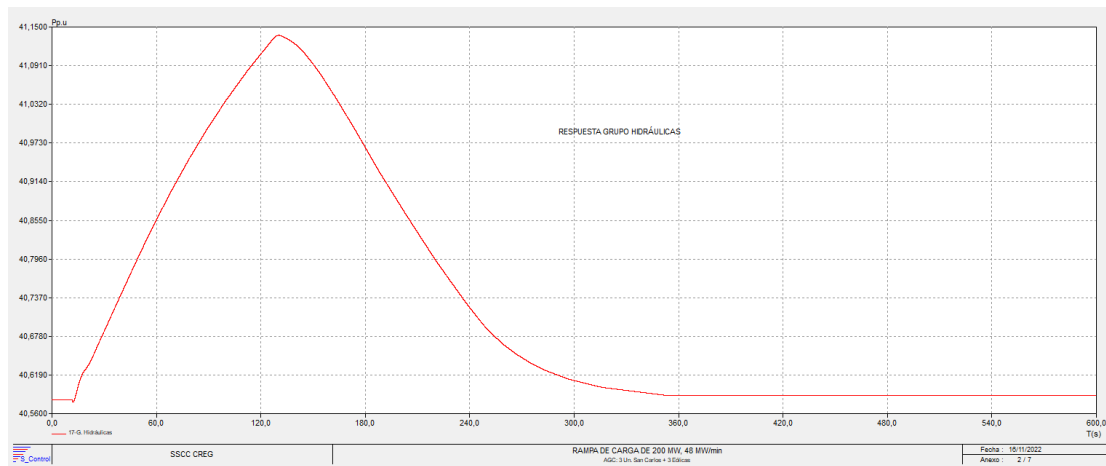
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC



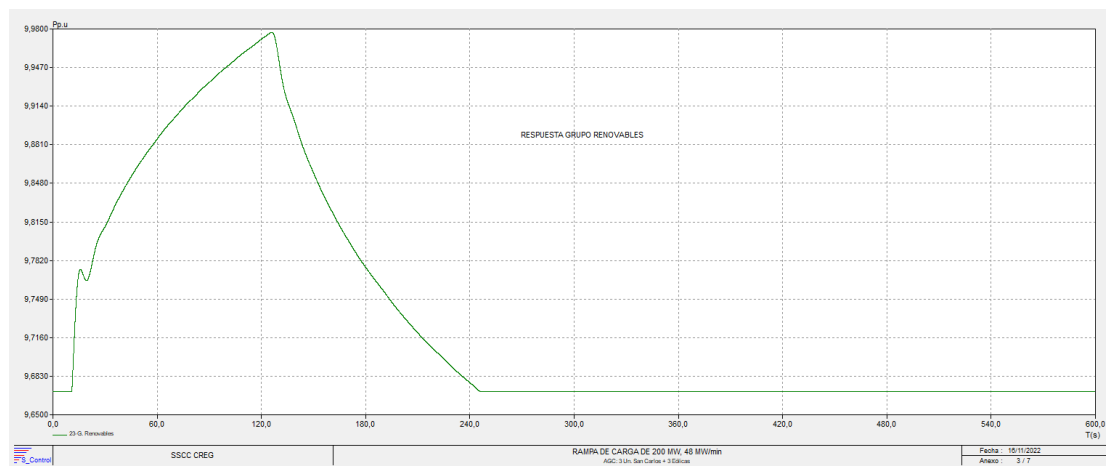
### Respuesta del Grupo de Unidades Eólicas en AGC



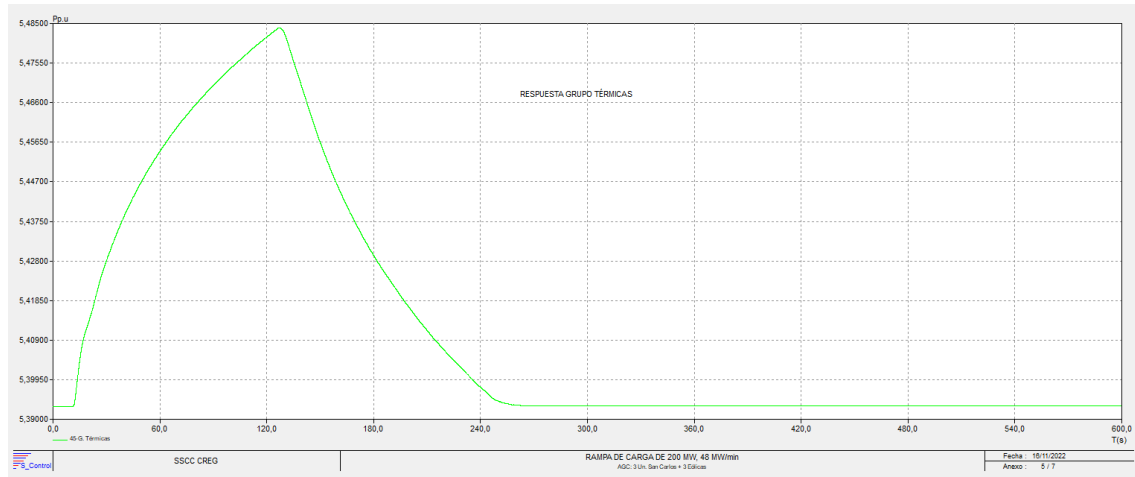
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas



### Respuesta RPF Grupo Renovables

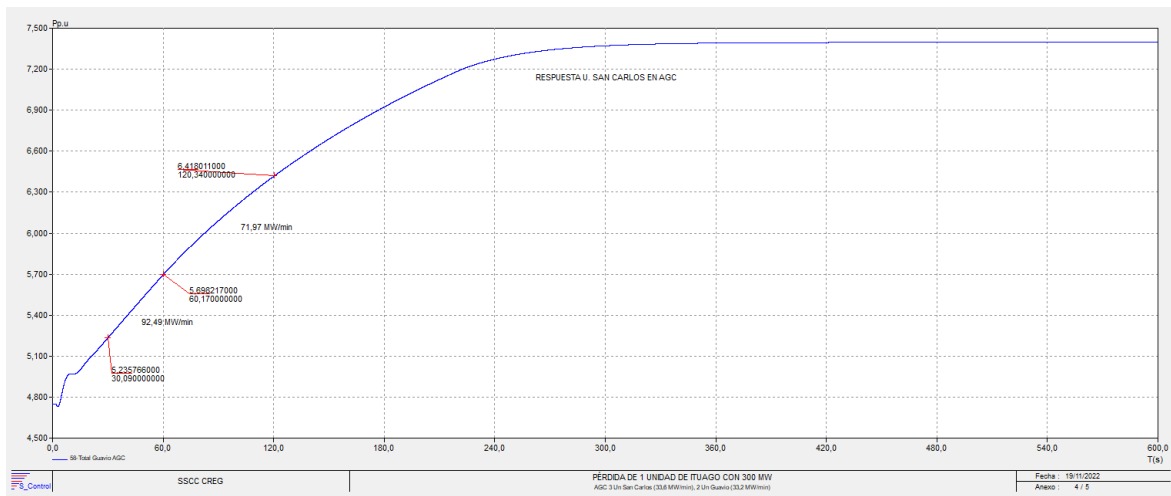


### Respuesta RPF Grupo Térmicas

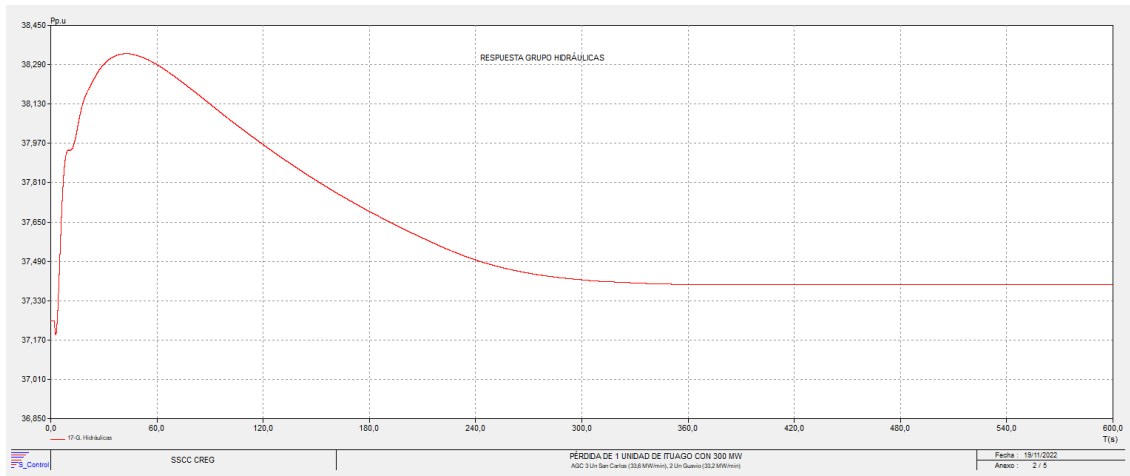


### 5.6.16 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_16

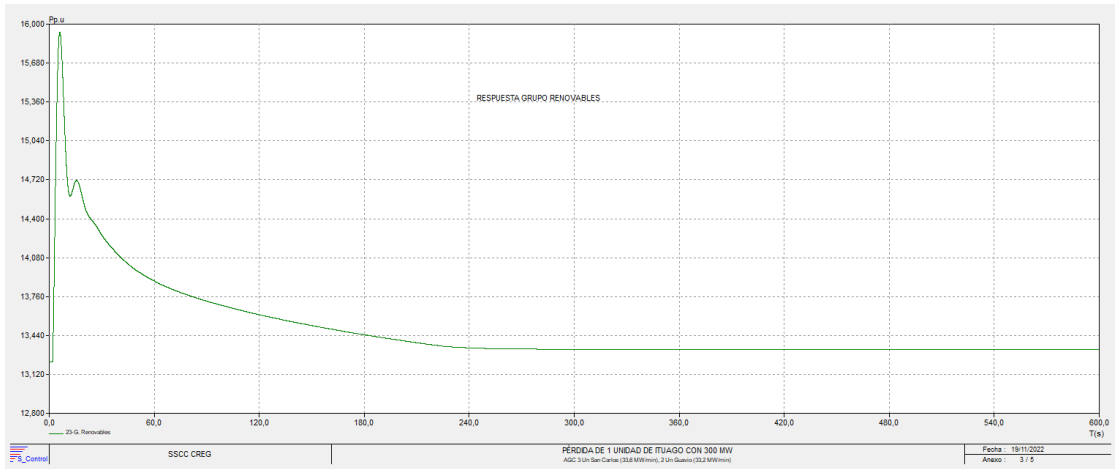
### Respuesta del Grupo de Unidades de San Carlos en AGC



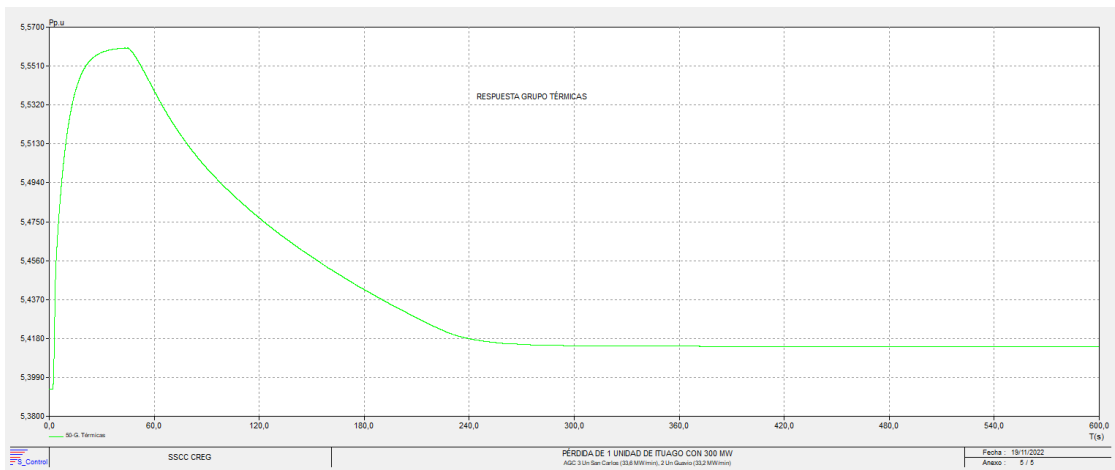
### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas



### Respuesta RPF Grupo Renovables



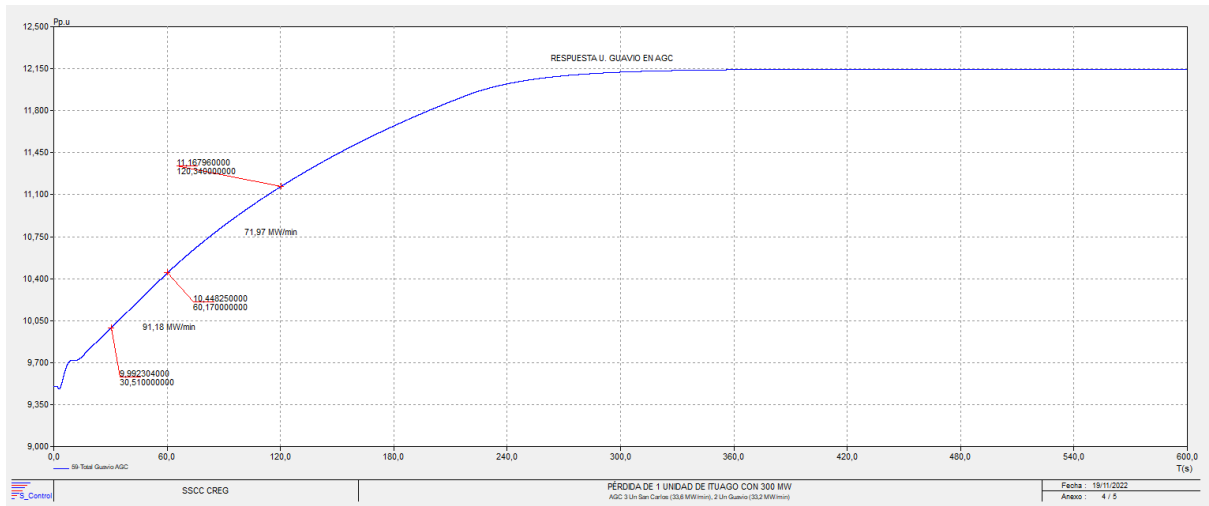
### Respuesta RPF Grupo Térmicas



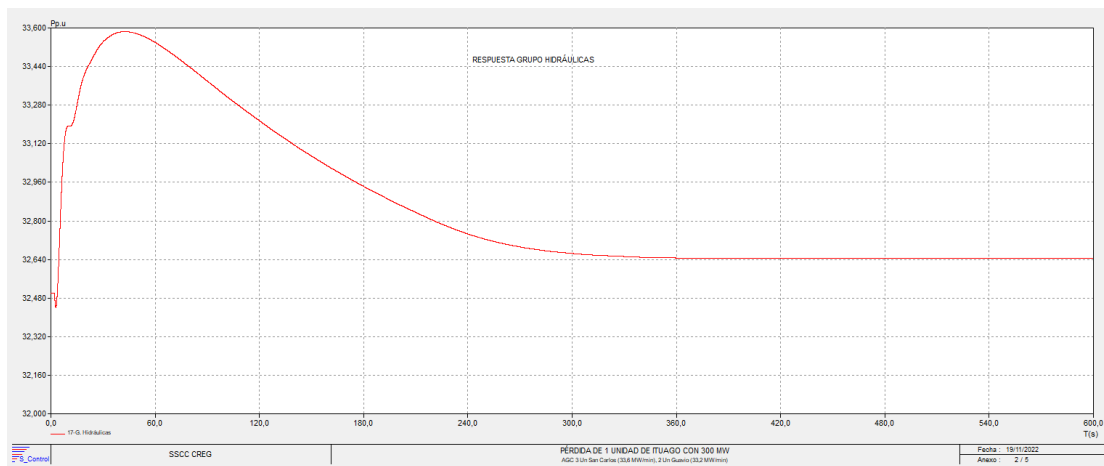


### 5.6.17 Caso HM\_2025-06-01\_P4\_0\_AGC\_17

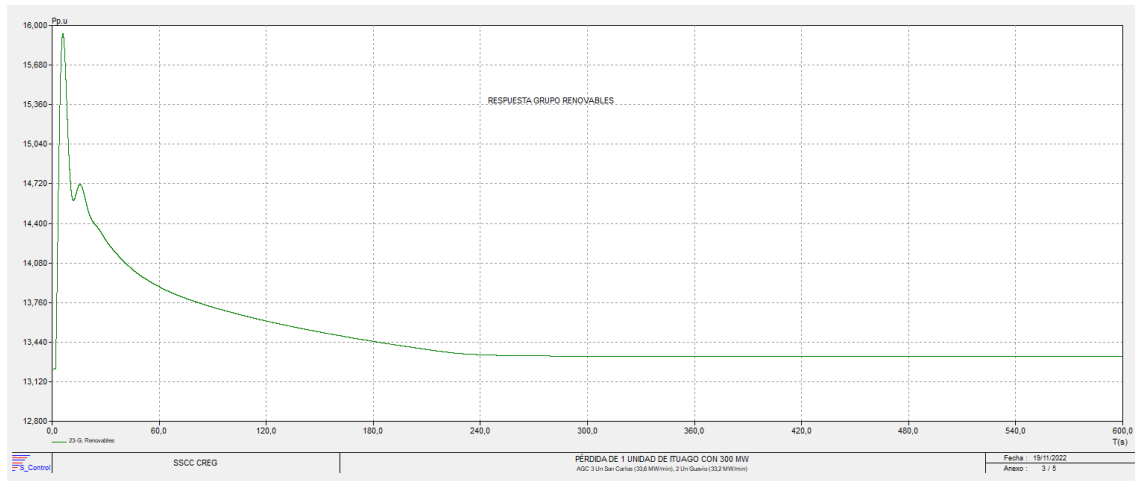
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC



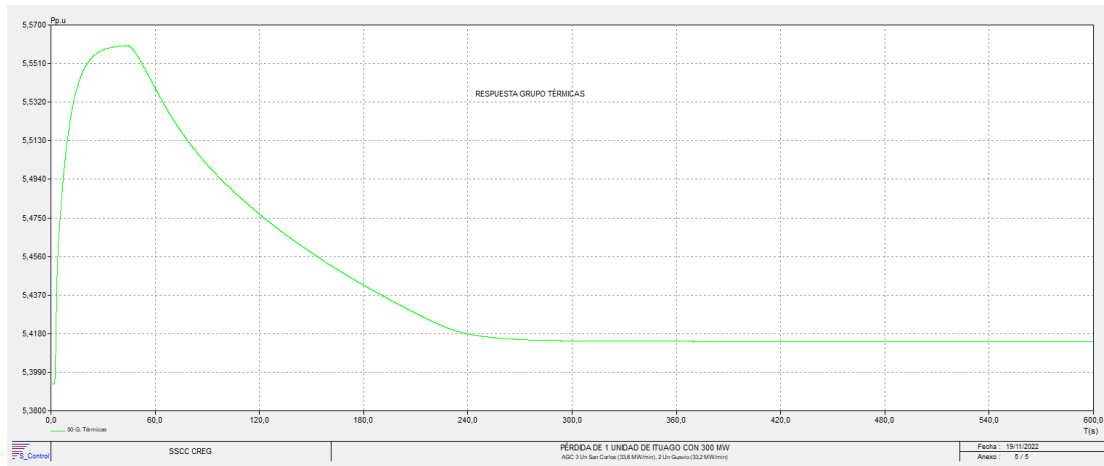
#### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas



#### Respuesta RPF Grupo Renovables

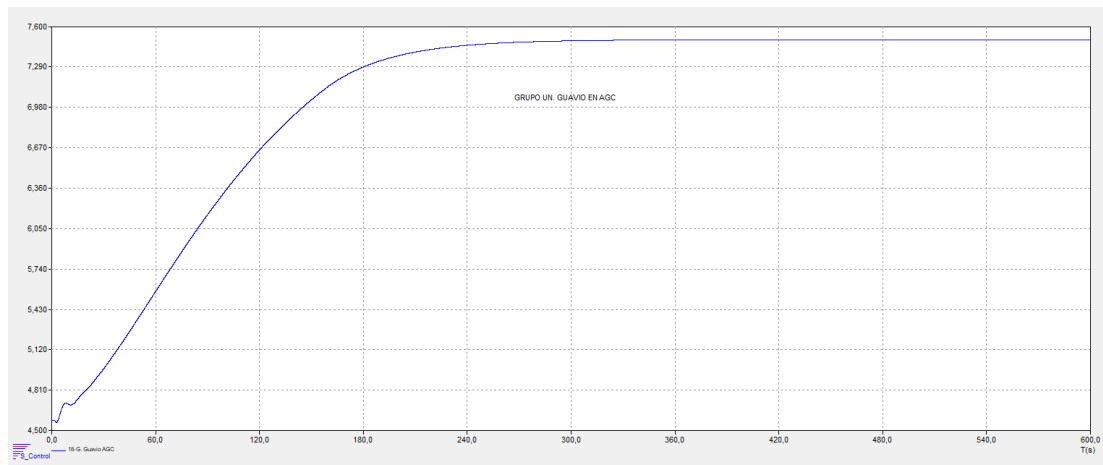


### Respuesta RPF Grupo Térmicas

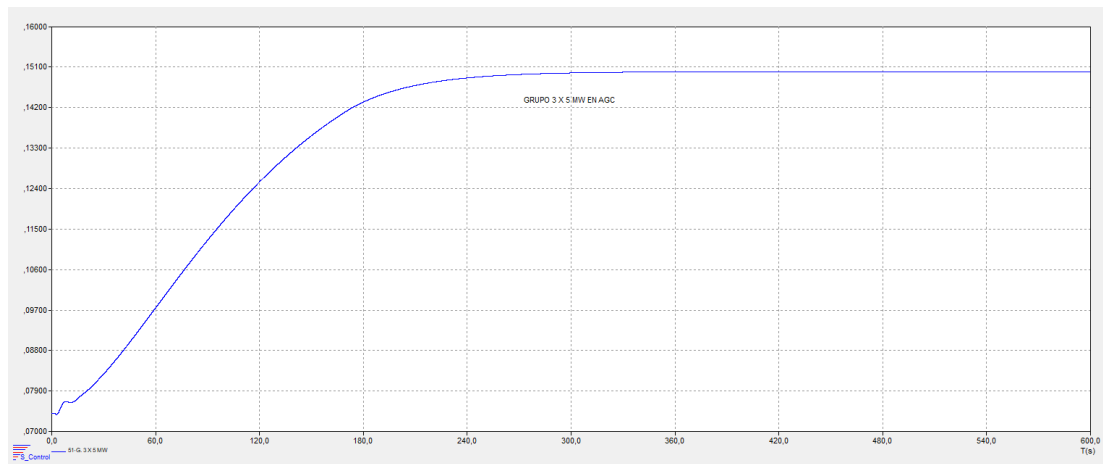


### 5.6.18 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_18

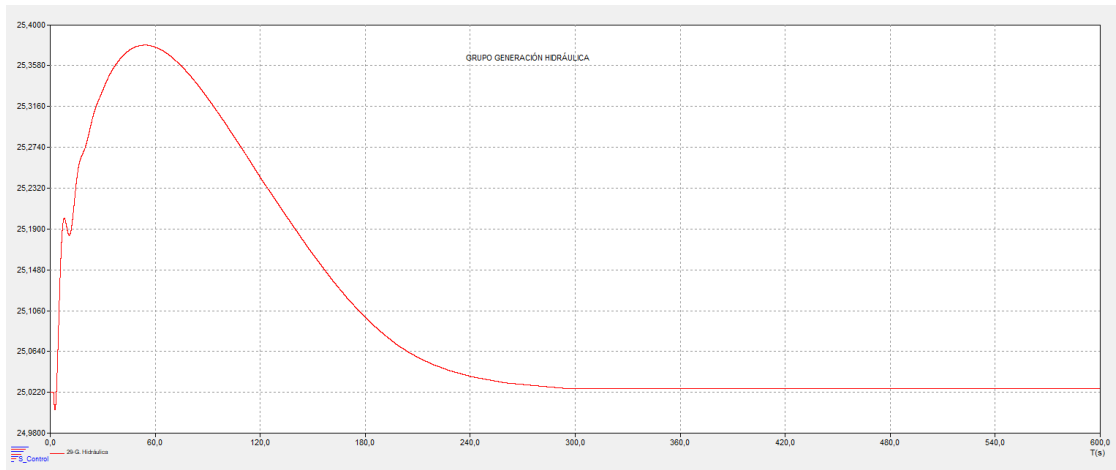
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC



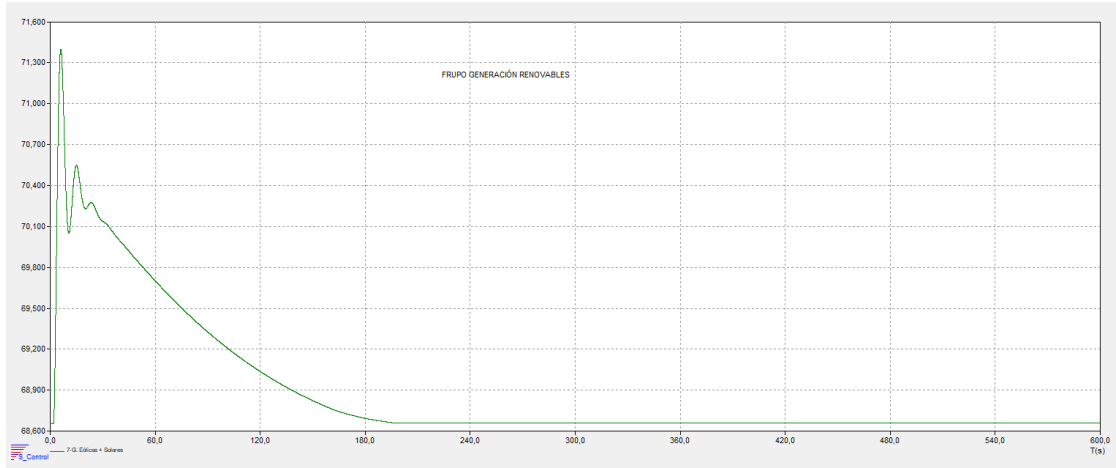
### Respuesta del Grupo de Unidades 3 X 5 MW en AGC



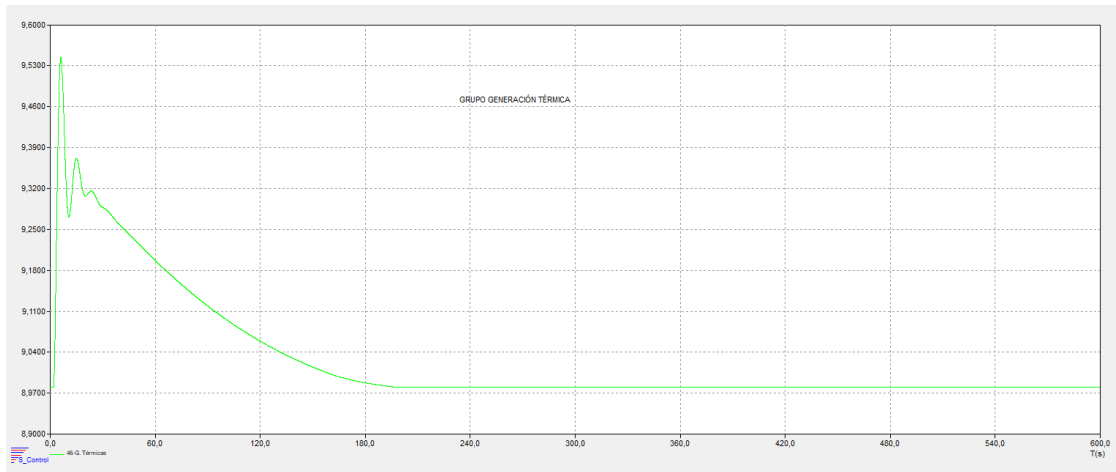
### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Hidráulicas



### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Renovables

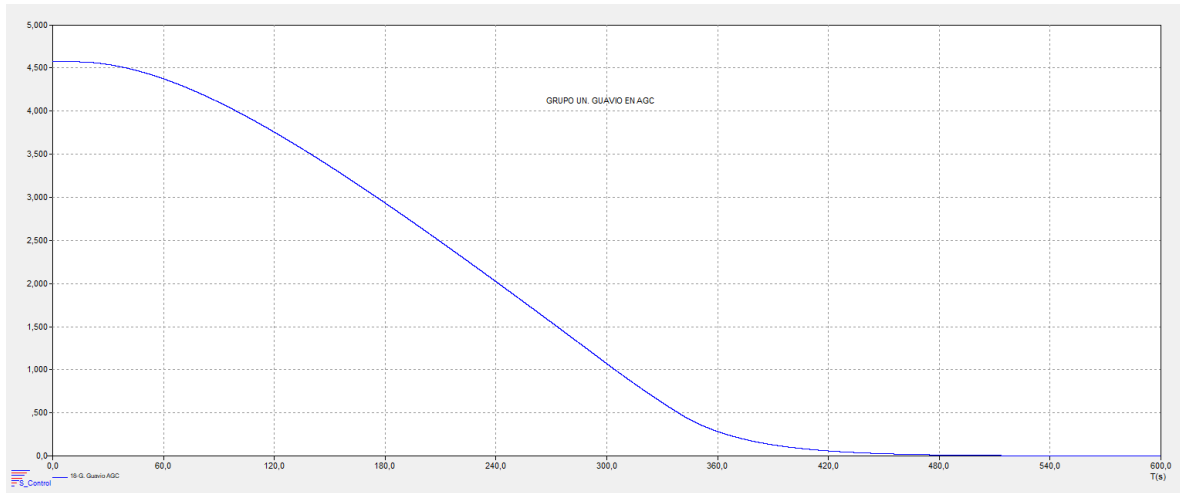


### Respuesta RPF del Grupo de Unidades Térmicas

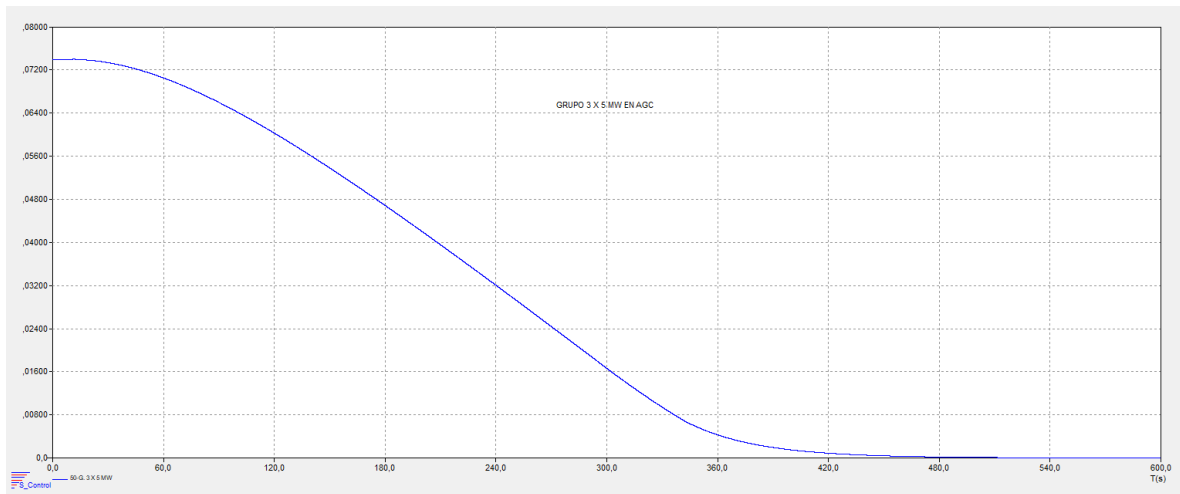


### 5.6.19 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_19

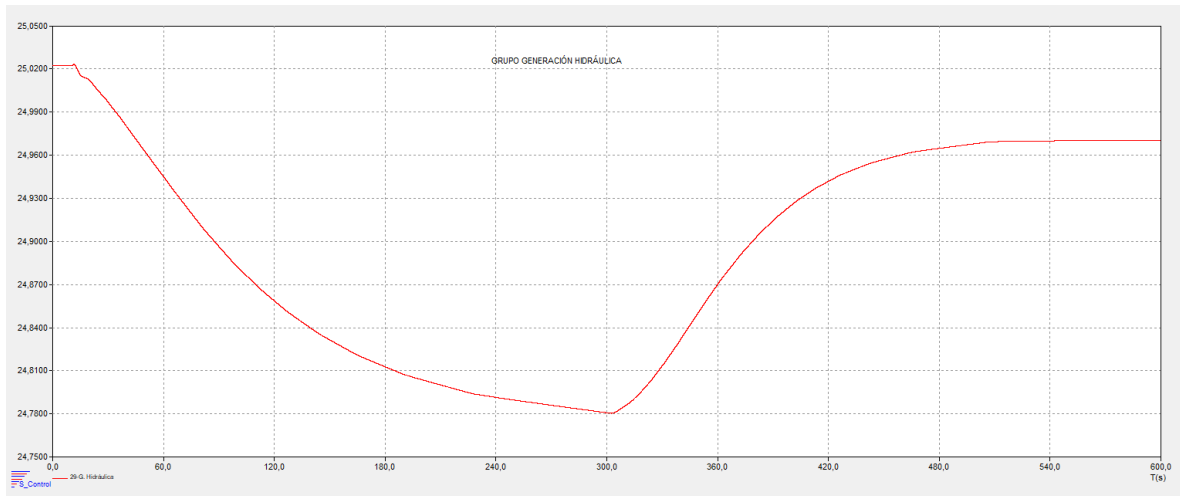
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC



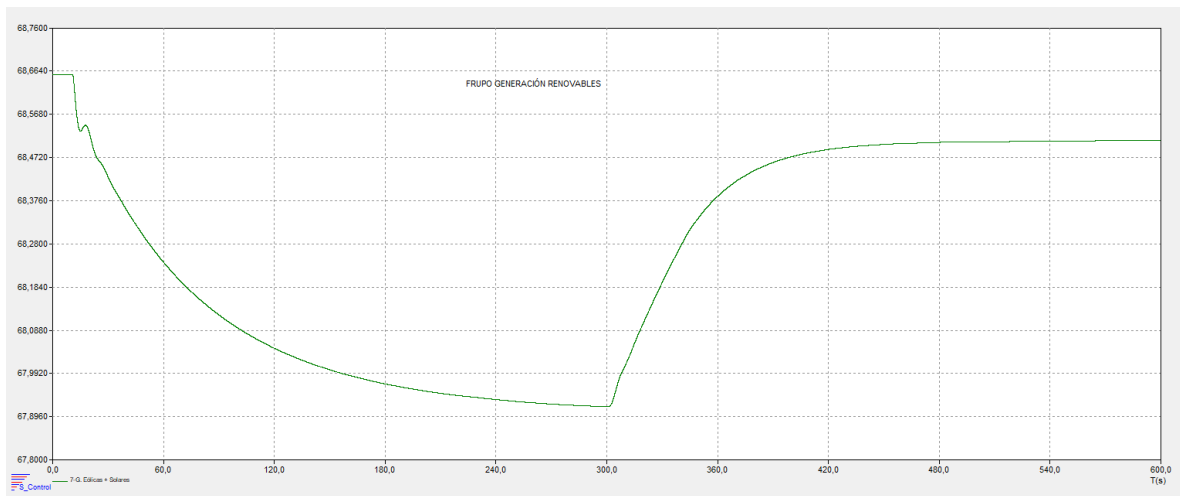
#### Respuesta del Grupo de Unidades 3 X 5 MW en AGC



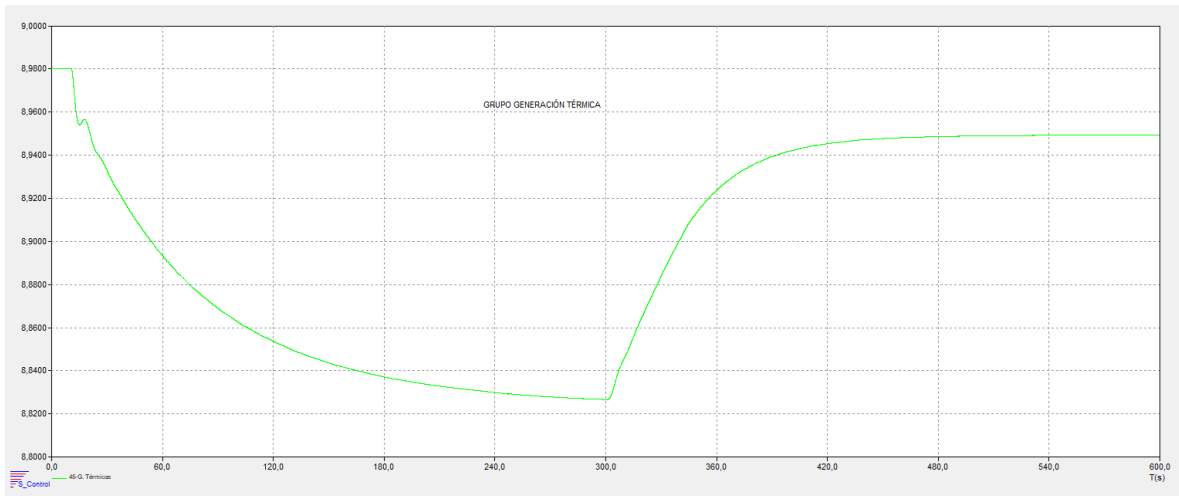
#### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas



### Respuesta RPF Grupo Renovables

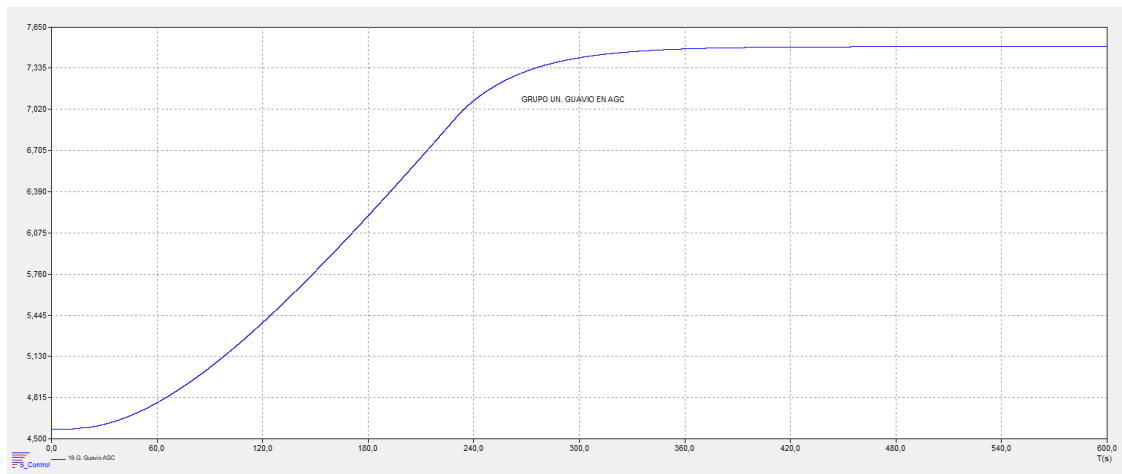


### Respuesta RPF Grupo Térmicas

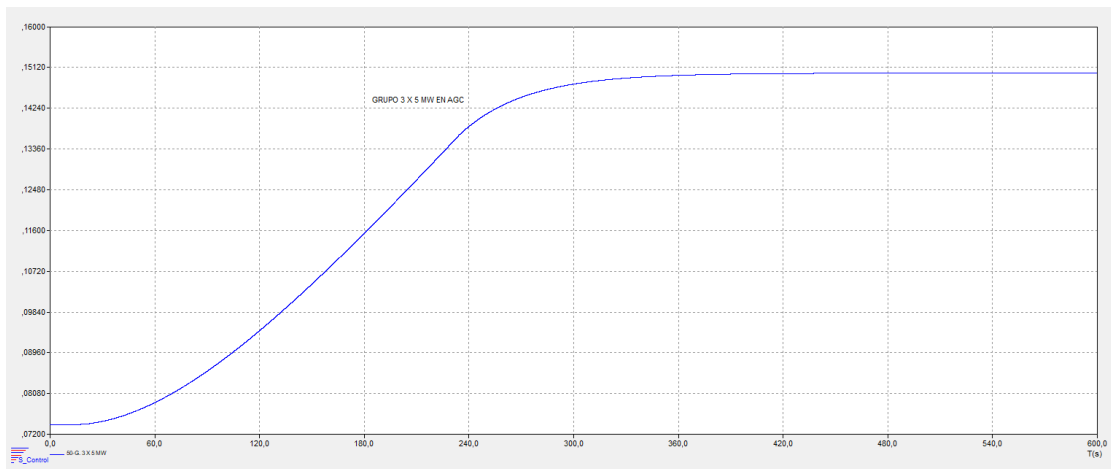


### 5.6.20 Caso HM\_2025-06-01\_P12\_0\_AGC\_20

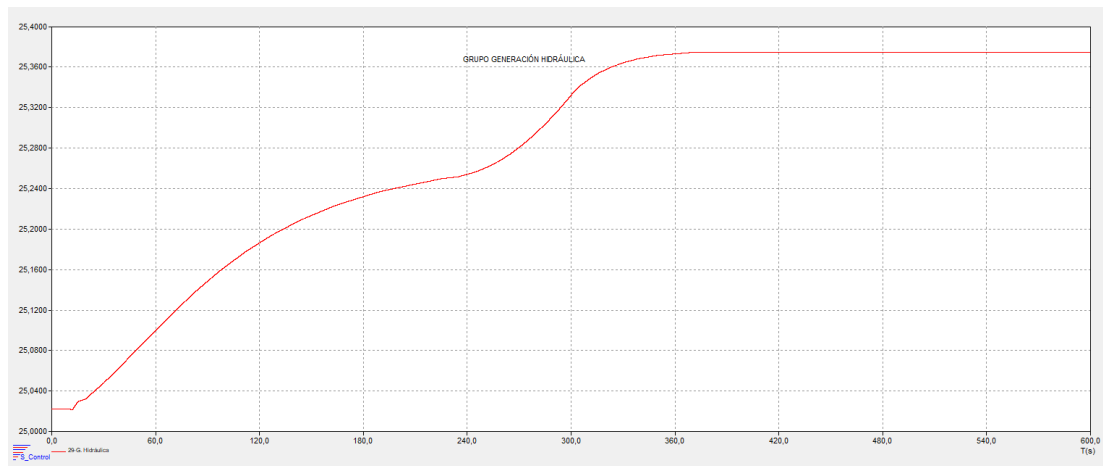
#### Respuesta del Grupo de Unidades de Guavio en AGC



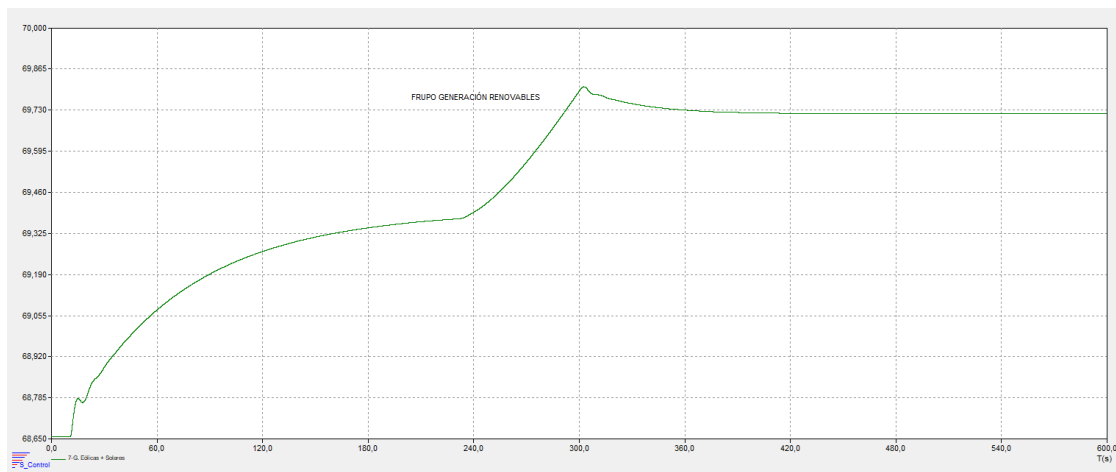
#### Respuesta del Grupo de Unidades 3 X 5 MW en AGC



### Respuesta RPF Grupo Hidráulicas

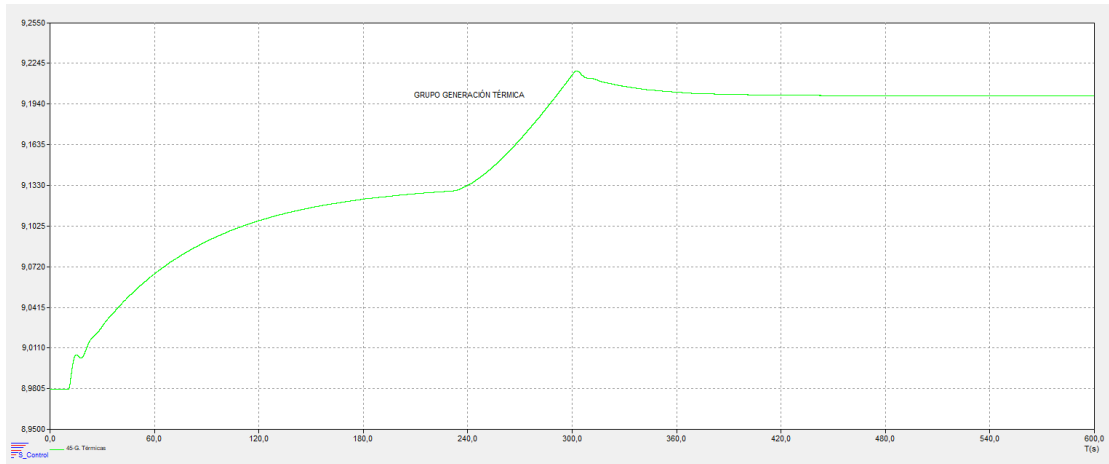


### Respuesta RPF Grupo Renovables

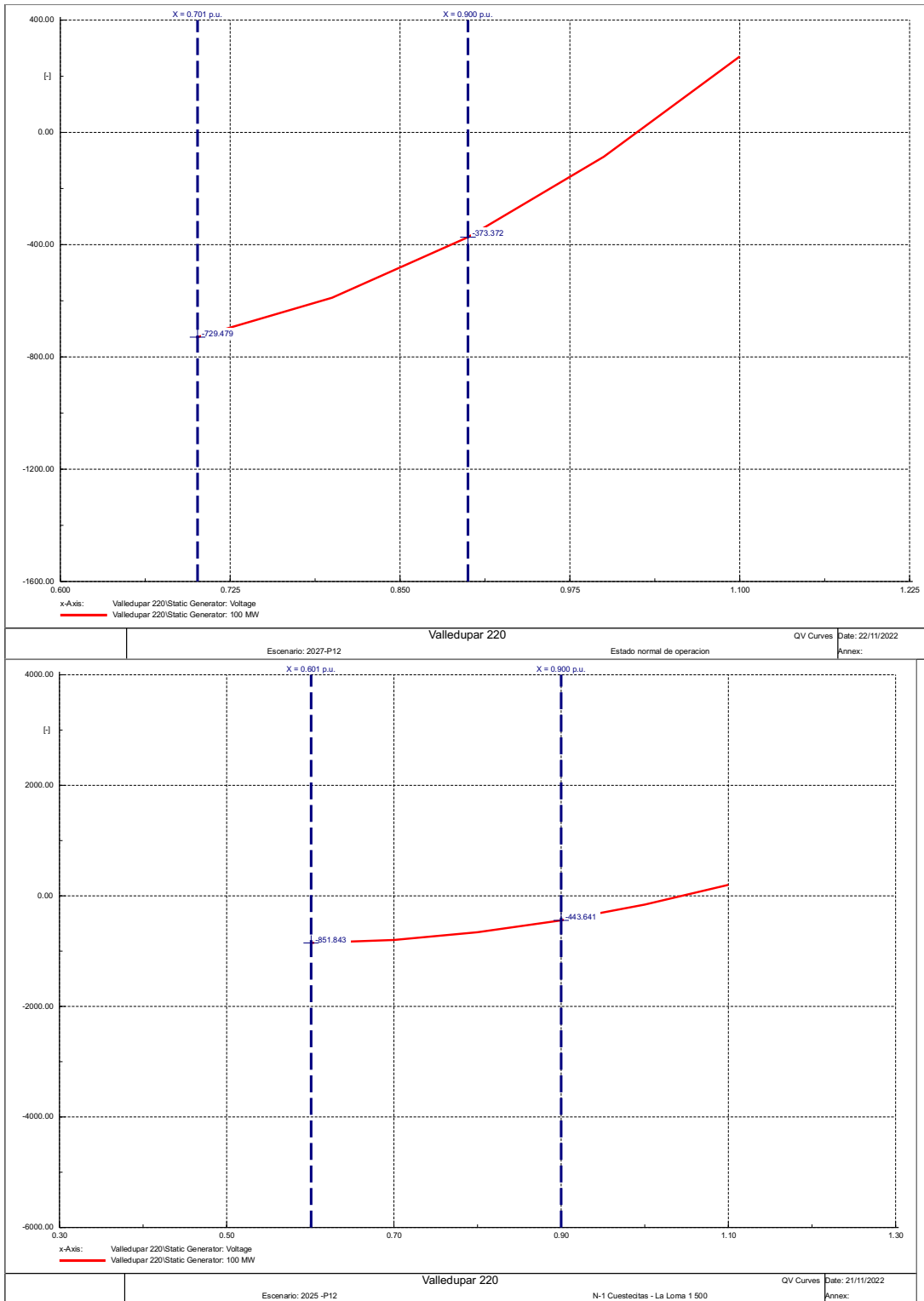


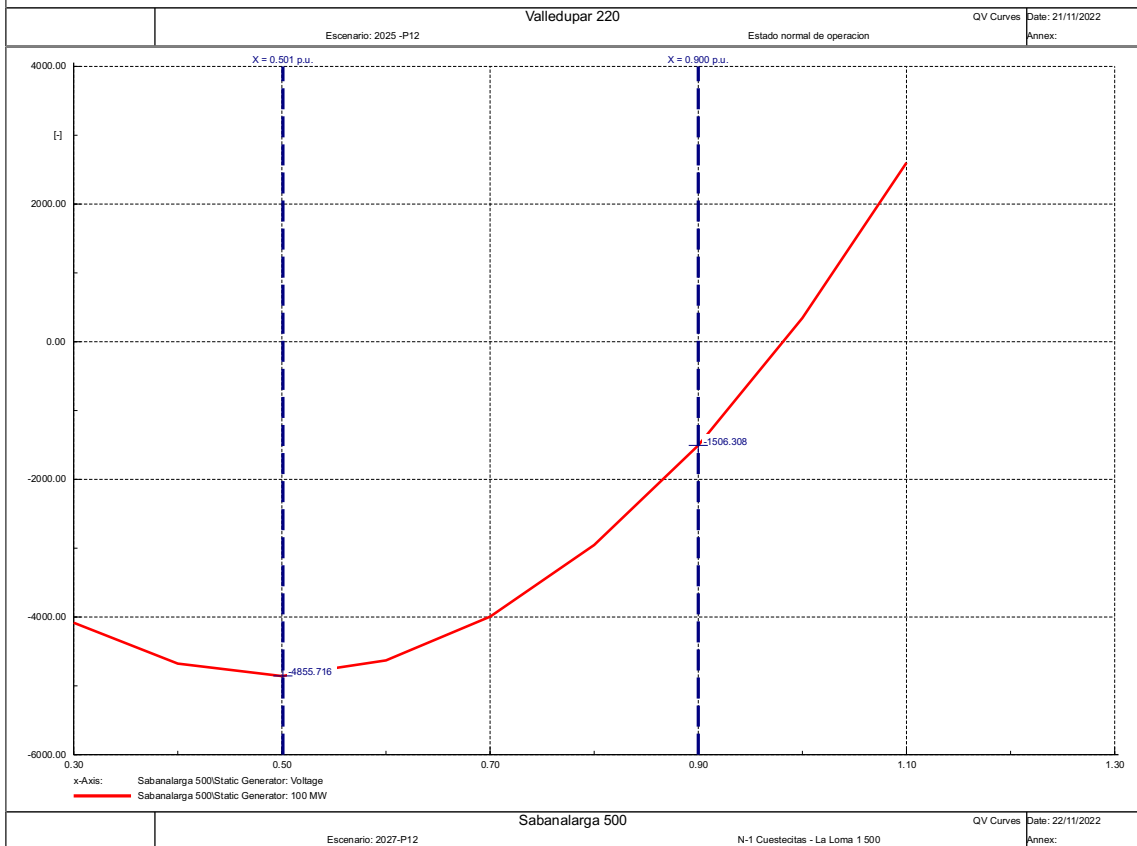
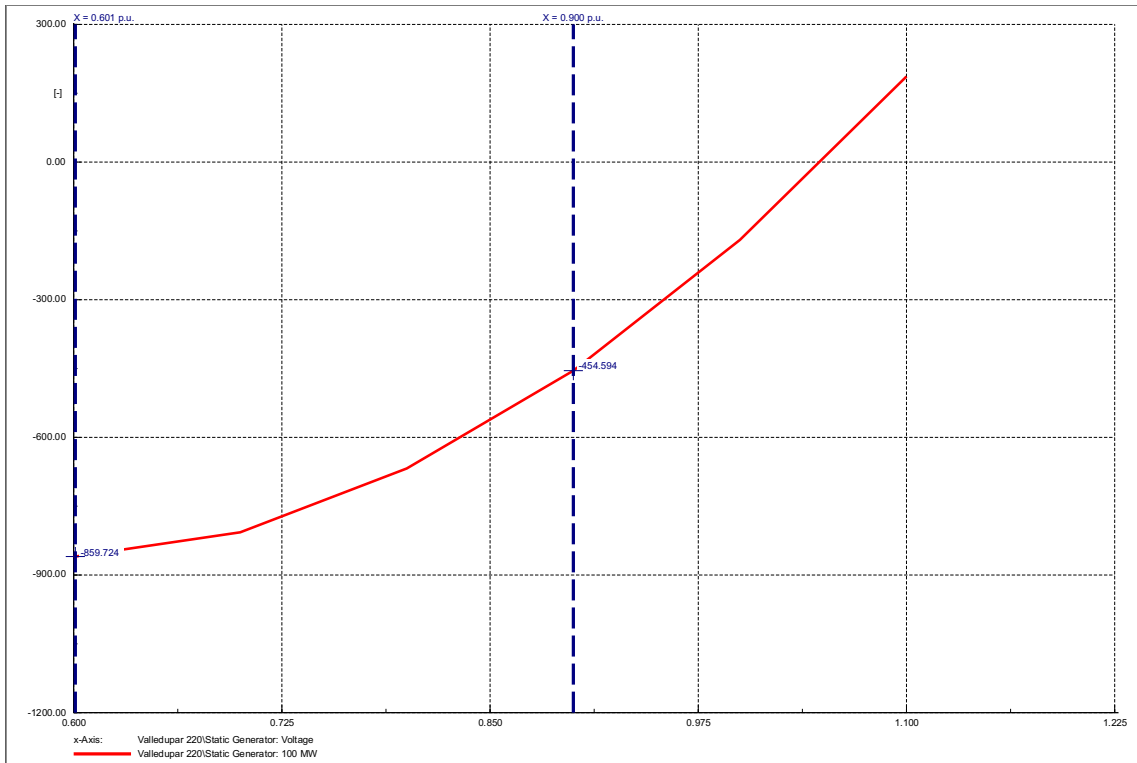


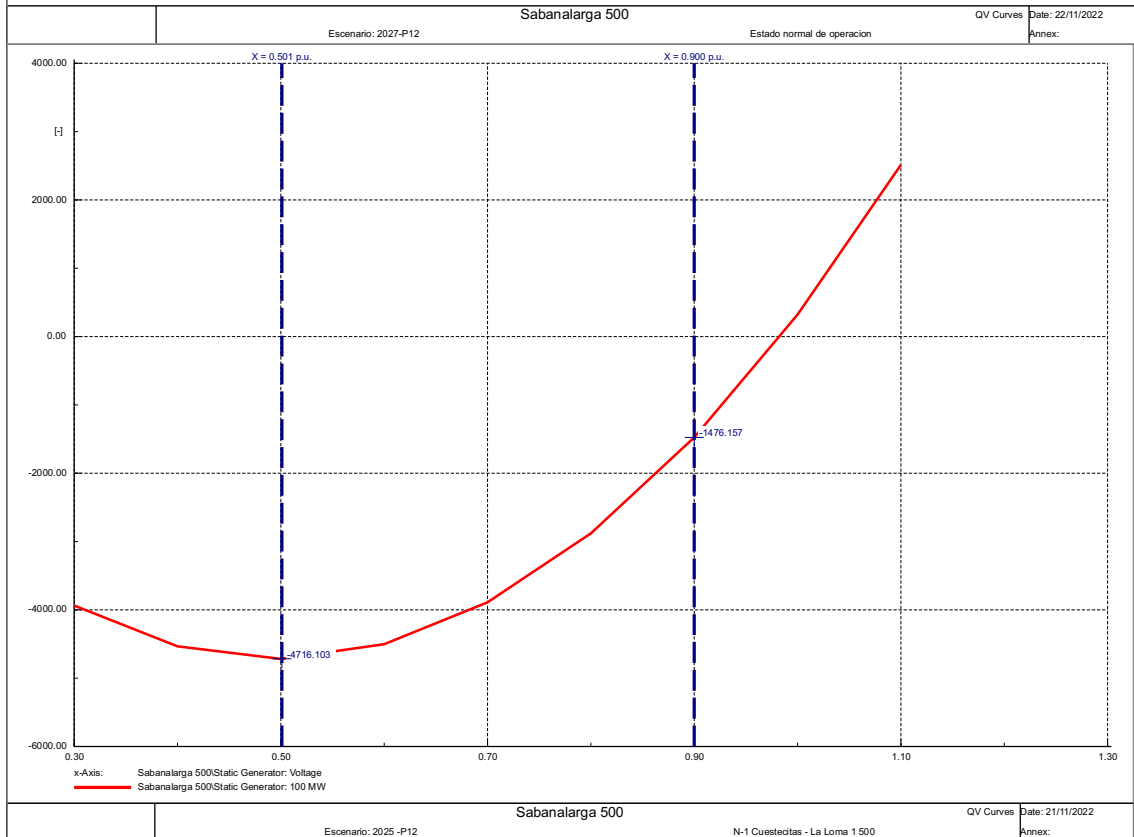
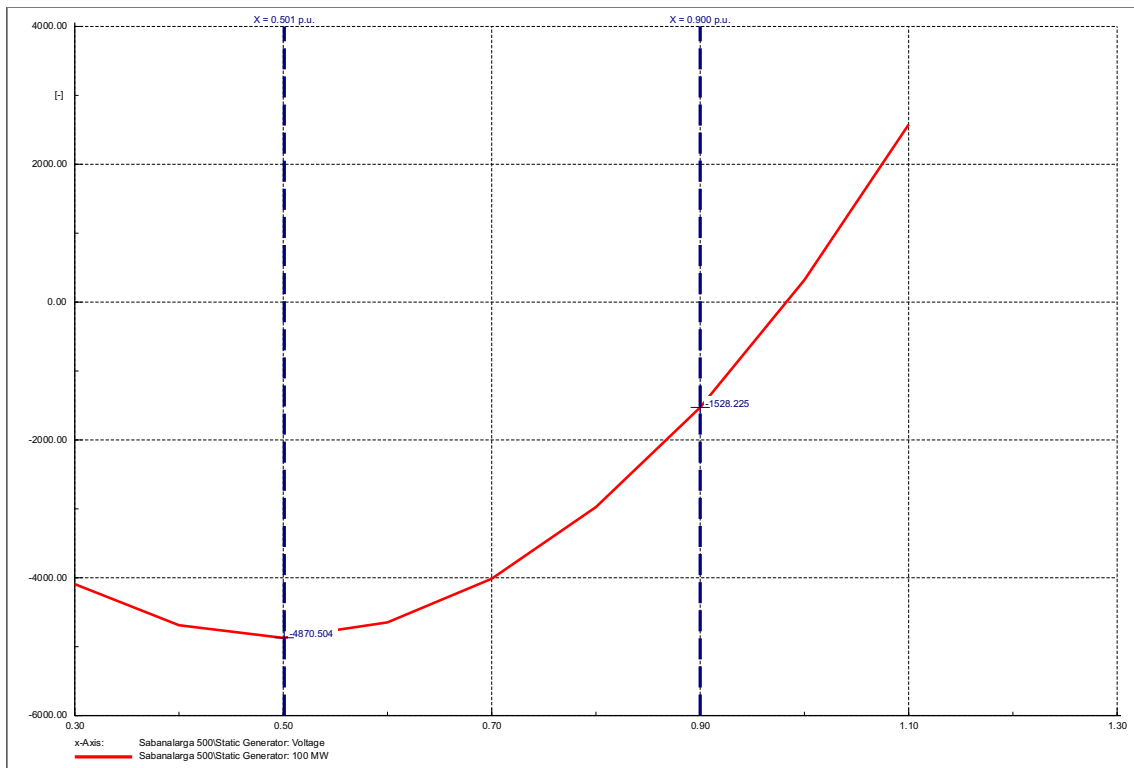
### Respuesta RPF Grupo Térmicas

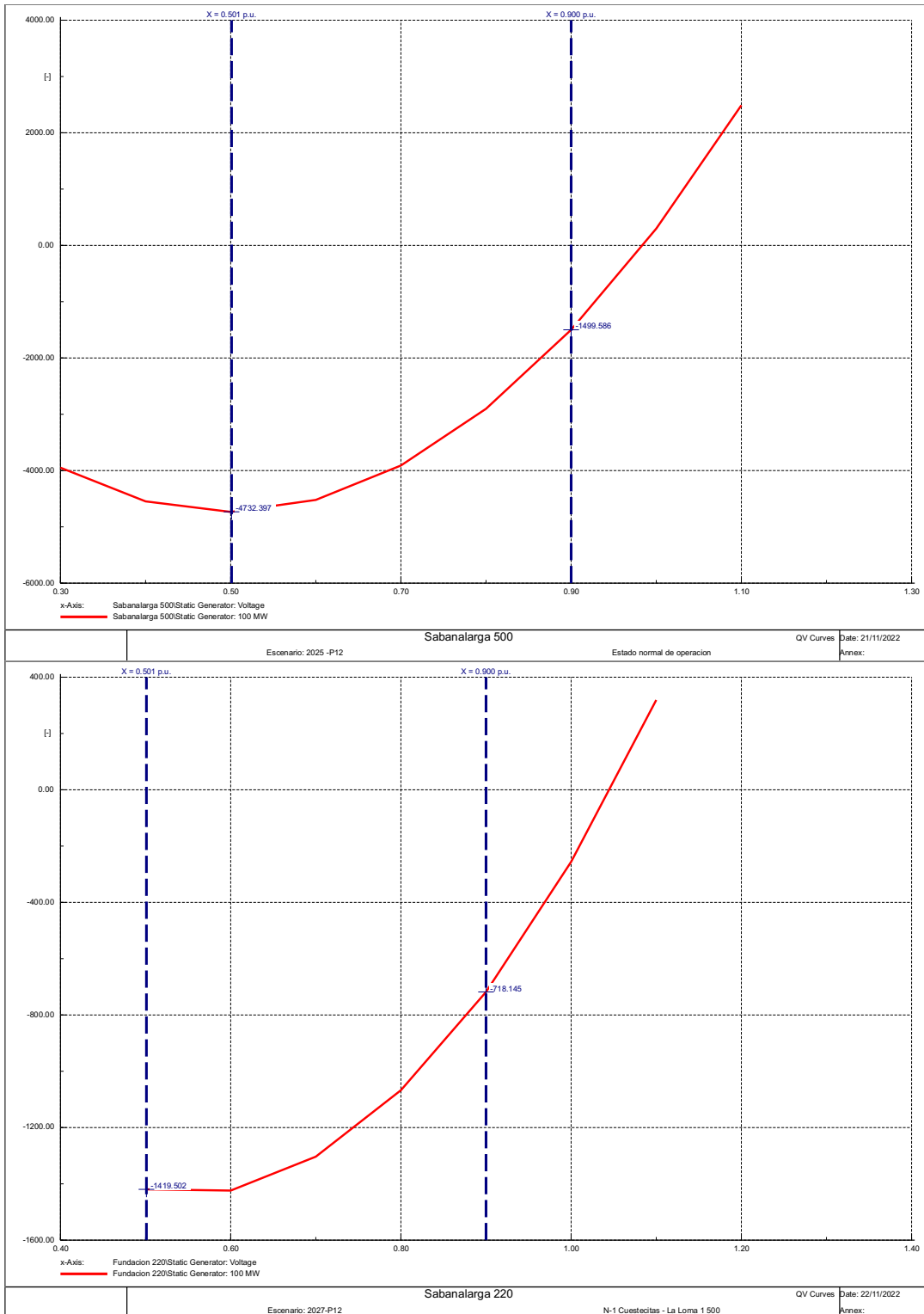


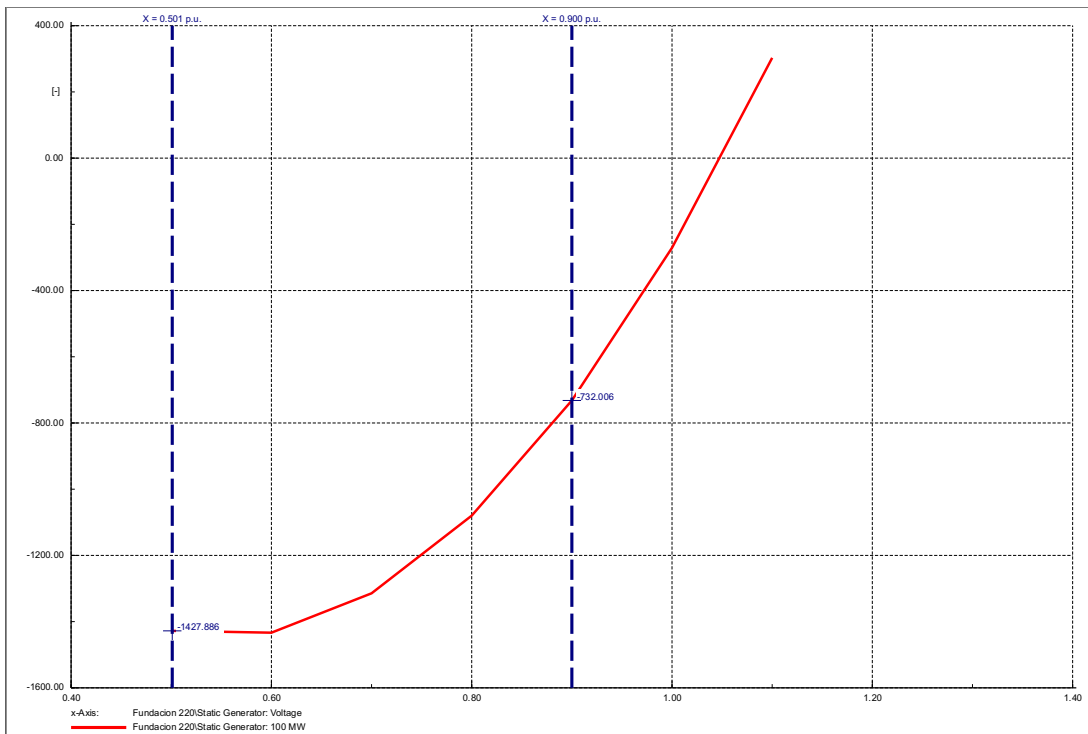
### 5.7 Anexo 07: Gráficas de las curvas QV de los resultados presentados en la Tabla 26



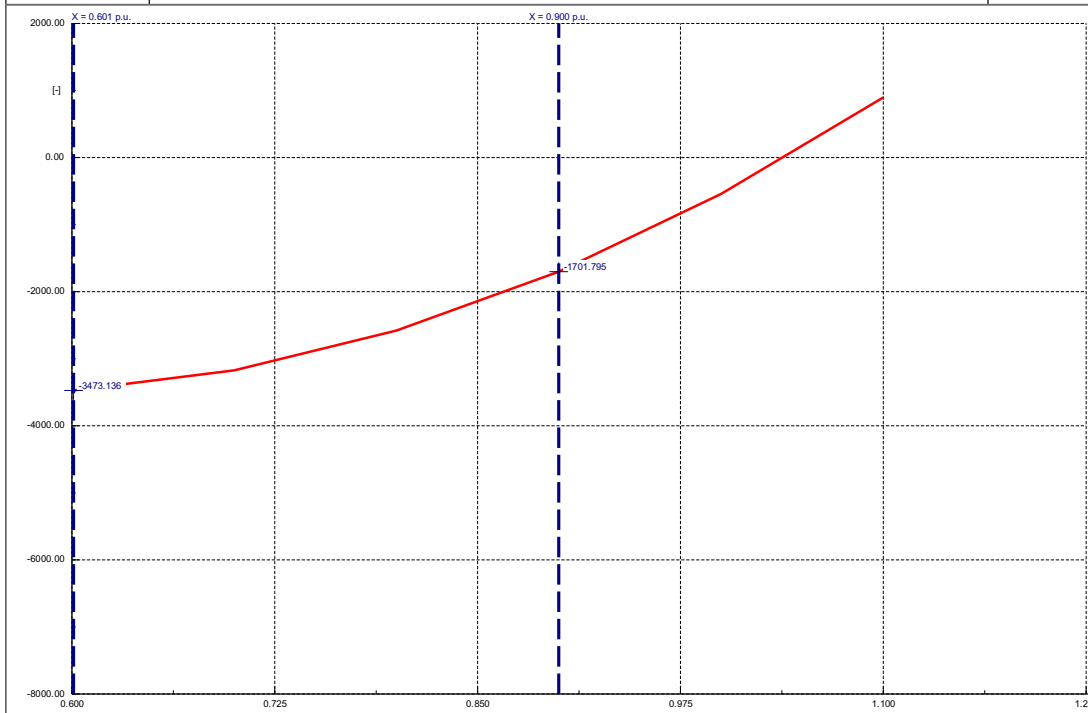




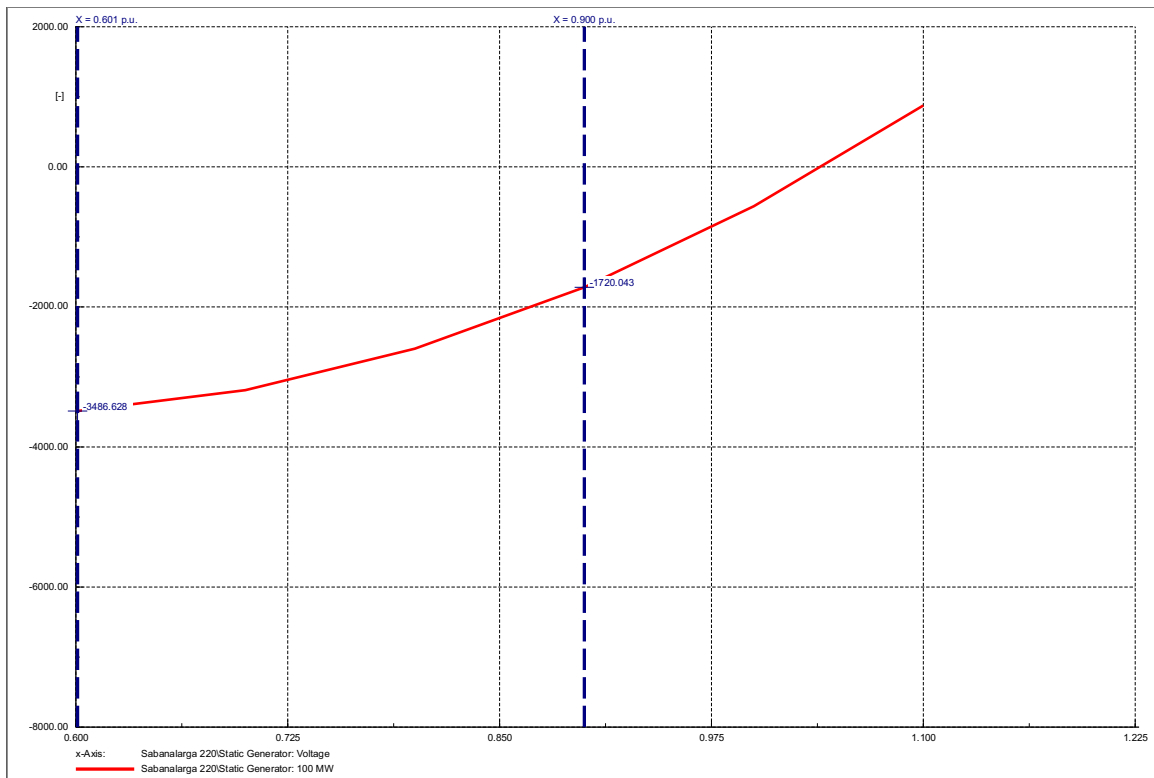




Sabanalarga 220  
Escenario: 2027-P12 Estado normal de operacion QV Curves Date: 22/11/2022 Annex:



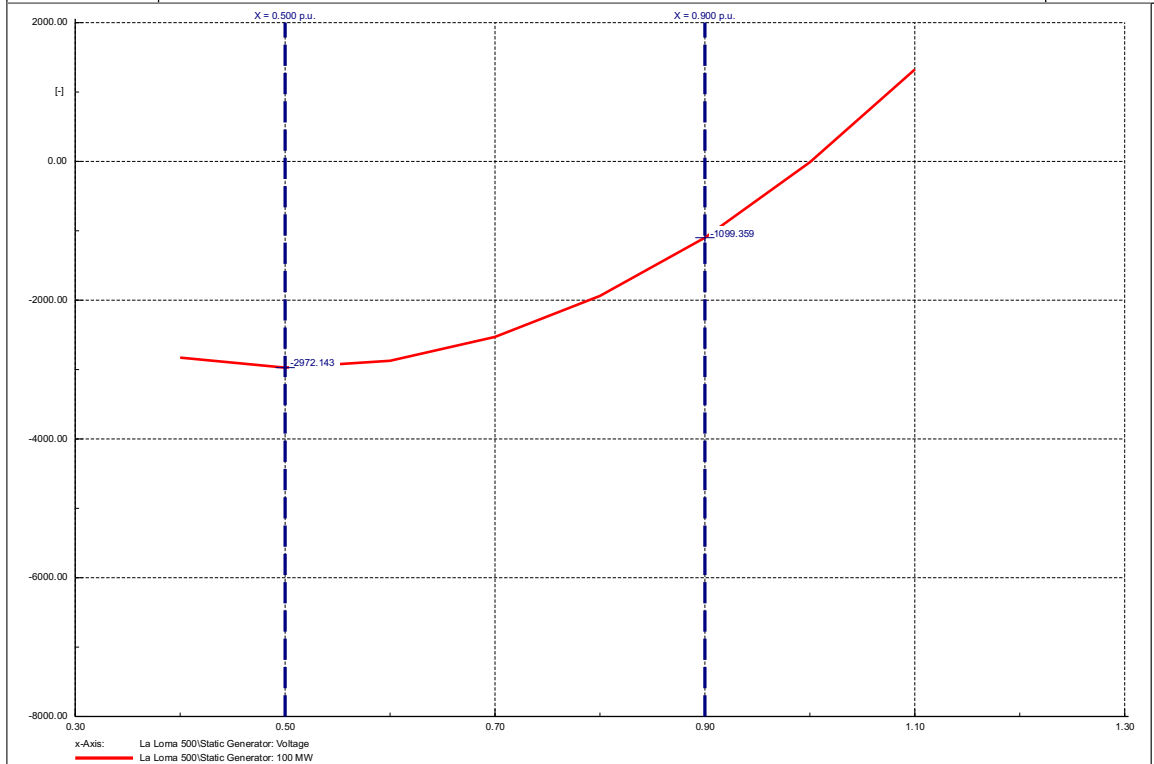
Sabanalarga 220  
Escenario: 2025 -P12 N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 QV Curves Date: 21/11/2022 Annex:



Sabalarga 220

Escenario: 2025 -P12 Estado normal de operación

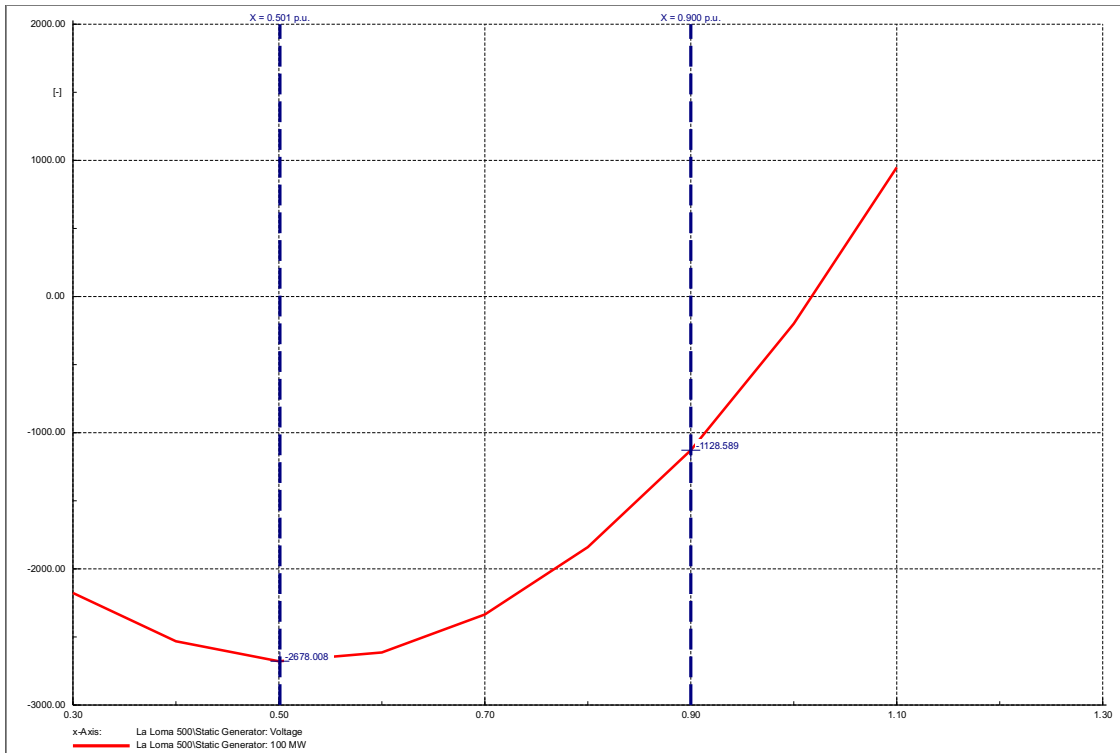
QV Curves Date: 21/11/2022 Annex:



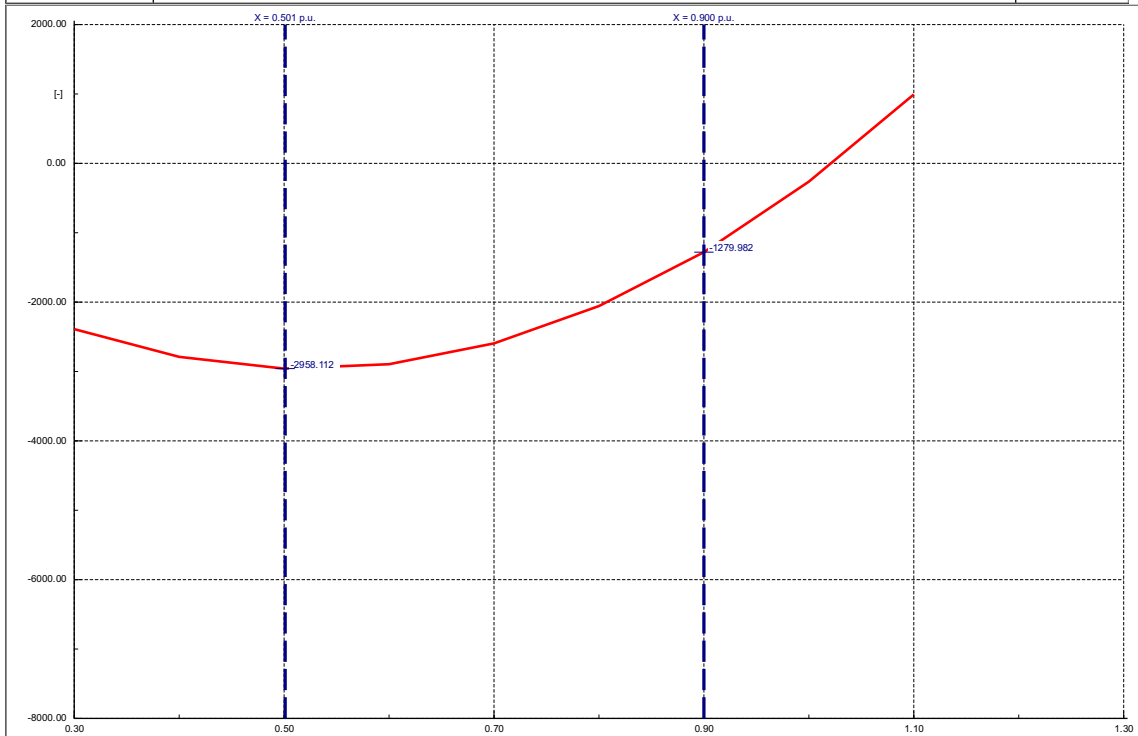
La Loma 500

Escenario: 2027-P12 Estado normal de operación

QV Curves Date: 22/11/2022 Annex:

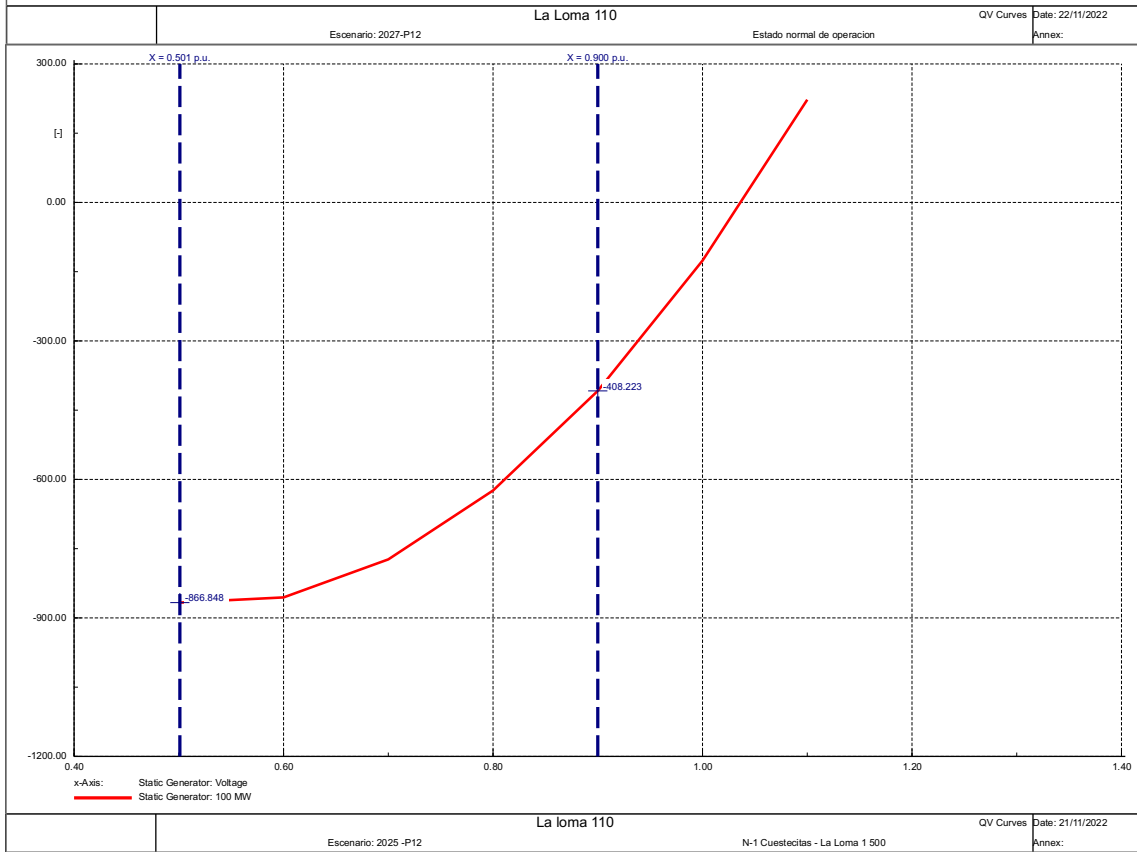
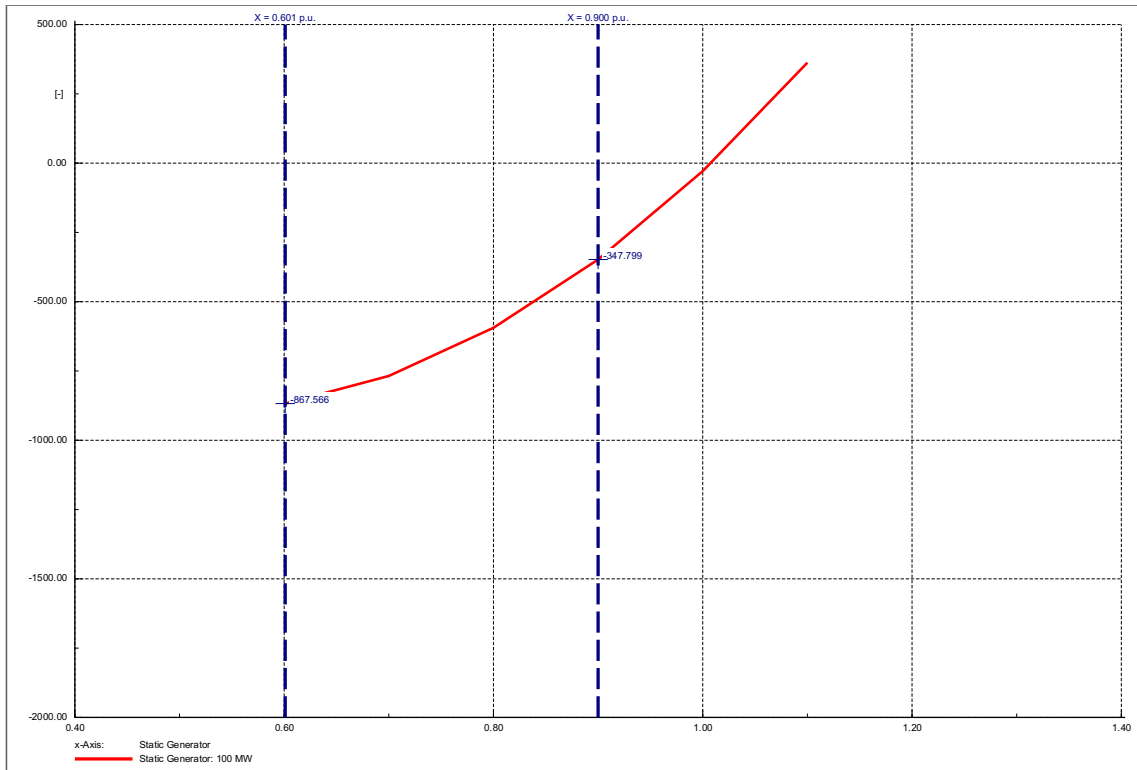


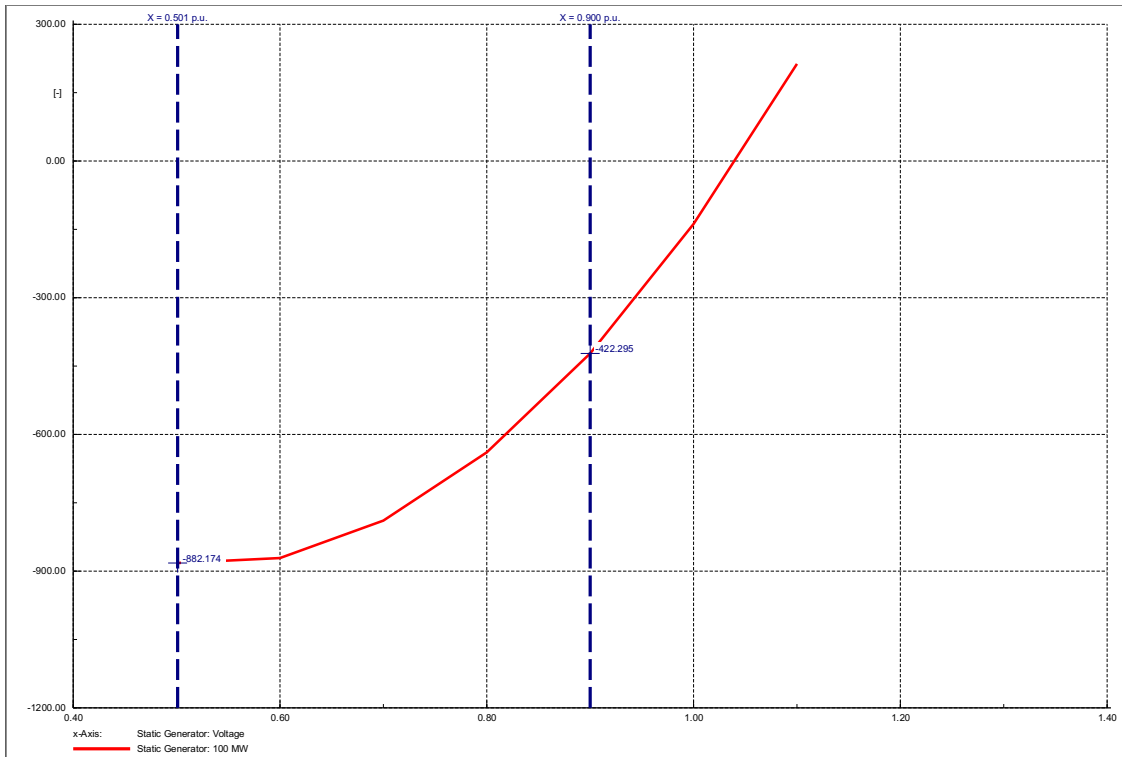
Escenario: 2025 -P12		La Loma 500		QV Curves		Date: 21/11/2022
				N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500		Annex:



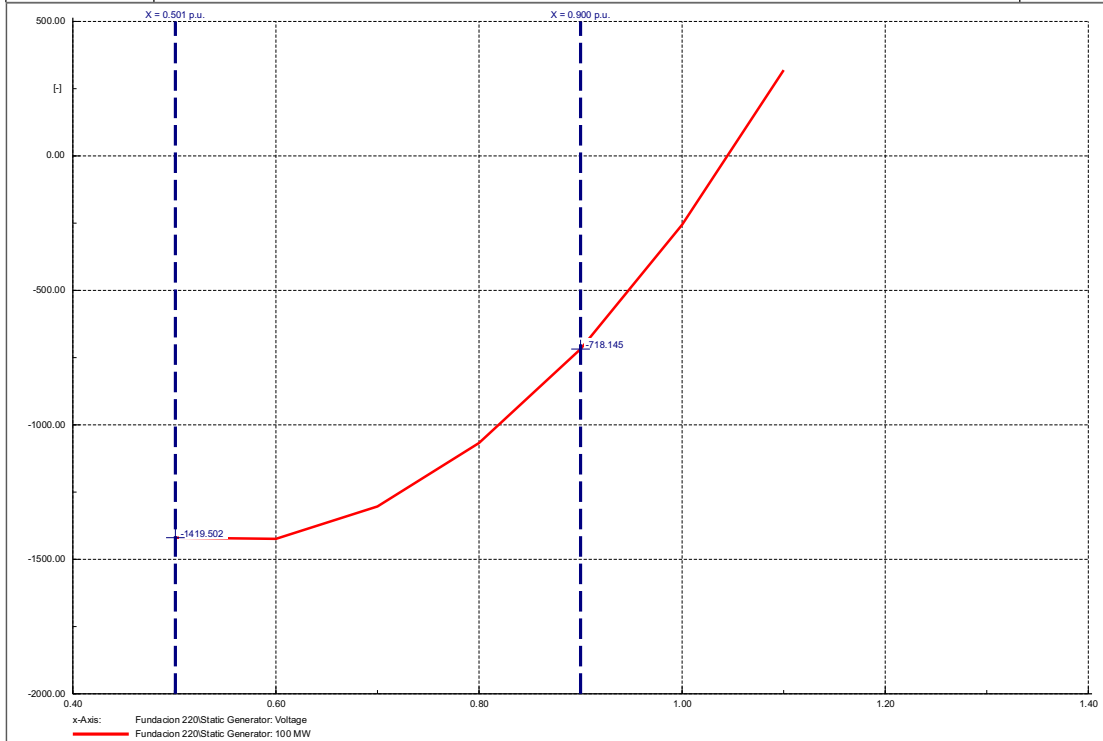
Escenario: 2025 -P12		La Loma 500		QV Curves		Date: 21/11/2022
				Estado normal de operacion		Annex:



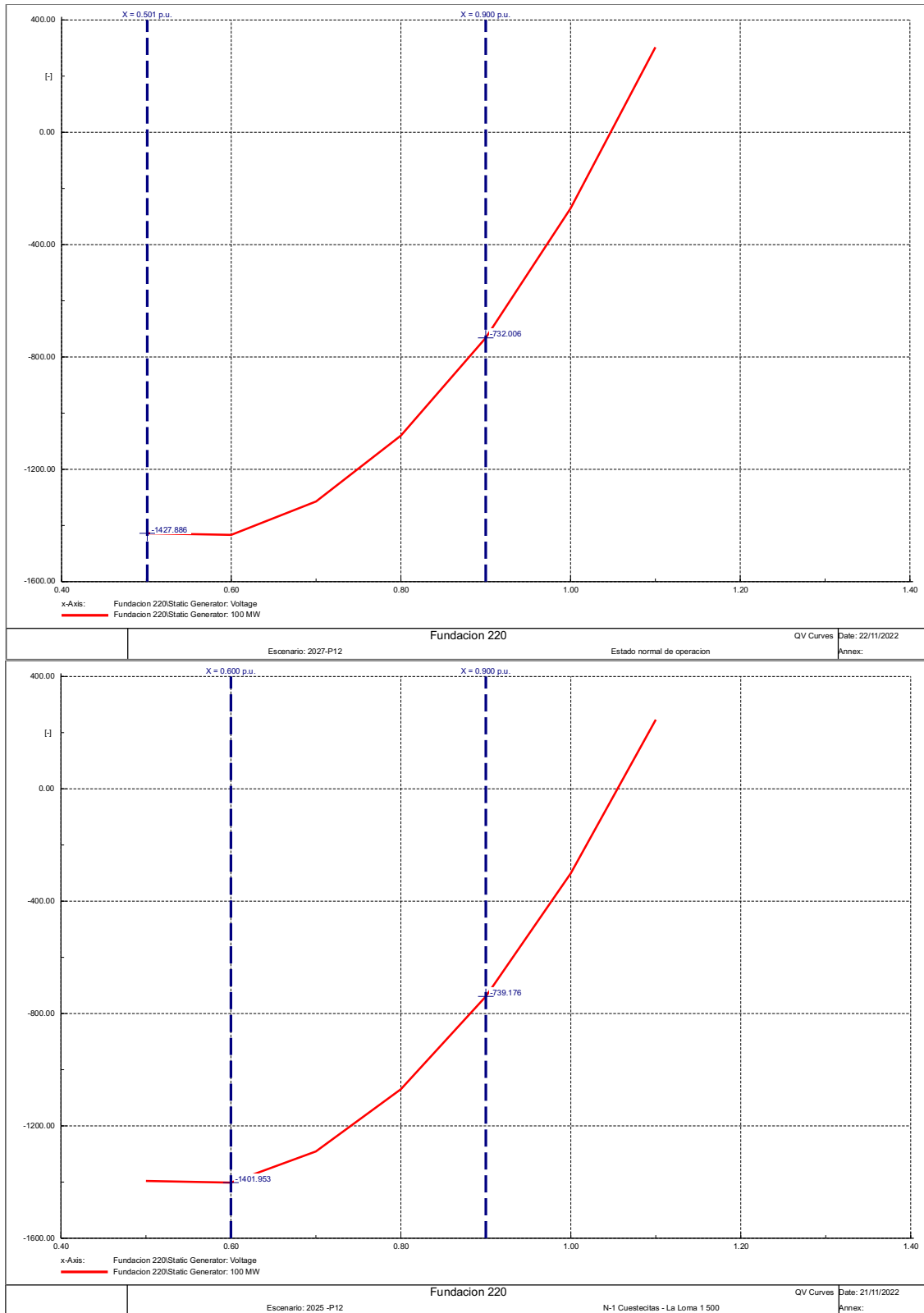


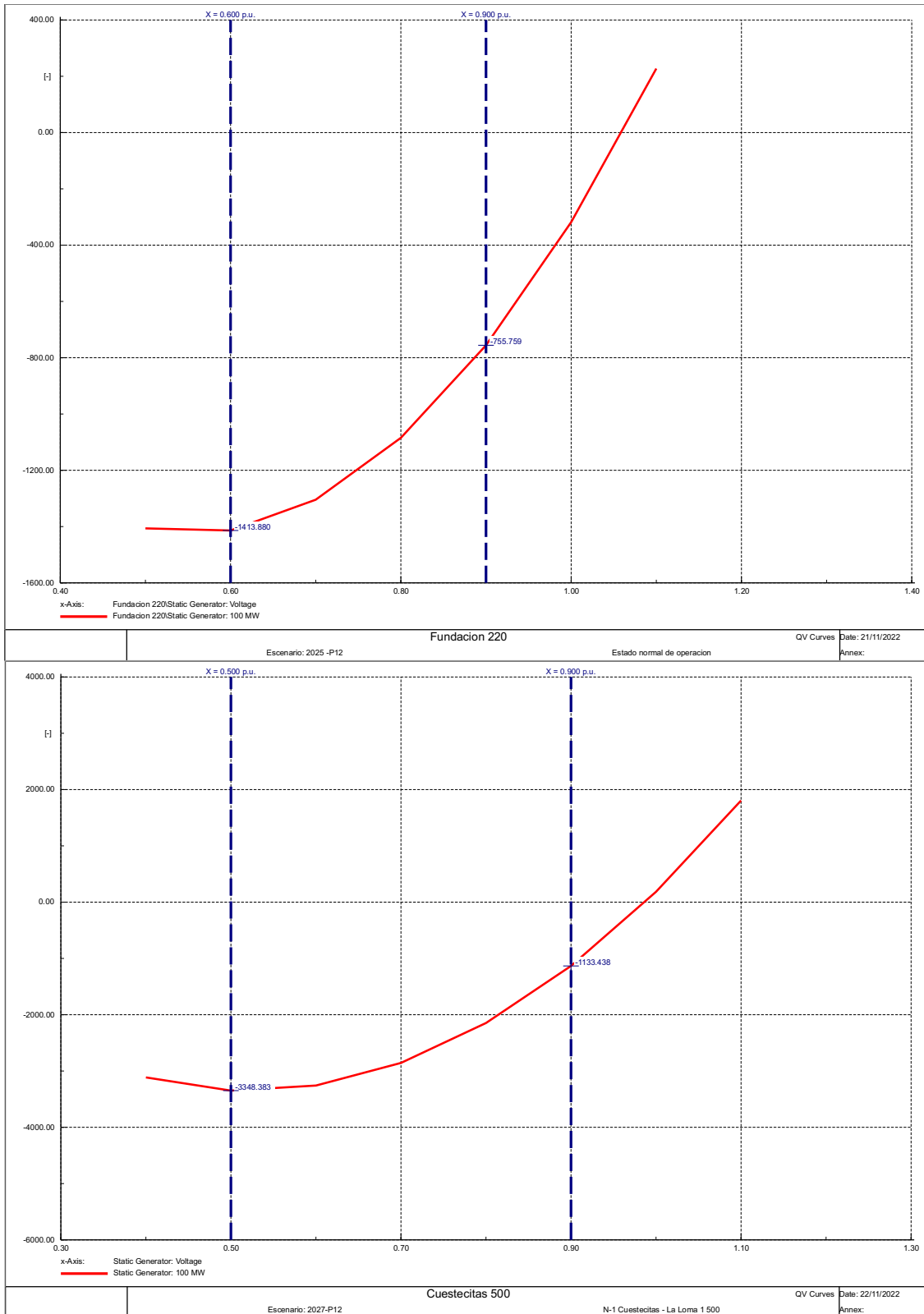


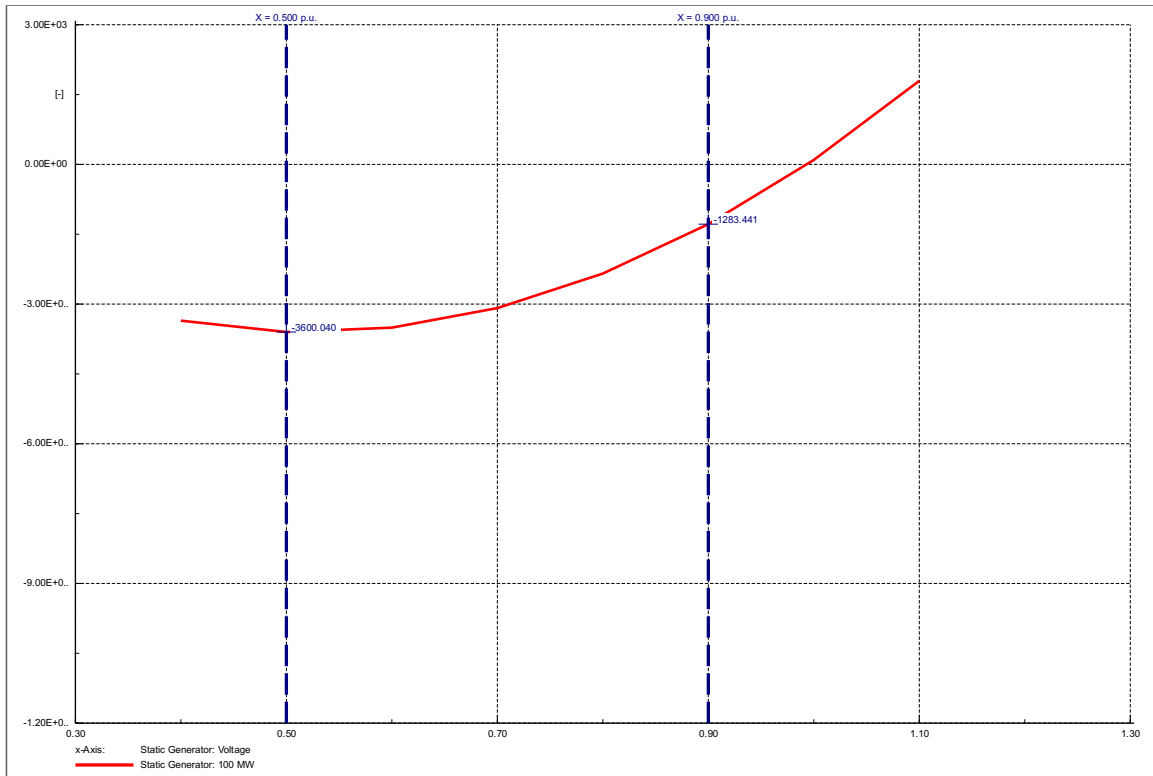
Escenario: 2025 -P12		La loma 110	Estado normal de operacion	QV Curves	Date: 21/11/2022
					Annex:



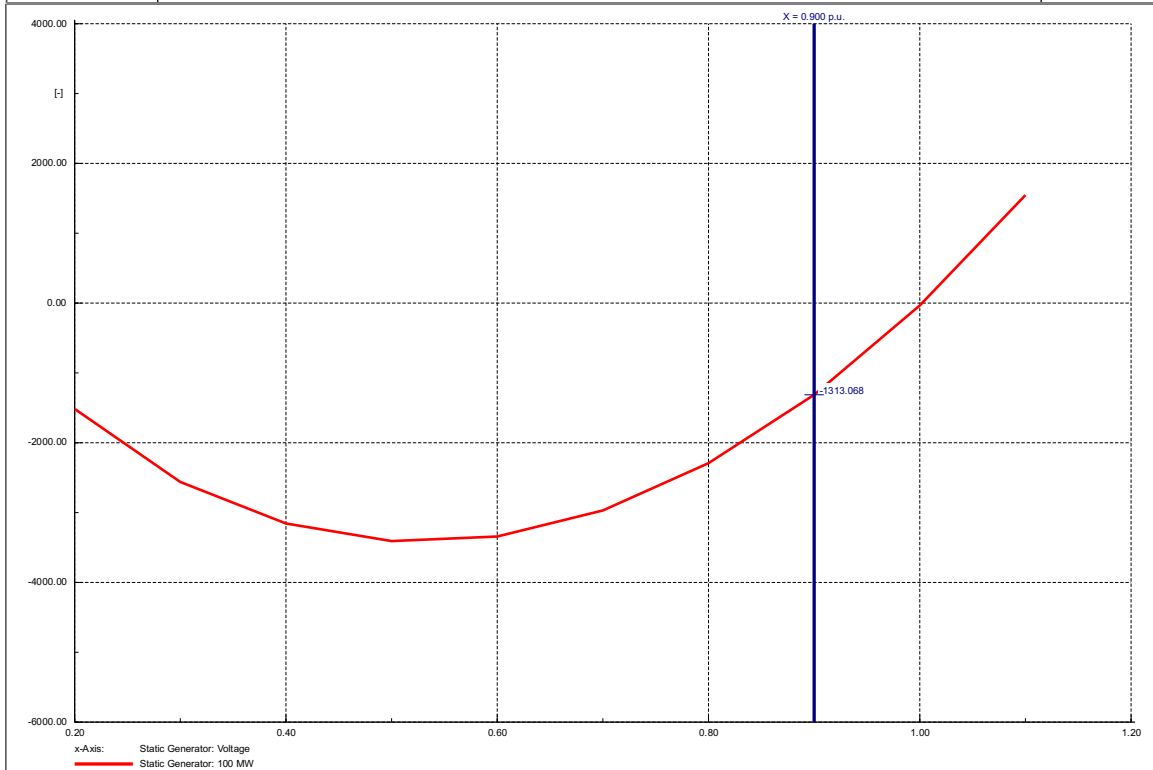
Escenario: 2027-P12		Fundacion 220	N-1 Cuestectlas - La Loma 1 500	QV Curves	Date: 22/11/2022
					Annex:



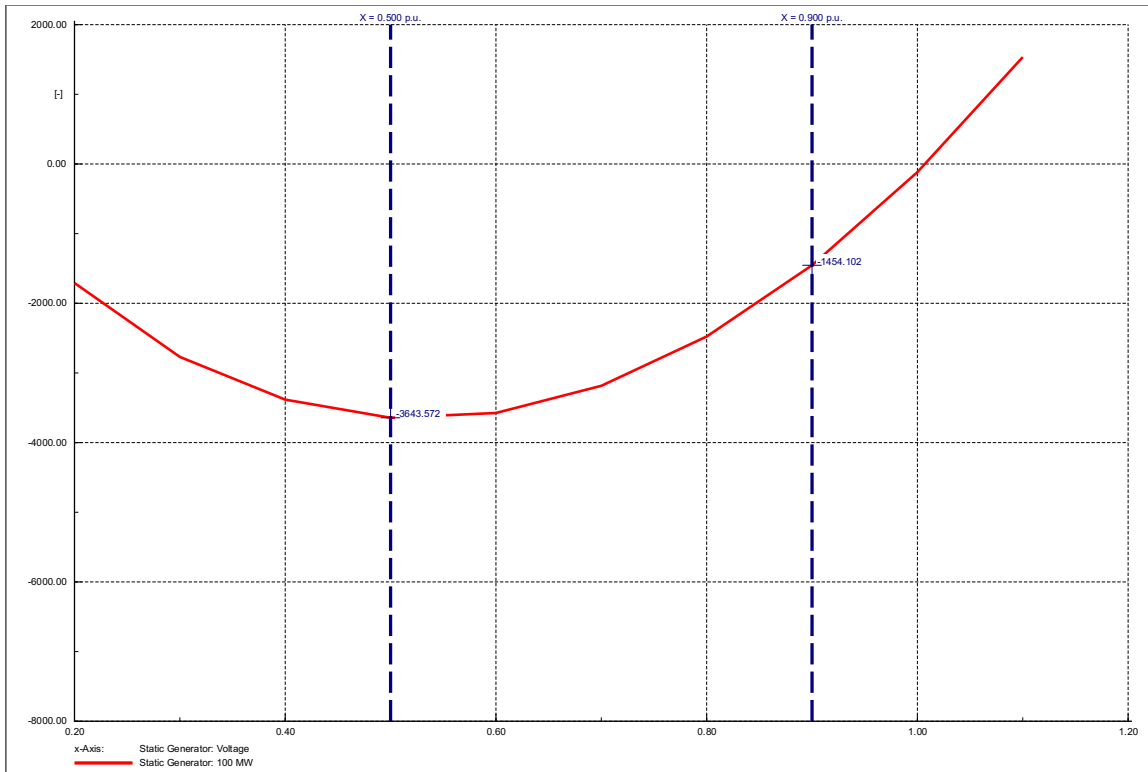




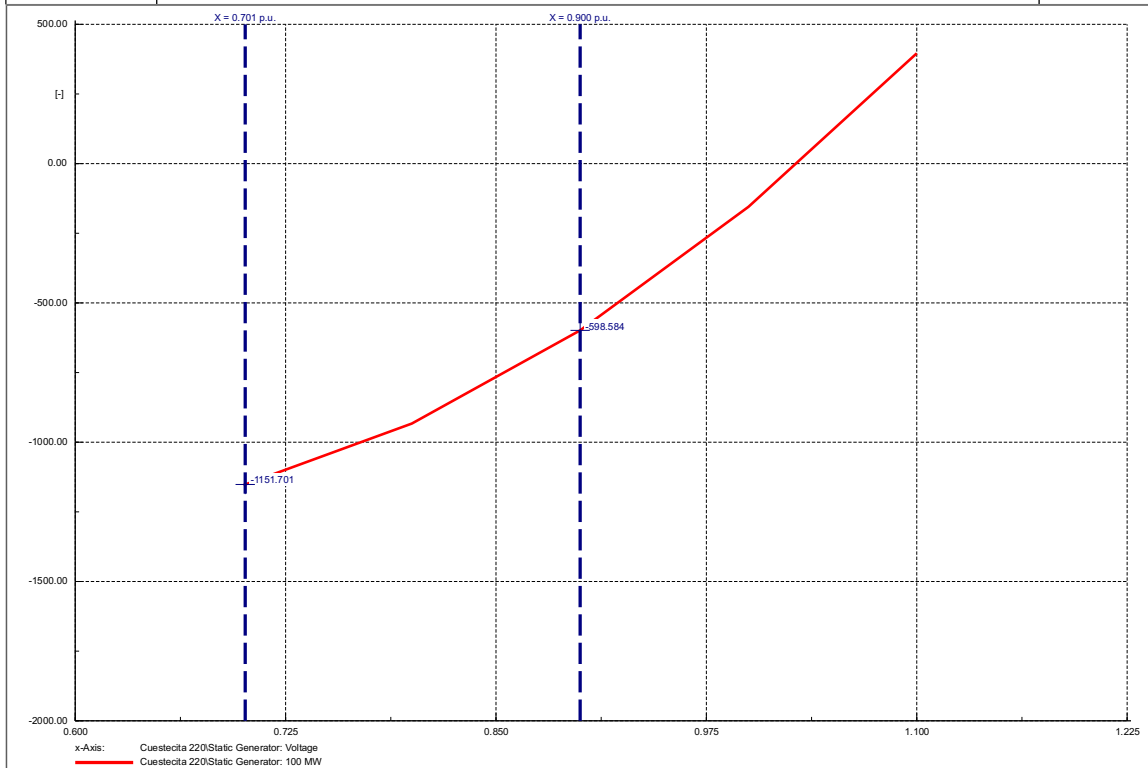
Escenario: 2027-P12		Cuestecitas 500	QV Curves	Date: 22/11/2022
Estado normal de operacion			Annex:	



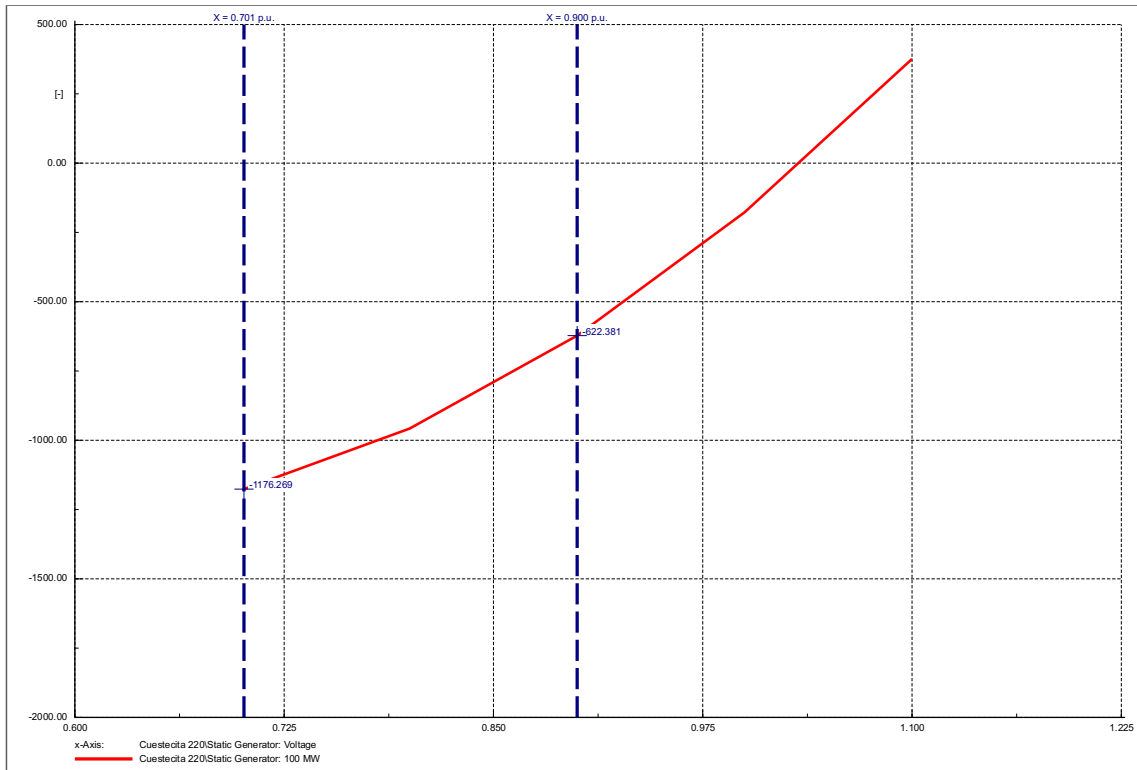
2025-P12		Cuestecitas 500	QV Curves	Date: 1/11/2022
N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500			Annex:	



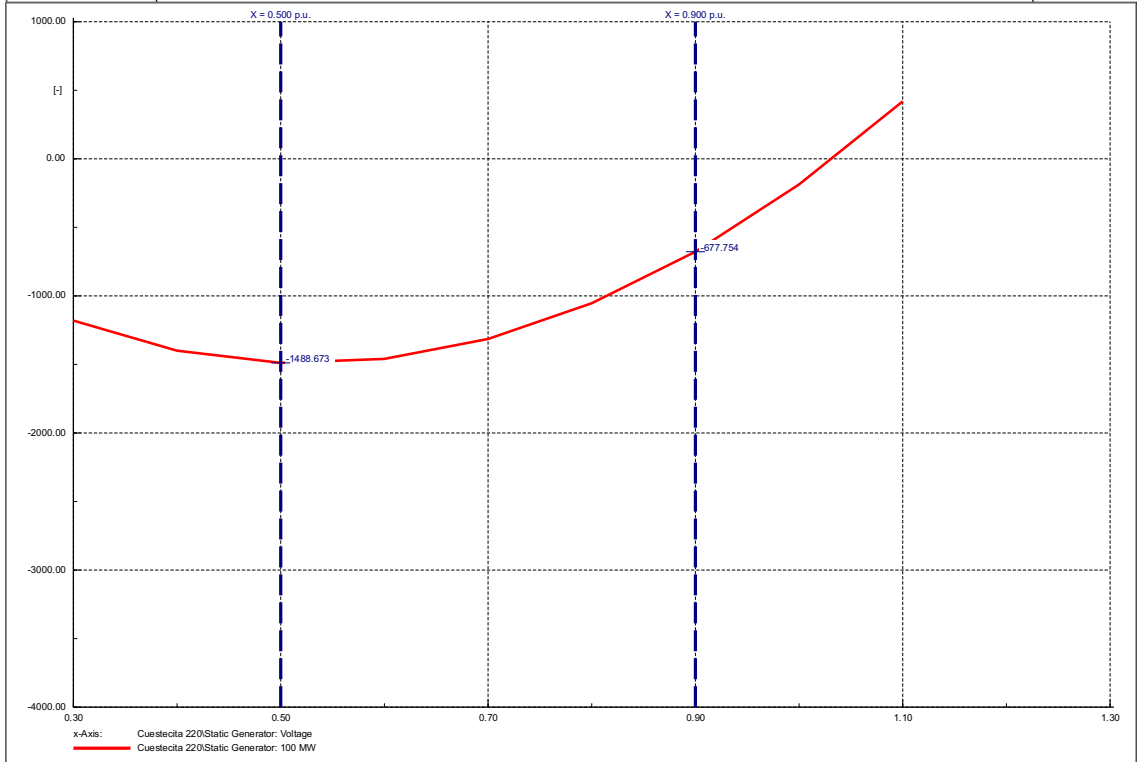
Escenario: 2025 -P12 Estado normal de operación QV Curves Date: 21/11/2022 Annex:



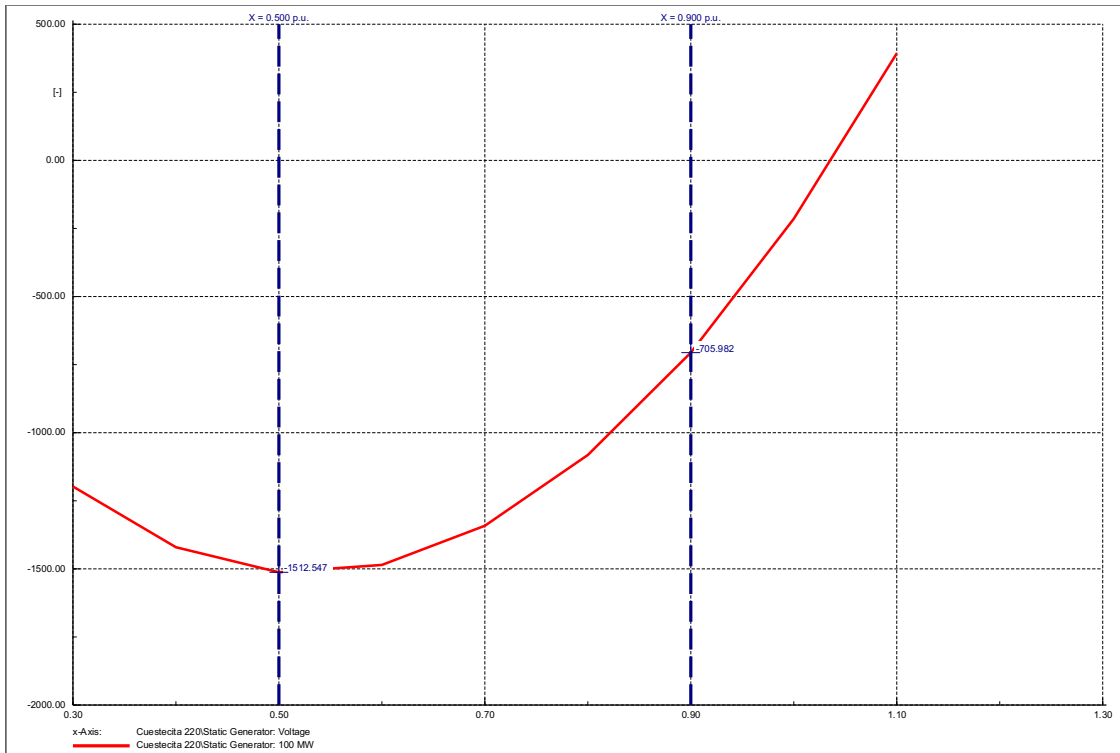
Escenario: 2027-P12 N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500 QV Curves Date: 22/11/2022 Annex:



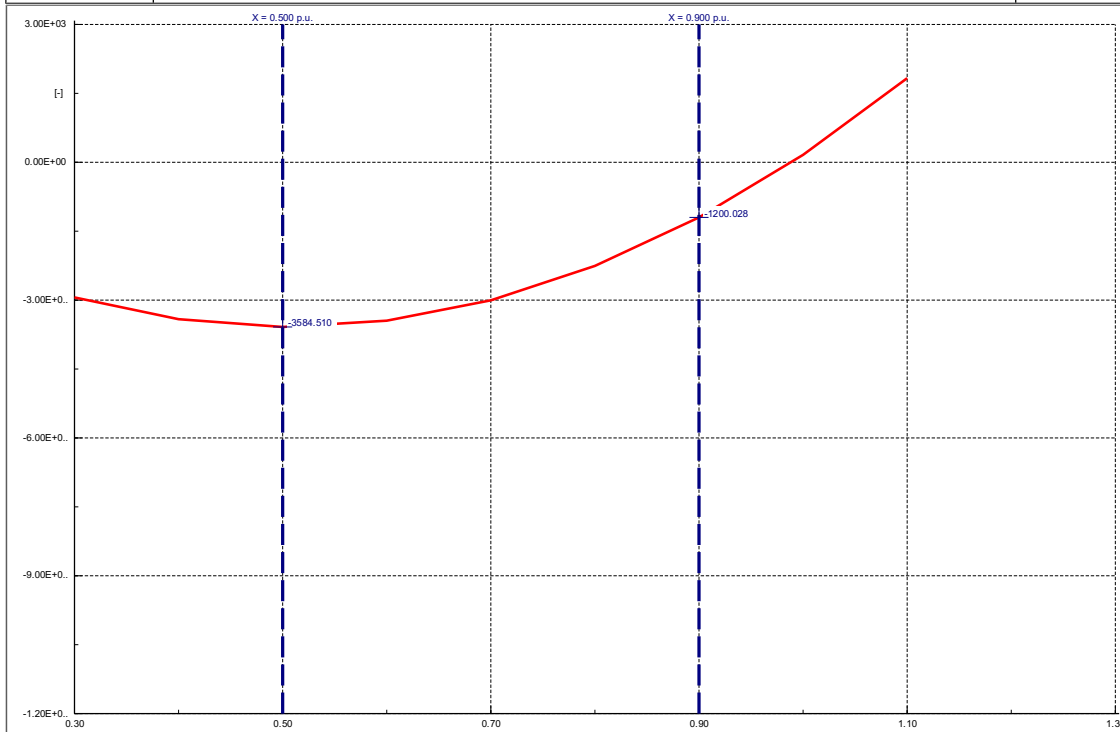
Cuestecitas 220		QV Curves	Date: 22/11/2022
Escenario: 2027-P12	Estado normal de operación	Annex:	



Cuestecitas 200		QV Curves	Date: 21/11/2022
Escenario: 2025 -P12	N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500	Annex:	

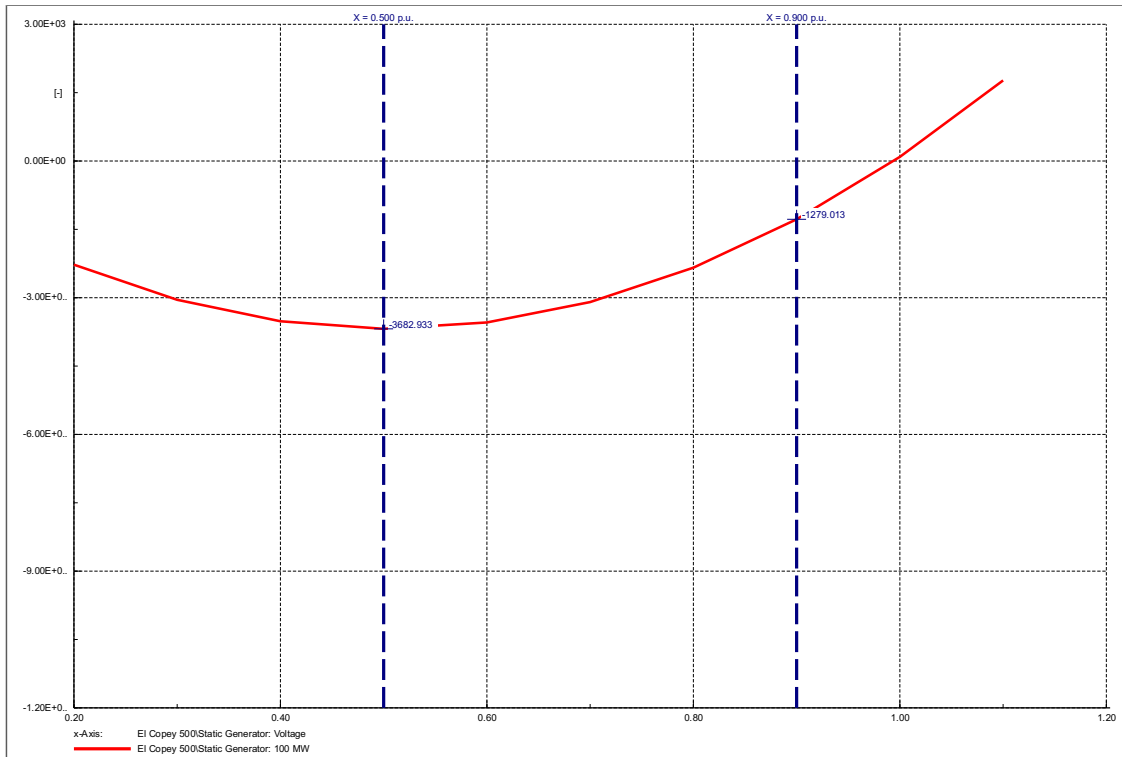


	Escenario: 2025 -P12	Cuestecitas 200	Estado normal de operacion	QV Curves	Date: 21/11/2022
				Annex:	

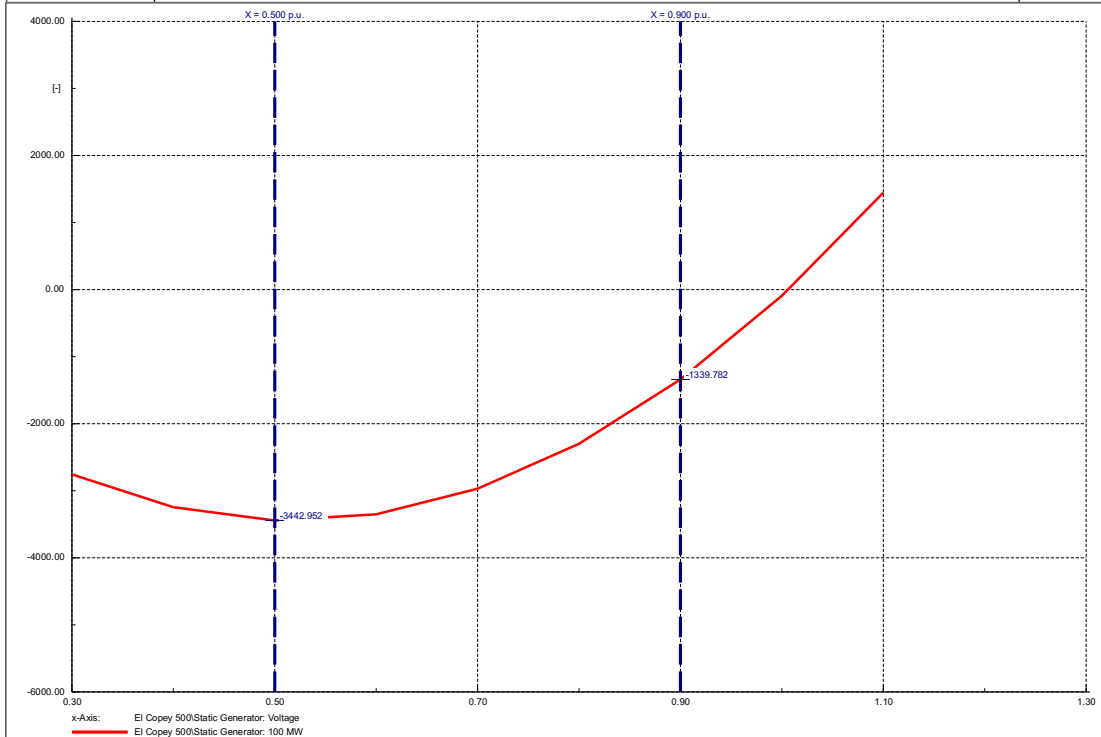


	Escenario: 2027-P12	Copey 500	N-1 Cuestecitas - La Loma 1500	QV Curves	Date: 22/11/2022
				Annex:	

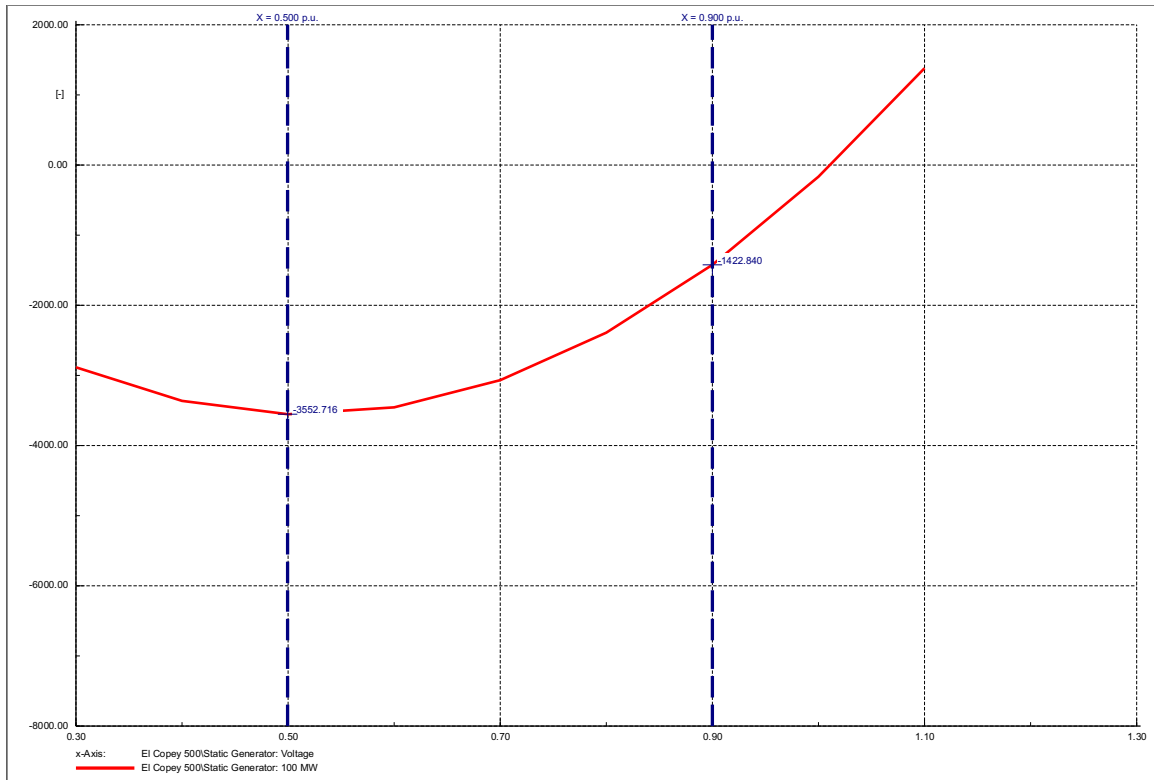




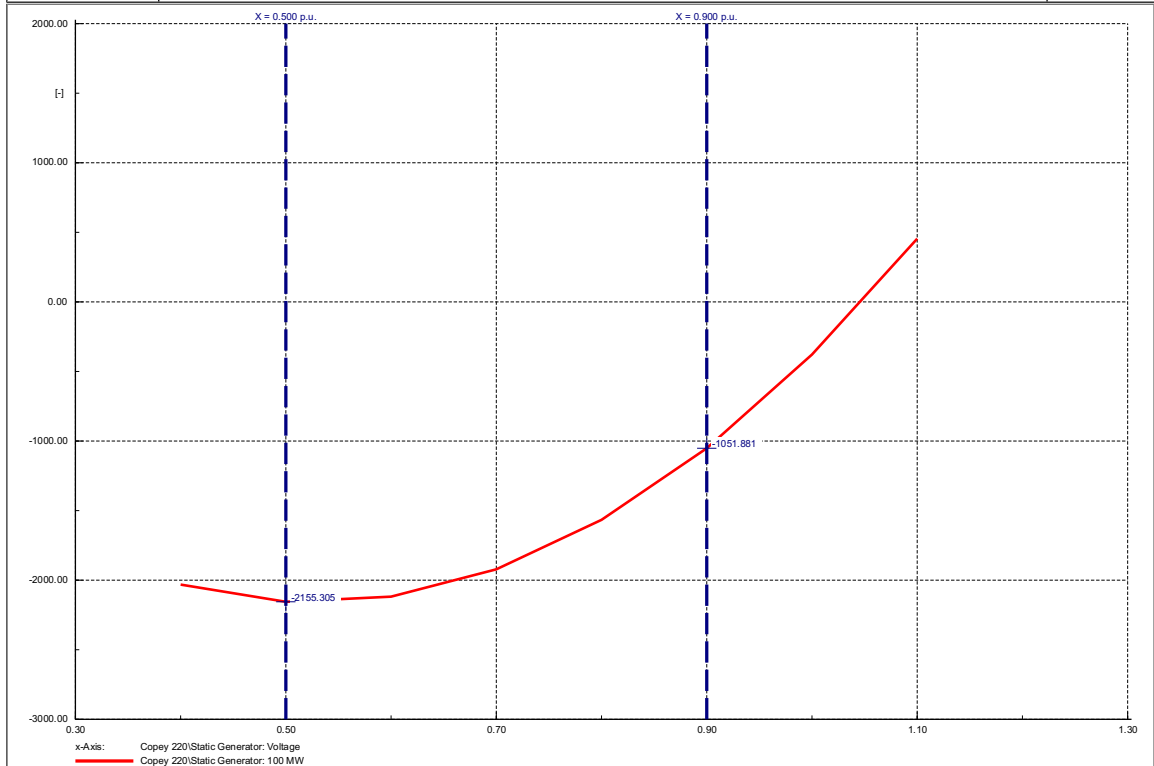
Escenario: 2027-P12		Copey 500		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500		QV Curves	Date: 22/11/2022
						Annex:	



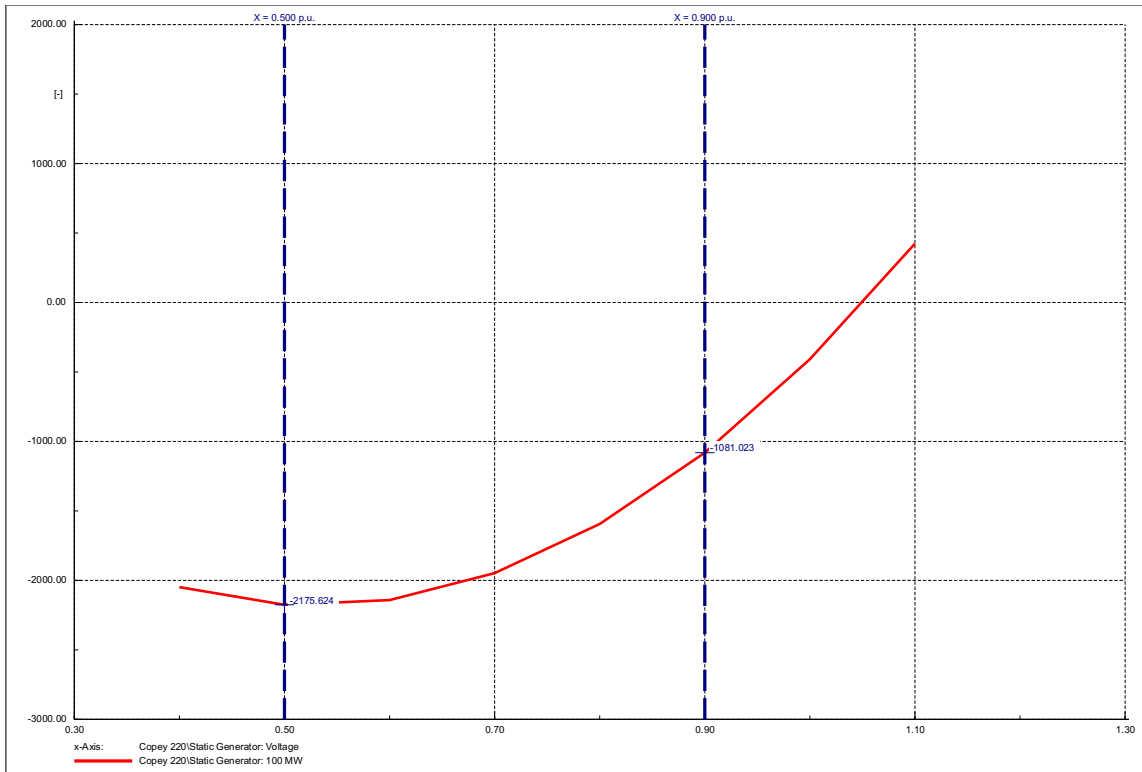
Escenario: 2025 -P12		Copey 500		N-1 Cuestecitas - La Loma 1 500		QV Curves	Date: 21/11/2022
						Annex:	



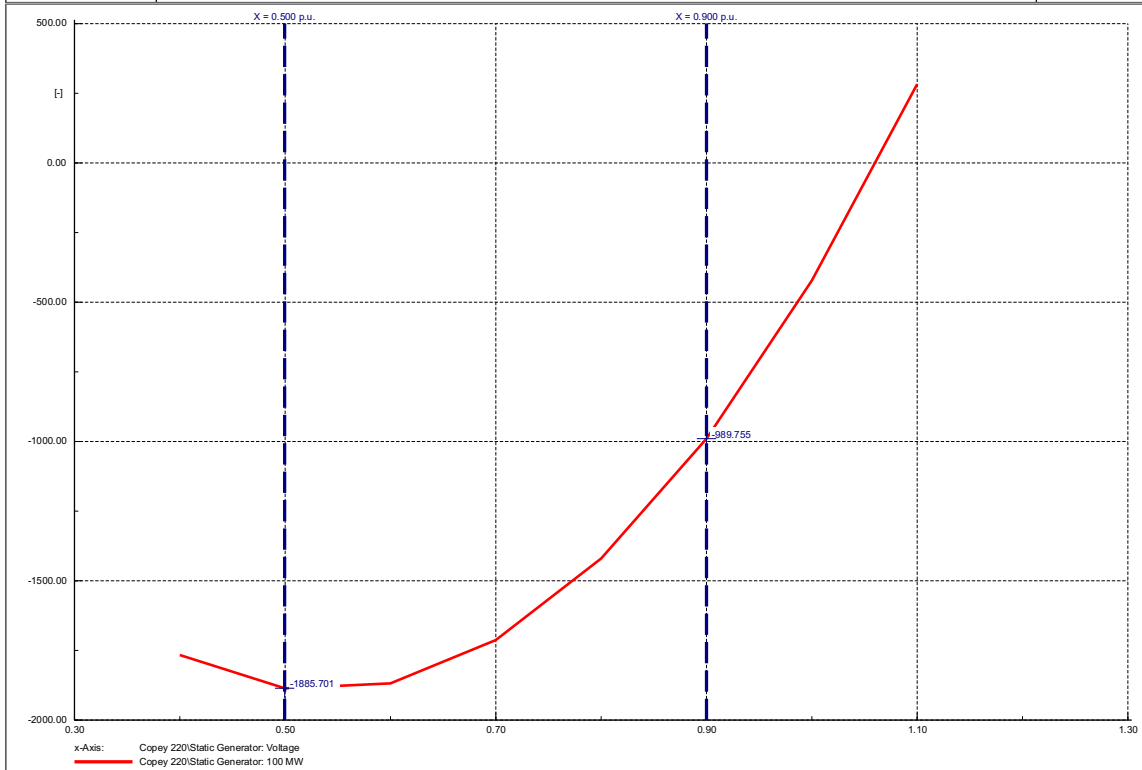
Copey 500		QV Curves	Date: 21/11/2022
Escenario: 2025 -P12	Estado normal de operacion	Annex:	



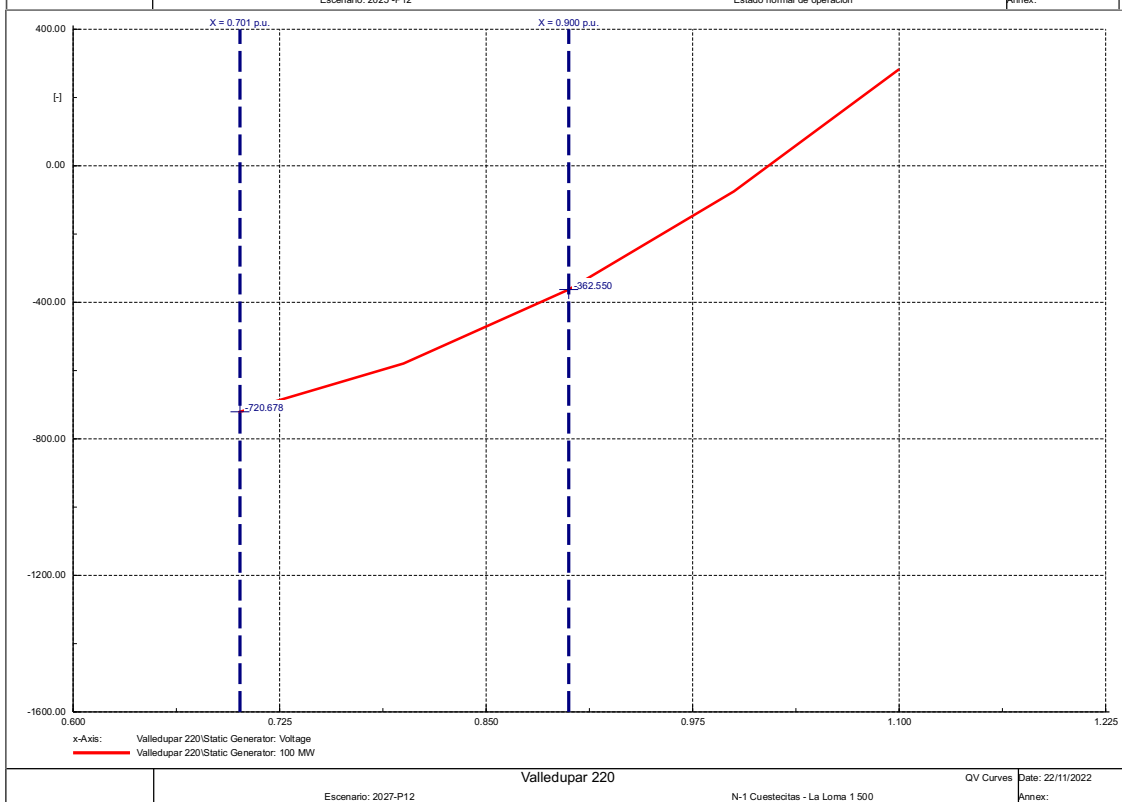
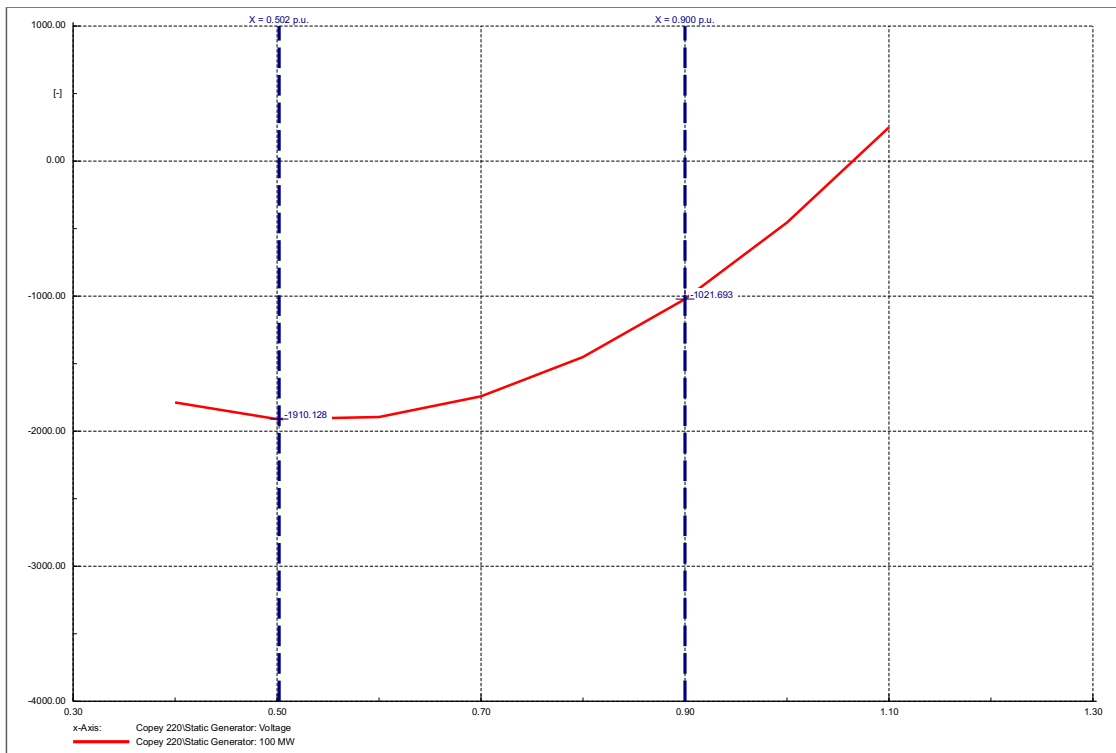
Copey 220		QV Curves	Date: 21/11/2022
Escenario: 2027-P12	N-1 Cuestecitas - La Loma 1.500	Annex:	



Copey 220		QV Curves	Date: 21/11/2022
Escenario: 2027-P12	Estado normal de operacion	Annex:	



Copey 220		QV Curves	Date: 21/11/2022
Escenario: 2025 -P12	N-1 Cuesteditas - La Loma 1 500	Annex:	



## 6 REFERENCIAS

- [1] UPME,   
“<https://public.tableau.com/app/profile/upme/viz/GeneracionAprobada/GeneracionAprobada>.”
- [2] Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, “Proyecciones de demanda.” <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx> (accessed Nov. 19, 2022).
- [3] CNO, “Acuerdo 1557,” 2022, Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [4] Western Electricity Coordinating Council (WECC), “WECC Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines,” 2014, Accessed: Nov. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.wecc.org/Reliability/WECC%20Wind%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>
- [5] Western Electricity Coordinating Council (WECC), “Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline MVWG,” 2019, Accessed: Nov. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf>
- [6] CREG, “Resolución CREG 060 de 2019.” Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [7] CNO, “Acuerdo 1428.” 2021. Accessed: Sep. 20, 2022. [Online]. Available: <https://www.cno.org.co>
- [8] CREG, “Resolución CREG 143 de 2021”, Accessed: Sep. 22, 2022. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co/>
- [9] XM, “<https://www.xm.com.co/portal-de-indicadores>.”
- [10] Digsilent Power Factory, “Knowledge Base PowerFactory - DigSILENT.” <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/do-you-have-an-application-example-for-a-battery-energy-storage-system-bess.html> (accessed Nov. 17, 2022).
- [11] XM S.A. ESP, “XM\_CND\_2022\_11\_IPOEMP\_SegundoTrimestre - V1,” 2022.
- [12] NERC, “Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems,” 2017.
- [13] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” 2019.
- [14] EIRGRID, “RoCoF Modification Proposal– TSOs’ Recommendations”.