

DESPACHO HIDROTÉRMICO Y ENERGÍAS RENOVABLES CON INERCIA (AMPL). 1

Desarrollo en AMPL de un modelo lineal para simular el despacho hidrotérmico tomando en cuenta restricciones de inercia en sistemas de potencia con alta integración de fuentes de energía renovable intermitentes

Jhon Alexander Cabrera Ramirez

Luis David Rueda Berdugo

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Especialista en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica

Director

Iván David Serna Suárez

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

En primer lugar, dedico este proyecto a Dios, por brindarme la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia necesarias para culminar este proceso, y por guiar cada paso de mi camino.

A mis padres, Martin y Nancy quienes han sido mi mayor ejemplo de esfuerzo, amor y constancia.

De manera especial, dedico este proyecto a mi novia Lina Gabriela Claro, por su compañía, apoyo constante.

Este trabajo es el resultado del amor, la fe y el respaldo de las personas más importantes en mi vida.

-Jhon Alexander Cabrera Ramirez-

Dedicatoria

Para aquellos en el futuro y aquellos en el pasado, quienes recordados siempre seremos,
desde la labor humilde de la ciencia y el trabajo, pues es lo que perdura en el tiempo.

Recordar siempre obrar por la paz del planeta y del universo, pues nadie vino a este
mundo queriendo, pero una vez estando aquí AMÉMOSNOS.

Gracias a mi madre Marta Rocío, de tu vientre aquí estamos, por el acto más grande de
amor que has hecho, dos ciudadanos al servicio del mundo.

Gracias a mi padre Luis Manuel, te recuerdo con mucho amor, para ti un abrazo al cielo,
algún día espero volverte a ver.

A mi hermana Daniela, un regalo que me esperaba en la tierra, gracias por tu compañía,
haz hecho lindo el camino.

A ti Caro, por tu dulzura y paciencia, quien tomas mi mano con amor y cariño.

-Luis David Rueda Berdugo-

Agradecimientos

Amable agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander, alma mater del pasado, presente y del futuro. En ti, personas del común, se han formado para servir a los países, a las comunidades y a los marginados, pues somos una fuerza que, desde la ciencia, el saber y la ética, trabajamos cada día por un mundo mejor.

Gracias al profesor PhD. Ing. Iván David Serna Suárez, quien nos ha sabido iluminar desde el conocimiento.

-Luis y Jhon-

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción.....	18
1. Planteamiento del problema.....	19
2. Marco teórico y conceptual.....	21
2.1 Flexibilidad en los sistemas de potencia	21
2.2 Integración de FERNC en sistemas de potencia	21
2.3 Despacho hidrotérmico	22
2.4 Flujo óptimo de potencia	23
2.5 Inercia del sistema eléctrico.....	23
2.6 Inercia en sistemas con alta penetración de FERNC	24
3. Metodología y Modelado del problema.....	25
3.1 Descripción del sistema de potencia estudiado.....	25
3.2 Formulación matemática del despacho hidrotérmico.	26
3.3 Formulación del Unit commitment sin restricciones de inercia.	28
3.4 Formulación del Unit commitment con restricciones de inercia.	31
3.5 RoCoF (Rate of Change of Frequency) Tasa de Cambio de Frecuencia.	32
3.6 Zonas Inerciales.....	33
3.7 Implementación del modelo en AMPL.....	41
4. Análisis de resultados.....	43
4.1 Escenarios simulados.....	43
4.1.1 Escenario (E1) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia.....	44
4.1.2 Escenario (E2) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia.....	46

4.1.3 Escenario (E3) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia.....	48
4.1.4 Comparación generación por tecnología en el t=4 h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia	51
4.1.5 Comparación generación por tecnología en el t=11 h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia	51
4.1.6 Comparación generación por tecnología en el t=18 h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia	51
4.1.7 Comparación del modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia en el escenario E3.....	52
4.1.7.1 Zona Fundación.	53
4.1.7.2 Zona Caracolí.....	54
4.1.7.3 Zona Sabanalarga.....	54
4.1.7.4 Zona Urrá.....	55
4.1.7.5 Zona Ocaña.....	56
4.1.7.6 Zona Purnio.....	57
4.1.7.7 Zona San Felipe.	58
4.2 Discusión de resultados.....	59
5. Conclusiones.....	60
5.1 Recomendaciones	61
Referencias Bibliográficas.....	63
Apéndices.....	66

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Potencia máxima de Generadores.....	34
Tabla 2. Estimación de potencia crítica.	35
Tabla 3. Inercia mínima requerida.	36
Tabla 4. Zonas de generación.	38
Tabla 5. Inercias disponibles con los generadores de respaldo.	39
Tabla 6. Comparación de inercia disponibles vs Inercia mínima requerida del sistema por zonas.....	40
Tabla 7. Barras seleccionadas.	69
Tabla 8. Cargas seleccionadas.	74
Tabla 9. Generadores seleccionados.	92
Tabla 10. Transformadores seleccionados.	98
Tabla 11. Datos de líneas en paralelo línea de 220 kV.....	100
Tabla 12. Valores Base 1.	100
Tabla 13. Datos de líneas en paralelo línea de 500 kV.....	102
Tabla 14. Valores Base 2.	102
Tabla 15. Datos de transformadores.	104
Tabla 16. Parámetros del sistema.....	107
Tabla 17. Parámetros tecno-económicos de las unidades de generación (Basado en Simoglou et al., 2010).....	117
Tabla 18. Parámetros tecno-económicos de las unidades de generación (Basado en Simoglou et al., 2010) en pesos colombianos.	117

Tabla 19. Generadores y sus tipos.	117
---	-----

Tabla 20. Comparativos de datos de UC.	135
---	-----

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Zona de Fundación.	37
Figura 2 Procedimiento de simulación y análisis del sistema considerando restricciones de inercia	41
Figura 3 Estructuración del modelo UC sin restricciones de inercia.....	42
Figura 4 Estructuración del modelo UC con restricciones de inercia.....	42
Figura 5. Escenario base E1 para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	44
Figura 6. Escenario base E1 para t=11 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	45
Figura 7. Escenario base E1 para t=18 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	45
Figura 8. Escenario dos E2 para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	46
Figura 9. Escenario dos E2 para t=11 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	47
Figura 10. Escenario dos E2 para t=18 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	48
Figura 11. Escenario tres E3 para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	49
Figura 12. Escenario tres E3 para t=11 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	49

Figura 13. Escenario tres E3 para t=18 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	50
Figura 14. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Fundación para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	53
Figura 15. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Caracolí para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	54
Figura 16. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Sabanalarga para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	55
Figura 17. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Urra para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	56
Figura 18. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Ocaña para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	57
Figura 19. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Purnio para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	58
Figura 20. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona San Felipe para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	59
Figura 21. Sistema de potencia analizado.....	66
Figura 22. Demanda a satisfacer en el país.....	67
Figura 23. Diagrama Unifilar de Transmisión Nacional Expansión Definida y Visión de Largo Plazo.....	68
Figura 24. Ejemplo de líneas en paralelo de 220kV.....	99
Figura 25. Ejemplo de líneas en paralelo de 500kV.....	101
Figura 26. Ejemplo de transformadores en paralelo.....	104

Figura 27. Datos de capacidad de línea tomados de paratec.....	106
Figura 28. Ejemplo de potencia mínima técnica de la unidad.	109
Figura 29. Ejemplo de potencia máxima técnica de la unidad.	110
Figura 30. Ejemplo de constante de inercia de la unidad.	110
Figura 31. Ejemplo de datos de rampas para unidad de generación térmica.	111
Figura 32. Ejemplo de datos de rampas para unidad de generación hidráulica.	112
Figura 33. Rampa de subida.....	114
Figura 34. Rampa de bajada.....	115
Figura 35. Capacidad de generación fotovoltaica.....	120
Figura 36. Informe de despacho 7 de diciembre del 2025.....	121
Figura 37. Escenario base para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	122
Figura 38. Escenario base para t=11 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	123
Figura 39. Escenario base para t=18 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	124
Figura 40. Escenario dos para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	125
Figura 41. Escenario dos para t=11 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	126
Figura 42. Escenario dos para t=18 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	127

Figura 43. Escenario tres para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	128
Figura 44. Escenario tres para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	129
Figura 45. Escenario tres para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.....	130
Figura 46. Generación por tecnología en el tiempo $t=4$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.	131
Figura 47. Generación por tecnología en el tiempo $t=11$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.	132
Figura 48. Generación por tecnología en el tiempo $t=18$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.	133
Figura 49. Comparación del número de unidades encendidas en el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia y con restricciones de inercia.	134
Figura 50. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Fundación para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	137
Figura 51. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Caracolí para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	138
Figura 52. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Sabanalarga para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	139
Figura 53. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Urra para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	140

Figura 54. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Ocaña para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	141
Figura 55. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Purnio para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	142
Figura 56. Comparación del estado operativo de los generadores en la zona San Felipe para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.	143

Lista de apéndices

	Pág.
Apéndice A. Sistema de potencia analizado.	66
Apéndice B. Diagrama Unifilar de Transmisión Nacional Expansión Definida y Visión de Largo Plazo.	68
Apéndice C. Barras y cargas que componen el sistema de potencia en estudio.	69
Apéndice D. Generadores seleccionados.	92
Apéndice E. Transformadores del sistema de potencia.	98
Apéndice F. Ejemplo de líneas en paralelo de 220 kV y 500 kV.	99
Apéndice G. Determinación de parámetros del sistema de potencia.	105
Apéndice H. Gráficas de resultados.	121
Apéndice I. Comparaciones de resultados con y sin restricciones de inercia.	134

Glosario

AMPL: A Mathematical Programming Language

CPF: Control Primario de Frecuencia

CSF: Control Secundario de Frecuencia

CTF: Control Terciario de Frecuencia

DE: Despacho Económico

FERN: Fuentes de Energía Renovables No Convencionales

ERN: Energías Renovables No Convencionales

GS: Generador Síncrono

LFR: Load-Frequency Regulation

LP: Linear Programming

MILP: Mixed Integer Linear Programming

ONU: Organización de las Naciones Unidas

QP: Quadratic Programming

RoCoF: Rate of Change of Frequency

UC: Unit Commitment

UFLS: Low Frequency Load Shedding

Resumen

Título: Desarrollo en AMPL de un modelo lineal para simular el despacho hidrotérmico tomando en cuenta restricciones de inercia en sistemas de potencia con alta integración de fuentes de energía renovable intermitentes.*

Autor: Luis David Rueda Berdugo, Jhon Alexander Cabrera Ramirez**

Palabras Clave: Inercia del sistema, estabilidad de frecuencia, AMPL, generación renovable intermitente, integración de energías renovables.

Descripción: La creciente penetración de fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC), como la solar fotovoltaica y la eólica, introduce nuevos desafíos en la operación de los sistemas de potencia, particularmente en lo relacionado con la flexibilidad operativa y la estabilidad de la frecuencia, debido a la reducción de la inercia del sistema. En este contexto, el presente trabajo desarrolla un modelo lineal para la simulación del despacho hidrotérmico que incorpora restricciones de inercia, orientado a sistemas eléctricos con alta integración de generación renovable intermitente.

El modelo propuesto se implementa en el lenguaje de modelado algebraico AMPL, utilizando una formulación de flujo óptimo de potencia en corriente continua (DC-OPF), lo que permite reducir la complejidad computacional y facilitar el análisis de distintos escenarios operativos. Las restricciones de inercia se formulan a partir de la relación entre el desequilibrio de potencia, la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) y la inercia total del sistema, considerando tanto la inercia rotacional de generadores síncronos como el aporte de inercia virtual proveniente de fuentes renovables.

Finalmente, se analizan diferentes escenarios de penetración de FERNK sobre un sistema de potencia de características similares al Sistema Interconectado Nacional colombiano, evaluando el impacto de las restricciones de inercia en el despacho, los costos de operación y la confiabilidad del sistema. Los resultados evidencian la importancia de incorporar criterios de inercia en los modelos de despacho para garantizar una operación segura y eficiente en sistemas eléctricos con alta participación de energías renovables.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización En Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Iván David Serna Suárez. Doctor Ingeniero Electricista.

Abstract

Title: Development of a Linear AMPL-Based Model for Hydrothermal Dispatch Considering Inertia Constraints in Power Systems with High Integration of Intermittent Renewable Energy Sources.

Author: Luis David Rueda Berdugo, Jhon Alexander Cabrera Ramirez**

Key Words: system inertia, frequency stability, AMPL, intermittent renewable generation, renewable energy integration.

Description: The increasing penetration of non-conventional renewable energy sources (NCRES), such as solar photovoltaic and wind generation, introduces new challenges in power system operation, particularly regarding operational flexibility and frequency stability, due to the reduction of system inertia. In this context, this work develops a linear model for the simulation of hydrothermal dispatch that incorporates inertia constraints, aimed at power systems with high integration of intermittent renewable generation.

The proposed model is implemented using the algebraic modeling language AMPL, employing a direct current optimal power flow (DC-OPF) formulation, which reduces computational complexity and facilitates the analysis of different operational scenarios. Inertia constraints are formulated based on the relationship between power imbalance, the rate of change of frequency (RoCoF), and the total system inertia, considering both the rotational inertia of synchronous generators and the contribution of virtual inertia provided by renewable energy sources.

Finally, different NCRES penetration scenarios are analyzed on a power system with characteristics similar to the Colombian National Interconnected System, evaluating the impact of inertia constraints on dispatch decisions, operating costs, and system reliability. The results highlight the importance of incorporating inertia-related criteria into dispatch models to ensure safe and efficient operation in power systems with high renewable energy participation.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización En Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Iván David Serna Suárez. Doctor Ingeniero Electricista.

Introducción

Normalmente, los sistemas eléctricos tradicionales están diseñados sin fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC), los cuales suplen una demanda de energía de forma confiable y económica. Sin embargo, ante una amenaza del agotamiento mundial de energía fósil y los problemas de contaminación ambiental, se está investigando en todo el mundo el camino del desarrollo sostenible de la sociedad humana. La incorporación de fuentes de energía con tecnología renovables en los sistemas eléctricos tradicionales está promoviendo la transformación a sistemas energéticos con bajas emisiones de carbono (Wang, Q., & Hodge, B. (2016))

A medida que aumenta la participación de las FERN, el reto de equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en todo momento aumenta su complejidad, incluso, un pequeño desajuste puede perturbar la frecuencia del sistema eléctrico y afectar la confiabilidad de las operaciones del sistema. Uno de los retos es estimar el perfil de generación de las unidades de despacho, la cual depende de los perfiles de generación de las FERN. (IRENA (2018))

En este proyecto se analizó la restricción de inercia de un sistema de potencia compuesto por 126 barras, considerando únicamente los niveles de tensión de 500 kV y 220 kV. El sistema analizado corresponde a un modelo simplificado y representativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia en dichos niveles de tensión. El estudio evaluó el comportamiento de la restricción inercia del sistema ante la incorporación de fuentes de energía renovables no convencionales (FERNC), utilizando un código desarrollado en el lenguaje de modelado algebraico AMPL para la solución del problema de despacho.

1. Planteamiento del problema

La transición energética y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado la incorporación creciente de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales (FERNC), tales como la generación solar fotovoltaica y eólica, en los sistemas eléctricos de potencia. Si bien estas tecnologías contribuyen a la sostenibilidad ambiental y a la diversificación de la matriz energética, su integración masiva plantea importantes desafíos técnicos y operativos para la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos.

Uno de los principales retos asociados a la alta penetración de FERN es la disminución de la inercia del sistema eléctrico. En los sistemas tradicionales, la inercia es proporcionada de manera natural por los generadores síncronos convencionales, los cuales almacenan energía cinética en sus rotores y contribuyen a limitar la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) ante perturbaciones como la pérdida súbita de generación o variaciones abruptas de la demanda. Esta respuesta inercial es fundamental para garantizar la estabilidad de la frecuencia y permitir la actuación efectiva de los esquemas de control primario, secundario y terciario de frecuencia.

Sin embargo, las FERN se caracterizan por su naturaleza intermitente y por estar acopladas al sistema a través de electrónica de potencia, lo que implica una contribución reducida o nula de inercia rotacional. Como consecuencia, a medida que estas fuentes desplazan a la generación convencional, el sistema eléctrico se vuelve más vulnerable a desviaciones rápidas de frecuencia, incrementando el riesgo de activación de esquemas de protección, desconexiones de carga y, en escenarios extremos, eventos de inestabilidad sistémica.

En este contexto, la flexibilidad del sistema eléctrico adquiere un papel fundamental. La flexibilidad, entendida como la capacidad del sistema para adaptarse de manera rápida y eficiente a cambios previstos o imprevistos en las condiciones de operación, se ve directamente afectada

por la reducción de la inercia y por la incertidumbre asociada a la generación renovable. No obstante, los esquemas tradicionales de despacho hidrotérmico, ampliamente utilizados para la planeación y operación de los sistemas eléctricos, priorizan criterios económicos y restricciones técnicas convencionales, sin considerar de forma explícita restricciones asociadas a la inercia del sistema y a los límites admisibles de RoCoF.

La ausencia de restricciones de inercia en los modelos de despacho puede conducir a soluciones óptimas desde el punto de vista económico, pero operativamente inviables, especialmente en sistemas con alta participación de FERNC. Esta situación resulta particularmente relevante para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, donde se proyecta un crecimiento sostenido de la generación renovable y, por tanto, una reducción progresiva de la inercia total disponible.

Adicionalmente, la incorporación de nuevas restricciones técnicas en los modelos de despacho incrementa la complejidad computacional del problema, lo que hace necesario el uso de formulaciones matemáticas eficientes que permitan su análisis en escenarios de planeación y operación. En este sentido, los modelos lineales basados en flujo óptimo de potencia en corriente continua (DC-OPF), implementados en lenguajes de modelado algebraico como AMPL, representan una alternativa adecuada para evaluar el impacto de las restricciones de inercia sobre el despacho hidrotérmico y el desempeño global del sistema.

Por lo anterior, se identifica como problema central la necesidad de desarrollar modelos de despacho hidrotérmico que incorporen explícitamente restricciones de inercia, permitiendo evaluar el impacto de la alta penetración de FERNC sobre la estabilidad de la frecuencia, la flexibilidad operativa y los costos de operación del sistema eléctrico. Abordar este problema es fundamental

para contribuir al análisis y diseño de estrategias que garanticen una operación segura, confiable y eficiente de los sistemas de potencia en el marco de la transición energética.

2. Marco teórico y conceptual

El presente apartado tiene como propósito presentar las bases teóricas que sustentan el desarrollo del presente trabajo. Estos conceptos constituyen el andamiaje conceptual que permite comprender los hallazgos obtenidos y dar respuesta a los objetivos de la investigación realizada.

2.1 Flexibilidad en los sistemas de potencia

Como objeto de estudio del presente trabajo, resulta fundamental precisar el concepto de flexibilidad en los sistemas de potencia, ya que este permite determinar el nivel de integración posible de las Fuentes de Energía Renovable No Convencionales (FERNC), así como identificar los puntos del sistema que requieren fortalecimiento para facilitar la incorporación de fuentes de generación solar y eólica, caracterizadas por su naturaleza intermitente. En este contexto, la flexibilidad en los sistemas de potencia se define como la capacidad de un sistema eléctrico para adaptarse de manera eficiente ante perturbaciones, expansiones y condiciones de operación tanto previstas como no previstas y como dice Pérez Romero (2022) citando a CIGRÉ (1995): “La capacidad de adaptar el desarrollo planeado del sistema de potencia de forma rápida y a un costo razonable ante cualquier cambio, previsto o no, en las condiciones que prevalecían en el momento en que fue planificado.”. (Pérez, B., Pág. 21, 2022)

2.2 Integración de FERNc en sistemas de potencia

La integración de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales (FERNC) en los sistemas de potencia representa uno de los principales desafíos actuales en la planificación y operación de los sistemas eléctricos, debido a las particularidades técnicas asociadas a su

variabilidad e incertidumbre. En el presente estudio, el análisis de la integración de FERNC se circunscribe específicamente a la generación de energía solar fotovoltaica y eólica, por ser las tecnologías con mayor penetración y proyectadas en el crecimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). (IRENA (2018))

La incorporación de estas fuentes de generación intermitente impacta directamente aspectos como la estabilidad del sistema, el balance generación–demanda, la operación de reservas y los requerimientos de flexibilidad del sistema de potencia, haciendo necesario evaluar las capacidades de adaptación de la red ante diferentes escenarios de operación. (Cai, W et al.,2023)

2.3 Despacho hidrotérmico

El despacho hidrotérmico constituye una herramienta fundamental en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ya que permite coordinar de manera óptima la generación de las centrales hidráulicas y térmicas con el fin de satisfacer la demanda eléctrica al menor costo posible, garantizando al mismo tiempo la seguridad y confiabilidad del sistema. Este tipo de despacho considera las restricciones técnicas y operativas de las unidades de generación, así como la disponibilidad de los recursos energéticos, en especial el carácter limitado del recurso hídrico.

En el contexto de la creciente integración de fuentes renovables no convencionales, particularmente la energía solar fotovoltaica y eólica, el despacho hidrotérmico adquiere mayor relevancia, debido a la necesidad de compensar la variabilidad e intermitencia de estas fuentes. En este sentido, las centrales hidráulicas, por su capacidad de respuesta rápida y almacenamiento implícito, y las centrales térmicas, por su aporte a la firmeza del sistema, juegan un papel clave en la provisión de flexibilidad operativa y en el mantenimiento del balance generación–demanda bajo distintos escenarios de operación. (Conejo & Baringo., 2018)

2.4 Flujo óptimo de potencia

El flujo óptimo de potencia es una herramienta esencial en el operación y análisis de los sistemas de potencia, ya que permite determinar el punto de operación adecuado del sistema eléctrico mediante la minimización de una función objetivo, generalmente asociada a los costos de generación o a las pérdidas del sistema, sujeto al cumplimiento de las restricciones técnicas y operativas de la red. Entre estas restricciones se incluyen los límites de generación, las capacidades de transmisión, los rangos de tensión permitidos y las condiciones de balance de potencia activa y reactiva.

En el contexto de la integración de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales, particularmente la generación solar fotovoltaica y eólica, el flujo de potencia óptimo se convierte en una herramienta clave para evaluar el impacto de estas tecnologías sobre la operación del sistema, dado su carácter variable e incierto. A través del Flujo Óptimo de Potencia es posible analizar distintos escenarios de penetración renovable, identificar congestiones en la red, evaluar el cumplimiento de los límites de tensión, restricciones de inercia y cuantificar los requerimientos de flexibilidad del sistema de potencia para garantizar una operación segura, eficiente y confiable. (Morales-Espana, G et al., 2012)

2.5 Inercia del sistema eléctrico

A nivel mundial, las energías renovables se han consolidado como una de las principales fuentes de generación eléctrica, debido a sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero y a sus costos competitivos, lo que las posiciona como una alternativa óptima para el desarrollo sostenible de la humanidad. No obstante, su integración a gran escala plantea importantes retos técnicos, entre los que se destacan la estabilidad de la frecuencia del sistema y las limitaciones asociadas a la inercia. Esto se debe a que muchas de estas fuentes, al ser de naturaleza intermitente

y no aportar inercia de forma directa, requieren que la planificación tanto de la operación como de la expansión futura de los sistemas de potencia considere cuidadosamente dichos aspectos técnicos. (Cai, W et al.,2023)

2.6 Inercia en sistemas con alta penetración de FERNC

La inercia es una propiedad fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, tradicionalmente proporcionada por los generadores síncronos acoplados directamente a la red, cuya masa rotante contribuye a amortiguar las variaciones rápidas de frecuencia ante desbalances entre generación y demanda. Esta inercia natural permite que el sistema responda de manera gradual a perturbaciones, otorgando tiempo suficiente para la actuación de los esquemas de control primario de frecuencia y otros mecanismos de regulación.

Sin embargo, la creciente penetración de fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC), como la generación solar fotovoltaica y eólica basada en electrónica de potencia, ha modificado significativamente esta dinámica. A diferencia de los generadores convencionales, estas tecnologías se conectan a la red a través de inversores, los cuales desacoplan mecánicamente la fuente de energía del sistema eléctrico, reduciendo de forma considerable el aporte de inercia al sistema. Como consecuencia, los sistemas con alta participación de FERNC presentan una menor inercia equivalente, lo que se traduce en mayores tasas de cambio de frecuencia (RoCoF) y desviaciones de frecuencia más pronunciadas frente a contingencias. (Fernández-Guillamón, A et al., 2019).

Esta reducción de la inercia plantea nuevos desafíos para la operación segura y confiable del sistema de potencia, ya que incrementa el riesgo de inestabilidad de frecuencia y puede comprometer la correcta actuación de protecciones y esquemas de control. En este contexto, resulta necesario replantear los criterios tradicionales de planificación y operación, así como incorporar

estrategias complementarias, tales como el uso de inercia sintética, control avanzado de inversores y servicios complementarios de frecuencia, con el fin de mantener la estabilidad del sistema en escenarios de alta penetración de FERNC.

3. Metodología y Modelado del problema

3.1 Descripción del sistema de potencia estudiado.

El sistema analizado corresponde a un modelo simplificado y representativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. Dicho sistema de potencia está conformado por un total de 126 barras, de las cuales 18 operan a un nivel de tensión de 500 kV y 108 a 220 kV. La Barra Guavio corresponde a la barra # 88, la cual se define como barra de referencia del sistema. Asimismo, el modelo incluye 31 plantas generadoras que en conjunto agrupan 140 unidades de generación, compuestas por 19 centrales hidroeléctricas y 12 centrales térmicas. La topología general del sistema puede observarse en la Figura 21 del Apéndice A. Para la obtención del sistema representativo del SIN se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

Sistema de Referencia.

Como sistema de referencia inicial se tomó el modelo presentado en el Plan maestro de modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica (Ministerio de Minas y Energía, 2024), el cual puede observarse en la Figura 23 del Apéndice B.

Selección de barras, generadores y transformadores.

A partir de este modelo se seleccionaron las barras que se presentan en la Tabla 7 del Apéndice C, así como los generadores listados en la Tabla 9 del Apéndice D. Los transformadores considerados se muestran en la Tabla 10 del Apéndice E. En el modelo no se incluyó ningún tipo de compensación.

Selección de las demandas

Las demandas se seleccionaron a la información disponible en el repositorio institucional de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La información asociada a las cargas del sistema fueron obtenidas directamente del archivo en formato Excel Parámetros red SIN V1.3, disponible en el repositorio oficial de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2022). A partir de dicho archivo se identificaron y seleccionaron un total de 373 demandas, las cuales están descritas en el la Tabla 8 del apéndice C.

Consideraciones Técnicas.

Las líneas de transmisión y transformadores en paralelo fueron modelados como una única línea equivalente entre barras, considerando una sola conexión eléctrica por par de nodos. Este proceso permitió obtener el sistema eléctrico de potencia final que se muestra en la Figura 21 del Apéndice A, para una mejor ilustración puede ver en el Apéndice F

Datos del sistema de potencia.

Los datos del sistema de potencia correspondientes a las reactancias de las líneas de transmisión y de los generadores fueron obtenidos de la plataforma PARATEC de XM (XM S.A. E.S.P., s. f.). Por su parte, la información asociada a las cargas del sistema fue tomada de la página oficial de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, a partir de la cual se recopilaron los valores de potencia máxima y mínima de los generadores, los costos de operación y arranque, así como los perfiles horarios de demanda. (Australian Energy Market Operator (AEMO). (2023) y Simoglou, C. K et al., 2010)

3.2 Formulación matemática del despacho hidrotérmico.

La formulación DC del problema del flujo de potencia óptimo (DCOPF), considera tres puntos en el modelo del flujo de potencia en DC:

- Las magnitudes de voltaje son iguales a 1 en unidad por unidad.
- Se desprecian las resistencias en las líneas de transmisión
- Se considera que las diferencias de ángulo a través de las líneas son pequeñas

El problema DCOPF entonces se podría plantear como (Conejo & Baringo., 2018):

Función Objetivo:

min

$$\sum_{g \in G} C_g^V(P_g) \quad (1)$$

Sujeto a las siguientes restricciones

- Balance de potencia activa:

$$\sum_{g \in \Omega_n^G} P_g - \sum_{j \in \Omega_n^D} D_j = \sum_{m \in \Lambda_n} B_{nm} (\delta_n - \delta_m), \quad \forall n \in N \quad (2)$$

- Límite de generación de cada unidad de potencia

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max}, \quad \forall g \in G, \quad (3)$$

- Límite de flujo en las líneas de transmisión.

$$F_{nm}^L = B_{nm} (\delta_n - \delta_m), \quad \forall (n, m) \in \Lambda_n, \quad (4)$$

- Condiciones de referencia (Barra Slack/Referencia)

$$\delta_i = 0 \quad (5)$$

La ecuación 1 muestra la función objetivo la cual busca minimizar los costos a partir de la producción de potencia que ofrece cada uno de los generadores. (Rodriguez, L. M., et al (2025), Conejo & Baringo., (2018))

Donde,

N Es el conjunto de todos los nodos

Λ es el conjunto de los pares de nodos con líneas.

Λ_n Es el conjunto de los pares de nodos con líneas conectados al nodo n

G Es el conjunto de todos los generadores

Ω_n^G Es el conjunto de todos los generadores conectados a la barra n

Ω_n^D Es el conjunto de todas las demandas conectadas a la barra n

C_g^V : Costos Variables de generación. =

P_{gt} : Potencia generada por unidad en el periodo t .

D_j : Demanda (carga) activa j .

B_{nm} : Susceptancia equivalente de la línea n - m .

δ_n : Ángulo de fase en la barra n .

δ_m : Ángulo de fase en la barra m .

P_g^{min} : Potencia mínima técnica de la unidad.

P_g^{max} : Potencia máxima técnica de la unidad.

F_{nm}^L : Flujo de potencia activa en la línea n - m .

$\delta_i = 0$: Condición de referencia (Barra Slack/ref).

3.3 Formulación del Unit commitment sin restricciones de inercia

En esta sección se presenta la formulación matemática del problema de Unit Commitment sin considerar las restricciones de inercia del sistema. Dicho problema se modela como un problema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP), de acuerdo con lo reportado en la literatura especializada. (Conejo & Baringo., 2018). El objetivo del modelo es:

- Determinar qué unidades generadoras deben estar en operación en cada período.
- Establecer los niveles óptimos de generación de las unidades en operación, de manera que se satisfaga la demanda del sistema.
- Minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las restricciones.

El problema de Unit Commitment abordado en este trabajo se formula con el propósito de determinar la programación óptima de las unidades generadoras a lo largo del tiempo, considerando sus características técnicas, restricciones operativas y la necesidad de satisfacer la demanda del sistema en cada período. En este contexto, se modelan variables binarias asociadas al estado de encendido y apagado de las unidades, así como variables continuas correspondientes a los niveles de generación, con el fin de minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las restricciones físicas y operativas. (Conejo & Baringo., 2018)

A continuación, se presenta la formulación matemática del Unit Commitment,

Función Objetivo:

min

$$\sum_t \sum_g (C_g^F u_{gt} + C_g^V P_{gt} + C_g^{SU} y_{gt} + C_g^{SD} Z_{gt}) \quad (6)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Restricciones 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11 y 12
- Relación lógica entre estado, arranque y apagado

$$y_{gt} - Z_{gt} = u_{gt} - u_{g,t-1}, \quad \forall g, \forall t \quad (7)$$

- Exclusión mutua de arranque y apagado

$$y_{gt} + Z_{gt} \leq 1, \quad \forall g, \forall t \quad (8)$$

- Límites de generación de las unidades

$$P_g^{min} u_{gt} \leq p_{gt} \leq P_g^{max} u_{gt}, \forall g, \forall t \quad (9)$$

- Restricción de rampa ascendente

$$P_{gt} - p_{g,t-1} \leq R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{SU} y_{gt}, \forall g, \forall t \quad (10)$$

- Restricción de rampa descendente

$$P_{g,t-1} - p_{gt} \leq R_g^D u_{gt} + R_g^{SD} z_{gt}, \forall g, \forall t \quad (11)$$

- Restricción de suficiencia de capacidad (reserva)

$$\sum_g P_g^{max} u_{gt} \geq P_t^D + R_t^D, \forall t \quad (12)$$

$$u_{gt}, y_{gt}, z_{gt} \in \{0,1\} \quad \forall g, \forall t$$

Donde,

y_{gt} : Variable binaria de arranque.

z_{gt} : Variable binaria de apagado.

u_{gt} : Variable binaria estado operativo de la unidad generadora.

P_{gt} : Potencia generada por la unidad en el período t.

P_g^{min} : Potencia mínima técnica de la unidad.

P_g^{max} : Potencia máxima de la unidad.

$p_{g,t-1}$: Potencia Generada en el t-1.

R_g^U : Límite de rampa ascendente en operación normal.

R_g^{SU} : Límite de rampa durante el arranque.

$u_{g,t-1}$: Estado de compromiso de la unidad en t-1.

R_g^D : Límite de rampa descendente.

R_g^{SD} : Límite de rampa durante el apagado.

P_t^D : Demanda del sistema en el período t .

R_t^D : Límite de rampa de reducción de la unidad generadora.

3.4 Formulación del Unit commitment con restricciones de inercia.

La formulación matemática del problema de Unit Commitment con restricciones de inercia corresponde a una extensión del modelo base presentado en la Sección 3.3. En este caso, se incorporan restricciones adicionales asociadas a la inercia del sistema, con el objetivo de garantizar condiciones adecuadas de estabilidad de frecuencia durante la operación. Ver ecuaciones 13 y 14.

- Inercia del sistema

$$H_{sys,t} = \sum_{g=1}^{NG} u_{gt} * h_g \quad (13)$$

- Restricción de la inercia en el sistema.

$$h_g * u_{gt} \geq H_{min} \quad (14)$$

Donde,

$H_{sys,t}$: Inercia total del sistema en el tiempo t .

NG : Número de generadores síncronos del sistema.

u_{gt} : Variable binaria estado operativo de la unidad generadora.

h_g : Constante de inercia de la unidad.

H_{min} : Inercia mínima del sistema.

3.5 RoCoF (Rate of Change of Frequency) Tasa de Cambio de Frecuencia

Cuando se presenta una perturbación en el sistema de potencia eléctrica, se produce un desequilibrio entre la generación y la demanda que ocasiona variaciones en la frecuencia. En los primeros instantes posteriores a la contingencia, los generadores síncronos aportan soporte inercial mediante la liberación o absorción de la energía cinética almacenada en sus masas rotantes, contribuyendo así a oponerse a cambios bruscos en la frecuencia (Pérez Illanes, 2015; Denholm et al., 2020). Esta respuesta se cuantifica mediante la tasa de cambio de frecuencia (Rate of Change of Frequency, RoCoF), la cual depende de la inercia total disponible en el sistema y del desbalance total de potencia. En este trabajo, el RoCoF se expresa como (Chamas, 2019; Nair et al., 2025):

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}} \Delta P_T \quad (15)$$

Donde H_{sys} representa la inercia total del sistema, f_0 es la frecuencia nominal y ΔP_T es el desbalance total de potencia. De esta relación se desprende que, para una misma perturbación, un sistema con mayor inercia presenta una menor tasa de cambio de frecuencia. Por el contrario, una reducción de la inercia incrementa la severidad de la respuesta dinámica ante contingencias (Chamas, 2019; Denholm et al., 2020).

A partir de la expresión anterior, y considerando un valor máximo permisible de RoCoF, es posible obtener la inercia mínima requerida para mantener la variación de la frecuencia dentro de límites aceptables. Por tanto, la restricción de inercia puede expresarse como (Gu et al., 2020; Chamas, 2019):

$$H_{min} = \frac{f_0 \Delta P_T}{2RoCoF^{max}} \quad (16)$$

Donde H_{min} es la inercia mínima equivalente del sistema y $RoCoF^{max}$ es la tasa de cambio de frecuencia máxima permitida. Para este trabajo se toma un límite de 2 Hz/s, valor que

se utiliza para evaluar el cumplimiento de las restricciones de inercia en el despacho (Gu et al., 2020).

En la figura 22 del apéndice A se presenta la curva de la demanda neta a satisfacer.

3.6 Zonas Inerciales

Para integrar la restricción de inercia al modelo de despacho de la sección 3.4 y 3.5, se identificaron las zonas con mayor penetración renovable y se estimó su inercia mínima requerida. Esto permitió definir los "generadores de respaldo inercial ": unidades síncronas que brindan respaldo dinámico al sistema.

La metodología consta de los siguientes siete pasos:

Paso 1. Identificación de barras con generación renovable

Se localizaron los nodos de inyección de potencia renovable en el sistema de potencia de la Figura 14: Fundación, Caracolí, Sabanalarga_220, Ocaña_220, Urra, Purnio y San Felipe. Estas barras se definieron como áreas críticas para el análisis, ya que la integración renovable reduce la inercia natural del sistema y altera su respuesta dinámica ante variaciones de frecuencia.

Paso 2. Determinación de la potencia máxima renovable por barra

Tras identificar las barras, se identificó la potencia máxima de generación renovable en valores por unidad (p.u.). Estos niveles representan el desequilibrio potencial de potencia activa ante una pérdida súbita de generación no convencional, sirviendo como base para el cálculo del requerimiento mínimo de inercia:

Tabla 1.*Potencia máxima de Generadores.*

Barra	Potencia máxima de Generación p. u
Fundación	3.9876
Caracolí	5.10583
Sabanalarga_220	4.8014
Ocaña_220	3.15705
Urra	2.85028
Purnio	5.59859
San Felipe	2.93595

Paso 3. Cálculo de la potencia crítica de perturbación $\Delta P_{\text{critico}}$

La potencia crítica se calculó como:

$$\Delta P_{\text{critico}} = k * P_T \quad (17)$$

Donde P_T corresponde a la máxima generación renovable en la barra analizada. El factor k puede tomar valores asociados a la reducción esperada por el cubrimiento parcial o total de la generación fotovoltaica. En caso de plantas pequeñas y localizadas, el valor empírico observado oscila alrededor de 2/3, mientras que, si se trata un parque de gran extensión, se pueden observar en la práctica reducciones de hasta el 50%, lo que daría un factor de 1/2.

Con ello se obtuvo una estimación conservadora de la potencia crítica que debe ser soportada dinámicamente por la inercia del sistema. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2.*Estimación de potencia crítica.*

Barra	Potencia máxima de Generación (P_T) p. u	k	$\Delta P_{\text{critico}} = k * P_T$ p. u
Fundación	3.9876	$\frac{2}{3}$	2.6584
Caracolí	5.10583	$\frac{1}{2}$	2.5529
Sabanalarga_220	4.8014	$\frac{1}{2}$	2.400
Ocaña_220	3.15705	$\frac{1}{2}$	1.5785
Urra	2.85028	$\frac{2}{3}$	1.9002
Purnio	5.59859	$\frac{1}{2}$	2.7993
San Felipe	2.93595	$\frac{1}{2}$	1.4680

Este parámetro representa la magnitud efectiva de la perturbación que se considera relevante para el cálculo de la inercia mínima $H_{\min}$ admisible en cada zona.

Paso 4. Cálculo de la inercia mínima requerida.

Conocida la potencia crítica, se procedió a calcular la inercia mínima requerida en cada zona, , utilizando la relación

$$H_{\min} = \frac{f_0 \Delta P_{\text{critico}}}{2 * ROCOF} \quad (18)$$

Donde:

$H_{\min}$ = Es la inercia mínima requerida en cada zona

$f_0 = 60$ Hz es la frecuencia nominal del sistema.

$ROCOF = 2$ Hz/s es el valor máximo admisible de la tasa de cambio de frecuencia. A partir de esta formulación se presenta los valores obtenidos en la Tabla 3:

Tabla 3.

Inercia mínima requerida.

Barra	$\Delta P_{\text{critico}} = \text{Factor}^* \Delta P_T$ p. u	$H_{\min} = \frac{f_0 \Delta P_{\text{critico}}}{2 * ROCOF}$
Fundación	2.6584	39.88
Caracolí	2.5529	38.29
Sabanalarga_220	2.400	36.01
Ocaña_220	1.5785	28.50
Urra	1.9002	23.68
Purnio	2.7993	41.99
San Felipe	1.4680	22.02

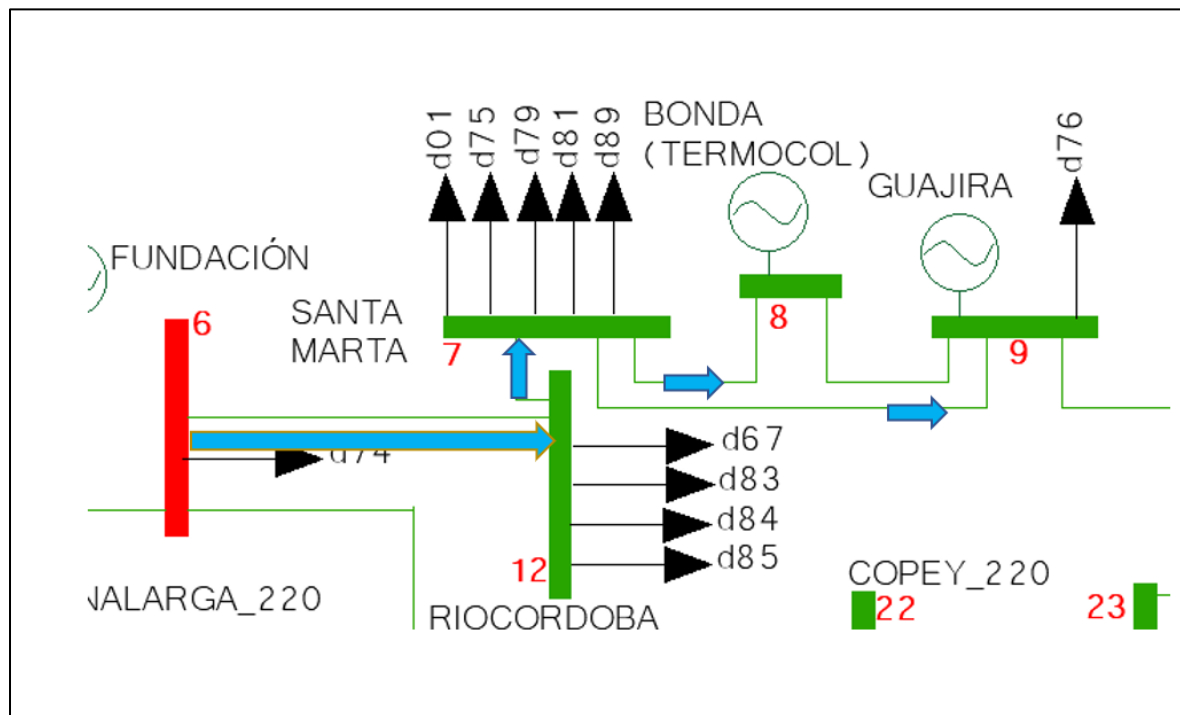
Paso 5. Selección de generadores de respaldo inercial mediante el criterio de tres a cuatro líneas.

Una vez calculado el valor de $H_{\min}$, se inició la selección de los generadores guardianes en cada zona. Para ello se identificaron las plantas síncronas eléctricamente más cercanas y con mayor influencia dinámica sobre la barra renovable analizada, considerando la conectividad de la red y la proximidad topológica. Tras un análisis de los datos, se llegó a la conclusión que una zona

definida con barras hasta 4 líneas de distancia del punto donde la generación renovable se encuentra, ofrece un soporte adecuado al sistema.

Figura 1.

Zona de Fundación.



Como ejemplo para la zona fundación como se puede observar en la Figura 41, se determinó que las plantas más representativas eran Bonda (Termocol) y Guajira, por encontrarse dentro del área de influencia definida por dicho criterio. En consecuencia, las unidades generadoras asociadas a estas plantas fueron seleccionadas como candidatas a aportar la inercia requerida en esa zona. En este caso, se consideraron las unidades:

- Bonda (Termocol): G12, G13, G14, G15, G16, G17, G18, G19, G20 y G21.
- Guajira: G22 y G23.

Este mismo procedimiento se repitió para las demás zonas con penetración renovable.

Tabla 4.*Zonas de generación.*

Zona	Plantas	Unidades Generadoras
Fundación	Bonda_(Termocol), Guajira	G12, G13, G14, G15, G16, G17, G18, G19, G20, G21, G22, G23.
Caracolí	Termoflores, Tebsa	G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7
Sabanalarga_220	Termocandelaria, Cartagena, Tebsa, Sahagun	G24, G25, G26, G28, G29, G9, G10, G11, G42, G43, G44, G45, G46.
Ocaña_220	Sogamoso_220, Tasajero, Merilectrica	G53, G54, G55, G34, G30, G39, G40, G41.
Urra	Urra, Antioquia	G137, G138, G139, G140, G65, G66, G67.
Purnio	san_carlos_220, Miel, La Guaca	G92, G93, G94, G95, G96, G97, G98, G99, G100, G116, G117, G118.
San Felipe	Miel, Betania	G101, G102, G122, G123, G124.

Paso 6. Selección de generadores de respaldo inercial.

Después de identificar los generadores de respaldo inercial, se calculó la inercia disponible en cada zona, sumando el aporte de las unidades síncronas seleccionadas. Los resultados fueron:

Tabla 5.*Inercias disponibles con los generadores de respaldo.*

Zona	Inercia disponible con los generadores de respaldo [s]
Fundación	106.72
Caracolí	42.5
Sabanalarga_220	49.78
Ocaña_220	42.98
Urra	29.98
Purnio	44.64
San Felipe	23.68

Estos valores corresponden a la capacidad total de respuesta inercial disponible en cada zona a partir del conjunto de máquinas seleccionadas. La selección fue realizada buscando que la suma de sus inercias permitiera cubrir el requerimiento mínimo calculado previamente.

Paso 7. Comparación entre inercia disponible e inercia mínima

Finalmente, se comparó la inercia disponible con la inercia mínima requerida para verificar la suficiencia del criterio de selección. Las cuales se presentan en la Tabla 6:

Tabla 6.

Comparación de inercia disponibles vs Inercia mínima requerida del sistema por zonas.

Zona	Inercia disponible	Inercia mínima
	con los generadores de respaldo [s]	requerida en cada zona $H_{\min}$
Fundación	106.72	39.88
Caracolí	42.5	38.29
Sabanalarga_220	49.78	36.01
Ocaña_220	42.98	28.50
Urra	29.98	23.68
Purnio	44.64	41.99
San Felipe	23.68	22.02

La metodología desarrollada permitió convertir la pérdida de inercia ocasionada por la integración de generación renovable en un criterio operativo para seleccionar las unidades síncronas que deben permanecer conectadas al sistema. Así, no solo se identificaron las zonas con mayor sensibilidad ante variaciones rápidas de frecuencia, sino también los generadores necesarios para garantizar un nivel mínimo de soporte dinámico.

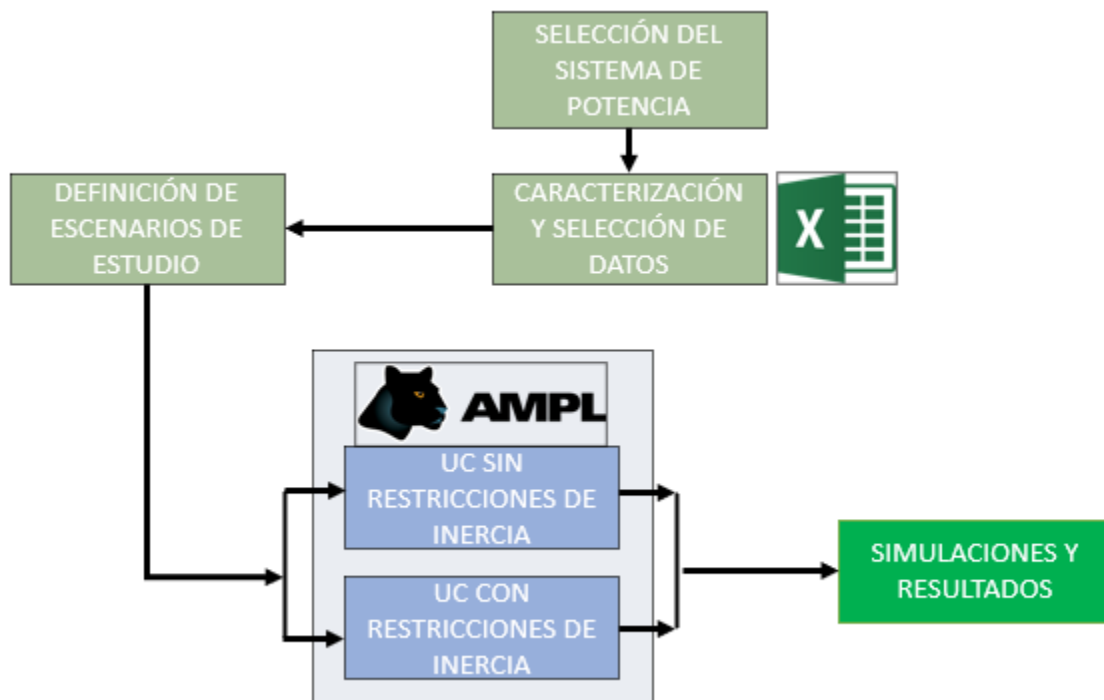
Desde la perspectiva del despacho, este procedimiento demuestra que algunas unidades convencionales deben mantenerse en operación, incluso si bajo un criterio estrictamente económico no serían requeridas, ya que su permanencia asegura el soporte inercial del sistema.

3.7 Implementación del modelo en AMPL

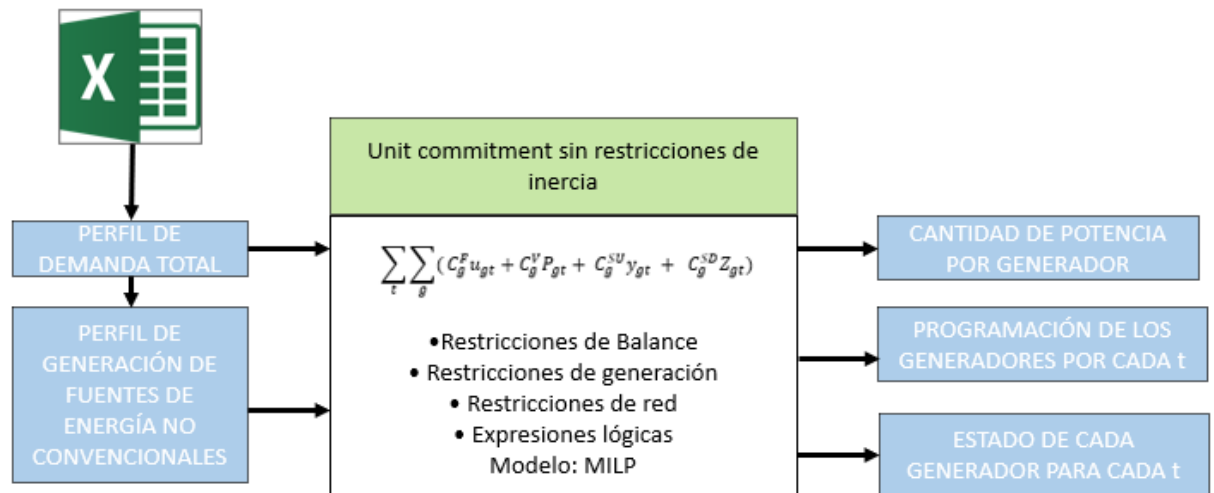
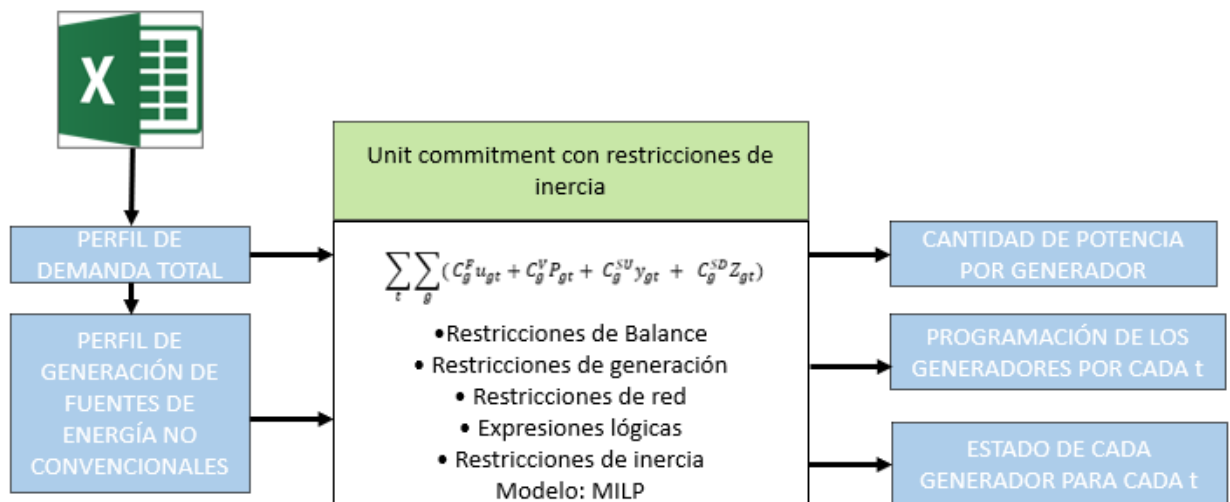
Para conocer el proceso implementado en el modelo de AMPL se presenta la figura 2 la cual ilustra dicho procedimiento del análisis del sistema con o sin inercia.

Figura 2

Procedimiento de simulación y análisis del sistema considerando restricciones de inercia



Asimismo, se presentan los diagramas de flujo para cada programa con y sin inercia en el sistema:

Figura 3
Estructuración del modelo UC sin restricciones de inercia

Figura 4
Estructuración del modelo UC con restricciones de inercia


4. Análisis de resultados

4.1 Escenarios simulados

Con el objetivo de analizar el impacto de la integración de generación renovable en la operación del sistema eléctrico, se definieron tres escenarios de estudio. El escenario E1 corresponde al caso base, con la penetración original de generación renovable; el escenario E2 se obtuvo al multiplicar dicha generación por 5; y el escenario E3, al multiplicarla por 10. En todos los casos, el modelo de Unit Commitment se resolvió para un horizonte de 24 horas. Posteriormente, para fines de presentación y análisis comparativo, se seleccionaron tres instantes representativos del día, $t=4$ h, $t=11$ h y $t=18$ h, asociados a condiciones de baja, media y alta demanda, respectivamente. Así, para cada escenario se evaluó la distribución de la generación por tecnología y el comportamiento del despacho durante todo el horizonte diario, mientras que su representación gráfica se realizó específicamente para los tres instantes $t=4$ h, $t=11$ h y $t=18$ h.

Adicionalmente, en este capítulo se desarrollan dos niveles de análisis. En primer lugar, se comparan los escenarios E1, E2 y E3 con el fin de identificar el efecto del aumento de la penetración renovable sobre la distribución de la generación y el comportamiento del despacho. En segundo lugar, se compara el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia con el modelo de Unit Commitment con restricciones de inercia. Esta última comparación se realiza únicamente en el escenario E3, por corresponder al caso de mayor integración de generación renovable y, en consecuencia, al más exigente desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia. En este caso, las restricciones de inercia se incorporaron mediante una formulación por zonas inerciales, descrita en la Sección 3.6, con el propósito de evaluar su efecto sobre el compromiso y el despacho de las unidades generadoras.

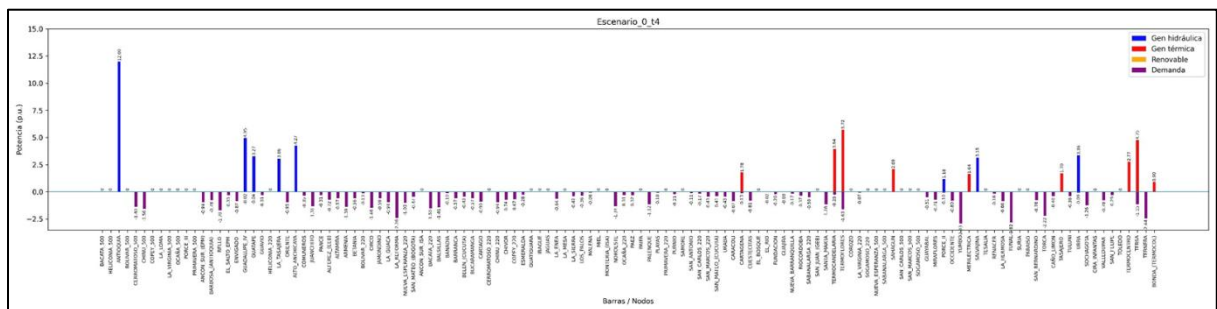
4.1.1 Escenario (E1) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

El escenario base representa la condición de referencia del sistema eléctrico sin incrementos adicionales en la penetración de generación renovable. Este escenario permite establecer un punto de comparación frente a los demás casos analizados, así como se puede observar en las figuras 5, 6 y 7, las cuales se encuentran en el apéndice H para su mejor detalle, respectivamente para los tiempos $t=4$ h, $t=11$ h y $t=18$ h

En $t = 4$ h, la mayor generación hidráulica se presenta en ANTIOQUIA (12,00 p.u.), seguida de GUADALUPE IV (4,95 p.u.), ALTO ANCHICAYÁ (4,27 p.u.) y URRRA (3,36 p.u.). La generación térmica es limitada, destacándose TERMOFLORES (5,72 p.u.) y TEBSA (5,44 p.u.).

Figura 5.

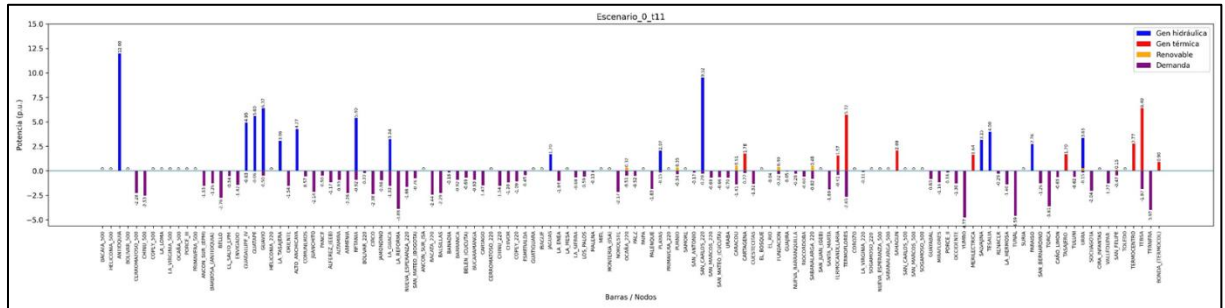
Escenario base E1 para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



En $t = 11$ h, la hidráulica continúa siendo predominante, con aportes en ANTIOQUIA (12,00 p.u.), SAN CARLOS 220 (9,52 p.u.), GUAUVIO (6,37 p.u.) y GUATAPÉ (5,60 p.u.). La generación térmica aumenta, especialmente en TEBSA (6,40 p.u.) y TERMOFLORES (5,72 p.u.), evidenciando un mayor requerimiento de respaldo.

Figura 6.

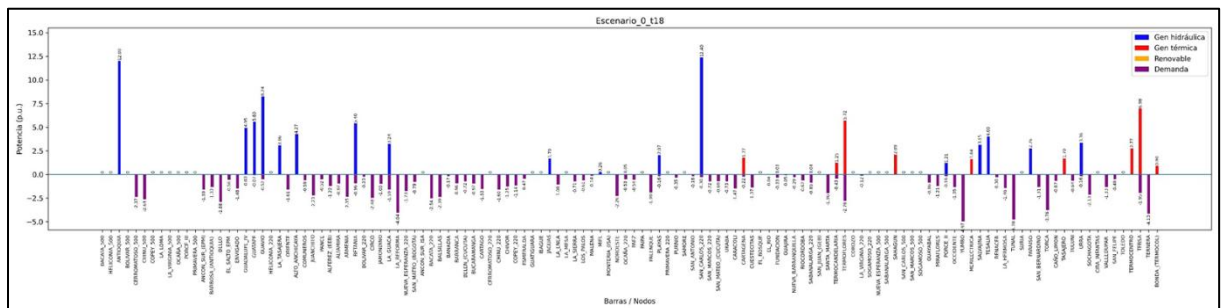
Escenario base E1 para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



En $t = 18$ h, correspondiente a la condición de mayor demanda, se incrementa el uso de generación térmica. En hidráulica sobresalen SAN CARLOS 220 (12,40 p.u.), ANTIOQUIA (12,00 p.u.) y GUAVIO (8,24 p.u.), mientras que en térmica destacan TEBSA (6,98 p.u.) y TERMOFLORES (5,72 p.u.).

Figura 7.

Escenario base E1 para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



En este escenario se evidencia que el sistema depende fuertemente de la generación hidráulica, con apoyo de generación térmica en las horas de mayor demanda, y sin presencia significativa de generación renovable.

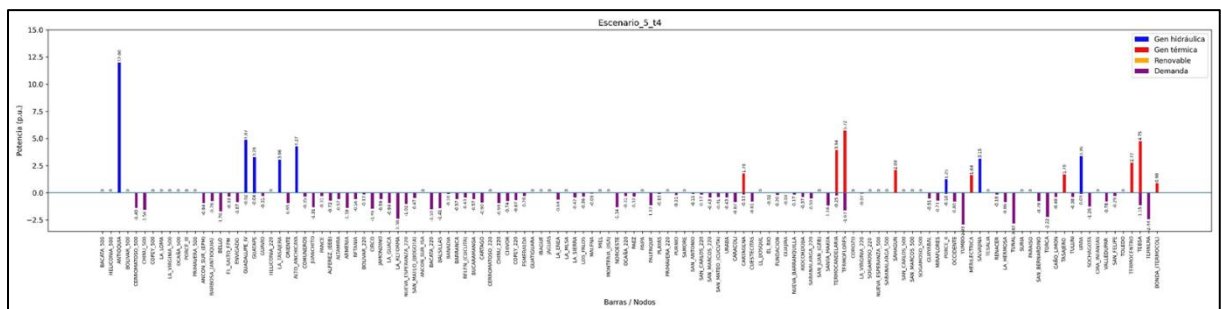
4.1.2 Escenario (E2) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

Así como observamos en las figuras 8, 9 y 10 del escenario E2, las cuales se encuentran en el apéndice H para su mejor detalle, el incremento de la generación renovable genera cambios principalmente en $t = 11$ h, mientras que en $t = 4$ h el despacho se mantiene prácticamente igual al del escenario E1.

En $t = 4$ h, no se observan variaciones importantes frente a E1. La generación hidráulica continúa dominando el sistema, con ANTIOQUIA manteniendo 12,00 p.u., mientras que la generación térmica sigue concentrada en TERMOFLORES (5,72 p.u.) y TEBSA (4,75 p.u.). La generación renovable sigue siendo nula.

Figura 8.

Escenario dos E2 para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

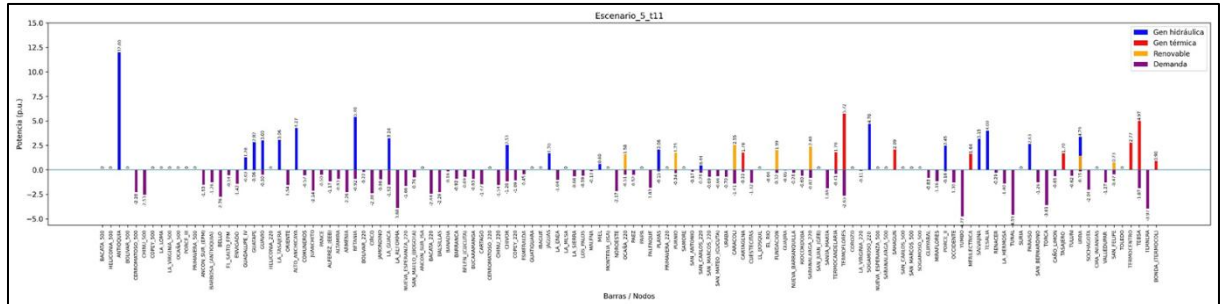


En $t = 11$ h, sí se presenta una redistribución del despacho. Frente a E1, disminuyen SAN CARLOS 220 de 9,52 p.u. a 0,44 p.u., GUAVIO de 6,37 p.u. a 3,18 p.u. y GUATAPÉ de 5,60 p.u. a 3,36 p.u., mientras aumentan SOGAMOSO 220 de 0,00 p.u. a 4,70 p.u., URRÁ de 0,29 p.u. en renovable a un aporte total de 4,79 p.u. al combinar hidráulica y renovable, y TESALIA, que alcanza 4,00 p.u. En la generación térmica, TEBSA disminuye de 6,40 p.u. a 4,97 p.u., mientras TERMOFLORES se mantiene en 5,72 p.u.. Además, la generación renovable adquiere una participación importante en nodos como CARACOLÍ (2,55 p.u.), SABANALARGA 220 (2,40

p.u.), FUNDACIÓN (1,99 p.u.), PURNIO (1,75 p.u.), OCAÑA 220 (1,58 p.u.) y URRRA (1,43 p.u.), evidenciando una mayor contribución de esta fuente en el despacho.

Figura 9.

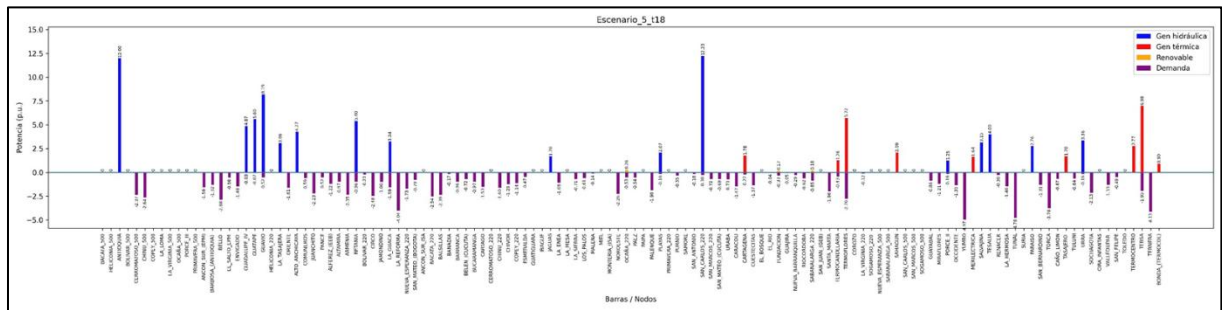
Escenario dos E2 para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



En $t = 18$ h, el efecto del aumento renovable es menor y el despacho conserva un comportamiento similar al escenario E1. La generación hidráulica sigue dominando, con SAN CARLOS 220 pasando de 12,40 p.u. a 12,23 p.u. y GUAVIO de 8,24 p.u. a 8,19 p.u. La generación térmica se mantiene prácticamente constante, con TEBSA (6,98 p.u.) y TERMOFLORES (5,72 p.u.), mientras que la generación renovable sigue siendo baja, destacándose OCAÑA 220 (0,26 p.u.), SABANALARGA 220 (0,18 p.u.) y FUNDACIÓN (0,17 p.u.).

Figura 10.

Escenario dos E2 para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



Comparado con E1, el escenario E2 muestra que el aumento de la generación renovable reduce parcialmente la participación térmica y modifica la distribución del despacho hidráulico, especialmente en $t = 11$ h, aunque la generación hidráulica continúa siendo la principal fuente del sistema.

4.1.3 Escenario (E3) bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

Como podemos observar en las Figuras 11, 12 y 13 del escenario E3, las cuales se encuentran en el apéndice H para su mejor detalle, la generación renovable se incrementa diez veces respecto al escenario base, lo que produce cambios más pronunciados en comparación con el escenario E2, especialmente en $t = 11$ h.

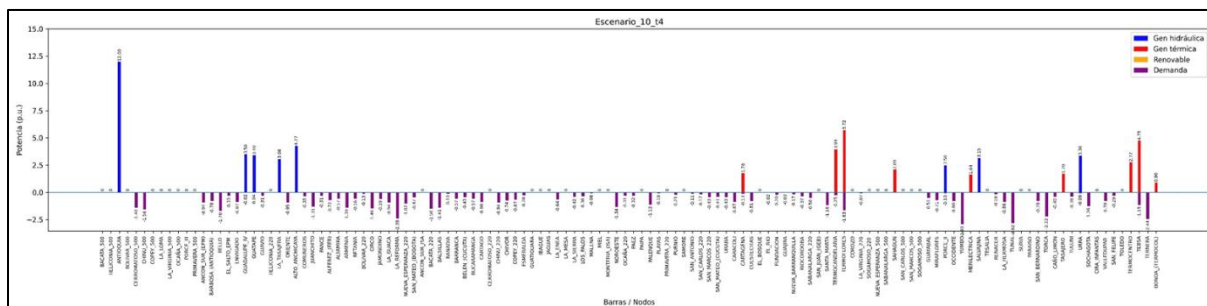
Redistribución adicional en la generación hidráulica, donde algunas unidades reducen su participación para dar espacio a la renovable, manteniéndose únicamente los aportes más eficientes.

En $t = 4$ h, al igual que en E2, no se observan cambios relevantes frente a los escenarios anteriores. La generación renovable sigue siendo nula, por lo que el despacho mantiene el mismo

comportamiento, con predominio de la generación hidráulica y apoyo térmico en nodos como TERMOFLORES (5,72 p.u.) y TEBSA (4,75 p.u.).

Figura 11.

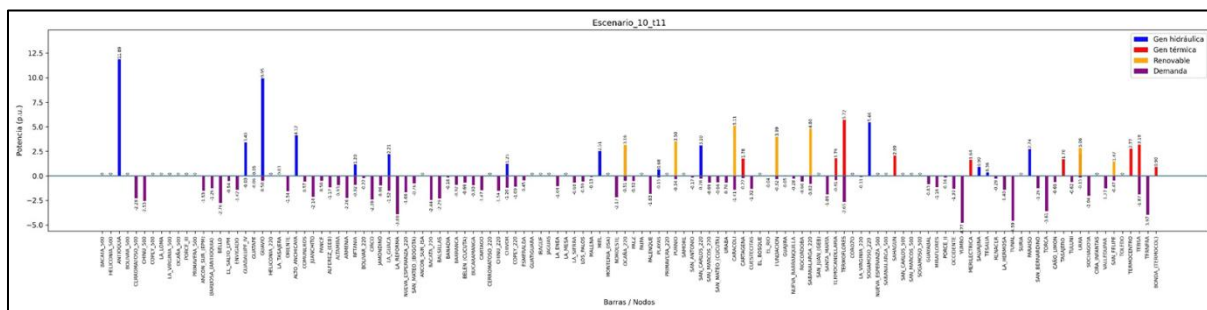
Escenario tres E3 para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



En t = 11 h, el efecto del aumento renovable es significativamente mayor que en E2. La generación renovable presenta incrementos importantes en varios nodos: CARACOLÍ pasa de 2,55 p.u. en E2 a 5,11 p.u. en E3, SABANALARGA 220 de 2,40 p.u. a 4,80 p.u., FUNDACIÓN de 1,99 p.u. a 3,99 p.u., PURNIO de 1,75 p.u. a 3,50 p.u., OCAÑA 220 de 1,58 p.u. a 3,16 p.u., URRÁ de 1,43 p.u. a 2,85 p.u. y SAN FELIPE de 0,73 p.u. a 1,47 p.u.

Figura 12.

Escenario tres E3 para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

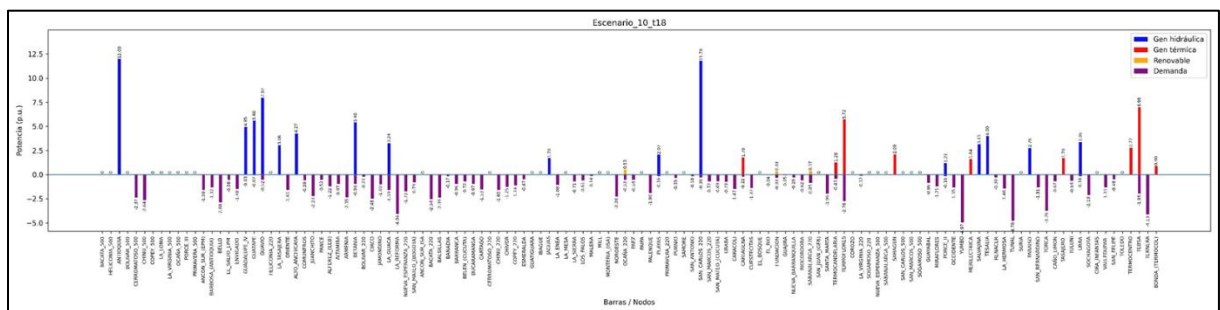


Este incremento renovable genera una mayor reducción en la generación convencional. En particular, la generación térmica disminuye más que en E2: TEBSA pasa de 4,97 p.u. en E2 a 3,19 p.u. en E3, evidenciando una menor necesidad de respaldo térmico, mientras TERMOFLORES se mantiene en 5,72 p.u. Asimismo, se observa una redistribución adicional en la generación hidráulica, donde algunas unidades reducen su participación para dar espacio a la renovable; por ejemplo, ANTIOQUIA pasa de 12,00 p.u. a 11,89 p.u., SOGAMOSO 220 aumenta de 4,70 p.u. a 5,46 p.u., y GUAVIO alcanza 9,95 p.u., consolidándose como uno de los mayores aportes hidráulicos en este escenario.

En $t = 18$ h, el impacto renovable también es mayor que en E2, aunque el sistema sigue requiriendo generación térmica para cubrir la alta demanda. La generación renovable aumenta en nodos como OCAÑA 220 (de 0,26 p.u. en E2 a 0,53 p.u. en E3), SABANALARGA 220 (de 0,18 p.u. a 0,37 p.u.) y FUNDACIÓN (de 0,17 p.u. a 0,33 p.u.). Sin embargo, el despacho sigue dominado por la generación hidráulica, con aportes como ANTIOQUIA (12,00 p.u.), SAN CARLOS 220 (11,78 p.u.) y GUAVIO (7,97 p.u.), mientras que en la generación térmica continúan destacándose TEBSA (6,98 p.u.) y TERMOFLORES (5,72 p.u.).

Figura 13.

Escenario tres E3 para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



comparado con E2, el escenario E3 muestra una mayor participación renovable y una reducción más marcada del respaldo térmico, especialmente en $t = 11$ h, aunque la generación hidráulica continúa siendo la principal fuente del sistema.

4.1.4 Comparación generación por tecnología en el $t=4$ h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

En $t = 4$ h, no se observan diferencias entre los escenarios E1, E2 y E3. La generación renovable es nula en todos los casos, por lo que el despacho mantiene la misma estructura: predominio de la generación hidráulica con una participación del 58,2% (35,2 p.u.), seguida de la generación térmica con el 41,8% (25,3 p.u.). Esto indica que, en condiciones de baja demanda, el incremento de generación renovable no tiene impacto en la operación del sistema.

4.1.5 Comparación generación por tecnología en el $t=11$ h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

En $t = 11$ h, se evidencian cambios importantes en la participación de las tecnologías a medida que aumenta la generación renovable. En el escenario E1, la hidráulica domina con 71,45 p.u. (72,5%), mientras que la renovable tiene una participación mínima (2,49 p.u., 2,5%).

Al pasar a E2 y E3, la generación renovable aumenta significativamente (12,44 p.u. y 24,87 p.u.), lo que provoca una reducción progresiva de la generación hidráulica (62,71 p.u. y 52,06 p.u.) y una leve disminución de la térmica (23,36 p.u. a 21,58 p.u.). Esto evidencia que la integración renovable desplaza principalmente a la generación hidráulica y, en menor medida, a la térmica.

4.1.6 Comparación generación por tecnología en el $t=18$ h bajo el modelo del Unit Commitment sin restricción de inercia

En $t = 18$ h, correspondiente a un periodo de alta demanda, la generación hidráulica continúa siendo predominante en todos los escenarios, con valores cercanos al 75%. Sin embargo,

se observa un incremento progresivo de la generación renovable, pasando de 0,12 p.u. (0,1%) en E1 a 1,23 p.u. (1,2%) en E3. A pesar de este aumento, la generación térmica se mantiene prácticamente constante ($\approx 24,8$ p.u.), lo que indica que sigue siendo necesaria para garantizar el suministro en condiciones de alta demanda. En este contexto, la generación renovable complementa el sistema, pero no logra sustituir de manera significativa a las fuentes convencionales.

4.1.7 Comparación del modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia en el escenario E3

Para la comparación entre el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia y el modelo con restricciones de inercia se seleccionó el escenario E3, debido a que corresponde al caso de mayor integración de generación renovable y, por tanto, al más crítico para el análisis de estabilidad de frecuencia. Esta comparación se realizó considerando la formulación por zonas inerciales descrita en la Sección 3.6, con el fin de identificar su efecto sobre la programación de unidades en cada zona del sistema.

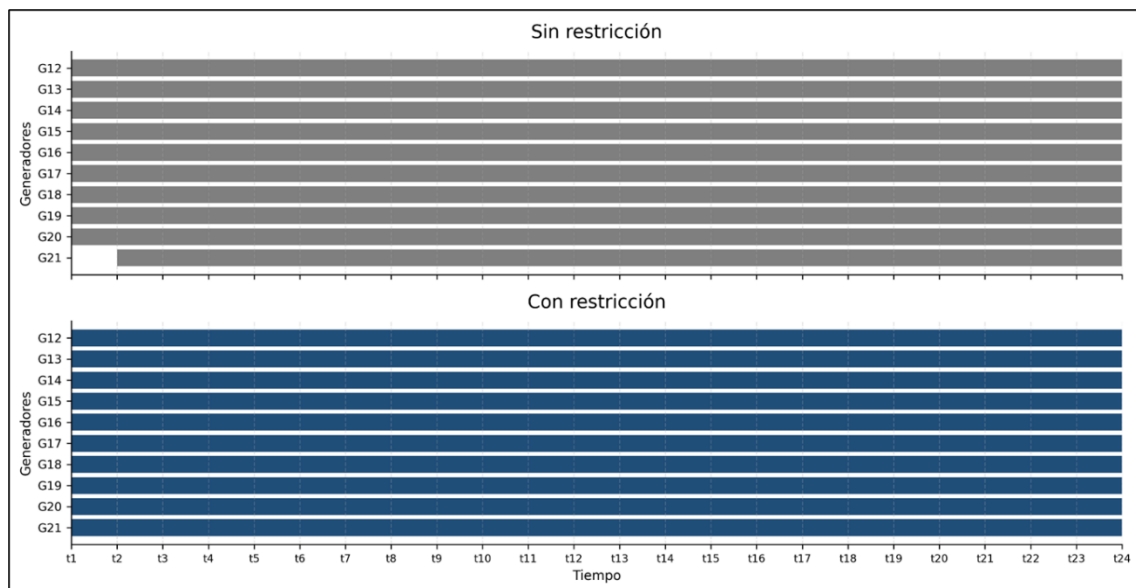
Además, las figuras 42 que se encuentran en el apéndice I, presentan que, con restricción de inercia, el número de unidades encendidas es mayor que en el caso sin restricción en la mayoría de los periodos, con diferencias más marcadas entre $t=1$ y $t=12$ y nuevamente entre $t=16$ y $t=24$. Por otra parte, la generación renovable presenta el mismo perfil temporal en ambos casos, concentrada entre $t=7$ y $t=18$, mientras que la generación convencional conserva valores prácticamente iguales en los dos modelos. En conjunto, estos resultados indican que la restricción de inercia modifica principalmente el compromiso de unidades. Adicionalmente, la tabla 20 de costos muestra que el modelo con restricción de inercia presenta valores superiores, con incrementos más notorios en $t=1$, $t=8$, $t=11$, $t=17$, $t=18$, $t=19$ y $t=23$, lo que evidencia que mantener

un mayor número de unidades sincronizadas tiene un efecto directo sobre el costo operativo del sistema.

4.1.7.1 Zona Fundación. Cómo se observa en la figura 14, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 50 para su mejor detalle, en la zona Fundación, sin restricción de inercia las unidades G12, G13, G14, G15, G16, G17, G18, G19 y G20 permanecen comprometidas durante todo el horizonte de operación, mientras que la unidad G21 entra en servicio desde t2 hasta t24. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario mantener también la unidad G21 sincronizada desde t1, de modo que las unidades G12–G21 permanecen encendidas durante todos los periodos.

Figura 14.

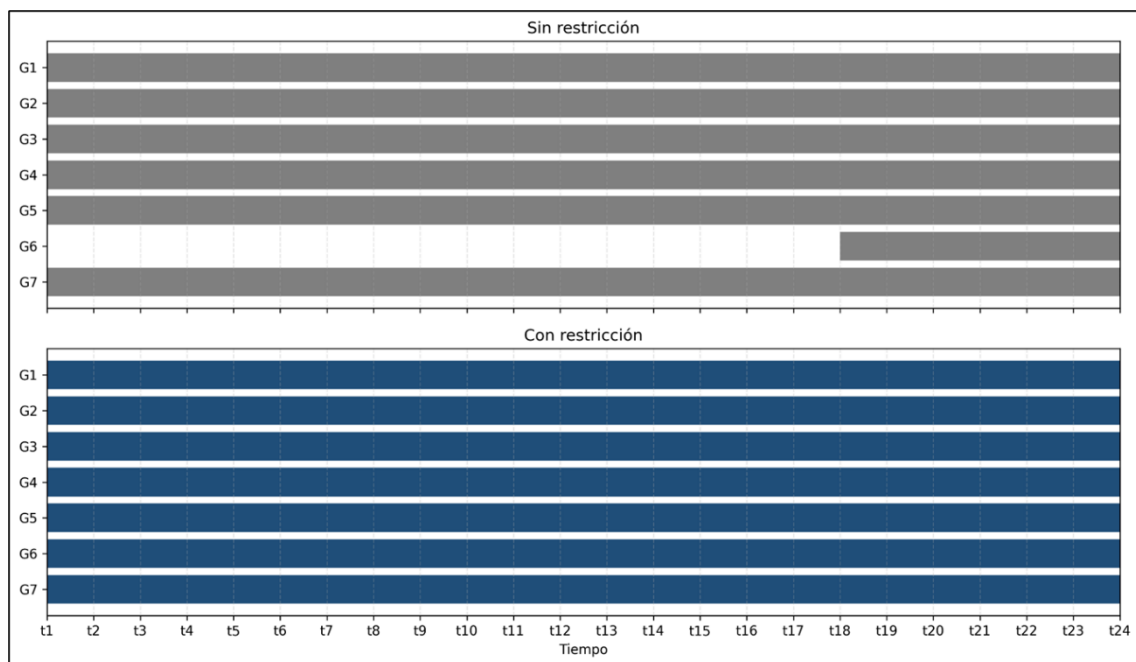
Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Fundación para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.



4.1.7.2 Zona Caracolí. Cómo se observa en la figura 15, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 51 para su mejor detalle, en la zona Caracolí, sin restricción de inercia las unidades G1, G2, G3, G4, G5 y G7 permanecen comprometidas durante todo el horizonte de operación, mientras que la unidad G6 entra en servicio desde t18 hasta t24. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario mantener también la unidad G6 sincronizada desde t1, de modo que las unidades G1–G7 permanecen encendidas durante todos los periodos.

Figura 15.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Caracolí para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

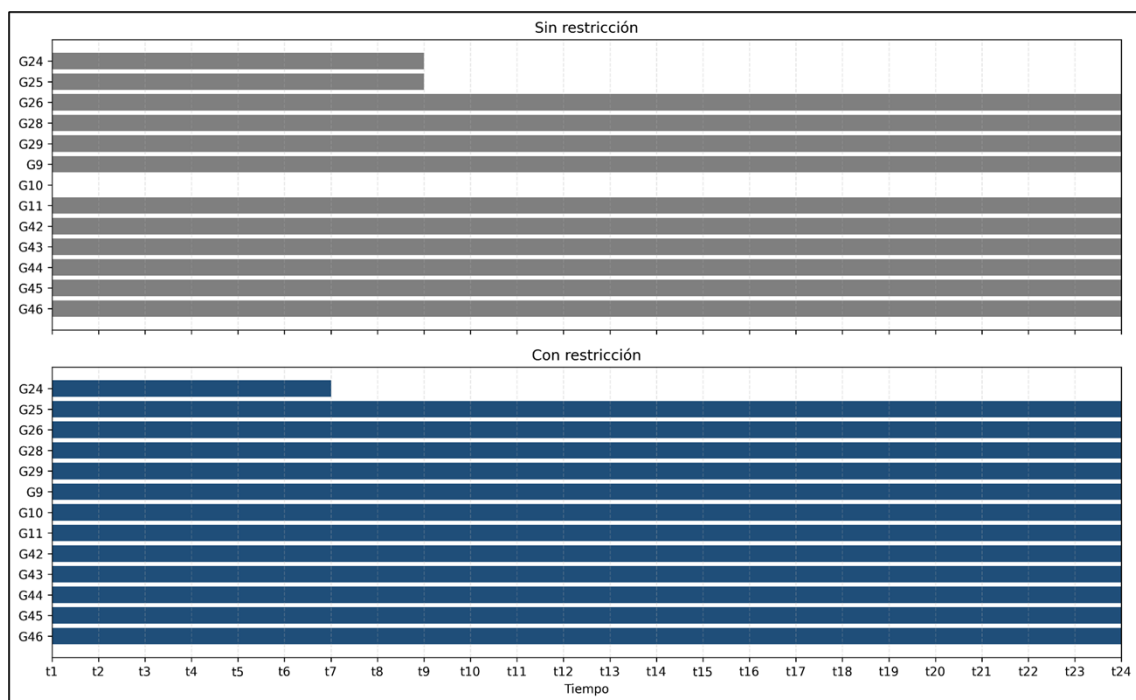


4.1.7.3 Zona Sabanalarga. Cómo se observa en la figura 16, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 52 para su mejor detalle, en la zona Sabanalarga, sin restricción de inercia las unidades G24 y G25 permanecen comprometidas desde t1 hasta t8, mientras que a partir de t9 hasta t24 entran en operación las unidades G26, G28, G29, G9, G11, G42, G43, G44, G45 y

G46, permaneciendo activas hasta el final del horizonte. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario comprometer de manera continua desde t1 hasta t24 las unidades G25, G26, G28, G29, G9, G10, G11, G42, G43, G44, G45 y G46, incorporando adicionalmente la unidad G10 desde el inicio del horizonte.

Figura 16.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Sabanalarga para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

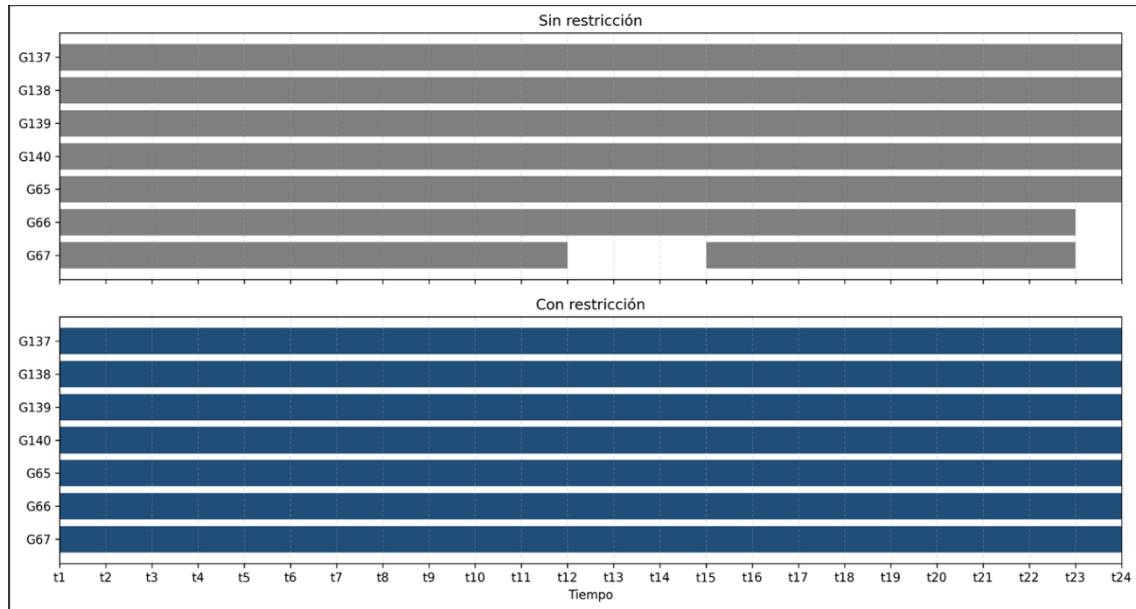


4.1.7.4 Zona Urrá. Como se observa en la figura 17, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 53 para su mejor detalle, en la zona Urrá, sin restricción de inercia las unidades G137, G138, G139, G140 y G65 permanecen comprometidas durante todo el horizonte, mientras que G66 se encuentra en operación entre t1 y t23, y la unidad G67 presenta interrupciones, estando activa desde t1 hasta t12 y nuevamente desde t16 hasta t24. Al incorporar la restricción de inercia,

fue necesario mantener todas las unidades G137–G140, G65, G66 y G67 sincronizadas de manera continua desde t1 hasta t24.

Figura 17.

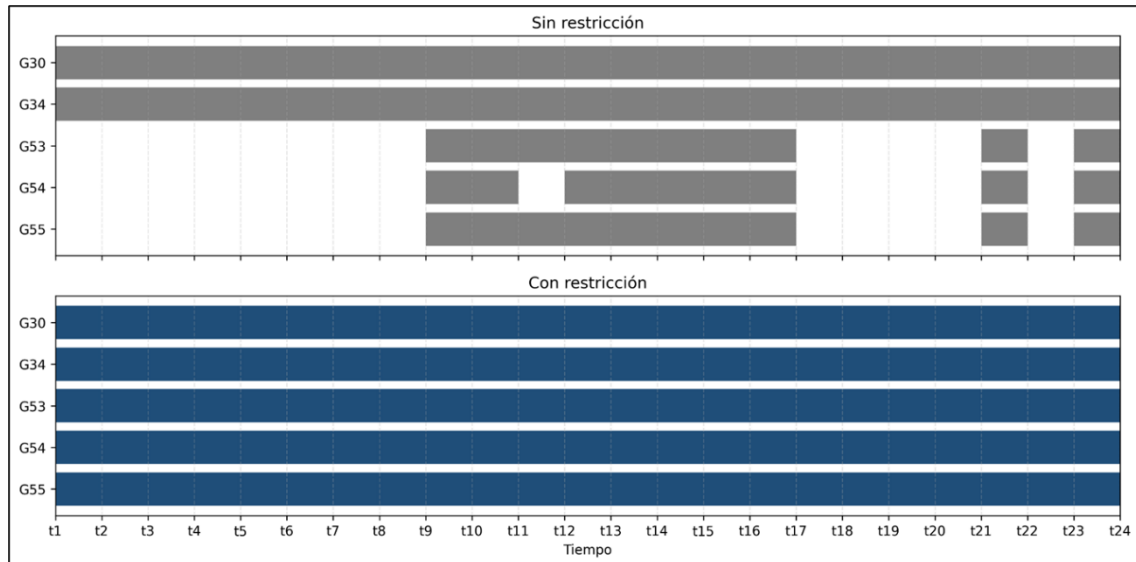
Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Urra para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.



4.1.7.5 Zona Ocaña. Como se observa en la figura 18, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 54 para su mejor detalle, en la zona Ocaña, sin restricción de inercia las unidades G30 y G34 permanecen comprometidas durante todo el horizonte de operación, mientras que las unidades G53, G54 y G55 entran en servicio desde t9 hasta t16, se desconectan entre t17 y t20, y vuelven a operar en t21 y t23, con operación parcial en t24. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario mantener comprometidas de manera continua desde t1 hasta t24 las unidades G53, G54, G55, G34 y G30.

Figura 18.

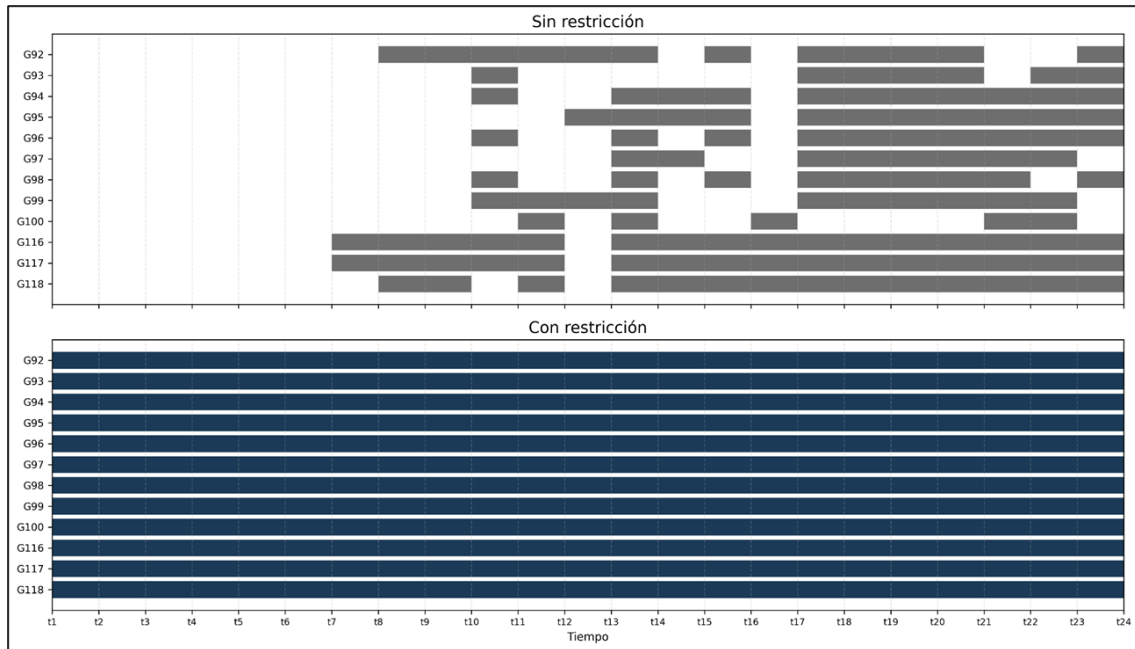
Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Ocaña para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.



4.1.7.6 Zona Purnio. Cómo se observa en la figura 19, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 55 para su mejor detalle, en la zona Purnio, sin restricción de inercia no hay unidades comprometidas entre t1 y t6, mientras que a partir de t7 entran progresivamente en operación las unidades G116 y G117, seguidas por G92 y G118 en t8, y posteriormente se incorporan unidades adicionales como G93, G94, G95, G96, G97, G98, G99 y G100 entre t10 y t24, presentando múltiples variaciones en su operación a lo largo del horizonte. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario mantener todas las unidades G92, G93, G94, G95, G96, G97, G98, G99, G100, G116, G117 y G118 sincronizadas de manera continua desde t1 hasta t24.

Figura 19.

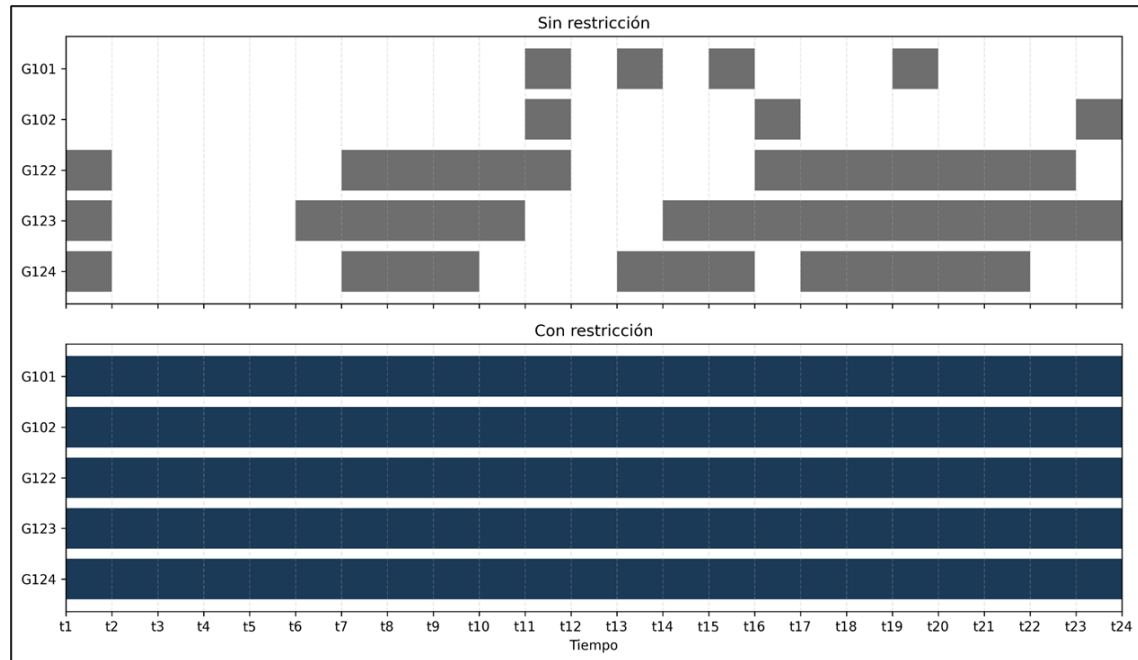
Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Purnio para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.



4.1.7.7 Zona San Felipe. Cómo se observa en la figura 20, la cual se encuentran en el apéndice I como la figura 56 para su mejor detalle, en la zona San Felipe, sin restricción de inercia las unidades G122, G123 y G124 operan de forma intermitente, estando activas en t1, luego desconectadas entre t2 y t5, reingresando desde t7 hasta t10, y presentando nuevamente variaciones entre t11 y t24, mientras que las unidades G101 y G102 solo entran en operación en periodos específicos como t11, t13, t15, t16 y t19–t23. Al incorporar la restricción de inercia, fue necesario mantener comprometidas de manera continua desde t1 hasta t24 todas las unidades G101, G102, G122, G123 y G124.

Figura 20.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona San Felipe para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.



4.2 Discusión de resultados

El análisis del escenario E3 evidencia que la alta penetración de generación renovable modifica el despacho principalmente en condiciones de demanda media ($t = 11$ h), desplazando generación hidráulica y reduciendo parcialmente la térmica, mientras que en $t = 4$ h y $t = 18$ h el impacto es limitado.

En t11, la generación renovable desplazó significativamente a la hidráulica, reduciéndola de 71.45 p.u. (E1) a 52.06 p.u. (E3). Sin embargo, la generación térmica mostró mayor resiliencia, manteniéndose cerca de los 21-25 p.u. para garantizar la firmeza del sistema.

El análisis por zonas inerciales las unidades que operaban de forma intermitente (como en Purnio, Ocaña y San Felipe) pasan a operar de forma continua, mientras que en zonas como

Fundación y Caracolí se adelanta el encendido de unidades. Esto confirma que la restricción de inercia actúa principalmente sobre la disponibilidad de generación síncrona, no sobre la magnitud del despacho.

La integración de restricciones de inercia generó un sobre costo total de 557 MCOP. El pico de este impacto ocurrió en t11, coincidiendo con la máxima generación renovable (24.87 p.u.), donde el sistema tuvo que pagar 90 MCOP adicionales para evitar la desconexión de máquinas convencionales que aportan masa rotante.

5. Conclusiones

En el escenario E3, el incremento de generación renovable reduce la participación de generación convencional, principalmente hidráulica, especialmente en $t = 11$ h, donde se concentra el mayor impacto.

Sin restricciones de inercia, el despacho presenta mayor flexibilidad, permitiendo la entrada y salida de unidades según criterios económicos. Sin embargo, al incorporar la restricción, se incrementa el número de unidades sincronizadas desde t1, eliminando comportamientos intermitentes en varias zonas.

El análisis por zonas inerciales evidencia que la restricción de inercia obliga a mantener generación síncrona disponible en todo el horizonte, particularmente en zonas con alta variabilidad renovable como Purnio, Ocaña y San Felipe.

Por tanto, se concluye que la restricción de inercia no modifica significativamente la cantidad de energía generada, pero sí la forma en que se programa el sistema, reduciendo la flexibilidad operativa y aumentando los requerimientos de unidades en servicio.

5.1 Recomendaciones

Se recomienda realizar un proceso de verificación y validación de los resultados obtenidos en la presente monografía mediante su comparación con datos reales de operación del sistema eléctrico. Este análisis debe contemplar la contrastación entre los modelos teóricos utilizados y las condiciones reales del sistema, incluyendo variaciones en la demanda, restricciones operativas y comportamiento de las unidades generadoras. Lo anterior permitirá identificar desviaciones, ajustar los supuestos adoptados y mejorar la precisión de los modelos desarrollados, garantizando su aplicabilidad en escenarios reales de planificación y operación del sistema eléctrico.

Se propone como trabajo futuro la ampliación del análisis de costos asociados a la generación de energía eléctrica, incorporando una caracterización más detallada de las funciones de costo. Esto incluye el estudio de costos fijos, variables (lineales y cuadráticos), así como costos de reserva, arranque y parada de unidades generadoras. Adicionalmente, se sugiere integrar modelos de optimización más robustos que consideren restricciones técnicas y económicas, con el fin de evaluar de manera más precisa el despacho económico y la operación óptima del sistema. Este enfoque permitirá mejorar la representación del comportamiento real de las plantas y su impacto en el mercado eléctrico.

Se recomienda profundizar en el análisis de estabilidad del sistema eléctrico, considerando de manera integral los límites asociados a la estabilidad de voltaje y estabilidad transitoria, entre otras. Para ello, se sugiere implementar estudios dinámicos que incluyan simulaciones ante contingencias críticas, tales como fallas trifásicas, pérdida de generación o desconexión de líneas de transmisión. Asimismo, es importante evaluar la capacidad del sistema para mantener condiciones seguras de operación frente a perturbaciones, garantizando el cumplimiento de los

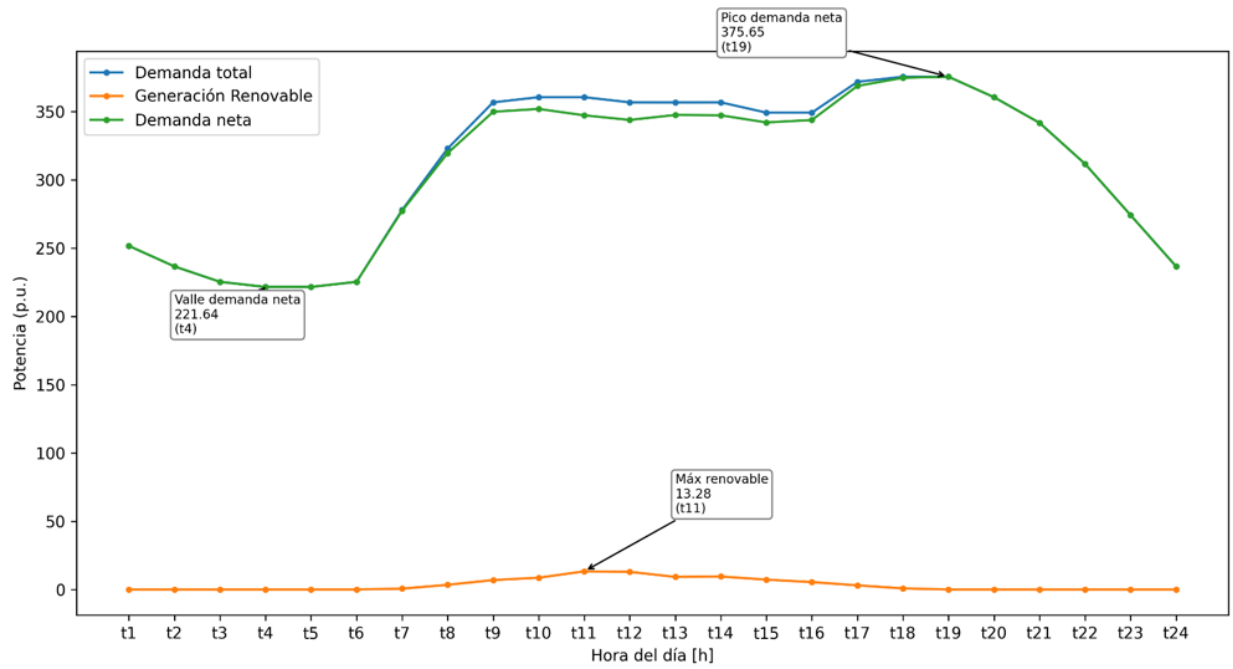
criterios establecidos en normativas técnicas aplicables. Este análisis permitirá fortalecer la confiabilidad y seguridad operativa del sistema bajo estudio.

Referencias Bibliográficas

- Australian Energy Market Operator (AEMO). (2023). Inertia in the NEM explained. <https://www.aemo.com.au>
- Cai, W., Wang, Y., Lv, H., Li, Y., Song, K., Tang, L., Cao, M., & Liu, S. (2023). High renewable penetration development planning under system inertia constraints. IEEE, 819-823. <https://doi.org/10.1109/ceepe58418.2023.10166224>
- Chamas, S. I. (2019). Metodología para determinar requerimientos de respuesta inercial en centrales ERNC desde una perspectiva sistémica [Tesis de maestría, Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/173415>
- Conejo, A. J., & Baringo, L. (2018). Power system operations. In Power Electronics and Power Systems. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-319-69407-8_8
- Denholm, P., Mai, T., Wallace, K. R., Kroposki, B., & O'Malley, M. (2020). Inertia and the power grid: A guide without the spin (NREL/TP-6120-73856). National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>
- Fernández-Guillamón, A., Gómez-Lázaro, E., Muljadi, E., & Molina-García, Á. (2019). Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 115, 109369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
- Gu, H., Yan, R., Saha, T. K., Muljadi, E., Tan, J., & Zhang, Y. (2020). Zonal inertia constrained generator dispatch considering load frequency relief. IEEE Transactions On Power Systems, 35(4), 3065-3077. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.2963914>
- IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- Lannoye, E., Flynn, D., & O'Malley, M. (2012). Evaluation of Power System Flexibility. IEEE Transactions On Power Systems, 27(2), 922-931. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2011.2177280>
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D. S., & Ochoa, L. F. (2012). Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4(1), 200–209.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). Plan maestro de modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica: Tomo II. Plan de expansión de transmisión 2024–2038. Gobierno de Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/13859/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_2.pdf
- Morales-Espana, G., Latorre, J. M., & Ramos, A. (2012). Tight and Compact MILP Formulation of Start-Up and Shut-Down Ramping in Unit Commitment. IEEE Transactions On Power Systems, 28(2), 1288-1296. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2222938>
- Nair, S., Manickavasagam, K., & Rao, S. N. (2025). Machine learning for computation of droop controller coefficients to improve the frequency nadir and ROCOF of a stand-alone microgrid. International Journal of Information Technology, 17(1), 373. <https://doi.org/10.1007/s41870-024-02100-9>
- Perez, B. (2022). Cálculo en línea de flexibilidad de un sistema eléctrico de potencia. Trabajo de grado, Universidad Nacional de Colombia.
- Pérez Illanes, F. (2015). Efectos de incluir requerimientos de respuesta inercial en el predespacho de sistemas de potencia con energías renovables no convencionales [Tesis de pregrado, Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/137813>

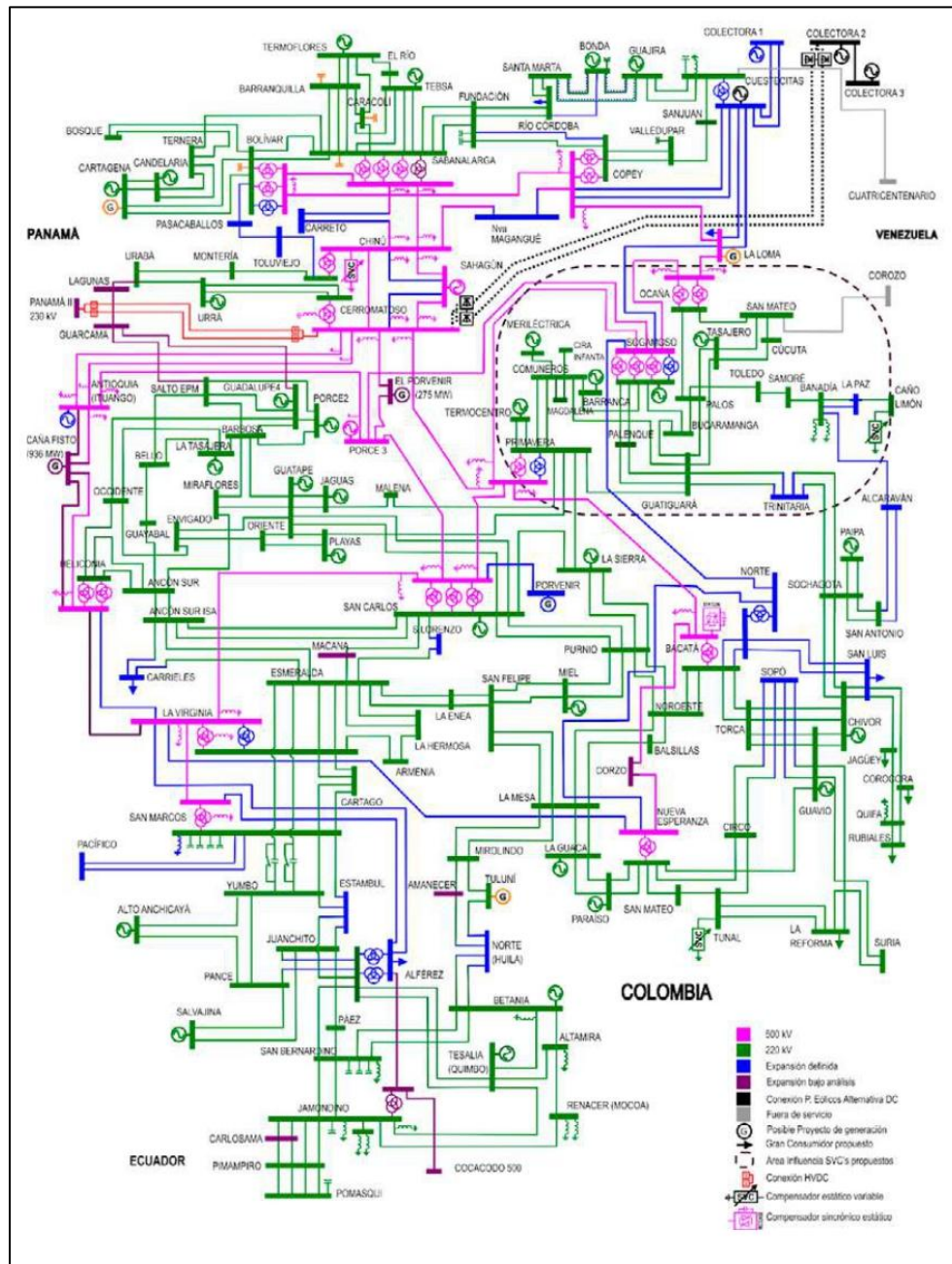
- Rodriguez, L. M., & Camargo, N. S. (2025). Impacto de las restricciones de inercia en el despacho hidrotérmico, Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander.
- Simoglou, C. K., Biskas, P. N., & Bakirtzis, A. G. (2010). Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP. *IEEE Transactions On Power Systems*, 25(4), 1965-1977. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2010.2050011>
- Ullah, N. R., da Silva, L. C. P., & Hatziargyriou, N. D. (2016). Impact of large scale wind power integration on power system dynamics and frequency stability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 106–116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.026>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2022). Parámetros red SIN V1.3 [Archivo de Excel]. <https://app.upme.gov.co/repositorio/>
- Wang, Q., & Hodge, B. (2016). Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review. *IEEE Transactions On Industrial Informatics*, 13(4), 1652-1664. <https://doi.org/10.1109/tii.2016.2637879>
- XM. (s.f.). Capacidad efectiva neta por tipo de generación. tomado de <https://paratec.xm.com.co/reportes/capacidad-efectiva-neta-tipo-generacion>
- XM. (s.f.). Informe del despacho. tomado de <https://www.xm.com.co/corto-plazo/despacho-energia/informe-del-despacho>
- XM. (s.f.). XM: Operador del mercado de energía en Colombia. Tomado de <https://www.xm.com.co/>
- XM S.A. E.S.P. (s. f.). PARATEC – Plataforma de análisis del sistema de potencia. <https://paratec.xm.com.co/mapa>

Figura 22.*Demanda a satisfacer en el país*

Apéndice B. Diagrama Unifilar de Transmisión Nacional Expansión Definida y Visión de Lago Plazo.

Figura 23.

Diagrama Unifilar de Transmisión Nacional Expansión Definida y Visión de Lago Plazo.



Apéndice C. Barras y cargas que componen el sistema de potencia en estudio.**Tabla 7.***Barras seleccionadas.*

Numero de barra	Nombre de la Barra	Tensión [kV]
1	El Bosque	220
2	Tenera	220
3	Termoflores	220
4	El_Rio	220
5	Tebsa	220
6	Fundación	220
7	Santa_Marta	220
8	Bonda_(Termocol)	220
9	Guajira	220
10	Cuestecitas	220
11	San_Juan_(GEB)	220
12	Riocordoba	220
13	Caracoli	220
14	Bolivar_220	220
15	Termocandelaria	220
16	Cartagena	220
17	Sahagun	500
18	Bolivar_500	500

19	Sabanalarga_500	500
20	Chinu_500	500
21	Copey_500	500
22	Copey_220	220
23	Valledupar	220
24	La_Loma	220
25	Ocaña_500	500
26	Cerromatoso_220	220
27	Chinu_220	220
28	Monteria_(ISA)	220
29	Urra	220
30	Uraba	220
31	Cerromatoso_500	500
32	Ocaña_220	220
33	San_Mateo_(Cúcuta)	220
34	Corozo	220
35	Belen_(Cúcuta)	220
36	Tasajero	220
37	Sogamoso_500	500
38	Cira_Infantas	220
39	Merilectrica	220
40	Comuneros	220
41	Porce_II	220

42	Guadalupe_IV	220
43	El_Salto_(EPM)	220
44	Antioquia	500
45	Occidente	220
46	Bello	220
47	La_Tasajera	220
48	Barbosa_(Antioquia)	220
49	Termocentro	220
50	Barranca	220
51	Sogamoso_220	220
52	Los_Palos	220
53	Toledo	220
54	Samore	220
55	Banadia	220
56	Caño_Limon	220
57	Bucaramanga	220
58	Palenque	220
59	Primavera_220	220
60	Porce_III	500
61	Jaguas	220
62	Guatapé	220
63	Guayabal	220
64	Heliconia_220	220

65	Heliconia_500	500
66	Envigado	220
67	Oriente	220
68	Playas	220
69	Malena	220
70	Primavera_500	500
71	Guatiguara	220
72	Paipa	220
73	Sochagota	220
74	San_Antonio	220
75	Bacata_500	500
76	Purnio	220
77	La_Sierra	220
78	San_Carlos_220	220
79	San_Carlos_500	500
80	Ancon_Sur_(EPM)	220
81	Ancon_Sur_ISA	220
82	Esmeralda	220
83	La_Enea	220
84	San Felipe	220
85	Miel	220
86	Noroeste	220
87	Chivor	220

88	Guavio	220
89	Torca	220
90	Balsillas	220
91	La_Mesa	220
92	Armenia	220
93	La_Virginia_220	220
94	La_Virginia_500	500
95	San_Marcos_500	500
96	Cartago	220
97	Ibagué	220
98	Nueva_Esperanza_500	500
99	Circo	220
100	Tunal	220
101	San_Mateo_(Bogotá)	220
102	La_Reforma	220
103	Suria	220
104	Betania	220
105	Yumbo	220
106	San_Marcos_220	220
107	Tuluni	220
108	La_Guaca	220
109	Paraiso	220
110	Nueva_Esperanza_220	220

111	Altamira	220
112	Renacer	220
113	Tesalia	220
114	San_Bernardino	220
115	Jamondino	220
116	Salvajina	220
117	Pance	220
118	Paez	220
119	Alferez_(EEB)	220
120	Juanchito	220
121	Alto_Anchicaya	220
122	Sabanalarga_220	220
123	Bacata_220	220
124	Miraflores	220
125	La Hermosa	220
126	Nueva Barranquilla	220

Tabla 8.*Cargas seleccionadas.*

Demanda	Barra de conexión de la demanda
1	Santa_Marta
2	Caracoli
3	Caracoli

4	Termoflores
5	Caracoli
6	Tebsa
7	Nueva_Barranquilla
8	Termoflores
9	Caracoli
10	Sabanalarga_220
11	Nueva_Barranquilla
12	Nueva_Barranquilla
13	Termoflores
14	El_Rio
15	Termoflores
16	Sabanalarga_220
17	Sabanalarga_220
18	Sabanalarga_220
19	Termoflores
20	Tebsa
21	Tebsa
22	Tebsa
23	Tebsa
24	Termocandelaria
25	Bolivar_220
26	Tenera

27	Tenera
28	Tenera
29	Termocandelaria
30	Tenera
31	Tenera
32	Chinu_220
33	Tenera
34	Tenera
35	Cartagena
36	Termocandelaria
37	Chinu_220
38	Tenera
39	Tenera
40	Tenera
41	Tenera
42	Tenera
43	Tenera
44	Chinu_220
45	Tenera
46	Cerromatoso_500
47	Cerromatoso_500
48	Cerromatoso_500
49	Cerromatoso_500

50	Cerromatoso_500
51	Cerromatoso_500
52	Uraba
53	Chinu_500
54	Chinu_500
55	Chinu_500
56	Chinu_500
57	Chinu_500
58	Chinu_500
59	Chinu_220
60	Chinu_220
61	San_Marcos_220
62	La_Sierra
63	Chinu_500
64	Urrea
65	Chinu_500
66	Uraba
67	Riocordoba
68	Valledupar
69	Copey_220
70	Copey_220
71	Cuestecitas
72	Copey_220

73	Copey_220
74	Fundacion
75	Santa_Marta
76	Guajira
77	Copey_220
78	Copey_220
79	Santa_marta
80	Cuestecitas
81	Santa_Marta
82	Cuestecitas
83	Riocordoba
84	Riocordoba
85	Riocordoba
86	Cuestecitas
87	Valledupar
88	Valledupar
89	Santa_Marta
90	Valledupar
91	Valledupar
92	Valledupar
93	Ancon_Sur_(EPM)
94	Ancon_Sur_(EPM)
95	Ancon_Sur_(EPM)

96	Occidente
97	Barbosa_(Antioquia)
98	Occidente
99	Bello
100	Ancon_Sur_(EPM)
101	Occidente
102	Guatape
103	Bello
104	Uraba
105	Bello
106	La_Virginia_220
107	Occidente
108	La_Sierra
109	Occidente
110	Oriente
111	Salto_EPM
112	Ancon_Sur_(EPM)
113	Envigado
114	Envigado
115	Bello
116	Guadalupe_IV
117	Guatape
118	Guayabal

119	Ancon_Sur_(EPM)
120	Barbosa_(Antioquia)
121	Envigado
122	La_Virginia_220
123	Oriente
124	Malena
125	Miraflores
126	Playas
127	Oriente
128	Oriente
129	Playas
130	Miraflores
131	Porce_II
132	La_sierra
133	Playas
134	Playas
135	Bello
136	Ancon_Sur_(EPM)
137	Bello
138	Oriente
139	La_Sierra
140	Envigado
141	Salto_Epm

142	Miraflores
143	Oriente
144	Occidente
145	La_Sierra
146	Salto_Epm
147	La_Sierra
148	Bello
149	Salto_Epm
150	Barbosa_(Antioquia)
151	Banadia
152	Caño_Limon
153	Caño_Limon
154	Los_Palos
155	Banadia
156	Los_Palos
157	Chivor
158	San_Antonio
159	Chivor
160	Sochagota
161	Sochagota
162	Sochagota
163	Sochagota
164	Sochagota

165	San_Antonio
166	Sochagota
167	Sochagota
168	Bacata_220
169	Sochagota
170	Sochagota
171	Sochagota
172	Sochagota
173	Chivor
174	Sochagota
175	Sochagota
176	Sochagota
177	Guavio
178	Chivor
179	Ocaña_220
180	Ocaña_220
181	Ocaña_220
182	Ocaña_220
183	Sochagota
184	Belen_(Cucuta)
185	Ocaña_220
186	Belen_(Cucuta)
187	Belen_(Cucuta)

188	San_Mateo_(Cucuta)
189	Belen_(Cucuta)
190	Belen_(Cucuta)
191	Barranca
192	Barranca
193	Bucaramanga
194	Barranca
195	Comuneros
196	Palenque
197	Barranca
198	Palenque
199	Los_Palos
200	Bucaramanga
201	Palenque
202	Bucaramanga
203	Barranca
204	Barranca
205	Bucaramanga
206	Barranca
207	Barranca
208	Torca
209	Torca
210	Balsillas

211	Balsillas
212	Bacata_220
213	Nueva_Esperanza_220
214	Circo
215	Circo
216	Circo
217	Circo
218	Torca
219	Bacata_220
220	Balsillas
221	La_Guaca
222	Circo
223	Bacata_220
224	Noroeste
225	Balsillas
226	Bacata_220
227	Tunal
228	Tunal
229	Noroeste
230	La_Guaca
231	Chivor
232	Guavio
233	Nueva_Esperanza_220

234	Torca
235	Tunal
236	Guavio
237	Torca
238	Balsillas
239	Nueva_Esperanza_220
240	Nueva_Esperanza_220
241	Tunal
242	Noroeste
243	Tunal
244	La_Guaca
245	Tunal
246	San_Mateo_(Bogota)
247	San_Mateo_(Bogota)
248	Nueva_Esperanza_220
249	Noroeste
250	Chivor
251	San_Carlos_220
252	Torca
253	Noroeste
254	Bacata_220
255	Torca
256	Tunal

257	Tunal
258	Noroeste
259	Guavio
260	Chivor
261	Torca
262	Circo
263	Tunal
264	Circo
265	Balsillas
266	Noroeste
267	La_Reforma
268	La_Reforma
269	La_Reforma
270	La_Reforma
271	La_Reforma
272	La_Reforma
273	La_Reforma
274	La_Reforma
275	La_Reforma
276	La_Reforma
277	La_Reforma
278	Armenia
279	La_Hermosa

280	Purnio
281	La_Hermosa
282	La_Enea
283	La_Hermosa
284	La_Enea
285	Esmeralda
286	La_Enea
287	Purnio
288	San_Felipe
289	La_Hermosa
290	La_Enea
291	Armenia
292	Esmeralda
293	La_Hermosa
294	La_Hermosa
295	Esmeralda
296	San_Felipe
297	Armenia
298	Purnio
299	Esmeralda
300	Altamira
301	Altamira
302	Altamira

303	Betania
304	Altamira
305	Jamondino
306	San_Bernardino
307	San_Bernardino
308	San_Bernardino
309	Jamondino
310	Jamondino
311	Pance
312	Jamondino
313	Jamondino
314	San_Bernardino
315	Paez
316	Jamondino
317	San_Bernardino
318	San_Bernardino
319	San_Bernardino
320	San_Bernardino
321	Paez
322	Betania
323	Armenia
324	Armenia
325	La_Guaca

326	Armenia
327	La_Guaca
328	Armenia
329	Tuluni
330	Betania
331	Betania
332	Armenia
333	Tuluni
334	Juanchito
335	Betania
336	Tuluni
337	Renacer
338	Renacer
339	Renacer
340	Juanchito
341	Alferez_(EEB)
342	Yumbo
343	San_Marcos_220
344	Yumbo
345	San_Marcos_220
346	Yumbo
347	Juanchito
348	Cartago

349	Cartago
350	Yumbo
351	Yumbo
352	San_Marcos_220
353	Yumbo
354	Yumbo
349	Cartago
350	Yumbo
351	Yumbo
352	San_Marcos_220
353	Yumbo
354	Yumbo
349	Cartago
350	Yumbo
351	Yumbo
352	San_Marcos_220
353	Yumbo
354	Yumbo
349	Cartago
350	Yumbo
351	Yumbo
352	San_Marcos_220
353	Yumbo

354	Yumbo
355	Yumbo
356	Juanchito
357	Juanchito
358	Cartago
359	Alferez_(EEB)
360	Yumbo
361	Yumbo
362	Pance
363	Juanchito
364	Salvajina
365	Yumbo
366	Yumbo
367	Yumbo
368	Yumbo
369	Cartago
370	Cartago
371	Yumbo
372	Yumbo
373	Cartago

Apéndice D. Generadores seleccionados**Tabla 9.***Generadores seleccionados.*

Unidad Generadora	Central Generadora	Clasificación según fuente primaria de energía.
G1	Termoflores	Termoeléctrica
G2	Termoflores	Termoeléctrica
G3	Termoflores	Termoeléctrica
G4	Termoflores	Termoeléctrica
G5	Tebsa	Termoeléctrica
G6	Tebsa	Termoeléctrica
G7	Tebsa	Termoeléctrica
G8	Tebsa	Termoeléctrica
G9	Tebsa	Termoeléctrica
G10	Tebsa	Termoeléctrica
G11	Tebsa	Termoeléctrica
G12	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G13	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G14	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G15	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G16	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G17	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G18	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica

G19	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G20	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G21	Bonda_(Termocol)	Termoeléctrica
G22	guajira	Termoeléctrica
G23	guajira	Termoeléctrica
G24	Termocandelaria	Termoeléctrica
G25	Termocandelaria	Termoeléctrica
G26	Termocandelaria	Termoeléctrica
G27	Cartagena	Termoeléctrica
G28	Cartagena	Termoeléctrica
G29	Cartagena	Termoeléctrica
G30	Merilectrica	Termoeléctrica
G31	Termocentro	Termoeléctrica
G32	Termocentro	Termoeléctrica
G33	Termocentro	Termoeléctrica
G34	Tasajero	Termoeléctrica
G35	Paipa	Termoeléctrica
G36	Paipa	Termoeléctrica
G37	Paipa	Termoeléctrica
G38	Paipa	Termoeléctrica
G39	La_Sierra	Termoeléctrica
G40	La_Sierra	Termoeléctrica
G41	La_Sierra	Termoeléctrica

G42	La_Sierra	Termoeléctrica
G43	Sahagun	Termoeléctrica
G44	Sahagun	Termoeléctrica
G45	Sahagun	Termoeléctrica
G46	Sahagun	Termoeléctrica
G47	Sahagun	Termoeléctrica
G48	Sahagun	Termoeléctrica
G49	Sahagun	Termoeléctrica
G50	Sahagun	Termoeléctrica
G51	Sahagun	Termoeléctrica
G52	Sahagun	Termoeléctrica
G53	Sahagun	Termoeléctrica
G54	Sogamoso_220	Hidroeléctrica
G55	Sogamoso_220	Hidroeléctrica
G56	Sogamoso_220	Hidroeléctrica
G57	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G58	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G59	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G60	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G61	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G62	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G63	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G64	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica

G65	Guadalupe_IV	Hidroeléctrica
G66	Antioquia	Hidroeléctrica
G67	Antioquia	Hidroeléctrica
G68	Antioquia	Hidroeléctrica
G69	Antioquia	Hidroeléctrica
G70	Porce_II	Hidroeléctrica
G71	Porce_II	Hidroeléctrica
G72	Porce_II	Hidroeléctrica
G73	Porce_II	Hidroeléctrica
G74	Porce_II	Hidroeléctrica
G75	Porce_II	Hidroeléctrica
G76	Porce_II	Hidroeléctrica
G77	La_Tasajera	Hidroeléctrica
G78	La_Tasajera	Hidroeléctrica
G79	La_Tasajera	Hidroeléctrica
G80	Guatape	Hidroeléctrica
G81	Guatape	Hidroeléctrica
G82	Guatape	Hidroeléctrica
G83	Guatape	Hidroeléctrica
G84	Guatape	Hidroeléctrica
G85	Guatape	Hidroeléctrica
G86	Guatape	Hidroeléctrica
G87	Guatape	Hidroeléctrica

G88	Jaguas	Hidroeléctrica
G89	Jaguas	Hidroeléctrica
G90	Playas	Hidroeléctrica
G91	Playas	Hidroeléctrica
G92	Playas	Hidroeléctrica
G93	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G94	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G95	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G96	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G97	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G98	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G99	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G100	San_Carlos_220	Hidroeléctrica
G101	Miel	Hidroeléctrica
G102	Miel	Hidroeléctrica
G103	Miel	Hidroeléctrica
G104	Chivor	Hidroeléctrica
G105	Chivor	Hidroeléctrica
G106	Chivor	Hidroeléctrica
G107	Chivor	Hidroeléctrica
G108	Chivor	Hidroeléctrica
G109	Chivor	Hidroeléctrica
G110	Chivor	Hidroeléctrica

G111	Chivor	Hidroeléctrica
G112	Chivor	Hidroeléctrica
G113	Chivor	Hidroeléctrica
G114	Chivor	Hidroeléctrica
G115	Chivor	Hidroeléctrica
G116	Chivor	Hidroeléctrica
G117	La_Guaca	Hidroeléctrica
G118	La_Guaca	Hidroeléctrica
G119	La_Guaca	Hidroeléctrica
G120	Paraiso	Hidroeléctrica
G121	Paraiso	Hidroeléctrica
G122	Paraiso	Hidroeléctrica
G123	Betania	Hidroeléctrica
G124	Betania	Hidroeléctrica
G125	Betania	Hidroeléctrica
G126	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G127	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G128	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G129	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G130	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G131	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G132	Alto_Anchicaya	Hidroeléctrica
G133	Salvajina	Hidroeléctrica

G134	Salvajina	Hidroeléctrica
G135	Salvajina	Hidroeléctrica
G136	Tesalia	Hidroeléctrica
G137	Tesalia	Hidroeléctrica
G138	Urrea	Hidroeléctrica
G139	Urrea	Hidroeléctrica
G140	Urrea	Hidroeléctrica
G141	Urrea	Hidroeléctrica
G142	Guavio	Hidroeléctrica
G143	Guavio	Hidroeléctrica
G144	Guavio	Hidroeléctrica
G145	Guavio	Hidroeléctrica
G146	Guavio	Hidroeléctrica

Apéndice E. Transformadores del sistema de potencia.

Tabla 10.

Transformadores seleccionados.

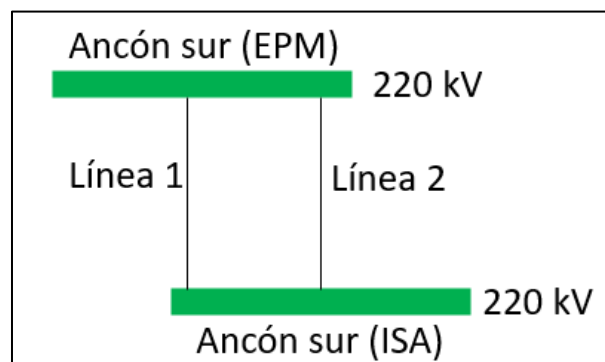
Numero de Transformadores en paralelo	Barra de conexión inicial 220 [kV]	Barra de conexión final 500 [kV]	Potencia del Transformador MVA
1	Bacata_220	Bacata_500	450
1	Bolivar_220	Bolivar_500	450
3	Chinu_220	Chinu_500	450

2	Copey_220	Copey_500	450
2	Heliconia_220	Heliconia_500	450
1	La_Virginia_220	La_Virginia_500	450
1	Nueva_Esperanza_220	Nueva_Esperanza_500	450
2	Ocaña_220	Ocaña_500	360
2	Primavera_220	Primavera_500	450
3	Sabanalarga_220	Sabanalarga_500	450
3	San_Carlos_220	San_Carlos_500	450
1	San_Marcos_220	San_Marcos_500	450
1	Cerromatoso_220	Cerromatoso_220	360
4	Sogamoso_220	Sogamoso_500	450

Apéndice F. Ejemplo de líneas en paralelo de 220 kV y 500 kV.

Figura 24.

Ejemplo de líneas en paralelo de 220kV.



En la Figura 24 se presentan dos líneas de transmisión en paralelo a un nivel de tensión de 220 kV, que conectan las barras Ancón Sur (ISA) y Ancón Sur (EPM). Al compartir los mismos nodos eléctricos, estas líneas pueden modelarse como una sola línea equivalente, lo cual permite

simplificar el sistema manteniendo su comportamiento eléctrico, mediante el cálculo de la reactancia equivalente. En la Tabla 11 se puede observar los datos de la línea que fueron tomados de la página de PARATEC.

Obtención de la reactancia equivalente:

Tabla 11.

Datos de líneas en paralelo línea de 220 kV.

Numero de línea	Barra inicial	Barra final	Longitud de la Línea [km]	Reactancia de la línea X [Ω /km]
1	Ancón sur (EPM)	Ancón sur (ISA)	0.38	0.488
2	Ancón sur (EPM)	Ancón sur (EPM)	0.38	0.488

Tabla 12.

Valores Base 1.

Impedancia Base ($Z_{base,220}$) [Ω]	Potencia Aparente Base (S_{base}) [MVA]	Tensión Base ($V_{base,220}$) [kV]
484	100	220

Cálculo de la reactancia individual de cada línea

$$X_1 = X_2 = 0.488 * 0.38 \Omega$$

$$X_1 = X_2 = 0.1854 \Omega$$

Reactancia Equivalente

$$\frac{1}{X_{eq-220kV}} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}$$

$$X_{eq-220\text{ kV}} = \frac{X_1 * X_2}{X_1 + X_2}$$

Sustituyendo los valores

$$X_{eq-220\text{ kV}} = \frac{0.1854 * 0.1854}{0.1854 + 0.1854} \Omega$$

$$X_{eq-220\text{ kV}} = 0.0927 \Omega$$

Conversión a valores P.U

$$Z_{base,220} = \frac{(V_{base,220})^2}{S_{base}}$$

$$Z_{base,220} = \frac{(220)^2}{100} \Omega$$

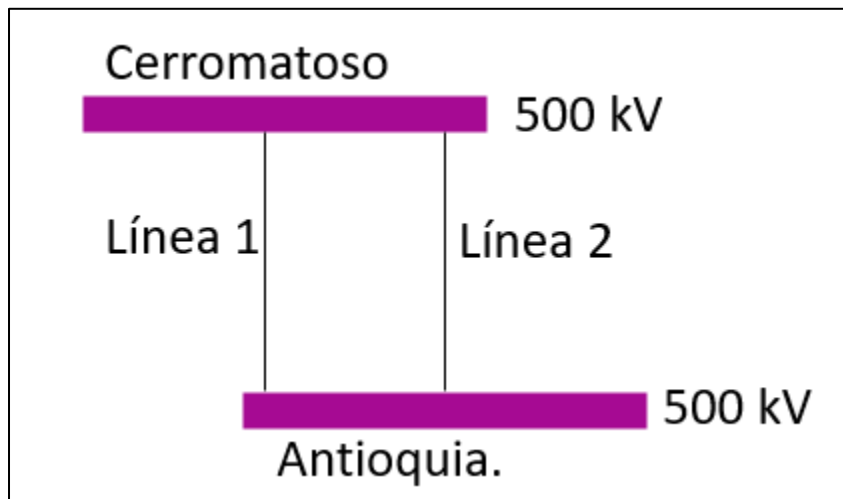
$$Z_{base,220} = 484 \Omega$$

$$X_{eq-220\text{ kV P.U}} = \frac{0.0927}{484} \text{ p.u}$$

$$X_{eq-220\text{ kV P.U}} = 0.001915 \text{ p.u}$$

Figura 25.

Ejemplo de líneas en paralelo de 500kV.



En la Figura 25 se presentan dos líneas de transmisión en paralelo a un nivel de tensión de 500 kV, que conectan las barras Antioquia y Cerromatoso. Al compartir los mismos nodos eléctricos, estas líneas pueden modelarse como una sola línea equivalente, lo cual permite simplificar el sistema manteniendo su comportamiento eléctrico, mediante el cálculo de la reactancia equivalente. En la Tabla 13 se puede observar los datos de la línea que fueron tomados de la página de PARATEC.

Tabla 13.

Datos de líneas en paralelo línea de 500 kV.

Numero de línea	Barra inicial	Barra final	Longitud de la Línea [km]	Reactancia de la línea [Ω/km]
1	Antioquia	Cerromatoso	112.56	0.3187
2	Antioquia	Cerromatoso	112.59	0.3187

Tabla 14.

Valores Base 2.

Impedancia Base ($Z_{base,500}$) [Ω]	Potencia Aparente Base (S_{base}) [MVA]	Tensión Base ($V_{base,500}$) [kV]
2500	100	500

Cálculo de la reactancia individual de cada línea

$$X_1 = 0.3187 * 112.56 \, \Omega$$

$$X_1 = 35.872 \, \Omega$$

$$X_2 = 0.3187 * 112.59 \, \Omega$$

$$X_2 = 35.882 \, \Omega$$

Reactancia Equivalente

$$\frac{1}{X_{eq-500kV}} = \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}$$

$$X_{eq-500kV} = \frac{X_1 * X_2}{X_1 + X_2}$$

Sustituyendo los valores

$$X_{eq-220 \, kV} = \frac{35.872 * 35.882}{35.872 + 35.882} \, \Omega$$

$$X_{eq-220 \, kV} = 17.938 \, \Omega$$

Conversión a valores P.U

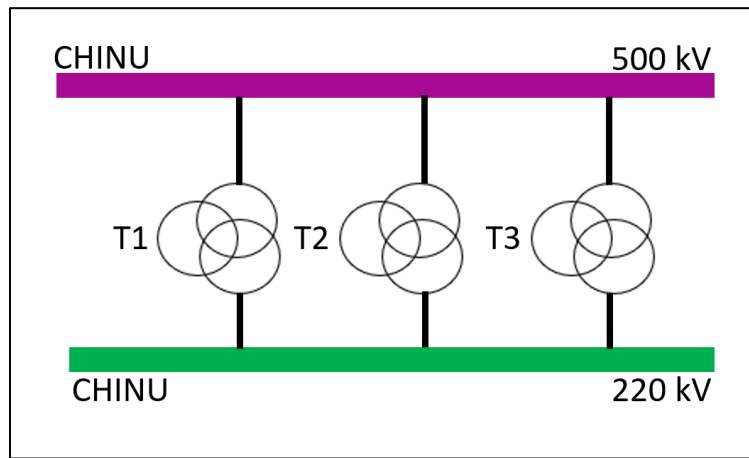
$$Z_{base,500} = \frac{(V_{base,500})^2}{S_{base}}$$

$$Z_{base,500} = \frac{(500)^2}{100} \, \Omega$$

$$Z_{base,500} = 2500 \, \Omega$$

$$X_{eq-220 \, kV \, P.U} = \frac{17.938}{2500} \, \text{p.u}$$

$$X_{eq-220 \, kV \, P.U} = 0.001718 \, \text{p.u}$$

Figura 26.*Ejemplo de transformadores en paralelo.*

En la Figura 26, se puede observar tres transformadores idénticos conectados en paralelo entre la barra de 220 kV CHINU y 500 kV CHINU, los datos de los transformadores se evidencian en la tabla 15.

Tabla 15.*Datos de transformadores.*

Numero de Transformadores en paralelo	Barra de conexión inicial 220 [kV]	Barra de conexión final 500 [kV]	Potencia del Transformador MVA	Potencia Base del sistema MVA	Impedancia en de cada transformador p.u %
3	Chinu_220	Chinu_500	450	100	0.1

Conversión a valores P.U

$$Z_{pu,100} = Z_{pu,450} * \frac{S_{base,100}}{S_{base,450}}$$

Reemplazando

$$Z_{pu,100} = 0.1 * \frac{100}{450}$$

$$Z_{pu,100} = 0.0222 \text{ p.u}$$

Cálculo de impedancia equivalente en paralelo

$$Z_{eq} = \frac{Z_{pu,100}}{3}$$

Reemplazando

$$Z_{eq} = \frac{0.0222}{3}$$

$$Z_{eq} = 0.00714 \text{ p.u}$$

Para el análisis, la impedancia se convierte a la base del sistema de 100 MVA, obteniendo un valor de 0.0222 p.u. Posteriormente, al encontrarse tres transformadores en paralelo, la impedancia equivalente del conjunto se calcula dividiendo dicho valor entre el número de transformadores, resultando una impedancia total de 0.00714 p.u.

Apéndice G. Determinación de parámetros del sistema de potencia.**Determinación de Flujo de potencia máximo por línea (Fmax)**

Para conocer el flujo de potencia en las líneas de transmisión, es necesario determinar la corriente nominal que circula por ellas. Para ello, se toma el valor proporcionado por Paratec para cada una de las líneas.

Para esta explicación, se tomará como ejemplo la línea BACATÁ_500 – NUEVA_ESPERANZA_500, la cual opera a una tensión de 500 kV. En este caso, se observa que dicha línea presenta una corriente nominal de 2500 A.

Figura 27.

Datos de capacidad de línea tomados de paratec.



Conocidos los valores de tensión y corriente se procede a calcular la potencia que circula por la línea con la siguiente fórmula:

$$F_{max} = \frac{\sqrt{3} * V * I}{S_{base}}$$

Donde:

V = Tensión nominal de la línea [V]

I = Corriente nominal de la línea [A]

Esta fórmula se divide en 1000000 para poder dividir este valor en el valor S_{base} de 100 MVA.

Entonces:

$$F_{max} = \frac{\frac{\sqrt{3} * 500000 * 2500}{1000000}}{100}$$

$$F_{max} = 21.65 \text{ pu}$$

Tabla 16.

Parámetros del sistema.

Parámetro	Nombre del Parámetro.	Unidad
P_g^{min}	Potencia mínima técnica de la unidad.	MW
D_j	Demanda (carga) activa j	MW
B_{nm}	Susceptancia equivalente de la línea n-m	/rad
δ_n	Ángulo de fase en la barra n	rad
δ_m	Ángulo de fase en la barra m	rad
F_{nm}^L	Flujo de potencia activa en la línea n-m	MW
$\delta_i = 0$	Condición de referencia (Barra slack/ref)	rad
P_g^{max}	Potencia máxima de la unidad	MW
P_{gt}	Potencia generada por la unidad en el período t	MW
$p_{g,t-1}$	Potencia Generada en el t-1	MW
R_g^U	Límite de rampa ascendente en operación normal	MW/h

$u_{g,t-1}$	Estado de compromiso de la unidad en t-1	Adimensional (0 o 1)
R_g^{SU}	Límite de rampa durante el arranque	MW/h
y_{gt}	Variable binaria de arranque	Adimensional (0 o 1)
R_g^D	Límite de rampa descendente	MW/h
u_{gt}	Variable binaria estado operativo de la unidad generadora	Adimensional (0 o 1)
R_g^{SD}	Límite de rampa durante el apagado	MW/h
z_{gt}	Variable binaria de apagado	Adimensional (0 o 1)
$p_{g,0}$	Potencia en t0 de la unidad generadora	MW
$u_{g,0}$	Estado operativo t0 de la unidad generadora	Adimensional (0 o 1)
C_g^F	Costos fijos en operación	COP/h
C_g^V	Costos variables de generación	COP/MWh
C_g^{SU}	Costo de arranque	COP
C_g^{SD}	Costo de Apagado	COP
P_t^D	Demanda del sistema en el período t	MW
$H_{sys,t}$	Inercia total del sistema en el período t	s
h_g	Constante de inercia de la unidad	s
N_G	Número total de unidades generadoras	Adimensional

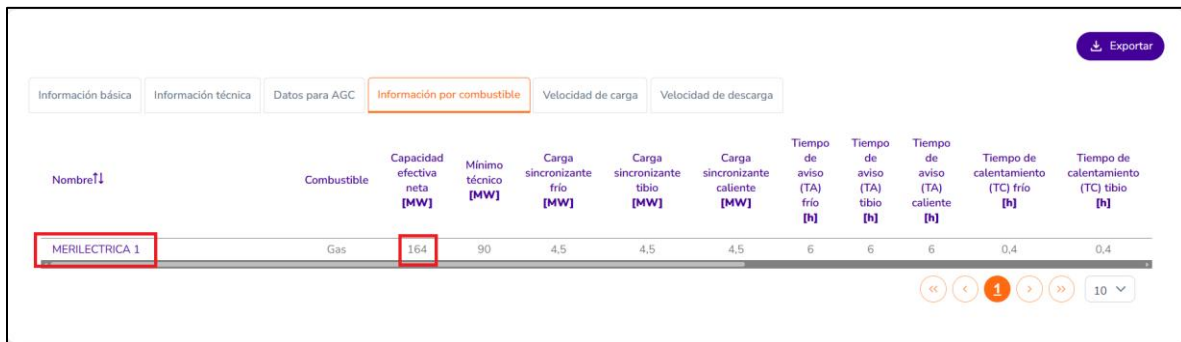
Los parámetros de entrada del sistema P_g^{min} , P_g^{max} , R_g^U , R_g^{SU} , R_g^D , R_g^{SD} , C_g^F , C_g^V , C_g^{SU} , C_g^{SD} , P_t^D , h_g . A continuación, explicaremos como se obtuvieron cada uno de los parámetros de entradas. La P_g^{min} , P_g^{max} , R_g^U , R_g^{SU} , R_g^D , R_g^{SD} , h_g , son parámetros que fueron obtenidos directamente de la información técnica publicada por XM S.A. E.S.P. a través de la plataforma PARATEC (XM S.A. E.S.P., s. f.). Para simplificar la formulación del modelo y ante la ausencia de datos diferenciados, se asumió que el límite de rampa en operación normal durante el arranque y apagado es igual, es decir, $R_g^U = R_g^{SU}$ y $R_g^D = R_g^{SD}$. A modo de ejemplo explicaremos como fueron obtenidos:

MERILECTRICA.

Potencia mínima técnica de la Unidad (P_g^{min}).

Figura 28.

Ejemplo de potencia mínima técnica de la unidad.



Nombre↑↓	Combustible	Capacidad efectiva neta [MW]	Mínimo técnico [MW]	Carga sincronizante frío [MW]	Carga sincronizante tibio [MW]	Carga sincronizante caliente [MW]	Tiempo de aviso (TA) frío [h]	Tiempo de aviso (TA) tibio [h]	Tiempo de aviso (TA) caliente [h]	Tiempo de calentamiento (TC) frío [h]	Tiempo de calentamiento (TC) tibio [h]
MERILECTRICA 1	Gas	164	90	4,5	4,5	4,5	6	6	6	0,4	0,4

Potencia máxima de la Unidad (P_g^{max}).

Figura 29.

Ejemplo de potencia máxima técnica de la unidad.

Nombre	Combustible	Capacidad efectiva neta [MW]	Mínimo técnico [MW]	Carga sincronizante frío [MW]	Carga sincronizante tibio [MW]	Carga sincronizante caliente [MW]	Tiempo de aviso (TA) frío [h]	Tiempo de aviso (TA) tibio [h]	Tiempo de aviso (TA) caliente [h]	Tiempo de calentamiento (TC) frío [h]	Tiempo de calentamiento (TC) tibio [h]
MERILECTRICA 1	Gas	164	90	4,5	4,5	4,5	6	6	6	0,4	0,4

Constante de inercia de la Unidad Generadora (h_g).

Figura 30.

Ejemplo de constante de inercia de la unidad.

Nombre	taje iino V	Potencia aparente [MVA]	Capacidad bruta [MW]	Capacidad nominal [MW]	Factor de potencia nominal [%]	Estatismo [%]	Banda muerta [mHz]	H [s]	Td0' [s]	Td0'' [s]	Tq0' [s]	Tq0'' [s]	Xc [p.u.]	Adjuntos
MERILECTRICA 1	3,5	206	172	186,5	0,85	5,4	30	5,23	5,226	0,0437	0,5525	0,073	1,8!	Ver adjuntos

Rampas

Las rampas de generación corresponden a las restricciones dinámicas que limitan la tasa máxima de variación de la potencia activa de una unidad generadora entre dos periodos consecutivos. La rampa de subida (Up Ramp) establece el incremento máximo permitido de potencia en un intervalo de tiempo dado, mientras que la rampa de bajada (Down Ramp) define la disminución máxima admisible, considerando las restricciones térmicas, mecánicas y operativas del equipo. Así entonces, siendo este uno de nuestros indicadores, se procede a determinar dichas

rampas para cada unidad de generación, tomando datos de PARATEC (<https://paratec.xm.com.co/mapa>).

Rampas para unidades térmicas de generación:

Al realizar la consulta de las rampas de subida y de bajada para las unidades de generación térmica, la herramienta PARATEC proporciona valores de UR (Up Ramp) y DR (Down Ramp) asociados a diferentes configuraciones operativas de las unidades. Dado que estos parámetros pueden variar según la combinación de unidades en operación, para efectos del presente estudio se seleccionan los valores correspondientes a la configuración con mayor número de combinaciones posibles, con el fin de considerar el escenario operativo más representativo y técnicamente exigente.

Ejemplo: Para la planta térmica “Guajira 1” se selecciona una UR de 57 MWh y una DR de 57 MWh, puesto que en el modelo 2 de su configuración nos presenta dichos valores.

Figura 31.

Ejemplo de datos de rampas para unidad de generación térmica.



Rampas para unidades hidráulicas de generación:

Al realizar la consulta de las rampas para las unidades de generación hidráulica, se observa que la herramienta PARATEC no proporciona valores explícitos de UR (Up Ramp) y DR (Down

Ramp). Por esta razón, dichas rampas se determinan a partir de las velocidades de carga y descarga suministradas por la misma herramienta, convirtiéndolas en tasas equivalentes de variación de potencia por intervalo de tiempo.

Para esto, tomamos como ejemplo la **unidad 1 de generación de Sogamoso**:

Figura 32.

Ejemplo de datos de rampas para unidad de generación hidráulica.

Nombre	Intervalo	Límite inferior [MW]	Límite superior [MW]	Velocidad de carga [MW/min]
SOGAMOSO 1	1	0	273	16.27

La unidad presenta un límite superior de 273 MW y una velocidad de carga de 16.64 MW/min. De igual manera, se define un límite inferior de operación correspondiente a su potencia mínima técnica, con una velocidad de descarga de 16.27 MW/min.

Límite de rampa ascendente (R_g^U).

La rampa de subida corresponde a la tasa máxima a la cual una unidad generadora puede incrementar su potencia activa en el tiempo, generalmente expresada en MW/min. Cuando una unidad inicia operación desde una potencia inferior (por ejemplo 0 MW) y aumenta su generación hasta su límite superior P_{max} , el comportamiento de la potencia en el tiempo puede representarse como una función lineal creciente hasta alcanzar dicho límite.

Si la unidad tarda un tiempo t (en minutos) en alcanzar P_{max} , dicho tiempo puede determinarse como:

$$t = \frac{P_{max}}{V_{carga}}$$

donde:

- P_{max} = límite superior de potencia (MW)
- V_{carga} = velocidad de carga (MW/min)
- Durante ese intervalo de rampa, la potencia aumenta linealmente, por lo que la energía generada corresponde al área de un triángulo:

$$E_{triángulo} = \frac{1}{2} P_{max} \cdot \frac{t}{60}$$

Una vez alcanzado el límite superior, la unidad permanece generando a potencia constante durante el tiempo restante del intervalo horario ($60-t$). La energía producida en ese periodo corresponde al área de un rectángulo:

$$E_{rectángulo} = P_{max} \cdot \frac{60 - t}{60}$$

Por tanto, la energía total generada en una hora considerando la rampa de subida es:

$$E_{total} = \frac{1}{2} P_{max} \cdot \frac{t}{60} + P_{max} \cdot \frac{60 - t}{60}$$

Esta expresión representa la energía efectiva real que puede producir la unidad durante la primera hora de operación, considerando la limitación impuesta por la rampa.

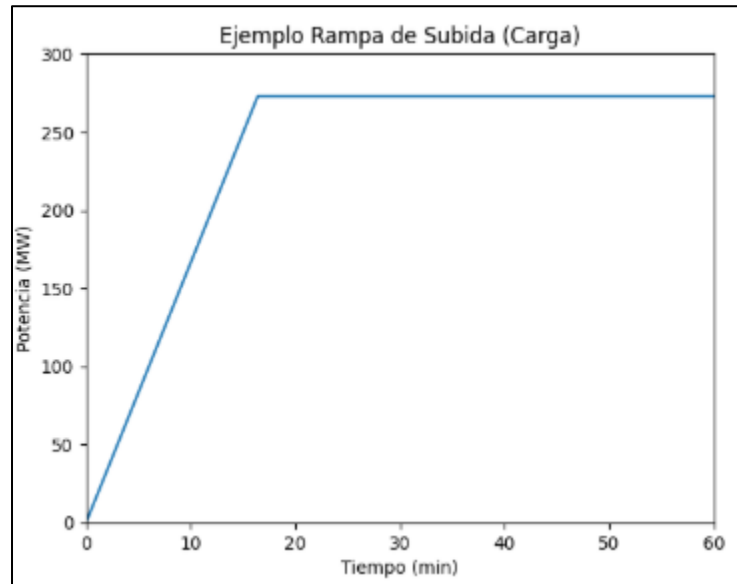
Ejemplo Sogamoso:

$$E_{total} = \frac{1}{2} * 273 * \frac{\frac{273}{16.64}}{60} + 273 * \frac{60 - \frac{273}{16.64}}{60}$$

$$E_{total} = 235.6758 \text{ MWh}$$

Figura 33.

Rampa de subida.



Límite de rampa descendente (R_g^D).

La rampa de bajada corresponde a la tasa máxima a la cual una unidad puede disminuir su potencia activa, generalmente expresada en MW/min. Si la unidad inicia en su potencia máxima P_{max} y reduce su generación hasta cero (o hasta su mínimo técnico), la variación de potencia también puede modelarse como una función lineal decreciente.

El tiempo necesario para reducir la potencia desde P_{max} hasta cero se calcula como:

$$t = \frac{P_{max}}{V_{descarga}}$$

donde:

- $V_{descarga}$ = velocidad de descarga (MW/min)

- Durante ese intervalo, la potencia disminuye linealmente, por lo que la energía generada corresponde únicamente al área de un triángulo:

$$E_{total} = \frac{1}{2} P_{max} \cdot \frac{t}{60}$$

En este caso no existe un término rectangular adicional, ya que una vez alcanzada la potencia cero, la unidad deja de generar energía durante el tiempo restante del intervalo.

Si en lugar de bajar a cero la unidad desciende hasta su potencia mínima técnica P_{min} , la energía total estaría compuesta por el área del triángulo correspondiente a la reducción de potencia más el área rectangular asociada a la operación constante en P_{min} .

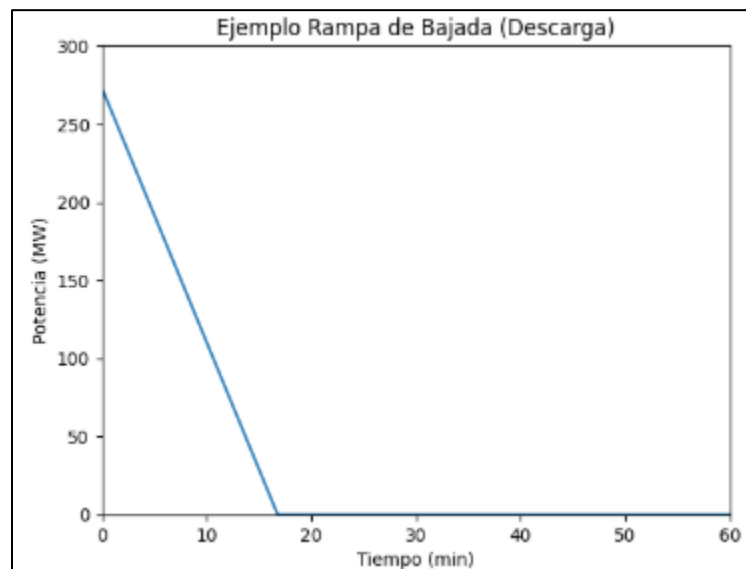
Ejemplo Sogamoso:

$$E_{total} = \frac{1}{2} * 273 * \frac{16.27}{60}$$

$$E_{total} = 38.173 \text{ MWh}$$

Figura 34.

Rampa de bajada.



Parámetros de Costos:

Los parámetros costos C_g^F , C_g^V , C_g^{SU} , C_g^{SD} , fueron tomados en base a la información reportada por (Simoglou, C. K., Biskas, P. N., & Bakirtzis, A. G. (2010)), de la tabla Thermal units data, para nuestro estudio tomamos las unidades 1, 3 y 5 asociadas a la tecnología termoeléctrica a carbon Lignite (A), Turbina de gas en ciclo combinado CCGT (B), Turbina de gas en ciclo abierto OCGT (C) respectivamente. En cuanto al costo de arranque (SUC) se tomó al correspondiente al tipo WARM, como se puede observar en la Tabla 17, ahora es importante precisar que el costo fijo de operación $C_g^F = \text{NLC}$, el costo marginal $= C_g^V$, El costo de arranque SUC Warm $= C_g^{SU}$ y el Costo de Apagado $C_g^{SD} = \text{SDC}$, tal como se evidencia en la Tabla 18. En la Tabla 19 podemos evidenciar las unidades generadoras termoeléctricas seleccionadas con su respectivo tipo de tecnología. la tasa de cambio que se utilizó para realizar la conversión a pesos fue de 1 €=4.300 COP dicha tasa se aplicó a las unidades térmicas consideradas en el estudio.

En el caso de las unidades hidroeléctricas no se consideran C_g^F, C_g^{SU} , C_g^{SD} , solo consideramos C_g^V . Para el cálculo de este costo se consultó la plataforma SINERGOX, administrada por XM S.A. E.S.P. (s. f.), desde donde se descargó la base de datos de precios y ofertas correspondiente al año 2024. El archivo utilizado, denominado *Precio_Oferta_(\$kWh)2024*, permitió seleccionar exclusivamente las plantas hidráulicas incluidas en el estudio. Para efectos de la simulación, se calculó el precio de oferta promedio en 467.611,06 COP/MWh. Considerando el sistema en valores por unidad (p.u.) con una base de 100 MW, el costo variable de la unidad se fijó en 46.761.106 COP/h

Tabla 17.*Parámetros tecno-económicos de las unidades de generación (Basado en Simoglou et al., 2010).*

Unidad	Tipo	NLC (€/h)	Marginal Cost		
			Range (€/MWh)	SUC Warm (€)	SDC (€)
1	Lignite (A)	1,894	29–32	64,007	20,000
3	CCGT (B)	3,667	55–57.5	24,832	10,000
5	OCGT (C)	965	85–95	2,568	1,000

Tabla 18.*Parámetros tecno-económicos de las unidades de generación (Basado en Simoglou et al., 2010) en pesos colombianos.*

Tipo	C_g^F (COP/h)	C_g^V (COP/h)	C_g^{SU} (COP)	C_g^{SD} (COP)
(A)	84,144,000	13,7600,000	275,230,100	86,000,000
(B)	15,768,100	24,7250,000	106,777,600	43,000,000
(C)	4,149,500	40,8500,000	11,042,400	4,300,000

Tabla 19.*Generadores y sus tipos.*

Unidad Generadora	Central Generadora	
	Tipo	
G1	Termoflores	B
G2	Termoflores	B

G3	Termoflores	B
G4	Termoflores	B
G5	Tebsa	B
G6	Tebsa	B
G7	Tebsa	B
G8	Tebsa	B
G9	Tebsa	B
G10	Tebsa	B
G11	Tebsa	B
G12	Bonda_(Termocol)	C
G13	Bonda_(Termocol)	C
G14	Bonda_(Termocol)	C
G15	Bonda_(Termocol)	C
G16	Bonda_(Termocol)	C
G17	Bonda_(Termocol)	C
G18	Bonda_(Termocol)	C
G19	Bonda_(Termocol)	C
G20	Bonda_(Termocol)	C
G21	Bonda_(Termocol)	C
G22	guajira	A
G23	guajira	A
G24	Termocandelaria	B
G25	Termocandelaria	B

G26	Termocandelaria	B
G27	Cartagena	A
G28	Cartagena	A
G29	Cartagena	A
G30	Merilectrica	C
G31	Termocentro	B
G32	Termocentro	B
G33	Termocentro	B
G34	Tasajero	A
G35	Paipa	A
G36	Paipa	A
G37	Paipa	A
G38	Paipa	A
G39	La_Sierra	B
G40	La_Sierra	B
G41	La_Sierra	B
G42	La_Sierra	B
G43	Sahagun	C
G44	Sahagun	C
G45	Sahagun	C
G46	Sahagun	C
G47	Sahagun	C
G48	Sahagun	C

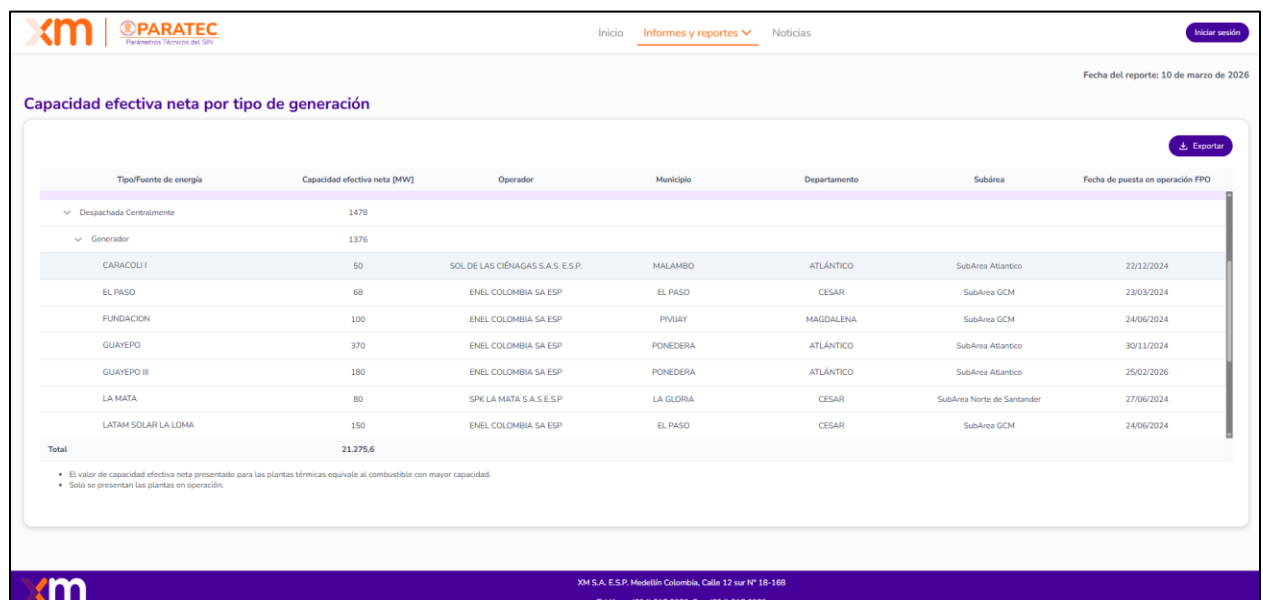
G49	Sahagun	C
G50	Sahagun	C
G51	Sahagun	C
G52	Sahagun	C
G53	Sahagun	C

Selección de Generadores solares y sus perfiles.

A partir de la información de generación publicada por XM en la plataforma Paratec (<https://paratec.xm.com.co/reportes/capacidad-efectiva-neta-tipo-generacion>), se determina la capacidad instalada de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico colombiano. Para el presente análisis se consideran exclusivamente las plantas solares clasificadas como generación despachada centralmente, con el propósito de identificar y cuantificar su capacidad efectiva neta instalada, conforme a los registros reportados en dicha plataforma.

Figura 35.

Capacidad de generación fotovoltaica.



Tipo/Fuente de energía	Capacidad efectiva neta [MW]	Operador	Municipio	Departamento	Subárea	Fecha de puesta en operación FPO
Despachada Centralmente	1478					
Generador	1376					
CARIACOLI I	50	SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S E.S.P.	MALAMBO	ATLÁNTICO	SubÁrea Atlántico	22/12/2024
EL PASO	68	ENEL COLOMBIA SA ESP	EL PASO	CESAR	SubÁrea GCM	23/03/2024
FUNDACION	100	ENEL COLOMBIA SA ESP	PIVIAY	MAGDALENA	SubÁrea GCM	24/06/2024
GUAYEPO	370	ENEL COLOMBIA SA ESP	PONEDERA	ATLÁNTICO	SubÁrea Atlántico	30/11/2024
GUAYEPO III	180	ENEL COLOMBIA SA ESP	PONEDERA	ATLÁNTICO	SubÁrea Atlántico	25/02/2026
LA MATA	80	SPK LA MATA S.A.S E.S.P.	LA GLORIA	CESAR	SubÁrea Norte de Santander	27/06/2024
LATAM SOLAR LA LOMA	150	ENEL COLOMBIA SA ESP	EL PASO	CESAR	SubÁrea GCM	24/06/2024
Total	21.275,6					

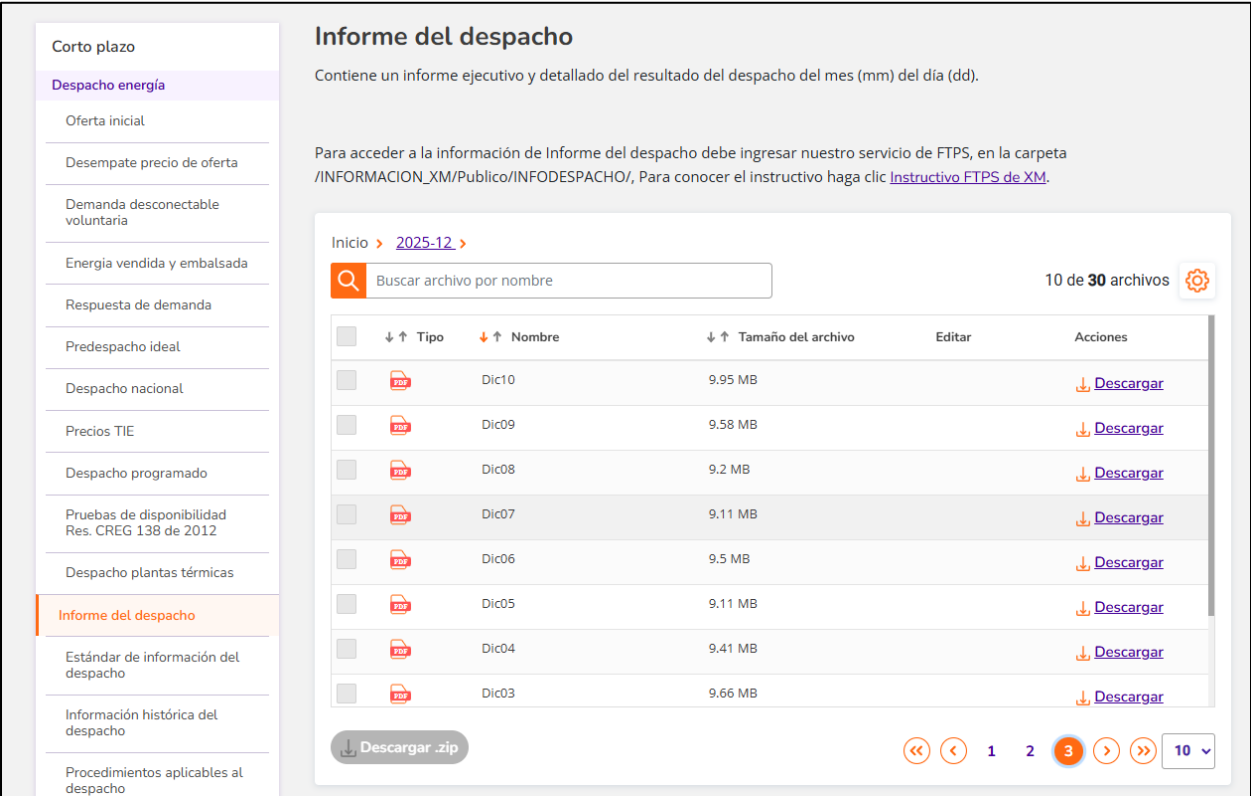
• El valor de capacidad efectiva neta presentado para las plantas térmicas equivale al combustible con mayor capacidad.
 • Sólo se presentan las plantas en operación.

XM S.A. E.S.P. Medellín Colombia, Calle 12 sur N° 18-168
 Teléfono: (504) 317 2929, Fax: (504) 317 0989

Una vez identificadas las capacidades efectivas netas instaladas de los generadores solares, se procede a determinar un perfil de generación representativo. Para ello, se utilizan los datos contenidos en el informe de despacho de energía publicado por XM, correspondientes al 7 de diciembre de 2025, fecha caracterizada por presentar una alta demanda de energía eléctrica en el país. La información empleada fue obtenida del portal oficial de XM (<https://www.xm.com.co/corto-plazo/despacho-energia/informe-del-despacho>).

Figura 36.

Informe de despacho 7 de diciembre del 2025.



Apéndice H. Gráficas de resultados.

Figura 37.

Escenario base para t=4 horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

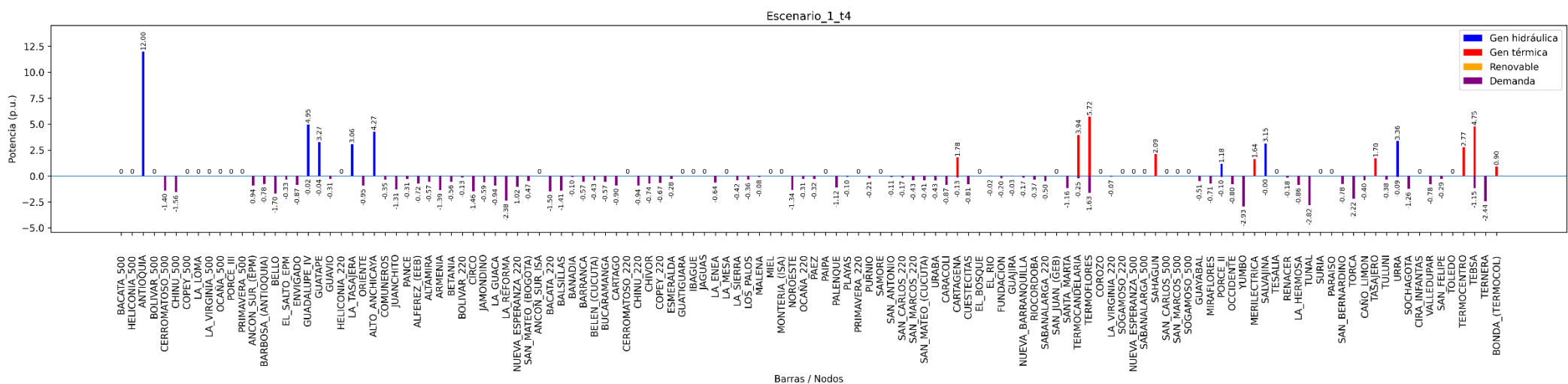


Figura 38.

Escenario base para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

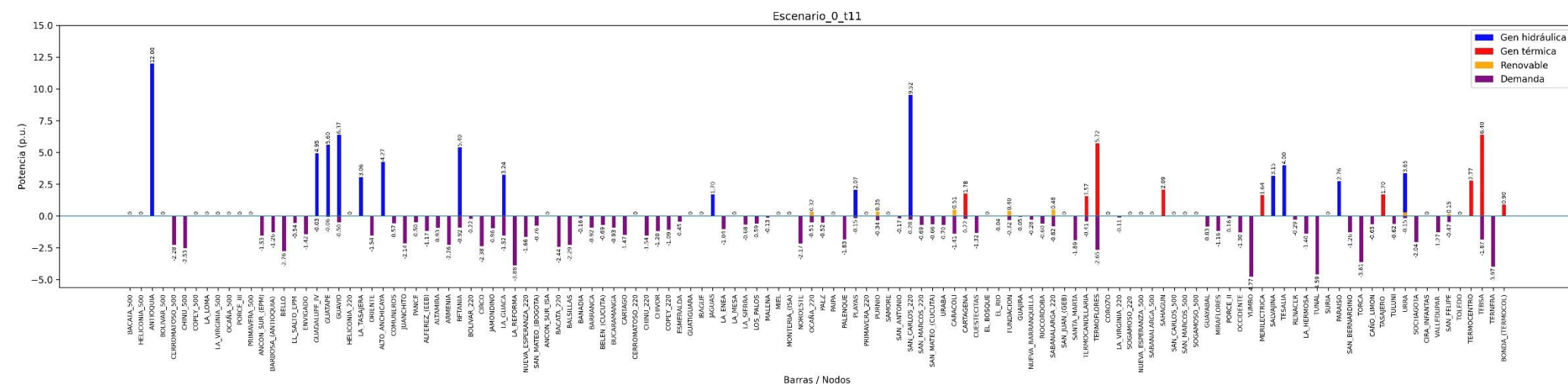


Figura 39.

Escenario base para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

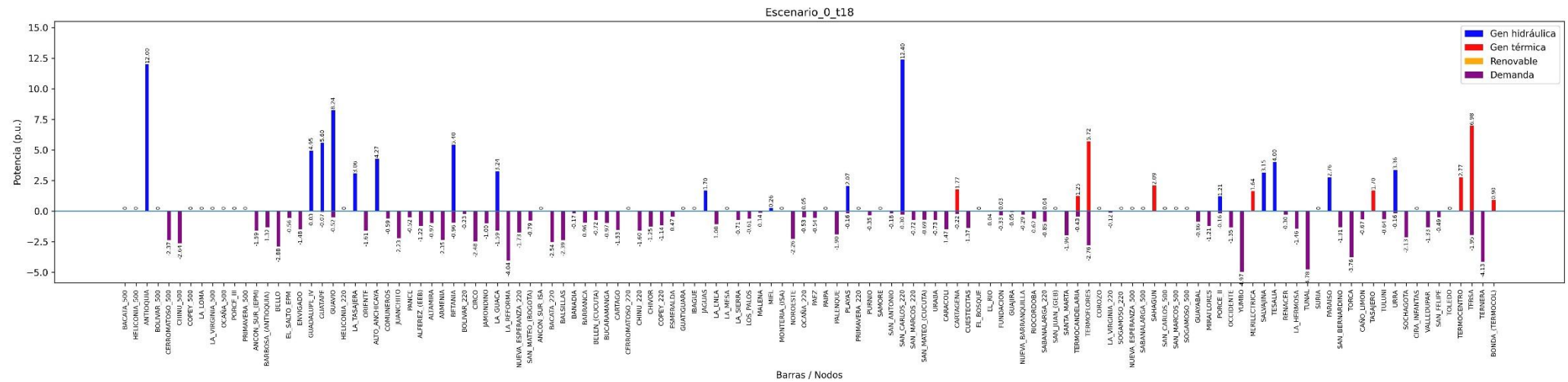


Figura 40.

Escenario dos para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

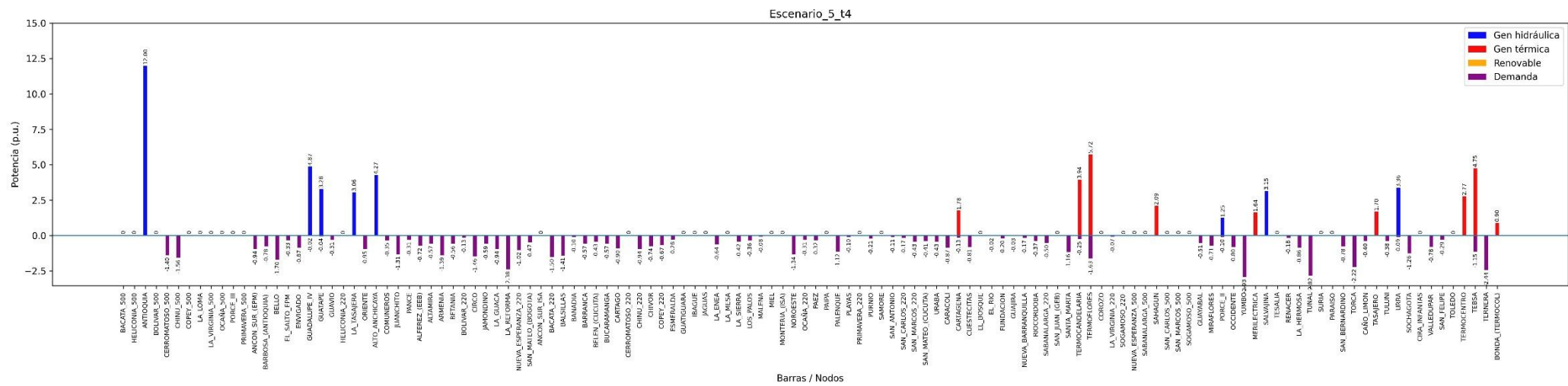


Figura 41.

Escenario dos para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

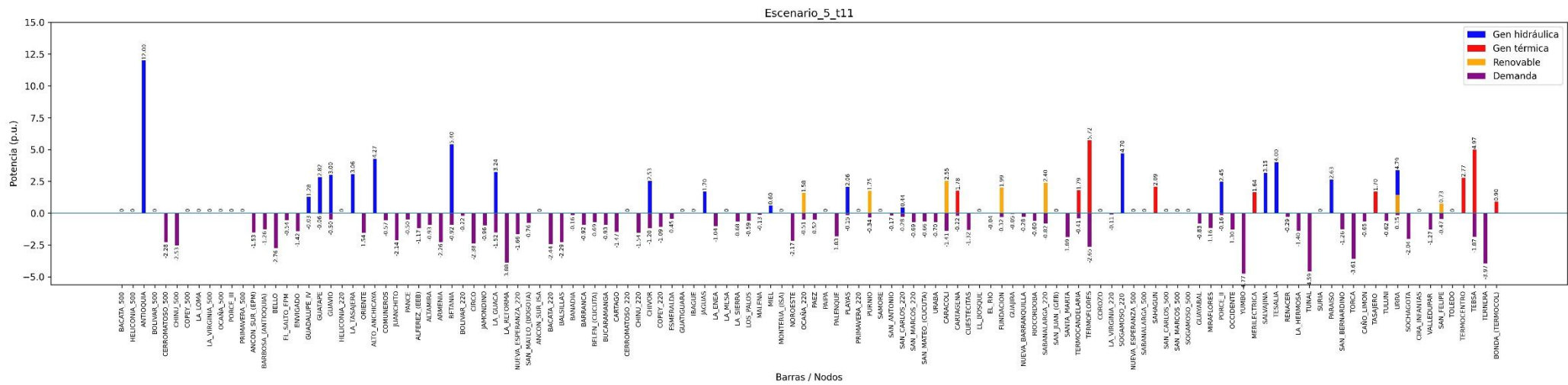


Figura 42.

Escenario dos para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

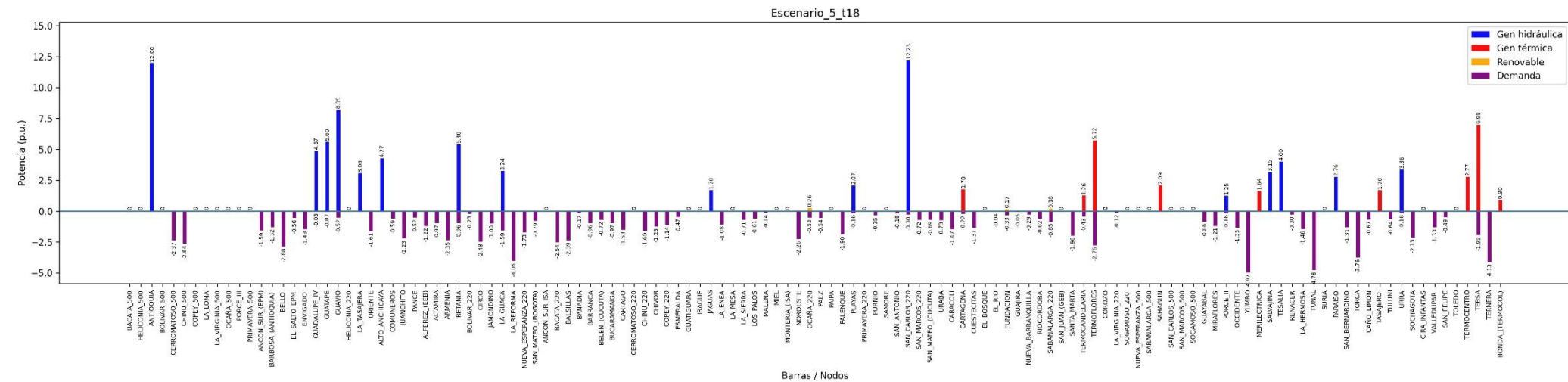


Figura 43.

Escenario tres para $t=4$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

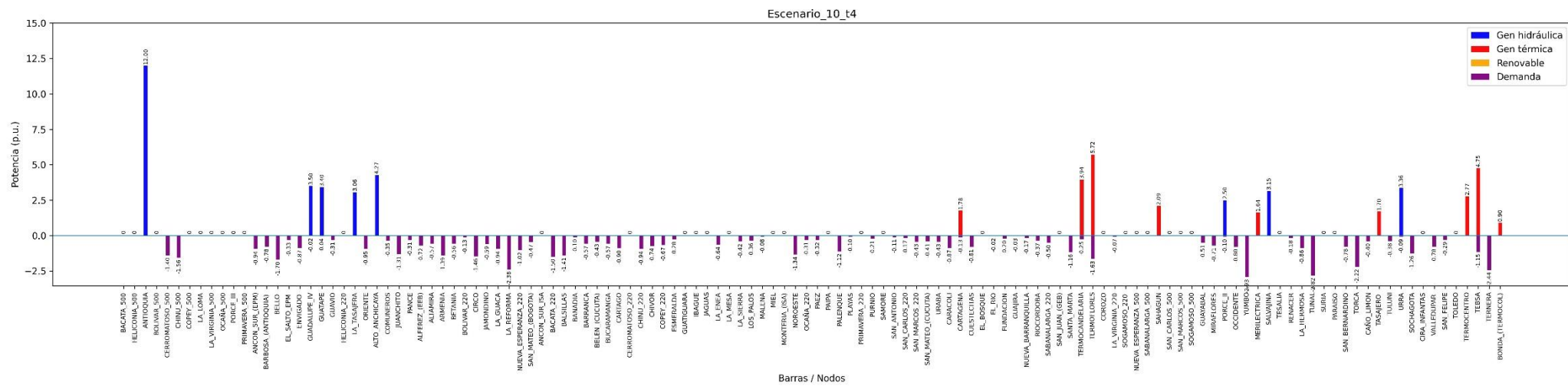


Figura 44.

Escenario tres para $t=11$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

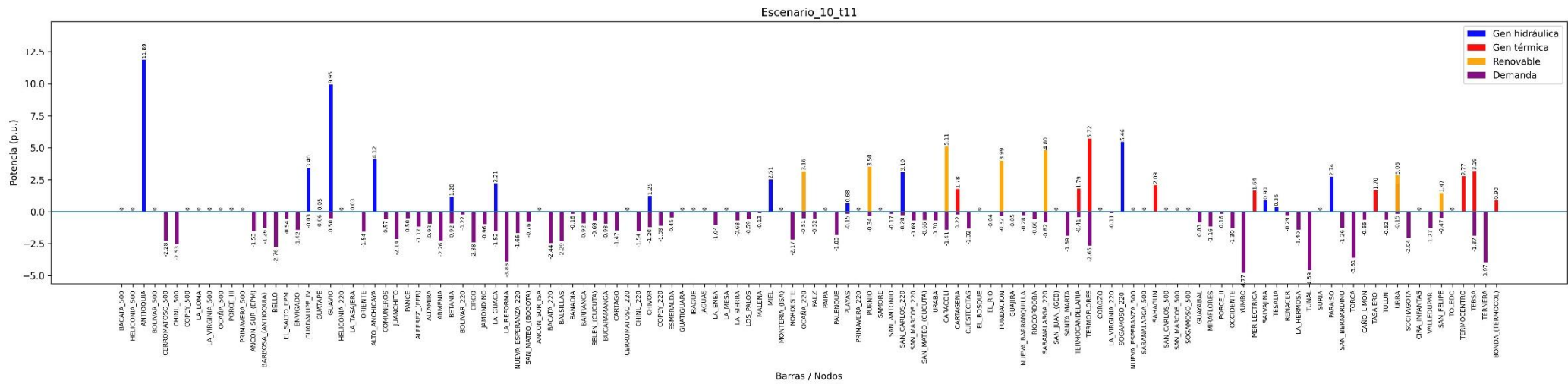


Figura 45.

Escenario tres para $t=18$ horas bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

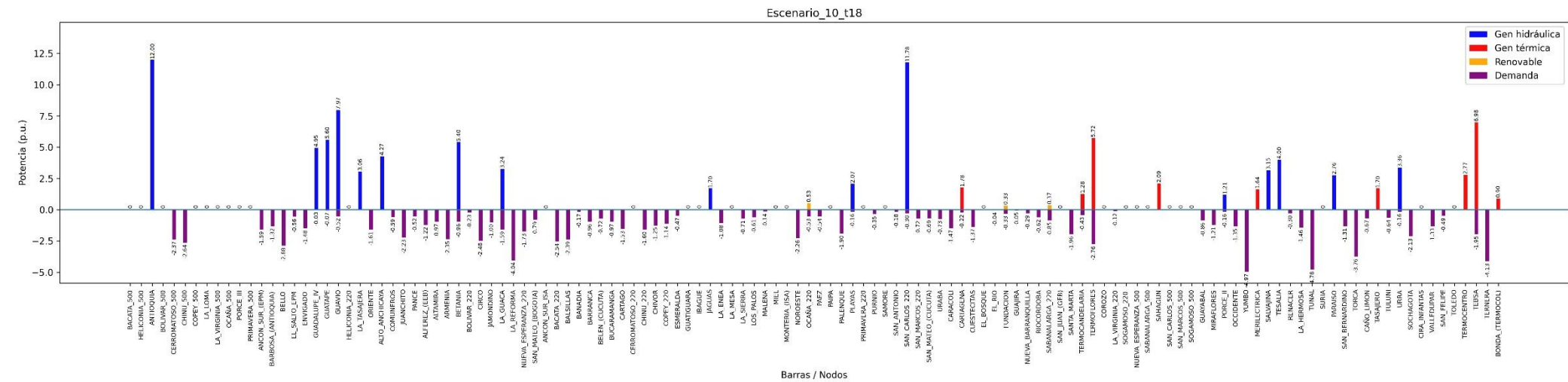


Figura 46.

Generación por tecnología en el tiempo $t=4$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

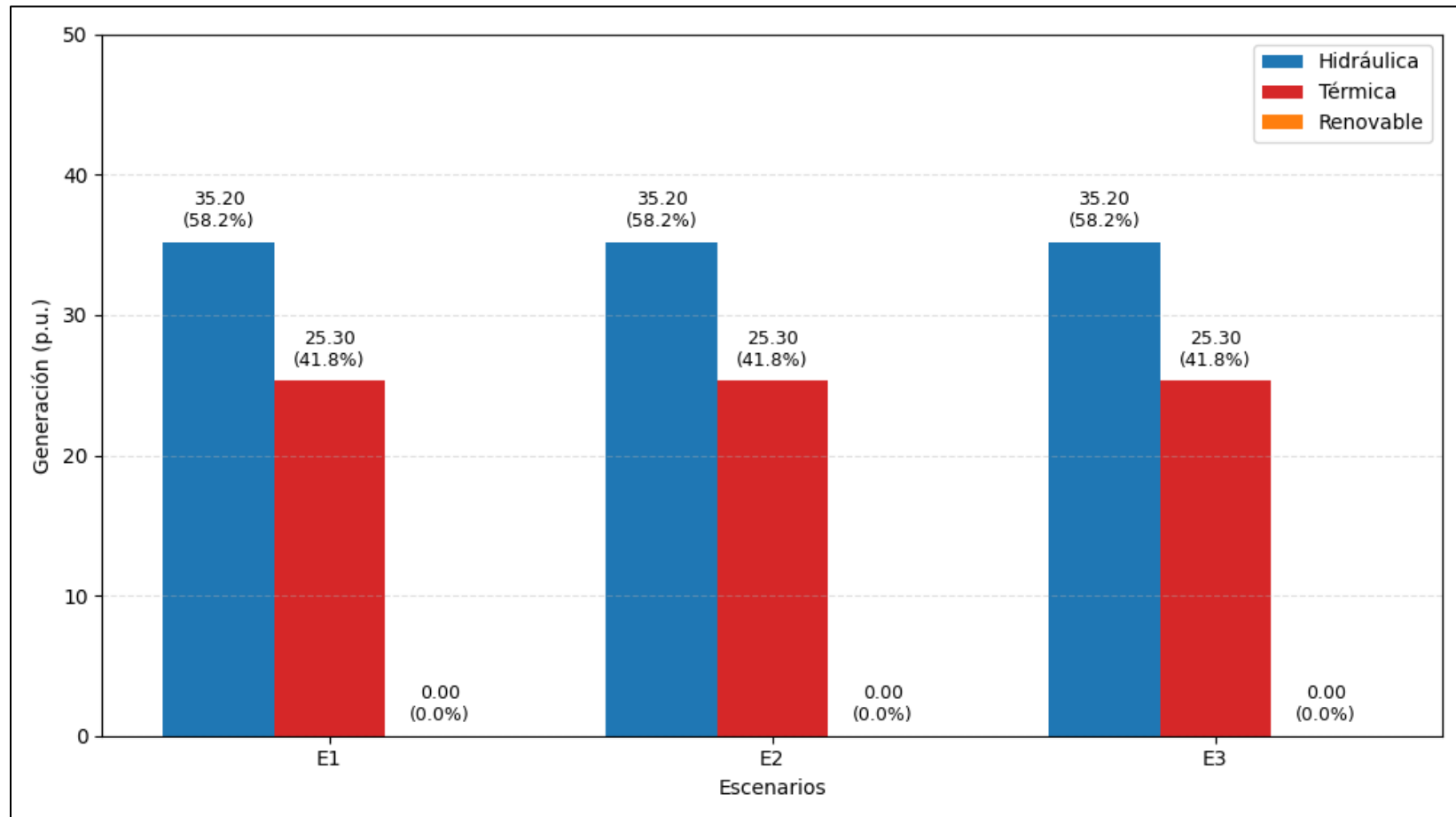


Figura 47.

Generación por tecnología en el tiempo $t=11$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.

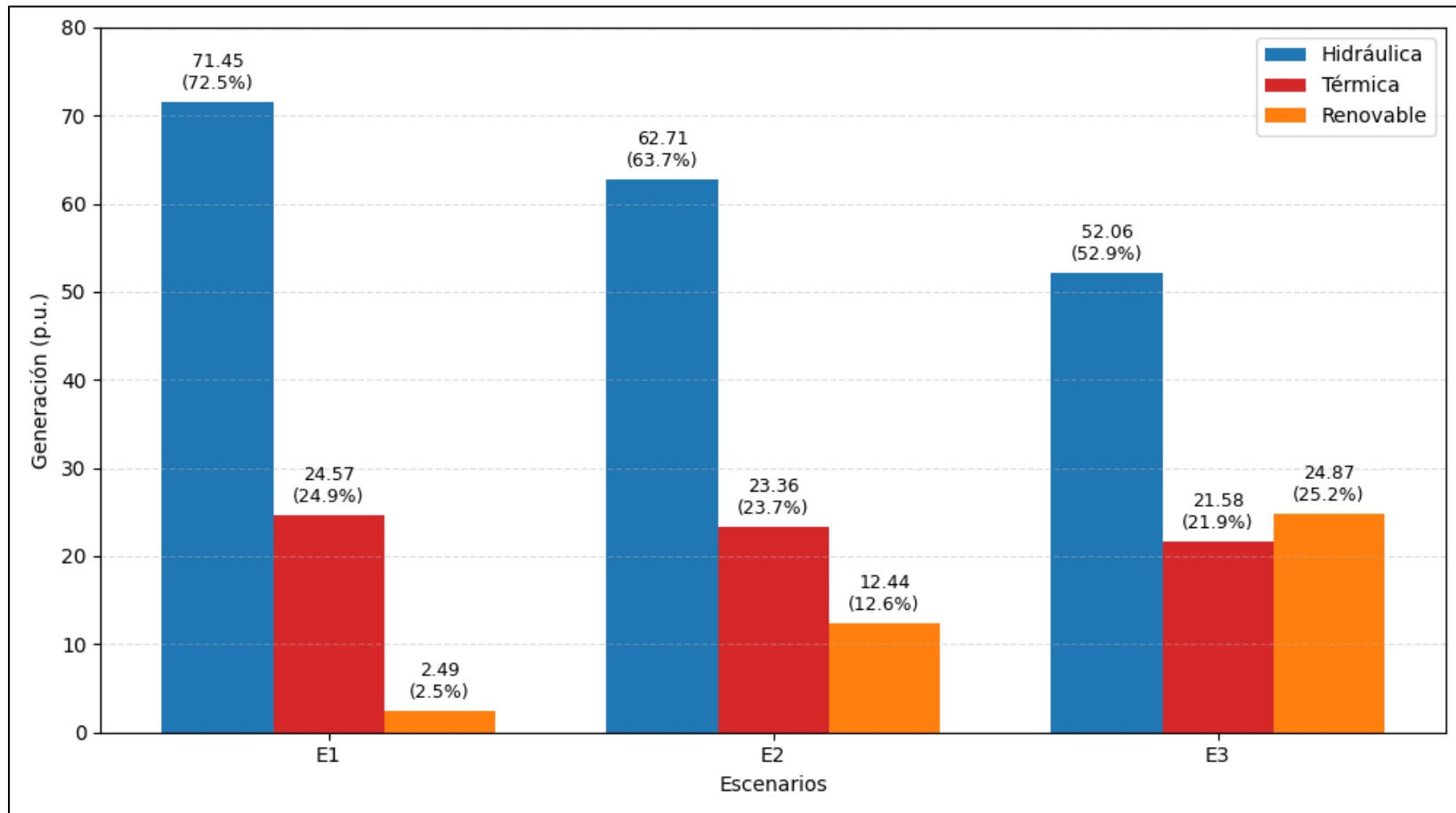
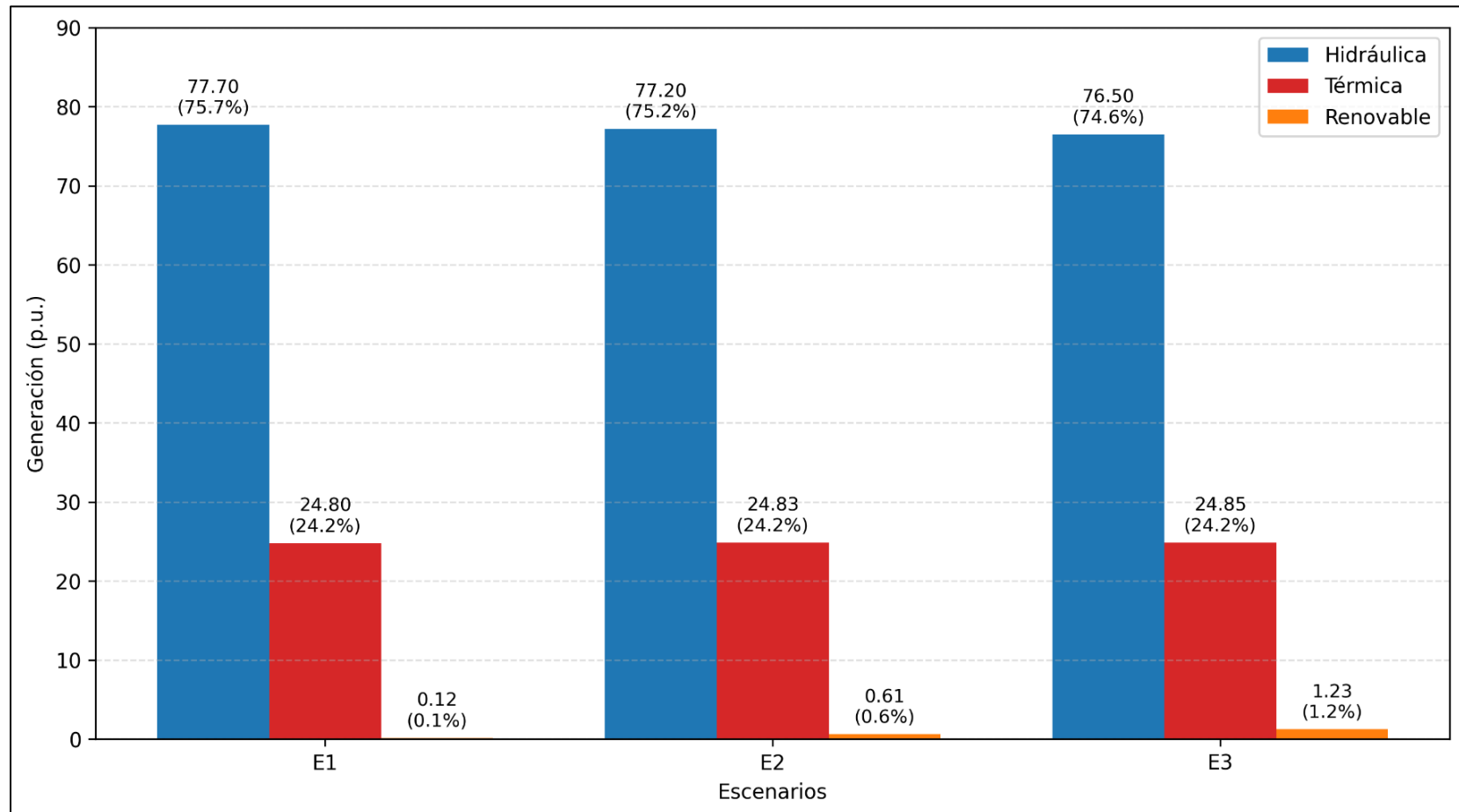


Figura 48.

Generación por tecnología en el tiempo $t=18$ h para los escenarios E1, E2 y E3 mediante el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia.



Apéndice I. Comparaciones de resultados con y sin restricciones de inercia.

Figura 49.

Comparación del número de unidades encendidas en el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment sin restricciones de inercia y con restricciones de inercia.

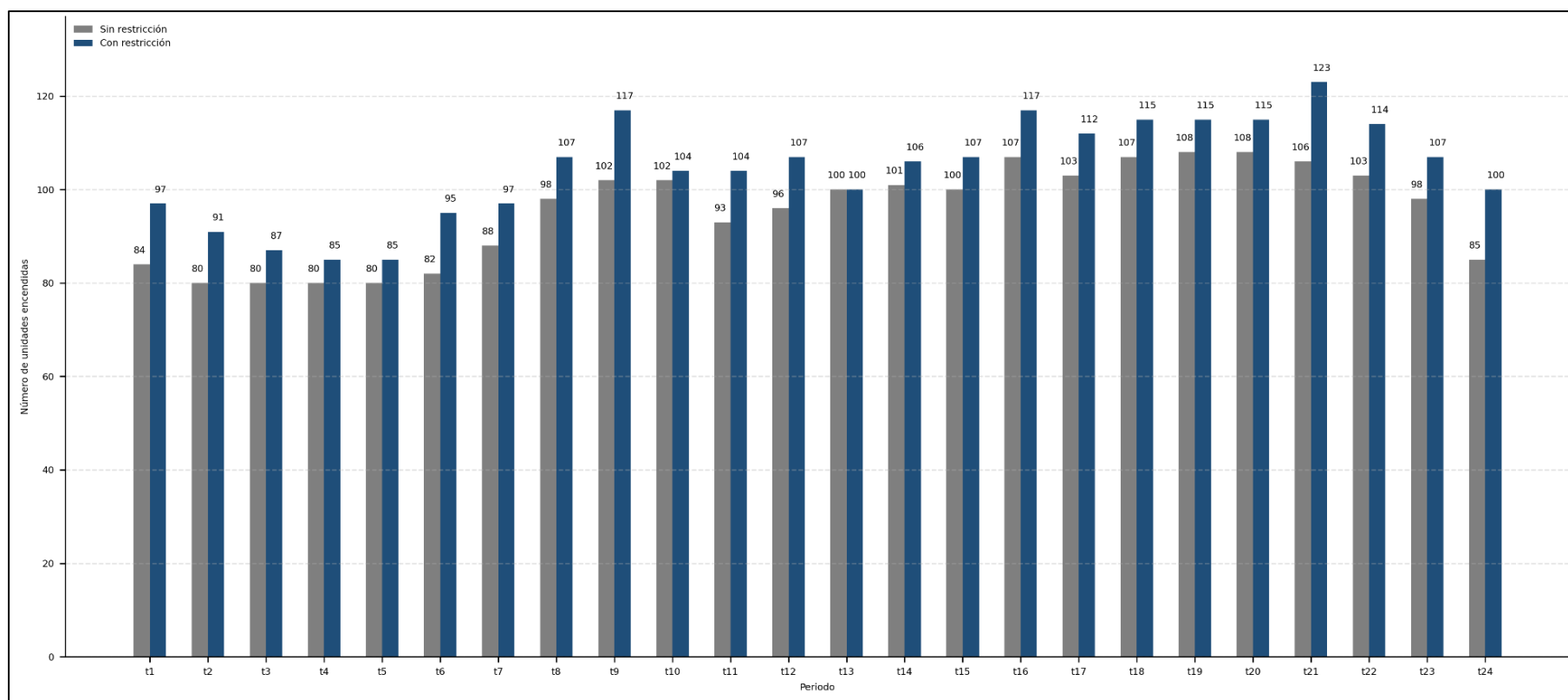


Tabla 20.*Comparativos de datos de UC.*

Tiempo	Uc sin restricción de inercia	Uc con restricción de inercia	Uc sin inercia-Uc con inercia
t1	272,315.0	272,236.0	-79.0
t2	272,315.1	272,236.1	-4.0
t3	272,315.2	272,236.2	+37.0
t4	272,315.3	272,236.3	+37.0
t5	272,315.4	272,236.4	+37.0
t6	272,315.5	272,236.5	+37.0
t7	272,315.6	272,236.6	+35.0
t8	272,315.7	272,236.7	+46.0
t9	272,315.8	272,236.8	+16.0
t10	272,315.9	272,236.9	+15.0
t11	272,315.10	272,236.10	+90.0

t12	272,315.11	272,236.11	+15.0
t13	272,315.12	272,236.12	+16.0
t14	272,315.13	272,236.13	+16.0
t15	272,315.14	272,236.14	+16.0
t16	272,315.15	272,236.15	+16.0
t17	272,315.16	272,236.16	+33.0
t18	272,315.17	272,236.17	+33.0
t19	272,315.18	272,236.18	+45.0
t20	272,315.19	272,236.19	+33.0
t21	272,315.20	272,236.20	+16.0
t22	272,315.21	272,236.21	-11.0
t23	272,315.22	272,236.22	+31.0
t24	272,315.23	272,236.23	+31.0

Nota: todos los valores deben ser multiplicados por $\times 10^6$, están COP

Figura 50.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Fundación para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

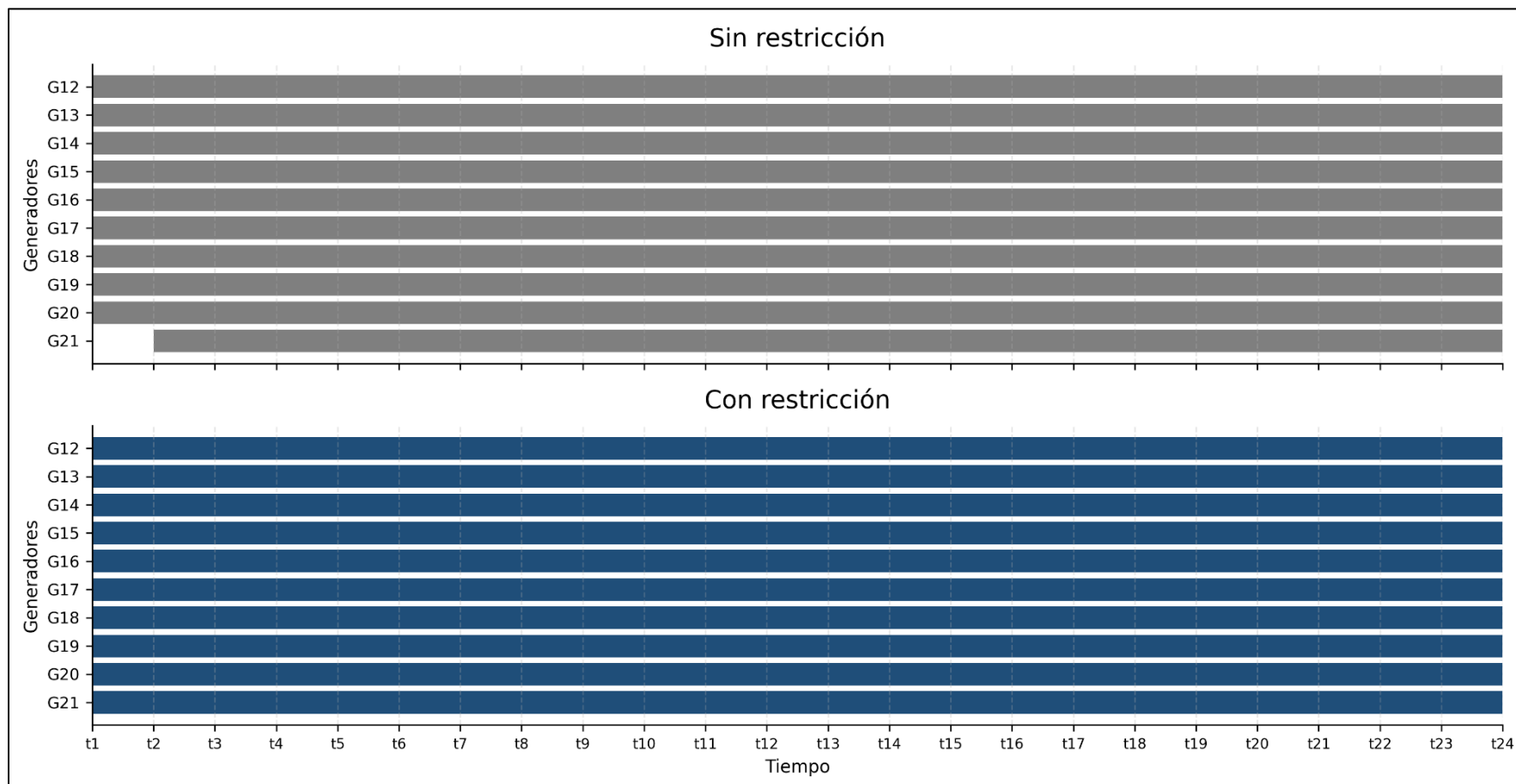


Figura 51.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Caracolí para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

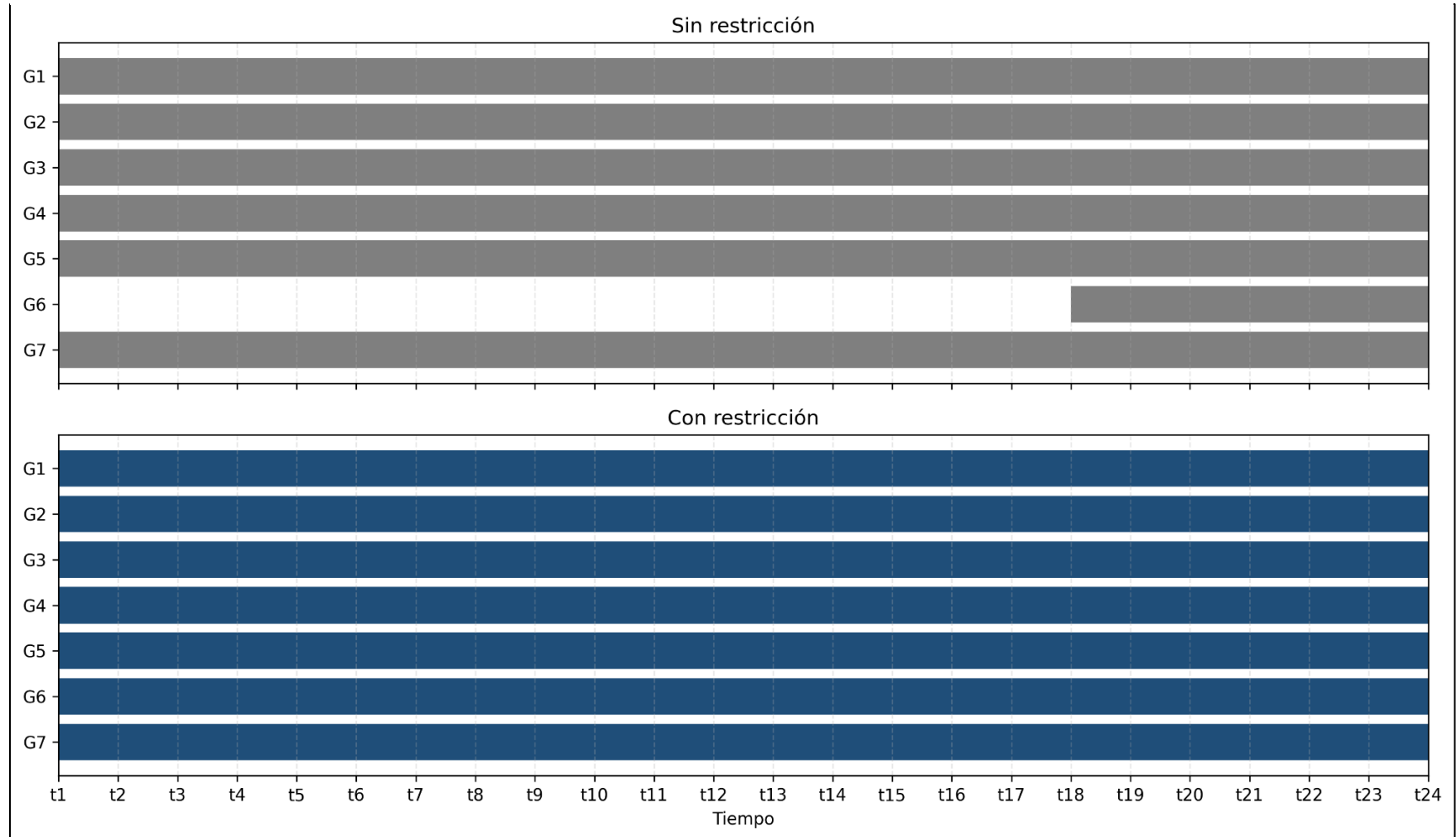


Figura 52.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Sabanalarga para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

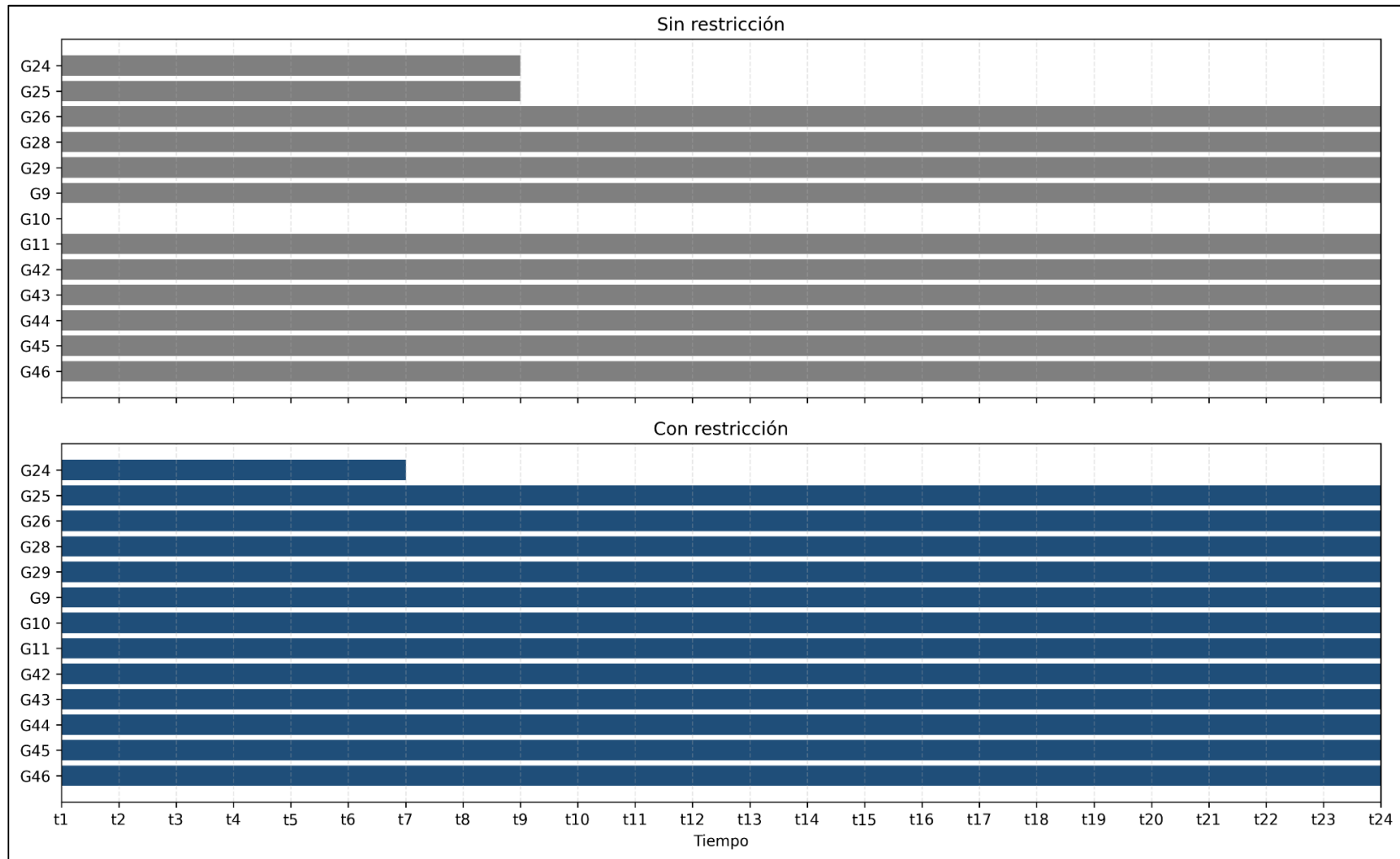


Figura 53.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Urrea para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

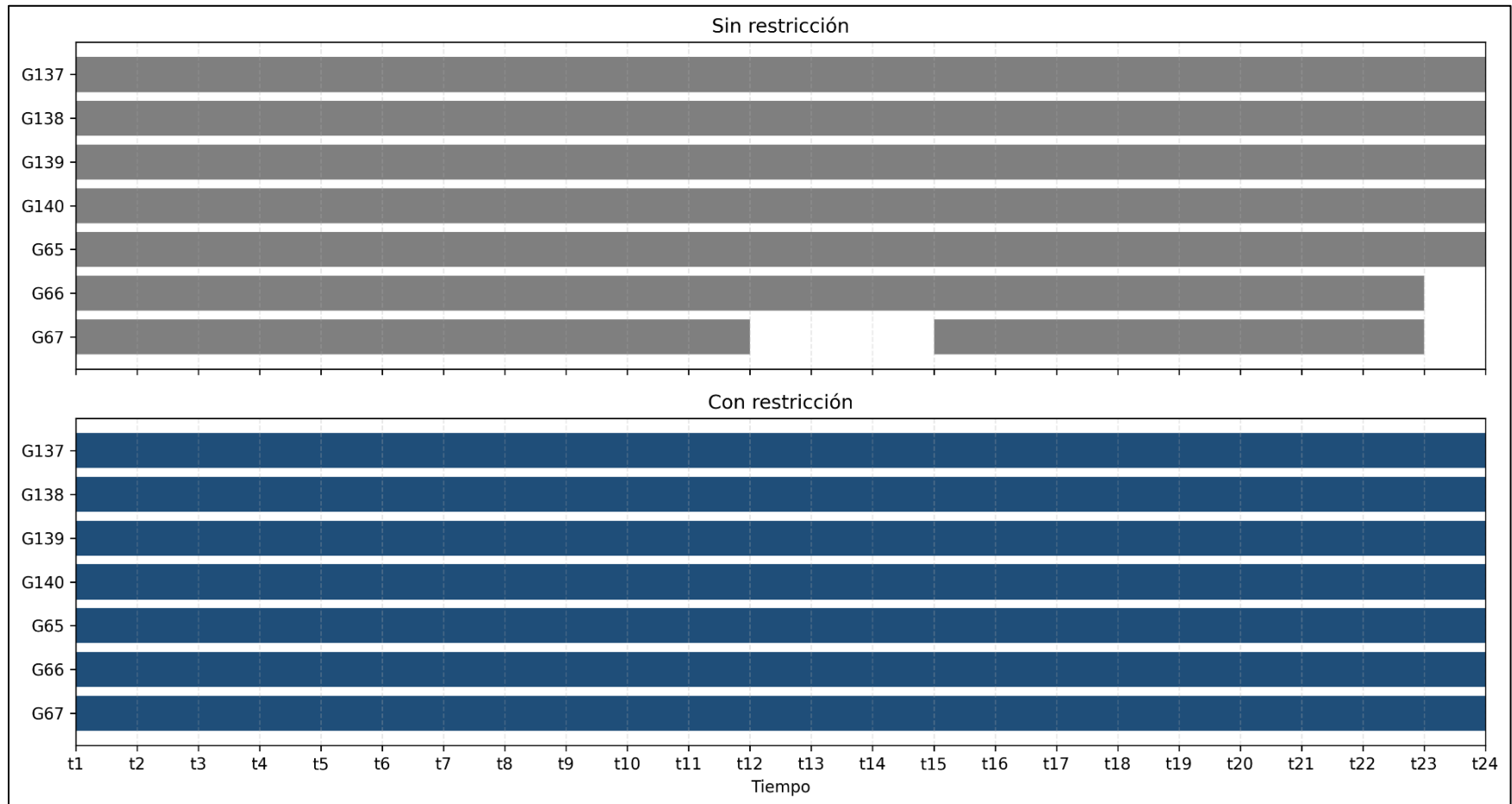


Figura 54.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Ocaña para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

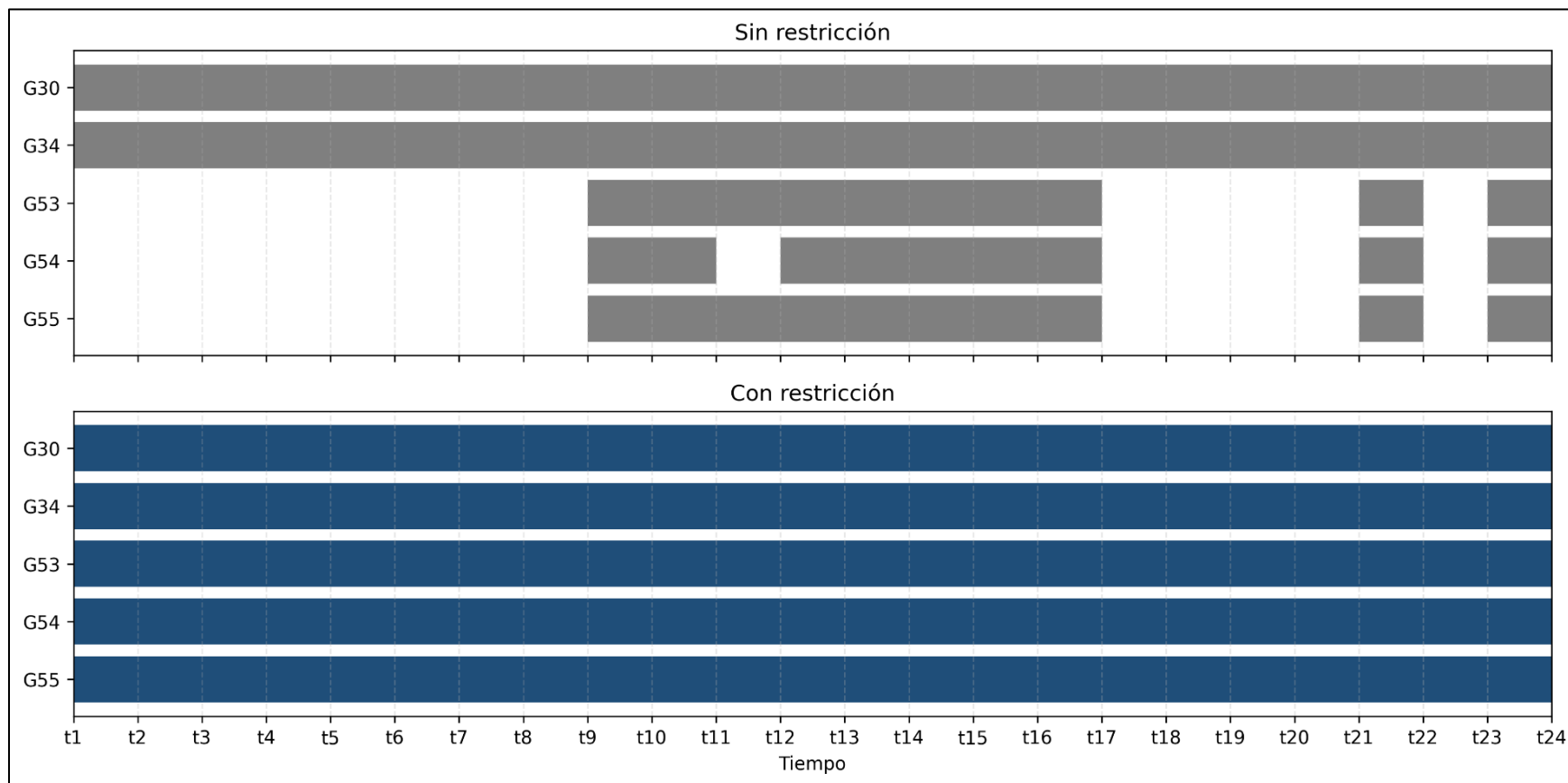


Figura 55.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona Purnio para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

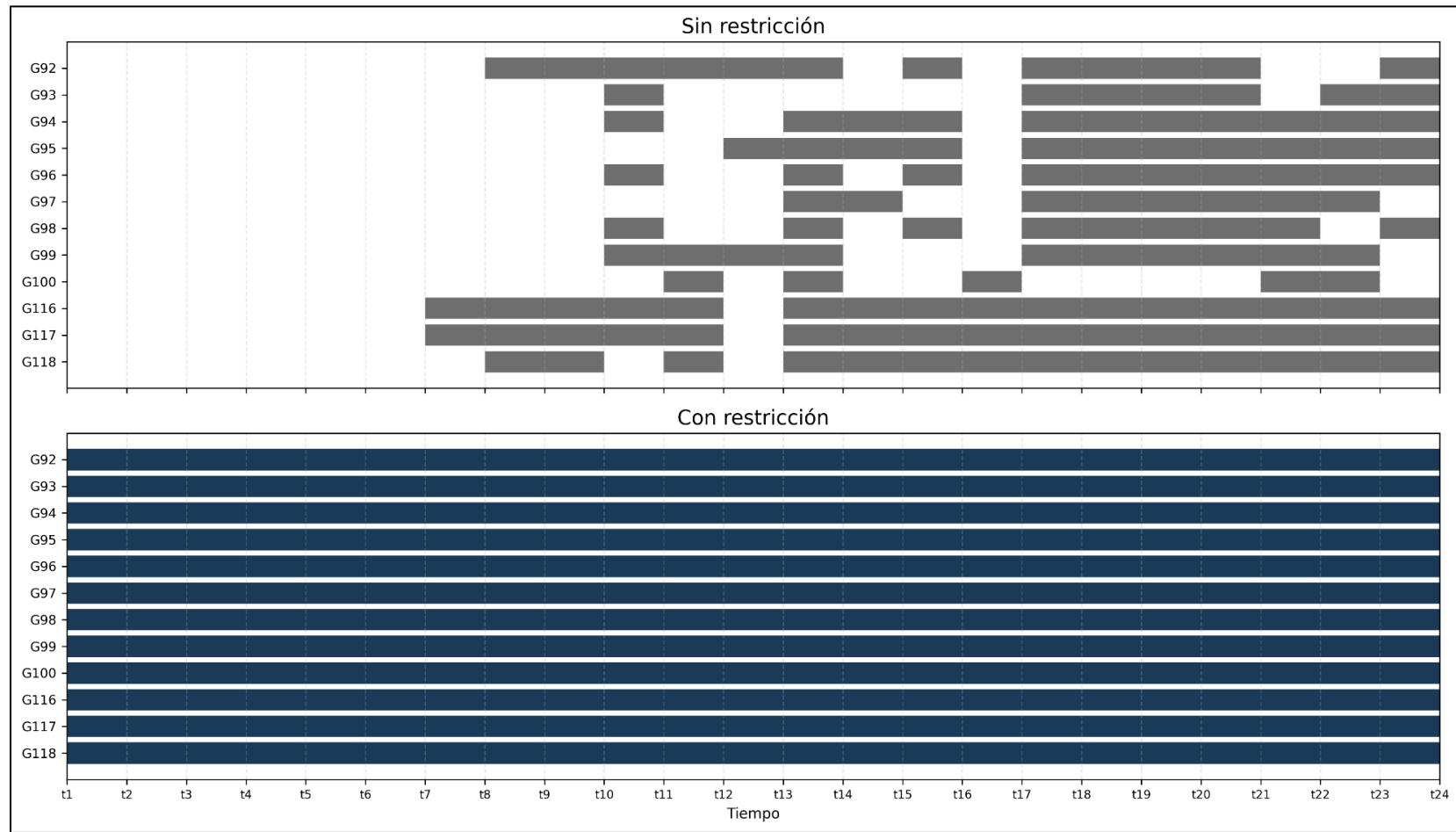


Figura 56.

Comparación del estado operativo de los generadores en la zona San Felipe para el escenario E3 bajo el modelo de Unit Commitment con y sin restricciones de inercia.

