

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA DE 2019-2033

Ministerio de
Energía y
Minas

INFORME EJECUTIVO
NOVIEMBRE 2018





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
3.4 Cartera de Proyectos	14
IV. Metodología de Trabajo.....	16
4.1 Base de datos	16
V. Escenario del Plan de Expansión de Generación	18
5.1 Escenario de Referencia.....	19
VI. Seguridad Operativa.....	22
VII. Conclusiones	24
VIII. Recomendaciones	24
IX. ANEXOS.....	26

INDICE DE GRAFICAS

Gráficos 1 Serie Histórica de la Demanda del Sistema Interconectado	6
Gráficos 2 Serie Histórica de los Precios de Combustible (US\$/Bbl)	7
Gráficos 3 Capacidad Instalada Nominal (MW)	8
Gráficos 4 Generación Neta (GWh)	9
Gráficos 5 Proyecciones de los Precios de Combustibles	11
Gráficos 6 Plan Indicativo de la Expansión 2019-2033 - Escenario de Referencia	20
Gráficos 7 Evolución prevista de la matriz de generación de Energía	21

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Demanda Histórica del Sistema Interconectado	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	11
Tabla 7 Capacidad Instalada (MW)	12
Tabla 8 Generación de Electricidad (GWh)	13
Tabla 9 Proyectos Eólicos, Fotovoltaicos y de Biomasa	14
Tabla 10 Proyectos Hidroeléctricos	14
Tabla 11 Proyectos Geotérmicos	15
Tabla 12 Proyectos Térmicos	15
Tabla 13 Plan Indicativo de la Expansión 2019-2033 - Escenario de Referencia	19

UNID@S EN
VICTORIAS!

*Por Gracia
de Dios!*

I. Presentación

El Ministerio de Energía y Minas es el organismo 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) en el Plan Nacional de Desarrollo Humano.

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), Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), 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

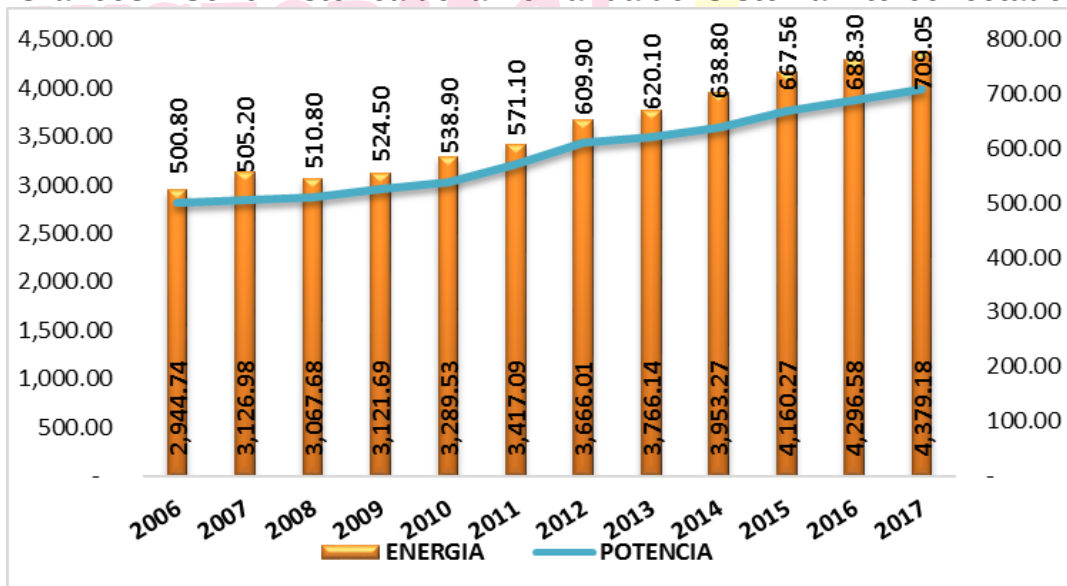
En los últimos 12 años la demanda de potencia ha crecido a razón de 3.23% en promedio, mientras que la energía creció 3.70%. Para el año 2017, se registró una demanda máxima de 709.05 MW y 4,379.18 Gwh, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1 Demanda Histórica del Sistema Interconectado Nacional 2006-2017

AÑO	POTENCIA	CREC	ENERGIA	CREC
	(MW)	%	(GWH)	%
2006	500.80	-	2,944.74	-
2007	505.20	0.88	3,126.98	6.19
2008	510.80	1.11	3,067.68	(1.90)
2009	524.50	2.68	3,121.69	1.76
2010	538.90	2.75	3,289.53	5.38
2011	571.10	5.98	3,417.09	3.88
2012	609.90	6.79	3,666.01	7.28
2013	620.10	1.67	3,766.14	2.73
2014	638.80	3.02	3,953.27	4.97
2015	667.56	4.50	4,160.27	5.24
2016	688.30	3.11	4,296.58	3.28
2017	709.05	3.01	4,379.18	1.92
PROMEDIO		3.23		3.70

Fuente: Empresa Nacional de Transmisión ENATREL. Elaboración propia

Gráficos 1 Serie Histórica de la Demanda del Sistema Interconectado



2.2 Serie Histórica de los Costos de Combustible

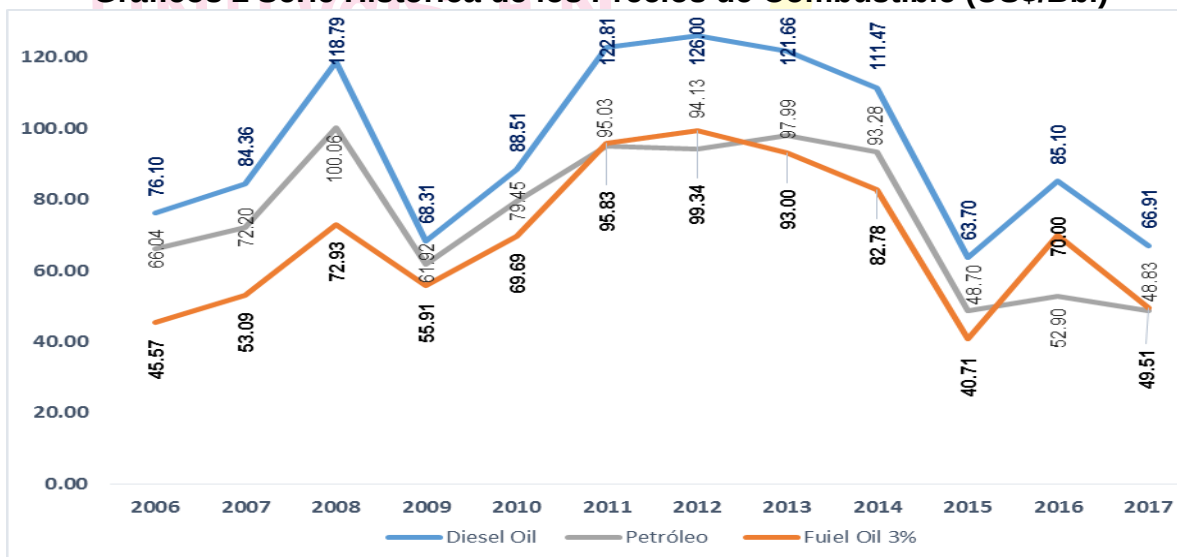
El precio promedio del petróleo (WTI) en el periodo 2006-2017 es de 75.88 US\$/Bbl, para el caso del diésel el precio promedio es 94.48 US\$/Bbl y para el fuel oil el precio promedio es de 69.03 US\$/Bbl, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2 Costos de Combustible

Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil 3%
	US\$/Bbl	US\$/Bbl	US\$/Bbl
2006	66.04	76.10	45.57
2007	72.20	84.36	53.09
2008	100.06	118.79	72.93
2009	61.92	68.31	55.91
2010	79.45	88.51	69.69
2011	95.03	122.81	95.83
2012	94.13	126.00	99.34
2013	97.99	121.66	93.00
2014	93.28	111.47	82.78
2015	48.70	63.70	40.71
2016	52.90	85.10	70.00
2017	48.83	66.91	49.51
Promedio	75.88	94.48	69.03

Fuente: Elaboración propia, Publicaciones Platt's ¹

Gráficos 2 Serie Histórica de los Precios de Combustible (US\$/Bbl)



¹ Publicación diaria que proporciona información de precios de referencia de energía de los mercados internacionales.

2.3 Serie histórica de Capacidad Instalada.

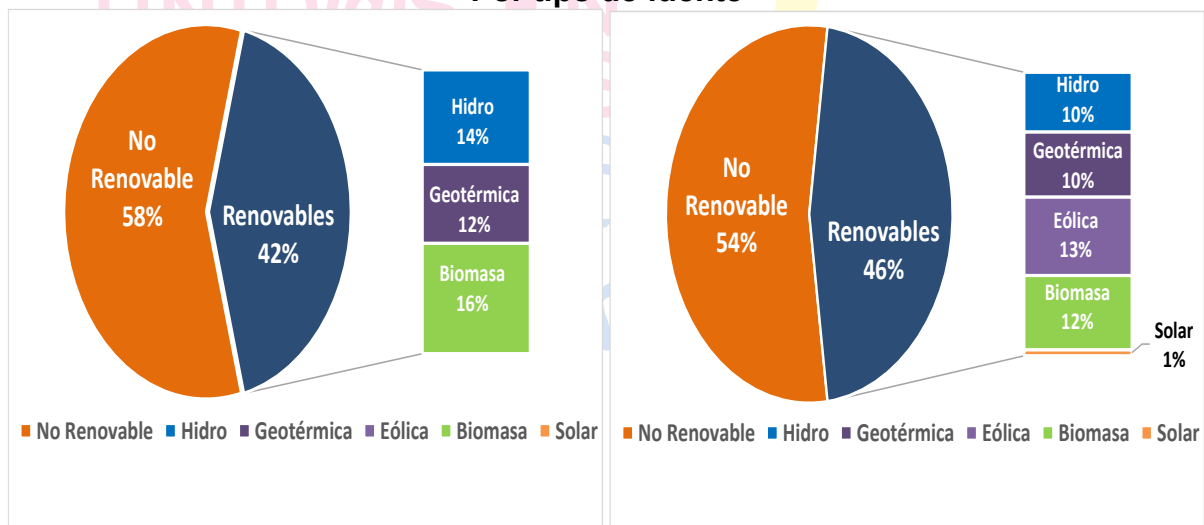
La capacidad instalada nominal del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el año 2006 fue de 746.20 MW, cerrando el año 2017 con un total de 1,467.31 MW, mostrándose un incremento en la capacidad Instalada del 96.64% con respecto del año 2006.

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

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	
2006	432.50	104.40	87.50		121.80		746.20
2007	498.90	105.30	87.50		121.80		813.50
2008	560.10	105.30	87.50		121.80		874.70
2009	614.50	105.30	87.50	39.90	121.80		969.00
2010	682.50	105.30	87.50	63.00	121.80		1060.10
2011	716.10	105.30	87.50	63.00	121.80		1093.70
2012	717.50	105.30	164.50	146.60	133.80		1267.70
2013	717.50	119.70	154.50	146.60	133.80	1.38	1273.48
2014	717.50	119.70	154.50	186.20	133.80	1.38	1313.08
2015	717.50	137.20	154.50	186.20	133.80	1.38	1330.58
2016	720.00	142.45	154.50	186.20	176.60	1.38	1381.13
2017	793.60	142.45	154.50	186.20	176.60	13.96	1467.31

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.

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



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.

2.4 Serie histórica de Generación Eléctrica.

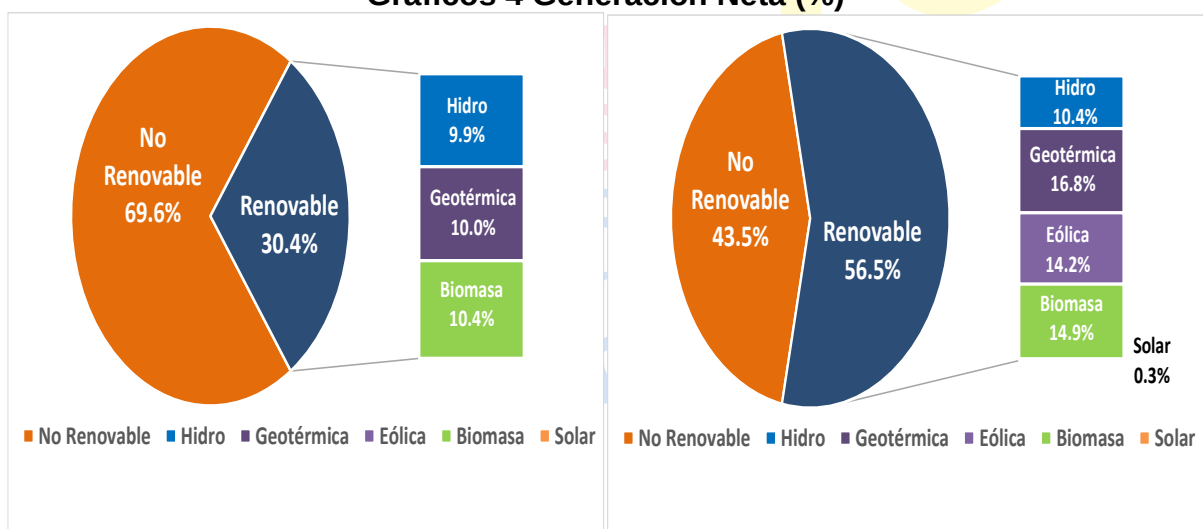
La Generación de Energía Neta del SIN, en el año 2006 fue de 2,828.71 (GWh) pasando en el año 2017 con un total de 4,077.01 GWh, mostrándose un incremento en la Generación Neta de 44.13% con respecto del año 2006.

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

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Biomasa	Solar	
2006	2058.12	299.25	276.98	0.00	194.35	0.00	2828.71
2007	2115.84	300.56	211.06	0.00	235.29	0.00	2862.75
2008	2019.11	529.47	289.84	0.00	197.62	0.00	3036.05
2009	2241.04	290.16	262.84	109.22	206.00	0.00	3109.26
2010	2168.57	499.25	268.25	160.30	224.56	0.00	3320.92
2011	2388.37	438.20	241.56	206.49	210.52	0.00	3485.15
2012	2167.92	411.21	473.80	324.81	248.23	0.00	3625.97
2013	1858.94	448.23	607.31	555.00	275.18	0.65	3745.30
2014	1920.80	389.11	590.43	833.69	265.23	1.37	4000.63
2015	2158.63	289.68	605.00	852.76	260.83	2.12	4169.00
2016	2064.97	419.88	629.50	717.61	316.70	2.06	4150.72
2017	1884.51	462.45	674.99	622.58	418.84	13.64	4077.01

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.

Gráficos 4 Generación Neta (%)



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.

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 2017, publicadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

En el escenario de crecimiento de demanda para el periodo 2019-2033 se calcularon proyecciones de Demanda con un crecimiento promedio en potencia de 3.94 % y en energía de 4.34 %, el cual se presenta a continuación.

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

AÑO	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGIA (GWh)	CREC. %
2019	744.07	3.09%	4497.46	3.34%
2020	771.18	3.64%	4661.32	3.64%
2021	800.96	3.86%	4841.31	3.86%
2022	809.74	1.10%	5036.28	4.03%
2023	843.42	4.16%	5245.71	4.16%
2024	879.41	4.27%	5469.55	4.27%
2025	917.75	4.36%	5708.05	4.36%
2026	958.54	4.44%	5961.70	4.44%
2027	1001.86	4.52%	6231.16	4.52%
2028	1033.30	3.14%	6517.23	4.59%
2029	1081.44	4.66%	6820.83	4.66%
2030	1132.52	4.72%	7143.01	4.72%
2031	1186.73	4.79%	7484.91	4.79%
2032	1244.26	4.85%	7847.80	4.85%
2033	1287.46	3.47%	8233.03	4.91%
% CREC		3.94%		4.34%

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

Para el año 2018 de acuerdo a proyección de cierre del CNDC², se espera que la Demanda de energía llegue a 4,391.81 GWh y la Demanda máxima sea 721.8 MW.

² Reprogramación mensual noviembre - diciembre 2018

3.2 Proyecciones de los Precios de Combustibles

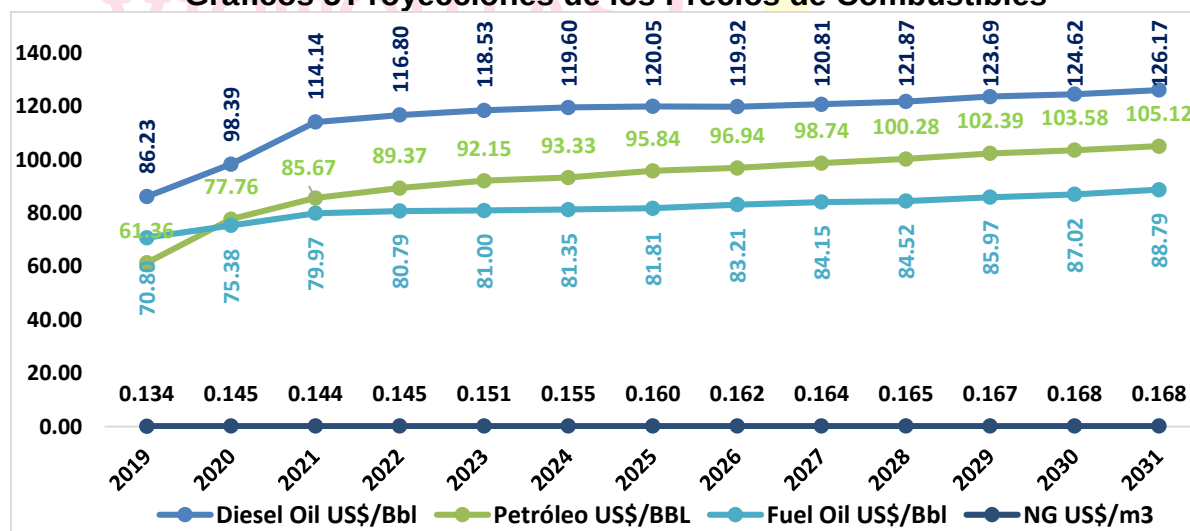
Para las proyecciones de precio del combustible de corto plazo, se tomaron en cuenta los datos establecidos por el CNDC; para el mediano y largo plazo se utilizaron las tendencias de los crecimientos de los combustibles publicadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos - DOE³, significando un crecimiento interanual de 3.84% para el caso del petróleo, 2.72% para Diésel oil, 1.63% fuel oil y 1.52% para el caso del Gas Natural. Es importante mencionar, que para el cierre del año 2018 los costos estimados son de 63.59 U\$/Bbl para el fuel Oil y de 82.60 U\$/Bbl para Diésel. A continuación, se muestra las proyecciones de Combustible utilizadas:

Tabla 6 Proyecciones de los Precios de Combustibles

Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil	NG
	US\$/BBL	US\$/Bbl	US\$/Bbl	US\$/m3
2019	61.36	86.23	70.80	0.134
2020	77.76	98.39	75.38	0.145
2021	85.67	114.14	79.97	0.144
2022	89.37	116.80	80.79	0.145
2023	92.15	118.53	81.00	0.151
2024	93.33	119.60	81.35	0.155
2025	95.84	120.05	81.81	0.160
2026	96.94	119.92	83.21	0.162
2027	98.74	120.81	84.15	0.164
2028	100.28	121.87	84.52	0.165
2029	102.39	123.69	85.97	0.167
2030	103.58	124.62	87.02	0.168
2031	105.12	126.17	88.79	0.168
2032	106.45	127.36	89.40	0.168
2033	107.91	128.91	90.26	0.168
Promedio	94.5	117.8	83.0	0.16

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

Gráficos 5 Proyecciones de los Precios de Combustibles



³ Department of Energy (DOE) of U.S. Energy Information Administration (EIA), Outlook Marzo 2018 y STEO September 2018.

3.3 Capacidad Instalada y Generación de Electricidad del año 2017

La capacidad instalada Nominal para el año 2017 fue de 1,467.31 MW a finales de este mismo año se instalaron 12.58 MW de la central solar fotovoltaica (Solaris) y 73.60 MW de la panta (MAN). La capacidad instalada efectiva fue de 1,151.32 MW

Para el cierre del año 2018 se espera tener un total de Capacidad Instalada de 140 MW de las Plantas MAN y la entrada en operación de EGERSA con 24 MW. En la siguiente tabla se muestran las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

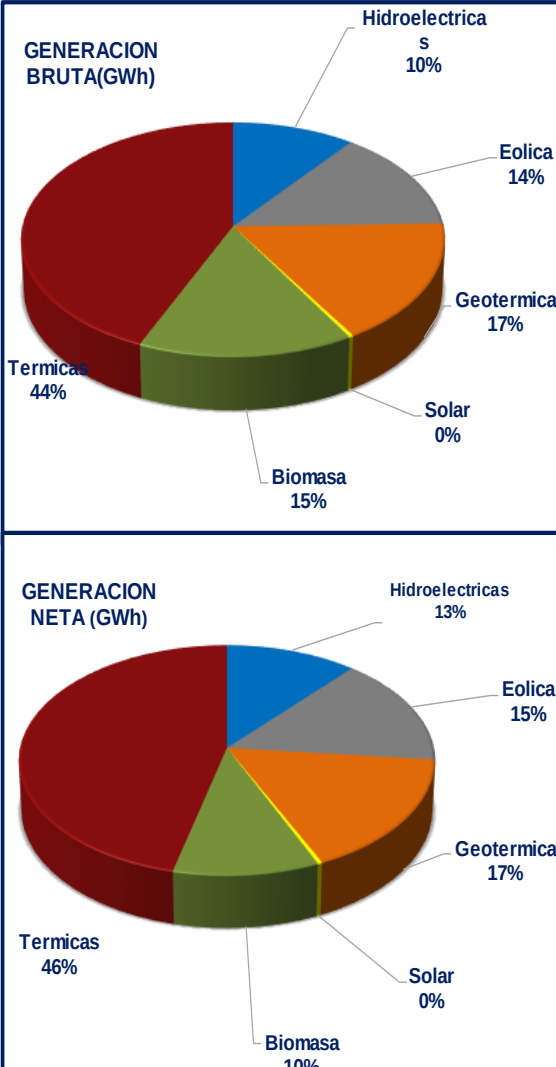
Tabla 7 Capacidad Instalada (MW)

AÑO 2017			Capacidad por tipos de fuentes 2017		
Planta	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Fuentes	Capacidad Instalada Nominal (MW)	Capacidad Instalada Efectiva
Centro América	25.0	24	Hidroeléctricas	145.0	111.2
	25.0	24	Eólica	186.2	175.3
Carlos Fonseca	27.2	25	Geotérmica	154.5	104.7
	27.2	0	Solar	14.0	13.0
Hidropantasma	14.4	13	Biomasa	176.6	164.3
Tichana	0.4	0.25	Termicas	791.1	582.8
Larreinaga	17.5	17	TOTAL	1,467.31	1,151.32
Atder - BL El Bote	0.9	0.9	CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL Termicas 54% Hidroeléctricas 10% Eolica 13% Geotérmica 10% Solar 1% Biomasa 12%		
Egomsa	2.5	2.35			
El Diamante	4.9	4.7	CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA Termicas 51% Hidroeléctricas 13% Eolica 15% Geotérmica 9% Solar 1% Biomasa 14%		
Managua	45	0.0			
	6.2	5.5			
	6.2	5.5			
Las Brisas	25	0.0			
	40	0.0			
GESARSA	6.4	0.0			
Momotombo	77.5	42.0			
San Jacinto Tizate (pensa)	77	62.7			
Ingenio San Antonio	79.3	77.3			
Ingenio Monterrosa	54.5	49.0			
Ingenio Montelimar	42.8	38.0			
Nicaragua	53	50.0			
	53	50.0			
Tipitapa	52.2	50.9			
Corinto	55.5	52.9			
	18.5	17.6			
Che Guevara	20.4	19.2			
	20.4	0.0			
	20.4	19.2			
	20.4	0.0			
	20.4	0.0			
	13.6	12.9			
	40.8	38.0			
	27.2	25.3			
CENSA	47.6	45.3			
Hugo Chavez	65.3	60.9			
Amayo	60	60.0			
Blue Power	63	63.0			
Eolo	39.6	39.6			
Alba Rivas	44	37.0			
Plantas MAN	39.6	35.7			
SFV-Trinidad	73.6	69.7			
SFV-Solaris	1.38	1.0			
SFV-Solaris	12.58	12.0			
TOTAL	1,467.31	1,151.32			

Fuente: Estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Elaboración propia

La Generación Bruta de electricidad en el año 2017 fue de 4,481.86 GWh y la Generación Neta de 4,077.01 GWh, en la siguiente tabla se muestra las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

Tabla 8 Generación de Electricidad (GWh)

AÑO 2017			Generación por tipos de fuentes 2017		
Planta	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Fuentes	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)
Centro América	116.81	115.64	Hidroeléctricas	467.58	462.48
	146.24	144.87	Eólica	634.56	622.58
Carlos Fonseca	0.59	0.59	Geotérmica	750.86	674.99
	0.00	0.00	Solar	13.91	13.64
Hidropantasma	68.99	67.92	Biomasa	666.40	418.84
Tichana	1.72	1.72	Termicas	1948.56	1884.48
Larreynaga	103.68	102.20	TOTAL	4,481.86	4,077.01
Atder - BL El Bote	4.98	4.96			
Egomsa	0.00	0.03			
El Diamante	24.57	24.56			
Managua	0.00	0.00			
	9.46	8.95			
Las Brisas	9.30	8.80			
	0.00	0.00			
GESARSA	0.00	0.00			
	0.00	0.00			
Momotombo	214.38	184.22			
San Jacinto Tizate (pensa)	536.47	490.77			
Ingenio San Antonio	242.26	113.51			
Ingenio Monterrosa	265.86	177.77			
Ingenio Montelimar	158.28	127.56			
Nicaragua	196.43	183.30			
	40.26	37.47			
Tipitapa	336.33	331.42			
Corinto	192.26	182.47			
	189.50	179.87			
Che Guevara	20.79	20.21			
	14.40	13.94			
	18.75	18.10			
	9.23	8.94			
	5.55	5.38			
	54.91	53.59			
	156.93	153.07			
	47.24	46.01			
CENSA	113.44	110.52			
Hugo Chavez	270.34	265.24			
Amayo	4.76	4.71			
Blue Power	216.81	212.66			
Eolo	132.24	128.70			
Alba Rivas	175.18	171.64			
Plantas MAN	110.32	109.58			
SFV-Trinidad	258.68	252.48			
SFV-Solaris	2.08	1.87			
SFV-Solaris	11.83	11.77			
TOTAL	4,481.86	4,077.01			

Fuente: Estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Elaboración propia

De acuerdo a reprogramación mensual del Centro Nacional Despacho de Carga Nov – Dic, se estima que la Generación neta total del año 2018 cierre en 4,181.00 (GWh),

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 Eólicos, Fotovoltaicos y de Biomasa

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo del Proyecto proyectado a septiembre 2018 (US\$)	US\$ / KW	Periodo de Simulación Disponible (*)	
					Inicio	Fin
Proyectos Eólicos						
1	EÓLICO 1 64MW	64.6	90,000,000.00	1,393	enero 2020	diciembre 2033
2	EÓLICO 2 63MW	63	111,516,382.91	1,770	enero 2022	diciembre 2033
3	EÓLICO 3 40MW	40	84,000,000.00	2,100	enero 2027	diciembre 2033
4	EÓLICO 4 40MW	40	84,000,000.00	2,100	enero 2030	diciembre 2033
Proyectos Fotovoltaicos						
1	EL VELERO	12	18,000,000.00	1,500	abril 2019	abril 2019
4	SOLAR 2	30	36,000,000.00	1,200	enero 2020	diciembre 2033
2	SOLAR 3	30	36,000,000.00	1,200	enero 2021	diciembre 2033
5	SOLAR 4	30	36,000,000.00	1,200	enero 2022	diciembre 2033
6	SOLAR 5	30	36,000,000.00	1,200	enero 2024	diciembre 2033
7	SOLAR 6	30	36,000,000.00	1,200	enero 2026	diciembre 2033
Proyectos de Biomasa						
1	BIOMASA	30	68,400,000.00	2,280	enero 2020	diciembre 2033
2	EGERSA	24	70,300,020.00	1,758	enero 2019	enero 2019

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

Tabla 10 Proyectos Hidroeléctricos

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo del Proyecto proyectado a septiembre 2018 (US\$)	US\$ / KW	Periodo de Simulación Disponible (*)	
					Inicio	Fin
Proyectos Hidroeléctricos						
1	TUMARÍN	253	1,200,000,000.00	4,743	enero 2030	diciembre 2033
2	PIEDRA FINA	44	206,194,017.09	4,686	enero 2028	diciembre 2033
3	VALENTÍN	24.5	126,578,996.47	5,166	enero 2030	diciembre 2033
4	SALTO Y-Y	26	56,962,762.00	2,191	enero 2028	diciembre 2033
5	PIEDRA CAJÓN (PAJARITOS)	21.7	76,411,909.54	3,521	enero 2029	diciembre 2033
6	BOBOKÉ	44	153,200,000.00	3,482	enero 2028	diciembre 2033
7	MOJOLKA	113	257,301,000.00	2,277	enero 2025	diciembre 2033
8	COPALAR BAJO	130	330,460,000.00	2,542	enero 2026	diciembre 2033
9	EL CARMEN	91	225,000,000.00	2,473	enero 2027	diciembre 2033
10	LA SIRENA	32.5	122,647,009.00	3,774	enero 2030	diciembre 2033
11	EL CONSUELO	21	93,173,943.93	4,437	enero 2030	diciembre 2033
12	LOS CANGILES	27.2	106,367,030.38	3,911	enero 2028	diciembre 2033
13	EL BARRO	36.5	150,885,897.00	4,134	enero 2030	diciembre 2033
14	PIEDRA PUNTUDA	15	36,950,951.00	2,463	enero 2030	diciembre 2033
15	PASO REAL	34	177,000,000.00	5,206	enero 2028	diciembre 2033
16	SAN PEDRO DEL NORTE	94	347,000,000.00	3,691	enero 2027	diciembre 2033
17	PARASKA	51	219,000,000.00	4,294	enero 2029	diciembre 2033
18	MASAPA	36	190,000,000.00	5,278	enero 2029	diciembre 2033
19	LA MORA	1.9	5,452,765.00	2,870	enero 2019	enero 2019
20	SAN MARTIN	5.7	19,367,000.00	3,398	enero 2019	enero 2019

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

Tabla 11 Proyectos Geotérmicos

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo del Proyecto proyectado a septiembre 2018 (US\$)	US\$ / KW	Periodo de Simulación Disponible (*)	
					Inicio	Fin
1	GEO 1	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2033
2	GEO 2	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2033
3	GEO 3	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2033
4	GEO 4	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2033
5	GEO 5	35	164,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2033
6	GEO 6	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2033
7	GEO 7	35	164,500,000.00	4,700	enero 2032	diciembre 2033
8	GEO 8	25	117,500,000.00	4,700	enero 2027	diciembre 2033
9	GEO 9	25	117,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2033
10	GEO 10	25	117,500,000.00	4,700	enero 2028	diciembre 2033
11	GEO 11	25	117,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2033
12	GEO 12	25	117,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2033
13	GEO 13	25	117,500,000.00	4,700	enero 2031	diciembre 2033
14	GEO 14	25	117,500,000.00	4,700	enero 2027	diciembre 2033
15	GEO 15	25	117,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2033
16	GEO 16	35	164,500,000.00	4,700	enero 2030	diciembre 2033
17	GEO 17	35	164,500,000.00	4,700	enero 2029	diciembre 2033
18	GEO 18	35	164,500,000.00	4,700	enero 2032	diciembre 2033

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

Tabla 12 Proyectos Térmicos

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Costo del Proyecto proyectado a septiembre 2018 (US\$)	US\$ / KW	Periodo de Simulación 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 2022	diciembre 2033
2	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2022	diciembre 2033
3	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2022	diciembre 2033
4	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2022	diciembre 2033
5	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2024	diciembre 2033
6	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2024	diciembre 2033
7	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2024	diciembre 2033
8	MMV 37 MW	37	35,150,000.00	950	enero 2024	diciembre 2033
Proyectos Térmicos (Turbinas a gas a base de Diesel Oil)						
9	TGDSa 100 MW	100	92,000,000.00	920	enero 2022	diciembre 2033
10	TGDSb 100 MW	100	92,000,000.00	920	enero 2022	diciembre 2033
Proyectos Térmicos (Ciclos combinados de Gas Natural)						
10	CCNGa 300 MW	300	541,800,000.00	1,806	enero 2026	enero 2026
11	CCNGa 300 MW	300	541,800,000.00	1,806	enero 2031	diciembre 2033

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

IV. Metodología de Trabajo

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

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 2019 – 2033.
- 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.)
- Analisis de Seguridad Operativa y márgenes de reserva al plan de referencia.

Los modelos utilizados para la obtención de los planes son:

El modelo SUPER-OLADE⁴, 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 7.1.8⁵:

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,

⁴ Desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía, con la colaboración del BID y países miembros

⁵ Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

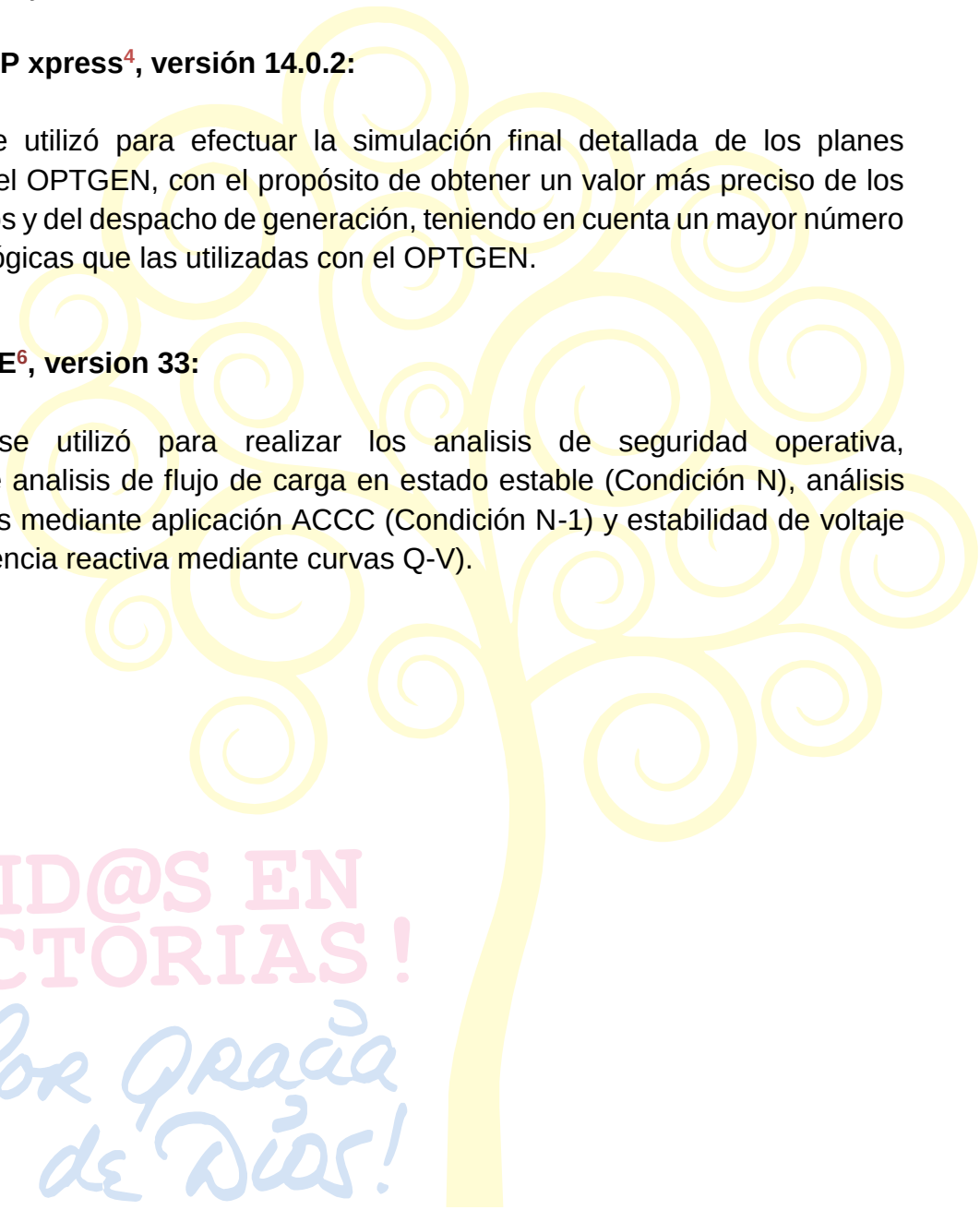
optimizando los costos de inversión, operación y déficit. En la simulación se representan restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

El modelo SDDP xpress⁴, versión 14.0.2:

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 PSSE⁶, version 33:

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



UNID@S EN
VICTORIAS!
*Por Gracia
de Dios!*

⁶ Power System Simulator for Engineering, desarrollado por la empresa PTI-SIEMENS

V. Escenario del Plan de Expansión de Generación

Una vez establecida la metodología de trabajo, se procedió a utilizar los modelos antes descritos, elaborándose y analizándose cuatro escenarios indicativos de Expansión de la Generación Eléctrica 2019-2033, 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 anexo.
- 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 de referencia que se describe a continuación:

UNIDOS EN
VICTORIAS!
*Por Gracia
de Dios!*

5.1 Escenario de Referencia

El plan obtenido en este escenario significa la adición de 1,244 MW en el periodo de estudio. De esta potencia adicional, 54 MW corresponden a Biomasa, 162 MW a Solar Fotovoltaicos, 207 MW a Eólicos, 85 MW Geotérmicos, 436 MW a proyectos hidroeléctricos, además de 300 MW que son de Gas Natural.

Tabla 13 Plan Indicativo de la Expansión 2019-2033 - Escenario de Referencia

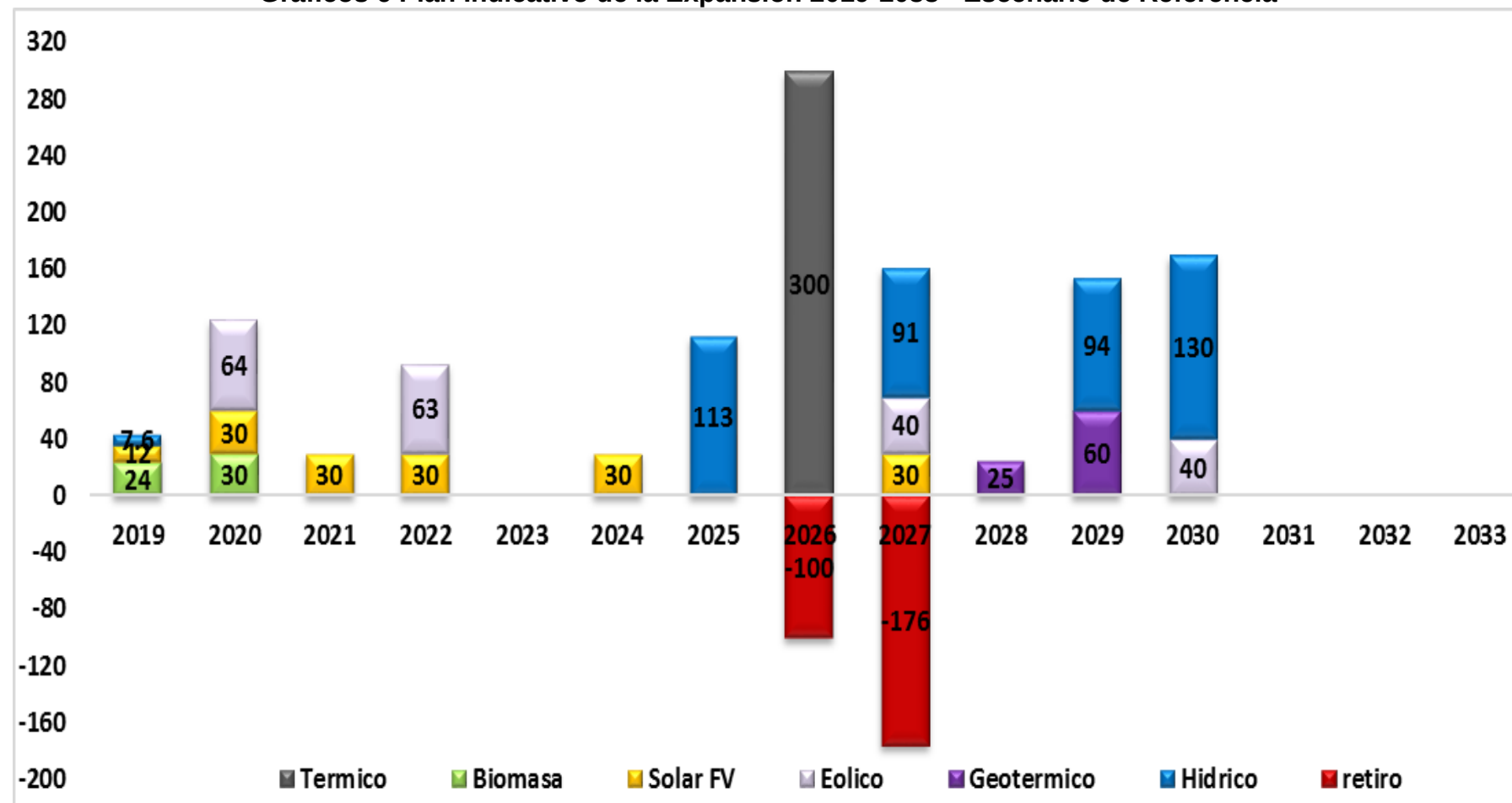
PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2019-2033
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
NG-300MW	Térmico								300								300
CASUR (Ingenio)	Biomasa	24															54
MonteRosa (Fase 2)			30														
El Velero	Solar - FV	12															162
Solar 2			30														
Solar 3				30													
Solar 4					30												
Solar 5							30										
Solar 6										30							
Eólico 1	Eólico		64														207
Eólico 2					63												
Eólico 3										40							
Eólico 4													40				
Geo 1	Geotérmico										25						85
Geo 2												35					
Geo 3												25					
Mojolka	Hidrico							113									436
El Carmen										91							
Copalar													130				
San Pedro del Norte												94					
La Mora		1.9															
San Martin		5.7															
TOTAL		43.6	124	30	93	0	30	113	300	161	25	154	170	0	0	0	1244
RETIRO									-100	-176							-276

✗ Plantas que aportan a la regulación bajo AGC

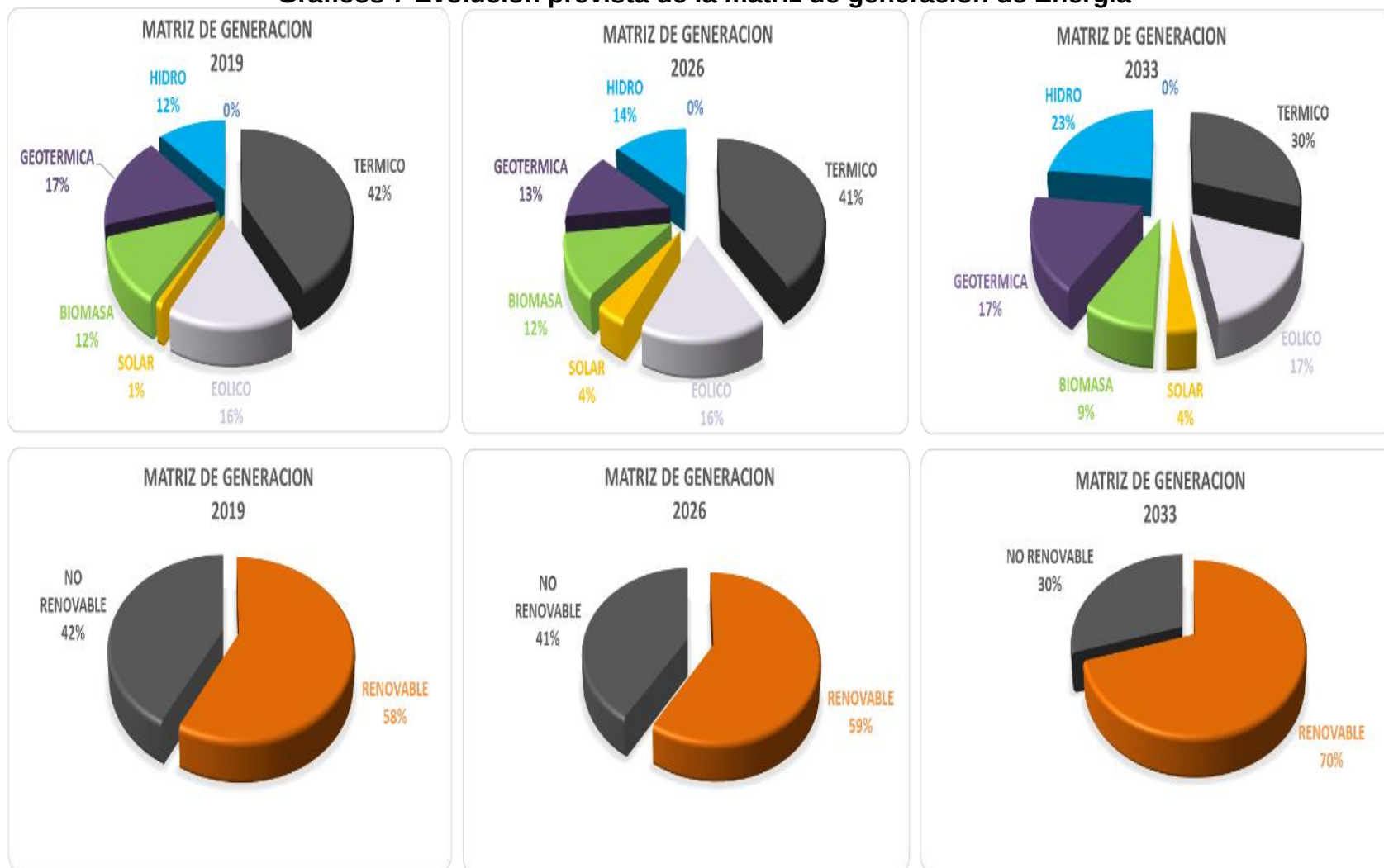
✗ Proyectos fijos de Generación

El Plan de expansión de referencia, incluye plantas de generación, que por sus años de operación y/o limitantes técnicas se han considera para el retiro: planta las Brisas con 55.0 MW (2018), planta Nicaragua de 100.0 MW (2026), y las plantas Tipitapa con 50.9 MW, Corinto con 68.5 MW y Censa con 57 MW para el año 2027.

Gráficos 6 Plan Indicativo de la Expansión 2019-2033 - Escenario de Referencia



Gráficos 7 Evolución prevista de la matriz de generación de Energía



La introducción de nuevos proyectos de generación basados en energías renovables en el periodo 2019–2033, permitirá modificar la matriz de generación, aumentando la participación de generación de energía renovable del 58% en el año 2019 al 70% en el año 2033, como se muestra en el gráfico anterior.

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 de referencia, para esto el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), elaboro el documento “Evaluación de la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua” conteniendo los siguientes puntos:

- ✓ Flujos de Carga en estado estable o de régimen permanente, Análisis de Contingencias (condición N-1) y Estabilidad de Voltaje, considerando las contingencias que más influyen en el agotamiento de la potencia reactiva.
- ✓ 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.

6.1 Premisas consideradas:

- ✓ Para el presente análisis se consideraron las condiciones de la red previstas para los años 2022, 2026 y 2031, con todos los refuerzos y proyectos descritos en el Plan de Expansión de la Transmisión y los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Generación para el período 2019-2033, (Escenario "Con Gas Natural 300 MW _Demanda Esperada").
- ✓ Las condiciones de demanda previstas para las estaciones de verano e invierno, en demanda máxima, media y mínima de los años 2022, 2026 y 2031.

- ✓ Se consideraron transferencias de potencia máximas de 300 MW entre países que conforman el Sistema Eléctrico Regional (SER), para todos los casos analizados se consideraron porteos tanto en sentido norte-sur como sur-norte.
- ✓ 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 2022, 2026 y 2031, de demanda máxima, media y mínima, considerando 300 MW de porteo en sentido norte-sur y sur-norte.

En anexos se presenta los resultados de estudio.

VII. Conclusiones

- ✓ El escenario de referencia seleccionado, cumple satisfactoriamente con los requerimientos de demanda de energía y potencia, garantizando la reserva necesaria y reduciendo al mínimo el riesgo de déficit en el periodo 2019-2033.
- ✓ El escenario de referencia, permite diversificar la matriz de generación, llegando a un 70% basados en energías renovables al año 2033, debido a la introducción de 1,244 MW de los cuales 944 MW son proyectos de generación renovables: 54 MW Biomasa, 162 MW Solares, 207 MW Eólicos, 85 MW Geotérmicos y 436 MW Hidroeléctricos.
- ✓ El cumplimiento del cronograma de retiro, esta sujeto a la entrada en operación de las plantas de generación en el mediano plazo.
- ✓ El plan considera la conexión de proyectos en aquellos puntos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en donde se reducen los costos de inversión de la transmisión, minimizándose las pérdidas y coadyuvando a los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema nacional.
- ✓ Con la entrada en servicio de proyectos de generación no despachables (geotérmico, eólico, hidroeléctrico a filo de agua), deben ser promovidos proyectos que garanticen aportes efectivos a la capacidad de regulación y a la estabilidad del SIN.
- ✓ Del análisis de la capacidad de reserva de regulación se puede concluir que durante el periodo 2022-2025 se tendrán inconvenientes para cumplir con la reserva requerida debido a la alta penetración de fuentes renovables variables y plantas no despachables. Los mayores problemas se dan durante la madrugada y durante los días no hábiles, principalmente durante la estación de verano. Con reducciones en la generación eólica en demanda mínima de verano se logra cumplir con la reserva.
- ✓ A partir del año 2026 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, sin embargo se observa un exceso de generación, lo que podría inducir a reducciones de generación, principalmente de generación eólica en horas de demanda mínima.

VIII. Recomendaciones

- ✓ Para garantizar la reserva de potencia reactiva se recomienda realizar el proyecto de conexión de la línea SIEPAC de 230 KV Ticuantepe-Cañas a la subestación La Virgen, quedando la configuración Ticuantepe-La Virgen-Cañas, con lo cual se garantiza la estabilidad de voltaje y la redistribución de los flujos por la interconexión sur.
- ✓ Se recomienda garantizar la entrada en operación de las plantas prevista en el plan de expansión, especialmente las correspondiente al mediano plazo en los años 2025 y 2026.



IX. ANEXOS

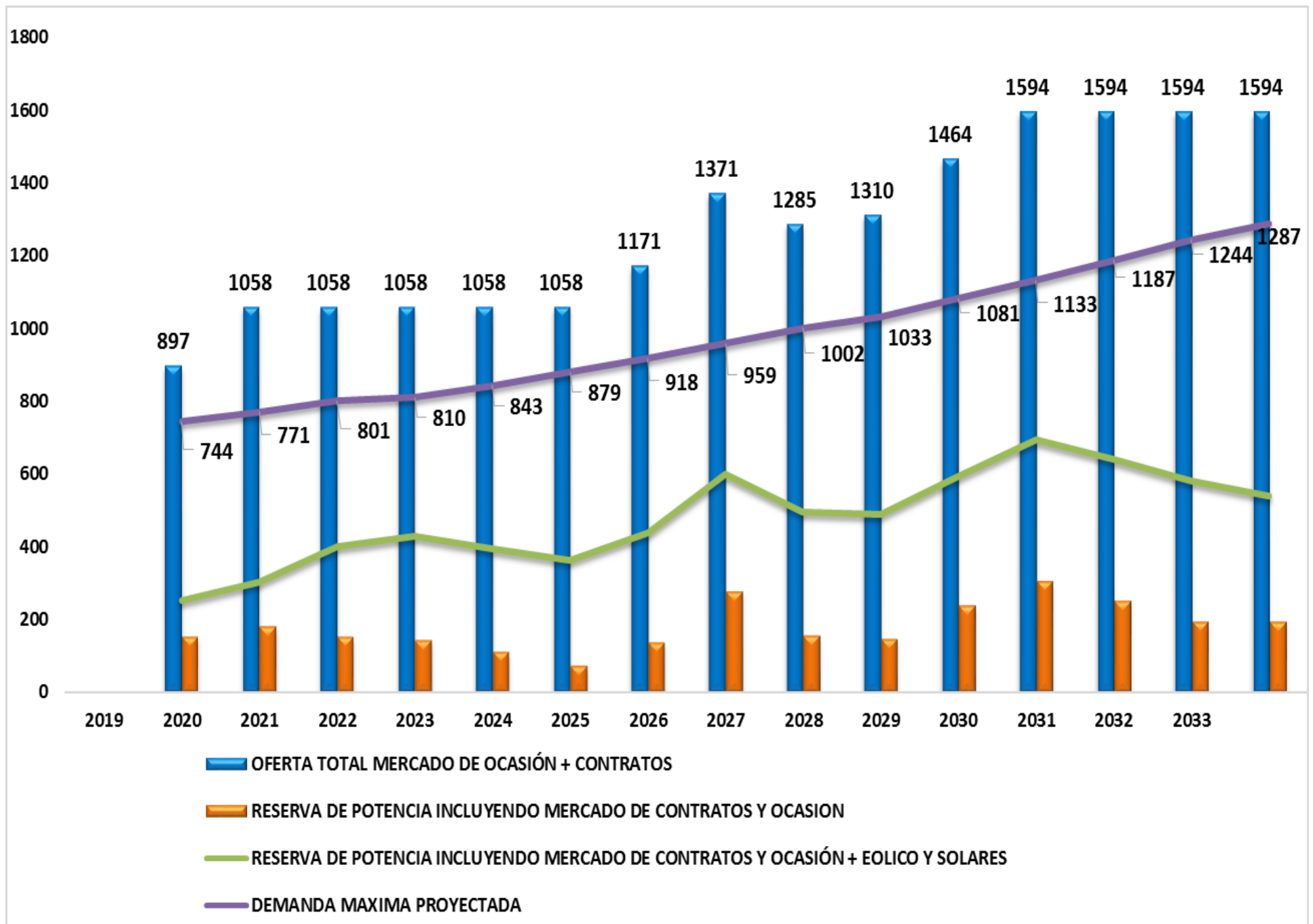
PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACIÓN 2019-2033 (ESCENARIO DE REFERENCIA)
(POTENCIA EXPRESADA EN MW)

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2019-2033
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
NG-300MW	Térmico								300								300
CASUR (Ingenio)	Biomasa	24															54
MonteRosa (Fase 2)			30														
El Velero	Solar - FV	12															162
Solar 2			30														
Solar 3				30													
Solar 4					30												
Solar 5							30										
Solar 6										30							
Eólico 1	Eólico		64														207
Eólico 2					63												
Eólico 3										40							
Eólico 4													40				
Geo 1	Geotérmico										25						85
Geo 2												35					
Geo 3												25					
Mojolka	Hidrico							113									436
El Carmen									91								
Copalar													130				
San Pedro del Norte												94					
La Mora		1.9															
San Martin		5.7															
TOTAL		43.6	124	30	93	0	30	113	300	161	25	154	170	0	0	0	1244
RETIRO									-100	-176							-276

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

FUENTES RENOVABLES																
AÑO		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FUENTE	PLANTAS															
HIDRO																
	CENTROAMERICA	22	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	CARLOS FONSECA	40	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
	LA MORA	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
	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
	MOJOLKA							113	113	113	113	113	113	113	113	113
	EL CARMEN									91	91	91	91	91	91	91
	SAN PEDRO DEL NORTE											94	94	94	94	94
	COPALAR												130	130	130	130
SUBTOTAL HIDRO		100	132	132	132	132	132	245	245	336	336	430	560	560	560	560
GEOTERMIA																
	PENSA (POLARIS)	68	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	MOMOTOMBO	24	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	COSIGUINA										25	25	25	25	25	25
	TELICA											25	25	25	25	25
	EL HOYO I											35	35	35	35	35
SUBTOTAL GEOTERMIA		92	104	104	104	104	104	104	104	104	129	189	189	189	189	189
BIOMASA																
	PNSEL	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	34	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	CASUR	18	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	MONTE ROSA (fase 2)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
SUBTOTAL BIOMASA		109	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
EÓLICA																
	AMAYO I															
	AMAYO II															
	ALBA RIVAS															
	EOLO															
	BLUE POWER															
	SAN MARCOS															
	ALBA RIVAS II															
	EOLO GEN A															
	EOLO GEN B															
SUBTOTAL EÓLICA																
FOTOVOLTAICA																
	SOLARIS															
	EL VELERO															
	SOLAR 3															
	SOLAR 4															
	SOLAR 5															
SUBTOTAL FOTOVOLTAICA																
TOTAL RENOV		301	380	380	380	380	380	493	493	584	609	763	893	893	893	893

FUENTES TÉRMICAS																
AÑO		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FUENTE	PLANTAS															
FUEL OIL																
	NIC 1	20	50	50	50	50	50	50								
	NIC 2	50	50	50	50	50	50	50								
	CENSA	57	57	57	57	57	57	57	57							
	TIPITAPA	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9							
	CORINTO	67	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5							
	ALBANISA (CHE GUEVARAS)	167	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191	191
	MMV 35 MWa	30.5	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMV 35 MWb	30.5	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMV 35 MWc	30.5	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMV 35 MWd	30.5	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	GAS NATURAL 300 MW								300	300	300	300	300	300	300	300
SUBTOTAL TÉRMICAS		534	607	607	607	607	607	607	807	631	631	631	631	631	631	631
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA (Incluyendo Plantas Hidros, Geotérmicas y Térmicas)		835	988	988	988	988	988	1101	1301	1215	1240	1394	1524	1524	1524	1524
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA		744	771	801	810	843	879	918	959	1002	1033	1081	1133	1187	1244	1287
RESERVA BRUTA		90	216	187	178	144	108	183	342	213	207	313	392	337	280	280
RESERVA EFECTIVA **		90	118	88	79	45	9	73	212	92	83	173	239	185	127	127
PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN																
AÑO		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FUENTE	PLANTAS															
FUEL OIL																
	MGA 4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	MGA 5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
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	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
SUBTOTAL DIESEL		52	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
TOTAL MERCADO DE OCASION		62	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
OFERTA TOTAL MERCADO DE OCASIÓN + CONTRATOS		897	1058	1058	1058	1058	1058	1171	1371	1285	1310	1464	1594	1594	1594	1594
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE CONTRATOS Y OCASION		152	181	151	142	108	72	136	275	155	146	236	302	248	190	190
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE CONTRATOS Y OCASIÓN + EOLICO Y SOLARES		251	303	399	428	394	364	439	598	495	489	594	693	639	582	538
DEMANDA MAXIMA PROYECTADA		744	771	801	810	843	879	918	959	1002	1033	1081	1133	1187	1244	1287



BALANCE DE POTENCIA MENSUAL (MW)

FUENTES RENOVABLES																									
AÑO		2019												2024											
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC
FUENTE	PLANTAS																								
HIDRO																									
	CENTROAMERICA		24	22	20	42	47	35	38	47	47	48	47	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	CARLOS FONSECA	44	44	40	40	41	48	43	44	48	47	48	47	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	PANTASMA	12	10	8	6	8	10	8	6	10	13	12	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	LARREYNAGA	17	17	17	17	17	17	15	15	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	DIAMANTE	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	LA MORA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	SAN MARTIN	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	MOJOLKA																								
	EL CARMEN																								
	SAN PEDRO DEL NOR																								
	COPALAR																								
SUBTOTAL HIDRO		86	107	100	95	120	134	113	115	135	137	137	134	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
GEOTERMIA																									
	PENSA (POLARIS)	68	53	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	MOMOTOMBO	24	24	24	24	22	24	24	24	24	24	22	24	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	COSIGUINA																								
	TELICA																								
	EL HOYO I																								
SUBTOTAL GEOTERMIA		92	77	92	92	90	92	92	92	92	92	90	92	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
BIOMASA																									
	PNSEL	30	30	30	30	15						16	30	30	30	30	15							16	30
	MONTEROSA	27	27	27	27	26	24	24	15			20	27	30	30	30	26	24	24	15				20	30
	MONTELIMAR	34	34	34	34	27						27	34	30	30	30	30	27						27	30
	CASUR	18	18	18	18	8						12	24	24	24	24	8							12	24
	MONTE ROSA (fase 2)													30	30	30	30	27						27	30
SUBTOTAL BIOMASA		109	109	109	109	76	24	24	15	0	0	75	115	144	144	144	144	103	24	24	15	0	0	103	144
EÓLICA																									
	AMAYO I																								
	AMAYO II																								
	ALBA RIVAS																								
	EOLO																								
	BLUE POWER																								
	SAN MARCOS																								
	ALBA RIVAS II																								
	EOLO GEN A																								
	EOLO GEN B																								
SUBTOTAL EÓLICA																									
FOTOVOLTAICA																									
	EL VELERO																								
	SOLAR 2																								
	SOLAR 3																								
	SOLAR 4																								
	SOLAR 5																								
	SOLAR 6																								
SUBTOTAL FOTOVOLTAICA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RENOVABLES		286	293	300	296	286	250	229	223	227	229	302	341	386	386	386	386	345	266	266	257	242	242	344	386

* Disponibilidad del año 2019, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.

FUENTES TÉRMICAS																									
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA / DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA																									
AÑO		2019												2024											
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC
FUENTE	PLANTAS																								
FUEL OIL																									
	NIC 1	50	50	20	50	50	50	50	40	38	50	50	38	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	NIC 2	50	50	50	50	0	50	50	50	50	38	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	CENSA	56	56	57	56	55	55	56	57	57	54	56	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
	TIPITAPA	50	51	50	50	46	49	42	44	50	50	45	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	CORINTO	67	45	67	68	68	68	69	65	68	59	68	68	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ALBANISA	181	179	167	166	163	165	164	172	188	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181
	MMVa 35 MW	34	34	30	30	31	35	35	35	34	35	34	33	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVb 35 MW	34	34	30	30	31	35	35	35	34	35	34	33	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVc 35 MW	34	34	30	30	31	35	35	35	34	35	34	33	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVd 35 MW	34	34	30	30	31	35	35	35	34	35	34	33	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	CCNG 300MW																								
SUBTOTAL TÉRMICAS		592	567	533	562	505	577	570	567	588	570	586	575	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597	597
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA (Incluyendo Plantas Hidros, Geotérmicas y Térmicas)		878	860	833	858	792	828	799	790	815	800	887	917	982	982	982	982	941	862	862	853	838	838	941	982
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA		706	707	728	744	728	718	694	706	706	706	718	717	829	831	862	879	862	845	818	840	833	829	856	840
RESERVA BRUTA		172	153	105	114	63	110	104	84	109	94	170	200	153	151	120	103	79	17	44	13	5	9	84	142
RESERVA EFECTIVA **														55	53	21	4	-15	-69	-42	-72	-79	-75	-10	44

PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN																										
AÑO		2019												2024												
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	
FUENTE	PLANTAS																									
FUEL OIL																										
	MGA 4	5.2	5.2	5.2	3.9	5.2	5.2	5.2	4.16	5.2	5.2	5.2	3.9	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	3.9	5.2	5.2	5.2	4.16	5.2	5.2	5.2	3.9	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	8	10	10	10	8	10	10	10	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
DIESEL																										
	L.B 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	L.B 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	HCH 1 (ALBANISA)	52	52	52	52	52	52	52	53	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
SUBTOTAL DIESEL		52	52	52	52	52	52	52	53	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
TOTAL TERMICO																										
TOTAL MERCADO DE OCASION		63	63	63	60	63	63	62	61	62	62	62	60	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	
OFERTA TOTAL MERCADO DE OCASIÓN + CONTRATOS		941	923	896	918	854	891	861	850	877	862	950	976	1045	1045	1045	1045	1004	925	925	916	901	901	1003	1045	
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE OCASION		235	216	168	174	126	173	167	145	171	156	232	260	111	109	78	61	41	-13	14	-16	-23	-18	46	100	
DEMANDA MAXIMA PROYECTADA		706	707	728	744	728	718	694	706	706	706	718	717	829	831	862	879	862	845	818	840	833	829	856	840	

FUENTES RENOVABLES																									
AÑO		2030												2033											
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC
FUENTE	PLANTAS																								
HIDRO																									
	CENTROAMERICA	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	CARLOS FONSECA	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	PANTASMA	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	LARREYNAGA	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	DIAMANTE	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	LA MORA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	SAN MARTIN	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	MOJOLKA	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
	EL CARMEN	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	SAN PEDRO DEL NOR	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
	COPALAR	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
SUBTOTAL HIDRO		566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566	566
GEOTERMIA																									
	PENSA (POLARIS)	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	MOMOTOMBO	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	COSIGUINA	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	TELICA	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	EL HOYO I	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
SUBTOTAL GEOTERMIA		189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189
BIOMASA																									
	PNSEL	30	30	30	30	15						16	30	30	30	30	30	15						16	30
	MONTEROSA	30	30	30	30	26	24	24	15			20	30	30	30	30	30	26	24	24	15			20	30
	MONTELIMAR	30	30	30	30	27						27	30	30	30	30	30	27						27	30
	CASUR	24	24	24	24	8						12	24	24	24	24	24	8						12	24
	MONTE ROSA (fase 2)	30	30	30	30	27						27	30	30	30	30	30	27						27	30
SUBTOTAL BIOMASA		144	144	144	144	103	24	24	15	0	0	103	144	144	144	144	144	103	24	24	15	0	0	103	144
EÓLICA																									
	AMAYO I																								
	AMAYO II																								
	ALBA RIVAS																								
	EOLO																								
	BLUE POWER																								
	SAN MARCOS																								
	ALBA RIVAS II																								
	EOLO GEN A																								
	EOLO GEN B																								
SUBTOTAL EÓLICA																									
FOTOVOLTAICA																									
	EL VELERO																								
	SOLAR 2																								
	SOLAR 3																								
	SOLAR 4																								
	SOLAR 5																								
	SOLAR 6																								
SUBTOTAL FOTOVOLTAICA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL RENOVABLES		899	899	899	899	858	779	779	770	755	755	857	899	899	899	899	899	858	779	779	770	755	755	857	899

* Disponibilidad del año 2019, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.

FUENTES TÉRMICAS																									
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA / DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA																									
AÑO		2030												2033											
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC
FUENTE	PLANTAS																								
FUEL OIL																									
	NIC 1																								
	NIC 2																								
	CENSA																								
	TIPITAPA																								
	CORINTO																								
	ALBANISA	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181
	MMVa 35 MW	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVb 35 MW	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVc 35 MW	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	MMVd 35 MW	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	CCNG 300MW	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
SUBTOTAL TÉRMICAS		621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA (Incluyendo Plantas Hidros, Geotérmicas y Térmicas)		1520	1520	1520	1520	1479	1400	1400	1391	1376	1376	1478	1520	1520	1520	1520	1520	1479	1400	1400	1391	1376	1376	1478	1520
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA		1075	1066	1109	1133	1109	1088	1053	1075	1076	1075	1100	1086	1221	1215	1266	1287	1266	1238	1198	1232	1227	1221	1250	1243
RESERVA BRUTA		444	453	411	387	370	312	347	316	299	300	379	433	299	304	254	232	213	161	201	159	149	155	228	276
RESERVA EFECTIVA **		292	301	259	235	222	172	207	176	162	163	231	281	147	152	102	80	65	21	61	20	11	17	80	124

PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN																									
AÑO		2030												2033											
MES		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEPT	OCT	NOV	DIC
FUENTE	PLANTAS																								
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	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	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	10	10	10	10	10	10	10	10	10
DIESEL																									
	L.B 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L.B 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HCH 1 (ALBANISA)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
SUBTOTAL DIESEL		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
TOTAL TERMICO																									
TOTAL MERCADO DE OCASION		62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
OFERTA TOTAL MERCADO DE OCASIÓN + CONTRATOS		1582	1582	1582	1582	1541	1462	1462	1453	1438	1438	1541	1582	1582	1582	1582	1541	1462	1462	1453	1438	1438	1541	1582	
RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE OCASION		349	357	315	291	278	228	263	233	218	219	287	337	203	209	158	136	121	77	117	76	67	73	137	181
DEMANDA MAXIMA PROYECTADA		1075	1066	1109	1133	1109	1088	1053	1075	1076	1075	1100	1086	1221	1215	1266	1287	1266	1238	1198	1232	1227	1221	1250	1243

* Disponibilidad del año 2019, corresponde a datos del CNDC, no se aplica el 10% por mantenimientos y fallas.

BALANCE DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)

AÑO	Deficit	LA MORA	NI_C.FON	NI_C-AME	NI_COP B	NI_EL CAI	NI_EL DIA	NI_LARRE	NI_MOJOI	NI_PANTA	NI_SANPE	SAN MART	EOL_GEN	EOL_GEN	NI_AMAY	NI_AMAY	NI_BLUEP	NI_EOL_A	NI_EOL_ALB	NI_EOLO	NI_SANMARCOS
2019	-	8	171	182	-	-	12	85	-	52	-	27	-	-	150	86	150	147	-	176	-
2020	-	8	155	208	-	-	13	92	-	49	-	26	-	-	150	86	152	147	-	179	235
2021	-	8	146	227	-	-	13	101	-	51	-	26	-	-	148	85	150	146	-	176	233
2022	-	8	156	224	-	-	13	101	-	52	-	26	-	-	150	86	152	146	201	178	234
2023	-	8	152	207	-	-	13	94	-	51	-	27	-	-	151	87	152	148	232	178	236
2024	0.1	8	160	222	-	-	13	100	-	53	-	27	-	-	150	86	150	147	232	177	236
2025	-	8	153	240	-	-	13	107	488	53	-	27	-	-	151	87	152	149	235	180	239
2026	-	7	134	159	-	-	12	62	375	39	-	21	-	-	124	71	124	122	192	147	195
2027	-	7	130	172	-	225	12	65	337	37	-	21	126	-	129	74	130	126	198	154	201
2028	-	7	131	189	-	261	12	70	336	38	-	21	129	-	129	74	131	129	203	155	206
2029	-	7	128	197	-	223	12	71	255	37	101	20	125	-	126	73	127	125	196	151	200
2030	-	7	133	130	193	249	12	53	326	38	74	21	127	127	129	74	130	127	201	153	204
2031	-	7	129	131	281	283	13	55	406	40	157	23	130	130	134	77	135	130	204	158	208
2032	-	7	131	191	328	287	13	76	437	43	180	24	141	141	146	84	145	141	222	173	225
2033	0.0	7	135	219	406	300	13	88	471	45	227	25	144	144	146	84	147	144	227	172	230
AÑO	NI_SOLAF	NI_SOLAF	NI_SOLAF	NI_SOLAF	NI_VELER	SOLAR VI	SOLAR II	MONTELIN	NI_CASUF	NI_CHINA	NI_PMTRC	NI_PNSEL	NI_GCOSI	NI_GHO*	NI_PMOM	NI_PPOLA	NI_PPOLA	NI_TELIC/	NI_CCLNG25	NI_MMV4/	NI_MMV40b
2019	-	21	-	-	16	-	-	163	78	-	169	131	-	-	207	299	286	-	-	117	135
2020	-	21	-	-	21	-	52	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	84	96
2021	44	21	-	-	21	-	53	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	101	115
2022	53	21	39	-	21	-	53	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	91	107
2023	52	21	52	-	21	-	52	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	118	133
2024	53	21	53	44	21	-	53	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	126	142
2025	53	21	53	53	21	-	53	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	-	92	109
2026	50	20	50	50	20	-	50	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	2,234	4	9
2027	51	20	51	51	20	43	51	163	93	162	169	131	-	-	210	299	286	-	2,234	16	13
2028	51	20	51	51	20	51	51	163	93	162	169	131	186	-	210	299	286	-	2,234	18	15
2029	50	20	50	50	20	50	50	163	93	162	169	131	186	261	210	299	286	186	2,234	3	2
2030	51	20	51	51	20	51	51	163	93	162	169	131	186	261	210	299	286	186	2,234	1	1
2031	52	21	52	52	21	52	52	163	93	162	169	131	186	261	210	299	286	186	2,234	5	4
2032	52	21	52	52	21	52	52	163	93	162	169	131	186	261	210	299	286	186	2,234	15	14
2033	52	21	52	52	21	52	52	163	93	162	169	131	186	261	210	299	286	186	2,234	43	42
AÑO	NI_MMV4	NI_MMV4	NI_PCENS	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCHEC	NI_PCORI	NI_PCORI	NI_PHCH/	NI_PHCH/	NI_PMAN/	NI_PMAN/	NI_PNI-U1	NI_PNI-U:	NI_PTIPITAPA
2019	153	191	39	1	0	1	0	0	15	21	27	43	369	103	-	-	1	1	179	186	334
2020	111	142	28	1	0	1	0	0	11	6	22	28	328	87	-	-	0	0	179	186	278
2021	130	162	45	2	1	2	1	0	13	10	29	36	328	91	-	0	1	1	180	186	281
2022	118	149	39	1	1	2	1	0	12	12	25	35	321	88	-	0	1	1	179	186	277
2023	139	167	63	3	2	4	2	1	17	21	36	47	332	94	0	0	1	2	180	187	289
2024	154	175	72	4	4	6	4	2	19	26	41	54	352	98	0	1	2	3	190	209	309
2025	121	148	37	1	1	2	1	1	12	10	25	34	330	93	0	0	1	1	189	208	285
2026	12	21	0	-	-	-	-	-	0	0	0	1	90	22	-	-	0	0	-	-	71
2027	27	35	-	0	0	0	0	0	1	1	1	2	-	-	-	0	0	0	-	-	-
2028	31	40	-	0	0	0	0	0	1	1	2	3	-	-	-	0	0	0	-	-	-
2029	7	11	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	0	0	-	-	-
2030	2	4	-	0	0	0	-	-	0	0	0	0	-	-	-	-	0	0	-	-	-
2031	8	14	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	0	0	-	-	-
2032	21	30	-	0	0	0	0	0	1	2	2	3	-	-	-	0	0	0	-	-	-
2033	50	65	-	1	1	1	1	0	3	7	6	10	-	-	0	0	1	1	-	-	-

Evaluación de la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua

Flujo de carga en estado estable

VIOLACIONES DE VOLTAJE 2022

VOLTAJE MAYOR A 1.0500

AÑO	NODO	NOMBRE	KV	VER MAX ST	VER MAX S-N	VER MAX N-S	VER MIN ST	VER MIN S-N	VER MIN N-S	INV MAX ST	INV MAX S-N	INV MAX N-S	INV MIN ST	INV MIN S-N	INV MIN N-S
2022	4200	ACH-69	69	1.0543											
	4207	CHN-69	69	1.0586	1.0611	1.0587	1.0616	1.0738	1.0751		1.0544	1.059	1.0523	1.0578	1.0557
	4211	DCOR-69	69	1.0585	1.061	1.0586	1.0615	1.0737	1.075		1.0544	1.059	1.0523	1.0578	1.0557
	4231	PSA-69	69	1.0672	1.0704	1.0678	1.0692	1.082	1.0832		1.0541	1.0584	1.0531	1.0577	1.0557
	4206	CHG-69	69	1.0627	1.0659	1.0632	1.0646	1.0775	1.0786		1.054	1.0584	1.053	1.0577	1.0557
	4208	COR-69	69	1.0541	1.0566	1.0542	1.0589	1.0712	1.0725		1.0503	1.0549		1.0553	1.0533
	4218	EVJ-69	69	1.058	1.0603	1.0579	1.0609	1.0729	1.0743	1.0509	1.0554	1.0601	1.0525	1.0582	1.0562
	4221	LNI-69	69		1.063	1.0603	1.0585	1.0724	1.0734		1.0523	1.0561	1.0533	1.0565	1.0547
	4222	LNII-69	69	1.0511	1.0554	1.0519	1.0529	1.0662	1.0665					1.0515	
	4923	DLNII-69	69	1.0545	1.0588	1.0553	1.0550	1.0683	1.0686			1.0509	1.0505	1.0534	1.0509
	4201	ACY-69	69				1.0534								

VOLTAJE MENOR A 0.9500

AÑO	NODO	NOMBRE	KV	VER MAX ST	VER MAX S-N	VER MAX N-S	VER MIN ST	VER MIN S-N	VER MIN N-S	INV MAX ST	INV MAX S-N	INV MAX N-S	INV MIN ST	INV MIN S-N	INV MIN N-S
2022	4204	BLF-69	69		0.9422	0.9438		0.9479							

VIOLACIONES DE VOLTAJE 2026

VOLTAJE MAYOR A 1.0500

AÑO	NODO	NOMBRE	KV	VER MAX ST	VER MAX S-N	VER MAX N-S	VER MIN ST	VER MIN S-N	VER MIN N-S	INV MAX ST	INV MAX S-N	INV MAX N-S	INV MIN ST	INV MIN S-N	INV MIN N-S
2026	4231	PSA-69	69	1.0540	1.0600	1.0587	1.0507	1.0607	1.0633						
	4206	CHG-69	69		1.0555	1.0542		1.0561	1.0587						
	4207	CHN-69	69		1.0501	1.05		1.0525	1.055						
	4221	LNI-69	69		1.0535	1.05		1.0509	1.0537			1.0500		1.0518	
	4923	DLNII-69	69		1.0535			1.0509	1.0537			1.0500		1.0519	
	4211	DCOR-69	69					1.0524	1.0549						
	4218	EVJ-69	69					1.0517	1.0542						
	4208	COR-69	69						1.0518						

Nota: Para el año 2026 no se muestra bajo voltaje.

En el año 2031 no se presenta ningún tipo de violación al SIN.

Flujo de carga ante contingencias sencillas

ESTACION DE VERANO 2022															
DEMANDA	Elemento Sobrecargado								Contingencia	Sin Transferencias		300 MW NS		300 MW SN	
	Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A		Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga
	Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV									
MAXIMA	4300	ACH-138	138.0	4001	ACH-13.8	13.8	1	25	ACH-TD2	27.1	108.4	27.1	108.4	27.1	108.4
	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	-	-	102.3	136.4	-	-
MINIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	-	-	89.2	118.9	-	-
									AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	No Converge el caso		-	-
	4407	FNH-230	230.0	3310	PRD B618	230.0	1	317.3	SND-FHS-AGC (L9090)	-	-	-	-	315.5	100.1

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

ESTACION DE INVIERNO 2022															
DEMANDA	Elemento Sobrecargado								Contingencia	Sin Transferencias		300 MW NS		300 MW SN	
	Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A		Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga
	Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV									
MAXIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	76.9	102.5	106.7	142.2	-	-
	4406	TCP-230	230.0	4412	FCS-230	230.0	1	367	AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	380.6	103.0	-	-
MINIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	-	-	88.5	118.1	-	-
									AMY-FNC-LIB (L9030)			No Converge el caso			

Comentarios:

- ✓ La adición de un segundo transformador de distribución en subestación ACH entre las mismas barras, origina un problema de sobrecarga de uno ante la contingencia simple del otro. Recomendamos la separación de ambos transformadores en barras de distribución independientes.
- ✓ La contingencia simple de la línea de 230 KV LBS-MT1 L9240, origina la sobrecarga del autotransformador MT1-AT1 principalmente en escenarios con transferencias Norte-Sur. Se requiere ampliar la capacidad de transformación con un segundo autotransformador 230/138 KV en subestación MT1.
- ✓ El disparo de la interconexión AMY-FNC-LIB L9030, provoca la no convergencia del caso ante las transferencias de 300 MW Norte-Sur. Recomendamos la partición de la línea de interconexión TCP-CAS L9150 mediante la conexión a subestación La Virgen. De acuerdo a estudios realizados anteriormente la partición de esta línea contribuye a la estabilidad de voltaje y a la reducción de su cargabilidad.
- ✓ Ante la contingencia SND-FHS-AGC L9090, con transferencias Sur-Norte, observamos sobrecarga en la línea FNH-PRD L9040. La repotenciación de la interconexión LNI-FNH-PRD L9040 deberá realizarse en conjunto con el sistema Hondureño.

Flujo de carga ante contingencias sencillas

ESTACION DE VERANO 2026															
DEMANDA	Elemento Sobrecargado								Contingencia	Sin Transferencias		300 MW NS		300 MW SN	
	Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A		Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga
	Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV									
MAXIMA	4313	GAT-138	138.0	4219	GAT-69	69.0	1	25	EPZII-GATII 138 Kv (4397-4961)	31.6	126.3	31.6	126.3	No converge el caso	
	4300	ACH-138	138.0	4001	ACH-13.8	13.8	1	25	ACH-TD2	31.7	126.8	30.1	120.4	30.1	120.4
	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	81.6	108.8	104.0	138.6	78.6	104.8
									AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	No Converge el caso		-	-
	4404	MSY-230	230.0	4803	EOL-230	230.0	1	330	LVG-ABRI (4800-4832)	-	-	-	-	300.8	100.3
MINIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	-	-	85.2	113.6	-	-
									AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	No Converge el caso		-	-

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

ESTACION DE INVIERNO 2026															
DEMANDA	Elemento Sobrecargado								Contingencia	Sin Transferencias		300 MW NS		300 MW SN	
	Nodo 1			Nodo 2			CKT	RATE A		Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga	Flujo MVA	% Carga
	Número	Nombre	kV	Número	Nombre	kV									
MAXIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	95.3	127.1	113.8	151.7	78.6	104.8
	4313	GAT-138	138.0	4219	GAT-69	69.0	1	25	EPZII-GATII 138 Kv (4397-4961)	28.7	114.8			29.2	116.8
	4300	ACH-138	138.0	4001	ACH-13.8	13.8	1	25	ACH-TD2	29.8	119.2				
	4406	TCP-230	230.0	4412	FCS-230	230.0	1	367	AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	388.2	105.8	-	-
MINIMA	4419	MT1-230	230.0	4392	MT1-138	138.0	1	75	LBS-MT1 (L9240)	-	-	80.8	107.7	-	-
									AMY-FNC-LIB (L9030)	-	-	No Converge el caso		-	-

ESTACION Y DEMANDA	Nodo			Contingencia	S Transferencias	300 MW NS	300 MW SN
	Número	Nombre	kV		Voltaje P.U.	Voltaje P.U.	Voltaje P.U.
VERANO MAXIMA	4371	BLF-138	138	EPZII-GATII 138 kV (4397-4961)	0.534	0.512	
	4395	TOR-138	138		0.528	0.506	
	4397	EPZII-138	138		0.529	0.507	
VERANO MINIMA	4838	GAT-230	230	BCO-GAT 230kV (4422-4838)	0.890	-	-
INVIERNO MAXIMA	4371	BLF-138	138	EPZII-GATII 138 Kv (4397-4961)	0.656	-	0.623
	4395	TOR-138	138		0.655	-	0.621
	4397	EPZII-138	138		0.655	-	0.620
INVIERNO MINIMA							

Comentarios: En el año 2026, existe una contingencia simple en 138 K EPZII-GATII que provocaría sobrecarga del transformador de Subtransmisión GAT-TT1 y la degradación del perfil de voltaje en diferentes nodos de la red de 138KV como BLF-138, TOR-138 y EPZII-138. Recomendamos que la red de 69 KV asociada sea reemplazada completamente por la de 138 KV para evitar esta condición.

Estabilidad de voltaje

En este apartado se presenta el análisis de la estabilidad de voltaje 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 la siguiente tabla, las contingencias simuladas son las mismas que para el análisis de contingencias presentado anteriormente.

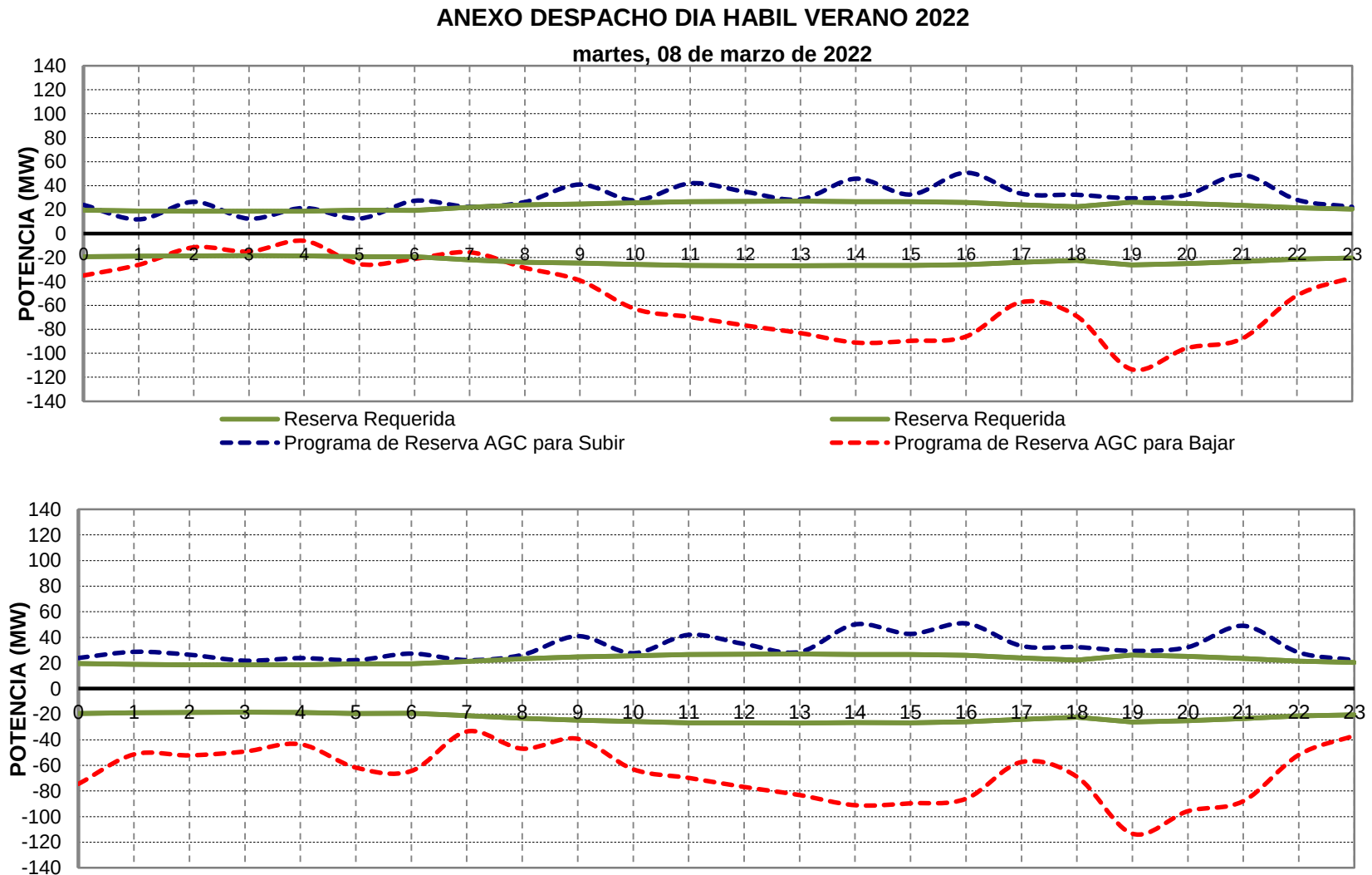
Contingencias simuladas

2022			2026			2031		
ÍTEM	NODO	NAME	ÍTEM	NODO	NAME	ÍTEM	NODO	NAME
1	4336	TPT-138	1	4336	TPT-138	1	4336	TPT-138
2	4319	MSY-138	2	4319	MSY-138	2	4319	MSY-138
3	4317	MGA-138	3	4317	MGA-138	3	4317	MGA-138
4	4315	LBS-138	4	4315	LBS-138	4	4315	LBS-138
5	4331	SEB-138	5	4331	SEB-138	5	4331	SEB-138
6	4340	TCP-138	6	4340	TCP-138	6	4340	TCP-138
7	4316	LNI-138	7	4316	LNI-138	7	4316	LNI-138
8	4401	LBS-230	8	4401	LBS-230	8	4401	LBS-230
9	4402	SND-230	9	4402	SND-230	9	4402	SND-230
10	4403	LNI-230	10	4403	LNI-230	10	4403	LNI-230
11	4404	MSY-230	11	4404	MSY-230	11	4404	MSY-230
12	4420	SNB-230	12	4420	SNB-230	12	4420	SNB-230
13	4419	MT1-230	13	4419	MT1-230	13	4419	MT1-230
14	4800	VIR-230	14	4800	VIR-230	14	4800	VIR-230

Se evaluó la capacidad de reserva con que cuenta el SIN, en los 14 nodos de la red troncal, para cada una de las condiciones de demanda esperadas para todos los escenarios analizados, ante 20 contingencias seleccionadas del ranking de contingencias, consideradas como las más severas para sistema de Nicaragua.

ANALISIS DE RESERVA

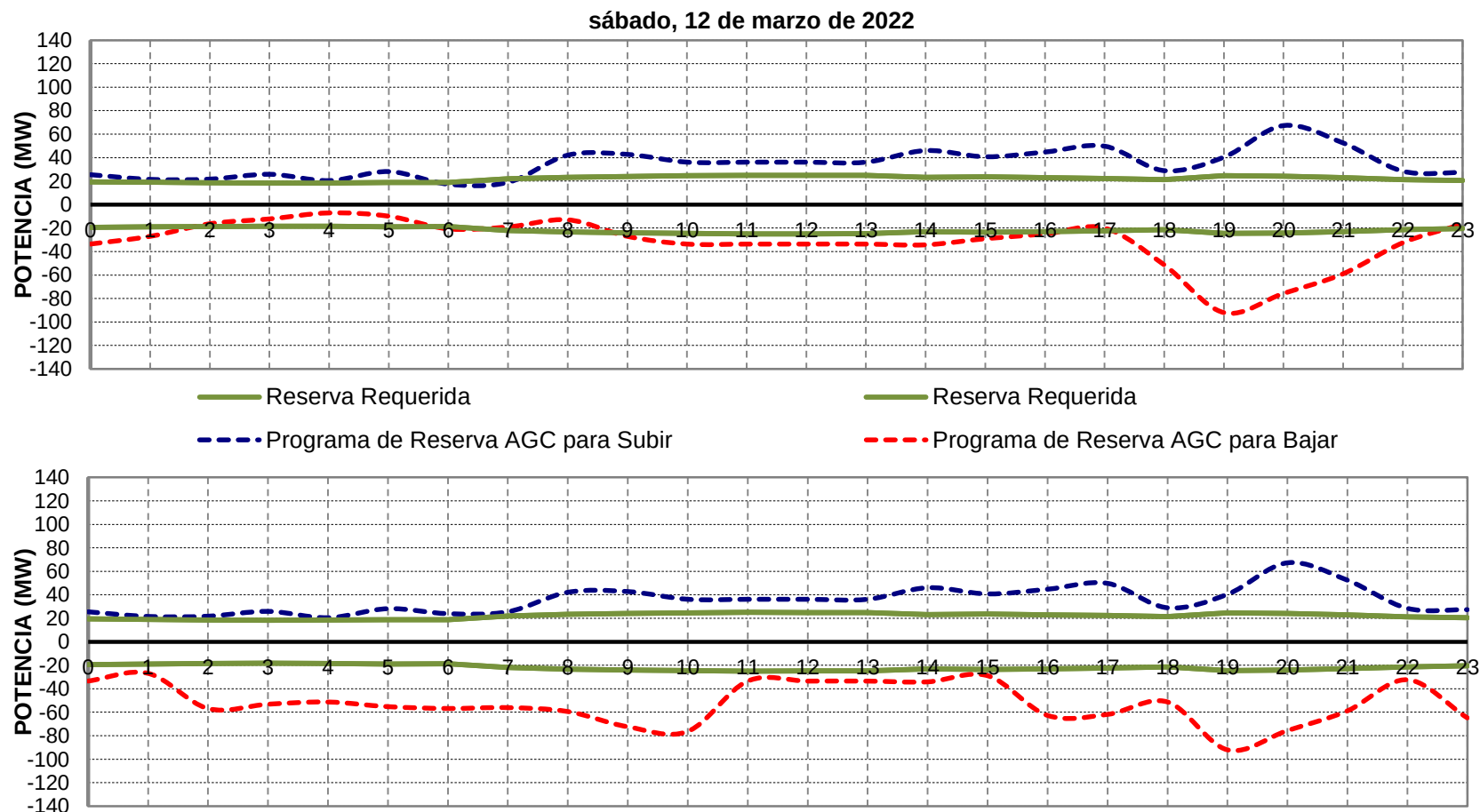
El análisis fue realizado de forma integral considerando despachos diarios-horarios, para día hábil, día sábado y día domingo, destacando la reserva requerida tanto para subir, como para bajar generación, y mostrando la capacidad de reserva para regular las variaciones, tanto por la demanda, como las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



COMENTARIOS AL DESPACHO DIA HABIL VERANO 2022:

1. Excedente de Energía a las 07:00 y las 08:00 horas, montos de 26.4 y 28.3 MW, PMN despachada con 27 y 32 MW.
2. En control de AGC planta Alba Rivas II, desde las 00:00 a las 08:00 horas, cumpliendo con la reserva requerida para bajar.
3. Para aumentar reserva requerida para subir, se reduce generación en planta Alba Rivas II y se aumenta en PMN140MW, incrementando el número de unidades para regulación.
4. En el bloque de demanda mínima, el margen de regulación para subir se encuentra muy ajustado a lo requerido por el sistema pudiendo caer en incumplimiento, debido a que solo se encuentra despachadas las plantas Centroamérica y PMN140MW.

ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2022

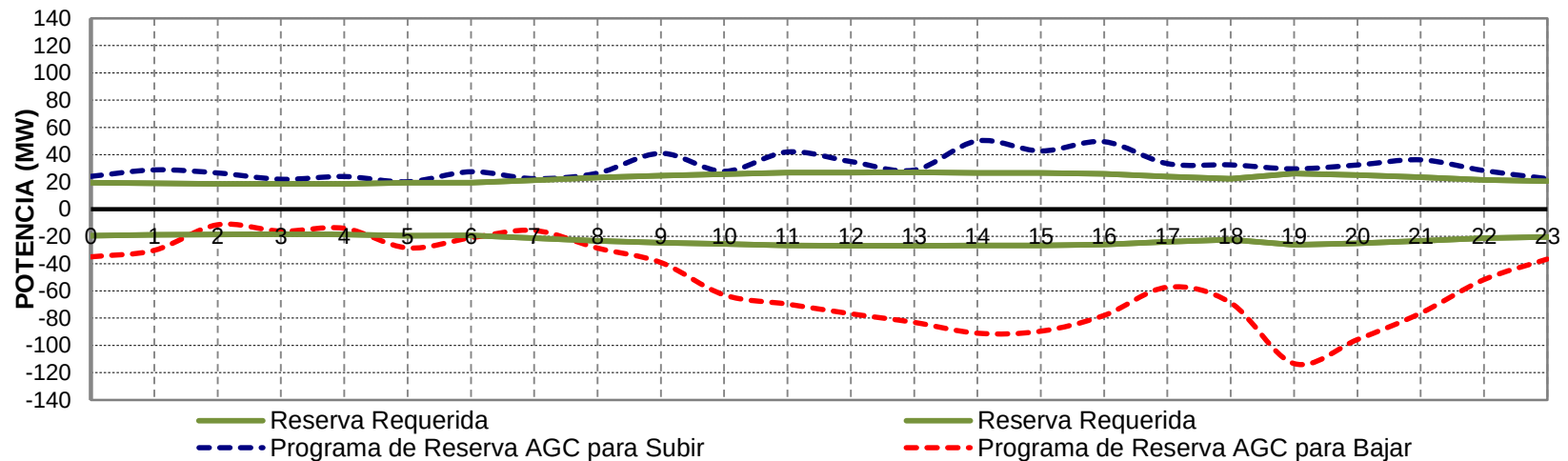


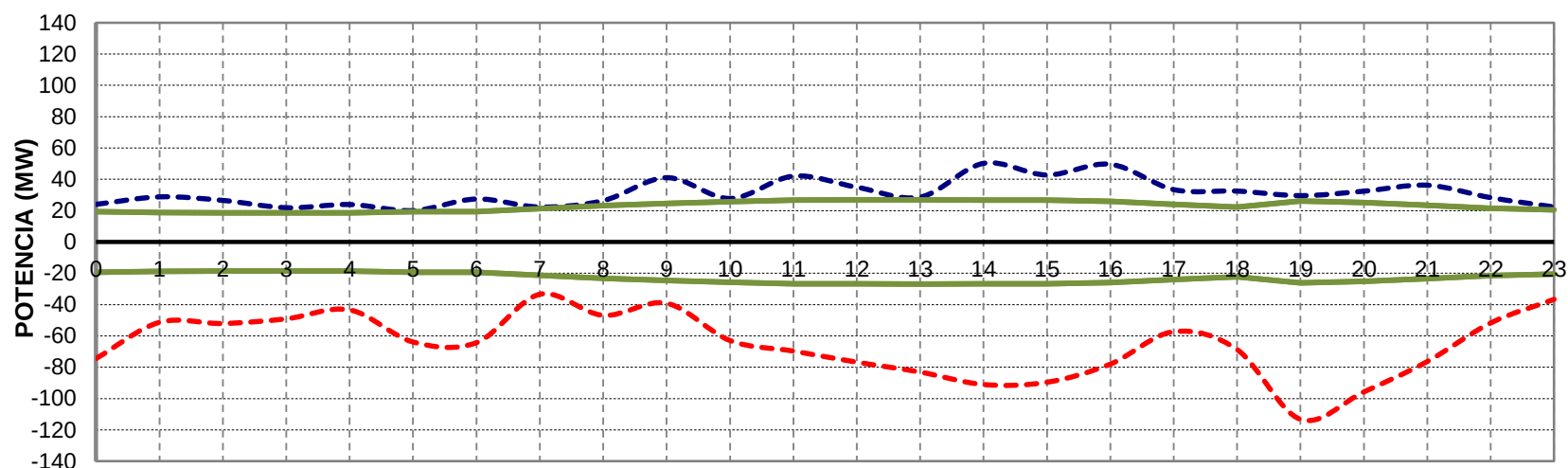
COMENTARIOS AL DESPACHO DIA SABADO VERANO 2022:

1. Excedente de Energía desde las 06:00 a las 13:00 y de las 15:00 a las 17:00 horas, montos de 36.5 MW en promedio para el primer bloque de hora y para el segundo con 25.3 MW, PMN despachada con 27 y 32 MW.
2. En control de AGC planta Alba Rivas II, desde las 02:00 a las 06:00 y las 16:00 y 17:00 horas, cumpliendo con la reserva requerida para bajar.
3. Para aumentar reserva requerida para subir, se reduce 11 MW de generación en planta Alba Rivas II a las 06:00 y 07:00 horas y se aumenta en PMN140MW, incrementando el número de unidades para regulación.
4. En el bloque de demanda mínima, el margen de regulación para subir se encuentra muy ajustado a lo requerido por el sistema pudiendo caer en incumplimiento, debido a que solo se encuentra despachadas las plantas Centroamérica y PMN140MW.

ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2022

domingo, 13 de marzo de 2022



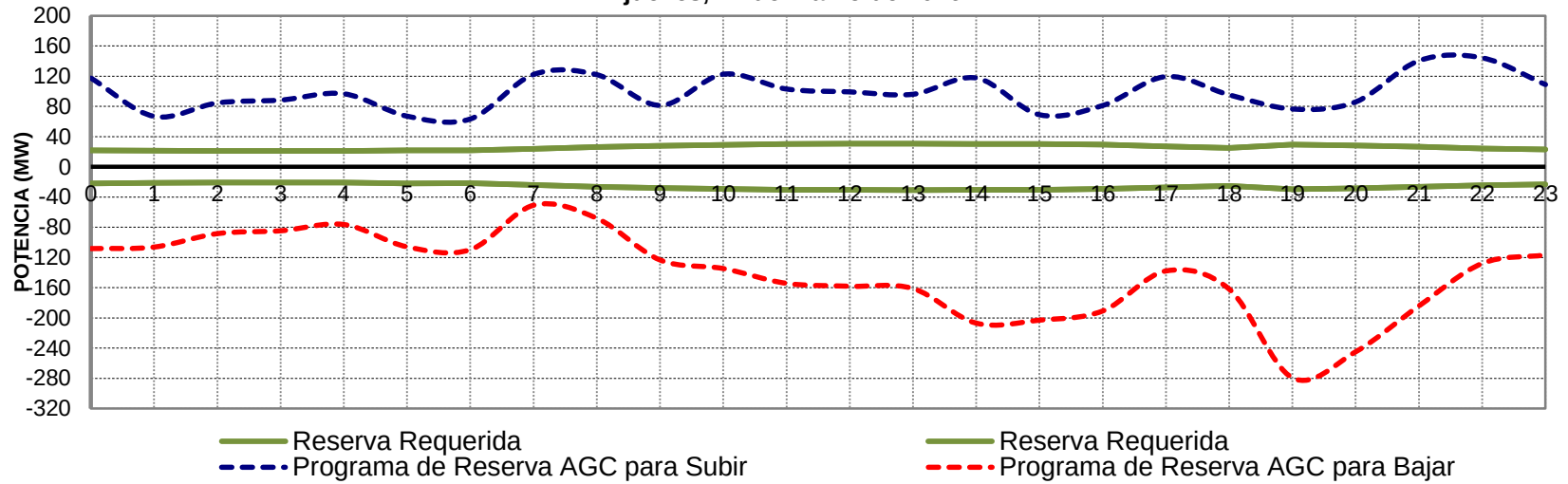


COMENTARIOS AL DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2022:

1. Excedente de Energía desde las 01:00 a las 18: horas, montos de 46.5 MW en promedio, mínimo 14 MW, máximo 99 MW.
2. En control de AGC planta Alba Rivas II, desde las 00:00 a las 08:00 horas, cumpliendo con la reserva requerida para bajar.
3. En el bloque de demanda mínima, el margen de regulación para subir se encuentra muy ajustado a lo requerido por el sistema pudiendo caer en incumplimiento, debido a que solo se encuentra despachadas las plantas Centroamérica y PMN140MW.

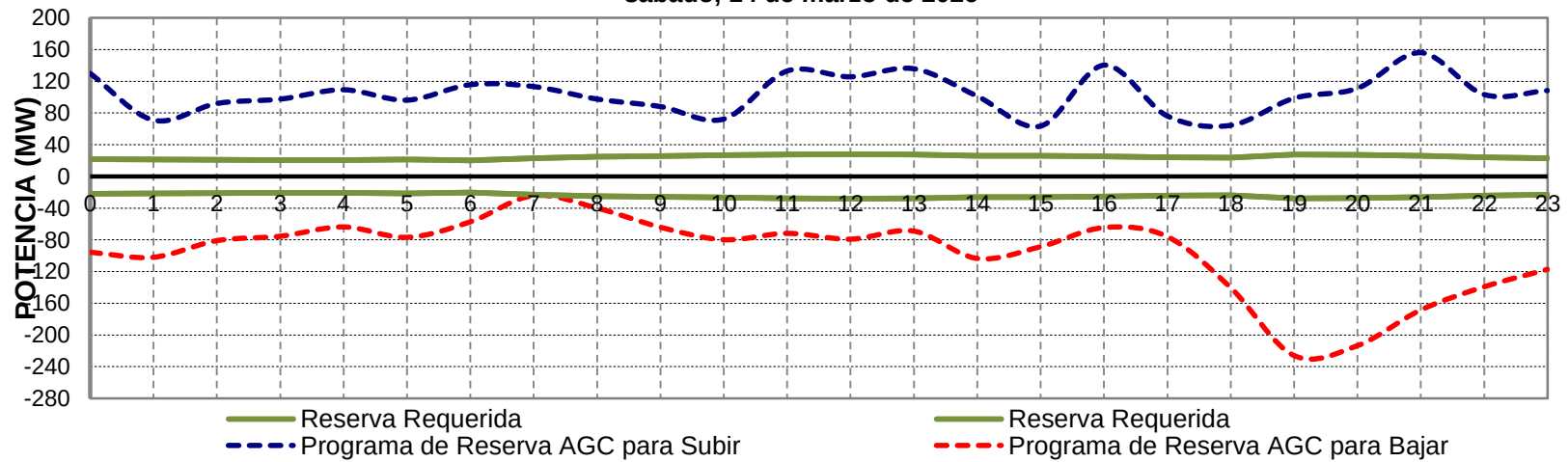
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2026

jueves, 12 de marzo de 2026



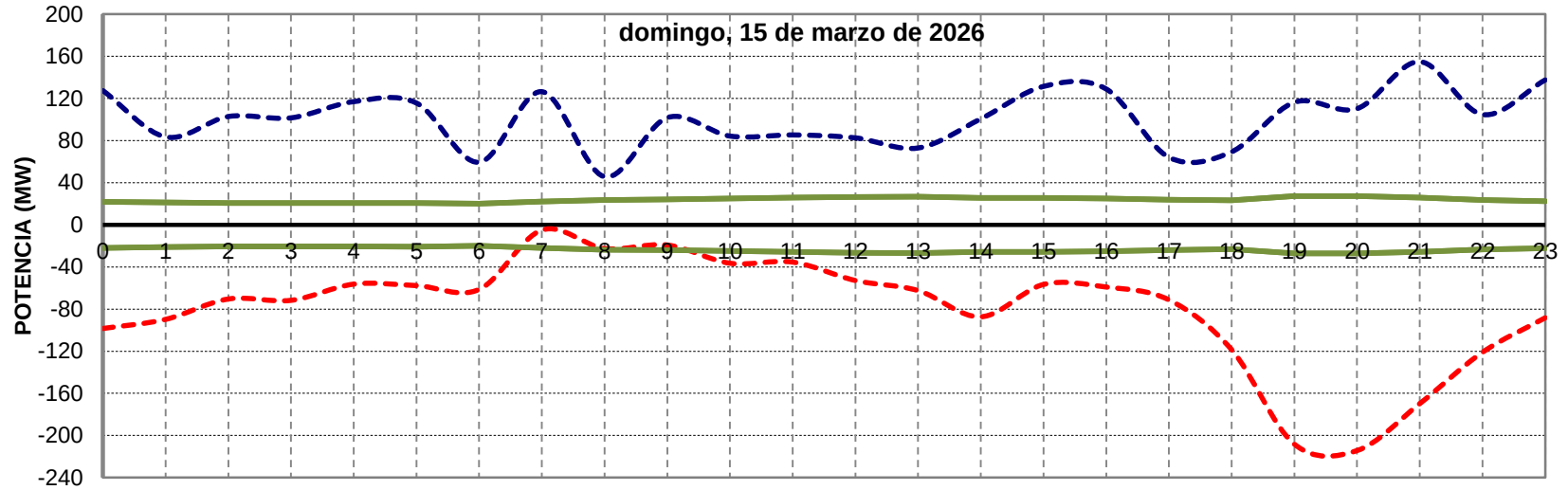
ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2026

sábado, 14 de marzo de 2026



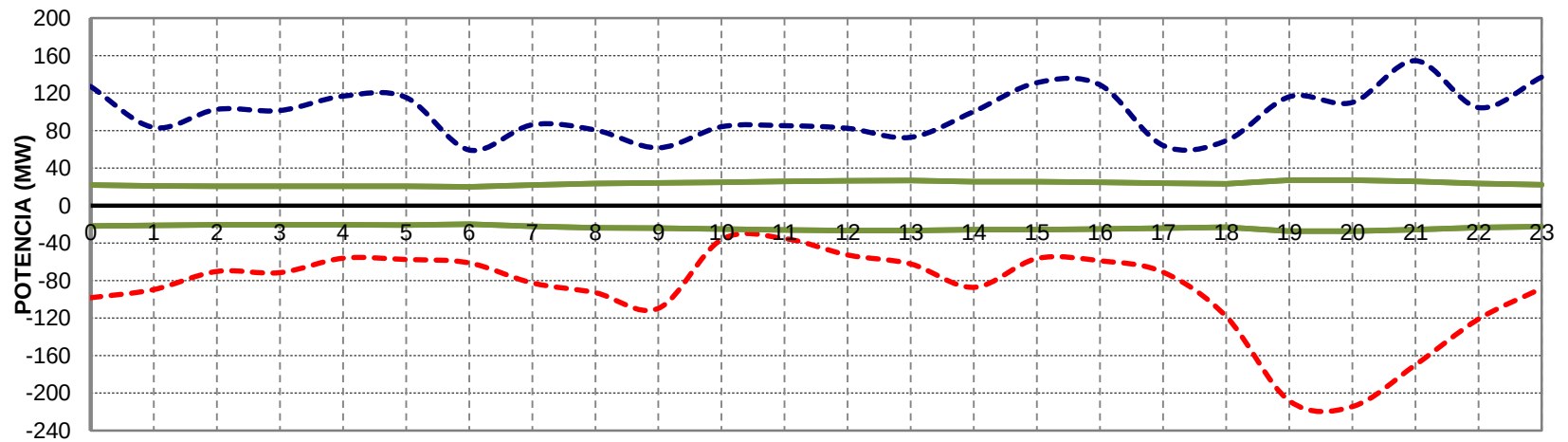
ANEXO

ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2026



— Reserva Requerida
 - - Programa de Reserva AGC para Subir

— Reserva Requerida
 - - Programa de Reserva AGC para Bajar

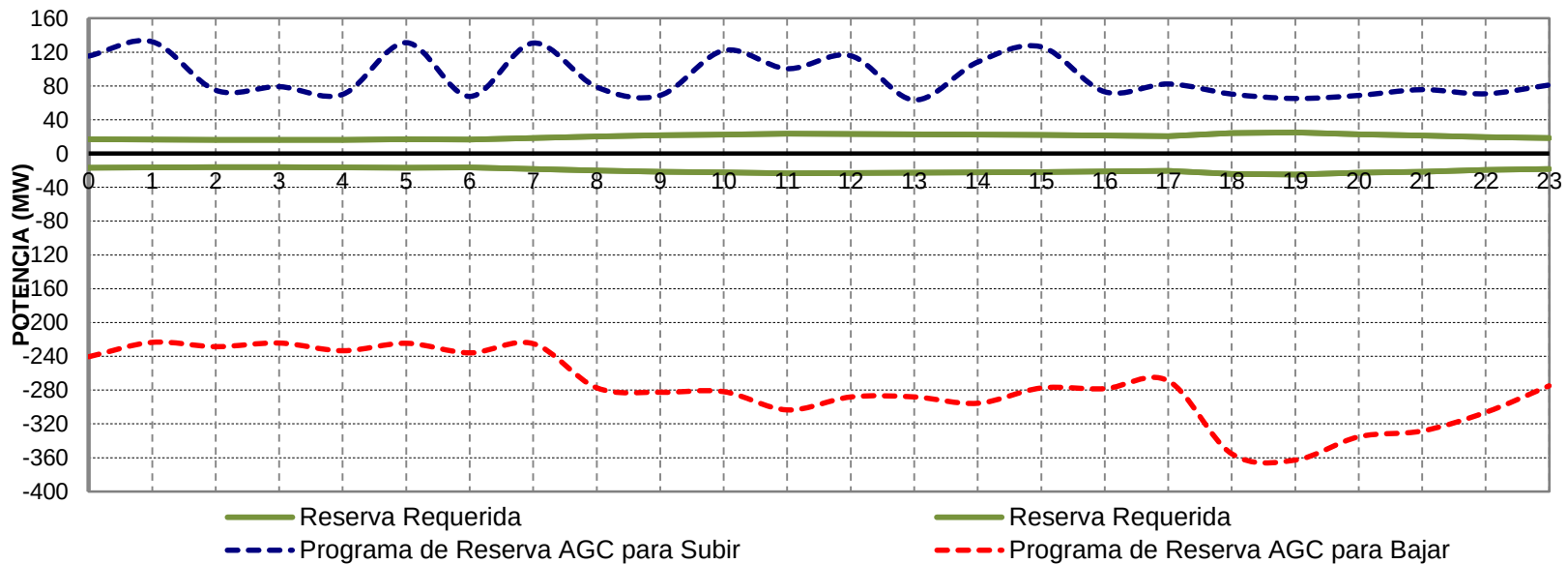


COMENTARIOS AL DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2026:

1. Excedente de energía desde las 07:00 a las 09:00 horas con 40MW/H.
2. En control de AGC planta Alba Rivas II y San Marcos, desde las 07:00 a las 09:00 horas, cumpliendo con la reserva requerida para bajar.
3. Planta MAN 140MW fuera de servicio por despacho económico.
4. Planta GNL 300MW, reducida en 48 MW en demanda media.

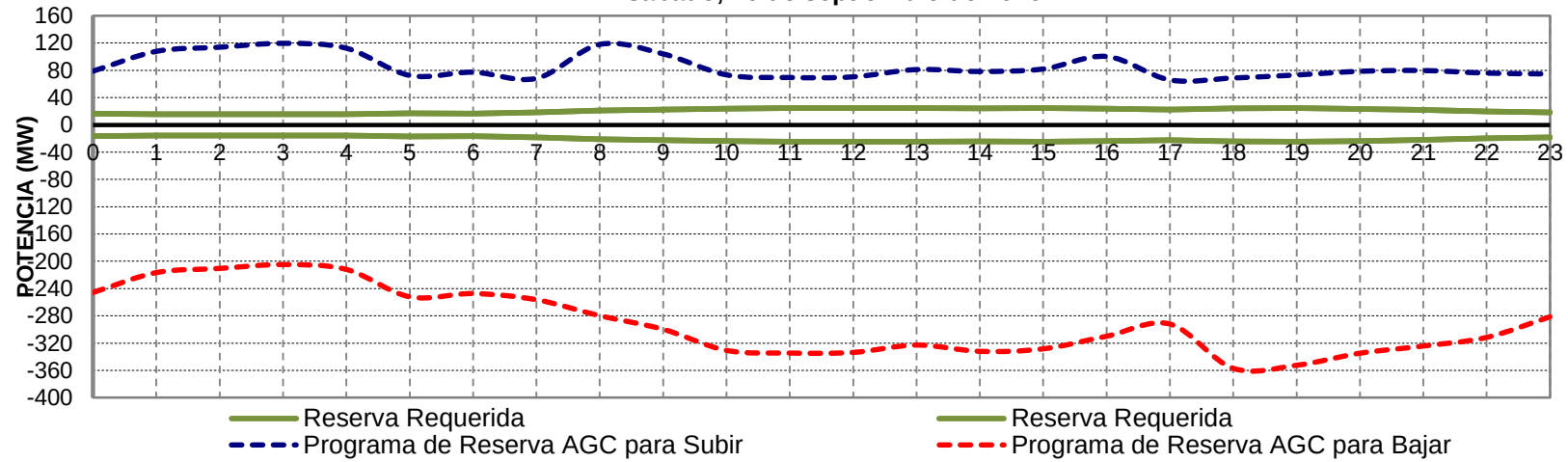
ANEXO DESPACHO DIA HABIL INVIERNO 2026

lunes, 21 de septiembre de 2026



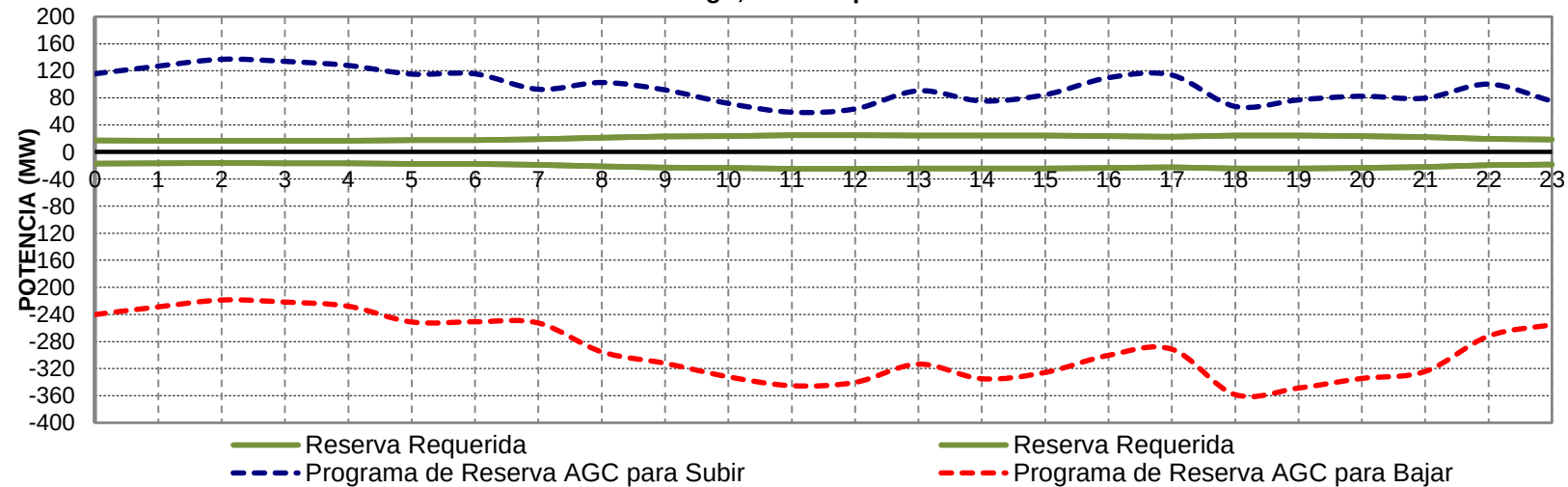
ANEXO DESPACHO DIA SABADO INVIERNO 2026

sábado, 26 de septiembre de 2026



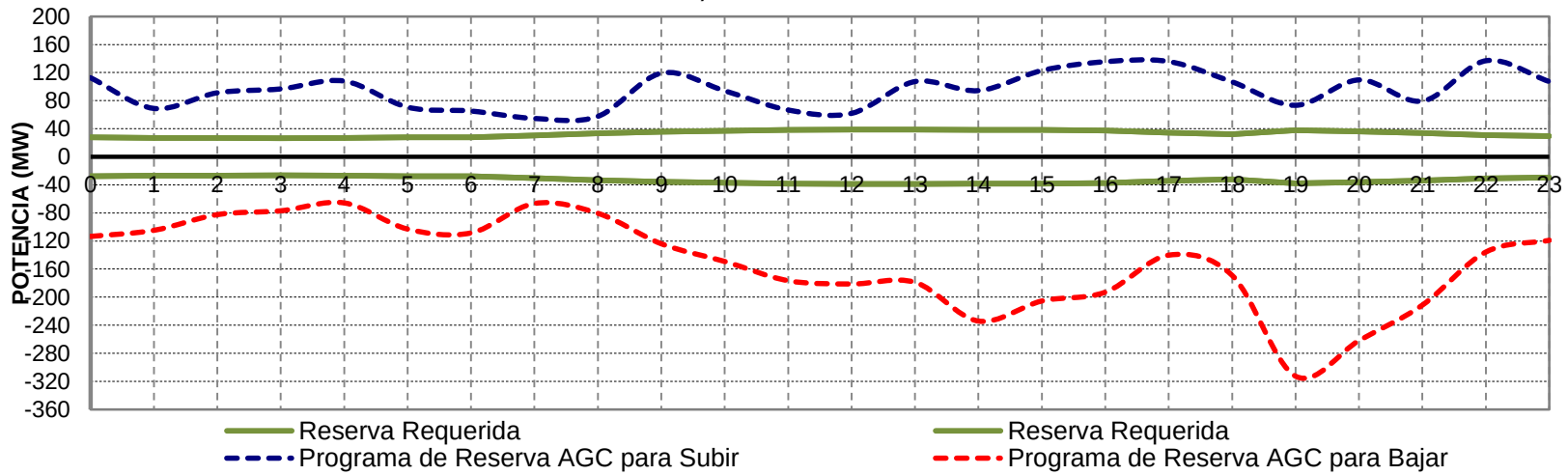
ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO INVIERNO 2026

domingo, 27 de septiembre de 2026



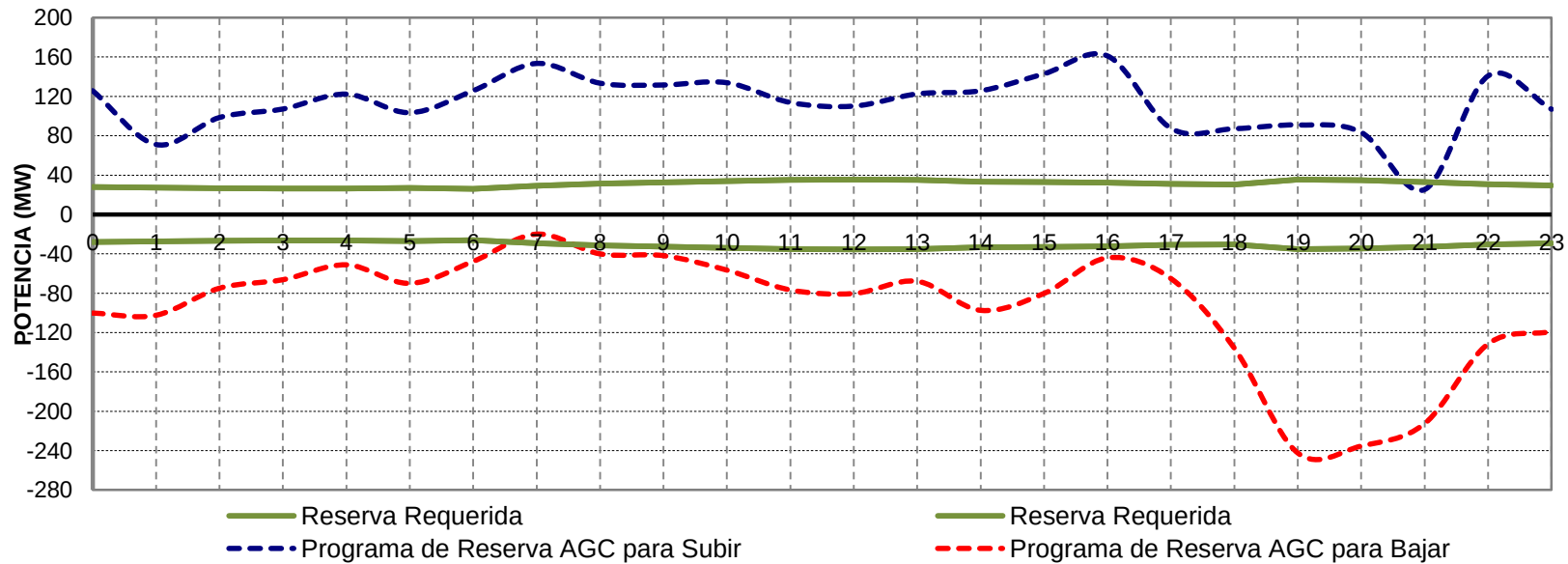
ANEXO DESPACHO DIA HABIL VERANO 2031

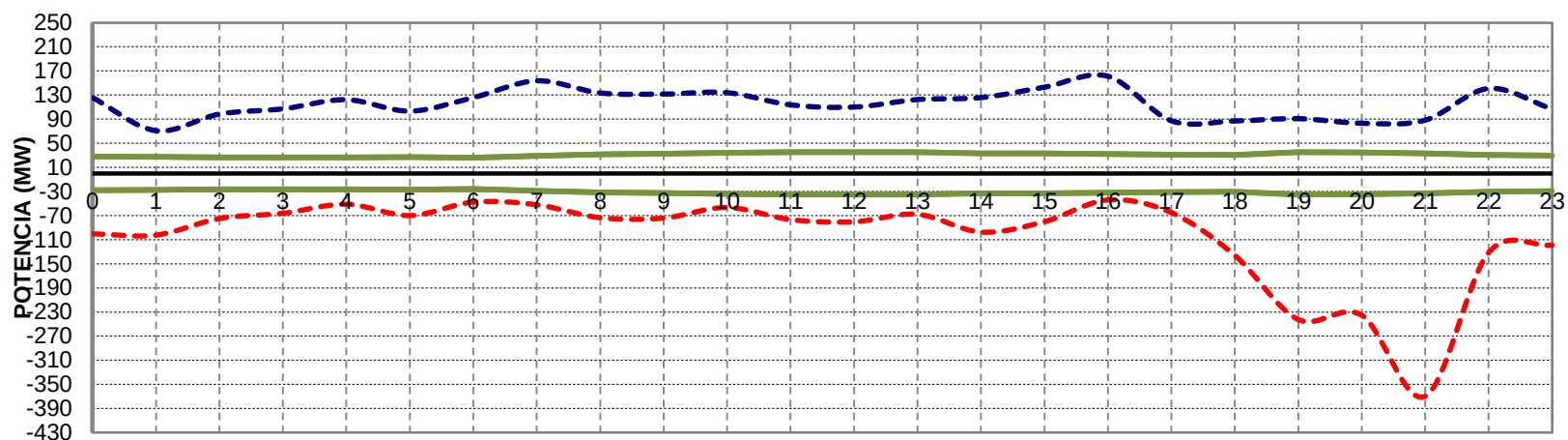
martes, 04 de marzo de 2031



ANEXO DESPACHO DIA SABADO VERANO 2031

sábado, 08 de marzo de 2031



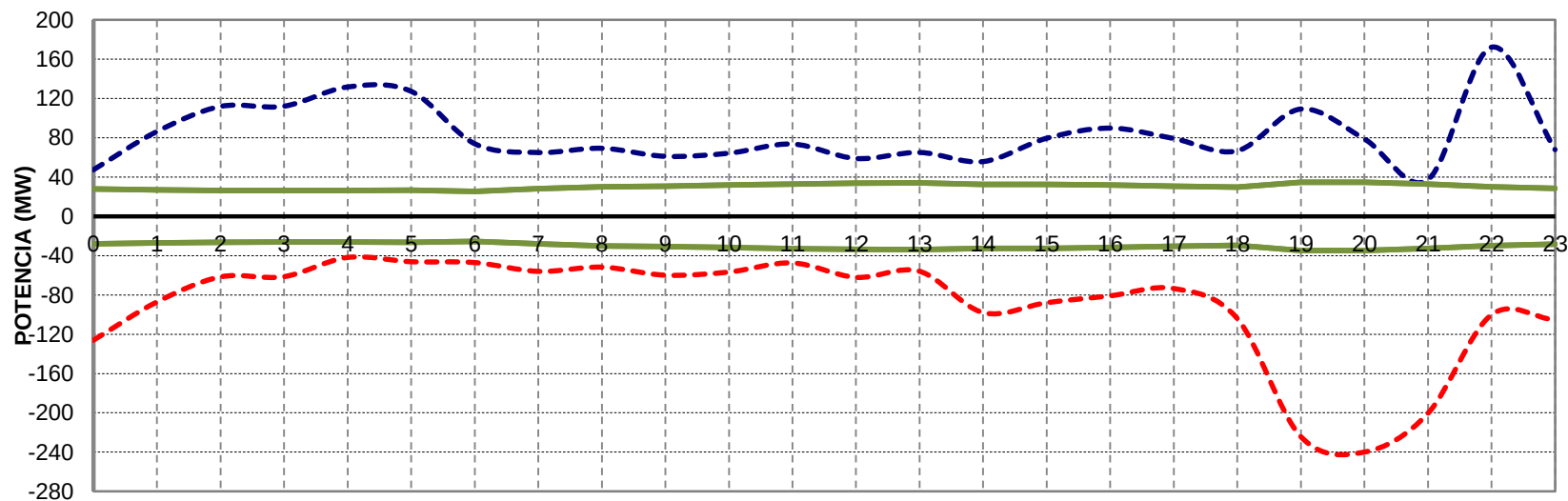


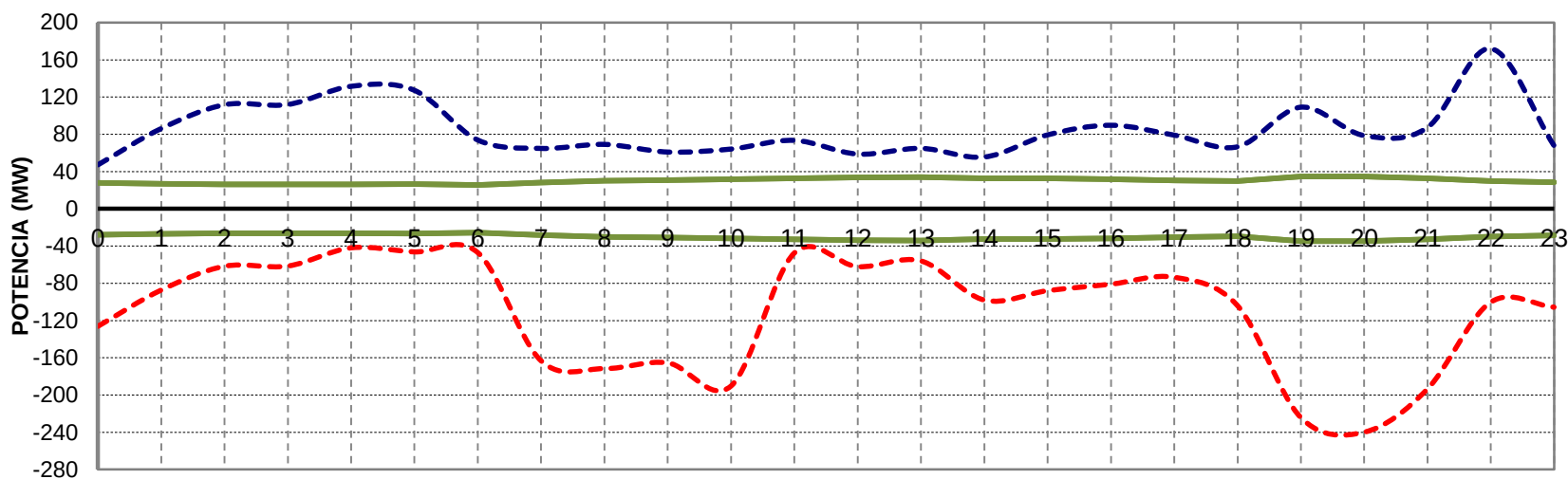
COMENTARIOS AL DESPACHO DIA SABADO VERANO 2031

1. En control de AGC planta eólica EOL GEN B, desde las 07:00 a las 09:00 horas, cumpliendo con la reserva requerida para bajar.
2. En control de AGC las últimas 4 plantas Eólicas para las 21:00 horas, se redujo dichas plantas en un total de 12MW, los cuales fueron asumidos por GNL, con el propósito de introducción de una unidad para regulación.
3. Planta MAN 140MW fuera de servicio por despacho económico.
4. Fuera de servicio PCA2, Valentín, Corriente Lira, La sirena a las 07:00, 08:00, 14:00 a las 16:00 horas, y generación limitada para PCA1, Mojolka, El Carmen y San Pedro del Norte.

ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2031

domingo, 09 de marzo de 2031



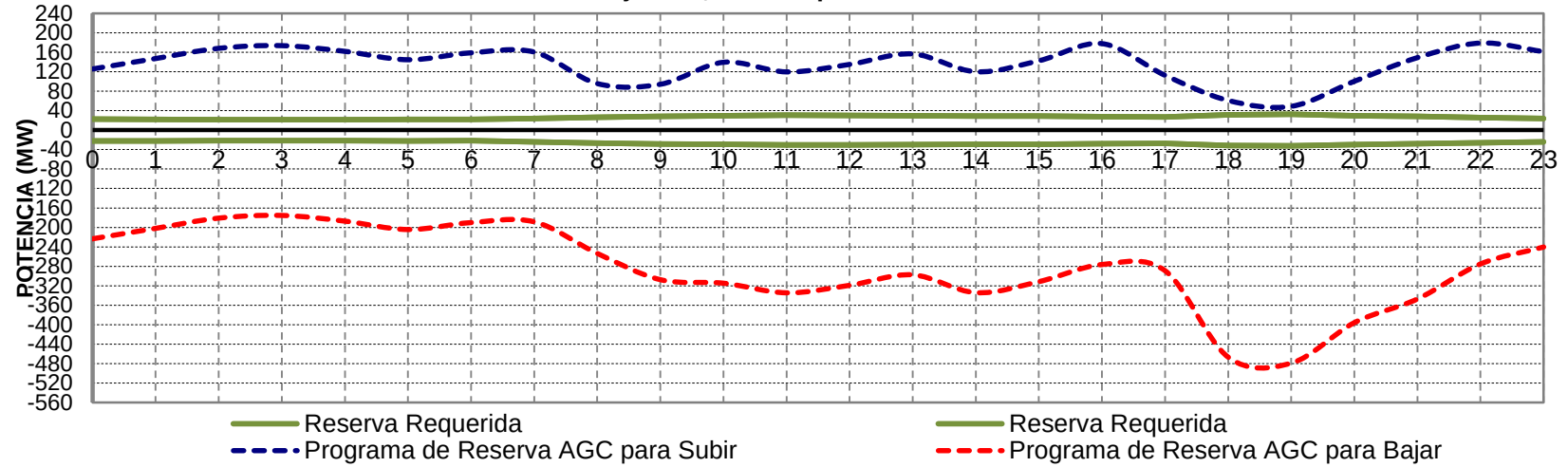


COMENTARIOS AL DESPACHO DIA DOMINGO VERANO 2031

1. Excedentes de energía desde las 07:00 hasta las 10:00 horas inclusive, con montos de 59.3, 54.3, 63.9 y 26.4 MW.
2. Desde las 07:00 a las 10:00 horas, las Plantas hidroeléctricas se encuentran con capacidad de control de AGC, se encuentran cercano al mínimo técnico operativo y las plantas hidroeléctricas Valentín, Corriente Lira y La Sirena se encuentran fuera de despacho económico.
3. En control de AGC las últimas 4 plantas Eólicas 07:00 a las 10:00 horas, se redujo dichas plantas en 15, 14, 16 y 7 MW/h cada planta, reduciendo a cero el excedente y cumpliendo la reserva requerida.
4. MAN 140MW y GNL 300MW desde la 06:00 hasta las 18:00 horas, se encuentra fuera de servicio por despacho económico.
5. A las 15:00, 16:00 y 17:00 horas, generación limitada de los proyectos hidroeléctricos Valentín, Corriente Lira y La Sirena.

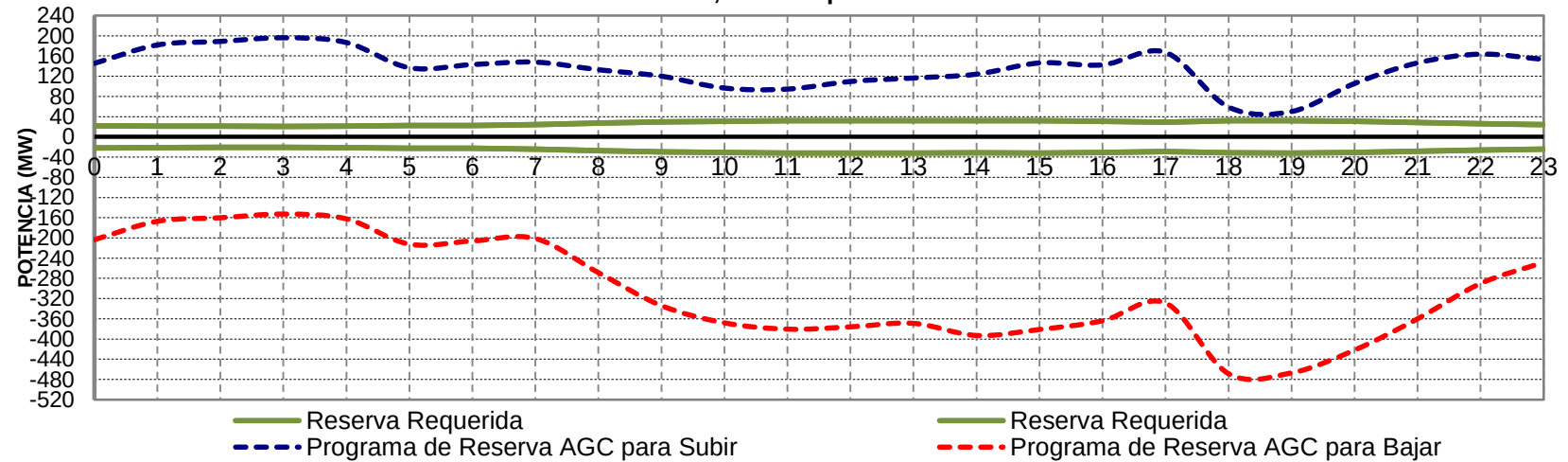
ANEXO DESPACHO DIA HABIL INVIERNO VERANO 2031

jueves, 18 de septiembre de 2031



ANEXO DESPACHO DIA SABADO INVIERNO VERANO 2031

sábado, 20 de septiembre de 2031



ANEXO DESPACHO DIA DOMINGO INVIERNO VERANO 2031

domingo, 21 de septiembre de 2031

