

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2021-2035



Diciembre 2021

Contenido

I. Presentación	5
II. Antecedentes y Situación Actual	6
2.1 Demanda Histórica	6
2.2 Serie Histórica de los Costos de Combustible	7
2.3 Serie histórica de Capacidad Instalada.....	8
2.4 Serie histórica de Generación Eléctrica.....	9
III. Premisas Consideradas	10
3.1 Proyecciones de la Demanda de Energía y Potencia	10
3.2 Proyecciones de los Precios de Combustibles.....	11
3.3 Capacidad Instalada y Generación de Electricidad del año 2020.....	13
3.4 Cartera de Proyectos.....	15
IV. Metodología de Trabajo	17
4.1 Base de datos.....	17
V. Escenario del Plan de Expansión de Generación	19
5.1 Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2021-2035	20
VI. Seguridad Operativa	23
5.2 Premisas consideradas.....	23
VII. Conclusiones	25
VIII. Recomendaciones	26

IX. ANEXOS	28
BALANCE DE POTENCIA	30
BALANCE DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)	32
EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD OPERATIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE NICARAGUA	34
Flujo de carga en estado estable.....	34
Flujo de carga ante contingencias sencillas	35
Estabilidad de voltaje	40
Estabilidad Transitoria.....	41
Análisis de reserva.....	42

**UNID@S EN
VICTORIAS!**

*Por Gracia
de Dios!*

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráficos 1 Serie Histórica de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional	6
Gráficos 2 Serie Histórica de los Precios de Combustible	7
Gráficos 3 Capacidad Instalada Nominal (%)	8
Gráficos 4 Generación Neta (%)	9
Gráficos 5 Proyecciones de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional	11
Gráficos 6 Proyecciones de los Precios de Combustibles	12
Gráficos 7 Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2021-2035	21
Gráficos 8 Evolución prevista de la matriz de generación de Energía	22

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Demanda Histórica del Sistema Interconectado Nacional	6
Tabla 2 Costos de Combustible	7
Tabla 3 Capacidad Instalada Nominal (MW)	8
Tabla 4 Generación Neta (GWh)	9
Tabla 5 Proyección de la Demanda Esperada	10
Tabla 6 Proyecciones de los Precios de Combustibles	12
Tabla 7 Capacidad Instalada Nominal y Capacidad Efectiva	13
Tabla 8 Generación de Electricidad	14
Tabla 9 Proyectos Hidroeléctricos, Eólicos y Fotovoltaicos	15
Tabla 10 Proyectos Geotérmicos	16
Tabla 11 Proyectos Térmicos	16
Tabla 12 Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2021-2035	20

*Por Gracia
de Dios!*

I. Presentación

El Ministerio de Energía y Minas es el órgano responsable de la Planificación Indicativa del Sector Eléctrico del país, que tiene como objetivo conducir al óptimo aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos, tomando en cuenta el medio ambiente, cumpliendo con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas por el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) a través del Plan Nacional de Lucha contra la Pobreza y para el Desarrollo Humano (PNLCP-DH).

La planificación indicativa de la generación, considera los requerimientos de reserva de regulación de un sistema eléctrico, la proyección de demanda de energía y potencia incluyendo la demanda mínima, el pronóstico de los precios de combustibles, la cartera de proyectos con sus características y disponibilidad de entrada, el plan de mantenimiento de las centrales, plan de retiro de las plantas y los proyectos en construcción.

En todo sistema eléctrico de potencia, cuando se introduce generación renovable no despachable (eólicas, solar, hidroeléctricas a filo de agua, biomasa y geotérmica) se requiere analizar a profundidad su comportamiento en la operación del Sistema. Es prioridad para la operación del sistema cumplir siempre con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo, es por ello que se debe contar con las centrales de generación necesarias que permitan suministrar regulación primaria, secundaria y complementaria, requerida para la operación en condiciones normales y ante contingencia, tomando en cuenta el sobre costo de operar con dicha reserva y el costo por menor calidad ante falta de reserva.

Adicionalmente se debe realizar la ampliación y reforzamiento de la red de transmisión y distribución para transportar la energía producida a los centros de consumos, para lo cual deben existir planes indicativos de expansión a mediano y largo plazo para ambos segmentos.

El presente informe fue realizado con el apoyo de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), adicionalmente se le agradece al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Banco Central de Nicaragua (BCN) e Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE), por la información suministrada.

II. Antecedentes y Situación Actual

2.1 Demanda Histórica

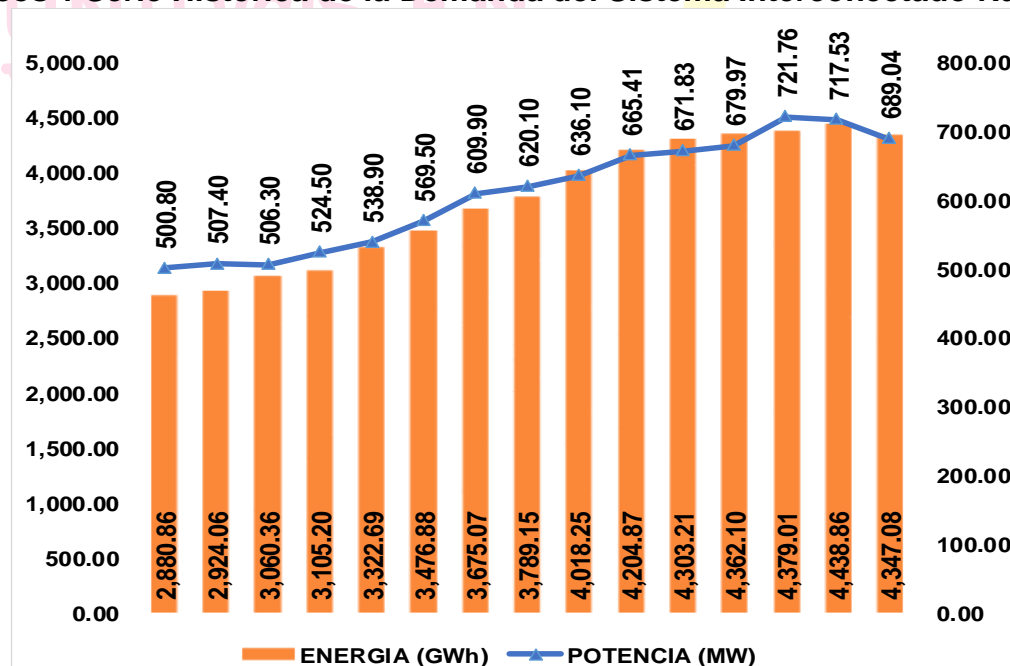
En los últimos 15 años la demanda de potencia ha crecido a razón de 2.35% en promedio, mientras que la energía creció 3.01%. Para el año 2020, se registró una demanda máxima de 689.04 MW y 4,347.08 GWh, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1 Demanda Histórica del Sistema Interconectado Nacional 2006-2020

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
AÑO	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGIA (GWh)	CREC. %
2006	500.80		2,880.86	
2007	507.40	1.32	2,924.06	1.50
2008	506.30	-0.22	3,060.36	4.66
2009	524.50	3.59	3,105.20	1.47
2010	538.90	2.75	3,322.69	7.00
2011	569.50	5.68	3,476.88	4.64
2012	609.90	7.09	3,675.07	5.70
2013	620.10	1.67	3,789.15	3.10
2014	636.10	2.58	4,018.25	6.05
2015	665.41	4.61	4,204.87	4.64
2016	671.83	0.96	4,303.21	2.34
2017	679.97	1.21	4,362.10	1.37
2018	721.76	6.15	4,379.01	0.39
2019	717.53	-0.59	4,438.86	1.37
2020	689.04	-3.97	4,347.08	-2.07
% CREC		2.35		3.01

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia

Gráficos 1 Serie Histórica de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia

2.2 Serie Histórica de los Costos de Combustible

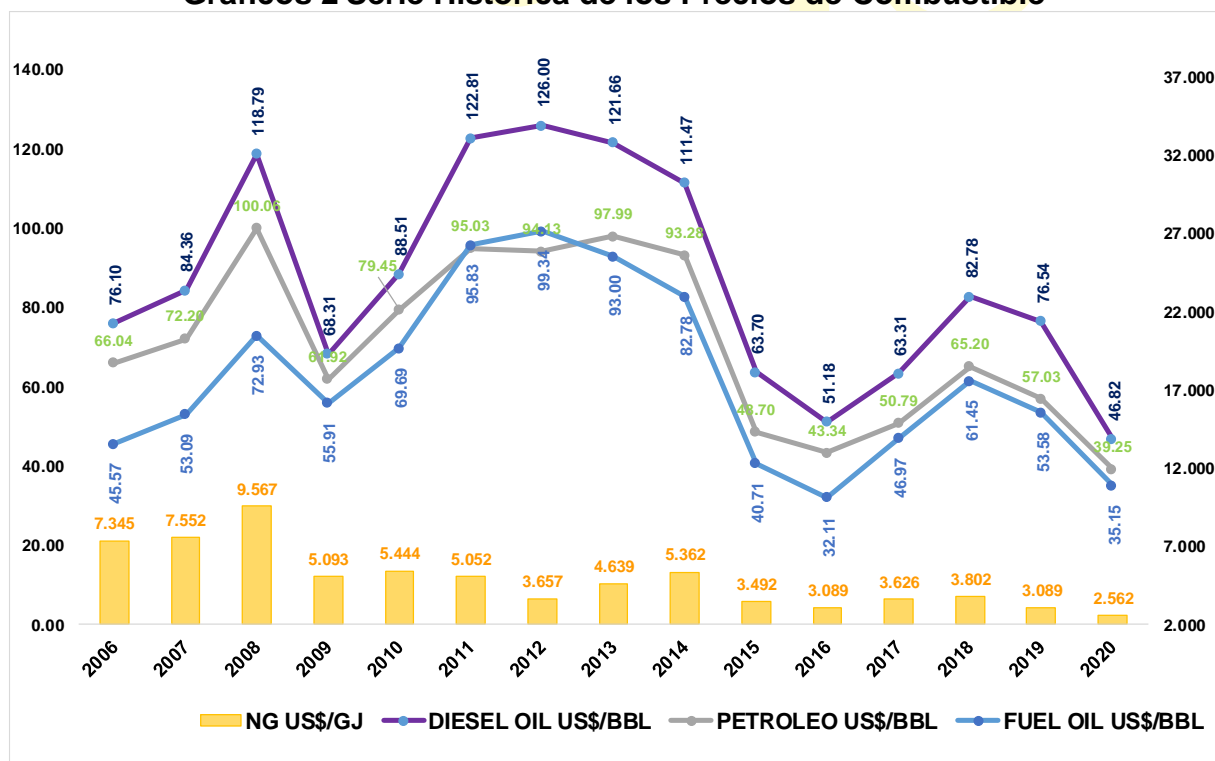
Los precios de los combustibles para el periodo 2006-2020, fueron para el petróleo WTI de 70.96 US\$/Bbl, Diésel Oil 56.34 US\$/Bbl, Fuel Oil de 40.23 US\$/Bbl, y para el Gas Natural con referencia en el Henry Hub fue de 0.167 US\$/GJ; tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2 Costos de Combustible

AÑO	PETROLEO	DIESEL OIL	FUEL OIL	NG
	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/GJ
2006	66.04	76.10	45.57	7.345
2007	72.20	84.36	53.09	7.552
2008	100.06	118.79	72.93	9.567
2009	61.92	68.31	55.91	5.093
2010	79.45	88.51	69.69	5.444
2011	95.03	122.81	95.83	5.052
2012	94.13	126.00	99.34	3.657
2013	97.99	121.66	93.00	4.639
2014	93.28	111.47	82.78	5.362
2015	48.70	63.70	40.71	3.492
2016	43.34	51.18	32.11	3.089
2017	50.79	63.31	46.97	3.626
2018	65.20	82.78	61.45	3.802
2019	57.03	76.54	53.58	3.089
2020	39.25	46.82	35.15	2.562
PROMEDIO	70.96	56.34	40.23	4.891
Tasa Crecimiento interanual (%)	-3.41	-3.19	-1.72	-6.78

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Gráficos 2 Serie Histórica de los Precios de Combustible



2.3 Serie histórica de Capacidad Instalada.

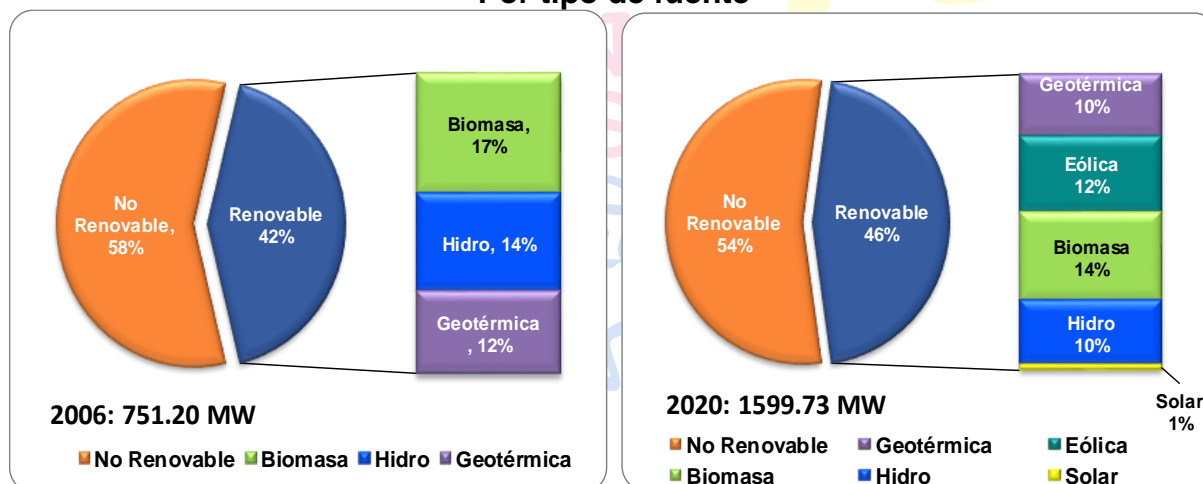
La capacidad instalada nominal del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el año 2006 fue de 751.20 MW, cerrando el año 2020 con un total de 1,599.73 MW, mostrándose un incremento en la capacidad Instalada del 112.96% con respecto del año 2006.

**Tabla 3 Capacidad Instalada Nominal (MW)
Por tipo de fuente**

AÑO	PLANTAS POR TIPO DE FUENTES						TOTAL
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	
2006	432.50	104.40	87.50		126.80		751.20
2007	498.90	104.40	87.50		126.80		817.60
2008	560.10	105.30	87.50		126.80		879.70
2009	614.50	105.30	87.50	40.00	121.80		969.10
2010	682.50	105.30	87.50	63.00	121.80		1,060.10
2011	716.10	105.30	87.50	63.00	121.80		1,093.70
2012	717.50	105.30	164.50	146.60	133.80		1,267.70
2013	717.50	119.70	154.50	146.60	133.80	1.38	1,273.48
2014	717.50	119.70	154.50	186.20	133.80	1.38	1,313.08
2015	717.50	137.20	154.50	186.20	133.80	1.38	1,330.58
2016	720.00	142.45	154.50	186.20	176.60	1.38	1,381.13
2017	793.60	142.45	154.50	186.20	176.60	13.96	1,467.31
2018	793.60	142.45	154.50	186.20	176.60	13.96	1,467.31
2019	870.71	157.42	153.24	186.20	218.20	13.96	1,599.73
2020	870.71	157.42	153.24	186.20	218.20	13.96	1,599.73

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE, Elaboración propia

**Gráficos 3 Capacidad Instalada Nominal (%)
Por tipo de fuente**



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE, Elaboración propia

2.4 Serie histórica de Generación Eléctrica.

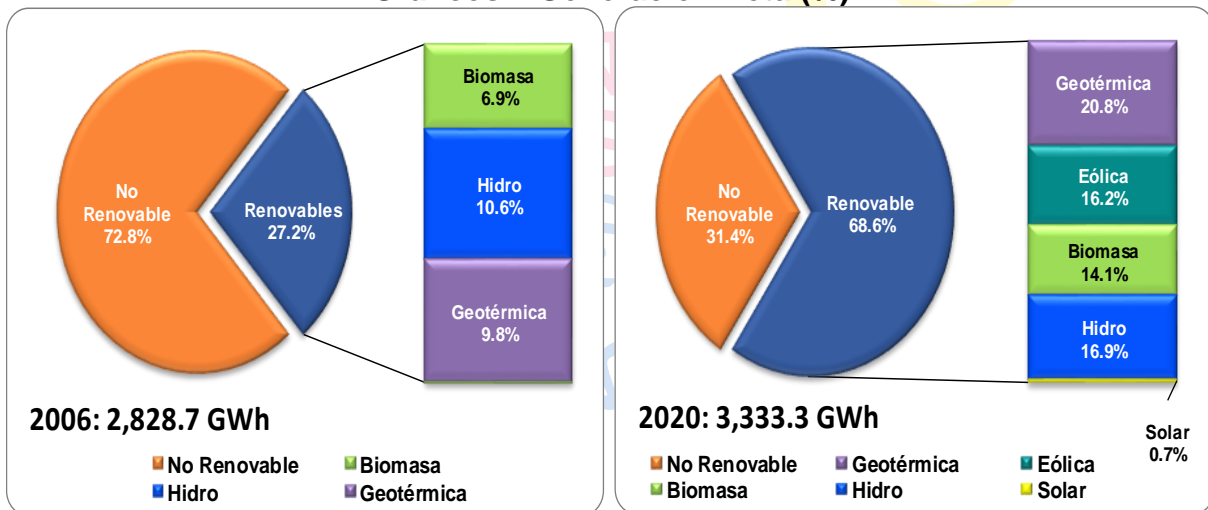
La Generación de Energía Neta del SIN, en el año 2006 fue de 2,828.71 (GWh) pasando en el año 2020 con un total de 3,333.31 GWh, mostrándose un incremento en la Generación Neta de 17.84% con respecto al año 2006.

**Tabla 4 Generación Neta (GWh)
Por tipo de fuente**

AÑO	PLANTAS POR TIPO DE FUENTES						TOTAL
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	
2006	2,058.12	299.25	276.98	0.00	194.35		2,828.71
2007	2,115.84	300.56	211.06	0.00	235.29		2,862.75
2008	2,019.11	529.47	289.84	0.00	197.62		3,036.05
2009	2,241.04	290.16	262.84	109.22	206.00		3,109.26
2010	2,168.57	499.25	268.25	160.30	224.56	0.00	3,320.92
2011	2,388.37	438.20	241.56	206.49	210.52	0.00	3,485.15
2012	2,167.92	411.21	473.80	324.81	248.23	0.00	3,625.97
2013	1,858.94	448.23	607.31	555.00	275.18	0.65	3,745.30
2014	1,920.80	389.11	590.43	833.69	265.23	1.37	4,000.63
2015	2,158.63	289.68	605.00	852.76	260.83	2.12	4,169.00
2016	2,064.97	419.88	629.50	717.61	316.70	2.06	4,150.72
2017	1,884.51	462.45	674.99	622.58	418.84	13.64	4,077.01
2018	1,801.43	406.53	723.74	788.02	441.99	23.81	4,185.52
2019	1,843.65	222.82	703.10	716.20	546.75	24.23	4,056.75
2020	1,046.12	562.67	694.16	538.83	468.85	22.69	3,333.31

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE, Elaboración propia

Gráficos 4 Generación Neta (%)



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE, Elaboración propia

III. Premisas Consideradas

3.1 Proyecciones de la Demanda de Energía y Potencia

Las proyecciones de la demanda de Energía y Potencia, son resultado de los estudios que realiza el Ministerio de Energía y Minas, utilizando para ello modelos econométricos que toman como base la información macroeconómica del Producto Interno Bruto (PIB), que elabora el Banco Central de Nicaragua (BCN), la proyección de población que elabora el Instituto Nacional de Información de Desarrollo (INIDE) y las estadísticas de los principales indicadores del Sector Eléctrico del año 2020, publicadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

En el escenario de crecimiento de demanda para el periodo 2021-2035 se calcularon proyecciones de Demanda con un crecimiento promedio en potencia de 3.36 % y en energía de 3.35 %, el cual se presenta a continuación.

**Tabla 5 Proyección de la Demanda Esperada
Escenario Demanda Media del SIN**

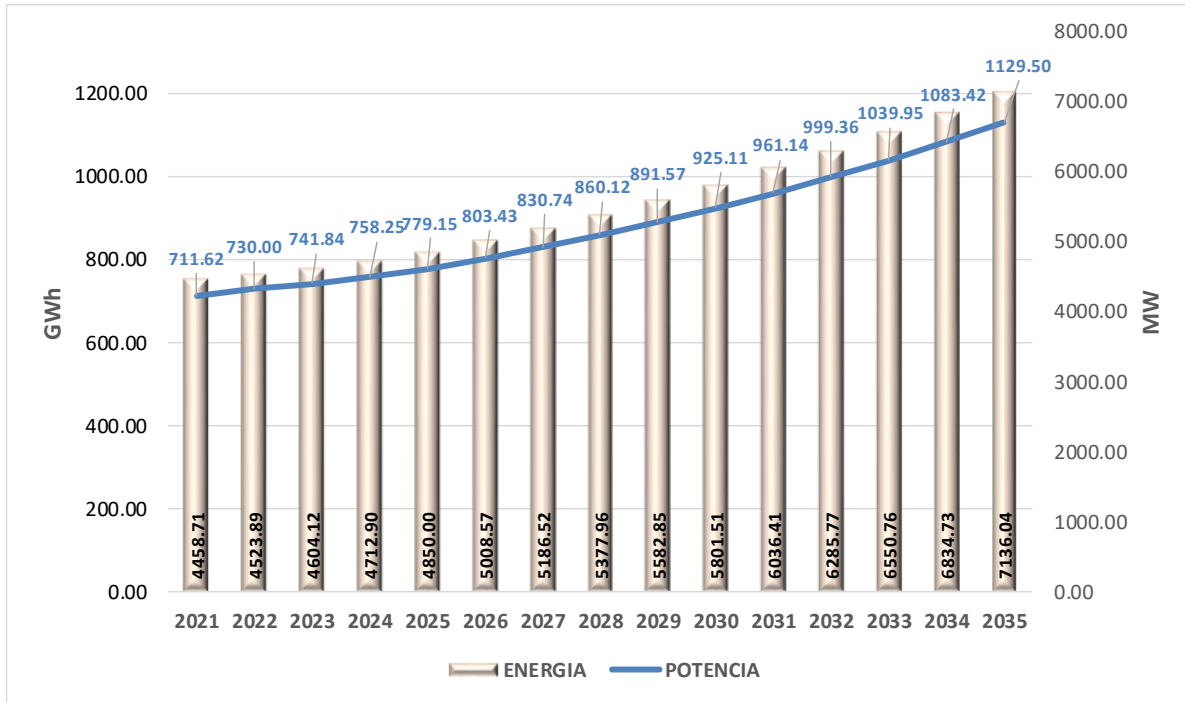
	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGIA (GWh)	CREC. %
2021	711.62	3.28	4,458.71	2.57
2022	730.00	2.58	4,523.89	1.46
2023	741.84	1.62	4,604.12	1.77
2024	758.25	2.21	4,712.90	2.36
2025	779.15	2.76	4,850.00	2.91
2026	803.43	3.12	5,008.57	3.27
2027	830.74	3.40	5,186.52	3.55
2028	860.12	3.54	5,377.96	3.69
2029	891.57	3.66	5,582.85	3.81
2030	925.11	3.76	5,801.51	3.92
2031	961.14	3.89	6,036.41	4.05
2032	999.36	3.98	6,285.77	4.13
2033	1039.95	4.06	6,550.76	4.22
2034	1083.42	4.18	6,834.73	4.33
2035	1129.50	4.25	7,136.04	4.41
% CREC		3.35		3.36

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Demanda Max Real 2021, al mes de noviembre ha sido 727.5 MW.

Nota: Se incluye demanda estimada de la Costa Caribe Norte a partir del segundo semestre 2021

Gráficos 5 Proyecciones de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)

3.2 Proyecciones de los Precios de Combustibles

Para las proyecciones de precio del combustible para el corto plazo, mediano y largo plazo se utilizaron las tendencias de los crecimientos de los combustibles publicadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos - DOE¹, significando un crecimiento interanual de 3.21% para el caso del petróleo, 0.94% para Diésel oil, 3.01% fuel oil y 1.15% para el caso del Gas Natural. A continuación, se muestra las proyecciones de Combustible utilizadas:

Por Gracia de Dios!

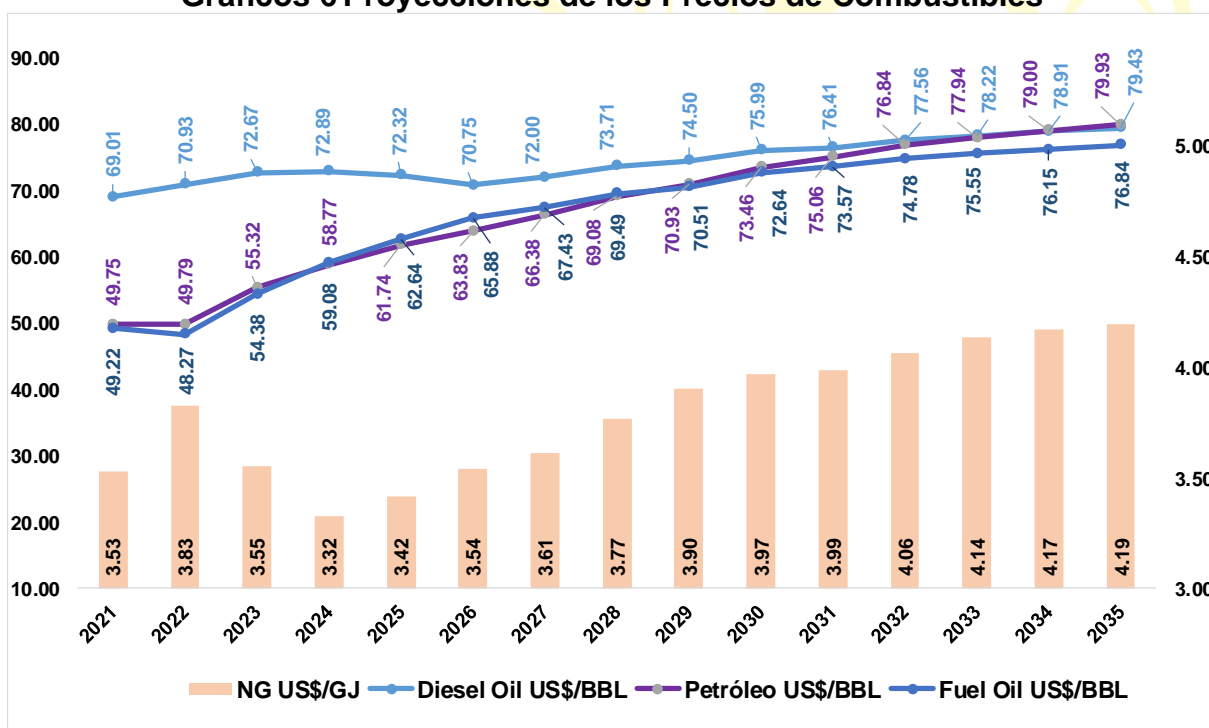
¹ Department of Energy (DOE) of U.S. Energy Information Administration (EIA), Outlook enero 2021 y STEO Enero 2021.

Tabla 6 Proyecciones de los Precios de Combustibles

AÑO	Petróleo US\$/BBL	Diesel Oil US\$/BBL	Fuel Oil US\$/BBL	NG US\$/GJ
2021	49.75	69.01	49.22	3.53
2022	49.79	70.93	48.27	3.83
2023	55.32	72.67	54.38	3.55
2024	58.77	72.89	59.08	3.32
2025	61.74	72.32	62.64	3.42
2026	63.83	70.75	65.88	3.54
2027	66.38	72.00	67.43	3.61
2028	69.08	73.71	69.49	3.77
2029	70.93	74.50	70.51	3.90
2030	73.46	75.99	72.64	3.97
2031	75.06	76.41	73.57	3.99
2032	76.84	77.56	74.78	4.06
2033	77.94	78.22	75.55	4.14
2034	79.00	78.91	76.15	4.17
2035	79.93	79.43	76.84	4.19
Promedio	67.19	74.35	66.43	3.80
Tasa Crecimiento interanual (%)	3.21	0.94	3.01	1.15

Fuentes: DOE/EIA Outlook 2021 y STEO enero 2021. Elaboración propia

Gráficos 6 Proyecciones de los Precios de Combustibles



Fuentes: DOE/EIA Outlook 2021 y STEO enero 2021. Elaboración propia

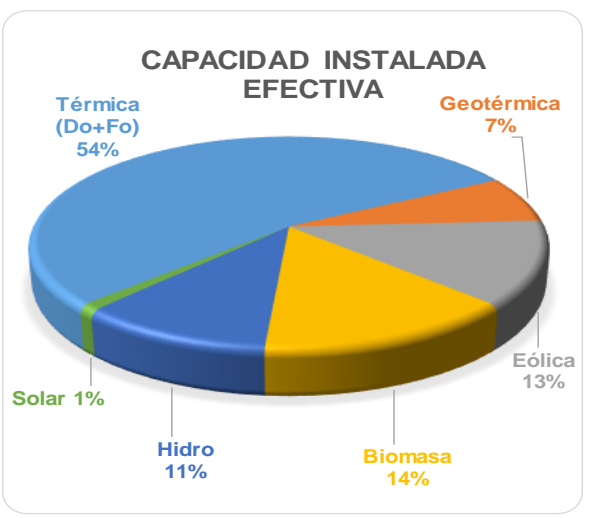
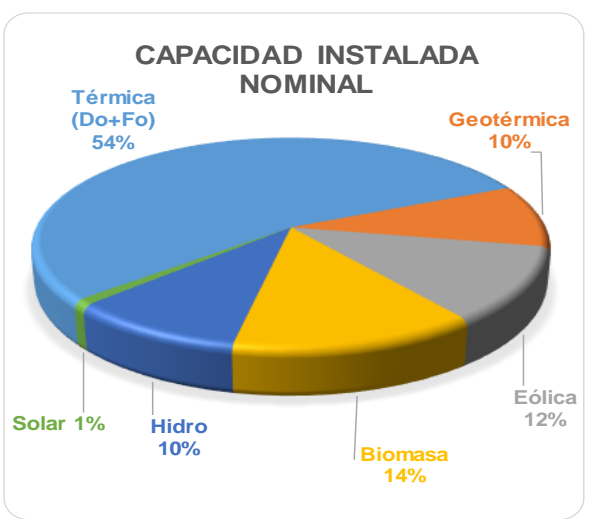
3.3 Capacidad Instalada y Generación de Electricidad del año 2020

La capacidad instalada Nominal para el año 2020 fue de 1,599.73 MW y la capacidad instalada efectiva fue de 1,317.69 MW.

En la siguiente tabla se muestran las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

Tabla 7 Capacidad Instalada Nominal y Capacidad Efectiva

AÑO 2020			CAPACIDAD POR TIPOS DE FUENTES 2020		
Planta	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Fuente	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Efectiva (MW)
EMPRESAS PÚBLICAS	247.41	122.40	Térmica (Do+Fo)	870.71	710.68
Centroamérica	26.00	25.00	Biomasa	218.20	188.80
Carlos Fonseca	26.78	21.70	Eólicas	186.20	170.11
Larreynaga	8.76	8.50	Hidroeléctricas	157.42	141.90
Managua	57.96	11.00	Geotérmicas	153.24	93.21
Las Brisas	65.00	0.00	Solar	13.96	13.00
La Trinidad	1.38	1.00	TOTAL	1,599.73	1,317.69
EMPRESAS PRIVADAS	1,352.32	1,195.29			
SFV-Solaris	12.58	12.00			
ATDER - BL El Bote	0.90	0.90			
Hidro Pantasma	14.40	13.00			
El Diamante	4.90	4.70			
Tichana Power	0.40	0.00			
El Sardinal	1.20	1.14			
Salto Grande	1.20	1.14			
Siempre Viva	3.50	3.10			
San Martín	5.90	5.87			
Aprodelbo	0.25	0.19			
Wawule	1.70	1.46			
EGOMSA	2.95	2.22			
Hugo Chávez	15.00	15.00			
Hugo Chávez	15.00	15.00			
Hugo Chávez	15.00	15.00			
Hugo Chávez	15.00	15.00			
Che Guevara (I al IX)	20.40	19.20			
Che Guevara (I al IX)	20.40	19.20			
Che Guevara (I al IX)	20.40	19.20			
Che Guevara (I al IX)	20.40	19.20			
Che Guevara (I al IX)	20.40	19.20			
Che Guevara (I al IX)	20.40	18.60			
Che Guevara (I al IX)	13.60	12.87			
Che Guevara (I al IX)	40.80	38.00			
Che Guevara (I al IX)	27.20	25.27			
Che Guevara (I al IX)	47.60	45.32			
PECCOS	39.60	30.55			
Planta MAN	73.84	69.15			
Planta MAN	73.84	69.15			
CENSA	68.34	60.90			
Corinto	73.78	70.50			
Tipitapa	57.80	50.90			
Nicaragua	53.00	50.00			
Nicaragua	53.00	50.00			
Momotombo	76.24	30.64			
PENSA	77.00	62.57			
Ingenio San Antonio	79.30	77.30			
Ingenio monte Rosa	56.40	48.00			
Ingenio Montelimar	42.50	42.50			
EGERSA	40.00	21.00			
AMAYO I	39.90	39.90			
AMAYO II	23.10	23.10			
Blue Power	39.60	39.60			
Eolo	44.00	36.96			
TOTAL	1,599.73	1,317.69			

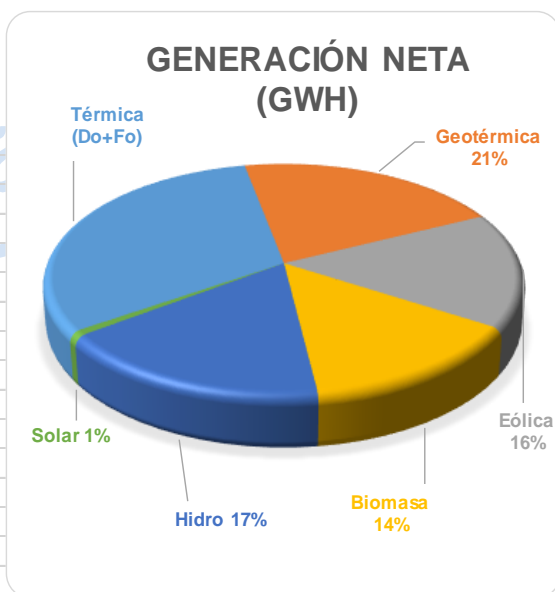
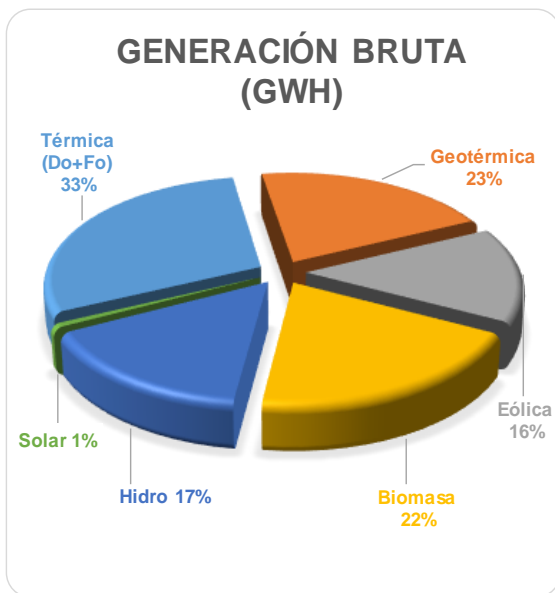


Fuente: Estadísticas Eléctricas (INE). Elaboración propia

La Generación Bruta de electricidad en el año 2020 fue de 3,748.33 GWh y la Generación Neta de 3,333.31 GWh, en la siguiente tabla se muestra las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

Tabla 8 Generación de Electricidad

AÑO 2020			GENERACIÓN POR TIPOS DE FUENTES 2020		
Planta	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Fuente	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)
EMPRESAS PÚBLICAS	439.18	429.11	Termicas	1,100.97	1,046.12
Centroamérica	94.06	90.63	Biomasa	732.78	468.85
	101.68	98.68	Geotérmicas	767.31	694.16
Carlos Fonseca	75.02	74.05	Eólicas	549.93	538.83
	79.47	78.46	Hidroeléctricas	574.47	562.67
Larreynaga	39.51	38.90	Solar	22.86	22.69
	38.45	37.85	TOTAL	3,748.33	3,333.31
Managua	8.99	8.58			
La Trinidad	2.01	1.96			
EMPRESAS PRIVADAS	3,309.15	2,904.20			
SFV-Solaris	20.85	20.73			
ATDER - BL El Bote	4.67	4.65			
Hidro Pantasma	58.83	57.91			
El Diamante	25.80	25.80			
Tichana Power	0.74	0.74			
El Sardinal	3.67	3.66			
Salto Grande	10.59	10.43			
Siempre Viva	10.54	10.45			
San Martín	26.72	25.90			
Aprodelbo	0.85	0.81			
Wawule	3.87	3.75			
EGOMSA	2.21	2.07			
Hugo Chávez	1.62	1.60			
	0.00	0.00			
	0.00	0.00			
	0.02	0.02			
	0.00	0.00			
Che Guevara (I al IX)	0.00	0.00			
	0.12	0.11			
	0.84	0.79			
	0.03	0.03			
	0.92	0.87			
PECCOS	88.82	86.20			
Planta MAN	132.24	127.06			
	122.36	117.87			
CENSA	86.93	85.11			
Corinto	278.97	260.18			
Tipitapa	140.33	137.79			
Nicaragua	210.82	197.13			
	114.59	106.90			
Momotombo	209.54	182.46			
PENSA	557.77	511.70			
Ingenio San Antonio	192.11	81.39			
Ingenio monte Rosa	231.38	144.63			
Ingenio Montelimar	196.83	166.19			
EGERSA	112.46	76.65			
AMAYO I	122.87	120.81			
AMAYO II	76.18	74.49			
Blue Power	116.24	114.23			
Eolo	145.82	143.11			
TOTAL	3,748.33	3,333.31			



Fuente: Estadísticas Eléctricas (INE). Elaboración propia

3.4 Cartera de Proyectos

Para el proceso de optimización de la expansión de generación, se tomó en cuenta la cartera de proyectos registrados en el MEM, así como sus características técnicas y económicas. A continuación, se presentan los proyectos analizados:

Tabla 9 Proyectos Hidroeléctricos, Eólicos y Fotovoltaicos

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	COSTOS PROYECTADOS A ENERO 2021 (US\$)	US\$ / KW	PERIODO DE SIMULACION DISPONIBLE (*)	
					INICIO	FIN
Proyectos Hidroeléctricos						
1	LA MORA	1.9	5,452,765.00	2,870	enero 2022	diciembre 2035
2	MOJOLKA	103.8	251,280,000.00	2,421	enero 2027	diciembre 2035
3	COPALAR BAJO	119.7	358,315,854.19	2,993	enero 2029	diciembre 2035
4	SAN PEDRO DEL NORTE	94	347,000,000.00	3,691	enero 2032	diciembre 2035
5	PIEDRA FINA	44	206,194,017.09	4,686	enero 2030	diciembre 2035
6	SALTO Y-Y	26	56,962,762.00	2,191	enero 2033	diciembre 2035
7	BOBOKÉ	44	153,200,000.00	3,482	enero 2030	diciembre 2035
8	EL CARMEN	91	225,000,000.00	2,473	enero 2029	diciembre 2035
9	LOS CANGILES	27.2	106,367,030.38	3,911	enero 2030	diciembre 2035
10	PASO REAL	34	177,000,000.00	5,206	enero 2030	diciembre 2035
11	PIEDRA CAJÓN (PAJARITOS)	21.7	76,411,909.54	3,521	enero 2031	diciembre 2035
12	PARASKA	51	219,000,000.00	4,294	enero 2031	diciembre 2035
13	MASAPA	36	190,000,000.00	5,278	enero 2031	diciembre 2035
14	TUMARÍN	253	1,200,000,000.00	4,743	enero 2032	diciembre 2035
15	VALENTÍN	24.5	126,578,996.47	5,166	enero 2032	diciembre 2035
16	LA SIRENA	32.5	122,647,009.00	3,774	enero 2032	diciembre 2035
17	EL CONSUELO	21	93,173,943.93	4,437	enero 2032	diciembre 2035
18	EL BARRO	36.5	150,885,897.00	4,134	enero 2032	diciembre 2035
19	PIEDRA PUNTUDA	15	36,950,951.00	2,463	enero 2034	diciembre 2035
Proyectos Eólicos						
1	EÓLICO 1 64MW	64.6	96,900,000.00	1,500	enero 2023	diciembre 2035
2	EÓLICO 2 63MW	63	94,500,000.00	1,500	enero 2025	diciembre 2035
3	EÓLICO 3 21MW	21	31,500,000.00	1,500	enero 2026	diciembre 2035
4	EÓLICO 4 21MW	21	31,500,000.00	1,500	enero 2026	diciembre 2035
5	EÓLICO 5 21MW	21	31,500,000.00	1,500	enero 2026	diciembre 2035
6	EÓLICO 6 40MW	40	60,000,000.00	1,500	enero 2027	diciembre 2035
7	EÓLICO 7 40MW	40	60,000,000.00	1,500	enero 2029	diciembre 2035
Proyectos Fotovoltaicos						
1	SOLAR 1	12	13,200,000.00	1,100	enero 2023	diciembre 2035
2	SOLAR 2	25	27,500,000.00	1,100	enero 2023	diciembre 2035
3	SOLAR 3	25	27,500,000.00	1,100	enero 2024	diciembre 2035
4	SOLAR 4	25	27,500,000.00	1,100	enero 2025	diciembre 2035
5	SOLAR 5	25	27,500,000.00	1,100	enero 2026	diciembre 2035
6	SOLAR 6	25	27,500,000.00	1,100	enero 2028	diciembre 2035

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM).

(*) Período disponible de entrada en operación para la simulación en el modelo OPTGEN

Nota: Inversión incluye costos directos, indirectos y otros e indexaciones durante la vida útil del proyecto.

Tabla 10 Proyectos Geotérmicos

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	COSTOS PROYECTADOS A ENERO 2021 (US\$)	US\$ / KW	PERIODO DE SIMULACION DISPONIBLE (*)	
					INICIO	FIN
1	San Jacinto Tizate 5	10	25,000,000.00	2,500	enero 2023	enero 2023
2	GEO 1	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2035
3	GEO 2	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
4	GEO 3	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2035
5	GEO 4	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
6	GEO 5	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2035
7	GEO 6	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
8	GEO 7	35	164,500,000.00	4,700	enero 2032	diciembre 2035
9	GEO 8	25	117,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
10	GEO 9	25	117,500,000.00	4,700	enero 2035	diciembre 2035
11	GEO 10	25	117,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2035
12	GEO 11	25	117,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
13	GEO 12	25	117,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2035
14	GEO 13	25	117,500,000.00	4,700	enero 2031	diciembre 2035
15	GEO 14	25	117,500,000.00	4,700	enero 2027	diciembre 2035
16	GEO 15	25	117,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2035
17	GEO 16	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2035
18	GEO 17	35	164,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2035
19	GEO 18	35	164,500,000.00	4,700	enero 2032	diciembre 2035

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM).

(*) Período disponible de entrada en operación para la simulación en el modelo OPTGEN

Nota: Inversión incluye costos directos, indirectos y otros e indexaciones durante la vida útil del proyecto.

Tabla 11 Proyectos Térmicos

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	COSTOS PROYECTADOS A ENERO 2021 (US\$)	US\$ / KW	PERIODO DE SIMULACION DISPONIBLE (*)	
					INICIO	FIN
Proyectos Térmicos (Motores de combustión interna a base de Fuel Oil)						
1	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2027	diciembre 2035
2	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2027	diciembre 2035
3	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2027	diciembre 2035
4	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2027	diciembre 2035
5	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2030	diciembre 2035
6	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2030	diciembre 2035
7	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2030	diciembre 2035
8	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2030	diciembre 2035
Proyectos Térmicos (Turbinas a gas a base de Diesel Oil)						
9	TGDSa 100 MW	100	92,000,000.00	920	enero 2030	diciembre 2035
10	TGDSb 100 MW	100	92,000,000.00	920	enero 2030	diciembre 2035
Proyectos Térmicos (Ciclos combinados de Gas Natural)						
10	NG_CS 300 MW	300	700,000,000.00	2,333	noviembre 2021	noviembre 2021
11	NG_CS 300 MW	300	700,000,000.00	2,333	enero 2035	diciembre 2035

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM).

(*) Período disponible de entrada en operación para la simulación en el modelo OPTGEN

Nota: Inversión incluye costos directos, indirectos y otros e indexaciones durante la vida útil del proyecto.

IV. Metodología de Trabajo

Para la simulación y optimización del plan se utilizaron los modelos SUPER-OLADE, SDDP, OPTGEN y PSSE.

4.1 Base de datos

Se obtuvo toda la información necesaria para conformar la base de datos del sistema de generación de Nicaragua que incluye la siguiente información:

- Características del parque generador existente.
- Características técnicas y económicas de la cartera de proyectos.
- Proyecciones de las demandas de energía y potencia, periodo 2021 – 2035.
- Datos hidrológicos asociados a las plantas hidroeléctricas existentes y candidatas futuras (series hidrológicas).
- Pronóstico de los precios de combustibles (Diesel, Fuel oil y NG).
- Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, niveles de tolerancias, etc.)
- Análisis de Seguridad Operativa y márgenes de reserva al plan de referencia.

Los modelos utilizados para la obtención de los planes son:

El modelo SUPER-OLADE², versión 5.1:

Se utilizó el módulo hidrológico de este modelo para rellenar registros de caudales faltantes con el propósito de obtener un período homogéneo desde 1965 al 2002, para todas las estaciones hidrológicas utilizadas en el estudio. Además se utilizó el módulo de demanda para calcular la curva de duración carga-mensual con cinco escalones de demanda, los cuales se utilizaron para la modelación en el OPTGEN-SDDP.

El modelo OPTGEN, versión 7.4.36³:

Con el OPTGEN se obtienen los planes de generación optimizados, que brindan el cronograma de puesta en servicio de las nuevas centrales de generación eléctrica, optimizando los costos de inversión, operación y déficit. En la simulación se

² Desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía, con la colaboración del BID y países miembros

³ Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

representan restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

El modelo SDDP xpress³, versión 16.0.6:

Este modelo se utilizó para efectuar la simulación final detallada de los planes calculados con el OPTGEN, con el propósito de obtener un valor más preciso de los costos operativos y del despacho de generación, teniendo en cuenta un mayor número de series hidrológicas que las utilizadas con el OPTGEN.

El modelo PSSE⁴, version 33:

Este modelo se utilizó para realizar los análisis de seguridad operativa, específicamente análisis de flujo de carga en estado estable (Condición N), análisis de contingencias mediante aplicación ACCC (Condición N-1), estabilidad de voltaje (reserva de potencia reactiva mediante curvas Q-V) y estabilidad transitoria (verificación de los principales parámetros ante contingencias).



UNID@S EN
VICTORIAS!

Por Gracia
de Dios!

⁴ Power System Simulator for Engineering, desarrollado por la empresa PTI-SIEMENS

V. Escenarios del Plan Indicativo de Expansión de la Generación

Una vez establecida la metodología de trabajo, se procedió a utilizar los modelos antes descritos, elaborándose y analizándose diversos escenarios indicativos de Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035, considerando los siguientes elementos:

- La satisfacción de la demanda de energía, previendo los déficits de energía ante la eventualidad del cambio climático.
- Los costos de Inversión y Operación.
- Los requerimientos de reserva de regulación, considerando la operación de centrales hidroeléctricas de embalse de regulación anual y estacional y motores de media velocidad en caso que no se logren desarrollar este tipo de centrales hidroeléctricas, ver anexos.
- La reserva de potencia y energía requeridas para cubrir la salida de la planta de mayor tamaño, años hidrológicos secos, años con poca generación eólica, poca disponibilidad del recurso geotérmico, mantenimientos imprevistos de unidades de generación dado que estas condiciones operativas afectan la capacidad efectiva de generación para suplir la demanda.
- La transformación y diversificación de la Matriz Energética.

De los resultados obtenidos y con base al análisis, se seleccionó el escenario mas óptimo, que se describe a continuación:

UNIDOS EN
VICTORIAS!

Por Gracia
de Dios!

5.1 Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2021-2035.

El plan de generación obtenido, significa la adición de 962 MW en el periodo de estudio. De esta potencia adicional, 100 MW a Solar Fotovoltaicos, 207 MW a Eólicos, 25 MW Geotermicos y 330 MW a proyectos hidroeléctricos, además de 300 MW que son de Gas Natural.

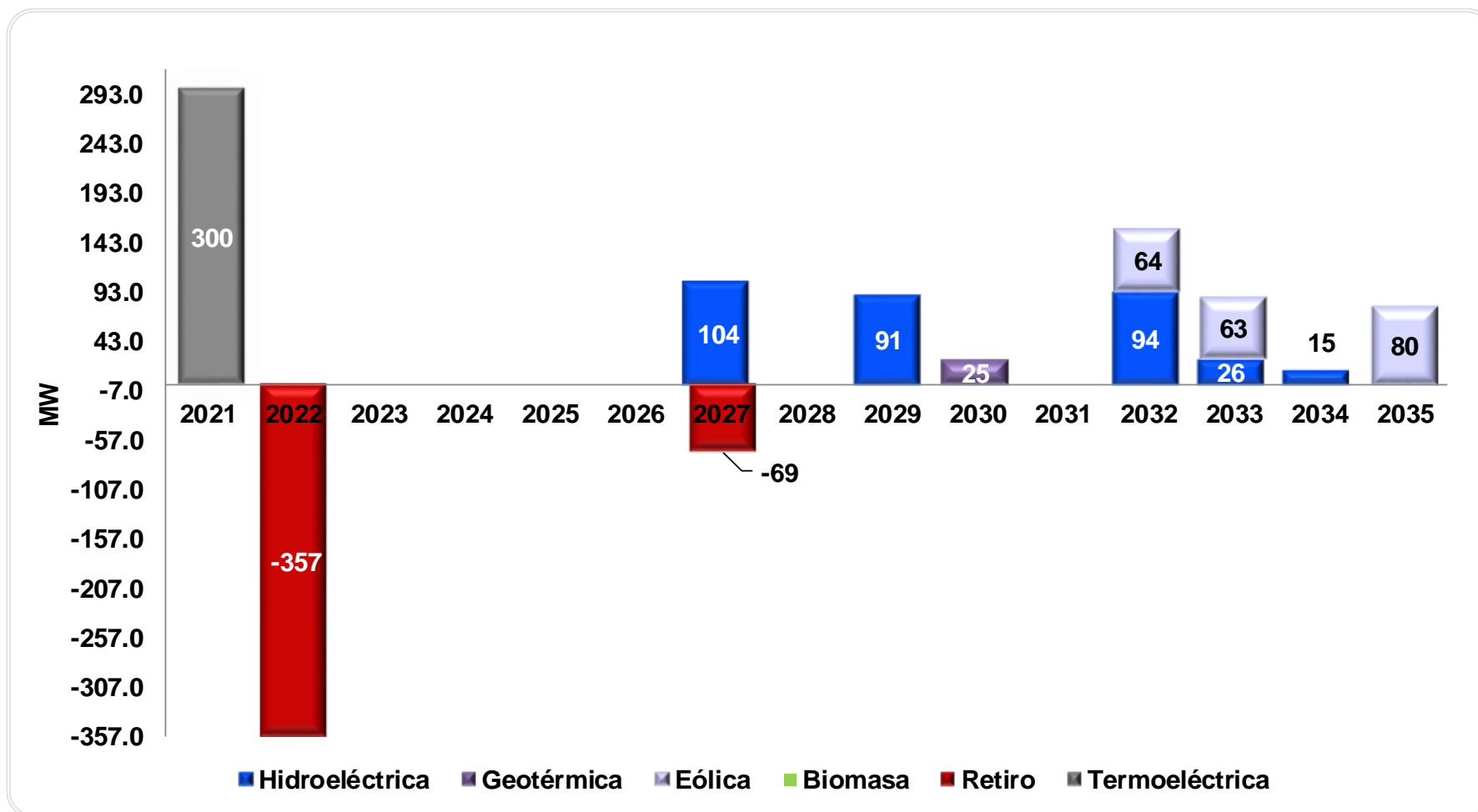
Tabla 12 Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2021-2035.

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2021-2035	
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
NG-300MW Ciclo simple	Térmico	300															300	
Biomasa	Biomasa																0	
Solar 1	Solar - FV			25													100	
Solar 2					25													
Solar 3						25												
Solar 4							25											
Eólico 1	Eólico												64				207	
Eólico 2														63				
Eólico 3																40		
Eólico 4																40		
Geotermico 1	Geotérmico										25						25	
Hidro 1	Hidrico							103.8									330	
Hidro 2									91									
Hidro 3												94						
Hidro 4													26					
Hidro 5															15			
TOTAL		300.0	0	25	25	25	25	104	0	91	25	0	158	89	15	80	962	
RETIRO			-357		0			-69									-426	

X Plantas que aportan a la regulación bajo AGC

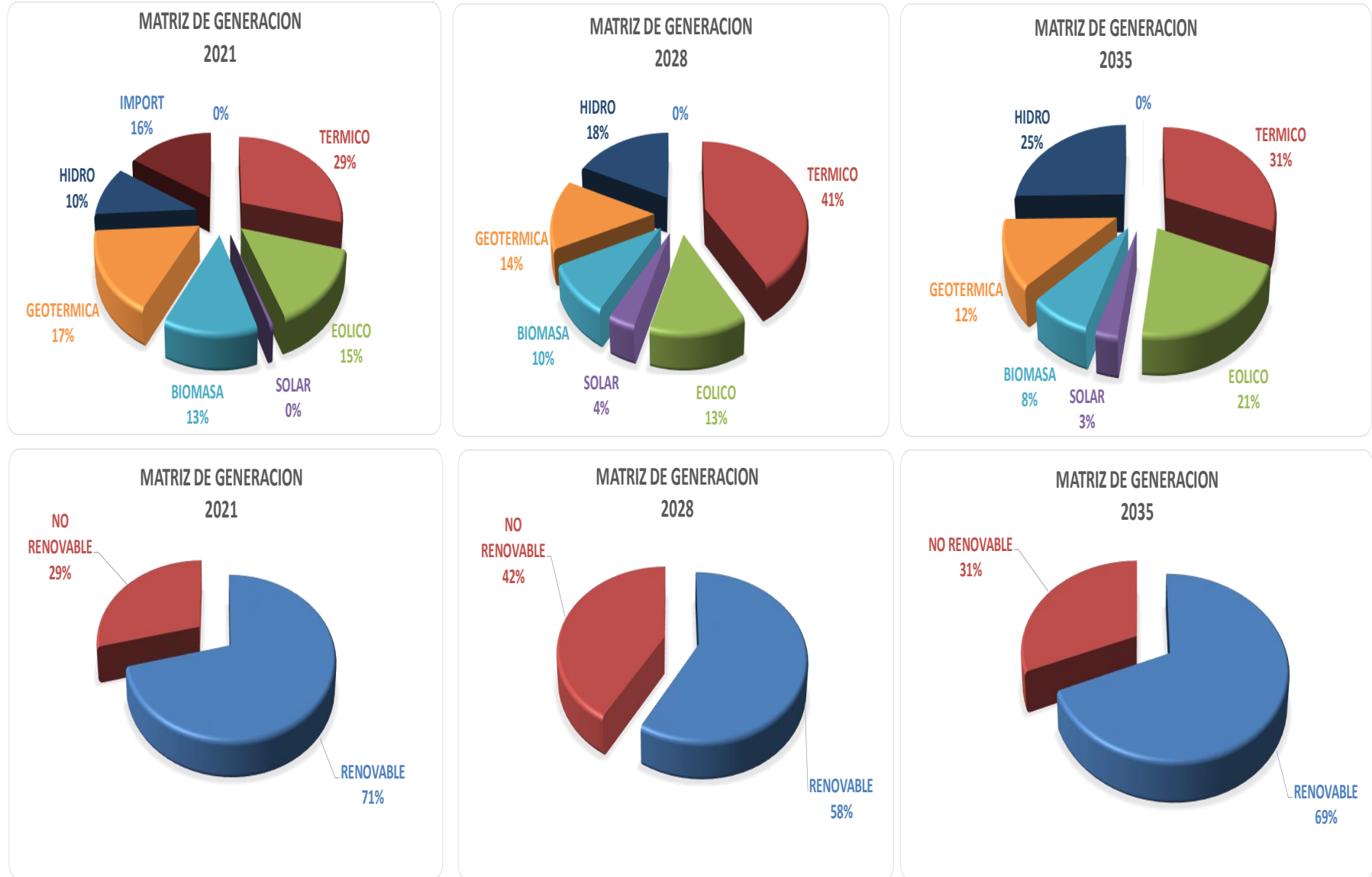
El Plan de retiro de plantas de generación, considera que las plantas cuyos costos de operación y mantenimiento, así como sus limitantes técnicas, no son sostenibles para el sistema.

Gráficos 7 Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2021-2035



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM). Elaboración Propia

Gráficos 8 Evolución prevista de la matriz de generación de Energía



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM). Elaboración Propia

VI. Seguridad Operativa

La Evaluación de la Seguridad Operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene como objetivo evaluar la incorporación de nuevos proyectos de generación conforme al Plan Indicativo de Expansión de Generación, para esto el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), elaboró el documento “Evaluación de la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional 2021-2035” conteniendo los siguientes puntos:

- ✓ Flujo de Carga en Estado Estable o Régimen Permanente (Condición N), Análisis de Contingencias (condición N-1), Estabilidad de Voltaje (reserva de potencia reactiva mediante curvas Q-V), Estabilidad Transitoria (verificación de los principales parámetros ante contingencias).
- ✓ Identificación de los refuerzos de transmisión necesarios para que se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en las reglamentaciones nacional y regional.
- ✓ Medidas en la operación del Sistema de Potencia para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad, para el horizonte de planificación que se defina: largo, mediano o corto plazo, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del Sistema Eléctrico de Nicaragua.
- ✓ Determinar la evolución de las necesidades de reserva operativa para garantizar los criterios de desempeño de la frecuencia.
- ✓ Presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la red eléctrica y los límites de capacidad para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

5.2 Premisas consideradas:

- ✓ Para el presente análisis se consideraron las condiciones de la red previstas para los años 2024, 2027, 2029 y 2032, con todos los refuerzos y proyectos descritos en el Plan de Expansión de la Transmisión y los proyectos definidos en el Plan Indicativo de Expansión de Generación para el período 2021-2035.
- ✓ Las condiciones de demanda previstas para las estaciones de verano e invierno, en demanda máxima, media y mínima de los años 2024, 2027, 2029 y 2032.

- ✓ Para el estudio de reserva de regulación se tomaron en cuenta los mínimos y máximos técnicos de las unidades generadoras que participan actualmente y las que participarán en la reserva de regulación.

Se realizó evaluación técnica mediante corridas de flujo de carga, con el modelo “Power System Simulator for Engineer” (PSSE-33), considerando como insumo predespachos previstos para los escenarios de verano e invierno de los años 2024, 2027, 2029 y 2032, de demanda máxima, media y mínima.

En anexos se presenta los resultados de estudio.

VII. Conclusiones

- ✓ El Plan Indicativo de Expansión de Generación 2021-2035, cumple satisfactoriamente con los requerimientos de demanda de energía y potencia, garantizando la reserva necesaria y reduciendo al mínimo el riesgo de déficit.
- ✓ Los efectos del cambio climático podrían afectar en el futuro la generación de los proyectos hidroeléctricos, incrementando el costo operativo térmico del sistema.
- ✓ El cumplimiento del cronograma de retiro, esta sujeto a la entrada en operación de las plantas de generación en el corto y mediano plazo.
- ✓ El plan considera la conexión de proyectos en aquellos puntos del SIN, en donde se reducen los costos de inversión de la transmisión, minimizándose las pérdidas y coadyuvando a los CCDS mínimos del sistema nacional.
- ✓ A partir del año 2021 se garantizará el cumplimiento de la reserva de regulación debido a la entrada en operación de la planta de gas natural y plantas hidroeléctricas con embalses.
- ✓ El ingreso de la Central Puerto Sandino a base de Gas Natural, incrementará considerablemente la capacidad secundaria bajo AGC en aproximadamente 48.02 MW para subir generación y en 229.88 MW para bajar generación. Esta central de 315 MW de capacidad instalada mejorará la confiabilidad del suministro, incrementará la estabilidad del SIN ante contingencias y propiciará la reducción de las pérdidas eléctricas. De igual manera, los proyectos hidroeléctricos previstos contribuirán significativamente en aumentar la confiabilidad y la calidad del servicio.
- ✓ Los resultados de los análisis eléctricos de flujo de carga y análisis de contingencias realizados, para cada una de los escenarios evaluados, se concluye que el SIN requiere de refuerzos en la red de transmisión para garantizar el cumplimiento de los CCSD. Entre los principales refuerzos que requiere el SIN, se destacan el incremento de la capacidad de transmisión en líneas de la zona del caribe sur como Acoyapa – Acoyapa II, Acoyapa II – Gateada y La Esperanza - Bluefields, así como la incorporación de compensación reactiva para el soporte de voltaje en esta misma zona del caribe a partir del año 2027.
- ✓ Del análisis de estabilidad de voltaje se concluye que ante el disparo de la línea de Masaya – Tipitapa, durante la demanda máxima de todos los escenarios evaluados, se registran las menores reservas de potencia reactiva en el nodo de la subestación Sébaco, sin embargo se cumple con el criterio de mantener un nivel de reserva superior a -70 MVAR.

- ✓ Del análisis de estabilidad transitoria, es posible afirmar que el SIN presenta una condición estable ante todas las contingencias evaluadas en todo el periodo de analisis. No se presentan pérdida de sincronismo en las máquinas monitoreadas y de forma general se observó que las máquinas alcanzan la estabilidad después de la perturbación. Se observó la pronta recuperación del voltaje y la frecuencia presentó un comportamiento estable, en ninguna de las contingencias evaluadas se alcanzó la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia EDCxBF.

VIII. Recomendaciones

- ✓ Se recomienda garantizar la entrada en operación de las plantas previstas en el plan indicativo de expansión de la generación, especialmente las correspondiente al periodo 2021-2030.
- ✓ De acuerdo a la experiencia operativa del SIN, se recomienda a los Agentes Transmisores garantizar la precisión y selectividad de los esquemas de protección, para garantizar que estos actúen de manera coordinada con los sistemas de protección de los generadores, a fin de evitar la propagación de fallas y disparos innecesarios de carga ó generación.
- ✓ Impulsar el proyecto de monitoreo y control a base de Unidades de Medición Fasorial (PMU), para mejorar la precision de los analisis y la operación en tiempo real, con la finalidad de prever eventos de mayor magnitud en el SIN.



IX. ANEXOS

PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACIÓN 2021-2035

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2021-2035	
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
NG-300MW Ciclo simple	Térmico	300															300	
Biomasa	Biomasa																0	
Solar 1	Solar - FV			25													100	
Solar 2					25													
Solar 3						25												
Solar 4							25											
Eólico 1	Eólico												64				207	
Eólico 2														63				
Eólico 3																40		
Eólico 4																40		
Geotermico 1	Geotérmico										25						25	
Hidro 1	Hidrico							103.8									330	
Hidro 2										91								
Hidro 3													94					
Hidro 4														26				
Hidro 5															15			
TOTAL		300.0	0	25	25	25	25	104	0	91	25	0	158	89	15	80	962	
RETIRO			-357		0			-69									-426	

BALANCE DE POTENCIA (MW)
DISPONIBILIDAD EFECTIVA ANUAL DE POTENCIA / DEMANDA MAXIMA

FUENTES RENOVABLES																
AÑO																
FUENTE	PLANTAS	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
HIDRO																
	CENTROAMERICA	48	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	CARLOS FONSECA	43	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	PANTASMA	8	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
	LARREYNAGA	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	EL DIAMANTE	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	SAN MARTIN	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	HIDRO 1							103.8	103.8	103.8	103.8	103.8	103.8	103.8	103.8	103.8
	HIDRO 2									91	91	91	91	91	91	91
	HIDRO 3											94	94	94	94	94
	HIDRO 4													26	26	26
	HIDRO 5														15	15
	SUBTOTAL HIDRO	127	140	140	140	140	140	244	244	335	335	335	429	455	470	470
GEOTERMIA																
	PENSA (POLARIS)	64	68	66	66	66	65	64	63	62	61	60	59	58	57	56
	MOMOTOMBO	23	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	GEOTERMICO 1										25	25	25	25	25	25
	SUBTOTAL GEOTERMIA	87	100	98	98	98	97	96	95	94	118	117	116	115	114	113
BIOMASA																
	PNSL	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	MONTEROSA	27	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	MONTELIMAR	36	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	EGERSA	21	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	SUBTOTAL BIOMASA	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
EÓLICA																
	AMAYO I															
	AMAYO II															
	ALBA RIVAS															
	EOLO															
	BLUE POWER															
	EOLICO 1															
	EOLICO 2															
	EOLICO 3															
	EOLICO 4															
	SUBTOTAL EÓLICA															
FOTOVOLTAICA																
	SOLARIS															
	SOLAR 1															
	SOLAR 2															
	SOLAR 3															
	SOLAR 4															
	SUBTOTAL FOTOVOLTAICA															
TOTAL RENOVABLE		328	354	352	352	352	351	454	453	543	567	566	659	684	698	697

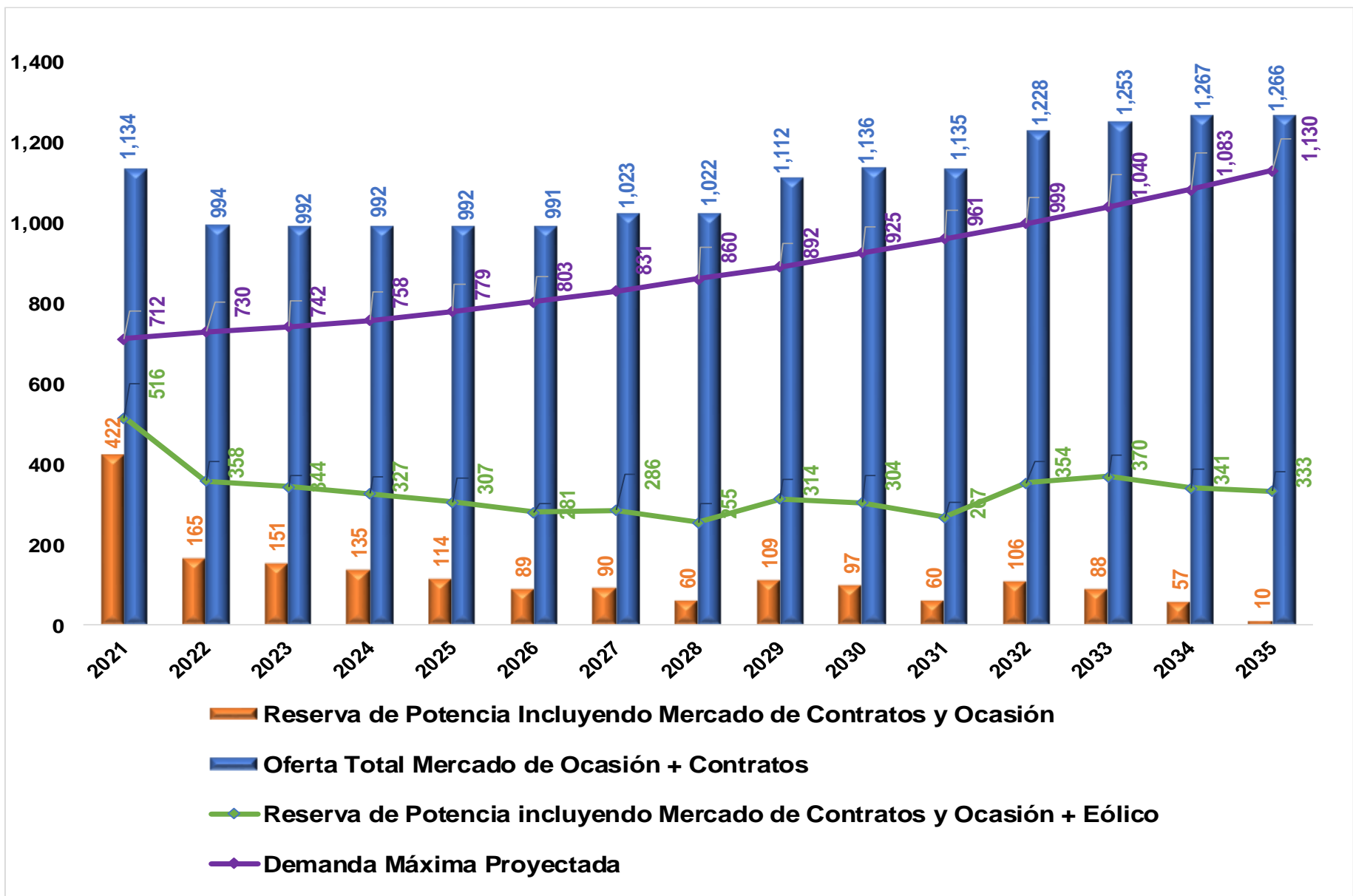
* Disponibilidad del año 2021, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.

FUENTES TÉRMICAS																
AÑO																
FUENTE	PLANTAS	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
FUEL OIL																
	NIC 1	50														
	NIC 2	50														
	CENSA	54														
	TIPITAPA	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9
	CORINTO	71	71	71	71	71	71	71								
	ALBANISA (CHE GUEVARAS)	195.3	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2
	MMV 35 MWa	30.5	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	MMV 35 MWb	30.5	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	MMV 35 MWc	30.5	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	MMV 35 MWd	30.5	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	Ciclo Simple 300 MW	150	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
SUBTOTAL TÉRMICAS		743	577	577	577	577	577	506	506	506	506	506	506	506	506	506
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA (Incluyendo Plantas Hidros, Geotérmicas y Térmicas)		1071	931	929	929	929	928	960	959	1049	1073	1072	1165	1190	1204	1203
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA		712	730	742	758	779	803	831	860	892	925	961	999	1040	1083	1130
RESERVA BRUTA		359	201	187	171	150	125	129	99	158	148	111	166	150	121	74
RESERVA EFECTIVA **		359	108	95	78	57	32	33	3	53	41	4	49	31	0	-47

* Disponibilidad del año 2021, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.

PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN																
AÑO																
FUENTE	PLANTAS	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
FUEL OIL																
	MGA 4	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
	MGA 5	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
SUBTOTAL FUEL OIL		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
DIESEL																
	L.B 1															
	L.B 2															
	HCH 1 (ALBANISA)	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
SUBTOTAL DIESEL		53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
TOTAL MERCADO DE OCASION		63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
OFERTA TOTAL MERCADO DE OCASIÓN + CONTRATOS		1134	994	992	992	992	991	1023	1022	1112	1136	1135	1228	1253	1267	1266
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE CONTRATOS Y OCASION		422	165	151	135	114	89	90	60	109	97	60	106	88	57	10
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE CONTRATOS Y OCASIÓN + EOLICO		516	358	344	327	307	281	286	255	314	304	267	354	370	341	333
DEMANDA MAXIMA PROYECTADA		712	730	742	758	779	803	831	860	892	925	961	999	1040	1083	1130

* Disponibilidad del año 2021, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM). Elaboración Propia

BALANCE DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)

AÑO	Deficit	LA MORA	NI_C.FONSE	NI_C-AMER	NI_EL CARP	NI_EL DIAMAN	NI_LARREY	NI_MOJOLKA	NI_PANTAS	NI_PIED CA	NI_PIEDRA	NI_SALTO Y SAN MARTI	EOL_GEN a	EOL_GEN b	NI_AMAYO	NI_AMAYO	NI_BLUEPO	NI_EOL_ALI	NI_EOL_ALBA2	
2021	-	-	132.4	154.9	-	19.6	70.4	-	50.0	-	-	-	27.4	-	154.0	95.7	137.3	129.4	-	
2022	-	-	178.1	223.8	-	19.9	89.9	-	52.6	-	-	-	26.6	-	156.5	97.0	140.2	131.6	-	
2023	-	-	163.8	207.1	-	20.0	84.7	-	51.1	-	-	-	26.9	-	156.2	97.6	140.0	131.9	-	
2024	-	-	172.5	211.8	-	19.8	87.1	-	50.1	-	-	-	27.5	-	155.4	97.0	139.0	129.5	-	
2025	-	-	157.5	200.0	-	19.8	82.2	-	49.9	-	-	-	27.4	-	155.2	96.8	138.7	131.1	-	
2026	-	-	170.7	225.1	-	19.6	89.4	-	50.9	-	-	-	27.3	-	155.7	96.7	140.3	132.0	-	
2027	-	-	161.3	200.7	-	19.5	82.4	322.8	51.1	-	-	-	27.2	-	156.8	97.4	141.1	133.0	-	
2028	0.1	-	173.8	219.8	-	19.4	89.1	390.6	51.8	-	-	-	27.6	-	156.0	97.2	140.0	132.4	-	
2029	-	-	184.7	228.3	272.4	19.3	92.6	375.3	51.3	-	-	-	26.8	-	156.7	97.9	140.1	130.9	-	
2030	-	-	170.3	204.9	322.2	19.5	84.9	377.2	50.6	-	-	-	27.4	-	155.5	97.1	139.1	131.7	-	
2031	0.1	-	169.0	209.0	318.9	19.8	86.5	381.8	51.2	-	-	-	27.4	-	156.2	97.8	139.0	130.7	-	
2032	0.0	-	173.3	206.0	306.2	19.5	86.0	371.2	51.2	-	-	-	27.0	-	155.6	96.6	138.5	131.4	-	
2033	0.0	-	156.5	190.8	319.1	19.9	78.9	371.3	51.2	-	-	113.4	27.1	-	153.9	96.2	137.5	132.3	242.4	
2034	0.1	-	172.3	219.7	320.6	20.1	87.9	370.1	52.2	-	55.0	113.9	26.7	-	155.0	95.9	138.2	130.0	244.1	
2035	0.7	-	183.1	231.2	329.2	19.3	94.0	367.5	50.8	-	56.7	113.6	27.3	154.4	154.4	154.4	96.5	137.4	130.7	243.2
AÑO	NI_EOL0	NI_SANMAF	NI_SOLARI	NI_SOLARI	SOLARII	MONTELMAR	NI_CASUR	NI_CICLO SIMI	NI_GCOSIG	NI_MMV40a	NI_MMV40b	NI_MMV40c	NI_MMV40d	NI_PCENSA	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-6	
2021	172.3	-	-	21.0	-	211.3	103.2	493.7	-	93.3	96.2	94.5	115.2	1.8	-	-	0.1	-	-	5.7
2022	174.6	-	-	21.0	-	211.3	103.2	1,814.2	-	21.6	19.2	19.5	25.8	-	-	-	-	-	-	-
2023	174.6	-	-	21.0	43.8	211.3	103.2	1,881.3	-	24.3	27.4	25.8	39.2	-	-	-	-	-	-	-
2024	173.4	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	1,944.8	-	29.8	28.0	27.9	46.7	-	-	-	-	-	-	-
2025	174.0	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,044.0	-	34.1	31.9	36.4	48.5	-	-	-	-	-	-	-
2026	173.7	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,055.5	-	39.1	38.8	44.9	59.4	-	-	-	-	-	-	-
2027	174.6	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,080.3	-	11.7	20.0	15.6	33.6	-	-	-	-	-	-	-
2028	174.7	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,129.4	-	27.5	19.2	29.5	41.6	-	-	-	-	-	-	-
2029	175.2	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,115.8	-	11.7	11.3	17.4	32.6	-	-	-	-	-	-	-
2030	173.4	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,146.1	186.2	14.2	13.7	20.5	33.4	-	-	-	-	-	-	-
2031	173.8	-	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,303.4	186.2	25.7	30.4	34.3	49.9	-	-	-	-	-	-	-
2032	173.1	248.9	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,109.5	186.2	12.4	11.9	17.5	30.2	-	-	-	-	-	-	-
2033	173.0	246.2	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,049.8	186.2	12.1	14.5	16.1	29.0	-	-	-	-	-	-	-
2034	173.2	248.0	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,151.4	186.2	23.3	24.3	29.2	46.2	-	-	-	-	-	-	-
2035	173.1	247.1	43.8	21.0	43.8	211.3	103.2	2,091.4	186.2	28.4	30.9	37.0	51.6	-	-	-	-	-	-	-
AÑO	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-	NI_PCHEG-	NI_PCORIN	NI_PCORIN	NI_PHCHA-1	NI_PHCHA-	NI_PMANAG U	NI_PMANAG	NI_PMOMO	NI_PMTROS	NI_PNI-U1	NI_PNI-U2	NI_PNSEL	NI_PPOLAR	NI_PPOLAR	NI_PTIPITA	IMPORT.		
2021	4.7	2.4	13.8	115.5	24.4	-	-	0.8	1.5	200.7	131.1	179.6	25.1	121.2	281.1	264.0	38.7	709.7		
2022	-	-	-	26.0	0.9	-	-	-	-	210.2	80.7	-	-	119.0	297.8	297.8	0.2	-		
2023	-	-	-	3.6	1.4	-	-	-	-	210.2	83.6	-	-	131.4	289.1	289.1	0.5	-		
2024	-	0.0	-	3.6	2.1	-	-	-	0.0	210.2	85.5	-	-	104.5	289.1	289.1	1.8	-		
2025	-	0.2	-	4.2	2.7	-	0.0	0.0	0.1	210.2	87.7	-	-	106.1	289.1	289.1	3.9	-		
2026	-	0.4	-	7.0	3.2	0.0	0.4	0.1	0.1	210.2	90.4	-	-	131.4	284.7	284.7	5.8	-		
2027	-	0.4	-	-	-	0.0	0.3	0.1	0.1	210.2	82.7	-	-	131.4	280.3	280.3	1.8	-		
2028	-	0.6	-	-	-	0.1	0.8	0.1	0.2	210.2	88.1	-	-	131.4	275.9	275.9	6.1	-		
2029	-	0.4	-	-	-	0.0	0.1	0.0	0.1	210.2	88.8	-	-	131.4	271.6	271.6	1.7	-		
2030	-	0.4	-	-	-	0.0	0.2	0.1	0.1	210.2	89.7	-	-	131.4	267.2	267.2	1.8	-		
2031	-	0.8	-	-	-	0.2	0.9	0.1	0.2	210.2	104.5	-	-	131.4	262.8	262.8	7.1	-		
2032	-	0.4	-	-	-	0.0	0.2	0.1	0.1	210.2	90.5	-	-	131.4	258.4	258.4	2.3	-		
2033	-	0.5	-	-	-	0.0	0.4	0.1	0.1	210.2	87.2	-	-	131.4	254.0	254.0	2.6	-		
2034	-	0.8	-	-	-	0.1	0.8	0.2	0.2	210.2	99.2	-	-	131.4	249.7	249.7	5.9	-		
2035	-	1.5	-	-	-	0.3	1.5	0.3	0.4	210.2	99.0	-	-	131.4	245.3	245.3	11.6	-		

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM). Elaboración Propia

Evaluación de la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua

Flujo de carga en estado estable

El objetivo del estudio de flujos de potencia es determinar la tensión en los nodos y la carga en los elementos del sistema de transmisión. La normativa nacional establece que la magnitud del voltaje en las barras del SIN en condición normal de operación, debe mantenerse dentro del rango 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento.

Se realizaron corridas de flujo utilizando el modelo PSSE-33, con el método Full Newton – Raphson, con tolerancia de convergencia de 0.1 MW, ajuste automático de TAPs, y ajuste automático de la compensación.⁵

⁵ Nota: No se registran violaciones de voltajes ni sobrecargas en el SIN en ninguno de los años analizado

Flujo de carga ante contingencias sencillas

Para el análisis de contingencias por el método ACCC del modelo PSSE-33, se evaluaron un total de 44 contingencias para cada escenario evaluado del sistema de Nicaragua, destacándose las más importantes y probables en el SIN, desde el punto de vista de las contingencias que provocan violaciones de voltaje y sobrecargas. Fueron analizadas en cada uno de los escenarios estudiados.

A continuación, se presentan los escenarios en los cuales se presentan violaciones de tensión en los nodos de la red troncal y sobrecargas en las líneas y transformadores, ante las diversas contingencias:

- **2024**

FORMATO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION Y DEMANDA	Contingencia	Nodo			Magnitud
		Número	Nombre	kV	Voltaje P.U.
VERANO MÁXIMA	PCF-SEB II	4217	ETM	69	0.865
		4311	EST	138	0.879
		4332	SNR	138	0.877
		4347	MGU	138	0.875
		4349	SIU	138	0.871
		4352	OCT	138	0.859
		4356	WAS	138	0.877
		4372	MTG1	138	0.879
		4390	ROS	138	0.871
		4399	SKL	138	0.854
		4234	SNR	69	0.872
		4320	MTG1	138	0.881
		4337	YGA	138	0.862
		4348	MLK	138	0.874
		4351	YALI	138	0.857
		4353	DAL	138	0.876
		4368	DMTG	138	0.879
4382	BIL	138	0.868		
4396	EJB	138	0.876		

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

• 2027

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE INVIERNO 2027											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado							Magnitudes		
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4299	ACY II	138.0	4301	ACY	138.0	1	30.0	34.0	117.4
		4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	38.4	131.3
	EPZ II-GAT II	4204	BLF	69.0	4215	EPZ	69.0	1	15.0	19.0	122.9
	AMR-SMA	4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	38.4	103.5
MEDIA	AMR-BCO	4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	33.3	108.8
	EPZ II-GAT II	4204	BLF	69.0	4215	EPZ	69.0	1	15.0	16.2	104.8
MÍNIMA	EPZ II-GAT II	4204	BLF	69.0	4215	EPZ	69.0	1	15.0	16.5	105.8

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE VERANO 2027											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado							Magnitudes		
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4299	ACY II	138.0	4301	ACY	138.0	1	30.0	35.5	116.6
		4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	40.3	131.3
	EPZ II-GAT II	4204	BLF	69.0	4215	EPZ	69.0	1	15.0	19.4	124.1
	AMR-SMA	4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	32.4	103.8
MEDIA	AMR-BCO	4299	ACY II	138.0	4301	ACY	138.0	1	30.0	30.6	101.9
		4299	ACY II	138.0	4313	GAT	138.0	1	30.0	34.3	113.6

FORMATO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION Y DEMANDA	Contingencia	Nodo			Magnitud
		Número	Nombre	kV	Voltaje P.U.
INVIERNO MÁXIMA	EPZ II-GAT II	4371	BLF	138	1.124
		4397	EPZ II	138	1.139
		4395	TOR	138	1.142
		4964	KUK	138	1.139
		4371	BLF	138	1.127
INVIERNO MEDIA	EPZ II-GAT II	4397	EPZ II	138	1.143
		4395	TOR	138	1.147
		4964	KUK	138	1.145
		4371	BLF	138	1.158
		4397	EPZ II	138	1.176
INVIERNO MÍNIMA	EPZ II-GAT II	4395	TOR	138	1.181
		4964	KUK	138	1.178
		4204	BLF	69	1.117
		4982	BLF II	69	1.118
		4371	BLF	138	1.124
		4397	EPZ II	138	1.137
		4395	TOR	138	1.141
		4964	KUK	138	1.138
VERANO MÁXIMA	EPZ II-GAT II	4204	BLF	69	0.897
		4215	EPZ	69	0.888
		4313	GAT	138	0.896
		4397	EPZ II	138	0.898
		4957	NGUI I	138	0.890
	BCO-GAT	4964	KUK	138	0.898
		4209	CTO	69	0.862
		4219	GAT	69	0.876
		4371	BLF	138	0.899
		4838	GAT	138	0.873
		4961	GAT II	138	0.890
		4982	BLF II	69	0.897
		4397	EPZ II	138	1.176
		4395	TOR	138	1.181
		4964	KUK	138	1.178
VERANO MEDIA	EPZ II-GAT II	4209	CTO	69	0.884
		4204	BLF	69	1.134
		4395	TOR	138	1.198
VERANO MÍNIMA	EPZ II-GAT II	4964	KUK	138	1.195
		4371	BLF	138	1.176
		4397	EPZ II	138	1.194
		4982	BLF II	69	1.136

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE INVIERNO 2029											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado						Magnitudes			
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4301	ACY-138	138.0	1	30.0	35.0	124.2
	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	40.0	139.2
	AMR-SMA	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	31.4	107.3
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	17.9	121
MEDIA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4301	ACY-138	138.0	1	30.0	30.5	101.2
	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	34.3	112.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.8	103.6
MINIMA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	30.1	102.3
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	16.1	104.3

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE VERANO 2029											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado						Magnitudes			
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4301	ACY-138	138.0	1	30.0	36.5	121.7
	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	41.8	137.6
	AMR-SMA	4229	ACYII-139	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	31.1	106.9
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	18.6	123.8
MEDIA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4301	ACY-138	138.0	1	30.0	31.5	105.5
	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	35.5	117.9
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.3	102.6
MINIMA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4301	ACY-138	138.0	1	30.0	31.4	103.2
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	16.5	105.7

FORMATO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION Y DEMANDA	Contingencia	Nodo			Magnitud
		Número	Nombre	kV	Voltaje P.U.
INVIERNO MAXIMA	BCO-GAT 230 kV	4209	CTO-69	69	0.86928
		4219	GAT-69	69	0.88255
		4957	NGUI-138	138	0.89603
		4215	EPZ-69	69	0.89484
		4313	GAT-138	138	0.89658
		4961	GATII-138	138	0.89637
INVIERNO MEDIA	EPZII-GATII 138 kV	4395	TOR-138	138	1.11675
		4964	KUK-138	138	1.11419
		4397	EPZII-138	138	1.11319
INVIERNO MINIMA	EPZII-GATII 138 kV	4371	BLF-138	138	1.13845
		4397	EPZII-138	138	1.15586
		4982	BLFII-69	69	1.10052
		4395	TOR-138	138	1.15992
		4964	KUK-138	138	1.15732
		4204	BLF-69	69	0.87819
VERANO MAXIMA	BCO-GAT 230 kV	4215	EPZ-69	69	0.87019
		4299	ACYII-138	138	0.89127
		4371	BLF-138	138	0.8802
		4397	EPZII-138	138	0.88007
		4957	NGUI-138	138	0.87297
		4964	KUK-138	138	0.87926
		4209	CTO-69	69	0.84374
		4219	GAT-69	69	0.85885
		4313	GAT-138	138	0.87368
		4395	TOR-138	138	0.88153
		4838	GAT-230	230	0.85726
		4961	GATII-138	138	0.87347
		4982	BLFII-69	69	0.87827
		VERANO MINIMA	EPZII-GATII 138 kV	4204	BLF-69
4395	TOR-138			138	1.1709
4964	KUK-138			138	1.16827
4371	BLF-138			138	1.14959
4397	EPZII-138			138	1.16687
4982	BLFII-69			69	1.11184

• 2032

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE INVIERNO 2032											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado							Magnitudes		
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33.0	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1
MEDIA	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.8	103.6
MINIMA	AMR-BCO	4299	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1

FORMATO DE FLUJO DE CARGA ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION DE VERANO 2032											
DEMANDA	Contingencia	Elemento Sobrecargado							Magnitudes		
		Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A	Flujo MVA	% Carga
		Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV				
MAXIMA	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33.0	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1
MEDIA	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33.0	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1
MINIMA	AMR-BCO	4229	ACYII-138	138.0	4313	GAT-138	138.0	1	30.0	33.0	109.8
	EPZII-GATII	4204	BLF-69	69.0	4215	EPZ-69	69.0	1	15.0	15.7	103.1

FORMATO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE ANTE CONTINGENCIA SENCILLA (N-1)

ESTACION Y DEMANDA	Contingencia	Nodo			Magnitud
		Número	Nombre	kV	Voltaje P.U.
INVIERNO MAXIMA	EPZII-GATII 138 kV	4371	BLF-138	138	1.10327
		4397	EPZII-138	138	1.11886
		4395	TOR-138	138	1.12251
		4964	KUK-138	138	1.11995
INVIERNO MEDIA	EPZII-GATII 138 kV	4395	TOR-138	138	1.12251
		4964	KUK-138	138	1.11995
		4371	BLF-138	38	1.10327
		4397	EPZII-138	138	1.11886
INVIERNO MINIMA	BCO-GAT 230 kV	4209	CTO-69	69	0.88636
		4219	GAT-69	69	0.89487
		4371	BLF-138	138	1.10327
		4397	EPZII-138	138	1.11886
INVIERNO MINIMA	EPZII-GATII 138 kV	4395	TOR-138	138	1.1251
		4964	KUK-138	138	1.11995
		4209	CTO-69	69	0.88636
		4219	GAT-69	69	0.89487
VERANO MAXIMA	EPZII-GATII 138 kV	4371	BLF-138	138	1.10327
		4397	EPZII-138	138	1.11886
		4395	TOR-138	138	1.1251
		4964	KUK-138	138	1.11995
VERANO MEDIA	BCO-GAT 230 kV	4209	CTO-69	69	0.88636
		4219	GAT-69	69	0.89487
		4371	BLF-138	138	1.10327
		4397	EPZII-138	138	1.11886
VERANO MINIMA	EPZII-GATII 138 kV	4395	TOR-138	138	1.1251
		4964	KUK-138	138	1.11995
		4209	CTO-69	69	0.88636
		4219	GAT-69	69	0.89487

Comentarios:

- ✓ Con base en los resultados de los análisis eléctricos de flujo de carga y análisis de contingencias realizados, para cada una de los escenarios evaluados, se concluye que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) requiere de refuerzos en la red de transmisión para garantizar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).
- ✓ Entre los principales refuerzos que requiere el SIN, se destacan el incremento de la capacidad de transmisión en líneas de la zona del caribe sur como Acoyapa – Acoyapa II, Acoyapa II – Gateada y La Esperanza - Bluefields, así como la incorporación de compensación reactiva para el soporte de voltaje en esta misma zona del caribe.

Estabilidad de voltaje

En este apartado se presenta el análisis de la estabilidad de tensión en el sistema de Nicaragua a partir de la revisión de la reserva de potencia reactiva post-contingencia en los principales nodos del sistema de transmisión. El objetivo es determinar si luego de ocurrida una contingencia, el sistema queda o no en una condición crítica en cuanto a la reserva de reactivo, que pudiera significar una situación de inestabilidad de voltaje o cercana a esta condición.

El listado de nodos a los cuales se les calcula la reserva de reactivos mediante curvas Q-V, se muestran en las siguientes tablas, las contingencias simuladas son las mismas que para el análisis de contingencias presentado anteriormente.

2024			2027			2029			2032		
Ítem	Nodo	Nombre	Ítem	Nodo	Nombre	Ítem	Nodo	Nombre	Ítem	Nodo	Nombre
1	4750	AMY-230	1	4750	AMY-230	1	4750	AMY-230	1	4750	AMY-230
2	4420	SNB-230	2	4420	SNB-230	2	4420	SNB-230	2	4420	SNB-230
3	4419	MT1-230	3	4419	MT1-230	3	4419	MT1-230	3	4419	MT1-230
4	4406	TCP-230	4	4406	TCP-230	4	4406	TCP-230	4	4406	TCP-230
5	4404	MSY-230	5	4404	MSY-230	5	4404	MSY-230	5	4404	MSY-230
6	4403	LNI-230	6	4403	LNI-230	6	4403	LNI-230	6	4403	LNI-230
7	4402	SND-230	7	4402	SND-230	7	4402	SND-230	7	4402	SND-230
8	4401	LBS-230	8	4401	LBS-230	8	4401	LBS-230	8	4401	LBS-230
9	4357	SNB-138	9	4357	SNB-138	9	4357	SNB-138	9	4357	SNB-138
10	4331	SEB-138	10	4331	SEB-138	10	4331	SEB-138	10	4331	SEB-138
11	4316	LNI-138	11	4316	LNI-138	11	4316	LNI-138	11	4316	LNI-138

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Se evaluó la capacidad de reserva con que cuenta el SIN, en los 11 nodos de la red troncal, para cada una de las condiciones de demanda esperadas para todos los escenarios analizados, ante 44 contingencias seleccionadas del ranking de contingencias, consideradas como las más severas para sistema de Nicaragua.

Comentarios:

- ✓ Del análisis de estabilidad de voltaje se concluye que ante el disparo de la línea de 138 kV MSY-GNT-TPT L8090 durante la demanda máxima de todos los escenarios evaluados, se registran las menores reservas de potencia reactiva en el nodo de la subestación Sébaco, sin embargo se cumple con el criterio de mantener un nivel de reserva superior a -70 MVar.

Estabilidad Transitoria

Los estudios de estabilidad transitoria tienen como objetivo principal determinar la respuesta dinámica del sistema, durante y, después de la ocurrencia de la contingencia. Esto conlleva a verificar los valores de los principales parámetros del sistema, tales como la tensión en las barras, la frecuencia y los ángulos de los rotores de los generadores.

Para llevar a cabo este estudio, se simularon diversas contingencias en puntos críticos y cercanos a los nuevos proyectos previstos según el plan de expansión de la generación y transmisión 2021-2035, tanto para los escenarios de invierno y verano de los años 2024, 2027, 2029 y 2032. El listado de las contingencias simuladas se muestra en las siguientes tablas:

2024	
Ítem	Contingencia
1	MT1-LBS
2	SND-AGC
3	MSY-SND & TCP-SND

2027	
Ítem	Contingencia
1	MT1-LBS
2	BCO-MLK
3	MSY-SND & TCP-SND

2029	
Ítem	Contingencia
1	MT1-LBS
2	BCO-MLK
3	MSY-SND & TCP-SND

2032	
Ítem	Contingencia
1	AMY-LIB
2	BCO-MLK
3	MSY-SND & TCP-SND

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Comentarios:

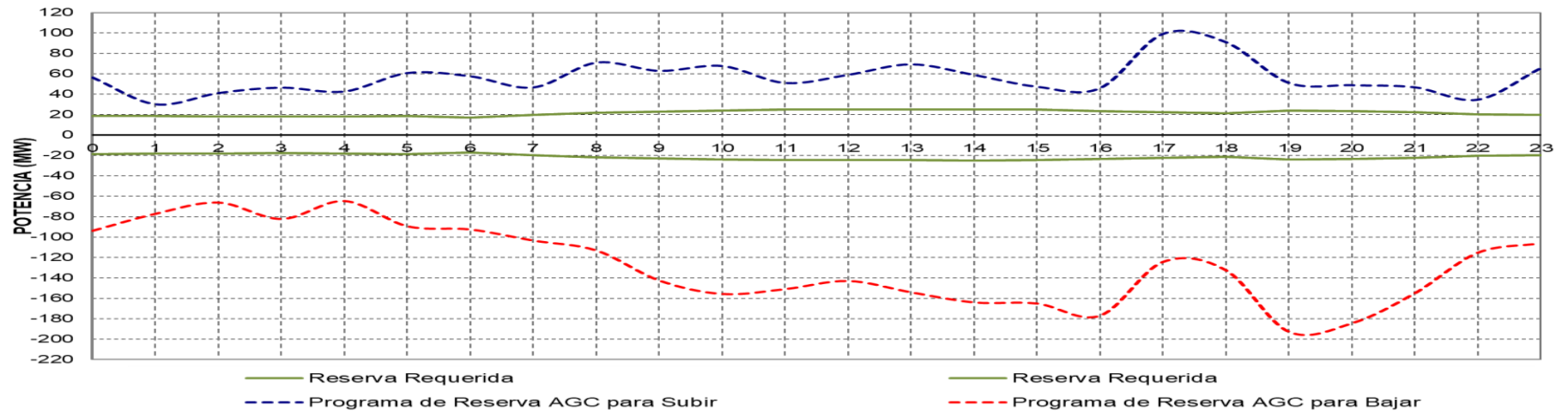
- ✓ Del análisis realizado durante el presente estudio, es posible afirmar que el SIN presentó una condición estable ante todas las contingencias evaluadas.
- ✓ No se presentó pérdida de sincronismo en las máquinas monitoreadas y de forma general se observó que las máquinas alcanzan la estabilidad en aproximadamente entre 2 y 4 segundos después de la perturbación.
- ✓ Se observó la pronta recuperación del voltaje y la frecuencia presentó un comportamiento estable, en ninguna de las contingencias evaluadas se alcanzó la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia EDCxBF.

Análisis de reserva

El análisis fue realizado de forma integral considerando despachos diarios-horarios, para día hábil, día sábado y día domingo, destacando la reserva requerida tanto para subir, como para bajar generación, y mostrando la capacidad de reserva para regular las variaciones, tanto por la demanda, como las variaciones producidas por la generación renovable variable.

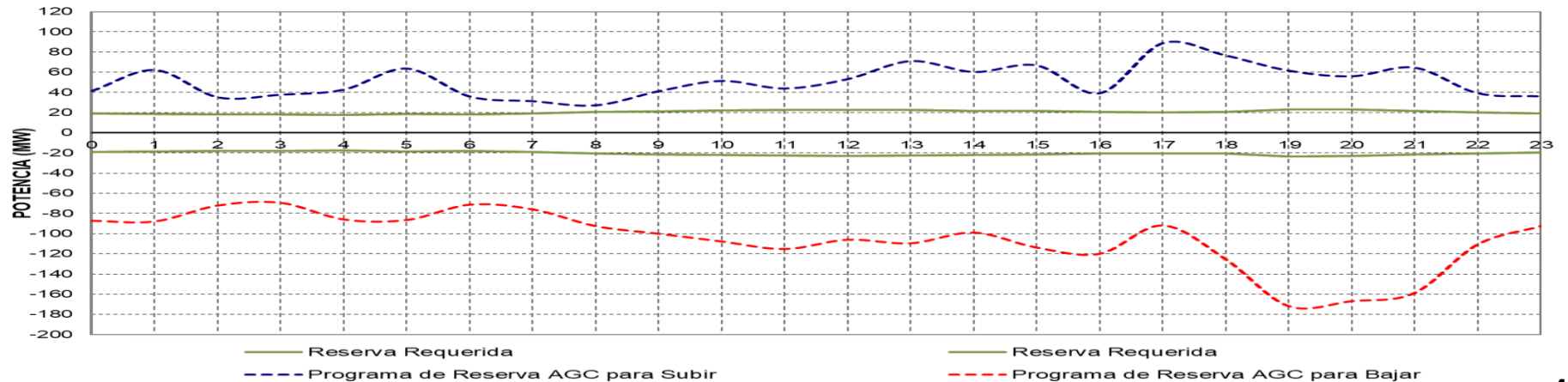
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2024

martes, 2 de abril de 2024



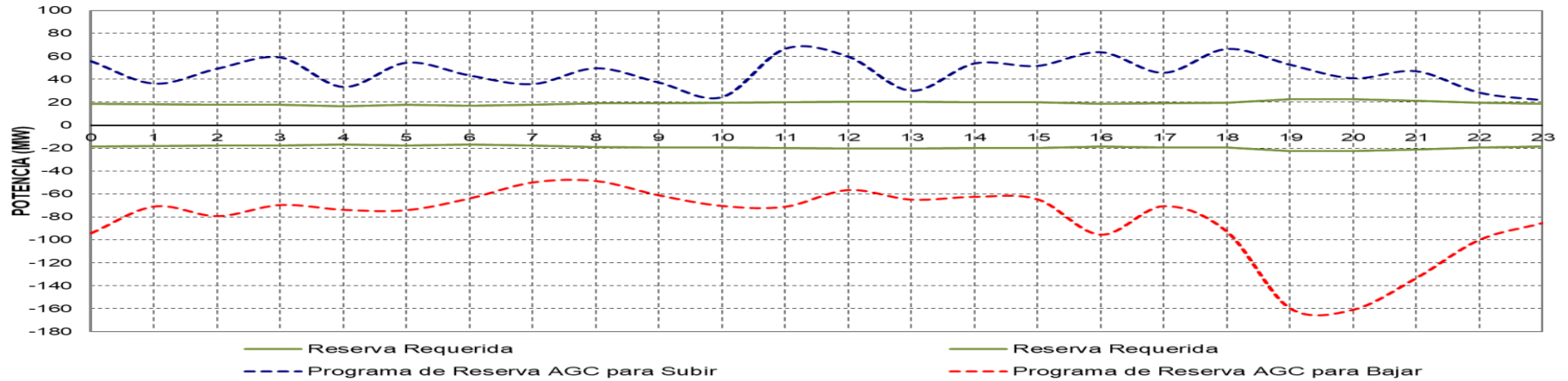
ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2024

sábado, 6 de abril de 2024



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2024

domingo, 7 de abril de 2024



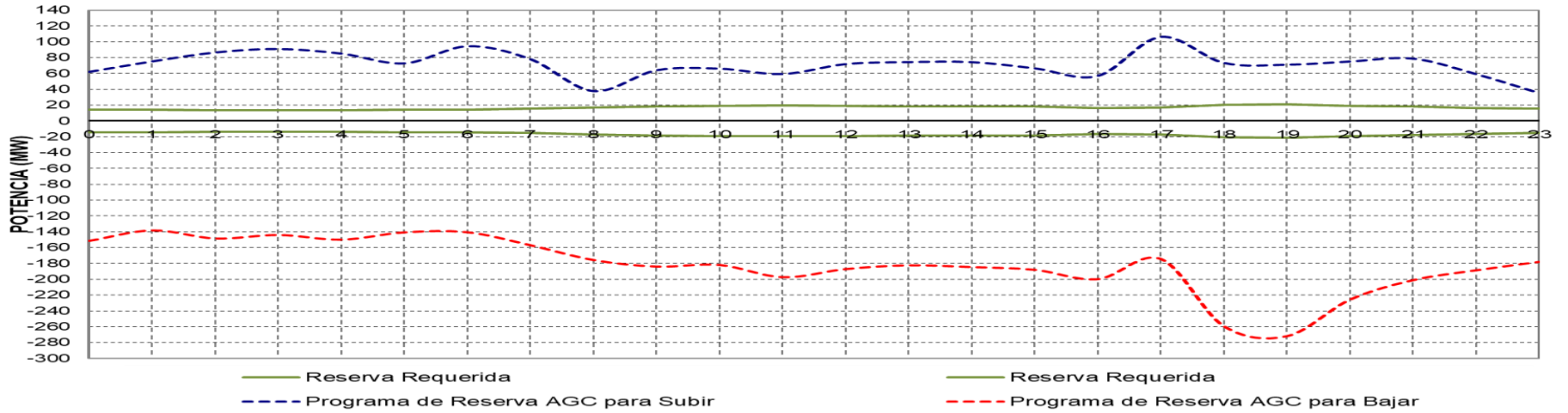
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE VERANO 2024:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de verano del año 2024 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión de la planta de gas natural Central Puerto Sandino y proyectos solares

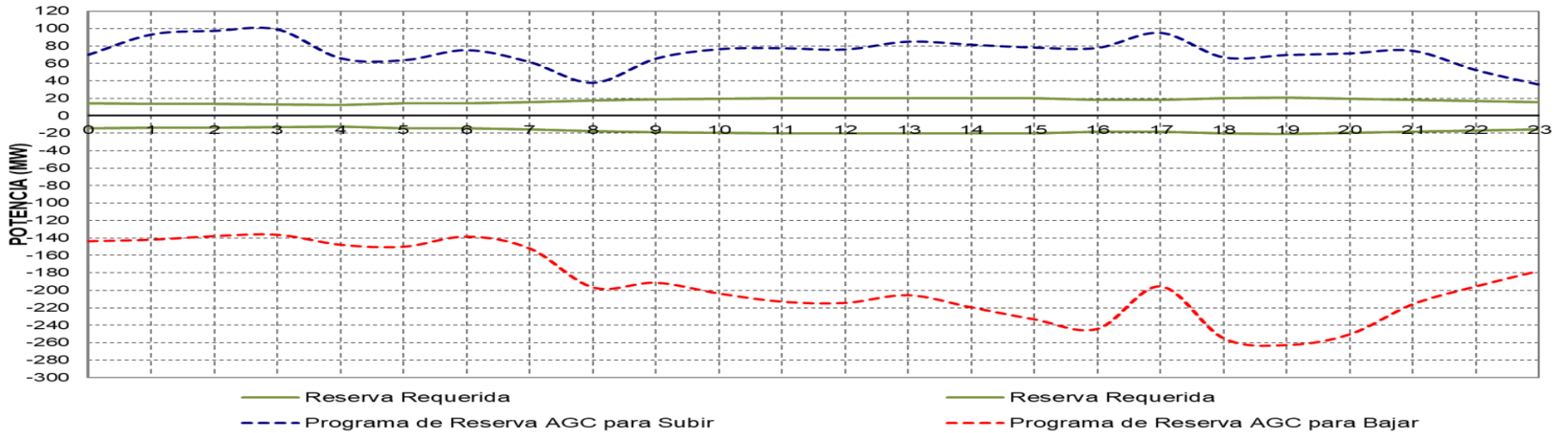
ANEXO DESPACHO DIA HABIL INVIERNO 2024

martes, 17 de septiembre de 2024



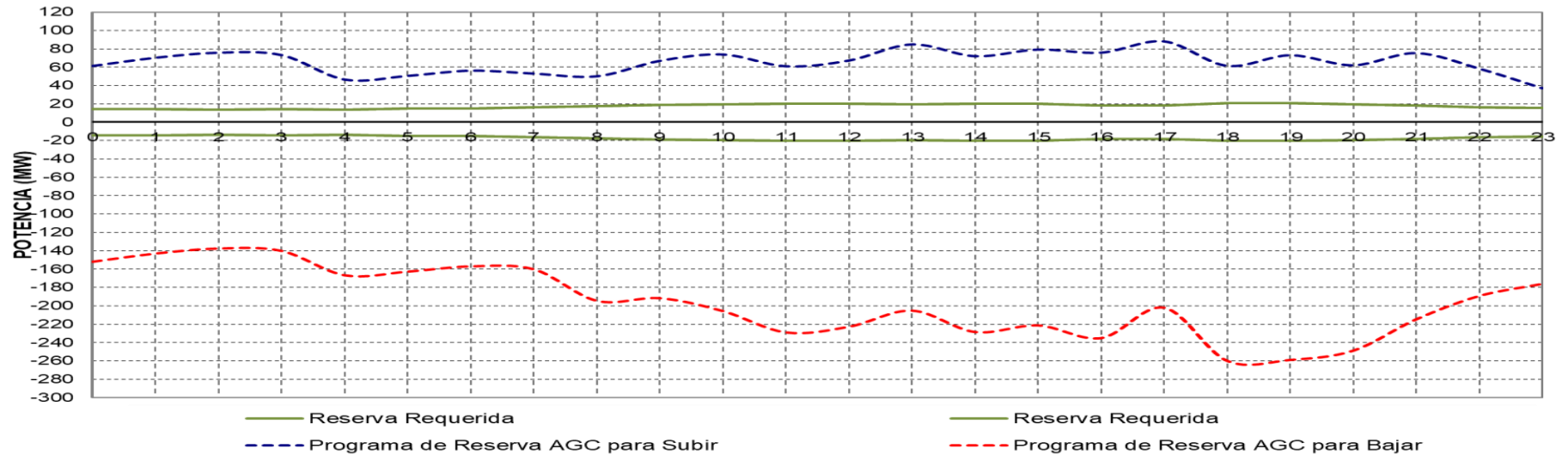
ANEXO DESPACHO DIA SABADO INVIERNO 2024

sábado, 21 de septiembre de 2024



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO INVIERNO 2024

domingo, 22 de septiembre de 2024



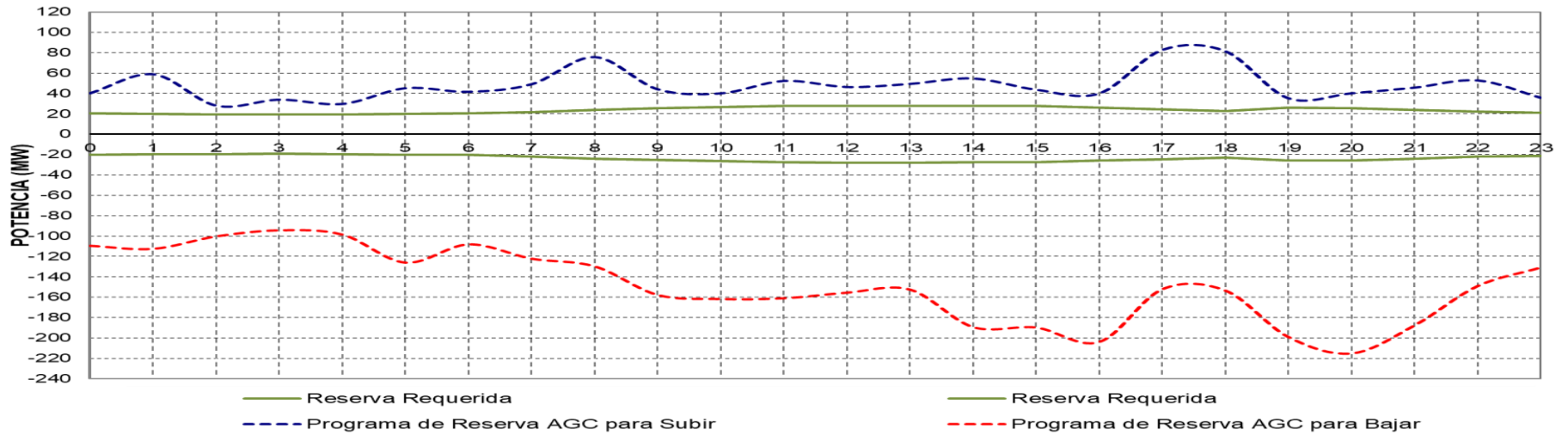
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE INVIERNO 2024:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de invierno del año 2024 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión de la planta de gas natural Central Puerto Sandino y proyectos solares.

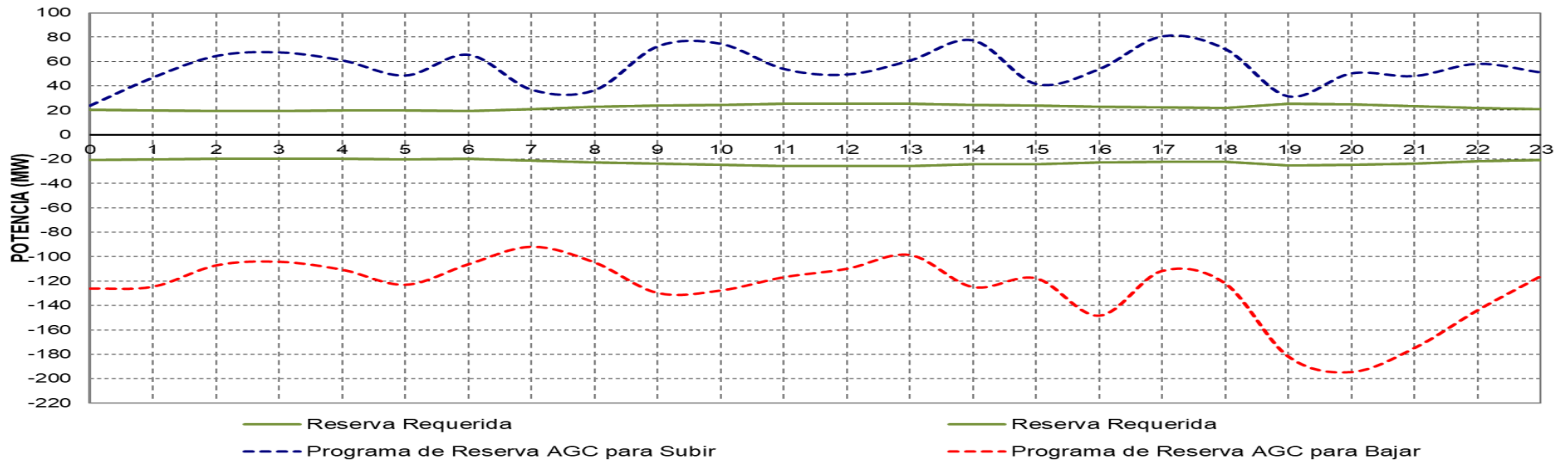
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2027

martes, 6 de abril de 2027



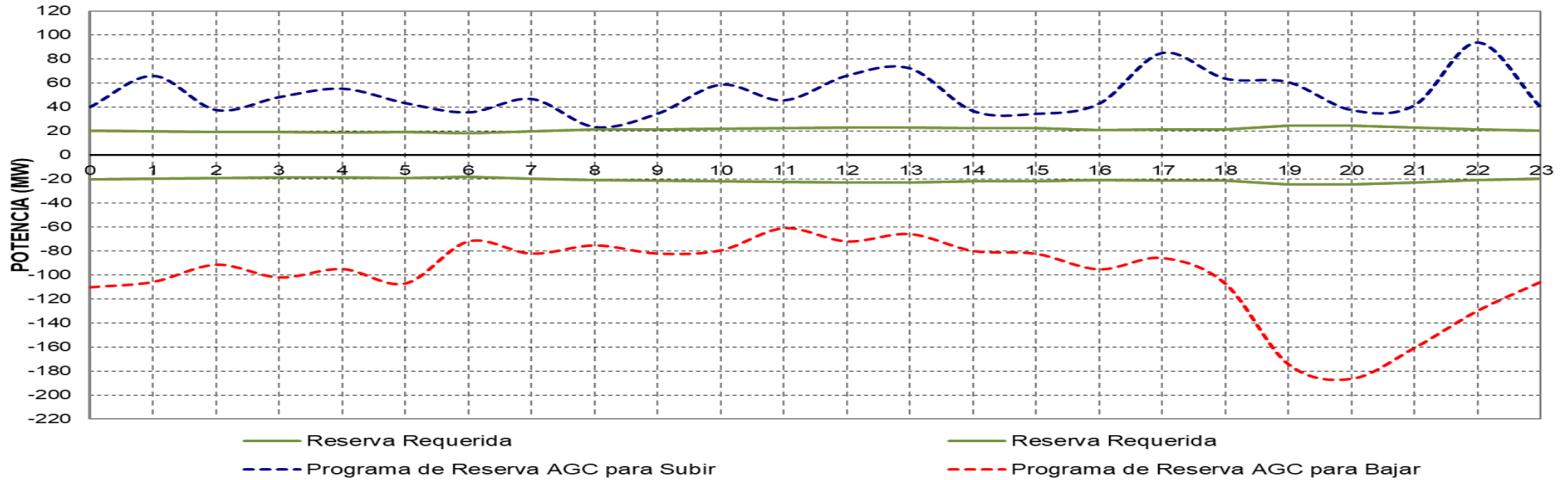
ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2027

sábado, 10 de abril de 2027



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2027

domingo, 11 de abril de 2027



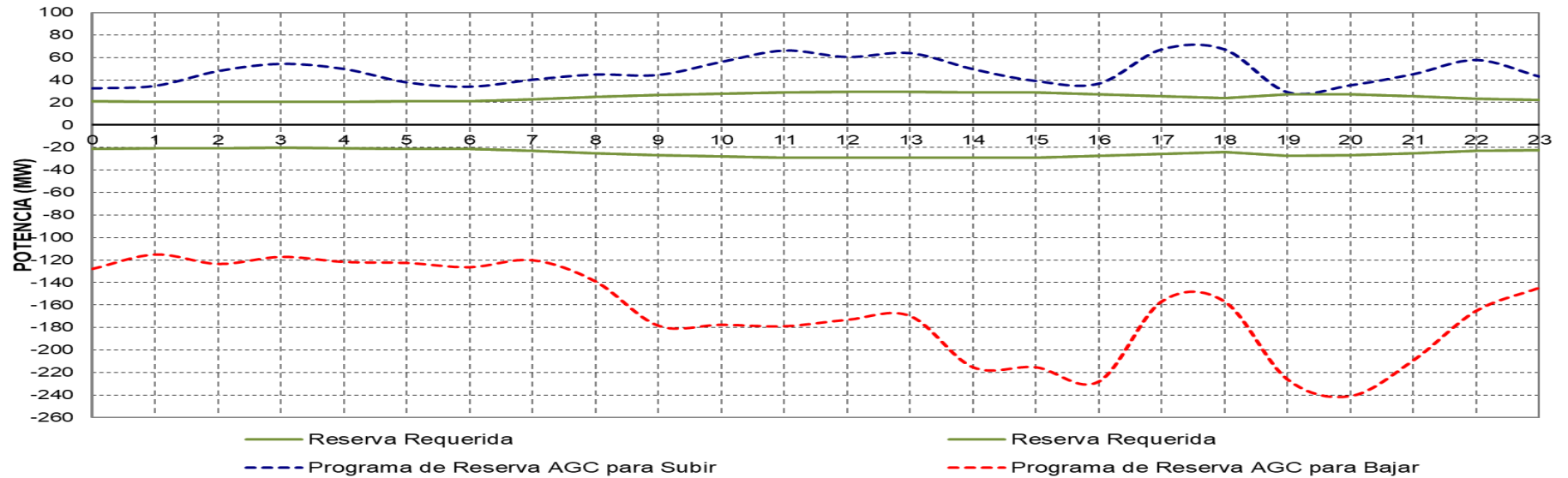
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE VERANO 2027:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de verano del año 2027 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión de la planta de gas natural Central Puerto Sandino y proyectos solares.

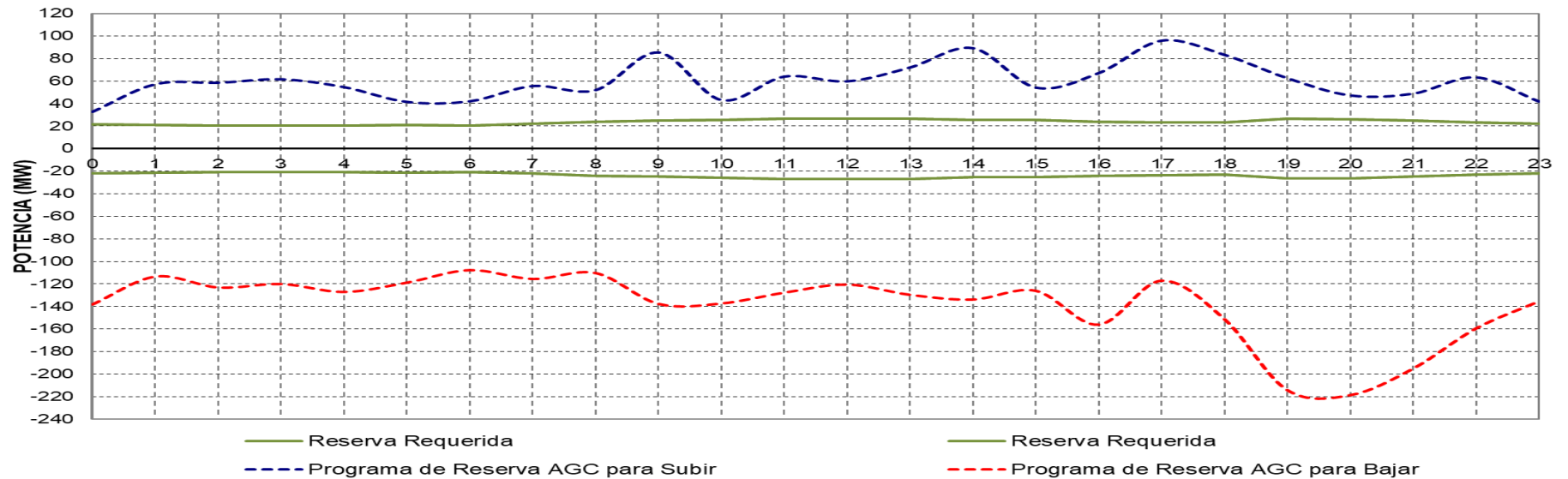
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2029

martes, 3 de abril de 2029



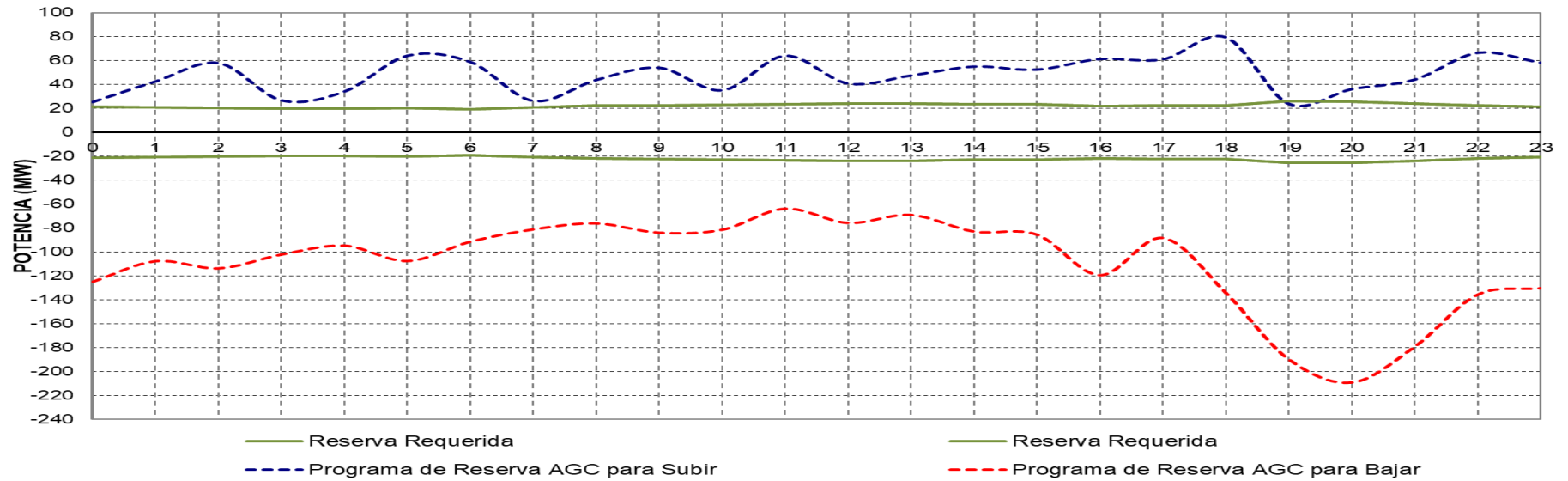
ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2029

sábado, 7 de abril de 2029



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2029

domingo, 8 de abril de 2029



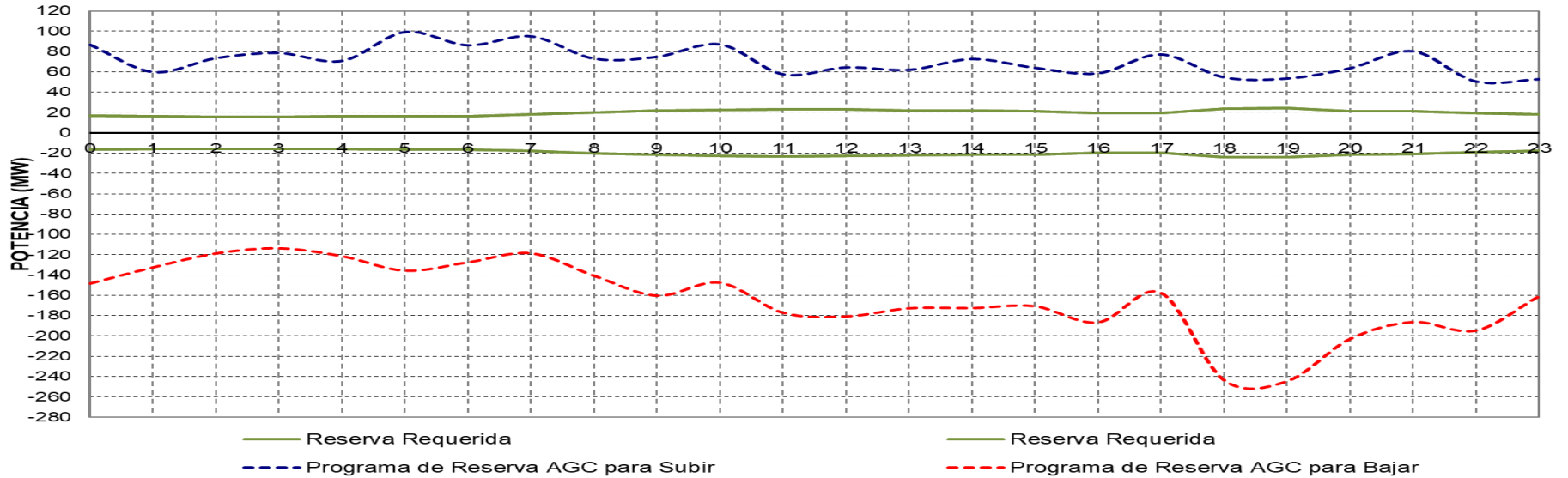
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE VERANO 2029:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de verano del año 2029 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión de la planta de gas natural Central Puerto Sandino y proyectos solares.

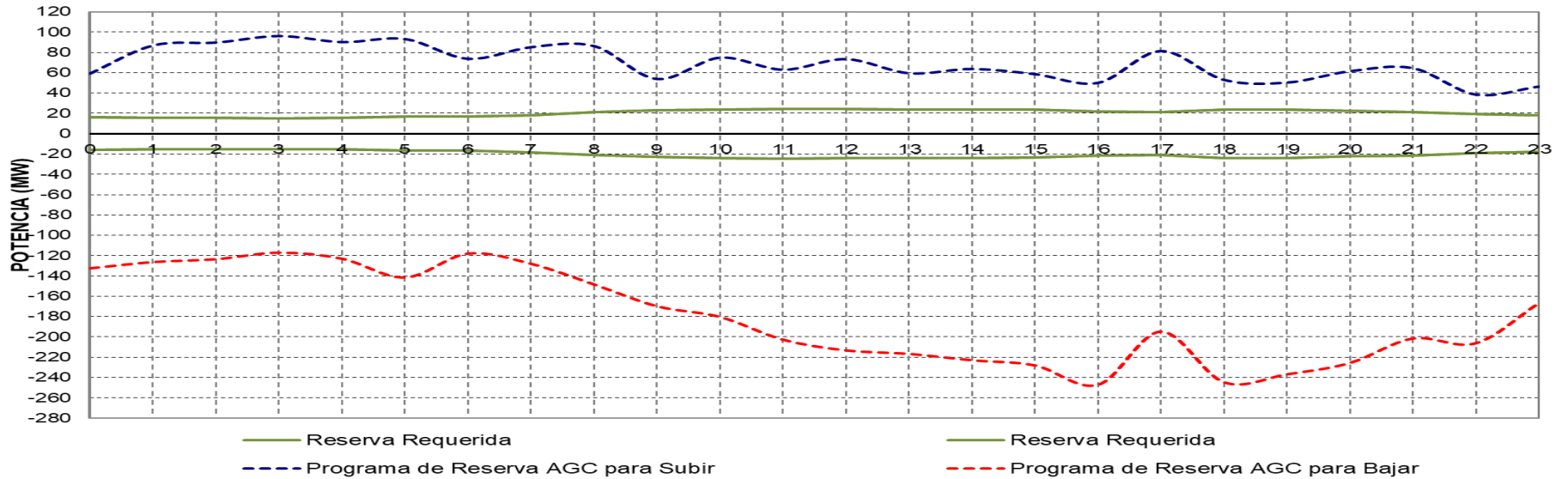
ANEXO DESPACHO DIA HABIL INVIERNO 2029

martes, 18 de septiembre de 2029



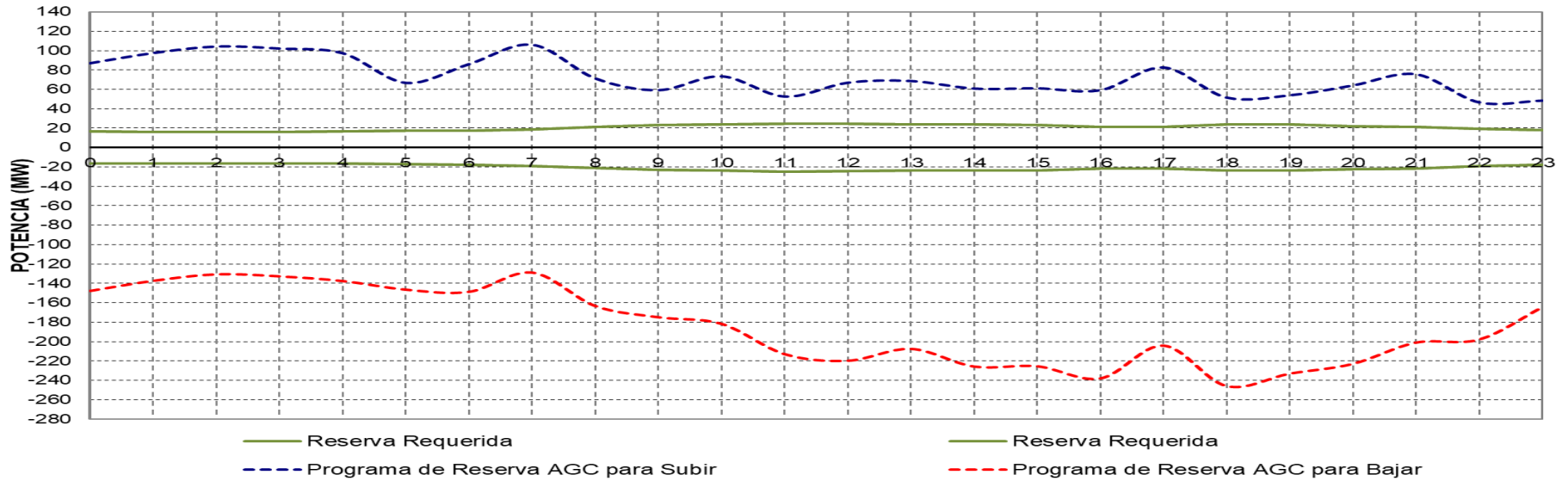
ANEXO DESPACHO DIA SABADO INVIERNO 2029

sábado, 22 de septiembre de 2029



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO INVIERNO 2029

domingo, 23 de septiembre de 2029



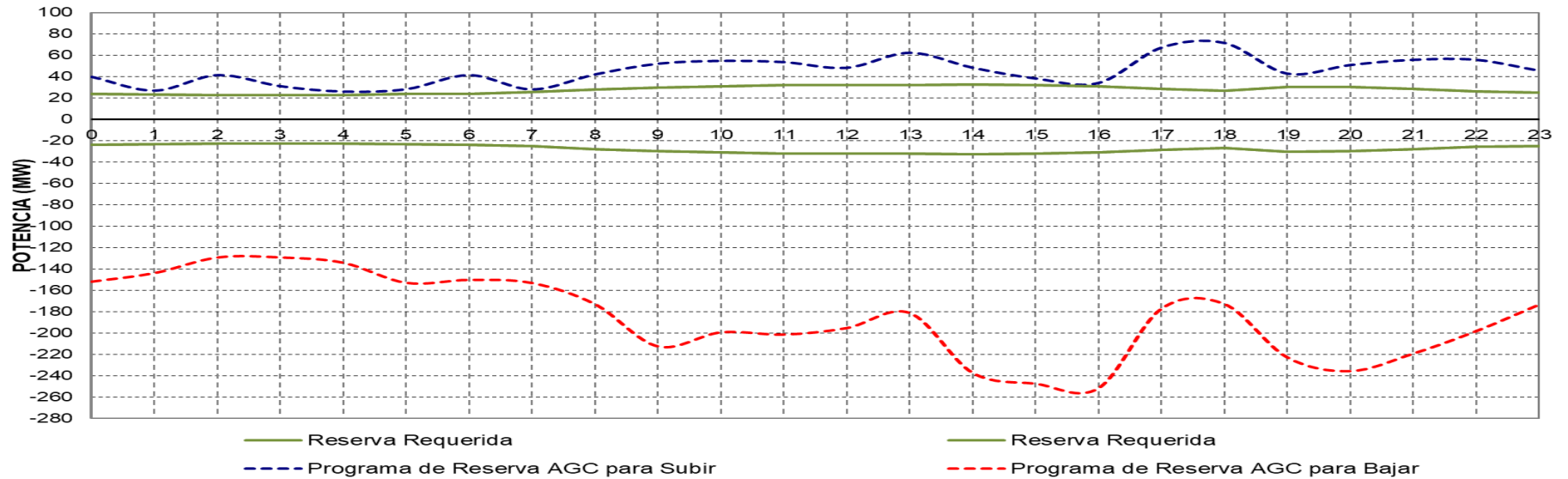
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE INVIERNO 2029:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de invierno del año 2029 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión la planta de gas natural Central Puerto Sandino, las plantas hidroeléctricas Mojolka y El Carmen y la poca generación de los proyectos eólicos y solares durante el periodo de invierno.

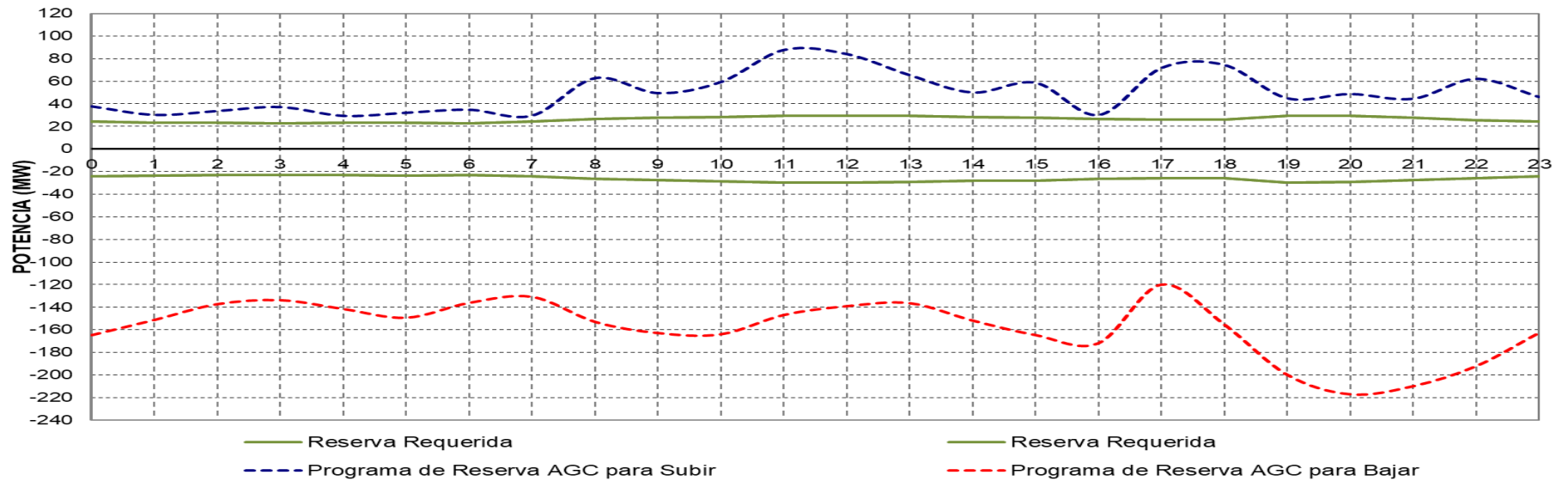
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2032

martes, 6 de abril de 2032



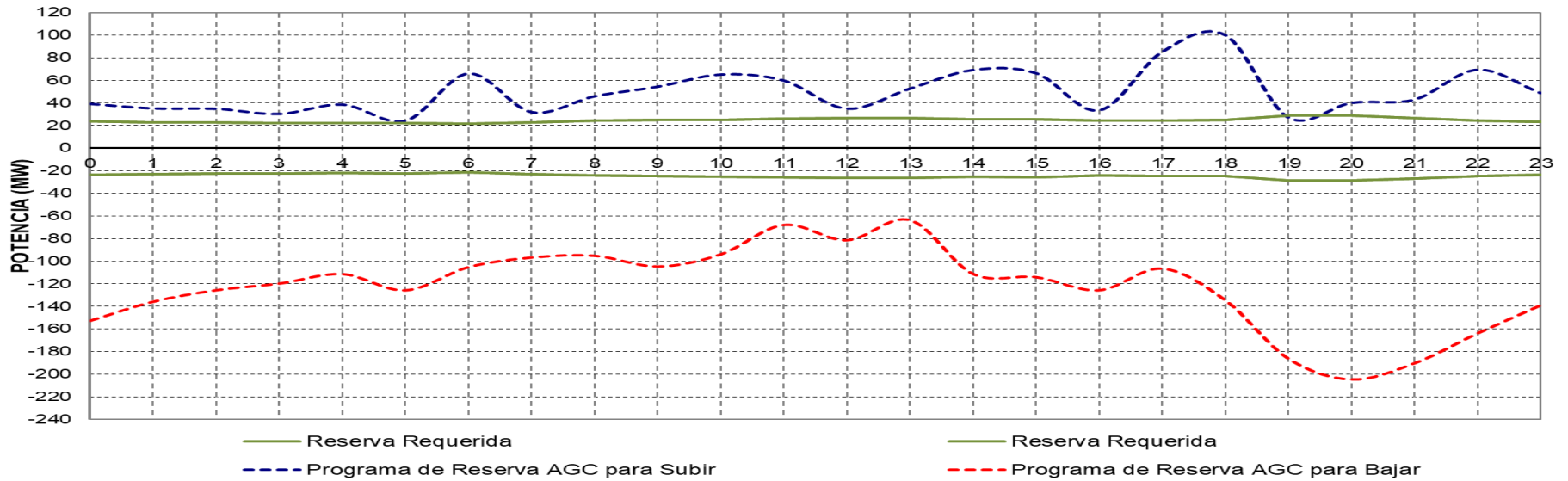
ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2032

sábado, 10 de abril de 2032



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2032

domingo, 11 de abril de 2032



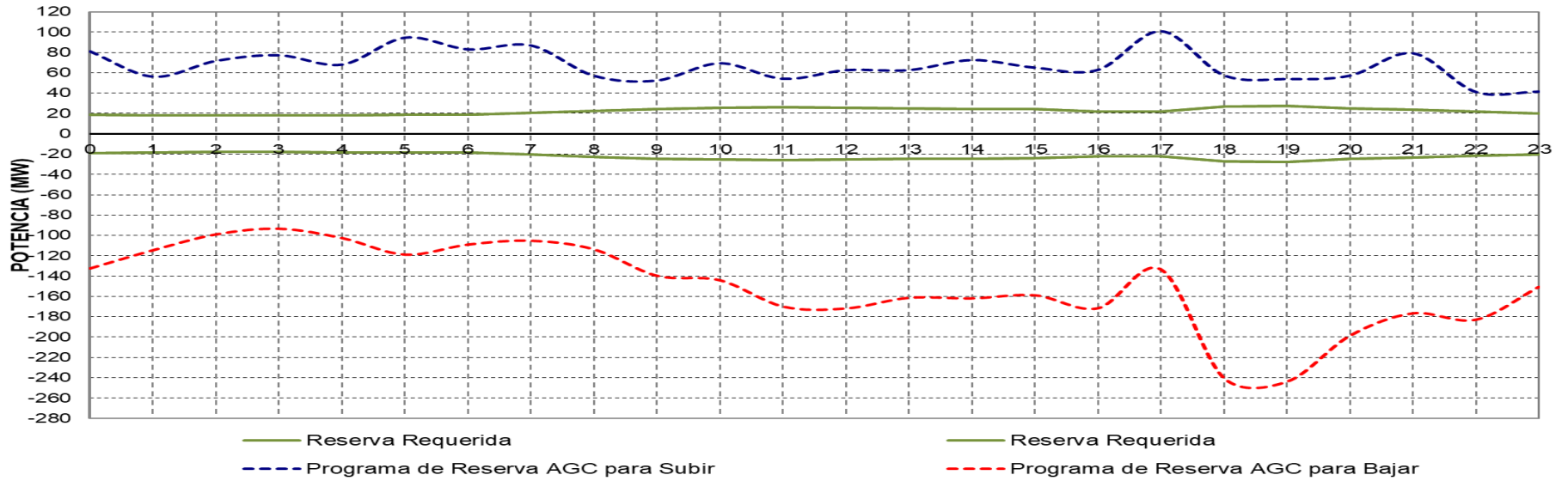
Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE VERANO 2032:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de verano del año 2032 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión de proyectos eólicos y solares.

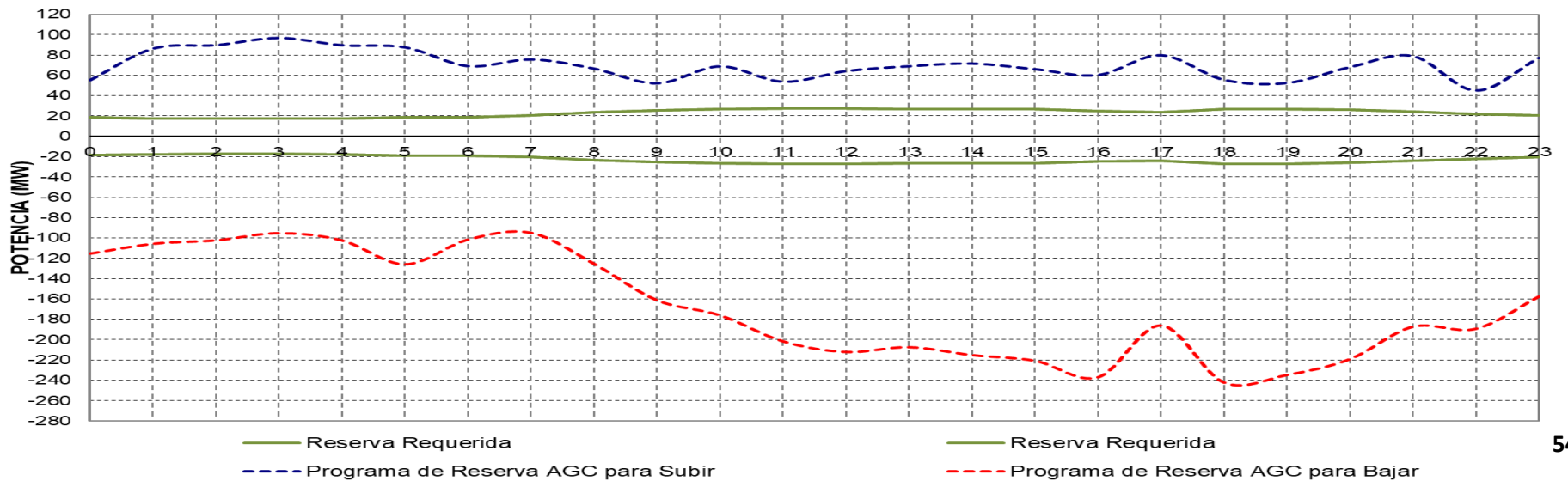
ANEXO DESPACHO DIA HABIL INVIERNO 2032

martes, 14 de septiembre de 2032



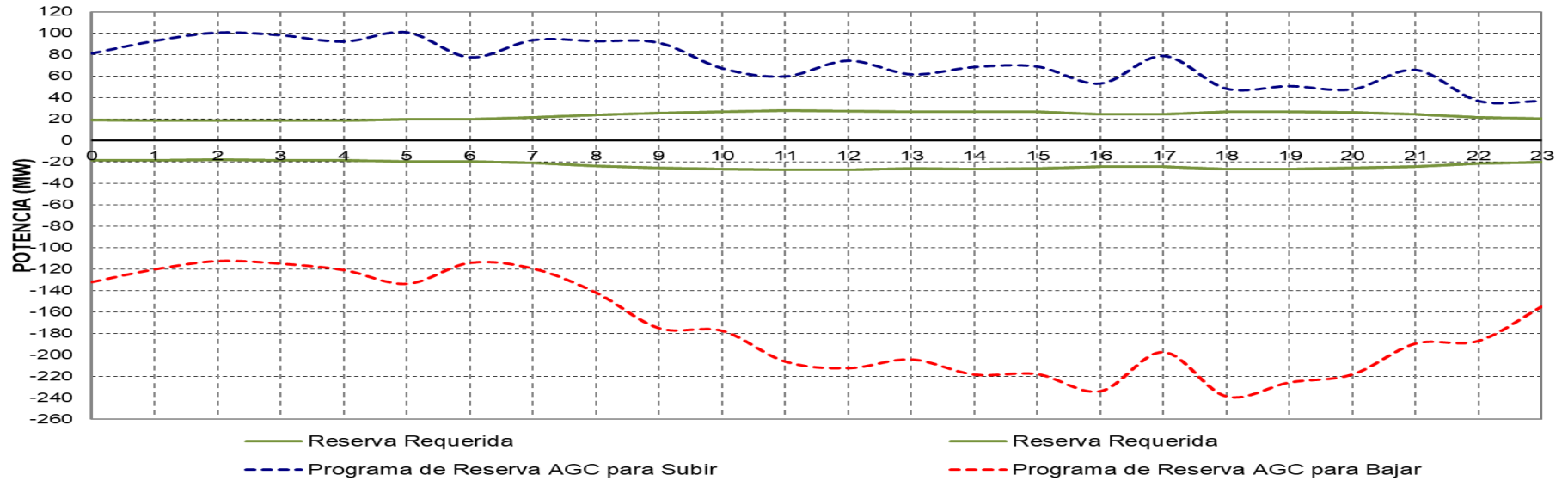
ANEXO DESPACHO DIA SABADO INVIERNO 2032

sábado, 18 de septiembre de 2032



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO INVIERNO 2032

domingo, 19 de septiembre de 2032



Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

COMENTARIOS AL DESPACHO TIPICO DE INVIERNO 2032:

- ✓ La reserva programada para un día hábil, sábado y domingo de invierno del año 2032 cumple ampliamente con lo requerido según la normativa. Esto se debe a la inclusión la planta de gas natural Central Puerto Sandino, los proyectos hidroeléctricos con embalse que aportan a la regulación y la poca generación de los proyectos eólicos y solares durante el periodo de invierno.