

CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y
MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

Dirección: Av. Tupper 2007, Santiago

Contacto: Myriam Reyes
Email: mreyes@centroenergia.cl

Página web: www.centroenergia.cl

Fono: +56 2 9784203



Estudio de penetración aceptable de ERNC en República Dominicana

Informe Final

Marzo 2018

Preparado para:

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Superintendencia de Electricidad RD



Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Equipo de trabajo: Carlos Benavides, Ignacio Alarcón,
Claudia Rahamann, Marcelo Matus, Erick Sierra,
Ricardo Álvarez, Rodrigo Sepúlveda.

Marzo 2018, Santiago, Chile.

Contenido

1	Introducción	19
1.1	Objetivo general.....	19
1.2	Estructura del informe	19
2	Metodología general	20
3	Planificación de la expansión de la generación y transmisión	22
3.1	Metodología	22
3.2	Información utilizada.....	24
3.2.1	Representación de la demanda.....	24
3.2.2	Representación de centrales existentes	28
3.2.3	Representación de centrales en construcción o con fecha de entrada en servicio definida	35
3.2.4	Representación de centrales candidatas	36
3.2.5	Representación del sistema de transmisión	38
3.2.6	Evolución del precio de los combustibles	41
3.2.7	Evolución de los costos de inversión de proyectos eólicos y solares.....	43
3.3	Escenario A.....	46
3.3.1	Costos actualizados	46
3.3.2	Plan de expansión de generación.....	47
3.3.3	Plan de expansión de transmisión.....	52
3.3.4	Costos marginales	55
3.3.5	Despacho	58
3.3.6	Análisis de resultados.....	60
3.4	Escenario B	62
3.4.1	Costos actualizados	62
3.4.2	Plan de expansión de generación.....	63
3.4.3	Plan de expansión de transmisión.....	69
3.4.4	Costos marginales	71
3.4.5	Despacho	75
3.4.6	Análisis de resultados.....	77
4	Simulación de la operación de corto plazo	78
4.1	Metodología	78
4.2	Escenario A.....	83
4.2.1	Resultados Caso Base año 2018.....	83

4.2.2	Resultados Caso Base año 2030	92
4.2.3	Resultados Caso Meta ERNC año 2030	100
4.2.4	Análisis de sensibilidad año 2018.....	108
4.2.5	Análisis de resultados.....	120
4.3	Escenario B	122
4.3.1	Resultados Caso Base año 2030	122
4.3.2	Resultados Caso Meta ERNC año 2030 (Sensibilidad 1).....	131
4.3.3	Resultados Caso Meta ERNC año 2030 (Sensibilidad 2).....	139
4.3.4	Análisis de sensibilidad año 2018.....	147
4.3.5	Análisis de resultados.....	157
5	Análisis de estabilidad	159
5.1	Selección de puntos de operación a utilizar en el estudio dinámico	160
5.2	Selección de contingencias a simular en el estudio dinámico	162
5.3	Consolidación de base de datos y desarrollo de nuevos modelos.....	164
5.3.1	Consolidación de las centrales de generación existentes.....	164
5.3.2	Consolidación de los consumos	165
5.3.3	Modelamiento de centrales de generación proyectadas en DigSILENT	165
5.3.4	Modelamiento de nuevos elementos de red en DigSILENT	166
5.4	Selección de puntos de operación para estudios dinámicos	168
5.4.1	Escenario ERNC 2018, Escenario S5	168
5.4.2	Escenario Meta ERNC 2030 Escenario A	173
5.4.3	Escenario Meta ERNC 2030 Escenario B	177
5.5	Reforzamientos de red adicionales como resultado de análisis en régimen estacionario 178	
5.5.1	Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2018, S5	179
5.5.2	Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2030, Escenario A	179
5.5.3	Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2030, Escenario B	180
5.6	Resultados dinámicos.....	187
5.6.1	Escenario ERNC 2018, S5, PO1	187
5.6.2	Escenario Meta ERNC 2030 Escenario A, PO4.....	206
5.6.3	Escenario Meta ERNC 2030 Escenario B, PO6.....	221
5.7	Análisis de resultados.....	238
6	Conclusiones.....	239
7	Bibliografía	247
8	Anexos	248

8.1	Parámetros modelo planificación de largo plazo PET	248
8.2	Parámetros simulaciones de corto plazo	248
8.3	Resultados dinámicos escenario ERNC 2018, S5.....	266
8.3.1	Resultados dinámicos punto de operación PO2: máxima participación de ERNC..	266
8.3.2	Resultados dinámicos punto de operación PO3: mínima inercia	287
8.4	Resultados dinámicos escenario Meta ERNC 2030	307
8.4.1	Resultados dinámicos punto de operación PO5: máximo aporte ERNC.....	307

Resumen ejecutivo

Este documento corresponde al Informe Final del “Estudio de penetración aceptable de ERNC en República Dominicana” licitado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El objeto de este estudio es determinar los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) para el corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la(s) (i) capacidad del sistema de transmisión, (ii) condiciones de seguridad operativa, que incluya un análisis del despacho, reserva operativa y estabilidad transitoria, entre otros, y, (iii) las implicaciones económicas de imponer ciertos niveles de aporte de ERNC en el SENI.

Para abordar esta problemática se utilizan modelos de planificación (PET), modelos de operación de corto plazo (PCP) y modelos de simulaciones dinámicas (Digsilent). El modelo de planificación entrega como resultado el plan de obras de generación y transmisión que minimiza el valor esperado del costo de inversión de nuevas centrales y líneas de transmisión, el costo de operación, mantenimiento y administración anual, los costos variables y el costo de la energía no suministrada. Los resultados de los planes de expansión de largo plazo son utilizados para realizar simulaciones de corto plazo. Se simula en detalle la operación de los años 2018 y 2030 para dos escenarios (A y B), utilizando un modelo de predespacho. El modelo de corto plazo simula la programación del despacho semanal considerando una resolución horaria. En base a un modelo dinámico detallado del sistema, se realizaron simulaciones dinámicas para los puntos críticos identificados para el año 2018 y 2030 considerando las contingencias seleccionadas para cada uno de ellos.

Los escenarios A y B quedan definidos por los siguientes parámetros:

Tabla A1: Definición de escenarios de estudio

Características	Escenario A	Escenario B
Tipo de proyectos ERNC candidatos.	Eólicos y solares.	Eólicos y solares y biomasa
Proyección de demanda ¹	Proyección de demanda acordada con contraparte técnica del BID. Crecimiento 6.2% promedio 2018-2030.	Proyección de demanda Comisión Nacional de Energía escenario medio. Crecimiento 4.4 % promedio 2018-2030.
Cuota de ERNC	Cuota 25% ERNC se alcanza el año 2030.	Cuota 25% ERNC se alcanza el año 2025.
Proyección de costos de inversión de centrales eólicas y solares	Proyección de costos de inversión unitarios (US\$/kW) acordada con contraparte técnica del BID.	Proyección de costos de inversión obtenida de estudio previo (IRENA, 2017).
Factor de planta energía solar	Proyectos candidatos con factor de planta de 18%.	Proyectos candidatos con factor de planta de 21%.

Las conclusiones generales de este estudio son las siguientes:

- El sistema de transmisión en su estado actual permite la incorporación del orden de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona suroeste y 250 MW adicionales en la zona noroeste. Para estos niveles de penetración de ERNC los recortes de generación renovable son menores a 1%. El sistema de comporta de manera estable para los puntos operación analizados frente a las fallas más críticas.
- Sin considerar restricciones en el sistema de transmisión, las limitaciones de reserva secundaria disponible restringen la incorporación de ERNC a valores del orden 1404 MW y 1514 dependiendo de la combinación de generación eólica y solar. A partir de estos niveles de penetración es necesario habilitar nuevas centrales o incorporar otras instalaciones que aporten reserva secundaria.
- Si no se habilitan nuevas centrales o instalaciones que aporten reserva secundaria es necesario realizar recortes de generación renovable a objeto de conseguir una operación segura.
- Para satisfacer el 25% ERNC al año 2025 (Escenario B), el plan de expansión incorpora 200 MW Biomasa, 500 MW Eólico y 152 MW Solar (total 852 MW). A esto se deben agregar los proyectos existentes que corresponden a 30 MW Biomasa, 191 MW Eólico y 30 MW Solar (total 251 MW), así como los proyectos en construcción

¹ Más adelante se muestra la proyección de demanda para ambos escenarios evaluados.

que corresponden a 228 MW Eólico y 133 MW Solar (total 362 MW), totalizando 230 MW Biomasa, 919 MW Eólico y 315 MW Solar.

- Para satisfacer el 25% ERNC al año 2030 (Escenario A), el plan de expansión incorpora al año 2025, 752 MW Eólico. A esto se deben agregar los proyectos existentes que corresponden a 30 MW Biomasa, 191 MW Eólico y 30 MW Solar (total 251 MW), así como los proyectos en construcción que corresponden a 228 MW Eólico y 133 MW Solar (total 362 MW), totalizando 30 MW Biomasa, 1.121 MW Eólico y 163 MW Solar.
- Las emisiones de CO₂ que en el año 2018 son de 0,85 ton CO₂/MWh, en el 2030 alcanzan a 0,54 ton CO₂/MWh en ambos escenarios, producto del desplazamiento de generación térmica.
- Las emisiones de CO₂ totales que en el año 2018 son del orden de 14,8 millones tCO₂, aumentan en el Escenario A del orden de 3,1 millones tCO₂ y aproximadamente 1,4 millones tCO₂ en el Escenario B al año 2025. Al año 2030 en el Escenario A aumentan 4,9 millones tCO₂ y aproximadamente 0,65 millones tCO₂ en el Escenario B.
- Los costos de Inversión para la expansión de generación y transmisión, los costos operativos, y los costos de administración y mantenimiento totalizan Millones 8.950 USD para abastecer la demanda en el escenario A y Millones 6.600 USD aproximadamente en el Escenario B.
- Los costos operativos varían entre 82% y 85% del costo total para el horizonte de evaluación; los costos de inversión, operación y mantenimiento de transmisión son del orden de 2%²; y los costos de inversión, operación y mantenimiento de generación varían entre un 13% y 16% entre los diferentes casos analizados.

² Considera solamente la expansión del modelo de planificación.

Planificación de la generación y transmisión

En una primera etapa se determina el plan de expansión de largo plazo de la generación y transmisión en República Dominicana para el horizonte 2017-2030. El modelo PET entrega como resultado el plan de obras de generación y transmisión que minimiza el valor esperado del costo de inversión de nuevas centrales y líneas de transmisión, el costo de operación, mantenimiento y administración anual, los costos variables y el costo de la energía no suministrada. Se evalúan dos escenarios, Escenario A y Escenario B, considerando distintos supuestos de crecimiento de la demanda, año de cumplimiento de la cuota de ERNC de 25% y evolución de los costos de inversión de las tecnologías ERNC. Para cada escenario se evalúan 2 casos: “Caso Base”, que considera el abastecimiento de la demanda en forma económica sin ningún tipo de subsidio o restricción a los proyectos convencionales (Business as Usual o BAU) y un “Caso Meta ERNC” que considera abastecer un 25% de la demanda con ERNC al año 2030 (Escenario A) o 2025 (Escenario B).

Escenario A

La siguiente figura muestra la proyección de la matriz de generación para el Escenario A para el horizonte 2018-2030. Para este escenario la generación bruta se incrementa desde 17.300 GWh en el año 2018 a 35.400 GWh en el año 2030.

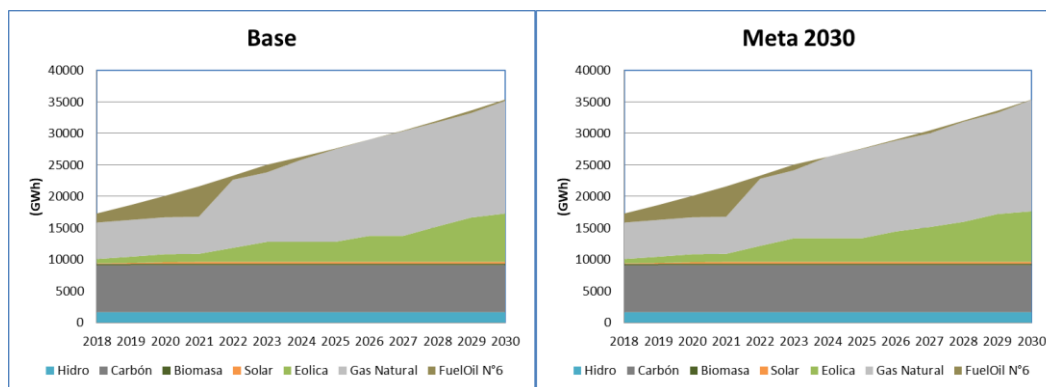


Figura A1: Energía generada por tecnología para el Escenario A horizonte 2018-2030.

La siguiente figura muestra el cumplimiento de la meta de 25% de ERNC exigida al año 2030.

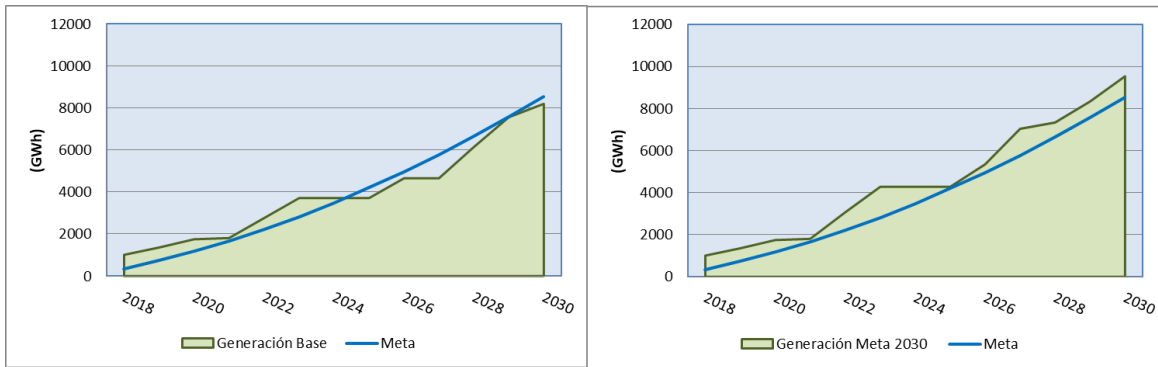


Figura A2: Generación ERNC y el cumplimiento de la meta 25% de ERNC para el Escenario A.

La siguiente figura muestra la participación en energía de las distintas tecnologías para el año 2018, 2025 y 2030 del caso Meta ERNC 2030. La generación a carbón pierde una importante participación frente a la incorporación de generación eólica y gas natural, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh de 0,85 ton CO₂/MWh en el año 2018 a 0,56 y 054, ton CO₂/MWh en el año 2030 en los casos Base y Meta ERNC 2030 respectivamente. Esto significa que las emisiones se reducirían en un 37% aproximadamente al año 2030. Asimismo la generación en base a fuel oíl N°6 y N°2 es desplazada totalmente reduciendo también los costos operativos y las emisiones de CO₂.

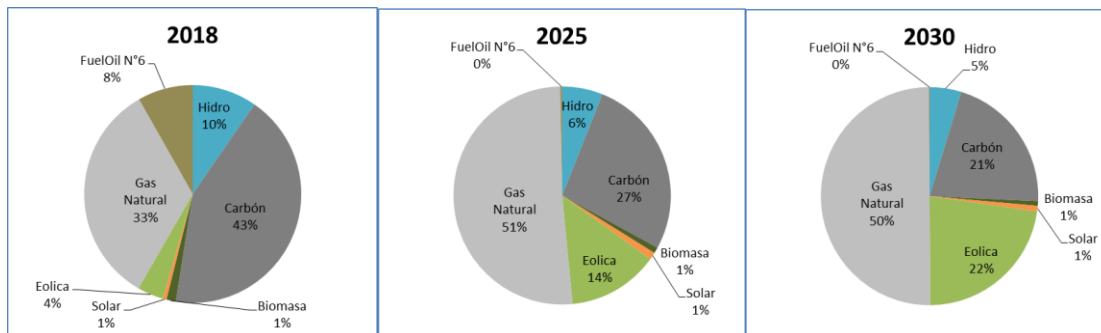


Figura A3: Participación en energía generada por tecnología en el año 2018, 2025 y 2030, Escenario A Meta ERNC

En las figuras siguientes se presenta la participación en potencia de las distintas tecnologías para el año 2018, 2025 y 2030 del caso Meta 2030 y los resultados de la expansión de la capacidad instalada en nuevas centrales.

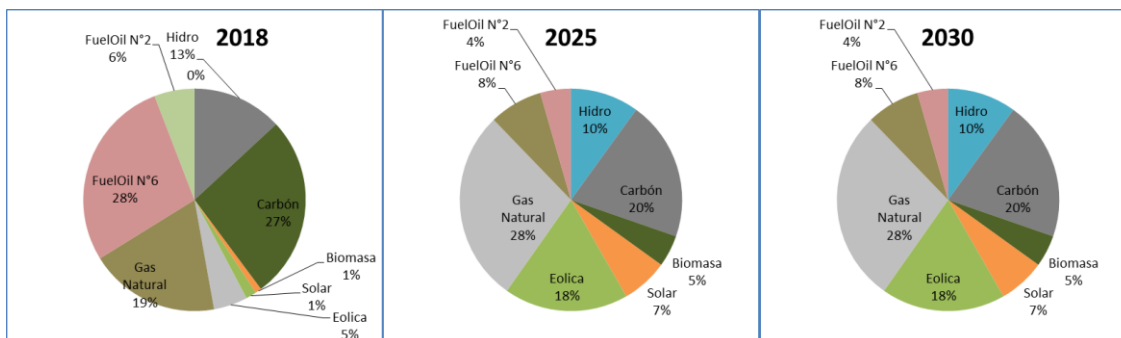


Figura A4: Participación en potencia por tipo de tecnología en el año 2018, 2025 y 2030, Escenario A Meta ERNC

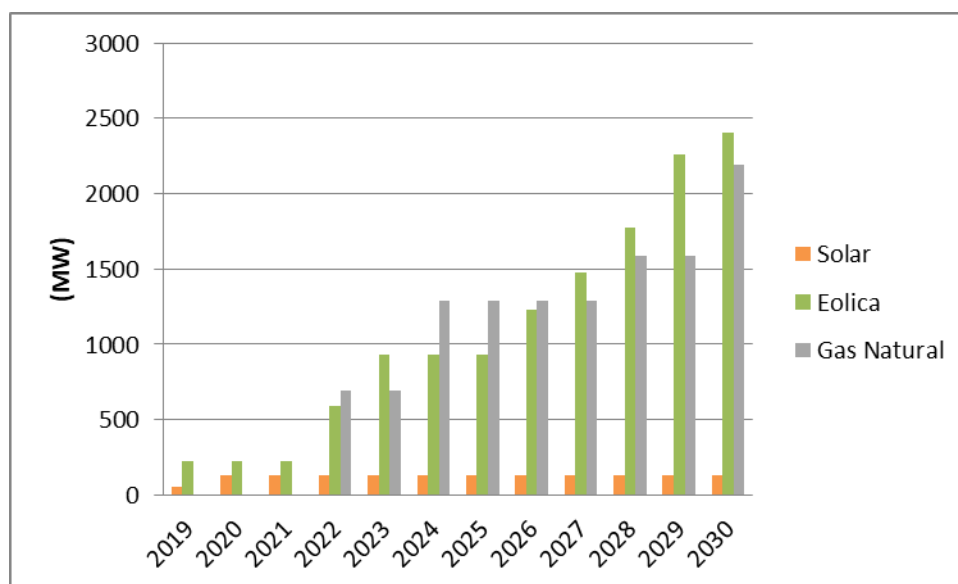


Figura A5: Expansión de capacidad por tecnología, Escenario A Meta ERNC

El caso Meta ERNC 2030 del Escenario A proyecta 2.177 MW eólicos y 1.500 MW en ciclos combinados a Gas Natural al año 2030. De los proyectos eólicos 1.500 MW se instalan en la zona Suroeste y 677 MW en la zona Noroeste. De la generación en base a Gas Natural se instalan 900 MW en la zona Noroeste y 600 MW en la zona Suroeste.

Los costos de inversión, operación y administración se presentan en la tabla A2 siguiente.

Tabla A2: Comparación de costos para el Caso Base y Meta ERNC, Escenario A.

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2030	Participación en el costo total (%)	
			Base	Meta ERNC 2030
Operativo	7,567	7,378	85%	82%
Energía No Suministrada	0	0	0%	0%
Inversión y COMA Generación	1,185	1,376	13%	15%
Inversión y COMA Transmisión	194	204	2%	2%
Total	8,946	8,958	100%	100%

Escenario B

La siguiente figura muestra la proyección de la matriz de generación para el Escenario B para el horizonte 2018-2030. El escenario B tiene una menor tasa de crecimiento de la demanda que el Escenario A. Para este escenario la generación bruta se incrementa desde 17.300 GWh en el año 2018 a 28.600 GWh en el año 2030.

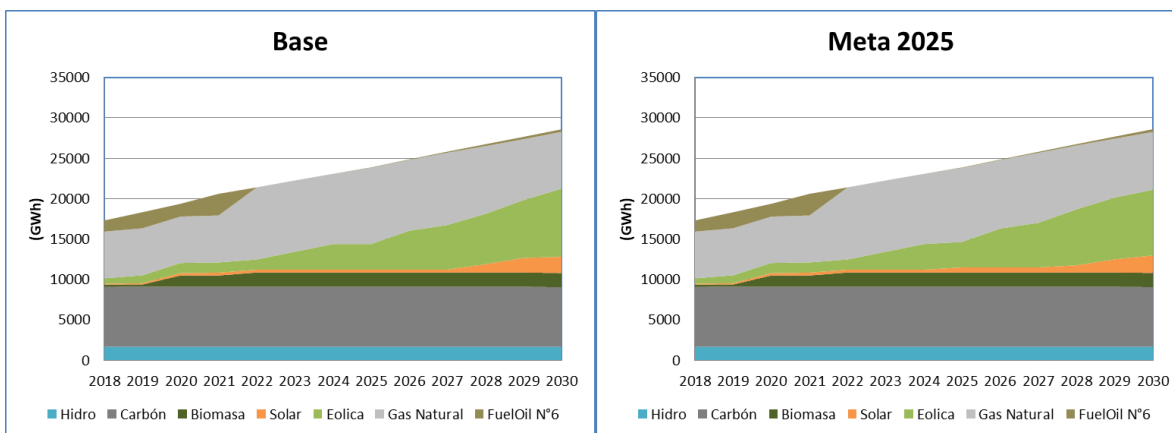


Figura A6: Energía generada por tecnología para el Escenario B horizonte 2018-2030.

La siguiente figura muestra el cumplimiento de la meta de 25% de ERNC para el Escenario B. La meta de ERNC se alcanza al año 2025 y al año 2030 se supera ampliamente.

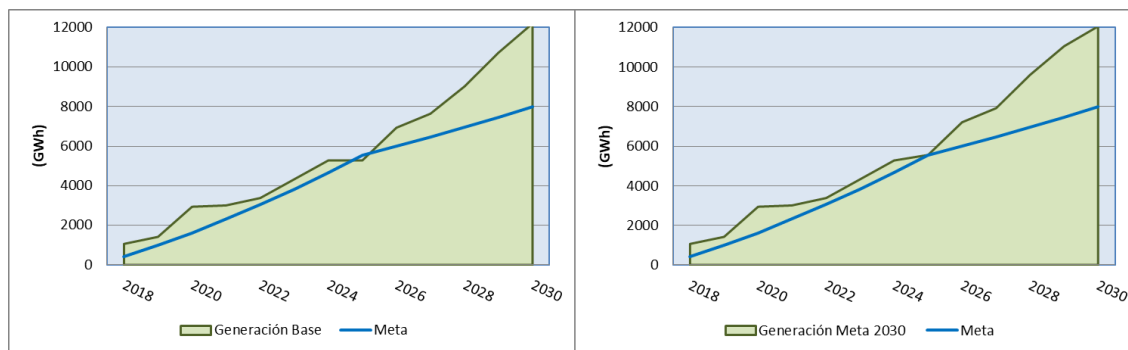


Figura A7: Generación ERNC y el cumplimiento de la meta 25% de ERNC.

La siguiente figura muestra la participación en energía de las distintas tecnologías para el año 2018, 2015 y 2030 caso Meta ERNC 2025. La participación de la generación de carbón se reduce de 43% en el año 2018 a 31% en el año 2025 y a un 26% en el año 2030. Mientras que la generación eólica y solar se incrementa de 4% y 1% en el año 2018 a 13% y 3% en el año 2025 y a 28% y 8% al año 2030, respectivamente.

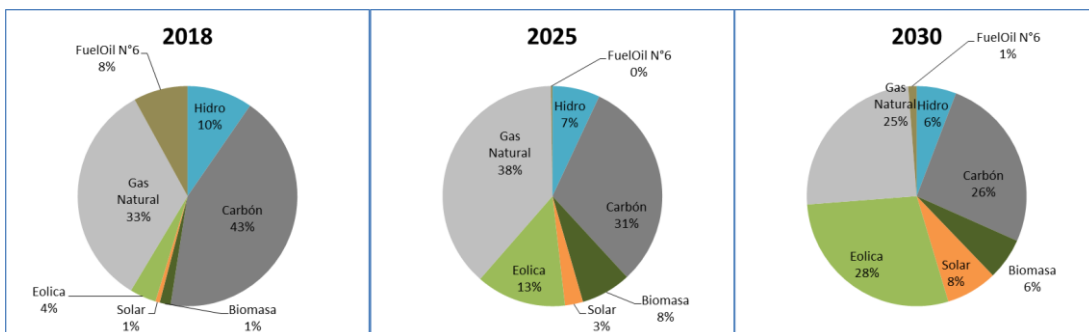


Figura A8: Participación en energía generada por tecnología en el año 2018, 2025 y 2030, Escenario B Meta ERNC

Para cumplir la meta de 25% de ERNC se proyecta una capacidad instalada de 345 MW de energía solar fotovoltaica, 920 MW de energía eólica y 235 MW de centrales a biomasa al año 2025. La capacidad actual instalada de proyectos solares es 30 MW y se consideran 163 MW en construcción. Por tanto, deberán ingresar al sistema 152 MW adicionales. La capacidad actual instalada de proyectos eólicos es 191 MW y se encuentran 228 MW en construcción. Por tanto, deberán ingresar al sistema 501 MW adicionales al año 2025. La capacidad actual instalada de proyectos de biomasa es 35 MW. Por tanto, deberán ingresar al sistema 200 MW adicionales al año 2025.

Al año 2030 el Escenario B proyecta 3.178 MW adicionales de capacidad instalada, de los cuales 2.197 MW corresponden a proyectos eólicos, con 1.500 MW que se instalan en la zona Suroeste y 697 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 981 MW de generación solar, de los cuales 695 MW se instalan cercanos a Santiago, 130 MW en las cercanías de Santo Domingo y 157 MW en la zona de Bonao.

En las figuras siguientes se presenta la participación en potencia de las distintas tecnologías para el año 2018, 2025 y 2030 del caso Meta 2025 y la capacidad instalada en nuevas centrales.

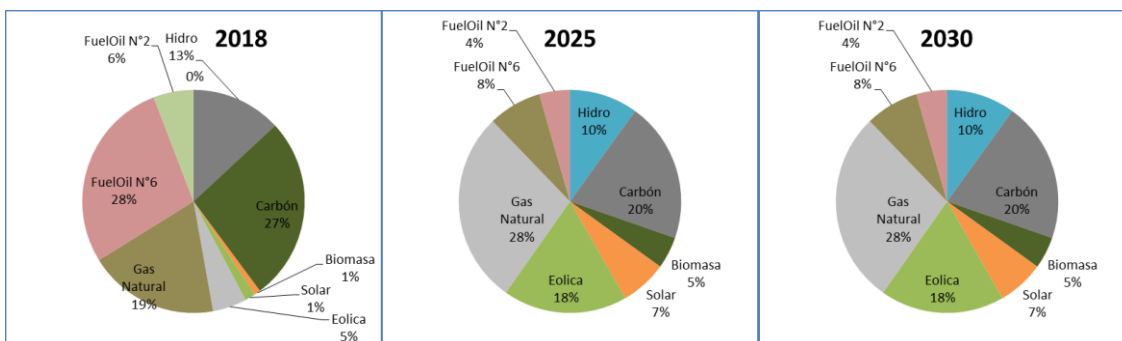


Figura A9: Participación en potencia por tecnología en el año 2018, 2025 y 2030, Escenario B Meta ERNC

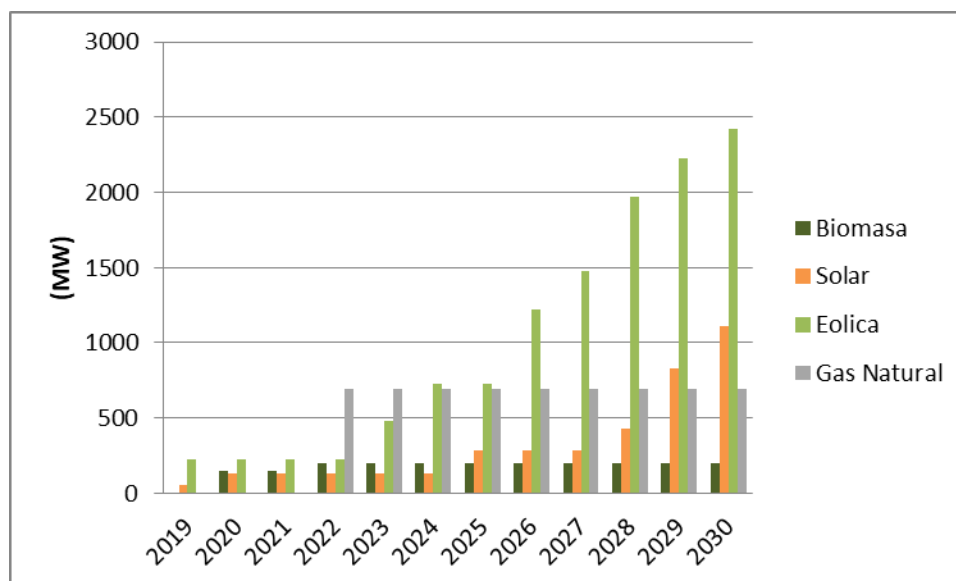


Figura A10: Expansión de capacidad por tecnología, Escenario B Meta ERNC

En el Escenario B el costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo, si no se consideran los costos para conseguir la reserva secundaria. Esto se debe a que las energías eólica y solar resultan muy competitivas frente a los proyectos a Gas Natural y por lo mismo la meta se cumpliría sin tener que aplicar incentivos especiales. La siguiente tabla muestra los costos estimados.

Tabla A3: Comparación de costos para el Caso Base y Meta ERNC, Escenario B.

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2025	Participación en el costo total (%)	
			Base	Meta ERNC 2025
Operativo	5,569	5,520	85%	84%
Energía No Suministrada	0	0	0%	0%
Inversión y COMA Generación	892	938	14%	14%
Inversión y COMA Transmisión	123	132	2%	2%
Total	6,584	6,590	100%	100%

Las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. Estas ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste (SDomingo-Km15Azuza y CCCabral), y luego hacia la zona Noroeste (Santiago – Montecristi), permitiendo la conexión de generación Eólica.

Operación de corto plazo

Los resultados de los planes de expansión de largo plazo son utilizados para realizar simulaciones de corto plazo. Se simula en detalle la operación de los años 2018 y 2030 para el Escenario A y Escenario B utilizando el modelo de predespacho PCP. El modelo simula la programación del despacho semanal considerando una resolución horaria. A continuación se resumen los principales resultados para los Escenarios A y B.

Escenario A

Los niveles de penetración de ERNC para el año 2018 son todavía bajos (6,3%) y los resultados de las simulaciones de corto plazo muestran que es posible gestionar adecuadamente estos niveles de penetración de energía renovable.

Para el caso Meta ERNC, en el año 2030 se estima que la energía eólica tendrá una participación en la matriz de generación de 23% y la energía solar de 1%. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 340 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. El aporte máximo de reserva secundaria que pueden aportar las centrales actualmente en operación varía entre 157 MW y 201 MW dependiendo de la disponibilidad de las centrales en operación. Para cumplir con los requerimientos de reserva al año 2030, las nuevas centrales a gas natural, proyectadas por el modelo de planificación, deberán contribuir con este servicio complementario.

Para el año 2030 no se observan congestiones importantes en las líneas existentes y nuevas líneas proyectadas por el modelo de planificación de largo plazo, salvo en la línea Salcedo_Santiago 138 kV que presenta congestiones en 30% de las horas de año y la línea CCabral_km15Azua_345 presenta congestiones en el 12% de las horas del año.

Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. Para esto, se incrementó de manera gradual la potencia instalada de generación eólica considerando distintos criterios de ubicación de éstos. Las potencias instaladas se obtienen de las proyecciones del modelo de planificación para el Escenario A. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1667 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.

Los resultados de las sensibilidades muestran que no es posible alcanzar los niveles de participación eólica proyectados por la Sensibilidad 7 debido a las limitaciones del sistema de transmisión y reserva secundaria. La Sensibilidad 5 tiene la mayor participación de generación eólica alcanzando una potencia instalada de 1547 MW. Sin embargo, los vertimientos de generación eólica se estiman en un 7%. La capacidad máxima instalada de generación eólica, sin sufrir recortes significativos de generación debido a limitaciones del sistema de transmisión, debería estar en el rango proyectado por las Sensibilidades 2 y 4. La Sensibilidad 2 y Sensibilidad 4 consideran una capacidad instalada de generación eólica de 1071 MW y 1321 MW, respectivamente. La capacidad máxima instalada considerando la disponibilidad de reserva secundaria es del orden de 1321 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.

Escenario B

Para el Escenario B, caso Meta ERNC, el requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 464 MW para el año 2030, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Debido a que el escenario B no proyecta nuevas centrales de ciclo combinado que puedan suplir el déficit de reserva al año 2030, se analizan 2 opciones o sensibilidades para abordar este problema. La primera opción consiste en suponer que al año 2030 se instalaran nuevos sistemas de almacenamientos tipo baterías. Considerando que el aporte máximo de reserva de las unidades del SENI varía entre 157 MW y 201 MW, se requerían 310 MW de sistemas de almacenamiento de batería. Para este caso los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 26% de generación eólica y 8% de generación solar. La segunda opción consiste en habilitar nuevas centrales en operación y construcción para que puedan aportar reserva. Para este segundo escenario los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 25,3% de generación eólica y 8% de generación solar. Es decir, aproximadamente un 4% menos que la participación proyectada por el modelo de planificación.

Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. Para esto, se incrementó de manera gradual la potencia instalada de generación eólica y solar considerando distintos criterios de ubicación de éstos. Las potencias instaladas se obtienen de las proyecciones del modelo de planificación para el Escenario B. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la

Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1419 MW de generación eólica y 924 MW de generación solar.

La Sensibilidad 2, cuya potencia instalada corresponde a la proyectada al año 2025 para cumplir la meta de 25% de ERNC, no presenta problemas de disponibilidad de reserva y restricciones de transmisión. La capacidad instalada por esta sensibilidad es de 919 MW de generación eólica y 345 MW de generación solar fotovoltaica. La Sensibilidad 3 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona de CCabral, se producen congestiones en la línea de transmisión CCabral_km15Azua_138kV. Por su parte, la Sensibilidad 4 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona cercana a la barra Montecristi, se producen congestiones en la línea Santiago_Montecristi_138kV. Para la Sensibilidad 4 se estima un requerimiento de reserva secundaria cercano a la disponibilidad actual. Debido a esta restricción, se restringe la incorporación de ERNC a valores del orden 1404 MW, los cuales se distribuyen en 1039 MW y 365 MW de generación eólica y solar, respectivamente.

Simulaciones dinámicas

Se realizaron simulaciones dinámicas para evaluar el desempeño del sistema bajo escenarios de alta penetración de energías renovables. Se analizó la estabilidad del sistema mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos en distintos puntos del sistema y la desconexión de grandes unidades de generación en operación.

La evaluación se realizó para la Sensibilidad S5 de año 2018 y 3 puntos de operación críticos del Escenario A. Las simulaciones dinámicas realizadas para los 3 puntos de operación seleccionados en este escenario muestran que todos los puntos resultaron ser estables, y con un desempeño dinámico muy parecido desde la perspectiva de recuperación del sistema. Un menor nivel de penetración de energías renovables en comparación con la Sensibilidad S5 debería tener mejor desempeño dinámico.

Para el año 2030 los resultados del estudio dinámico muestra que, si bien a nivel general las simulaciones realizadas mostraron que el sistema es capaz de mantener la estabilidad para las fallas consideradas, también se observó que los altos niveles de ERNC empeoran la respuesta del sistema desde la perspectiva de la frecuencia durante grandes desbalances entre carga y generación. Lo anterior se confirma por la necesidad de activación de esquemas de desconexión automática de carga frente a desconexión de generadores convencionales. Más aún, la matriz energética del SENI se caracteriza por unidades de generación relativamente pequeñas (desde la perspectiva de capacidad instalada) con bajos niveles de inercia, lo que dificulta la recuperación de la frecuencia después de grandes desbalances de carga. Lo anterior resulta de gran importancia al considerar que para el año 2030, el 9,3% del tiempo las ERNC cubren el 40% o más de la demanda total del sistema.

(Esta página fue dejada intencionalmente en blanco)

1 Introducción

En los últimos años se ha observado un importante incremento de la capacidad instalada de Energía Renovables No Convencional (ERNC) a nivel mundial. Esto ha venido acompañado de una importante disminución de los costos de inversión, lo que ha permitido que estas tecnologías sean más atractivas para los inversionistas. Las ventajas de estas tecnologías son múltiples: no emiten gases de efecto invernadero y contribuyen a la mitigación del cambio climático, tienen menos impactos ambientales y tienen menos rechazo social que las tecnologías convencionales. Sin embargo, una de sus desventajas es la variabilidad intra-anual e intra-diaria de su generación, lo que hace que se deba gestionar de mejor forma los requerimientos de reserva del sistema. En ese sentido, este estudio tiene como objetivo analizar los niveles técnicamente aceptables de penetración de ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana para el corto, mediano y largo plazo.

Este documento corresponde al Informe Final elaborado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Superintendencia de Electricidad de República Dominicana.

1.1 Objetivo general

El objeto de este estudio es determinar los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) para el corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la(s) (i) capacidad del sistema de transmisión, (ii) condiciones de seguridad operativa, que incluya un análisis del despacho, reserva operativa y estabilidad transitoria, entre otros, y, (iii) las implicaciones económicas de imponer ciertos niveles de aporte de ERNC en el SENI.

1.2 Estructura del informe

El contenido de este informe es el siguiente. En el capítulo “Metodología general” se describen las distintas etapas y tipos de modelos utilizados para abordar los objetivos de este estudio. En el capítulo “Planificación” de la expansión de la generación y transmisión” se presentan los resultados de planificación de largo plazo de la generación y transmisión considerando el horizonte 2018-2030. En el capítulo “Simulación de la operación de corto plazo” se presentan los resultados de las simulaciones de corto plazo para los 2 años evaluados: 2018 y 2030. En el capítulo “Análisis de Estabilidad” se presentan los resultados de las simulaciones dinámicas para los puntos de operación evaluados. Finalmente, en el capítulo “Conclusiones” se presentan las principales conclusiones de este Informe Final.

2 Metodología general

La metodología general considera la utilización de distintas herramientas computacionales que se describen a continuación.

- 1. Planificación de la expansión de la generación y transmisión:** En una primera etapa se determinan dos planes de expansión de largo plazo de la generación y transmisión en República Dominicana. Los planes de obras son modelados utilizando el modelo PET. El modelo PET entrega como resultado el plan de obras de generación y transmisión que minimiza el valor esperado del costo de inversión de nuevas centrales y líneas de transmisión, el costo de operación, mantenimiento y administración anual (COMA), los costos variables (combustible y no combustible) y el costo de la energía no suministrada. El modelo está sujeto a distintas restricciones técnicas tales como balance oferta-demanda, límites de generación y transmisión, etc. El modelo se resuelve utilizando un horizonte de evaluación de largo plazo para el horizonte 2018-2032. Se evalúan dos escenarios considerando distintos supuestos de crecimiento de la demanda, cuota de ERNC y evolución de los costos de inversión de las tecnologías ERNC. Estos escenarios son denominados Escenario A y Escenario B. Para cada escenario se evalúan 2 casos: “Caso Base”, que considera el abastecimiento de la demanda en forma económica sin ningún tipo de subsidio o restricción a los proyectos convencionales (Business as Usual o BAU) y un “Caso Meta ERNC” que considera abastecer un 25% de la demanda con ERNC al año 2025 o 2030.
- 2. Simulaciones de corto plazo:** Los resultados de los planes de expansión de largo plazo son utilizados para realizar simulaciones de corto plazo. Se simula en detalle la operación de los años 2018 y 2030. Para realizar estas simulaciones se utiliza un modelo de pre-despacho (o *unit commitment* en inglés). Los parámetros de entrada del modelo de simulación de corto plazo serán ajustados de acuerdo a los parámetros del modelo de planificación. Aquellos parámetros técnicos adicionales para representar adecuadamente la operación de corto plazo son ajustados de acuerdo a los datos de los parámetros técnicos de las centrales que actualmente operan en República Dominicana.
- 3. Análisis de sensibilidad:** Se realiza un análisis de sensibilidad considerando distintos escenarios de penetración de ERNC para el año 2018. Mediante estas sensibilidades se busca determinar los niveles máximos de penetración de ERNC que puede soportar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado bajo las condiciones actuales de operación. Los escenarios de penetración de ERNC se definen a partir de los resultados de la planificación de la expansión de la generación de largo plazo.

- 4. Selección de puntos de operación y contingencias críticas:** La gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para sistemas eléctricos de potencia, así como los tiempos de ejecución asociados a la simulación dinámica de los mismos, lleva a que analizar la operación de las 8760 horas del año considerando todas las fallas que podrían surgir en el sistema sea un problema inabordable debido al tiempo que se requeriría para su ejecución. Lo anterior resulta aún más evidente si se consideran varios escenarios de expansión a futuro, en cuyo caso un estudio dinámico incluyendo todos los puntos de operación y contingencias posibles es imposible. Por este motivo, un primer paso antes de realizar el estudio dinámico es acotar los puntos a operación y contingencias a simular. El criterio para seleccionar tanto los puntos de operación como las contingencias es en base al criterio del “peor escenario”, es decir, se seleccionan aquellos escenarios que representen las peores circunstancias, desde el punto de vista de estabilidad, que podría experimentar el sistema de potencia. En el presente proyecto los puntos de operación y contingencias se seleccionarán a partir de los resultados de las simulaciones de corto plazo considerando criterios de estabilidad. Como resultado se seleccionan 3 puntos de operación para el año 2018 y 3 puntos de operación para el año 2030.
- 5. Estudio de estabilidad:** En base a un modelo dinámico detallado del sistema, se realizarán simulaciones dinámicas para los puntos críticos identificados para el año 2018 y 2030 considerando las contingencias seleccionadas para cada uno de ellos. Las simulaciones serán realizadas con el software Digsilent Power Factory.

3 Planificación de la expansión de la generación y transmisión

3.1 Metodología

El estudio considera la elaboración de un Plan de Obras para un Caso Base y un Plan de Obras ERNC de expansión óptima del sistema eléctrico, tanto de la generación como de las redes de transmisión de más alta tensión necesarias para un abastecimiento adaptado de la demanda.

Para la elaboración de los planes de obra se utiliza el Modelo de Expansión de Generación y Transmisión Power Electricity Timetable (Modelo PET). El modelo PET entrega como resultado el plan de obras de generación y transmisión que minimiza el valor esperado del costo de inversión de nuevas centrales y líneas de transmisión, el costo de operación, mantenimiento y administración anual (COMA), los costos variables (combustible y no combustible) y el costo de la energía no suministrada. El modelo está sujeto a distintas restricciones técnicas tales como balance oferta-demanda, límites de generación y transmisión, etc. Se considerarán proyectos suficientes de modo de no activar restricciones por falta de proyectos.

El Plan de Expansión para el Caso Base considerará los costos de inversión y operación de todas las centrales candidatas sin ningún tipo de subsidio.

El Plan de Expansión Meta ERNC considerará una restricción que permita alcanzar en forma gradual un nivel de penetración de 25% de Energías Renovables No Convencionales.

Las características generales de las simulaciones son las siguientes:

- Horizonte de optimización 2017-2032.
- Un sistema de transmisión en los niveles de tensión de 345 y 138 kV, que permita identificar el aumento de las capacidades de transmisión en paralelo con proyectos similares a los existentes. El sistema de transmisión se representará con costos unitarios típicos de inversión, operación, mantenimiento y administración.
- Modelación de la demanda en periodos trimestrales con ocho bloques.
- Modelación de las centrales hidroeléctricas con afluentes promedio.
- Modelación de los aportes eólicos con tres condiciones de viento.

Los Términos de Referencia de este estudio consideraban la evaluación de un escenario de planificación de largo para el horizonte 2017-2032. No obstante, atendiendo a la solicitud de la Superintendencia de Electricidad de incorporar un escenario adicional, el consultor ha incluido un análisis de sensibilidad en la planificación de largo plazo. Al escenario

originalmente evaluado se le ha denominado Escenario A y al análisis de sensibilidad se le ha denominado Escenario B.

Las diferencias entre los escenarios evaluados se muestran en la Tabla 1. En el escenario A se consideran principalmente proyectos de energía eólica y solar para realizar la expansión de largo plazo (supuesto establecido en Términos de Referencia) y alcanzar la cuota de ERNC. En el Escenario B se incluyen nuevos proyectos de biomasa. En el Escenario B se consideran las tasas de crecimiento de la demanda del Escenario Medio proyectado por la Comisión Nacional de Energía. Las tasas de crecimiento de la demanda de este escenario son menores a las del Escenario A. En el Escenario A se supone que la cuota de 25% ERNC se debe alcanzar al año 2030, mientras que en el Escenario B esta cuota se alcanza en el año 2025. Finalmente, en el Escenario B se considera que el costo de inversión de la tecnología solar descenderá más que el supuesto en el Escenario A y que el factor de planta promedio anual será de 21% v/s un 18% del escenario A.

Tabla 1: Diferencias de supuestos para el Escenario A y Escenario B considerados en la planificación de largo plazo.

Características	Escenario A	Escenario B
Tipo de proyectos ERNC candidatos	Eólicos y solares.	Eólicos, solares y biomasa.
Proyección de demanda ³	Proyección de demanda acordada con contraparte técnica del BID. Crecimiento 6.2% promedio 2018-2030.	Proyección de demanda Comisión Nacional de Energía escenario medio. Crecimiento 4.4 % promedio 2018-2030.
Cuota de ERNC	Cuota 25% ERNC se alcanza el año 2030.	Cuota 25% ERNC se alcanza el año 2025.
Proyección de costos de inversión de centrales eólicas y solares	Proyección de costos de inversión unitarios (US\$/kW) acordada con contraparte técnica del BID.	Proyección de costos de inversión obtenida de estudio previo (IRENA, 2017).
Factor de planta energía solar	Proyectos candidatos con factor de planta de 18%.	Proyectos candidatos con factor de planta de 21%.

³ Más adelante se muestra la proyección de demanda para ambos escenarios evaluados.

3.2 Información utilizada

Para la elaboración de los datos que utiliza el Modelo PET se consideró la información proporcionada por la Superintendencia de Electricidad (SIE), la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Energía y Minas (MEyM) y el Organismo Coordinador (OC). En los casos en que no se recibió información se utilizó información elaborada por el Consultor en base a su experiencia en proyectos similares.

La información suministrada nos permite señalar que:

- El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana tuvo al año 2016 un consumo de energía anual del orden de 15.000 GWh, con una demanda máxima del orden de 2200 MW que corresponde a un factor de carga de 76,5%. Se estima que la gestión de demanda es del orden de un 16% de la demanda total. Un 54% de la demanda se sitúa en torno a Santo Domingo, un 19% en torno a Santiago de los Caballeros y un 12% en la zona sureste con gran desarrollo turístico.
- La potencia instalada en centrales generadoras alcanza a 3200 MW, distribuida en 17% en generación hidroeléctrica, 22% en ciclos combinados, 11% en turbinas de gas, 34% en motores de combustión interna, 12% en turbinas de vapor, 4% en parques eólicos y 1% en paneles solares. Se encuentran próximos a instalar 2x376 MW en turbinas de vapor operando con carbón, 278 MW en parque eólicos y 213 MW en paneles solares. El sistema de transmisión de más alta tensión se ha desarrollado en base a líneas de transmisión en 138 kV incorporando últimamente dos líneas de transmisión en 345 kV, una de las cuales se encuentra operando en 138 kV.

3.2.1 Representación de la demanda

La demanda fue representada con una curva de carga de día típico trimestral de ocho bloques. Para la obtención de las curvas de carga horaria por trimestre se utilizó la información de mediciones horarias proporcionada por el Organismo Coordinador. Con esta información se procedió a determinar la curva horaria de carga por trimestre que fue ajustada con 8 bloques como se muestra en la Figura N°1.

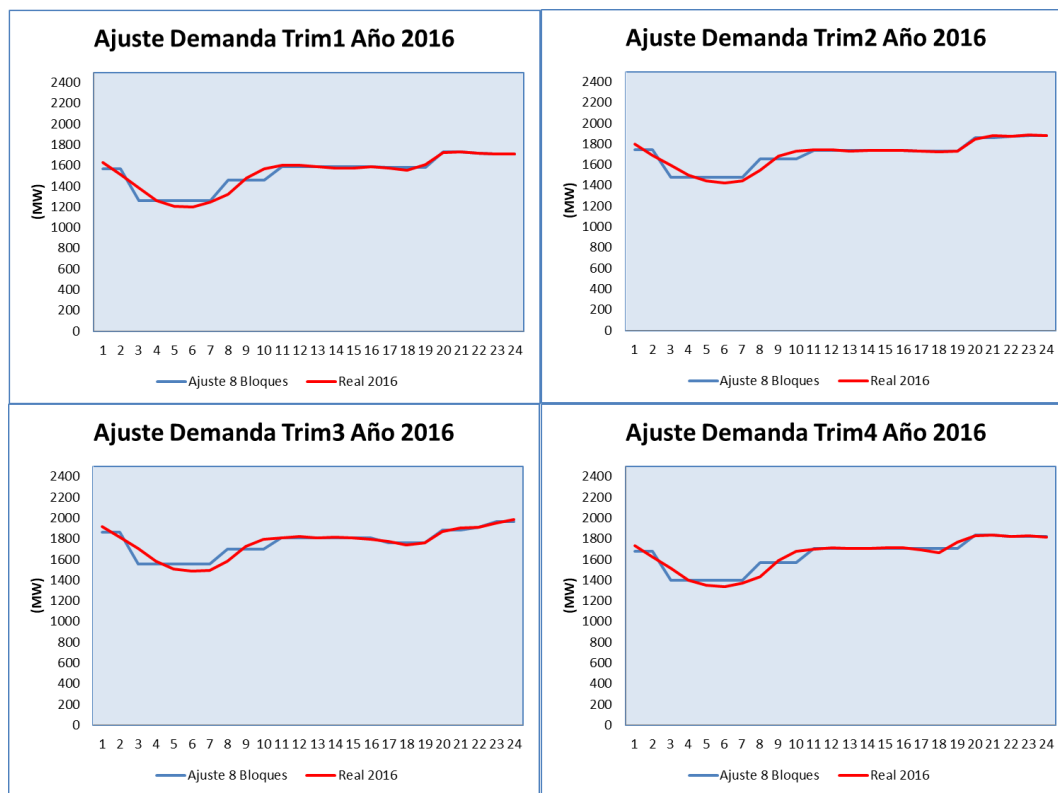


Figura 1: Ajuste de la demanda en ocho bloques horarios por trimestre

La distribución geográfica de la demanda se muestra en las Tablas N°2 y N°3. En la Tabla N°4 se incluye la potencia máxima instalada en centrales generadoras. Para la distribución nodal de la demanda se utilizaron 34 nodos cuya distribución trimestral de energía se muestra en la Tabla N°3.

Tabla 2: Distribución geográfica del consumo de energía

Zona	Anual
RD_Centro	4%
RD_Centro_Norte	19%
RD_Centro_Sur	53%
RD_NorEste	5%
RD_NorOeste	2%
RD_SurEste	12%
RD_SurOeste	4%
Total	100%

Tabla 3: Distribución nodal del consumo de energía

Nodo	Trim1	Trim2	Trim3	Trim4	Anual
BChica_138	3.0%	2.9%	2.8%	2.7%	2.8%
Bonao_138	3.1%	3.2%	3.4%	4.4%	3.6%
CCabral_138	1.8%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Dajabon_138	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%
ElSeibo_138	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
EPina	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Guanito	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%
Higüey_138	0.6%	1.1%	1.3%	1.3%	1.1%
HMayor	0.5%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%
JDolio_138	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Km15Azua_138	1.4%	1.3%	1.3%	1.3%	1.4%
LaLuisa_138	0.4%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%
LaRomana_138	3.1%	2.7%	2.6%	2.6%	2.7%
LCocos_138	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
LMdFarfan	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Moncion_138	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Montecristi_138	0.6%	0.6%	0.6%	0.5%	0.6%
Nagua_138	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
Palenque_138	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
Pimentel_138	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Pizarrete_138	1.7%	1.8%	1.8%	1.9%	1.8%
PPlata_138	3.4%	3.4%	3.4%	3.2%	3.4%
Salcedo_138	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Samana_138	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
Sanchez_138	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Santiago	15.9%	15.9%	16.2%	15.6%	15.9%
SCristobal_138	0.9%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
SDomingo	49.8%	50.0%	49.5%	49.6%	49.7%
SFM_138	2.9%	3.0%	3.0%	2.9%	2.9%
SJuan	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
SPM_138	3.9%	3.8%	3.9%	3.9%	3.9%
SRodriguez_138	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
Valdesia_138	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
VMao_138	0.6%	0.6%	0.7%	0.6%	0.6%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Tabla 4: Distribución geográfica de la demanda y potencia instalada de centrales generadoras

Zona	Nodo	Demanda Media (MW)	Potencia Instalada (MW)
RD_Centro	Bonao_138	66	423
	PBlanca_138		
	PBlanca_230		
	PDVC_230		
RD_Centro_Norte	Quisqueya_230	360	389
	PPlata_138		
RD_Centro_Sur	Santiago	992	1122
	Aguacate_138		
	Jigüey_138		
	Palenque_138		
	Pizarrete_138		
	SCristobal_138		
	SDomingo		
Valdesia_138			
RD_NorEste	Nagua_138	102	79
	Pimentel_138		
	Salcedo_138		
	Samana_138		
	Sanchez_138		
	SFM_138		
RD_NorOeste	Dajabon_138	40	52
	Moncion_138		
	Montecristi_138		
	SRodriguez_138		
	VMao_138		
RD_SurEste	AAInterconexion_138	227	700
	AESAndres_138		
	BChica_138		
	ElSeibo_138		
	Higüey_138		
	HMayor		
	JDolio_138		
	LaLuisa_138		
	LaRomana_138		
	SPM_138		
RD_SurOeste	CCabral_138	83	439
	EPina		
	Guanito		
	Km15Azua_138		
	LCocos_138		
	LMdFarfan		
	MRio_138		
	DRodriguez		
	Magueyal		
	SJuan		
Total		1870	3204
Demanda Máxima proyectada 2017		2460	
Relación Potencia Instalada/Demanda Máxima		1.30	

Se observa que la mayor parte de la demanda se concentra en las zonas Centro Sur y Centro Norte con un 53% y 19% de la demanda respectivamente.

3.2.2 Representación de centrales existentes

Las centrales generadoras existentes se modelaron con la información proporcionada por el Organismo Coordinador.

3.2.2.1 Centrales hidroeléctricas

Debido a que no se cuenta con la información de caudales afluentes, entregas a riego y agua potable, las centrales hidroeléctricas se han representado con la estadística de generación media. Las centrales Aguacate, Jigüey, Río Blanco, Rincon, Sabaneta, Tavera, Valdesia y Hatillo se consideran con capacidad de regulación para simular la operación típica del parque hidroeléctrico.

En la Figura N°2 se presenta un gráfico en el cual se presenta el despacho promedio por bloque, del total de las centrales hidroeléctricas, resultante de la simulación del año 2018, del despacho real del año 2016 y la demanda proyectada promedio para el año 2018.

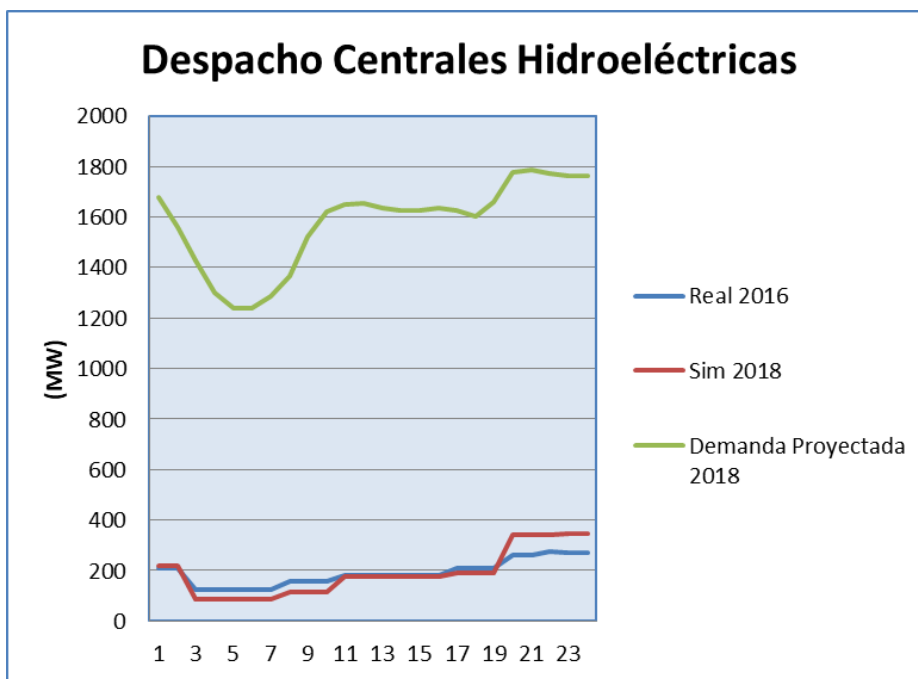


Figura 2: Despacho centrales hidroeléctricas y demanda

Se observa que el despacho simulado sigue la misma tendencia del despacho real, aumentando de 20 a 24 horas y disminuyendo de 3 a 10 horas, manteniéndose prácticamente igual en las horas 1 y 11 a 19. Es importante mencionar que a medida que la demanda crece y aumenta el aporte de centrales solares fotovoltaicas, se necesita un menor aporte hidroeléctrico en horas de día y un mayor aporte en horas de mayor demanda.

En la Tabla N°5 se presentan las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares existentes con los parámetros técnicos utilizados en el plan de obras.

Tabla 5: Centrales hidroeléctricas, eólicas, biomasa y solares existentes

Central	Tecnología	Capacidad de Regulación	Potencia Máxima (MW)
Aguacate	Hidro	Si	51.7
AnianaVargas	Hidro		0.7
DomingoRodriguez	Hidro		3.6
Jiguey	Hidro	Si	92.0
Jimenoa	Hidro		7.5
LopezAngostura	Hidro		16.9
LasBarias	Hidro		0.9
LasDamas	Hidro		7.5
LosToros	Hidro		9.7
Magueyal	Hidro		3.2
Moncion	Hidro		52.0
Pinalito	Hidro		50.0
RioBlanco	Hidro	Si	25.0
Rincon	Hidro	Si	10.1
Sabaneta	Hidro	Si	6.4
SabanaYegua	Hidro		13.0
Tavera	Hidro	Si	96.0
Valdesia	Hidro	Si	54.0
Hatillo	Hidro	Si	8.5
BrazoDerecho	Hidro		2.7
Palomino	Hidro		40.0
LosCocos_I	Eolica		32.0
QuilvioCabrera_I	Eolica		8.2
LosCocos_II	Eolica		52.0
Larimar	Eolica		99.0
San Pedro Bioenergy	Biomasa		30.0
SolarMontePlata	Solar		30.0

En la Tabla N°6 se presenta potencia media en MW/trimestre utilizada en el plan de obras. Estos valores corresponden al valor promedio de la estadística de generación utilizada en el Programa de Largo Plazo del Organismo Coordinador.

Tabla 6: Potencia media de estadística de generación (MW/Trimestre)

Central	Trim1	Trim2	Trim3	Trim4
Aguacate	17.63	17.45	19.46	17.47
AnianaVargas	0.07	0.08	0.05	0.07
DomingoRodriguez	0.98	1.05	1.65	1.63
Hatillo	7.26	7.51	7.28	6.90
Jigüey	23.96	25.25	30.27	28.69
Jimenoa	4.39	5.80	4.91	5.39
LopezAngostura	9.84	11.70	10.46	8.60
LasBarias	0.42	0.40	0.34	0.35
LasDamas	5.94	5.61	4.66	5.59
LosToros	5.58	4.59	4.89	5.34
Magueyal	0.94	0.96	1.04	0.98
Moncion	17.27	20.87	23.42	23.58
Pinalito	9.70	13.65	14.61	14.70
RioBlanco	13.90	16.16	15.93	16.11
Rincon	2.42	3.66	2.37	2.21
Sabaneta	2.67	2.88	4.20	4.66
SabanaYegua	7.68	6.85	7.45	8.91
Tavera	26.07	41.61	27.09	27.71
Valdesia	7.16	7.28	13.58	9.07
BrazoDerecho	0.24	0.24	0.14	0.28
Palomino	8.61	13.72	18.52	17.26

3.2.2.2 Centrales solares

Para la central solar Monte Plata se utilizó la generación horaria disponible del año 2016 (con 30 MW), para construir una curva de generación horaria típica promedio anual. El factor de planta resultante es de un 17,7%. En la Figura N°3 se muestra el ajuste utilizado.

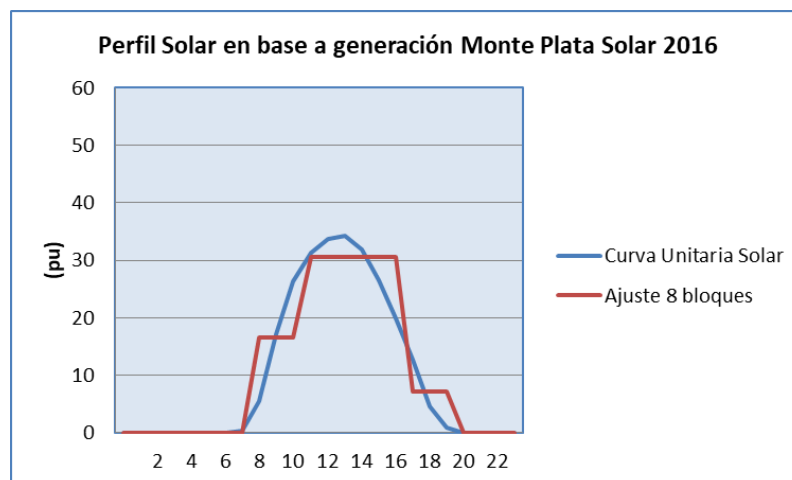


Figura 3: Perfil solar

3.2.2.3 Centrales eólicas

Para las centrales eólicas se utilizó la generación real informada por el Organismo Coordinador, años 2013 a 2016 para los Cocos I, año 2016 para Larimar y año 2016 para Quilvio Cabrera I. Los perfiles horarios (Hor) de estas centrales para las tres condiciones de viento simuladas (Viento Bajo, Medio y Alto) se presentan en las Figuras N° 4 a 6. Se incluyen también en estas figuras los perfiles por bloque (Blo) y condición de viento representados en el modelo de expansión.

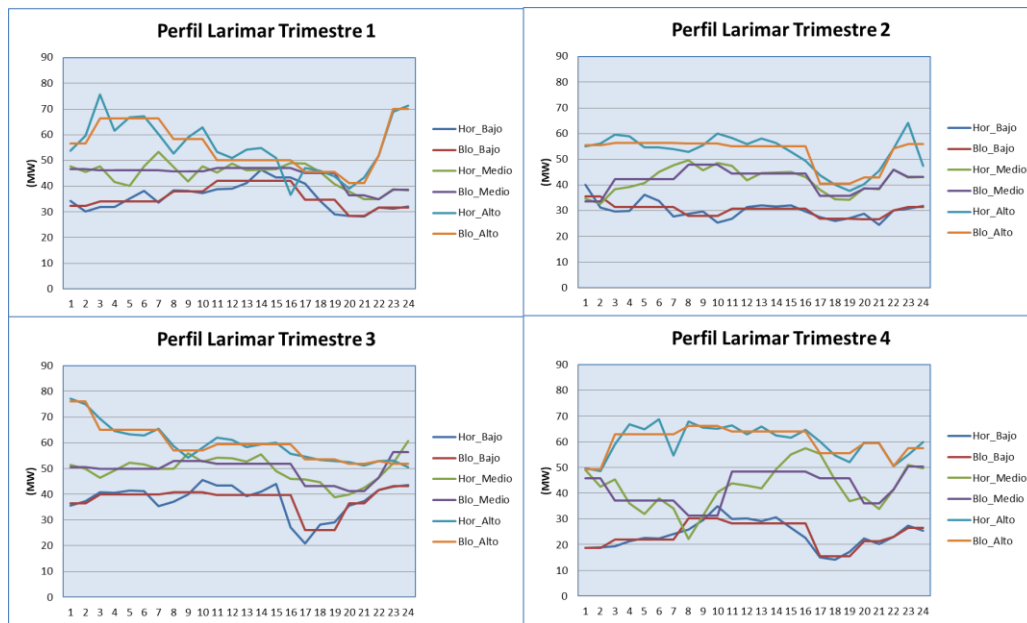


Figura 4: Perfiles Larimar

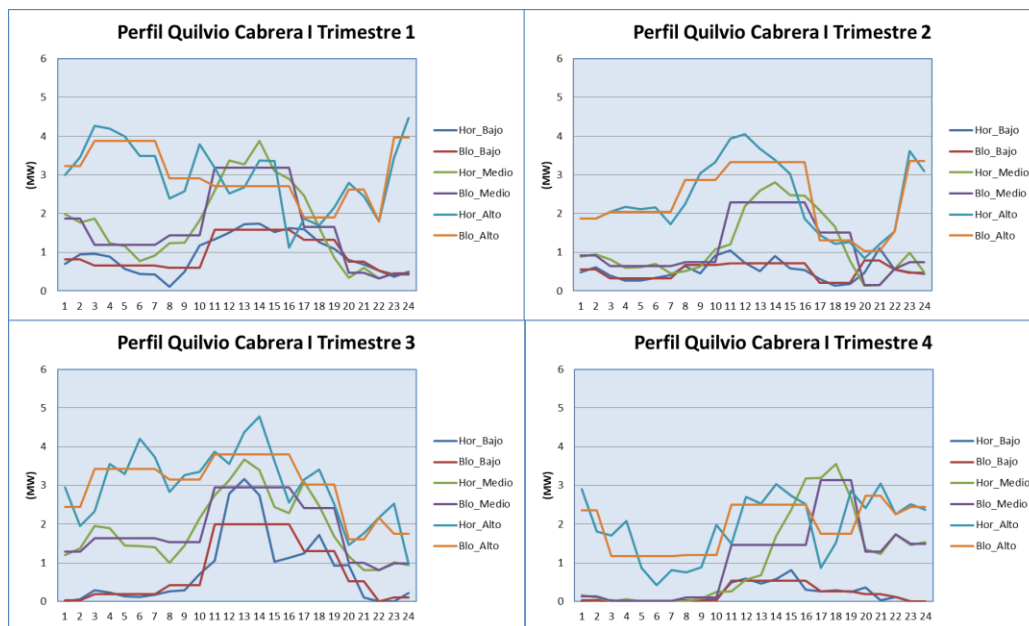


Figura 5: Perfiles Quilvio Cabrera I

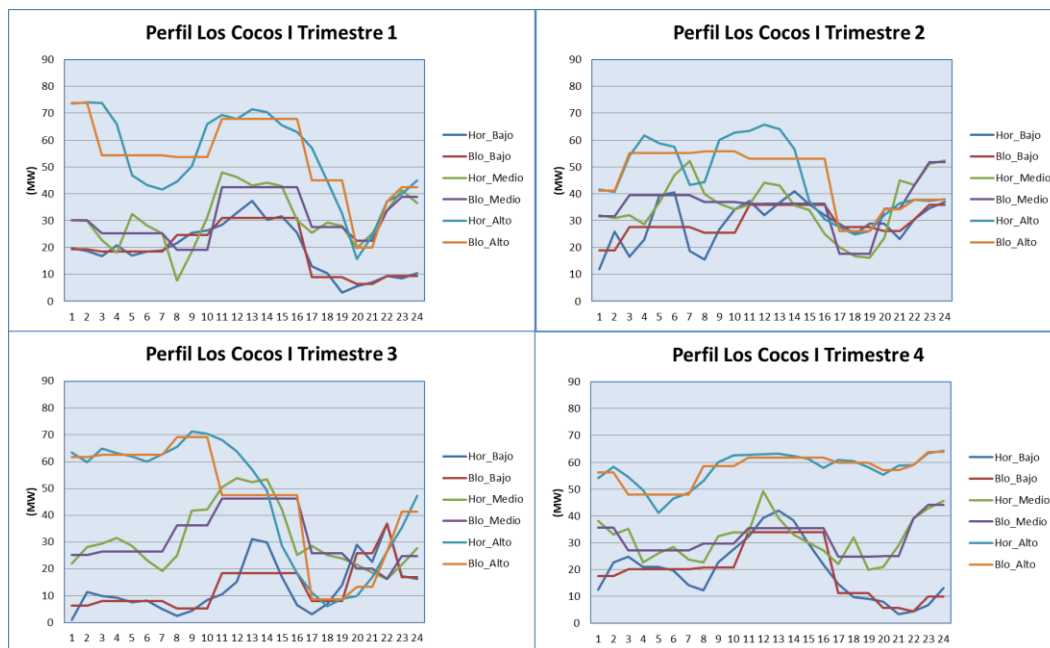


Figura 6: Perfiles Los Cocos I

Para seleccionar las tres condiciones de viento se utilizó el siguiente procedimiento:

- Se determina la energía diaria del conjunto de centrales en cada trimestre
- Se normalizan los valores utilizando el valor máximo
- Se ordenan los valores normalizados de menor a mayor en cada trimestre (curva de duración)

- Se determina el mejor ajuste con tres tramos a la curva de duración
- Cada tramo representa una condición de viento: Bajo, Medio y Alto
- Una vez determinada la cantidad de días de cada condición de viento, se procede a seleccionar, para cada central, dos perfiles diarios en torno al valor promedio de cada condición de viento
- Se determina el perfil representativo como el promedio de los dos perfiles seleccionados y se ajusta de modo de que corresponda a la energía promedio del tramo

En la Figura N°7 se muestra el ajuste a la curva de duración del segundo trimestre.

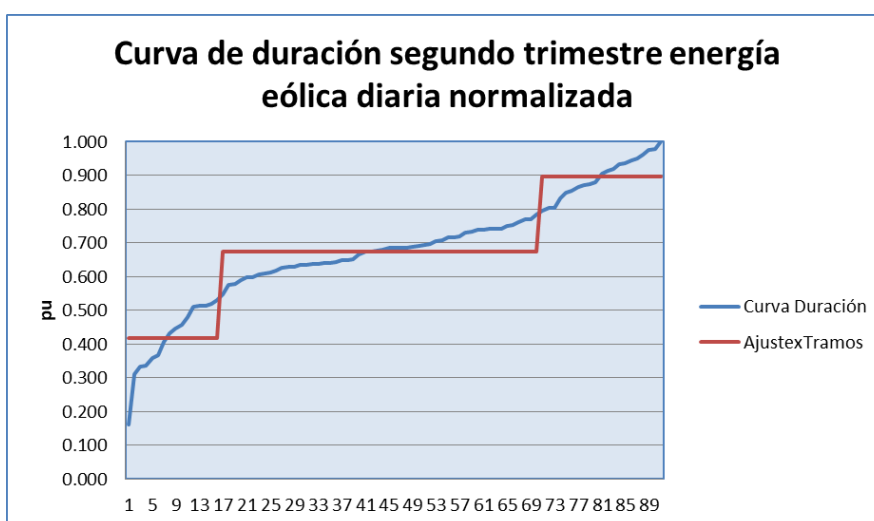


Figura 7: Ajuste curva de duración energía eólica diaria segundo trimestre

En este caso se obtiene la siguiente tabla (N°7) con la cantidad de días y probabilidad de cada condición de viento.

Tabla 7: Cantidad de días y probabilidad de condiciones de viento segundo trimestre

Condición de Viento	Tramo	Cantidad de días	Probabilidad de ocurrencia (%)
Bajo	1	16	18
Medio	2	54	59
Alto	3	21	23
Total		91	100

3.2.2.4 Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas se representan con su potencia máxima, precio de combustible, costo variable no combustible, consumo específico, indisponibilidad forzada y mantenimientos programados.

En la Tabla N°8 se presentan las centrales termoeléctricas existentes con los parámetros técnicos utilizados en el plan de obras. En la Tabla N°9 se presenta el programa de mantenimiento típico utilizado. Corresponde a elaboración propia considerando la información recibida y la experiencia del Consultor.

Tabla 8: Centrales termoeléctricas existentes

Central	Tecnología	Potencia Máxima (MW)	Precio Combustible (*)	CVNC (US\$/MWh)	Consumo Específico (*)	Indisponibilidad Forzada
LosMina_CC	Gas_Natural	336.0	5.8	2.0	7.6	3.0%
AESAndres	Gas_Natural	294.8	5.3	0.8	7.6	7.5%
EstrellaDelMar2_GN	Gas_Natural	105.4	7.9	2.5	7.2	0.0%
BarahonaCarbon	Carbon	43.2	76.5	5.3	0.6	5.9%
Itabo_1	Carbon	120.1	80.5	5.1	0.5	8.4%
Itabo_2	Carbon	120.2	80.5	4.2	0.4	7.3%
CEPP_1	FuelOil_N6	10.1	1.2	3.3	67.2	0.4%
CEPP_2	FuelOil_N6	32.0	1.2	3.1	64.4	0.2%
LaVega	FuelOil_N6	60.0	1.2	3.0	61.0	0.0%
MetalDom	FuelOil_N6	34.1	1.1	2.2	62.2	0.0%
MonteRio	FuelOil_N6	81.4	1.2	2.8	57.9	0.0%
IncaKM22	FuelOil_N6	10.5	1.3	3.3	63.0	0.0%
Palamara	FuelOil_N6	75.0	1.2	2.9	60.3	0.0%
Pimentel_1	FuelOil_N6	20.0	1.2	3.0	60.6	0.0%
Pimentel_2	FuelOil_N6	18.0	1.2	3.0	60.8	0.0%
Pimentel_3	FuelOil_N6	40.0	1.2	2.8	56.7	0.0%
Bersal	FuelOil_N6	14.5	1.3	3.3	62.6	0.1%
EstrellaDelMar2_FO	FuelOil_N6	105.4	1.0	2.2	54.7	0.0%
SultanaDelEste_FO	FuelOil_N6	57.7	1.2	2.7	55.7	3.0%
Quisqueya_1_FO	FuelOil_N6	124.0	1.2	2.2	51.5	3.0%
Quisqueya_2_FO	FuelOil_N6	205.0	1.2	0.6	52.3	3.0%
LosOrigenes_FO	FuelOil_N6	46.5	1.2	1.4	56.8	3.0%
HainaTGas	FuelOil_N2	62.1	1.7	3.0	89.8	31.5%
RioSanJuan	FuelOil_N2	1.3	1.9	4.7	82.0	100.0%
SanFelipe	FuelOil_N2	163.2	1.5	6.4	71.6	32.1%
CESPM_1_FO	FuelOil_N6	85.0	1.3	5.0	65.8	19.7%
CESPM_2_FO	FuelOil_N6	83.8	1.3	4.9	64.4	30.0%
CESPM_3_FO	FuelOil_N6	87.6	1.3	4.4	57.5	18.8%
CESPM_1_GN	Gas_Natural	85.0	8.0	5.0	8.6	5.0%
CESPM_2_GN	Gas_Natural	83.8	8.0	4.9	8.5	5.0%
CESPM_3_GN	Gas_Natural	87.6	8.0	4.4	7.6	5.0%
LosOrigenes_GN	Gas_Natural	46.5	8.0	0.5	7.5	3.0%
SultanaDelEste_GN	Gas_Natural	57.7	8.0	2.7	7.3	3.0%
Quisqueya_1_GN	Gas_Natural	124.0	8.0	2.2	6.8	3.0%
Quisqueya_2_GN	Gas_Natural	205.0	8.0	0.6	6.9	3.0%
SPBioEnergy	Biomasa	30.0	0.0	0.0	1.0	8.0%

(*): Precio de combustible y Consumo Específico: Gas Natural US\$/MMBtu y MMBtu/MWh, FuelOil N2,N6 US\$/Galón y Galones/MWh, Carbón US\$/TonEq y TonEq/MWh

Tabla 9: Programa de mantenimiento típico en días por trimestre

Central	Trim1	Trim2	Trim3	Trim4
AESAndres	20	0	0	0
BarahonaCarbon	0	0	0	25
CEPP_1	15	0	0	0
CEPP_2	0	15	0	0
HainaTGas	15	0	0	0
Itabo_1	0	0	25	0
Itabo_2	0	0	0	31
LaVega	15	0	0	0
MetalDom	0	15	0	0
MonteRio	25	0	0	0
Palamara	15	0	0	0
Pimentel_1	15	0	0	0
Pimentel_2	0	15	0	0
Pimentel_3	0	0	0	15
SanFelipe	0	0	25	0
CESPM_1_FO	0	0	0	15
CESPM_2_FO	15	0	0	0
CESPM_3_FO	0	0	0	15
CESPM_1_GN	0	0	0	15
CESPM_2_GN	15	0	0	0
CESPM_3_GN	0	0	0	15
LosMina_CC	0	0	0	15
SultanaDelEste_FO	0	0	0	15
SultanaDelEste_GN	0	0	0	15
PuntaCatalina_1	0	25	0	0
PuntaCatalina_2	0	0	25	0
Quisqueya_1_FO	15	0	0	0
Quisqueya_2_FO	0	0	0	15
Quisqueya_1_GN	15	0	0	0
Quisqueya_2_GN	0	0	0	15
LosOrigenes_FO	0	15	0	0
LosOrigenes_GN	0	0	15	0
Bersal	0	15	0	0
IncaKM22	15	0	0	0
EstrellaDelMar2_FO	0	0	0	15
EstrellaDelMar2_GN	0	0	0	15

3.2.3 Representación de centrales en construcción o con fecha de entrada en servicio definida

Se incluyeron como proyectos en construcción o con fecha de entrada en servicio definida de puesta en servicio los siguientes proyectos: PuntaCatalina_1, PuntaCatalina_2, MCristi Solar, WCEnergyPark Solar, Agua Clara, Los Guzmancitos, PPlata Imbert Maimon, Canoa Solar, Matafongo y Guanillo.

Debido a que no se recibió información de mediciones de viento y radiación solar que permitieran elaborar perfiles para los proyectos eólicos y solares, a los proyectos solares se les asignó el perfil de Monte Plata Solar y a los proyectos eólicos se les asignaron perfiles de las centrales Larimar, Los Cocos años 2013 a 2016 y Quilvio Cabrera como se indica en la Tabla N°10. Para asignar estos perfiles se utilizó la información del informe (World Watch Institute, 2011) considerando los factores de planta y ubicación de los recursos.

Tabla 10: Asignación de perfiles eólicos y solares

Proyecto	Nodo	Potencia (MW)	Perfil Asignado
Matafongo	SJuan	34	Larimar
PPlataImbert_Maimon	PPlata_138	46	LosCocos_I_2016
AguaClara	Santiago	50	LosCocos_I_2016
LosGuzmancitos	Santiago	48	LosCocos_I_2016
Guanillo	Santiago	50	LosCocos_I_2016
LosCocos_I	LCocos_138	32	LosCocos_I_2015
LosCocos_II	LCocos_138	52	LosCocos_I_2015
QuilvioCabrera_II	CCabral_138	44	QuilvioCabrera_I

Los perfiles de LosCocos_I_2013 a LosCocos_I_2016 se determinaron utilizando la generación real de Los Cocos I de los años 2013 a 2016.

La central Punta Catalina se modeló con los parámetros que se presentan en la Tabla N°11.

Tabla 11: Parámetros Central Punta Catalina

Unidad	Tecnología	Potencia Máxima (MW)	Precio Combustible (US\$/Ton)	CVNC (US\$/MWh)	Consumo Específico (Ton/MWh)	Indisponibilidad Forzada
PuntaCatalina_1	Carbon	376.0	74.0	4.0	0.4	6%
PuntaCatalina_2	Carbon	376.0	74.0	4.0	0.4	6%

Se ha considerado adicionalmente que las centrales CESP 1, 2 y 3, Los Orígenes, Quisqueya 1 y 2 y Sultana del Este se acondicionan para quemar Gas Natural en el año 2022.

3.2.4 Representación de centrales candidatas

Las centrales candidatas se representaron por proyectos continuos para el caso de proyectos solares y eólicos. En el caso de proyectos eólicos se incluyeron restricciones de potencial en base a estudio previo IRENA Remap 2016.

Al igual que los proyectos en construcción, a los proyectos candidatos eólicos y solares se asignaron perfiles de las centrales existentes como se indica en la Tabla 12.

Tabla 12: Centrales candidatas eólicas y solares

Proyecto	Nodo	Perfil Asignado	Potencial (MW)		Costo Inversión (US\$/kW)	COMA (US\$/kW/Año)	Vida útil (Años)
			2025	2030			
EolCCabral	NodoEolCCabral	Larimar	500	750	1700	40	20
EolHigüey	Higüey_138	QuilvioCabrera_I	250	450	1700	40	20
EolKm15Azua	NodoEolKm15Azua	LosCocos_I_2014	500	750	1700	40	20
EolMontecristi	NodoEolMontecristi	LosCocos_I_2013	550	750	1700	40	20
EolPPlata	NodoEolPPlata	LosCocos_I_2016	500	600	1700	40	20
EolSamana	Samana_138	QuilvioCabrera_I	250	450	1700	40	20
Solar_Nor	Santiago	MontePlataSolar	S/R	S/R	1550	34	25
Solar_cen	Bonao_138	MontePlataSolar	S/R	S/R	1550	34	25
Solar_Sur	Sdomingo	MontePlataSolar	S/R	S/R	1550	34	25

Para el caso de centrales operando con combustibles fósiles se han considerado proyectos en la zona noroeste y en la zona suroeste. En las Tabla N°13 y 14 se presentan los proyectos considerados.

Tabla 13: Proyectos candidatos combustibles fósiles

Proyecto	Nodo	Potencia Máxima (MW)	Precio Combustible (US\$/MMBtu)	CVNC (US\$/MWh)	Consumo Específico (MMBtu/MWh)	Indisponibilidad Forzada
GNL_Nor_1	TerGNLNorte	300	8.0	2.5	6.5	3%
GNL_Nor_2	TerGNLNorte	300	8.0	2.5	6.5	3%
GNL_Nor_3	TerGNLNorte	300	8.0	2.5	6.5	3%
Motor_GNL_Nor_1	TerGNLNorte	150	8.0	4.0	6.8	3%
Motor_GNL_Nor_2	TerGNLNorte	150	8.0	4.0	6.8	3%
GNL_Sur_1	TerGNLSur	300	8.0	2.5	6.5	3%
GNL_Sur_2	TerGNLSur	300	8.0	2.5	6.5	3%
GNL_Sur_3	TerGNLSur	300	8.0	2.5	6.5	3%
Motor_GNL_Sur_1	TerGNLSur	150	8.0	4.0	6.8	3%
Motor_GNL_Sur_2	TerGNLSur	150	8.0	4.0	6.8	3%
Pro_Nor_1	TerGNLNorte	300	9.6	2.5	6.5	3%
Pro_Nor_2	TerGNLNorte	300	9.6	2.5	6.5	3%
Pro_Nor_3	TerGNLNorte	300	9.6	2.5	6.5	3%
Pro_Sur_1	TerGNLSur	300	9.6	2.5	6.5	3%
Pro_Sur_2	TerGNLSur	300	9.6	2.5	6.5	3%
Pro_Sur_3	TerGNLSur	300	9.6	2.5	6.5	3%

Tabla 14: Proyectos candidatos combustibles fósiles (continuación)

Proyecto	Tecnología	Costo Inversión (US\$/kW)	COMA (US\$/kW/Año)	Vida útil (Años)
GNL_Nor_1	Gas Natural	2200	30	30
GNL_Nor_2	Gas Natural	1200	30	30
GNL_Nor_3	Gas Natural	1200	30	30
Motor_GNL_Nor_1	Gas Natural	900	35	30
Motor_GNL_Nor_2	Gas Natural	900	35	30
GNL_Sur_1	Gas Natural	2200	30	30
GNL_Sur_2	Gas Natural	1200	30	30
GNL_Sur_3	Gas Natural	1200	30	30
Motor_GNL_Sur_1	Gas Natural	900	35	30
Motor_GNL_Sur_2	Gas Natural	900	35	30
Pro_Nor_1	Propano	1700	30	30
Pro_Nor_2	Propano	1200	30	30
Pro_Nor_3	Propano	1200	30	30
Pro_Sur_1	Propano	1700	30	30
Pro_Sur_2	Propano	1200	30	30
Pro_Sur_3	Propano	1200	30	30

Para los proyectos a gas natural se consideran dos terminales de regasificación con costos de US\$ 300 Millones cada uno, cuyo costo ha sido incluido en la primera unidad generadora a instalar incorporando restricciones de precedencia. En el caso del gas propano, también se considera un terminal en el norte y otro en el sur, con costos de US\$ 150 Millones cada uno, asociados a la primera unidad a instalar incluyendo restricciones de precedencia.

3.2.5 Representación del sistema de transmisión

El sistema de transmisión existente se ha representado con 45 nodos y 54 líneas. Se han incorporado 9 nodos y 35 líneas candidatas para ampliar el sistema de transmisión y permitir la conexión de centrales candidatas. En las tablas 15 y 16 se presentan las líneas existentes y candidatas.

Tabla 15: Representación sistema de transmisión existente

Línea	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Flujo Máximo (MW)	Circuitos	Tramos de Pérdidas
L1_AAInterconexion_138_AESAndres_138	0.004	0.030	349	1	3
L1_AAInterconexion_138_LaLuisa_138	0.003	0.014	317	1	3
L1_AAInterconexion_138_SPM_138	0.011	0.061	317	1	3
L1_Aguacate_138_Jigüey_138	0.008	0.035	158	1	3
L1_BChica_138_SPM_138	0.013	0.075	317	1	3
L1_Bonao_138_Santiago	0.046	0.170	136	2	3
L1_CCabral_138_Km15Azua_138	0.048	0.178	136	2	3
L1_DRodriguez_LMDFarfan	0.040	0.148	79	1	3
L1_Guanito_Magueyal	0.095	0.163	79	1	3
L1_Guanito_SJuan	0.126	0.194	45	1	3
L1_Higüey_138_ElSeibo_138	0.020	0.086	158	1	3
L1_JDolio_138_SDomingo	0.018	0.104	317	1	3
L1_JDolio_138_SPM_138	0.004	0.022	317	1	3
L1_Km15Azua_138_MRio_138	0.009	0.036	158	1	3
L1_LaLuisa_138_SPM_138	0.009	0.052	317	1	3
L1_LaRomana_138_Higüey_138	0.020	0.086	158	1	3
L1_LCocos_138_CCabral_138	0.034	0.139	136	1	3
L1_LMDFarfan_EPina	0.043	0.160	68	1	3
L1_Magueyal_Km15Azua_138	0.163	0.251	79	1	3
L1_Moncion_138_SRodriguez_138	0.022	0.094	158	1	3
L1_Montecristi_138_Dajabon_138	0.024	0.102	158	1	3
L1_Nagua_138_Sanchez_138	0.023	0.098	158	1	3
L1_Palénque_138_SDomingo	0.023	0.063	317	1	3
L1_PBlanca_138_SDomingo	0.014	0.113	317	1	3
L1_PBlanca_230_PBlanca_138	0.000	0.058	317	1	3
L1_PDVC_230_PBlanca_230	0.003	0.024	478	1	3

Tabla 16: Representación sistema de transmisión existente (Continuación)

Línea	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Flujo Máximo (MW)	Circuitos	Tramos de Pérdidas
L1_Pimentel_138_Nagua_138	0.024	0.105	158	1	3
L1_Pizarrete_138_Jigüey_138	0.023	0.094	158	1	3
L1_Pizarrete_138_Km15Azua_138	0.043	0.160	136	2	3
L1_Pizarrete_138_Palenque_138	0.015	0.009	317	1	3
L1_Pizarrete_138_Valdesia_138	0.010	0.041	136	1	3
L1_PPlata_138_Santiago	0.017	0.096	317	2	3
L1_Quisqueya_230_PBlanca_230	0.014	0.121	478	1	3
L1_Quisqueya_230_PDVC_230	0.012	0.103	478	1	3
L1_Salcedo_138_SFM_138	0.013	0.055	203	1	3
L1_Sanchez_138_Samana_138	0.020	0.085	158	1	3
L1_Santiago_Montecristi_138	0.055	0.233	158	1	3
L1_Santiago_PBlanca_138	0.022	0.175	317	1	3
L1_Santiago_Salcedo_138	0.007	0.030	203	1	3
L1_Santiago_VMao_138	0.019	0.082	158	1	3
L1_SCristobal_138_Valdesia_138	0.017	0.061	136	1	3
L1_SDomingo_AAInterconexion_138	0.007	0.041	317	2	3
L1_SDomingo_BChica_138	0.008	0.043	317	1	3
L1_SDomingo_Bonao_138	0.040	0.147	136	2	3
L1_SDomingo_Santiago	0.004	0.032	477	1	3
L1_SDomingo_SCristobal_138	0.014	0.053	136	1	3
L1_SDomingo_Valdesia_138	0.031	0.114	136	1	3
L1_SFM_138_Pimentel_138	0.015	0.066	158	1	3
L1_SJuan_DRodriguez	0.056	0.207	79	1	3
L1_SPM_138_HMayor	0.100	0.367	79	1	3
L1_SPM_138_LaRomana_138	0.025	0.100	158	2	3
L1_SRodriguez_138_Dajabon_138	0.025	0.107	158	1	3
L1_Valdesia_138_Aguacate_138	0.005	0.022	158	1	3
L1_VMao_138_Moncion_138	0.015	0.065	158	1	3

Tabla 17: Líneas de transmisión candidatas

Línea	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Flujo Máximo (MW)	Circuitos	Tramos de Pérdidas	Costo Inversión (US\$/kW)	COMA (US\$/kW/Año)	Vida útil (Años)
L3_SDomingo_Santiago	0.0043	0.0316	477	1	3	189.9	4.7	30
L4_SDomingo_Santiago	0.0043	0.0043	477	1	3	189.9	4.7	30
L2_Pizarrete_138_Palenque_138	0.0398	0.1471	136	1	3	183.8	4.6	30
L2_Palenque_138_SDomingo	0.0398	0.1471	136	1	3	183.8	4.6	30
L2_Pizarrete_138_Km15Azua_138	0.0398	0.1471	136	1	3	183.8	4.6	30
L2_CCabral_138_Km15Azua_138	0.0398	0.1471	136	1	3	183.8	4.6	30
L2_PPlata_138_Santiago	0.0168	0.0955	317	1	3	132.7	4.3	30
L2_Salcedo_138_SFM_138	0.0038	0.0217	317	1	3	55.9	1.4	30
L1_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L2_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L3_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L1_NodoEolCCabral_CCabral_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L2_NodoEolCCabral_CCabral_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L3_NodoEolCCabral_CCabral_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L1_Km15Azua_345_Sdomingo	0.0035	0.0255	450	1	3	168.3	4.2	30
L2_Km15Azua_345_Sdomingo	0.0035	0.0255	450	1	3	168.3	4.2	30
L3_Km15Azua_345_Sdomingo	0.0017	0.0127	900	1	3	118.2	3.0	30
L4_Km15Azua_345_Sdomingo	0.0017	0.0127	900	1	3	118.2	3.0	30
L3_CCabral_345_Km15Azua_345	0.0023	0.0170	450	1	3	125.6	3.1	30
L4_CCabral_345_Km15Azua_345	0.0023	0.0170	450	1	3	125.6	3.1	30
L1_TerGNLSur_Km15Azua_345	0.0010	0.0073	450	1	3	76.7	1.9	30
L2_TerGNLSur_Km15Azua_345	0.0010	0.0073	450	1	3	76.7	1.9	30
L1_Montecristi_345_Santiago	0.0040	0.0291	450	1	3	186.7	4.7	30
L2_Montecristi_345_Santiago	0.0040	0.0291	450	1	3	186.7	4.7	30
L3_Montecristi_345_Santiago	0.0020	0.0146	900	1	3	129.3	3.2	30
L4_Montecristi_345_Santiago	0.0020	0.0146	900	1	3	129.3	3.2	30
L3_PPlata_138_Santiago	0.0168	0.0955	317	1	3	132.7	3.3	30
L1_TerGNLNorte_Montecristi_345	0.0010	0.0073	450	1	3	76.7	1.9	30
L2_TerGNLNorte_Montecristi_345	0.0010	0.0073	450	1	3	76.7	1.9	30
L1_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L2_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L3_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L1_NodoEolPPlata_PPlata_138	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L2_NodoEolPPlata_PPlata_138	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30
L3_NodoEolPPlata_PPlata_138	0.0306	0.1246	158	1	3	141.3	3.5	30

Los costos de transmisión corresponden a elaboración propia, en base a la experiencia del Consultor y previamente consensuados con la contraparte técnica del BID. En la Figura N°8 se presenta un diagrama del sistema de transmisión existente utilizado.

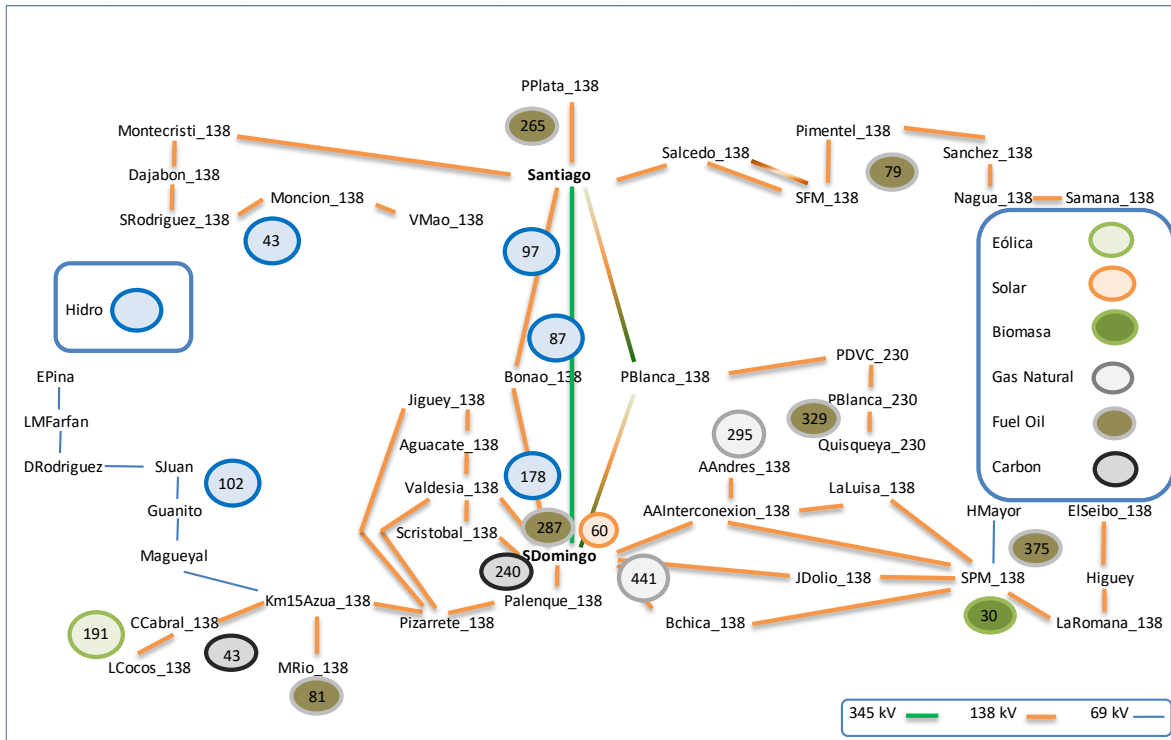


Figura 8: Representación del sistema de transmisión existente

3.2.6 Evolución del precio de los combustibles

La evolución de los precios de los combustibles se ha definido en conjunto con la contraparte técnica del BID, por lo que se ha utilizado la proyección del Informe Annual Energy Outlook 2017 de la U.S. Energy Information Administration (EIA), considerando como precios base los utilizados por el Organismo Coordinador en la programación semanal del 25 al 31 de marzo de 2017. En la Tabla N°18 se presenta la proyección EIA 2017 de los precios de combustibles, en la Tabla N°19 la evolución anual respecto del precio base 2017 y en la Figura N°8 un gráfico de la proyección EIA 2017.

Tabla 18: Proyección de precios de combustibles, Energy Outlook 2017, cifras en US\$/MMBtu

Año	Destilado FO2	Residual FO6	Carbón	Gas Natural	Gas Propano (*)
2017	14.33	9.30	2.18	3.53	8.43
2018	16.22	10.57	2.23	3.81	9.53
2019	17.26	12.65	2.28	4.18	10.15
2020	17.75	13.25	2.31	4.54	10.43
2021	18.10	13.74	2.31	4.57	10.64
2022	18.36	14.12	2.32	4.53	10.79
2023	18.69	14.52	2.33	4.56	10.99
2024	19.00	14.78	2.33	4.68	11.17
2025	19.48	15.41	2.33	4.81	11.45
2026	19.84	15.95	2.33	4.93	11.66
2027	20.04	16.05	2.32	5.05	11.78
2028	20.06	16.09	2.31	5.16	11.79
2029	20.31	16.32	2.30	5.25	11.94
2030	20.75	16.63	2.30	5.29	12.20

(*) Índice Mont Belvieu, Texas promedio de las cotizaciones del primer trimestre 2017, esto es 0.710 US\$/gal equivalente a 8.427 US\$/MMBtu. La proyección supone la misma tasa de crecimiento anual del destilado FO2.

Tabla 19: Evolución de precios de combustibles respecto de precio base 2017

Año	Destilado FO2	Residual FO6	Carbón	Gas Natural	Gas Propano
2018	1.131	1.136	1.023	1.078	1.131
2019	1.204	1.360	1.043	1.183	1.204
2020	1.238	1.425	1.059	1.285	1.238
2021	1.263	1.478	1.061	1.296	1.263
2022	1.281	1.519	1.065	1.284	1.281
2023	1.304	1.561	1.068	1.291	1.304
2024	1.326	1.589	1.069	1.326	1.326
2025	1.359	1.657	1.068	1.362	1.359
2026	1.384	1.716	1.067	1.396	1.384
2027	1.398	1.726	1.064	1.431	1.398
2028	1.399	1.730	1.059	1.461	1.399
2029	1.417	1.755	1.054	1.488	1.417
2030	1.447	1.789	1.053	1.498	1.447

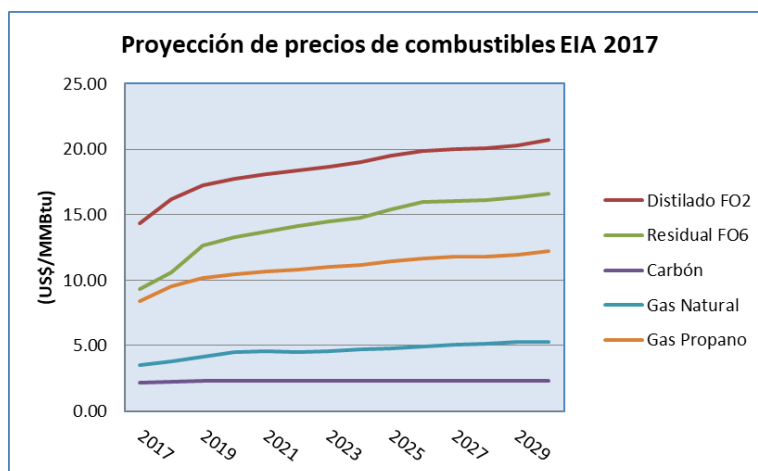


Figura 9: Proyección de precios de combustibles EIA 2017

3.2.7 Evolución de los costos de inversión de proyectos eólicos y solares

Los costos de inversión de los proyectos de generación dependen de una gran cantidad de variables y de cada proyecto específico. Debido a que no se cuenta con la información de proyectos específicos, se ha considerado una evolución esperada de costos de inversión de proyectos eólicos y solares de elaboración propia consensuada con la contraparte técnica del BID. En la Tabla N°20 se presenta la proyección de los costos de inversión Escenarios A y B, y en las figuras N°10 y 11, la evolución de los mismos respecto de los costos base indicados en la Tabla N°20 año 2018.

Tabla 20: Proyección de costos de inversión tecnologías eólica y solar (US\$/kW)

Año	Escenario A		Escenario B	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar
2018	1700	1550	1700	1550
2019	1693	1530	1683	1504
2020	1686	1510	1667	1458
2021	1679	1490	1650	1413
2022	1672	1470	1633	1367
2023	1665	1450	1617	1321
2024	1658	1430	1600	1275
2025	1651	1410	1583	1229
2026	1644	1390	1567	1183
2027	1637	1370	1550	1138
2028	1630	1350	1533	1092
2029	1623	1330	1517	1046
2030	1616	1310	1500	1000

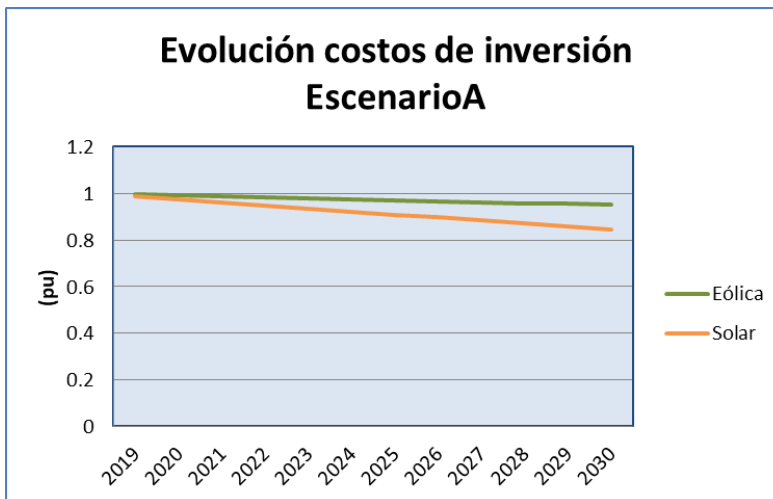


Figura 10: Evolución costos de inversión tecnologías eólica y solar, Escenario A.

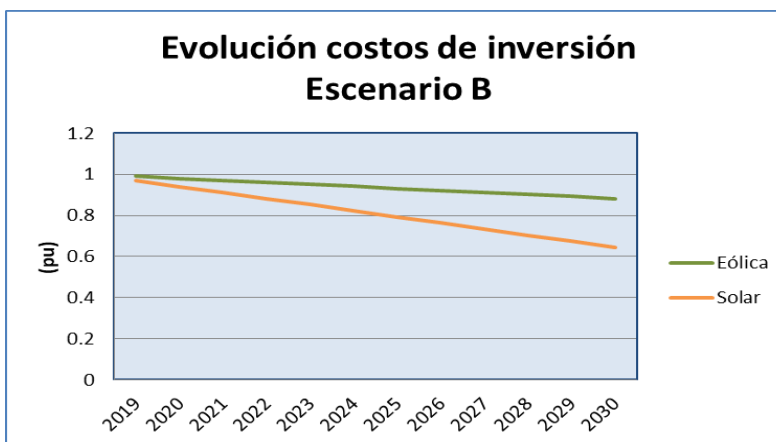


Figura 11: Evolución costos de inversión tecnologías eólica y solar, Escenario B.

La proyección 2018-2030 del consumo de energía para el Escenario A fue consensuada con la contraparte técnica del BID, considerando un crecimiento anual alto de 5% de modo de que se requiera una gran capacidad instalada de energías renovables a los efectos de someter a una alta exigencia el sistema de transmisión. Asimismo, con la contraparte técnica del BID, se consideró que la gestión de demanda, estimada en un 16% en año 2017, se elimina totalmente en un plazo de seis años. De esta forma el consumo del SENI para el año 2017 se proyecta en 15.638 GWh, alcanzando al año 2024 un consumo de 25.525 GWh sin gestión de demanda. Al año 2030 se estima que el consumo del SENI alcanzará 34.206 GWh.

La Tabla 21 muestra la proyección de la demanda para el Escenario A evaluado. Esta tabla también muestra la cuota mínima de energía renovable que se debe alcanzar para cada año. Se impone que el 25% de ERNC se debe alcanzar al año 2030.

Tabla 21: Demanda y Meta ERNC 2030, Escenario A.

Año	Consumo del SENI		Meta ERNC 2030	
	(GWh)	Crecimiento	(GWh)	Participación
2018	16858			
2019	18160	7.7%	728	4%
2020	19551	7.7%	1172	6%
2021	21036	7.6%	1669	8%
2022	22620	7.5%	2220	10%
2023	24309	7.5%	2825	12%
2024	25525	5.0%	3482	14%
2025	26801	5.0%	4194	16%
2026	28141	5.0%	4958	18%
2027	29548	5.0%	5776	20%
2028	31026	5.0%	6648	21%
2029	32577	5.0%	7573	23%
2030	34206	5.0%	8551	25%

La Tabla 22 muestra la proyección de la demanda correspondiente al Escenario B. Las tasas de crecimiento aplicadas a partir de una nueva estimación de consumo para el año 2017, corresponden a la proyección de demanda media entregada por la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, para este escenario se impone que la cuota de 25% de ERNC se debe alcanzar al año 2025.

Tabla 22: Demanda y Meta ERNC 2025, Escenario B.

Año	Consumo del SENI		Meta ERNC 2030	
	(GWh)	Crecimiento	(GWh)	Participación
2017	16205			
2018	17158	6.0%	405	2.5%
2019	18162	5.9%	978	5.7%
2020	19290	5.9%	1616	8.9%
2021	20011	6.2%	2334	12.1%
2022	20743	3.7%	3062	15.3%
2023	21477	3.7%	3837	18.5%
2024	22224	3.5%	4661	21.7%
2025	23082	3.5%	5556	25.0%
2026	23948	3.9%	6001	26.0%
2027	24820	3.8%	6466	27.0%
2028	25699	3.6%	6950	28.0%
2029	26593	3.5%	7453	29.0%
2030	27534	3.5%	7978	30.0%

A continuación se presentan los resultados del plan de expansión para los Escenario A y B evaluados.

3.3 Escenario A

A continuación se presentan los resultados de los casos Base y Meta ERNC 2030 para el Escenario A.

El plan de expansión de generación y transmisión correspondiente al caso Base, considera que todas las tecnologías compiten sin ningún tipo de beneficio, ni obligación de cumplir alguna meta en relación con energías renovables. El plan de expansión del caso Meta ERNC 2030 considera que al 2030 se deben cumplir las metas de energía renovable no convencional indicadas en la Tabla N°21.

El plan de expansión resultante corresponde por lo tanto, al que resulta de minimizar los costos de operación variables, los costos de operación, mantenimiento y administración fijos (COMA), los costos de inversión y los costos de energía no suministrada (valorizados a 450 US\$/MWh), actualizados con una tasa de descuento de 12%.

3.3.1 Costos actualizados

Los costos actualizados de los casos Base y Meta ERNC 2030 de los planes de expansión, periodo 2018-2031 se presentan en la Tabla N°23. En la Tabla N°24 se presenta la participación de los distintos costos en el costo total actualizado.

Tabla 23: Costos actualizados casos Base y Meta ERNC 2030

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2030	Diferencia
Operativo	7,567	7,378	-189
Energía No Suministrada	0	0	0
Inversión y COMA Generación	1,185	1,376	191
Inversión y COMA Transmisión	194	204	9
Total	8,946	8,958	12
Error absoluto	72	72	0
Error (%)	0.8%	0.8%	0.0%
Precio Medio Monómico (US\$/MWh)	101	100	-1
Costo Medio Expansión (US\$/MWh)	60	60	0

Se observa que los costos actualizados entre ambos casos están dentro del margen de error de la solución, el cual se estableció con un valor máximo de 0.8%.

Tabla 24: Costos actualizados casos Base y Meta ERNC 2030

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2030	Participación en el costo total (%)	
			Base	Meta ERNC 2030
Operativo	7,567	7,378	85%	82%
Energía No Suministrada	0	0	0%	0%
Inversión y COMA Generación	1,185	1,376	13%	15%
Inversión y COMA Transmisión	194	204	2%	2%
Total	8,946	8,958	100%	100%

En la Tabla N°24 se puede apreciar que el costo operativo tiene una participación en los costos totales de 85% en el caso Base y baja su participación a 82% en el caso Meta ERNC 2030. El costo de inversión y COMA en generación con una participación de 13% en el caso Base sube a 15% en el caso Meta ERNC 2030. Finalmente, los costos de ampliación del sistema de transmisión alcanzan un 2% en ambos casos.

Es importante señalar como conclusión de este análisis, que el costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo. Esto se debe a que la energía eólica resulta muy competitiva frente a los proyectos a gas natural que mantienen sus costos de inversión en el tiempo, mientras que sus costos de operación aumentan en el tiempo al aumentar los costos de los combustibles.

3.3.2 Plan de expansión de generación

Los planes de expansión de generación resultante para los casos Base y Meta ERNC 2030 se presentan en las Tablas N°25 y 26.

Tabla 25: Plan de expansión de generación caso Base

Proyecto	Zona Geográfica	Tecnología	Base	
			Año	Potencia (MW)
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2022	250
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2023	250
GNL_Nor_1	RD_NorOeste	Gas_Natural	2024	300
GNL_Nor_3	RD_NorOeste	Gas_Natural	2025	300
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2026	250
GNL_Nor_2	RD_NorOeste	Gas_Natural	2026	300
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2027	26
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2028	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2028	250
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2029	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2029	250
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2030	224
GNL_Sur_1	RD_SurOeste	Gas_Natural	2030	300
Total				3200

En la Tabla N°25 se observa que en el plan de expansión no resulta competitiva la energía Solar en el Escenario A. Esto se explica por el bajo factor de planta que tiene el perfil de generación solar que alcanza sólo un 17,7%. Otro aspecto importante de destacar es que la energía Eólica aparece muy competitiva resultando con un nivel de participación muy alto en el caso Base. También es interesante destacar que el Gas Natural se requiere a partir del año 2024, aun cuando se consideró que las centrales CESPM 1, 2 y 3, Los Orígenes, Quisqueya 1 y 2 y Sultana del Este se acondicionan para quemar Gas Natural en el año 2022. Se puede apreciar también que la generación Eólica se instala en primer lugar en la zona Suroeste, mientras que el Gas Natural se instala en primera instancia la Zona Noroeste.

Lo anterior se debe principalmente a que los factores de planta de los parques eólicos del Suroeste son mejores que los de la zona Noroeste (de acuerdo al informe World Watch Institute 2011). Esto también explica por qué en las zonas Noreste y Sureste no resulta generación eólica ya que en estas zonas los factores de planta son aún menores.

Tabla 26: Plan de expansión de generación caso Meta ERNC 2030

Proyecto	Zona Geográfica	Tecnología	Meta ERNC 2030	
			Año	Potencia (MW)
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2022	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2022	109
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2023	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2023	92
GNL_Nor_1	RD_NorOeste	Gas_Natural	2024	300
GNL_Nor_3	RD_NorOeste	Gas_Natural	2024	300
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2026	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2026	46
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2027	250
EolPPlata	RD_Centro_Norte	Eolica	2028	52
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2028	246
GNL_Nor_2	RD_NorOeste	Gas_Natural	2028	300
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2029	226
EolPPlata	RD_Centro_Norte	Eolica	2029	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2029	6
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2030	149
GNL_Sur_1	RD_SurOeste	Gas_Natural	2030	300
GNL_Sur_3	RD_SurOeste	Gas_Natural	2030	300
Total				3677

En la tabla anterior se puede apreciar que la exigencia de lograr una Meta ERNC al 2030 de 25%, considerando solamente proyectos eólicos y solares, resulta en una mayor instalación de energía eólica en el Suroeste y una mayor instalación también de generación a Gas Natural en el Suroeste en relación con el caso Base.

En Tabla 27 se muestran los factores de planta por tecnología.

Tabla 27: Factor de planta por tecnología

Factor de Planta			
Tecnología	2018	2030 Base	2030 Meta ERNC
Hidro	37%	37%	37%
Carbón	82%	82%	82%
Biomasa	92%	92%	92%
Solar	18%	18%	18%
Eolica	40%	36%	40%
Gas Natural	90%	78%	69%
FuelOil N°6	15%	6%	1%
FuelOil N°2	0%	0%	0%
Total	51%	54%	52%

En términos de potencia el sistema pasa de 3,8 TW instalados con un factor de planta total de 51% en el año 2018 a 7,4 TW en el año 2030 caso Base y 7,9 TW caso Meta ERNC en el año 2030, con factores de planta de 54% y 52% respectivamente.

Es importante señalar que la reserva del sistema en el año 2018 se encuentra en generación Fuel Oil N°6 y N°2, mientras que en el año 2030 se encuentra en Fuel Oil N°6, N°2 y Gas Natural. Se debe notar que la reserva en Gas Natural corresponde aproximadamente al cambio de combustible de las centrales mencionadas anteriormente en el año 2022.

En las Figuras N°12 y 13 se presenta un gráfico de la energía generada y de la potencia instalada por tecnología de cada caso respectivamente. En las Figuras N°14 y 15 se muestra un gráfico de la participación de las distintas tecnologías en los años 2018 y 2030 de cada caso. En la Figura N°16 se proyecta las emisiones de CO2 de cada caso.

En la Figura N°12 se puede apreciar el efecto que produce el cambio de combustible de las centrales CEPM, Sultana del Este, Los Orígenes y Quisqueya, en el año 2022, con una reducción importante de la generación con Fuel Oil N°6 y el aumento de la generación con Gas Natural.

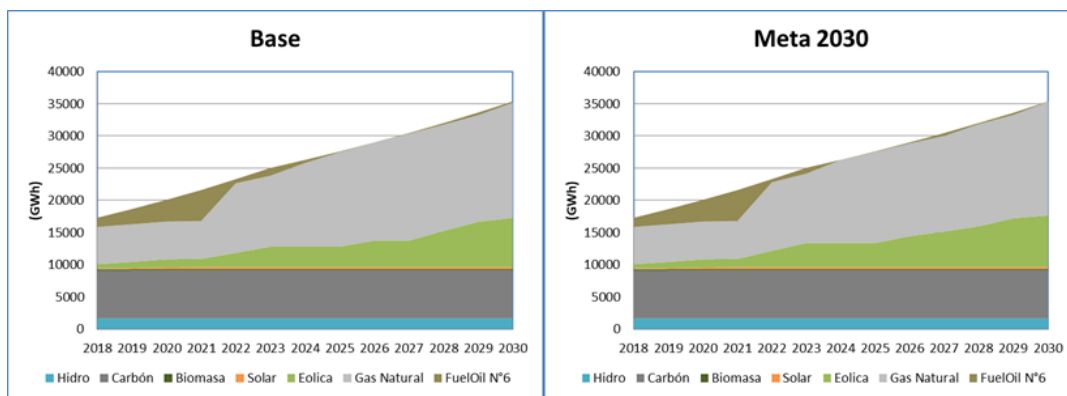


Figura 12: Energía generada por tecnología

También se observa que desaparece completamente la generación con Fuel Oil N°2 y que la generación solar se mantiene constante.

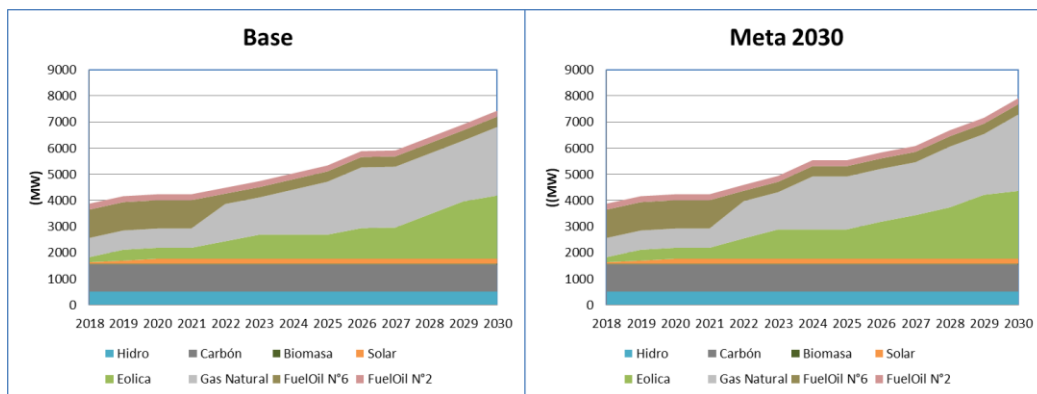


Figura 13: Potencia Instalada por tecnología

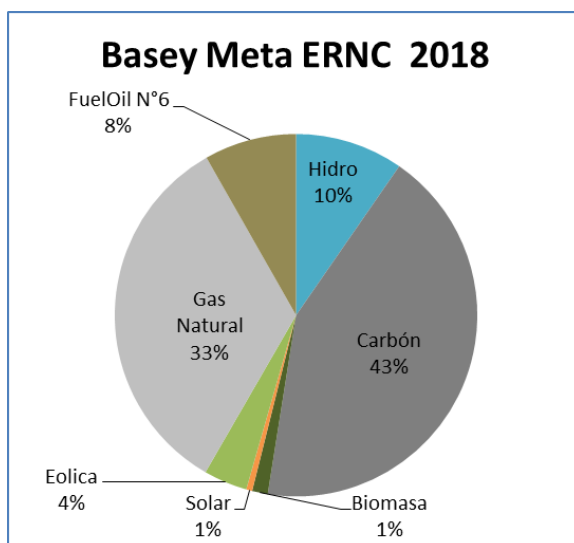


Figura 14: Participación por tecnología energía generada año 2018

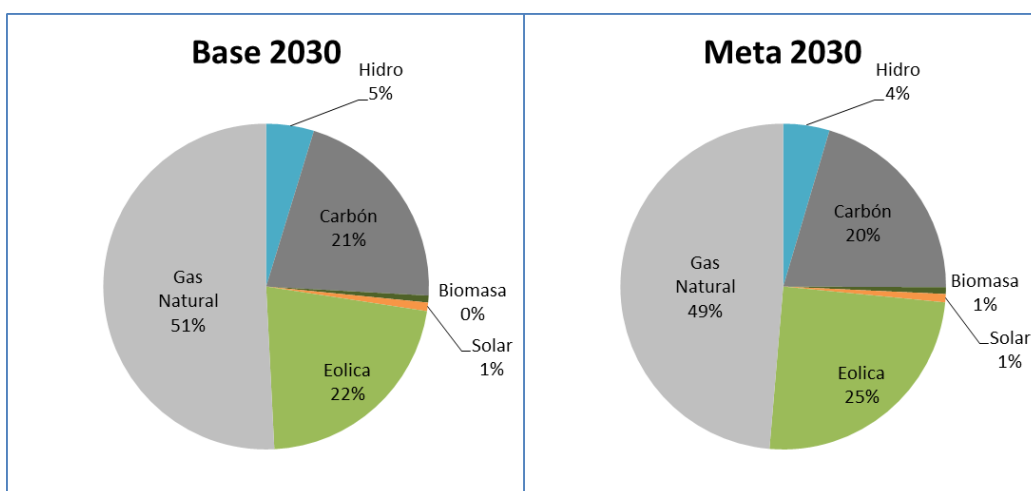


Figura 15: Participación por tecnología energía generada año 2030

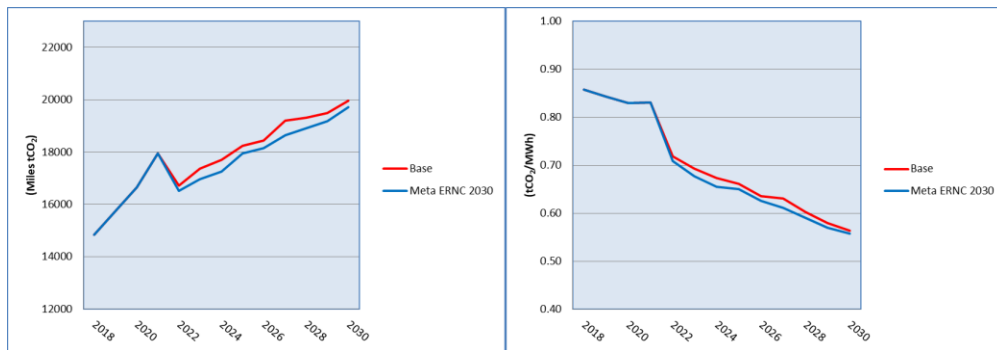


Figura 16: Emisiones CO2

De las figuras anteriores se puede mencionar la pérdida de participación del Carbón frente a la incorporación de generación Eólica y Gas Natural, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh, como se aprecia en el gráfico de la derecha de la Figura N°16. Las emisiones pasan de 0,85 tCO₂/MWh a 0,56 y 054, tCO₂/MWh en los casos Base y Meta ERNC 2030 respectivamente.

Finalmente en la Figura N°17 se presenta el cumplimiento de la Meta ERNC al año 2030 en el caso Meta ERNC 2030. Se aprecia en esta figura, gráfico de la izquierda, que en el caso Base la mayor diferencia se produce en el año 2027.

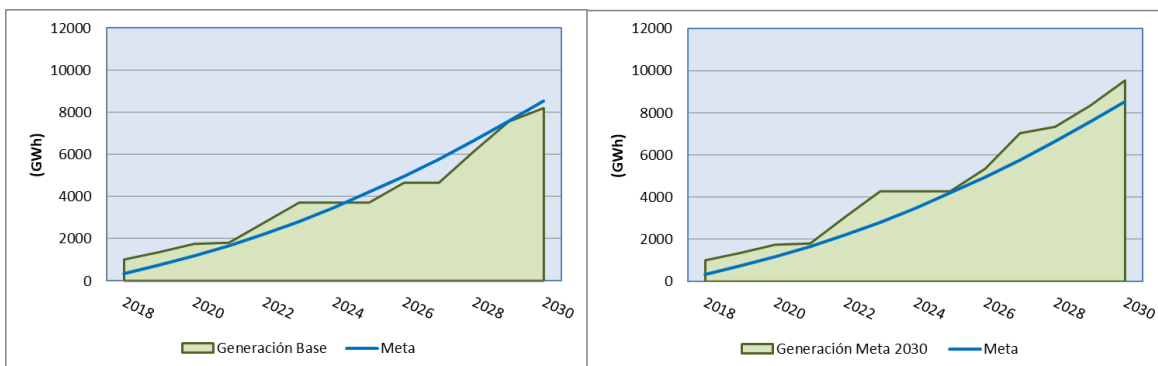


Figura 17: Generación ERNC y el cumplimiento de la meta 25% de ERNC.

3.3.3 Plan de expansión de transmisión

El plan de expansión de transmisión resultante para los casos Base y Meta ERNC 2030 se presenta en la Tabla N°28.

Tabla 28: Planes de expansión de transmisión casos Base y Meta ERNC 2030

Caso Base			Caso Meta ERNC 2030		
Proyecto	Año	Flujo Máximo (MW)	Proyecto	Año	Flujo Máximo (MW)
L1_Km15Azua_345_Sdomingo	2022	158	L1_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2022	158
L1_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2022	450	L2_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2022	158
L1_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2022	450	L3_Km15Azua_345_Sdomingo	2022	900
L1_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2023	158	L4_Ccabral_345_Km15Azua_345	2022	450
L1_TerGNLNorte_Montecristi_345	2024	900	L1_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2023	158
L2_Km15Azua_345_Sdomingo	2024	450	L3_Montecristi_345_Santiago	2024	900
L2_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2025	450	L1_TerGNLNorte_Montecristi_345	2024	450
L2_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2026	158	L2_TerGNLNorte_Montecristi_345	2024	450
L2_TerGNLNorte_Montecristi_345	2028	158	L3_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2026	158
L2_TerGNLSur_Km15Azua_345	2028	450	L3_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2027	158
L3_Ccabral_345_Km15Azua_345	2028	158	L2_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2028	158
L3_Montecristi_345_Santiago	2029	158	L2_NodoEolPPlata_PPlata_138	2028	158
L3_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2029	900	L3_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158
L3_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158	L1_Km15Azua_345_Sdomingo	2030	450
L4_Montecristi_345_Santiago	2030	450	L1_TerGNLSur_Km15Azua_345	2030	450
			L2_TerGNLSur_Km15Azua_345	2030	450
			L2_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2030	158

En las Figura N°18 y 19 se presentan en forma gráfica la expansión de la generación y del sistema de transmisión al año 2030.

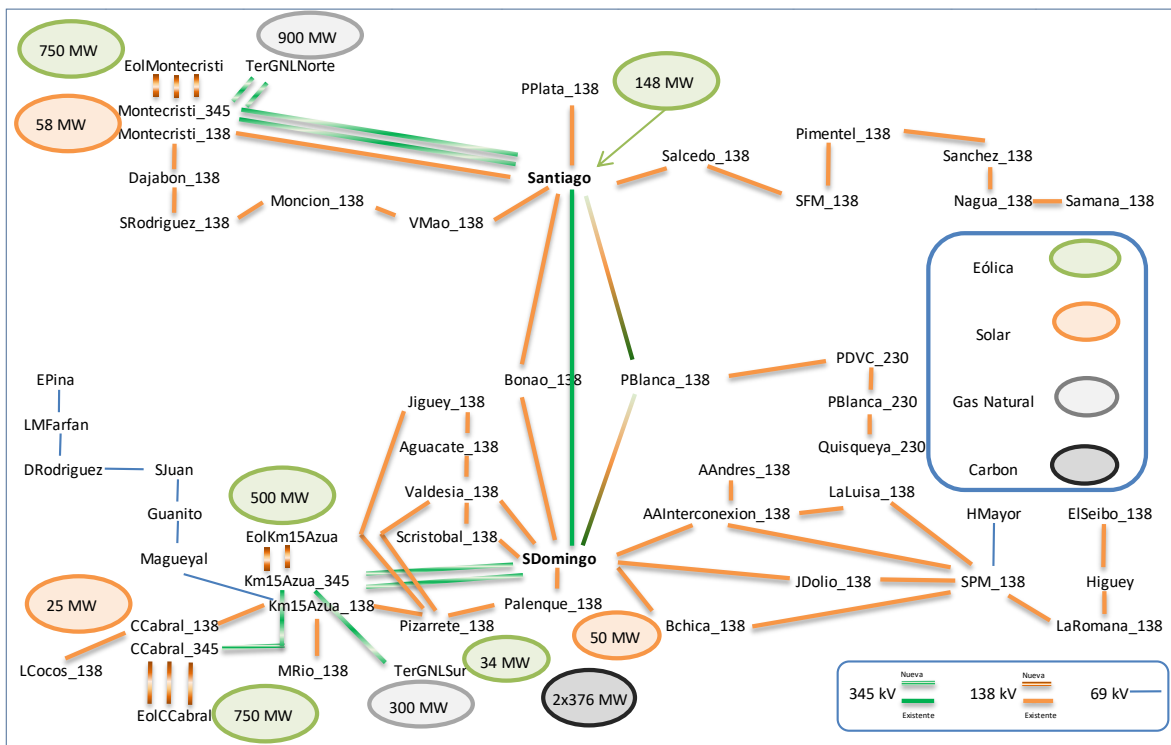


Figura 18: Expansión Caso Base Generación-Transmisión al 2030

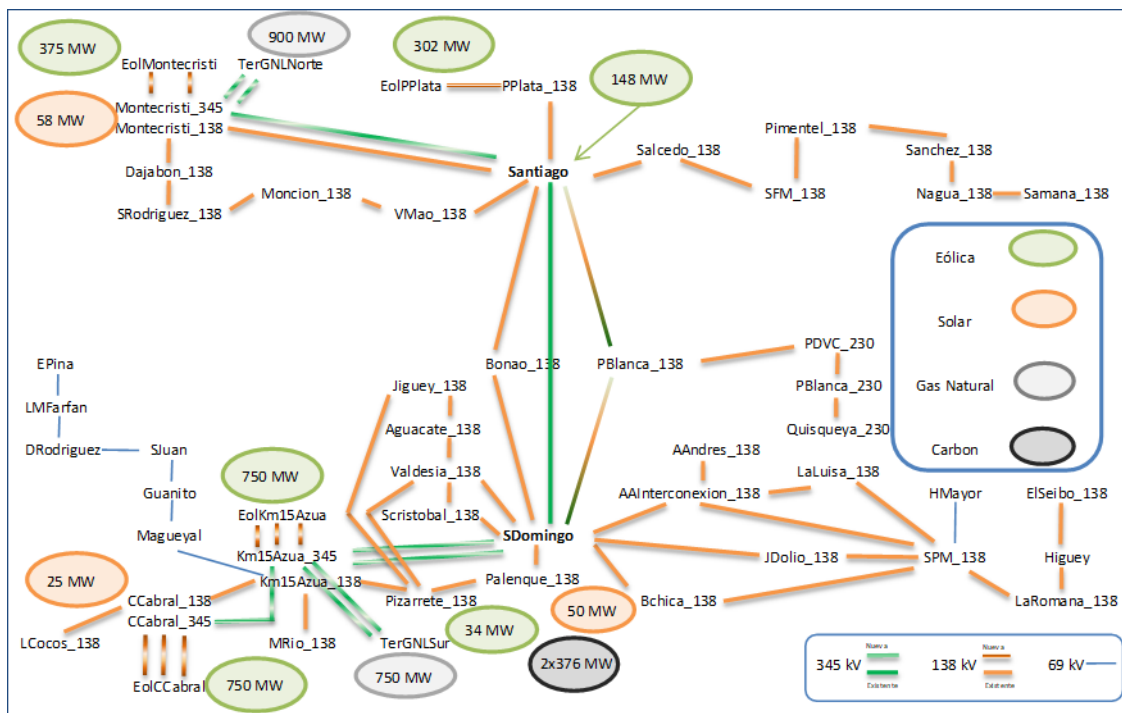


Figura 19: Expansión Caso Meta ERNC 2030 Generación-Transmisión al 2030

De las tablas y figuras anteriores es posible concluir que las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. También es importante señalar que las ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste y luego hacia la zona Noroeste permitiendo la conexión de generación eólica y a Gas Natural.

De la Tabla N°29 que muestra la sobrecarga de líneas sin proyectos de ampliación, es posible concluir que las líneas Santiago-Salcedo 138 kV y Salcedo 138 – SFM 138 kV debieran ampliarse hacia al año 2025 o 2026, incluso antes, si los flujos de potencia de las simulaciones de corto plazo con mejor representación de la demanda así lo aconsejan.

Tabla 29: Sobrecarga de líneas sin proyectos de ampliación

L1_Salcedo_138_SFM_138	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
% Horas con Sobrecarga	0%	8%	8%	7%	10%	22%	38%
% Sobrecarga Máxima	0%	4%	8%	13%	19%	26%	33%
% Sobrecarga Promedio	0%	3%	4%	6%	7%	12%	15%
L1_Santiago_Salcedo_138							
% Horas con Sobrecarga	8%	20%	22%	22%	36%	71%	84%
% Sobrecarga Máxima	10%	17%	22%	27%	33%	42%	49%
% Sobrecarga Promedio	4%	11%	10%	9%	9%	12%	17%

Finalmente, es importante señalar que la capacidad de las líneas de transmisión consideradas en este estudio se ha ajustado a la generación Eólica, la que aparece

relativamente reducida al considerar valores promedio por bloque. Si bien se ha considerado el promedio de dos perfiles reales de dos días, la simulación con bloques reduce aún más el valor máximo. A esto se debe contraponer la correlación existente entre diferentes parques eólicos, ya que en este estudio se ha considerado que los parques tienen una correlación perfecta, lo que aumenta la exigencia de transmisión.

Atendiendo a lo mencionado, resulta muy importante, tanto para el dimensionamiento del sistema de transmisión, como para las reservas, contar con información de la correlación de la generación eólica de los diferentes parques, lo que se puede anticipar con una red de mediciones.

3.3.4 Costos marginales

En las figuras siguientes se presentan gráficos de los costos marginales resultantes de la operación.

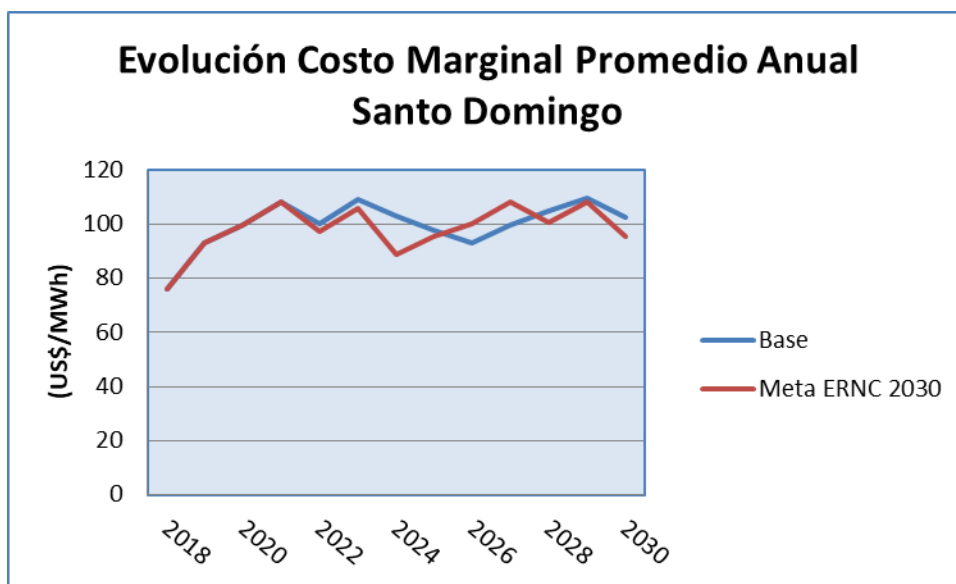


Figura 20: Evolución costo marginal

En la Figura N°21 se puede apreciar que los costos marginales tienden a mantenerse en torno a valores de 100 US\$/MWh, aun cuando los precios de combustibles se proyectan al alza, lo que se debe principalmente a que una gran proporción de la nueva capacidad de generación corresponde a energía eólica, de modo que los costos marginales se fijan en la mayoría de las horas por generadores a Gas Natural, ya que el despacho de generación con Fuel Oil N°6 se reduce drásticamente en el tiempo y se anula completamente la generación con Fuel Oil N°2.

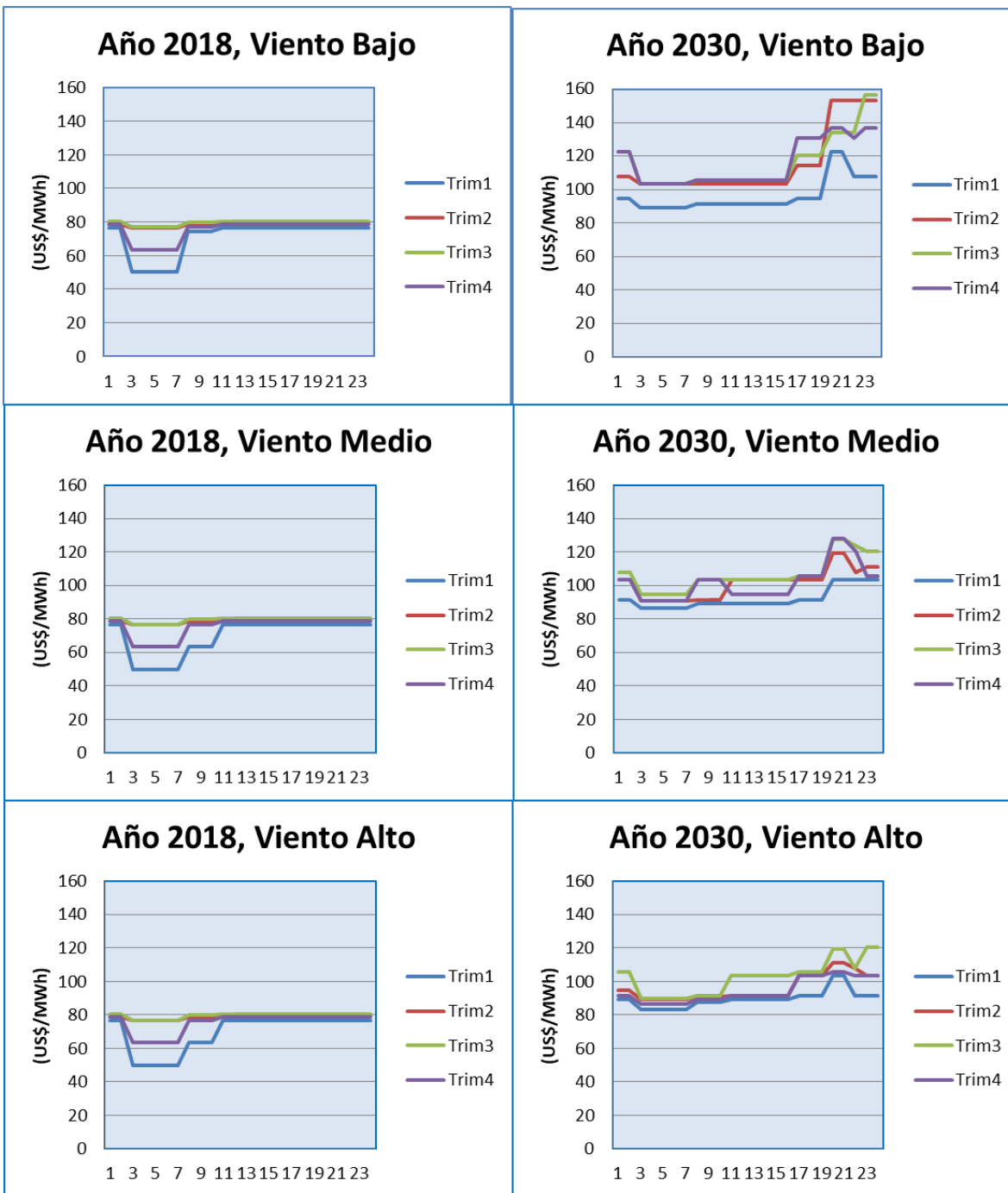


Figura 21: Costo Marginal Horario Promedio Trimestral Caso Base

Un aspecto importante de mencionar es que los costos marginales aumentan su variabilidad debido a la aleatoriedad de viento. Se aprecia que con viento bajo los costos marginales pueden alcanzar variar entre unos 80 US\$/MWh y valores cercanos a 160 US\$/MWh en el año 2030, Caso Base.

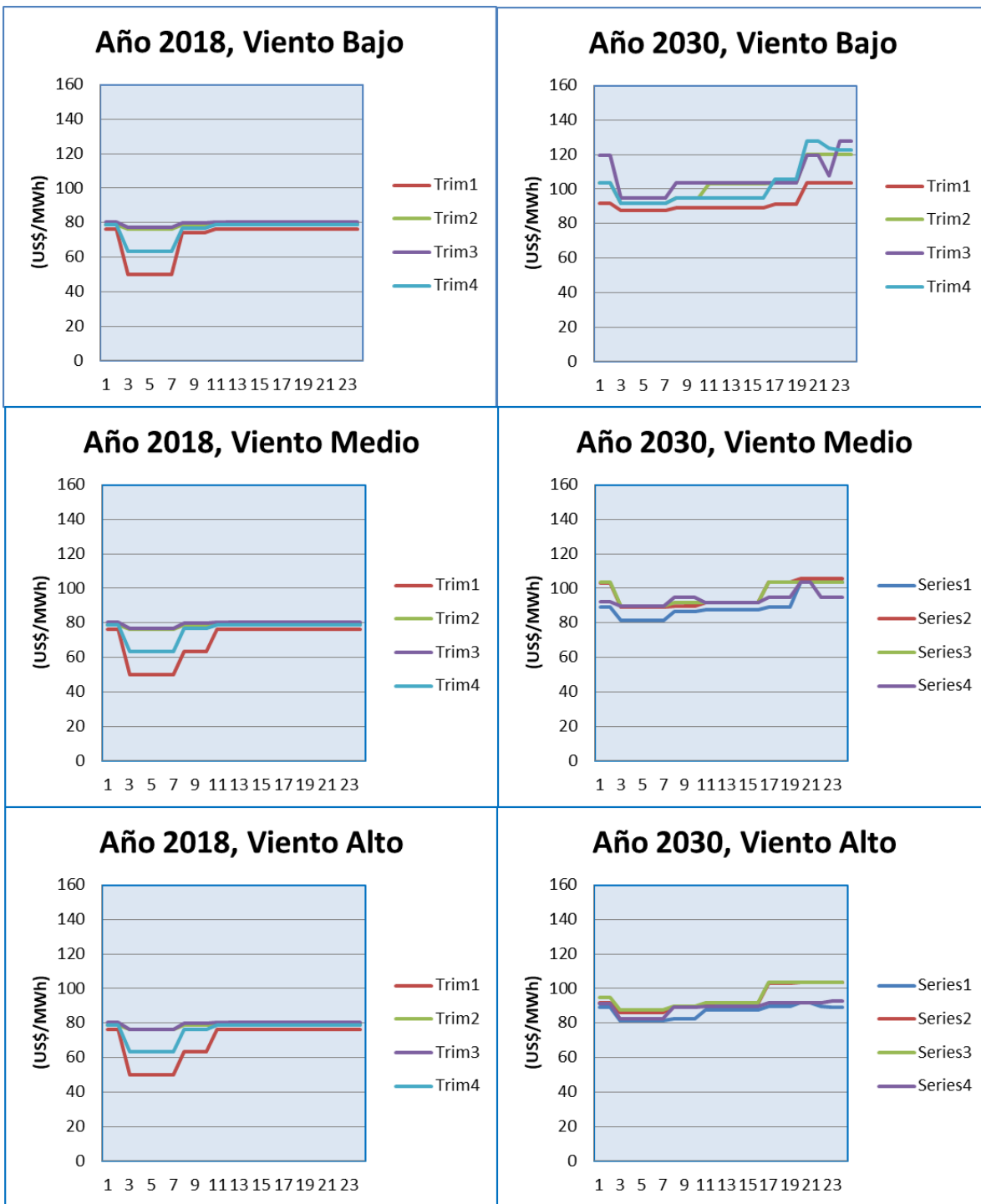


Figura 22: Costo Marginal Horario Promedio Trimestral Caso Meta ERNC 2030

En el caso Meta ERNC 2030 se puede apreciar que los costos marginales con viento bajo se reducen en forma importante. Esto se debe a que en el caso Meta ERNC 2030 el despacho de Fuel Oil N°6 prácticamente desaparece, como se puede apreciar en las Figura N°24.

3.3.5 Despacho

En las Figuras N°23 a 25 se presentan gráficos del despacho por tecnología para el trimestre 4 de los años 2018 y 2030, casos Base y Meta ERNC 2030.

En la Figura N°23 se puede ver que el Fuel Oil N°6 define el costo marginal en muchas horas del día, mientras que en las Figuras N°24 y 25 correspondientes al año 2030, el costo marginal es definido por el Gas Natural.

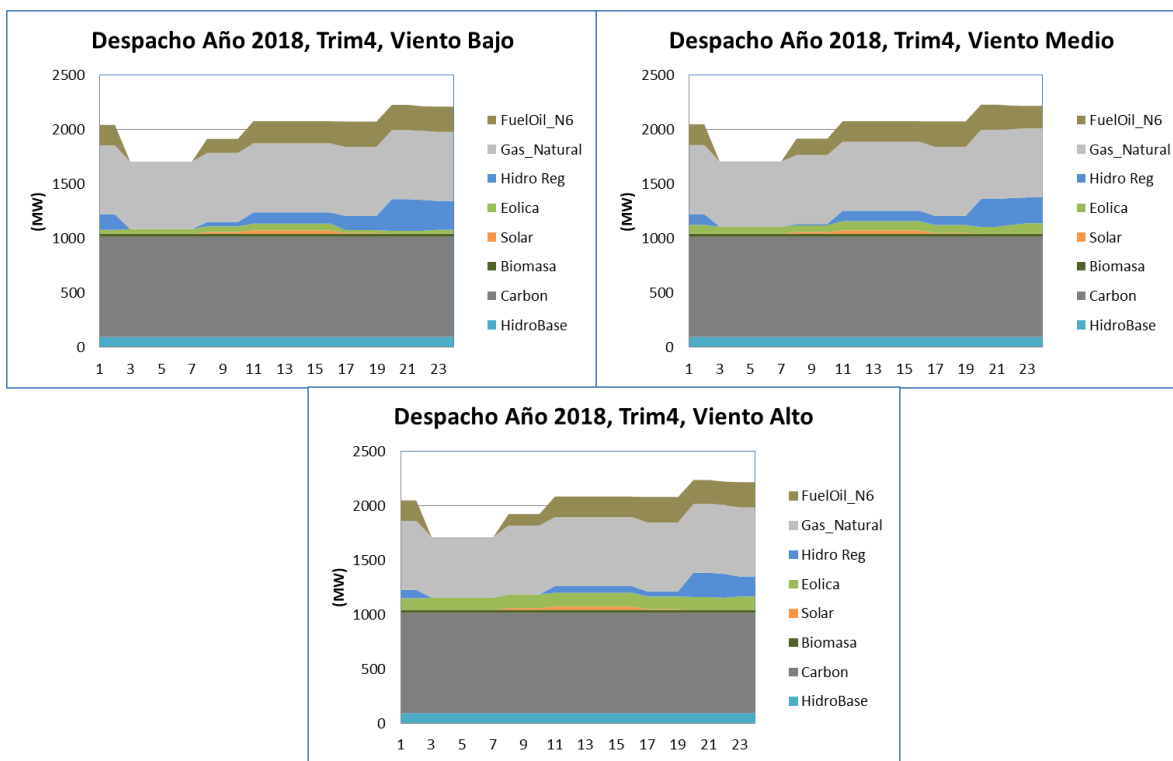


Figura 23: Despacho por tecnología caso Base año 2018

Cabe mencionar que la generación hidroeléctrica, la cual al año 2018 representa un 10% aproximadamente, ha sido considerada con su generación promedio de la estadística de 10 años que utiliza el Organismo Coordinador, en consecuencia no se han representado variaciones en la hidrología. Debido a que el nivel de reserva de generación a Gas Natural, especialmente en horas de mayor demanda, es reducido, podría ser que frente a disminuciones en la hidrología fuese necesario generación Fuel Oil N°6, lo que implicaría una variación mayor en los costos marginales.

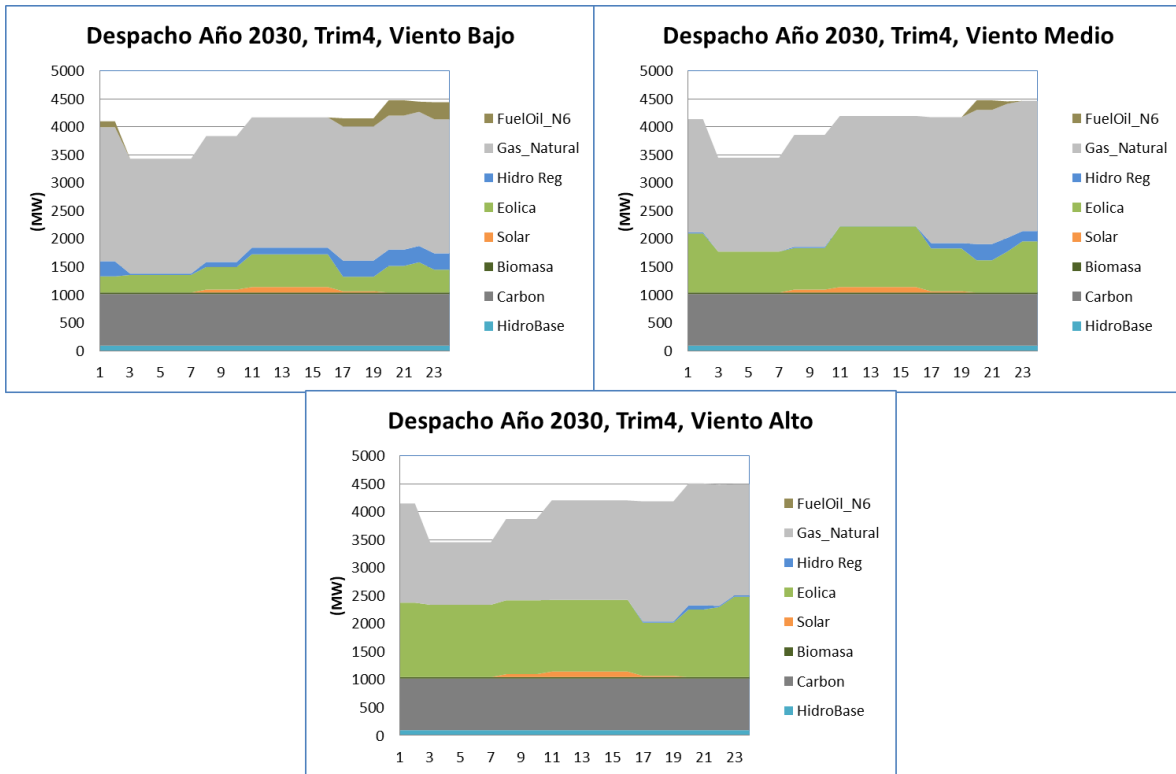


Figura 24: Despacho por tecnología caso Base año 2030

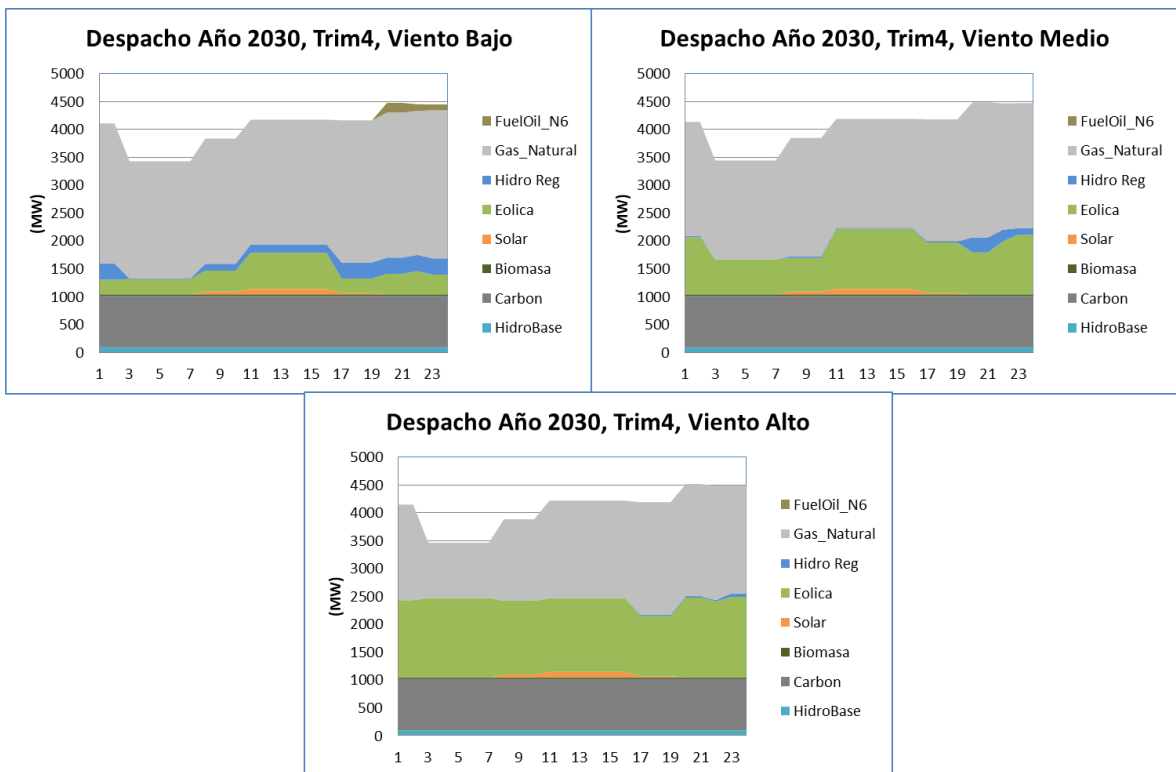


Figura 25: Despacho por tecnología caso Meta ERNC año 2030

3.3.6 Análisis de resultados

Realizado el estudio de expansión de generación y transmisión es posible concluir lo siguiente:

- Debido al bajo factor de planta los proyectos solares fotovoltaicos estos aparecen como no competitivos frente a la generación eólica y Gas Natural. Este es un aspecto a estudiar en mayor profundidad, debido a que el informe (World Watch Institute, 2011) señala que República Dominicana tiene importantes recursos en Santiago y Santo Domingo con una Irradiancia Horizontal Global (GHI) promedio anual en Santiago de 5.60 kWh/m²/día (233.2 W/m²). Para verificar este aspecto que tiene gran importancia sería necesario contar con mediciones y/o con generación instalada corrigiendo adecuadamente por el tipo de tecnología y diseño de las fuentes.
- Los factores de planta resultantes de las mediciones horarias de generación de las plantas eólicas instaladas varían entre 17,5% y 43,5%. Se ha supuesto que los factores de planta de los parques eólicos candidatos ubicados en las zonas Noreste y Sureste presentan factores de planta bajos (17,5%), los ubicados en la zona Centro Norte y Noroeste con factores de planta medios (26% a 33%) y los ubicados en la zona Suroeste con factores de planta mayores a 35%. Bajo estos supuestos la expansión de la generación se concentra en primera instancia en la zona Suroeste con generación eólica y posteriormente en la zona Noroeste.
- La expansión de la generación eólica es acompañada con generación de ciclos combinados operando con Gas Natural que primero se instala en la zona Noroeste y posteriormente en la zona Suroeste.
- En términos de potencia el sistema pasa de 3,8 TW instalados con un factor de planta total de 51% en el año 2018 a 7,4 TW en el año 2030 caso Base y 7,9 TW caso Meta ERNC en el año 2030, con factores de planta de 54% y 52% respectivamente.
- En términos resumidos en el caso Base se instalan 2.000 MW eólicos, de los cuales 1250 MW se instalan en la zona Suroeste y 750 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 1200 MW de generación con Gas Natural en base a ciclos combinados, de los cuales 900 MW se instalan en la zona Noroeste y 300 MW en la zona Suroeste.
- En el caso Meta ERNC 2030 se instalan 2.177 MW eólicos y 1500 MW en ciclos combinados a Gas Natural. De los proyectos eólicos 1.500 MW se instalan en la zona Suroeste y 677 MW en la zona Noroeste. De la generación en base a Gas Natural se instalan 900 MW en la zona Noroeste y 600 MW en la zona Suroeste.
- La participación de las centrales operando con Carbón pierde una importante participación frente a la incorporación de generación Eólica y Gas Natural, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh de 0,85 ton CO₂/MWh en el año 2018 a 0,56 y 054, ton CO₂/MWh en el año 2030 en los casos Base y Meta

ERNC 2030 respectivamente. Esto significa que las emisiones se reducirían en un 37% aproximadamente al año 2030.

- El costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo. Esto se debe a que la energía eólica resulta muy competitiva frente a los proyectos a Gas Natural.
- Las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. Estas ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste (SDomingo-Km15Azua y CCCabral), y luego hacia la zona Noroeste (Santiago – Montecristi), permitiendo la conexión de generación Eólica y a Gas Natural.
- Las líneas Santiago-Salcedo 138 kV y Salcedo 138 – SFM 138 kV debieran ampliarse hacia al año 2025 o 2026, incluso antes, si los flujos de potencia de las simulaciones de corto plazo, con mejor representación de la demanda, así lo aconsejan.

3.4 Escenario B

A continuación se presentan los resultados de los casos Base y Meta ERNC para el Escenario B.

El plan de expansión de generación y transmisión correspondiente al caso Base, considera que todas las tecnologías compiten sin ningún tipo de beneficio, ni obligación de cumplir alguna meta en relación con energías renovables. El plan de expansión del caso Meta ERNC 2025 considera que al 2025 se deben cumplir las metas de energía renovable no convencional indicadas en la Tabla N°22.

El plan de expansión resultante corresponde por lo tanto, al que resulta de minimizar los costos de operación variables, los costos de operación, mantenimiento y administración fijos (COMA), los costos de inversión y los costos de energía no suministrada (valorizados a 450 US\$/MWh), actualizados con una tasa de descuento de 12%.

3.4.1 Costos actualizados

Los costos actualizados de los casos Base y Meta ERNC 2025, periodo 2018-2031 se presentan en la Tabla N°30. En la Tabla N°31 se presenta la participación de los distintos costos en el costo total actualizado.

Tabla 30: Costos actualizados casos Base y Meta ERNC 2025

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2025	Diferencia
Operativo	5,569	5,520	-49
Energía No Suministrada	0	0	0
Inversión y COMA Generación	892	938	46
Inversión y COMA Transmisión	123	132	9
Total	6,584	6,590	6
Error absoluto	38	36	-2
Error (%)	0.6%	0.5%	0.0%
Precio Medio Monómico (US\$/MWh)	95	95	0
Costo Medio Expansión (US\$/MWh)	49	49	0

Se observa que los costos actualizados entre ambos casos están dentro del margen de error de la solución, el cual se estableció con un valor máximo de 0.8%.

Tabla 31: Costos actualizados casos Base y Meta ERNC 2025

Costo (Millones US\$)	Base	Meta ERNC 2025	Participación en el costo total (%)	
			Base	Meta ERNC 2025
Operativo	5,569	5,520	85%	84%
Energía No Suministrada	0	0	0%	0%
Inversión y COMA Generación	892	938	14%	14%
Inversión y COMA Transmisión	123	132	2%	2%
Total	6,584	6,590	100%	100%

En la Tabla N°31 se puede apreciar que el costo operativo tiene una participación en los costos totales de 85% en el caso Base y baja su participación a 84% en el caso Meta ERNC 2025. El costo de inversión y COMA en generación con una participación de 14% en el caso Base se mantiene en el caso Meta ERNC 2025. Finalmente, los costos de ampliación del sistema de transmisión alcanzan un 2% en ambos casos. La distribución de costos en este escenario es muy similar al Escenario A, con una diferencia de 2% en el costo operativo y de 1% en el costo de inversión y COMA en generación y sin diferencia en los porcentajes de los costos de transmisión.

Es importante señalar como conclusión de este análisis, que el costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2025 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo (US\$ 6 millones respecto de un total de US\$ 6.584 millones). Esto, al igual que en el Escenario A, se debe a que los proyectos eólicos y solares resultan muy competitivos frente a los proyectos a gas natural cuyos costos de inversión se mantienen en el tiempo y sus costos de operación aumentan con los precios de los combustibles.

3.4.2 Plan de expansión de generación

Los planes de expansión de generación resultante para los casos Base y Meta ERNC 2025 se presentan en las Tablas N°32 y 33.

Tabla 32: Plan de expansión de generación caso Base

Proyecto	Zona Geográfica	Tecnología	Base	
			Año	Potencia (MW)
RSU_SDomingo	RD_Centro_Sur	Biomasa	2020	150
RSU_Santiago	RD_Centro_Norte	Biomasa	2022	50
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2023	250
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2024	250
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2026	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2026	246
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2027	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2028	248
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2028	250
Solar_cen	RD_Centro	Solar	2028	115
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2029	250
EolPPlata	RD_Centro_Norte	Eolica	2029	87
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2029	4
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2029	250
Solar_cen	RD_Centro	Solar	2029	52
Solar_Sur	RD_Centro_Sur	Solar	2029	124
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2030	250
EolPPlata	RD_Centro_Norte	Eolica	2030	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2030	2
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2030	109
Total				3437

Una de las principales diferencias entre los escenarios A y B, es que en el Escenario B no resulta instalación de generación a Gas Natural, siendo desplazada por generación solar y biomasa. Otro aspecto importante de destacar es que la energía Eólica sigue siendo muy competitiva, en relación con el Escenario A, resultando con un nivel de participación muy alto en ambos casos (72% caso Base y 69% caso Meta ERNC 2025). También es interesante destacar que la generación Eólica se instala en primer lugar en la zona Suroeste y en mayor proporción 64%, mientras que la generación solar se instala en primer lugar en la zona Norte, pero solamente se hace competitiva hacia el año 2028 cuando los costos de inversión descienden a un 70% (1092 US\$/kW) del valor considerado en el año 2018 (1550 US\$/kW). La fecha de entrada en operación de nuevos proyectos a biomasa se obtuvo de estudio previo desarrollado por (Comisión Nacional de Energía & OLADE, 2015).

Tabla 33: Plan de expansión de generación caso Meta ERNC 2025

Proyecto	Zona Geográfica	Tecnología	Meta ERNC 2025	
			Año	Potencia (MW)
RSU_SDomingo	RD_Centro_Sur	Biomasa	2020	150
RSU_Santiago	RD_Centro_Norte	Biomasa	2022	50
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2023	250
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2024	250
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2025	47
Solar_cen	RD_Centro	Solar	2025	105
EolCCabral	RD_SurOeste	Eolica	2026	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2026	246
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2027	250
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2028	250
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2028	248
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2028	148
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2029	250
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2029	250
Solar_cen	RD_Centro	Solar	2029	41
Solar_Sur	RD_Centro_Sur	Solar	2029	109
EolMontecristi	RD_NorOeste	Eolica	2030	197
EolKm15Azua	RD_SurOeste	Eolica	2030	6
Solar_Nor	RD_Centro_Norte	Solar	2030	250
Solar_cen	RD_Centro	Solar	2030	11
Solar_Sur	RD_Centro_Sur	Solar	2030	21
Total				3378

En la tabla anterior se puede apreciar que la exigencia de lograr una Meta ERNC al 2025 de 25%, considerando solamente proyectos eólicos y solares, resulta en una mayor instalación antes del año 2025 en relación con el escenario Base, pero una menor instalación total hacia el año 2030.

En Tabla 34 se muestran los factores de planta por tecnología.

Tabla 34: Factor de planta por tecnología

Factor de Planta			
Tecnología	2018	2030 Base	2030 Meta ERNC
Hidro	37%	37%	37%
Carbón	82%	81%	81%
Biomasa	92%	86%	86%
Solar	21%	21%	21%
Eólica	40%	35%	35%
Gas Natural	90%	56%	57%
FuelOil N°6	15%	9%	10%
FuelOil N°2	0%	1%	1%
Total	51%	43%	43%

En términos de potencia el sistema pasa de 3,9 TW instalados con un factor de planta total de 51% en el año 2018 a 7,7 TW en el año 2030 caso Base y 7,6 TW caso Meta ERNC en el año 2030, con factores de planta de 43%. Es interesante notar que al año 2030 el factor de planta se reduce de 54% en el Escenario A Base a 43% en el Escenario B Base. Esto se debe a que la energía eólica desplaza generación a Gas Natural con un factor de planta de 21%.

En las Figuras N°26 y 27 se presenta un gráfico de la energía generada y de la potencia instalada por tecnología de cada caso. En las Figuras N°28 y 29 se muestra un gráfico de la participación de las distintas tecnologías en los años 2018 y 2030 de cada caso. En la Figura N°30 se muestran las emisiones de CO2 de cada caso.

En la Figura N°26 se puede apreciar el efecto que produce el cambio de combustible de las centrales CEPM, Sultana del Este, Los Orígenes y Quisqueya, en el año 2022, con una reducción importante de la generación con Fuel Oil N°6 y el aumento de la generación con Gas Natural.

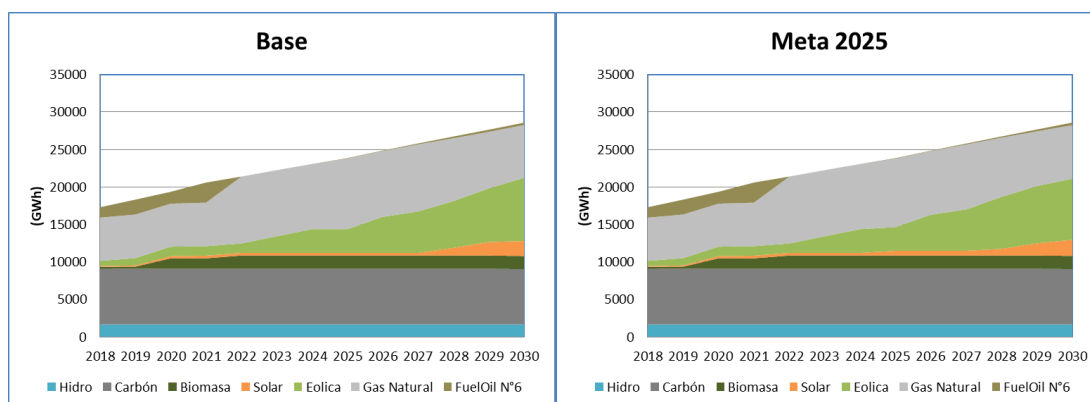


Figura 26: Energía generada por tecnología

También se observa que desaparece completamente la generación con Fuel Oil N°2 y que la generación solar aumenta a partir del año 2028.

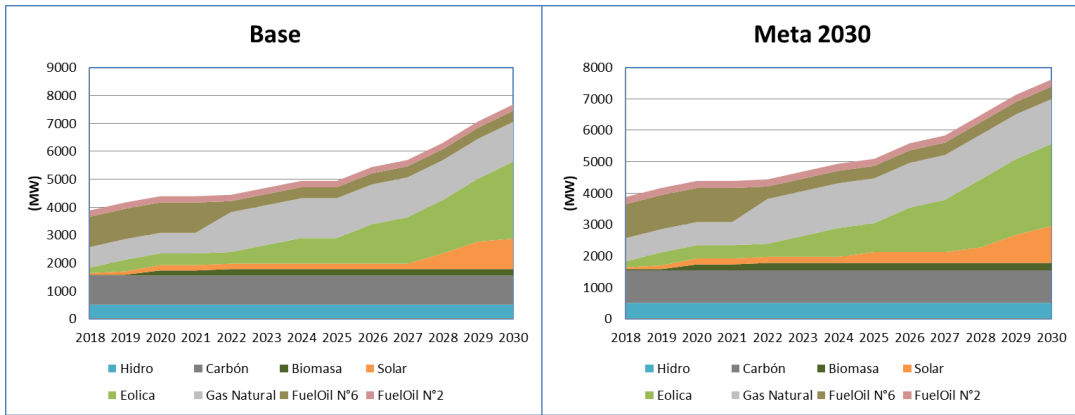


Figura 27: Potencia Instalada por tecnología

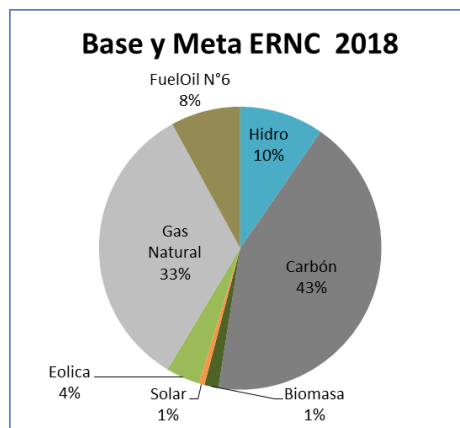


Figura 28: Participación por tecnología energía generada año 2018

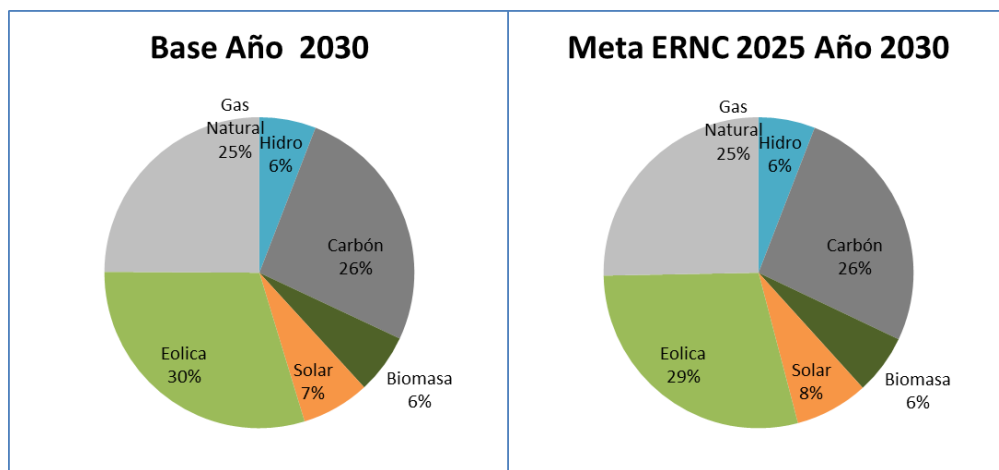


Figura 29: Participación por tecnología energía generada año 2030

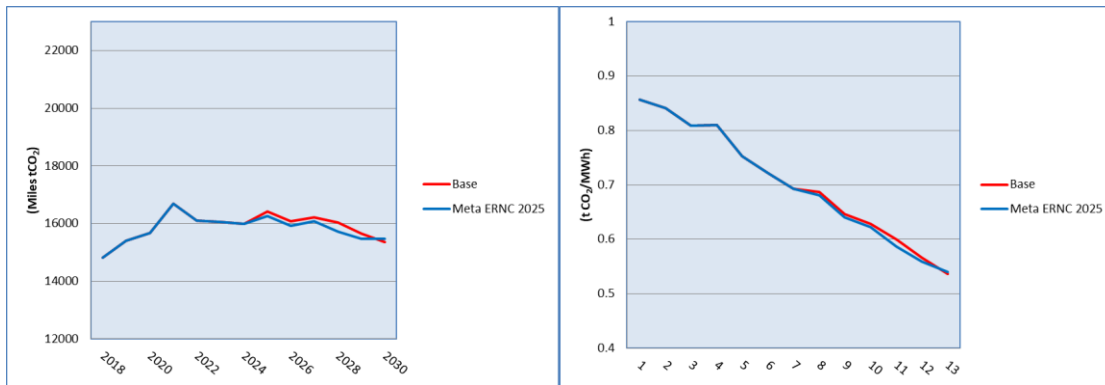


Figura 30: Emissiones CO2

Al igual que en el Escenario A, se puede mencionar la pérdida de participación del Carbón (de 46% en el año 2018 a 26% en el año 2030), frente a la incorporación de generación Eólica y Solar, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh, como se aprecia en el gráfico de la derecha de la Figura N°30. Las emisiones pasan de 0,86 tCO₂/MWh a en el año 2018 0,54 tCO₂/MWh en los casos Base y Meta ERNC 2025 en el año 2030.

Finalmente en la Figura N°31 se presenta el cumplimiento de la Meta ERNC al año 2025 en el caso Meta ERNC 2025. Se aprecia que la diferencia entre ambos casos es mínima, aumentando en forma importante hacia el año 2030 al incorporarse generación solar.

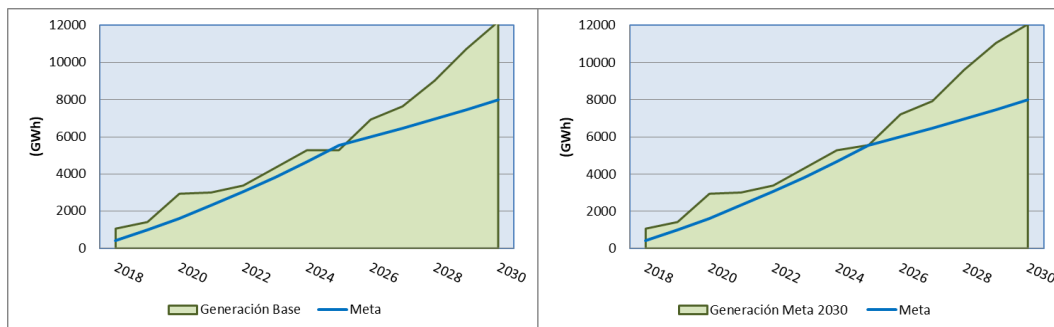


Figura 31: Generación ERNC y el cumplimiento de la meta 25% de ERNC.

3.4.3 Plan de expansión de transmisión

El plan de expansión de transmisión resultante para los casos Base y Meta ERNC 2025 se presenta en la Tabla N°35.

Tabla 35: Planes de expansión de transmisión casos Base y Meta ERNC 2025

Caso Base			Caso Meta ERNC 2025		
Proyecto	Año	Flujo Máximo (MW)	Proyecto	Año	Flujo Máximo (MW)
L2_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2023	158	L2_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2023	158
L4_Km15Azua_345_Sdomingo	2023	900	L2_Km15Azua_345_Sdomingo	2023	900
L3_Ccabral_345_Km15Azua_345	2023	450	L3_Ccabral_345_Km15Azua_345	2023	450
L3_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2024	158	L3_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2024	158
L2_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2026	158	L2_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2026	158
L1_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2026	158	L1_NodoEolCCabral_Ccabral_345	2026	158
L3_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2027	158	L4_Km15Azua_345_Sdomingo	2027	158
L1_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2028	158	L3_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2028	158
L2_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2028	158	L1_NodoEolKM15Azua_Km15Azua_345	2028	158
L4_Montecristi_345_Santiago	2029	900	L2_Montecristi_345_Santiago	2029	900
L1_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158	L3_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158
L3_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158	L2_NodoEolMontecristi_Montecristi_345	2029	158
L2_NodoEolPPlata_PPlata_138	2029	158			

En las Figura N°31 y 32 se presentan en forma gráfica la expansión de la generación y del sistema de transmisión al año 2030.

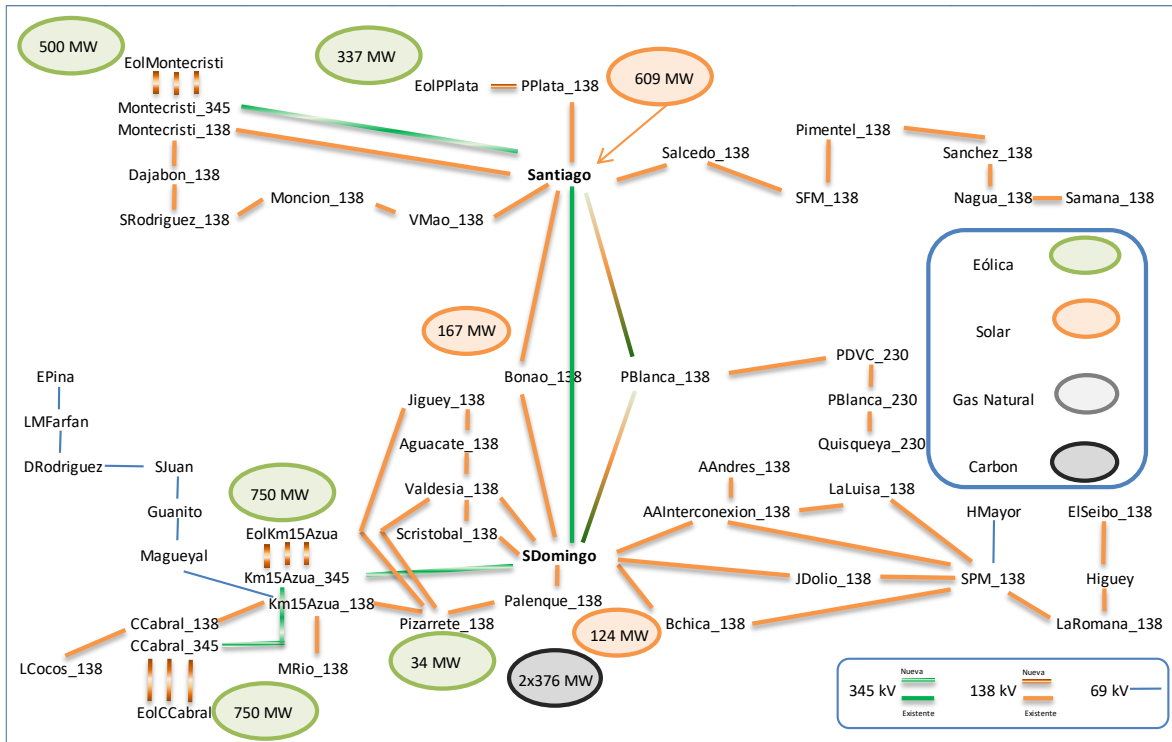


Figura 32: Expansión Caso Base Generación-Transmisión al 2030

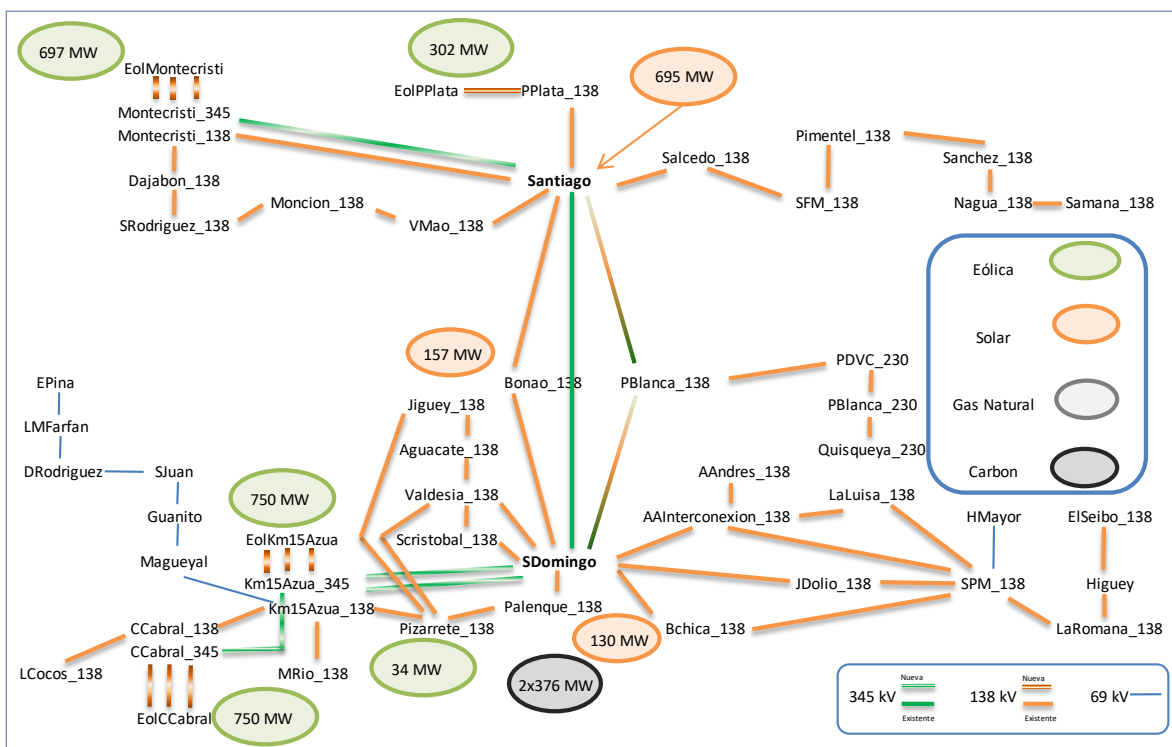


Figura 33: Expansión Caso Meta ERNC 2025 Generación-Transmisión al 2030

De las tablas y figuras anteriores es posible concluir que las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. También es importante señalar que las ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste y luego hacia la zona Noroeste permitiendo la conexión de generación eólica. La generación solar resulta más conveniente instalarla en barras cercanas al consumo.

Finalmente, es importante señalar que la capacidad de las líneas de transmisión consideradas en este estudio se ha ajustado a la generación Eólica, la que aparece relativamente reducida al considerar valores promedio por bloque. Por ello, en el estudio operativo será necesario ajustar la capacidad de transmisión de modo de evitar recortes de generación.

3.4.4 Costos marginales

En las figuras siguientes se presentan gráficos de los costos marginales resultantes de la operación.

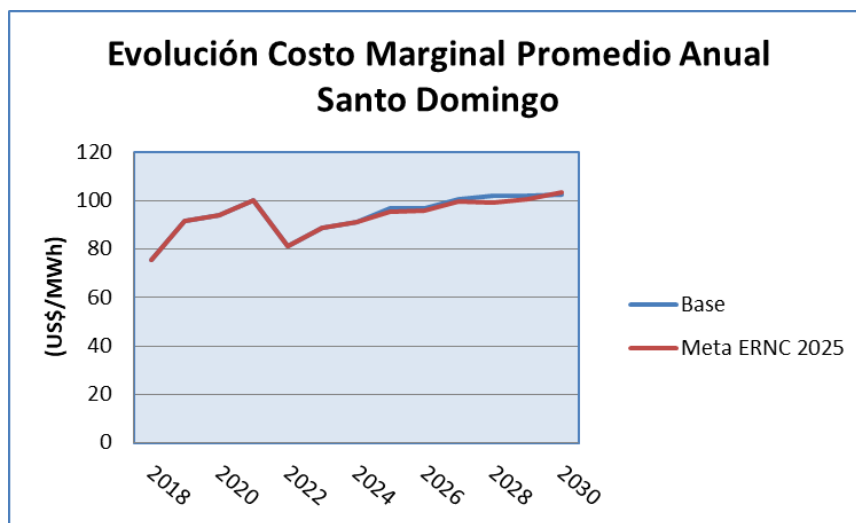


Figura 34: Evolución costo marginal

En la Figura N°33 se puede apreciar que los costos marginales tienden a 100 US\$/MWh, aun cuando los precios de combustibles se proyectan al alza, lo que se debe principalmente a que una gran proporción de la nueva capacidad de generación corresponde a energía eólica y solar, de modo que los costos marginales se fijan en la mayoría de las horas por generadores a Gas Natural, ya que el despacho de generación con Fuel Oil N°6 se reduce drásticamente en el tiempo y se anula completamente la generación con Fuel Oil N°2.

En la Figura N°34 se presentan los costos marginales por trimestre y bloque para los años 2018 y 2030 del caso Base.

Se observa que los costos marginales en el año 2018 son muy similares a los del Escenario A, que difiere levemente con el Escenario B (en el 2018), en la demanda estimada para ese año. En el año 2030 se aprecia el efecto de la mayor generación solar que reduce los costos marginales en las horas de día.

Al igual que en el Escenario A, los costos marginales aumentan su variabilidad debido a la aleatoriedad de viento y la mayor generación solar. Se aprecia que en el año 2030 con viento bajo los costos marginales pueden alcanzar valores sobre 160 US\$/MWh mientras que en horas de día con viento alto pueden alcanzar valores del orden de 40 US\$/MWh.

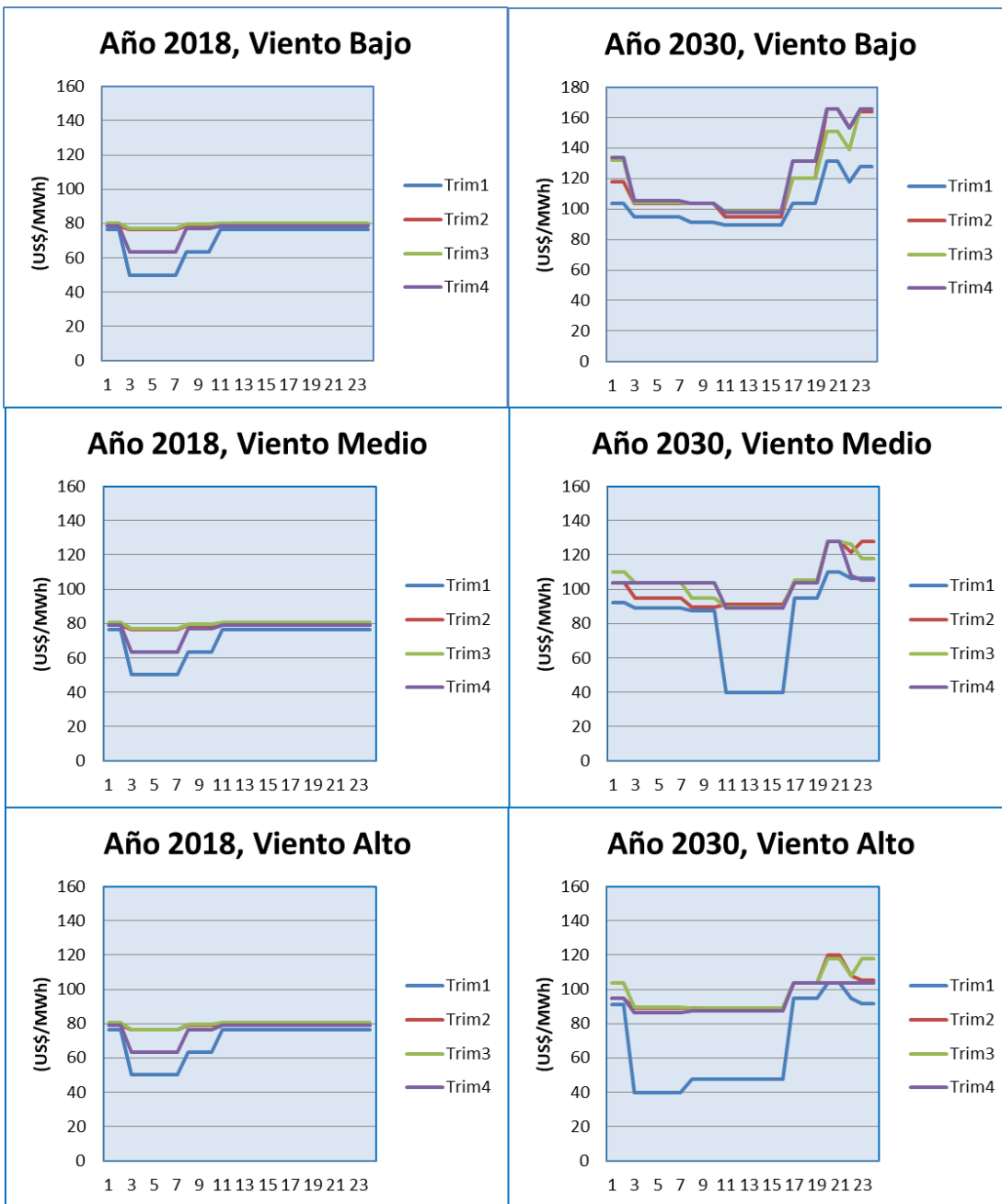


Figura 35: Costo Marginal Horario Promedio Trimestral Caso Base

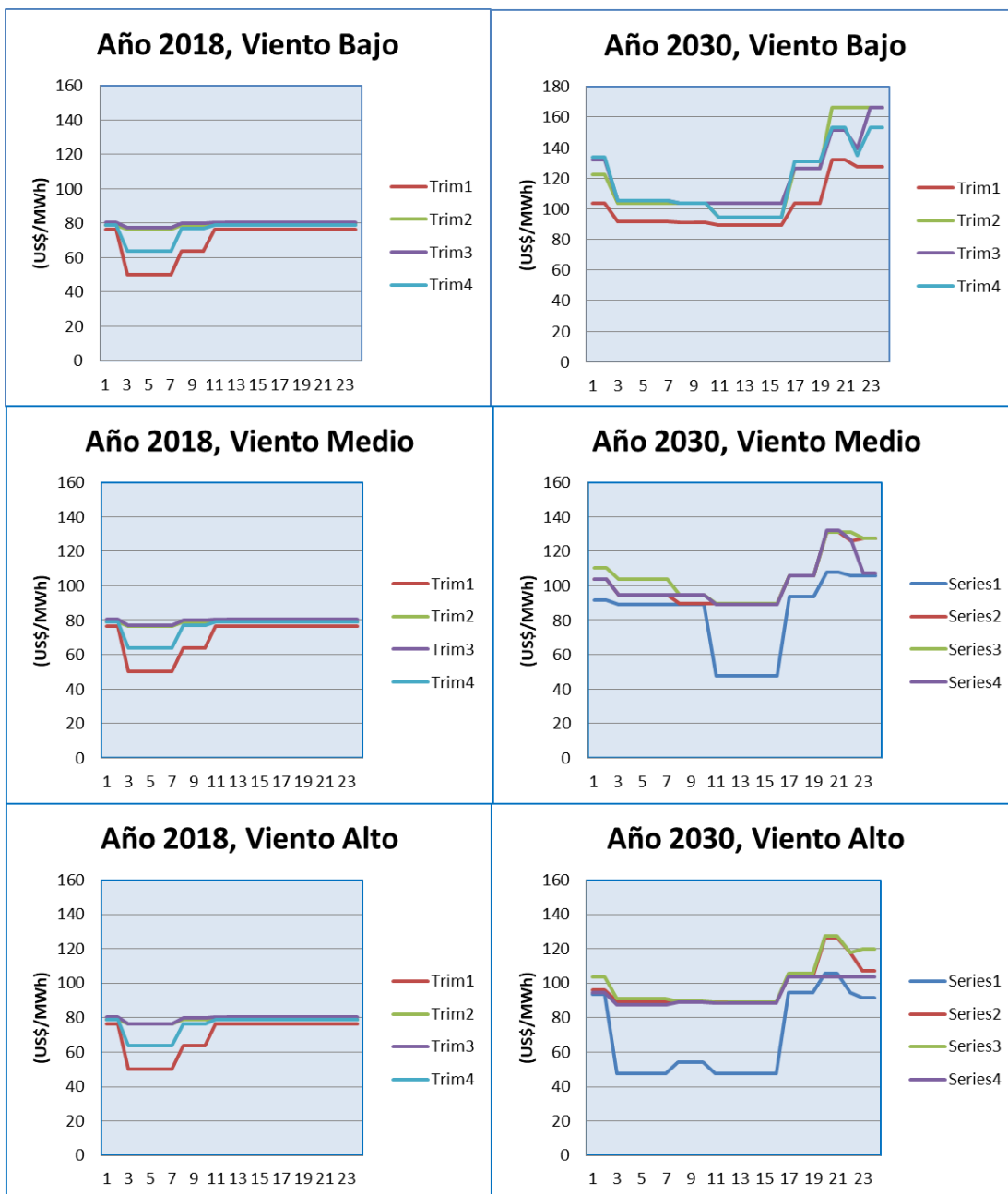


Figura 36: Costo Marginal Horario Promedio Trimestral Caso Meta ERNC 2025

En el caso Meta ERNC 2025 los costos marginales resultantes son muy similares a los del caso Base, como se puede apreciar en las figuras N° 34 y 35.

3.4.5 Despacho

En las Figuras N°36 a 38 se presentan gráficos del despacho por tecnología para el trimestre 4 de los años 2018 y 2030, casos Base y Meta ERNC 2025.

En la Figura N°36 se puede ver que el Fuel Oil N°6 define el costo marginal en muchas horas del día, mientras que en las Figuras N°37 y 38 correspondientes al año 2030, el costo marginal es definido principalmente por el Gas Natural.

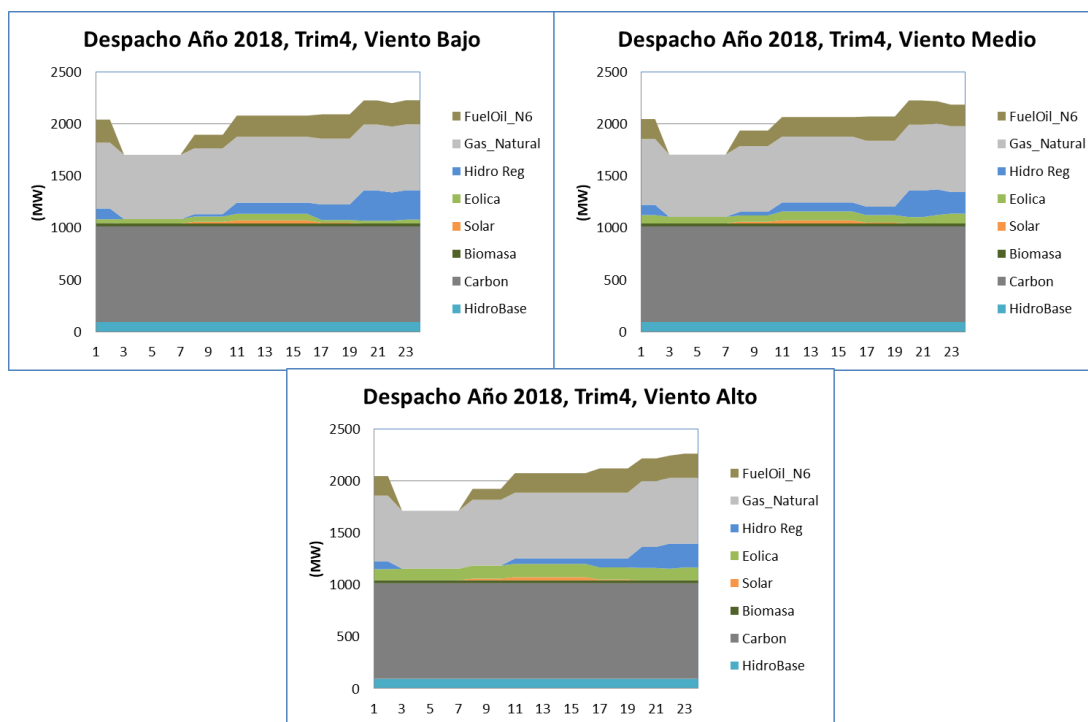


Figura 37: Despacho por tecnología caso Base año 2018

De la misma forma que en el Escenario A, la generación hidroeléctrica ha sido considerada con su generación promedio de la estadística de 10 años que utiliza el Organismo Coordinador, en consecuencia no se presentan variaciones en la hidrología.

En los gráficos correspondientes a los casos Base y Meta ERNC 2025, Figuras 37 y 38 se puede apreciar la participación de la energía solar que es considerablemente mayor a la del Escenario A. Se aprecia que en el escenario de viento alto, el gas natural es desplazado casi en su totalidad en las horas de sol.

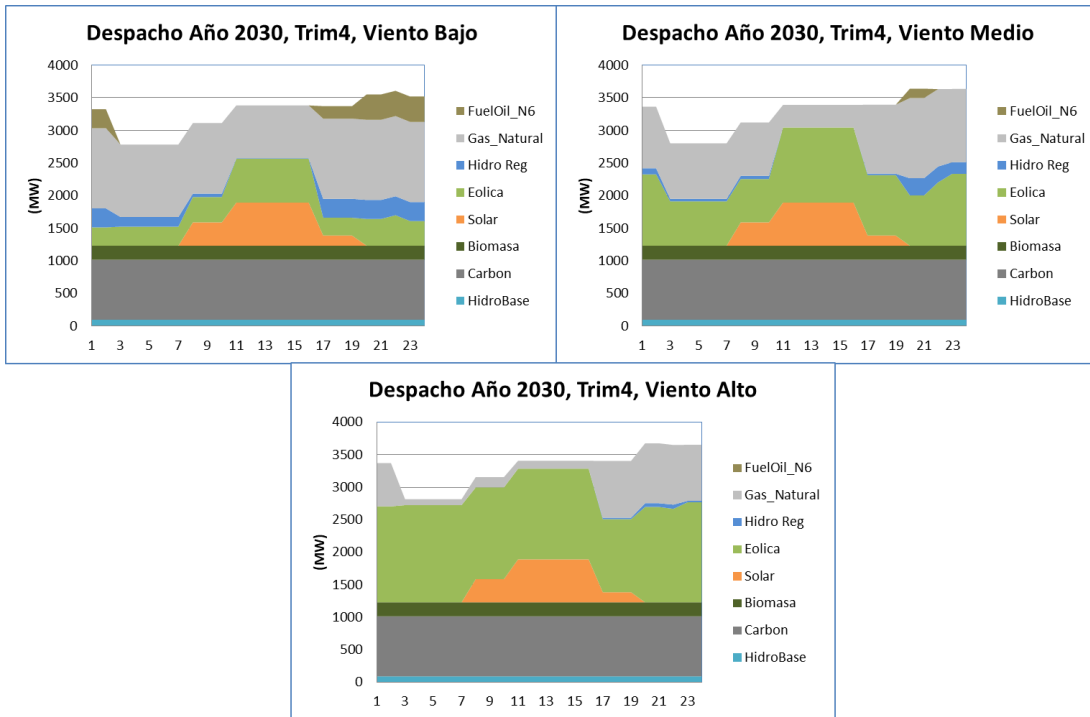


Figura 38: Despacho por tecnología caso Base año 2030

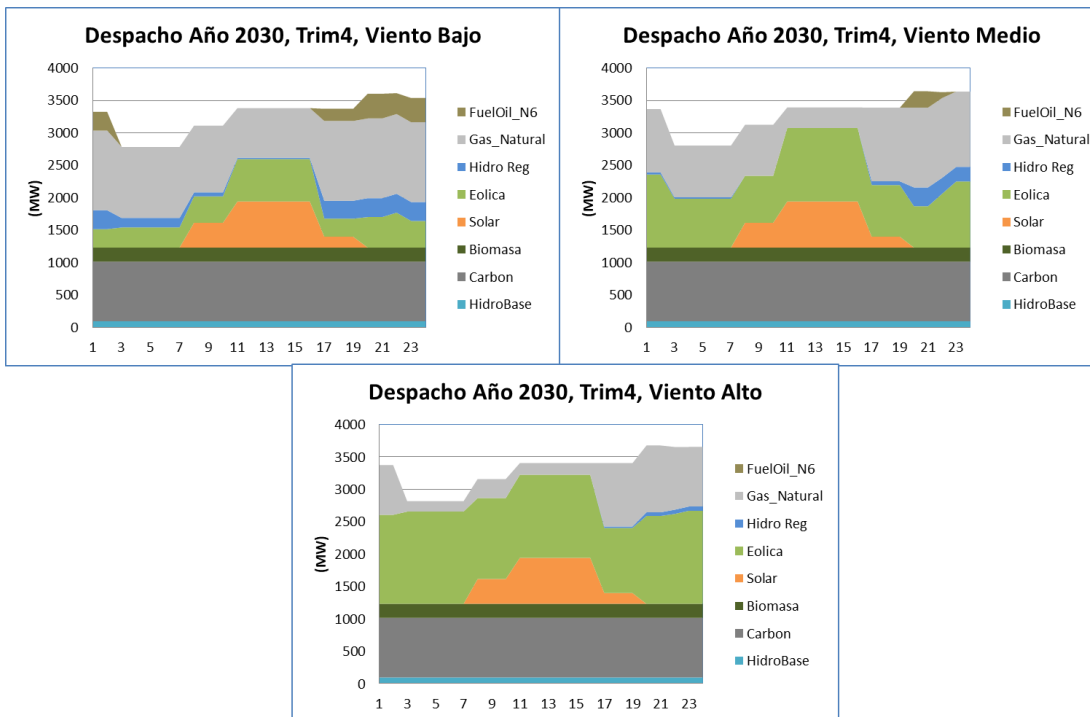


Figura 39: Despacho por tecnología caso Meta ERNC año 2025

3.4.6 Análisis de resultados

Realizado el estudio de expansión de generación y transmisión es posible concluir lo siguiente:

- Considerando los costos de inversión y factor de planta del estudio IRENA noviembre 2017, Perspectivas de Energía Renovables República Dominicana, los proyectos solares fotovoltaicos resultan competitivos a partir del año 2028, desplazando generación a gas natural que se incorpora en el Escenario A, esto es cuando los costos de inversión descienden a un 70% (1092 US\$/kW) del valor considerado en el año 2018 (1550 US\$/kW).
- En términos resumidos en el caso Base Escenario B, se instalan en total de 3.237 MW, de los cuales 2.337 MW corresponden a proyectos eólicos, con 1.500 MW que se instalan en la zona Suroeste y 837 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 900 MW de generación Solar, de los cuales 609 MW se instalan cercanos a Santiago, 124 MW en las cercanías de Santo Domingo y 167 MW en la zona de Bonao.
- En términos resumidos en el caso Meta ERNC 2025 Escenario B, se instalan en total de 3.178 MW, de los cuales 2.197 MW corresponden a proyectos eólicos, con 1.500 MW que se instalan en la zona Suroeste y 697 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 981 MW de generación Solar, de los cuales 695 MW se instalan cercanos a Santiago, 130 MW en las cercanías de Santo Domingo y 157 MW en la zona de Bonao.
- La participación de las centrales operando con Carbón pierde una importante participación frente a la incorporación de generación Eólica y Solar, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh de 0,85 tCO₂/MWh en el año 2018 a 0,54 tCO₂/MWh en el año 2030 en los casos Base y Meta ERNC 2025. Esto significa que las emisiones se reducirían en un 38% aproximadamente al año 2030.
- El costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo si no considera el incremento de costos por reserva. Esto se debe a que las energías Eólica y Solar resultan muy competitiva frente a los proyectos a Gas Natural y por lo mismo la meta se cumpliría sin tener que aplicar incentivos especiales.
- Las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. Estas ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste (SDomingo-Km15Azua y CCCabral), y luego hacia la zona Noroeste (Santiago – Montecristi), permitiendo la conexión de generación Eólica.

4 Simulación de la operación de corto plazo

4.1 Metodología

Las simulaciones de la operación de corto plazo se realizan utilizando un modelo que resuelve el problema del predespacho semanal (en inglés conocido como el problema de *unit commitment*). El modelo computacional utilizado por el consultor corresponde al Modelo de Programación de Corto Plazo (PCP) (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b). El modelo simula la programación semanal de la operación que realiza el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) utilizando el Modelo de Operación Dominicano (MODOM). El modelo PCP resuelve un problema de optimización entero-mixto que minimiza los costos de operación del sistema y está sujeto a un conjunto de restricciones técnicas. El modelo entrega como resultados la generación horaria por centrales, las partidas y detenciones de las unidades, los flujos por las líneas de transmisión, las cotas de embalses, las asignaciones de reservas primaria y secundaria por unidades, los costos marginales y los costos operacionales.

La siguiente tabla resume las características del modelo PCP que será utilizado por el consultor.

Tabla 36: Características del modelo de predespacho utilizado para realizar las simulaciones.

Ítem	Características
Función Objetivo	Función de costo lineal, de la misma forma que lo hace el modelo PET ⁴ .
	El modelo puede representar costos de arranque y detención de unidades. Sin embargo, no se contó con esta información para representarla en el modelo.
	Costo de energía no suministrada en cada barra del sistema de transmisión.
Restricciones	El balance nodal de demanda por barra (modelo multinodal). Se representaron 54 barras del SENI.
	Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. Se representa la red hidráulica de las principales cuencas.
	Volumen final de los embalses al final de cada semana. De esta forma, se evita vaciar los embalses al final del horizonte de evaluación.
	Vertimientos de generación.
	Los flujos por las líneas de transmisión se representan por una aproximación de flujo DC.
	Pérdidas por las líneas de transmisión estimadas de manera endógena.
	Restricción de flujos máximos y mínimos por las líneas de transmisión.
	Restricciones de potencia para centrales con estados de operación binarios. Es decir, si una central se encuentra en operación, su potencia puede variar entre su potencia mínima y su potencia máxima. Si la máquina no fue despachada, no entrega potencia al sistema.
Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio.	

⁴ El modelo PCP también tiene la posibilidad de representar funciones de costo lineales por tramo.

Ítem	Características
	Rampas de generación en centrales hidráulicas y térmicas.
	Restricciones para modelar el Control Secundario de Frecuencia ⁵ . Se representa el aporte máximo que puede entregar una unidad y el requerimiento sistémico.
	Restricciones para modelar el Control Primario de Frecuencia. Se representa el aporte máximo que puede entregar una unidad y el requerimiento sistémico.

Para cada uno de los años seleccionados (2018 y 2030), las simulaciones de la operación de corto plazo son ejecutadas de manera secuencial en etapas de duración de 7 días. Es decir, para cada año se simulan 53 semanas. Esto se hace necesario debido a que el modelo de operación de corto plazo es un modelo de optimización entero-mixto (MIP), cuyos tiempos de ejecución crecen exponencialmente con el horizonte de evaluación, haciendo prácticamente inviable la resolución de un problema real con horizonte de tiempo mayores. Lo anterior ha sido verificado por el consultor en su experiencia en estudios previos.

La siguiente figura muestra el esquema secuencial de simulación de la operación de corto plazo. La base de datos de entrada del modelo PET se utiliza para crear los datos de entrada del modelo PCP. Los datos de salida del modelo PET se utilizan para determinar las centrales que se encuentran en operación en el año 2018 y 2030. La programación semanal se resuelve de manera secuencial donde los resultados de la semana “n” fijan las condiciones iniciales de la semana “n+1”. El consultor posee una herramienta computacional que permite resolver el problema en forma cíclica y automática, agilizando los procesos de cómputo y análisis.

La metodología propuesta ha sido desarrollada y utilizada en diversos estudios prospectivos de largo en que ha participado el consultor, ejemplo: (Centro de Energía - Universidad de Chile, 2016, 2017; Ministerio de Energía de Chile, 2015).

⁵ El modelo tiene la posibilidad de representar requerimientos de reserva por zonas de control. Sin embargo, para este estudio solo se definió una única zona.

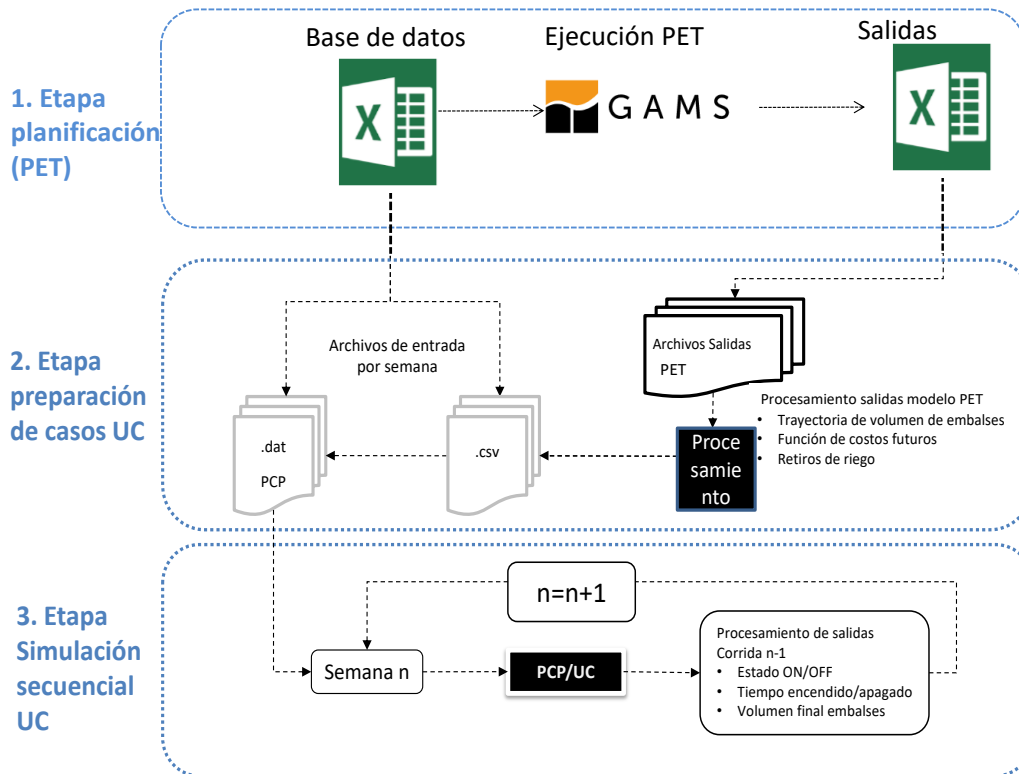


Figura 40: Metodología desarrollada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. La herramienta computacional desarrollada por el consultor permite resolver problemas de predespacho en forma automática y secuencial, optimizando los tiempos de cómputo y procesamiento.

Las características de las simulaciones con el modelo de corto plazo se describen a continuación:

- Simulación del Escenario A y Escenario B
- Simulación de 2 planes de expansión: Caso Base y Caso Meta ERNC.
- Simulación de los 2 años seleccionados: 2018 y 2030.
- Las simulaciones tienen resolución horaria y etapas de duración de 168 horas (1 semana).
- La demanda por barra, perfiles de generación eólica y perfiles de generación solar tienen una representación horaria. Los datos de demanda y perfiles eólicos se obtuvieron de los datos proporcionados por la contraparte técnica.
- Las simulaciones se realizan considerando una condición de hidrología media.
- Se utiliza el mismo sistema de transmisión representado en el modelo de planificación PET. Se representan 54 barras y 96 líneas de transmisión para el año 2018.
- Se representará la red hidráulica de las centrales hidroeléctricas de embalse y pasada.

- Los parámetros técnicos de las centrales (potencia máxima, potencia mínima, capacidad de embalses, etc.) y líneas de transmisión (flujos máximo, flujos mínimos, reactancias, etc.) son consistentes con los parámetros utilizados para obtener los planes de expansión de la generación.
- Los requerimientos de reserva secundaria se estiman utilizando una metodología que considere la introducción de altos niveles de ERNC. En este sentido, los requerimientos del control secundario se basará en el error de predicción de la demanda y los recursos eólico y solar. Más adelante se explica la metodología utilizada por el consultor.
- Los costos variables de las centrales son los mismos que se utilizaron en el modelo de planificación.

La metodología actualmente utilizada por el Organismo Coordinador del SENI para estimar los requerimientos de reserva secundaria no considera la variabilidad y el error de predicción del recurso renovable variable (Organismo Coordinador del SENI, 2016). A nivel internacional, distintos criterios se han utilizado para determinar los requerimientos de reserva en escenarios de penetración de recurso eólico y solar (NREL, 2010). El requerimiento de reserva secundaria se calcula tomando en cuenta el error de pronóstico de la demanda neta a 1 hora, considerando un intervalo de confianza de 97.5% estimado a partir de la distribución del error de previsión de demanda neta. La demanda neta corresponde a la demanda menos la generación eólica y solar. La metodología utilizada en este estudio es similar a la metodología que se está comenzando a utilizar en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017a).

El cálculo de la distribución del error de predicción demanda neta se calcula a partir de la convolución de la función de distribución del error de predicción de demanda, del error de predicción de la generación eólica y del error de predicción de la generación solar. La distribución del error de la demanda neta se calcula para 3 bloques de tiempo de manera de diferencias las horas con presencia o no del recurso solar: Bloque 1 (noche): 21:00-06:59; Bloque 2 (salida y puesta del sol): 07:00-09:59 y 18:00-20:59; Bloque 3: 10:00-17:59. El error de la demanda neta en cada hora i se estima de la siguiente forma:

$$\xi_i^{Demanda\ Neta} = \xi_i^{Demanda} - \xi_i^{Generación\ Eólica} - \xi_i^{Generación\ Solar}$$

Dónde: $\xi_i^{Demanda\ Neta}$ corresponde al error de previsión de demanda neta del sistema en la hora i [MW]; $\xi_i^{Demanda}$ corresponde al error de previsión de demanda del sistema en la hora i [MW]; $\xi_i^{Generación\ Eólica}$ corresponde al error de estimación de generación eólica agregada

del sistema en la hora i [MW]; y $\xi_i^{Generación\ Solar}$ corresponde al error de estimación de generación solar (PV) agregada del sistema en la hora i [MW].

La distribución del error de generación eólica horaria fue obtenida a partir del modelo de persistencia a 1 hora de acuerdo al perfil agregado de generación eólica de las centrales de SENI para cada año de evaluación. A partir de lo anterior, se obtuvo una distribución logística. Los parámetros de la distribución se ajustan hasta alcanzar un ηMAE_p que varía entre un 4 y 5%. La distribución del error de generación solar horaria fue obtenida a partir del modelo de persistencia a 24 horas de acuerdo al perfil agregado de generación solar. A partir de lo anterior, se ajustan los parámetros de la distribución hasta alcanzar un ηMAE_p que varía entre un 4-5% para la predicción de generación agregada del recurso solar fotovoltaico de cada sistema. Finalmente, se verifica que el requerimiento de frecuencia estimado mediante esta metodología permite cubrir las variaciones intrahorarias de 10 minutos de la generación eólica⁶ y solar.

El modelo PCP determina la distribución óptima de reserva secundaria entre las unidades que participan de este servicio de tal forma de cumplir con el requerimiento sistémico. El monto máximo de control secundario que puede aportar cada unidad fue proporcionado por la contraparte técnica (Organismo Coordinador del SENI, 2016). En este sentido, es importante destacar que actualmente un número reducido de unidades puede participar de este servicio en el SENI.

Las simulaciones también se realizaron imponiendo un requerimiento de reserva para el control primario de frecuencia que puede ser aportado por todas las centrales habilitadas para entregar este servicio. La metodología utilizada para determinar el control primario de frecuencia corresponde a la metodología actualmente utilizada por el Organismo Coordinador del SENI, es decir, el monto requerido para el control primario fue estimado como un porcentaje de la demanda. El modelo PCP determina la distribución óptima de reserva primaria entre las unidades que participan de este servicio de tal forma de cumplir con el requerimiento sistémico. El monto máximo de control primario de frecuencia que puede aportar cada unidad fue proporcionado por la contraparte técnica.

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones de la operación de corto plazo para los distintos escenarios evaluados.

⁶ Solo se contaron con mediciones intrahoraria para la generación eólica. Por tanto, solo fue posible realizar esta verificación para este recurso.

4.2 Escenario A

4.2.1 Resultados Caso Base año 2018

4.2.1.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología para el año 2018. La generación eólica tiene una participación de 3,9% y la generación solar 0,7%.

Tabla 37: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	279	1,6%
Carbón	3374	19,5%
Eólica	676	3,9%
Fuel oil	5493	31,7%
Gas natural	5183	30,0%
Hidroelectricidad de embalse	1945	11,2%
Hidroelectricidad pasada	238	1,4%
Solar	114	0,7%
Total general	17302	100,0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

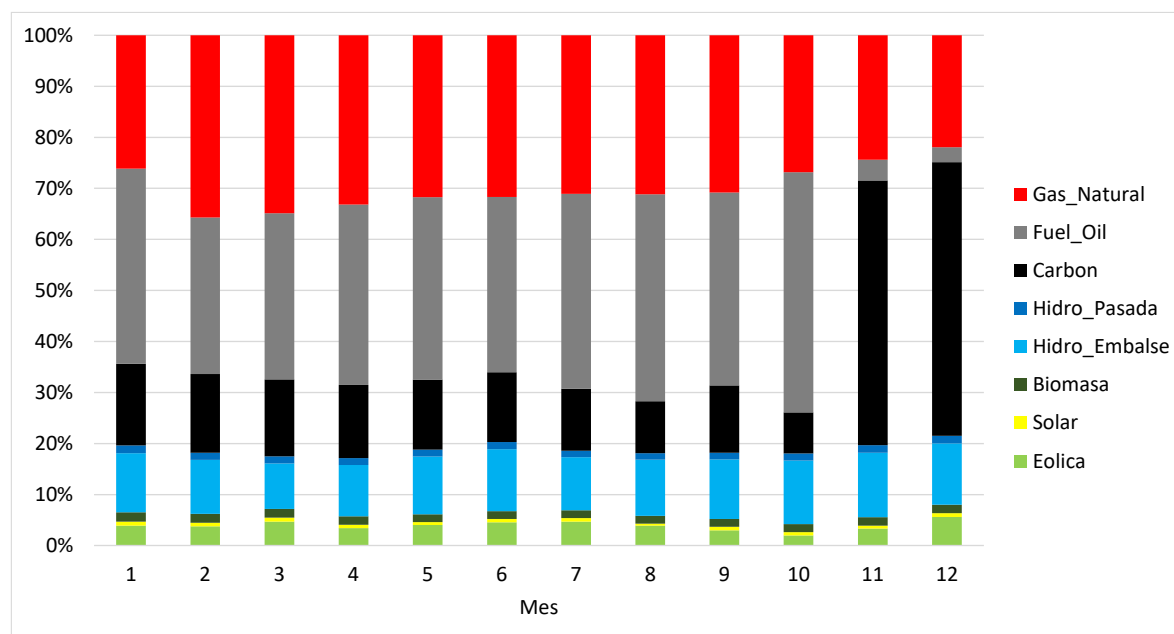


Figura 41: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

El incremento de la generación a carbón en noviembre y diciembre se debe a la entrada en operación de las unidades Punta Catalina I y Punta Catalina II.

La ubicación geográfica de los proyectos de energía eólica y solar para el Caso Base en el año 2018 se muestra en la siguiente figura.

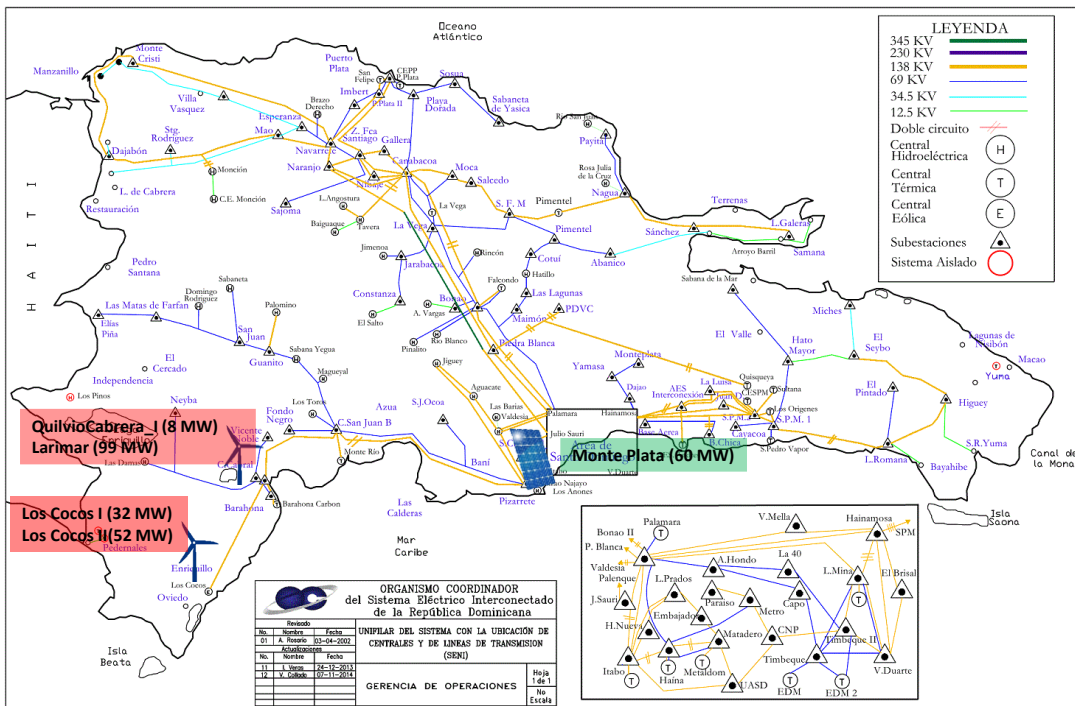


Figura 42: Ubicación de los proyectos eólicos y solares para el Caso Base 2018. Nota: Se supuso que la segunda etapa de la central solar Monte Plata ocurrirá durante el 2018.

4.2.1.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados del despacho para algunas semanas representativas. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana.

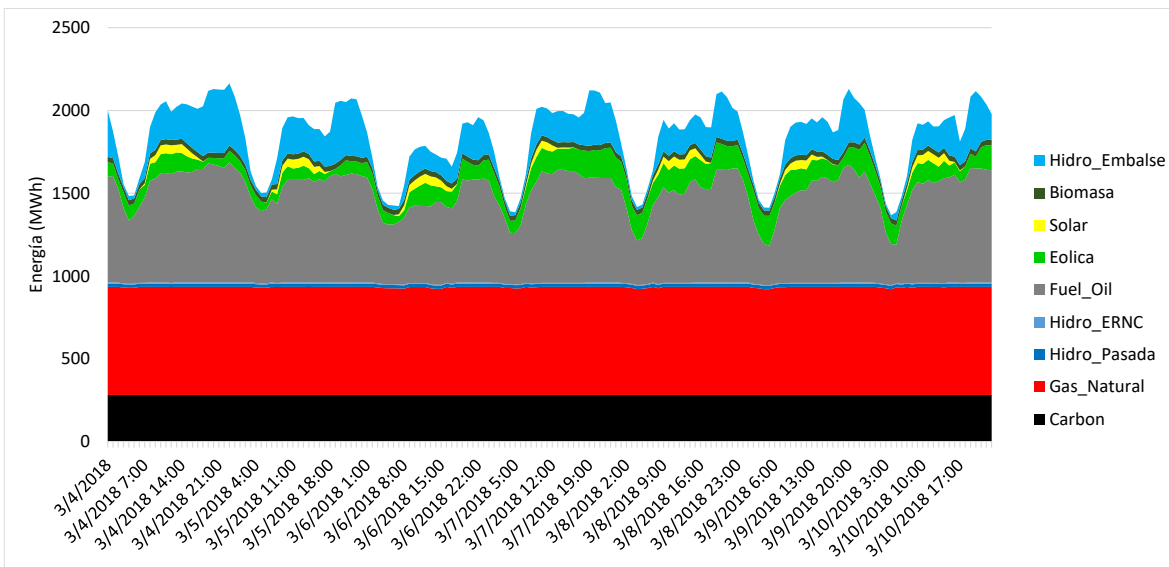


Figura 43: Despacho para semana representativa (marzo 2018). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

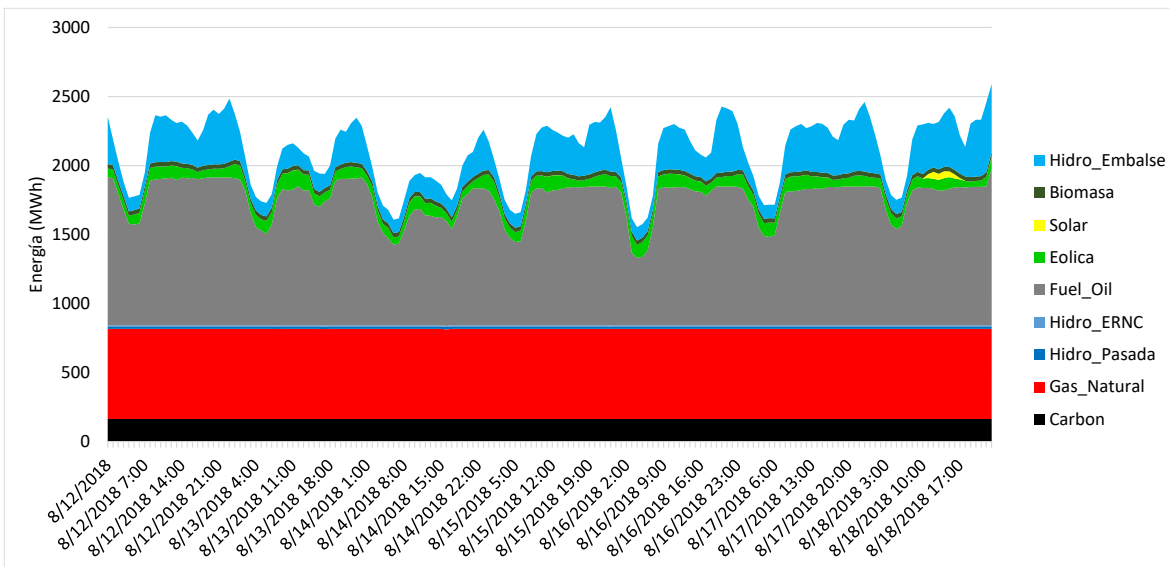


Figura 44: Despacho para semana representativa (agosto 2018). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

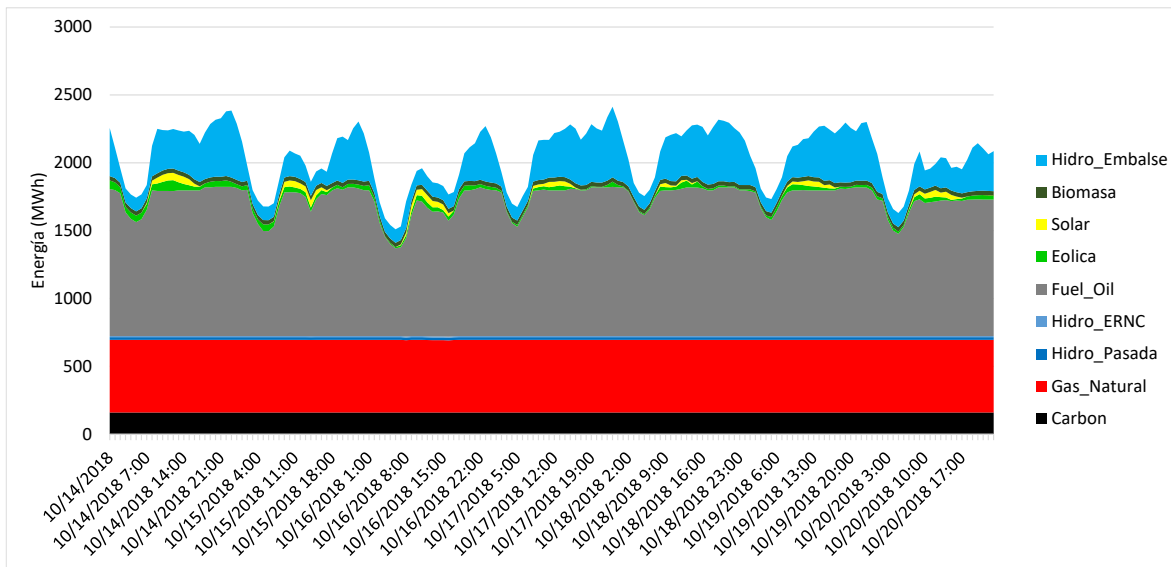


Figura 45: Despacho para semana representativa (octubre 2018). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.2.1.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. La demanda neta se calcula como la demanda menos la generación eólica y solar. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 168 MW/hr.

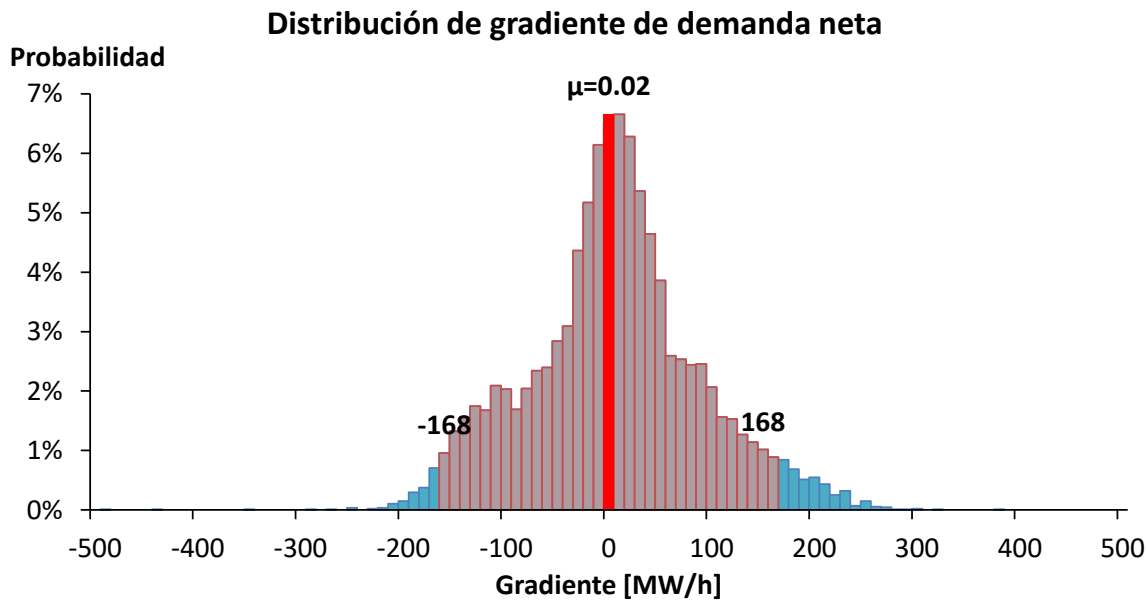


Figura 46: Distribución de probabilidad de demanda neta.

4.2.1.4 Estimación de los requerimientos de reserva

La siguiente tabla muestra la estimación de los requerimientos de reserva para el control primario y secundario de frecuencia. La estimación se muestra para los 3 bloques de tiempo que se definieron para estimar el requerimiento de reserva.

Tabla 38: Requerimiento de reserva para el control primario y secundario de frecuencia.

Tipo de reserva		Reserva (MW)
Control Primario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	51,2
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	78,1
	Bloque 3 (10:00-17:59)	77,0
Control Secundario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	50,9
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	49,5
	Bloque 3 (10:00-17:59)	55,6

4.2.1.5 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Los vertimientos de ERNC corresponden al recurso eólico y solar que está disponible pero que no pudo ser despacho. Para este caso no se observan vertimientos de generación eólica y solar.

Tabla 39: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	689
	Energía máxima disponible(GWh)	689
	Vertimiento (GWh)	0
	Vertimiento (%)	0
Solar	Energía generada (GWh)	114
	Energía máxima disponible(GWh)	114
	Vertimiento (GWh)	0
	Vertimiento (%)	0

4.2.1.6 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas anuales para un grupo de unidades seleccionadas. Se seleccionan las centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil* y tienen una potencia instalada mayor a 49 MW.

Tabla 40: Número de partidas anuales por centrales. Solo se incluyen centrales a carbón o centrales con turbina de gas

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	3
	Itabo_2	1
	BarahonaCarbon	4
	PuntaCatalina_1	4
	PuntaCatalina_2	4
Gas natural	AESAndres	3
	LOS_MINA_5	14
	LOS_MINA_6	53
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	5
	LosOrigenes_GN	0
	CESPM_1_GN	0
	CESPM_2_GN	0
	CESPM_3_GN	0
Fuel oil	SanFelipe	0
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	6
	CESPM_3_FO	3
	HainaTGas	3
	Pimentel_3	98
	MonteRio	254

4.2.1.7 Flujos líneas de transmisión

Las siguientes figuras muestran los flujos para un número reducido de líneas de transmisión. Para el Caso Base no se observan congestiones por las líneas de transmisión.

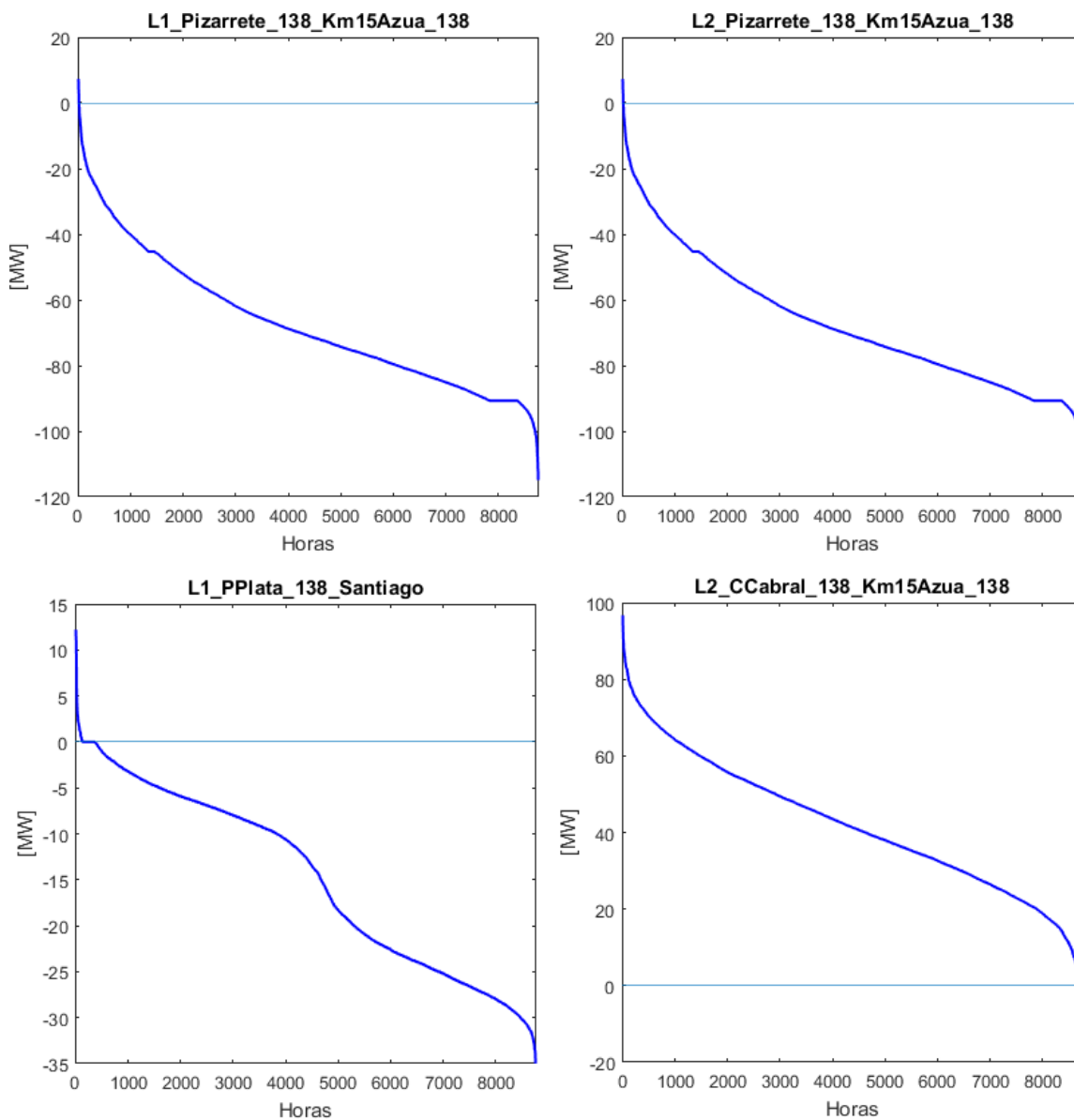


Figura 47: Flujos por líneas de transmisión.

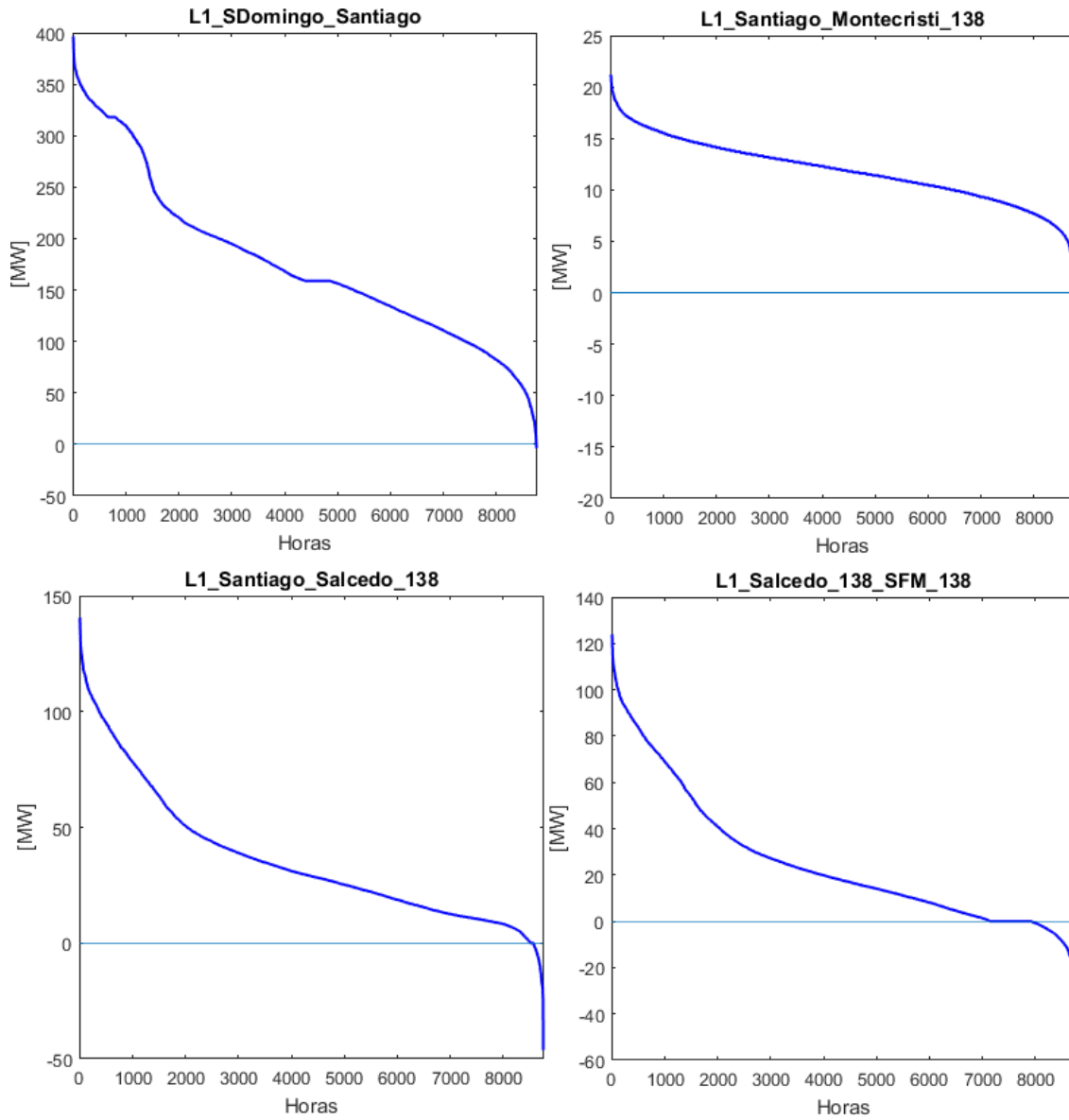


Figura 48: Flujos por principales líneas de transmisión

4.2.1.8 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en las barras Santiago y Santo Domingo. Se estima un costo marginal promedio de 79 US\$/MWh en Santiago, y de 77 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2018.

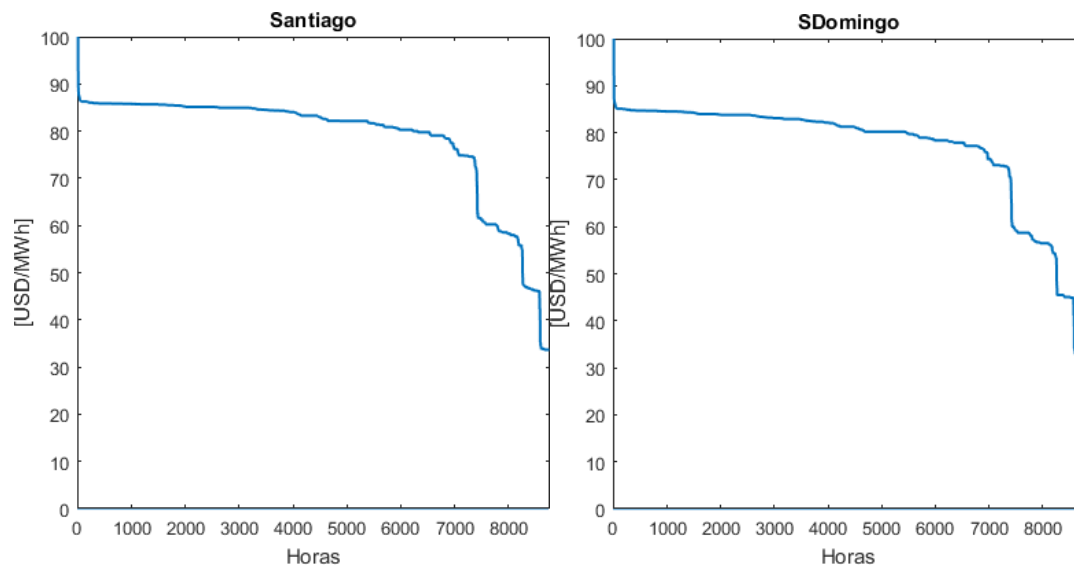


Figura 49: Costos marginales

4.2.2 Resultados Caso Base año 2030

4.2.2.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología. La generación eólica tiene una participación de 22,1% y la generación solar 0,4%.

Tabla 41: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	267	0,8%
Carbón	9201	26,8%
Eólica	7575	22,1%
Fuel oil	515	1,5%
Gas natural	14375	41,9%
Hidroelectricidad de embalse	1974	5,8%
Hidroelectricidad pasada	241	0,7%
Solar	147	0,4%
Total general	34296	100,0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

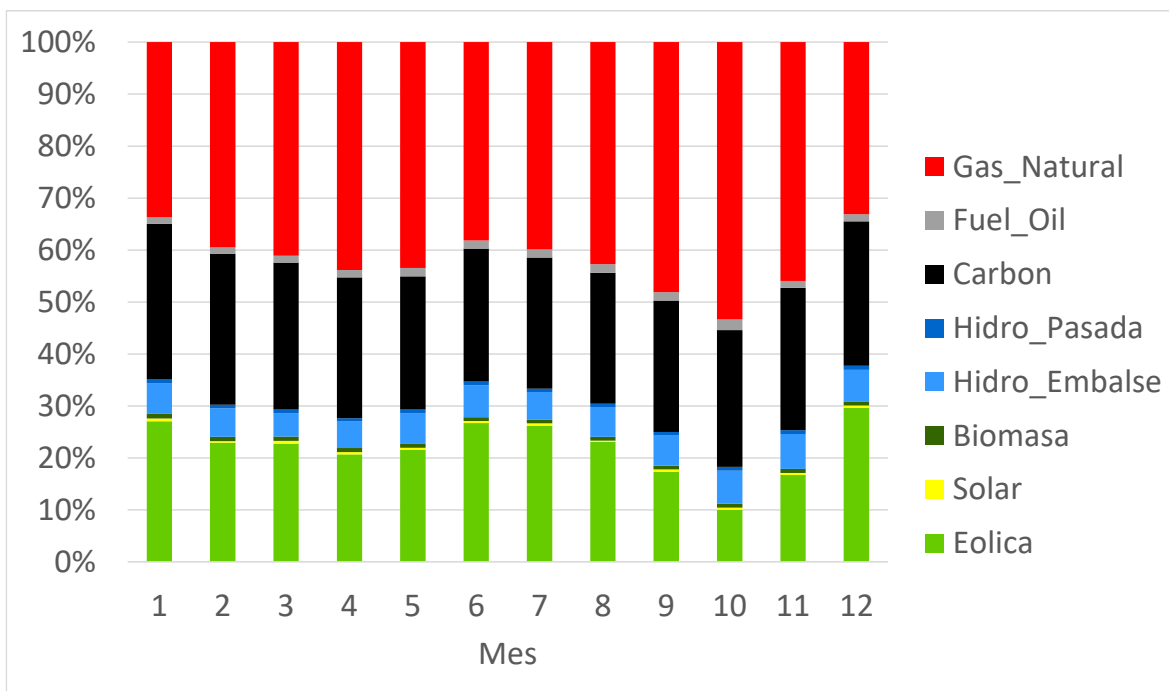


Figura 50: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

4.2.2.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados de la programación semanal. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana.

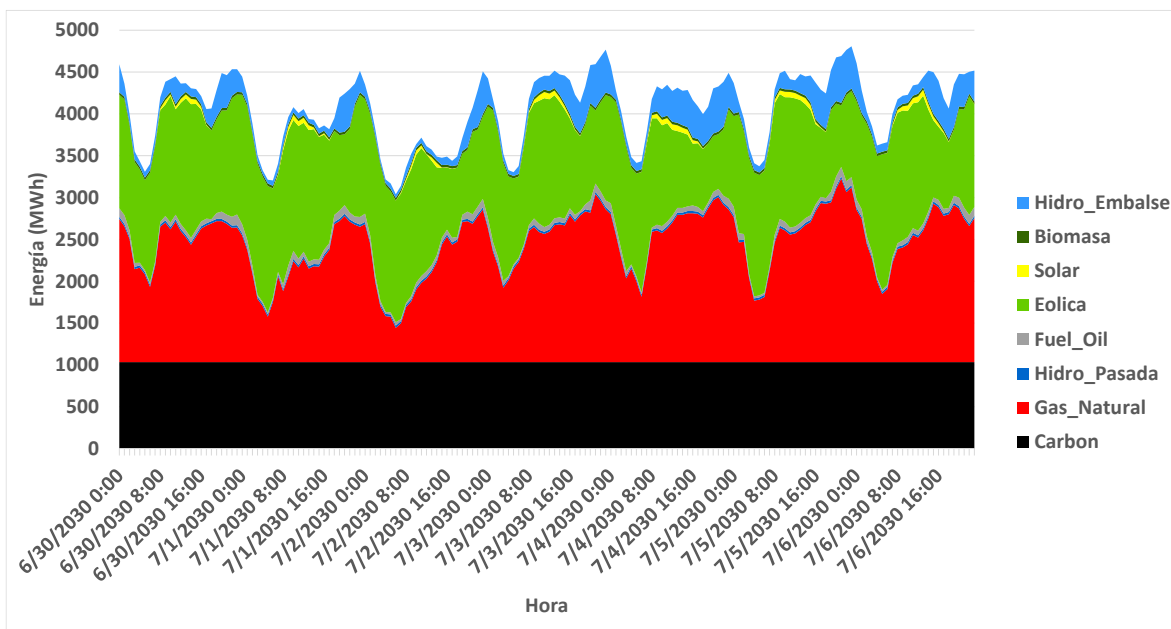


Figura 51: Despacho para semana representativa (julio 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

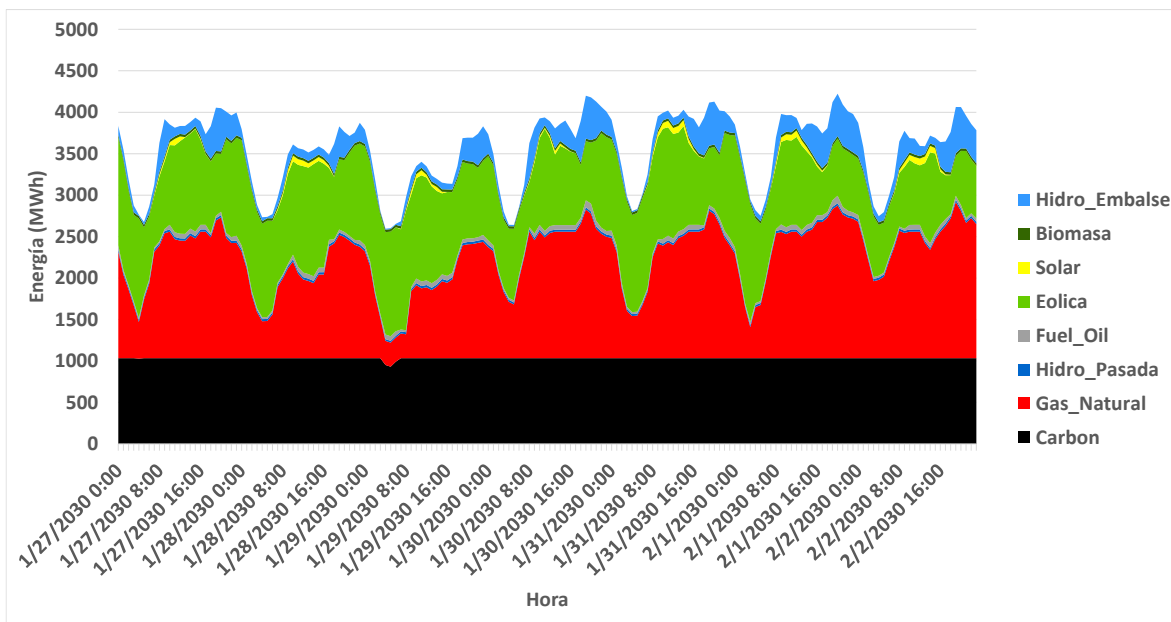


Figura 52: Despacho para semana representativa (enero-febrero 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

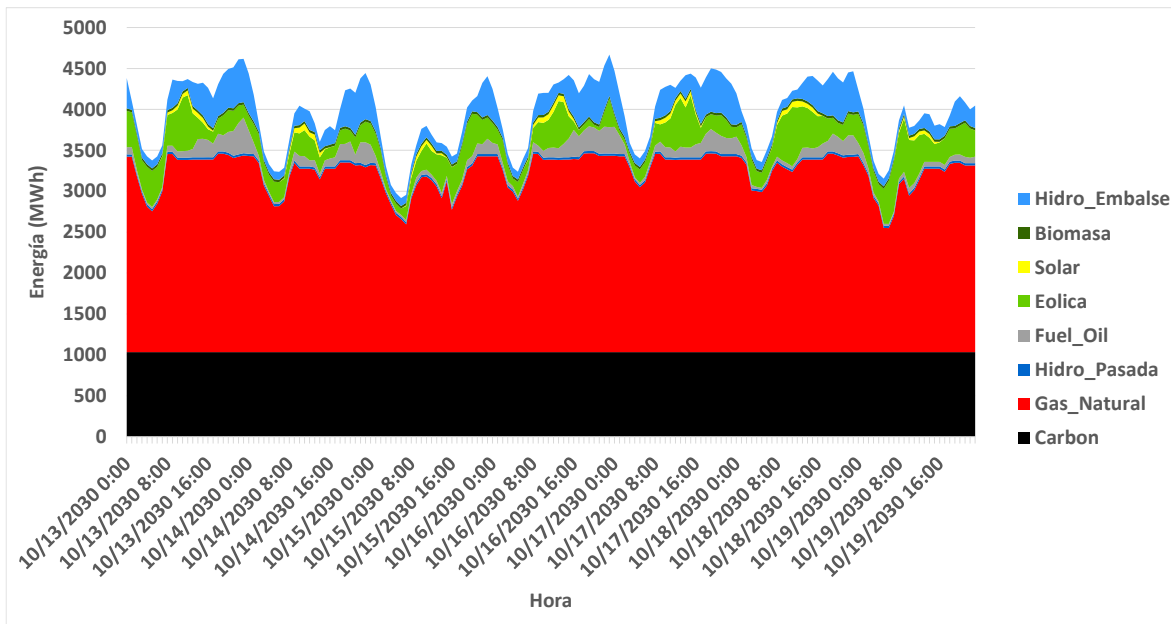


Figura 53: Despacho para semana representativa (octubre 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.2.2.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 415 MW/hr. En comparación con el año 2018, la variación de la demanda neta estimada era de 180 MW/hr para el mismo intervalo de confianza.

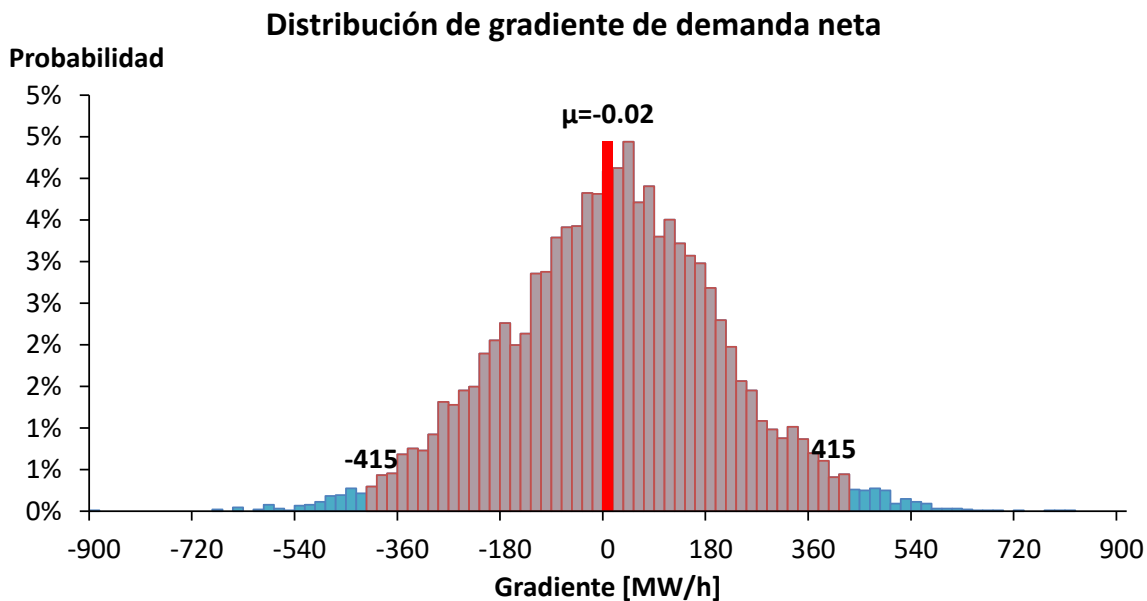


Figura 54: Distribución de probabilidad de demanda neta.

4.2.2.4 Estimación de los requerimientos de reserva

La siguiente tabla muestra la estimación de los requerimientos de reserva para el control primario y secundario. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 328 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Las simulaciones se realizaron suponiendo que las nuevas centrales a gas natural, proyectadas por el modelo de planificación, participarán del control secundario de frecuencia y contribuirán a satisfacer el requerimiento sistémico.

Tabla 42: Requerimiento de reserva

Tipo de reserva		Reserva (MW)
Control Primario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	99,8
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	152,3
	Bloque 3 (10:00-17:59)	150
Control Secundario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	287,7
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	255,6
	Bloque 3 (10:00-17:59)	327,5

4.2.2.5 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Un 4% del recurso eólico no se puede aprovechar debido a los vertimientos de ERNC.

Tabla 43: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	7575
	Energía máxima disponible(GWh)	7874
	Vertimiento (GWh)	298
	Vertimiento (%)	4%
Solar	Energía generada (GWh)	147
	Energía máxima disponible(GWh)	147
	Vertimiento (GWh)	0
	Vertimiento (%)	0%

4.2.2.6 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas para un grupo de unidades seleccionadas (centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil*).

Tabla 44: Número de partidas anuales

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	0
	Itabo_2	0
	BarahonaCarbon	0
	PuntaCatalina_1	0
	PuntaCatalina_2	0
Gas natural	AESAndres	57
	LOS_MINA_5	382
	LOS_MINA_6	396
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	58
	LosOrigenes_GN	594
	CESPM_1_GN	21
	CESPM_2_GN	31
	CESPM_3_GN	47
	GNL_Nor_1_2024	202
	GNL_Nor_2_2026	217
	GNL_Nor_3_2025	281
	GNL_Sur_1_2030	177
Fuel oil	SanFelipe	1
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	0
	CESPM_3_FO	0
	HainaTGas	1
	Pimentel_3	545
	MonteRio	130

4.2.2.7 Flujos líneas de transmisión

Las siguientes figuras muestran los flujos para un número reducido de líneas de transmisión. Para el Caso Base no se observan congestiones por las líneas de transmisión.

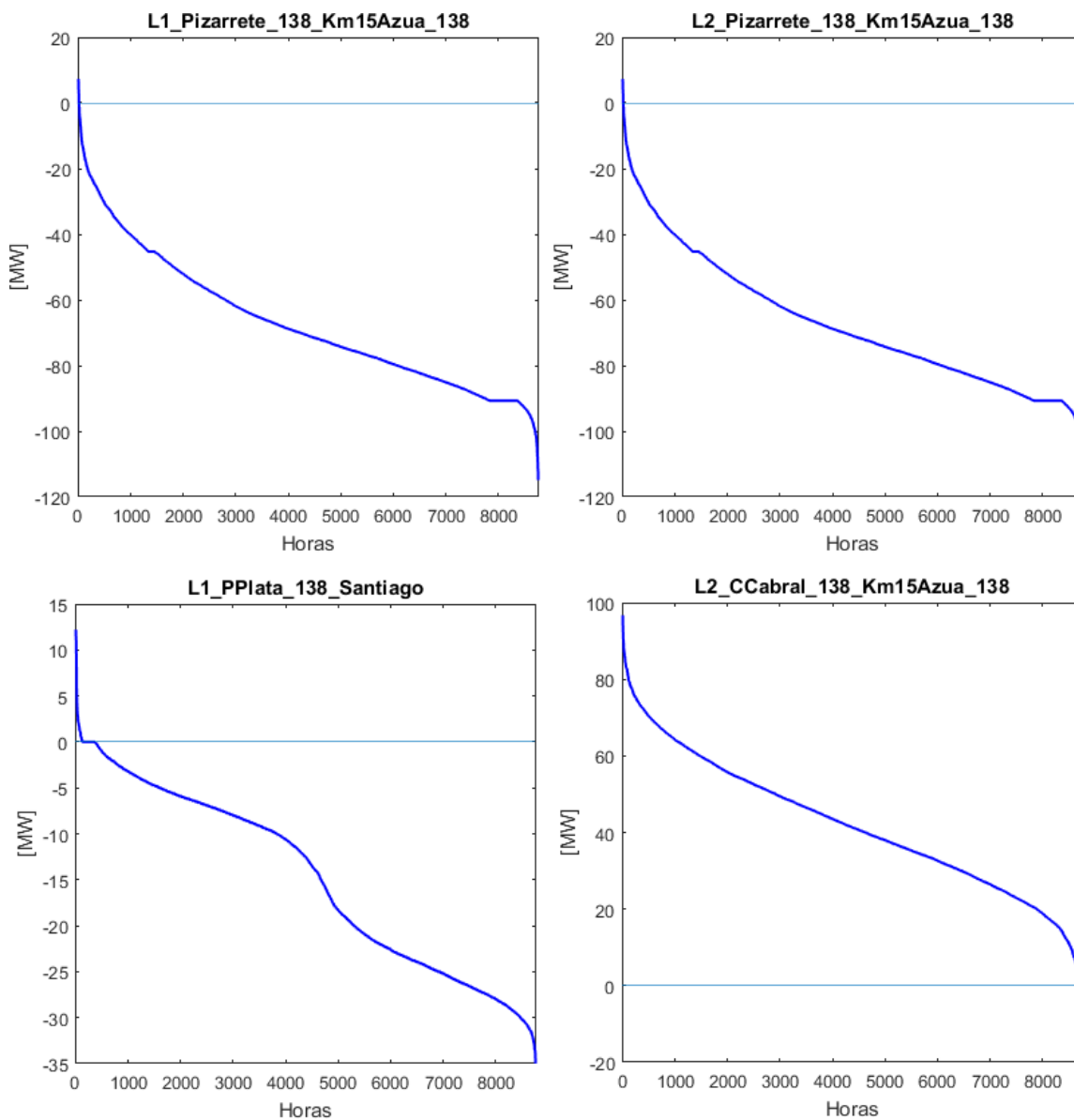


Figura 55: Flujos por líneas de transmisión.

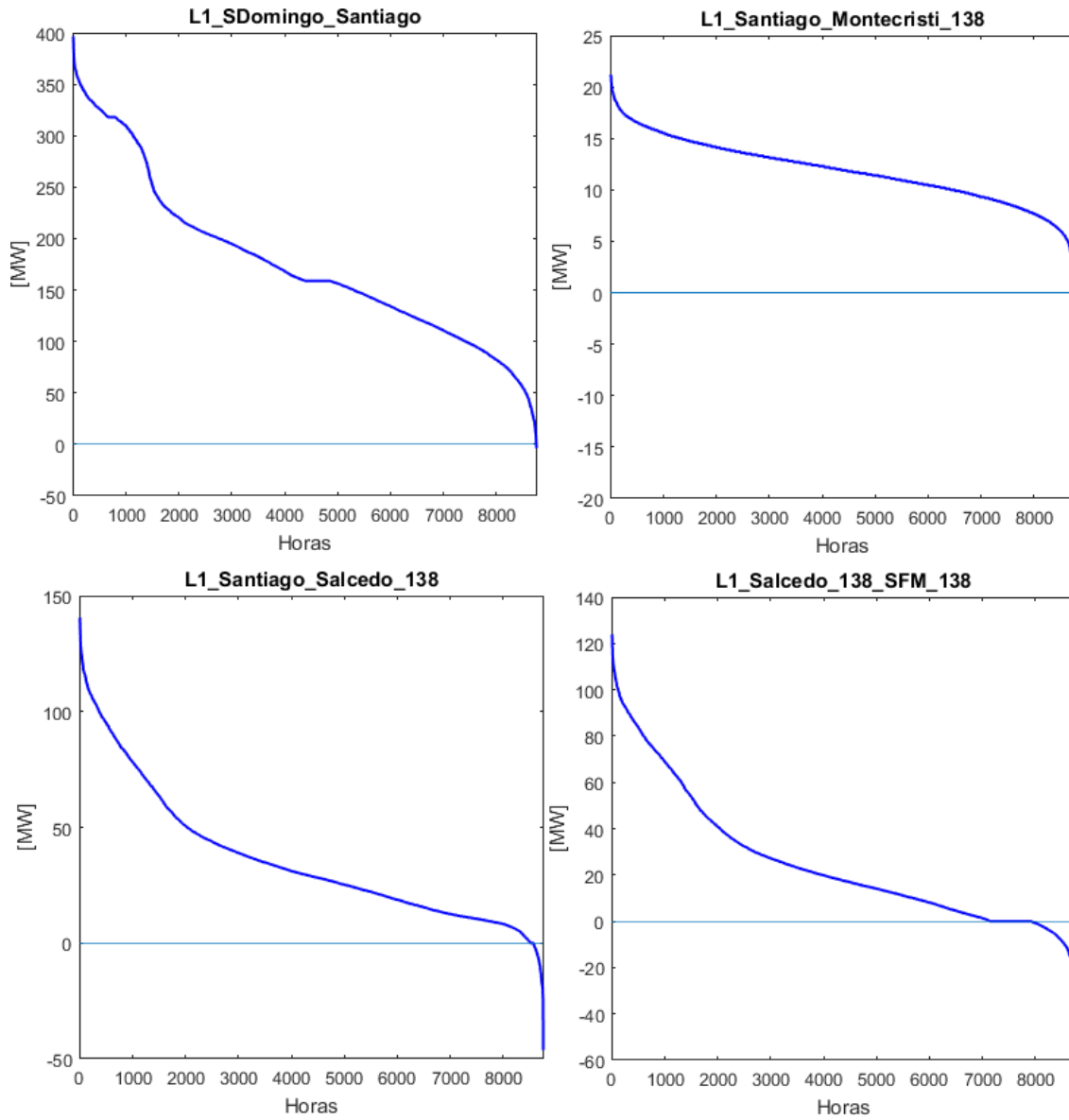


Figura 56: Flujos por principales líneas de transmisión

4.2.2.8 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en las barras Santiago y Santo Domingo. Se estima un costo marginal promedio de 79 US\$/MWh en Santiago, y de 77 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2018.

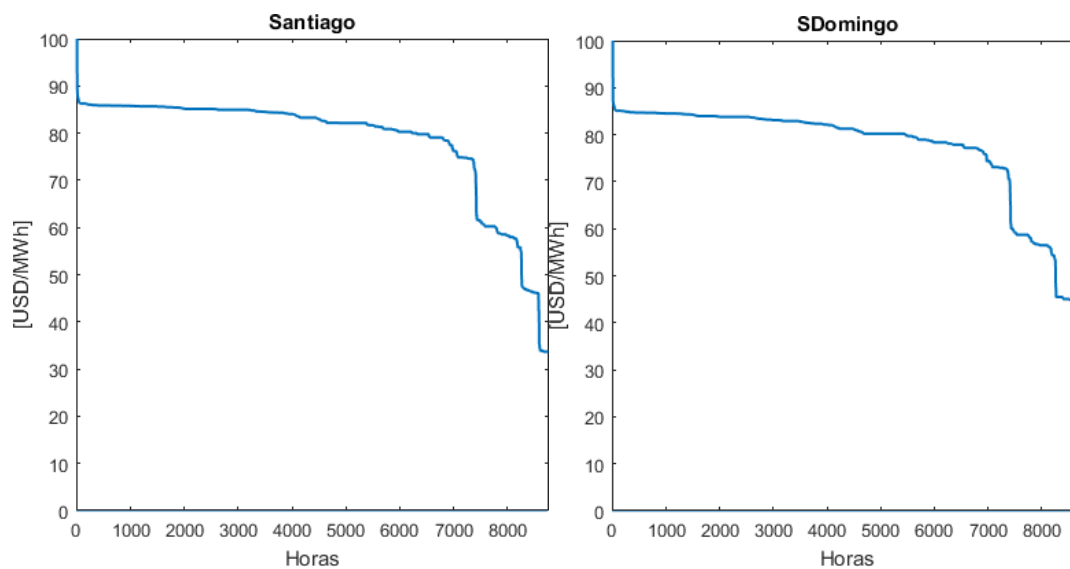


Figura 57: Costos marginales

4.2.3 Resultados Caso Meta ERNC año 2030

4.2.3.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología. La generación eólica tiene una participación de 23,1% y la generación solar 0,4%.

Tabla 45: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	267	0.8%
Carbón	9203	26.8%
Eólica	7934	23.1%
Fuel oil	434	1.3%
Gas natural	14148	41.2%
Hidroelectricidad de embalse	1973	5.7%
Hidroelectricidad pasada	241	0.7%
Solar	147	0.4%
Total general	34346	100.0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

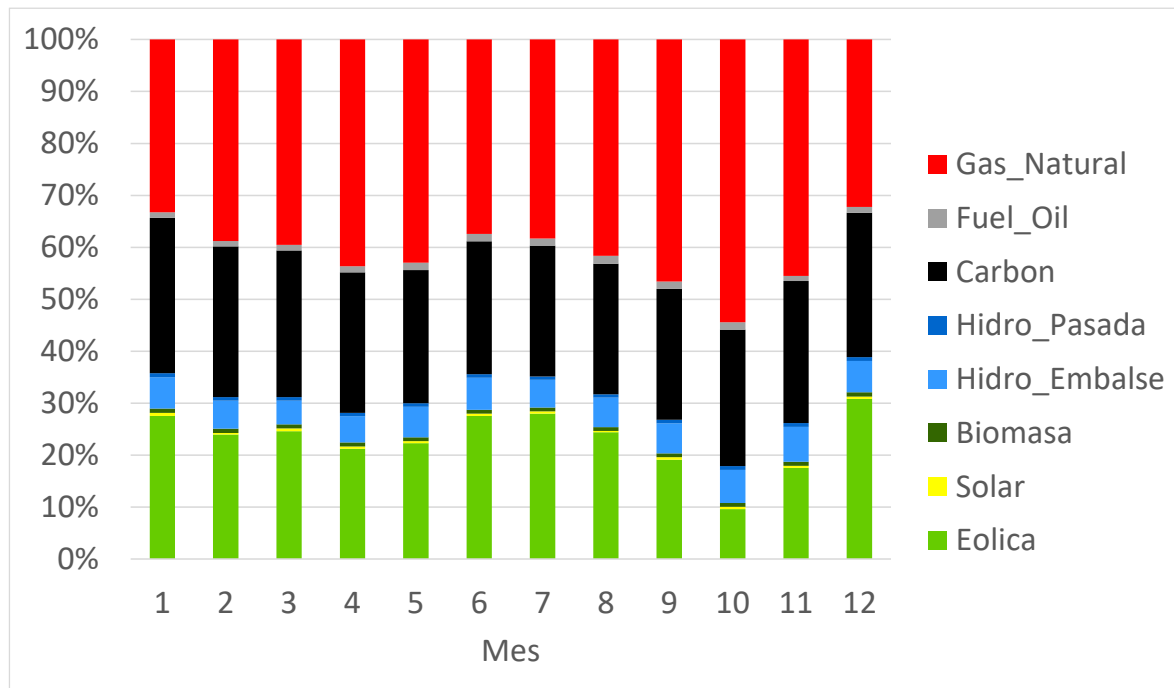


Figura 58: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

4.2.3.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados de la programación semanal. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana.

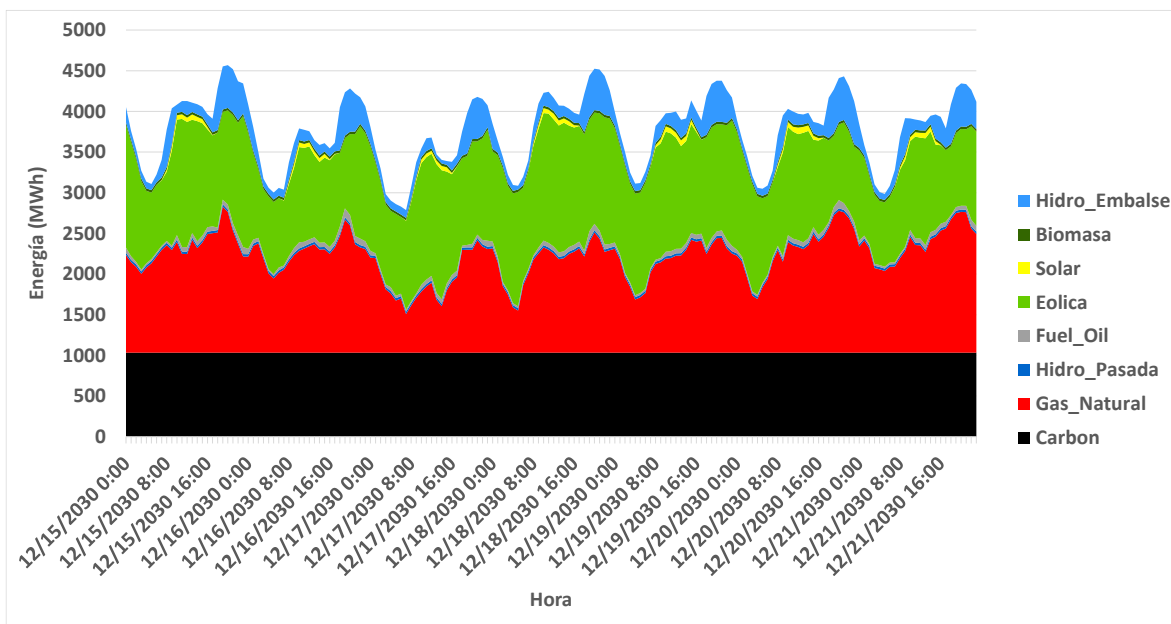


Figura 59: Despacho para semana representativa (diciembre 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

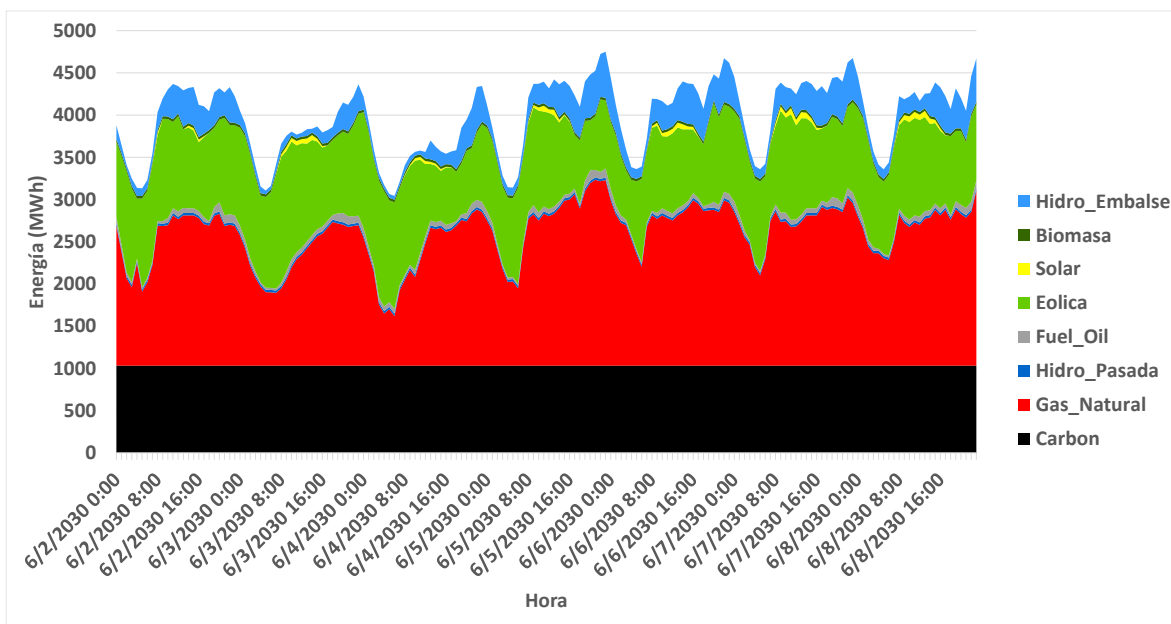


Figura 60: Despacho para semana representativa (junio 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

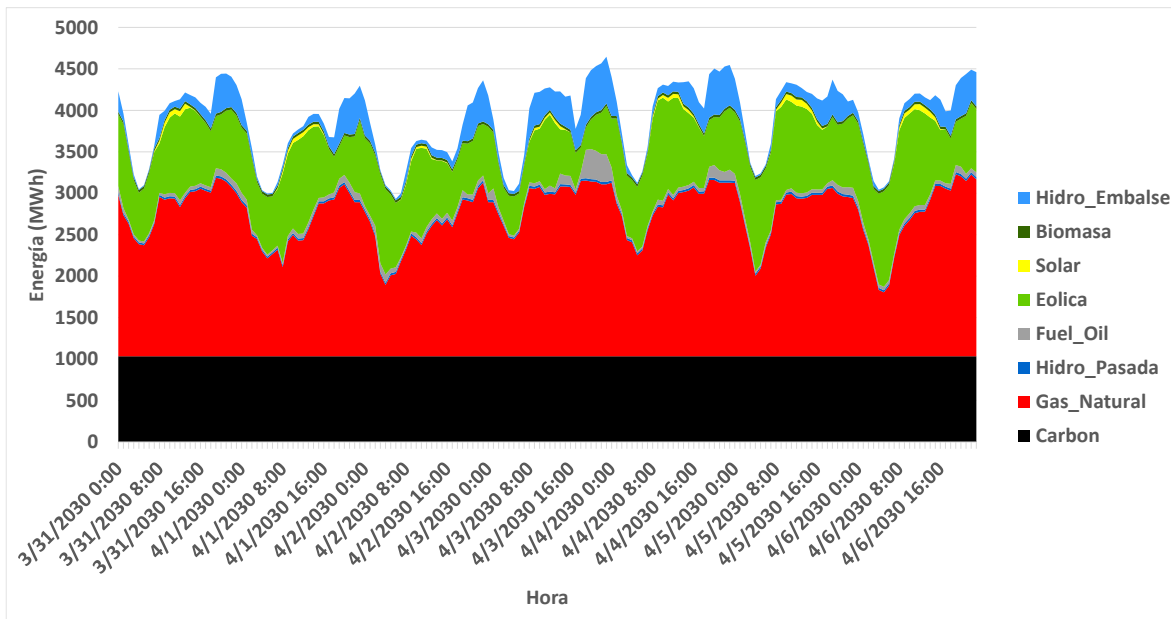


Figura 61: Despacho para semana representativa (abril 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.2.3.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 425 MW/hr.

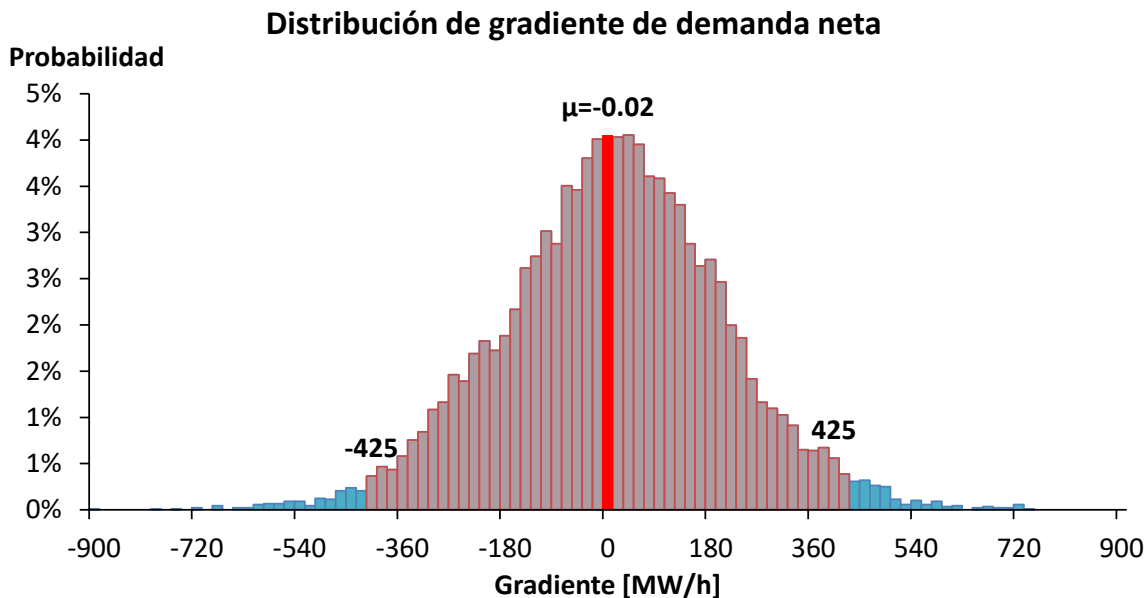


Figura 62: Distribución de probabilidad de demanda neta.

4.2.3.4 Estimación de los requerimientos de reserva

La siguiente tabla muestra la estimación de los requerimientos de reserva para el control primario y secundario. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 340 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Las simulaciones se realizaron suponiendo que las nuevas centrales a gas natural, proyectadas por el modelo de planificación, participarán del control secundario de frecuencia y contribuirán a satisfacer el requerimiento sistémico.

Tabla 46: Requerimiento de reserva

Tipo de reserva		Reserva (MW)
Control Primario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	99,8
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	152,3
	Bloque 3 (10:00-17:59)	150
Control Secundario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	288,2
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	264,7
	Bloque 3 (10:00-17:59)	339,9

4.2.3.5 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Un 4% del recurso eólico no se puede aprovechar debido a los vertimientos de ERNC.

Tabla 47: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	7934
	Energía máxima disponible(GWh)	8227
	Vertimiento (GWh)	293
	Vertimiento (%)	4%
Solar	Energía generada (GWh)	147
	Energía máxima disponible(GWh)	147
	Vertimiento (GWh)	0
	Vertimiento (%)	0%

4.2.3.6 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas para un grupo de unidades seleccionadas (centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil*). Para algunas unidades se observa un incremento significativo en el número de partidas anuales en comparación con el Caso Base 2018 y Caso Base 2030.

Tabla 48: Número de partidas anuales

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	0
	Itabo_2	0
	BarahonaCarbon	0
	PuntaCatalina_1	0
	PuntaCatalina_2	0
Gas natural	AESAndres	335
	LOS_MINA_5	209
	LOS_MINA_6	196
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	40
	LosOrigenes_GN	476
	CESPM_1_GN	1
	CESPM_2_GN	9
	CESPM_3_GN	45
	GNL_Nor_1_2024	251
	GNL_Nor_2_2028	323
	GNL_Nor_3_2024	385
	GNL_Sur_1_2030	265
	GNL_Sur_3_2030	252
Fuel oil	SanFelipe	1
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	0
	CESPM_3_FO	0
	HainaTGas	1
	Pimentel_3	713
	MonteRio	37

4.2.3.7 Flujos líneas de transmisión

La siguiente figura muestra los flujos por las siguientes líneas de transmisión. La línea Salcedo_Santiago 138 kV presenta congestiones en 30% de las horas de año, mientras que la línea CCabral_km15Azua_345 presenta congestiones en el 12% de las horas del año. Las congestiones de esta última línea explican los vertimientos de ERNC reportados para este caso.

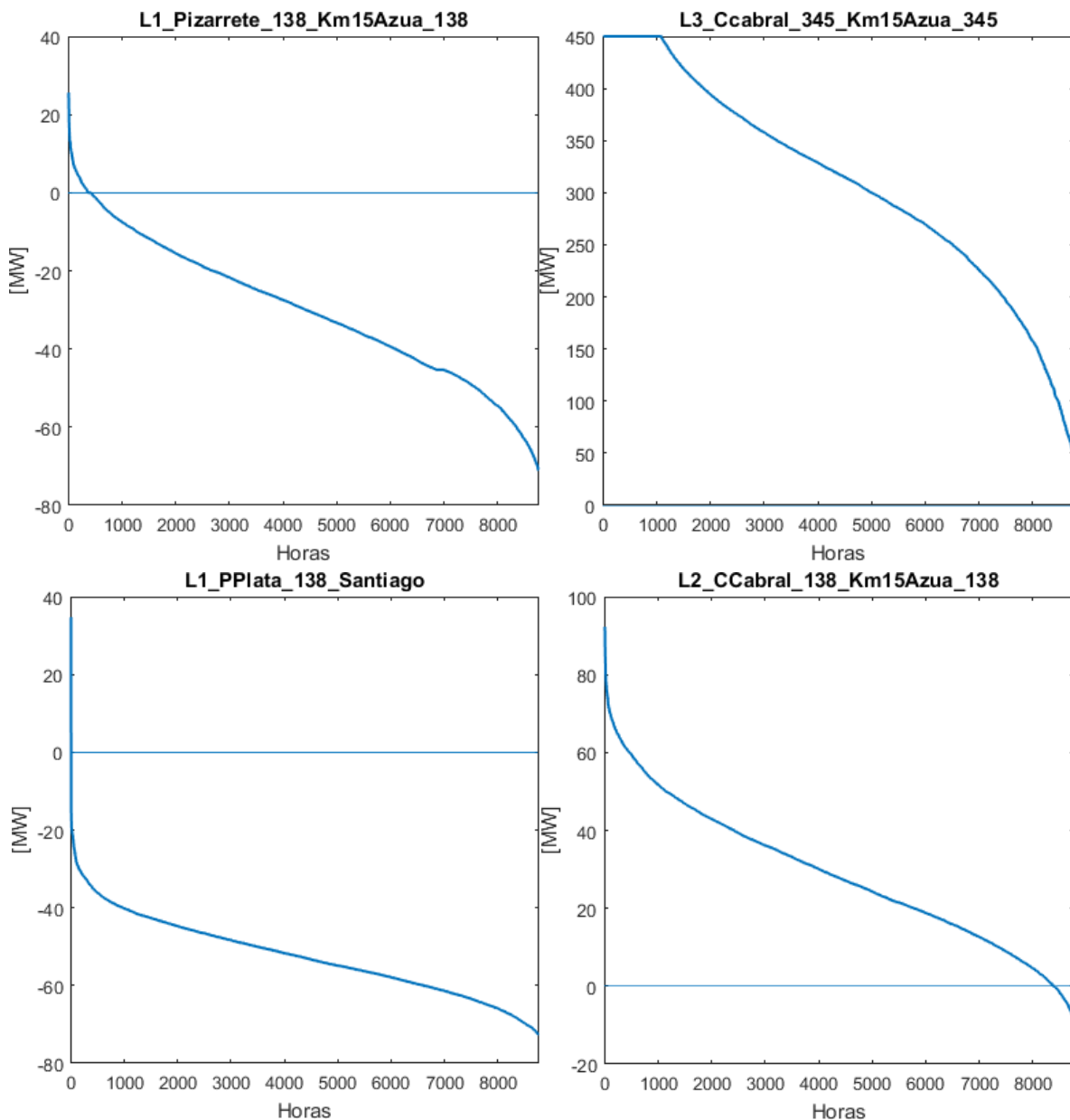


Figura 63: Flujos por líneas de transmisión

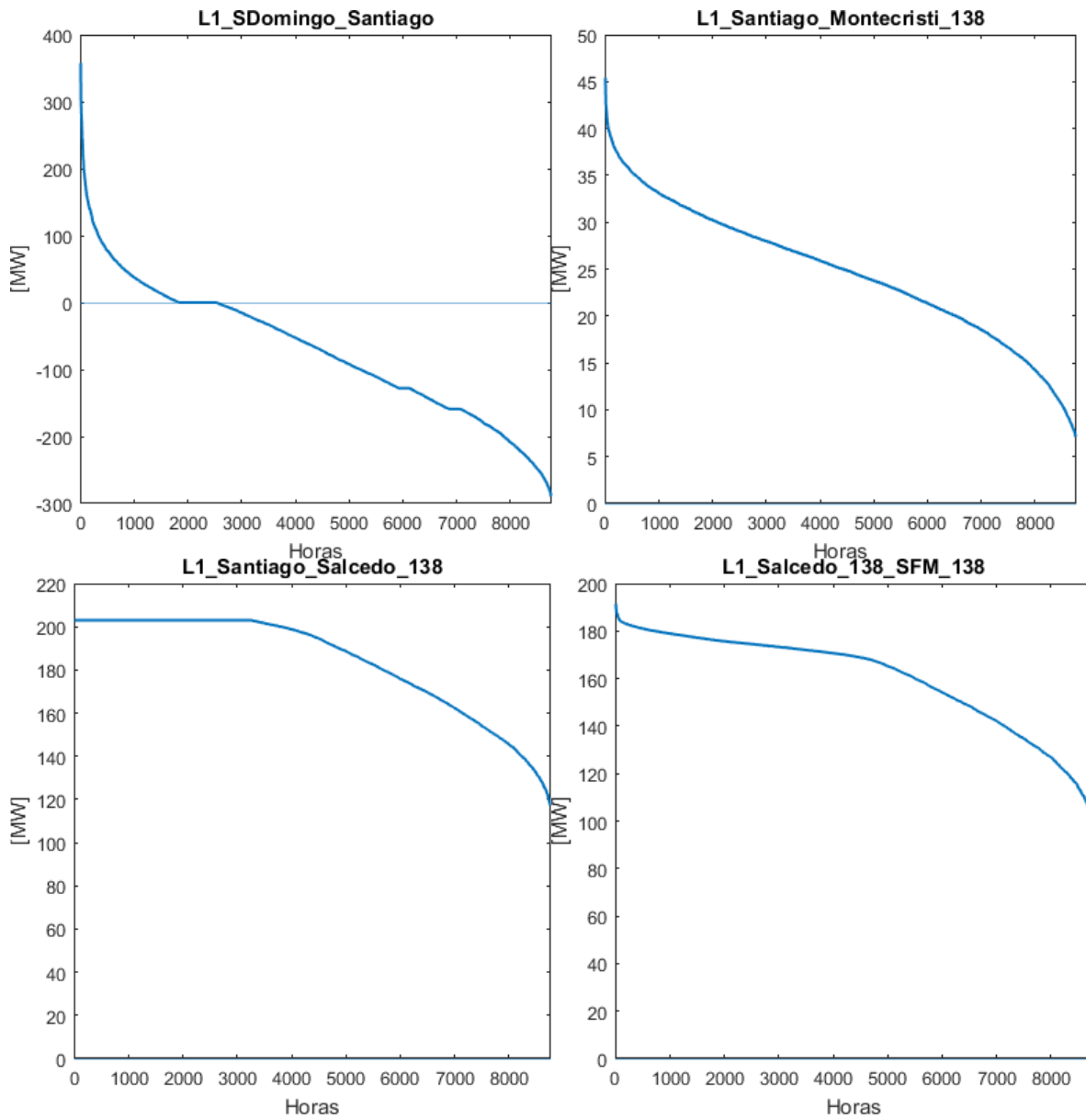


Figura 64: Flujos por principales líneas de transmisión

4.2.3.8 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en la barra Santo Domingo y Santiago. Se estima un costo marginal promedio de 94 US\$/MWh en Santiago, y de 95 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2030.

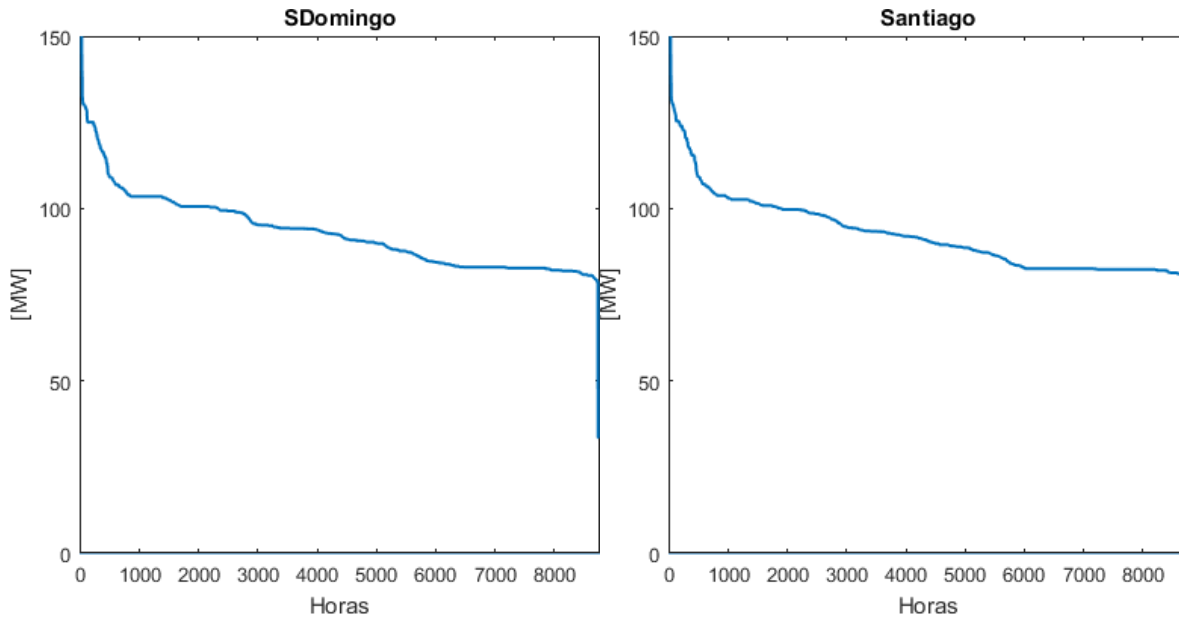


Figura 65: Costos marginales

4.2.4 Análisis de sensibilidad año 2018

4.2.4.1 Metodología

Con el objeto de determinar los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el sistema SENI, se realiza un análisis de sensibilidad para el año 2018. Mediante estas sensibilidades se busca determinar los niveles máximos de penetración de ERNC que puede soportar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado bajo las condiciones actuales de operación. Es decir, las simulaciones se realizan suponiendo las capacidades máximas de transferencia que actualmente posee el sistema de transmisión, los niveles de demanda del año 2018, las centrales operativas al año 2018 y los montos de reservas que actualmente aportan las centrales que participan del control de frecuencia primario y secundario.

Las sensibilidades evaluadas se definen a partir de los resultados de la planificación de la expansión de la generación de largo plazo. En total se evalúan 7 sensibilidades para el año 2018. Para esto, se incrementa de manera gradual la potencia instalada de generación eólica⁷ considerando distintos criterios de ubicación de éstos. La ubicación de los proyectos propuesta para cada sensibilidad se fundamenta principalmente por la capacidad de transmisión disponible del sistema eléctrico al año 2018. La potencia máxima de recurso renovable al año 2018 que se podría evaluar corresponde a la potencia eólica y solar proyectada por el Escenario Meta ERNC al 2030. Sin embargo, los resultados que se mostrarán a continuación muestran que este nivel de penetración es poco conveniente si se consideran las condiciones de operación del año 2018.

La Tabla 43 muestra la descripción de las sensibilidades evaluadas y la Tabla 44 muestran el detalle de las potencias instaladas. Es importante destacar que si bien el modelo de planificación de la generación privilegia instalar primero los proyectos eólicos ubicados en la zona suroeste debido principalmente a los mejores factores de planta que se supusieron para zona, para definir las sensibilidades evaluadas al año 2018 se prefirió alterar el orden de entrada de los proyectos tomando en cuenta las holguras disponibles del sistema que transmisión actual.

⁷ Los resultados del modelo de planificación no proyectan nuevos proyectos de generación solar en el Escenario A.

Tabla 49: Descripción de sensibilidades evaluadas en año 2018 para el Escenario A.

Sensibilidad	Descripción
Sensibilidad 1 ("S1")	Se incluyen: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción.
Sensibilidad 2 ("S2")	En este escenario se privilegia instalar en la zona norte y zona noroeste debido que el sistema de transmisión tiene mayores holguras en comparación con la zona suroeste. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 201 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Km15Azuá. 301 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra PPlata. 149 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 3 ("S3")	Se incrementa la potencia instalada en la zona cercana a la barra Montecristi en comparación con la sensibilidad S2. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 201 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Km15Azuá. 301 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra PPlata. 375 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 4 ("S4")	Se incrementa la potencia instalada en la zona cercana a la barra CCabral en comparación con la sensibilidad S2. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 201 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Km15Azuá 301 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra PPlata 149 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Montecristi 250 MW adicionales en la zona cerca de la barra CCabral.
Sensibilidad 5 ("S5")	Se incrementa la potencia instalada en la zona cercana a la barra Montecristi en comparación con la sensibilidad S4. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 201 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Km15Azuá 301 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra PPlata 375 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Montecristi 250 MW adicionales en la zona cerca de la barra CCabral.
Sensibilidad 6 ("S6")	Se privilegia la instalación en la zona cerca de la barra CCabral, en desmedro de la instalación en la zona norte y zona noroeste. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 201 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Km15Azuá 301 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra PPlata 375 MW adicionales instalados en la zona cerca de la barra Montecristi 250 MW adicionales en la zona cerca de la barra CCabral.
Sensibilidad 7 ("S7")	Se incrementa aún más la capacidad instalada en la zona cerca de la barra CCabral en comparación con la sensibilidad S6.

Tabla 50: Potencia instalada (MW) para los distintos escenarios evaluados. Las potenciales instaladas para el Caso Base 2030 y Caso Meta ERNC 2030 fueron obtenidos del modelo de planificación de generación de largo plazo. Las centrales EolCabral, EolKm15Azuza, EolMontecristi y EolPPlata corresponden a las centrales proyectadas por el modelo de planificación de la generación.

Central	Base 2018	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	Base 2030	Meta ERNC 2030
SolarMontePlata	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
MCristiSolar	0	58	58	58	58	58	58	58	58	58
WCenergyParkSolar	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CanoaSolar	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25
QuilvioCabrera_I	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
LosCocos_I	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
LosCocos_II	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Larimar	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
PPlataIbambert_Maimon	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Matafongo	0	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Guanillo	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
LosGuzmancitos	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48
AguaClara	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
EolCCabral_2022	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250
EolCCabral_2023	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250
EolCCabral_2026	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250
EolCCabral_2031	0	0	0	0	0	0	0	0	144	144
EolKm15Azuza_2022	0	0	109	109	109	109	109	109	0	109
EolKm15Azuza_2023	0	0	92	92	92	92	92	92	0	92
EolKm15Azuza_2026	0	0	0	0	0	0	46	46	0	46
EolKm15Azuza_2027	0	0	0	0	0	0	0	250	0	250
EolKm15Azuza_2028	0	0	0	0	0	0	0	0	246	246
EolKm15Azuza_2029	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
EolMontecristi_2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EolMontecristi_2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EolMontecristi_2029	0	0	0	226	0	226	0	0	226	226
EolMontecristi_2030	0	0	149	149	149	149	0	0	149	149
EolMontecristi_2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EolMontecristi_2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EolPPlata_2028	0	0	52	52	52	52	0	0	0	52
EolPPlata_2029	0	0	250	250	250	250	0	0	0	250
Total eólico (MW)	191	420	1071	1297	1321	1547	1417	1667	1941	2740
Total solar (MW)	60	193	193	193	193	193	193	193	193	193

Las siguientes figuras muestran de manera referencial la ubicación de los proyectos eólicos y solares para algunas de las sensibilidades evaluadas.

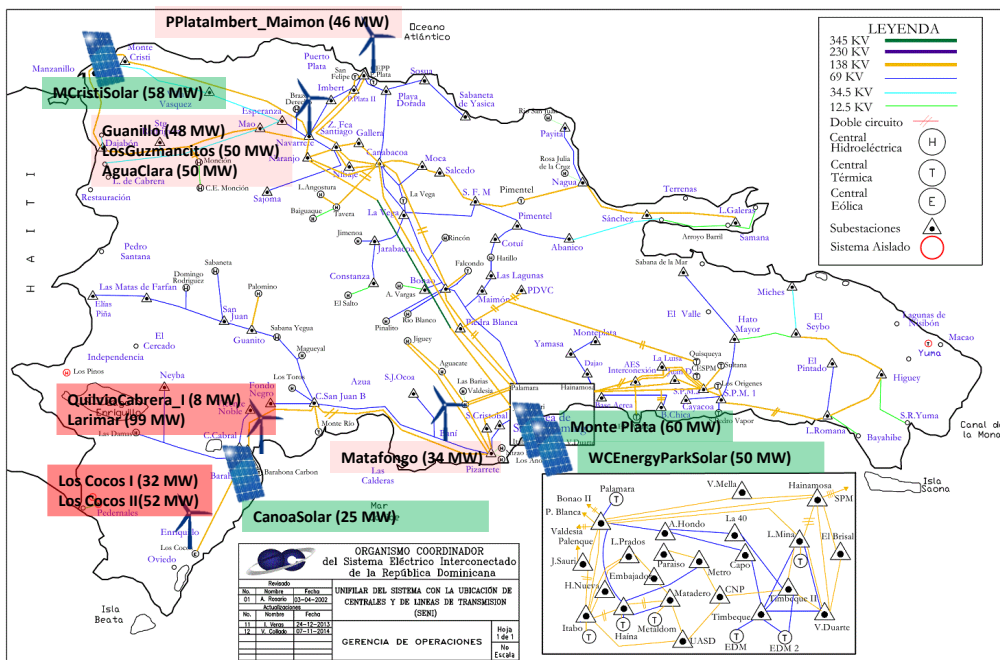


Figura 66: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 1.

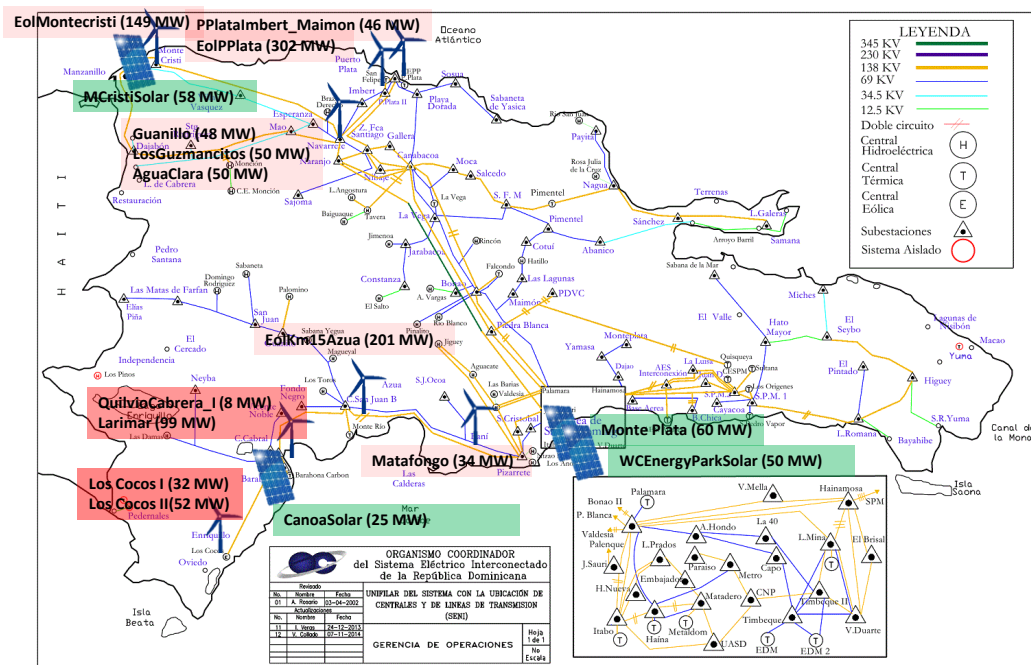


Figura 67: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 2.

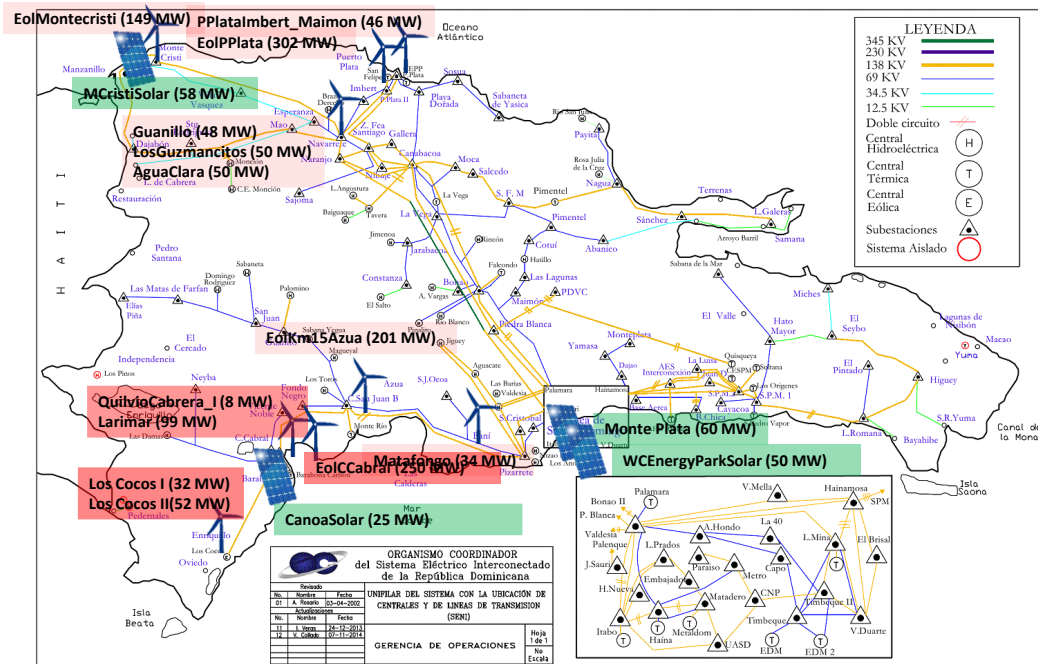


Figura 68: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 4.

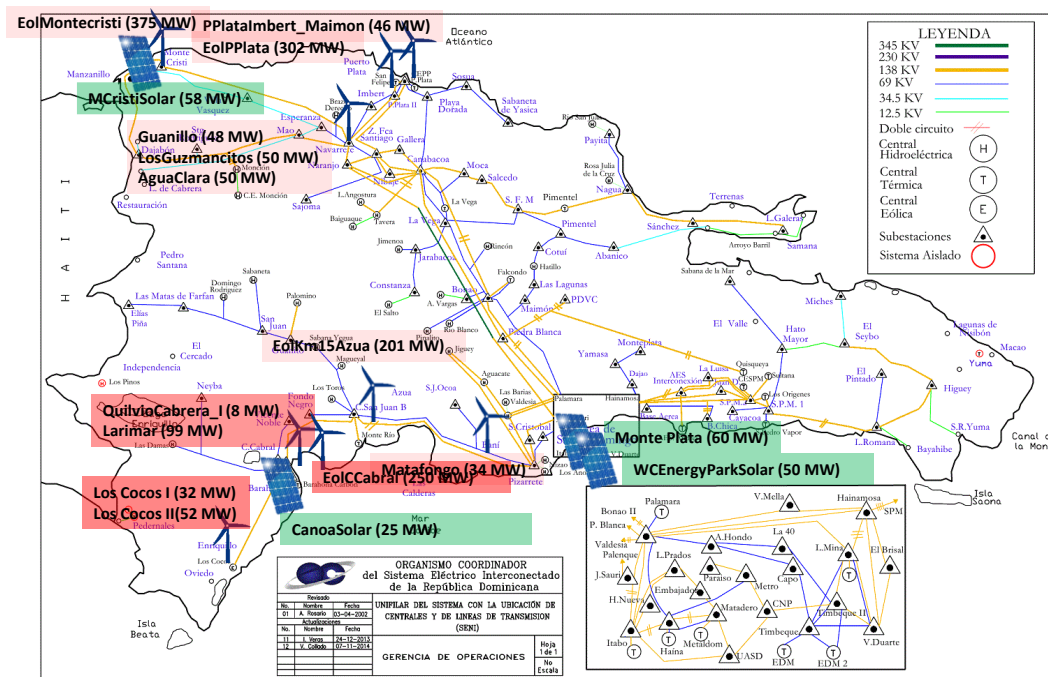


Figura 69: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 5

4.2.4.2 Resultados

Las siguientes tablas muestran la participación en energía por tipo de tecnología para cada uno de las sensibilidades exploradas. La generación eólica tiene una participación de 7,3% en la sensibilidad S1, 16,8% en la sensibilidad S2, 20% en la sensibilidad S3, 20,7% en la sensibilidad S4 y 24% en la sensibilidad S5. Esta última sensibilidad es la de mayor participación de energía eólica. Si bien la potencia instalada en la sensibilidad S6 y S7 es mayor que la de las sensibilidades anteriores, no se observa un aumento de la generación eólica por las razones que se discuten a continuación.

Tabla 51: Energía generada para el Caso Base y para cada una de las sensibilidades analizadas (valores expresados en GWh)

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Biomasa	279	279	279	278	278	278	278	273
Eólica	676	1254	2917	3450	3595	4169	3195	3168
Solar	114	364	361	359	361	355	351	326
Hidroelectricidad	2183	2184	2170	2163	2153	2149	2057	1987
Carbón	3374	3347	2765	2781	2867	2743	2744	2554
Fuel oil	5493	4794	4567	3999	3770	3549	4252	4314
Gas natural	5183	5065	4270	4237	4325	4139	4575	4482
Total general	17302	17287	17329	17266	17348	17381	17451	17104

Tabla 52: Participación por tipo de tecnología

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Biomasa	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Eólica	3,9%	7,3%	16,8%	20,0%	20,7%	24,0%	18,3%	18,5%
Solar	0,7%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%
Hidroelectricidad	12,6%	12,6%	12,5%	12,5%	12,4%	12,4%	11,8%	11,6%
Carbón	19,5%	19,4%	16,0%	16,1%	16,5%	15,8%	15,7%	14,9%
Fuel oil	31,7%	27,7%	26,4%	23,2%	21,7%	20,4%	24,4%	25,2%
Gas natural	30,0%	29,3%	24,6%	24,5%	24,9%	23,8%	26,2%	26,2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Las siguientes tablas muestran el vertimiento de generación eólica y solar en comparación con la energía máxima generable que se podría utilizar con estos recursos. A partir de la sensibilidad S3 se observa un incremento importante del recurso eólico que no es posible aprovecharlo. En la sensibilidad S3 los vertimientos de generación eólica alcanzan un 3,2% y llegan hasta un 41% en la sensibilidad 7. La participación máxima teórica corresponde a la máxima participación en la matriz de generación si no hubiera vertimientos de ERNC.

Tabla 53: Vertimiento de energía eólica en comparación con la energía máxima que se podría utilizar.

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Energía generada (GWh)	676	1254	2917	3450	3595	4169	3195	3168
Energía máxima generable (GWh)	676	1254	2946	3565	3872	4511	4779	5339
Vertimiento (GWh)	0	0	29	115	277	343	1584	2171
Vertimiento (%)	0,0%	0,0%	1,0%	3,2%	7,1%	7,6%	33,1%	40,7%
Participación máxima teórica (%)	3,9%	7,3%	17,0%	20,6%	22,3%	26,0%	27,4%	31,2%

Tabla 54: Vertimiento de energía solar en comparación con la energía máxima que se podría utilizar.

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Energía generada (GWh)	114	364	361	359	361	355	351	326
Energía máxima generable (GWh)	114	364	364	364	364	364	364	364
Vertimiento (GWh)	0	0	3	5	3	9	13	39
Vertimiento (%)	0,0%	0,0%	0,8%	1,4%	0,9%	2,5%	3,6%	10,6%
Participación máxima teórica (%)	0,7%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%

La siguiente figura compara la generación máxima disponible con la generación despachada para cada uno de los escenarios evaluados. Se observa un desacoplamiento de la energía disponible y energía despachada a medida que aumenta la introducción de energía eólica. Los vertimientos de ERNC se producen principalmente por las congestiones en las líneas de transmisión y por el aumento de los requerimientos de reserva secundaria que hace que se deban despachar unidades térmicas que contribuyen el control de frecuencia y se debe recortar generación renovable.

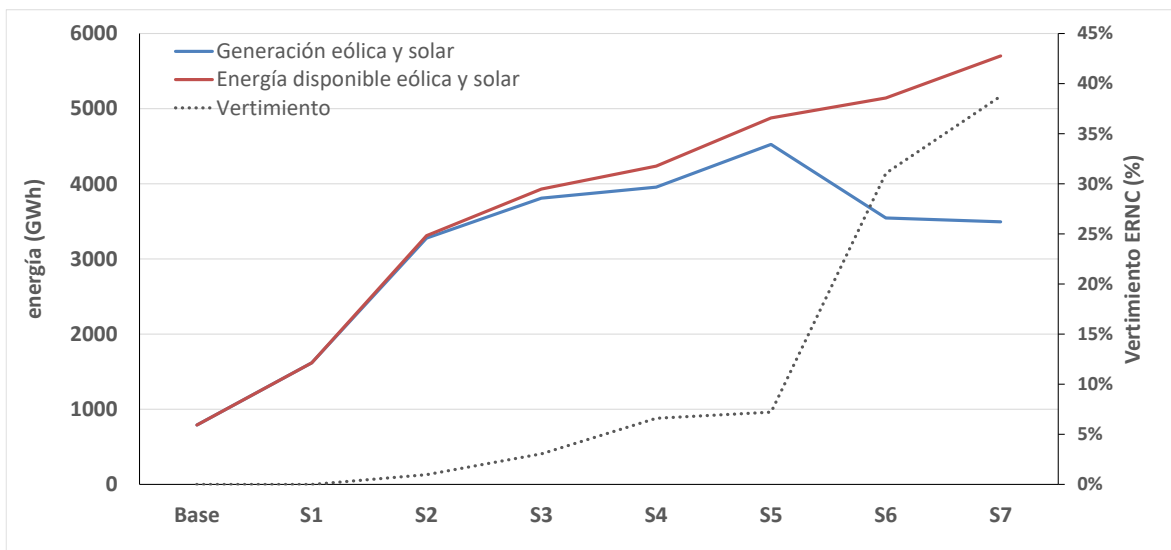


Figura 70: Generación eólica despachada versus energía eólica disponible. El desacoplamiento se debe a los vertimientos de ERNC.

La siguiente tabla muestra los requerimientos de reserva que fueron estimados para cada una de las sensibilidades. La metodología utilizada para describir los requerimientos de reserva secundaria fue descrita en la sección 4.1. Los resultados muestran que a medida que aumenta la introducción de energía eólica, aumentan los requerimientos de reserva secundaria. Para la sensibilidad S2 el requerimiento máximo de reserva secundaria fue estimado en 155 MW, mientras que para la sensibilidad S7 este monto se incrementó a 200 MW. Considerando que el aporte máximo de reserva de las unidades del SENI varía entre 157 MW y 201 MW, las sensibilidades S5 y S7 representan escenarios penetración de generación eólico con un nivel de requerimiento de reserva secundaria cercana al monto máximo actualmente disponible.

Tabla 55: Requerimientos de reserva secundaria (valores expresados en MW)

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Reserva secundaria (Bloque 1)	52	52	123	148	143	164	157	182
Reserva secundaria (Bloque 2)	80	80	120	142	133	153	143	168
Reserva secundaria (Bloque 3)	85	85	155	182	174	201	173	200

La siguiente tabla muestra la variabilidad intrahoraria en intervalos de 10 minutos para la generación eólica. Los resultados muestran el monto máximo de variación para un intervalo de confianza de 97%. Por ejemplo, para la sensibilidad S2 la variabilidad intrahoraria es menor a 106 MW, o equivalente a 9,9% de la capacidad instalada eólica. Estos resultados se construyeron a partir de la información disponible de generación intrahoraria para 2 perfiles eólicos (Los Cocos I y Larimar), por tanto, estos resultados son solo referenciales y requieren ser revisados en la medida que exista más información disponible en futuros estudios. La reserva secundaria estimados en la tabla anterior permite cubrir las variaciones intrahorarias (10 min) de la generación eólica para un intervalo de confianza del 97%.

Tabla 56: Variabilidad intrahoraria para las distintas sensibilidades evaluadas.

Variabilidad intrahoraria	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Variación potencia en 10 min/Pinstalada	8,0%	8,3%	9,9%	10,1%	8,5%	8,8%	8,3%	8,0%
MW/10 min (MW)	15	35	106	131	112	136	118	133

El siguiente gráfico muestra los costos anuales de operación para cada una de las sensibilidades evaluadas, en comparación con el costo de operación del Caso Base del año 2018. Los resultados muestran que si bien aumenta la penetración de generación eólica, esto no necesariamente se ve reflejado en una disminución de los costos anuales de operación. El escenario S5 es el de menor costo de operación y cual tiene una participación eólica de 24% de la generación total. A partir de la sensibilidad S6 se incrementan los costos de operación, debido a que las congestiones del sistema de transmisión que no permite aprovechar este recurso y al incremento de los requerimientos de reserva secundaria que hace que se deban despachar unidades térmicas poco eficientes y a recortar recurso renovable.

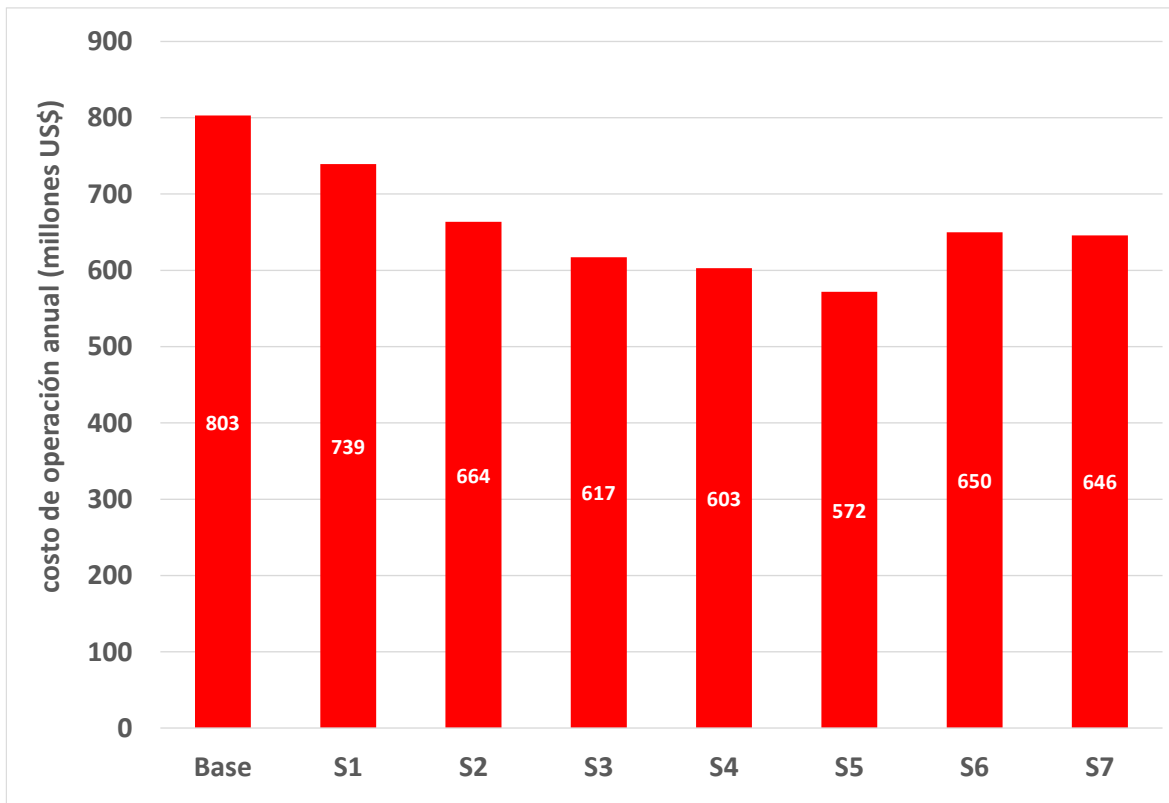


Figura 71: Costos de operación anual para cada uno de los escenarios evaluados.

Las siguientes figuras muestran las curvas de duración de carga anual para los flujos por un grupo seleccionado de líneas de transmisión. Para las líneas CCabral_kmAzuza 138 kV y Pizarrete_kmAzuza 138 kV se observa que a medida que aumenta la penetración de ERNC en la zona suroeste, aumentan las congestiones por esta línea. Para las sensibilidades S4, S6 y S7 esta línea se encuentra saturada más del 50% de las horas del año. Para la línea PPlata_Santiago 138 kV no se observan congestiones para las distintas sensibilidades evaluadas. Para la línea SDomingo_Santiago 345 kV, se observan que a medida que aumentan los niveles de penetración de generación eólica, los flujos de sur a norte disminuyen, e incluso se observan que para algunas horas los flujos se invierten. Para la línea Santiago_Montecristi 138 kV se observan congestiones para las sensibilidades S2 y S3, sin embargo, estas congestiones ocurren en menos del 10% de las horas del año.

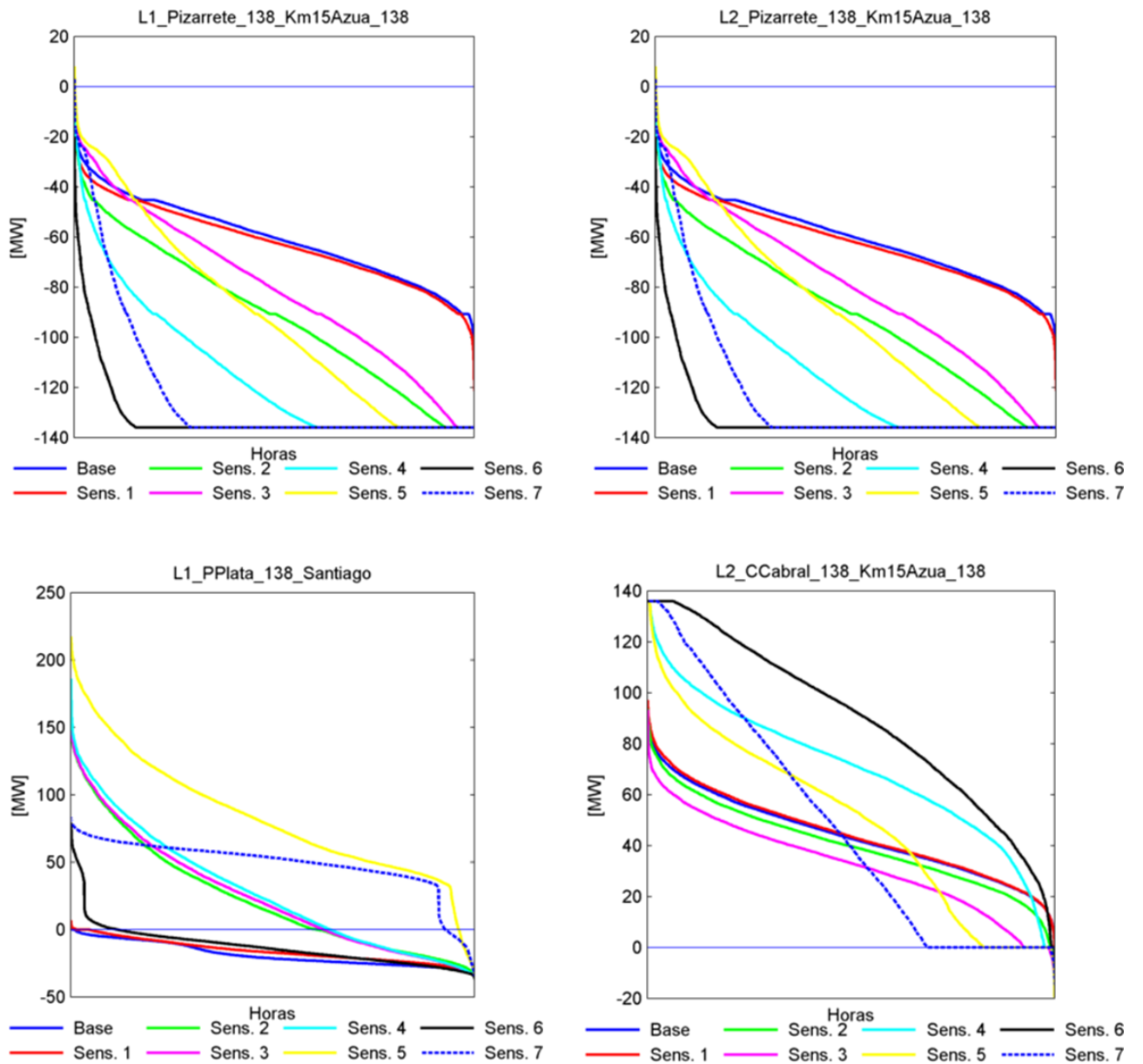


Figura 72: Flujos por las líneas de transmisión para las distintas sensibilidades evaluadas.

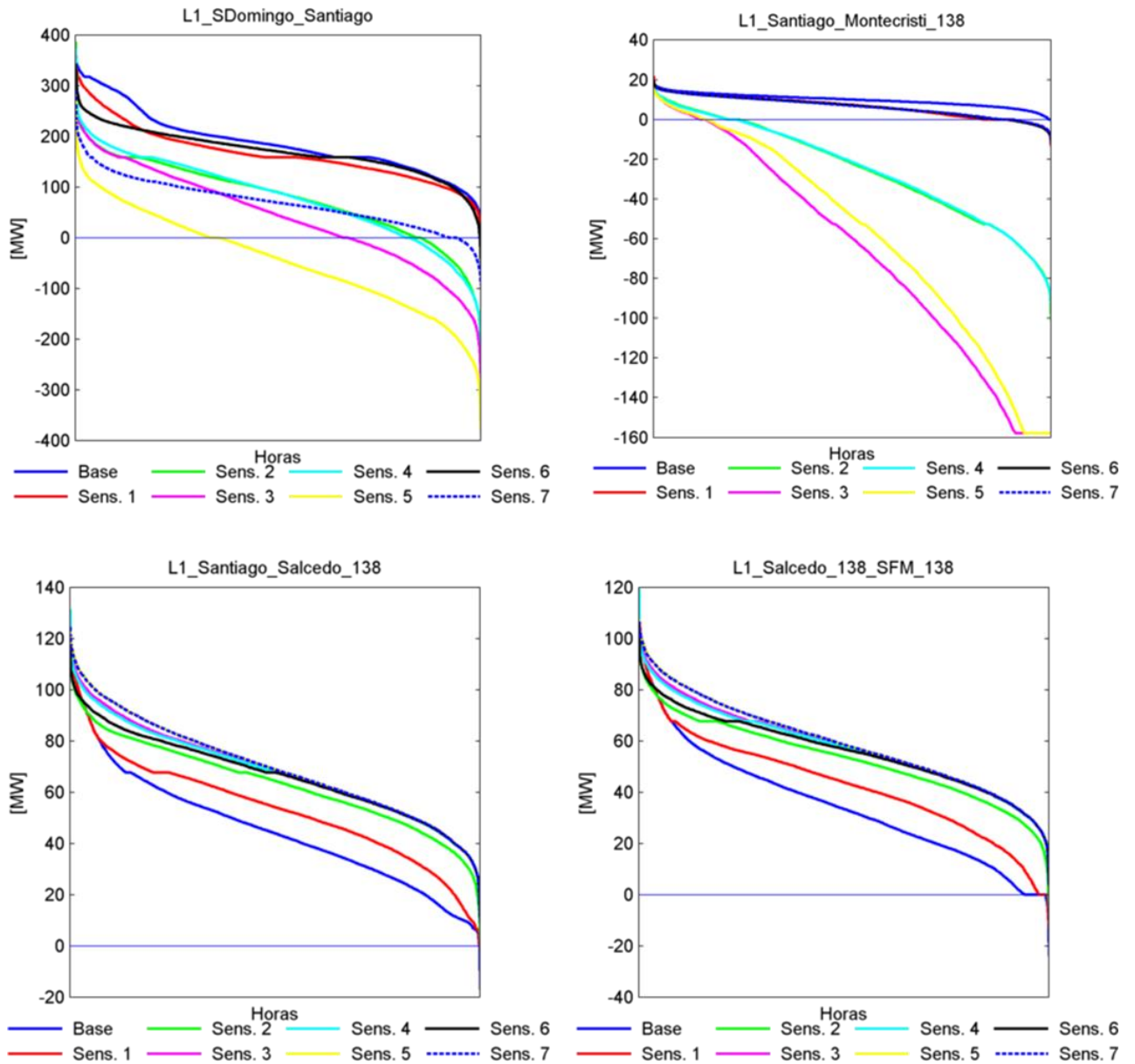


Figura 73: Flujos por las líneas de transmisión para las distintas sensibilidades evaluadas.

4.2.5 Análisis de resultados

Para el Caso Base 2018 se estima que la energía eólica tendrá una participación en la matriz de generación de 4,1% y la energía solar de 0,3%. Los niveles de penetración de ERNC son todavía bajos para este año y los resultados de las simulaciones muestran que es posible gestionar adecuadamente estos niveles de penetración de energía renovable.

Para el Caso Meta ERNC, en el año 2030 se estima que la energía eólica tendrá una participación en la matriz de generación de 23,1% y la energía solar de 0,4%. No se observan congestiones en las líneas de transmisión, salvo en 2 líneas (Salcedo_Santiago 138 kV y CCabral_km15Azua_345). El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 340 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Las simulaciones se realizaron suponiendo que las nuevas centrales a gas natural, proyectadas por el modelo de planificación, podrán aportar reserva secundaria y, por tanto, cumplir con los requerimientos sistémicos de reserva. Alternativamente se podría haber estudiado incluir otras unidades actualmente en operación que podrían aportar al control de frecuencia. En este sentido, a medida que aumenta la generación renovable variable, se hará necesario aumentar la oferta de centrales que pueden contribuir al control de frecuencia. En cuanto al número de partidas anuales de las unidades, se observa un incremento significativo para algunas unidades que operan con gas natural. Por tanto, los resultados de este estudio muestran la relevancia de estudiar adecuadamente las restricciones que limitan el número de arranques de las unidades que participan del SENI.

El análisis de la operación nos permite concluir que un porcentaje de 25% de ERNC, en base a generación eólica al año 2030, es posible de gestionar en la medida que aumenta la disponibilidad de reserva secundaria y las centrales térmicas tengan la capacidad realizar ciclos diarios de encendido y apagado con tiempos reducidos.

Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1667 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.

Los resultados de las sensibilidades muestran que no es posible alcanzar los niveles de participación eólica proyectados por la Sensibilidad 7 debido a las limitaciones del sistema de transmisión y reserva secundaria. La Sensibilidad 5 tiene la mayor participación de generación eólica alcanzando una potencia instalada de 1547 MW. Sin embargo, los vertimientos de generación eólica se estiman en un 8%. La capacidad máxima instalada de

generación eólica, sin sufrir recortes significativos de generación debido a limitaciones del sistema de transmisión, debería estar en el rango proyectado por las Sensibilidades 2 y 4. La Sensibilidad 2 y Sensibilidad 4 consideran una capacidad instalada de generación eólica de 1071 MW y 1321 MW, respectivamente. La capacidad máxima instalada considerando la disponibilidad de reserva secundaria es del orden de 1321 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.

4.3 Escenario B

4.3.1 Resultados Caso Base año 2030

4.3.1.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología. La generación eólica tiene una participación de 27,1% y la generación solar de 7,3% al año 2030.

Tabla 57: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	1759	6.3%
Carbón	7130	25.4%
Eólica	7584	27.1%
Fuel oil	717	2.6%
Gas natural	6630	23.7%
Hidroelectricidad de embalse	1926	6.9%
Hidroelectricidad pasada	225	0.8%
Solar	2046	7.3%
Total general	28016	100.0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

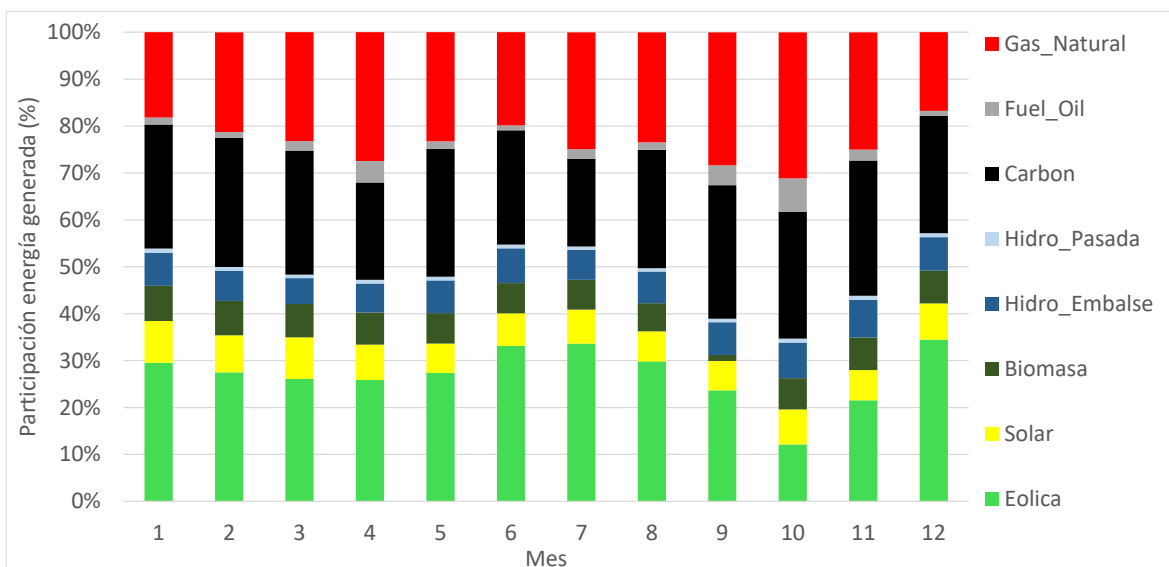


Figura 74: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

4.3.1.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados de la programación semanal. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana. Los resultados muestran que en las horas de generación solar las centrales a carbón y gas natural disminuyen su generación para luego aumentarla para satisfacer la demanda de punta noche. En los escenarios de baja generación eólica se observa una importante participación de la generación con fuel oil. Esto da cuenta de la flexibilidad de que se requiere de las máquinas térmicas para seguir la demanda neta.

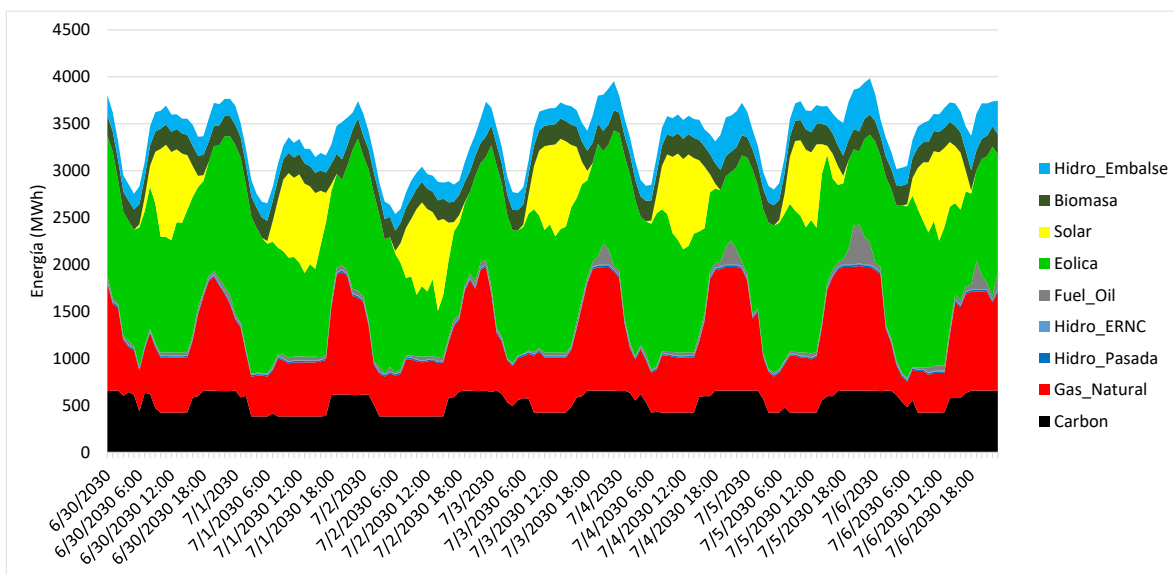


Figura 75: Despacho para semana representativa (julio 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

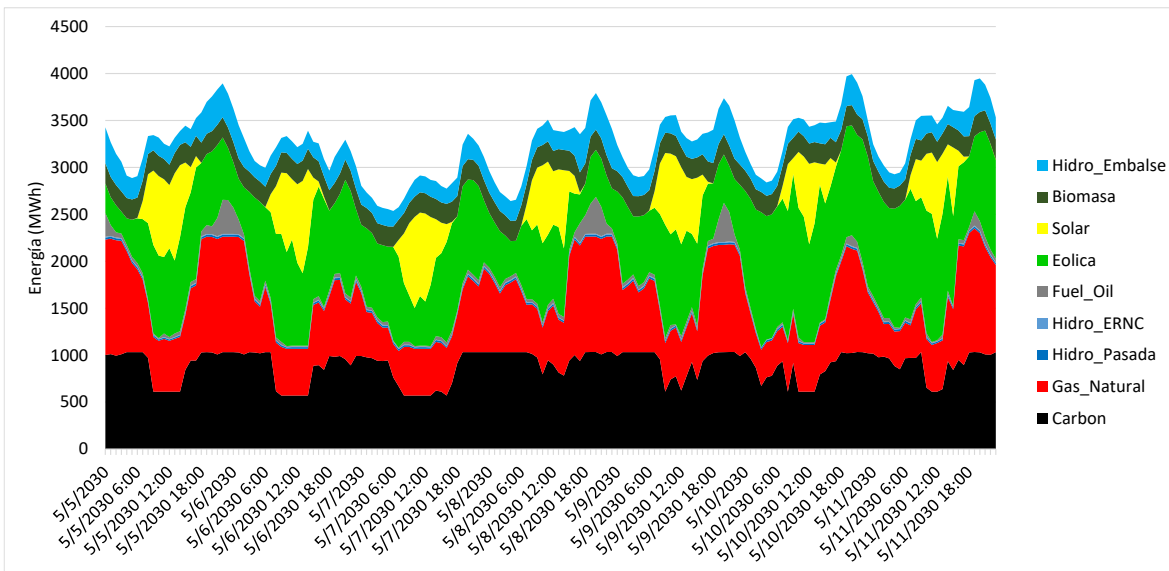


Figura 76: Despacho para semana representativa (mayo 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

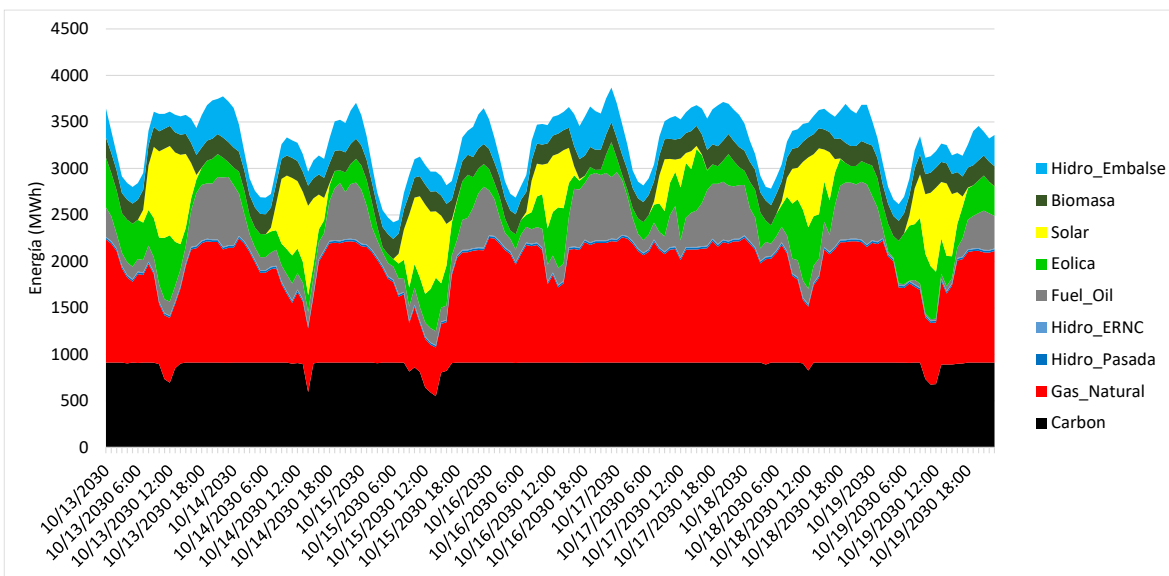


Figura 77: Despacho para semana representativa (octubre 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.3.1.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. La demanda neta se calcula como la demanda menos la generación eólica y solar. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 481 MW/hr. Para el año 2018 la variación de la demanda neta se estima en 168 MW/hr para el mismo intervalo de confianza.

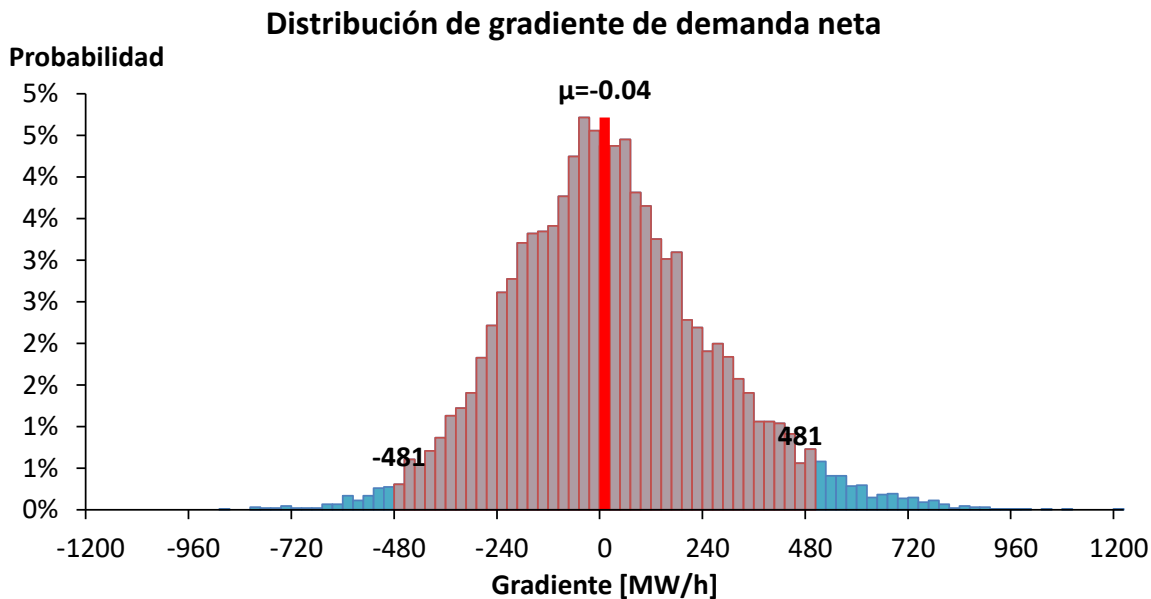


Figura 78: Distribución de probabilidad de demanda neta

4.3.1.4 Estimación de los requerimientos de reserva

La siguiente tabla muestra la estimación de los requerimientos de reserva para el control primario y secundario. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 454 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. El aporte máximo de reserva secundaria que pueden aportar las centrales actualmente en operación varía entre 155 MW y 201 MW dependiendo de la disponibilidad de las centrales en operación. A diferencia de las simulaciones para el Escenario A, el Escenario B no proyecta nuevas centrales a gas natural que pudieran aportar reserva en giro al sistema y suplir el déficit de reserva. Por tal motivo, las simulaciones fueron realizadas suponiendo que el déficit de reserva del sistema lo podrían aportar nuevos sistemas de almacenamiento de baterías. Se requerían 310 MW en capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de batería.

Tabla 58: Requerimiento de reserva estimados para el año 2030

Tipo de reserva		Reserva (MW)
Control Primario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	83
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	126
	Bloque 3 (10:00-17:59)	124
Control Secundario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	334
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	306
	Bloque 3 (10:00-17:59)	454

4.3.1.5 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Un 11% del recurso eólico y 1% del recurso solar no se puede aprovechar debido a los vertimientos de ERNC. Estos vertimientos se explican principalmente por las congestiones en las líneas de transmisión que se muestran más adelante y al incremento de los requerimientos de reserva.

Tabla 59: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	7584
	Energía máxima disponible(GWh)	8487
	Vertimiento (GWh)	903
	Vertimiento (%)	11%
Solar	Energía generada (GWh)	2046
	Energía máxima disponible(GWh)	2062
	Vertimiento (GWh)	17
	Vertimiento (%)	1%

4.3.1.6 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas para un grupo de unidades seleccionadas (centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil*). Se observan un incremento significativo del número de partidas con el objeto de darle flexibilidad al sistema en un escenario de alta penetración de energías renovables variables.

Tabla 60: Número de partidas anuales

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	15
	Itabo_2	11
	BarahonaCarbon	26
	PuntaCatalina_1	3
	PuntaCatalina_2	2
Gas natural	AESAndres	295
	LOS_MINA_5	440
	LOS_MINA_6	493
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	1
	LosOrigenes_GN	158
	CESPM_1_GN	34
	CESPM_2_GN	36
	CESPM_3_GN	35
Fuel oil	SanFelipe	11
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	0
	CESPM_3_FO	0
	HainaTGas	25
	Pimentel_3	736
	MonteRio	252

4.3.1.7 Flujos líneas de transmisión

Las siguientes figuras muestran los flujos por las siguientes líneas de transmisión. La línea CCabral_km15Azua 345 presenta congestiones en aproximadamente el 10% de las horas del año.

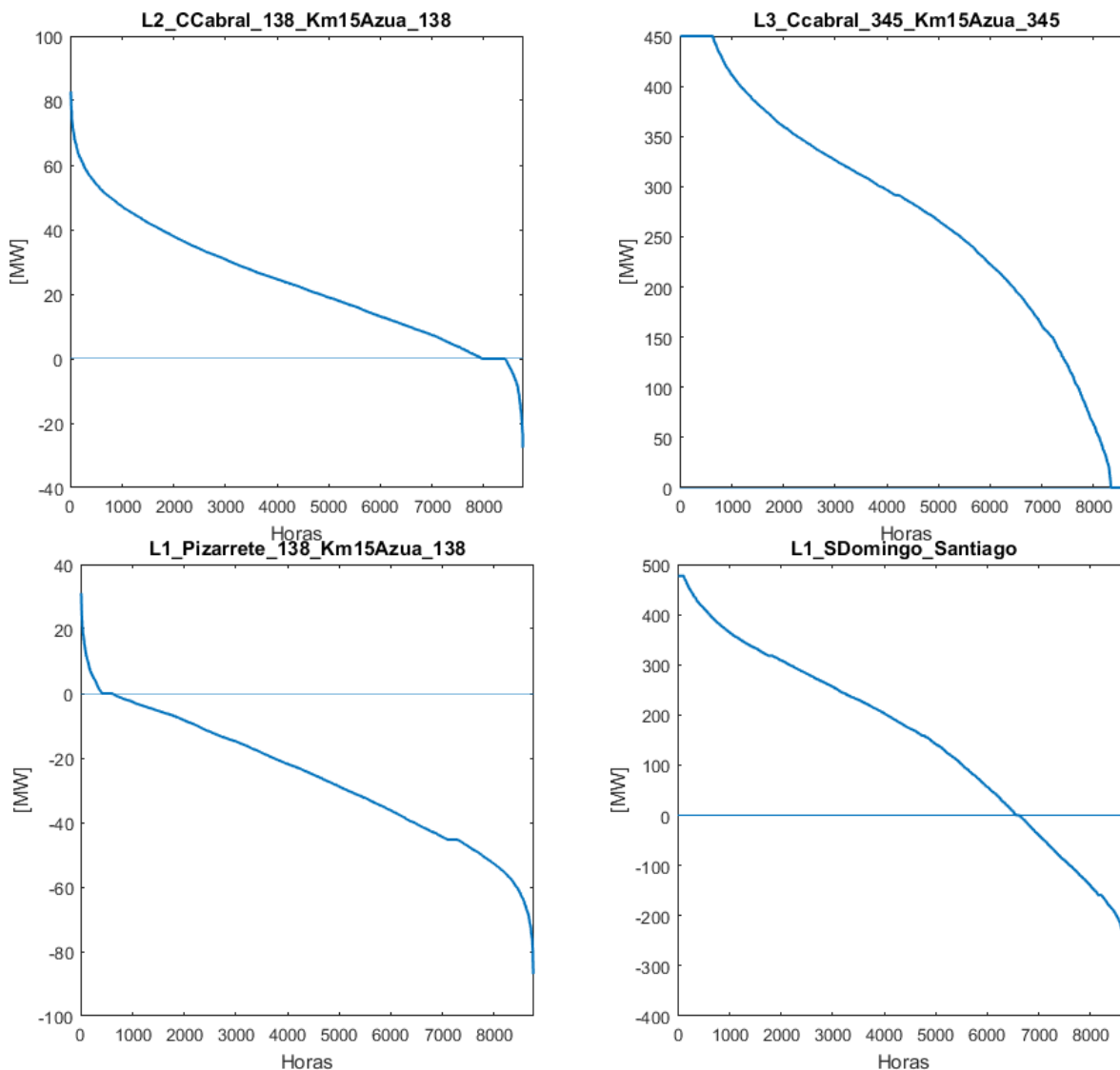


Figura 79: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Base año 2030.

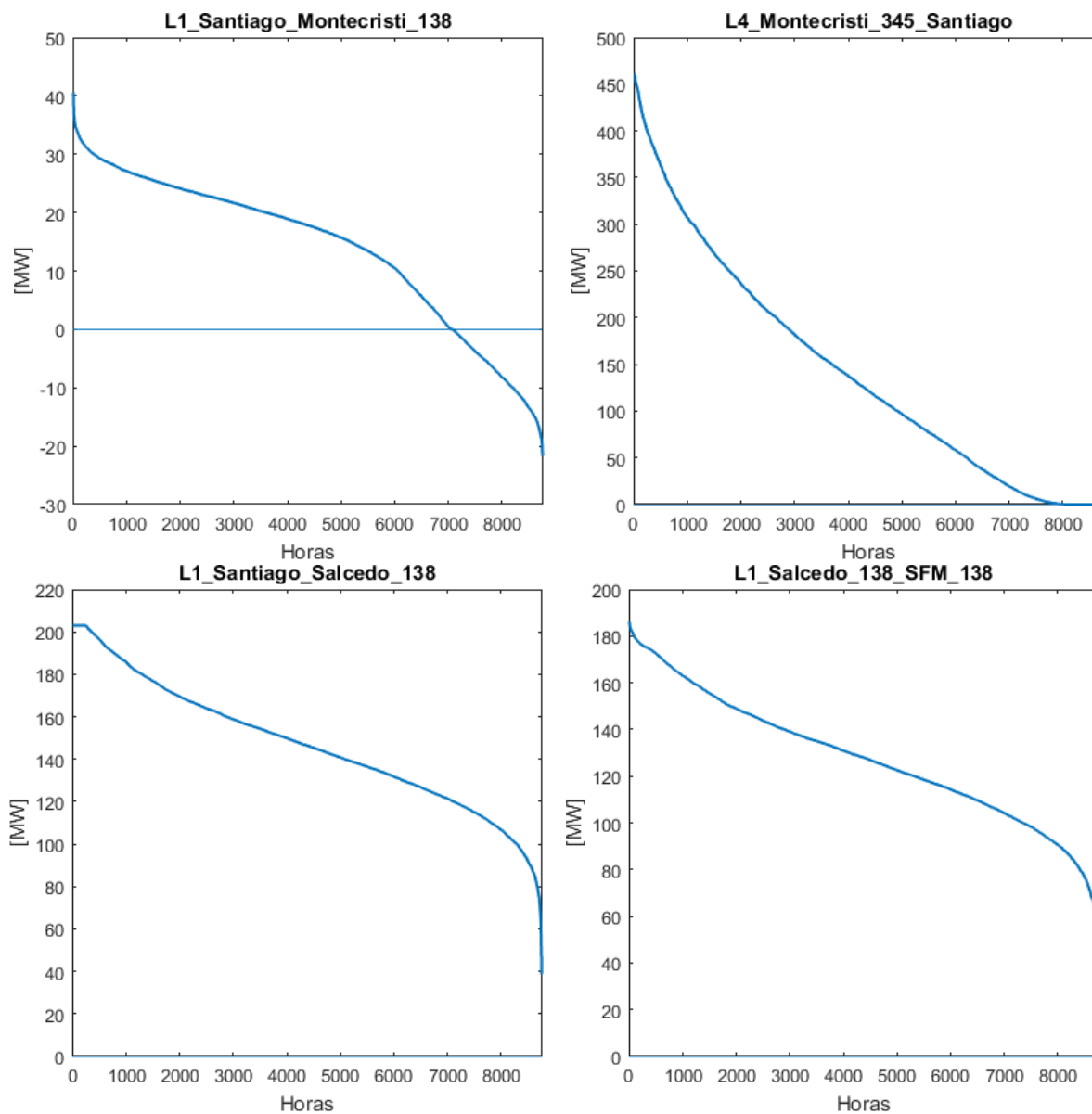


Figura 80: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Base año 2030.

4.3.1.8 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en la barra SantoDomingo y Santiago. Se estima un costo marginal promedio de 72 US\$/MWh en Santiago, y de 74 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2030. Los resultados muestran una alta variabilidad de los costos marginales e incluso se logran costos marginales iguales a 0 US\$/MWh en las horas que coincide la generación solar y eólica.

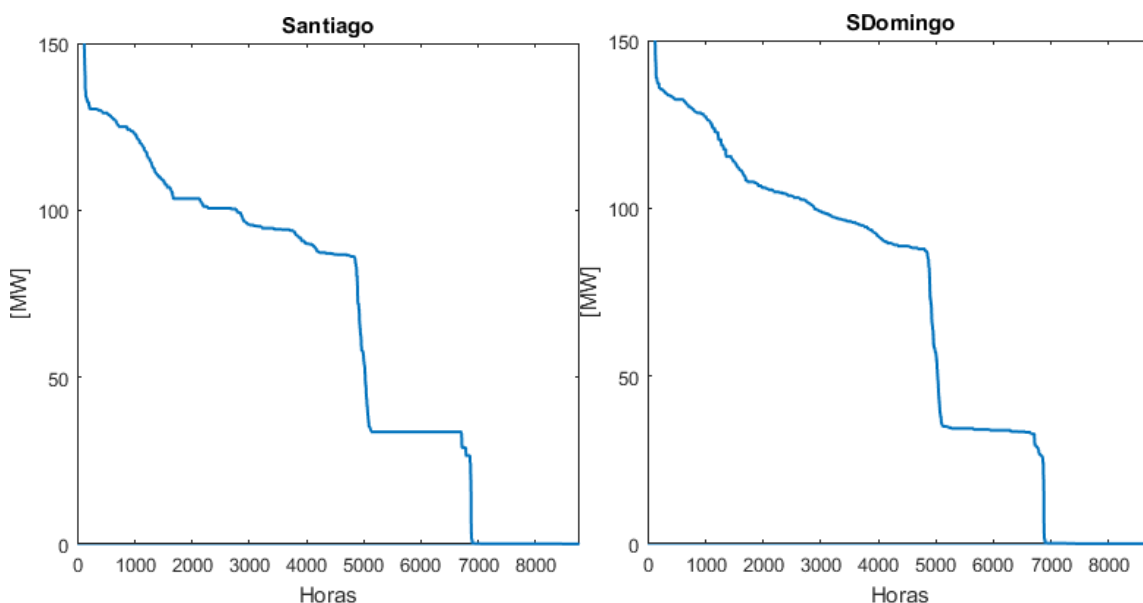


Figura 81: Costos marginales

4.3.2 Resultados Caso Meta ERNC año 2030 (Sensibilidad 1)

4.3.2.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología. La generación eólica tiene una participación de 25,7% y la generación solar 7,9%.

Tabla 61: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	1759	6,3%
Carbón	6504	23,2%
Eólica	7186	25,7%
Fuel oil	958	3,4%
Gas natural	7275	26,0%
Hidroelectricidad de embalse	1906	6,8%
Hidroelectricidad pasada	219	0,8%
Solar	2201	7,9%
Total general	28010	100,0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

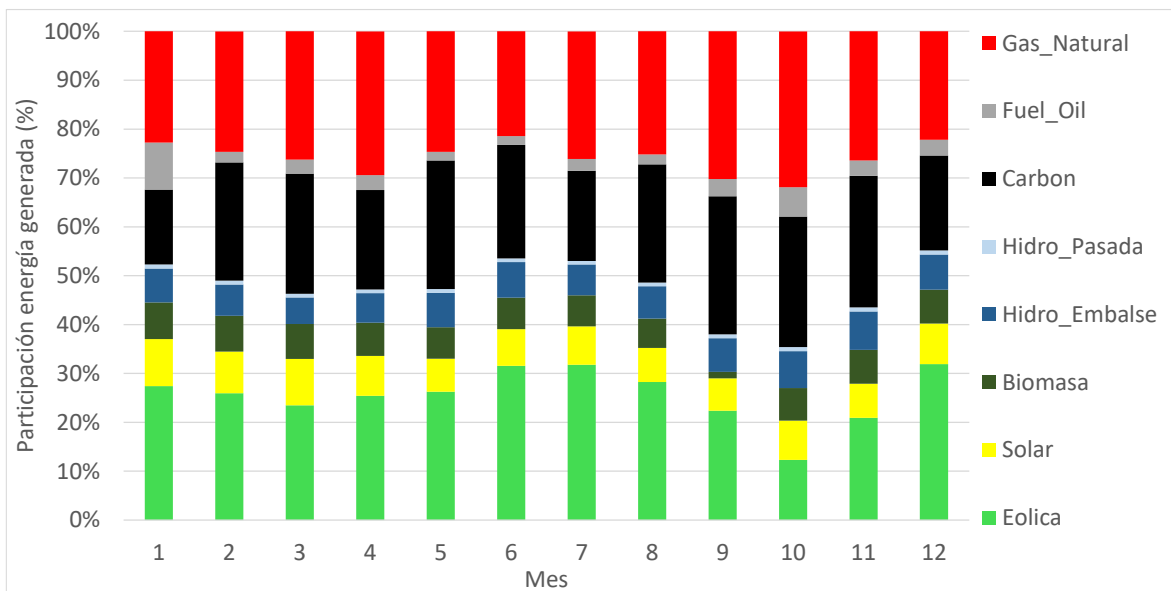


Figura 82: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

4.3.2.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados de la programación semanal. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana. Los resultados muestran que en las horas de generación solar las centrales a carbón y gas natural disminuyen su generación para luego aumentarla para satisfacer la demanda de punta noche. Esto da cuenta de la flexibilidad de que se requiere de las máquinas térmicas para seguir la demanda neta.

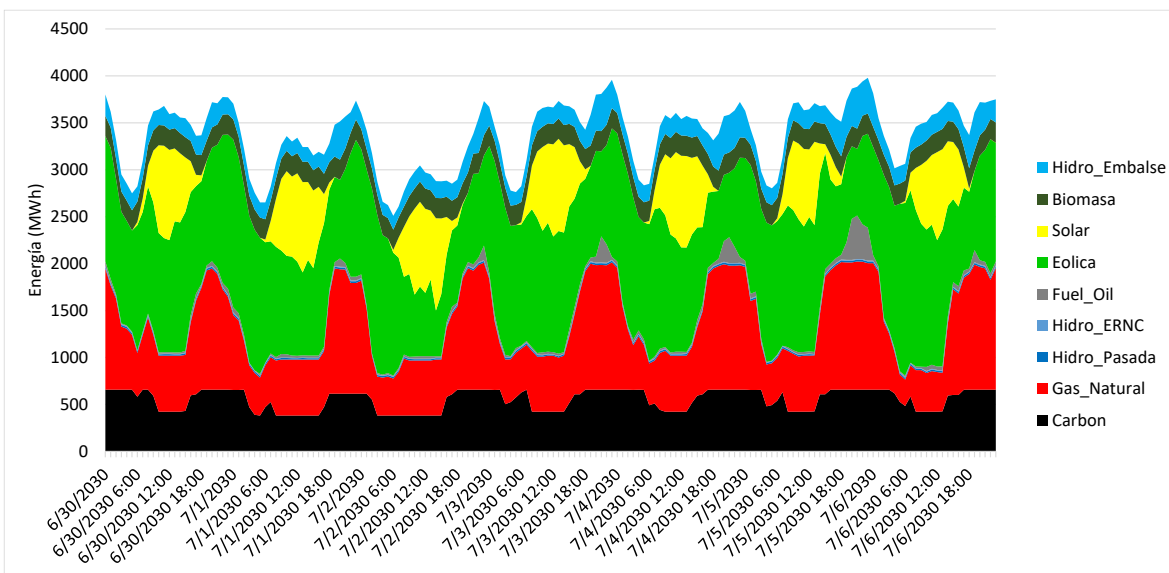


Figura 83: Despacho para semana representativa (julio 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

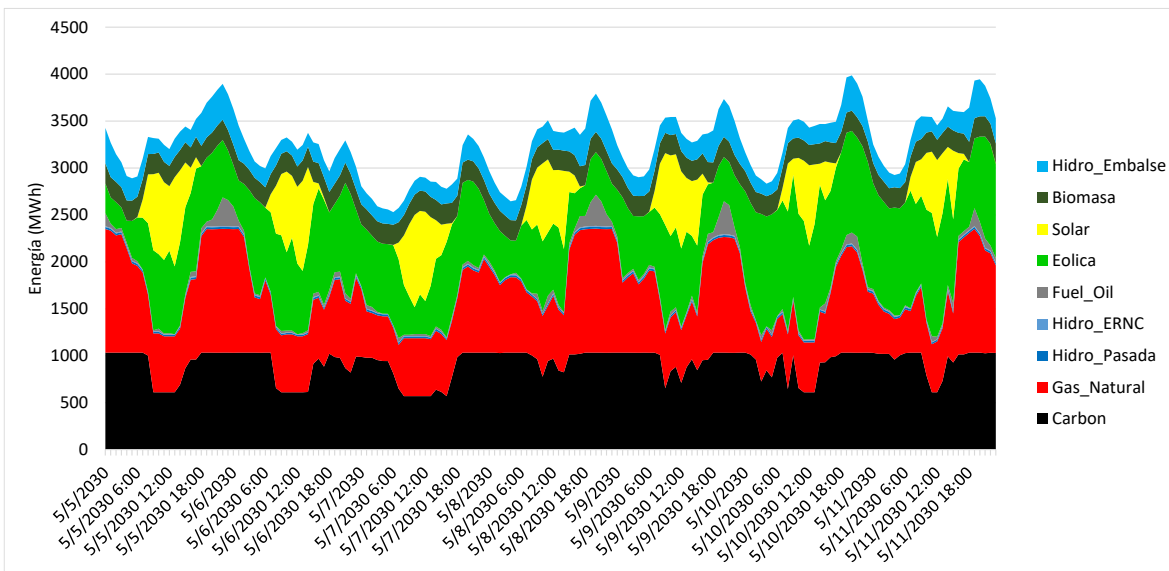


Figura 84: Despacho para semana representativa (mayo 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

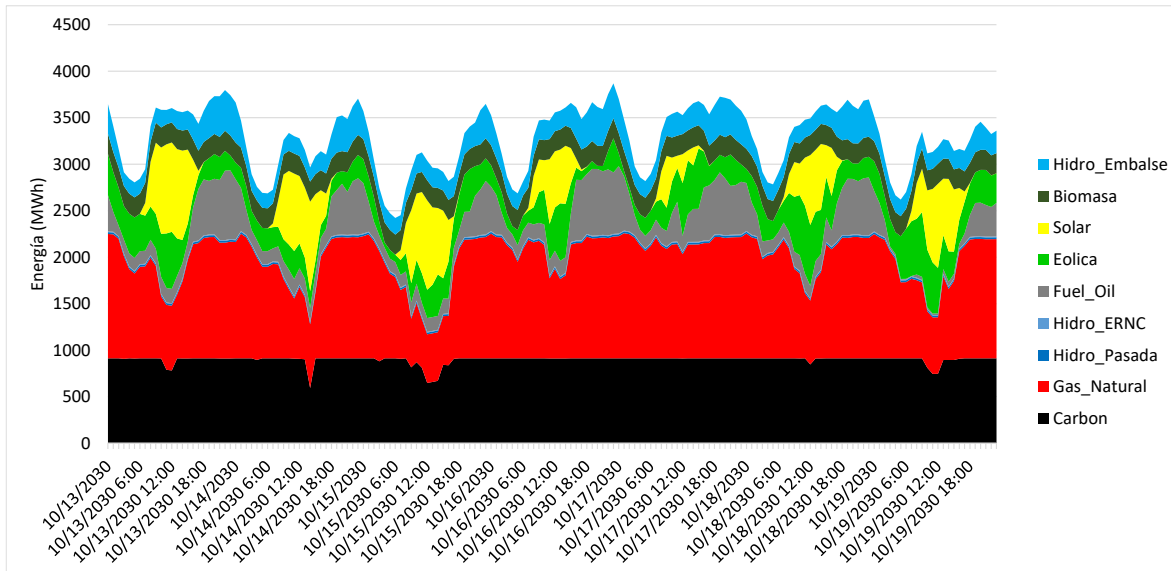


Figura 85: Despacho para semana representativa (octubre 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.3.2.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. La demanda neta se calcula como la demanda menos la generación eólica y solar. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 481 MW/hr.

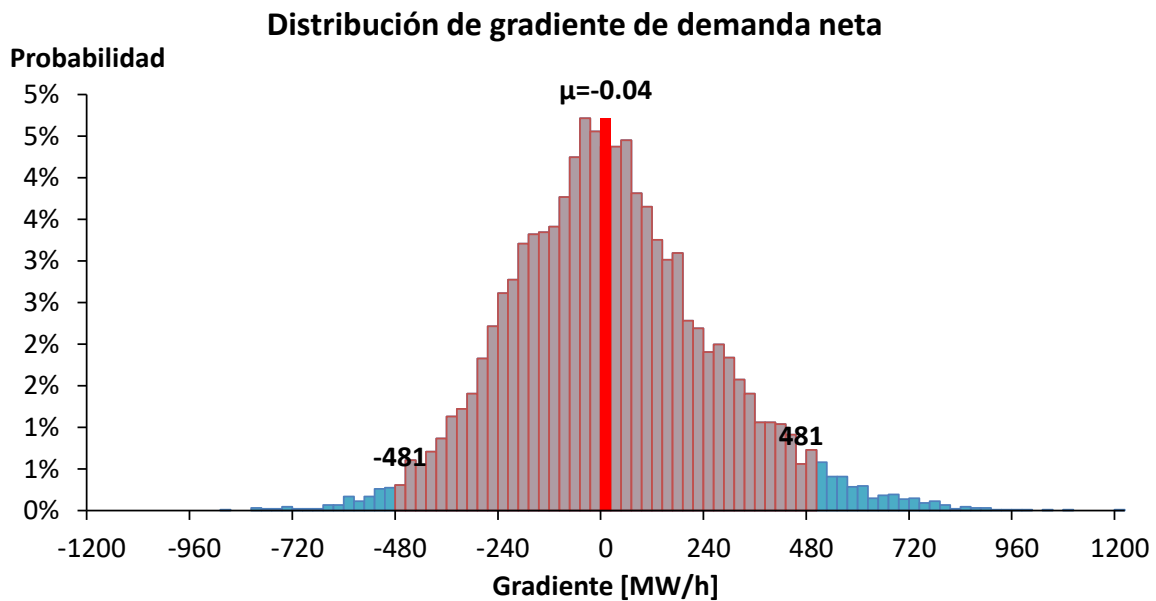


Figura 86: Distribución de probabilidad de demanda neta

4.3.2.4 Estimación de los requerimientos de reserva

La siguiente tabla muestra la estimación de los requerimientos de reserva para el control primario y secundario. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 464 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. El aporte máximo de reserva secundaria que pueden aportar las centrales actualmente en operación varía entre 157 MW y 201 MW dependiendo de la disponibilidad de las centrales en operación. A diferencia de las simulaciones para el Escenario A, el Escenario B no proyecta nuevas centrales a gas natural que pudieran aportar reserva en giro al sistema y suplir el déficit de reserva. Por tal motivo, las simulaciones fueron realizadas suponiendo que el déficit de reserva del sistema lo podrían aportar nuevos sistemas de almacenamiento de baterías. Los resultados de la Sensibilidad 2 que se presentan más adelante suponen que nuevas centrales en operación o construcción deberán ser habilitadas para que puedan aportar reserva.

Tabla 62: Requerimiento de reserva estimada para el año 2030

Tipo de reserva		Reserva (MW)
Control Primario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	83
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	126
	Bloque 3 (10:00-17:59)	124
Control Secundario de Frecuencia	Bloque 1 (21:00-06:59)	332
	Bloque 2 (07:00-09:59 y 18:00-20:59)	309
	Bloque 3 (10:00-17:59)	464

4.3.2.5 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Un 13% del recurso eólico no se puede aprovechar debido principalmente a congestiones del sistema de transmisión y al incremento de los requerimientos de reserva.

Tabla 63: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	7186
	Energía máxima disponible(GWh)	8268
	Vertimiento (GWh)	1082
	Vertimiento (%)	13%
Solar	Energía generada (GWh)	2201
	Energía máxima disponible(GWh)	2215
	Vertimiento (GWh)	14
	Vertimiento (%)	1%

4.3.2.6 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas para un grupo de unidades seleccionadas (centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil*). Se observan un incremento significativo del número de partidas con respecto al año 2018 con el objeto de darle flexibilidad al sistema en un escenario de alta penetración de energías renovables variables.

Tabla 64: Número de partidas anuales

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	9
	Itabo_2	8
	BarahonaCarbon	25
	PuntaCatalina_1	3
	PuntaCatalina_2	3
Gas natural	AESAndres	286
	LOS_MINA_5	448
	LOS_MINA_6	514
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	1
	LosOrigenes_GN	214
	CESPM_1_GN	43
	CESPM_2_GN	48
	CESPM_3_GN	42
Fuel oil	SanFelipe	9
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	0
	CESPM_3_FO	0
	HainaTGas	28
	Pimentel_3	730
	MonteRio	255

4.3.2.7 Flujos líneas de transmisión

Las siguientes figuras muestran los flujos por las siguientes líneas de transmisión.

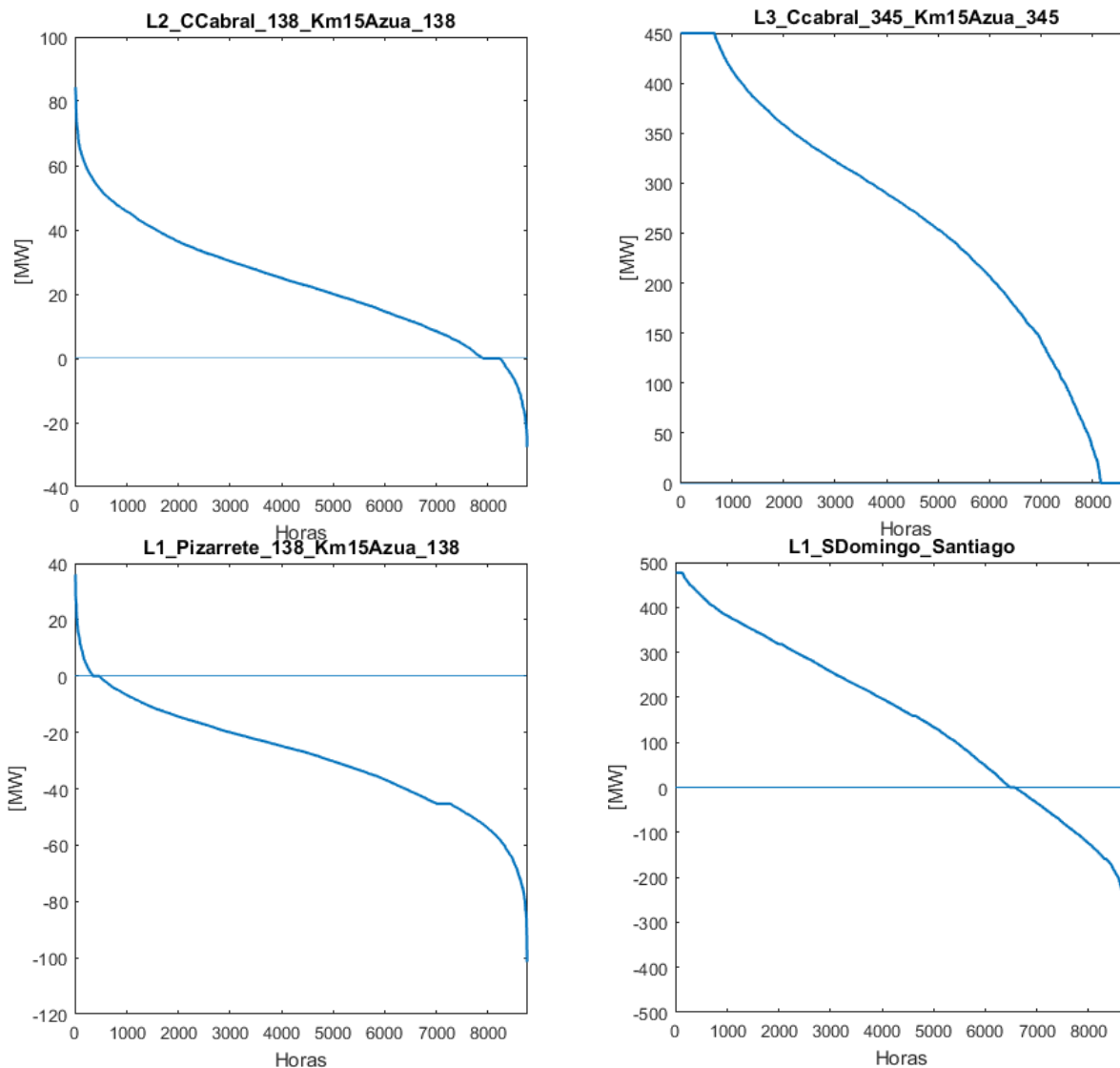


Figura 87: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Meta ERNC año 2030 (sensibilidad 1).

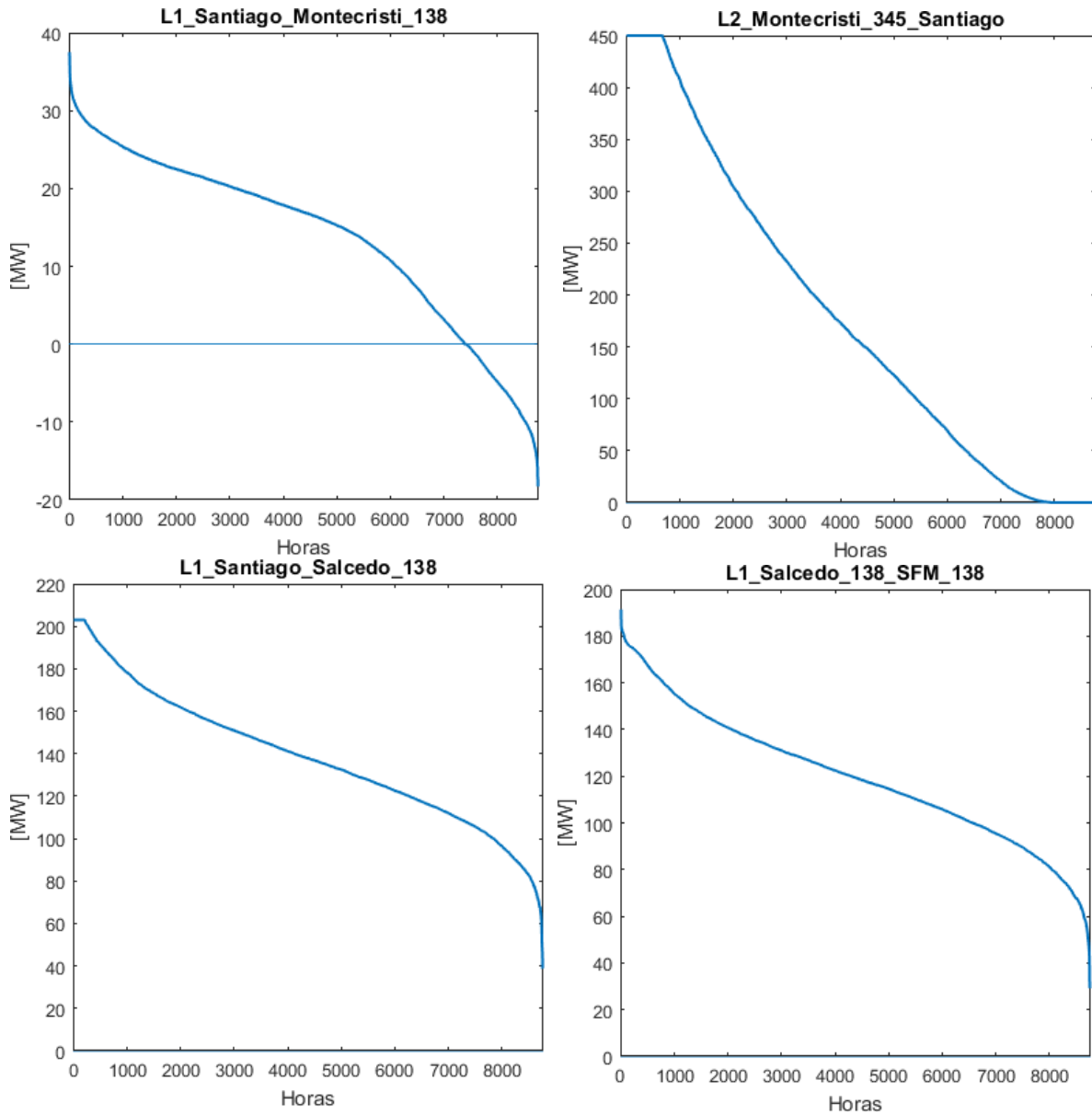


Figura 88: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Meta ERNC año 2030 (sensibilidad 1).

4.3.2.8 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en la barra Santo Domingo y Santiago. Se estima un costo marginal promedio de 72 US\$/MWh en Santiago, y de 75 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2030. Los resultados muestran una alta variabilidad de los costos marginales e incluso se logran costos marginales iguales a 0 US\$/MWh en las horas que coincide la generación solar y eólica.

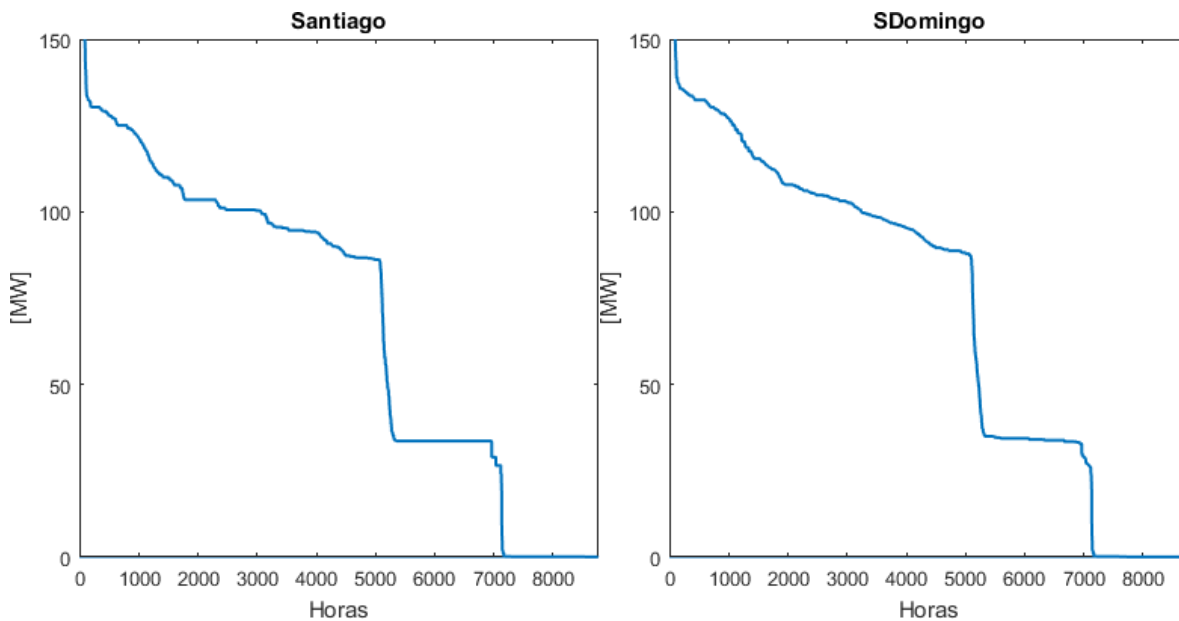


Figura 89: Costos Marginales

4.3.3 Resultados Caso Meta ERNC año 2030 (Sensibilidad 2)

4.3.3.1 Energía generada por tipo de tecnología

La siguiente tabla muestra la energía generada por tipo de tecnología. La generación eólica tiene una participación de 25,3% y la generación solar 7,3%. La generación eólica disminuye con respecto a la Sensibilidad 1 debido a que nuevas centrales en operación deberán contribuir con reserva secundaria.

Tabla 65: Energía generada por tipo de tecnología.

Tecnología	Energía generada (GWh)	Energía generada (%)
Biomasa	1759	6,3%
Carbón	7275	26,0%
Eólica	7079	25,3%
Fuel oil	653	2,3%
Gas natural	7037	25,1%
Hidroelectricidad de embalse	1928	6,9%
Hidroelectricidad pasada	226	0,8%
Solar	2049	7,3%
Total general	28005	100,0%

La siguiente figura muestra la energía generada por tipo de tecnología para cada mes del año.

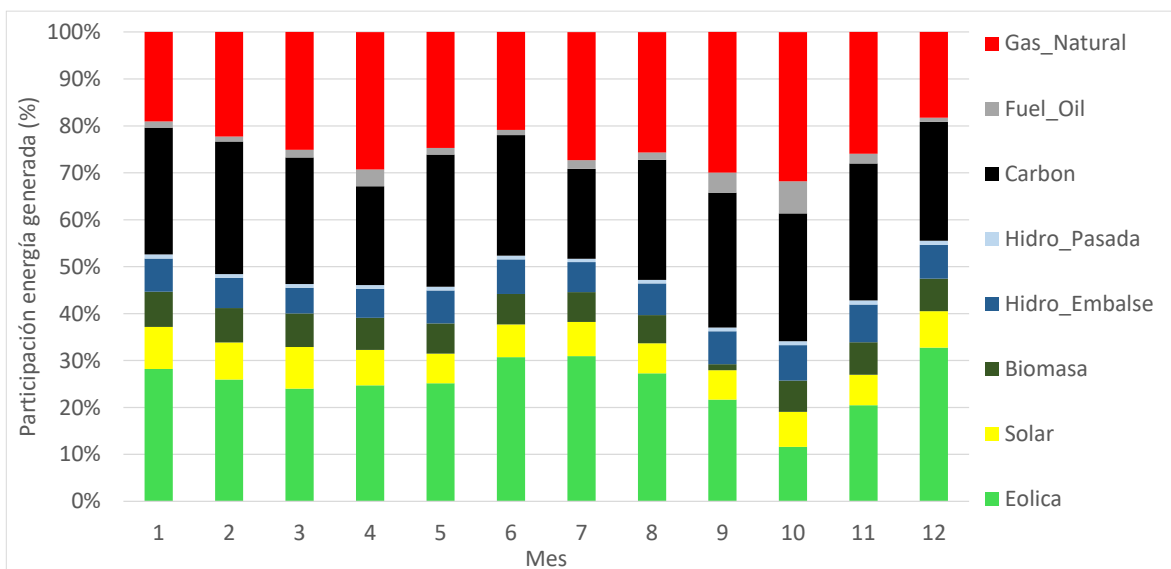


Figura 90: Participación en la energía generada mensual por tecnología de generación

4.3.3.2 Generación semanal para algunas semanas representativas

La siguiente figura muestra los resultados de la programación semanal. Se seleccionan semanas con alta, media y baja participación de energía eólica de acuerdo a la disponibilidad del recurso durante la semana.

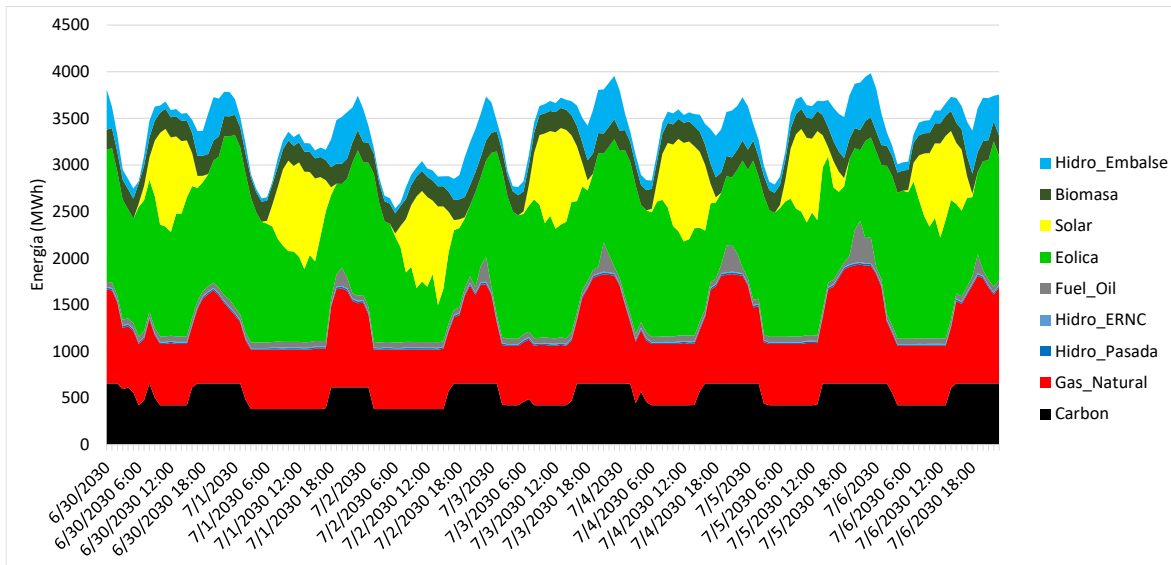


Figura 91: Despacho para semana representativa (julio 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

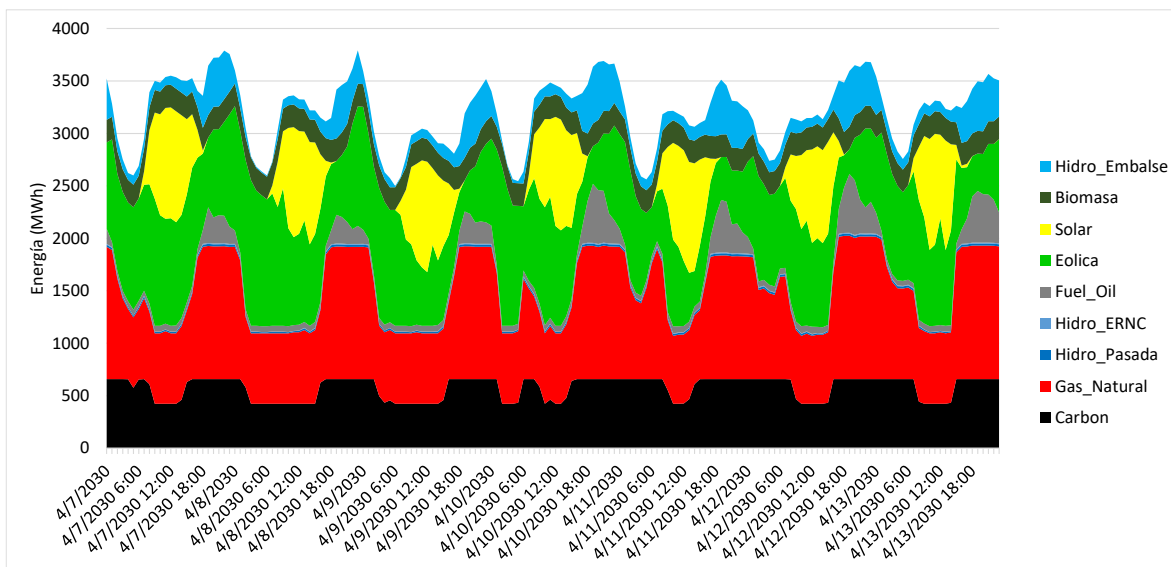


Figura 92: Despacho para semana representativa (abril 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

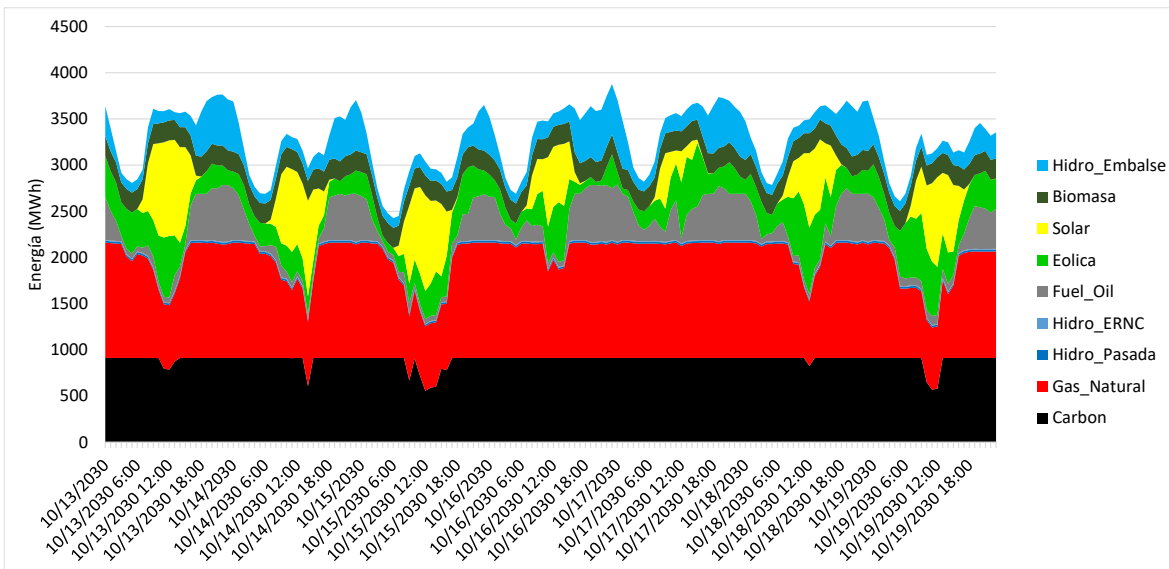


Figura 93: Despacho para semana representativa (octubre 2030). Fuente: Elaboración propia utilizando el modelo PCP.

4.3.3.3 Demanda neta

La siguiente figura muestra la distribución de la demanda neta. La demanda neta se calcula como la demanda menos la generación eólica y solar. Para un intervalo de confianza de 97% la variación de la demanda neta es menor o igual a 488 MW/hr.

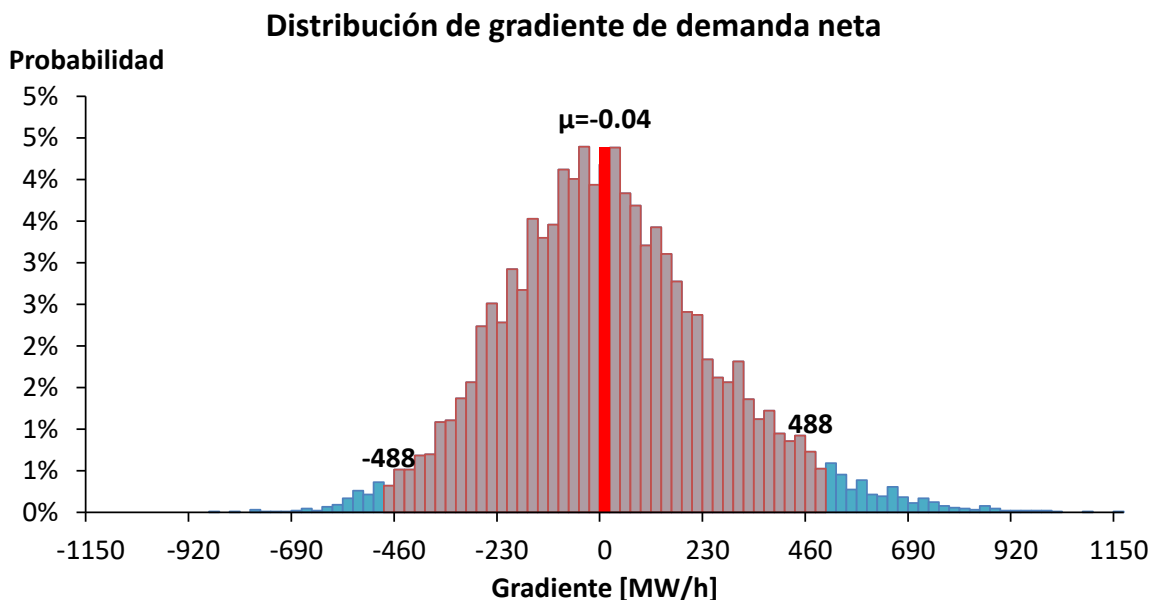


Figura 94: Distribución de probabilidad de demanda neta

4.3.3.4 Vertimientos de ERNC

La siguiente tabla muestra la estimación de los vertimientos de ERNC. Un 17% del recurso eólico no se puede aprovechar debido a los vertimientos de ERNC. Estos vertimientos se explican principalmente por congestión en el sistema de transmisión y al incremento del requerimiento de reserva para las centrales existentes y en construcción, en comparación con la sensibilidad 1.

Tabla 66: Vertimientos de energía renovables

Tecnología	Indicador	Valor
Eólica	Energía generada (GWh)	7079
	Energía máxima disponible(GWh)	8487
	Vertimiento (GWh)	1408
	Vertimiento (%)	17%
Solar	Energía generada (GWh)	2050
	Energía máxima disponible(GWh)	2062
	Vertimiento (GWh)	13
	Vertimiento (%)	1%

4.3.3.5 Partidas de centrales térmicas

La siguiente tabla muestra el número de partidas para un grupo de unidades seleccionadas (centrales a carbón y turbinas a gas que operan con gas natural o *fuel oil*).

Tabla 67: Número de partidas anuales

Combustible	Centrales	Partidas anuales
Carbón	Itabo_1	20
	Itabo_2	19
	BarahonaCarbon	34
	PuntaCatalina_1	11
	PuntaCatalina_2	9
Gas natural	AESAndres	4
	LOS_MINA_5	34
	LOS_MINA_6	54
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	55
	LosOrigenes_GN	14
	CESPM_1_GN	30
	CESPM_2_GN	25
	CESPM_3_GN	15
Fuel oil	SanFelipe	4
	CESPM_1_FO	0
	CESPM_2_FO	0
	CESPM_3_FO	0
	HainaTGas	19
	Pimentel_3	5
	MonteRio	203

4.3.3.6 Flujos líneas de transmisión

Las siguientes figuras muestran los flujos por las siguientes líneas de transmisión.

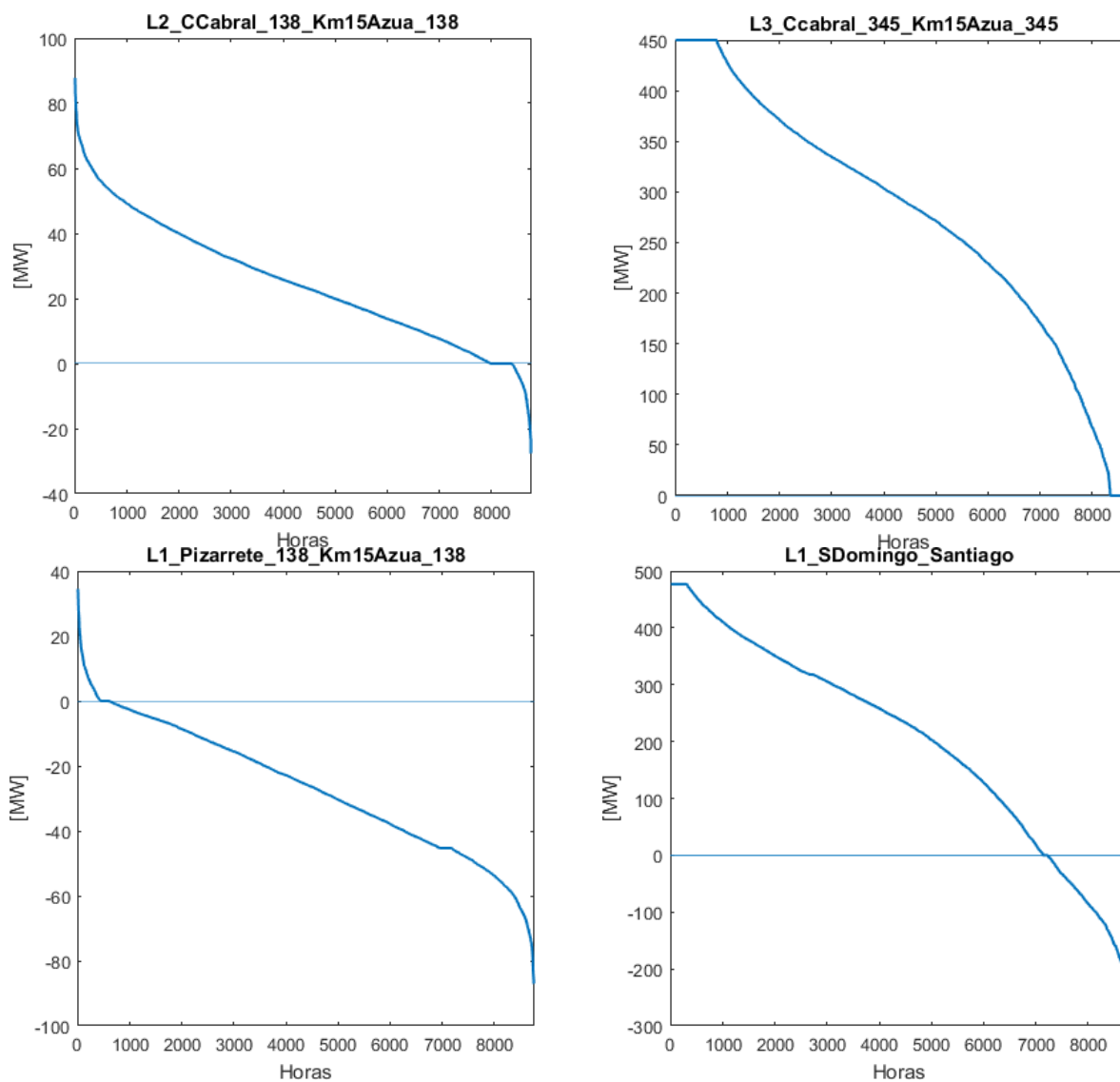


Figura 95: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Meta ERNC año 2030 (sensibilidad 2).

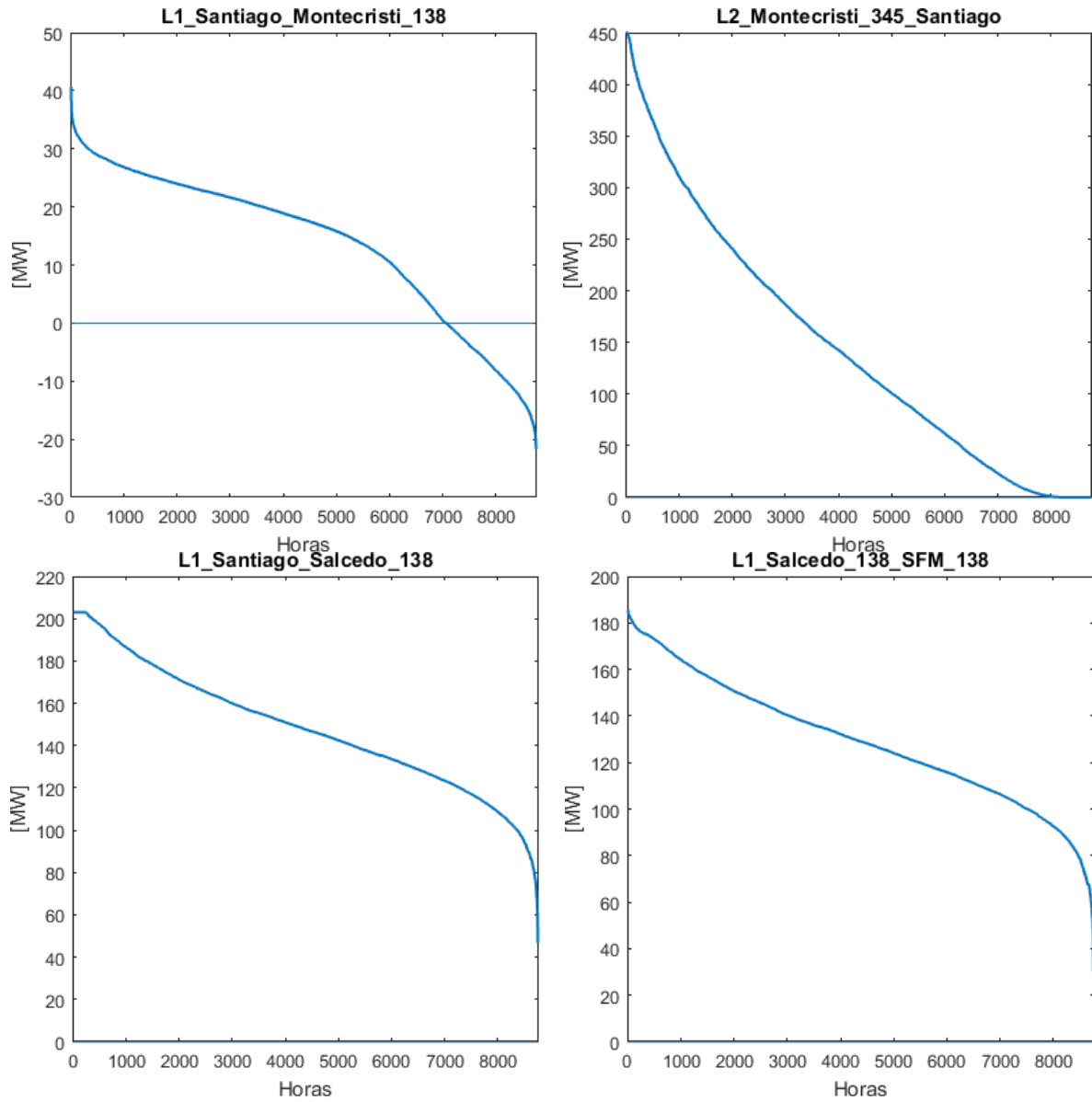


Figura 96: Flujos por líneas de transmisión, Escenario B, caso Meta ERNC año 2030 (sensibilidad 2).

4.3.3.7 Costos marginales

La siguiente figura muestra los costos marginales en la barra Santo Domingo y Santiago. Se estima un costo marginal promedio de 61 US\$/MWh en Santiago, y de 63 US\$/MWh en Santo Domingo para el año 2030. Los resultados muestran una alta variabilidad de los costos marginales e incluso se logran costos marginales iguales a 0 US\$/MWh en las horas que coincide la generación solar y eólica.

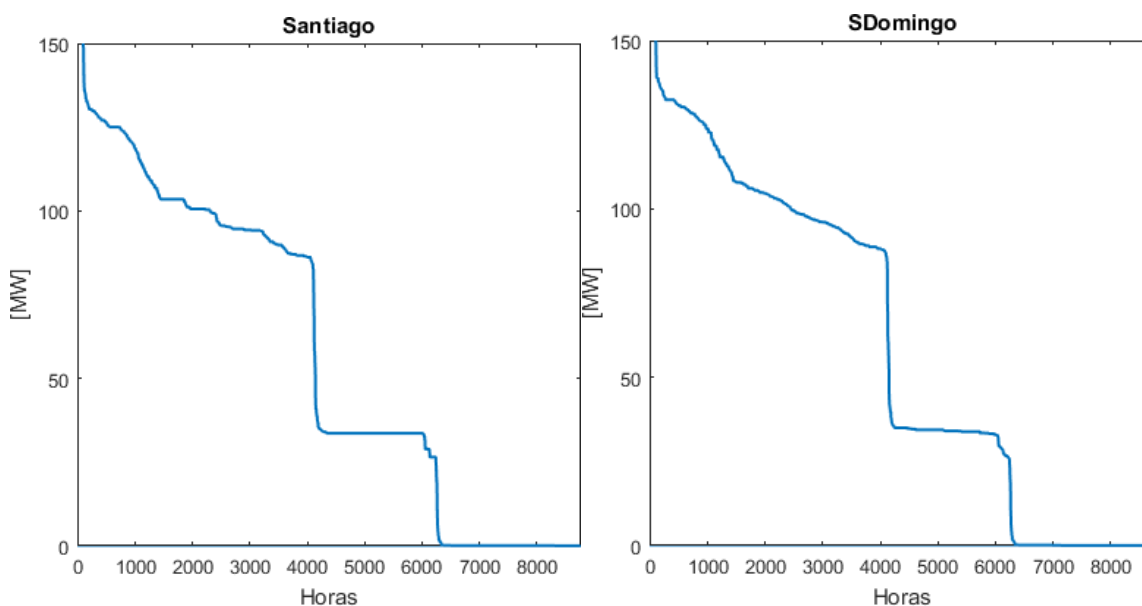


Figura 97: Costos Marginales

4.3.4 Análisis de sensibilidad año 2018

4.3.4.1 Metodología

Con el objeto de determinar los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el sistema SENI, se realiza un análisis de sensibilidad para el año 2018. La metodología utilizada es la misma que se presentó para analizar el Escenario A. La Tabla 14 muestra la descripción de las sensibilidades evaluadas y la Tabla 15 muestran el detalle de las potencias instaladas. A diferencia de la evaluación hecha para el Escenario A, en el Escenario B se realizan sensibilidades incorporando los nuevos proyectos solares proyectados por el modelo de planificación, en conjunto con nuevos proyectos eólicos. La capacidad instalada que se va agregando al sistema se obtiene los resultados del modelo de planificación de largo plazo.

Tabla 68: Descripción de sensibilidades evaluadas en año 2018.

Sensibilidad	Descripción
Sensibilidad 1 ("S1")	Se incluyen: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción.
Sensibilidad 2 ("S2")	En este incrementa la potencia instalada de generación eólica y solar hasta los niveles proyectos al año 2025, los cuales corresponde a la potencia instalada que se requiere para cumplir la meta de 25% de ERNC. Se incluyen: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 47 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. 105 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra CCabral. 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 3 ("S3")	Posee la misma capacidad instalada de la sensibilidad S2, sin embargo, los proyectos eólicos se concentran cerca de la barra CCabral. Se incluyen: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción. 47 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. 105 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. 500 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra CCabral.
Sensibilidad 4 ("S4")	Se incrementa la potencia instalada en la zona cercana a la barra Montecristi en comparación con la sensibilidad S2 y se incrementa la potencia solar instalada. Se incluye: <ul style="list-style-type: none"> Proyectos en operación al año 2018. Proyectos en eólicos y solares en construcción.

Sensibilidad	Descripción
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 47 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. ▪ 105 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. ▪ 21 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santo Domingo. ▪ 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra CCabral. ▪ 370 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 5 (“S5”)	<p>Se incrementa la potencia instalada de centrales solares hasta instalar todo el potencial proyectado al año 2030.</p> <p>Se incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyectos en operación al año 2018. ▪ Proyectos en eólicos y solares en construcción. ▪ 445 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. ▪ 146 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. ▪ 141 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santo Domingo. ▪ 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 6 (“S6”)	<p>Se incrementa la potencia instalada de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi con respecto al escenario S5.</p> <p>Se incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyectos en operación al año 2018. ▪ Proyectos en eólicos y solares en construcción. ▪ 445 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. ▪ 146 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. ▪ 141 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santo Domingo. ▪ 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra CCabral. ▪ 250 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi.
Sensibilidad 7 (“S7”)	<p>Se incrementa la potencia instalada de centrales eólicas cerca de la barra CCabral y Montecristi con respecto al escenario S6.</p> <p>Se incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyectos en operación al año 2018. ▪ Proyectos en eólicos y solares en construcción. ▪ 445 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santiago. ▪ 146 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Bonao. ▪ 141 MW adicionales de centrales solares cerca de la barra Santo Domingo. ▪ 500 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra CCabral. ▪ 500 MW adicionales de centrales eólicas cerca de la barra Montecristi.

Tabla 69: Potencia instalada (MW) para los distintos escenarios evaluados.

Central	Base 2018	S1 2018	S2 2018	S3 2018	S4 2018	S5 2018	S6 2018	S7 2018	Base 2030	ERNC 2030
SolarMontePlata	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
MCristiSolar	0	58	58	58	58	58	58	58	58	58
WCenergyParkSolar	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CanoaSolar	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25
QuilvioCabrera_I	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
LosCocos_I	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
LosCocos_II	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Larimar	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
PPlataIbmbert_Maimon	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Matafongo	0	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Guanillo	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
LosGuzmancitos	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48
AguaClara	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50
EolCCabral_2023	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250
EolCCabral_2024	0	0	0	250	0	0	0	250	250	250
EolCCabral_2026	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250
EolKm15Azuza_2026	0	0	0	0	0	0	0	0	246	246
EolKm15Azuza_2027	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250
EolKm15Azuza_2028	0	0	0	0	0	0	0	0	248	248
EolKm15Azuza_2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
EolMontecristi_2028	0	0	250	0	250	0	250	250	0	250
EolMontecristi_2029	0	0	0	0	120	0	0	250	250	250
EolMontecristi_2030	0	0	0	0	0	0	0	0	250	197
EolPPlata_2029	0	0	0	0	0	0	0	0	87.14	0
EolPPlata_2030	0	0	0	0	0	0	0	0	250	0
Solar_Nor_2025	0	0	47	47	47	47	47	47	0	47
Solar_Nor_2028	0	0	0	0	0	148	148	148	250	148
Solar_Nor_2029	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250
Solar_Nor_2030	0	0	0	0	0	0	0	0	109	250
Solar_cen_2025	0	0	105	105	105	105	105	105	0	105
Solar_cen_2028	0	0	0	0	0	0	0	0	115	0
Solar_cen_2029	0	0	0	0	0	41	41	41	0	41
Solar_cen_2030	0	0	0	0	0	11	11	11	0	11
Solar_Sur_2029	0	0	0	0	0	109	109	109	124	109
Solar_Sur_2030	0	0	0	0	20.63	21	21	21	0	21
Total eólico (MW)	191	419	919	919	1039	669	919	1419	2750	2616
Total solar (MW)	60	193	345	345	365	924	924	924	1041	1174
Total sol+eólico (MW)	251	612	1264	1264	1404	1593	1843	2343	3791	3790

Las siguientes figuras muestran de manera referencial la ubicación de los proyectos eólicos y solares para algunas de las sensibilidades evaluadas.

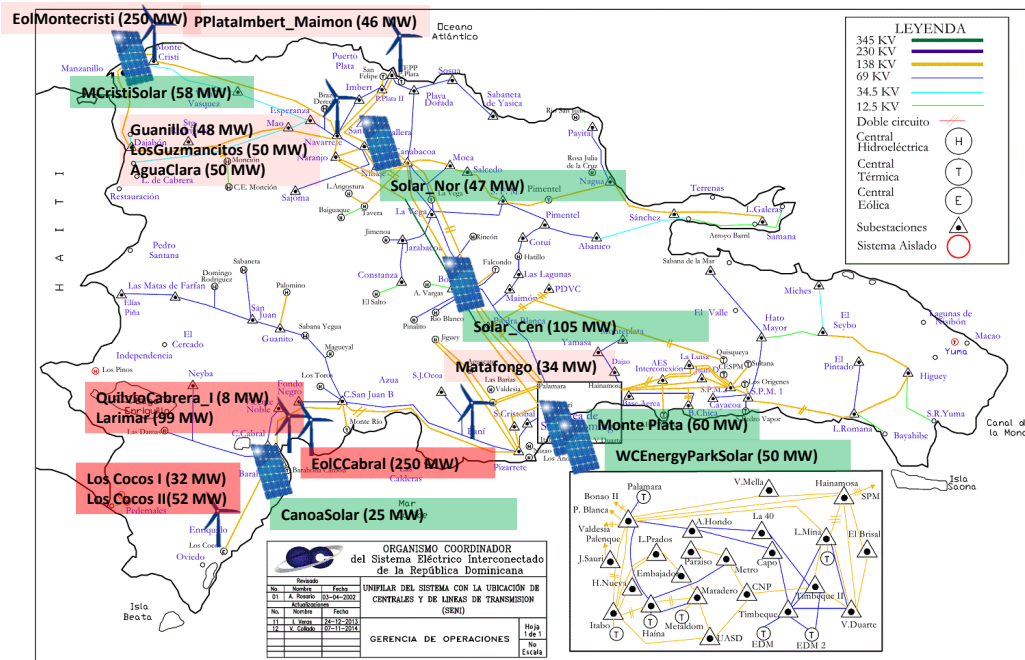


Figura 98: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 2, Escenario B.

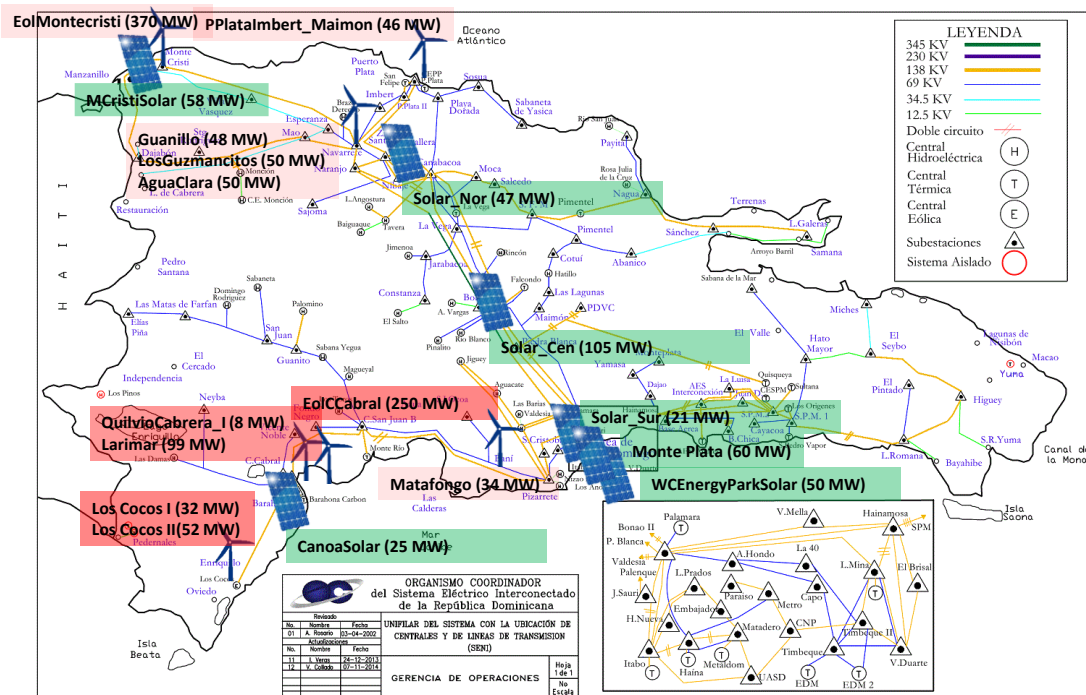


Figura 99: Ubicación referencial de proyectos de energías renovables evaluados en sensibilidad 4, Escenario B.

4.3.4.2 Resultados

Las siguientes tablas muestran la participación en energía por tipo de tecnología para cada uno de las sensibilidades exploradas. La generación eólica y solar tiene una participación de 4% y 0,7% para el caso base, respectivamente. Esta participación se incrementa hasta 20,8% y 9,9% en la Sensibilidad 7.

Tabla 70: Energía generada para el Caso Base y para cada una de las sensibilidades analizadas (valores expresados en GWh)

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Biomasa	279	279	279	279	279	279	279	279
Eólica	676	1254	2875	2767	3153	1989	2567	3583
Solar	114	364	648	636	681	1681	1665	1696
Hidroelectricidad	2181	2182	2177	2167	2167	2174	2172	2168
Carbón	3374	3345	2878	2861	2713	3157	3102	2888
Fuel oil	5234	4526	3820	3936	3939	3342	3103	2632
Gas natural	5165	5055	4474	4591	4237	4462	4201	3967
Total general	17024	17006	17151	17237	17170	17084	17089	17213

Tabla 71: Participación por tipo de tecnología

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Biomasa	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Eólica	4,0%	7,4%	16,8%	16,1%	18,4%	11,6%	15,0%	20,8%
Solar	0,7%	2,1%	3,8%	3,7%	4,0%	9,8%	9,7%	9,9%
Hidroelectricidad	12,8%	12,8%	12,7%	12,6%	12,6%	12,7%	12,7%	12,6%
Carbón	19,8%	19,7%	16,8%	16,6%	15,8%	18,5%	18,2%	16,8%
Fuel oil	30,7%	26,6%	22,3%	22,8%	22,9%	19,6%	18,2%	15,3%
Gas natural	30,3%	29,7%	26,1%	26,6%	24,7%	26,1%	24,6%	23,0%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Las siguientes tablas muestran el vertimiento o recortes de generación eólica y solar en comparación con la energía máxima generable que se podría utilizar con estos recursos. Para la Sensibilidad 2 los vertimientos de generación eólica son menores a 1,3% y menores a 0,2% para la generación solar. Para la Sensibilidad 4 los vertimientos de generación eólica son menores a 3,1% y menores a 1,2% para la generación solar. La Sensibilidad 4 tiene la misma capacidad eólica instalada que la Sensibilidad 3, sin embargo, los vertimientos de generación eólica para la Sensibilidad 3 son mayores a 12%. Esto se explica porque en la Sensibilidad 3 se agregan 500 MW adicionales de generación eólica cercanos a la barra CCabral, lo que provoca congestiones del sistema de transmisión. En la Sensibilidad S2 los 500 MW se distribuyen entre la barra CCabral y Montecristi, aliviando las congestiones del sistema de transmisión suroeste.

Tabla 72: Vertimiento de energía eólica en comparación con la energía máxima que se podría utilizar.

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Energía generada (GWh)	676	1254	2875	2767	3153	1989	2567	3583
Energía máxima generable (GWh)	676	1254	2914	3154	3254	2204	2914	4573
Vertimiento (GWh)	0	0	39	387	101	215	347	991
Vertimiento (%)	0,0%	0,0%	1,3%	12,3%	3,1%	9,7%	11,9%	21,7%
Participación máxima teórica (%)	4,0%	7,4%	17,0%	18,3%	19,0%	12,9%	17,0%	26,6%

Tabla 73: Vertimiento de energía solar en comparación con la energía máxima que se podría utilizar.

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Energía generada (GWh)	114	364	648	636	681	1681	1665	1696
Energía máxima generable (GWh)	114	364	650	650	689	1740	1740	1740
Vertimiento (GWh)	0	0	2	14	8	59	75	44
Vertimiento (%)	0,0%	0,0%	0,2%	2,1%	1,2%	3,4%	4,3%	2,5%
Participación máxima teórica (%)	0,7%	2,1%	3,8%	3,8%	4,0%	10%	10%	10%

Tabla 74: Vertimiento de energía solar y eólica en comparación con la energía máxima que se podría utilizar.

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Energía eólica + solar (GWh)	790	1618	3523	3403	3834	3670	4232	5279
Energía máxima eólica y solar (GWh)	790	1618	3564	3804	3943	3944	4654	6313
Vertimiento (%)	0.0%	0.0%	1.1%	10.5%	2.8%	6.9%	9.1%	16.4%

La siguiente tabla muestra los requerimientos de reserva que fueron estimados para cada una de las sensibilidades. La metodología utilizada para describir los requerimientos de reserva secundaria fue descrita en la sección 4.1. Los resultados muestran que a medida que aumenta la introducción de energía eólica y solar, aumentan los requerimientos de reserva secundaria. Considerando que el aporte máximo de reserva de las unidades del SENI varía entre 157 MW y 201 MW, las Sensibilidades 5, 6 y 7 representan escenarios de penetración renovable que requieren niveles de reserva secundaria mayores a los que pueden aportar las centrales del SENI. Por tal motivo, estas sensibilidades presentan vertimientos superiores al 7%.

Tabla 75: Requerimientos de reserva secundaria (valores expresados en MW)

Tecnología	Base	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
Reserva secundaria (Bloque 1)	52	70	126	136	136	96	126	184
Reserva secundaria (Bloque 2)	51	68	119	127	127	108	121	175
Reserva secundaria (Bloque 3)	59	87	159	169	169	222	259	301

El siguiente gráfico y tabla muestran la energía generada eólica y solar en comparación con la energía disponible. Se observa que a medida que aumenta la introducción de energía eólica y solar se incrementan los recortes de generación renovable. Las Sensibilidades 3, 5, 6 y 7 presentan vertimientos de ERNC superiores al 6,9%, llegando incluso a 16,4% para la Sensibilidad 7.

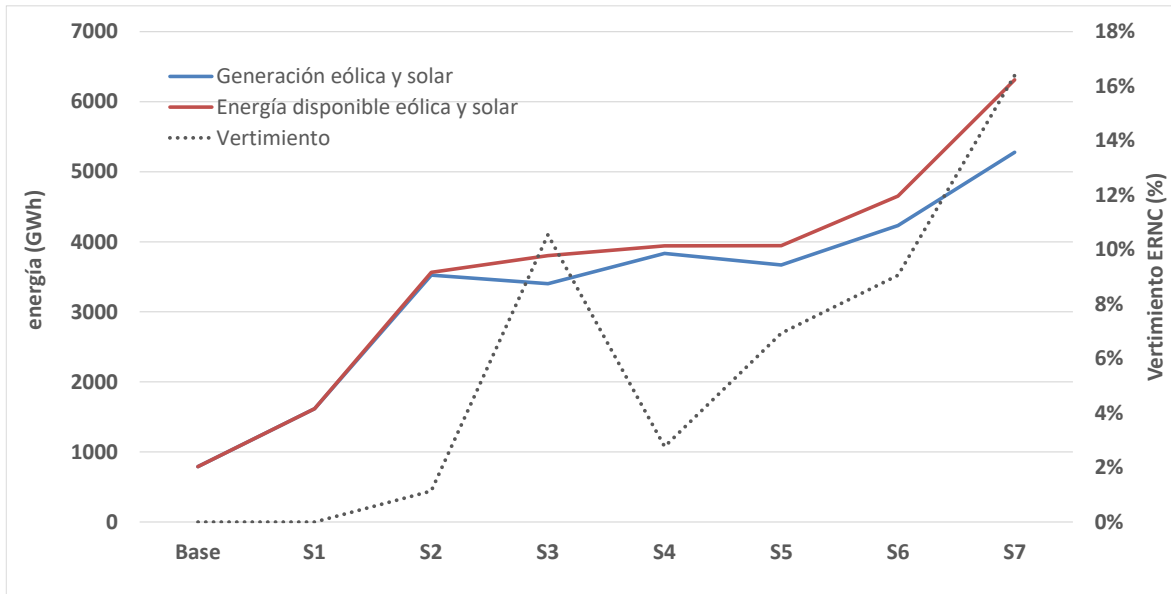


Figura 100: Generación eólica y solar despachada versus energía disponible. El desacoplamiento se debe a los vertimientos de ERNC.

El siguiente gráfico muestra los costos anuales de operación para cada una de las sensibilidades evaluadas, en comparación con el costo de operación del Caso Base del año 2018. Los resultados muestran que los costos de operación disminuyen, sin embargo, las Sensibilidades 5, 6 y 7 presentan elevados recortes de generación como se mostró anteriormente.

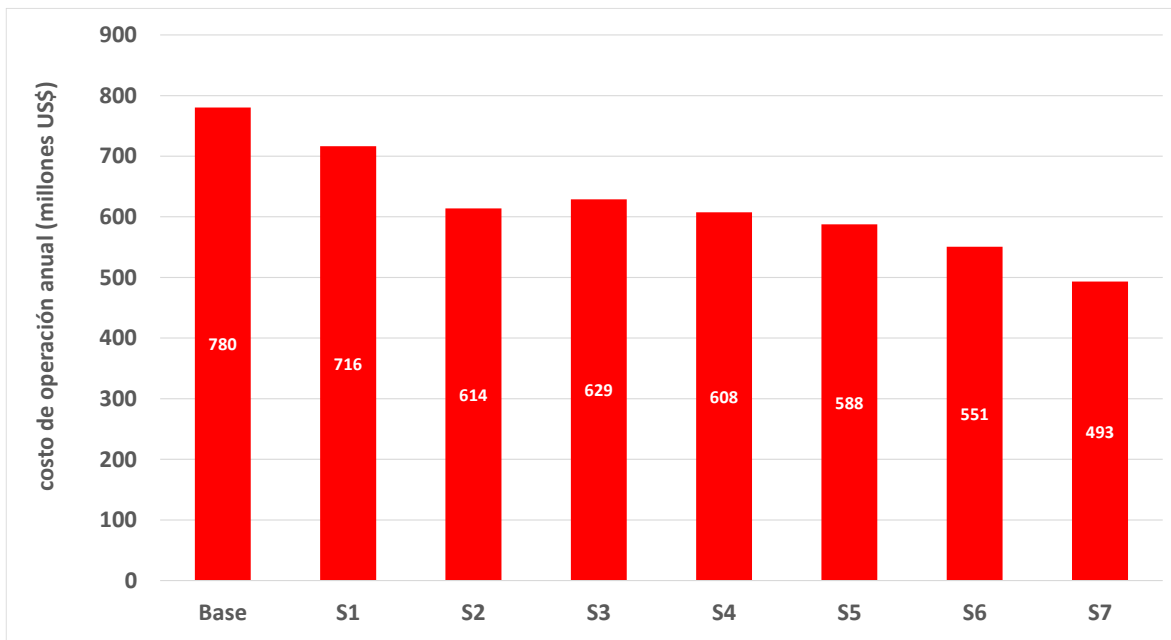


Figura 101: Costo de operación anual para cada una de las sensibilidades evaluadas para el año 2018.

Las siguientes figuras muestran las curvas de duración de carga anual para los flujos por un grupo seleccionado de líneas de transmisión. Para la línea Pizarrete_km15Azua 138 kV se observan congestiones para las Sensibilidades 3 y 7 en un 10% de las horas del año. Estas sensibilidades consideran 500 MW adicionales de generación eólica en la barra cercana a la zona de CCabral. Para estas sensibilidades se incrementan significativamente las congestiones para la línea CCabral_km15Azua_138. La Sensibilidad 3 y 7 presentan congestiones el 34% y 51% de las horas del año, respectivamente. La sensibilidades 2, 4, 5 y 6 presentan congestiones menores a 10% de las horas del año para la línea CCabral_km15Azua_138. La línea Santiago_Montecristi 138 kV presenta congestiones para las Sensibilidades 4 y 7. La Sensibilidad 4 considera la instalación de 370 MW en la zona cercana a la barra Montecristi. Para la Sensibilidades 1, 2, 5 y 6 no se presentan congestiones para esta línea.

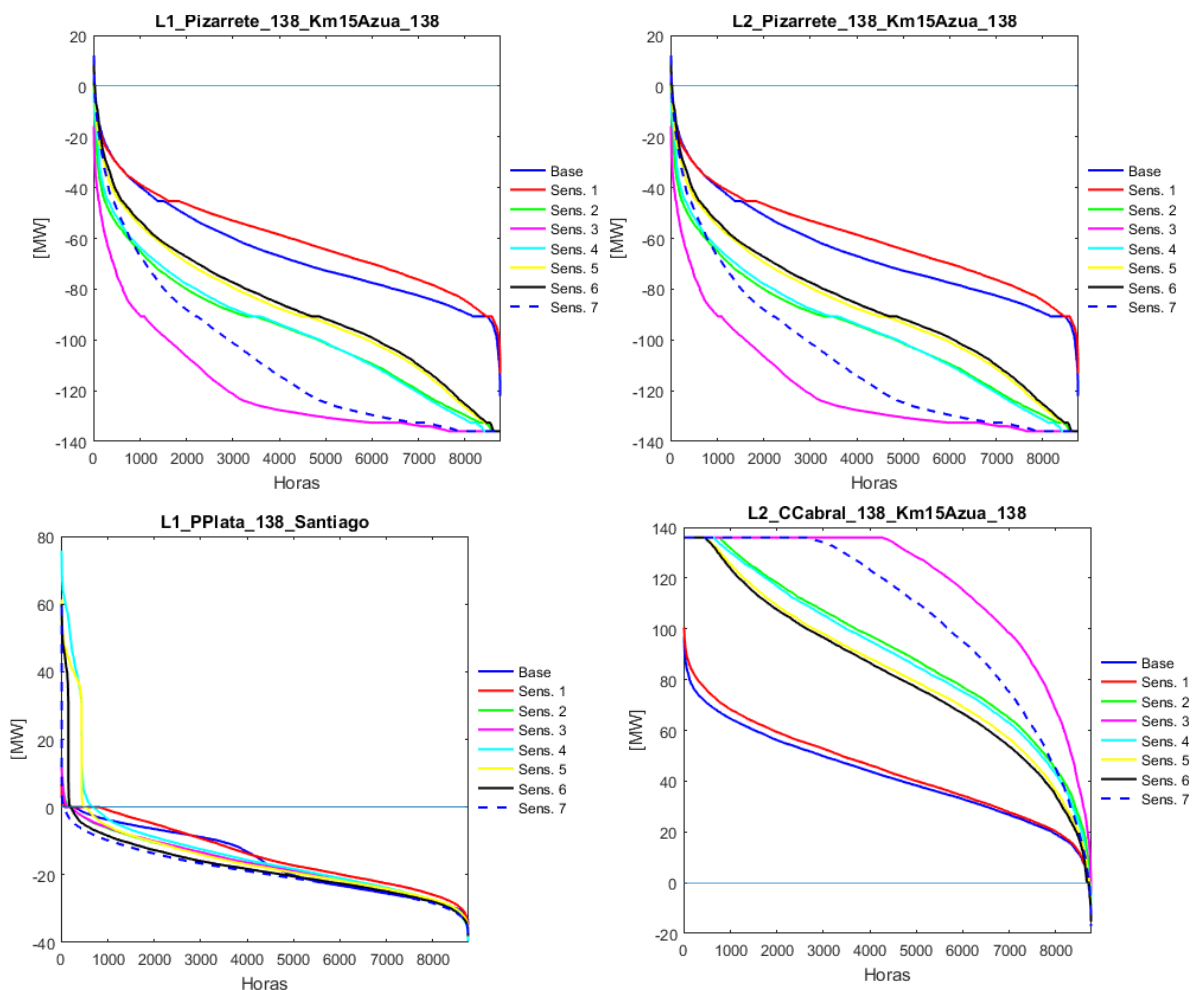


Figura 102: Flujos por las líneas de transmisión para las distintas sensibilidades evaluadas.

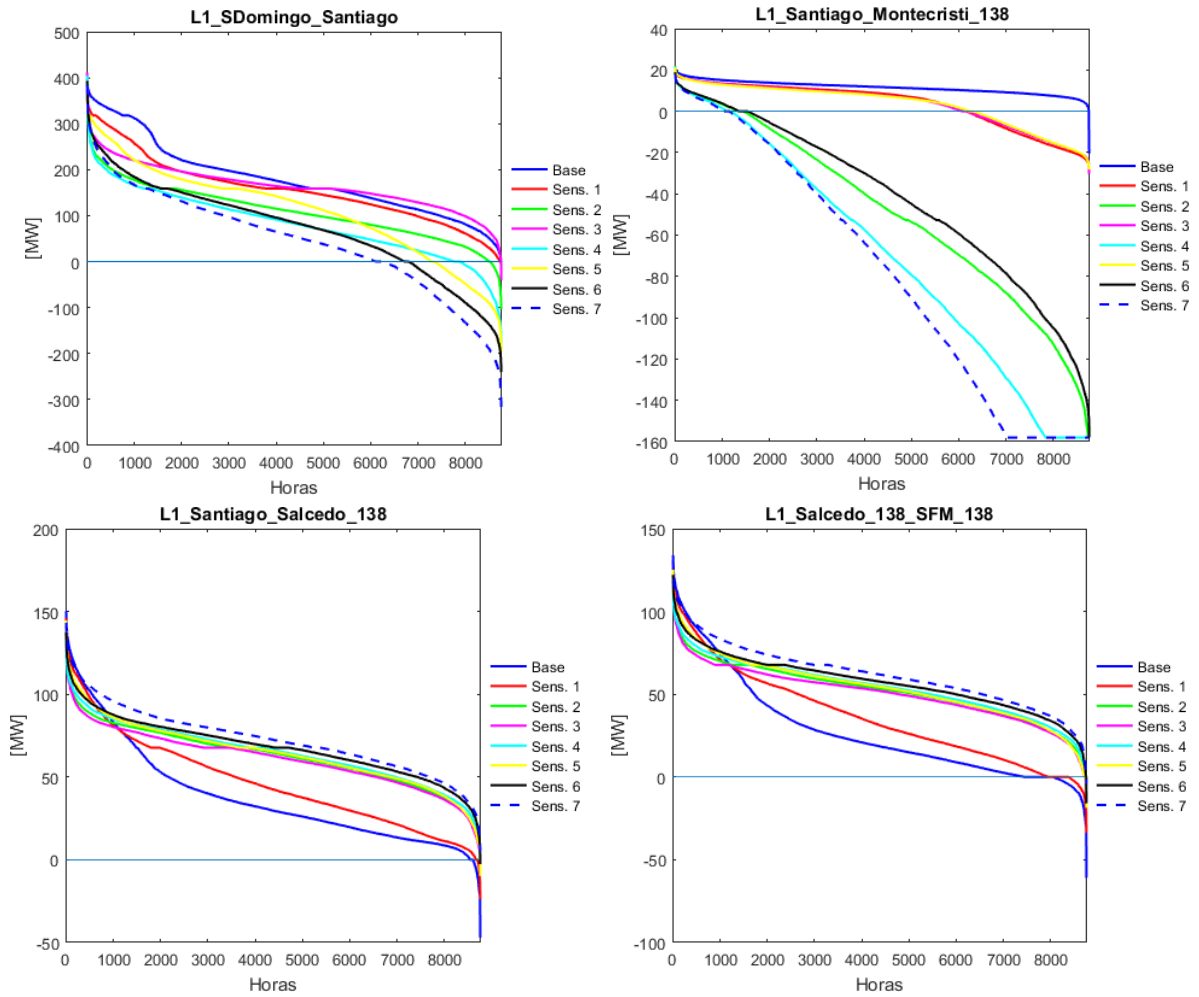


Figura 103: Flujos por las líneas de transmisión para las distintas sensibilidades evaluadas.

4.3.5 Análisis de resultados

Para el Escenario B, caso Meta ERNC, el requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 464 MW para el año 2030, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Debido a que el escenario B no proyecta nuevas centrales de ciclo combinado que puedan suplir el déficit de reserva al año 2030, se analizaron 2 opciones para abordar este problema.

La primera opción consiste en suponer que al año 2030 se instalaran nuevos sistemas de almacenamientos tipo baterías. Considerando que el aporte máximo de reserva de las unidades del SENI varía entre 157 MW y 201 MW, se requerían 310 MW de sistemas de almacenamiento de batería. Para este caso los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 26% de generación eólica y 8% de generación solar. La segunda opción consiste en habilitar nuevas centrales en operación para que puedan aportar reserva. Para este segundo escenario los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 25,3% de generación eólica y 8% de generación solar. Es decir, aproximadamente un 4% menos que la participación proyectada por el modelo de planificación.

Los resultados de las simulaciones del año 2030 muestran un incremento significativo de la variación de la demanda neta y el número de partidas de las centrales de gas natural y fuel oil debido a la alta penetración de recurso renovable variable (eólico y solar). Asimismo, se observa una alta variabilidad de los costos marginales horarios. El análisis de la operación nos permite concluir que un porcentaje de 25% de ERNC, en base a generación eólica y solar al año 2030, es posible de gestionar en la medida que aumenta la disponibilidad de reserva secundaria y las centrales térmicas tengan la capacidad realizar ciclos diarios de encendido y apagado con tiempos reducidos.

Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. Para esto, se incrementó de manera gradual la potencia instalada de generación eólica y solar considerando distintos criterios de ubicación de éstos. Las potencias instaladas se obtienen de las proyecciones del modelo de planificación para el Escenario B. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1419 MW de generación eólica y 924 MW de generación solar.

La Sensibilidad 2, cuya potencia instalada corresponde a la proyectada al año 2025 para cumplir la meta de 25% de ERNC, no presenta problemas de disponibilidad de reserva y

restricciones de transmisión. La capacidad instalada por esta sensibilidad es de 919 MW de generación eólica y 345 MW de generación solar fotovoltaica. La Sensibilidad 3 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona de CCabral, se producen congestiones en la línea de transmisión CCabral_km15Azua_138kV. Por su parte, la Sensibilidad 4 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona cercana a la barra Montecristi, se producen congestiones en la línea Santiago_Montecristi_138kV. Para la Sensibilidad 4 se estima un requerimiento de reserva secundaria cercano a la disponibilidad actual. Debido a esta restricción, se restringe la incorporación de ERNC a valores del orden 1404 MW, los cuales se distribuyen en 1039 MW y 365 MW de generación eólica y solar, respectivamente.

5 Análisis de estabilidad

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan cuando algún accidente o contingencia puntual (caída de un árbol sobre una línea de transmisión, incendio de un transformador, entre otros), altera la operación normal del sistema y lo lleva a una condición de inestabilidad irre recuperable. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el sector productivo, con costos sociales tangibles como lo son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el mayor black out de la historia de USA (ocurrido el año 2003), involucró una pérdida económica estimada de 6 billones de USD, dejando a 50 millones de personas sin electricidad. Problemas similares han ocurrido en diversas partes del mundo como India (2012, 620 millones de personas afectadas por 2 días), Brasil (2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas), China (2008, 4 millones de personas afectadas), entre otros.

Por lo anterior, los temas de estabilidad de grandes SEP han sido uno de los mayores desafíos de los operadores de red y reguladores del sector a nivel mundial desde el inicio de los grandes sistemas interconectados. Para enfrentar y resolver los problemas de estabilidad así como minimizar sus posibles consecuencias en la sociedad, los operadores realizan diferentes estudios de forma de definir medidas correctivas apropiadas que permitan mantener la estabilidad del sistema frente a contingencias intempestivas y así asegurar el suministro de energía eléctrica a la población.

En el marco de los estudios de planificación y operación económica de los SEP, la gran complejidad involucrada en los modelos utilizados hace que sea necesario realizar simplificaciones importantes en los modelos que se utilizan. Así, por ejemplo, los modelos de las centrales de generación no incluyen controladores de las unidades, y los análisis se hacen en base a modelos reducidos de la red. Por otra parte, no se consideran los flujos de potencia reactiva ni la dinámica misma de los sistemas eléctricos. Las simplificaciones usadas en los estudios de planificación y operación económica llevan a la necesidad de verificar los resultados obtenidos a través simulaciones dinámicas considerando modelos detallados del sistema. El estudio de estabilidad permite verificar el desempeño dinámico del sistema frente a contingencias extremas considerando la dinámica real de la red.

En el marco de este proyecto, el análisis de estabilidad permitirá verificar los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el SENI obtenidos en la etapa anterior, y realizar eventuales correcciones a dichos valores debido a posibles restricciones adicionales que puedan aparecer.

En base a los objetivos planteados en este estudio, se realizaron simulaciones dinámicas en el sistema eléctrico para 2 escenarios: 1) en el año 2018 Escenario A, y 2) en el sistema expandido en el año 2030 en los escenarios A y B.

Para el año 2018 Escenario A, se escogió el caso correspondiente a la sensibilidad S5, ya que es la que tiene una mayor participación de generación ERNC y por ende presenta las condiciones más críticas que podría enfrentar el sistema desde la perspectiva de estabilidad. Para este escenario de estudio, se escogieron tres condiciones de operación críticas. Para el escenario de estudio Meta ERNC 2030 Escenario A, se escogieron dos condiciones de operación críticas. Finalmente, para el escenario de estudio Meta ERNC 2030 Escenario B, se escogió una condición de operación crítica. Cada condición de operación corresponde a una hora particular del año en cuestión. Por cada una de las condiciones recién mencionadas se realizaron estudios dinámicos detallados incluyendo análisis de pequeña señal.

5.1 Selección de puntos de operación a utilizar en el estudio dinámico

La gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para sistemas eléctricos de potencia, así como los tiempos de ejecución asociados a la simulación dinámica de los mismos, lleva a que analizar la operación de las 8760 horas del año considerando todas las fallas que podrían surgir en el sistema sea un problema inabordable debido al tiempo que se requeriría para su desarrollo y ejecución. Lo anterior resulta aún más evidente si se consideran varios escenarios de expansión a futuro, en cuyo caso el problema de un estudio dinámico detallado incluyendo todos los puntos de operación y contingencias posibles es definitivamente imposible. Por este motivo, todo estudio dinámico requiere limitar la cantidad de simulaciones dinámicas a realizar, tanto acotando los puntos a operación como las contingencias a simular en cada uno de ellos.

A nivel general, el criterio para seleccionar tanto los puntos de operación como las contingencias es en base al criterio del “*peor escenario*”, es decir, se seleccionan aquellos escenarios que representen las peores circunstancias, desde el punto de vista de estabilidad, que podría experimentar el sistema de potencia. El peor escenario depende fuertemente del tipo de estudio que se quiera realizar, del tipo de red y del tipo de tecnologías de generación que dominen el sistema.

De acuerdo a los objetivos generales de este estudio, se identifican tres aspectos clave del sistema para la selección de los puntos de operación en los años de interés:

- Demanda neta del sistema
- Aporte de las ERNC

- Operación de líneas de transmisión en cola de red conectando grandes parques ERNC

Demanda neta del sistema y aporte de las ERNC: Los escenarios de planificación considerados en este estudio se caracterizan por tener altos niveles de participación de ERNC. Las ERNC conectadas con convertidor a la red como la generación eólica de velocidad variable y las centrales fotovoltaicas, se caracterizan por la naturaleza estocástica del recurso (variabilidad minuto a minuto y segundo a segundo) y la incertidumbre de las inyecciones (error de pronóstico a diferentes escalas de tiempo). Lo anterior implica que altos niveles de penetración de estas tecnologías llevan a un aumento de la variabilidad e incertidumbre del sistema de potencia. Lo anterior tiene un efecto directo en la capacidad de regulación de frecuencia del sistema. De esta forma, frente a altas inyecciones ERNC, el sistema deberá estar preparado no sólo para compensar el incremento máximo probable de la demanda o la pérdida del mayor generador, sino también las variaciones intempestivas en la potencia generada por las ERNC. Desde la perspectiva de la estabilidad de frecuencia, a diferencia de las centrales convencionales, las turbinas eólicas de velocidad variable y los paneles fotovoltaicos no aportan con inercia al sistema. La inercia de un sistema limita la tasa de cambio de la frecuencia (df/dt) durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance entre carga y generación. Mientras menor inercia tenga el sistema, más rápida es la caída inicial de la frecuencia. La constante de inercia da una indicación del tiempo (en segundos) que un generador puede proveer potencia nominal utilizando únicamente la energía almacenada en sus partes giratorias. En el caso de la generación fotovoltaica no existe inercia (los paneles no tienen partes giratorias), mientras que en el caso de las turbinas eólicas con velocidad variable, el convertidor desacopla el aerogenerador de la red por lo que su respuesta inercial “natural” frente a cambios en la frecuencia desaparece. De esta forma, un alto nivel de penetración de ERNC con convertidor puede llevar a un aumento de la caída inicial de la frecuencia después de un desbalance de potencia, lo que podría repercutir en una mayor frecuencia de activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) y en un empeoramiento del desempeño del control primario de frecuencia. Como consecuencia de lo anterior, puntos de operación críticos que deberían ser analizados desde la perspectiva dinámica son aquellas horas en el año caracterizadas por un bajo nivel de inercia sistémica, es decir, horas con pocos generadores sincrónicos en operación y por ende con baja demanda neta. En este contexto, se identifican dos puntos relevantes para considerar en los estudios dinámicos:

- Hora caracterizada por la demanda neta mínima del sistema (y por ende una baja inercia en el SENI)
- Hora caracterizada por una alta participación de ERNC (máximo aporte de las ERNC para cubrir la demanda)

Operación de líneas de transmisión en cola de red conectando grandes parques ERNC: El emplazamiento de centrales ERNC generalmente se encuentra restringido a aquellos lugares con alto potencial del recurso primario los que generalmente se encuentran lejos de los centros de consumo y por ende a cola de red. De hecho este es el caso del presente estudio, en que las centrales ERNC proyectadas se encuentran en zonas remotas del sistema de transmisión caracterizadas por bajos niveles de rebustez (niveles de cortocircuito). Para una correcta estimación de los niveles técnicamente aceptables de ERNC en el SENI, se requiere analizar la estabilidad de la red en aquellos puntos de operación que llevan a flujos máximos de las líneas de transmisión que conectan grandes parques ERNC.

5.2 Selección de contingencias a simular en el estudio dinámico

Para evaluar el desempeño dinámico del sistema en cada uno de los escenarios y puntos de operación seleccionados, se analizó la estabilidad del sistema mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos en distintos puntos del sistema y la desconexión de grandes unidades de generación en operación. Dado que cada uno de los puntos de operación corresponden a horas con alta inyección de ERNC, dentro de los cortocircuitos que se simularon, se encuentran cortocircuitos en las cercanías de las líneas encargadas de evacuar la generación ERNC, así como en aquellas zonas de la red que presentaron problemas de regulación de voltaje. Adicionalmente se simuló un cortocircuito en el centro de carga del sistema, es decir, en la zona de Santo Domingo, la que además presentaba problemas importantes de regulación de tensión. Concretamente, los cortocircuitos simulados para el caso de estudio ERNC 2018 S5 fueron los siguientes:

1. Falla 1: S/E Cruce de Cabral (en la cercanía al parque eólico CCabral)
2. Falla 2: S/E Puerto Plata 2 (en la cercanía a los parques eólicos PPlata y Montecristi)
3. Falla 3: S/E Hainamosa 138 kV (en línea hacia la S/E Palamara 138 kV, zona con mala regulación de voltaje)
4. Falla 4: S/E Bonao 138 kV (en línea hacia la S/E Palamara 138 kV, zona con mala regulación de voltaje)
5. Falla 5: desconexión intempestiva de unidad de generación operativa más grande

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica de los cortocircuitos simulados, así como los principales puntos de inyección de las ERNC, para el caso de estudio del escenario ERNC 2018 Escenario A, sensibilidad S5.

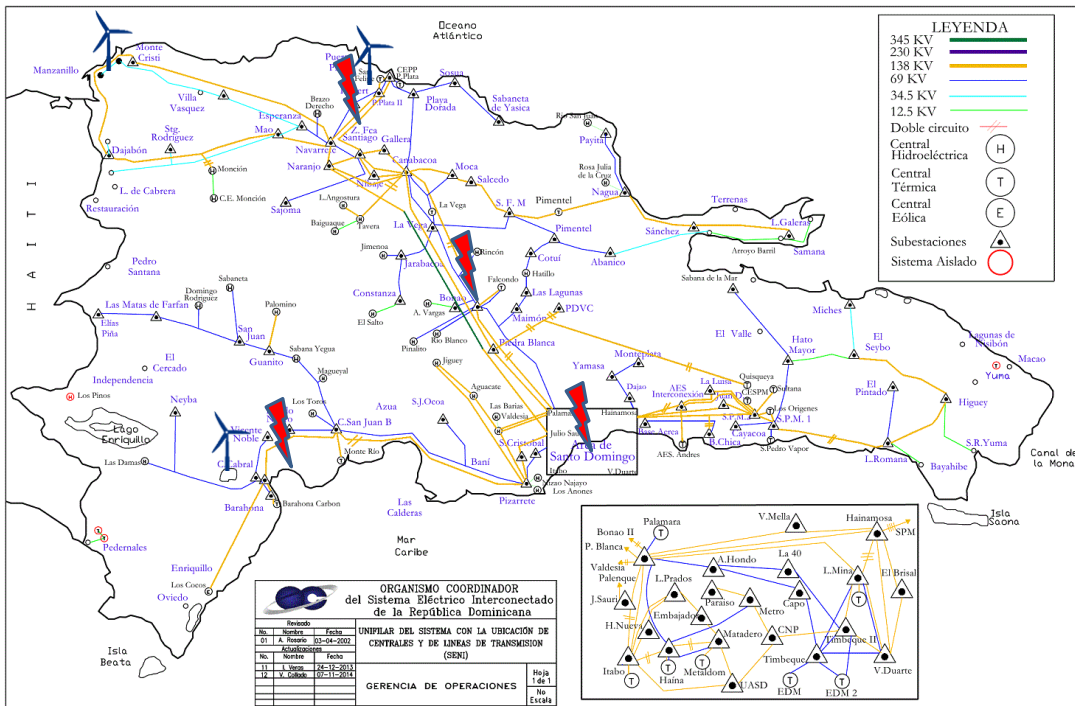


Figura 104: Cortocircuitos simulados y principales puntos de inyección de las ERNC para el caso de estudio ERNC 2018 Escenario A, sensibilidad S5

Para el caso de estudio ERNC 2030 Escenario A y Escenario B, los cortocircuitos simulados fueron los siguientes:

1. Falla 1: S/E Kilómetro 15 de Azua, 345 kV (evacúa generación de parques eólicos en C.Crabral y en Kilómetro 15 de Azua)
2. Falla 2: S/E Puerto Plata 2 (en la cercanía a los parques eólicos PPlata y Montecristi)
3. Falla 3: S/E Hainamosa 138 kV (en línea hacia la S/E Los Mina 138 kV, zona con mala regulación de voltaje)
4. Falla 4: S/E Bonaio 138 kV (en línea hacia la S/E Palamara 138 kV, zona con mala regulación de voltaje)
5. Falla 5: desconexión intempestiva de unidad de generación operativa más grande

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica de los cortocircuitos simulados, así como los principales puntos de inyección de las ERNC, para el caso de estudio del escenario Meta ERNC 2030 Escenario A y Escenario B.

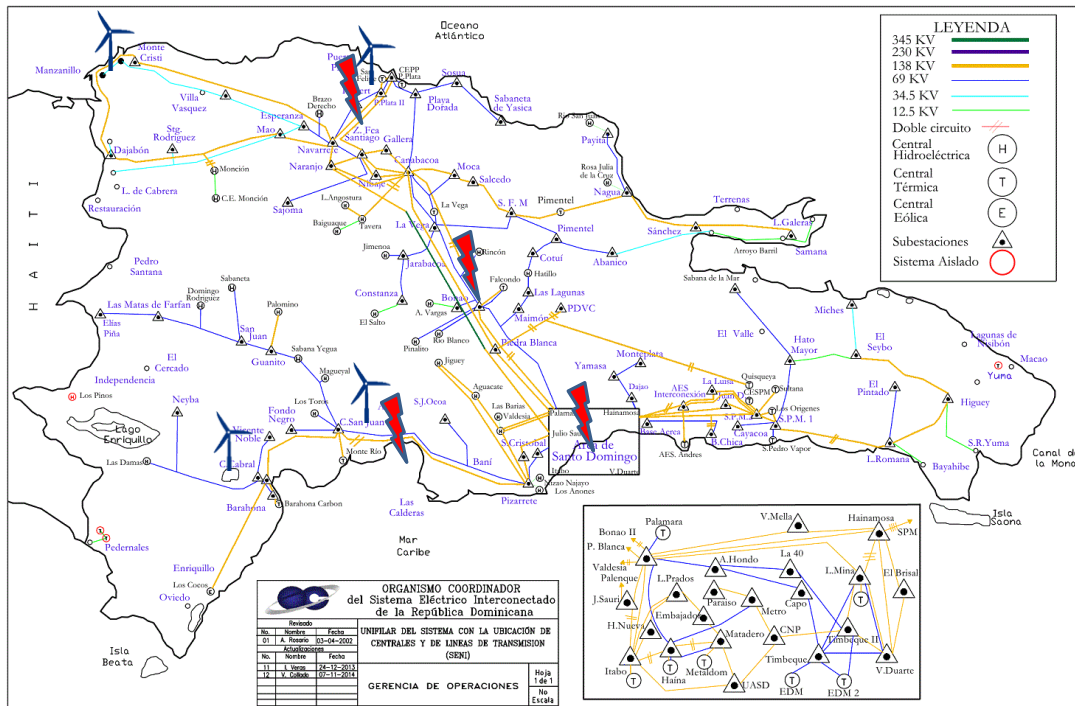


Figura 105: Cortocircuitos simulados y principales puntos de inyección de las ERNC para el caso de estudio Meta ERNC 2030

En cada una de las fallas simuladas se despeja el cortocircuito mediante la apertura del circuito de línea afectado después de 120 ms de ocurrida la falla.

5.3 Consolidación de base de datos y desarrollo de nuevos modelos

Para realizar los estudios de estabilidad primero se consolidaron las bases de datos de DigSILENT y PCP en cada uno de los escenarios de expansión considerados. Esta consolidación comprendió tanto las centrales de generación existentes como los puntos de inyección de demanda. Asimismo, fue necesario desarrollar modelos apropiados en DigSILENT para las centrales proyectadas y las nuevas líneas de transmisión.

5.3.1 Consolidación de las centrales de generación existentes

En cuanto a las centrales de generación existentes, se realizó un mapeo entre las bases de datos de DigSILENT y de PCP. Este mapeo es necesario, entre otros, debido al distinto nivel de detalle requerido para la simulación de la operación de corto plazo (*unit commitment*) y los estudios de estabilidad. Por un lado, una correcta simulación de la operación del sistema eléctrico en el corto plazo requiere modelar correctamente los costos de operación, en especial de aquellas unidades de generación que operan con distintos combustibles. Es por esto que, en dichos casos, una misma unidad de generación se modeló en PCP a través de

varias unidades, cada una de ellas con distintos rendimientos dependiendo del combustible, las que en general no coinciden con las unidades de generación existentes en DigSILENT.

El detalle de la asociación de las centrales existentes en PCP y DigSILENT se muestra en el anexo.

5.3.2 Consolidación de los consumos

En el caso de los consumos, dado que el predespacho se realiza en base a un modelo simplificado de la red (con muy pocos nodos en comparación a los existentes), es necesario redistribuir la demanda de PCP (distribuida en N_{PLP} barras de consumos) en una cierta cantidad N_{Digs} de barras de consumo en DigSILENT (donde se cumple que $N_{PLP} < N_{Digs}$). Para ello, cada consumo de DigSILENT se asoció a una única barra de consumo de PCP, asignándole a su vez un factor de distribución fijo (en porcentaje). Así, por cada barra de consumo de PCP, su demanda se distribuyó en los consumos de DigSILENT asociados de acuerdo al factor de distribución correspondiente. Este factor de distribución se calculó, para cada barra de consumo en DigSILENT, como el cociente entre el consumo por defecto que venía en el modelo entregado por la Contraparte y la demanda total del sistema para dicho punto de operación.

El detalle de los factores de asociación para los consumos junto con los factores de participación correspondientes se muestra en el anexo.

5.3.3 Modelamiento de centrales de generación proyectadas en DigSILENT

Para modelar las centrales eólicas proyectadas se utilizó el modelo estándar “Fully Rated Converter WTG 1.0MW”. Este modelo corresponde al modelo de una turbina eólica del tipo full converter de 1.0 MW de capacidad. Para las centrales fotovoltaicas se utilizó el modelo estándar “Photovoltaic System 3PH 60Hz”.

La siguiente tabla muestra el detalle de las centrales que fueron modeladas, incluyendo las centrales PCP correspondientes así como el punto de inyección.

Tabla 76: Centrales renovables proyectadas para los escenarios ERNC para los años 2018 Escenario A S5, 2030 Escenario A y 2030 Escenario B. (*) indica sólo centrales proyectadas para el año 2030 Escenario A y () indica sólo centrales proyectadas para el año 2030 Escenario B.**

Nombre Central	Tipo	Pmax [MW]	Unidades paralelas	Punto de inyección
PPlataImbert_Maimon	Eólica	44,9	45	Puerto Plata 2 138 (WPP23E)
Matafongo	Eólica	34,0	35	San Juan 69 ⁸ (WSJUAF)

⁸ Las simulaciones de corto plazo se hicieron corrigiendo la ubicación de esta central en la zona cercana a la barra Pizarete 138 kV.

Guanillo	Eólica	48,8	50	Navarrete 2 (WNAV2E)
LosGuzmancitos	Eólica	47,1	50	Navarrete 2 (WNAV2E)
AguaClara	Eólica	48,8	50	Navarrete 2 (WNAV2E)
EolKm15Azua	Eólica	200,6	200	Kilometro 15 de Azua (WKQAZE)
EolMontecristi	Eólica	374,2	350	Monte Cristi (WMONTE)
EolPPlata	Eólica	294,8	265	Puerto Plata 2 138 (WPP23E)
EolCCabral	Eólica	250,0	225	Cruce de Cabral (WCCABE)
MCristiSolar	PV	26,1	52	Monte Cristi (WMONTE)
WCenergyParkSolar	PV	22,5	45	Itabo 138 (WITA1E)
CanoaSolar	PV	11,3	23	Cruce de Cabral (WCCABE)
Terminal GNL Norte (*)	GNL	900	3	Terminal GNL Norte
Terminal GNL Sur (*)	GNL	300	1	Terminal GNL Sur
Solar_NOR (**)	PV	625,5	700	Santiago 138 kV
Solar_CEN (**)	PV	142,0	160	Bonao 138 kV
Solar_SUR (**)	PV	158,1	180	Sto Domingo 138 kV
RSU_Santiago (**)	Biomasa	46	2	Santiago 138 kV
RSU_SDomingo (**)	Biomasa	138	5	Sto Domingo 138 kV

5.3.4 Modelamiento de nuevos elementos de red en DIgSILENT

En esta sección se describe el modelamiento de nuevos elementos de red en DIgSILENT incluyendo líneas de transmisión, transformadores y elementos de compensación de reactivos. Para el caso de estudio ERNC 2018 S5, y al igual que en el modelo PCP, se asumió en operación el proyecto de aumento de voltaje del circuito 69 kV entre Cruce de Cabral y Kilómetro 15 de Azua. De esta forma, el circuito de 138 kV entre Cruce de Cabral y Kilómetro 15 de Azua pasa a tener 2 circuitos paralelos, en vez de un circuito como es el caso actual. Los cambios hechos en el modelo de DIgSILENT para implementar este proyecto se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 77: Cambios realizados al modelo de red para el escenario ERNC 2018 S5

Nombre línea	Tipo	Conexión 1	Conexión 2	Acción
ZKQAZF_ZXKQAF-L1	Existente	Barahona 69 kV	Kilómetro 15 de Azua 69 kV	Se deja fuera de servicio

N_ZCC21E_ZKQAZE-L1	Nueva	Cruce de Cabral 2 138 kV	Kilómetro 15 de Azua 138 kV	Se crea con tipo de torre T.ACERO S1(2) 1C/138/1xF 450 ACAR
--------------------	-------	--------------------------	-----------------------------	---

Para el caso de estudio ERNC 2030 (Escenario A y Escenario B), se modelaron en DigSILENT las nuevas líneas de transmisión que resultaron del proceso de expansión. El detalle de las nuevas líneas modeladas se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 78: Nuevas líneas modeladas en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario A

Nombre línea	Voltaje	Conexión 1	Conexión 2	Capacidad (MW)
Km 15 Azua – Santo Domingo (x2)	138	Km 15 Azua	Julio Sauri	900
NodoEolCCabral – Ccabral (x3)	345	Nodo Eólico C. Cabral	C. Cabral 345	474
NodoEolKm15Azua – Km15Azua (x3)	345	Nodo Eólico Km. 15 Azua	Km. 15 Azua	474
NodoEolPPlata – PPlata (x1)	138	Nodo Eólico P. Plata	P. Plata	158
NodoEolMontecristi – Montecristi (x2)	345	Nodo Eólico Montecristi	Montecristi	316
Montecristi – Santiago (x1)	345	Montecristi	Navarrete	900
C.Cabral – Km. 15 Azua (x1)	345	C. Cabral	Km. 15 Azua	450
Terminal GNL Norte – Montecristi (x2)	345	Terminal GNL Norte	Montecristi	900
Terminal GNL Sur – Km. 15 Azua (x2)	345	Terminal GNL Sur	Km. 15 Azua	900

Tabla 79: Nuevas líneas modeladas en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario B

Nombre línea	Voltaje	Conexión 1	Conexión 2	Capacidad (MW)
Km 15 Azua – Santo Domingo (x2)	138	Km 15 Azua	Julio Sauri	1350

NodoEolCCabral – Ccabral (x3)	345	Nodo Eólico C. Cabral	C. Cabral 345	474
NodoEolKm15Azua – Km15Azua (x4)	345	Nodo Eólico Km. 15 Azua	Km. 15 Azua	632
NodoEolPPlata – PPlata (x1)	138	Nodo Eólico P. Plata	P. Plata	158
NodoEolMontecristi – Montecristi (x3)	345	Nodo Eólico Montecristi	Montecristi	474
Montecristi – Santiago (x1)	345	Montecristi	Navarrete	450
C.Cabral – Km. 15 Azua (x1)	345	C. Cabral	Km. 15 Azua	450

5.4 Selección de puntos de operación para estudios dinámicos

De acuerdo al marco teórico presentado en la sección 5.1 para la selección de los puntos de operación, para el estudio dinámico se seleccionó un punto de operación desde la perspectiva *demanda neta*, otro punto desde la perspectiva de *aporte de las ERNC* y otro punto de operación desde la perspectiva *operación de líneas de transmisión en cola de red conectando grandes parques ERNC*.

Para seleccionar los puntos de operación se incluyeron en el análisis un total de $n_d = 8760$ despachos (un año con ventana horaria). A continuación se presentan los resultados de la selección de los puntos de operación para los dos escenarios considerados.

5.4.1 Escenario ERNC 2018, Escenario S5

Puntos de operación en base a la demanda neta del sistema y aporte ERNC

De acuerdo a lo indicado en la Sección 5.1, para los estudios dinámicos en este escenario se seleccionan dos puntos de operación relevantes en base a la demanda neta del sistema:

- Hora caracterizada por una baja inercia en el SENI (mínima demanda neta)
- Hora caracterizada por una alta participación de ERNC (máximo aporte de las ERNC)

A continuación se presentan los resultados de esta selección, partiendo por el punto de operación correspondiente a la demanda neta mínima del SENI, seguido por el punto de operación correspondiente al máximo aporte de ERNC.

La siguiente figura muestra la inercia total del sistema versus el 10% de las menores demandas netas del SENI.

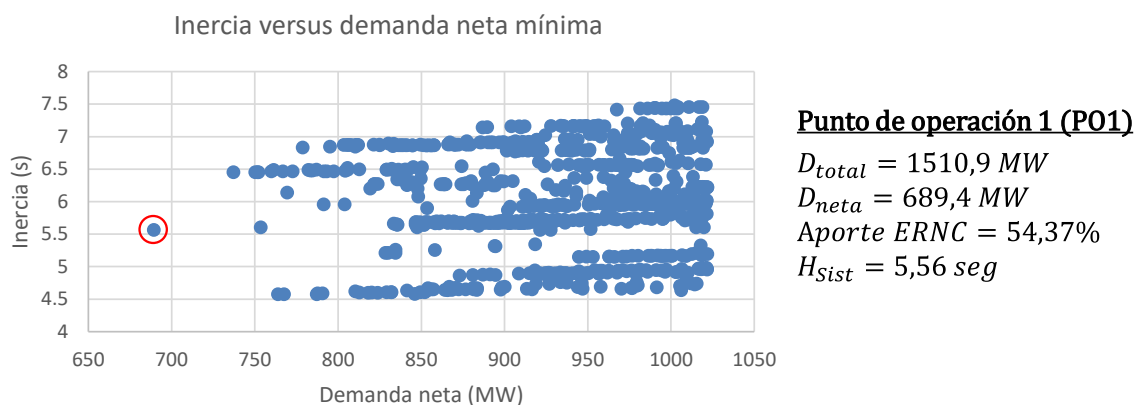


Figura 106: Inercia versus el 10% de las menores demandas netas del SENI

En base a la figura se selecciona el punto de operación 1 (PO1, encerrado en un círculo rojo en la figura) para representar la condición de *demanda neta mínima del SENI*. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema en el mes de marzo, un sábado a las 7 de la mañana. Tal como se observa de la figura, el punto de operación escogido se caracteriza por tener un nivel de demanda muy baja (1.510 MW) y una alta participación de las energías renovables (54,37% de la demanda total). La inercia total del sistema es, a su vez, muy baja (1,21 segundos).

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 80: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	267,5
EolCCabral	232,1
AguaClara	44,3
Guanillo	44,3
LosGuzmancitos	42,8
Larimar	42,8
PPlataImbert_Maimon	40,7
Matafongo	29,2
EolKm15Azua	1,4
EolMontecristi	4,8
WCEnergyParkSolar	4,1
SolarMontePlata	4,9

CanoaSolar	2,0
Los Cocos I y II	2,0
QuilvioCabrera	4,6
Otras fuentes ERNC	54,0
Total general	821,5

La siguiente figura muestra la inercia del sistema versus el 10% de los puntos de operación con mayores aportes de las ERNC en base a la demanda total del sistema.

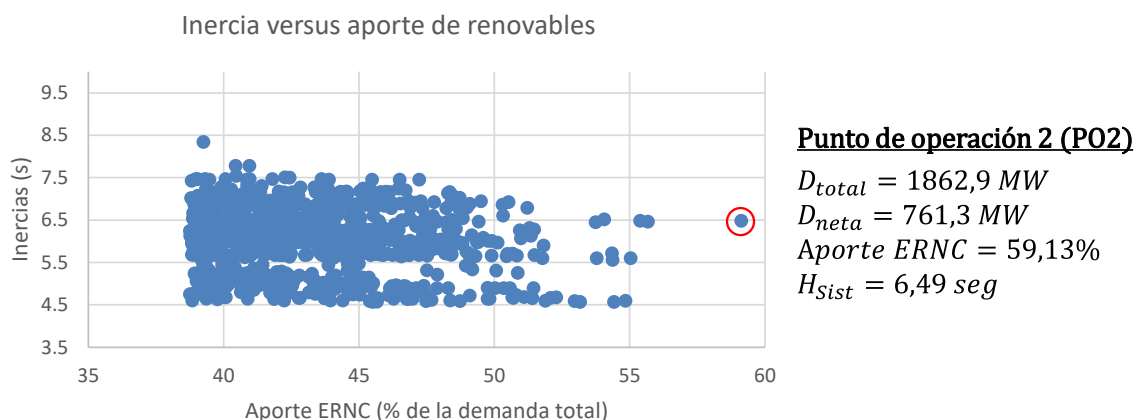


Figura 107: Inercia versus máximo aporte de ERNC (como porcentaje de la demanda total)

En base a la figura anterior se selecciona el punto de operación 2 (PO2, encerrado en un círculo rojo en la figura) como representativo del *máximo aporte ERNC*. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema en el mes de marzo, un viernes a las 23:00 horas. Tal como se observa de la figura anterior, el punto de operación escogido se caracteriza por tener un nivel de demanda medio (1.863 MW, correspondiente a un 77% de la demanda máxima del sistema) y una muy alta participación de energías renovables (59,13% de la demanda total). La inercia total del sistema en dicho punto de operación tiene un valor 6,49 segundos.

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 81: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	283,6
EolCCabral	222,6
AguaClara	47,0

Guanillo	47,0
LosGuzmancitos	45,4
Larimar	88,2
PPlataImbert_Maimon	43,2
Matafongo	27,5
EolKm15Azua	5,9
EolMontecristi	242,8
WCEnergyParkSolar	0,0
SolarMontePlata	0,0
CanoaSolar	0,0
Los Cocos I y II	2,4
QuilvioCabrera	7
Otras fuentes ERNC	39,0
Total general	1862,9

Puntos de operación en base a la operación de líneas de transmisión en cola de red conectando grandes parques ERNC

Los resultados del escenario ERNC 2018 S5, muestran altos niveles de congestión, en particular en el circuito de 138 kV *Pizarrete - Kilómetro 15 Azua*. Este circuito es justamente aquel encargado de evacuar la generación eólica en la zona sur, principalmente de los parques eólicos de ubicados en C. Cabral y en Km 15 Azua. Es por esto que resulta clave analizar en detalle un punto de operación que refleje las condiciones extremas que se puedan experimentar en este circuito.

La siguiente figura presenta la curva de duración de carga de los flujos por el circuito de 138 KV *Pizarrete - Kilómetro 15 Azua*, obtenidos como resultado del despacho.

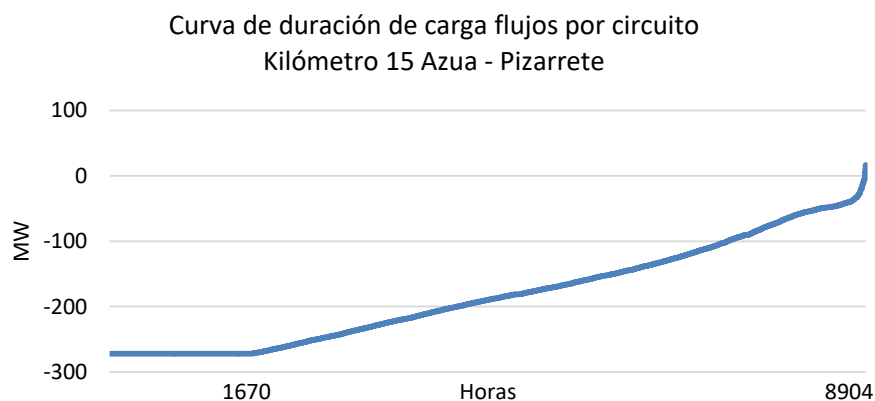


Figura 108: curva de duración de carga de los flujos por el circuito de 138 kV Pizarrete - Kilómetro 15 Azua

Tal como se puede ver de la figura, existe un total de 1670 horas del año en que este circuito opera a flujo máximo. Para seleccionar sólo un punto de operación para el estudio de estabilidad, se analizaron en detalle esas 1670 horas, en particular en lo referente a la inercia del sistema y a la participación de las ERNC. La siguiente figura muestra la inercia del sistema versus la participación de las ERNC para cada una de las 1670 horas en donde el circuito de 138 KV Pizarrete - Kilómetro 15 Azua presenta un flujo máximo.

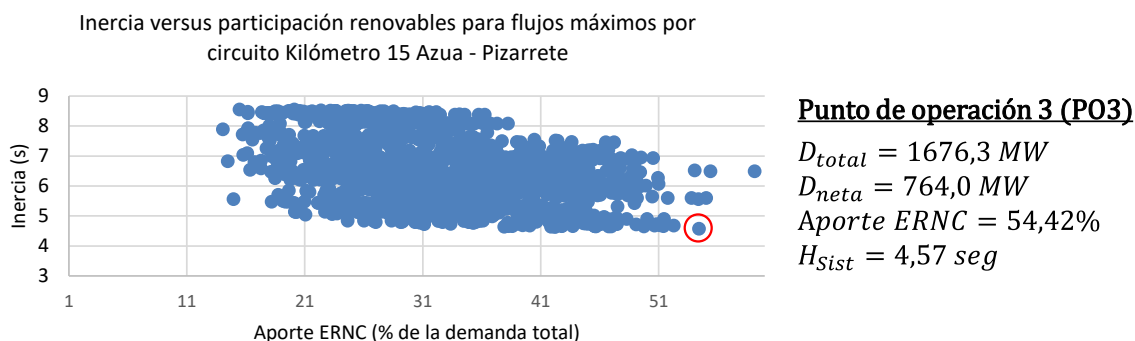


Figura 109: Inercia versus máximo aporte de ERNC (como porcentaje de la demanda total) para las horas en donde el circuito de 138 kV Pizarrete - Kilómetro 15 Azua presenta flujos máximos

En base a la figura anterior se selecciona el punto de operación 3 (PO3, encerrado en un círculo rojo en la figura) como representativo para la *operación de líneas de transmisión en cola de red conectando grandes parques ERNC*. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema en el mes de mayo, un martes a las 8:00 horas. Tal como se observa de la figura, el punto de operación escogido se caracteriza por tener un nivel de demanda medio-bajo (1.676 MW, correspondiente a un 70% de la demanda máxima del sistema) y una alta participación de energías renovables (54,42% de la demanda total). La inercia del sistema en dicho punto de operación es muy baja, con un valor de 4,57 segundos, siendo la más baja del sistema en este escenario.

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 82: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	187,7
EolCCabral	186,7
AguaClara	31,1
Guanillo	31,1
LosGuzmancitos	30,0
Larimar	69,9

PPlataImbert_Maimon	28,6
Matafongo	23,8
EoIKm15Azua	65,4
EoIMontecristi	208,6
WCEnergyParkSolar	3,7
SolarMontePlata	4,4
CanoaSolar	0,0
Los Cocos I y II	2,0
QuilvioCabrera	2,1
Otras fuentes ERNC	37,2
Total general	912,0

Resumen de los puntos de operación seleccionados

La siguiente tabla resume las principales características de los puntos de operación seleccionados para el escenario ERNC 2018, S5.

Tabla 83: Resumen de puntos de operación seleccionados

No.	Demanda (MW)	Aporte generación convencional (MW)	Aporte ERNC (MW)	ERNC/Demanda (%)	Inercia (s)	Flujo Pizarrete – Km 15 Azua (MW)
PO1	1510,9	767,9	821,5	54,37	5,56	-272,0
PO2	1862,9	862,7	1001,6	59,13	6,49	-272,0
PO3	1676,3	838,8	912,3	54,42	4,57	-272,0

De la tabla anterior se ve que los puntos de operación seleccionados cubren bastante bien los factores relevantes para la operación del sistema eléctrico: la participación de las ERNC es bastante alta (en todos los casos sobre 50% de la demanda total en el punto), la demanda total va entre 1511 MW hasta 1676 MW, y la inercia va desde un valor mínimo igual a 4,57 segundos hasta 6,49 segundos. Además, todos los puntos de operación consideran un flujo máximo por el circuito de 138 kV Pizarrete – Kilómetro 15 Azua.

5.4.2 Escenario Meta ERNC 2030 Escenario A

Puntos de operación en base a la demanda neta del sistema y aporte ERNC

De acuerdo a lo indicado en la Sección 5.1, para los estudios dinámicos en este escenario se seleccionan dos puntos de operación relevantes en base a la demanda neta del sistema:

- Hora caracterizada por una baja inercia en el SENI (mínima demanda neta)
- Hora caracterizada por una alta participación de ERNC (máximo aporte de las ERNC para cubrir la demanda)

A continuación se presentan los resultados de esta selección, partiendo por el punto de operación correspondiente a la demanda neta mínima del SENI, seguido por el punto de operación correspondiente al máximo aporte de ERNC.

La siguiente figura muestra la inercia total del sistema versus el 10% de las menores demandas netas del SENI.

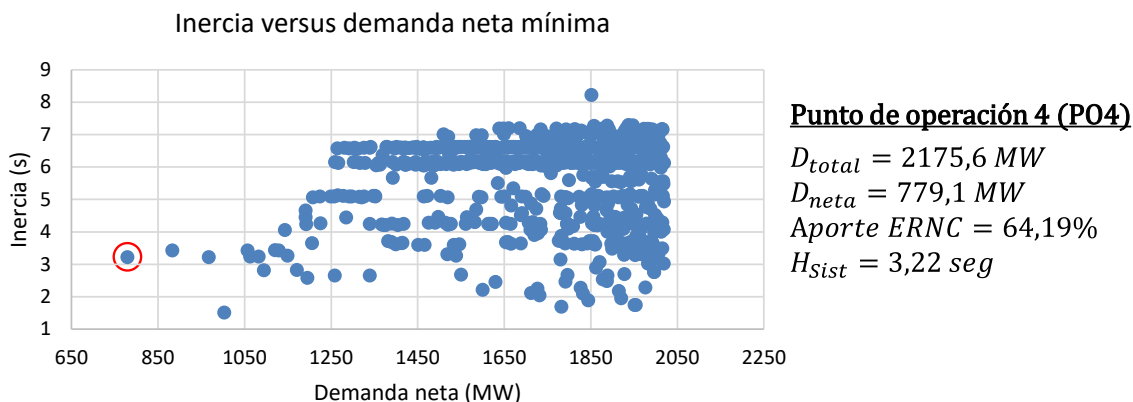


Figura 110: Inercia versus el 10% de las menores demandas netas del SENI para el escenario ERNC 2030 Escenario A

En base a la figura anterior se selecciona el punto de operación 4 (PO4, encerrado en un círculo rojo en la figura) para representar la condición de *demanda neta mínima del SENI* en el escenario al 2030. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema un 31 de diciembre a las 6:00 de la mañana. Tal como se observa de la figura, el punto de operación escogido se caracteriza por tener un nivel de demanda muy baja (2.176 MW, correspondiente, de hecho, a la demanda mínima del sistema) y una muy alta participación de las energías renovables (64,19 % de la demanda total, correspondiente al mayor nivel de participación alcanzado en este escenario). La inercia total del sistema es baja, con un valor de 3,22 segundos. Cabe destacar que este punto de operación corresponde, también, al punto de operación de *máxima participación de ERNC*.

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 84: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	127,6
EolCCabral	378,3
AguaClara	21,1
Guanillo	21,1
LosGuzmancitos	20,4
Larimar	50,0
PPlataImbert_Maimon	19,4
Matafongo	17,2
EolKm15Azua	485,5
EolMontecristi	142,9
WCEnergyParkSolar	0,3
SolarMontePlata	0,4
CanoaSolar	0,2
Los Cocos I y II	77,9
QuilvioCabrera	2,0
Otras fuentes ERNC	32,2
Total general	1396,5

La siguiente figura muestra la inercia versus el 10% de los puntos de operación con los mayores aportes de las ERNC en base a la demanda total del sistema.

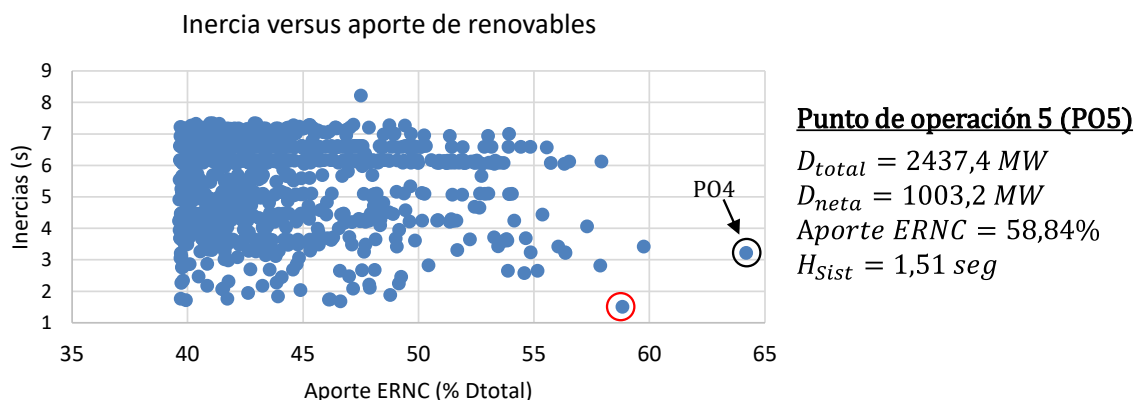


Figura 111: Inercia versus máximo aporte de ERNC (como porcentaje de la demanda total) para el escenario Meta ERNC 2030 Escenario A

En base a la figura anterior, y dado que el punto de máxima participación de ERNC está cubierto por el punto PO4 (punto encerrado en círculo negro en la figura), se selecciona el punto de operación 5 (PO5, encerrado en un círculo rojo en la figura) como representativo

de un alto nivel ERNC y a su vez con *inercia mínima total del sistema*. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema un 31 diciembre a las 7:00 de la mañana. Tal como se observa de la figura anterior, el punto de operación escogido se caracteriza por tener un nivel de demanda baja (2.437 MW, correspondiente a 1,12 de la demanda mínima del sistema) y una muy alta participación de energías renovables (58,14% de la demanda total). La inercia del sistema en dicho punto de operación tiene un valor de 1,51 segundos.

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 85: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	95,7
EolCCabral	382,2
AguaClara	15,8
Guanillo	15,8
LosGuzmancitos	15,3
Larimar	50,4
PPlataIberty_Maimon	14,6
Matafongo	17,3
EolKm15Azua	485,5
EolMontecristi	229,9
WCEnergyParkSolar	3,4
SolarMontePlata	4,0
CanoaSolar	1,7
Los Cocos I y II	65,8
QuilvioCabrera	1,1
Otras fuentes ERNC	35,7
Total general	1434,2

Resumen de los puntos de operación seleccionados

La siguiente tabla resume las principales características de los puntos de operación seleccionados para el escenario Meta ERNC 2030.

Tabla 86: Resumen de puntos de operación seleccionados

No.	Demanda (MW)	Aporte GS (MW)	Aporte ERNC (MW)	ERNC/Demanda (%)	Inercia (s)	Flujo C.Cabral – Km 15 Azua 345 kV (MW)

PO4	2175,6	871,7	1396,5	64,19	3,22	362,1
PO5	2437,4	1092,5	1434,2	58,84	1,51	365,6

De la tabla anterior se ve que los puntos de operación seleccionados cubren los factores relevantes para la operación de un sistema eléctrico: casos con alta participación de ERNC (incluyendo el caso de máxima participación, punto PO4), casos de demanda baja, casos de valores extremos de inercia total del sistema. Además, todos los puntos de operación consideran un flujo de potencia alto por el circuito de 345 kV Cruce de Cabral – Kilómetro 15 Azua.

5.4.3 Escenario Meta ERNC 2030 Escenario B

Finalmente, para este escenario se seleccionó un punto de operación. Dado que los puntos de operación escogidos para el Escenario Meta ERNC 2030 Escenario A cubren los casos de baja inercia y alta participación de las ERNC, para este escenario se escogió un punto de operación de demanda máxima del sistema.

La siguiente figura muestra la demanda del sistema versus el aporte de las ERNC para el 10% de las horas con mayor demanda del SENI en este escenario.

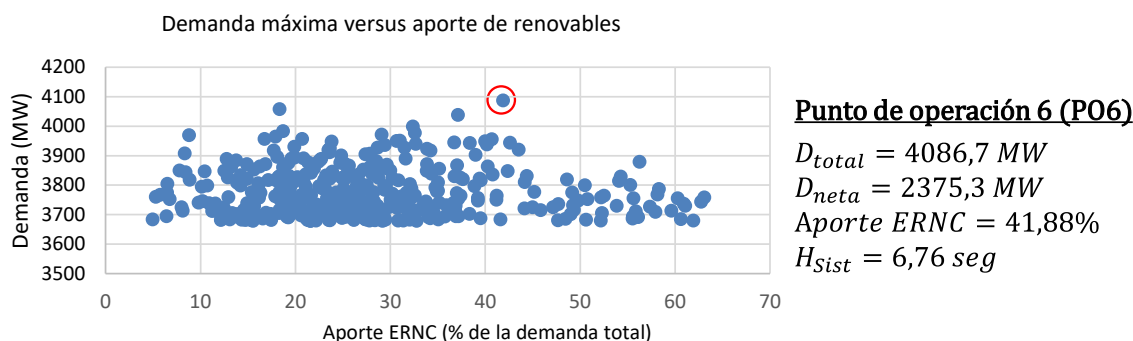


Figura 112: Demanda versus aporte de ERNC (como porcentaje de la demanda total) para el escenario Meta ERNC 2030 Escenario B

En base a la figura anterior y al criterio anteriormente mencionado, se selecciona el punto de operación 6 (PO6, encerrado en un círculo rojo en la figura) como representativo de un nivel de demanda máxima. Este punto de operación corresponde a la operación del sistema un 17 de agosto a las 23:00 horas. Tal como se observa de la figura anterior, el punto de operación escogido corresponde a la demanda máxima del sistema, y se caracteriza por tener una alta participación de energías renovables (41,88% de la demanda total). La inercia del sistema en dicho punto de operación tiene un valor de 6,76 segundos.

La siguiente tabla muestra la generación de las principales centrales ERNC para el punto de operación seleccionado.

Tabla 87: Energía generada por tipo de tecnología.

Central ERNC	Energía generada (MWh)
EolPPlata	0,0
EolCCabral	401,1
AguaClara	14,3
Guanillo	14,3
LosGuzmancitos	13,8
Larimar	53,0
PPlataIambert_Maimon	13,1
Matafongo	18,2
EolKm15Azua	488,4
EolMontecristi	475,1
WCEnergyParkSolar	0,0
SolarMontePlata	0,0
CanoaSolar	0,0
Los Cocos I y II	35,0
QuilvioCabrera	1,1
RSU_Santiago	46,0
RSU_SDomingo	138,0
Total general	1711,4

5.5 Reforzamientos de red adicionales como resultado de análisis en régimen estacionario

Antes de comenzar con el análisis de estabilidad del sistema en cada uno de los puntos de operación seleccionados, lo primero que se hizo fue realizar un análisis de cada punto de operación en estado estacionario. El objetivo de este análisis es verificar que los elementos de red del sistema se encuentran operando dentro de sus límites aceptables, y tomar las acciones necesarias en caso de no ser así. Como resultado de este análisis, la masiva incorporación de fuentes de generación renovables tuvo como efecto un deterioro significativo en los perfiles de voltaje de algunas zonas del SENI. Este deterioro se incrementó aún más para los escenarios proyectados al año 2030, producto de la mayor demanda considerada. En estos casos, no sólo los perfiles de voltajes en algunas barras del sistema se vieron deteriorados, sino que además el flujo de carga en varios elementos de red superaba sus límites máximos en régimen permanente. Lo anterior llevó a la necesidad de realizar reforzamientos de red adicionales a los incorporados como resultado del plan de expansión. A continuación, se detallan los reforzamientos de red que se hicieron en cada escenario de estudio.

5.5.1 Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2018, S5

La siguiente tabla muestra los condensadores que se agregaron, con tal de tener niveles de voltaje aceptables en régimen estacionario para los puntos de operación seleccionados en este escenario.

Tabla 88: Nuevos elementos de compensación de reactivos modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario A, sensibilidad S5

Nombre condensador	Voltaje conexión (kV)	Punto de conexión	Capacidad (MW)
N_Condensador_SPM_138	138	SPM	150
N_Condensador_Pizarrete_138	138	Pizarrete	100
N_Condensador_SFM	138	SFM	100

Dado que en este escenario no se contempló un aumento de la demanda del sistema, no fue necesario hacer reforzamientos adicionales al sistema.

5.5.2 Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2030, Escenario A

La siguiente tabla muestra los circuitos paralelos que fueron incorporados en las líneas que presentaban flujos de potencia por sobre su capacidad máxima en régimen permanente.

Tabla 89: Circuitos paralelos agregados a líneas existentes modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario A

Nueva línea agregada	Voltaje (kV)	Conexión 1	Conexión 2	Capacidad adicional (MW)
N_ZCANAF_ZXCTAF-L2	69	Canabacoa 69	La Vega 69 kV	65
N_ZCANAF_ZXCTAF-L3	69	Canabacoa 69	La Vega 69 kV	65
N_ZHAINE_ZITABE-L3/L4	138	Itabo Barra 1	Hainamosa 138 kV	135
N_ZKDMEF_ZXCARF-L2	69	Kilometro 10.5	Carrefour	79
N_ZAHOBFB_ZXCARF-L2	69	Arroyo Hondo	Carrefour	79

Los transformadores paralelos incorporados para el escenario ERNC 2030 Escenario A se muestran en la siguiente tabla. Para aumentar la capacidad de los transformadores, no se agregó un nuevo transformador, sino que en cada caso se aumentó el índice paralelo del transformador existente. Es por esto que la siguiente tabla indica el transformador existente cuyo índice paralelo fue aumentado.

Tabla 90: Circuitos paralelos agregados a líneas existentes modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario A

Nombre transformador existente	Voltajes (kV)	Subestación	Capacidad adicional (MW)
WHERRE_WHNVAF-T1	138/69/12.5	Herrera	70
WAHO1E_WAHONF-T1	138/69/12.5	Arroyo Hondo	140
WTIM2E_WTIM2F-T1	138/69/12.5	Timbeque 2	140

En cuanto a los condensadores en paralelo, estos fueron los mismos que los que se incorporaron para el escenario ERNC 2018 Escenario A, sensibilidad S5.

5.5.3 Reforzamientos de red en el escenario ERNC 2030, Escenario B

La siguiente tabla muestra los circuitos paralelos que fueron incorporados en las líneas que presentaban flujos de potencia por sobre su capacidad máxima en régimen permanente.

Tabla 91: Circuitos paralelos agregados a líneas existentes modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario B.

Nueva línea agregada	Voltaje (kV)	Conexión 1	Conexión 2	Capacidad adicional (MW)
N_ZCANAF_ZXCTAF-L2	69	Canabacoa 69	La Vega 69 kV	65
N_ZCANAF_ZXCTAF-L3	69	Canabacoa 69	La Vega 69 kV	65
N_ZHAINE_ZITABE-L3/L4	138	Itabo Barra 1	Hainamosa 138 kV	135
N_ZKDMEF_ZXCARF-L2	69	Kilometro 10.5	Carrefour	79
N_ZAHOBFB_ZXCARF-L2	69	Arroyo Hondo	Carrefour	79
N_ZAHOBFB_ZXCARF-L3	69	Arroyo Hondo	Carrefour	79
N_ZITAGE_ZJSAUE-L2	138	Julio Sauri 138 kV	Itabo TG	317
N_ZITAGE_ZJSAUE-L3	138	Julio Sauri 138 kV	Itabo TG	317
N_ZJSAUE_ZPALAE-L3	138	Julio Sauri 138 kV	Palamara	317
N_ZBCHIF_ZXPCIF-L2	69	Boca Chica	TAP PARQUE CIBERNET	45
N_ZDJAOF_ZHNSAF-L2	69	Hainamosa 69	DAJAO	90
N_ZHAINF_ZXBOHF-L2	69	Haina 69	TAP BOHEMIA	63
N_ZCANAF_ZXCTAF-L2	69	Canabacoa 69	TAP CRUCE TAVERA	63
N_ZCANAF_ZXCTAF-L3	69	Canabacoa 69	TAP CRUCE TAVERA	63
N_ZGVEBF_ZXINDF-L2	69	La Vega Generadora	TAP INDUVECA	79

N_ZGVEGF_ZZLVEF-L2	69	ZF La Vega	La Vega Generadora	79
N_ZLVEGF_ZXINDF-L2	69	La Vega Generadora	La Vega	79
N_ZXCTAF_ZZLVEF-L2	69	ZF La Vega	TAP CRUCE TAVERA	79
N_ZTIM2F_ZTMBBF-L2	69	Timbeque 2 69	Timbeque	158
N_ZCANAE_ZMOCAE-L2	138	Canabacoa 138	Moca 138	158
N_ZPALAF_ZPDIVF-L2	69	Palamara 69 kV	Productos Diversos	158
N_ZHNSAF_ZTAMAF-L2	69	Hainamosa 69	Tamarindo	91
N_ZTAMAF_ZXAORF-L2	69	Tamarindo	Tap Acueducto Orient	91
N_ZSFMAF_ZXECHF-L2	69	SFM 69 kV	Tap El Chivo	79
N_ZCCABF_ZXABRF-L2	69	Cruce de Cabral 2	Barahona 69	43
N_ZHAINE_ZMATAE-L3	138	Haina 138	MataderoB	158
N_ZPALAE_ZVMELE-L2	138	Palamara 138	Villa Mella	136
N_ZHNSAE_ZVMELE-L2	138	Villa Mella	Hainamosa	136
N_ZPDIVF_ZXCABF-L2	69	Tap Cabayona	Productos Diversos	79
N_ZPIZAF_ZPIZDF-L2	69	Pizarrete 69	Pizarrete Distr	63
N_ZCAPOF_ZTIMBF-L2	69	Timbeque	Capotillo	79
N_ZDESPF_ZTIMBF-L2	69	Timbeque	Despacho	57

Los transformadores paralelos incorporados para el escenario ERNC 2030 Escenario B se muestran en la siguiente tabla. Tal como se indicó en la sub-sección anterior, para aumentar la capacidad de los transformadores, no se agregó un nuevo transformador, sino que en cada caso se aumentó el índice paralelo del transformador existente. Es por esto que la siguiente tabla indica el transformador existente cuyo índice paralelo fue aumentado.

Tabla 92: Circuitos paralelos agregados a líneas existentes modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario B.

Nombre transformador existente	Voltajes (kV)	Subestación	Capacidad adicional (MW)
WHERRE_WHNVAF-T1	138/69/12.5	Herrera	70
WAHO1E_WAHONF-T1	138/69/12.5	Arroyo Hondo	140
WTIM2E_WTIM2F-T1	138/69/12.5	Timbeque 2	140
WBPERF_WAVA1K-T1	69/12.5	Bonao Per	0.8
WRINCF_WRINCK-T1	69/12.5	Rincon	10.1
WNAGUF_WRJCRK-T1	69/4.16	Nagua	1.25
WTAVBE_WBAI1K-T1	138/6.9	Ter Tavera 1	0.75
2W_Trafo_Matafongo	138/23	Matafongo	20
WJSAUD_WJSAUE-T2	345/138/12.5	Julio Sauri	300

WPBLAD_WPBLAE-T1	230/138/12.5	Piedra Blanca	250
WHNSAE_WHNSAF-T1	138/69/12.5	Hainamosa	150
WHAINE_WHAINF-T1	138/69/10	Haina	140
WNAG2E_WNAG2F-T1	138/69/10	Nagua	15
WPIZAE_WPIZAF-T1	138/69/12.5	Pizarrete	150

Finalmente, la siguiente tabla muestra los compensadores paralelos agregados, así como su punto de conexión y su capacidad.

Tabla 93: Nuevos elementos de compensación de reactivos modelados en DigSilent para el escenario ERNC 2030 Escenario B

Nombre condensador	Voltaje conexión (kV)	Punto de conexión	Capacidad (MW)
N_Cond_SPM_138	138	SPM	200
N_Cond_Pizarrete_138	138	Pizarrete	150
N_Cond_SFM	138	SFM	150
N_Cond_Barahona	69	Barahona	15.6
N_Cond_Piedra_Blanca	138	Piedra Blanca	100
N_Cond_La_Vega	69	La Vega	15.6
N_Cond_Central1	138	Hainamosa	100
N_Cond_Central2	138	Palamara	100
N_Cond_Cesar_Penson	138	Cesar Nicolas Penson	100
N_Cond_Sosua	69	Sosua	15.6
N_Cond_La_Romana	138	La Romana	60
N_Cond_PalaCanab	138	Bonao 2	100
N_Cond_km_15_azua	138	Kilometro 15 Azua	50
N_Cond_Higuey	69	Higuey	20

Tal como se puede ver de las tablas anteriores, para lograr un correcto funcionamiento de la red en el punto de operación seleccionado en este escenario fue necesario hacer reforzamientos en diversos puntos de la red. Para justificar la gran cantidad de elementos agregados, las siguientes figuras muestran los perfiles de voltaje y los niveles de carga en los elementos de red que se obtuvieron luego de realizar los reforzamientos indicados en las tablas anteriores.

La siguiente figura muestra los perfiles de voltaje (en p.u.) de las principales barras del sistema, separado por nivel de tensión, y ordenados de mayor a menor. Tal como se puede ver de la figura, a pesar de haber reforzado la red en diversos puntos, un alto porcentaje de barras del sistema aún presenta bajos niveles de voltajes. Esto muestra la necesidad que hubo de incorporar dichos elementos de compensación reactiva, ya que los perfiles de voltaje originales, i.e. sin compensación adicional, no eran aceptables.

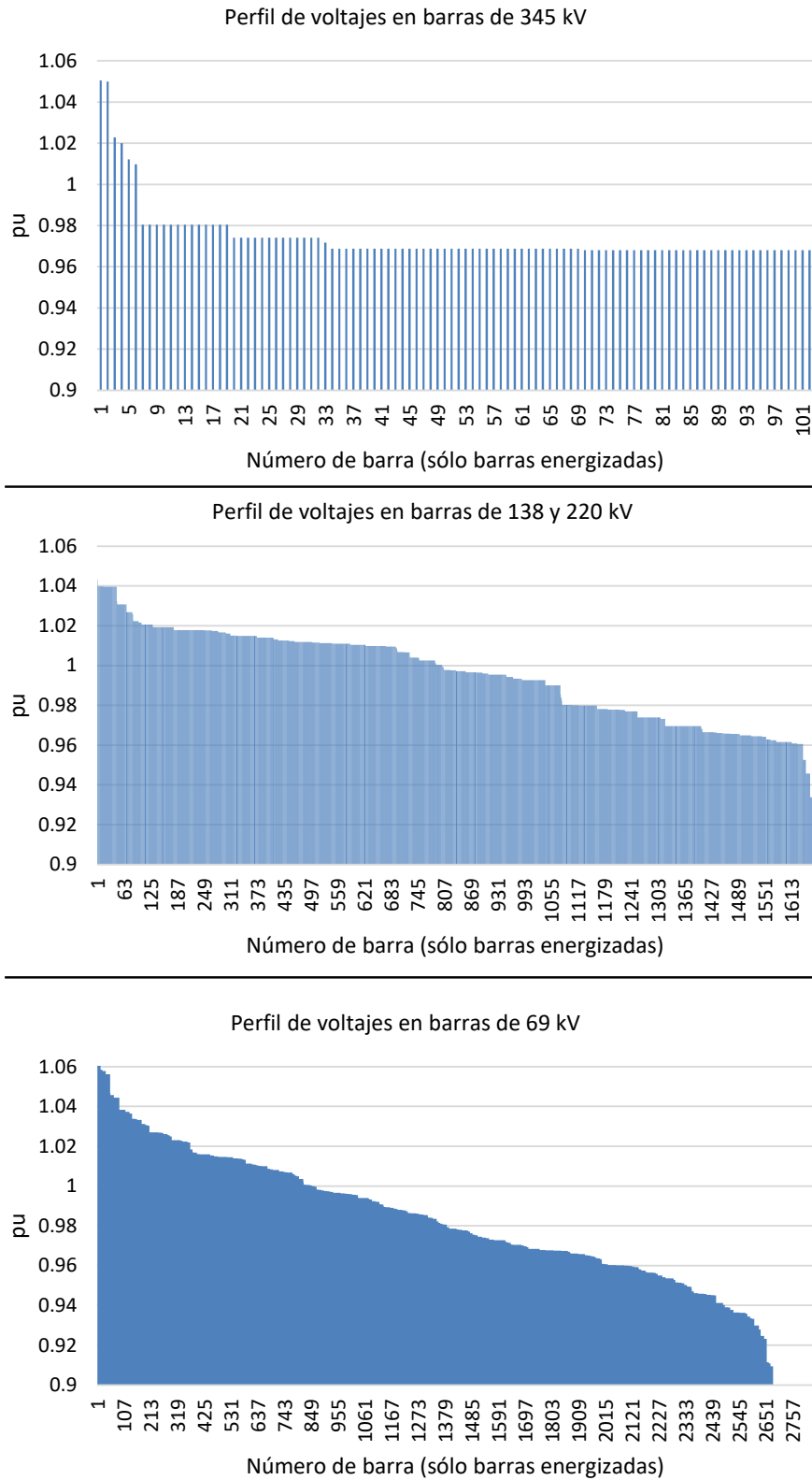


Figura 113: perfiles de voltajes (en p.u.) de las principales barras del sistema, separado por nivel de voltaje y ordenado de mayor a menor

La siguiente figura muestra el porcentaje de carga de las líneas del sistema, en comparación con su flujo máximo, en el punto de operación seleccionado. Como se puede ver de esta figura, poco más de la mitad de las líneas de 345 kV se encuentran operando a más de un 70% de su capacidad máxima. En cuanto a las líneas de 138 kV y 220 kV, un total de 33 líneas (correspondiente a un 17%) se encuentran operando a más de un 70% de su capacidad máxima. Además, dos de estas líneas se encuentran levemente sobrecargadas (105% de su capacidad máxima en régimen normal de operación), y otras dos se encuentran operando a un 100% de su capacidad máxima. En cuanto a las líneas de 69 kV, un total de 39 líneas (correspondiente a un 10%) se encuentra operando a más de un 70% de su capacidad máxima. En este caso hay una línea levemente sobrecargada (105% de su capacidad máxima), y dos líneas operando muy cerca de su capacidad máxima. Cabe destacar que el porcentaje de carga que se muestra en la siguiente figura es el que se obtuvo luego de incorporar los reforzamientos en la red indicados en la Sección 5.3.4. Como se puede ver de la siguiente figura, a pesar de haber reforzado la red en distintas zonas, aún hay varios elementos de red que tienen un alto porcentaje de carga, lo que justifica el haber incorporado los reforzamientos realizados.

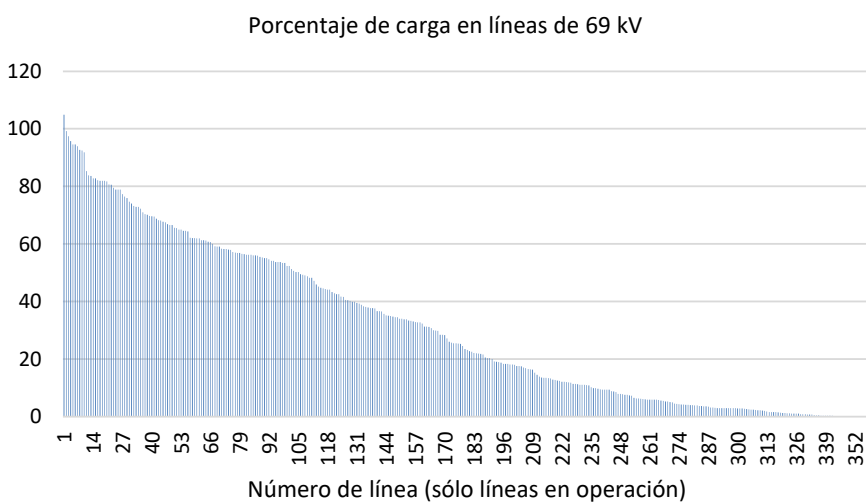
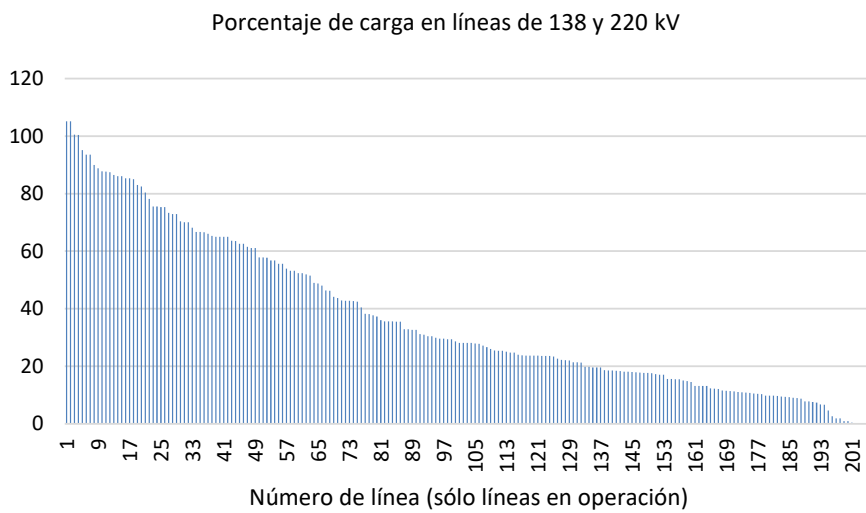
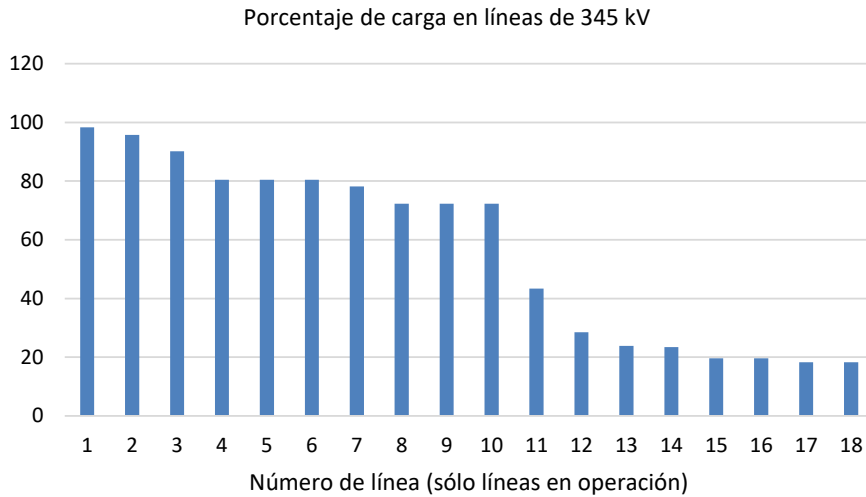


Figura 114: porcentaje de carga en las principales líneas del sistema, separadas por nivel de voltaje, ordenado de mayor a menor

La siguiente figura muestra el nivel de carga de los transformadores del sistema con un voltaje en el lado de alta tensión mayor o igual a 138 kV. Tal como se puede ver de la figura, una alta cantidad de transformadores se encuentra operando por sobre un 70% de su potencia máxima (32 transformadores de un total de 97, lo que representa cerca del 33%).

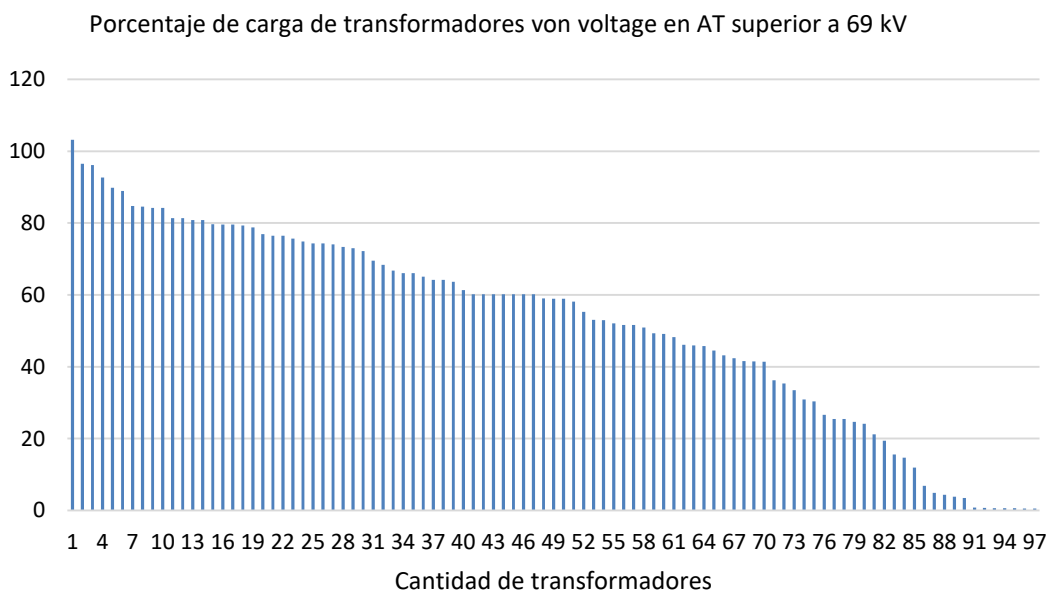


Figura 115: porcentaje de carga en los transformadores operativos con un voltaje en alta tensión superior a 69 kV

5.6 Resultados dinámicos

En esta sección se presentan los resultados dinámicos obtenidos para los puntos de operación seleccionados en la sección 5.4.

Para el caso escenario ERNC 2018 S5, las simulaciones dinámicas realizadas para los 3 puntos de operación seleccionados en este escenario (PO1 – PO3) se obtuvo que todos los puntos resultaron ser estables, y con un desempeño dinámico muy parecido desde la perspectiva de recuperación del sistema. Es por esta razón en esta sección se muestran en detalle los resultados obtenidos para el PO1 (demanda neta mínima), ya que para el resto de las simulaciones los resultados son similares. Los resultados de las simulaciones dinámicas del resto de los puntos de operación para este escenario encuentran en el anexo “Resultados dinámicos”.

Para el caso Meta ERNC 2030 Escenario A, los resultados fueron muy similares para los puntos de operación PO4 y PO5. Ambos puntos resultaron con un desempeño dinámico muy parecido desde la perspectiva de recuperación del sistema. Es por esto que en esta sección se muestran en detalle los resultados obtenidos para el PO4 (demanda neta mínima). Los resultados para el punto de operación PO5 se encuentran en el anexo “Resultados dinámicos”.

Para el caso Meta ERNC 2030 Escenario B, el desempeño del sistema para este escenario fue el más conflictivo. Lo anterior principalmente debido al alto flujo por los elementos de red, así como la alta carga de las unidades convencionales. Si bien la red resultó ser estable, se pudo observar que tiene un mal desempeño dinámico, desde la perspectiva de recuperación del sistema.

5.6.1 Escenario ERNC 2018, S5, PO1

A continuación se muestran en detalle los resultados obtenidos para el PO1 (demanda neta mínima). Los resultados de las simulaciones dinámicas del resto de los puntos de operación de este escenario encuentran en el anexo “Resultados dinámicos”.

Falla 1: Cortocircuito en S/E Cruce de Cabral

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

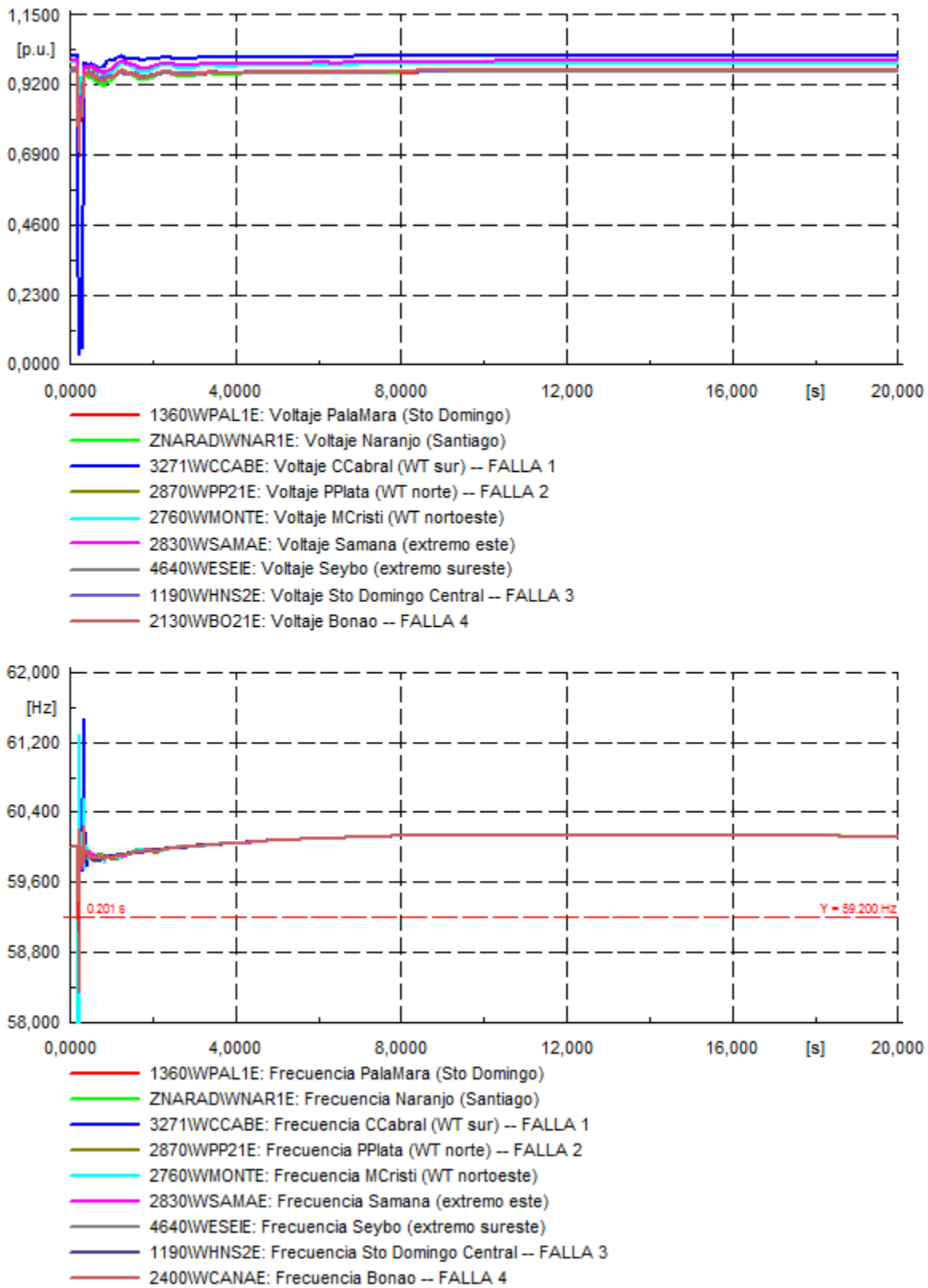


Figura 116: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO1: demanda neta mínima.

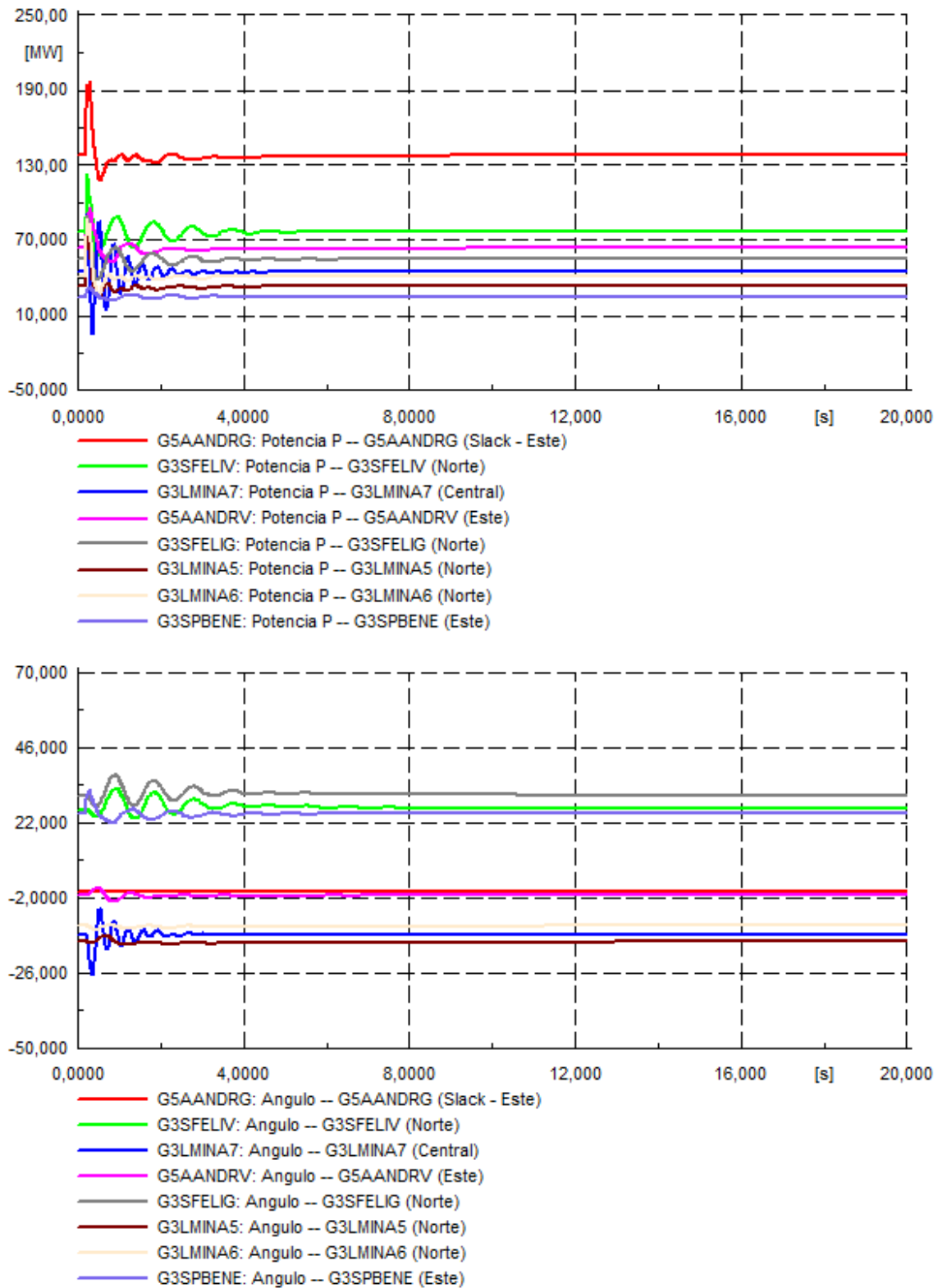


Figura 117: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3ϕ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO1: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla. Estas oscilaciones se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 10 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 2: Cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

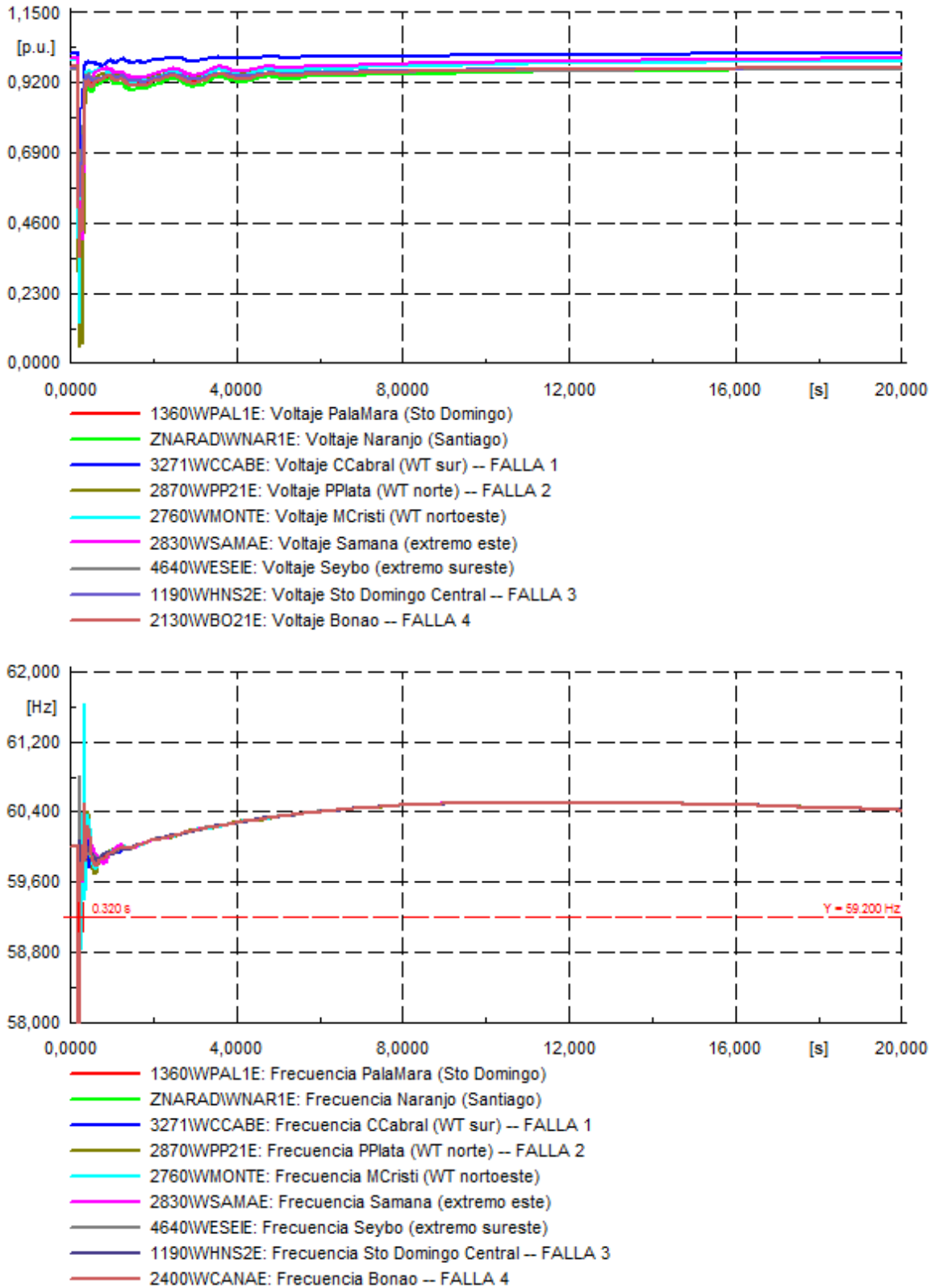


Figura 118: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO1: demanda neta mínima.

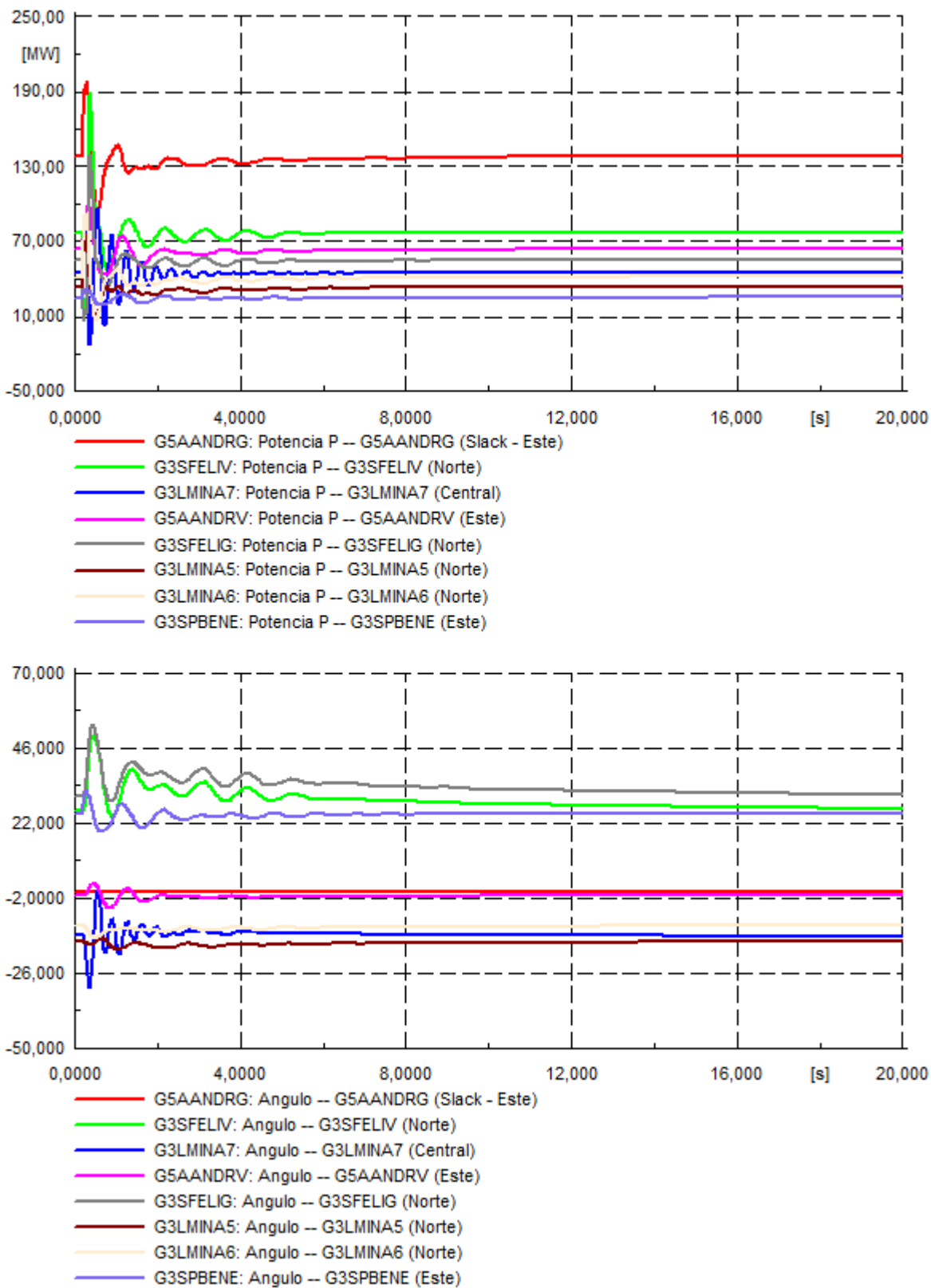


Figura 119: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO1: demanda neta mínima.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. Si bien el sistema alcanza un nuevo punto de operación estable, el régimen permanente se alcanza sólo después de 54 segundos, mostrando por ende, la complejidad de la falla. Para verificar que el sistema efectivamente alcanza el régimen permanente alrededor de los 50 segundos, la siguiente figura muestra la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema hasta 90 segundos después de despejada la falla.

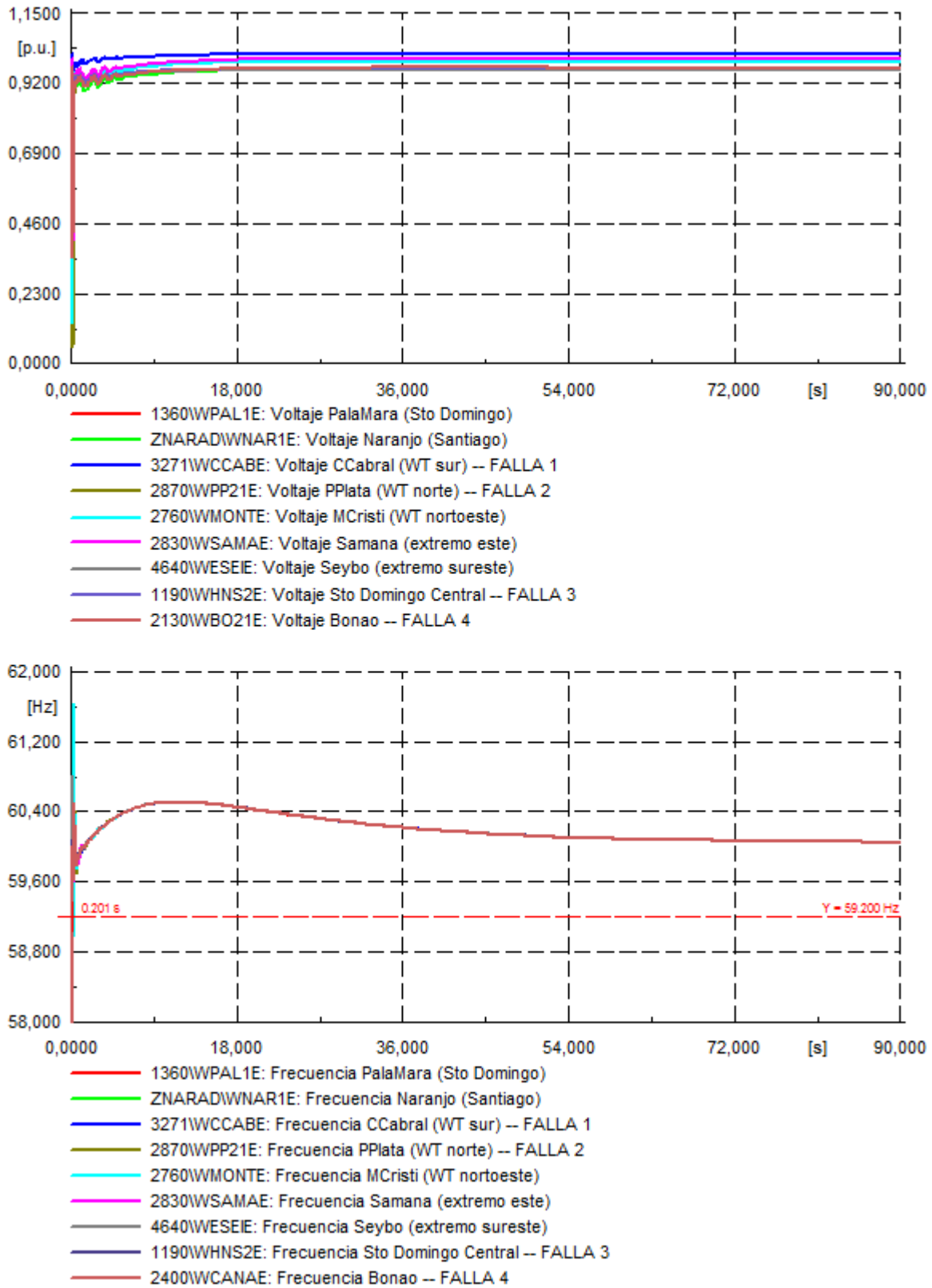


Figura 120: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, hasta 90 segundos después de despejada la falla. PO1: demanda neta mínima.

Falla 3: Cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Palamara. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

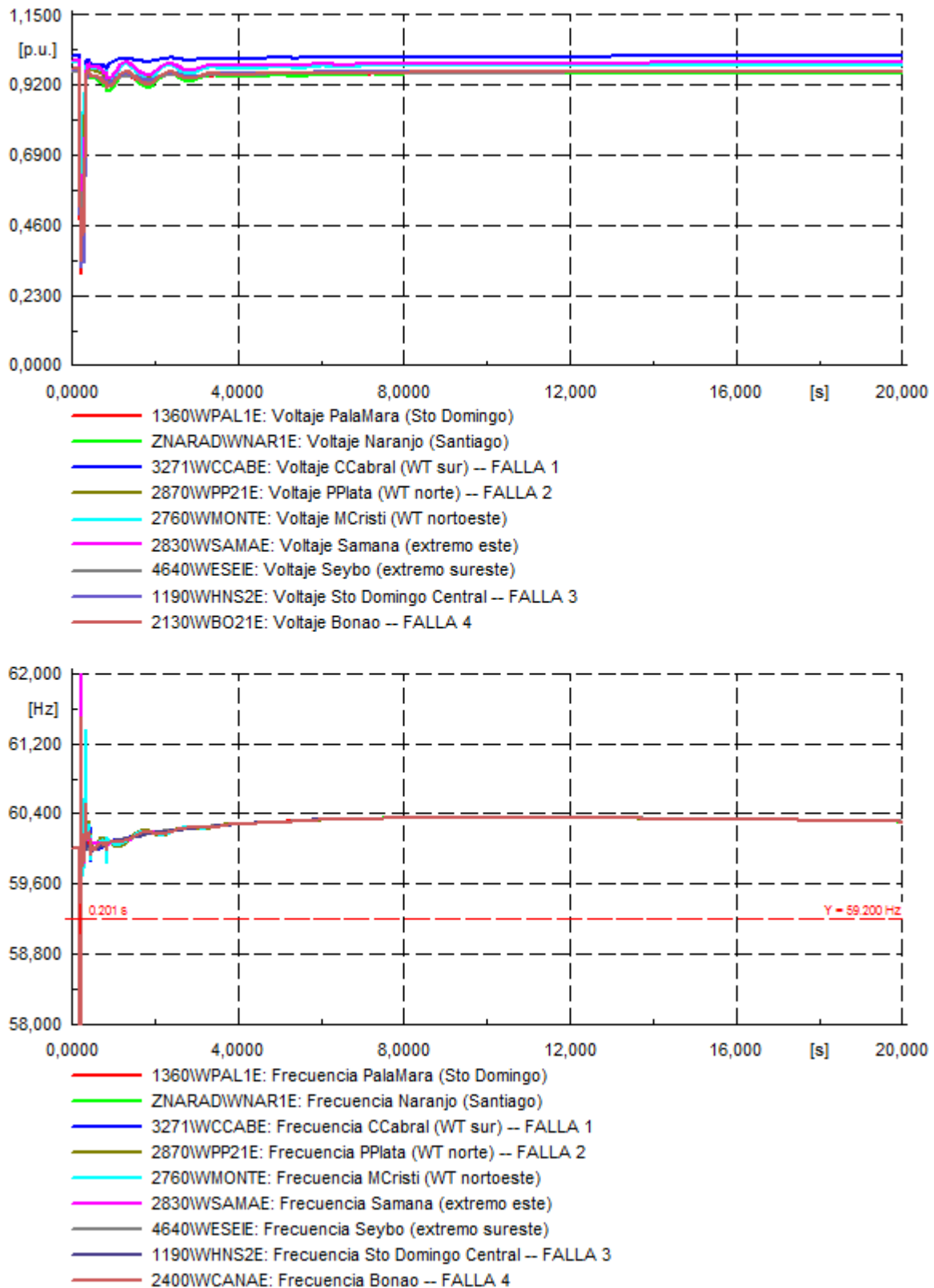


Figura 121: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO1: demanda neta mínima

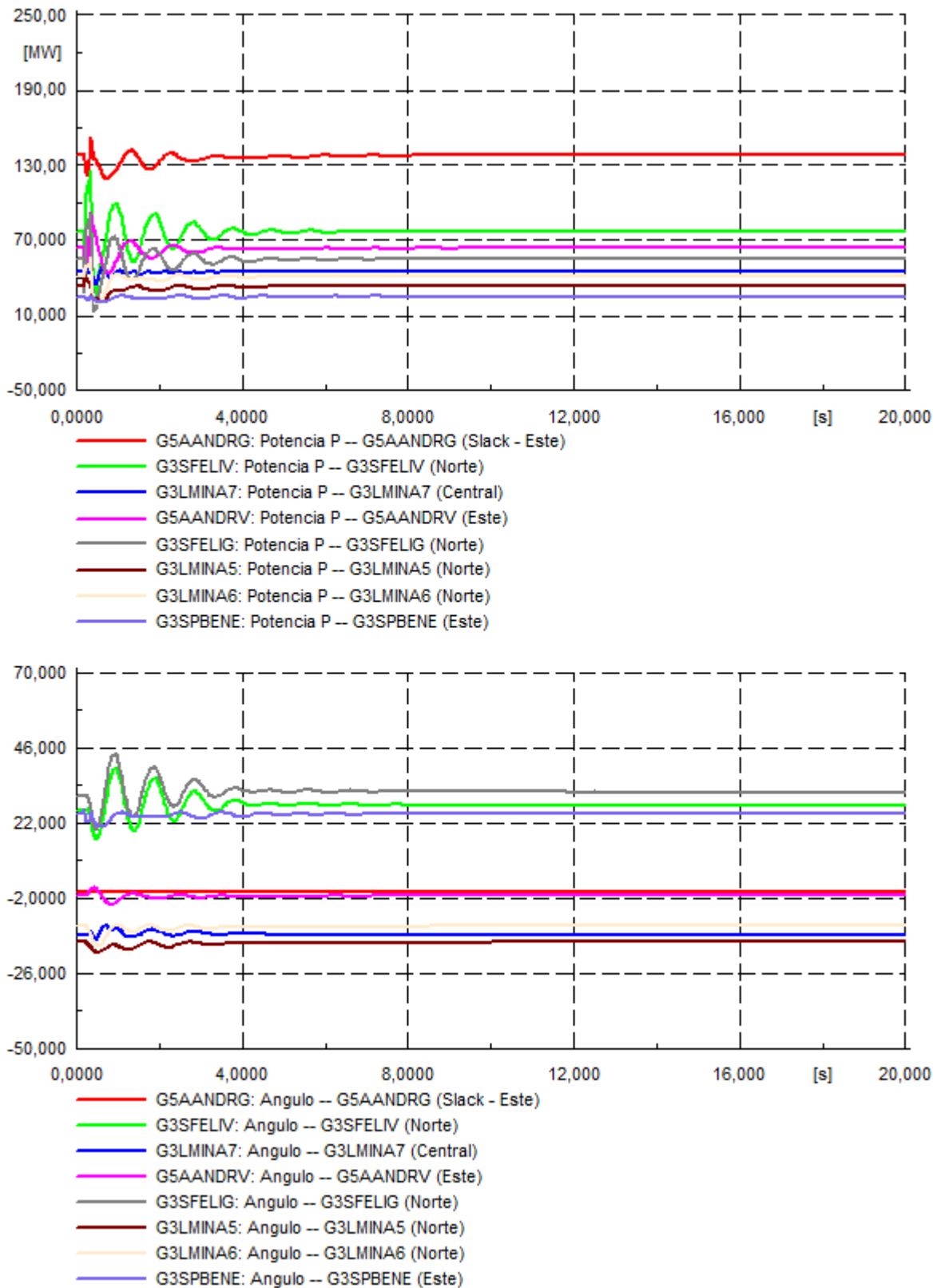


Figura 122: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO1: demanda neta mínima.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de 8 segundos aproximadamente. Se ve que al final de la simulación, el sistema alcanza un nuevo estado de régimen permanente resultando, por ende, en un sistema estable.

Falla 4: Cortocircuito en S/E Bonao 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonao, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

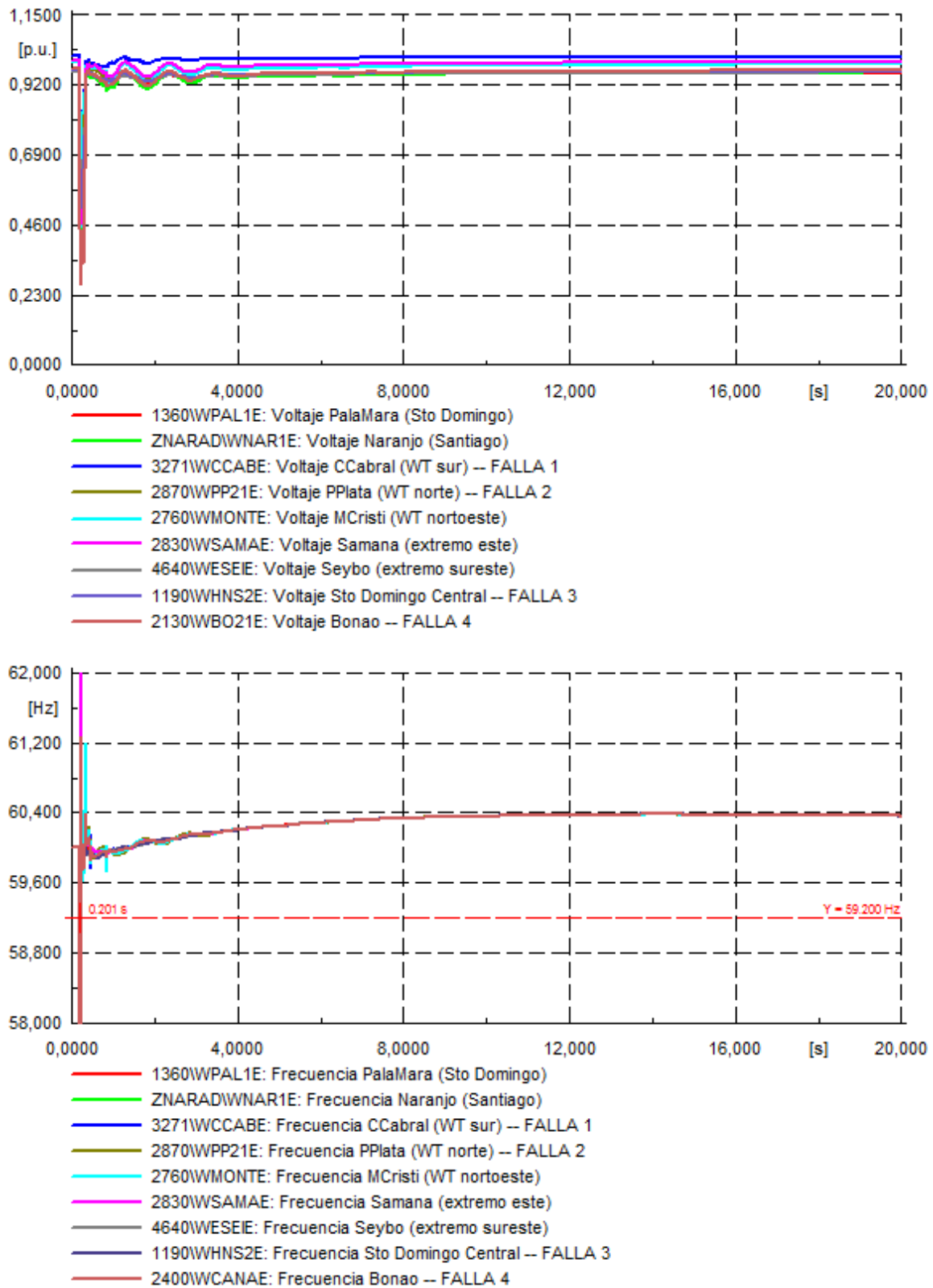


Figura 123: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO1: demanda neta mínima.

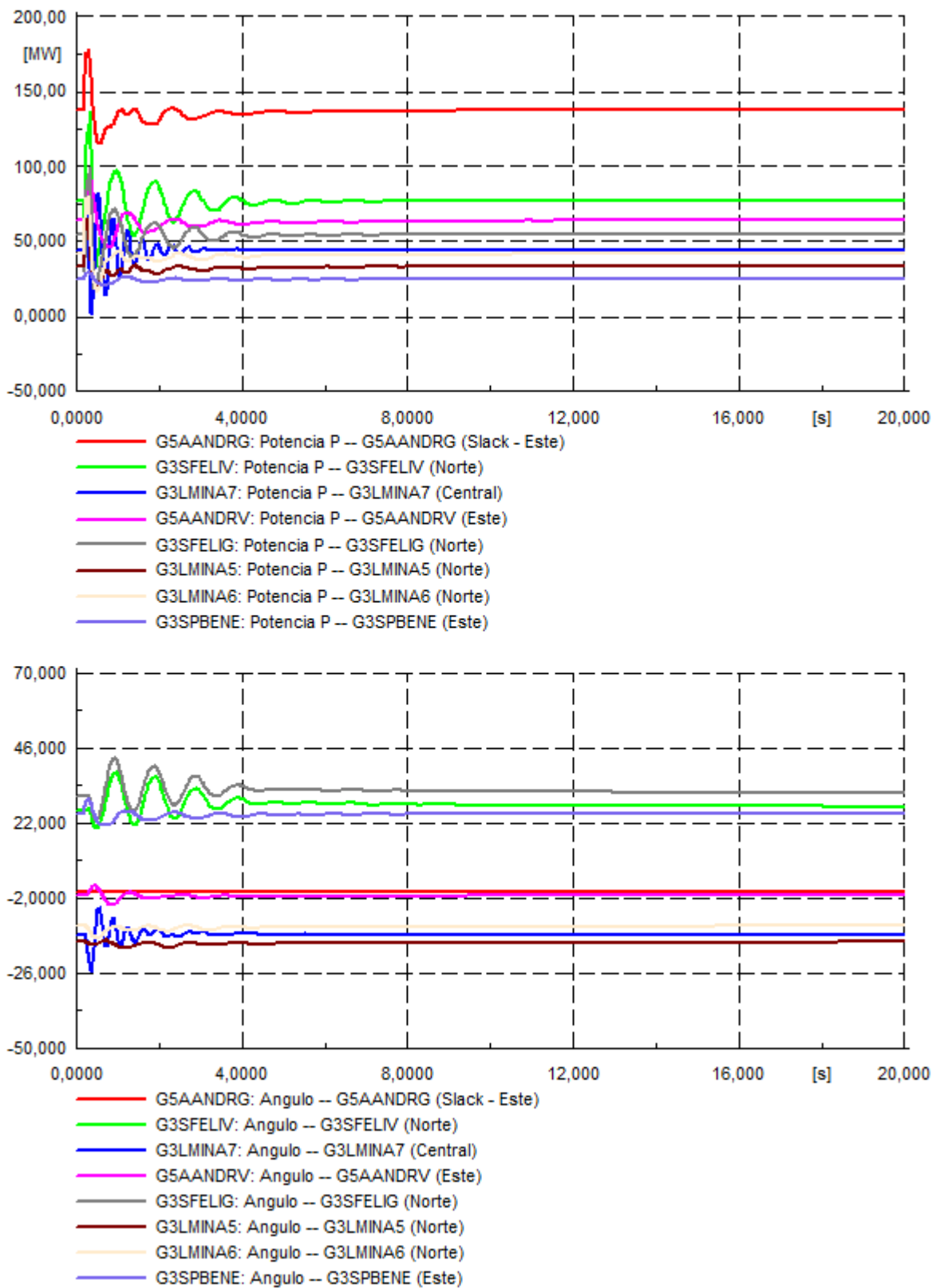


Figura 124: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO1: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones después de despejada la falla, que logran amortiguarse bien en el tiempo. Si bien el sistema alcanza un nuevo punto de operación estable, el régimen permanente se alcanza sólo después de aproximadamente 30 segundos, mostrando nuevamente la complejidad de la falla. Para verificar que el sistema efectivamente alcanza el régimen permanente, la siguiente figura muestra la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema hasta 90 segundos después de despejada la falla.

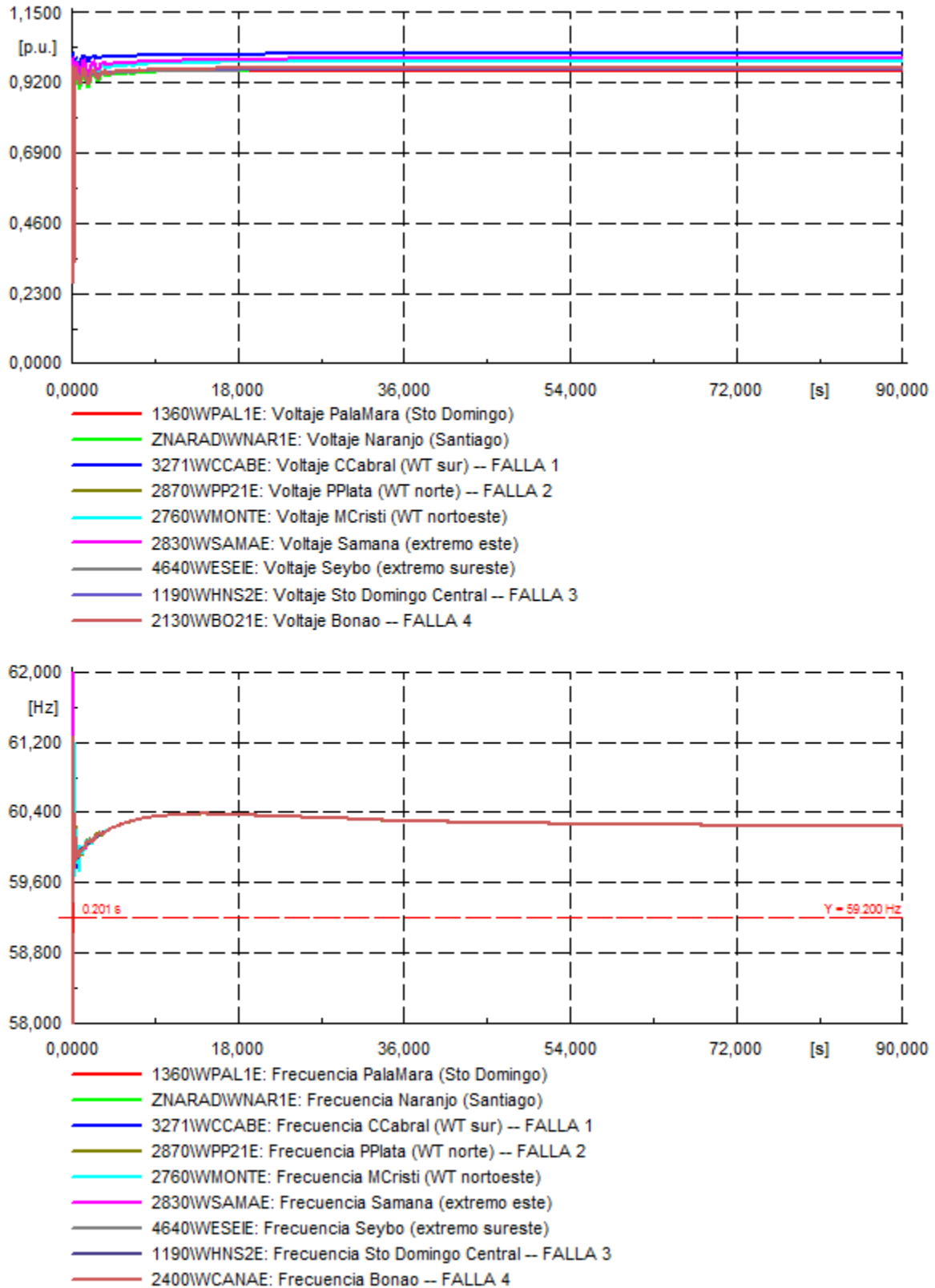


Figura 125: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, hasta 90 segundos después de despejada la falla. PO1: demanda neta mínima.

Falla 5: Desconexión intempestiva de unidad de generación G5AANDRV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5 de AESAndres (G5AANDRV). En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 64 MW cuando la demanda total del sistema era de 1510,9 MW. Se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras de la red y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema.

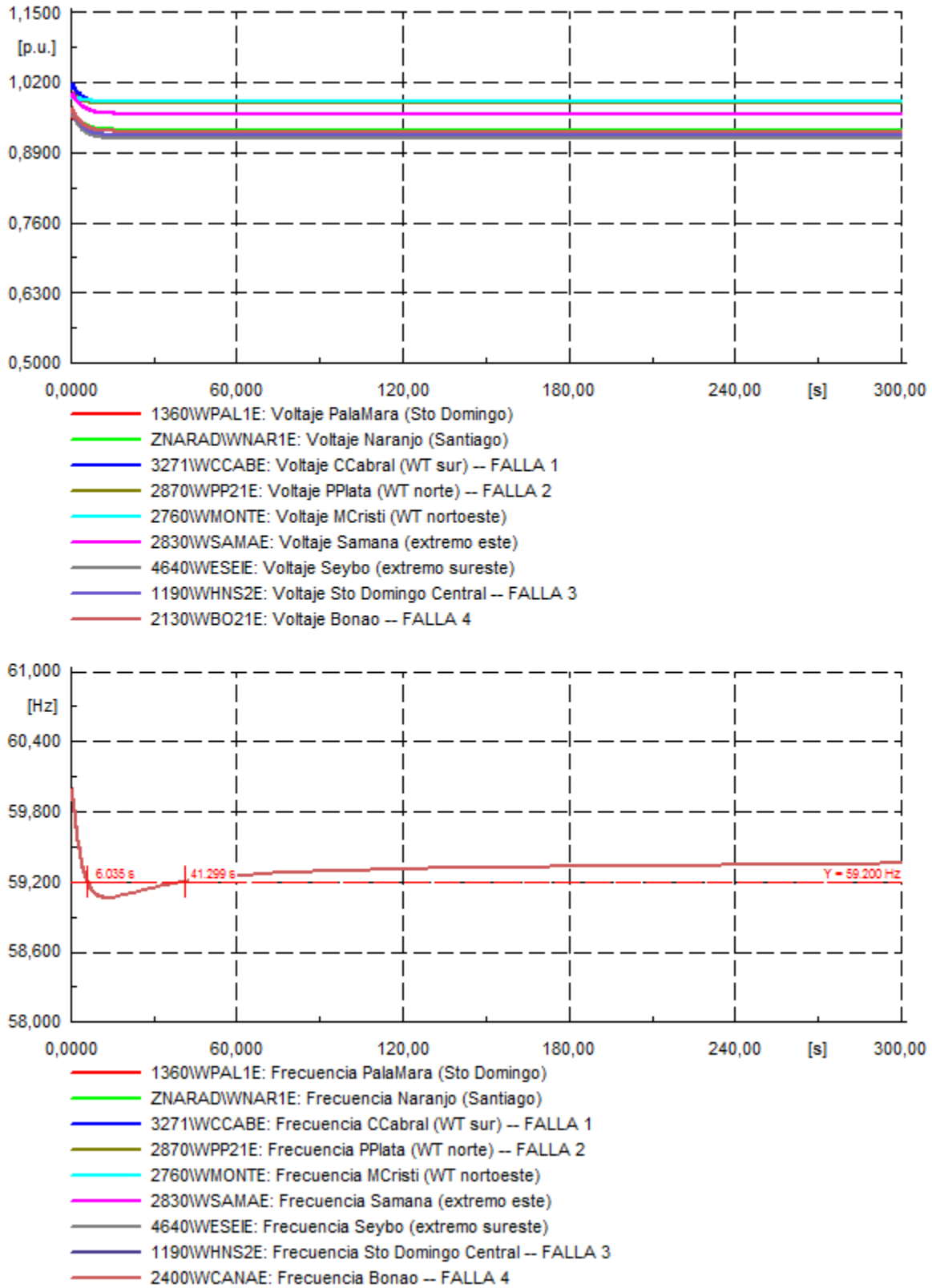


Figura 126: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO1: demanda neta mínima.

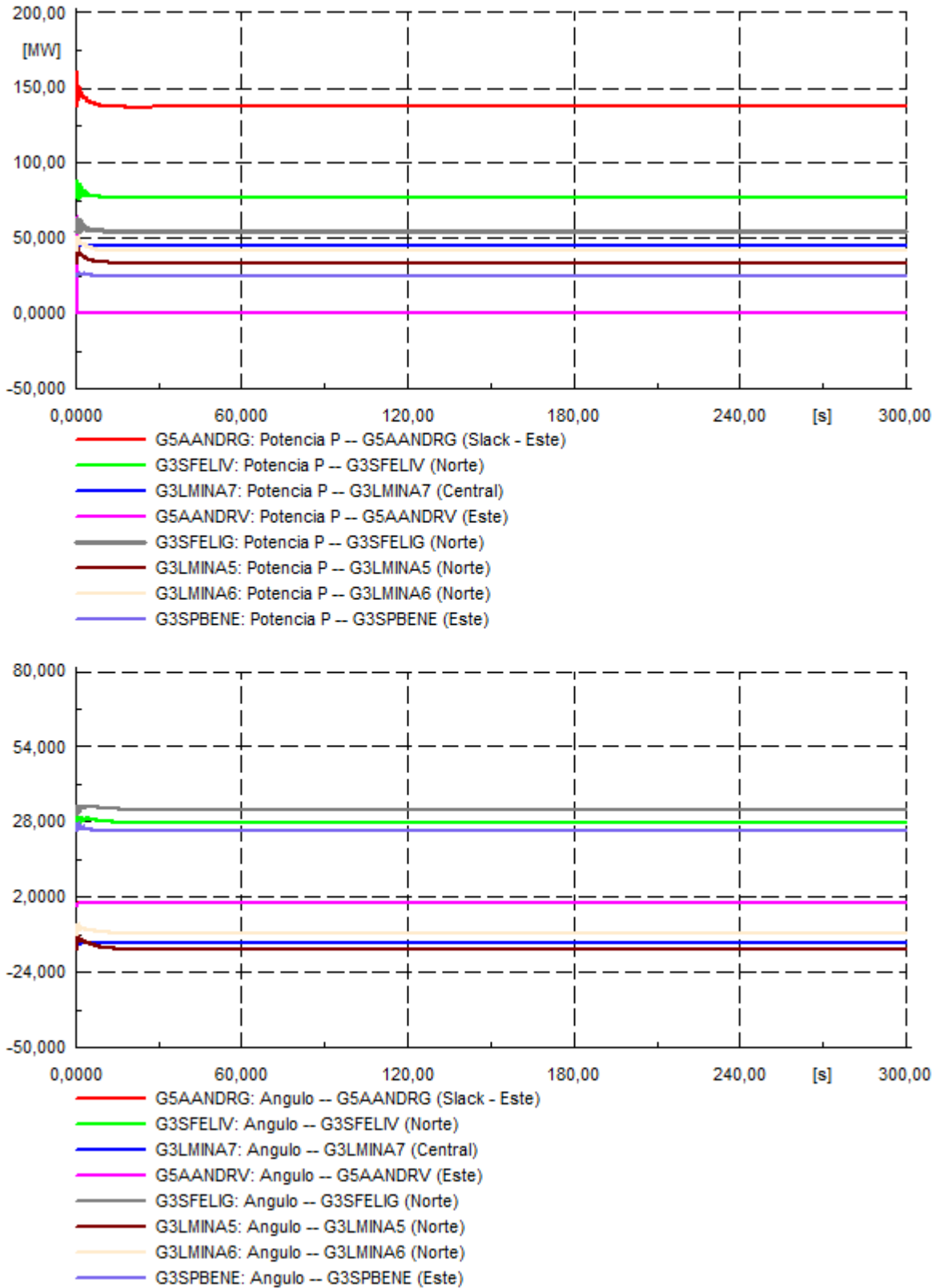


Figura 127: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO1: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que la desconexión de 64 MW para una demanda total de 1510,9 MW, requiere la activación de esquemas de desconexión automática de carga pues la frecuencia desciende más allá de los 59,2 Hz. Sin embargo la falla no resulta crítica pues el sistema es capaz de recuperarse después de unos pocos segundos. De hecho, la frecuencia logra entrar a la banda de operación normal después de 42 segundos. Si bien la frecuencia queda con un error en régimen permanente, la recuperación de su valor nominal será en función del control secundario de frecuencia del SENI.

5.6.2 Escenario Meta ERNC 2030 Escenario A, PO4

Como resultado de las simulaciones dinámicas realizadas para los puntos de operación seleccionados en este escenario se obtuvo que los puntos PO4 y PO5 resultaron ser estables, y con un desempeño dinámico muy parecido desde la perspectiva de recuperación del sistema. Es por esta razón que a continuación se muestran en detalle los resultados obtenidos para el PO4 (demanda neta mínima), ya que para el punto PO5 los resultados son similares. Los resultados de las simulaciones dinámicas del puntos de operación PO5 encuentra en el anexo “Resultados dinámicos”.

Falla 1: Cortocircuito en S/E Kilómetro 15 de Azua

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

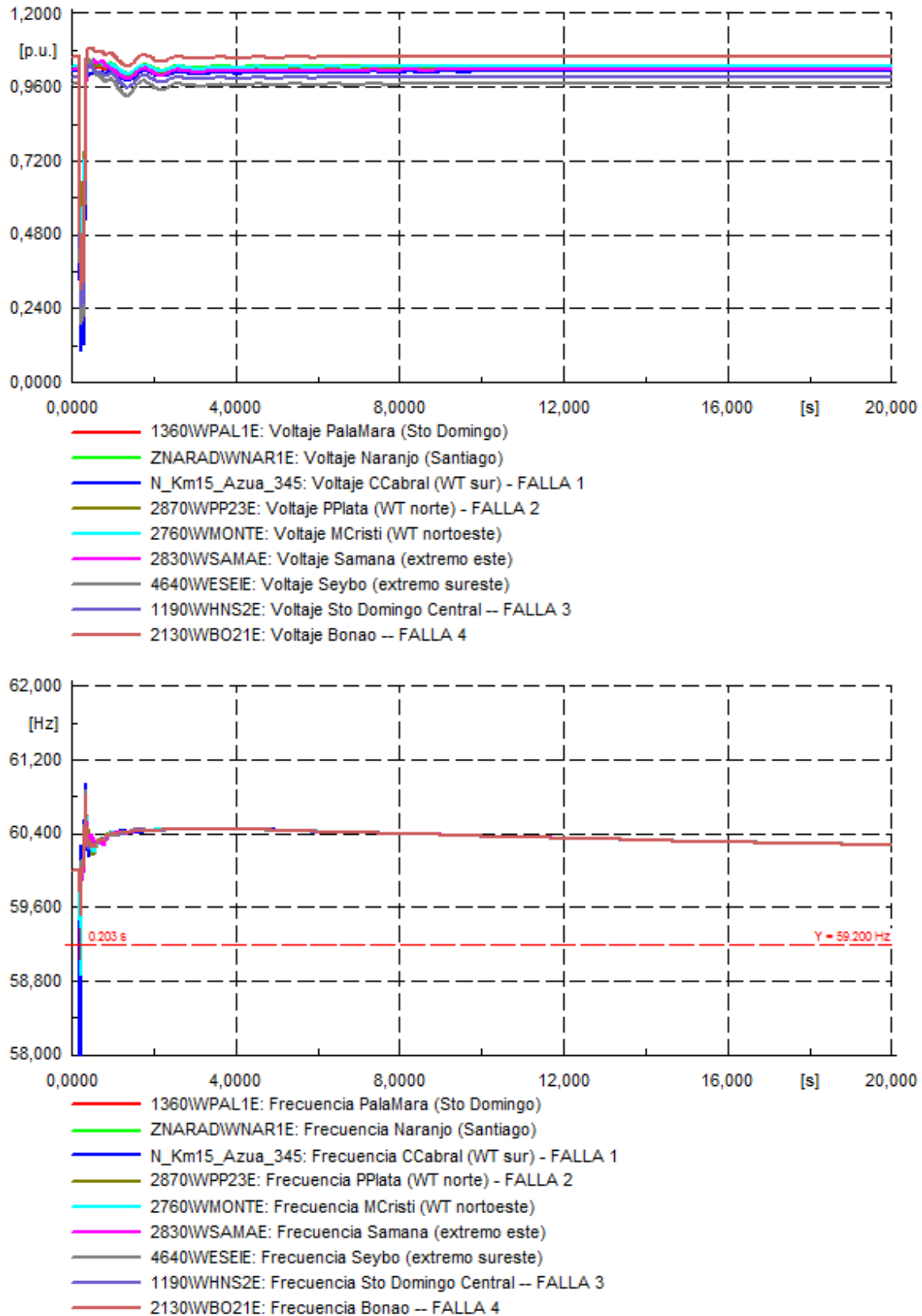


Figura 128: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO4: demanda neta mínima.

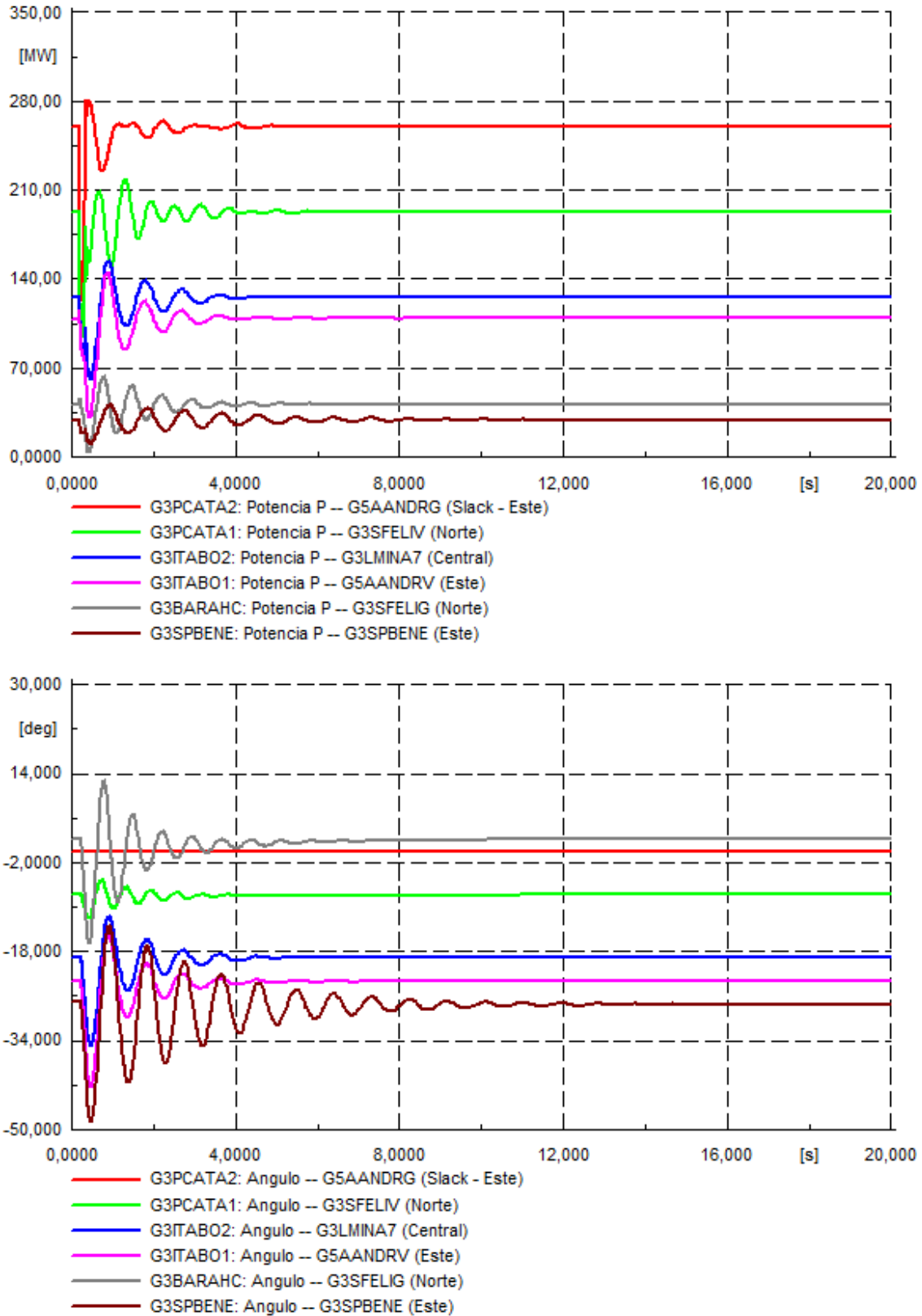


Figura 129: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO4: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla. Estas oscilaciones se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 12 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 2: Cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

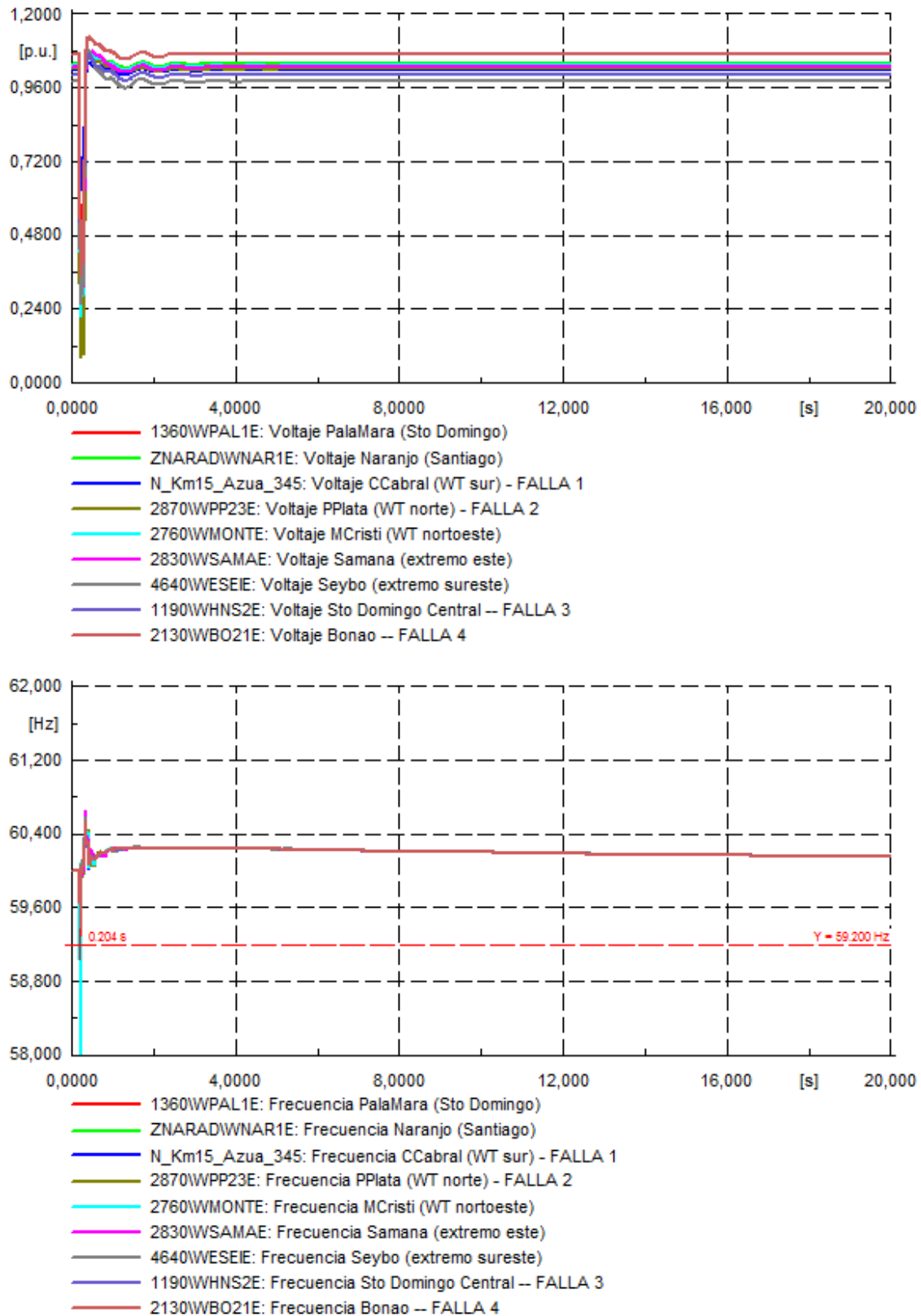


Figura 130: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO4: demanda neta mínima.

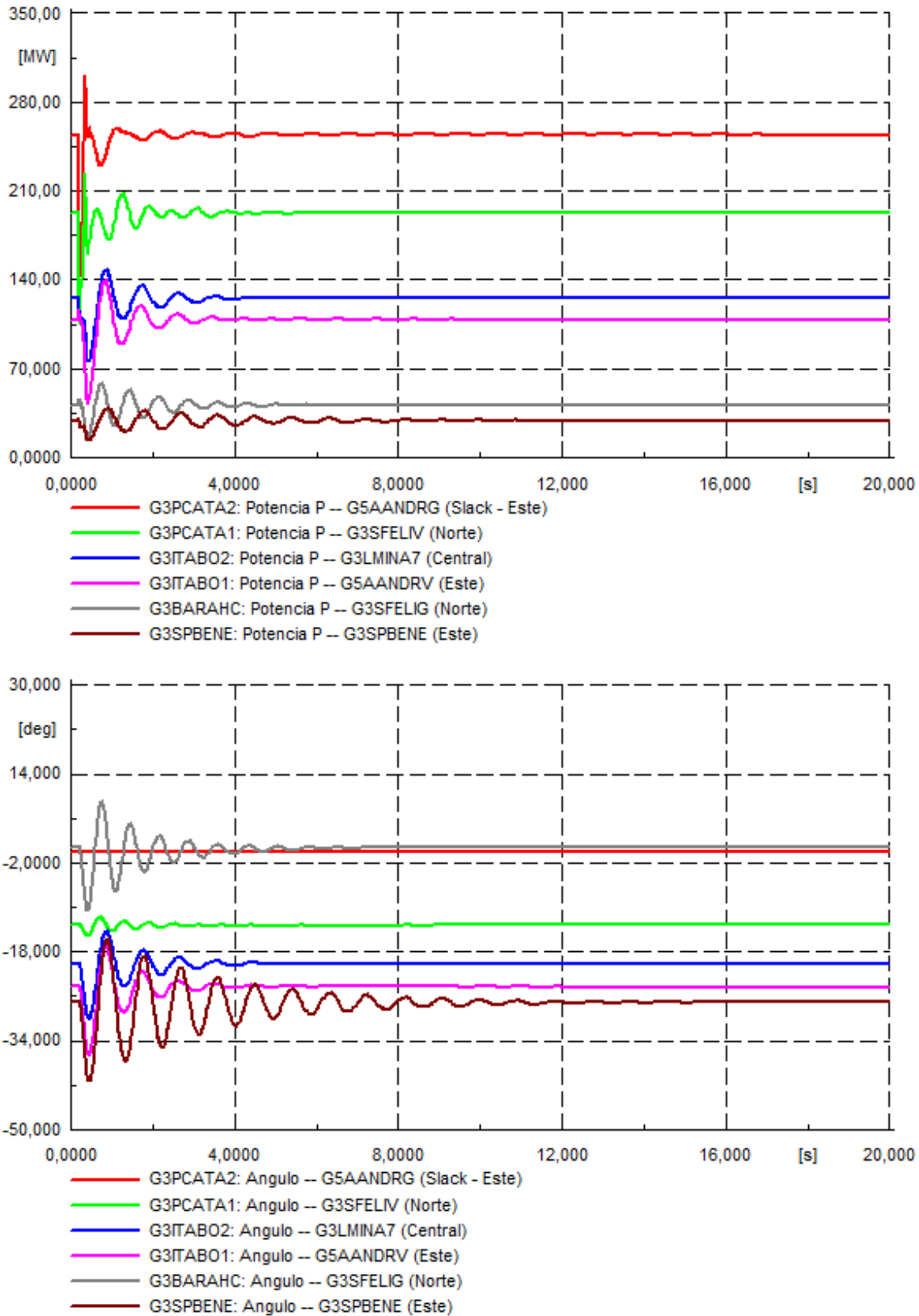


Figura 131: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO4: demanda neta mínima.

Al igual que en el caso de la falla anterior, de los gráficos se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 16 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 3: Cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

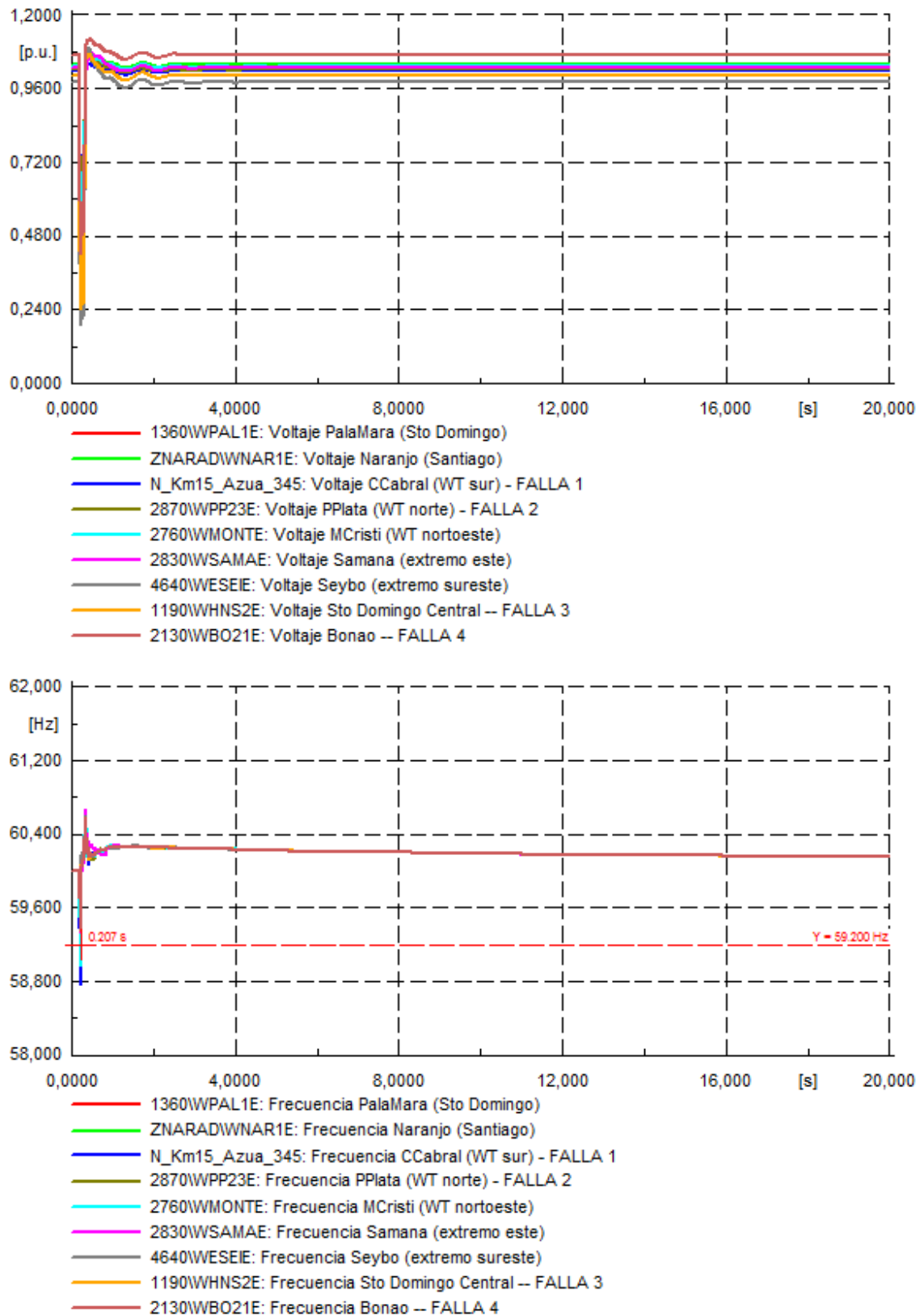


Figura 132: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, PO4: demanda neta mínima

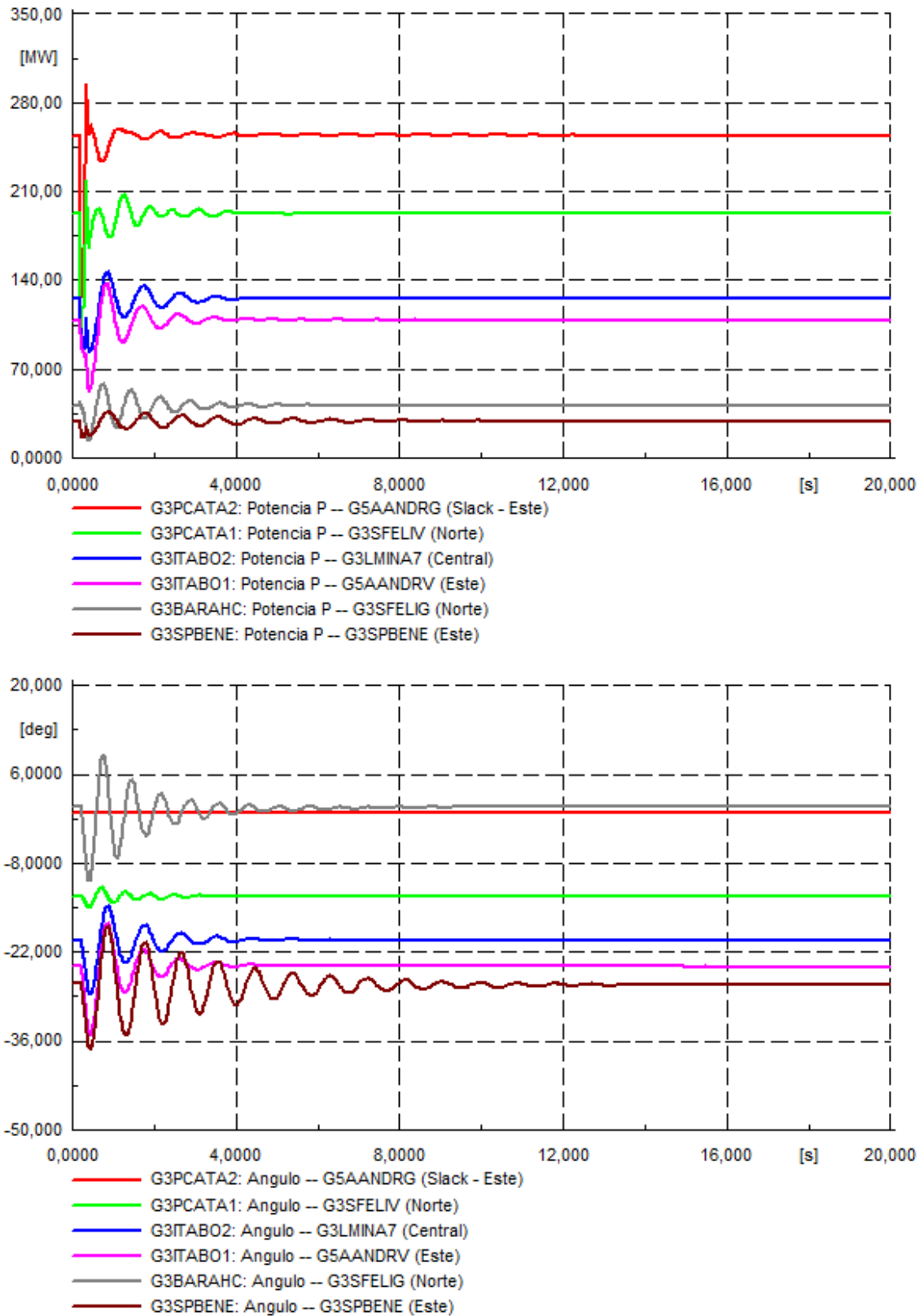


Figura 133: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, PO4: demanda neta mínima.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de 15 segundos aproximadamente. Se ve que al final de la simulación, el sistema alcanza un nuevo estado de régimen permanente resultando, por ende, en un sistema estable.

Falla 4: Cortocircuito en S/E Bonaó 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonaó, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonaó – Palamara. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

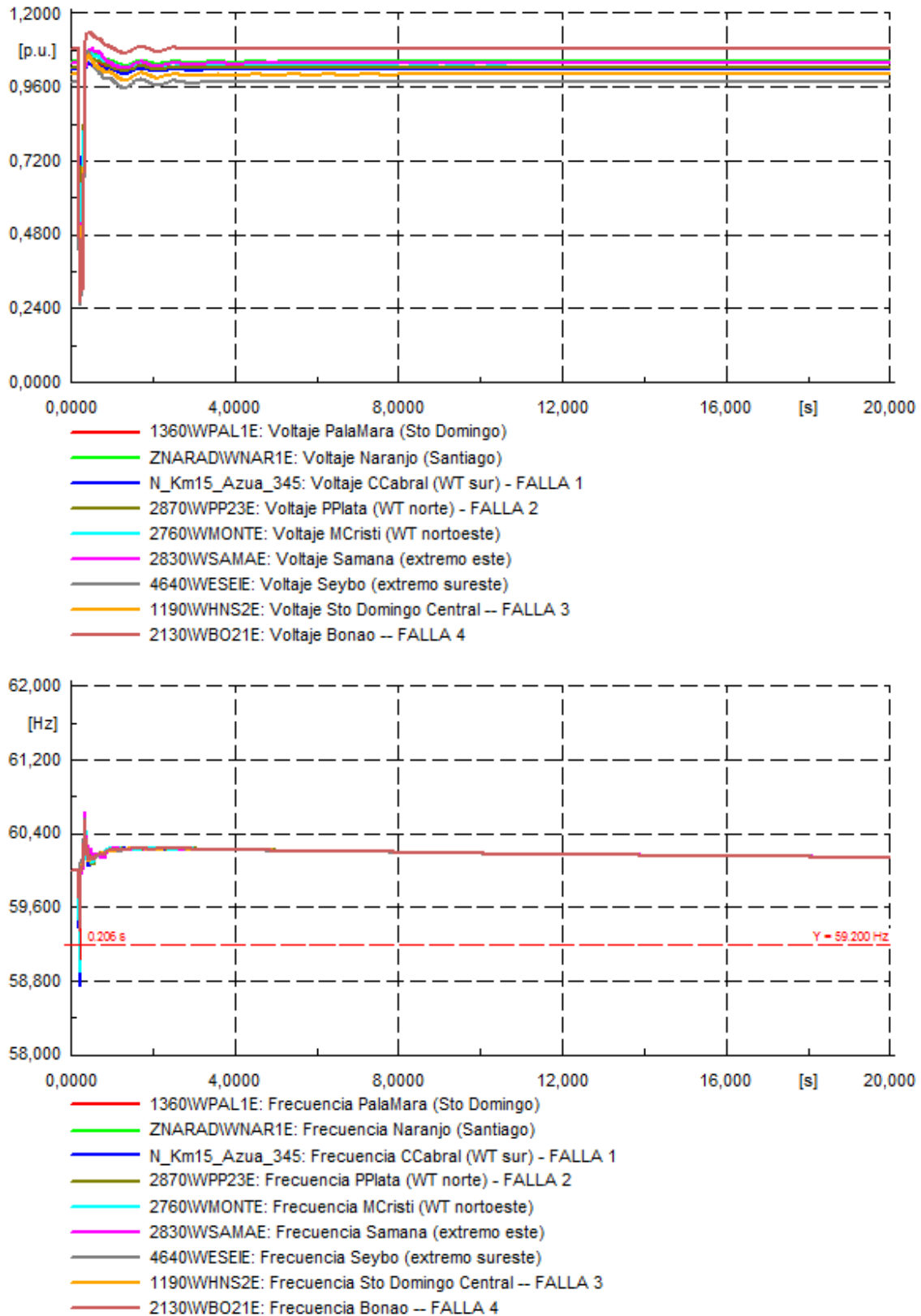


Figura 134: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, PO4: demanda neta mínima.

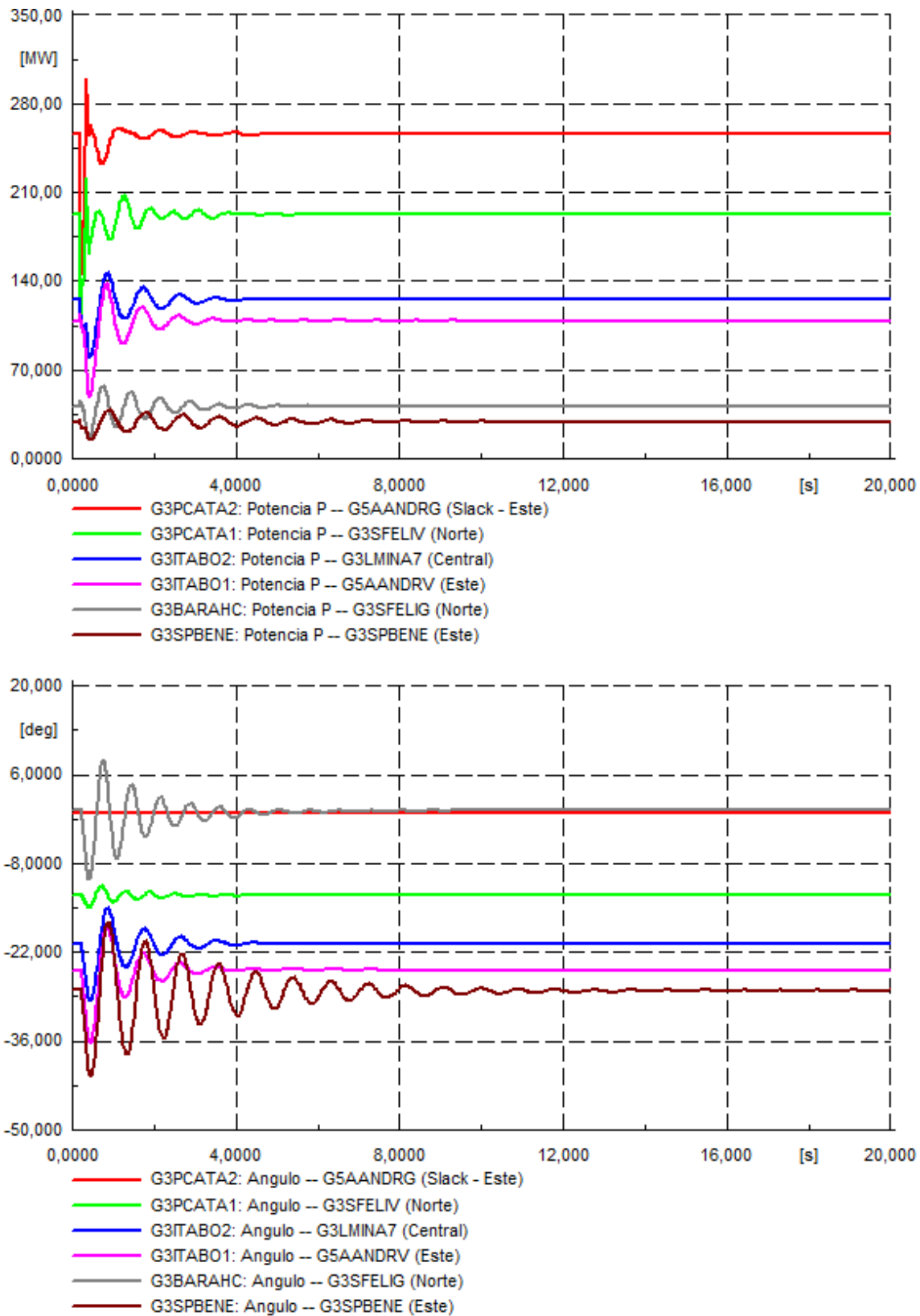


Figura 135: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, PO4: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones después de despejada la falla, que logran amortiguarse bien en el tiempo. El régimen permanente se alcanza en alrededor de 12 segundos, por lo que el sistema resulta estable.

Falla 5: Desconexión intempestiva de unidad de generación Punta Catalina 1

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema frente a la desconexión intempestiva de la unidad Punta Catalina 1 (G3PCATA1). En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 270 MW cuando la demanda total del sistema era de 2175,6 MW, es decir. Se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras de la red y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema.

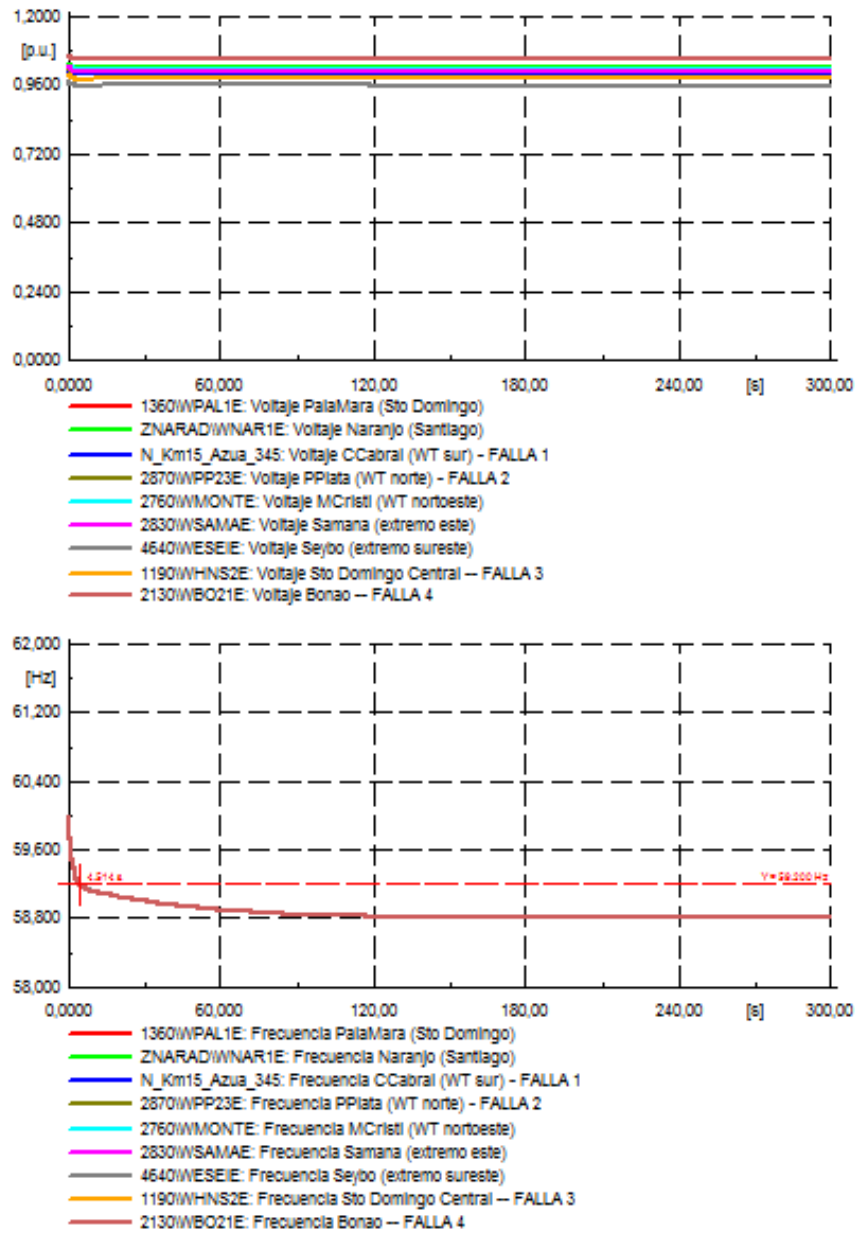


Figura 136: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO4: demanda neta mínima.

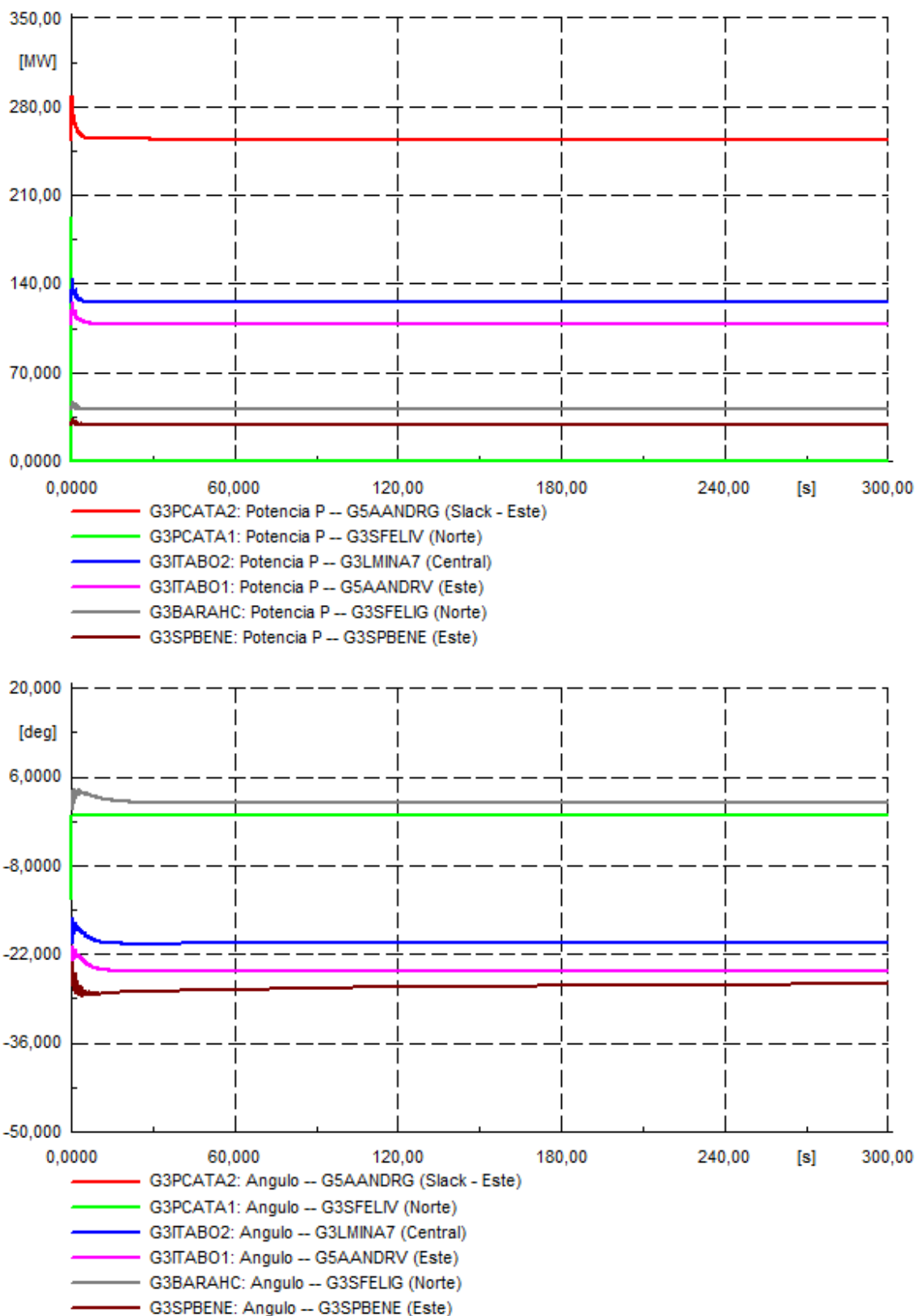


Figura 137: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO4: demanda neta mínima.

De los gráficos anteriores se observa que la desconexión de 270 MW para una demanda total de 2175,6 MW, requiere la activación de esquemas de desconexión automática de carga pues la frecuencia cae hasta los 58,8 Hz. Lo anterior es esperable producto de los altos niveles de ERNC inyectando energía en este punto de operación. De hecho, esta hora del año se caracteriza por tener la demanda neta mínima del SENI para el año 2030, en la cual las ERNC cubren casi el 65% de la demanda. Lo anterior implica que es la hora del año con menos generación convencional en operación. De hecho, de los 870 MW en generación convencional operando en dicha hora, sólo cuatro generadores tienen una capacidad mayor a 100 MW. El resto de la generación convencional son generadores pequeños, con bajos niveles de inercia, dificultando por ende la recuperación de la frecuencia después del desbalance de carga.

5.6.3 Escenario Meta ERNC 2030 Escenario B, PO6

Tal como se indicó al comienzo de esta sección, el desempeño del sistema para este escenario fue el más conflictivo. Lo anterior principalmente debido a los altos flujos de potencia por los elementos de red, así como los altos niveles de carga de las unidades convencionales.

Como resultado de las simulaciones dinámicas realizadas en este punto de operación, se obtuvo que el punto PO6 resultó ser estable, pero con un mal desempeño dinámico, desde la perspectiva de recuperación del sistema. A continuación se muestran en detalle los resultados obtenidos para el PO6.

Falla 1: Cortocircuito en S/E Kilómetro 15 de Azua

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

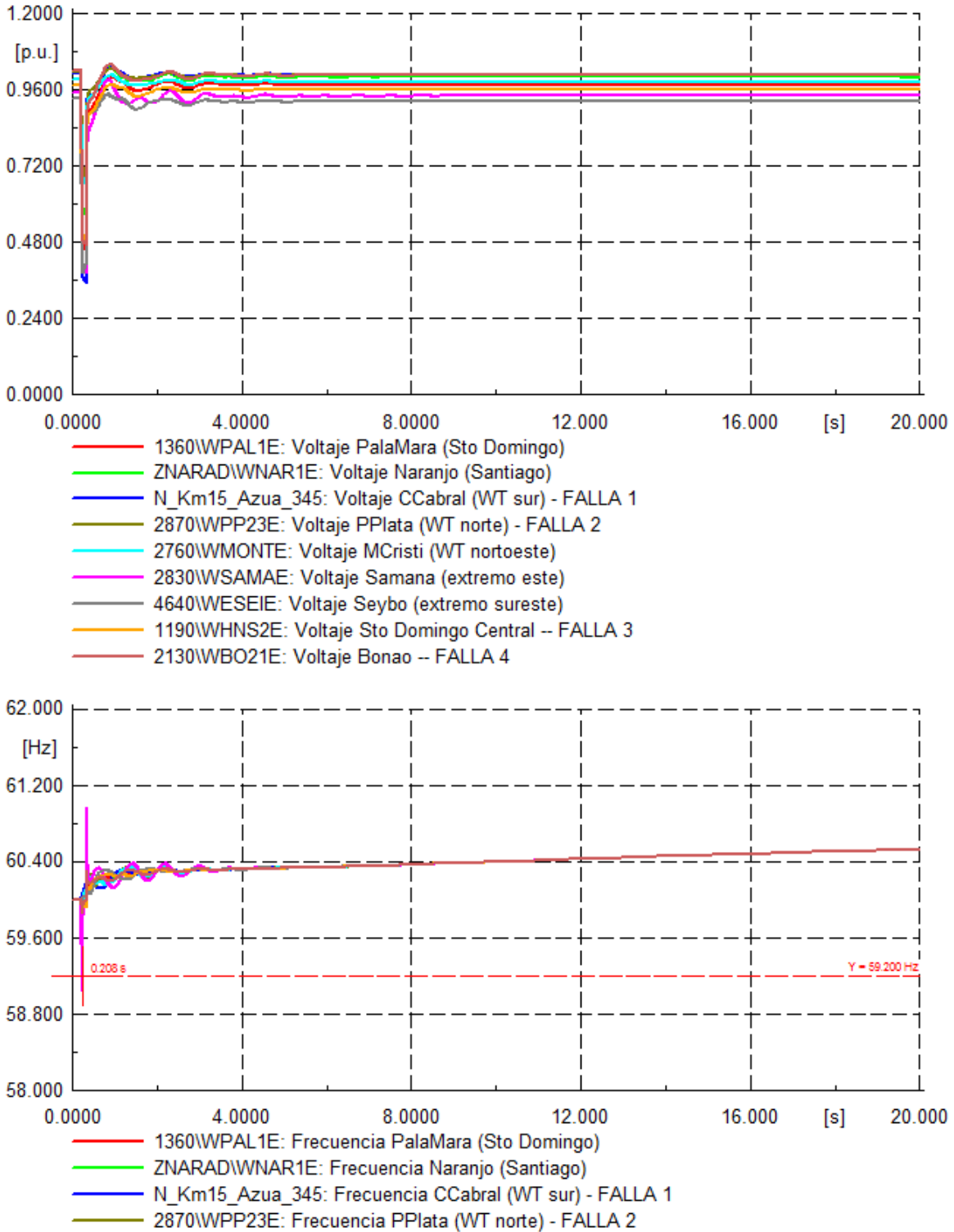


Figura 138: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

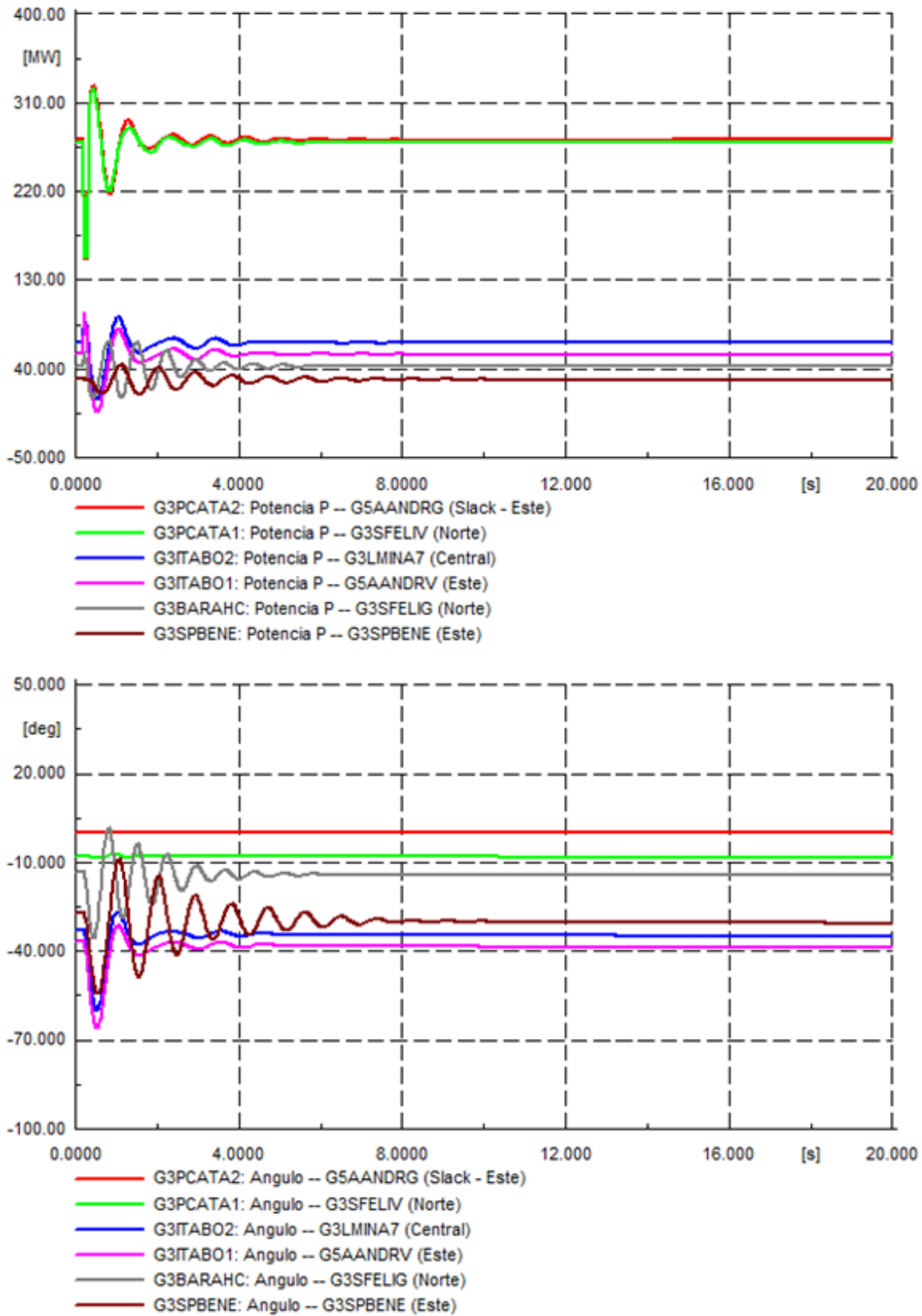


Figura 139: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla. Las oscilaciones en las tensiones, potencia activa y en los ángulos de los generadores se amortiguan en el tiempo, alcanzando un régimen permanente después de 12 segundos aproximadamente. Sin embargo, de la figura se observa que la frecuencia aún no se logra estabilizar después de los 20 segundos, por lo que la operación del sistema aún no se estabiliza. Esto muestra la complejidad de la falla. Para verificar que el sistema efectivamente alcanza el régimen permanente, se verificó la evolución del sistema hasta los 500 segundos. La siguiente figura muestra la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema hasta 500 segundos después de despejada la falla.

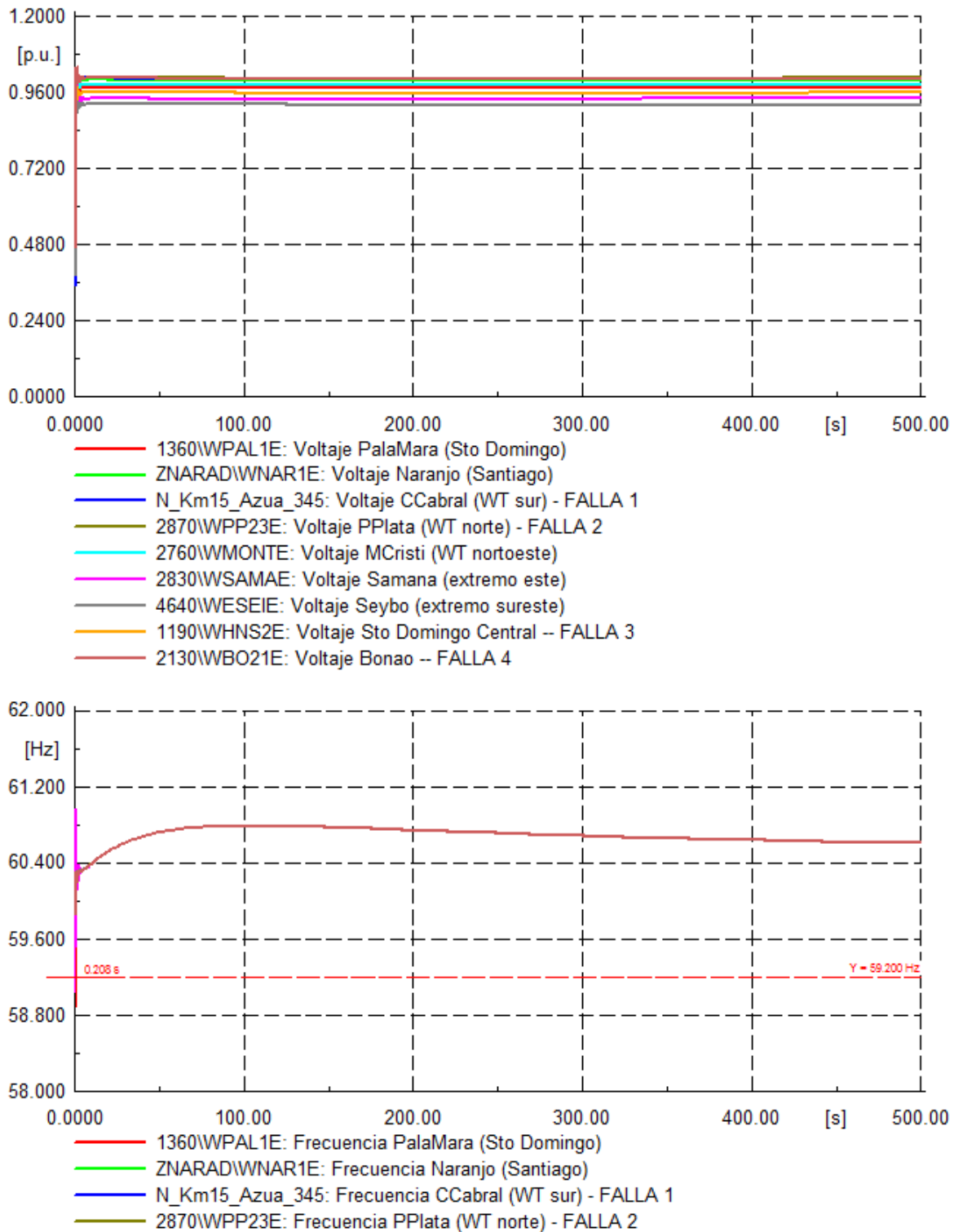


Figura 140: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

De la figura anterior se observa que la frecuencia del sistema comienza a disminuir lentamente a partir de los 100 segundos de simulación para comenzar a entrar en la banda de operación normal. Si bien el punto PO6 resultó ser estable, el desempeño dinámico del sistema desde la perspectiva de recuperación de la frecuencia no resulta bueno. Lo anterior se justifica por el alto nivel del estrés del sistema de transmisión así como el 42% de ERNC que se encuentra operando en el punto. Dadas las características técnicas de las ERNC, lo anterior tiene un efecto directo en la capacidad de regulación de frecuencia del sistema.

Falla 2: Cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

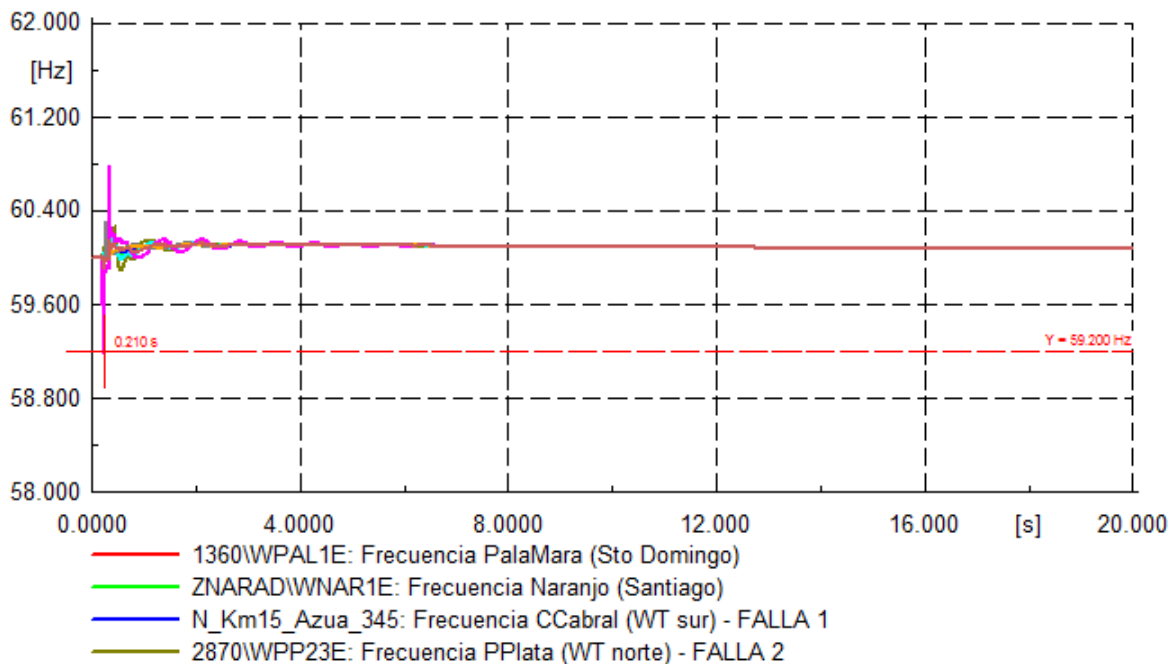
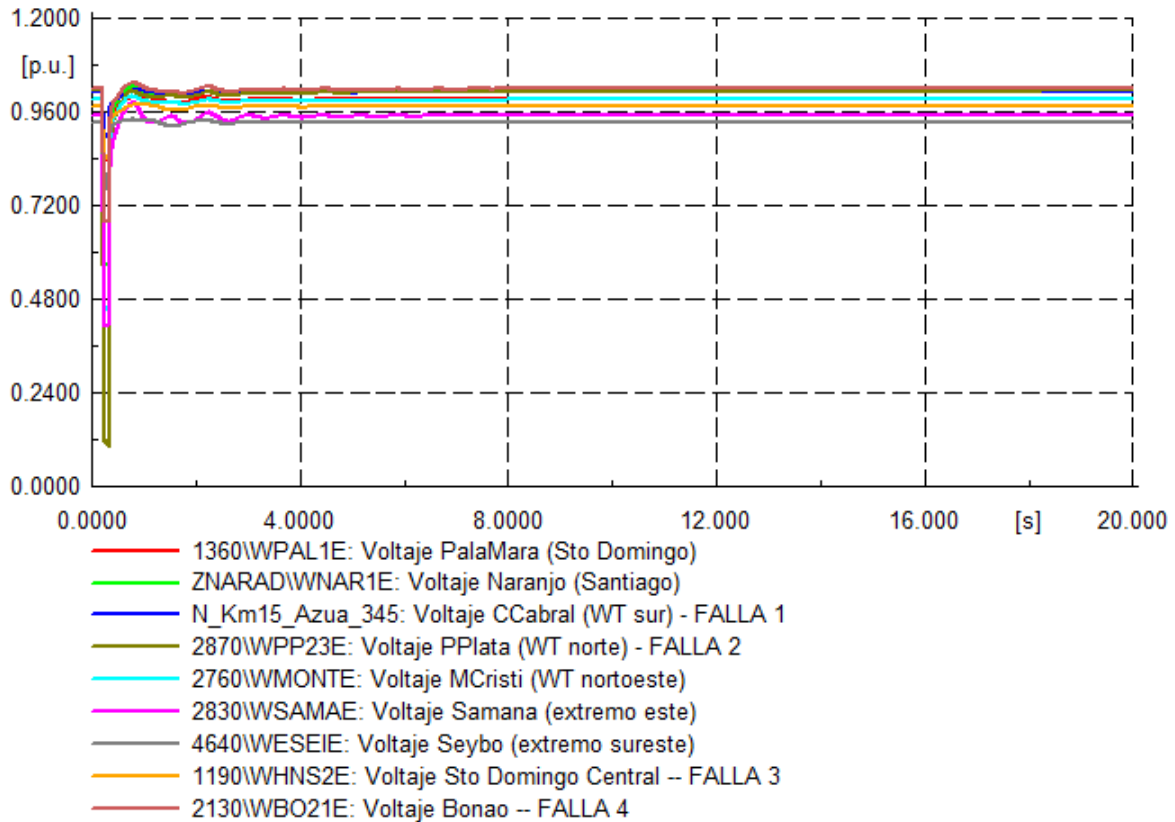


Figura 141: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

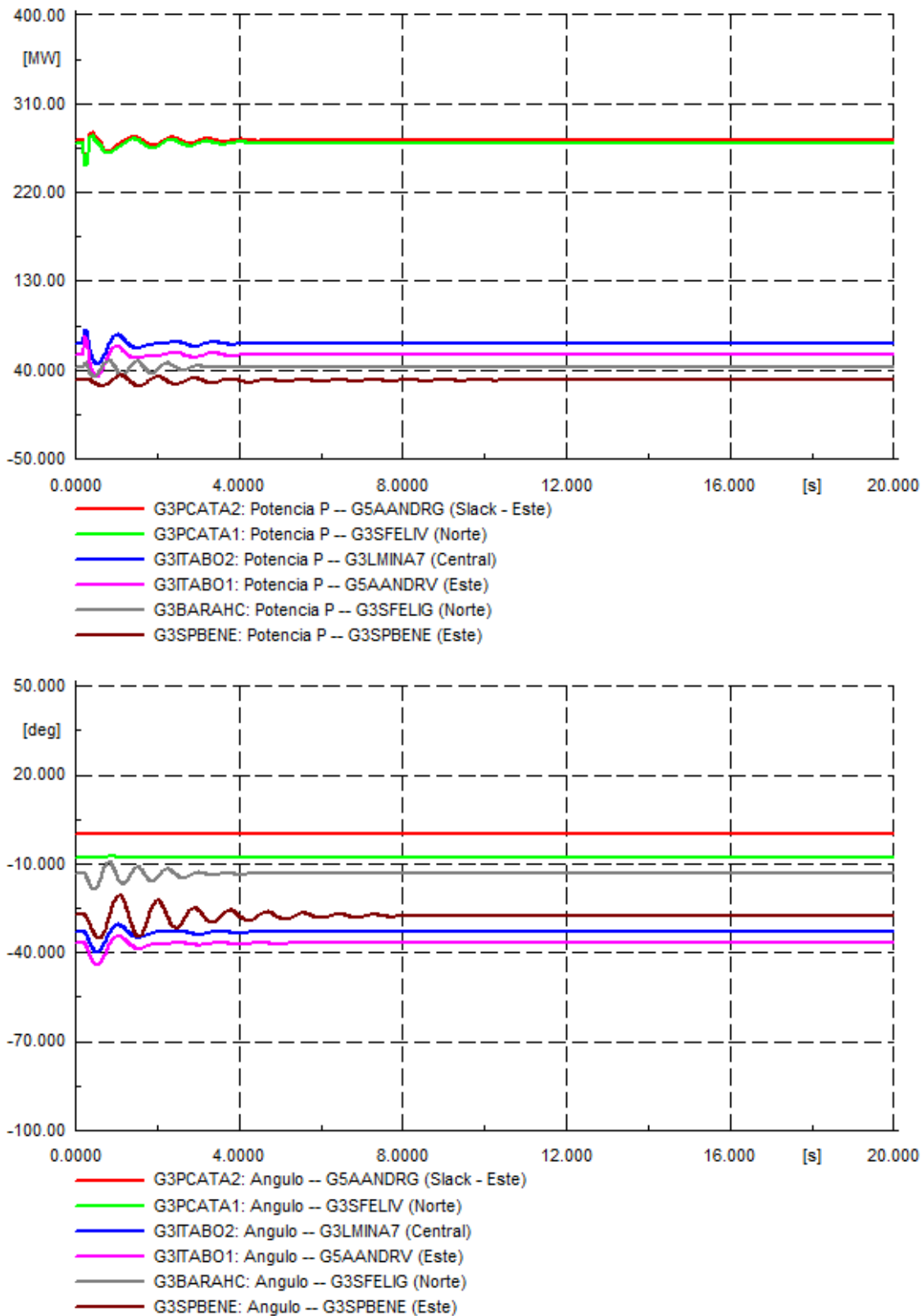


Figura 142: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

Como se puede observar de los gráficos anteriores, ante una falla en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 8 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 3: Cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

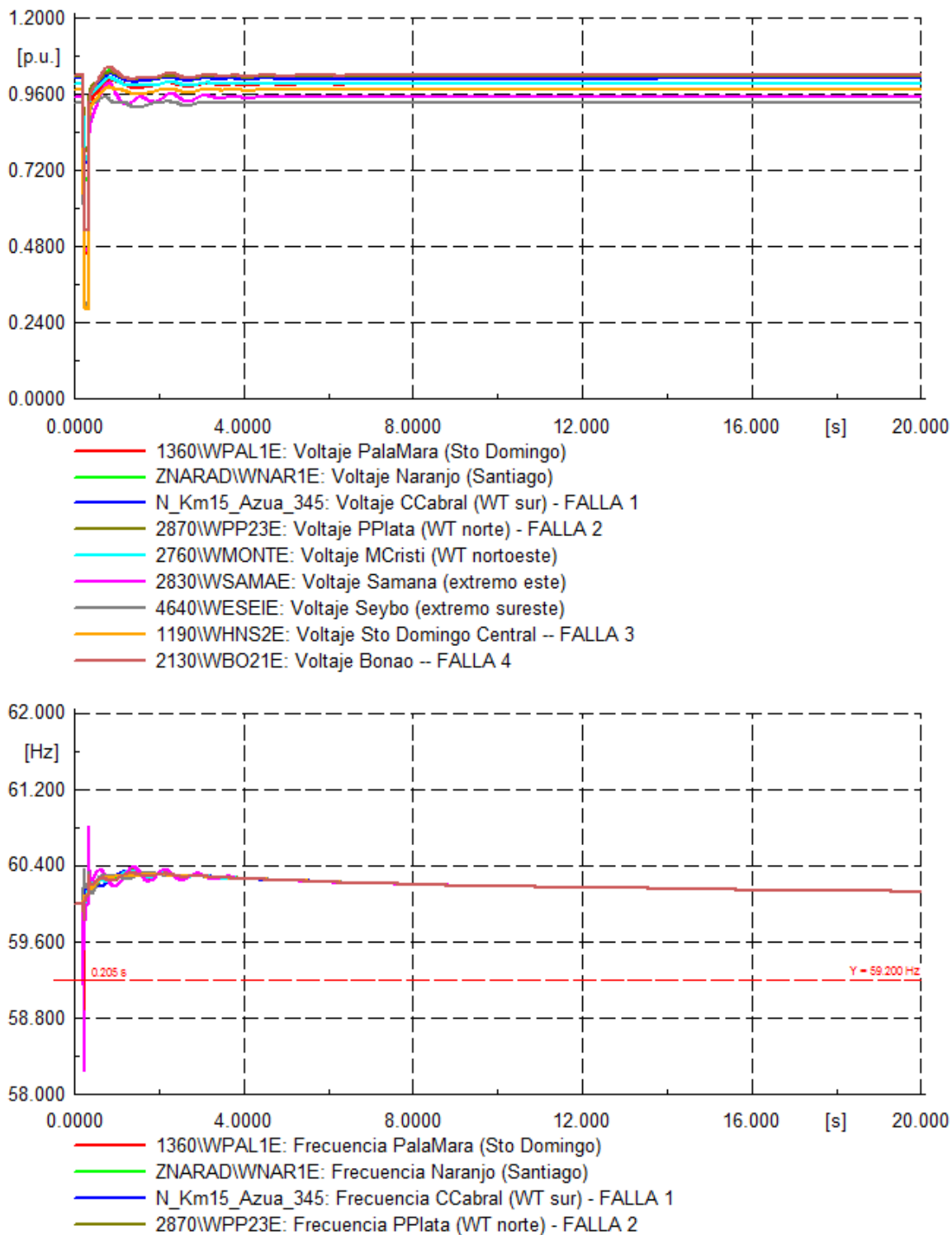


Figura 143: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B

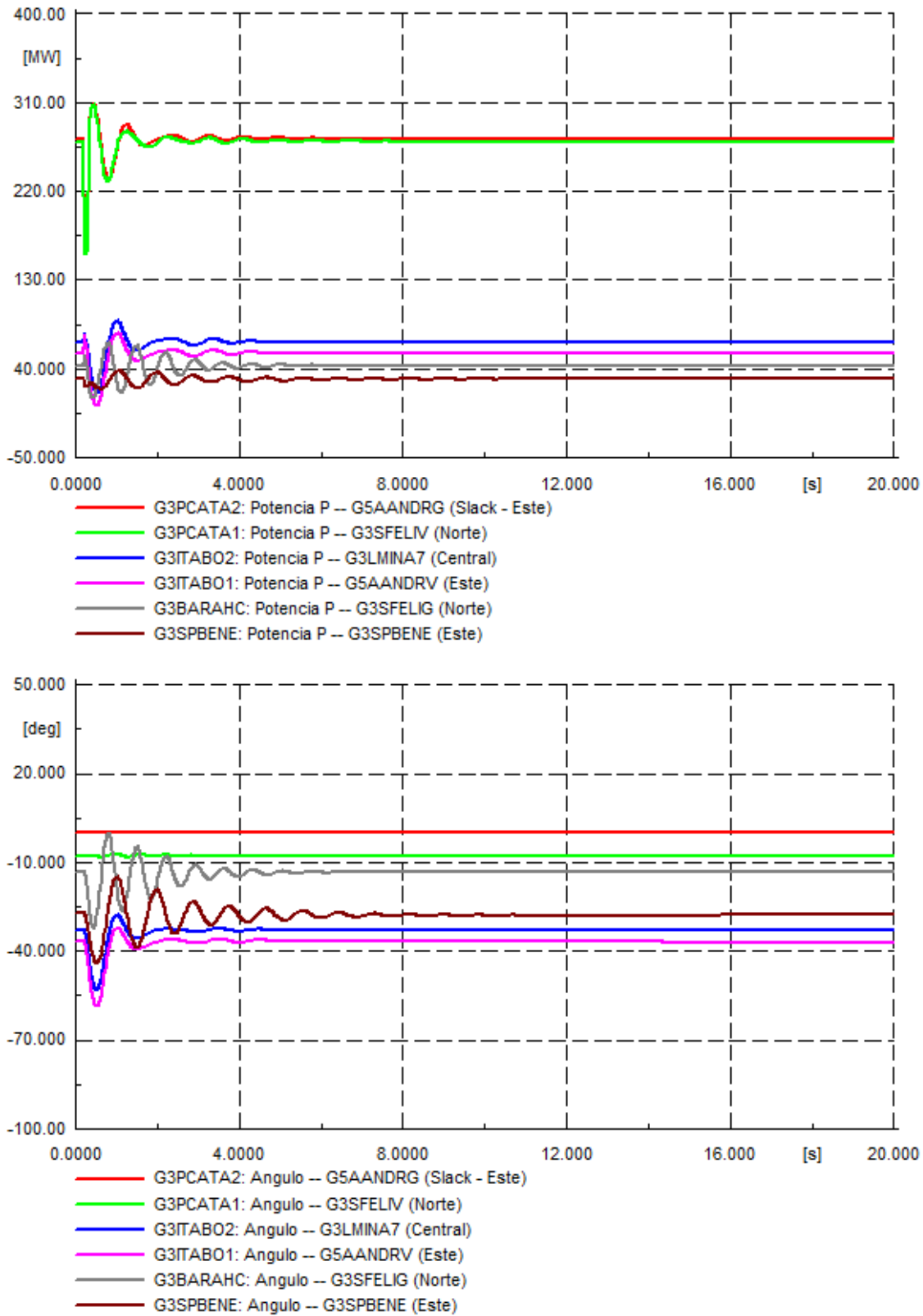


Figura 144: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de 12 segundos aproximadamente. Se ve que al final de la simulación, el sistema alcanza un nuevo estado de régimen permanente resultando, por ende, en un sistema estable.

Falla 4: Cortocircuito en S/E Bonaó 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonaó, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonaó – Palamara. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

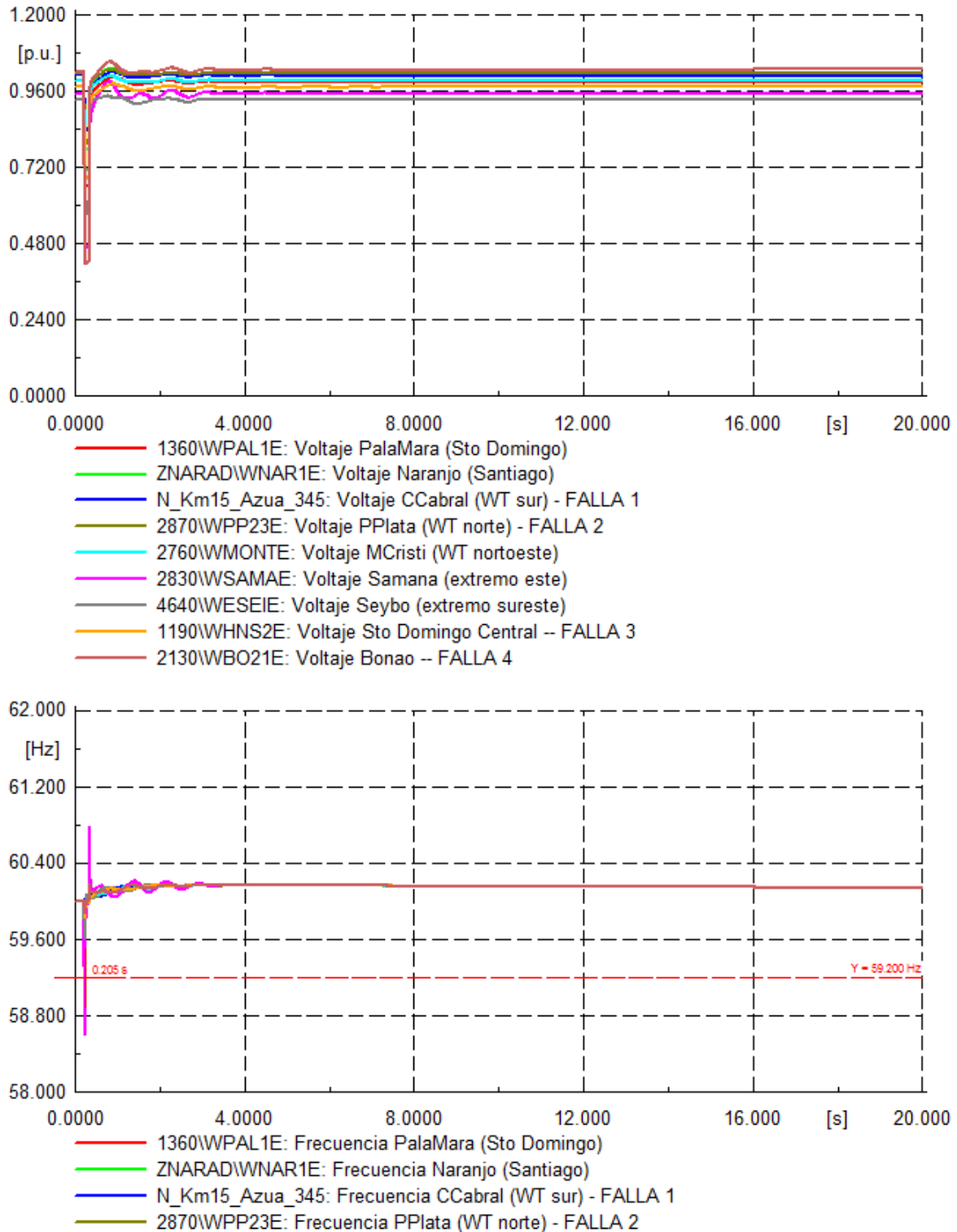


Figura 145: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

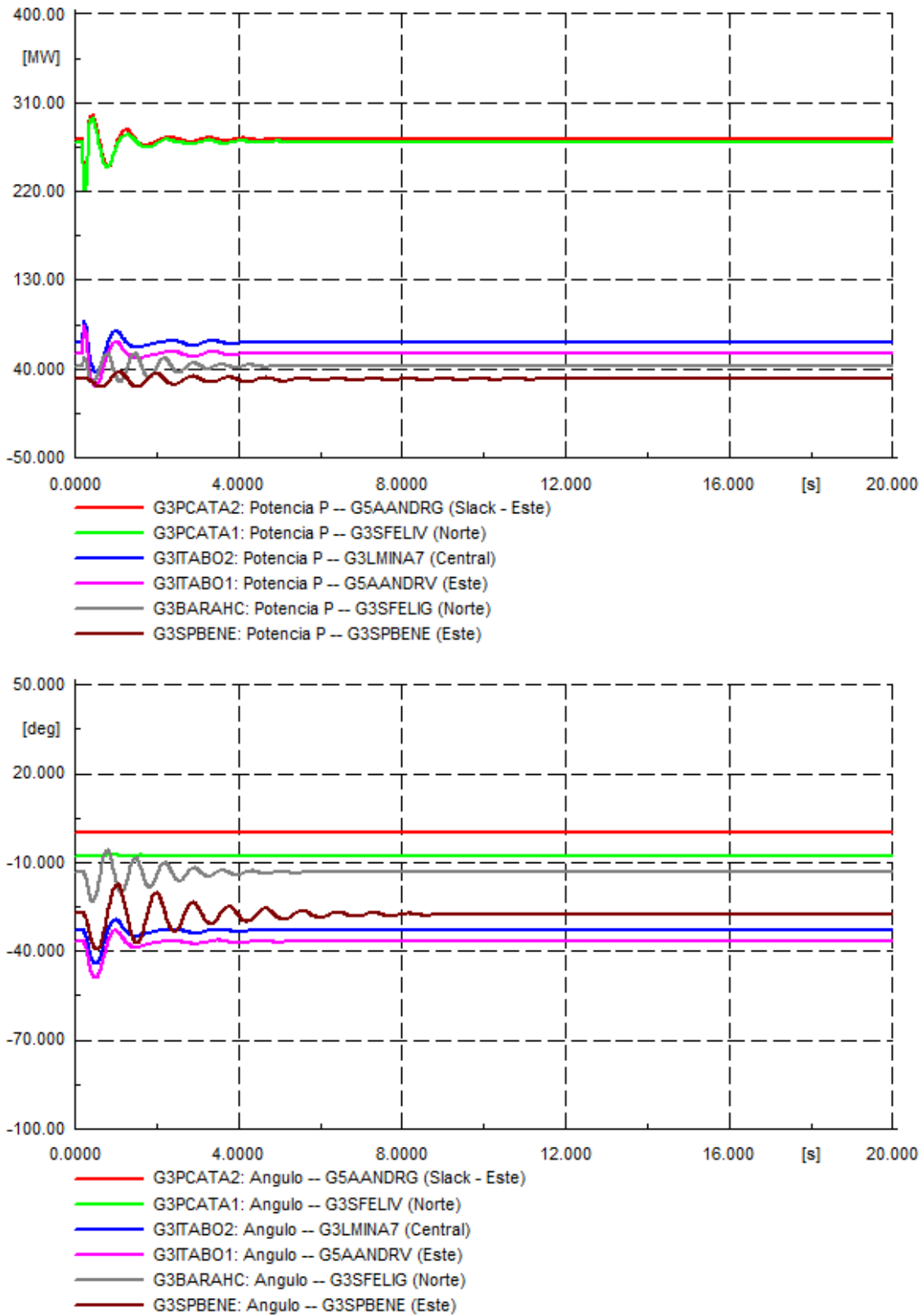


Figura 146: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones después de despejada la falla, que logran amortiguarse bien en el tiempo. El régimen permanente se alcanza en alrededor de 10 segundos, por lo que el sistema resulta estable.

Falla 5: Desconexión intempestiva de unidad de generación Punta Catalina 1

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema frente a la desconexión intempestiva de la unidad Punta Catalina 1 (G3PCATA1). En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 270 MW cuando la demanda total del sistema era de 2175,6 MW. En la figura se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras de la red y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema.

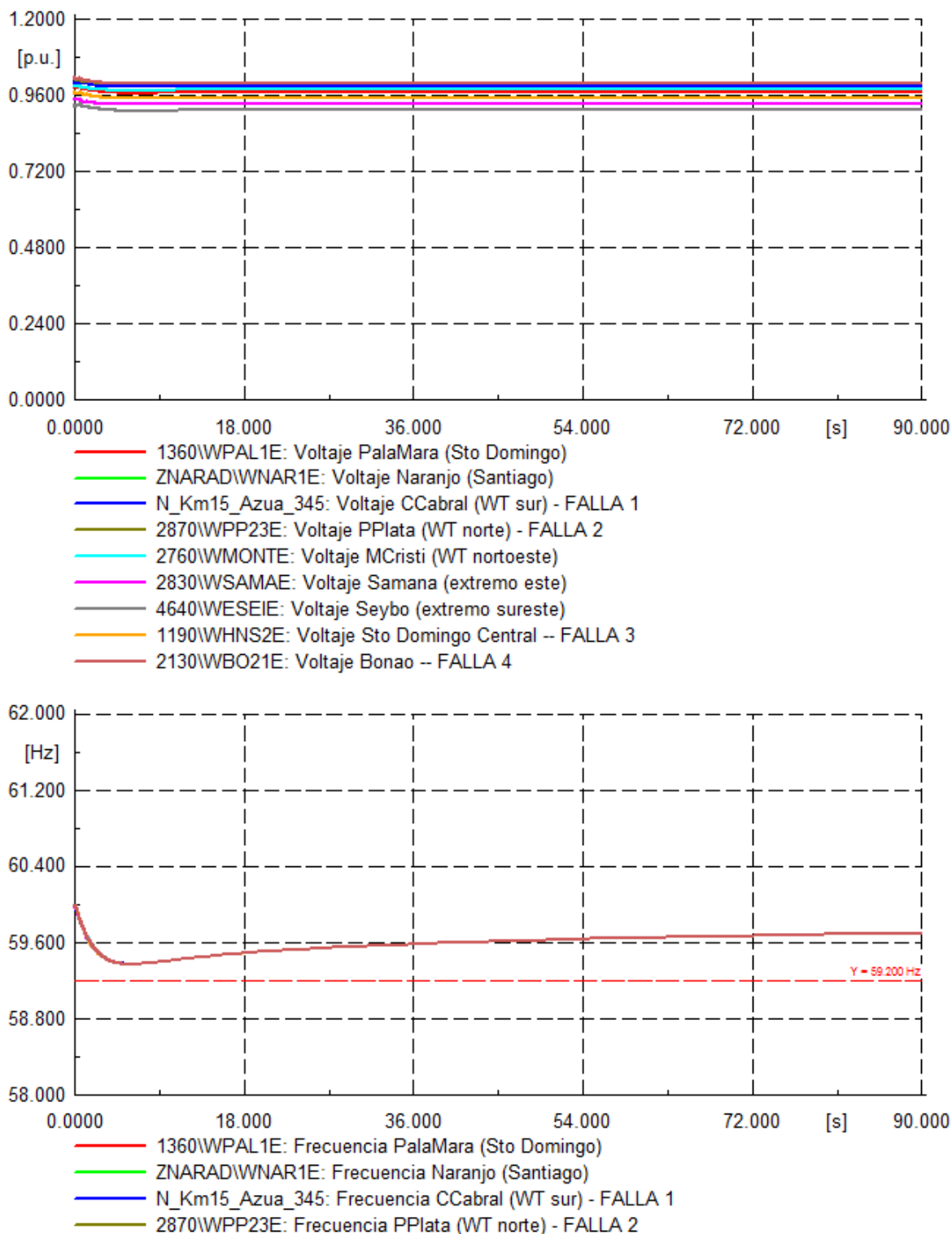


Figura 147: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

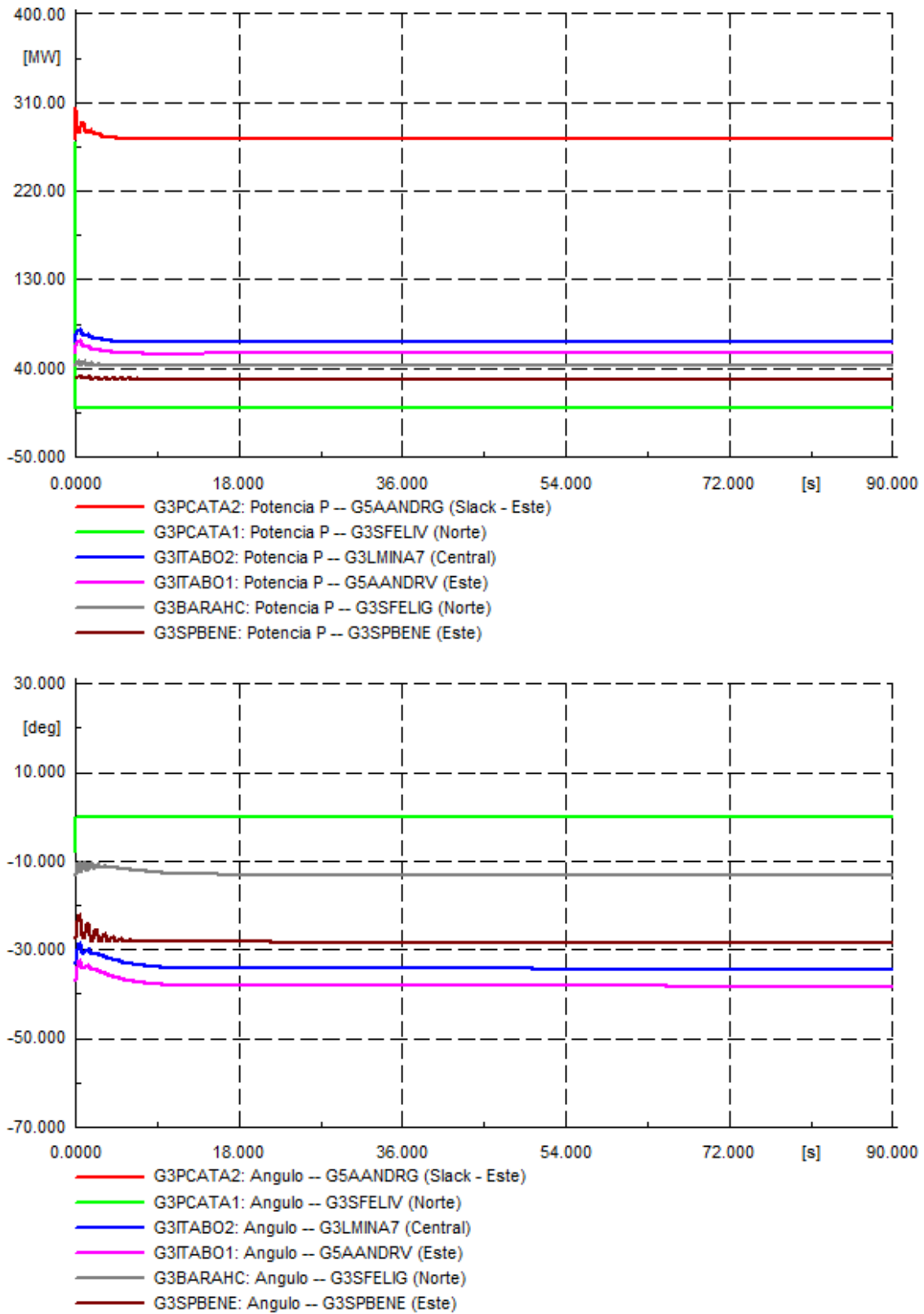


Figura 148: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO6: demanda máxima del sistema para el año 2030 Escenario B.

De los gráficos anteriores se observa que la desconexión de 270 MW para una demanda total de 4086,7 MW, no requiere la activación de esquemas de desconexión automática de carga, pues la frecuencia se mantiene en todo momento por sobre los 59,2 Hz. El régimen permanente se alcanza alrededor de 90 segundos después de despejada la falla, por lo que tiene un mal desempeño dinámico, pero resulta ser estable.

5.7 Análisis de resultados

En cuanto al estudio dinámico, si bien a nivel general las simulaciones realizadas mostraron que el sistema es capaz de mantener la estabilidad para las fallas consideradas, también se observó que los altos niveles de ERNC empeoran la respuesta del sistema desde la perspectiva de la frecuencia durante grandes desbalances entre carga y generación. Lo anterior se confirma por la necesidad de activación de esquemas de desconexión automática de carga frente a desconexión de generadores convencionales. Más aún, la matriz de generación convencional del SENI se caracteriza por unidades de generación relativamente pequeñas (desde la perspectiva de capacidad instalada) con bajos niveles de inercia, lo que dificulta la recuperación de la frecuencia después de grandes desbalances de carga. Lo anterior resulta de gran importancia al considerar que para el año 2030, el 9,3% del tiempo las ERNC cubren el 40% o más de la demanda total del sistema.

6 Conclusiones

De los resultados del estudio de expansión de generación y transmisión es posible concluir lo siguiente para el **Escenario A**:

- Debido al bajo factor de planta los proyectos solares fotovoltaicos estos aparecen como no competitivos frente a la generación eólica y Gas Natural. Este es un aspecto a estudiar en mayor profundidad, debido a que el informe (World Watch Institute, 2011), señala que República Dominicana tiene importantes recursos en Santiago y Santo Domingo con una Irradiancia Horizontal Global (GHI) promedio anual en Santiago de 5.60 kWh/m²/día (233.2 W/m²). Para verificar este aspecto que tiene gran importancia sería necesario contar con mediciones y/o con generación instalada corrigiendo adecuadamente por el tipo de tecnología y diseño de las fuentes.
- Los factores de planta resultantes de las mediciones horarias de generación de las plantas eólicas instaladas varían entre 17,5% y 43,5%. Se ha supuesto que los factores de planta de los parques eólicos candidatos ubicados en las zonas Noreste y Sureste presentan factores de planta bajos (17,5%), los ubicados en la zona Centro Norte y Noroeste con factores de planta medios (26% a 33%) y los ubicados en la zona Suroeste con factores de planta mayores a 35%. Bajo estos supuestos la expansión de la generación se concentra en primera instancia en la zona Suroeste con generación eólica y posteriormente en la zona Noroeste.
- La expansión de la generación eólica es acompañada con generación de ciclos combinados operando con Gas Natural que primero se instala en la zona Noroeste y posteriormente en la zona Suroeste.
- En términos de potencia el sistema pasa de 3,8 TW instalados con un factor de planta total de 51% en el año 2018 a 7,4 TW en el año 2030 caso Base y 7,9 TW caso Meta ERNC en el año 2030, con factores de planta de 54% y 52% respectivamente.
- En términos resumidos en el caso Base se instalan 2.000 MW eólicos al año 2030, de los cuales 1250 MW se instalan en la zona Suroeste y 750 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 1200 MW de generación con Gas Natural en base a ciclos combinados, de los cuales 900 MW se instalan en la zona Noroeste y 300 MW en la zona Suroeste.
- En el caso Meta ERNC 2030 se instalan 2.177 MW eólicos y 1500 MW en ciclos combinados a Gas Natural al año 2030. De los proyectos eólicos 1.500 MW se instalan en la zona Suroeste y 677 MW en la zona Noroeste. De la generación en base a Gas Natural se instalan 900 MW en la zona Noroeste y 600 MW en la zona Suroeste.

- La participación de las centrales operando con Carbón pierde una importante participación frente a la incorporación de generación Eólica y Gas Natural, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh de 0,85 tCO₂/MWh en el año 2018 a 0,56 y 054, tCO₂/MWh en el año 2030 en los casos Base y Meta ERNC 2030 respectivamente. Esto significa que las emisiones se reducirían en un 37% aproximadamente al año 2030.
- El costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo si no considera el aumento de costos por reserva. Esto se debe a que la energía eólica resulta muy competitiva frente a los proyectos a Gas Natural.
- Las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. Estas ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste (SDomingo-Km15Azuza y CCCabral), y luego hacia la zona Noroeste (Santiago – Montecristi), permitiendo la conexión de generación Eólica y a Gas Natural.
- Las líneas Santiago-Salcedo 138 kV y Salcedo 138 – SFM 138 kV debieran ampliarse hacia al año 2025 o 2026, incluso antes, si los flujos de potencia de las simulaciones de corto plazo.

De los resultados del estudio de expansión de generación y transmisión es posible concluir lo siguiente para el **Escenario B**:

- Considerando los costos de inversión y factor de planta de estudio previo (IRENA, 2017), los proyectos solares fotovoltaicos resultan competitivos a partir del año 2028, desplazando generación a gas natural que se incorpora en el Escenario A, esto es cuando los costos de inversión descienden a un 70% (1092 US\$/kW) del valor considerado en el año 2018 (1550 US\$/kW).
- En términos resumidos en el caso Base Escenario B, se instalan en total de 3.237 MW al año 2030, de los cuales 2.337 MW corresponden a proyectos eólicos, con 1.500 MW que se instalan en la zona Suroeste y 837 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 900 MW de generación Solar, de los cuales 609 MW se instalan cercanos a Santiago, 124 MW en las cercanías de Santo Domingo y 167 MW en la zona de Bonaó.
- En términos resumidos en el caso Meta ERNC 2025 Escenario B, se instalan en total de 3.178 MW al año 2030, de los cuales 2.197 MW corresponden a proyectos eólicos, con 1.500 MW que se instalan en la zona Suroeste y 697 MW en la zona Noroeste. Asimismo, se instalan 981 MW de generación Solar, de los cuales 695 MW

se instalan cercanos a Santiago, 130 MW en las cercanías de Santo Domingo y 157 MW en la zona de Bonaó.

- La participación de las centrales operando con Carbón pierde una importante participación frente a la incorporación de generación Eólica y Solar, lo que se traduce en una reducción de emisiones de CO₂ por MWh de 0,85 tCO₂/MWh en el año 2018 a 0,54 tCO₂/MWh en el año 2030 en los casos Base y Meta ERNC 2025. Esto significa que las emisiones se reducirían en un 38% aproximadamente al año 2030.
- El costo de imponer la meta de 25% de ERNC 2030 (considerando tecnología eólica y solar), asumiendo costos de combustibles crecientes y costos de inversión decrecientes de las energías eólica y solar, es prácticamente nulo si no se consideran los requerimientos de reserva. Esto se debe a que las energías Eólica y Solar resultan muy competitiva frente a los proyectos a Gas Natural y por lo mismo la meta se cumpliría sin tener que aplicar incentivos especiales.
- Las grandes ampliaciones del sistema de transmisión debieran realizarse en niveles de tensión de 345 kV. Estas ampliaciones debieran concentrarse en primera instancia hacia a la zona Suroeste (SDomingo-Km15Azua y CCCabral), y luego hacia la zona Noroeste (Santiago – Montecristi), permitiendo la conexión de generación Eólica.

De los resultados del estudio para las simulaciones de corto plazo se puede concluir lo siguiente para el **Escenario A**:

- Los niveles de penetración de ERNC para el año 2018 son todavía bajos (6,3%) y los resultados de las simulaciones de corto plazo muestran que es posible gestionar adecuadamente estos niveles de penetración de energía renovable.
- Para el caso Meta ERNC, en el año 2030 se estima que la energía eólica tendrá una participación en la matriz de generación de 23% y la energía solar de 1%. El requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 340 MW, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. El aporte máximo de reserva secundaria que pueden aportar las centrales actualmente en operación varía entre 157 MW y 201 MW dependiendo de la disponibilidad de las centrales en operación. Para cumplir con los requerimientos de reserva al año 2030, las nuevas centrales a gas natural, proyectadas por el modelo de planificación, deberán contribuir con este servicio complementario.
- Para el año 2030 no se observan congestiones importantes en las líneas existentes y nuevas líneas proyectadas por el modelo de planificación de largo plazo, salvo en la línea Salcedo_Santiago 138 kV que presenta congestiones en 30% de las horas de año y la línea CCabral_km15Azua_345 presenta congestiones en el 12% de las horas del año.
- El análisis de la operación nos permite concluir que un porcentaje de 25% de ERNC, en base a generación eólica al año 2030, es posible de gestionar en la medida que aumenta la disponibilidad de reserva secundaria y las centrales térmicas tengan la capacidad realizar ciclos diarios de encendido y apagado con tiempos reducidos.
- Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1667 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.
- Los resultados de las sensibilidades muestran que no es posible alcanzar los niveles de participación eólica proyectados por la Sensibilidad 7 debido a las limitaciones del sistema de transmisión y reserva secundaria. La Sensibilidad 5 tiene la mayor participación de generación eólica alcanzando una potencia instalada de 1547 MW. Sin embargo, los vertimientos de generación eólica se estiman en un 20%. La capacidad máxima instalada de generación eólica, sin sufrir recortes significativos

de generación debido a limitaciones del sistema de transmisión, debería estar en el rango proyectado por las Sensibilidades 2 y 4. La Sensibilidad 2 y Sensibilidad 4 consideran una capacidad instalada de generación eólica de 1071 MW y 1321 MW, respectivamente. La capacidad máxima instalada considerando la disponibilidad de reserva secundaria es del orden de 1321 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar.

De los resultados del estudio para las simulaciones de corto plazo se puede concluir lo siguiente para el Escenario B:

- Para el Escenario B, caso Meta ERNC, el requerimiento de reserva secundaria máximo estimado es de 464 MW para el año 2030, valor que supera la disponibilidad de reserva secundaria que pueden aportar las unidades que actualmente participan de este servicio. Debido a que el escenario B no proyecta nuevas centrales de ciclo combinado que puedan suplir el déficit de reserva al año 2030, se analizan 2 opciones para abordar este problema. La primera opción consiste en suponer que al año 2030 se instalaran nuevos sistemas de almacenamientos tipo baterías. Considerando que el aporte máximo de reserva de las unidades del SENI varía entre 157 MW y 201 MW, se requerían 310 MW de sistemas de almacenamiento de batería. Para este caso los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 26% de generación eólica y 8% de generación solar. La segunda opción consiste en habilitar nuevas centrales en operación y construcción para que puedan aportar reserva. Para este segundo escenario los resultados muestran que se podrían alcanzar una participación de 25,3% de generación eólica y 8% de generación solar. Es decir, aproximadamente un 4% menos que la participación proyectada por el modelo de planificación.
- Los resultados de las simulaciones del año 2030 muestran un incremento significativo de la variación de la demanda neta y el número de partidas de las centrales de gas natural y fuel oil debido a la alta penetración de recurso renovable variable (eólico y solar). Asimismo, se observa una alta variabilidad de los costos marginales horarios. El análisis de la operación nos permite concluir que un porcentaje de 25% de ERNC, en base a generación eólica y solar al año 2030, es posible de gestionar en la medida que aumenta la disponibilidad de reserva secundaria y las centrales térmicas tengan la capacidad realizar ciclos diarios de encendido y apagado con tiempos reducidos.
- Para el año 2018 se realizó un análisis de sensibilidad para analizar los niveles máximos de penetración de energía renovable que podría soportar el sistema bajo las condiciones actuales de operación. En total se evalúan 7 sensibilidades. Para

esto, se incrementó de manera gradual la potencia instalada de generación eólica y solar considerando distintos criterios de ubicación de éstos. Las potencias instaladas se obtienen de las proyecciones del modelo de planificación para el Escenario B. La Sensibilidad 1 considera una potencia instalada de 420 MW de generación eólica y 193 MW de generación solar, mientras que la Sensibilidad 7 considera una capacidad instalada de 1419 MW de generación eólica y 924 MW de generación solar.

- La Sensibilidad 2, cuya potencia instalada corresponde a la proyectada al año 2025 para cumplir la meta de 25% de ERNC, no presenta problemas de disponibilidad de reserva y restricciones de transmisión. La capacidad instalada por esta sensibilidad es de 919 MW de generación eólica y 345 MW de generación solar fotovoltaica.
- La Sensibilidad 3 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona de CCabral, se producen congestiones en la línea de transmisión CCabral_km15Azua_138kV. Por su parte, la Sensibilidad 4 muestra que al instalar más de 250 MW adicionales de generación eólica en la zona cercana a la barra Montecristi, se producen congestiones en la línea Santiago_Montecristi_138kV.
- Para la Sensibilidad 4 se estima un requerimiento de reserva secundaria cercano a la disponibilidad actual. Debido a esta restricción, se restringe la incorporación de ERNC a valores del orden 1404 MW, los cuales se distribuyen en 1039 MW y 365 MW de generación eólica y solar, respectivamente.

En cuanto a la información disponible para realizar simulaciones de corto plazo se realizan las siguientes observaciones.

- Se recomienda mantener actualizadas las bases de datos de generación eólica y solar de los proyectos existentes. También se recomienda mantener base de datos de acceso público de perfiles de generación eólicos y solares de potenciales proyectos que se podrían desarrollar en las distintas zonas geográficas del país. Esta información es relevante para estudios prospectivos como los desarrollados en este estudio. Asimismo, se recomienda mantener estadísticas de generación con resolución intrahoraria (Ejemplo: 1, 5, 10, 15 minutos) para caracterizar adecuadamente la variabilidad del recurso renovable. El consultor contó con una información limitada para realizar este tipo de análisis, por tanto, se recomienda mejorar la disponibilidad de esta información para futuros estudios.
- Actualmente la metodología utilizada por el Organismo Coordinador para determinar los requerimientos de reserva no consideran los errores de proyección del recurso renovable, ni la variabilidad intrahoraria. En este sentido, se recomienda revisar la metodología para estimar los requerimientos de reserva considerando la variabilidad del recurso renovable. En esta misma línea también es importante

mantener estadísticas de los errores de pronóstico del recurso renovable ya que la calidad de estos pronósticos influirá en la estimación de los requerimientos de reserva.

- Al aumentar la participación de generación renovable, se observa un incremento del número de partidas de las centrales térmicas. La caracterización adecuada de los parámetros técnicos de operación de las unidades, tales como, mínimos técnicos de operación, costos de partida y detención, tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, tasas de toma de carga, resulta relevantes para analizar las implicancias de escenarios de alta participación de generación renovable variable.

De los resultados del estudio dinámico se puede concluir lo siguiente:

- La evaluación dinámica para la Sensibilidad S5 de año 2018 del Escenario A se realizó considerando 3 puntos de operación críticos desde la perspectiva de estabilidad. Para cada punto de operación, se simularon 5 contingencias críticas, las que incluyen cortocircuitos trifásicos en distintos puntos del sistema y la desconexión de la mayor unidad de generación en operación. Las simulaciones dinámicas realizadas para los 3 puntos de operación seleccionados en este escenario muestran que todos los puntos resultaron ser estables, y con un desempeño dinámico muy similar desde la perspectiva de recuperación del sistema (frecuencia y perfiles de voltaje). En cuanto a la desconexión de la mayor unidad de generación en operación, las fallas simuladas llevaron a la necesidad de activar los esquemas de desconexión automática de carga. Sin embargo, estas fallas no resultaron ser críticas, pues el sistema fue capaz de recuperarse después de unos pocos segundos. Dado que los puntos de operación estudiados se seleccionaron en base al criterio del “peor escenario”, se estima que un menor nivel de penetración de energías renovables en comparación a lo considerado en el Escenario A (Sensibilidad S5) debería tener mejor desempeño dinámico.
- Para el año 2030 se realizaron simulaciones para los Escenarios A y B. De los resultados del estudio se concluye que, si bien a nivel general las simulaciones realizadas mostraron que el sistema es capaz de mantener la estabilidad para las fallas consideradas, también se observó que los altos niveles de ERNC empeoran la respuesta del sistema desde la perspectiva de la frecuencia durante grandes desbalances entre carga y generación. Más aún, la matriz energética del SENI se caracteriza por unidades de generación relativamente pequeñas (desde la perspectiva de capacidad instalada) con bajos niveles de inercia, lo que dificulta la recuperación de la frecuencia después de grandes desbalances de carga. Lo anterior resulta de gran importancia al considerar que para el año 2030, el 9,3% del tiempo

las ERNC cubren el 40% o más de la demanda total del sistema. Al igual que en el caso anterior, la desconexión de grandes generadores convencionales produjo la activación de esquemas de desconexión automática de carga. Sin embargo, en este escenario el sistema también resultó ser estable.

7 Bibliografía

- Centro de Energía - Universidad de Chile. (2016). *Estudio de integración de energías renovables en el Sistema Interconectado Nacional*. Retrieved from https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/06/Informe-Final-Estudio-de-Integración-de-ERNC-al-SIN_web.pdf
- Centro de Energía - Universidad de Chile. (2017). *Estudio de modelación de largo y corto plazo en el marco del proceso de planificación*. Retrieved from <http://pelp.minenergia.cl/files/67>
- Comisión Nacional de Energía, & OLADE. (2015). *Diagnóstico energético de República Dominicana 2015*.
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2017a). *Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas*. Retrieved from <https://www.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/10/Estudio-CFyDR-Informe-Preliminar-2017.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2017b). Modelos para la planificación y programación de la operación del Sistema Interconectado Central (SIC). Retrieved from <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion-del-sic/>
- IRENA. (2017). *Perspectivas de energías renovables República Dominicana*.
- Ministerio de Energía de Chile. (2015). *Mesa ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura*. Retrieved from http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/151200_Estudio_Mesa_ERNC_Energía_2050.pdf.pdf
- NREL. (2010). *Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison*.
- Organismo Coordinador del SENI. (2016). *Coordinación integral del servicio regulación secundaria de frecuencia en unidades generadoras del SENI*.
- World Watch Institute. (2011). *Estrategia para un sistema de energía sustentable: Aprovechamiento de los recursos eólicos y solares de la República Dominicana*.

8 Anexos

8.1 Parámetros modelo planificación de largo plazo PET

Como anexo se entregan los archivos con los datos de entrada al Modelo PET y los archivos de resultados en formato csv.

8.2 Parámetros simulaciones de corto plazo

La siguiente figura muestra la lista de centrales y parámetros técnicos considerados para las simulaciones de corto plazo.

Tabla 94: Parámetros de centrales

Nombre	Comb	Pmax	Pmin	Tmin On	Tmin Off	Rup	Rdown	CSFup	CPFup
Jiguey	Hidro	98.0	32.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	6.1
Aguacate	Hidro	52.0	18.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	5.0
Valdesia	Hidro	52.0	16.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	4.0
LasBarias	Hidro	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CH_ANONES	Hidro	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CH_NIZAO_NAJAYO	Hidro	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Jimenoa	Hidro	8.4	0.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.7
BAIGUAQUE	Hidro	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tavera	Hidro	96.0	24.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	6.8
LopezAngostura	Hidro	18.4	8.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	1.4
Moncion	Hidro	52.0	18.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	3.2
MONCION_CONTRA_EMB	Hidro	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sabaneta	Hidro	6.4	2.8	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.2
DomingoRodriguez	Hidro	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EL_SALTO	Hidro	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Palomino	Hidro	80.0	25.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	11.0
SabanaYegua	Hidro	13.0	4.5	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.9
Magueyal	Hidro	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LosToros	Hidro	9.8	2.5	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.6
Pinalito	Hidro	50.0	15.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	2.6
RioBlanco	Hidro	25.0	8.5	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	2.0
AnianaVargas	Hidro	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hatillo	Hidro	8.0	4.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.9
Rincon	Hidro	10.0	6.0	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.7
LasDamas	Hidro	7.5	1.4	1.0	1.0	20.0	20.0	0.0	0.3

Nombre	Comb	Pmax	Pmin	Tmin On	Tmin Off	Rup	Rdown	CSFup	CPFup
ROSA_JULIA	Hidro	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BrazoDerecho	Hidro	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AESAndres	Gas Natural	310.0	150.0	1.0	6.9	5.2	4.2	45.0	14.0
LOS_MINA_5	Gas Natural	117.7	60.0	1.0	0.9	4.0	5.3	10.0	11.9
LOS_MINA_6	Gas Natural	117.7	60.0	1.0	0.9	4.0	5.3	10.0	11.4
ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN	Gas Natural	107.4	20.4	24.0	24.0	1.9	1.8	0.0	4.1
LOS_ORIGENES_FO_4	Fuel Oil #6	8.2	7.0	1.0	0.3	1.8	2.9	1.0	0.5
LOS_ORIGENES_FO_5	Fuel Oil #6	8.2	7.0	1.0	0.3	1.8	2.9	1.0	0.5
LOS_ORIGENES_FO_6	Fuel Oil #6	8.2	7.0	1.0	0.3	1.8	2.9	1.0	0.5
LOS_ORIGENES_FO_7	Fuel Oil #6	17.0	14.0	1.0	0.3	1.8	2.9	1.0	0.9
LOS_ORIGENES_FO_8	Fuel Oil #6	17.0	14.0	1.0	0.3	1.8	2.9	1.0	0.9
Itabo_1	Carbón	117.5	94.0	144.0	24.0	0.3	0.9	0.0	0.0
Itabo_2	Carbón	121.7	100.0	144.0	24.0	0.3	1.1	0.0	0.0
BarahonaCarbon	Carbón	42.5	41.0	144.0	24.0	0.3	0.5	0.0	0.0
QUISQUEYA_1_U1_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U2_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U3_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U4_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U5_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U6_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U7_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U8_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U9_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U10_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U11_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_1_U12_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.5	1.5	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U1_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U2_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U3_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U4_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U5_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U6_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U7_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U8_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U9_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U10_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U11_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
QUISQUEYA_2_U12_FO	Fuel Oil #6	16.8	10.3	1.0	0.1	1.7	1.7	2.0	1.7
SULTANA_DEL_ESTE_U5_FO	Fuel Oil #6	16.4	14.5	1.0	0.4	0.9	0.9	5.0	1.3
SULTANA_DEL_ESTE_U6_FO	Fuel Oil #6	16.4	14.5	1.0	0.4	0.9	0.9	1.0	1.3

Nombre	Comb	Pmax	Pmin	Tmin On	Tmin Off	Rup	Rdown	CSFup	CPFup
SULTANA_DEL_ESTE_U7_FO	Fuel Oil #6	16.4	14.5	1.0	0.4	0.9	0.9	1.0	1.3
SULTANA_DEL_ESTE_U8_FO	Fuel Oil #6	16.4	14.5	1.0	0.4	0.9	0.9	1.0	1.3
SULTANA_DEL_ESTE_U9_FO	Fuel Oil #6	16.4	14.5	1.0	0.4	0.9	0.9	1.0	1.3
SanFelipe	Fuel Oil #2	170.6	132.0	144.0	24.0	0.5	2.2	15.0	6.0
CESPM_1_FO	Fuel Oil #2	93.7	65.0	144.0	24.0	0.4	2.2	6.8	3.2
CESPM_2_FO	Fuel Oil #2	93.7	65.0	144.0	24.0	0.4	2.2	6.8	3.2
CESPM_3_FO	Fuel Oil #2	93.7	65.0	144.0	24.0	0.4	2.2	6.8	3.2
CEPP_1_U1	Fuel Oil #6	6.3	3.7	0.0	0.7	0.1	0.5	0.0	0.5
CEPP_1_U2	Fuel Oil #6	6.3	3.7	0.0	0.7	0.1	0.5	0.0	0.5
CEPP_1_U3	Fuel Oil #6	6.3	3.7	0.0	0.7	0.1	0.5	0.0	0.5
CEPP_2_U1	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U2	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U3	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U4	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U5	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U6	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U7	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U8	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.5
CEPP_2_U9	Fuel Oil #6	5.6	3.5	1.0	0.1	1.6	1.7	0.3	0.4
MetalDom	Fuel Oil #6	40.1	10.5	0.0	0.4	1.4	4.7	0.0	1.2
HainaTGas	Fuel Oil #2	99.8	60.0	1.0	6.1	9.0	6.4	0.0	5.3
PALAMARA_U1	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U2	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U3	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.4
PALAMARA_U4	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U5	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U6	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U7	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U8	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
PALAMARA_U9	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.4
PALAMARA_U10	Fuel Oil #6	10.0	9.0	1.0	0.2	0.7	2.0	0.6	0.5
LA_VEGA_U1	Fuel Oil #6	17.3	16.6	1.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.9
LA_VEGA_U2	Fuel Oil #6	17.3	16.6	1.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.9
LA_VEGA_U3	Fuel Oil #6	17.3	16.6	1.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.9
LA_VEGA_U4	Fuel Oil #6	17.3	16.6	1.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.9
LA_VEGA_U5	Fuel Oil #6	17.3	16.6	1.0	0.6	0.5	1.2	0.6	0.9
Pimentel_1	Fuel Oil #6	30.7	7.9	1.0	0.1	1.5	3.0	6.0	2.0
Pimentel_2	Fuel Oil #6	27.4	7.0	1.0	0.1	1.8	3.2	6.0	2.0
Pimentel_3	Fuel Oil #6	50.6	17.1	1.0	0.1	0.7	1.0	15.0	2.4
MonteRio	Fuel Oil #6	98.2	45.0	1.0	0.1	1.1	1.3	4.3	3.3

Nombre	Comb	Pmax	Pmin	Tmin On	Tmin Off	Rup	Rdown	CSFup	CPFup
IncaKM22	Fuel Oil #6	14.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bersal	Fuel Oil #6	24.9	6.0	1.0	0.2	2.0	5.0	0.0	0.8
RioSanJuan	Fuel Oil #2	2.0	1.9	1.0	0.2	0.1	0.4	0.0	0.0
PuntaCatalina_1	Carbón	376.0	188.0	96.0	72.0	7.5	7.5	0.0	0.0
PuntaCatalina_2	Carbón	376.0	188.0	96.0	72.0	7.5	7.5	0.0	0.0
SPBioEnergy	Eólica	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
QuilvioCabrera_I	Eólica	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LosCocos_I	Eólica	32.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LosCocos_II	Eólica	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Larimar	Eólica	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SolarMontePlata	Solar	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Nomenclatura:

- Nombre: Nombre de la central o unidad.
- Comb: Tipo de combustible o recurso primario.
- Pmax: Potencia máxima (MW).
- Pmin: Potencia mínima técnica (MW).
- Tmin On: Tiempo mínimo de operación (h).
- Tmin Off: Tiempo mínimo fuera de servicio (h).
- Rup: Gradiente máximo de subida (MW/min).
- Rdown: Gradiente máximo de bajada (MW/min).
- CSFup: Aporte al control secundario de frecuencia (MW).
- CPFup: Aporte al control primario de frecuencia (MW)

La siguiente tabla muestra una lista de parámetros adicionales que son necesarios para modelar la operación de las centrales hidroeléctricas.

Tabla 95: Lista de parámetros adicionales para representar las centrales hidroeléctricas

Nombre	Rendimiento	Generación	Vertimiento	Vmin	Vmax
Jigüey	0.94	Aguacate	Aguacate	17.5	127.3
Aguacate	1.71	Valdesia	Valdesia	2.8	4.3
Valdesia	0.61			23.4	130.2
LasBarías	1.00				
CH_ANONES	0.06				
CH_NIZAO_NAJAYO	0.07				
Jimenoa	1.88	Tavera	Tavera		
BAIGUAQUE	1.24				
Tavera	1.21	LopezAngostura		56.0	131.8
LopezAngostura	0.34			1.1	4.4
Moncion	1.13	MONCION_CONTRA_EMB	MONCION_CONTRA_EMB	22.3	330.1
MONCION_CONTRA_EMB	0.27			5.6	7.5
Sabaneta	0.56	DomingoRodriguez	DomingoRodriguez	4.6	63.2
DomingoRodriguez	0.40		Magueyal		
EL_SALTO	0.70	SabanaYegua	SabanaYegua		
Palomino	3.02	SabanaYegua	SabanaYegua	2.1	3.2
SabanaYegua	0.57	Magueyal	Magueyal	14.8	341.8
Magueyal	0.53		LosToros		
LosToros	0.88				
Pinalito	1.00	RioBlanco	RioBlanco	1.5	3.1
RioBlanco	2.27	Hatillo	Hatillo	0.2	0.8
AnianaVargas	0.33	Hatillo	Hatillo		
Hatillo	0.27			80.5	374.6
Rincon	0.34			12.2	59.3
LasDamas	2.67				
ROSA_JULIA	1.00				
BrazoDerecho	1.00				

Nomenclatura:

- Nombre: Nombre de la central.
- Rendimiento: Factor de conversión entre caudal (m³/s) y potencia eléctrica (MW).
- Generación: Central en serie hidráulica de generación.
- Vertimiento: Central en serie hidráulica de vertimientos.
- Vmin: Volumen mínimo embalse (MMC)
- Vmax: Volumen máximo embalse (MMC)

La siguiente tabla muestra los caudales promedios que fueron considerados para las simulaciones de corto plazo. Los caudales fueron estimados a partir de la información de generación histórica, rendimientos de las unidades y las conexiones en centrales que se describió en la tabla anterior.

Tabla 96: Caudales afluentes promedio expresados en m³/s

Central	Meses											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SabanaYegua	15.2	11.8	11.1	11.0	10.9	12.4	12.1	12.3	13.6	14.4	16.0	15.9
Valdesia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LasDamas	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	1.9	1.6	1.6	1.7	1.8	2.0	2.1
Rincon	7.2	6.6	6.7	8.6	12.0	10.5	7.9	6.8	5.9	5.1	8.3	8.2
Jimenoa	2.1	2.1	2.4	2.5	3.1	2.7	2.3	2.1	2.7	2.7	2.6	2.6
Hatillo	26.2	26.2	27.6	27.4	27.7	28.3	28.5	26.9	26.0	27.4	23.6	27.1
LopezAngostura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tavera	20.3	21.0	19.7	26.4	33.2	39.4	23.2	21.3	20.6	24.1	25.8	22.5
Jigüey	28.9	25.8	17.5	23.3	25.8	27.3	26.0	32.8	34.7	30.5	35.7	28.6
Aguacate	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RioBlanco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sabaneta	6.4	3.9	3.6	3.7	4.6	6.7	7.3	7.0	7.9	8.3	8.3	7.9
LosToros	7.0	6.0	5.2	4.6	5.2	5.3	5.7	5.4	5.3	5.6	5.5	6.4
Moncion	14.0	12.3	12.7	13.2	16.1	18.8	20.1	18.0	17.1	19.9	19.2	16.7
AnianaVargas	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.3
DomingoRodriguez	4.0	1.8	1.6	1.7	2.3	3.8	4.4	4.2	4.0	3.4	4.0	4.8
Pinalito	9.1	8.8	8.7	9.6	12.2	12.5	11.5	11.9	12.4	13.4	14.2	12.5
Palomino	2.1	2.2	1.9	2.0	3.1	3.4	2.8	2.8	4.2	5.0	4.4	3.6
Magueyal	1.2	1.2	1.0	1.0	1.0	1.5	1.4	1.2	1.6	2.5	1.9	1.3
LasBarias	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
BAIGUAQUE	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
MONCION_CONTRA_EMB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EL_SALTO	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
CH_ANONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CH_NIZAO_NAJAYO	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2
ROSA_JULIA	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2
BrazoDerecho	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3

La siguiente tabla muestra la asignación de centrales genéricas a las centrales modeladas en PCP en aquellos casos en donde fue necesario tener una unidad genérica asociada.

Tabla 97: Asignación de centrales genéricas a centrales PCP

Central genérica	Central PCP
------------------	-------------

LOS_MINA	LOS_MINA_5
	LOS_MINA_6
ESTRELLA_DEL_MAR_2	ESTRELLA_DEL_MAR_2_GN
	ESTRELLA_DEL_MAR_2_CFO_1 - 6
LosOrigenes	LosOrigenes_GN
	LOS_ORIGENES_FO_4-6
Itabo	Itabo_1, 2
QUISQUEYA	QUISQUEYA_1_U1-U12_GN
	QUISQUEYA_2_U1-U12_GN
	QUISQUEYA_1_U1-U12_FO
	QUISQUEYA_2_U1-U12_FO
SULTANA_DEL_ESTE	SULTANA_DEL_ESTE_U5-U9_GN
	SULTANA_DEL_ESTE_U5-U9_FO
CESPM	CESPM_1-3_GN
	CESPM_1-3_FO
CEPP	CEPP_1_U1-U3
	CEPP_2_U1-U9
PALAMARA	PALAMARA_U1-U10
LA_VEGA	LA_VEGA_U1-U5
Pimentel	Pimentel_1-3
PuntaCatalina	PuntaCatalina_1-2
EolKm15Azua	EolKm15Azua_2022, 2023, 2026, 2027, 2028, 2029
EolMontecristi	EolMontecristi_2023-2032
EolPPlata	EolPPlata_2022, 2023, 2026, 2028, 2029, 2031, 2032
GNL_Nor_1	GNL_Nor_1_2024, 2026, 2030
GNL_Nor_2	GNL_Nor_2_2026, 2028, 2030
GNL_Nor_3	GNL_Nor_3_2024, 2025, 2031, 2032
EolCCabral	EolCCabral_2022, 2023, 2026, 2031

La siguiente tabla muestra la asignación de centrales genéricas a los generadores en DigSilent, junto con los factores de participación utilizados para distribuir la generación en un punto de operación determinados.

Tabla 98: Asignación de centrales genéricas a generadores en DigSilent

Generador DigSilent	Central genérica	Pmax (MW)	Factor participación
G3AANDRM	AESAndres	1.12	0.00300812
G5AANDRV	AESAndres	121.32	0.38021474
G5AANDRG	AESAndres	196.803	0.61677714

G3AGUAC1	Aguacate	28.2352	0.51282054
G3AGUAC2	Aguacate	28.2352	0.48717946
N_WTG_AguaClara	AguaClara	0.9999	1
G3AVARG1	AnianaVargas	0.2997	0.51282051
G3AVARG2	AnianaVargas	0.2997	0.48717949
G3BAIGU2	Baiguaque	0.656	0.48648649
G3BAIGU1	Baiguaque	0.656	0.51351351
G3BARAHC	BarahonaCarbon	45.5855	1
G3BERSAL	Bersal	6.424	1
G3BDEREC	BrazoDerecho	2.628	1
N_PV_CanoaSolar	CanoaSolar	0.45	1
G3CEPP2	CEPP	6.4264	0.78285191
G3CEPP1	CEPP	6.24	0.21714809
G3CESPM3	CESPM	100.3	0.33333333
G3CESPM2	CESPM	100.3	0.33333333
G3CESPM1	CESPM	100.3	0.33333333
G3LANONE	CH_ANONES	0.1161	1
G3NNAJAY	CH_NIZAO_NAJAYO	0.351	1
G3DRODR2	DomingoRodriguez	2.4	0.5
G3DRODR1	DomingoRodriguez	2.4	0.5
G3ESALTO	EL_SALTO	0.72	1
N_WTG_EolCCabral	EolCCabral	0.9999	1
N_WTG_EolKm15Azua	EolKm15Azua	0.9999	1
N_WTG_EolMontecristi	EolMontecristi	0.9999	1
N_WTG_EolPPlata	EolPPlata	0.9999	1
G4EMAR2	ESTRELLA_DEL_MAR_2	10.776	0.12875039
G4EMAR1	ESTRELLA_DEL_MAR_2	10.776	0.17166721
G4EMAR21	ESTRELLA_DEL_MAR_2	18.14325	0.21677346
G4EMAR22	ESTRELLA_DEL_MAR_2	18.14325	0.21677346
G4EMAR23	ESTRELLA_DEL_MAR_2	8.8	0.03337265
G3PIMEN2	ESTRELLA_DEL_MAR_2	6.9696	0.10937023
G3PIMEN1	ESTRELLA_DEL_MAR_2	7.8568	0.1232926
GNL_Nor_1	GNL_Nor_1		1
GNL_Nor_2	GNL_Nor_2		1
GNL_Nor_3	GNL_Nor_3		1
GNL_Sur_1	GNL_Sur_1		1
GNL_Sur_2	GNL_Sur_2		1
GNL_Sur_3	GNL_Sur_3		1
N_WTG_Guanillo	Guanillo	0.9999	1
G3HAINA4	HainaTGas	84.8997	0.27234533
G3HAINA1	HainaTGas	54.8998	0.17611021

G3HAINA2	HainaTGas	54.8998	0.17611021
G3HAINAG	HainaTGas	100.3	0.37543425
G3HATILL	Hatillo	7.68	0.51617066
G3HATIL2	Hatillo	8.400001	0.48382934
G4IKM22	IncaKM22	4.3312	0.58758411
G5IKM22	IncaKM22	6.08	0.41241589
G3ITABO2	Itabo	132.005	0.5461306
G3ITABO1	Itabo	128.01	0.4538694
G3JIGUE2	Jigüey	49	0.5
G3JIGUE1	Jigüey	49	0.5
G3JIMENO	Jimenoa	8.82	1
G4LVEGA1	LA_VEGA	18.428	0.6
G4LVEGA2	LA_VEGA	18.428	0.4
G3PELARI	Larimar	3.3	1
G3LBARIA	LasBarias	0.9	1
G3LDAMAS	LasDamas	7.4997	1
G3LPLAC1	LasPlacetas	49.6	0.5
G3LPLAC2	LasPlacetas	49.6	0.5
G3LANGOS	LopezAngostura	18.4	1
G3LMINA6	LOS_MINA	104.55	0.34766872
G3LMINA5	LOS_MINA	98.4	0.2804255
G3LMINA7	LOS_MINA	130.5	0.37190577
G3JCOCOS	LosCocos_I	1.8	0.61417323
G3JCOCOSS	LosCocos_I	0.80952381	0.38582677
G3LCOCO2	LosCocos_II	2	1
N_WTG_LosGuzmancitos	LosGuzmancitos	0.9999	1
G4LOPPL1	LosOrigenes	8.432	0.44850394
G4LOPPL2	LosOrigenes	17.18	0.55149606
G3LTORO1	LosToros	4.725	0.52573323
G3LTORO2	LosToros	4.725	0.47426677
G3MAGUE2	Magueyal	1.512	0.52631579
G3MAGUE1	Magueyal	1.512	0.47368421
N_WTG_Matafongo	Matafongo	0.9999	1
N_PV_MCristiSolar	MCristiSolar	0.45	1
G3METALD	MetalDom	10.504	1
G3MONCI2	Moncion	24	0.5
G3MONCI1	Moncion	24	0.5
G3CEMON2	MONCION_CONTRA_E MB	1.44	0.5
G3CEMON1	MONCION_CONTRA_E MB	1.44	0.5
G4MRIO3	MonteRio	7.8064	0.30769231

G4MRIO2	MonteRio	7.8064	0.38461538
G4MRIO1	MonteRio	7.8064	0.30769231
G4PALAM3	PALAMARA	10.7664	0.4
G4PALAM2	PALAMARA	10.7664	0.2
G4PALAM1	PALAMARA	10.7664	0.4
G3PALOM1	Palomino	38.88	0.53850296
G3PALOM2	Palomino	38.88	0.46149704
G3PIMEN3	Pimentel	17.076	1
G3PINAL2	Pinalito	25.602	0.5
G3PINAL1	Pinalito	25.602	0.5
N_WTG_Pplatalmbert_Maimon	PPlatalmbert_Maimon	0.9999	1
G3PCATA1	PuntaCatalina	300	0.47368421
G3PCATA2	PuntaCatalina	300	0.52631579
G3QCABRE	QuilvioCabrera_I	1.65	1
G4QUIS11	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G4QUIS23	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G4QUIS21	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G4QUIS22	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G5QUISQ2	QUISQUEYA	20.3304	0.03930856
G4QUIS12	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G4QUIS13	QUISQUEYA	17.076	0.15356381
G5QUISQ1	QUISQUEYA	20.3304	0.03930856
G3RINCON	Rincon	10.104	1
G3RBLAN2	RioBlanco	12.75	0.46149704
G3RBLAN1	RioBlanco	12.75	0.53850296
G3RSJUAN	RioSanJuan	2	1
G3RJCruz	ROSA_JULIA	0.9	1
G3SYEGUA	SabanaYegua	12.8	1
G3SABANE	Sabaneta	6.36	1
G3SLORE1	SAN_LORENZO	42.7296	1
G3SPEDRV	SAN_PEDRO_TV	33.0003	1
G3SFELIG	SanFelipe	88.6704	0.41550817
G3SFELIV	SanFelipe	124.7319	0.58449183
G3MPSOLA	SolarMontePlata	0.035	1
G3SPBENE	SPBioEnergy	29.495	1
G4SESTE3	SULTANA_DEL_ESTE	16	0.26862398
G4SESTE1	SULTANA_DEL_ESTE	16	0.41792913
G4SESTE2	SULTANA_DEL_ESTE	16	0.31344689
G3TAVER2	Tavera	48	0.5
G3TAVER1	Tavera	48	0.5
G3VALDE2	Valdesia	25.5	0.5

G3VALDE1	Valdesia	25.5	0.5
N_PV_WCEnergyParkSolar	WCEnergyParkSolar	0.45	1

La siguiente tabla muestra la asociación de la demanda de PCP a las barras de consumo en DigSilent, junto con sus respectivos factores de participación.

Tabla 99: Asignación de consumo de DigSilent con la barra de consumo en PCP, incluyendo los factores de participación

Consumo DigSilent	Barra PCP asociada	Factor participación
ZAANDE-D1	AESAndres_138	1
ZAGU1K-D1	Aguacate_138	0.88495575
ZAGU2K-D1	Aguacate_138	0.11504425
ZAAMEF-D1	BChica_138	0.08005165
ZABRUF-D1	BChica_138	0.06240585
ZCATAF-D1	BChica_138	0.01205079
ZCCARF-D1	BChica_138	0.01032924
ZGUERF-D1	BChica_138	0.00258231
ZKVENF-D1	BChica_138	0.12287497
ZLCALF-D1	BChica_138	0.15558425
ZPCIBF-D1	BChica_138	0.01119002
ZXGRMF-D1	BChica_138	0.01226598
ZZAMEF-D1	BChica_138	0.05724123
ZZAMEF-D2	BChica_138	0.00365827
ZZGILF-D1	BChica_138	0.12911556
ZZMCAF-D1	BChica_138	0.03916505
ZBCHIE-D1	BChica_138	0.27824403
ZBCHIE-D2	BChica_138	0.0232408
ZAVA1K-D1	Bonao_138	0.00963948
ZBONAF-D1	Bonao_138	0.01889339
ZBPERF-D1	Bonao_138	0.18729516
ZRINCK-D1	Bonao_138	0.00963948
ZRNUEF-D1	Bonao_138	0.09128591
ZZDRIF-D1	Bonao_138	0.06429535
ZCORMF-D1	Bonao_138	0.00963948
ZLCBOF-D1	Bonao_138	0.00867553
ZLLAGF-D1	Bonao_138	0.06217467
ZMAIMF-D1	Bonao_138	0.04626952
ZPIN2K-D1	Bonao_138	0.00963948
ZRBL2K-D1	Bonao_138	0.00057837
ZFALCK-D1	Bonao_138	0.48197417
ZABARF-D1	CCabral_138	0.0017336

ZASOEF-D1	CCabral_138	0.05865357
ZBARAF-D2	CCabral_138	0.38803814
ZIBARF-D1	CCabral_138	0.02080324
ZLDAMK-D1	CCabral_138	0.00115574
ZLDAMK-D2	CCabral_138	0.11961861
ZNEYBF-D1	CCabral_138	0.23923721
ZSALIF-D1	CCabral_138	0.02195897
ZVNOBF-D1	CCabral_138	0.1144178
ZZBARF-D1	CCabral_138	0.00548974
ZBARCK-D1	CCabral_138	0.02889338
ZDAJAE-D1	Dajabon_138	1
ZDRODL-D1	DRodriguez	1
ZESEIE-D1	ElSeibo_138	1
ZEPINF-D1	EPina	1
ZPLM1K-D1	Guanito	0.02677376
ZPLM2K-D1	Guanito	0.13386881
ZGUA2F-D1	Guanito	0.13386881
ZSYEGK-D1	Guanito	0.00401606
ZVILLF-D1	Guanito	0.70147256
ZHIGUE-D1	Higüey_138	1
ZHMAYF-D1	HMayor	0.74137931
ZSMARF-D1	HMayor	0.25862069
ZJDOLE-D1	JDolio_138	0.76214405
ZJDOLE-D2	JDolio_138	0.11222781
ZJDOLE-D3	JDolio_138	0.12562814
ZJIG1K-D1	Jigüey_138	1
ZKQA1F-D1	km15Azua_138	0.21296953
ZABCOF-D1	km15Azua_138	0.06520198
ZAIAZF-D1	km15Azua_138	0.02799433
ZAZUAF-D1	km15Azua_138	0.46172927
ZCOCOF-D1	km15Azua_138	0.03118356
ZFNEGF-D1	km15Azua_138	0.03720765
ZLTO1K-D1	km15Azua_138	0.00035436
ZPLINF-D1	km15Azua_138	0.04075124
ZSJOCF-D1	km15Azua_138	0.12260808
ZCLUIE-D1	LaLuisa_138	1
ZGUAVF-D1	LaRomana_138	0.01120649
ZLROME-D1	LaRomana_138	0.17191226
ZLROME-D2	LaRomana_138	0.01168336
ZBENEF-D1	LaRomana_138	0.00691464
ZBLECF-D1	LaRomana_138	0.00214592

ZBVISF-D1	LaRomana_138	0.1349547
ZBVISF-D2	LaRomana_138	0.02241297
ZGUAYF-D1	LaRomana_138	0.01096805
ZHIGUF-D1	LaRomana_138	0.39437291
ZLRMAF-D1	LaRomana_138	0.21030043
ZLRMAF-D2	LaRomana_138	0
ZRCHAF-D1	LaRomana_138	0.02265141
ZRPELF-D1	LaRomana_138	0.00047687
ZLCOCE-D1	LCocos_138	0.6124031
ZLCOCK-D1	LCocos_138	0.3875969
ZLMFAF-D1	LMdFarfan	1
ZMAGUK-D1	Magueyal	1
ZCEMOK-D1	Moncion_138	0.00497512
ZMONCK-D1	Moncion_138	0.49751244
ZZMONK-D1	Moncion_138	0.49751244
ZMONTE-D1	Montecristi_138	1
WRSJUF-D1	Nagua_138	0.39875173
ZNAGUF-D1	Nagua_138	0.3814147
ZPAYIF-D1	Nagua_138	0.15048544
ZRJCRK-D1	Nagua_138	0.03467406
ZRSJUK-D1	Nagua_138	0.03467406
DPALBE-D1	Palenque_138	1
ZPVDCD-D1	PDVC_230	1
ZPIM1K-D1	Pimentel_138	0.28518519
ZPIM2K-D1	Pimentel_138	0.25185185
ZPIM3K-D1	Pimentel_138	0.46296296
ZCCOLF-D1	Pizarrete_138	0.03080715
ZAISCF-D1	Pizarrete_138	0.03080715
ZBANIF-D1	Pizarrete_138	0.23844732
ZBAPEF-D1	Pizarrete_138	0.35397412
ZGOYAF-D1	Pizarrete_138	0.01694393
ZICAEF-D1	Pizarrete_138	0.00184843
ZPIZDF-D1	Pizarrete_138	0.26648182
ZXLFAF-D1	Pizarrete_138	0.02988293
ZYAGUF-D1	Pizarrete_138	0.03080715
ZSFEGK-D1	PPlata_138	0.01748557
ZSFEVK-D1	PPlata_138	0.01748557
ZCEP1K-D1	PPlata_138	0.00472111
ZCEP2K-D1	PPlata_138	0.01346389
ZPP22E-D1	PPlata_138	0.11592936
ZPP22E-D2	PPlata_138	0.01189019

ZPPLAF-D1	PPlata_138	0.01748557
ZAISOF-D1	PPlata_138	0.03986711
ZAPPLF-D1	PPlata_138	0.0577024
ZAPPLF-D2	PPlata_138	0.0075188
ZCABAF-D1	PPlata_138	0.06189893
ZPDORF-D1	PPlata_138	0.04476307
ZPGARF-D1	PPlata_138	0.01119077
ZPELFD-D1	PPlata_138	0.06347264
ZSOSUF-D1	PPlata_138	0.12344816
ZSYASF-D1	PPlata_138	0.12851897
ZZGURF-D1	PPlata_138	0.00384683
ZIMBEF-D1	PPlata_138	0.19356531
ZZPPLF-D1	PPlata_138	0.06574576
ZQU11K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZQU12K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZQU13K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZQU21K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZQU22K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZQU23K-D1	Quisqueya_230	0.16666667
ZSALCE-D1	Salcedo_138	1
ZSAMAE-D1	Samana_138	1
ZSANCE-D1	Sanchez_138	0.54545455
ZCLFTE-D1	Sanchez_138	0.45454545
ZCANAE-D1	Santiago	0.08260917
ZLGALE-D1	Santiago	0.12869871
ZNIBAE-D1	Santiago	0.1435119
ZZSA1E-D1	Santiago	0.09199575
ZAHMIF-D1	Santiago	0.00366663
ZCONSF-D1	Santiago	0.01242988
ZCVEGF-D1	Santiago	0.00194331
ZERIOF-D1	Santiago	0.00366663
ZESALK-D1	Santiago	0.00366663
ZHJBOF-D1	Santiago	0.00223664
ZICNAF-D1	Santiago	0.00366663
ZJARAF-D1	Santiago	0.02390643
ZJIMEK-D1	Santiago	0.00011
ZLVE1K-D1	Santiago	0.00722326
ZLVE2K-D1	Santiago	0.00480329
ZLVEGF-D1	Santiago	0.04476955
ZLVPEF-D1	Santiago	0.05686943
ZMOCAF-D1	Santiago	0.06537601

ZPBAJF-D1	Santiago	0.00014667
ZTIREF-D1	Santiago	0.00164998
ZTROQF-D1	Santiago	0.00234664
ZTROQF-D2	Santiago	0.00289664
ZXINDF-D1	Santiago	0.00729659
ZZLVEF-D1	Santiago	0.01781982
ZZLVEF-D2	Santiago	0.00274997
ZMOCAE-D1	Santiago	0.05316614
ZBAI1K-D1	Santiago	0.00366663
ZLANGK-D1	Santiago	0.00022
ZNIBAE-D2	Santiago	0
ZTAV1K-D1	Santiago	0.00366663
ZTAV2K-D1	Santiago	0.00366663
ZTAVBE-D1	Santiago	0.01477652
ZCIPAF-D1	Santiago	0.00520661
ZDPEDF-D1	Santiago	0.03483299
ZELJIF-D1	Santiago	0.00065999
ZHMSAF-D1	Santiago	0.00252997
ZLGALE-D2	Santiago	0
ZMVCIF-D1	Santiago	0.00549995
ZPPRIF-D1	Santiago	0.0037033
ZUMEDF-D1	Santiago	0.00230998
ZVOLGF-D1	Santiago	0.02570308
ZZLICF-D1	Santiago	0.00014667
ZABISF-D1	Santiago	0.00157665
ZACIBF-D1	Santiago	0.0031533
ZAPFAF-D1	Santiago	0.00040333
ZAQUIF-D1	Santiago	3.6666E-05
ZBALDF-D1	Santiago	0.00179665
ZBDERK-D1	Santiago	0.00366663
ZCESPF-D1	Santiago	0.04506288
ZFOCHF-D1	Santiago	0.00022
ZFOLVF-D1	Santiago	0.00267664
ZHLINF-D1	Santiago	0.00025666
ZPIMCF-D1	Santiago	0.00212665
ZPPLIF-D1	Santiago	0.00069666
ZQUINF-D1	Santiago	0.01807649
ZSJMAF-D1	Santiago	0.01440986
ZXEANF-D1	Santiago	0.00073333
ZXNADF-D1	Santiago	0.02287977
ZZESPF-D1	Santiago	0.00040333

ZZISAF-D1	Santiago	0.00366663
ZZPISF-D1	Santiago	0.00234664
ZSCNOE-D1	SCristobal_138	1
ZBASIF-D1	SDomingo	0.00167619
ZINVIF-D1	SDomingo	0.02220125
ZADOMF-D1	SDomingo	0.00059943
ZBPOPF-D1	SDomingo	0.00096575
ZCBOHF-D1	SDomingo	0.00215352
ZCBOHF-D2	SDomingo	0
ZCOHEF-D1	SDomingo	0.02732974
ZGBOJF-D1	SDomingo	0.02610868
ZGHACF-D1	SDomingo	0.00042182
ZGHACF-D2	SDomingo	0.00046623
ZHNVAF-D1	SDomingo	0.02992729
ZLAFZF-D1	SDomingo	0.00965755
ZLDIAF-D1	SDomingo	0.00111006
ZMLTPF-D1	SDomingo	0.00581673
ZMLTPF-D2	SDomingo	0
ZOFALF-D1	SDomingo	3.3302E-05
ZPFLEF-D1	SDomingo	0.00114336
ZPHAIF-D1	SDomingo	0.00082145
ZREFIF-D1	SDomingo	0.00078814
ZSODOF-D1	SDomingo	0.00031082
ZTORGF-D1	SDomingo	0.00111006
ZXADOF-D1	SDomingo	0.00088805
ZXCB2F-D1	SDomingo	0.00111006
ZXCBAF-D1	SDomingo	0.00235333
ZXCODF-D1	SDomingo	0.00210912
ZXSADF-D1	SDomingo	0.00049953
ZXZNIF-D1	SDomingo	0.00035522
ZCNPEE-D1	SDomingo	0.02499861
ZEBRIE-D1	SDomingo	0.02586446
ZHNS1E-D1	SDomingo	0.03565521
ZLMI6E-D1	SDomingo	0.0018316
ZVDU1E-D1	SDomingo	0.01475273
ZMETBF-D1	SDomingo	0.01271022
ZMETRF-D1	SDomingo	0.00908031
ZEMBAE-D1	SDomingo	0.04475773
ZHAIGK-D1	SDomingo	0.00306377
ZHERRE-D1	SDomingo	0.00609424
ZLPRAE-D1	SDomingo	0.04897597

ZMATAE-D1	SDomingo	0.02445468
ZMETAK-D1	SDomingo	0.00777044
ZPARAE-D1	SDomingo	0.01879336
ZSLORK-D1	SDomingo	0.00111006
ZUASDE-D1	SDomingo	0.02687462
ZINVBF-D1	SDomingo	0.02220125
ZAORIF-D1	SDomingo	0.00398513
ZCAPOF-D1	SDomingo	0.04172726
ZDESPF-D1	SDomingo	0.02869512
ZDJAOF-D1	SDomingo	0.0194816
ZEM21K-D1	SDomingo	0.00027752
ZEM22K-D1	SDomingo	0.00032192
ZGPLAF-D1	SDomingo	0.00058833
ZGRCHF-D1	SDomingo	0.00025531
ZHNACF-D1	SDomingo	0.00235333
ZIISAF-D1	SDomingo	0.00214242
ZLCUAF-D1	SDomingo	0.01276572
ZLMINF-D1	SDomingo	0.01362047
ZMEGAF-D1	SDomingo	0.00119887
ZMOZAF-D1	SDomingo	0.0034745
ZMPLAF-D1	SDomingo	0.00844758
ZMPSOK-D1	SDomingo	0.00111006
ZMULTF-D2	SDomingo	0.00095465
ZMULTF-D3	SDomingo	0.00167619
ZSPERF-D1	SDomingo	0.02010324
ZTAMAF-D1	SDomingo	0.00187601
ZTEMPF-D1	SDomingo	0.00027752
ZYAMAF-D1	SDomingo	0.00560582
ZZSISF-D1	SDomingo	2.2201E-05
ZZSISF-D2	SDomingo	0.00450685
WITA1E-D1	SDomingo	0.00111006
ZPALAF-D1	SDomingo	0.01662874
ZCNPEE-D2	SDomingo	0.00096575
ZCNPEE-D3	SDomingo	0.00146528
ZCNPEE-D4	SDomingo	0.00052173
ZITA1K-D1	SDomingo	0.01145585
ZITA2K-D1	SDomingo	0.01465283
ZLISAE-D1	SDomingo	0.00111006
ZLMI7E-D1	SDomingo	0.00111006
ZLPRAE-D2	SDomingo	0.00113226
ZMATAE-D2	SDomingo	0

ZMETRF-D2	SDomingo	0
ZPAL1K-D1	SDomingo	0.00155409
ZUASDE-D2	SDomingo	0
ZVMELE-D1	SDomingo	0.02877283
ZAHIGF-D1	SDomingo	0.00028862
ZAHOBF-D1	SDomingo	0.01261031
ZAHONF-D1	SDomingo	0.01514126
ZALISF-D1	SDomingo	0.00039962
ZBAYOF-D1	SDomingo	0.00915802
ZBNVIF-D1	SDomingo	0.00223123
ZCBYNF-D1	SDomingo	0.00439585
ZCDAGF-D1	SDomingo	0.00041072
ZCINAF-D1	SDomingo	0.00134318
ZCPVCF-D1	SDomingo	0.00108786
ZCSATF-D1	SDomingo	0.00930233
ZCSATF-D2	SDomingo	0
ZGMALF-D1	SDomingo	0.00189821
ZGPETF-D1	SDomingo	0.00067714
ZGPETF-D2	SDomingo	0.00205362
ZGPETF-D3	SDomingo	0.00365211
ZHNUEF-D1	SDomingo	0.00520619
ZINCAF-D1	SDomingo	0.00503968
ZINCAK-D1	SDomingo	0.00055503
ZIPSIF-D1	SDomingo	0.00064384
ZKDMBF-D1	SDomingo	0.03375701
ZKDMEF-D1	SDomingo	0.03375701
ZKDMEF-D2	SDomingo	0.00064384
ZKDMEF-D3	SDomingo	0.03375701
ZMERCf-D1	SDomingo	0.00589443
ZNOVOF-D1	SDomingo	0.00220902
ZPDIVF-D1	SDomingo	0.00083255
ZPLASF-D1	SDomingo	0.00422934
ZRIERF-D1	SDomingo	8.8805E-05
ZVALTF-D1	SDomingo	0.00724871
ZXCARF-D1	SDomingo	0.00047733
ZZALCF-D1	SDomingo	0.01569629
ZZALCF-D2	SDomingo	3.3302E-05
ZZVALF-D1	SDomingo	2.2201E-05
ZBMATF-D1	SDomingo	0.00769273
ZMVIEF-D1	SDomingo	0.05156241
ZLUPEF-D1	SDomingo	0.00111006

ZCENOF-D1	SFM_138	0.08643457
ZCODAF-D1	SFM_138	0.07503001
ZECHIF-D1	SFM_138	0.38415366
ZZSFRF-D1	SFM_138	0.00030012
ZAPERF-D1	SFM_138	0.10834334
ZCOTUF-D1	SFM_138	0.2657563
ZCOTUF-D2	SFM_138	0
ZGRSFF-D1	SFM_138	0.007503
ZHAT2K-D1	SFM_138	0.015006
ZHATIK-D1	SFM_138	0.00060024
ZPIMEF-D1	SFM_138	0.05687275
ZSABAK-D1	SJuan	0.00249169
ZSABAK-D2	SJuan	0.08056478
ZSJUAF-D1	SJuan	0.91694352
ZCAYAF-D1	SPM_138	0.03455425
ZCSULF-D1	SPM_138	0.0422944
ZHHIGF-D1	SPM_138	0.00691085
ZSPEVK-D1	SPM_138	0.0138217
ZXCIGF-D1	SPM_138	0.05583967
ZXDDBRF-D1	SPM_138	0.01022806
ZZSPAF-D1	SPM_138	0.170698
ZZSPCF-D1	SPM_138	0.00234969
ZZSPMF-D1	SPM_138	0.0138217
ZSPMAF-D1	SPM_138	0.23994471
ZCEMEE-D1	SPM_138	0.28002764
ZICCOK-D1	SPM_138	0.0276434
ZLORIK-D1	SPM_138	0.0138217
ZSES1K-D1	SPM_138	0.01078093
ZSPBEE-D1	SPM_138	0.0276434
ZSPM2E-D1	SPM_138	0.0496199
ZSRODE-D1	SRodriguez_138	1
ZVALDE-D1	Valdesia_138	0
ZVALDE-D2	Valdesia_138	1
ZVMAOE-D1	VMao_138	1

8.3 Resultados dinámicos escenario ERNC 2018, S5

8.3.1 Resultados dinámicos punto de operación PO2: máxima participación de ERNC

Falla 1: cortocircuito en S/E Cruce de Cabral

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Cruce de Cabral, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2.

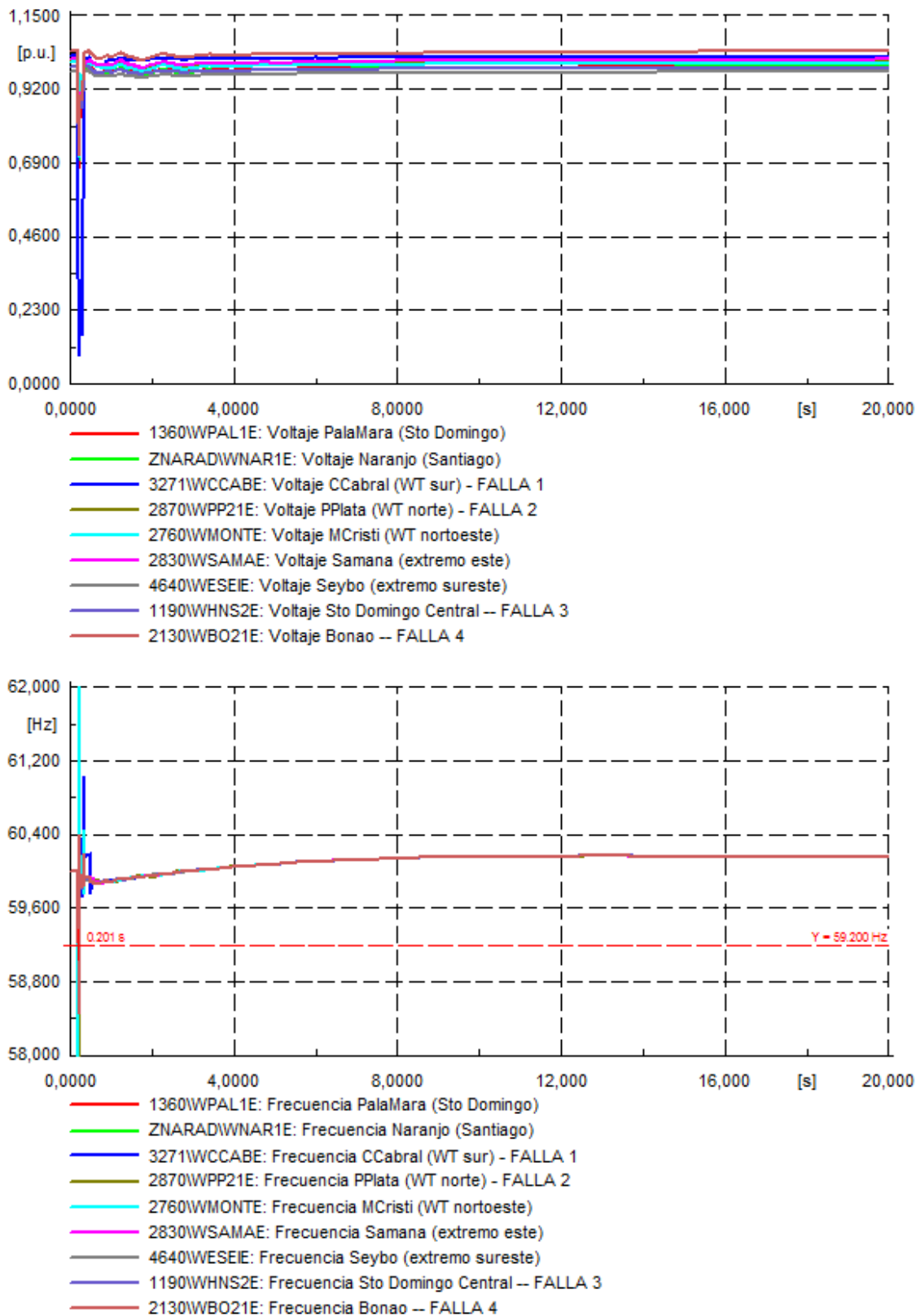


Figura 149: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO2: máxima participación de ERNC.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

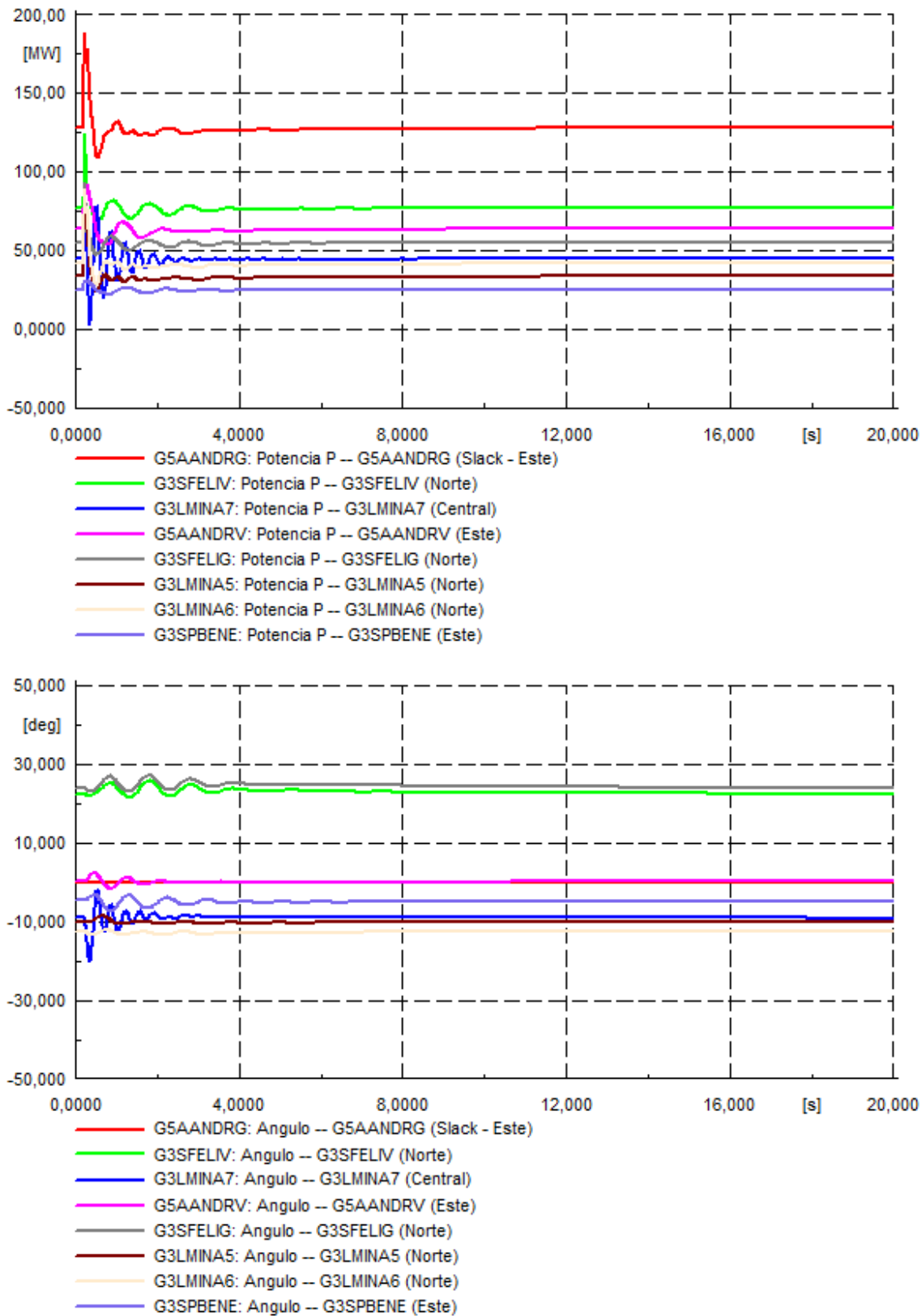


Figura 150: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO2: máxima participación de ERNC.

Falla 2: cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Puerto Plata 2, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe.

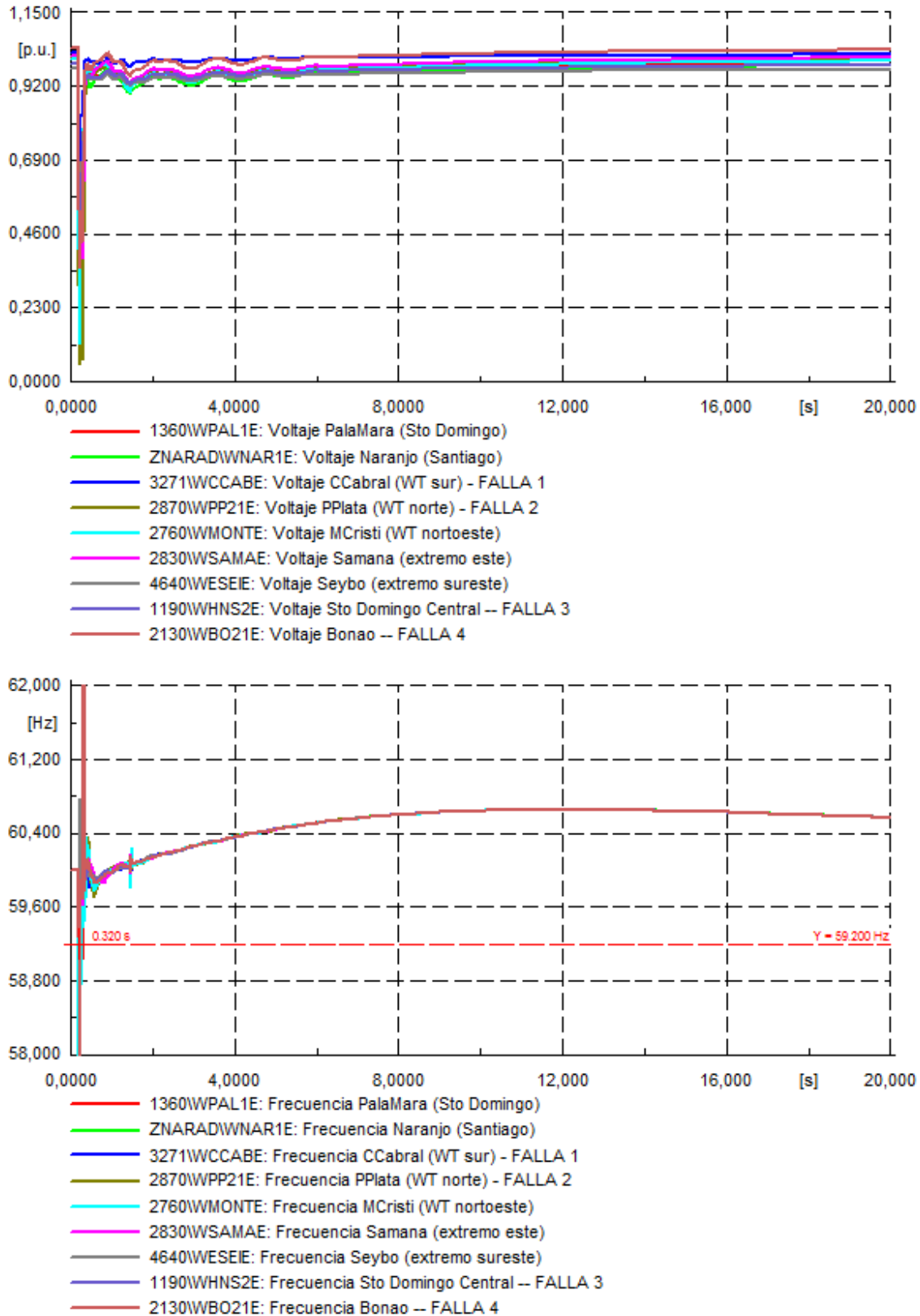


Figura 151: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO2: máxima participación de ERNC.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

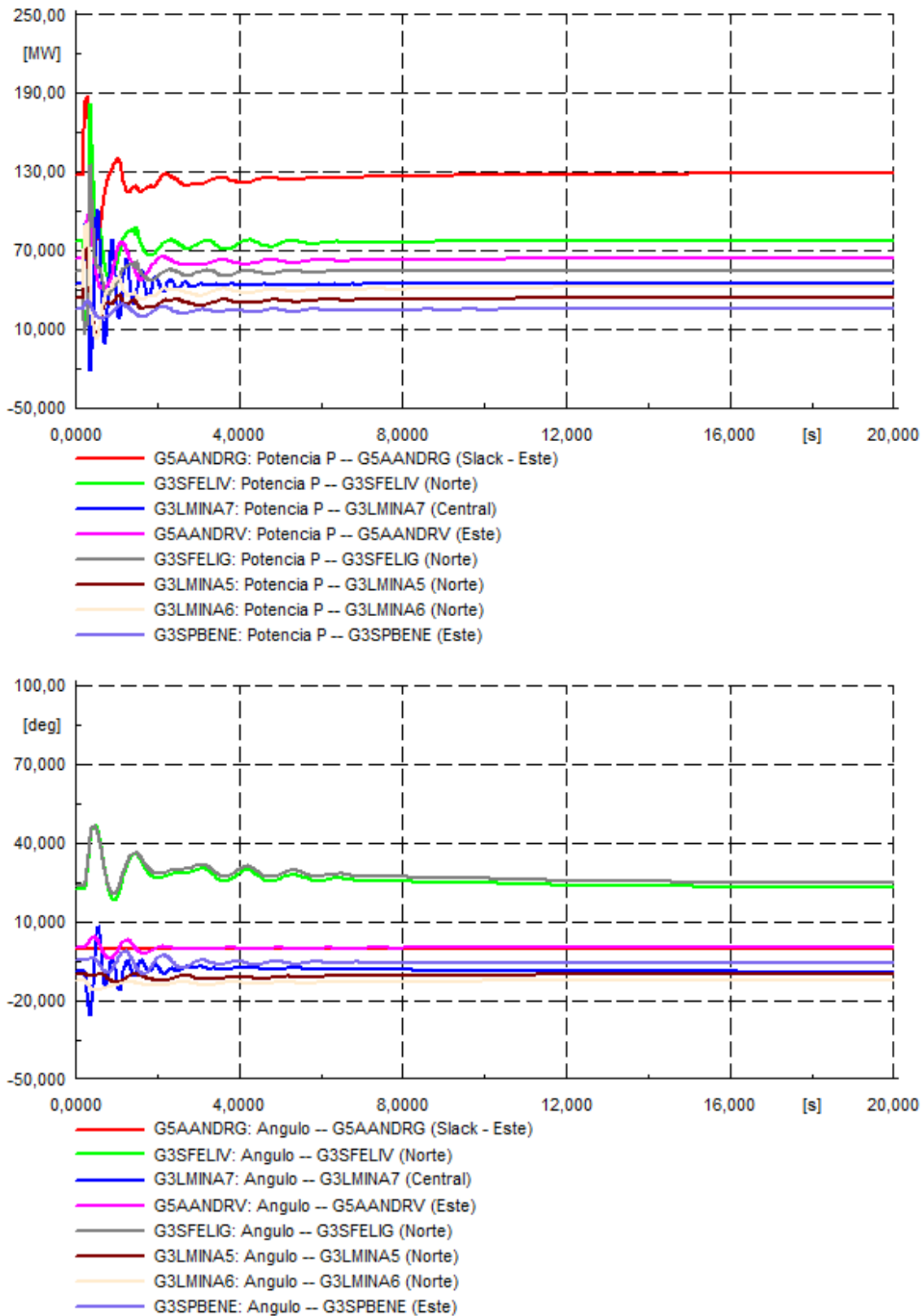


Figura 152: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO2: máxima participación de ERNC.

Falla 3: cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Palamara.

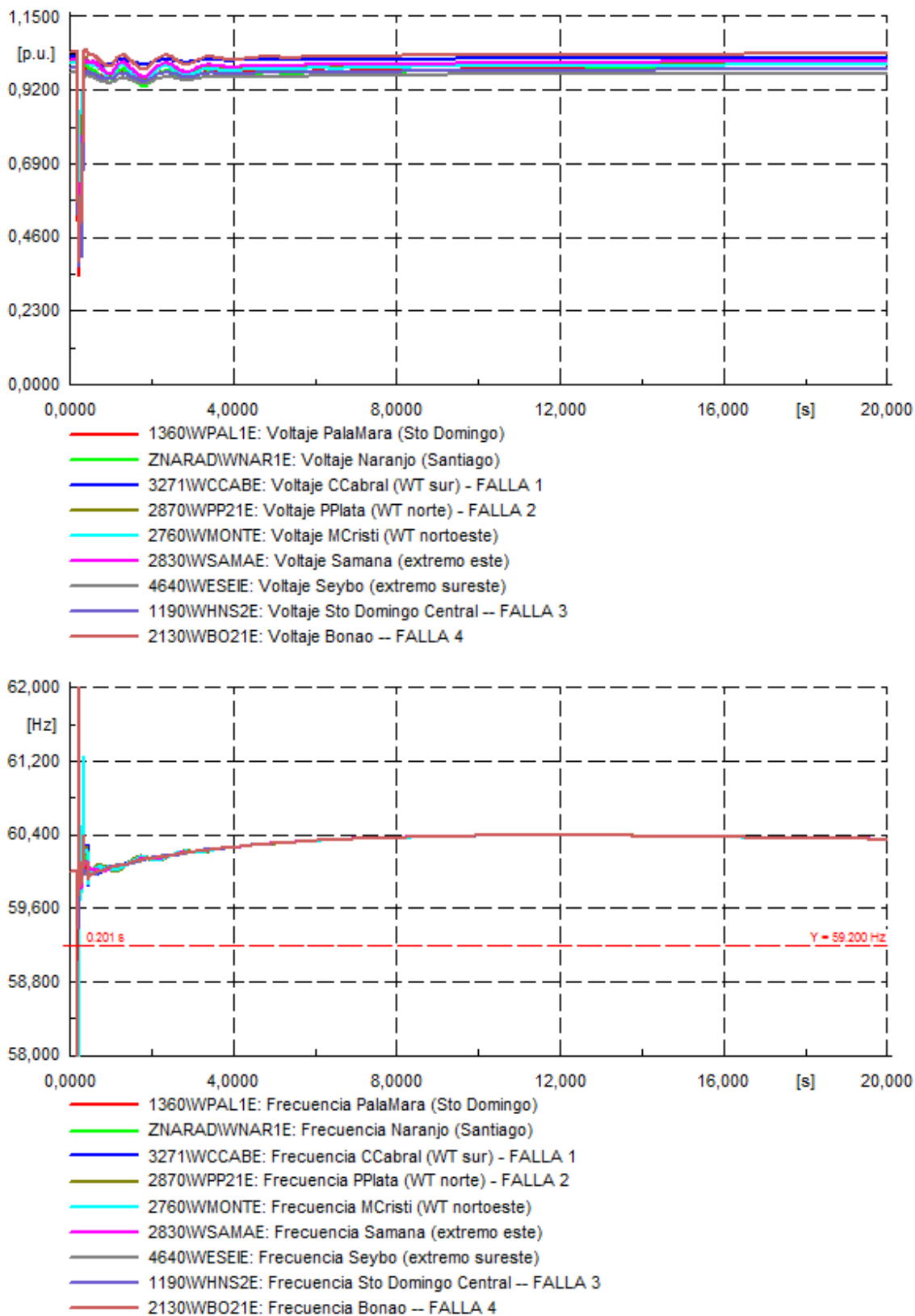


Figura 153: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO2: máxima participación de ERNC.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

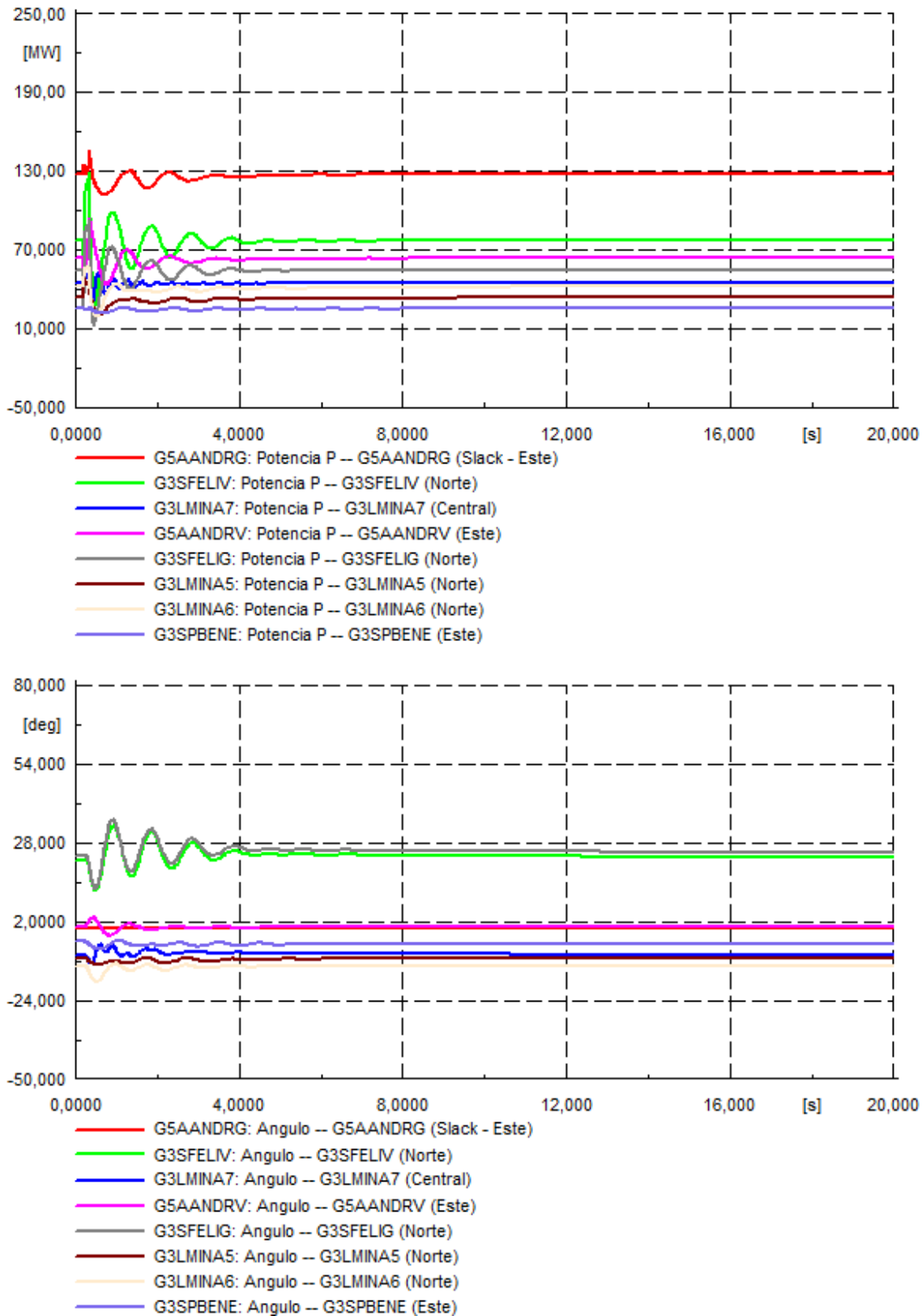


Figura 154: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3ϕ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO2: máxima participación de ERNC.

Falla 4: cortocircuito en S/E Bonao 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonao, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara.

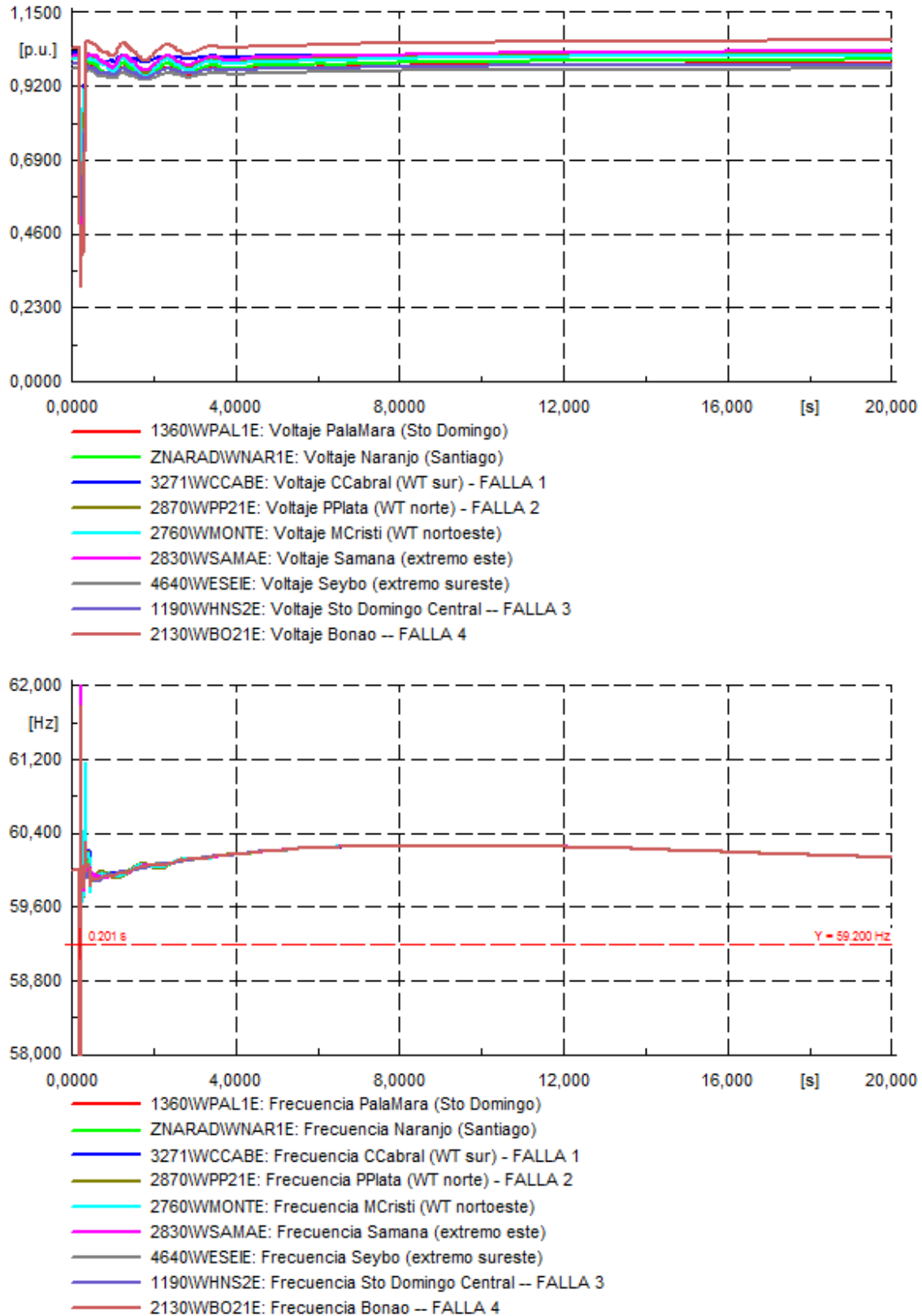


Figura 155: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO2: máxima participación de ERNC.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

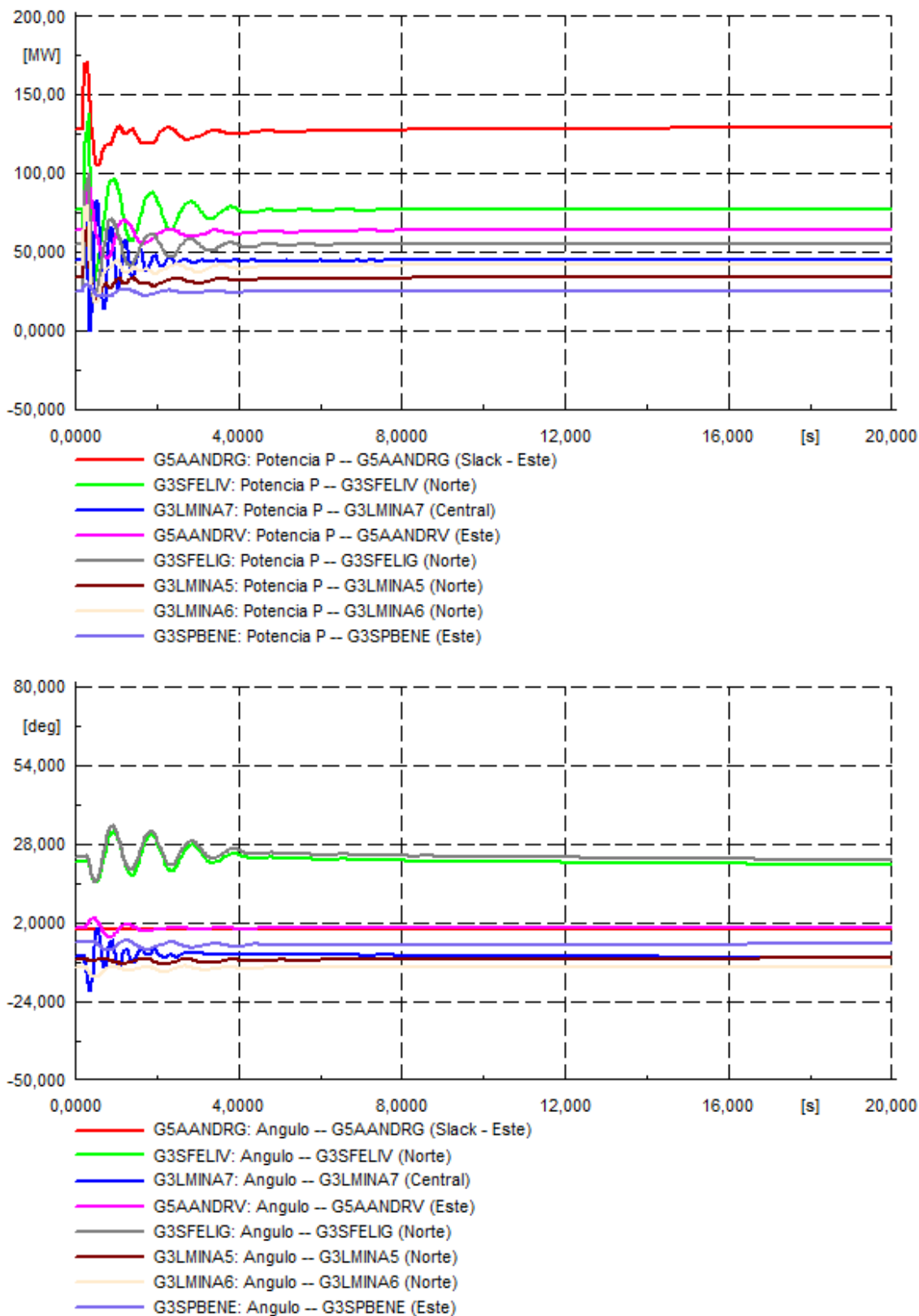


Figura 156: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO2: máxima participación de ERNC.

Falla 5: desconexión intempestiva de unidad de generación G5AANDRV

Las siguientes figuras ilustran el efecto en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema frente a la desconexión intempestiva de la unidad 5 de AESAndres (G5AANDRV). En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 57,03 MW en el sistema.

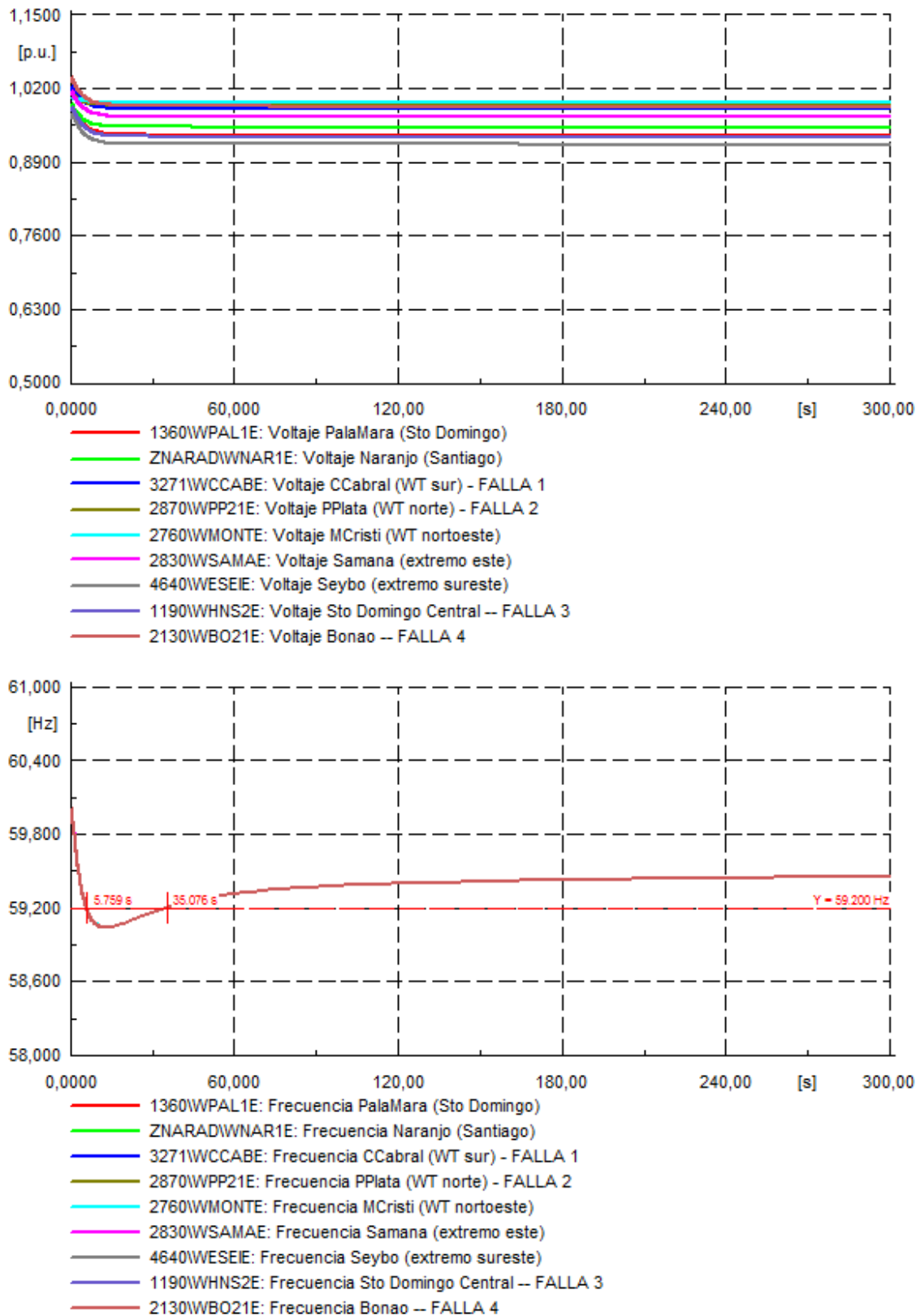


Figura 157: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO2: máxima participación de ERNC.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

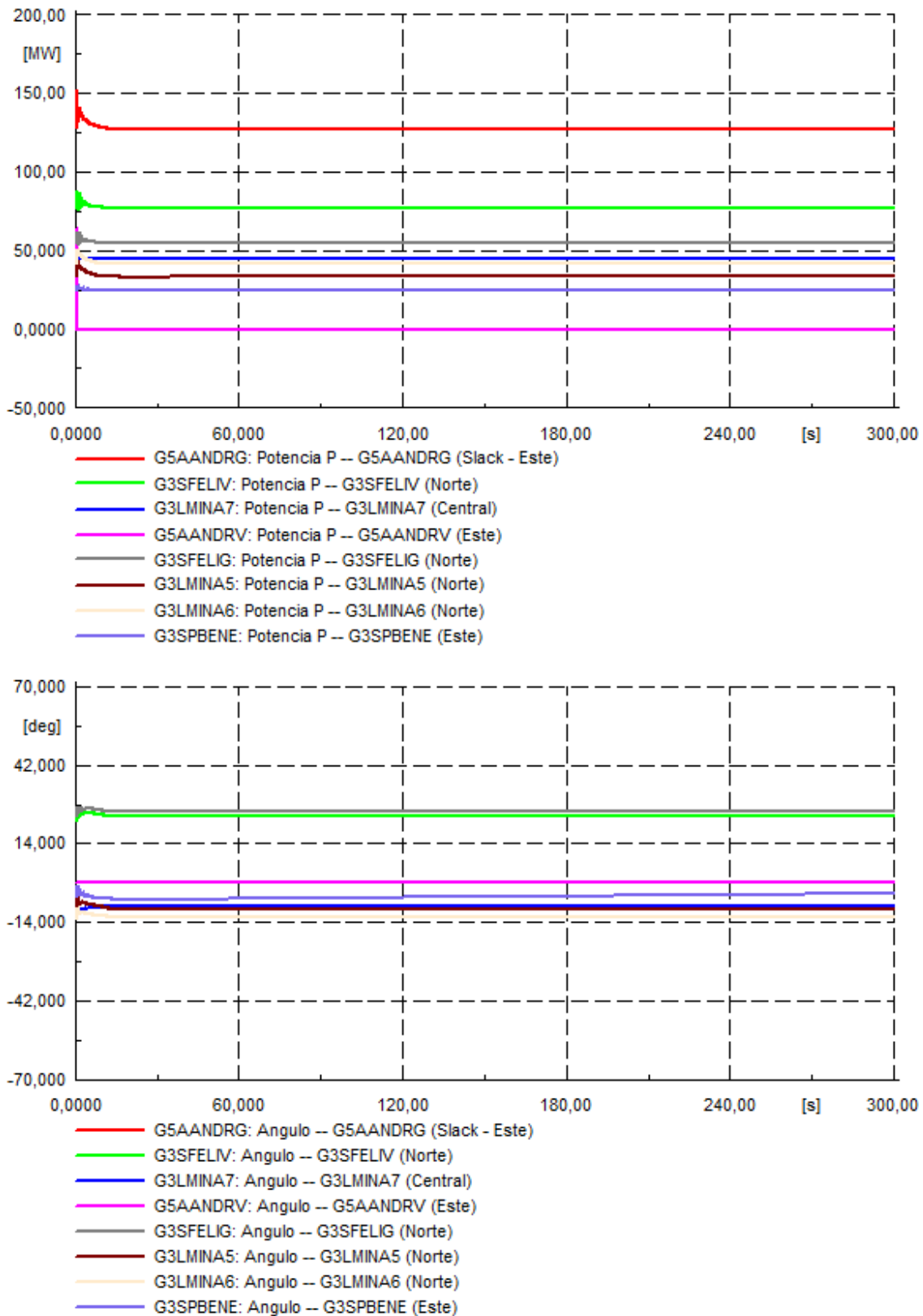


Figura 158: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO2: máxima participación de ERNC.

8.3.2 Resultados dinámicos punto de operación PO3: mínima inercia

Falla 1: cortocircuito en S/E Cruce de Cabral

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Cruce de Cabral, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2.

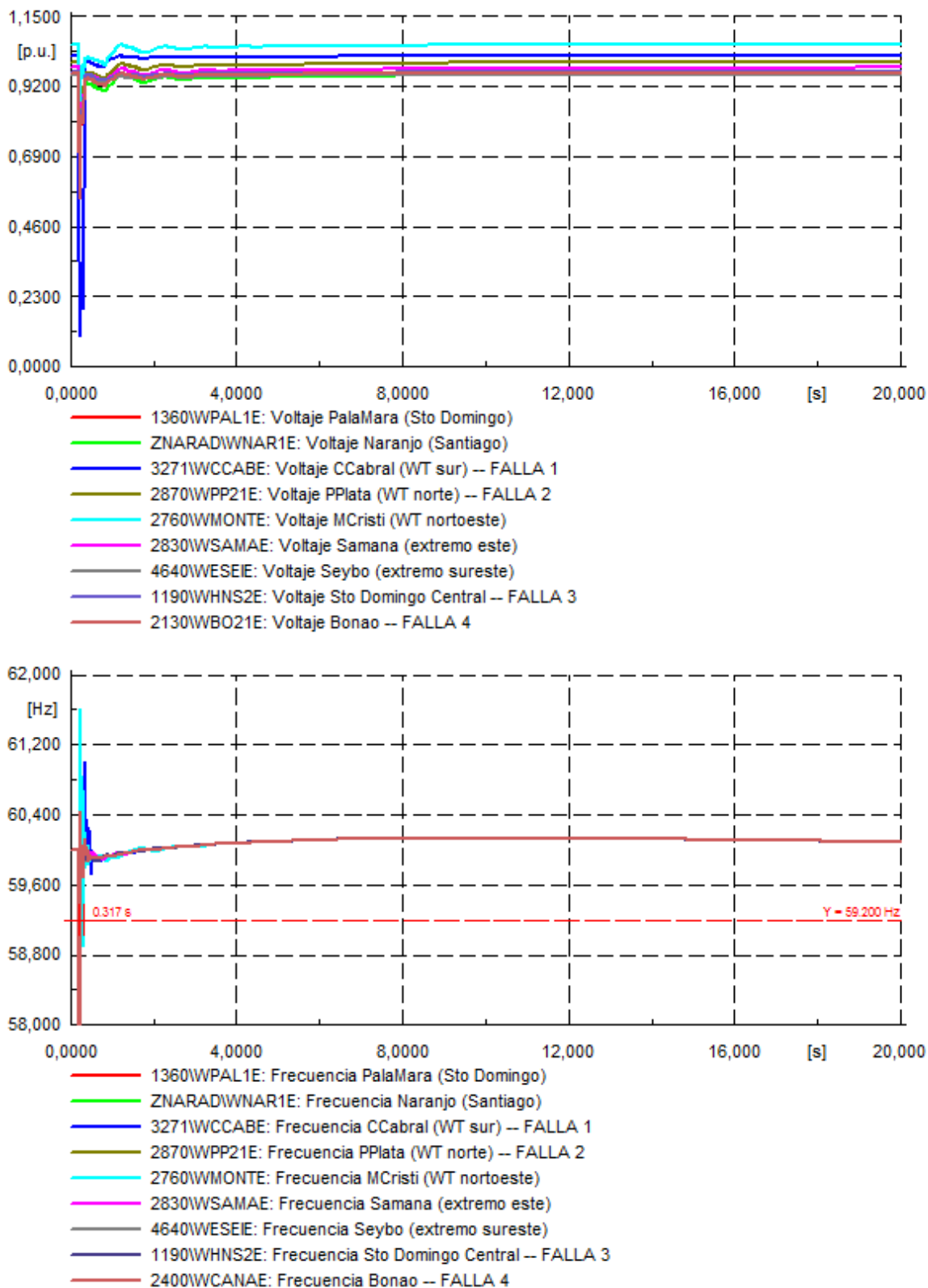


Figura 159: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO3: mínima inercia.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

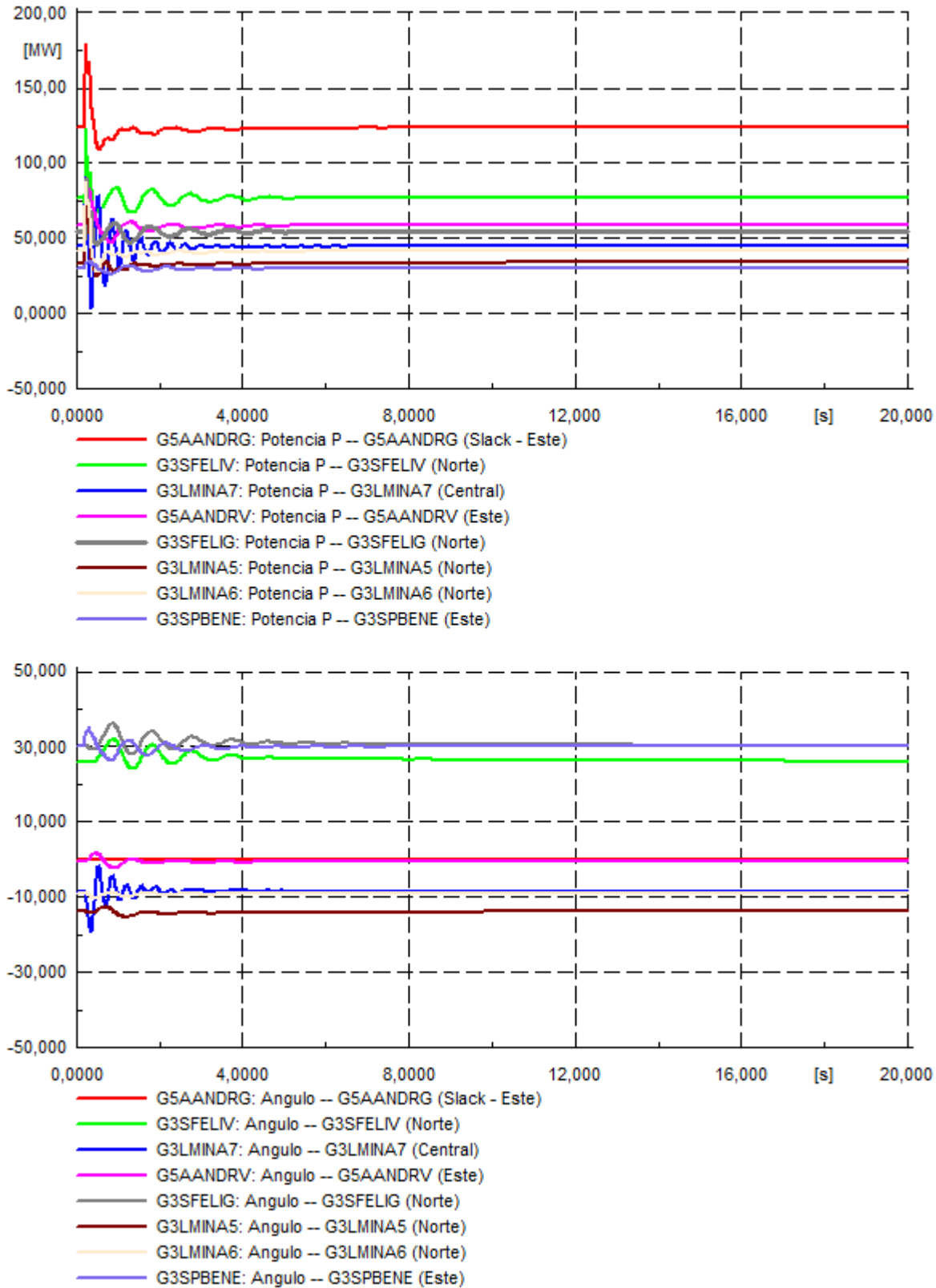


Figura 160: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Cruce de Cabral – Cruce de Cabral 2, PO3: mínima inercia.

Falla 2: cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Puerto Plata 2, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe.

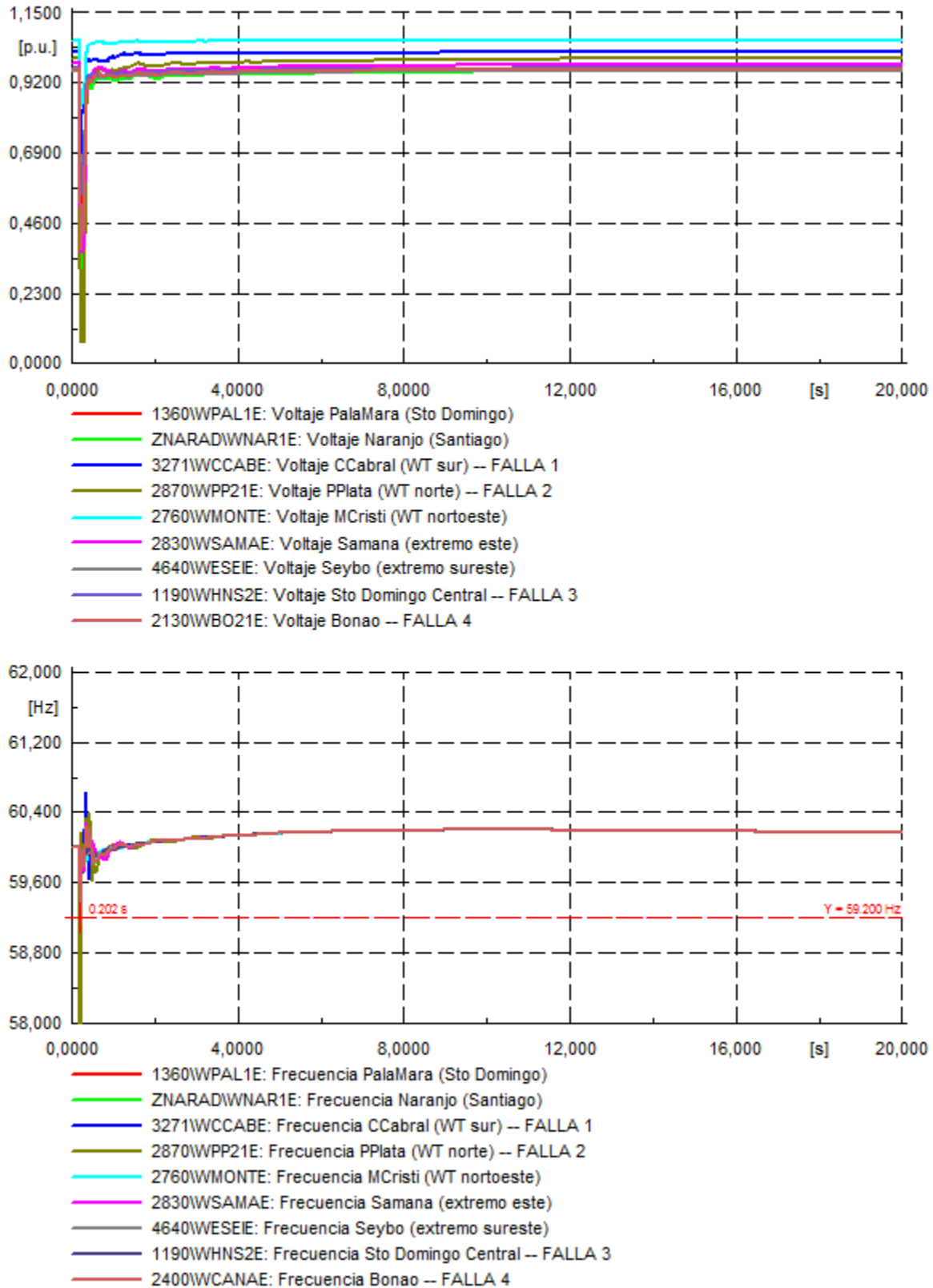


Figura 161: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO3: mínima inercia.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

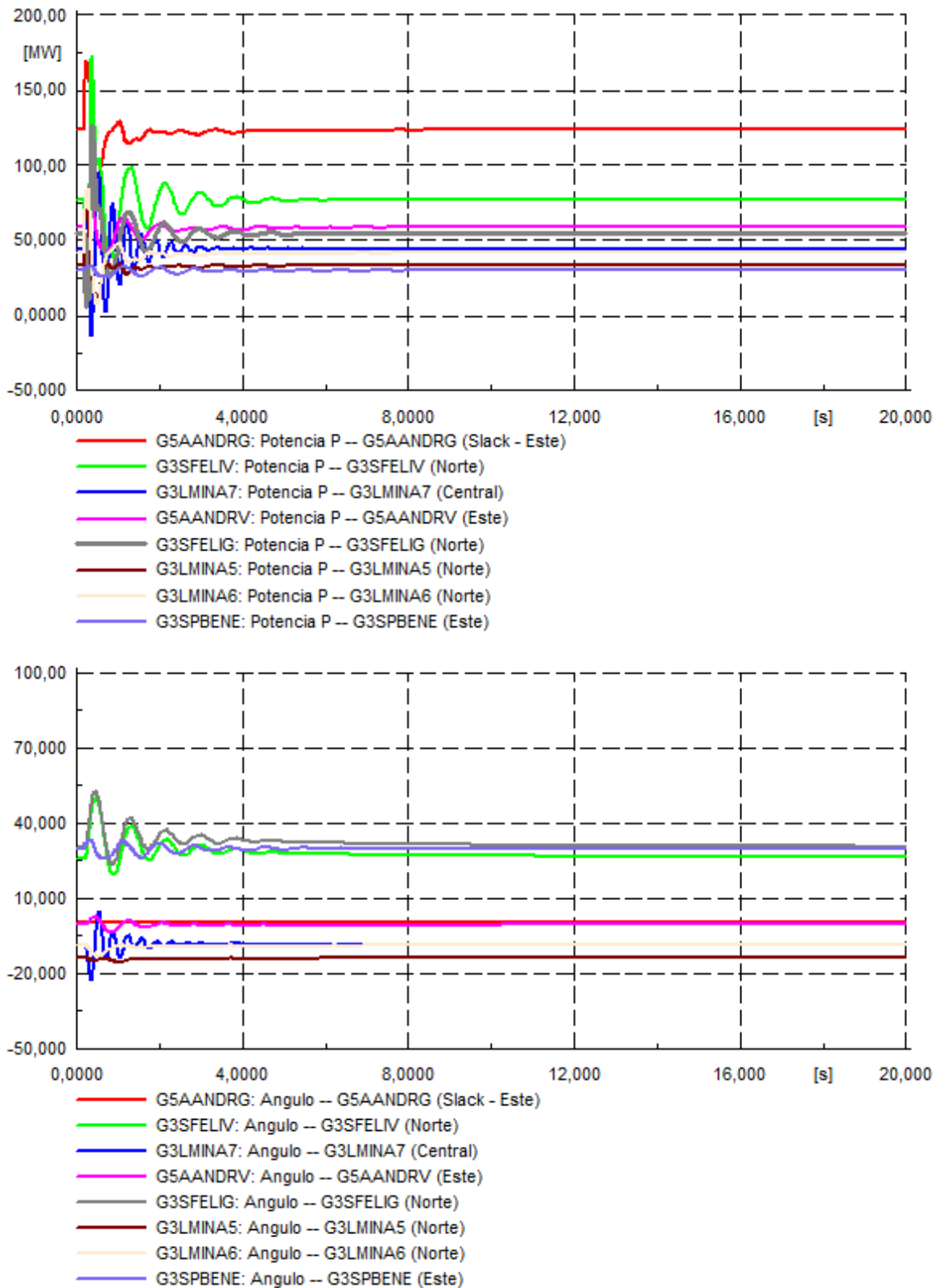


Figura 162: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea Puerto Plata 2– San Felipe, PO3: mínima inercia.

Falla 3: cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Palamara.

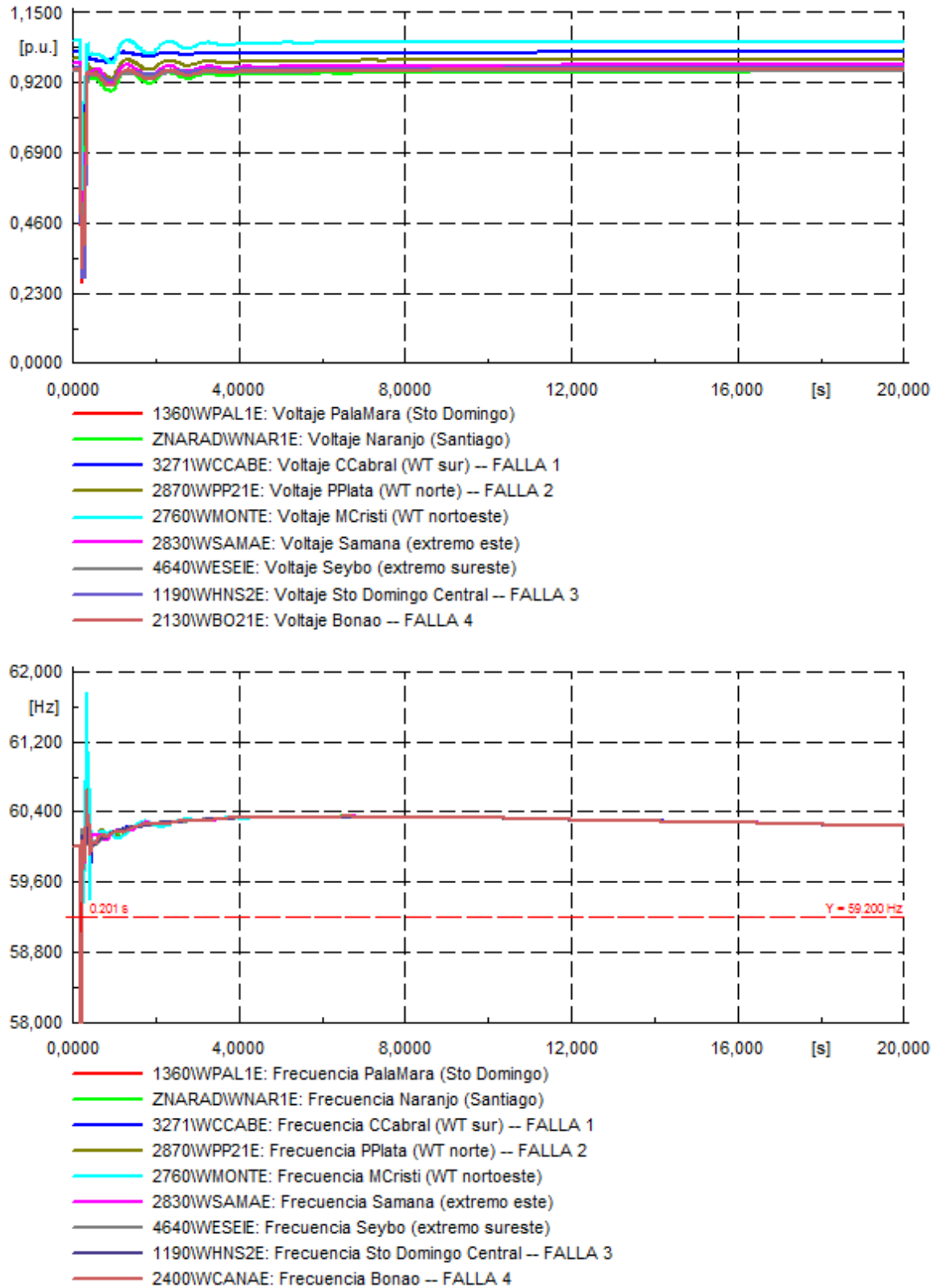


Figura 163: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3ϕ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO3: mínima inercia.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

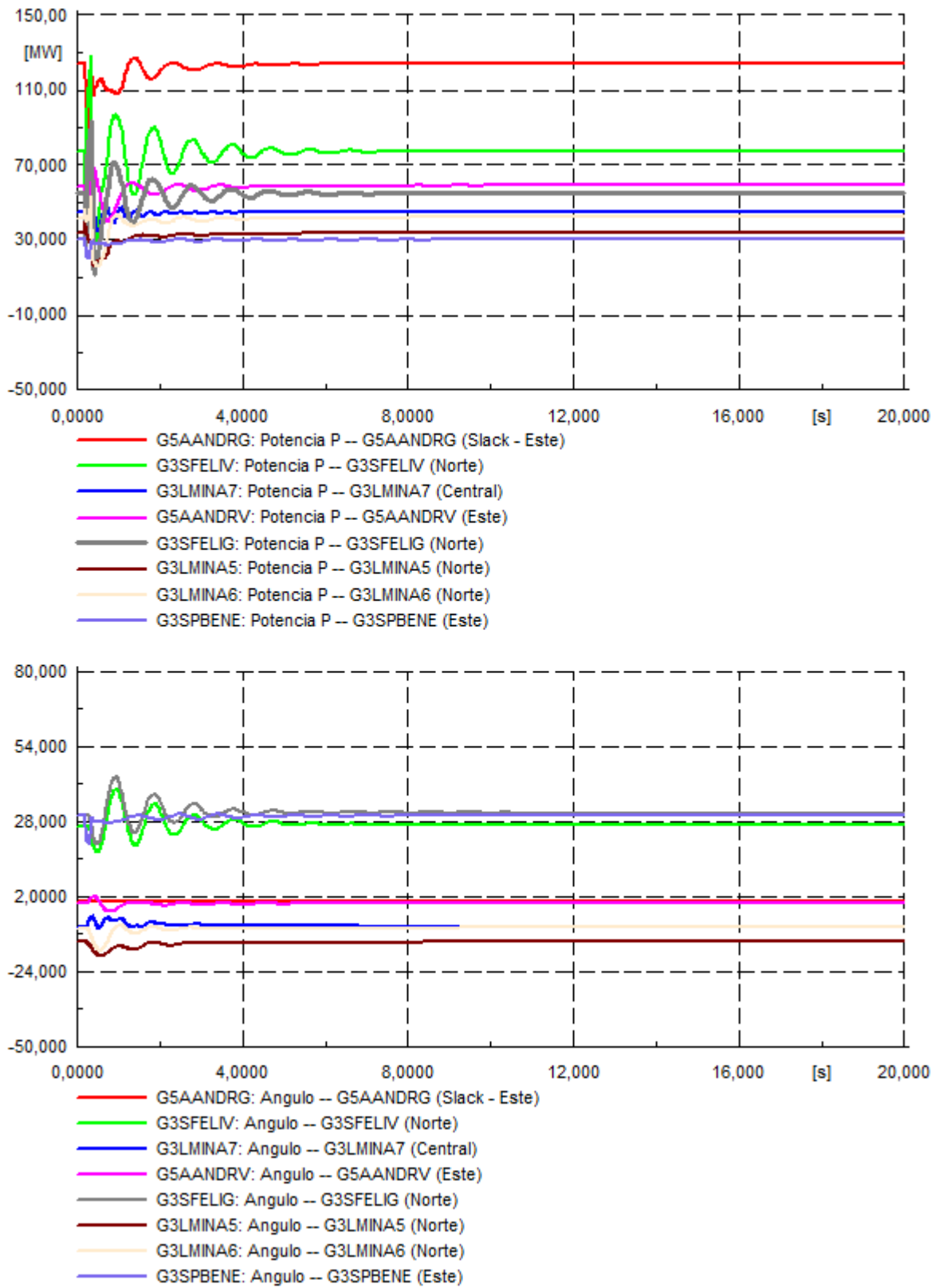


Figura 164: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Hainamosa – Palamara, PO3: mínima inercia.

Falla 4: cortocircuito en S/E Bonaó 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el efecto del cortocircuito en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonaó, concretamente en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonaó – Palamara.

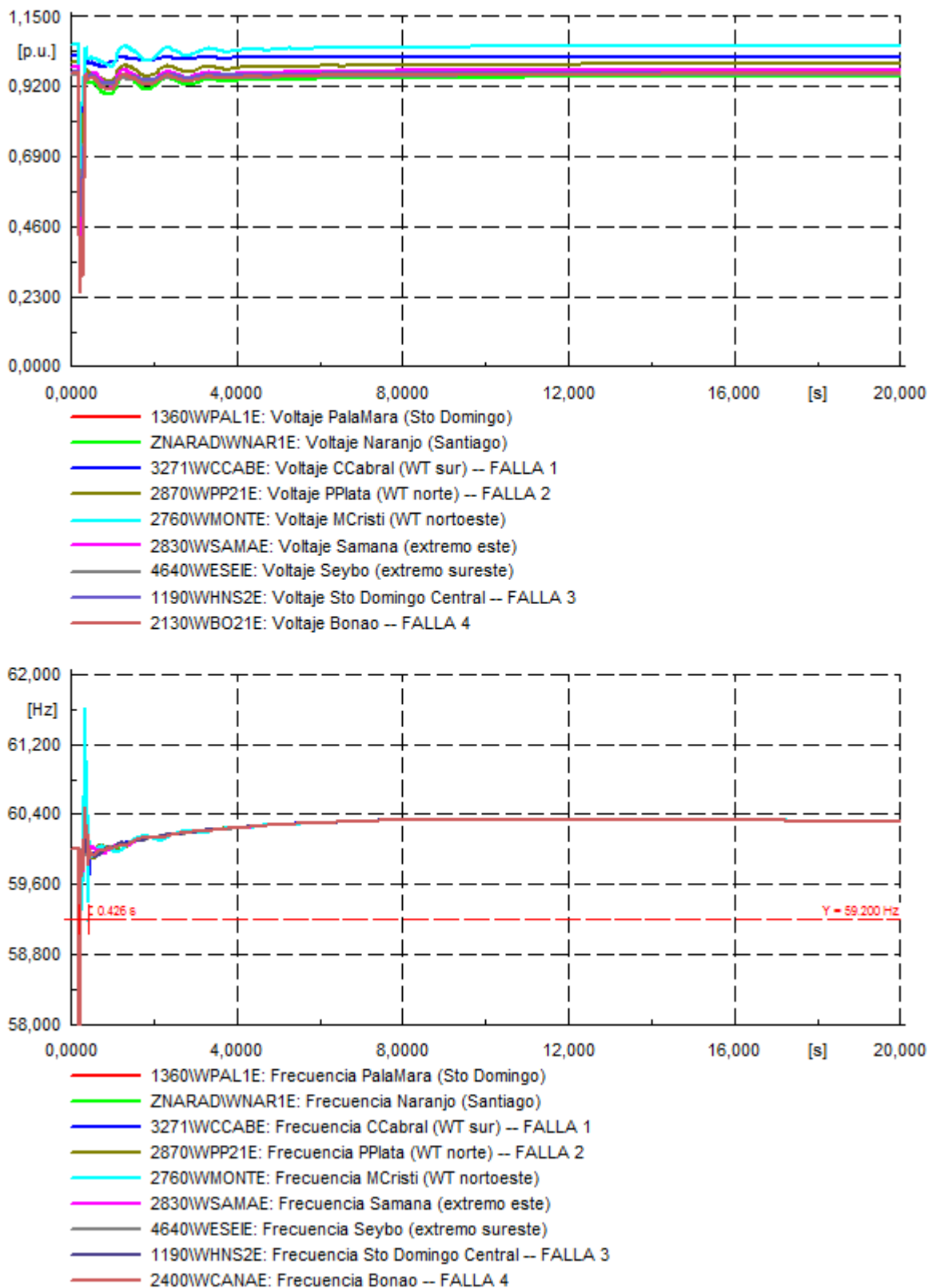


Figura 165: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO3: mínima inercia.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

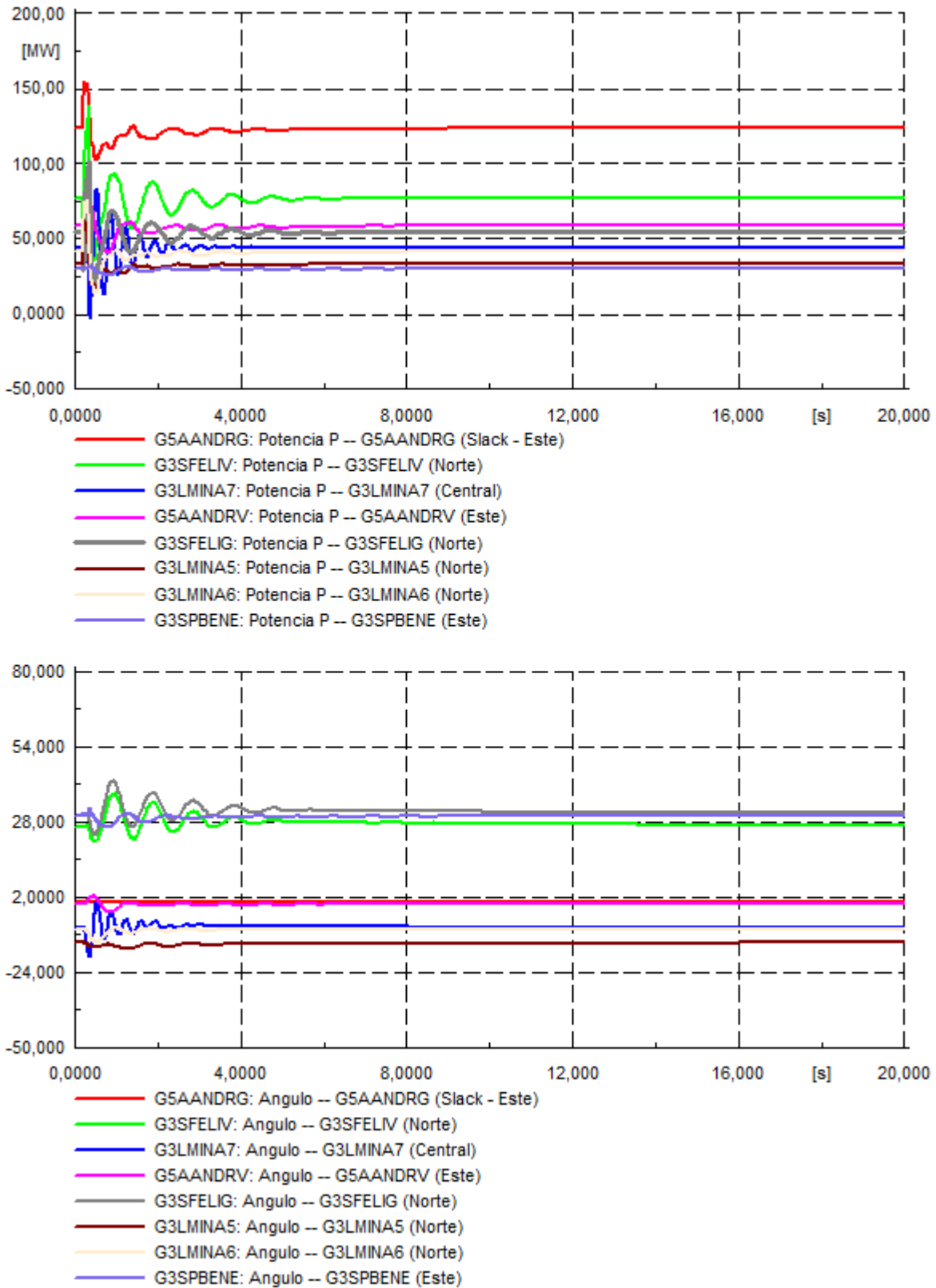


Figura 166: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea Bonao – Palamara, PO3: mínima inercia.

Falla 5: desconexión intempestiva de unidad de generación G3CESPM1

Las siguientes figuras ilustran el efecto en la tensión y en la frecuencia de varias barras del sistema frente a la desconexión intempestiva de la unidad G3CESPM1. En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 65,0 MW en el sistema.

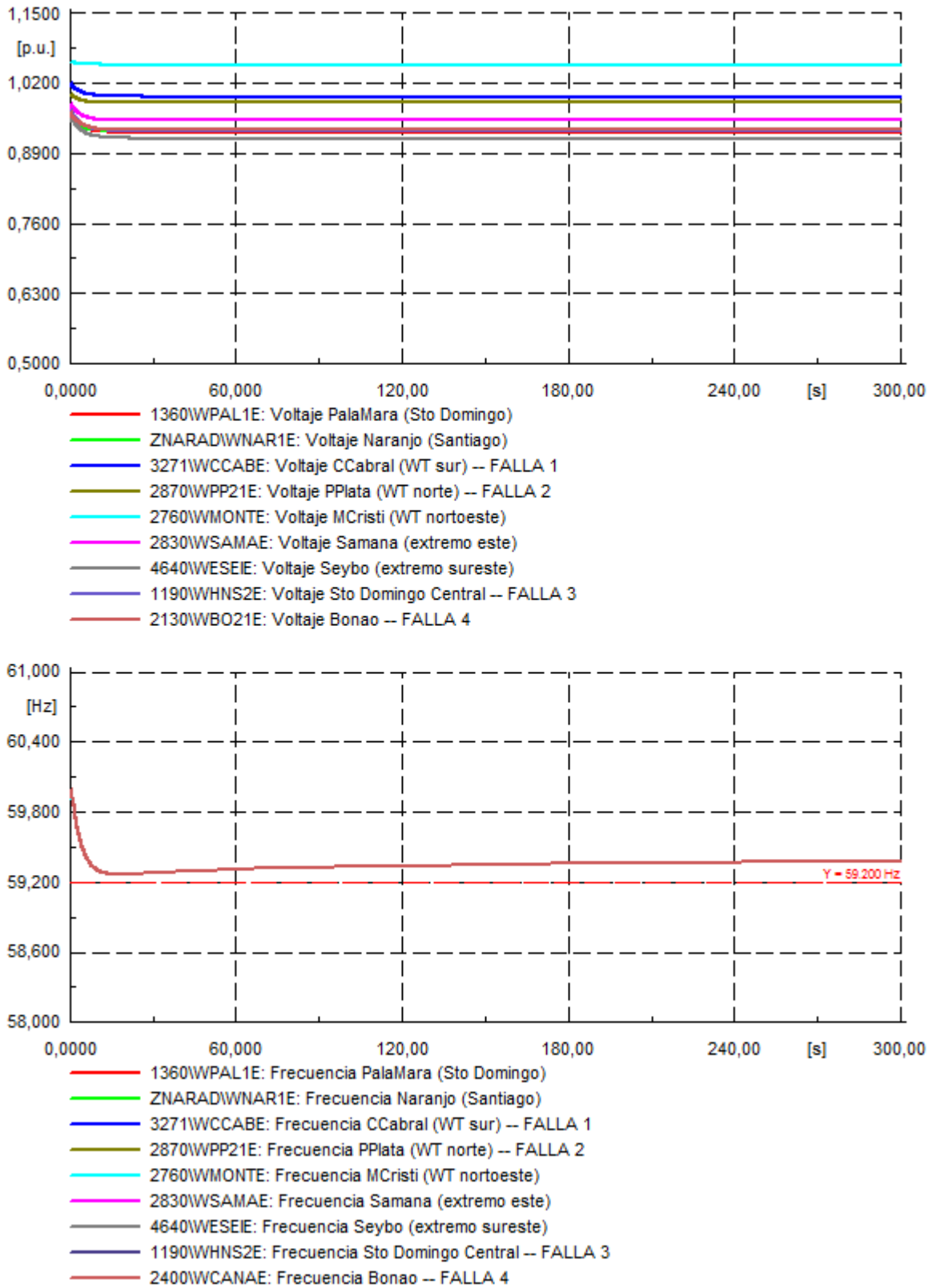


Figura 167: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO3: mínima inercia.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones pronunciadas después de despejada la falla, aunque estas logran amortiguarse en el tiempo por lo que el sistema resulta estable.

La siguiente figura ilustra el efecto de la falla en la potencia activa y en los ángulos de generadores seleccionados. De la figura se ve que el transitorio experimentado por el enlace después del cortocircuito dura alrededor de 5 segundos.

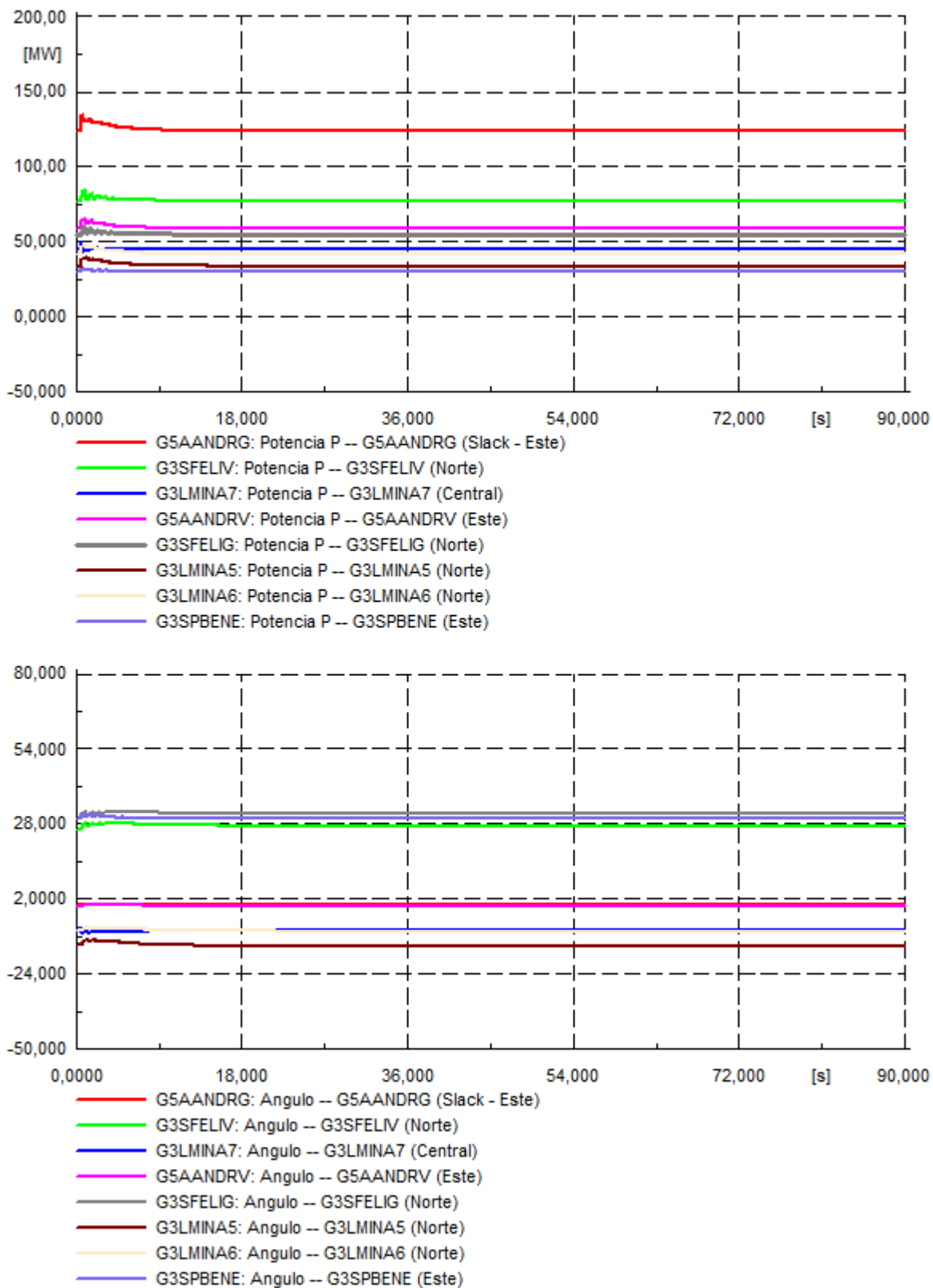


Figura 168: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G5AANDRV, PO3: mínima inercia.

8.4 Resultados dinámicos escenario Meta ERNC 2030

8.4.1 Resultados dinámicos punto de operación PO5: máximo aporte ERNC

Falla 1: Cortocircuito en S/E Kilómetro 15 de Azua

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

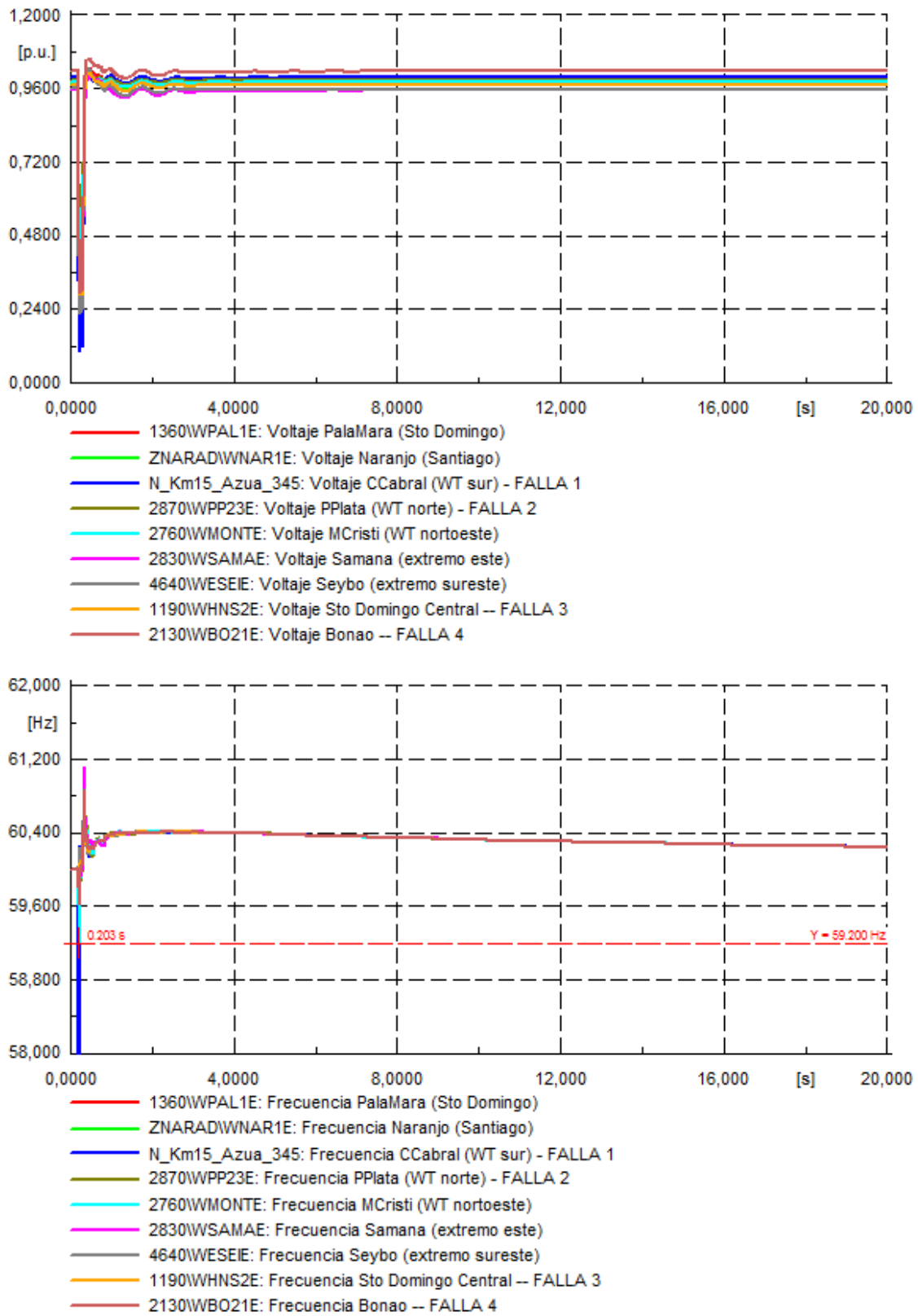


Figura 169: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

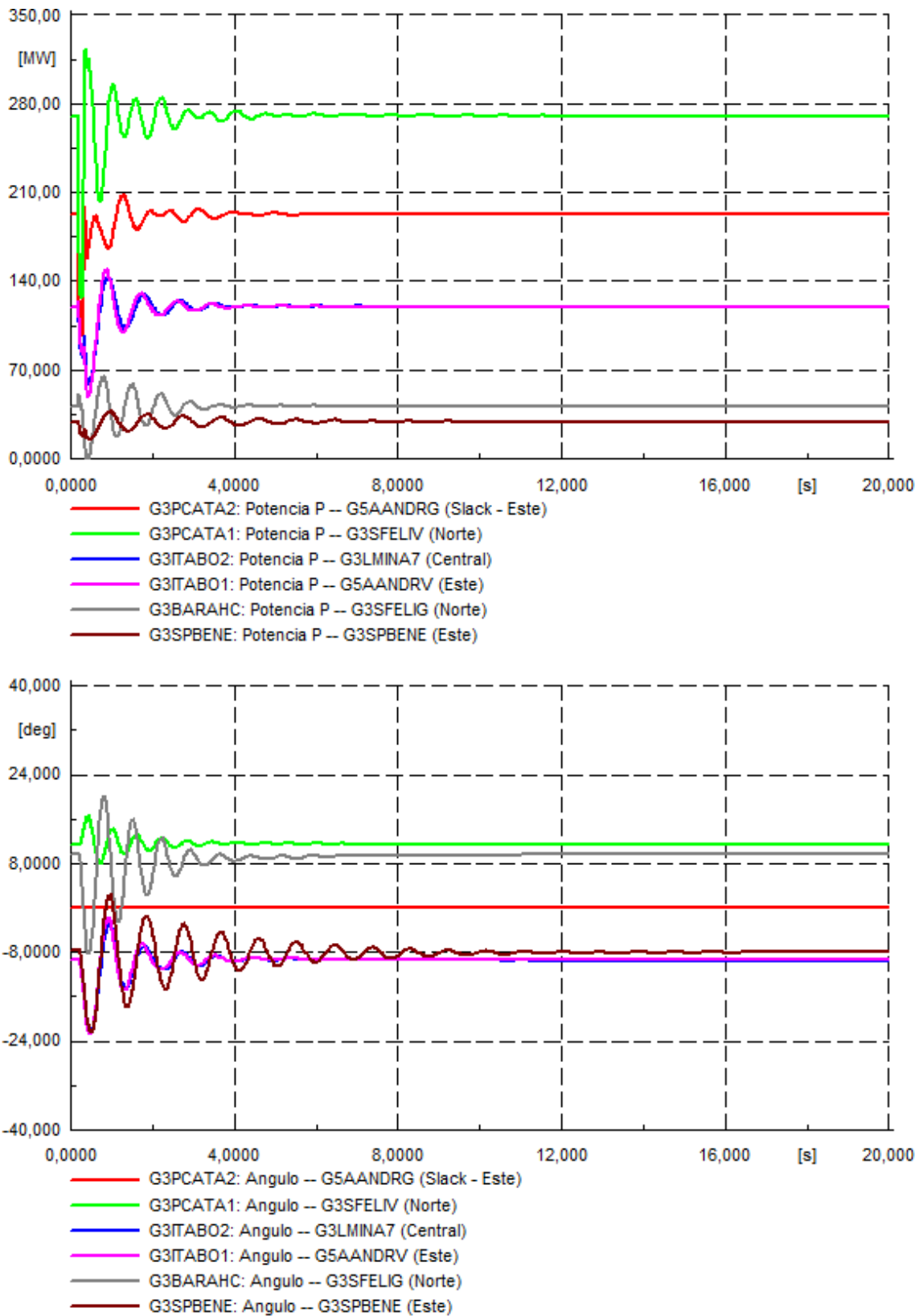


Figura 170: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 345 kV Kilómetro 15 Azua – Julio Sauri, POS: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla. Estas oscilaciones se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 15 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 2: Cortocircuito en S/E Puerto Plata 2

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

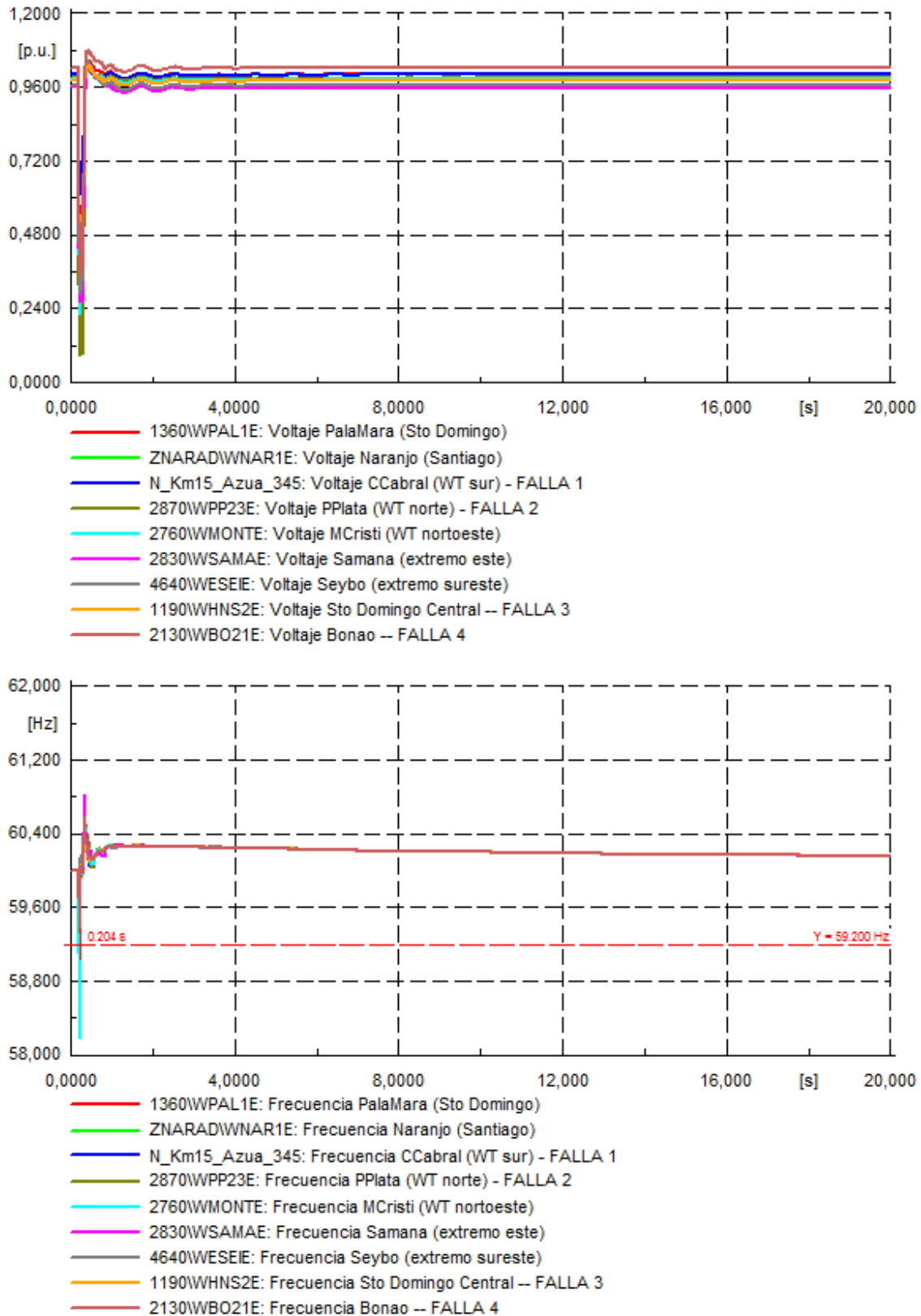


Figura 171: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

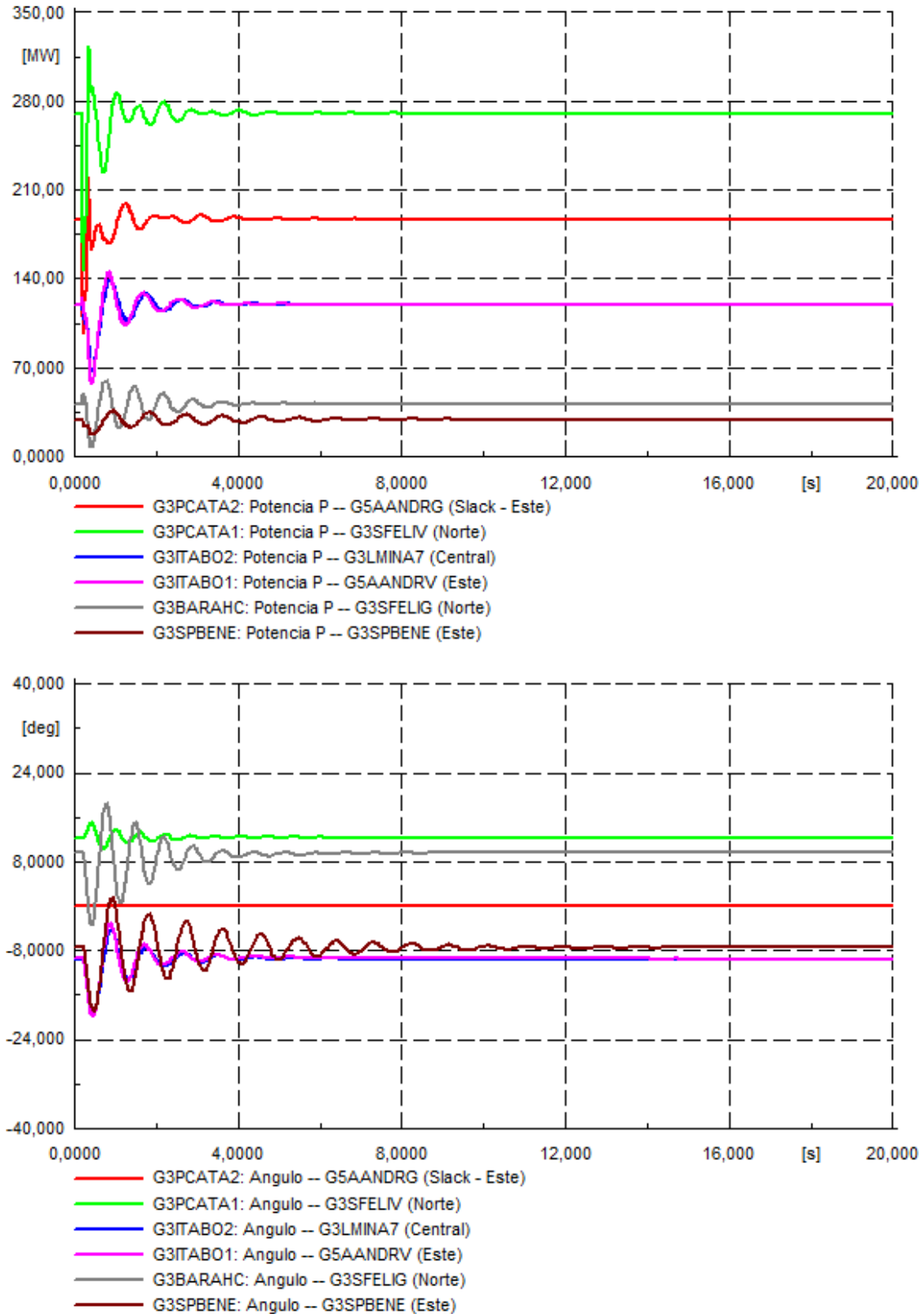


Figura 172: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Puerto Plata 2 – San Felipe, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de pocos segundos. El sistema alcanza un nuevo punto de operación llegando al régimen permanente aproximadamente después de 10 segundos por lo que el sistema resulta estable.

Falla 3: Cortocircuito en S/E Hainamosa 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Hainamosa, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

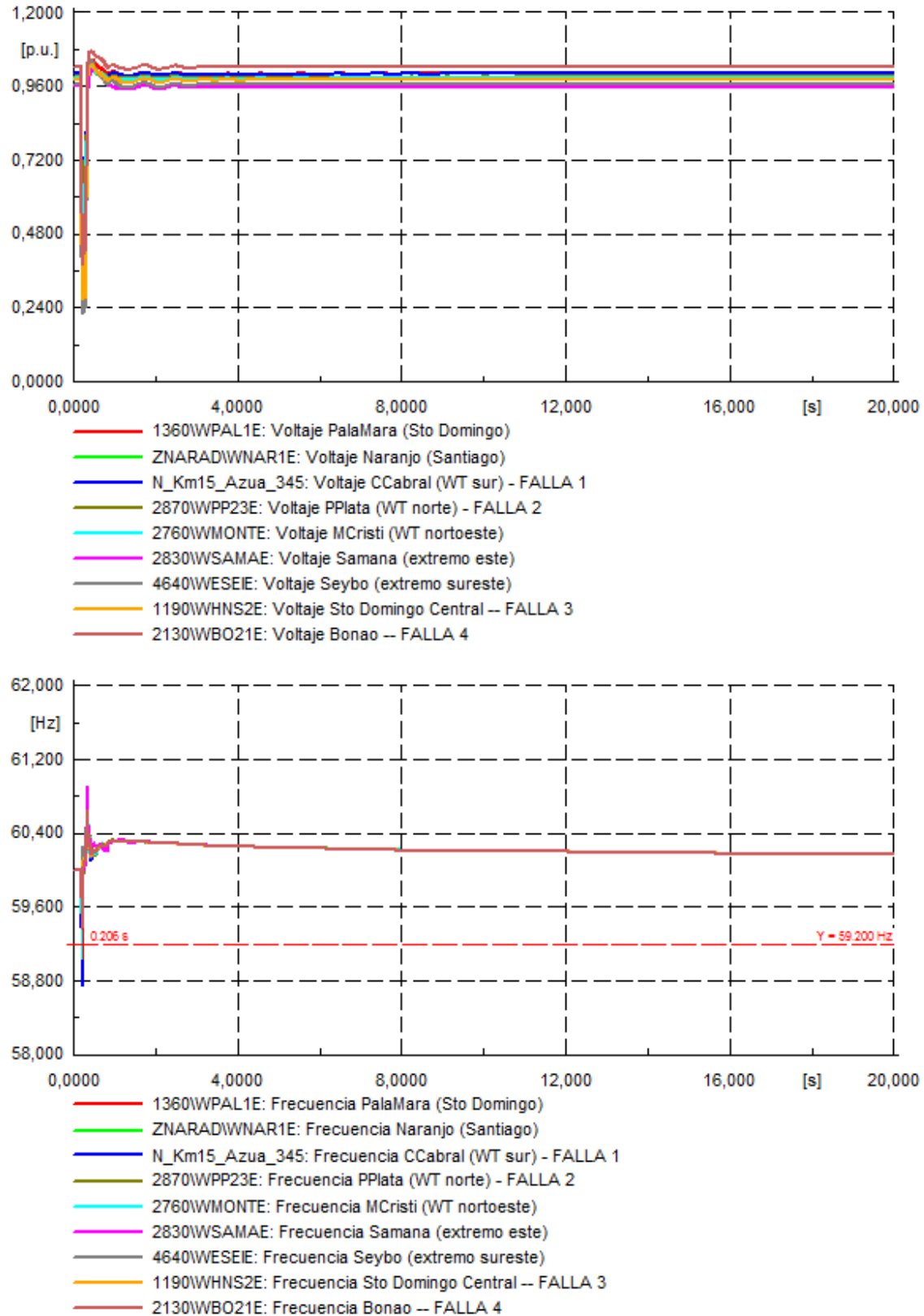


Figura 173: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, POS: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

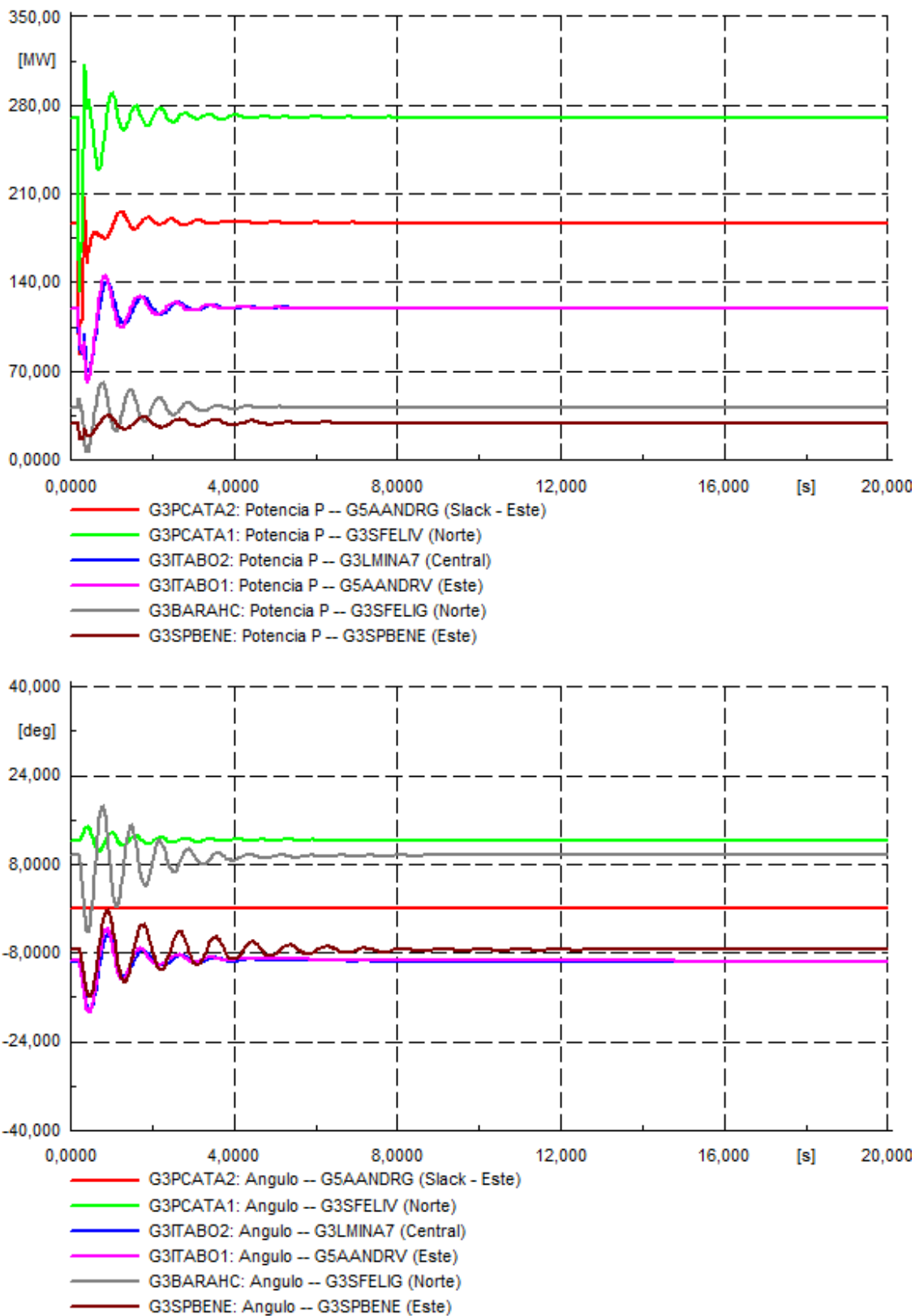


Figura 174: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3φ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Hainamosa – Los Mina, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

Al igual que en el caso anterior, de los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta oscilaciones poco pronunciadas después de despejada la falla que se amortiguan en el tiempo después de 8 segundos aproximadamente. Se ve que al final de la simulación, el sistema alcanza un nuevo estado de régimen permanente resultando, por ende, en un sistema estable.

Falla 4: Cortocircuito en S/E Bonaó 138 kV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema para un cortocircuito en la subestación Bonaó, en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonaó – Palamara. Concretamente se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras del sistema y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema. La falla se despeja a los 120 ms, mediante la desconexión del circuito fallado.

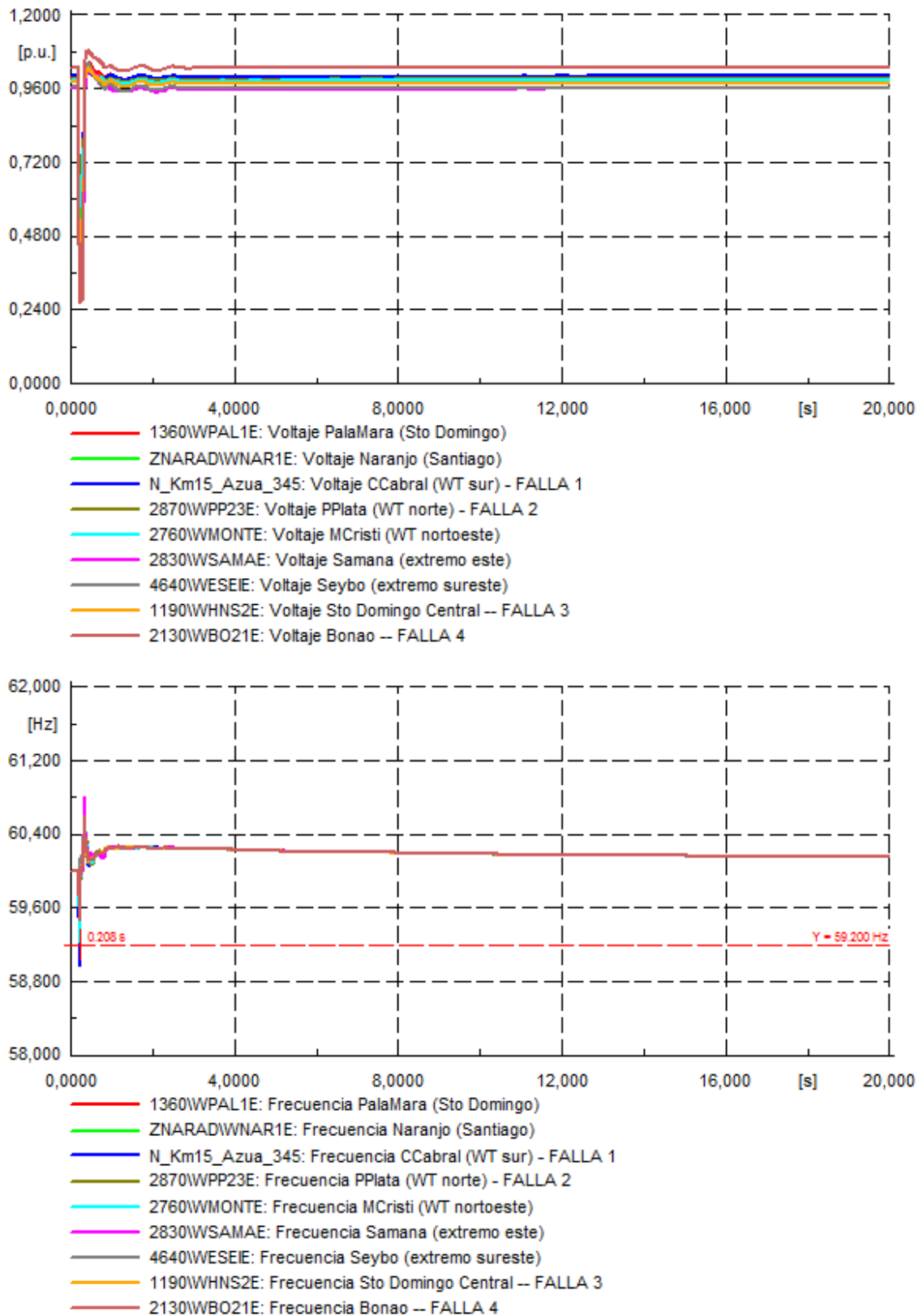


Figura 175: Tensiones y frecuencias ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

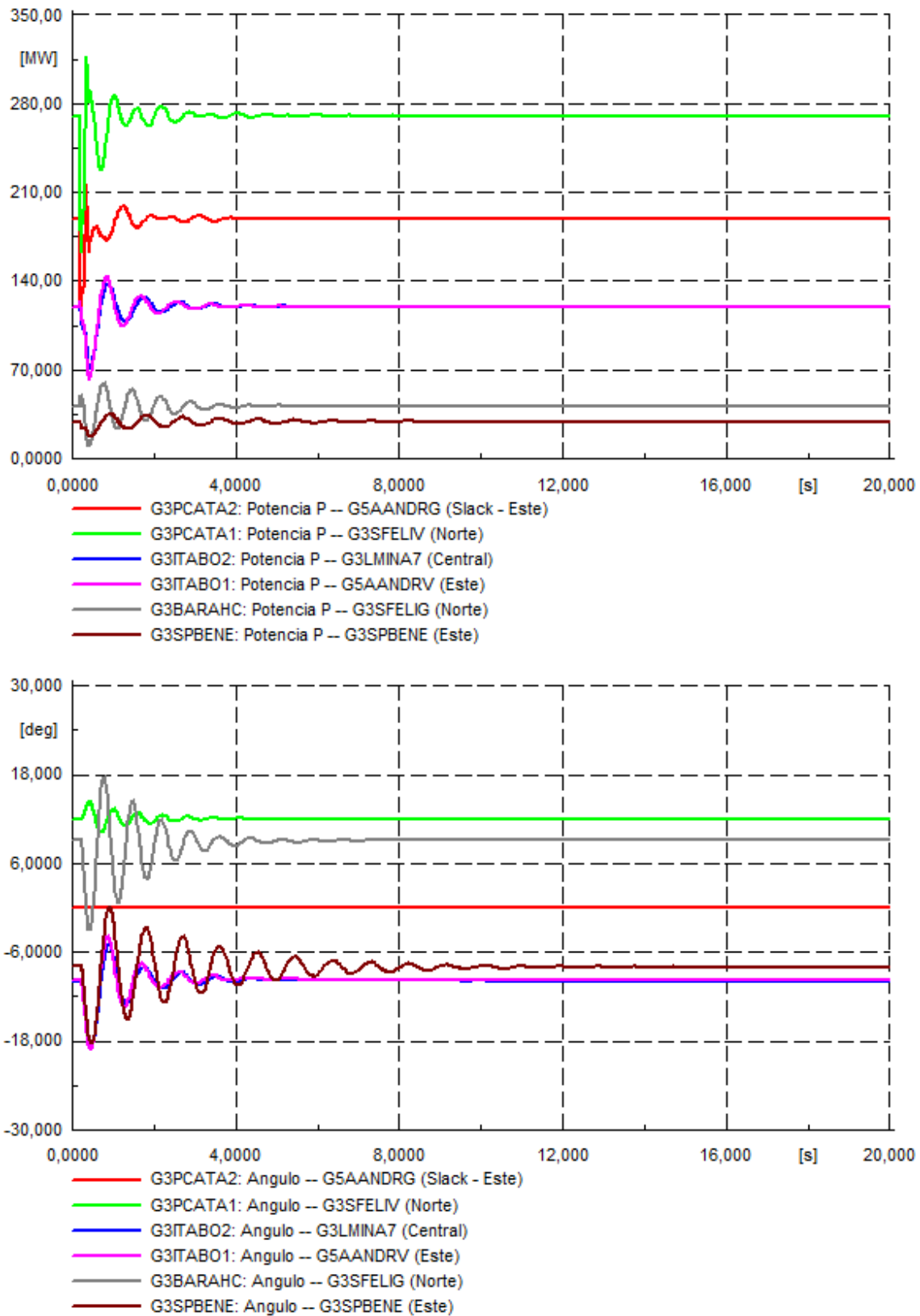


Figura 176: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante cortocircuito 3 ϕ en uno de los circuitos de la línea de 138 kV Bonao – Palamara, POS: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

De los gráficos anteriores se observa que el sistema presenta algunas oscilaciones después de despejada la falla, que logran amortiguarse bien en el tiempo. El régimen permanente se alcanza en alrededor de 12 segundos, por lo que el sistema resulta estable.

Falla 5: Desconexión intempestiva de unidad de generación G5AANDRV

Las siguientes figuras ilustran el desempeño dinámico del sistema frente a la desconexión intempestiva de una de las unidades de AESAndres (G5AANDRV). En este punto de operación, la central se encontraba inyectando 190 MW cuando la demanda total del sistema era de 2175,6 MW. Se muestra 1) la evolución en el tiempo de la tensión y la frecuencia de las principales barras de la red y 2) la evolución en el tiempo de la potencia activa y de los ángulos de los principales generadores convencionales del sistema.

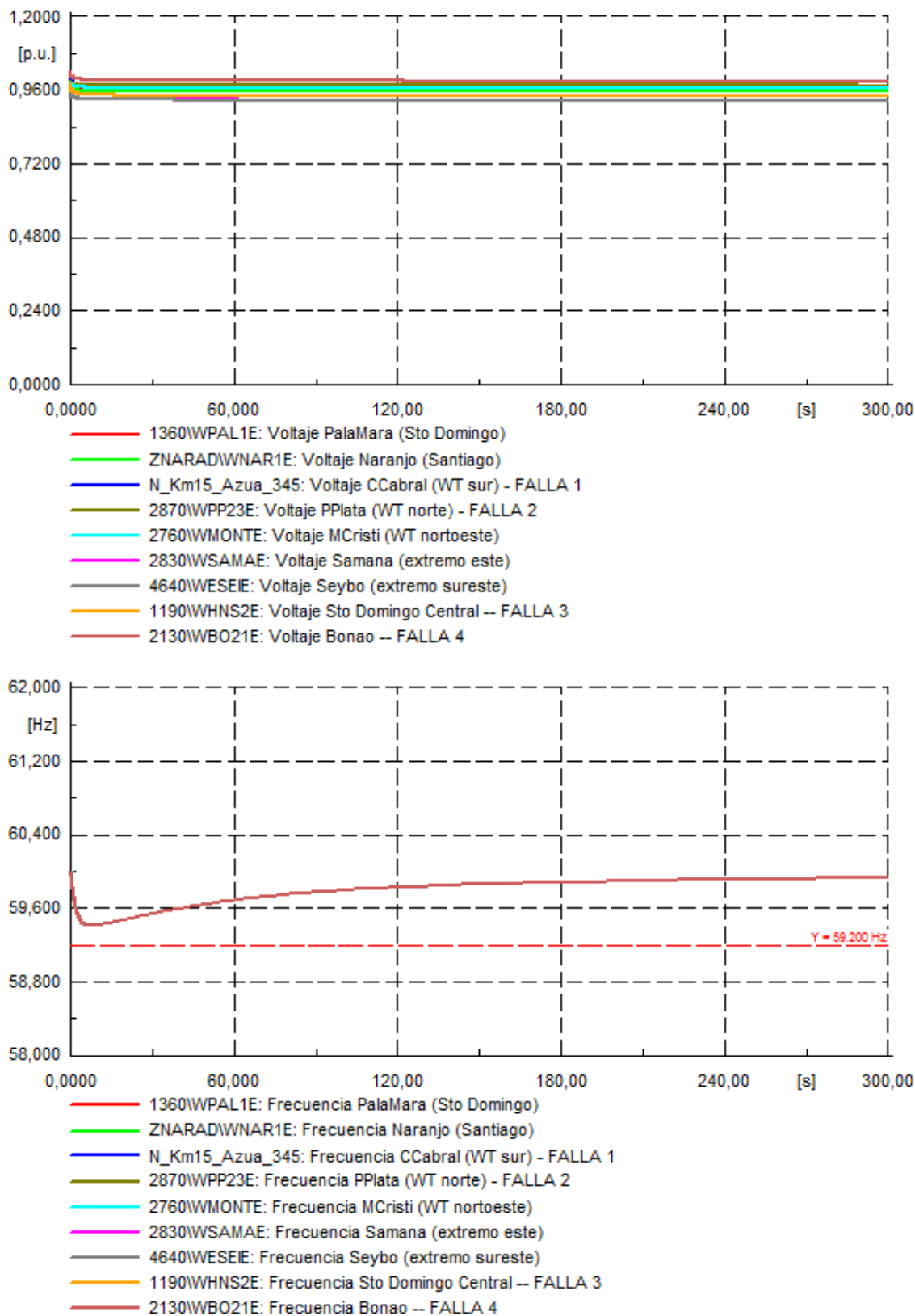


Figura 177: Tensiones y frecuencias ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

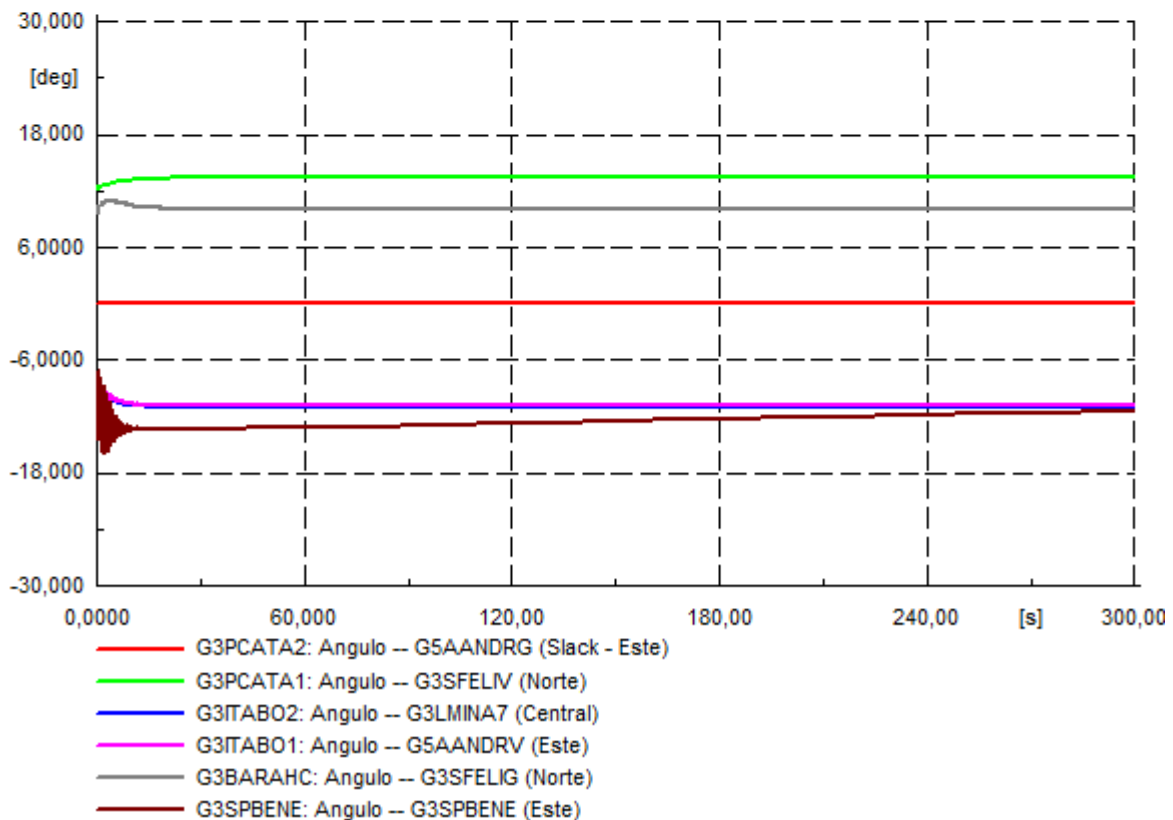
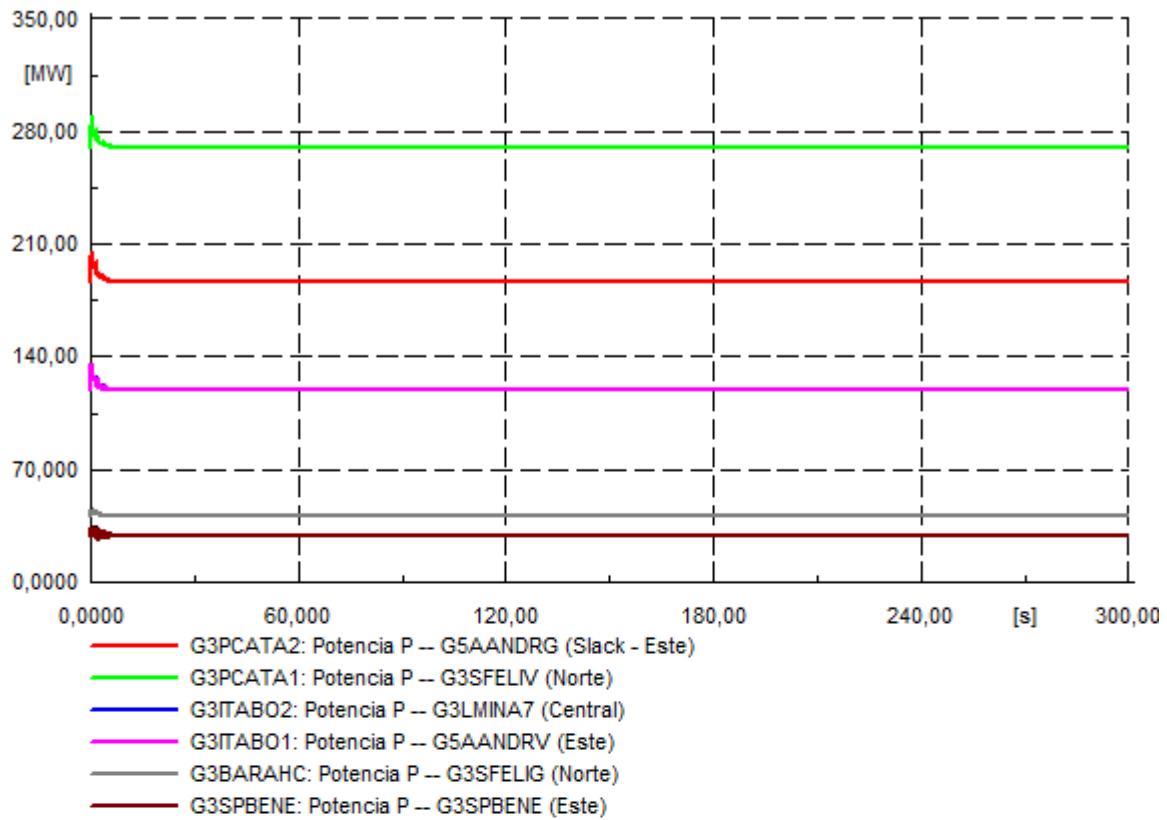


Figura 178: potencia activa y ángulos de generadores seleccionados ante la desconexión intempestiva de la unidad de generación G3PCATA1, PO5: máximo aporte ERNC escenario Meta ERNC 2030.

De los gráficos anteriores se observa que la desconexión de 190 MW para una demanda total de 2437,4 MW, no requiere la activación de esquemas de desconexión automática de carga pues la frecuencia se mantiene en todo momento sobre los 59,2 Hz.