



Gobierno de Reconciliación  
y Unidad Nacional

*El Pueblo, Presidente!*

2017

TIEMPOS DE *Por Gracia*  
VICTORIAS! *de Dios!*

Ministerio de  
Energía y  
Minas

# PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA DE 2016-2030

INFORME EJECUTIVO

ENERO 2017

**CRISTIANA, SOCIALISTA, SOLIDARIA!**

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

De la Rotonda Centroamérica 700 m al oeste,  
Villa Fontana, Managua, Nicaragua.

Teléfonos (505) 2252-7400 y 2252-7500

Sitio Web: [www.mem.gob.ni](http://www.mem.gob.ni).

FE,  
FAMILIA  
Y COMUNIDAD!

Ministerio de  
Energía y  
Minas

## Contenido

<b>I.</b>	<b>Introducción</b> .....	3
<b>II.</b>	<b>Antecedentes y Situación Actual</b> .....	4
	2.1 Demanda Histórica .....	4
	2.2 Serie Histórica de los costos de combustible .....	5
	2.3 Capacidad Instalada de Generación 2015 .....	6
<b>III.</b>	<b>Premisas consideradas</b> .....	7
	3.1 Proyecciones de la Demanda de Energía y Potencia. ....	7
	3.2 Proyecciones de los precios de Combustibles .....	8
	3.3 Cartera de Proyectos.....	9
	3.4 Centrales Hidroeléctricas de Embalse de Regulación.....	13
	3.5 Efecto del Cambio Climático en las Centrales Hidroeléctricas .....	14
	3.6 Retiro de Plantas de generación.....	14
<b>IV.</b>	<b>Metodología de Trabajo</b> .....	15
	4.1 Base de datos.....	15
<b>V.</b>	<b>Escenario del Plan de Expansión de Generación.</b> ....	17
	5.1 Escenario A .....	18
<b>VI.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones</b> .....	20
<b>VII.</b>	<b>ANEXOS (Balances de Energía y Potencia)</b> .....	21

## I. Introducción

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el organismo responsable de la Planificación Indicativa del Sector Eléctrico del País, la cual tiene como objetivo conducir al desarrollo y óptimo aprovechamiento 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 (PNDH).

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 necesaria que permitan suministrar regulación primaria, secundaria y complementaria, requerida para la operación en condiciones normales y ante contingencia, tomando en cuenta el sobrecosto 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), adicionalmente se le agradece al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), 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 10 años la demanda de potencia ha crecido a razón de 3.31 en promedio mientras que la energía creció 4.16%. Para el año 2015 se registró una demanda máxima de 667.56 MW y 4,160.27 GWH, como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla N° 1**

DEMANDA HISTORICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
AÑO	POTENCIA (MW)	CREC %	ENERGIA (GWH)	CREC %
2005	482.80	-	2,775.45	-
2006	500.80	3.73	2,944.74	6.10
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
<b>PROMEDIO</b>		<b>3.31</b>		<b>4.16</b>

## 2.2 Serie Histórica de los costos de combustible

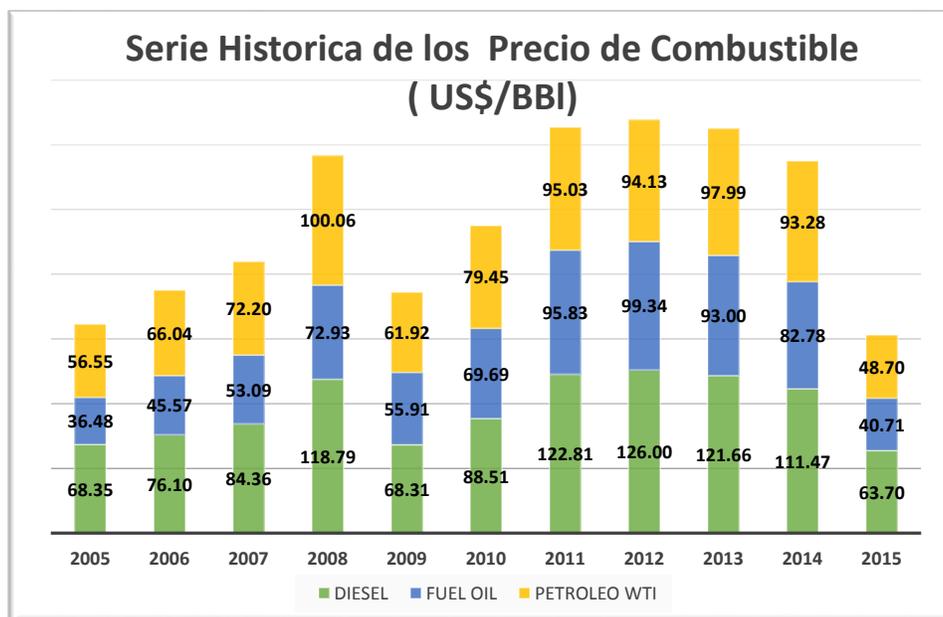
El precio promedio del petróleo (WTI) en el periodo 2005-2015 es de 78.67 US\$/Bbl, para el caso del diésel el precio promedio es 95.46 US\$/BBL, para el caso del fuel oil el precio promedio es de 67.76 US\$/Bbl, como se muestra a continuación.

**Tabla N° 2**  
**Costos de Combustible**

Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil 3%
	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/BBL
2005	56.55	68.35	36.48
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
<b>Promedio</b>	<b>78.67</b>	<b>95.46</b>	<b>67.76</b>

Fuente PLATTS

**Grafico 1**

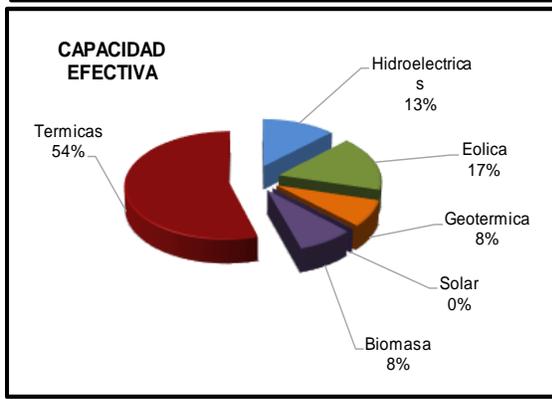
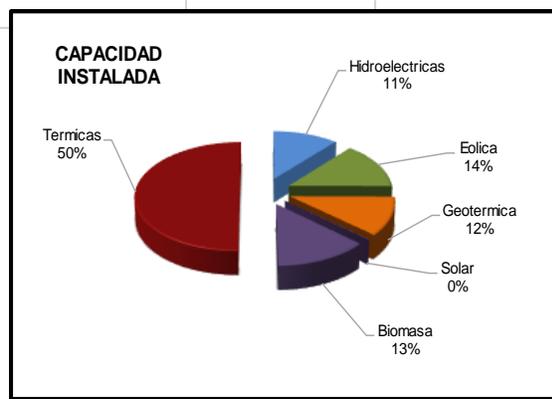


### 2.3 Capacidad Instalada de Generación 2015

La capacidad de potencia instalada fue de 1,341.5 MW y la capacidad efectiva fue 1,166.6 MW, en cuanto a la generación neta esta alcanzo 4,195.47 GWh<sup>1</sup>. En la siguiente tabla se muestran las plantas existentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

**Tabla N° 3**

AÑO 2015			Capacitada por tipo de fuentes 2015		
Planta	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Fuentes	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)
Centro América	25.0	25	<b>Hidroeléctricas</b>	150.2	141.9
	25.0	25	<b>Eólica</b>	186.2	186.2
Carlos Fonseca	27.2	25	<b>Geotérmica</b>	154.5	88.0
	27.2	25	<b>Solar</b>	1.4	1.0
Hidropantasma	14.4	13	<b>Biomasa</b>	176.3	90.0
HEMCO	5.3	5	<b>Termicas</b>	672.9	609.5
Larreynaga	17.5	16	<b>TOTAL</b>	<b>1341.5</b>	<b>1116.6</b>
Atder - BL El Bote	0.9	0.9			
Cerro Frio (Las Cañas)	2.7	2.3			
El Diamante	5.0	4.7			
Managua	6.2	5.5			
	6.2	5.5			
Las Brisas	25	20			
	40	33			
GESARSA	6.4	0			
Momotombo	77.5	28			
San Jacinto Tizate	77	60			
Ingenio San Antonio	79.3	30			
Ingenio Monterrosa	54.5	30			
Ingenio Montelimar	42.5	30			
Nicaragua	53	50			
	53	50			
Tipitapa	52.2	50.9			
Corinto	55.5	50			
	18.5	18.5			
Che Guevara	20.4	19.2			
	20.4	19.2			
	20.4	19.2			
	20.4	19.2			
	20.4	19.2			
	13.6	12.8			
	40.8	38.4			
	27.2	25.6			
47.6	44.8				
CENSA	65.3	54.0			
Hugo Chavez	60.4	54.5			
Amayo	63	63			
Blue Power	39.6	39.6			
Eolo	44	44			
Alba Rivas	39.6	39.6			
SFV-Trinidad	1.4	1			
<b>TOTAL</b>	<b>1341.5</b>	<b>1,116.6</b>			



Fuente: MEM-ENATREL

<sup>1</sup> Informe anual 2015 CNDC

### 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 las macro-magnitudes 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 2015, publicadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

Las proyecciones de demanda, que se presentan a continuación, para el periodo 2016-2030 muestran un crecimiento promedio en Potencia de 4.51 % y en Energía de 4.67 %.

**Tabla N° 4**

PROYECCION DE LA DEMANDA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ESCENARIO DEMANDA GLOBAL MEDIA DEL SIN					
AÑO	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGIA (GWh)	CREC. %	F.CARGA %
2016	695.10	4.46	4,393.99	4.73	70.34
2017	726.42	4.51	4,594.29	4.56	70.53
2018	758.57	4.43	4,800.20	4.48	70.71
2019	792.40	4.46	5,027.25	4.73	70.90
2020	827.75	4.46	5,265.03	4.73	71.09
2021	864.59	4.45	5,502.32	4.51	71.28
2022	903.39	4.49	5,752.16	4.54	71.47
2023	944.25	4.52	6,015.29	4.57	71.66
2024	987.37	4.57	6,293.00	4.62	71.85
2025	1,032.79	4.60	6,585.53	4.65	72.04
2026	1,080.72	4.64	6,894.24	4.69	72.23
2027	1,128.91	4.46	7,220.09	4.73	72.42
2028	1,179.94	4.52	7,565.82	4.79	72.61
2029	1,233.57	4.55	7,929.93	4.81	72.80
2030	1,290.43	4.61	8,316.76	4.88	73.50
<b>Promedio</b>		<b>4.51</b>		<b>4.67</b>	

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### 3.2 Proyecciones de los precios de Combustibles

Se tomaron en cuenta las tendencias de los crecimientos de las proyecciones de corto y mediano plazo del DOE<sup>2</sup>, utilizando como año base los precios promedios a Septiembre del 2015, en donde el precio promedio del petróleo fue de 64.9 US\$/Bbl, 108.4 US\$/BBL para el diésel y 91.3 US\$/Bbl para el fuel oil. Adicionalmente para el carbón el precio promedio fue de 135.9 US\$/tm y 0.17 US\$/m<sup>3</sup> para el Gas Natural Licuado.

A continuación se muestra las proyecciones de a Combustible utilizadas:

**Tabla N° 5**

Año	Petróleo	Diesel Oil	Fuel Oil	Carbón	GNL
	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/BBL	US\$/tm	US\$/m3
2016	52.9	85.1	70.0	123.6	0.12
2017	53.9	86.9	64.6	126.7	0.13
2018	55.0	88.6	66.2	128.2	0.14
2019	56.7	91.7	75.1	129.8	0.15
2020	58.5	94.6	78.2	132.1	0.16
2021	60.3	98.2	81.9	133.5	0.17
2022	62.2	102.0	85.8	135.1	0.17
2023	64.1	106.0	89.7	136.5	0.17
2024	66.2	110.1	93.9	137.8	0.18
2025	68.3	114.4	98.3	139.1	0.18
2026	70.5	119.1	103.1	140.4	0.19
2027	72.7	124.1	107.9	142.2	0.19
2028	75.0	129.4	113.0	143.8	0.19
2029	77.5	134.9	118.4	144.5	0.19
2030	80.0	140.7	124.1	145.3	0.19

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

<sup>2</sup> Department of Energy (DOE) of U.S. Energy Information Administration (EIA), Outlook April 2015 y STEO September 2015

### 3.3 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:

#### PROYECTOS EOLICOS, FOTOVOLTAICOS Y DE BIOMASA

Tabla N° 6

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Periodo de Simulación Disponible (*)	
			Inicio	Fin
<b>Proyectos Eólicos</b>				
1	EOLICO 1	40	enero 2018	enero 2018
2	EOLICO 1.A	23	enero 2019	enero 2019
3	EÓLICO 2 40MW	40	enero 2020	diciembre 2030
4	EÓLICO 3 40MW	40	enero 2025	diciembre 2030
5	EÓLICO 4 40MW	40	enero 2028	diciembre 2030
<b>Proyectos Fotovoltaicos</b>				
1	EL VELERO	12	marzo 2017	marzo 2017
2	SOLAR 2	12	julio 2018	julio 2018
3	SOLAR 3	12	enero 2019	diciembre 2030
4	SOLAR 4	36	enero 2020	diciembre 2030
5	SOLAR 5	50	enero 2021	diciembre 2030
<b>Proyectos de Biomasa</b>				
1	BIOMASA 1	50	enero 2018	diciembre 2030
2	BIOMASA 2	12	enero 2018	diciembre 2030
3	BIOMASA 3	20	enero 2018	diciembre 2030
4	BIOMASA 4	28.5	enero 2022	diciembre 2030
5	BIOMASA 5	35.5	enero 2022	diciembre 2030
6	BIOMASA 6	30	enero 2022	diciembre 2030
7	CASUR I	2	noviembre 2016	noviembre 2016
8	CASUR II	12.6	noviembre 2018	noviembre 2018
9	CASUR III	5.5	noviembre 2020	noviembre 2020
10	CASUR IV	3.4	noviembre 2022	noviembre 2022

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

## PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Tabla N° 7

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Periodo de Simulación Disponible (*)	
			Inicio	Fin
<b>Proyectos Hidroeléctricos</b>				
1	HIDRO 1	40	enero 2024	diciembre 2030
2	HIDRO 2	253	enero 2023	diciembre 2030
3	HIDRO 3	42	enero 2024	diciembre 2030
4	HIDRO 4	28	enero 2022	diciembre 2030
5	HIDRO 5	26	enero 2019	diciembre 2030
6	HIDRO 6	22	enero 2024	diciembre 2030
7	HIDRO 7	70	marzo 2023	diciembre 2030
8	HIDRO 8	150	enero 2025	diciembre 2030
9	HIDRO 9	100	enero 2021	diciembre 2030
10	HIDRO 10	17.5	enero 2022	diciembre 2030
11	HIDRO 11	32	enero 2023	diciembre 2030
12	HIDRO 12	15	enero 2022	diciembre 2030
13	HIDRO 13	27	enero 2023	diciembre 2030
14	HIDRO 14	21	enero 2023	diciembre 2030

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

## PROYECTOS GEOTERMICOS

**Tabla N° 8**

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Periodo de Simulación Disponible (*)	
			Inicio	Fin
1	GEOTERMICO 1	35	enero 2023	diciembre 2030
2	GEOTERMICO 2	35	enero 2025	diciembre 2030
3	GEOTERMICO 3	35	enero 2026	diciembre 2030
4	GEOTERMICO 4	35	enero 2027	diciembre 2030
5	GEOTERMICO 5	35	enero 2023	diciembre 2030
6	GEOTERMICO 6	35	enero 2025	diciembre 2030
7	GEOTERMICO 7	35	enero 2025	diciembre 2030
8	GEOTERMICO 8	25	enero 2023	diciembre 2030
9	GEOTERMICO 9	25	enero 2025	diciembre 2030
10	GEOTERMICO 10	25	enero 2027	diciembre 2030
11	GEOTERMICO 11	30	enero 2024	diciembre 2030
12	GEOTERMICO 12	25	enero 2023	diciembre 2030
13	GEOTERMICO 13	35	enero 2024	diciembre 2030
14	GEOTERMICO 14	36	enero 2023	diciembre 2030
15	GEOTERMICO 15	36	enero 2025	diciembre 2030
16	GEOTERMICO 16	25	enero 2023	diciembre 2030
17	GEOTERMICO 17	25	enero 2025	diciembre 2030
18	GEOTERMICO 18	35	enero 2023	diciembre 2030
19	GEOTERMICO 19	35	enero 2025	diciembre 2030
20	GEOTERMICO 20	35	enero 2028	diciembre 2030
21	GEOTERMICO 21	35	enero 2029	diciembre 2030

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

## PROYECTOS TERMICOS

Tabla N° 9

Item	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Periodo de Simulación Disponible (*)	
			Inicio	Fin
<b>Proyectos Térmicos (Motores de combustión interna a base de Fuel Oil)</b>				
1	MMVa 40 MW	35	noviembre 2016	noviembre 2016
2	MMVb 40 MW	35	noviembre 2016	noviembre 2016
3	MMVc 40 MW	35	diciembre 2016	diciembre 2016
4	MMVd 40 MW	35	diciembre 2016	diciembre 2016
5	MMVe 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
6	MMVf 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
7	MMVg 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
8	MMVh 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
9	MMVi 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
10	MMVj 40 MW	35	enero 2018	diciembre 2030
11	MMVk 40 MW	35	enero 2020	diciembre 2030
12	MMVl 40 MW	35	enero 2020	diciembre 2030
<b>Proyectos Térmicos (Turbinas a gas a base de Diesel Oil)</b>				
13	TGDSa 100 MW	100	enero 2018	diciembre 2030
14	TGDSb 100 MW	100	enero 2018	diciembre 2030
<b>Proyectos Térmicos (Ciclos combinados de Gas Natural)</b>				
15	CCGNLa 300 MW	300	enero 2019	diciembre 2030
16	CCGNLb 300 MW	300	enero 2019	diciembre 2030

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

En el caso particular de la adición de 140 MW de motores de media velocidad previstos para el año 2016, obedece al requerimiento para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema y asegurar el nivel de regulación requerido para la operatividad del Sistema Interconectado Nacional, debido a la incorporación de los proyectos de fuentes renovables (plantas no despachables eólicas, filo de agua, etc.).

### 3.4 Centrales Hidroeléctricas de Embalse de Regulación

Para la operación del Sistema Actual y Futuro, se requiere de mayor regulación para las variaciones de la carga y de la generación intermitente (Solar y Eólica).

La regulación del Sistema Interconectado Nacional por más de 50 años es realizado con la central hidroeléctrica de embalse Centroamérica desde 1965, año en que entró en operación. Esta central tiene un embalse de regulación estacional y es las que brinda, en su mayoría, la reserva de regulación para el seguimiento de las variaciones de la demanda y las variaciones de la generación eólica y solar.

En este plan se toman en consideración los proyectos candidatos hidroeléctricos con embalse de regulación que pueden aportar a la reserva de regulación para la operación del SIN. En total existen 7 proyectos hidroeléctricos con embalse de regulación, 5 estacionales, que pueden almacenar agua de la estación lluviosa hacia la seca y 2 proyectos de regulación anual que pueden almacenar agua de un año hidrológico a otro.

**Tabla N° 10**

No	Proyecto	Departamento	Nivel de Estudio	Licencia	Tipología	PARAMETROS DE GENERACION							Estudio realizado por
						Potencia MW	Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	Caída Bruta (m)	Caída neta (m)	Volumen Util (Hm <sup>3</sup> )	Caudal Medio (m <sup>3</sup> /s)	Tiempo máximo de operación a Plena Carga (días)	
1	Mojolka	RAAN	Factib.	No	Regulación Estacional	138	260	-	61	700	122	58.71	SWECO
2	Copalar bajo	RAAS	Factib.	No	Regulación Estacional	150	320	-	55	486	152	33.48	SWECO
3	El Carmen	Boaco	Prefact.	Provisio- nal	Regulación Estacional	100	190	-	60	483	95.1	58.91	SWECO
4	Boboke	RAAN	Prefact.	No	Regulación Estacional	68	125.9	61.7	61.2	628	126.1	57.73	Lahmayer
		RAAN	Prefact.	No	Regulación Anual	120	207	-	65.0	1400	137.6	233.48	Monenco
5	Valentin	Chontales	Prefact.	No	Regulación Anual	24.5	86	59.8	59.3	425	44.8	119.39	Lahmayer
6	Piedra Fina	RAAS	Prefact.	No	Regulación Estacional	44	86	59	57	150	42	39.46	SWECO
7	El Consuelo	Chontales	Factib.	No	Regulación Estacional	21	56	43	42	80	32.5	39.40	EGENICSA

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Debido a la importancia en la reserva de regulación, se debe hacer un esfuerzo como país para el desarrollo de las plantas antes mencionadas, ya que son de vital importancia en la seguridad operativa del Sistema Eléctrico para la integración de Generación Renovable no Despachable.

### 3.5 Efecto del Cambio Climático en las Centrales Hidroeléctricas

Según el estudio de vulnerabilidad al Cambio Climático de los Sistemas de Producción de Energía Eléctrica realizado por OLADE, se espera que los aportes naturales de los recursos hídricos derivados de las precipitaciones disminuyan en un 13 % al año 2030, esto significaría una disminución del 30 % de la generación promedio provenientes de las centrales hidroeléctricas.

Considerando este estudio, en el presente plan se hace una sensibilidad de la reducción de los aportes naturales para estimar los efectos en la reducción de la energía hidroeléctrica debido a los posibles efectos del cambio climático.

### 3.6 Retiro de Plantas de generación.

- ✓ El cronograma de retiro de generación obedece a plantas que por sus años de uso y su baja eficiencia son consideradas para su reemplazo (Planta Nicaragua). Adicionalmente para evitar que se produzcan déficits de generación y se garanticen los niveles de reserva de potencia que requiere el SIN, se consideró la operación de las plantas Corinto, Tipitapa y Censa hasta el año 2020.

De forma ilustrativa se muestran los retiros programados por el Plan:

**Tabla N° 11**

PLANTAS	Tipo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Nicaragua 1	Térmico					-50									
Nicaragua 2	Térmico					-50											
Tipitapa PPA	Térmico						-51										
Corinto PPA	Térmico						-69										
Censa PPA	Térmico						-57										
<b>TOTAL</b>		<b>-276</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-100</b>	<b>-176</b>	<b>0</b>								

#### 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 2016 – 2030.
- ✓ Datos hidrológicos asociados a las plantas hidroeléctricas existentes y candidatas futuras (series hidrológicas).
- ✓ Pronóstico de los precios de combustibles (Diesel, Bunker, carbon y GNL).
- ✓ Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.)

Los modelos utilizados para la obtención de los planes son:

##### **El modelo SUPER-OLADE<sup>3</sup>, 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.

---

<sup>3</sup> Desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía, con la colaboración del BID y los países miembros

#### **El modelo OPTGEN 7.1.8<sup>4</sup>:**

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 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 xpress<sup>3</sup>, 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.

---

<sup>4</sup> Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

## V. Escenario del Plan de Expansión de Generación.

Una vez establecida la metodología de trabajo, se procedió a utilizar los modelos antes descritos, elaborandose y analizandose 7 escenarios indicativos de Expansión de la Generación Eléctrica 2016-2030, 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.
- ✓ La mayor incorporación de proyectos hidroeléctricos con regulación o a filo de agua.
- ✓ 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.
- ✓ Una mayor participación de plantas eólicas, solares fotovoltaicas, biomasa y geotérmica, con respecto a planes anteriores.
- ✓ Incorporación de un escenario de gas natural, considerando exportación de 100 MW.
- ✓ El análisis de demanda mínima estacional.
- ✓ 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 selecciona como escenario de referencia el escenario A, el cual es más económico y cumple con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos por la Normativa de Operación del Mercado Eléctrico Nacional.

A continuación se detalla el escenario A:

## 5.1 Escenario A

El plan obtenido en este escenario significa la adición de 1,223 MW en el periodo de estudio. De esta potencia adicional, 138 MW corresponden a Biomasa, 74 MW a Solar Fotovoltaicos, 143 MW a Eólicos, 135 MW a Geotermicos, 271 MW a proyectos hidroelectricos con embalse de regulacion y 22 MW a proyectos hidroelectricos Filo de agua, ademas de 440 MW en plantas Térmica, de las cuales 140 MW a Base de Fuel Oil para regulacion del sistema, y 300 son de Gas Natural (100 son de exportacion).

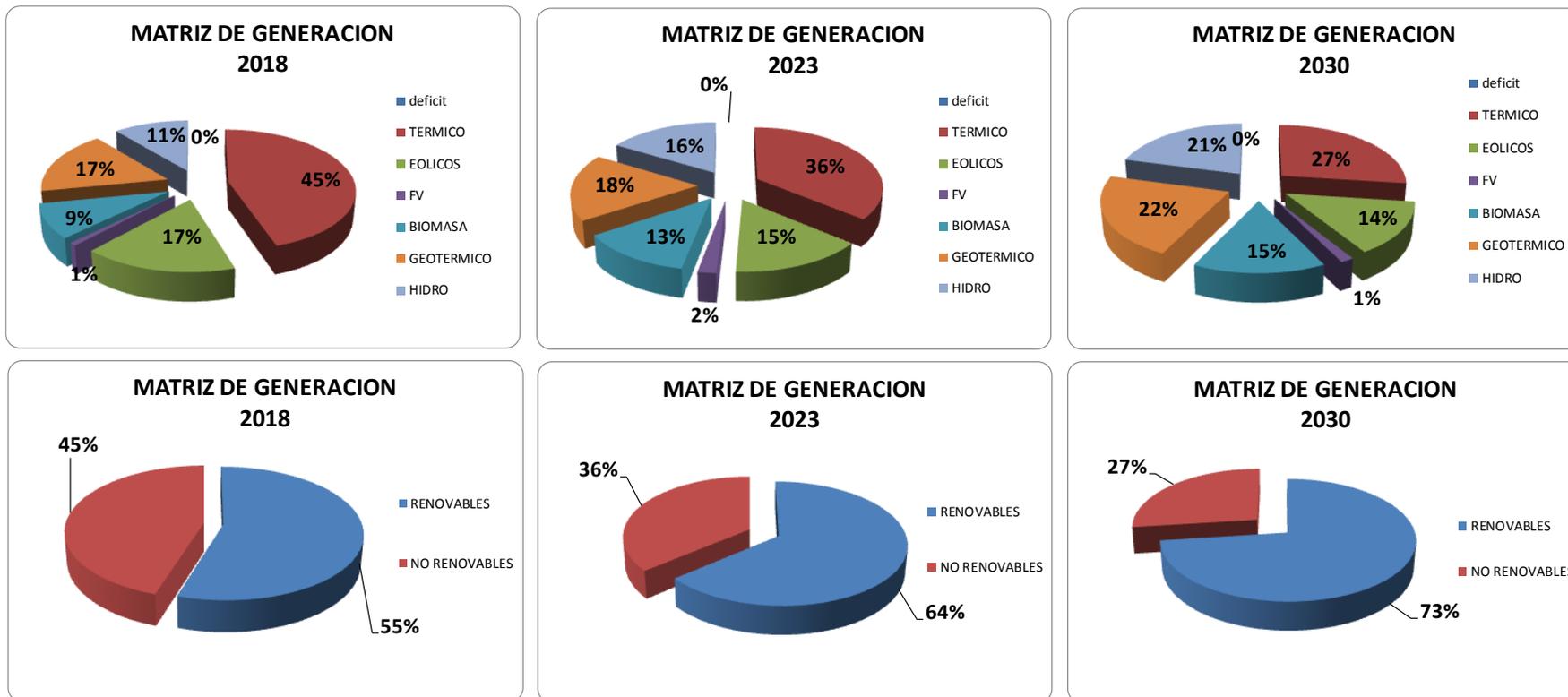
Tabla N° 13

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2016-2030	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
<b>Alba Motor (140 MW)</b>	Térmico	<b>140</b>																440
GNL-300MW					300													
CASUR (Ingenio)	Biomasa	2		13				6	3									138
Biomasa 2						30												
Biomasa 3								25.5										
Biomasa 4											28.5							
Biomasa 5															30			
El Velero	Solar - FV		12															74
Solar 2				12														
Solar 3					12													
Solar 4						12												
Solar 5												26						
Eólico 1	Eólico			40	23													143
Eólico 2											40							
Eólico 3													40					
Geotérmico 1	Geotérmico								35									135
Geotérmico 2										25				25				
Geotérmico 3												25				25		
<b>Hidro 1</b>	Hidro Con Embalse						100											271
<b>Hidro 2</b>												150						
<b>Hidro 3</b>										21								
Hidro 4	Filo de agua									22								22
<b>TOTAL</b>		<b>142</b>	<b>12</b>	<b>65</b>	<b>335</b>	<b>42</b>	<b>100</b>	<b>32</b>	<b>59</b>	<b>22</b>	<b>54</b>	<b>66</b>	<b>175</b>	<b>40</b>	<b>55</b>	<b>25</b>	<b>1223</b>	

X Plantas que aportan a la regulación bajo AGC

### Evolución prevista de la matriz de generación de Energía

**Gráfico N° 3**



La introducción de nuevos proyectos de generación basados en energías renovables en el periodo 2016 – 2030, permitirá modificar la matriz de generación, reduciendo la generación de energía térmica basada en combustibles fósiles, del 45% en el año 2018, a un 36% en el año 2023 y a un 27% en el año 2030, como se muestra en el gráfico anterior.

## VI. Conclusiones y Recomendaciones

- ✓ Se concluye que el escenario A, satisface los criterios de calidad seguridad y desempeño mínimo del sistema, no presentándose riesgos de déficit.
- ✓ Se concluye que los efectos del cambio climático podrían afectar en el futuro la generación de los proyectos hidroeléctricos, incrementando el costo operativo térmico del sistema.
- ✓ Se concluye que el escenario A cumple con el criterio de despachabilidad, no superando la demanda mínima, con respecto a la generación no despachable (Eólico, Hidro a filo de agua, Biomasa, Geotérmico y de gas natural) en las horas de la madrugada, ya que se considera la opción de exportar energía en el mercado regional.
- ✓ Se recomienda la instalación de centrales hidroeléctrica con embalse de regulación estacional o anual que permitan suministrar la reserva de regulación bajo AGC. En caso que no se pueda desarrollar este tipo de centrales hidroeléctricas y se continúe promoviendo los proyectos de generación no despachable, se deberá instalar motores de mediana velocidad para cumplir con los requerimientos de la reserva de regulación.
- ✓ Se recomienda que la capacidad de energía renovable no despachable que se instale no sobrepase la demanda mínima del sistema para que no existan excedentes de energía en las horas de la madrugada, de modo que no se afecte la operatividad del sistema. Para lo cual los inversionistas deberán de cumplir con los estudios de seguridad operativa y regulación requeridos por el Ente Operador Nacional.
- ✓ Se recomienda que los nuevos contratos de compraventa de energía estén a corde a la banda de precios vigente aprobada; de manera que no afecte la tarifa que se le aplica a los usuarios finales.

## VII. ANEXOS (Balances de Energía y Potencia)

**PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACIÓN 2016-2030 (ESCENARIO "A" DE REFERENCIA)  
(POTENCIA EXPRESADA EN MW)**

**DEMANDA MEDIA**

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2016-2030	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Alba Motor (140 MW)	Térmico	140																440
GNL-300MW					300													
CASUR (Ingenio)	Biomasa	2		13				6	3									138
Biomasa 2						30												
Biomasa 3								25.5										
Biomasa 4											28.5							
Biomasa 5															30			
El Velero	Solar - FV		12															74
Solar 2				12														
Solar 3					12													
Solar 4						12												
Solar 5												26						
Eólico 1	Eólico			40	23													143
Eólico 2											40							
Eólico 3													40					
Geotérmico 1	Geotérmico								35									135
Geotérmico 2										25					25			
Geotérmico 3												25				25		
Hidro 1	Hidro con embalse						100											271
Hidro 2												150						
Hidro 3									21									
Hidro 4	Filo de agua									22								22
<b>TOTAL</b>		<b>142</b>	<b>12</b>	<b>65</b>	<b>335</b>	<b>42</b>	<b>100</b>	<b>32</b>	<b>59</b>	<b>22</b>	<b>54</b>	<b>66</b>	<b>175</b>	<b>40</b>	<b>55</b>	<b>25</b>	<b>1223</b>	

**PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACION 2016 - 2030 (ESCENARIO "A" DE REFERENCIA)**  
**DISPONIBILIDAD EFECTIVA DE POTENCIA / DEMANDA MAXIMA**  
**PERIODO 2016-2030**

FUENTES RENOVABLES																
AÑO		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FUENTE	PLANTAS															
<b>HIDRO</b>																
	CENTROAMERICA	48	48	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	CARLOS FONSECA	48		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	PANTASMA	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	12.5
	LARREYNAGA	17	17	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
	EL DIAMANTE	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	HIDRO 1						100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	HIDRO 2												150	150	150	150
	HIDRO 3								21	21	21	21	21	21	21	21
	HIDRO 4									22	22	22	22	22	22	22
	<b>SUBTOTAL HIDRO</b>	<b>131</b>	<b>83</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>235</b>	<b>235</b>	<b>256</b>	<b>278</b>	<b>278</b>	<b>278</b>	<b>428</b>	<b>428</b>	<b>428</b>	<b>428</b>
<b>GEOTERMIA</b>																
	PENSA (POLARIS)	68	68	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	MOMOTOMBO	24	24	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	GEOTERMICO 1								35	35	35	35	35	35	35	35
	GEOTERMICO 2										25	25	25	25	50	50
	GEOTERMICO 3												25	25	25	50
	<b>SUBTOTAL GEOTERMIA</b>	<b>92</b>	<b>92</b>	<b>104</b>	<b>104</b>	<b>104</b>	<b>104</b>	<b>104</b>	<b>139</b>	<b>139</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>189</b>	<b>189</b>	<b>214</b>	<b>239</b>
<b>BIOMASA</b>																
	MONTEROSA	30	29	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	PNSEL	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	CASUR	2	2	15	15	15	15	21	24	24	24	24	24	24	24	24
	MONTELIMAR	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	BIOMASA 2					30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	BIOMASA 3							25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
	BIOMASA 4									28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5
	BIOMASA 5														30	30
	<b>SUBTOTAL BIOMASA</b>	<b>92</b>	<b>91</b>	<b>105</b>	<b>105</b>	<b>135</b>	<b>135</b>	<b>167</b>	<b>170</b>	<b>170</b>	<b>198</b>	<b>198</b>	<b>198</b>	<b>198</b>	<b>228</b>	<b>228</b>
<b>EÓLICA</b>																
	AMAYO I															
	AMAYO II															
	ALBA RIVAS															
	EOLO															
	BLUE POWER															
	EOLICO 1															
	EOLICO 2															
	EOLICO 3															
	<b>SUBTOTAL EÓLICA</b>															
<b>FOTOVOLTAICA</b>																
	EL VELERO															
	SOLAR 2															
	SOLAR 3															
	SOLAR 4															
	SOLAR 5															
	<b>SUBTOTAL FOTOVOLTAICA</b>															
<b>TOTAL RENOV</b>		<b>315</b>	<b>266</b>	<b>344</b>	<b>344</b>	<b>374</b>	<b>474</b>	<b>505</b>	<b>564</b>	<b>586</b>	<b>640</b>	<b>640</b>	<b>815</b>	<b>815</b>	<b>870</b>	<b>895</b>

**PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACION 2016 - 2030 (ESCENARIO "A" DE REFERENCIA)**  
**DISPONIBILIDAD EFECTIVA DE POTENCIA / DEMANDA MAXIMA**  
**PERIODO 2016-2030**

FUENTES TÉRMICAS																
AÑO																
FUENTE	PLANTAS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>FUEL OIL</b>																
	NIC 1	50	50	50												
	NIC 2	50	50	50												
	CENSA	57	57	57	57	57										
	TIPITAPA	50.9	50.9	50.9	50.9	50.9										
	CORINTO	68.5	66	68.5	68.5	68.5										
	ALBANISA (CHE GUEVARA)	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5
	MMVa 35 MW	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
	MMVc 35 MW	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
	GAS NATURAL 200MW				200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
<b>SUBTOTAL TÉRMICAS</b>		634	631	634	734	734	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558
GRAN TOTAL OFERTA DE POTENCIA (Incluyendo Plantas Hidros, Geotérmicas y Térmicas)		948	897	978	1078	1108	1031	1063	1122	1144	1197	1197	1372	1372	1427	1452
DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA		695	726	759	792	828	865	903	944	987	1033	1081	1129	1180	1234	1290
<b>RESERVA BRUTA</b>		<b>253</b>	<b>170</b>	<b>219</b>	<b>285</b>	<b>280</b>	<b>167</b>	<b>159</b>	<b>177</b>	<b>156</b>	<b>164</b>	<b>116</b>	<b>243</b>	<b>192</b>	<b>194</b>	<b>194</b>
<b>RESERVA EFECTIVA **</b>		<b>158</b>	<b>81</b>	<b>121</b>	<b>177</b>	<b>169</b>	<b>63</b>	<b>53</b>	<b>65</b>	<b>42</b>	<b>45</b>	<b>-3</b>	<b>106</b>	<b>55</b>	<b>51</b>	<b>51</b>
<b>PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN</b>																
AÑO																
FUENTE	PLANTAS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>FUEL OIL</b>																
	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	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
<b>SUBTOTAL FUEL OIL</b>		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
<b>DIESEL</b>																
	L.B 1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	L.B 2	33		33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
	HCH 1 (ALBANISA)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
<b>SUBTOTAL DIESEL</b>		113	80	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
<b>TOTAL MERCADO DE OCASION</b>		124	91	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
<b>OFERTA TOTAL MERCADO DE OCASIÓN + CONTRATOS</b>		1072	988	1101	1201	1231	1155	1186	1245	1267	1321	1321	1496	1496	1551	1551
<b>RESERVA DE POTENCIA INCLUYENDO MERCADO DE CONTRATOS Y OCASION</b>		<b>377</b>	<b>261</b>	<b>233</b>	<b>289</b>	<b>280</b>	<b>175</b>	<b>164</b>	<b>177</b>	<b>153</b>	<b>156</b>	<b>108</b>	<b>217</b>	<b>166</b>	<b>162</b>	<b>162</b>
DEMANDA MAXIMA PROYECTADA		695	726	759	792	828	865	903	944	987	1033	1081	1129	1180	1234	1290

**PROGRAMA DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)**  
**PERIODO 2016-2030**  
**ESCENARIO "A" INDICATIVO DE REFERENCIA (DEMANDA MEDIA)**

FUENTES RENOVABLES																															
AÑO		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
SEMESTRE	Total	%																													
FUENTE PLANTAS																															
HIDRO																															
CENTROAMERICA	209		120		211		279		207		213		214		216		218		190		199		221		206		215		238		
CARLOS FONSECA	114		154		154		165		156		154		156		145		146		140		148		143		148		150		159		
PANTASMA	59		60		60		58		59		60		59		60		59		59		58		58		60		58		59		
LARREYNAGA	98		65		91		127		92		95		94		97		96		88		89		98		93		95		103		
EL DIAMANTE	13		12		13		12		13		13		13		13		13		13		12		13		13		12		13		
HIDRO 1											375		462		413		414		419		374		356		382		387		388		
HIDRO 2																						383		631		504		592			
HIDRO 3													84		87		86		84		84		87		86		87		88		
HIDRO 4															92		91		91		89		92		91		92		93		
<b>SUBTOTAL HIDRO</b>	<b>493</b>	<b>11%</b>	<b>410</b>	<b>9%</b>	<b>529</b>	<b>11%</b>	<b>642</b>	<b>13%</b>	<b>527</b>	<b>10%</b>	<b>911</b>	<b>17%</b>	<b>998</b>	<b>17%</b>	<b>1027</b>	<b>17%</b>	<b>1124</b>	<b>18%</b>	<b>1085</b>	<b>16%</b>	<b>1054</b>	<b>15%</b>	<b>1451</b>	<b>20%</b>	<b>1708</b>	<b>23%</b>	<b>1597</b>	<b>20%</b>	<b>1732</b>	<b>21%</b>	
GEOTERMIA																															
PENSA (POLARIS)	484		561		536		536		536		536		536		536		536		536		536		536		536		536		536		
MOMOTOMBO	199		198		283		283		283		283		283		283		283		283		283		283		283		283		283		
GEOTERMICO 1															261		261		261		261		261		261		261		261		
GEOTERMICO 2																	186		186		186		186		186		372		372		
GEOTERMICO 3																			186		186		186		186		186		186		
<b>SUBTOTAL GEOTERMIA</b>	<b>683</b>	<b>16%</b>	<b>759</b>	<b>17%</b>	<b>819</b>	<b>17%</b>	<b>819</b>	<b>16%</b>	<b>819</b>	<b>16%</b>	<b>819</b>	<b>15%</b>	<b>819</b>	<b>14%</b>	<b>1080</b>	<b>18%</b>	<b>1080</b>	<b>17%</b>	<b>1266</b>	<b>19%</b>	<b>1266</b>	<b>18%</b>	<b>1452</b>	<b>20%</b>	<b>1452</b>	<b>19%</b>	<b>1638</b>	<b>21%</b>	<b>1824</b>	<b>22%</b>	
BIOMASA																															
MONTEROSA	161		164		120		120		120		120		120		120		120		120		120		120		120		120		120		
PNSEL	143		139		132		132		132		132		132		132		132		132		132		132		132		132		132		
CASUR	9		9		57		57		57		57		86		102		102		102		102		102		102		102		102		
MONTELMAR	99		132		131		131		131		131		131		131		131		131		131		131		131		131		131		
BIOMASA 2										108		108		108		108		108		108		108		108		108		108			
BIOMASA 3													180		174		182		181		187		189		189		189		190		
BIOMASA 4																		202		203		211		212		212		212			
BIOMASA 5																											223		222		
<b>SUBTOTAL BIOMASA</b>	<b>413</b>	<b>9%</b>	<b>445</b>	<b>10%</b>	<b>439</b>	<b>9%</b>	<b>439</b>	<b>9%</b>	<b>548</b>	<b>10%</b>	<b>548</b>	<b>10%</b>	<b>757</b>	<b>13%</b>	<b>767</b>	<b>13%</b>	<b>775</b>	<b>12%</b>	<b>975</b>	<b>15%</b>	<b>982</b>	<b>14%</b>	<b>993</b>	<b>14%</b>	<b>994</b>	<b>13%</b>	<b>1217</b>	<b>15%</b>	<b>1216</b>	<b>15%</b>	
FOTOVOLTAICA																															
EL VELERO			20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		
SOLAR 2					20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		
SOLAR 3					20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		
SOLAR 4							20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20		
SOLAR 5																			44		44		44		44		44		44		
<b>SUBTOTAL FOTOVOLTAICA</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>20</b>	<b>0%</b>	<b>40</b>	<b>1%</b>	<b>60</b>	<b>1%</b>	<b>80</b>	<b>2%</b>	<b>80</b>	<b>1%</b>	<b>125</b>	<b>2%</b>	<b>125</b>	<b>2%</b>	<b>125</b>	<b>2%</b>	<b>125</b>	<b>2%</b>	<b>125</b>	<b>1%</b>									
EÓLICA																															
AMAYO I	140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		
AMAYO II	91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		91		
ALBA RIVAS	140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		140		
EOLO	162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		162		
BLUE POWER	139		139		139		139		139		139		139		12		139		139		139		139		139		139		139		
EOLICO 1					140		221		221		221		221		221		221		221		221		221		221		221		221		
EOLICO 2																					140		140		140		140		140		
EOLICO 3																											140		140		
<b>SUBTOTAL EÓLICA</b>	<b>672</b>	<b>15%</b>	<b>672</b>		<b>812</b>	<b>17%</b>	<b>892</b>	<b>18%</b>	<b>892</b>	<b>17%</b>	<b>892</b>	<b>16%</b>	<b>892</b>	<b>16%</b>	<b>892</b>	<b>15%</b>	<b>892</b>	<b>14%</b>	<b>892</b>	<b>14%</b>	<b>1033</b>	<b>15%</b>	<b>1033</b>	<b>14%</b>	<b>1173</b>	<b>16%</b>	<b>1173</b>	<b>15%</b>	<b>1173</b>	<b>14%</b>	
<b>TOTAL RENOVABLES</b>	<b>2261</b>	<b>51%</b>	<b>2306</b>	<b>50%</b>	<b>2639</b>	<b>55%</b>	<b>2853</b>	<b>57%</b>	<b>2866</b>	<b>54%</b>	<b>3250</b>	<b>59%</b>	<b>3547</b>	<b>62%</b>	<b>3846</b>	<b>64%</b>	<b>3951</b>	<b>63%</b>	<b>4298</b>	<b>65%</b>	<b>4459</b>	<b>65%</b>	<b>5053</b>	<b>70%</b>	<b>5451</b>	<b>72%</b>	<b>5749</b>	<b>73%</b>	<b>6070</b>	<b>73%</b>	

**PROGRAMA DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)**  
**PERIODO 2016-2030**  
**ESCENARIO "A" INDICATIVO DE REFERENCIA (DEMANDA MEDIA)**

FUENTES FUEL OIL																															
ANO		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
SEMESTRE	Total	%																													
FUENTE PLANTAS																															
FUEL OIL																															
NIC 1	164		182		182																										
NIC 2	208		189		189																										
CENSA	187		43		31		88		89																						
TIPITAPA	348		231		212		254		254																						
CORINTO	464		351		341		402		402																						
ALBANISA (CHE GUEVAR)	556		230		191		302		302		139		148		151		210		192		252		107		69		98		92		
MMV 35 MWa	64		263		256		252		104		142		123		119		143		136		159		136		125		140		155		
MMV 35 MWb	64		260		256		252		107		151		130		125		148		140		158		142		138		155		174		
MMV 35 MWc	40		268		251		253		133		166		152		141		175		163		185		151		146		156		178		
MMV 35 MWd	19		270		250		255		144		176		163		150		174		167		185		158		156		167		187		
SUBTOTAL FUEL OIL	2114	48%	2287	50%	2160	45%	2059	41%	1454	28%	774	14%	716	12%	688	11%	850	14%	798	12%	939	14%	694	10%	635	8%	716	9%	785	9%	
<b>TOTAL FUEL OIL</b>	<b>2114</b>	<b>48%</b>	<b>2287</b>	<b>50%</b>	<b>2160</b>	<b>45%</b>	<b>2059</b>	<b>41%</b>	<b>1454</b>	<b>28%</b>	<b>774</b>	<b>14%</b>	<b>716</b>	<b>12%</b>	<b>688</b>	<b>11%</b>	<b>850</b>	<b>14%</b>	<b>798</b>	<b>12%</b>	<b>939</b>	<b>14%</b>	<b>694</b>	<b>10%</b>	<b>635</b>	<b>8%</b>	<b>716</b>	<b>9%</b>	<b>785</b>	<b>9%</b>	
GAS NATURAL																															
GAS NATURAL 200 MW							110		937	54%	1476		1485		1478		1486		1485		1486		1470	20%	1478		1460		1459		
SUBTOTAL GAS NATURAL	0	0%	0	0%	0	0%	110	2%	937	18%	1476	27%	1485	26%	1478	25%	1486	24%	1485	23%	1486	22%	1470	20%	1478	20%	1460	18%	1459	18%	
<b>TOTAL CONTRATOS TERMICOS</b>	<b>2114</b>	<b>48%</b>	<b>2287</b>	<b>50%</b>	<b>2160</b>	<b>45%</b>	<b>2169</b>	<b>43%</b>	<b>2391</b>	<b>45%</b>	<b>2250</b>	<b>41%</b>	<b>2201</b>	<b>38%</b>	<b>2165</b>	<b>36%</b>	<b>2336</b>	<b>37%</b>	<b>2283</b>	<b>35%</b>	<b>2425</b>	<b>35%</b>	<b>2163</b>	<b>30%</b>	<b>2114</b>	<b>28%</b>	<b>2176</b>	<b>27%</b>	<b>2245</b>	<b>27%</b>	

**PROGRAMA DE GENERACION DE ENERGIA (GWH)**  
**PERIODO 2016-2030**  
**ESCENARIO "A" INDICATIVO DE REFERENCIA (DEMANDA MEDIA)**

PLANTAS EN MERCADO DE OCASIÓN																															
ANO		2016		2017		2018		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030			
SEMESTRE	Total	%																													
FUENTE PLANTAS																															
FUEL OIL																															
MGA 4	9		1		0		3		3		1		2		2		2		2		3		1		0		1		0		
MGA 5	10		1		0		3		4		2		2		2		3		3		6		2		1		2		1		
SUBTOTAL FUEL OIL	19	0%	1	0%	0	0%	6	0%	7	0%	3	0%	4	0%	4	0%	5	0%	4	0%	9	0%	3	0%	1	0%	2	0%	2	0%	
DIESEL																															
L.B 1																															
L.B 2																															
HCH (ALBANISA)	0				0		0		0		0		0		0		0		0		1		0		0		2		0	0%	
SUBTOTAL DIESEL	0	0%			0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	0%	1	0%	0	0%	2	0%	0	0%	
<b>TOTAL MERCADO DE OCASIÓN</b>	<b>19</b>	<b>0%</b>	<b>1</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>6</b>	<b>0%</b>	<b>8</b>	<b>0%</b>	<b>3</b>	<b>0%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>	<b>6</b>	<b>0%</b>	<b>5</b>	<b>0%</b>	<b>10</b>	<b>0%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>	<b>1</b>	<b>0%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>	<b>2</b>	<b>0%</b>	
<b>DEFICIT</b>																															
<b>GRAN TOTAL ENERGIA (GWH)</b>	<b>4394</b>	<b>100%</b>	<b>4594</b>	<b>100%</b>	<b>4800</b>	<b>100%</b>	<b>5027</b>	<b>100%</b>	<b>5265</b>	<b>100%</b>	<b>5502</b>	<b>100%</b>	<b>5752</b>	<b>100%</b>	<b>6015</b>	<b>100%</b>	<b>6293</b>	<b>100%</b>	<b>6586</b>	<b>100%</b>	<b>6894</b>	<b>100%</b>	<b>7220</b>	<b>100%</b>	<b>7566</b>	<b>100%</b>	<b>7930</b>	<b>100%</b>	<b>8317</b>	<b>100%</b>	