



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXV

Panamá, R. de Panamá martes 20 de septiembre de 2016

Nº 28121-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN Nº 10377 -Elec
(De lunes 29 de agosto de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 007-16-ELEC, PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2016, PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 10377 -Elec

Panamá, 29 de agosto de 2016

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No. 007-16-Elec, para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2016, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).”

ANEXO A

TOMO III (De la foja 401 a la foja 600)



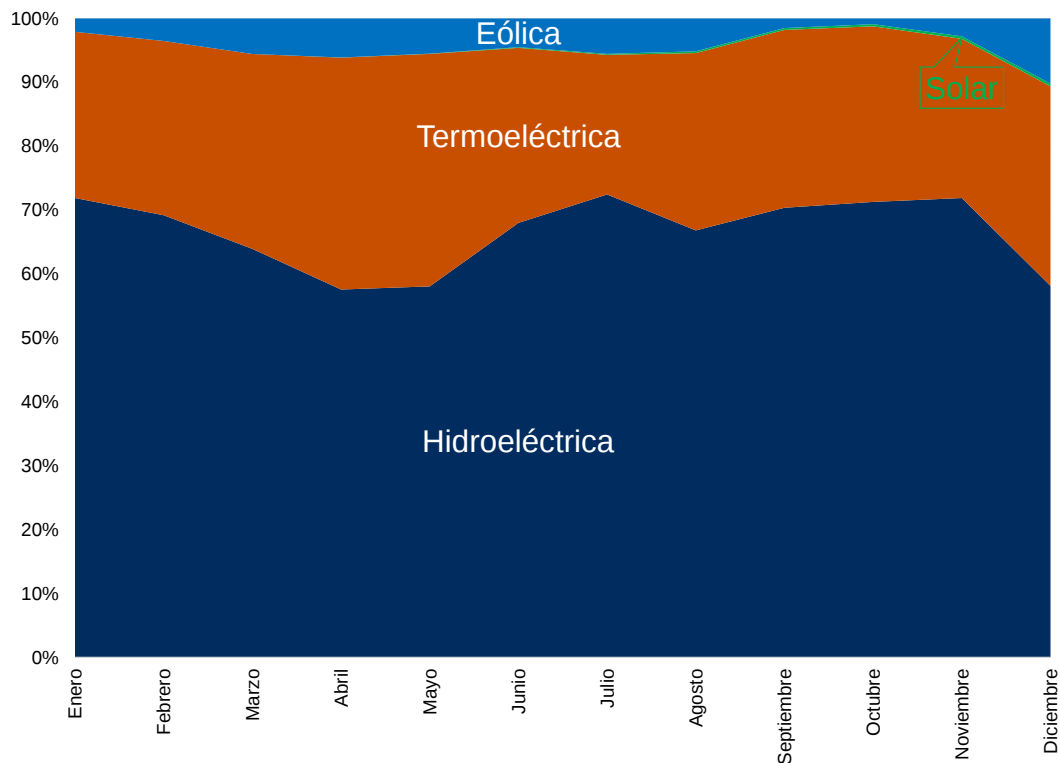
fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2013, la generación alcanzó los 608.44 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales

hidroeléctricas para el año 2015 promedio, cubrió el 66.6% de la demanda, teniendo en el mes de julio el máximo aporte del año con 77 % y abril con el mínimo con un 51.6 % (Gráfico 3. 4). El aporte total fue de 6129.78 GWh.



Gráfico 3. 4: Comportamiento de la Generación Año 2015



Referencia: Generación de Energía -Mwh-2015 / Centro Nacional de Despacho.

La Tabla 3. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 3. 7.



Tabla 3. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	209.70	182.29	971.00
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.12	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	112.67	620.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.80	17.63	304.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	33.80	30.28	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	58.66	50.09	273.15
Bortex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.39	22.80	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	18.75	3.92	101.00
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	7.70	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	49.95	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.12	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	290.21	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.20	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7.00	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.50	0.80	11.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.00	3.06	60.70
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.00	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	12.82	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	2	3.57	0.90	20.20
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	13.14	1.79	64.00
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.82	1.33	40.48
Hidrobérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	2	5.34	0.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	67.29	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	88.20	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.00	20.07	263.90
Isthmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	5.95	4.30	37.00
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.76	1.10	24.65
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.20	22.22	156.00
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.10	2.10	18.40
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	8.66	127.48
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.86	1.36	28.96
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.44	3.17	47.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.99		8.78
				1674.27	1080	7606

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NP



Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta finales del año 2015, era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, aproximadamente con un 70% del Plantel Termoeléctrico. En el año 2015 y principios del año 2016 se incorporaron las Barcazas Estrella de Mar I con 72 MW, Santa Inés con 55 MW y la Estrella del Norte con 37 MW y la Central Jinro con 58 MW. En total la provincia de Colón cuenta con el 25% de la capacidad instalada del país.

El resto de las plantas térmicas se ubican en las provincias de Panamá y Panamá Oeste. Este grupo está conformado por las plantas Pan-Am, Pacora. En el Tabla 3. 4, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 3. 7.

Durante el 2015 se retiraron del Sistema Interconectado Nacional, las plantas termoeléctricas de Capira, Chitré, las turbinas de gas, propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) y las motores de Aggreko International Projects Limited y Soenergy Panamá S. de R.L.

En la Tabla 3. 5 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas térmicas.



Tabla 3. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Específico de Combustible
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.20	65.78	62.68 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	30.62	12.90 MMBTU/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	28.90	
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	24.97	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	58.00	24.00	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.50	32.92	89.48 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	29.52	94.59 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	20.68	104.06 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.11	100.16 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	41.71	102.04 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Vapor	3	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	44.47	67.04 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	96.00	92.39	57.32 gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	53.52	53.17	58.85 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.48	12.57	63.36 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.92	23.00	63.28 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	8.90	140.08 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	9.15	142.75 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	14.41	121.80 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G6	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00	17.04	61.84 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	8.13	53.32 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	38.47	53.32 gal/MWh
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	71.96	65.01	63.00 gal/MWh
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.80	52.53	63.55 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.00	40.03	64.08 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.80	7.95	62.39 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.50	20.49	65.03 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	51.00	47.87	56.41 gal/MWh
					1118.44	901.79	

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

MP



Tabla 3. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.50	31 de diciembre de 2016
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	31 de diciembre de 2016
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	31 de diciembre de 2016
					97.50	

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NP



Generación Renovable

La diversificación de la matriz energética es uno de los objetivos principales que se tienen en las proyecciones que se tienen como país, ya que no se puede depender tanto de las hidroeléctricas, como en años anteriores, debido a la situación de sequía que cada año se hace más extensa.

A finales del año 2013, la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque

Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 88 aerogeneradores.

De igual forma el desarrollo de la generación proveniente de energía Solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, destacando la entrada en operación de la planta Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. y la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A..

En la Tabla 3. 6, se muestran las plantas renovables existentes.

Tabla 3. 6: Sistema de Generación Renovable Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de Los Vientos Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21	52.50	141.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7	17.50	47.25
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22	55.00	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello de Bastillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de Los Vientos Etapa 2	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20	50.00	135.00
Enel Green Power Panamá, S.A.	Solar Chiriquí (San Juan)	Solar Fotovoltaica	1	10.00	19.17
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	1	10.00	16.30
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	Solar Fotovoltaica	1	1.00	16.30
Farallon Solar 2, S.A.	Farallon Solar	Solar Fotovoltaica	1	2.00	17.54
				293	785

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NA



Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 3. 7.

Pequeñas Centrales y Auto Generadores

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 3. 7.

Tabla 3. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.68
Café de Eleta	Hidro Candela	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.54
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.73
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1	0.40
Hidro Panamá, S.A	Antón I	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40
Hidro Panamá, S.A	Antón II	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40
Hidro Panamá, S.A	Antón III	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.50
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.58
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	*	2.40
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	*	0.10
Azucarera Nacional, S.A.	Coclé Solar 1	Solar Fotovoltaica	*	0.96
Grupo Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	*	1.00
				13.76

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Autoridad del Canal de Panamá

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 226.76 MW, de la cual un 26.46% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 73.54 % restante a plantas térmicas.

constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento

La Tabla 3. 8 detalla las plantas del ACP.

NA



Tabla 3. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	1	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Σ				226.76
		Σ	%	
Hidroeléctrica		60.00	26.46	
Termoeléctrica		166.76	73.54	

Referencia: Autoridad del Canal de Panamá.



Capítulo 4

Potencial Energético y Generación Futura

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza de los combustibles fósiles). Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro

para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

Potencial Energético

Potencial Eólico

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual se puede utilizar para mover directamente una bomba de agua, o bien para generar electricidad a través de un generador eléctrico. Existen turbinas de muchos tamaños, con innumerables especificaciones para diferentes entornos. Las de mayor tamaño están destinadas principalmente a granjas eólicas marinas. En los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas han evolucionado drásticamente y sus costos se han hecho competitivos con las tecnologías convencionales.

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de

propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 2 GW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 38% del potencial eólico identificado.

En la actualidad se cuenta con 25 proyectos identificados de los cuales



se han otorgado 9 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4. 1)

Tabla 4. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A	Toabre	Coclé	225	Diseño Final
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Antón	Coclé	105	Diseño Final
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Fase I	Coclé	55	En Prueba
UEP PENONOMÉ II, S.A.	Marañón	Coclé	17.5	En Prueba
UEP PENONOMÉ II, S.A.	Portobelo	Coclé	47.5	En Construcción
UEP PENONOMÉ II, S.A.	La Rosa de los Vientos	Coclé	102.5	En Prueba
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150	En Construcción
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116	Diseño Final
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres	Coclé	115	En Construcción
			933.50	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 16 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4. 2)

Tabla 4. 2: Licencias en trámite para Generación Eólicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Sociedad Eólica de Panamá, S.A.	Boquete	Chiriquí	100
Luz Eólica de Panamá, S.A.	Quijada del Diablo	Chiriquí	150
Energía Eólica Roanna	Roanna	Chiriquí	24
Energía Verde, S.A.	Parque Eólico Chimenea	Chiriquí	19.8
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	Coclé	80
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	Coclé	74
WDP Panamá. S.A.	La Candelaria	Los Santos	10
Unión Eólica Panameña, S.A.	La Miel	Los Santos	25.5
Naura Energy Corporation	Las Margaritas	Panamá	50
Unión Eólica Panameña, S.A.	Cerro Azul	Panamá	40.8
Innovent Central America, S.A.	Cerro Jefe	Panamá	52
Innovent Central America, S.A.	Los Manglares	Panamá	136
EU Coprporation S.A.	El Aguila	Panamá	200
Eolica Energy, S.A.	La Vikinga	Veraguas	81
Centroamericana de Renovables, S.A.	Los Veraguas I	Veraguas	91
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	Veraguas	105
			1239.10

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

A finales del año 2013, se dieron los primeros aportes de energía eólica debido a la instalación del Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A.,

que cuenta con 55 MW y aportó al sistema 113.18 GWh en el año 2014.
De igual forma en febrero de 2015 la empresa UEP Penonomé II, S.A. da sus primeros aportes, de su parque



de generación Penonomé (Laudato Si) con un aporte total a diciembre de 2015 de 260 GWh.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos

Potencial Solar

Las tecnologías más desarrolladas utilizando la irradiación solar son: la fotovoltaica y la de concentración solar. Las celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se pueden utilizar en conexión con la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

En las centrales de concentración, la radiación solar calienta un fluido, que a su vez mueve una máquina térmica y un generador eléctrico. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas. Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar.

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo la



en el sistema. Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

tecnología fotovoltaica, única desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación. Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de más 1.2 GW, y de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 44.7 % con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 80 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 26 licencias para la construcción y explotación de este recurso.



Tabla 4. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Coclé	9.99	Construcción
Llano Sanchez Solar power Tres S.A.	Sol Real	Coclé	9.99	Diseño Final
Llano Sanchez Solar Power One S.A.	Milton Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
Llano Sanchez Solar Power Cuatro S.A.	Vista Alegre	Coclé	9.99	Diseño Final
Sol Real Istmo S.A.	Sol de David	Chiriquí	9.99	Diseño Final
Tecnisol I S.A.	Ikako	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol II S.A.	IkaKo I	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol III S.A.	Ikako II	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol IV S.A.	Ikako III	Chiriquí	10	Diseño Final
Agua Dulce Solar, Inc	Agua Dulce Solar	Coclé	16.6	Diseño Final
Bosques Solares de Penonomé, Inc	Bosques Solares de Penonomé	Coclé	8.3	Diseño Final
Bosques Solares de Coclé, Inc.	Bosques Solares de Coclé	Coclé	8.3	Diseño Final
Solar Coclé Venture, S.A.	Coclé	Coclé	8.99	Construcción
Solar Panamá Ventura, S.A.	Paris	Herrera	8.99	Construcción
SDR Energy Panamá, S.A.	Progreso	Chiriquí	49.5	Construcción
Green Electric S.A.	La Mata	Veraguas	10	Diseño Final
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
SDR Energy Panamá, S.A.	Los Llanos	Coclé	59.4	Construcción
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.9	Diseño Final
Panama Solar Energy Providers Inc.	Campo Solar Tocumen	Panamá	45	Diseño Final
Solar Azuero Venture, S.A.	Los Angeles	Los Santos	9.52	Construcción
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba	Chiriquí	2.56	Construcción
Solar XXI, S.A.	Solar XXI	Chiriquí	40	Diseño Final
Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120	Diseño Final
Sol Real Uno S.A.	Estrella Solar	Coclé	5	Diseño Final
Sol Real Uno S.A.	Generadora Solar Caldera	Chiriquí	5.5	Diseño Final
			507.46	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 54 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4. 4)

NA



Tabla 4. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Inversiones Solares, S.A.	Río Parita	Herrera	0.96
I Power Corp.	San Enrique	Panamá	10
Zpe1, S.A	Río Grande	Coclé	7
Río Chico Solar Power	Pedregalito Solar I	Chiriquí	5
Ener Solar I, S.A.	Ener Solar I	Chiriquí	19.89
Ener Solar II, S.A.	Ener Solar II	Chiriquí	19.89
Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	5
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 1	Coclé	7.9
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 2	Coclé	1.9
GFZP1, S.A.	Barú	Chiriquí	10
Solar Development Panama, S.A.	EL Espino Gen	Veraguas	6.7
Solar Development Panama, S.A.	Ocu Gen	Herrera	3
Tea Solar I, S.A.	Tea Solar I	Chiriquí	19.89
Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	Panamá	20
SOLPACORA, S.A.	Pacora I	Panamá	10
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	Pacora II	Panamá	10
Empresa de Producción de Energía Limpia, S.A. (EPEL)	Santiago	Veraguas	70
Hiperion Solar, S.A.	Hiperion Solar	Chiriquí	19.89
Genradora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Coclé	10
Prisma Solar Panama, S.A.	Soná	Veraguas	10
Empresa Productora de Energía Renovable, S.A.	Las Palmas	Veraguas	10
EL Higo Investment, S.A.	EL Higo I	Chiriquí	10
GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	Coclé	9.99
GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Herrera	8
Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	Coclé	10
Neoen Panamá S.A.	Neoen - Chiriquí	Chiriquí	30
Bajo Frio PV, S.A.	Pacora	Panamá	19.95
Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Chiriquí	10
San Carlos Solar, S.A.	EL Higo II	Coclé	10
Panamá Solar 2, S. A.	Pocrí	Coclé	16
Gallegos Solar, S.A.	Los Gallegos	Coclé	0.9
Keira Development, Inc.	Chumical 1	Veraguas	40
SDR Energy Panamá, S.A.	Boquerón	Chiriquí	19.8
Solar Energy World Corporation S.A.	Anton	Coclé	5
Panamá Generation Solar	El Estero	Coclé	13.6
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20MW	Chiriquí	19.99
Clean Energy Solution Corp.	JH (Juan Hombrón)	Coclé	10
Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99
Panameña de Energia Solar V Inc.	Panameña de Energia Solar V	Coclé	9.9
Panameña de Energia Solar III Inc.	Panameña de Energia Solar III	Coclé	9.9
Panameña de Energia Solar IV Inc.	Panameña de Energia Solar IV	Coclé	9.9
Luz Energy International Corp.	Agua Fría	Coclé	10
Panameña de Energia Solar II Inc.	Panameña de Energia Solar II	Coclé	9.9
PSZ1 S.A.	El Espinal	Los Santos	8.5
Solar Green, S.A.	El Coco	Coclé	10
Compañía Solar de Panamá	Scott Solar	Coclé	77
FRV Solar Panamá, S de RL	FRV Progreso	Chiriquí	36
Panama Solar 1, S.A.	El Roble	Coclé	18
Solar Sur, S.A	Solar Sur I	Panamá	10
Solar West, S.A.	Solar West I	Chiriquí	10
Town Center Eventos, INC	Playa Blanca Solar	Coclé	2
GED Gersol Tres, S.A.	El Macano	Herrera	4
Generación Natural de Panamá, S.A.	Cerro Cama Solar	Panamá Oeste	0.5
Farrallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9
			754.84

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

NA



La totalidad de los proyectos identificados suman 1262 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 36 proyectos identificados.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que

Potencial Hidroeléctrico

La turbina hidráulica es una tecnología madura, y se ve evidenciado en que ésta es la mayormente utilizada en la actualidad para el aprovechamiento del potencial del movimiento de las aguas. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua. Existen distintos tipos de turbinas.

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día. Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos



aportó al Sistema Interconectado 2 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 35 concesiones otorgadas (Ver Tabla 4. 5) y 32 en trámite (Ver Tabla 4. 6), de los cuales suman 672 MW y 250 MW, respectivamente. Además se tienen 1674 MW instalados.



Tabla 4. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
Bocas del Toro Energía, S.A.	Central Hidroeléctrica Bocas del Toro	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
Eco-Hidro Paraíso, S.A.	Asturias	Piedra	Chiriquí	4.1	Diseño Final
Fountain Intertrade, Corp.	Bajo Frío	Río Chiriquí Viejo	Chiriquí	58	En Prueba
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajos del Totuma	Colorado	Chiriquí	6.3	En Construcción
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Barro Blanco	Tabasará	Chiriquí	28.84	En Prueba
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 2	Escárrea	Chiriquí	4	En Construcción
Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	50	En Construcción
Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.6	Diseño Final
Navitas International , S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	3.7	Diseño Final
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	Chiriquí	6.78	Diseño Final
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroecológica Gualaquita, S.A.	Gualaquita	Gualaca	Chiriquí	6.7	Diseño Final
Darrin Bussiness, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	1	En Construcción
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Macho Monte	Chiriquí	7.62	En Construcción
Haras Cerro Punta, S.A.	La Garita	Las Nubes	Chiriquí	0.7	Diseño Final
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	David	Chiriquí	8.886	En Construcción
Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.6	En Construcción
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Caña Blanca y Qda La Paja	Chiriquí	10	En Construcción
Josué Levy Levy	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.9	Diseño Final
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	Río Tabasará	Chiriquí	36.8	En Construcción
Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.5	Diseño Final
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua.	Grande	Coclé	6.5	En Construcción
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9	En Construcción
Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
9 Power, S.A.	La Palma	San Juan, Afluente del .Río Santa María	Veraguas	3	Diseño Final
Panamá Energy Finance, Inc.	Lalín II	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	38.6	Diseño Final
Hidroeléctrica Los Estrechos,S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.5	Diseño Final
Aht,S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa	Veraguas	0.8	Diseño Final
Corporación de Energía del Istmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.084	Diseño Final
Mifta Power, Inc.	Santa María	Santa María	Veraguas	26	Diseño Final
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.6	Diseño Final
				672.9	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 4. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.6
Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1
Eco Power Panamá, S.A.	La Unión 1	Río Caisán	Chiriquí	7.2
Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.5
GC Power, S.A.	Boquerón 1	Chiriquagua	Chiriquí	0.92
GC Power, S.A.	Boquerón 2	Chiriquagua	Chiriquí	0.92
GC Power, S.A.	Boquerón 3	Chiriquagua	Chiriquí	0.92
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
Palmira Group, Inc.	Palmira	Colgá, Quisigá y Qdas Eliot, El Emporio	Chiriquí	6.03
Josué Levy Levy	Alto Caldera	Caldera	Chiriquí	7.8
Andree Power Co. S.A.	Acla I	Agua Blanca y Qda Caña Blanca y El Bebedero	Chiriquí	4
Porto Power Inc., S.A.	Acla II	Agua Blanca y Qda Caña Blanca, El Bebedero y La Vaca	Chiriquí	5
Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Angeles	Chiriquí	7.85
Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4
Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
Soluciones Integrales de Energía Alternativa	El Cope	Zapillo	Coclé	3.2
Hidroeléctrica Río Chico, S.A.	Analida	Río Chico	Coclé	4
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	San Pablo	Veraguas	13.79
Panamá Energy Business, Inc.	Lalín III (Gatú 46)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	25.4
Panamá Power Energy, Inc.	Lalín I (Gatu 16.6)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	19.5
Hidro Occidente, S.A	El Remance	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	10.03
Central Hidroeléctrica San Francisco, S.A.	La Cordillera	Santa María	Veraguas	8.91
Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.1
AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.9
Río Power, S.A.	Cerro Viejo	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	4.28
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	6.12
Aguas Puras de Mantial S.A.	Central Hidroeléctrica Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
SHS Hidroelectrica, S.A.	Santa María151	Santa María	Veraguas	19
				250.01

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

NA



Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de

los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Térmico

Turba

La turba es el carbón más reciente. Tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas.

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeáceas sagitaria, rizoforo, en transición), cerca de Changuinola, provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km2 con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En la Tabla 4. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.



Tabla 4. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm ³ (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión	2270 °F Tin condiciones reductoras
de la ceniza	2310 °F Tin condiciones de oxidación
	2640 °F fluido condiciones reductoras
	2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: Estudios Turba – IRHE 1985

Combustibles Fósiles

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles. Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario

mantener plantas térmicas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 2 licencias definitivas para Generación Térmica y 28 licencias provisionales para Generación Térmica.



Tabla 4. 8: Licencias Definitivas para Generación Térmica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Gas Natural Atlanticos de R.L.	Costa Norte	Colón	400	Gas Natural, Diesel
Cerro Azul Power Generation CO. S.A.,	Planta Cerro Azul	Panamá	45	Diesel - Gas

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 4. 9: Licencias Provisionales para Generación Térmica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Pentacles Energy, S.A.	Boca Power 50	Bocas del Toro	50	Gas Natural
Electrotérmica de Panamá, S.A.	Bocatérmica	Bocas del Toro	330	Carbón
Termo Canal S de R.L	Central Térmica Termo Canal I	Bocas del Toro	55	Gas Natural
Energys Rental Solution Corp.	Energyst El Sánchez	Coclé	99.62	Diesel Liviano, Gas Natural
OBS PANAMÁ, S.A.	OBS PANAMÁ, S.A.	Coclé	15.165	Bunker No. C
Intra Mega Corp.	Blue power	Colón	51	Bunker C
CCA Civil Panama, S.A.	CCACP01	Colón	405	Carbón Mineral
Coal Power S.A.	Coal Power	Colón	200	Carbón
Gas Natural Atlantico II S.	Costa Norte II	Colón	400	Gas Natural / Diesel
Empresa de Generación Eléctrica Telfers	Ege Telfers	Colón	130	Gas Licuado de Petróleo propano HD5
Gastor Partners Latam, S.A.	Energía Corotú	Colón	402	Etano y Bunker
Martano Inc.	Gas to Power Panamá (GTPP)	Colón	400	Gas Natural y Diesel No. 2
Generadores Centroamericanos, S.A.	Generadores de Generación Termoelectrica GECESA	Colón	70	Carbón
Karan Overseas I, Inc.	IC Power Motores Atlantico	Colón	125	HFO # 6
Laesa Limited (Panamá) INC.	Planta Térmica LAESA LTD Panamá	Colón	60	Heavy fuel Oil
Empresa de Generación Eléctrica Chilca Panamá, S.A.	PSB-1	Colón	395	Gas Propano
Rivera del Río Power, S.A.	Rivera del Río Power	Colón	170	HFO No.6 3% de Azufre
Axia Power I SA	Termocristobal 1	Colón	50.8	Bunker y alternativo Gas Natural
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul 3	Panamá	110	Diesel, Kunker C y Gas natural
Soenergy Panama S. de R.L	Central Térmica Naranjal SoEnergy	Panamá	75	HFO-Bunker C, Diesel
BP Power S. de R. L.	Central Térmica Limasol	Panamá	150	Diesel HFO – Bunker C Gas Natural
Termo Panama S. de R.L.	Central Térmica Manzanillo	Panamá	150	Diesel HFO – Bunker C
IEH Térmica I, S.A.	Central Térmica Termo Gold	Panamá	137.82	Fuel Oil No.6 (Bunker C)
Alia Energy Panama, S.A.	Alia La Valdeza Power Plant	Panamá Oeste	20	Bunker C
Enera Panamá, S.A.	Enera Panamá	Panamá Oeste	200	Bunker y Diesel
Karan Overseas III, INC	IC Power Motores Pacifico	Panamá Oeste	125	HFO #6
kanan Overseas II INC.	IC Power Turbinas Pacifico	Panamá Oeste	383	Propano (GLP)
International Panamá Power Corp. (IPPCO)	IPPCO Termo América	Panamá Oeste	72	HFO No.6
				4831.41

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Biogas

El biogas es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

La empresa URBALIA S.A., administradora del relleno en Cerro Patacón, tienen previsto generar

energía por medio de biogas que son generados por los residuos sólidos que provienen de los distritos de Panamá, San Miguelito y Arraiján, el cual tiene la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), para llevar a cabo la construcción de la planta de electricidad.

NA



Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de

proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 887.50 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación en la Tabla 4. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 4. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Eólico 1	52.50	141.75	15.50	2000.00	25.00
Eólico 2	15.00	40.50	15.50	2000.00	25.00
Eólico 3	102.00	318.20	15.50	2000.00	25.00
Eólico 4	75.00	197.10	15.50	1500.00	20.00
Eólico 5	50.00	131.40	15.50	1600.00	20.00
Eólico 6	100.00	262.80	15.50	1500.00	20.00
Eólico 9	123.00	318.20	15.50	2000.00	25.00
Eólico 7	100.00	257.19	15.50	2000.00	25.00
Eólico 8	20.00	68.00	15.50	2000.00	25.00
Eólic 10	120.00	368.63	15.50	2000.00	25.00
Eólic 11	130.00	235.20	15.50	2000.00	25.00
887.50		2338.97			

Referencia: ETESA

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 819 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 4. 11 se presenta un listado de estos proyectos considerados.



Tabla 4. 11: Proyectos Solares Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Útil (Años)
Solar Fotovoltaica 01	10.00	18.67	15.00	882.00	25.00
Solar Fotovoltaica 02	10.00	20.15	15.00	941.00	25.00
Solar Fotovoltaica 03	10.00	17.82	15.00	941.00	25.00
Solar Fotovoltaica 04	10.00	18.51	30.00	2000.00	20.00
Solar Fotovoltaica 07	10.00	16.00	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 08	10.00	19.33	20.00	1300.00	25.00
Solar Fotovoltaica 09	20.00	32.10	60.00	1820.00	30.00
Solar Fotovoltaica 10	6.00	8.84	17.00	1860.00	30.00
Solar Fotovoltaica 11	20.00	45.90	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 12	3.00	3.41	3.00	1800.00	20.00
Solar Fotovoltaica 13	10.00	16.60	16.25	1280.00	25.00
Solar Fotovoltaica 14	10.00	22.95	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 15	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 16	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 17	10.00	15.17	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 18	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 19	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 20	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 21	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 22	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 23	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 24	10.00	22.95	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 25	10.00	16.67	15.00	2200.00	30.00
Solar Fotovoltaica 26	10.00	16.30	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 27	10.00	16.30	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 28	5.00	8.19	16.00	980.00	30.00
Solar Fotovoltaica 29	10.00	15.50	5.11	1048.00	40.00
Solar Fotovoltaica 30	20.00	35.00	20.00	1500.00	25.00
Solar Fotovoltaica 34	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 36	10.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Fotovoltaica 37	20.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Fotovoltaica 39	20.00	17.00	60.00	1150.00	30.00
Solar Fotovoltaica 31	5.00	8.19	25.00	1400.00	25.00
Solar Fotovoltaica 40	10.00	17.67	25.00	1300.00	25.00
Solar Fotovoltaica 38	20.00	66.63	42.10	1535.00	40.00
Solar Fotovoltaica 32	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 33	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 35	20.00	38.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 41	20.00	37.02	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 42	10.00	22.19	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 43	100.00	246.66	80.00	3000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 44	50.00	62.23	18.00	1960.00	25.00
Solar Fotovoltaica 45	40.00	65.00	21.90	1008.00	20.00
Solar Fotovoltaica 46	20.00	32.96	49.00	960.00	40.00
Solar Fotovoltaica 47	20.00	40.91	30.00	2000.00	20.00
Solar Fotovoltaica 48	20.00	37.02	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 49	10.00	13.38	11.20	1300.00	30.00
Solar Fotovoltaica 50	10.00	17.00	16.25	1270.00	25.00
Solar Fotovoltaica 51	10.00	17.20	16.25	1250.00	25.00
Solar Fotovoltaica 52	10.00	16.60	16.25	1350.00	25.00
Solar Fotovoltaica 53	30.00	52.36	9.10	1100.00	25.00
Solar Fotovoltaica 54	10.00	16.21	11.20	1300.00	30.00
Σ	819.00	1522.77			

Referencia: ETESA

NA



Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Proyectos Hidroeléctricos

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 4. 12 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2016.



Tabla 4. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (Bt./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (Bt./kW)	Vida Útil (Años)
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	2.42	33.10	80.00	3288.89	50.00
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.62	3.35	45.00	219.87	3716.22	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	2.54	40.20	40.00	4466.02	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	33.30	25.13	170.80	60.00	3039.04	50.00
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	26.59	11.57	116.08	5.00	4565.63	50.00
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.89		15.00	5.00	4562.67	50.00
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	8.20	1.31	40.30	31.25	3902.44	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	22.31	279.70	25.00	3169.57	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	2.30	46.23	75.00	3068.18	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	1.28	57.94	31.25	2022.65	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.50	2.55	33.30	80.00	3500.00	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	0.17	44.40	6.50	3614.46	50.00
Hidroeléctrica Barniles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.82	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	3.00	49.30	120.00	3800.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	214.76	180.89	1008.00	12.50	4595.99	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	112.00	12.50	4595.99	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	5.64	68.00	58.71	3426.44	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.99		8.00	58.71	3424.24	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	2.70	20.00	55.00	3288.89	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	1.94	33.34	75.00	3288.89	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	2.24	43.30	122.64	4383.71	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.20	1.03	20.70	160.00	3532.79	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	8.51	91.97	25.00	3700.00	50.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.80	0.78	24.80	125.00	3839.50	50.00
Hidroeléctrica Barniles, S.A.	Barniles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66	50.00
Hidroeléctrica Barniles, S.A.	Cotito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.21	50.00
Σ			529.86	300.66	2457.08			

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NP



Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la confiabilidad y estabilidad del sistema. La Tabla 4. 13 y Tabla 4. 14 presentan las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

NA



Tabla 4. 13: Proyectos Térmicos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Fijo O&M (Bt./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (Bt./kW)	Vida Útil (Años)
CERRO AZUL POWER GENERA TION CO. S.A.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	28	39.21	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
CERRO AZUL POWER GENERA TION CO. S.A.	Cerro Azul MT PM1360	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	16	5.44	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
Consorcio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	297.50	8.9635 MMBTU/MWh	0.00	0.00	40.00
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	6.864 MMBTU/MWh	30.80	1340.00	40.00
Bahía Las Minas Corp.	Bahía las Minas (New CC GNL)	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	168.00	7.002 MMBTU/MWh	14.00	700.00	20.00
Martano Inc.	LP0215 (Gas de Martano)	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	413.00	6.314 MMBTU/MWh	10.50	825.00	40.00
					1348.48				

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Tabla 4. 14: Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos

Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Variable O&M (Bt. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (Bt. / kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (Bt. / kW)	Vida Útil (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	8.9635 MMBTU/MWh	40	52.67	4242.00	40.00
Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	6.314 MMBTU/MWh	1.55	30.80	942.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	7.315 MMBTU/MWh	1.7	15.44	922.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	7 MMBTU/MWh	1.65	7.19	684.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	8.864 MMBTU/MWh	2	18.59	930.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	6.45 MMBTU/MWh	1.55	6.68	633.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Diésel	1	50.00	68.11 MMBTU/MWh	2.5	17.63	865.00	30.00
					1350.00				

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NP



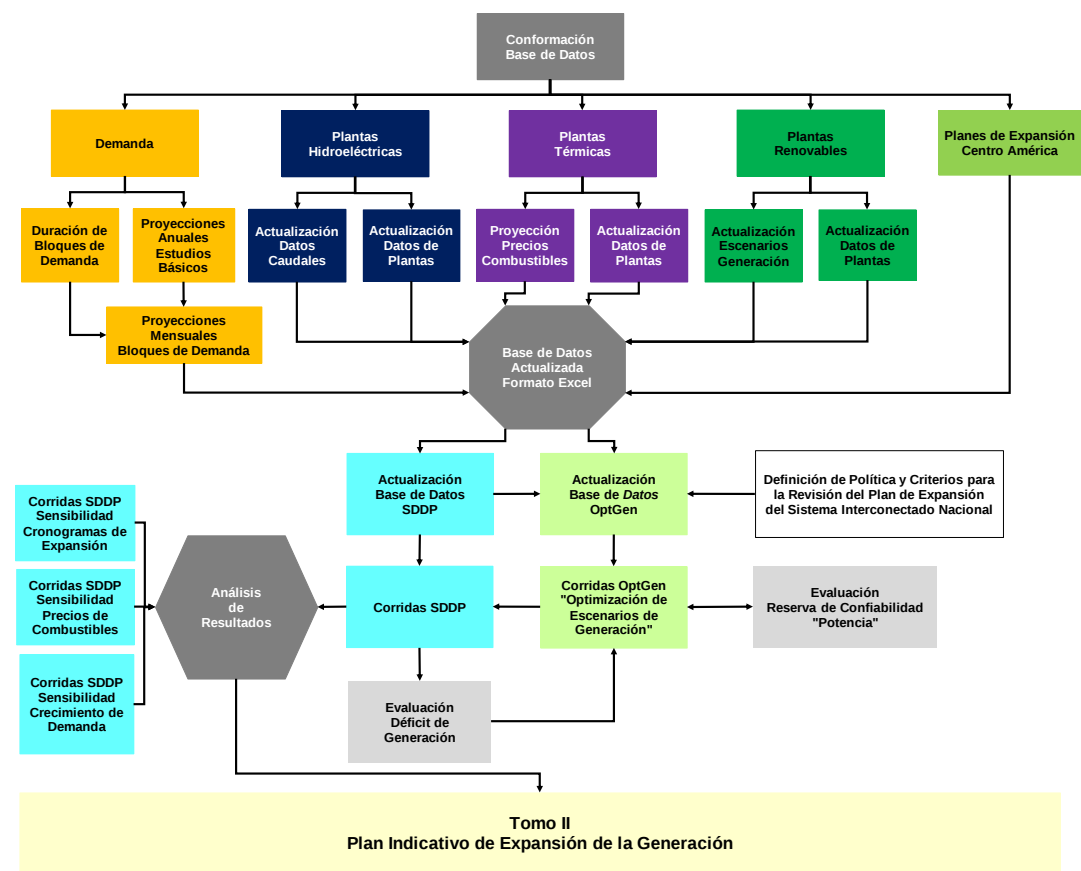
Capítulo 5

Metodología del Estudio

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.

El Gráfico 5. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

Gráfico 5. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: ETESA.

NA



La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en marzo de 2016.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión.*

Herramientas de Simulación

OPTGEN-SDDP versión 7.2.6 Beta, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 14.0.7. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

Plantas Eólicas y Solares

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Período de Estudio

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2016-2030, con un año de extensión. El período 2016-2019 es fijo y no está sujeto a optimización.

Hidrología

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

Demanda

Se utilizaron dos escenarios de demanda. (1) El escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.02 % en energía 5.98 % en



potencia; y (2) el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.12% y 5.99%. (Ver Capítulo 2).

Bloques de Demanda

Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 2.97%
- Demanda Alta: 19.05%
- Demanda Media: 25.6%
- Demanda Baja: 20.24%
- Demanda Mínima: 32.14%.

Sistema de Generación Existente

(Ver Capítulo 3).

Proyectos de Generación Futuros

(Ver Capítulo 4)

Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 5. 1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas

interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

NA



Tabla 5. 1: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2016
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.



Tabla 5. 2: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Ampliación El Ángel	Hidro	5.00
2016	Reventazón	Hidro	73.00
2016	Bijagua (CoopG)	Hidro	18.00
2016	Mogote	Eólico	20.00
2016	Reventazón	Hidro	73.00
2016	Reventazón Minicentral	Hidro	13.50
2016	Reventazón	Hidro	146.00
2016	Chucás	Hidro	50.00
2016	Altamira	Eólico	20.00
2016	Campos Azules	Eólico	20.00
2016	Vientos de Miramar	Eólico	20.00
2016	Vientos de la Perla	Eólico	20.00
2017	Moín 1	Térmo	(20.00)
2018	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28.00
2019	Pailas 2	Geot	55.00
2023	Borinquen 1	Geot	55.00
2023	Turbina Proy 1	Térm	80.00
2024	Turbina Proy 2	Térm	80.00
2025	Diquís	Hidro	623.00
2025	Diquís Minicentral	Hidro	27.00
2028	Hidro Proy D5	Hidro	50.00
2029	Hidro Proy D4	Hidro	50.00
2030	Borinquen 2	Geot	55.00
2030	Geotérm Proy 1	Geot	55.00
2030	Hidro Proy G6	Hidro	50.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015

NA



Tabla 5. 3: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Amp Ing. El Ángel	Biomasa	50.00
2015	Amp Ing. Chaparrastique	Biomasa	55.00
2016	Amp. 5 Noviembre	Hidro	80.00
2016	Opt. de Ahuachapán	Geot	6.00
2016	PV 15 SEP	Solar	14.20
2016	PV Pedregal	Solar	60.00
2016	PV Acaj 115 KV	Solar	20.00
2016	PV Acaj 46 KV	Solar	8.00
2016	PV Acaj 34.5KV	Solar	6.00
2017	Chaparral	Hidro	65.70
2017	Berlín V-1	Geot	6.00
2017	San Vicente	Geot	25.00
2017	Chinameca	Geot	25.00
2018	Motores a GN	Térmico	380.00
2018	Amp Cassa (Izalco)	Biomasa	60.00
2019	Amp San Vicente	Geot	25.00
2019	Amp Chinameca	Geot	25.00
2019	Solar Fotovoltaico 1	Solar	40.00
2019	Solar Fotovoltaico 2	Solar	40.00
2019	Solar Fotovoltaico 3	Solar	20.00
2020	Berlín V-2	Geot	28.00
2020	PRIVATE WIND	Eólico	50.00
2022	Amp 2 Ing. Chaparrastique	Biomasa	5.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015



Tabla 5. 4: Plan de Expansión de Guatemala

NOMBRE	Fuente	Potencia (MW)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7
GEO I	Geot	100				2017	2017	2018	2017
GEO II	Geot	100				2017	2017	2018	2017
GEO III	Geot	100				2017	2017	2018	2017
HIDRO-ALTV II	Hidro	19	2020					2028	
HIDRO-ALTV III	Hidro	63	2019				2018	2027	
HIDRO-ALTV IV	Hidro	56		2015	2015	2015	2015	2026	2015
HIDRO-ALTV V	Hidro	60				2028	2026		
HIDRO-ALTV VI	Hidro	26			2014				2023
HIDRO-ALTV VII	Hidro	21			2025	2025		2014	
HIDRO-ALTV VIII	Hidro	111	2022			2025			
HIDRO-ALTV IX	Hidro	163	2027	2023	2021		2028		2025
HIDRO-ALTV X	Hidro	25		2014		2028			
HIDRO-ALTV XI	Hidro	67							2023
HIDRO-ALTV XII	Hidro	181							2027
HIDRO-BAJV I	Hidro	32						2018	2021
HIDRO-BAJV II	Hidro	78					2025		
HIDRO-CHIQ I	Hidro	59	2023	2024	2023	2025	2023		
HIDRO-CHIQ II	Hidro	57							
HIDRO-CHIQ III	Hidro	27	2025		2021			2021	2020
HIDRO-CHIQ IV	Hidro	120	2028	2021	2025				
HIDRO-PROG I	Hidro	93							2027
HIDRO-QUIC I	Hidro	41	2028					2019	
HIDRO-QUIC II	Hidro	90			2016		2016		2019
HIDRO-QUIC III	Hidro	43	2018	2018				2020	2021
HIDRO-QUIC IV	Hidro	57			2014				2014
HIDRO-QUIC V	Hidro	36	2020		2021		2021		
HIDRO-QUIC VI	Hidro	140			2027				2025
HIDRO-QUIC VII	Hidro	90		2022	2023				2015
HIDRO-ESCU I	Hidro	28	2017	2022		2024			2018
HIDRO-GUAT I	Hidro	50		2016	2016	2023	2017	2016	
HIDRO-HUEH I	Hidro	198	2023			2022	2021		
HIDRO-HUEH II	Hidro	114	2026	2020	2018		2023		
HIDRO-HUEH III	Hidro	23		2014			2014		
HIDRO-HUEH IV	Hidro	152				2025			
HIDRO-HUEH V	Hidro	74				2024		2026	
HIDRO-IZAB I	Hidro	11				2021		2021	2022
HIDRO-QUET I	Hidro	35	2026	2027			2019		
HIDRO-QUET II	Hidro	35						2019	2027
HIDRO-RETA I	Hidro	25	2024			2024			
HIDRO-SNMA I	Hidro	17	2018			2017			
HIDRO-SNMA II	Hidro	31	2018	2018					2018
HIDRO-SNMA III	Hidro	98	2024	2026	2023				
HIDRO-SNMA IV	Hidro	75	2020	2020	2020			2020	2022
HIDRO-SNMA V	Hidro	46						2027	2027
HIDRO-SNMA VI	Hidro	150				2022	2024		2024
HIDRO-SNMA VII	Hidro	40	2018	2018		2018	2018		
HIDRO-SNRO I	Hidro	84	2022	2022	2022		2022	2028	2022
HIDRO-ZACP I	Hidro	32		2016				2015	2026
GAS NATURAL I	Térmico	150		2015	2015				2015
HIBRIDO I (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	2015						2021
HIBRIDO II (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	2028		2018				2027
HIBRIDO III (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	2018		2026				2028
Escenario 1	Biomasa - Carbón								
Escenario 2	Gas Natural								
Escenario 3	No Geotérmicas								
Escenario 4	Todos los Recursos								
Escenario 5	Exportaciones								
Escenario 6	Eficiencia Energética								
Escenario 7	Tendencias y Demanda Alta								

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015 / En el sistema de Guatemala se consideró el escenario de expansión 2.

NA



Tabla 5. 5: Plan de Expansión de Honduras

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Solar Helios (GENERSA)	Solar	25.00
2016	Energías Solares (ENERSOLSA)	Solar	6.73
2016	Foto Sol (Foto Sol)	Solar	5.39
2016	Los Prados (Fotovoltaica Los Prados)	Solar	10.77
2016	Fotovoltaica Sureña (FOTOSUR)	Solar	12.12
2016	Generaciones Energéticas (GENERSA)	Solar	12.12
2016	Fotovoltaico Fray Lázaro (ENSSUR)	Solar	48.00
2016	Las Lajas (Energys Honduras)	Solar	11.90
2016	La Manzanilla (Energys Honduras)	Solar	21.90
2016	BECOSA Carbón/Coque	Térmico	90.00
2016	Nacional de Ingenieros Búnker	Búnker	25.00
2016	Elcosa Búnker	Térmico	(80.00)
2016	Ampliación Lufussa 1 Búnker	Térmico	(33.50)
2016	Green Valley Búnker	Térmico	(14.44)
2016	Elcatex Búnker	Térmico	(21.00)
2016	ENVASA Carbón	Térmico	(21.00)
2016	Comercial Laeisz Diesel	Térmico	(20.00)
2017	San Alejo	Hidro	2.10
2017	Pencaligue	Hidro	23.20
2017	Río Frío (Sesecapa)	Hidro	4.20
2017	Río Verde	Hidro	8.20
2017	Los Planes (HIDROCEP)	Hidro	2.00
2017	Chinchayote (Grupo Terra)	Eólico	45.00
2017	Ampliación Vientos de San Marcos	Eólico	12.00
2017	Ampliación de Tres Valles Biomasa	Biomasa	7.50
2017	UDEHSA (Licitación Litoral) Búnker	Térmico	20.00
2017	La Nieve	Hidro	(0.50)
2017	La Grecia	Biomasa	(12.00)
2018	Platanares	Geot	21.00
2018	Jilamito	Hidro	14.85
2018	Motores diesel (del Optgen, no programada) Búnker	Térmico	800.00
2018	Lufussa 3 Búnker	Térmico	(210.00)
2018	Enersa Búnker	Térmico	(200.00)
2018	Ampliación ENERSA Búnker	Térmico	(30.00)
2018	Nacional de Ingenieros diesel	Térmico	(20.00)
2019	Platanares	Geot	14.00
2019	Patuca 3	Hidro	100.00
2019	Santa Maria de Quipua	Hidro	38.65
2019	Alao primera etapa	Hidro	0.00
2019	Petacón	Hidro	0.00
2019	Las Ventanas	Hidro	0.00
2019	Green Energy	Biomasa	35.00
2019	Emce 2 Búnker	Térmico	(55.00)
2019	Lufussa 2 Búnker	Térmico	(80.00)
2019	Celsur Carbón	Térmico	(18.75)
2019	Río Blanco	Hidro	(3.70)
2019	Tres Valles	Biomasa	(7.80)
2019	Eecopalsa	Biomasa	(4.66)
2020	El Tornillito	Hidro	160.20
2020	Geotérmica Azacualpa	Geot	20.00
2020	Geotérmica Pavana	Geot	20.00
2020	Zacapa	Hidro	(0.50)
2020	Cececapa I	Hidro	(2.67)
2021	Carbón (del Optgen, no programada)	Térmico	350.00
2021	La Gloria	Hidro	(5.83)
2021	La Esperanza	Hidro	(12.76)
2021	Cuyamapa	Hidro	(12.30)
2021	Mangungo	Hidro	(1.20)
2021	Inversiones Hondureñas	Biomasa	(4.00)
2021	CAHSA	Biomasa	(25.80)
2022	Llanitos	Hidro	98.00
2022	Tablón	Hidro	20.00
2022	Cuyamel	Hidro	(7.80)
2022	Cisne	Hidro	(0.70)
2023	Jicatuyo	Hidro	173.00
2024	UDEHSA (Licitación Litoral) Búnker	Térmico	(20.00)
2024	Babilonia	Hidro	(4.40)
2024	Celsur Bagazo	Biomasa	(16.65)
2025	Patuca 2A	Hidro	150.00
2025	Patuca 2	Hidro	270.00
2025	Yojoa	Hidro	(0.63)
2026	BECOSA Carbón/Coque	Térmico	(90.00)
2028	Nacional de Ingenieros Búnker	Búnker	(25.00)
2028	Peña Blanca	Hidro	(1.00)
2029	Matarrás I	Hidro	(4.00)

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015

NA



Tabla 5. 6: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Alba Motor (140 MW)	Térmico	140.00
2016	CASUR (Ingenio)	Biomasa	2.00
2016	Montelimar	Biomasa	30.00
2017	Biomasa 4	Biomasa	10.00
2017	El Velero	Solar	12.00
2018	CASUR (Ingenio)	Biomasa	13.00
2018	Biomasa 3	Biomasa	20.00
2018	Solar 2	Solar	12.00
2018	Alba Rivas II	Eólico	40.00
2019	Solar 3	Solar	12.00
2019	Alba Rivas II	Eólico	23.00
2020	Solar 4	Solar	12.00
2021	Hidro 1	Hidro	70.00
2021	Hidro 2	Hidro	100.00
2021	Tumarín	Hidro	253.00
2022	CASUR (Ingenio)	Biomasa	6.00
2022	Biomasa 4	Biomasa	25.50
2023	CASUR (Ingenio)	Biomasa	3.00
2023	Geotérmico 1	Geot	35.00
2023	Hidro 4	Hidro	21.00
2024	Hidro 6	Hidro	22.00
2025	Biomasa 5	Biomasa	28.50
2025	Geotérmico 2	Geot	25.00
2026	Solar 5	Solar	26.00
2026	Eólico 2	Eólico	40.00
2027	Geotérmico 6	Geot	25.00
2027	Hidro 3	Hidro	150.00
2028	Eólico 3	Eólico	40.00
2029	Biomasa 6	Biomasa	30.00
2029	Geotérmico 2	Geot	25.00
2030	Geotérmico 6	Geot	25.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials "NH" followed by a stylized flourish.



Capítulo 6

Escenarios de Expansión

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2016 – 2030, y se desarrolla a partir de un escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía. Se analizan tres escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radica en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

En la Tabla 6. 1 se presenta el cronograma de expansión de corto plazo de los escenarios analizados.

NA



Tabla 6. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (hww)			
6	2016	Bajo de Totumas	5.00				80.62	3166.33	1705.58			
6	2016	Los Planetas 2	8.62									
6	2016	Don Felix			9.00							
6	2016	Solar Fotovoltaica 01			10.00							
7	2016	Cerro Patacón				10.00						
8	2016	Solar Fotovoltaica 02			10.00							
9	2016	San Andres	10.00									
9	2016	Solar Fotovoltaica 03			10.00							
12	2016	Farallon Solar			8.00							
12	2016	BLM 8				(33.50)						
12	2016	J. Brown G5				(32.00)						
12	2016	J. Brown G6				(32.00)						
1	2017	Cerro Azul MT XQC1600				39.21	282.46	3351.29	1803.60			
1	2017	Cerro Azul MT PM1360				5.44						
1	2017	Energyst El Sánchez				44.33						
2	2017	Solar Fotovoltaica 04			10.00							
3	2017	Eólico 1		52.50								
3	2017	Eólico 2		15.00								
6	2017	Solar Fotovoltaica 07			10.00							
7	2017	Pando	33.30									
7	2017	Barro Blanco	26.59									
7	2017	Barro Blanco Minicentral	1.89									
7	2017	Solar Fotovoltaica 08			10.00							
7	2017	Solar Fotovoltaica 09			20.00							
8	2017	Solar Fotovoltaica 10			6.00							
9	2017	Punta Rincón				**297.5						
10	2017	La Cuchilla	8.20									
1	2018	Chuspa	8.80				532.80	3884.09	1935.88			
1	2018	Solar Fotovoltaica 11			20.00							
1	2018	Solar Fotovoltaica 12			3.00							
1	2018	Solar Fotovoltaica 13			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 14			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 15			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 16			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 17			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 18			10.00							
2	2018	Solar Fotovoltaica 19			10.00							
3	2018	Solar Fotovoltaica 20			10.00							
3	2018	Solar Fotovoltaica 21			10.00							
3	2018	Solar Fotovoltaica 22			10.00							
3	2018	Solar Fotovoltaica 23			10.00							
3	2018	Solar Fotovoltaica 24			10.00							
5	2018	Costa Norte I				381.00						
1	2019	Bahía las Minas (New CC GNL)				168.00	349.50	4233.59	2065.09			
1	2019	Solar Fotovoltaica 25			10.00							
1	2019	Solar Fotovoltaica 26			10.00							
1	2019	Solar Fotovoltaica 27			10.00							
2	2019	Solar Fotovoltaica 28			5.00							
3	2019	Solar Fotovoltaica 29			10.00							
3	2019	Eólico 3		102.00								
6	2019	Solar Fotovoltaica 30			20.00							
12	2019	El Sindigo	10.00									
12	2019	Tizingal	4.50									
Σ			116.90	169.50	311.00	550.48				1245.38		
Capacidad Instalada Actual: 3085.71 MW												

● Retiro de Unidades.
** La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Escenario Referencia

De la metodología descrita en el capítulo 5 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.

El cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en la Tabla 6. 2.

Tabla 6. 2: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia

Mes Año			Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica		65.30				735.12	4968.71	2189.96
1	2020	La Huaca		11.62						
1	2020	Colorado		6.74						
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)					413.00			
6	2020	El Recodo		10.00						
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)		214.76				49.43	5018.14	2305.43
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)		13.70						
1	2021	San Bartolo		19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral		0.99						
1	2021	Río Piedra		9.00				20.00		
1	2021	Solar Fotovoltaica 34				20.00				
1	2022	Eólico 4			75.00			75.00	5093.14	2441.86
2	2023	Ojo de Agua		6.45				6.45	5099.59	2576.50
1	2024	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)					350.00	350.00	5449.59	2724.97
1	2026	CC GNL					400.00	600.00	6049.59	3040.92
1	2026	Solar Fotovoltaica 36				10.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 37				20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 39				20.00				
1	2026	Eólico 5			50.00					
1	2026	Eólico 6			100.00					
1	2027	San Andrés II		7.61				145.61	6195.20	3211.86
1	2027	Solar Fotovoltaica 31				5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40				10.00				
1	2027	Eólico 9			123.00					
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A					100.00	120.00	6315.20	3397.62
1	2028	Solar Fotovoltaica 38				20.00				
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B					100.00	250.00	6565.20	3582.37
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A					150.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B					150.00	250.00	6815.20	3775.90
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A					50.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B					50.00			
Σ				365.61	348.00	105.00	1763.00	2581.61		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW										

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



En este escenario se instalan 3827 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 12.6% corresponden a plantas hidroeléctricas (482.5 MW), el 63% a plantas térmicas (2,411 MW) y 24.4% lo componen plantas renovables no convencionales, plantas eólicas (517.5 MW), plantas solares (416 MW) y BioGas. Tomando en cuenta

la potencia instalada actualmente, los retiros programados. El resultado sería un total de 6,815 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 6. 3: Costos del escenario Referencia

Costo	Escenario Referencia
Inversión	3016.04
Déficit	0.00
Operación	3454.37
Ambiental	713.50
Total	7183.92

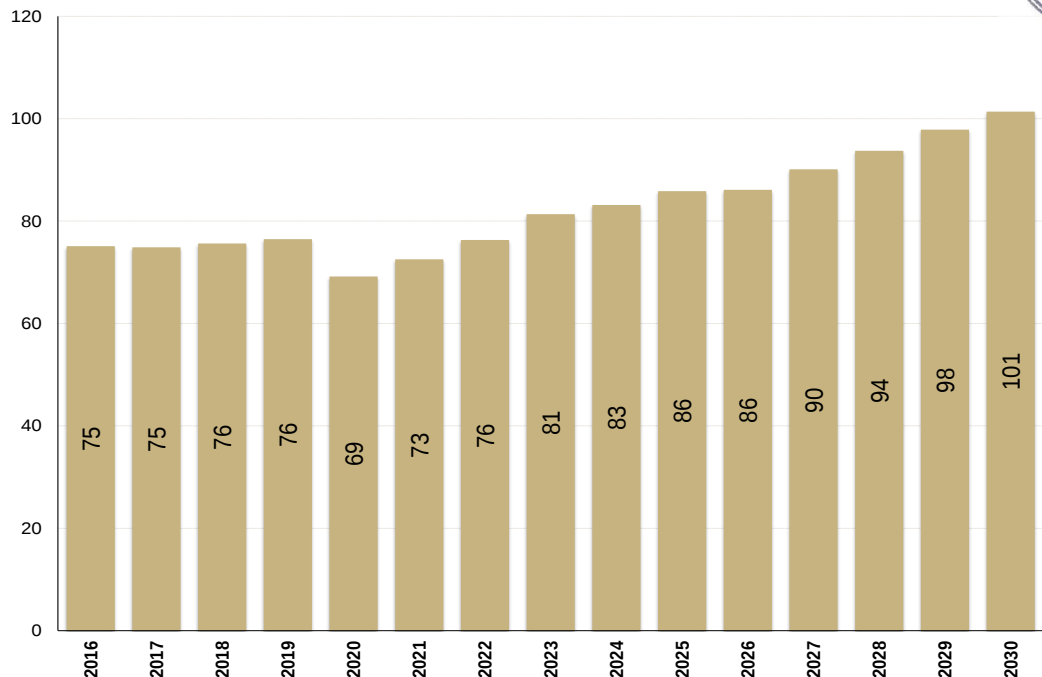
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Mostrando un comportamiento promedio anual, relativamente estable, para el periodo de 2016 - 2022, debido a la gran entrada de proyectos hidroeléctricos y renovables que desplazarían generación a base de combustibles como Diésel y Bunker, aunado a la entrada de proyectos de gas natural, cuyo costo variable se proyecta estable en los primeros años.

A partir del 2022 el costo marginal del sistema aumenta en promedio un 4% anual, comportamiento que se da debido a la disminución de la brecha entre la demanda y la oferta, además del incremento hipotético del precio de los combustibles para esa fecha, debido a un crecimiento de la demanda de los mismos.



Gráfico 6. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia



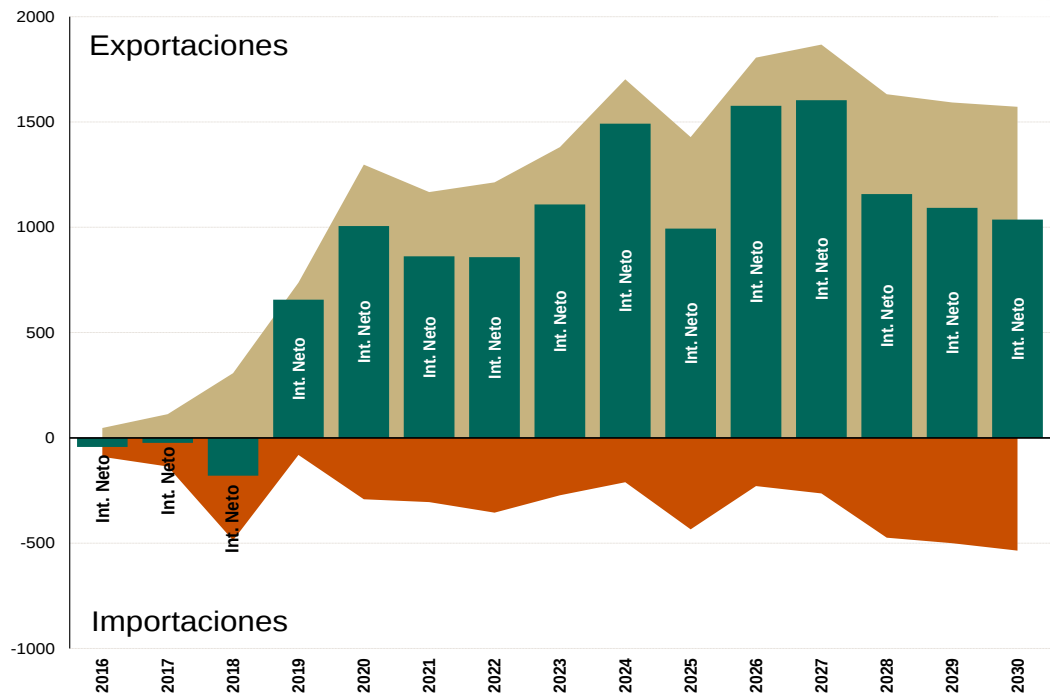
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

La entrada de la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales y grandes proyectos de gas natural, cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal, hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica

aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300MW y se presentan intercambios promedios de 1450 GWh anuales en el periodo comprendido del 2019 al 2030, como se observa en el Gráfico 6. 2.



Gráfico 6. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia.



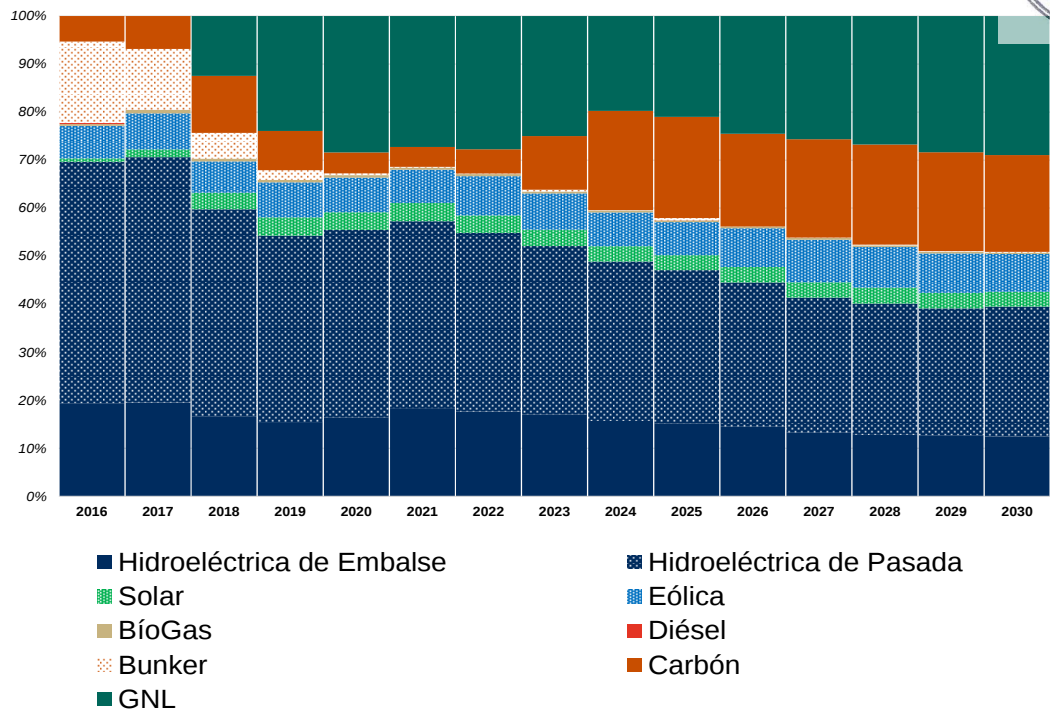
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis. Además, se muestra que para el año 2018 la generación térmica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de

energía, luego de la entrada en operación de las plantas térmicas del 2018 al 2020 principalmente. De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C y Diésel, prácticamente desaparece a partir del año 2020.

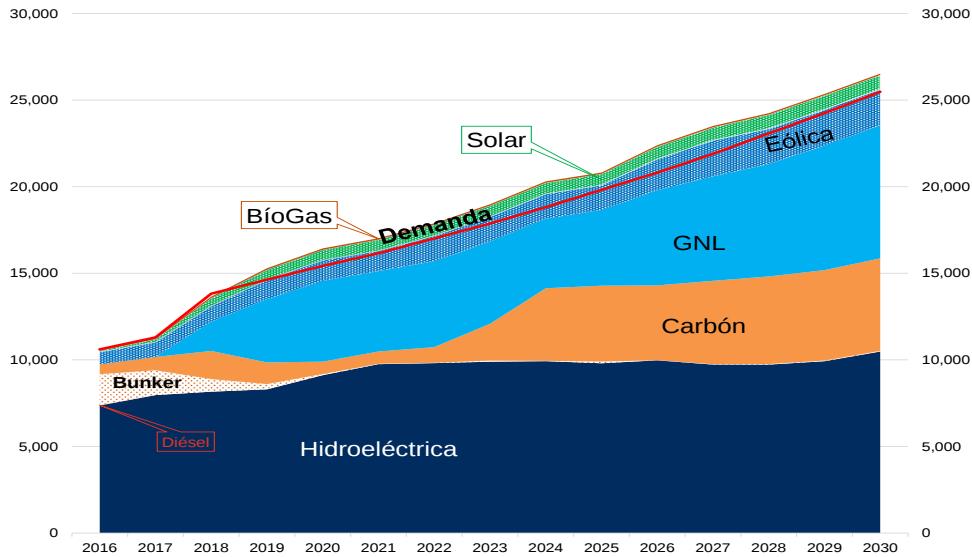


Gráfico 6. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Escenario Renovable

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario, incluyen proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como proyectos de gas natural licuado a partir del 2020, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario se presenta en la Tabla 6. 4.

La expansión del parque de generación hidro-térmico de este escenario contempla de igual forma a los escenarios anteriores, tales como: ciclos combinados en base a gas

natural. Igualmente, se consideran proyectos renovables no convencionales tales como: parques eólicos y solares con la finalidad de analizar el comportamiento que tendría el sistema de darse la explotación masiva del potencial renovable con que cuenta el país.

Para este escenario se agregan 4555 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.6% corresponde a proyectos hidroeléctricos (530 MW), el 50.5% corresponde a plantas térmicas (2300 MW) el 37.9% en proyectos renovables (Eólicos – 887.5 MW, Solar - 836 MW y BíoGas). En la Tabla 6. 5 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.



Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica	65.30						
1	2020	La Huaca	11.62						
1	2020	Colorado	6.74						
1	2020	La Herradura	5.20						
1	2020	Barriles	1.00						
1	2020	Solar Fotovoltaica 43			100.00		841.32	5074.91	2189.96
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)				413.00			
6	2020	El Recodo	10.00						
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
1	2021	San Bartolo	19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral	0.99						
1	2021	Río Piedra	9.00						
1	2021	Caña Blanca	7.80				117.23	5192.14	2305.43
1	2021	Solar Fotovoltaica 34			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 32			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 33			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 35			20.00				
1	2022	Cotito	5.00						
1	2022	Solar Fotovoltaica 41			20.00				
1	2022	Solar Fotovoltaica 42			10.00		210.00	5402.14	2441.86
1	2022	Eólico 4		75.00					
1	2022	Eólico 7		100.00					
1	2023	Estrella del Mar (Barcaza)				(71.96)			
1	2023	Jinro Power				(57.80)			
1	2023	Santa Ines				(55.00)			
1	2023	Estrella del Norte I				(9.80)			
1	2023	Estrella del Norte II				(27.50)	406.45	5497.55	2576.50
1	2023	Cerro Azul MT XQC1600				(39.21)			
1	2023	Cerro Azul MT PM1360				(5.44)			
1	2023	Energyst El Sánchez				(44.33)			
1	2023	CC GNL				400.00			
2	2023	Ojo de Agua	6.45						
1	2024	Santa Maria 82	28.35				148.35	5645.90	2724.97
1	2024	Eólic 10		120.00					
1	2025	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A				250.00	250.00	5895.90	2882.79
1	2026	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B				250.00			
1	2026	Solar Fotovoltaica 36			10.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 37			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 39			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 44			50.00		670.00	6565.90	3040.92
1	2026	Solar Fotovoltaica 45			40.00				
1	2026	Eólico 5		50.00					
1	2026	Eólico 6		100.00					
1	2026	Eólic 11		130.00					
1	2027	San Andrés II	7.61						
1	2027	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A				150.00			
1	2027	Solar Fotovoltaica 31			5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40			10.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 46			20.00		365.61	6931.51	3211.86
1	2027	Solar Fotovoltaica 47			20.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 48			20.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 49			10.00				
1	2027	Eólico 9		123.00					
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A				100.00			
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B				150.00	320.00	7251.51	3397.62
1	2028	Solar Fotovoltaica 38			20.00				
1	2028	Solar Fotovoltaica 50			10.00				
1	2028	Solar Fotovoltaica 51			10.00				
1	2028	Solar Fotovoltaica 52			10.00				
1	2028	Eólico 8		20.00					
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B				100.00			
1	2029	Solar Fotovoltaica 53			30.00		140.00	7391.51	3582.37
1	2029	Solar Fotovoltaica 54			10.00				
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C				250.00	250.00	7641.51	3775.90
Σ			412.96	718.00	525.00	1751.96	3718.96		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW									

● Retiro de Unidades.
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



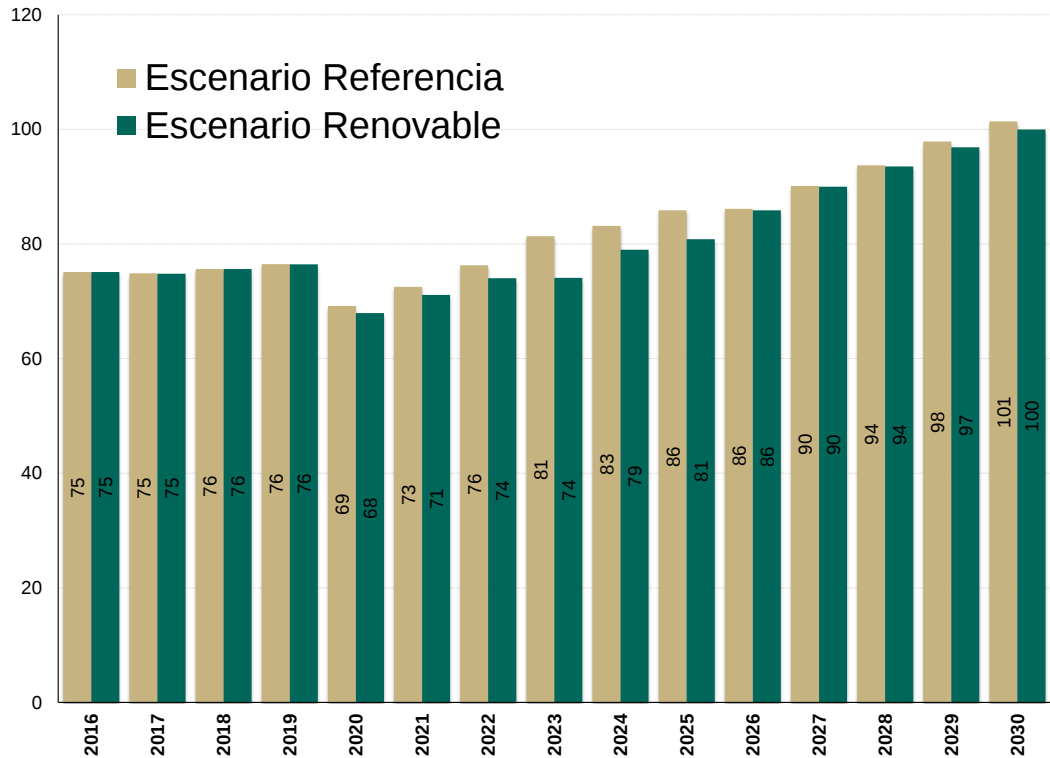
Tabla 6. 5: Costos del Escenario Renovable

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable
Inversión	3016.04	3295.84
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3214.87
Ambiental	713.50	616.01
Total	7183.92	7126.72
Diferencia:		0.80%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo. Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

Gráfico 6. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable



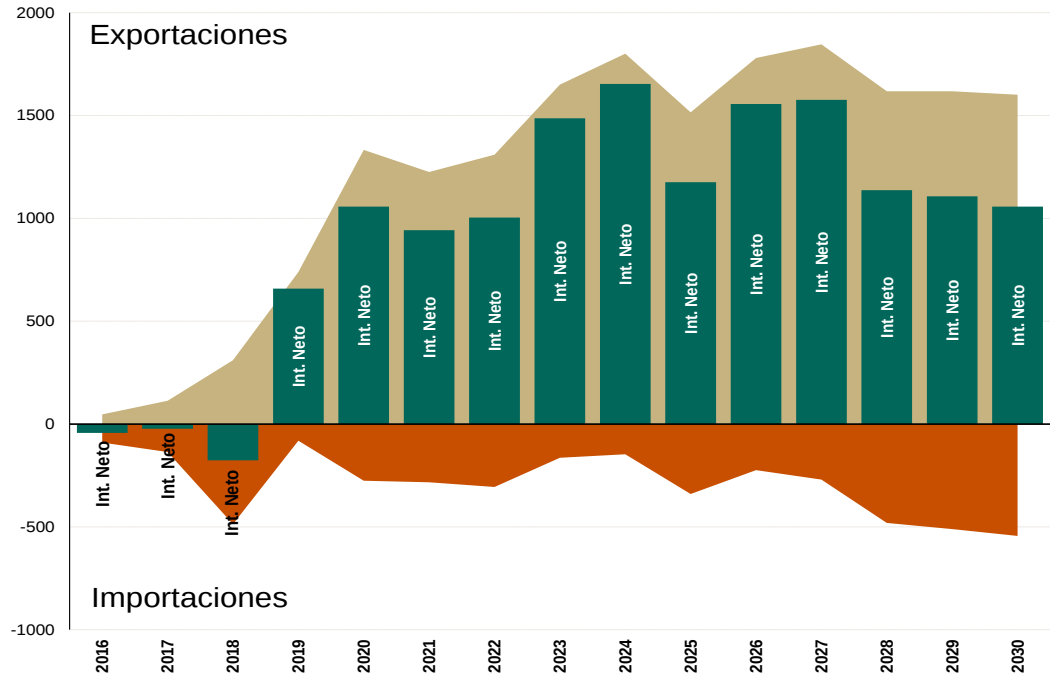
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



En el Gráfico 6. 5 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario Referencia, dando como resultado una disminución a partir de 2020, ya que las fuentes renovables no tienen costos operativos. La energía producida con estas fuentes no presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto se dependería mucho de las interconexiones y plantel térmico de

rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. Sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de la producción de gases de efecto invernadero, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución producto de esta energía renovable.

Gráfico 6. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

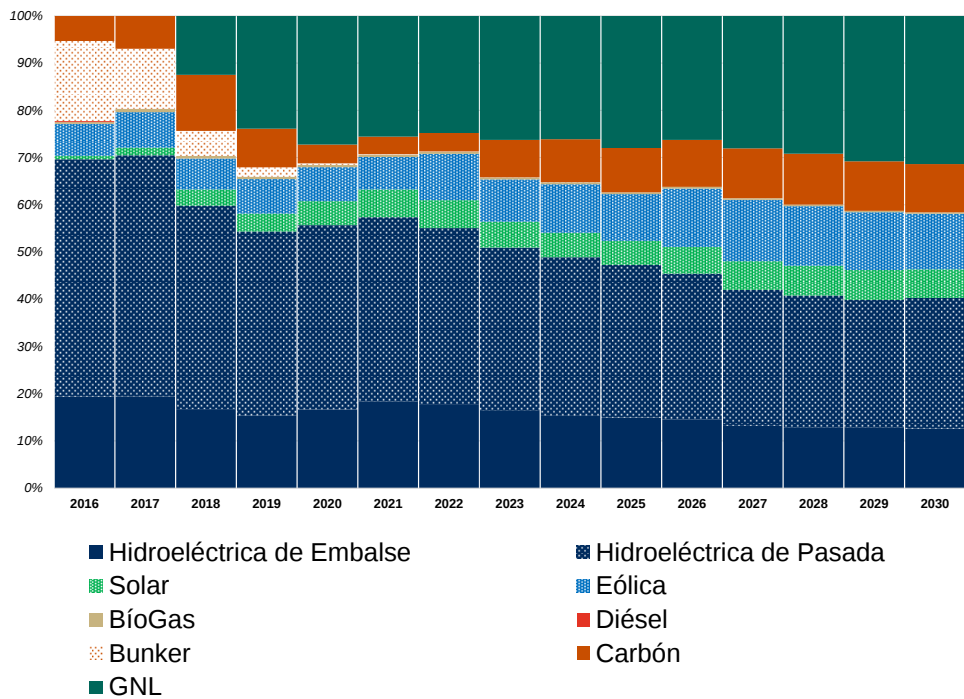
En el Gráfico 6. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos, lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica.

percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución considerable respecto al Escenario Referencia.

La participación de la generación se muestra en el Gráfico 6. 7. Se puede

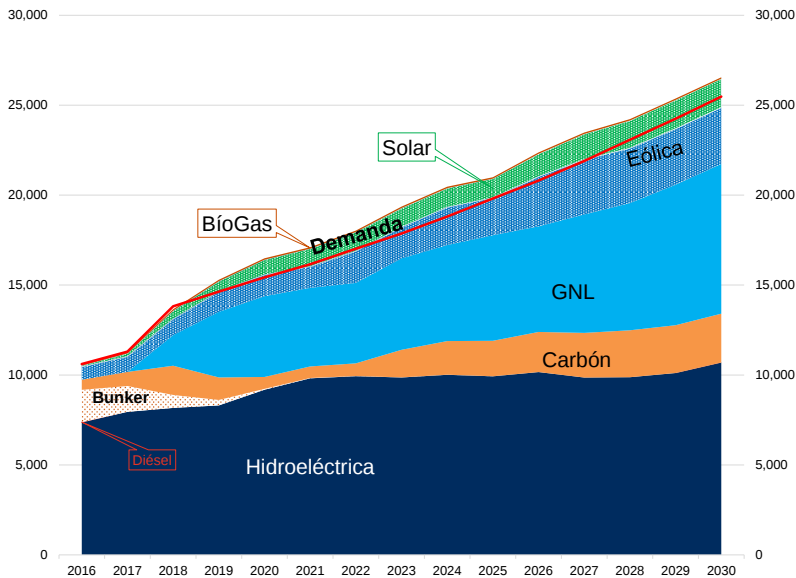


Gráfico 6. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Escenario Alternativo

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima. Este Plan de Expansión de Generación de largo plazo se presenta en la Tabla 6. 6.

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario Alternativo

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica	65.30				913.32	5146.91	2189.96
1	2020	La Huaca	11.62						
1	2020	Colorado	6.74						
1	2020	La Herradura	5.20						
1	2020	Eólico 5		50.00					
1	2020	Eólico 9		123.00					
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)				413.00			
6	2020	El Recodo	10.00				49.43	5196.34	2305.43
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
1	2021	San Bartolo	19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral	0.99				7.80	5204.14	2441.86
1	2021	Río Piedra	9.00						
1	2021	Solar Fotovoltaica 34			20.00				
1	2022	Caña Blanca	7.80				7.80	5204.14	2441.86
1	2023	Estrella del Mar (Barcaza)				(71.96)	596.45	5489.55	2576.50
1	2023	Jinro Power				(57.80)			
1	2023	Santa Ines				(55.00)			
1	2023	Estrella del Norte I				(9.80)			
1	2023	Estrella del Norte II				(27.50)			
1	2023	Cerro Azul MT XQC1600				(39.21)			
1	2023	Cerro Azul MT PM1360				(5.44)			
1	2023	Energyst El Sánchez				(44.33)			
1	2023	CC GNL				400.00			
1	2023	Solar Fotovoltaica 44			50.00				
1	2023	Solar Fotovoltaica 45			40.00				
1	2023	Eólico 7		100.00			425.00	5914.55	2724.97
2	2023	Ojo de Agua	6.45						
1	2024	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)				350.00			
1	2024	Eólico 4		75.00					
1	2025	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A				250.00	460.00	6374.55	2882.79
1	2025	Solar Fotovoltaica 32			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 33			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 35			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 41			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 42			10.00				
1	2025	Eólic 10		120.00					
1	2026	Solar Fotovoltaica 36			10.00	150.00	6524.55	3040.92	
1	2026	Solar Fotovoltaica 37			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 39			20.00				
1	2026	Eólico 6		100.00					
1	2027	San Andrés II	7.61				272.61	6797.16	3211.86
1	2027	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B				250.00			
1	2027	Solar Fotovoltaica 31			5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40			10.00				
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A				100.00	120.00	6917.16	3397.62
1	2028	Solar Fotovoltaica 38			20.00		250.00	7167.16	3582.37
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B				100.00			
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A				150.00	200.00	7367.16	3775.90
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B				150.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A				50.00			
Σ			378.61	568.00	285.00	1901.96	3444.61		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW									

● Retiro de Unidades.
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 4281 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.57% corresponde a proyectos hidroeléctricos (495.5 MW), un 31.15% a proyectos renovables (Eólicos – 737.5 MW, Solar – 596 MW y BíoGas) y el 57.28% restante corresponde a plantas térmicas (2452 MW).

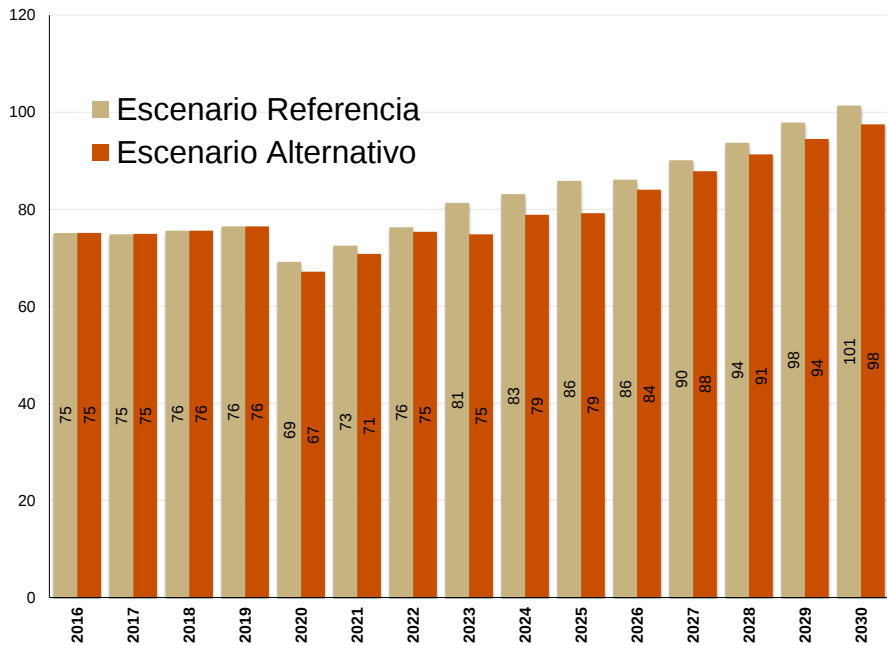
Tabla 6. 7: Costos del Escenario Alternativo

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo
Inversión	3016.04	3463.65
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3263.25
Ambiental	713.50	665.09
Total	7183.92	7392.00
Diferencia:		-2.90%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que los cambios se dan a partir del año 2020, ya que la expansión considerada incluye plantas con costos operativos considerablemente inferiores a los de los combustibles fósiles. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo pueden apreciarse en el Gráfico 6. 9.

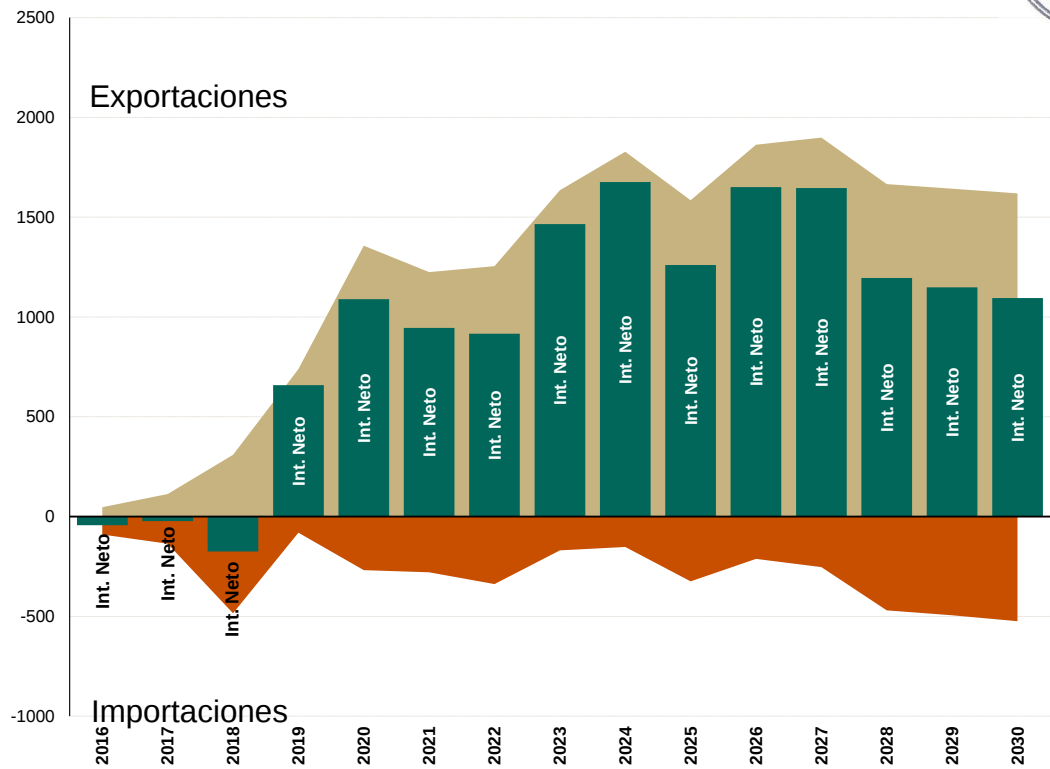
Gráfico 6. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Gráfico 6. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

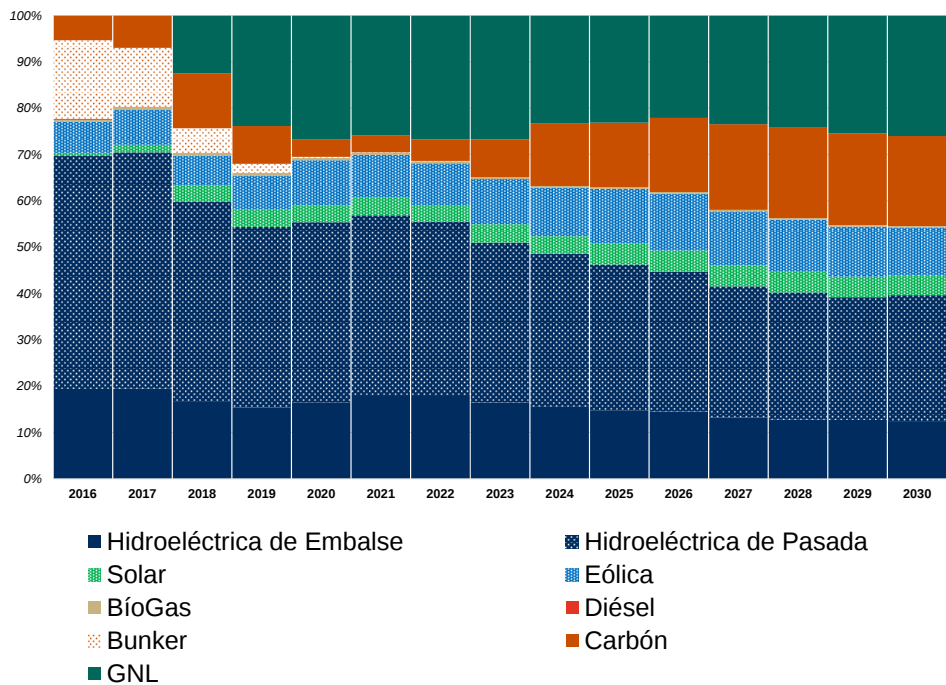
Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos, incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 6. 10.

En el Gráfico 6. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación térmica a base de carbón. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por generación a base de Gas Natural y Bunker a partir del año 2024.

NA

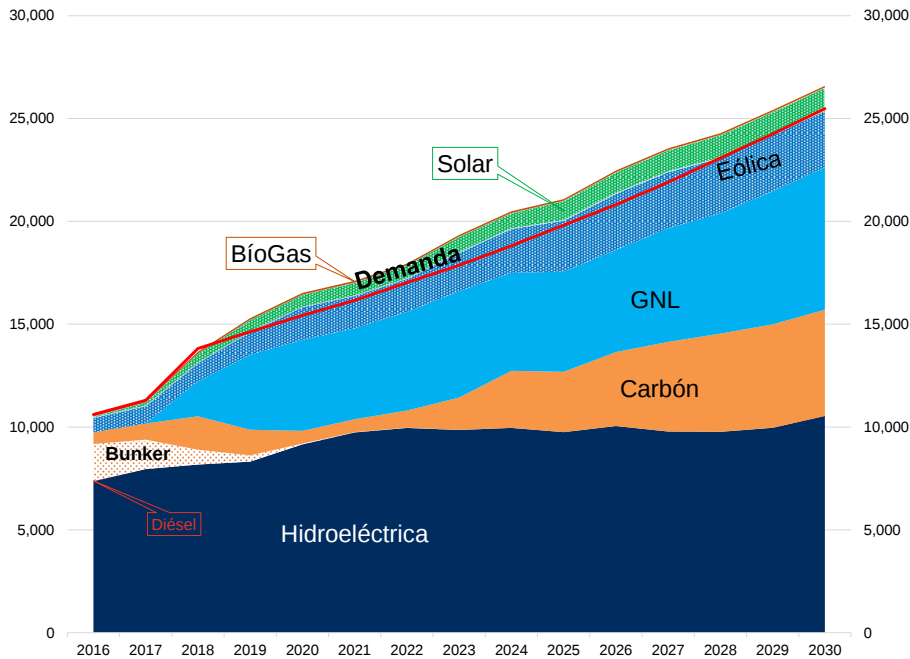


Gráfico 6. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluara la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garanticen el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en la Tabla 6. 8.

Tabla 6. 8: Sensibilidades Analizadas

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Fecha Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E
Cerro Azul MT XQC1600	39.21	Jan.-2017	Demanda Alta	Jan.-2018	Combustibles Altos	Altos Intercambios	
Cerro Azul MT PM1360	5.44	Jan.-2017		Jan.-2018			
Energyst El Sánchez	44.33	Jan.-2017		Jan.-2018			
Eólico 1	52.50	Mar.-2017		Mar.-2018			
Pando	33.30	Jul.-2017		Jul.-2018			
Barro Blanco	26.59	Jul.-2017		Jul.-2018			
Barro Blanco Minicentral	1.89	Jul.-2017		Jul.-2018			
Solar Fotovoltaica 09	20.00	Jul.-2017		Jul.-2018			
Solar Fotovoltaica 11	20.00	Jan.-2018		Jan.-2019			
Costa Norte I	381.00	May.-2018		May.-2019			May.-2020
Bahía las Minas (New CC GNL)	168.00	Jan.-2019		Jan.-2020			Jan.-2021
Eólico 3	102.00	Mar.-2019		Mar.-2020			
Solar Fotovoltaica 30	20.00	Jun.-2019		Jun.-2020			
LP0215 (Gas de Martano)	413.00	Feb.-2020					Feb.-2022
Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	Jul.-2020					Jul.-2022
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	Jul.-2020					Jul.-2022

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Sensibilidad A

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone la ocurrencia de un escenario de demanda alta de modo que se evalúe la robustez del Plan de Expansión de Generación.

Con la finalidad de garantizar que el Plan de Expansión de Generación del país pueda atender de manera

confiable un incremento inesperado de la demanda, debido a algún alza en el desarrollo económico u otro factor que le lleve a mayores requerimientos de la demanda, se procedió a realizar esta sensibilidad.



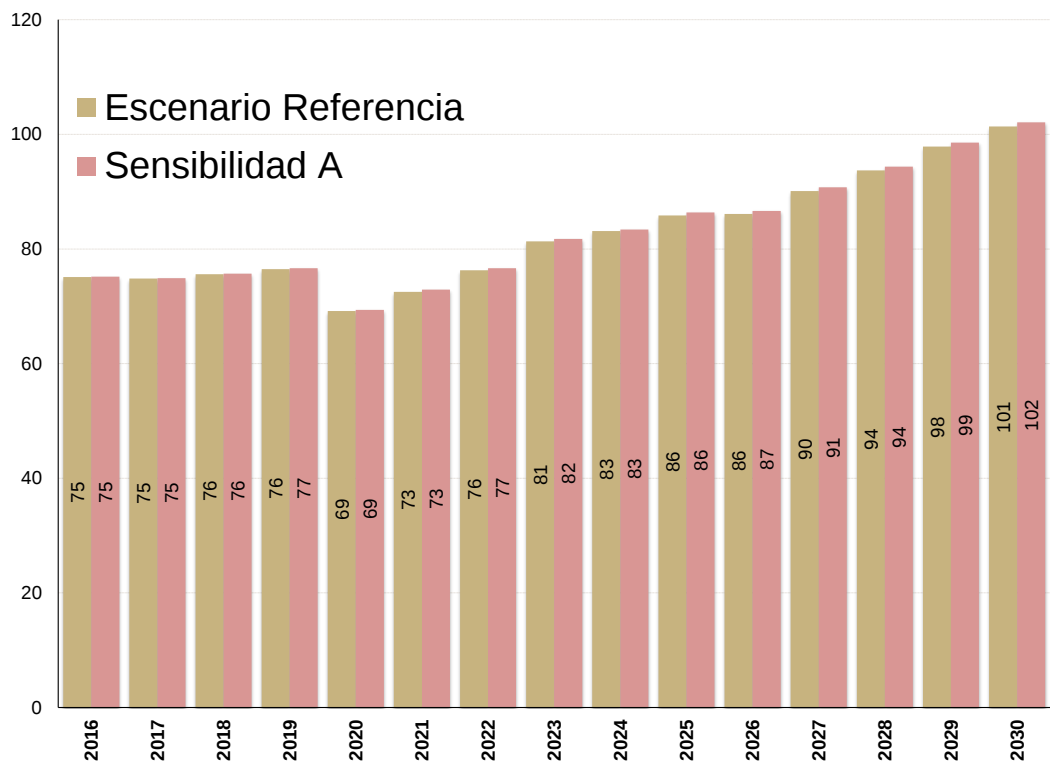
Tabla 6. 9: Costos de Sensibilidad A

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad A
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3512.43
Ambiental	713.50	724.09
Total	7183.92	7252.55
Diferencia:		-0.96%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 13 se muestra el comportamiento del CMS de esta sensibilidad, demostrando que en caso de contar con todos las plantas de generación en las fechas previstas no se deben tener inconvenientes ya que los costos marginales no aumentan considerablemente. En promedio se tiene un aumento de menos del 1 % en todo el periodo en comparación con el Escenario de Referencia.

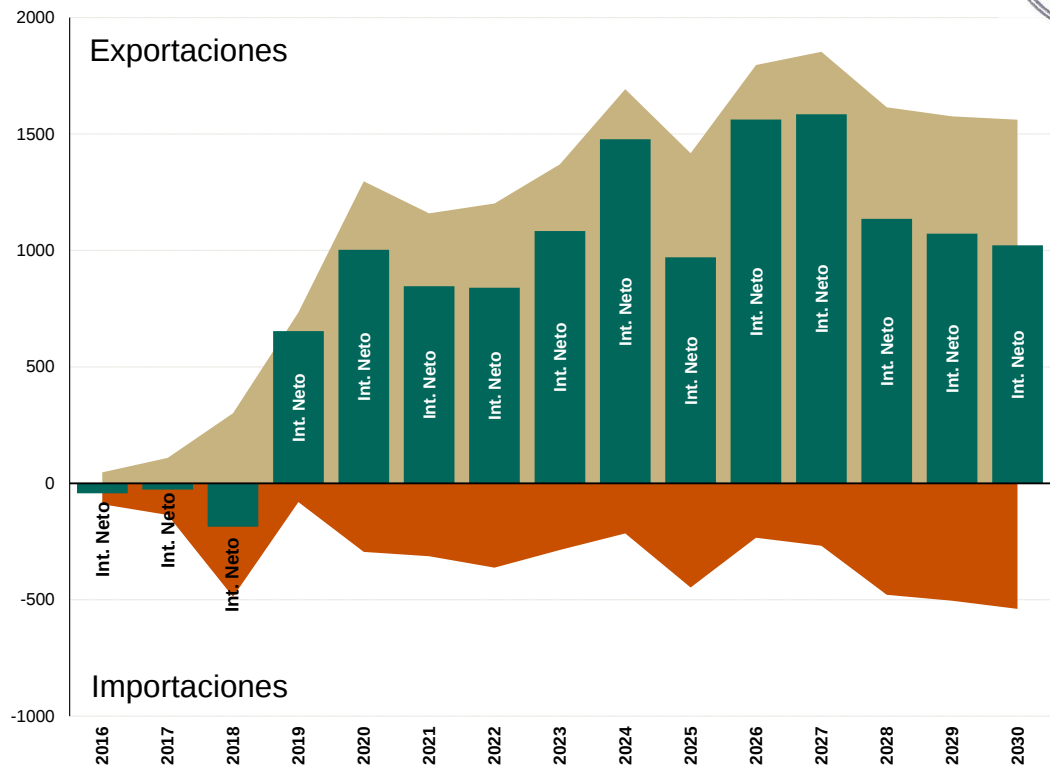
Gráfico 6. 13: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Gráfico 6. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A.



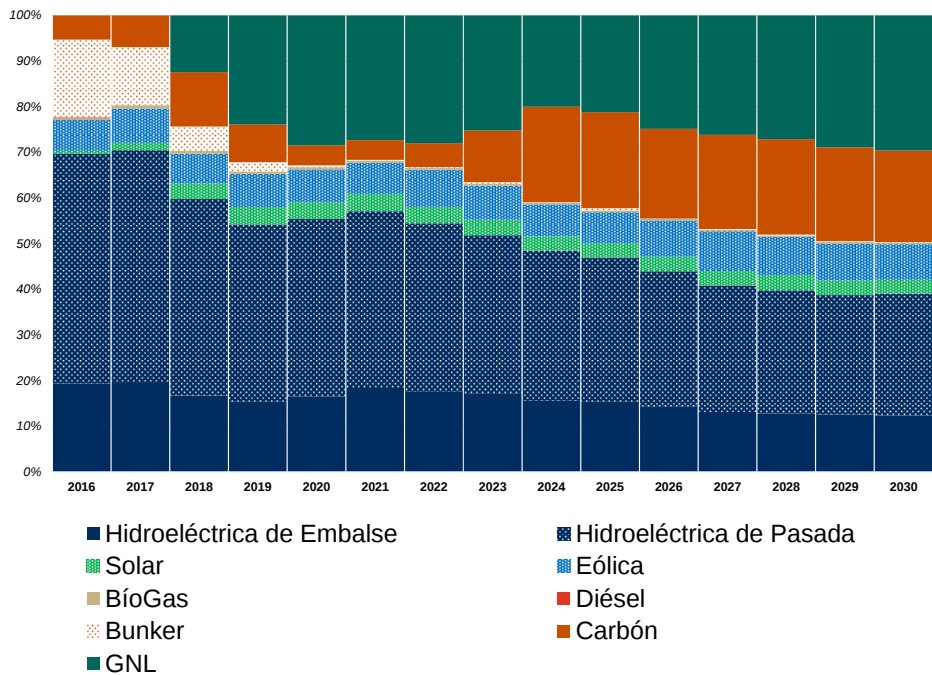
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Por otra parte, los intercambios presentan el comportamiento esperado puesto que al aumentar los requerimientos de demanda, se presenta una pequeña reducción en las exportaciones. El Gráfico 6. 14 muestra el comportamiento de dichos intercambios.

En el Gráfico 6. 15 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Debido al aumento de la demanda el sistema se vería obligado a generar más con plantas térmicas comparando con el Escenario de Referencia, esto es prácticamente imperceptible.

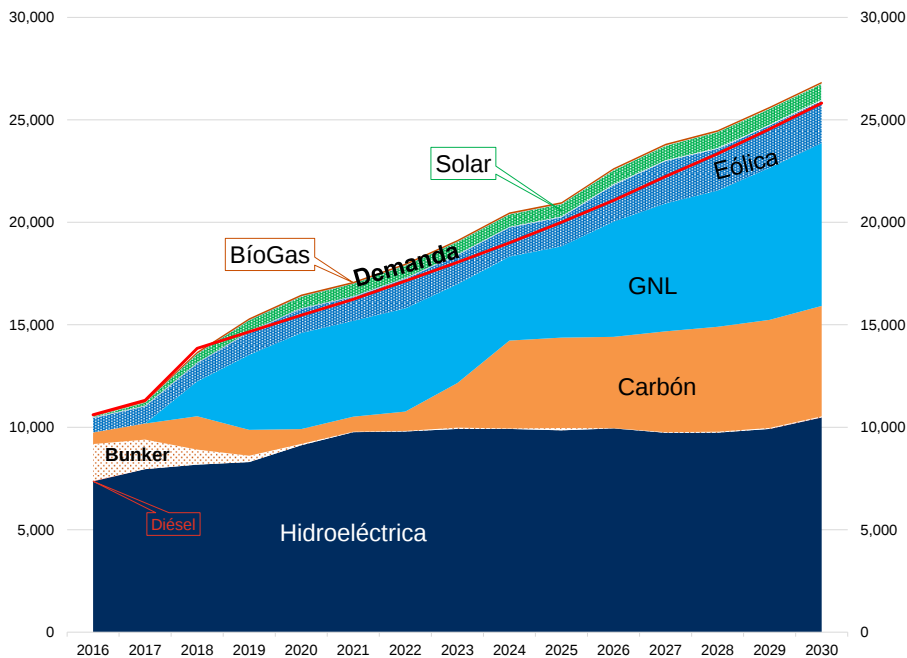


Gráfico 6. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Sensibilidad B

Este escenario analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de

los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

Tabla 6. 10: Costos de Sensibilidad B.

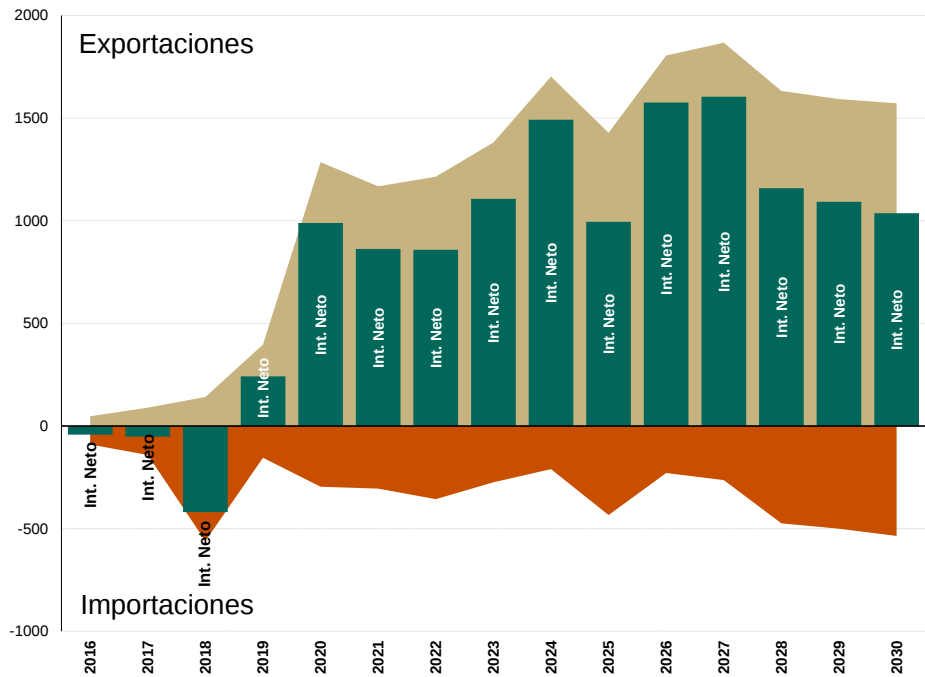
Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad B
Inversión	3016.04	2866.07
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3456.69
Ambiental	713.50	738.02
Total	7183.92	7060.79
Diferencia:		1.71%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Debido a que para los primeros años de estudio Panamá presenta status de importador, los intercambios no presentan cambios considerables en comparación con el caso de Referencia. (Ver Gráfico 6. 17).



Gráfico 6. 17: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B.

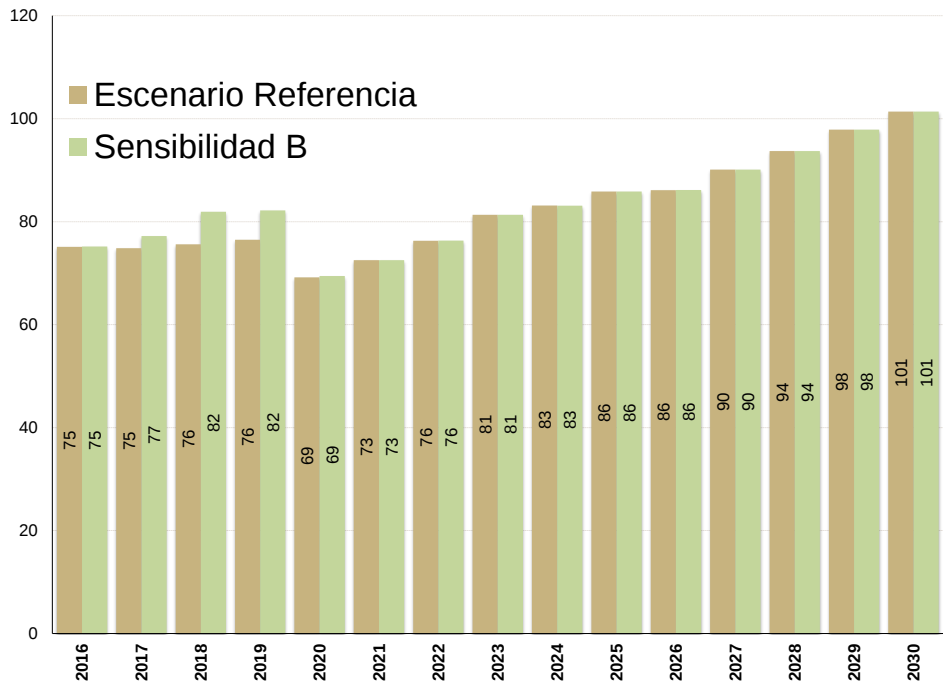


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Como se puede apreciar en el Gráfico 6. 18, el CMS se ve claramente afectado del segundo al cuarto año de estudio, debido a la alta dependencia que se tiene de los nuevos proyectos de generación, considerados con la entrada de proyectos térmicos en el año 2020, el sistema mostraría la robustez necesaria para estabilizar el sistema.



Gráfico 6. 18: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B

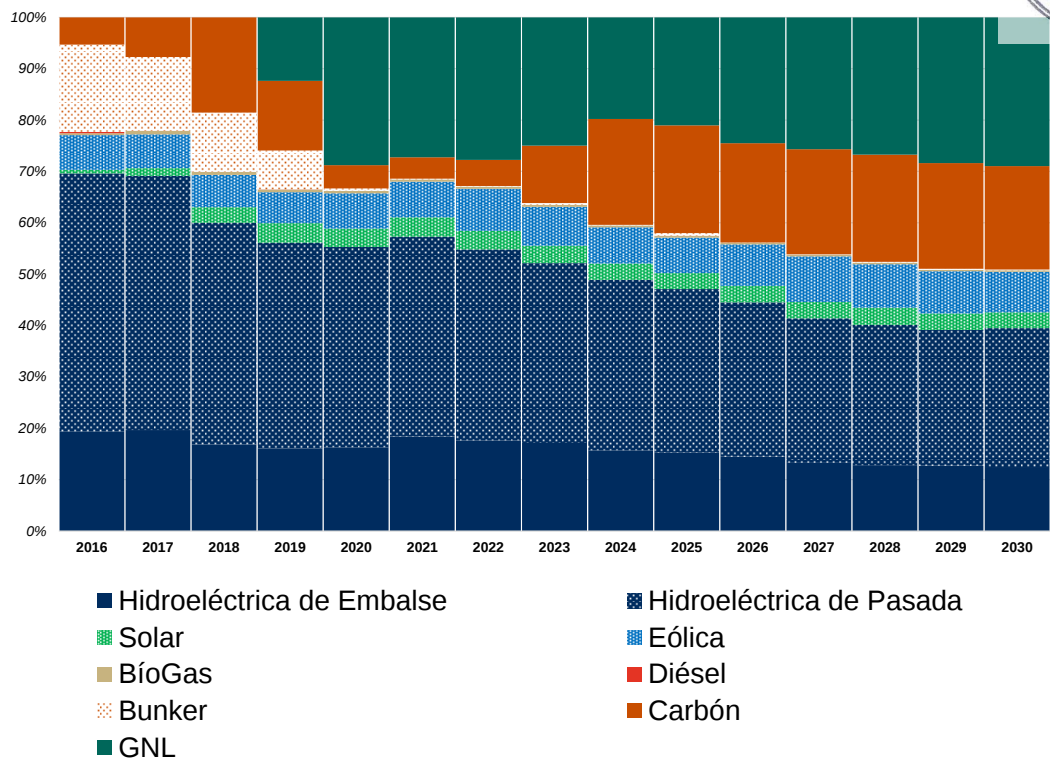


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 19 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. La generación con bunker cubriría la demanda en caso de presentarse los atrasos considerados para este escenario.

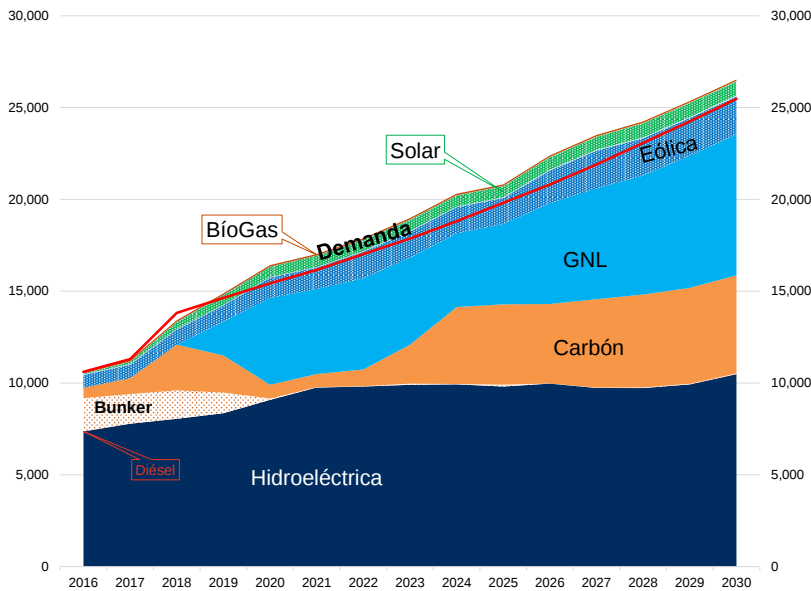


Gráfico 6. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Sensibilidad C

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la

especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

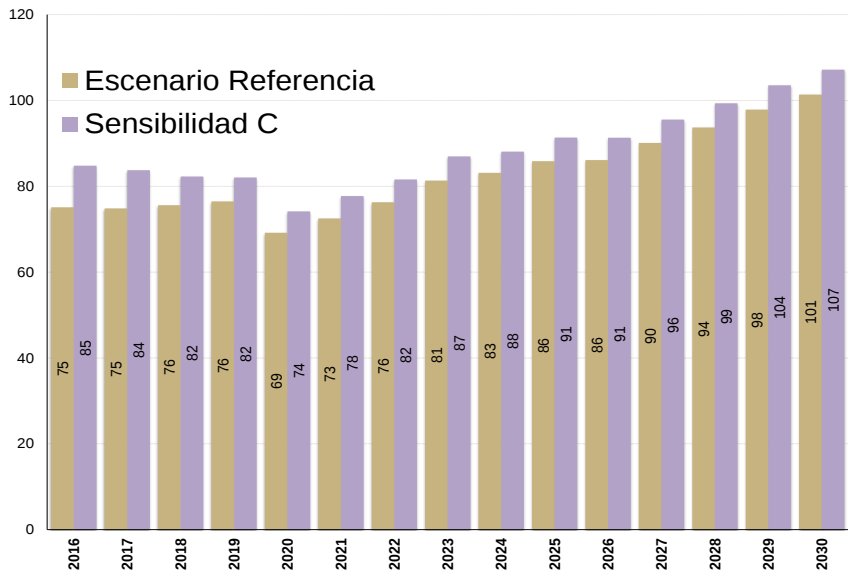
Tabla 6. 11: Costos de Sensibilidad C

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad C
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3762.05
Ambiental	713.50	731.81
Total	7183.92	7509.90
Diferencia:		-4.54%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 21 refleja un aumento del CMS durante todo el periodo de estudio. La variación en promedio de los costos marginales, de presentarse un escenario de precios altos de combustibles, es de un 7% con respecto al Escenario de Referencia.

Gráfico 6. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



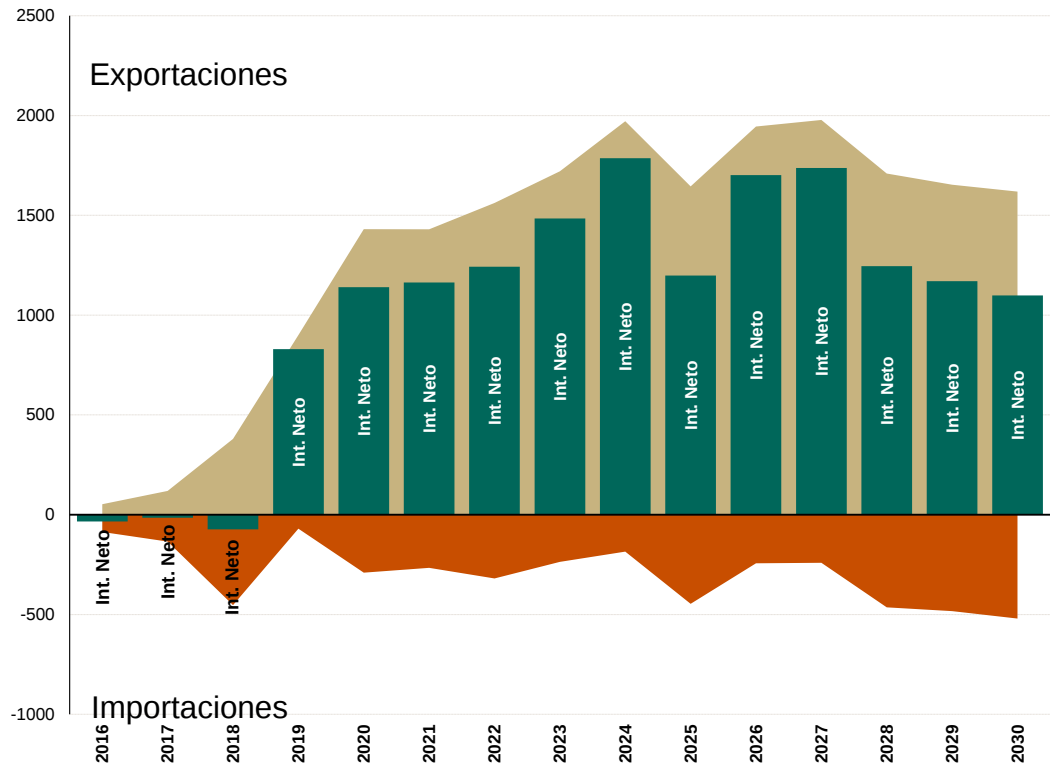
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



El aumento en el CMS, provoca en la exportación de energía una pequeña disminución, comportamiento esperado al darse un aumento en el precio de los combustibles (ver gráfico 6.22).

Gráfico 6. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C.

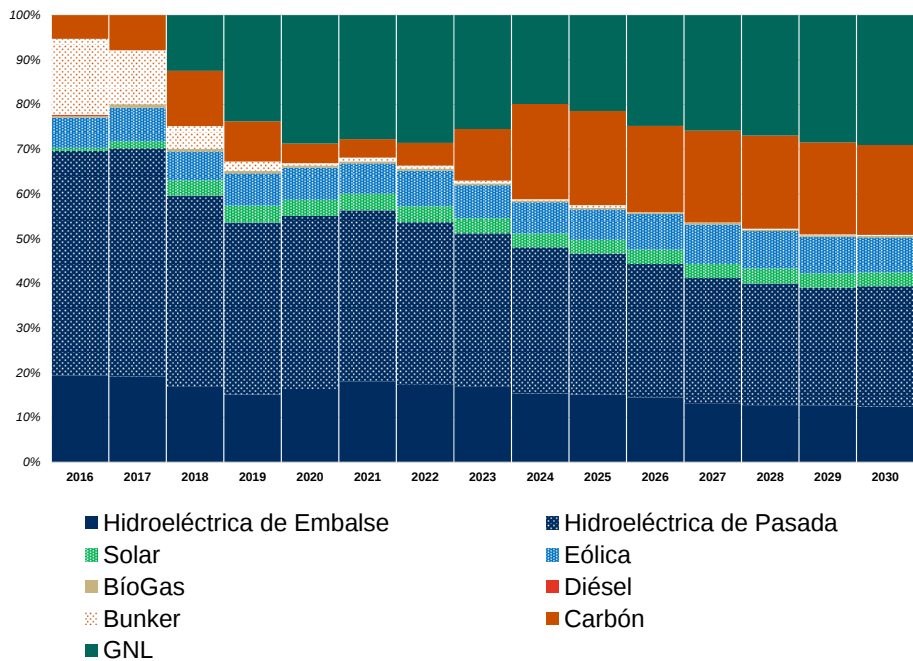


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 6. 23. Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las usinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

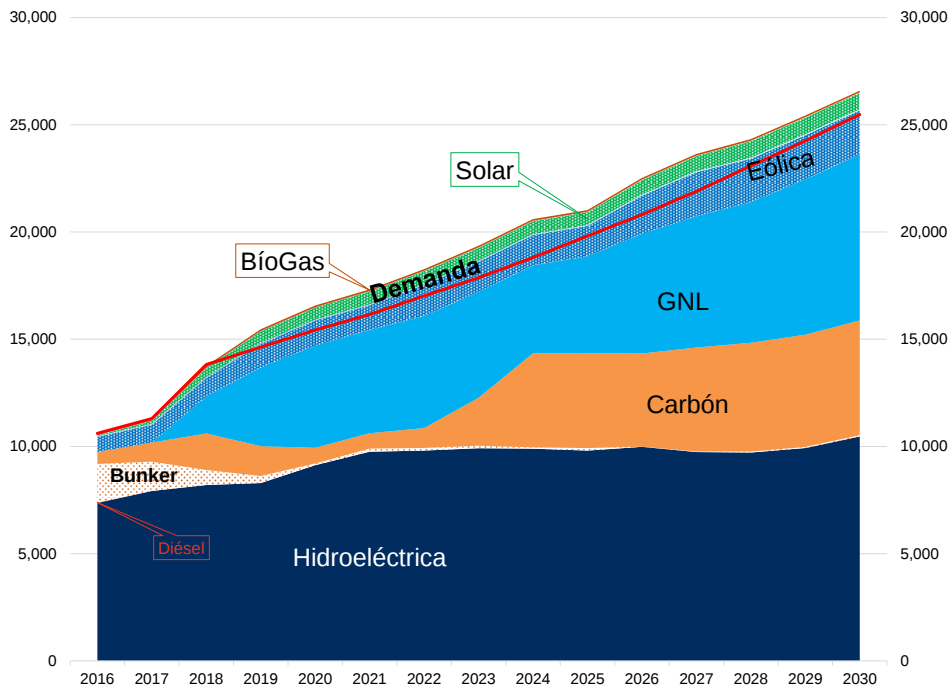


Gráfico 6. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Sensibilidad D

Dada la importancia que tienen los proyectos de interconexión para la región, esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto de la posibilidad de contar con la interconexión SIEPAC con su segunda etapa, y el comportamiento del Sistema de

Panamá con respecto del sistema de generación de Centroamérica en caso de contar con este proyecto de interconexión en el año 2022.

Tabla 6. 12: Costos de Sensibilidad D

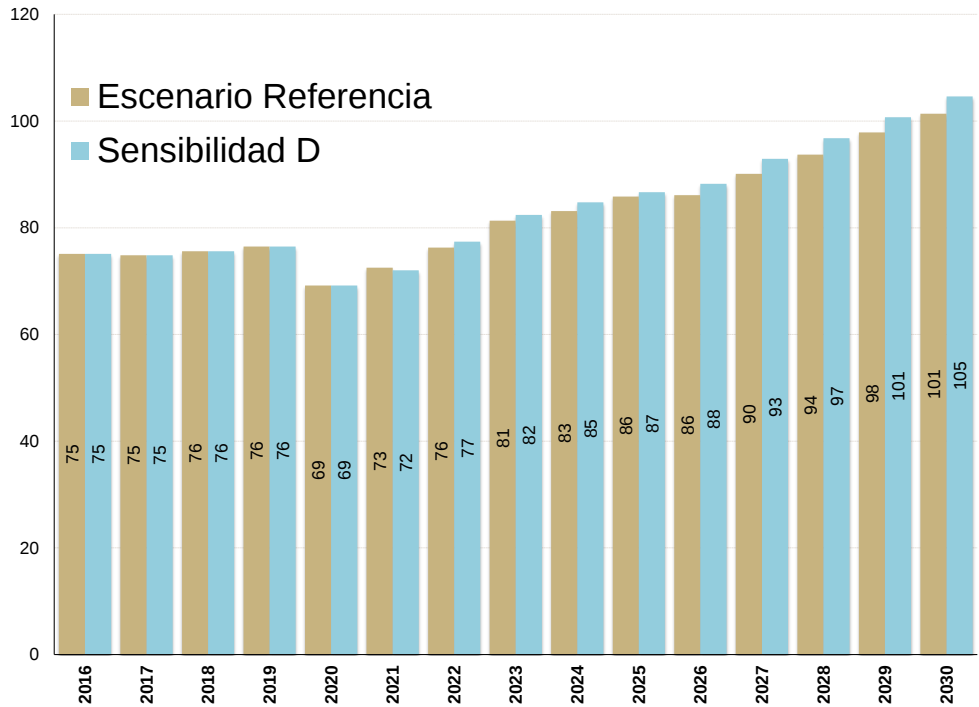
Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad D
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3666.07
Ambiental	713.50	743.91
Total	7183.92	7426.02
Diferencia:		-3.37%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 25 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad D, se esperaría que se diera un aumento en la fecha donde entra este proyecto de interconexión. Al aumentar la exportación se observa un pequeño aumento en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan.



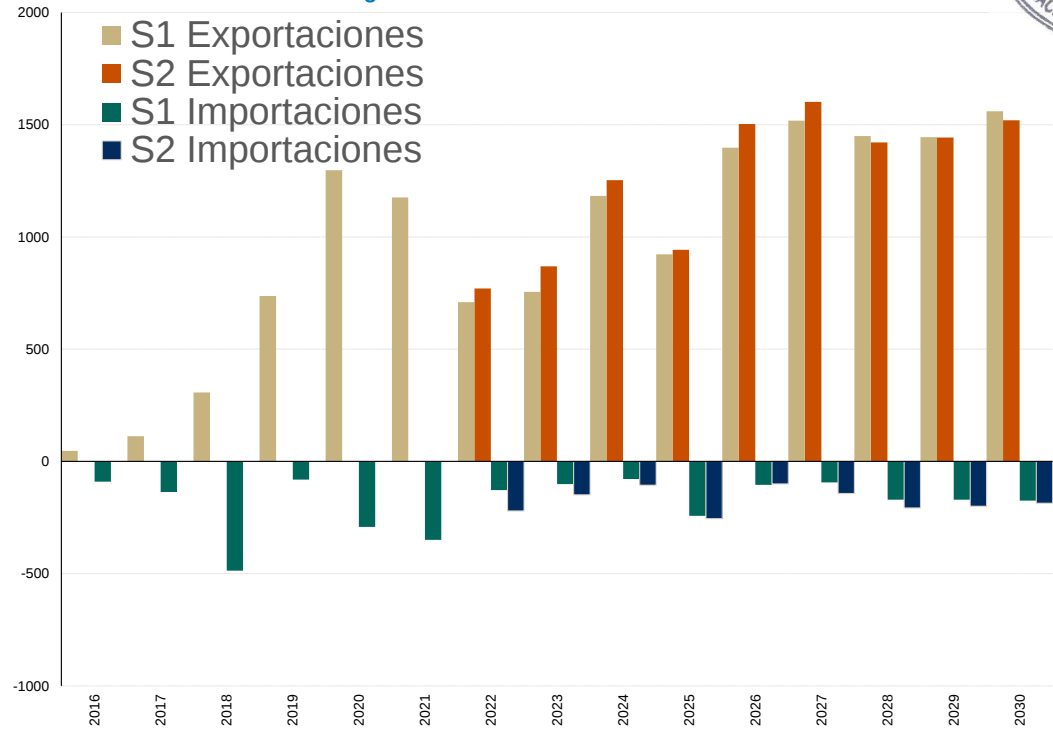
Gráfico 6. 25: Costo Marginal de Panamá de la sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Gráfico 6. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D.



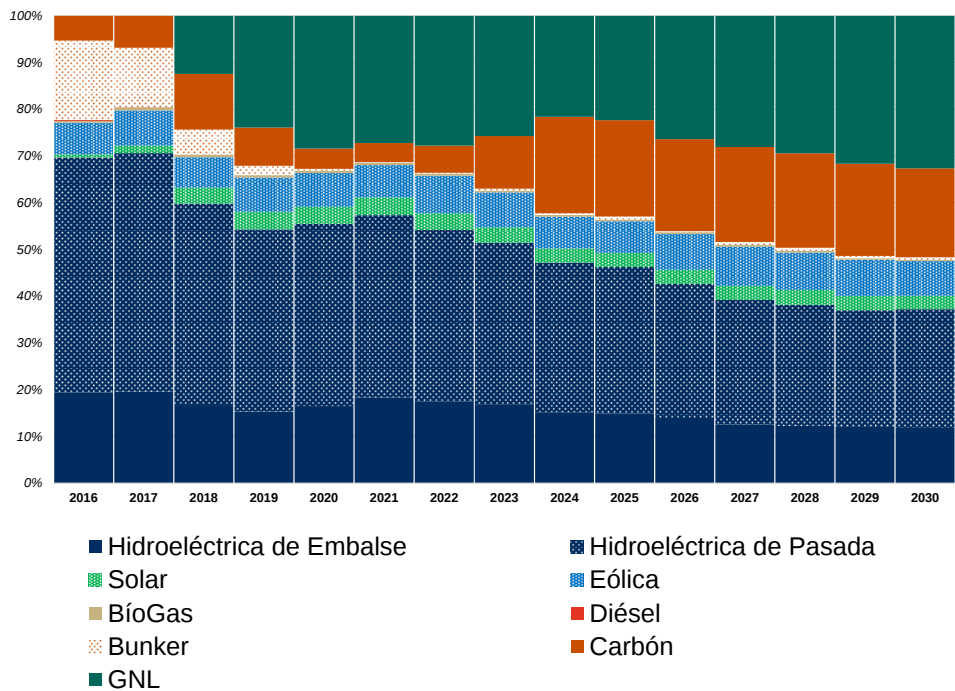
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Los intercambios muestran un aumento en el periodo del 2022 al 2030 de prácticamente el doble de las transacciones. Este comportamiento se muestra en el Gráfico 6. 26.

En el Gráfico 6. 27 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

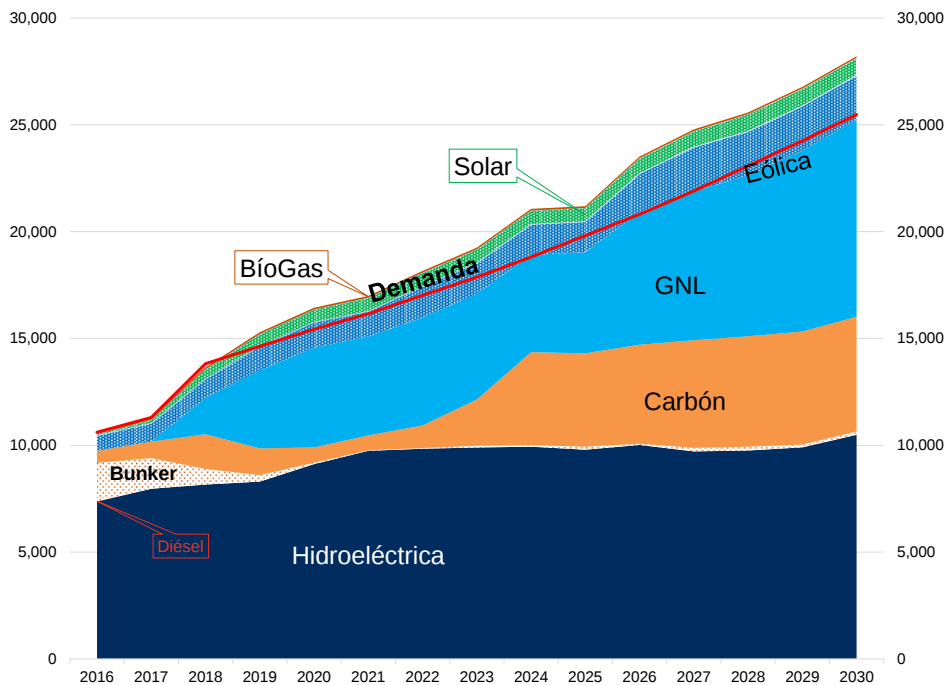


Gráfico 6. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Sensibilidad E

Este escenario analiza el atraso de dos años, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto de los proyectos mayores de 150 MW en el periodo 2018 al 2022.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de

los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida de estos proyectos de grandes dimensiones para el Sistema de Panamá.

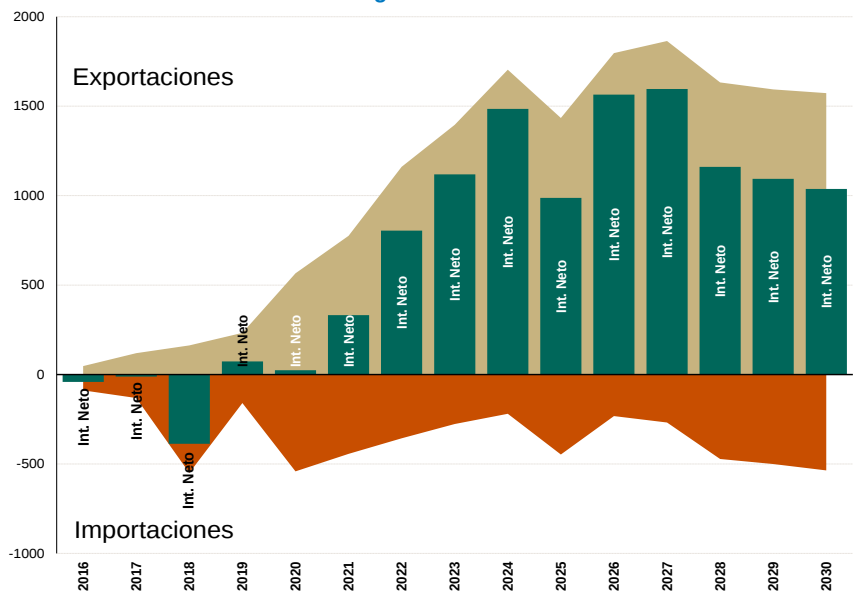
Tabla 6. 13: Costos de Sensibilidad E

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad E
Inversión	3016.04	2705.78
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3398.12
Ambiental	713.50	763.78
Total	7183.92	6867.67
Diferencia:		4.40%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

La exportaciones se reducen considerablemente entre el año 2018 y 2021, periodo donde entran los proyectos afectados por esta sensibilidad. (Ver Gráfico 6. 29).

Gráfico 6. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E



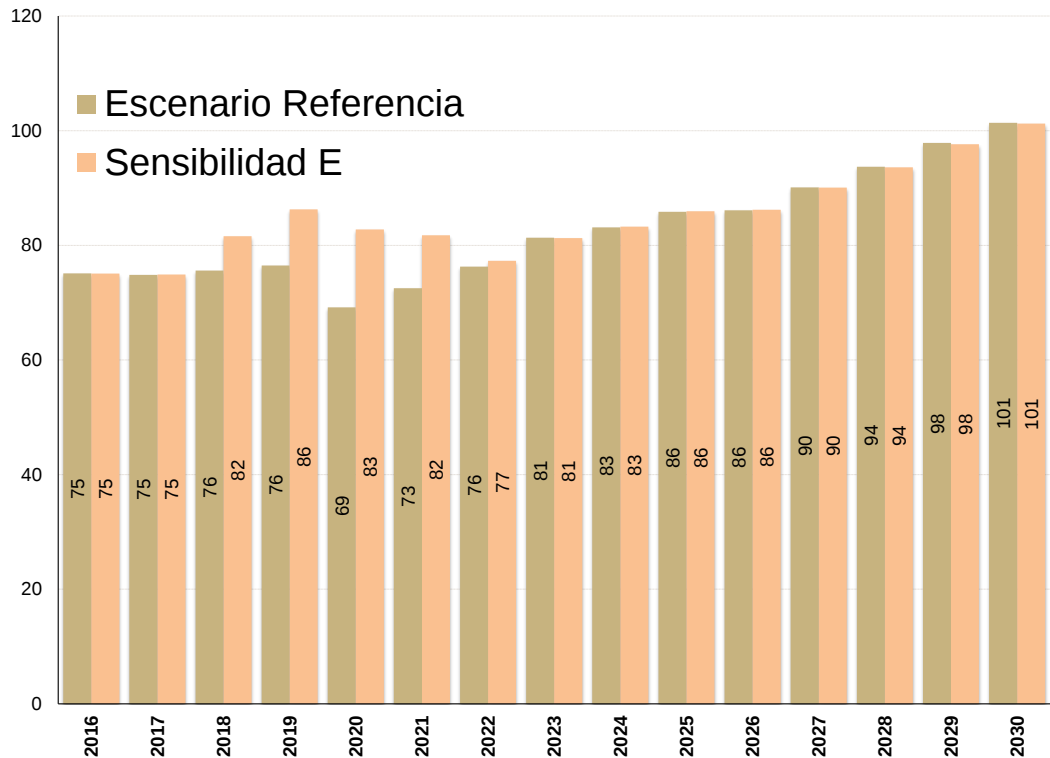
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Como se puede apreciar en el Gráfico 6. 30, el CMS se ve claramente afectado del año 2018 al año 2021, debido a la alta dependencia que se tiene de los nuevos proyectos de generación, posterior al año 2022 el sistema mostraría la robustez necesaria para estabilizar el sistema.

Gráfico 6. 30: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E

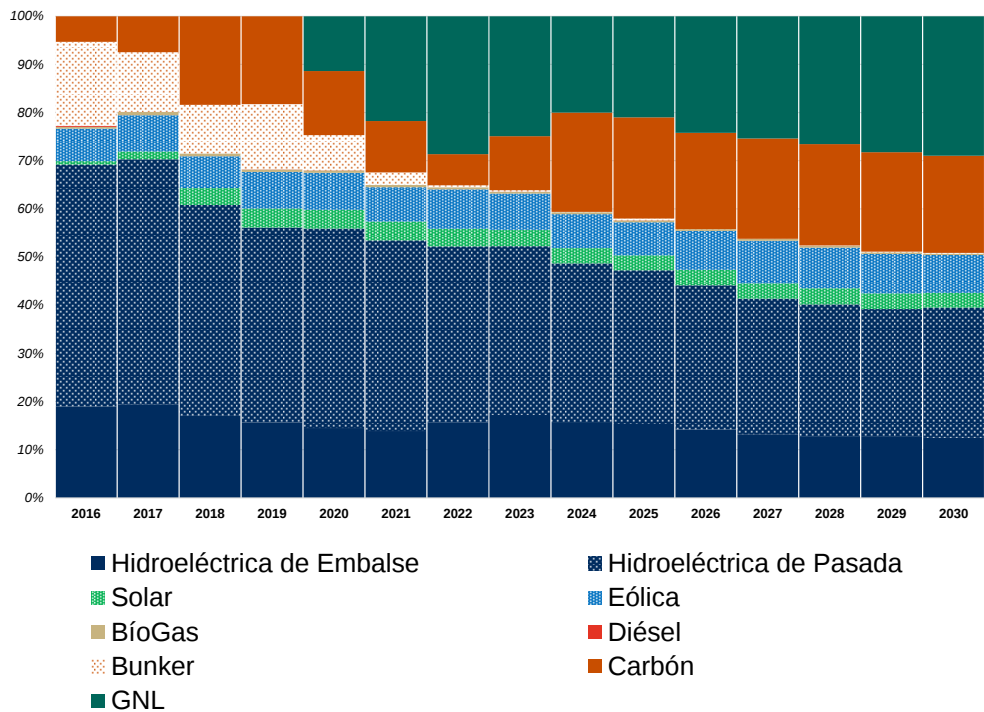


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 31 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. La generación con bunker cubriría la demanda en caso de presentarse los atrasos considerados para este escenario.

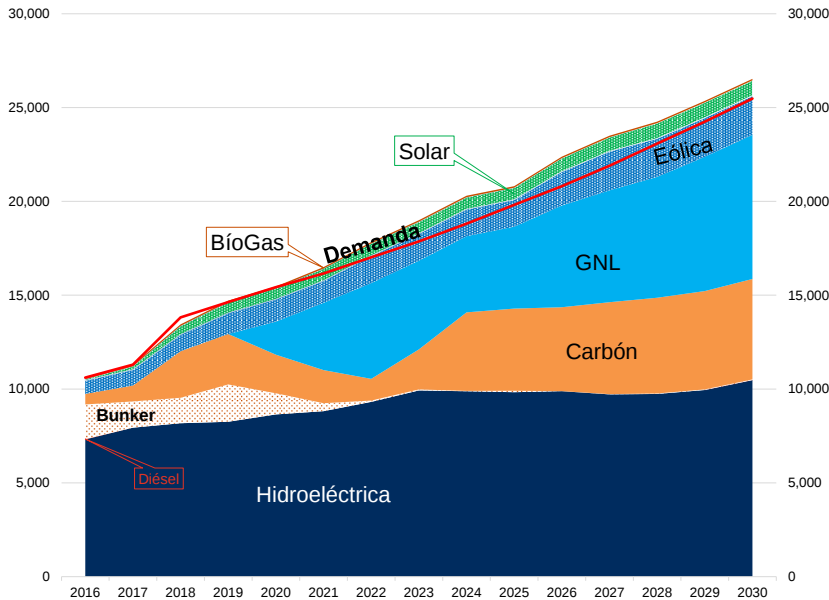


Gráfico 6. 31: Participación de Generación de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 32: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Resumen

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En las Tabla 6. 14 y Tabla 6. 15 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En la Tabla 6. 16 se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y costo ambiental (Emisiones de CO2) de los tres escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

Analizando el costo de inversión se observa que el Escenario Renovable mantienen un grado de inversión mayor al Escenario Referencia dado que dicho caso contempla la entrada de todas las tecnologías estudiadas, mientras que por tratarse de un escenario donde se explota gran cantidad del potencial renovable con que cuenta el país, de igual forma el Escenario Alternativo presenta los costos más altos respecto a los otros escenarios.

En resumen, podemos mencionar, que con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, presenta en general un panorama halagüeño para la implementación efectiva de la mayoría de los generadores, en especial del

potencial termoeléctrico a base de gas natural, considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde se observan interesantes factores de planta.

La incorporación al sistema de la oferta térmica con base en el carbón importado, con el fin de cubrir la necesidad de potencia, a partir del año 2024, está prácticamente garantizado y viable dentro del plan de generación.

La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos, a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con un una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con las recientes acuerdos de la 2015 “United Nations Climate Change Conference”, COP 21.



Tabla 6. 14: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bajo de Totumas	5.00	6	6	6												
Los Planetas 2	8.62	6	6	6												
Dón Felix	10.00	6	6	6												
Solar Fotovoltaica 01	10.00	6	6	6												
Cerro Patacón	10.00	7	7	7												
Solar Fotovoltaica 02	10.00	6	6	6												
San Andres	10.00	6	6	6												
Solar Fotovoltaica 03	10.00	6	6	6												
Farallon Solar	8.00	12	12	12												
BLM 8	(31.50)	12	12	12												
J. Brown G5	(32.00)	12	12	22												
J. Brown G6	(32.00)	12	12	22												
Cerro Azul MT XQC1600	39.21				1	1	1									
Cerro Azul MT PM1980	44.44				1	1	1									
Eneraya El Sánchez	44.33				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 04	10.00				2	2	2									
Edico 1	50.50				3	3	3									
Edico 2	15.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 07	10.00				3	3	3									
Pardo	33.30				7	7	7									
Barro Blanco	25.50				7	7	7									
Barro Blanco Minicentral	1.89				7	7	7									
Solar Fotovoltaica 08	10.00				7	7	7									
Solar Fotovoltaica 09	20.00				7	7	7									
Solar Fotovoltaica 10	5.00				9	9	9									
Punta Flaco	**297.5				9	9	9									
La Cuchilla	8.20				10	10	10									
Chespa	8.80															
Solar Fotovoltaica 11	20.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 12	3.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 13	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 14	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 15	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 16	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 17	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 18	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 19	10.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 20	10.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 21	10.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 22	10.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 23	10.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 24	10.00				3	3	3									
Costa Norte 1	361.00				5	5	5									
Bahia las Minas (New CC GNL)	168.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 25	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 26	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 27	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 28	5.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 29	10.00				3	3	3									
Edico 3	100.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 30	20.00				6	6	6									
El Sindo	10.00				12	12	12									
Tizangal	4.50															
Burica	65.30				1	1	1									
La Huaca	11.62				1	1	1									
Colorado	6.74				1	1	1									
La Herradura	5.20				1	1	1									
Bariles	1.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 43	108.00				2	2	2									
LP0215 (Gas de Mariano)	413.00				2	2	2									
El Recodo	10.00				5	5	5									
Bocas del Toro (Changuinola I)	214.76				7	7	7									
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70				7	7	7									
San Bartolo	19.44				7	7	7									
San Bartolo Minicentral	0.99				7	7	7									
Rio Piedra	9.00				7	7	7									
Solar Fotovoltaica 34	20.00				7	7	7									
Cajita Blanca	7.80				7	7	7									
Escenario Referencia	MW x año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Escenario Renovable	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	735.12	49.43	75	6.45	356	9	869	146.61	120	259	259
Escenario Alternativo	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	913.32	49.43	7.8	596.45	425	469	159	272.61	120	259	260
■ Excedente de Misera Panamá ■ Retiro de Unidades																

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NP



Tabla 6. 15: Comparación de Planes de Demanda Media (Continuación)

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solar Fotovoltaica 32	20.00						1					1				
Solar Fotovoltaica 33	20.00						1					1				
Solar Fotovoltaica 35	20.00						1					1				
Edico 4	75.00						1	1			1					
Cotito	5.00						1	1								
Solar Fotovoltaica 41	20.00						1					1				
Solar Fotovoltaica 42	10.00						1					1				
Edico 7	100.00						1					1				
CC GNL	400.00						1									
Estrella del Mar (Barcaza)	(71.96)						1	1								
Jirru Power	(57.80)						1	1								
Santa Ines	(55.00)						1	1								
Estrella del Norte I	(9.80)						1	1								
Estrella del Norte II	(27.50)						1	1								
Cerro Azul MT XQC1600	(39.21)						1	1								
Cerro Azul MT PM1360	(5.44)						1	1								
Energyst El Sánchez	(44.33)						1	1								
Ojo de Agua	8.45						1	1								
Santa Maria 82	28.35						1	1								
Edico 10	120.00						1									
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00						1									
Solar Fotovoltaica 36	10.00						1					1	1			
Solar Fotovoltaica 37	20.00						1					1	1			
Solar Fotovoltaica 39	20.00						1					1	1			
Edico 5	50.00						1					1	1			
Edico 6	100.00						1					1	1			
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00						1							1		
Solar Fotovoltaica 44	50.00						1									
Solar Fotovoltaica 45	40.00						1									
Edico 11	130.00						1									
San Andrés II	7.61												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 31	5.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 40	10.00												1	1	1	
Edico 9	123.00												1	1	1	
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 46	20.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 47	20.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 48	20.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 49	10.00												1	1	1	
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 38	20.00												1	1	1	
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 50	10.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 51	10.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 52	10.00												1	1	1	
Edico 8	20.00												1	1	1	
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 53	30.00												1	1	1	
Solar Fotovoltaica 54	10.00												1	1	1	
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00												1	1	1	
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	350.00									1	1					
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00														1	1
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00														1	1
Escenario Referencia	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	735.12	49.43	75	6.45	350	0	600	145.61	120	250	250
Escenario Renovable	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	841.32	117.23	210	406.45	148.35	250	670	365.61	320	140	250
Escenario Alternativo	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	913.32	49.43	7.8	596.45	425	460	150	272.61	120	250	200
** Excedente de Minera Panamá																
■ Retiro de Unidades																

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NP



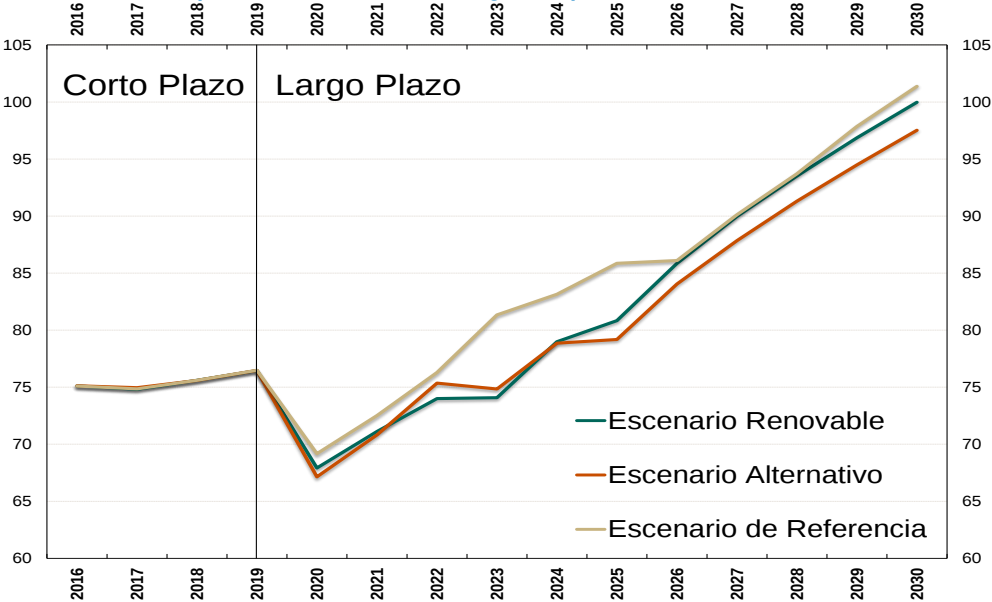
Tabla 6. 16: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable	Escenario Alternativo
Inversión	3016.04	3295.84	3463.65
Déficit	0.00	0.00	0.00
Operación	3454.37	3214.87	3263.25
Ambiental	713.50	616.01	665.09
Total	7183.92	7126.72	7392.00
	Diferencia:	0.80%	-2.90%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

A pesar de que analizando los costos se puede apreciar que los Escenarios Renovable y Alternativo, presentan una disminución con respecto al Caso de Referencia en el CMS, no obstante el Escenario Renovable requiere una cierta cantidad de plantas de reserva, por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales. De igual forma, el Escenario Alternativo tiene implicaciones ambientales que se escapan de este estudio.

Gráfico 6. 33: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 33 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre uno y otro. El comportamiento del costo marginal del Escenario Alternativo es diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta costos variables térmicos muy bajos en comparación con los otros dos escenarios.



En la Tabla 6. 17 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de mayor costo es la Sensibilidad C, donde se estudia el comportamiento del sistema si se presenta un aumento en los precios del combustible. Esto provocaría que los costos operativos aumenten 307 MM\$, con respecto al Escenario de Referencia.

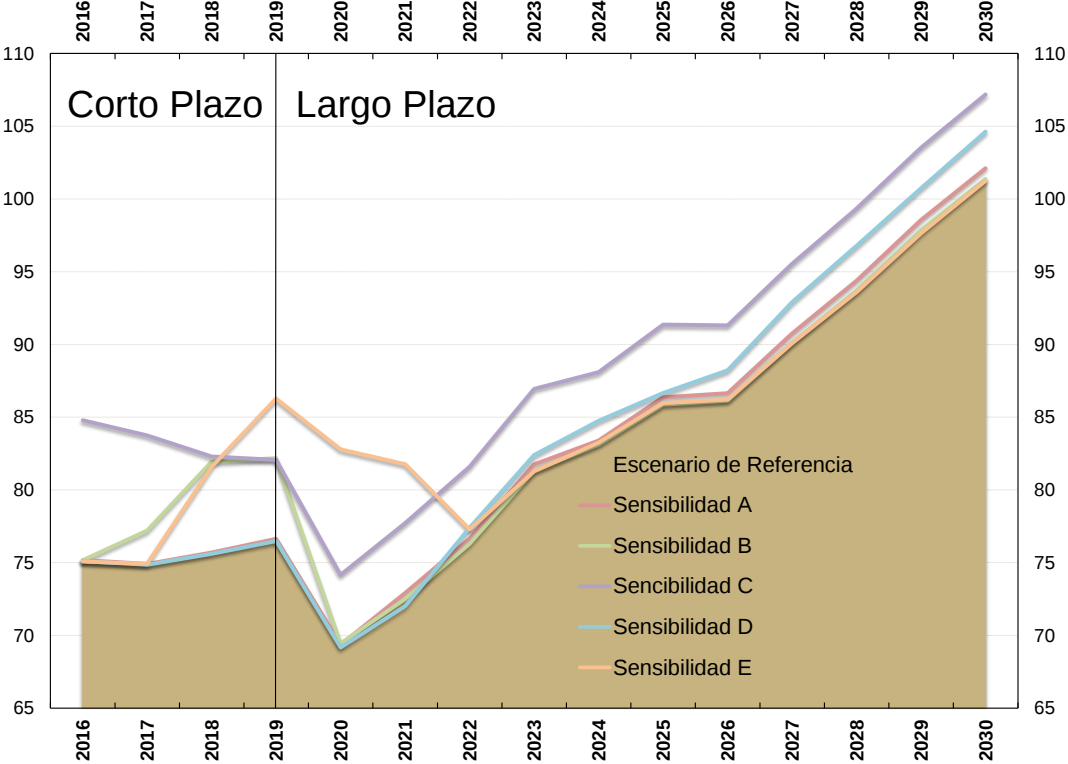
Tabla 6. 17: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E
Inversión	3016.04	3016.04	2866.07	3016.04	3016.04	2705.78
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	3454.37	3512.43	3456.69	3762.05	3666.07	3398.12
Ambiental	713.50	724.09	738.02	731.81	743.91	763.78
Total	7183.92	7252.55	7060.79	7509.90	7426.02	6867.67
Diferencia:		-0.96%	1.71%	-4.54%	-3.37%	4.40%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 34 muestra el resultado de lo CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus en Escenario de Referencia, donde se aprecia que para todas las sensibilidades analizadas los costos operativos aumentan y la alta dependencia que se presenta de las importaciones.

Gráfico 6. 34: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials "NH" followed by a stylized flourish.



Capítulo 7

Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP)

En esta sección, se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 400 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2021, con el objeto de observar el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

Objetivo

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región. Para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como los de la Región Andina vienen realizando importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de

electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Región Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.



Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios mencionados anteriormente animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. ICP entonces, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo

(BID), durante los últimos años ha venido desarrollando diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de diferentes consultorías sobre temas relevantes como la ingeniería básica, diagnóstico ambiental de alternativas, viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la Subestación Panamá II (provincia de Panamá) hasta la Subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

NA



Figura 7. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: ICP

En la Figura 7. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la Subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se hace la transición para continuar a través de un cable

submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la Subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.



Estado Actual y Estudios por Ejecutar

- *Estudios previos de ingeniería, diseño, y Estudio de Impacto Ambiental y Social*

La prioridad actual del proyecto es definir un corredor ambiental, el cual deberá ser aprobado por las autoridades ambientales de Panamá y Colombia, lo cual requiere la ejecución de estudios básicos técnicos y ambientales que deben ser autorizados y avalados por las comunidades ubicadas a lo largo del corredor.

Cronograma Esperado

Se espera tener un corredor completamente aprobado en julio de 2015. Lo anterior permitirá adelantar el EIAS, la inspección marina, y el diseño de campo. Una vez finalizado el EIAS, este es presentado a las autoridades ambientales de los países para su estudio y aprobación (licencia ambiental), la cual se espera tener a finales de 2017. Con la licencia ambiental se puede proceder a construir, esperando tener la interconexión en operación en el segundo semestre de 2020.

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.



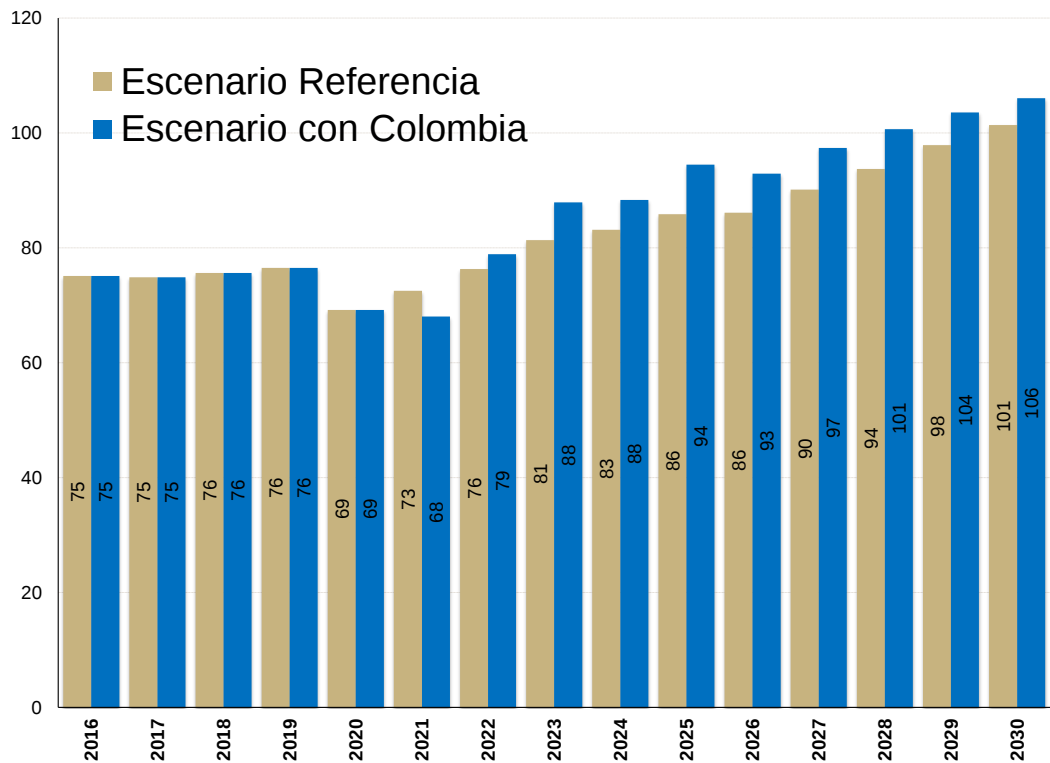
Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2021 como su fecha de entrada en operación.

Como se muestra en el Gráfico 7. 1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce un aumento en el CMS a lo largo del periodo de estudio, producto de la expansión agresiva

que se plantea en el sistema de Panamá, ofreciendo costos competitivos a los del Sistema Centroamericano y Andino.

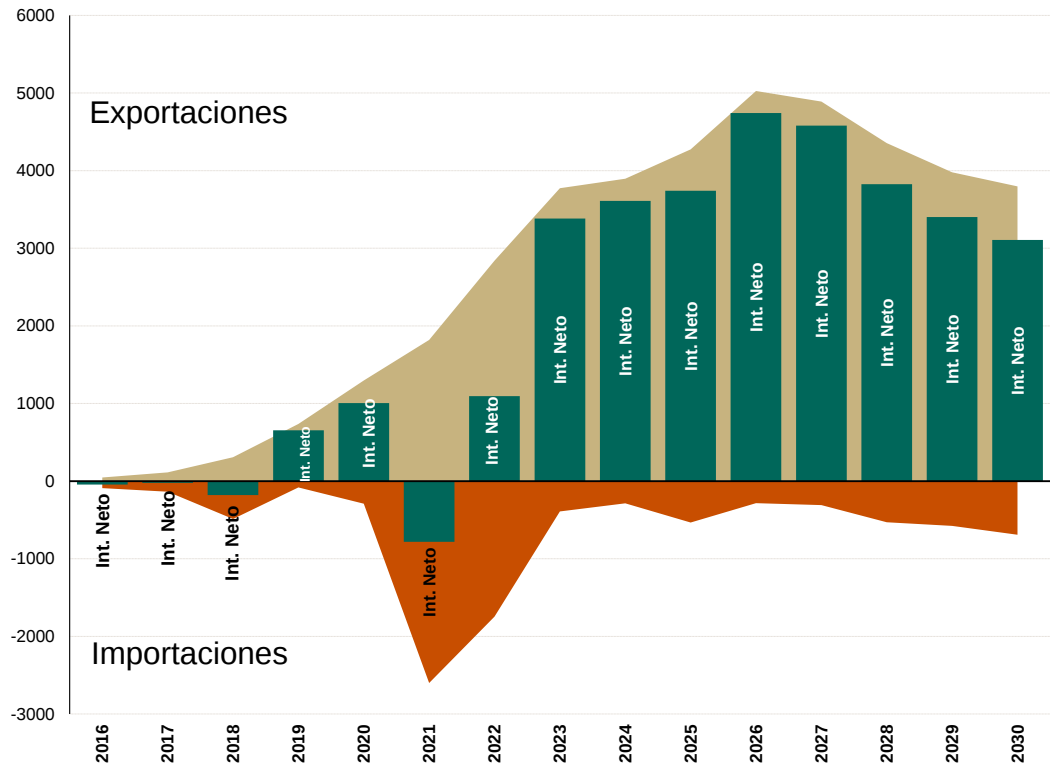
Gráfico 7. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Gráfico 7. 2: Intercambios del Escenario con Colombia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

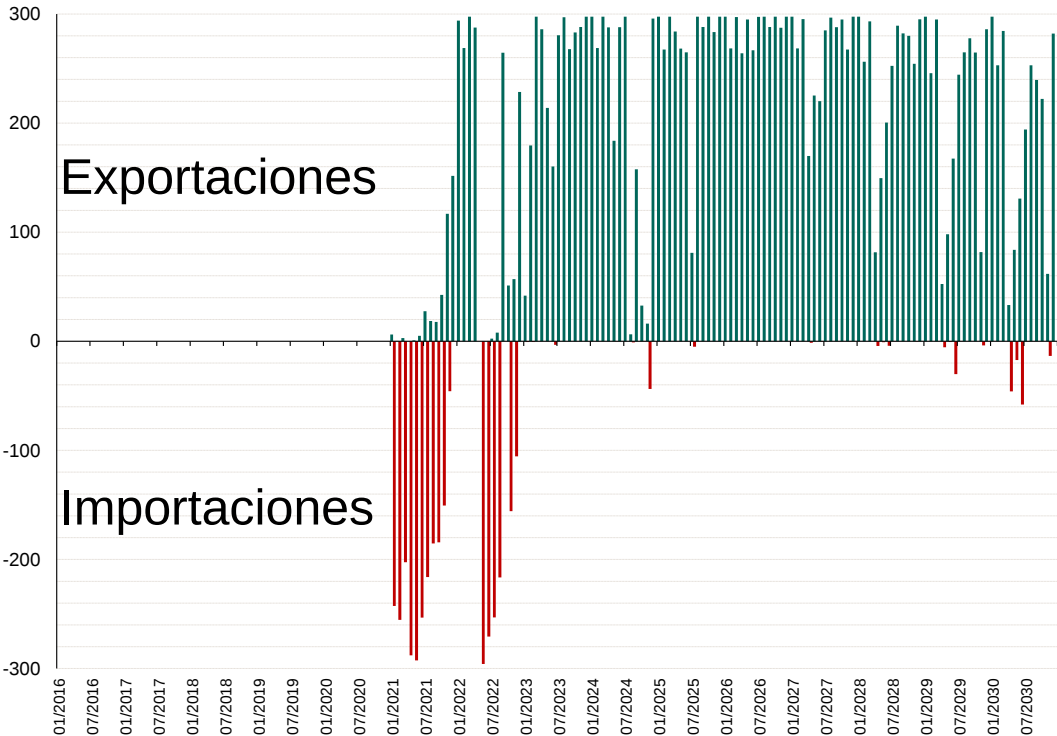
Panamá tendría un estatus de exportador de energía como se muestra en el Gráfico 7. 2. La entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables, además de disminuir el CMS tiende a aumentar los intercambios, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países de Centroamérica y Colombia, lo cual consolida a Panamá como un país exportador de energía.

El Gráfico 7. 3 ilustra la estacionalidad de estas

transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos, tal como se puede observar en los primeros años en los que entra la interconexión.



Gráfico 7. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials "NH" followed by a stylized flourish.



Capítulo 8

Conclusiones

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento esperado de las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en marzo de 2016.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, o sea nuevas fuentes renovables y no convencionales que permitan disminuciones en el CMS.

Basados en los análisis y proyecciones del modelo, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

Panamá se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión de fuentes renovables y de termoeléctricas de bajos costos operativos. Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de

expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos. Además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes en el horizonte del estudio.

La entrada de las plantas renovables no convencionales de tipo fotovoltaico y eólicas, producen un efecto importante en los costos marginal de operación dentro del Plan. Sin embargo, se debe considerar que por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe ser con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos. Conceptos, no totalmente contemplados en las herramientas informáticas utilizadas, en la simulación de este análisis económico de mínimo costo.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos



en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud.

Adicionalmente se estudia un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad; y la sensibilidad ante un imprevisto incremento sistemático de la demanda, durante todo el período de análisis. La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, ante el incremento del nivel de precios de los combustibles, solo mejoraría si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de “Cláusula de Combustible”.

Se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2018. Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2022, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio. Los análisis indican que con la entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables, además de disminuir el CMS, se alcanzarían niveles importantes de transacciones regionales, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países de Centroamérica.

Los análisis realizados ante una demanda alta de energía, no

muestran diferencias apreciables el costo marginal.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2021. Esto se observa que en el futuro contribuye a la diversificación de la matriz energética, aumentando la confiabilidad del sistema, y brinda una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación. Reafirmando el resultado de los escenarios anteriores donde Panamá, se perfila como un exportador neto, con la entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables.

**ETESA****Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 1

Salidas del Escenario Referencia:

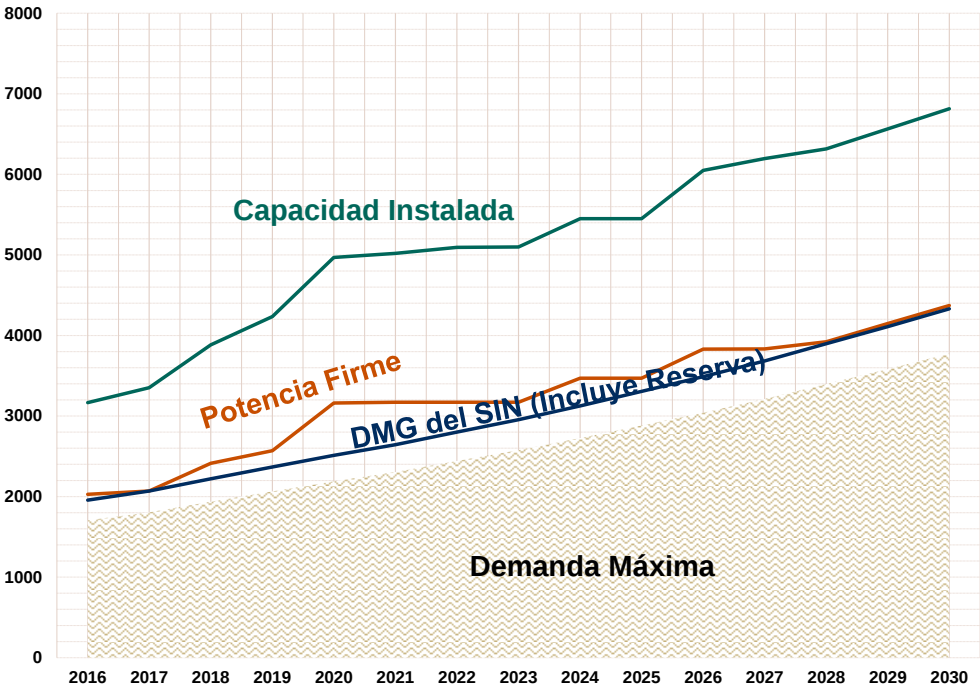
Escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Gráfico N° A1.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Referencia



NP



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia

Agente Generador	Nombre	Capacidad Firme	Potencia Instalada	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	209.70	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29	192.29
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.12	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06	9.06
AES Panamá, S.A.	Buena	280.00	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12	180.12
AES Panamá, S.A.	Eirí	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
AES Panamá, S.A.	La Esfala	17.20	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.80	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
Altamira, S.A.	Loma	39.60	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36	30.36
Altamira, S.A.	Prudencia	58.66	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Barris, S.A.	Guinea	26.36	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80	22.80
Caldera Energy Corp.	Morale	16.75	18.7	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32
Electrogeneración del Istmo, S.A.	Morale II	7.70	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	49.95	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Ruapet I	5.12	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	390.00	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21	290.21
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (EESPAN)	Alambreros	30.00	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (EESPAN)	Calam	3.12	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (EESPAN)	La Yaguala	7.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (EESPAN)	Macizo Monte	2.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Ato Vahé, S.A.	Croacia	15.00	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Generadora Pedernales, S.A.	Pedernales I	25.00	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Generadora Río Chirí, S.A.	Pedernales II	12.62	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boscares, S.A.	Macizo	4.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Hidro Piedra, S.A.	RP-460	13.14	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	Macizo	8.95	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroeléctrica, S.A.	B El Frial	5.34	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Hidroeléctrica, S.A.	B El Frial	67.28	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Idel Panamá, S.A.	Baños	86.20	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Idel Panamá, S.A.	Bajo de Mina	56.00	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Intima Hydrocare Corp.	Concepción	10.00	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48	2.48
Las Petas Nere, S.A.	Las Petas Norte	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Petas Sur, S.A.	Las Petas Sur	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	5.46	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30	4.30
Salto de Fierro S.A.	Las Petas I	4.76	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
Hidroeléctrica del Tietze, S.A.	Boyce	31.20	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fortuna Intermeda Corp.	La Petra G4 (Bajo Fierro)	2.10	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35
Fortuna Intermeda Corp.	La Petra (Bajo Fierro)	27.00	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fortuna Intermeda Corp.	Saltapiedra (Bajo Fierro)	27.00	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Buena 2	5.46	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
Corporación de Energía del Istmo Ltd	Las Cruces	19.44	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd	Las Cruces	0.96																
Total Hidroeléctrica				1674.27	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86	1079.86
Altamira, S.A.	Calma	67.20	65.78	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70	65.70
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 2)	40.00	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 3)	40.00	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90	29.90
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 4)	40.00	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97	24.97
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbon	38.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	33.50	32.92	32.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J Brown GS	32.00	25.52	25.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J Brown GS	32.00	20.68	20.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo COBOL G1	50.00	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11	47.11
Generadora del Atlántico S.A.	Termo COBOL G2	50.00	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71	41.71
Generadora del Atlántico S.A.	Termo COBOL G3	50.00	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47	44.47
Gen An Generators Ltd	Picarra	96.00	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39	66.39
Podolay Power Company	Picarra	53.52	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17	53.17
Valley Rise Investment Corp.	B El Galil II	15.46	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57	12.57
Valley Rise Investment Corp.	B El Galil II	54.92	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G1	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G2	9.00	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35	9.35
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G5	14.00	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41	14.41
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G9	18.00	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04	17.04
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G10	38.38	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47
Autoridad del Canal de Panamá	Miflones G10	38.38	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47	38.47								



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidroeléctrica Bago del Totuma, S.A.		Bago de Totumas	5.00	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.		Los Planetas 2	8.00	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.		San Andrés	10.00	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment		Pando	33.30	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco	26.59	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco Minicentral	1.89																
HidroPiedra, S.A.		La Cuchilla	8.20	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Navitas Internacional, S.A.		Chuspa	8.80	2.30			2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.		El Sindofo	10.00	1.28			1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidroeléctrica Tiznagá S.A.		Tiznagá	4.30	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Bucica, S.A.		Bucica	65.30	22.31			22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.		La Huaca	11.62	0.17			0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Bantiles, S.A.		Colobrado	6.74	1.94			1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energía, S.A.		El Recodo	10.00	3.00			3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	180.89			180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95			12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo	19.44	5.64			5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo Minicentral	0.99																
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.		Río Piedra	9.00	2.70					2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70
Estrella del Sur, S.A.		Ojo de Agua	6.45	1.94							1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hidroeléctrica San Andrés, S.A.		San Andrés II	7.61	2.24												2.24	2.24	2.24	2.24
			482.51	286.22	8.31	45.32	48.62	52.45	273.71	282.05	282.05	283.99	283.99	283.99	283.99	286.22	286.22	286.22	286.22

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)		Nombre	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT XQC1600	39.21	0.90	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29	35.29
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT PM1300	5.44	1.00	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44
Consorcio ENERGYST Panama International		Energyst El Sánchez	44.33	1.00	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33	44.33
Minera Panamá, S.A.		Punta Rincón	297.50	0.85	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente
Gas Natural Atlántico de R.L.		Costa Norte I	381.00	0.90	342.900		342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900
Bahía Las Minas Corp.		Bahía las Minas (New CC GNL)	168.00	0.90	151.200			151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200
Martano Inc.		LP0215 (Gas de Martano)	413.00	0.90	371.700				371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700
		Carbónera (Fluidized bed combustion, FBC)	350.00	0.95	297.500									297.500	297.500	297.500	297.500	297.500	297.500
		CC GNL	400.00	0.90	360.000									360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00	0.90	90.000												90.000	90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00	0.90	90.000													90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00	0.90	135.000													135.000	135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150.00	0.90	135.000														135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00	0.90	45.000														45.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00	0.90	45.000														45.000
			2148.36	0.00	85.06	427.95	579.15	950.05	950.05	950.05	950.05	950.05	1248.36	1248.36	1608.36	1608.36	1698.36	1823.36	2148.36

NA



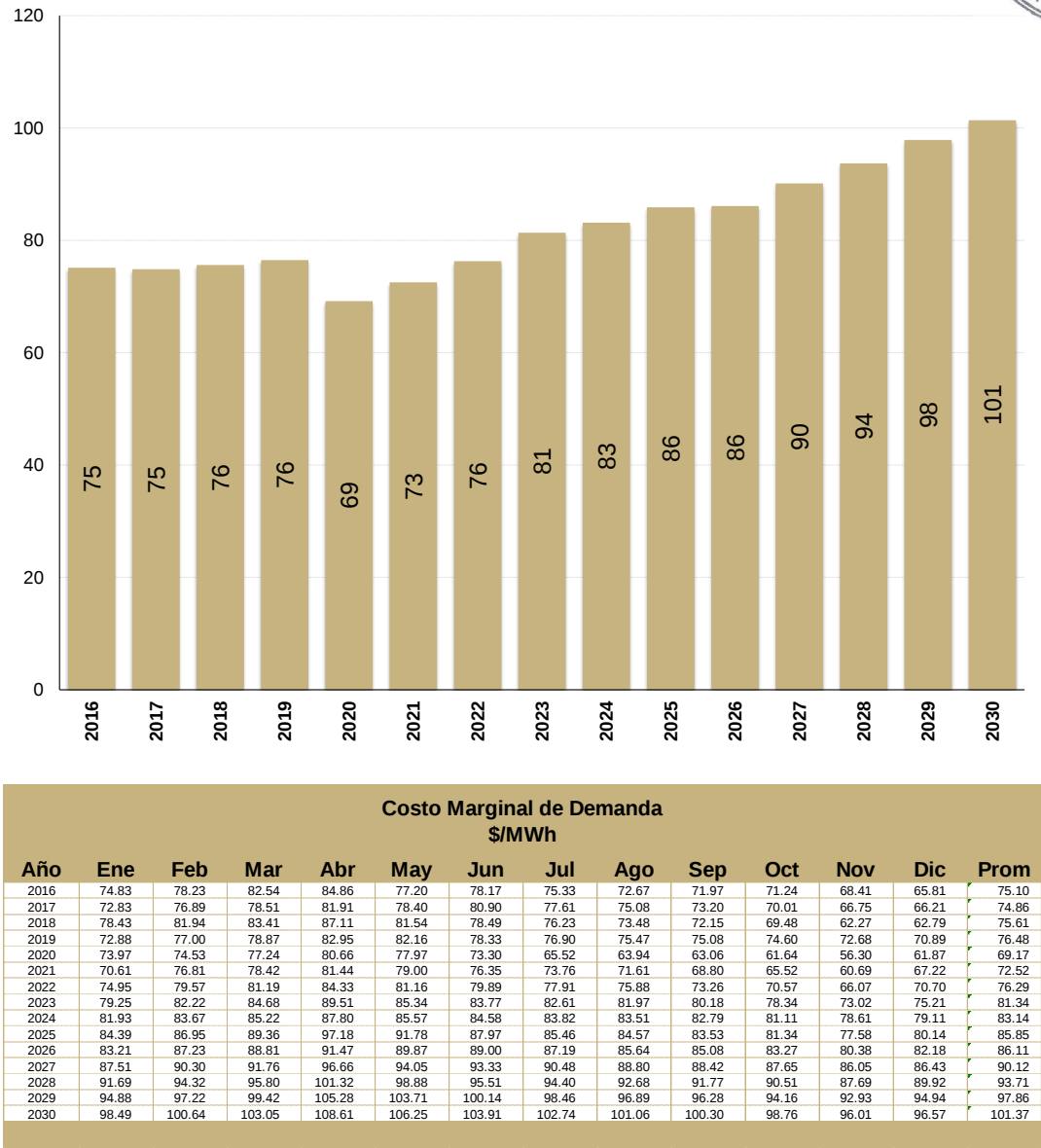
Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Solar Fotovoltaica 01	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 02	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 03	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 04	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 07	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 08	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 09	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 10	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 11	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 12	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 13	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 14	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 15	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 16	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 17	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 18	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 19	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 20	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 21	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 22	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 23	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 24	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 25	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 26	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 27	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 28	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 29	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 30	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 34	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 36	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 37	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 39	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 41	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 40	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 38	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			399.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos Edificios (Futuros) MW		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Edificio 1	52.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 2	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 3	102.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 4	75.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 5	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 6	180.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Edificio 9	123.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			937.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos Biomasa (Futuros) MW		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Urbala Panamá, S.A.	10.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
			10.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
Escenario de Referencia PEN2015-2030					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potencia Firme					2028.79	2068.74	2413.94	2568.97	3161.93	3170.27	3170.27	3172.21	3469.71	3469.71	3629.71	3621.94	3621.94	4146.94	4371.94
Demanda Máxima					1705.58	1803.60	1835.88	2065.39	2289.96	2295.43	2441.86	2376.60	2724.97	2862.79	3040.92	3211.86	3397.62	3962.27	3775.90
Salvajes (MW)					323.20	265.14	478.06	503.88	971.97	864.84	728.41	595.70	744.74	586.52	788.79	620.08	524.32	564.57	556.05
Reserva					18.96%	14.70%	24.69%	24.40%	44.38%	37.51%	29.83%	23.12%	27.33%	20.36%	25.94%	19.31%	15.43%	15.76%	15.79%
Reserva de Carbi - 14.69 %					Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

NA



CUADRO N° A1.2: Costos Marginales del Escenario Referencia



Handwritten signature



CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario Referencia

Planta	Informe Final de Generación														
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
6-Algarob-H	49.50	48.42	48.71	49.92	48.45	49.54	49.92	49.94	50.77	49.39	50.94	48.34	48.62	50.25	57.11
6-B. Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	554.45	903.39	901.12	934.04	933.24	912.54	936.63	916.68	891.80	956.54	1019.41
6-B. Toluta-H	20.51	31.86	32.27	32.33	31.91	32.20	32.04	32.43	32.24	32.67	33.02	31.88	31.86	31.96	34.76
6-Baitun-H	373.40	396.32	395.42	396.61	396.49	397.92	397.56	396.77	401.21	393.08	398.53	395.64	397.41	395.58	414.33
6-BajoMina-H	249.62	257.54	257.12	258.44	257.67	258.71	259.32	258.10	260.91	255.90	259.77	257.48	258.71	257.44	270.86
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Bayano-H	478.40	601.39	644.72	649.16	593.34	609.42	645.33	652.17	634.25	644.53	655.38	614.28	624.72	616.59	668.41
6-BBancG3-H	0.00	7.85	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.24	15.25
6-BBanco-H	0.00	88.84	117.44	119.67	117.60	119.38	119.59	117.86	121.44	118.20	121.56	116.58	116.43	119.00	128.93
6-Bonyic-H	153.82	156.96	158.04	155.90	153.70	158.00	156.99	155.07	155.17	155.22	159.25	154.60	154.61	154.73	171.59
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	56.89	112.71	112.83	112.84	112.70	112.70	112.77	112.81	112.84	112.75	112.82
6-Bugaba-H	20.88	20.83	21.16	21.27	20.68	21.37	21.38	20.58	21.35	20.91	21.14	21.29	20.79	20.96	23.23
6-Bugaball-H	29.69	29.41	27.68	27.83	27.68	27.83	27.82	27.42	28.07	27.55	27.61	27.84	27.58	27.74	30.09
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	0.00	282.31	288.56	287.42	284.84	286.90	288.37	290.94	278.62	282.17	287.06	311.56
6-C. Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Chirani-H	848.36	895.48	880.72	907.73	876.42	894.70	896.90	919.38	919.25	903.56	921.19	899.81	884.65	931.53	1082.15
6-Chuspa-H	0.00	0.00	45.40	45.29	45.50	44.98	45.67	45.47	46.22	45.71	45.71	44.64	45.11	45.55	49.25
6-Cochea-H	64.52	63.48	65.29	65.08	63.73	65.67	64.99	64.21	65.13	64.28	66.76	62.99	63.50	63.49	70.34
6-Colorado-H	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	31.96	31.81	30.60	31.84	31.26	31.24	31.43	30.84	31.17	30.94
6-Concepc-H	58.36	60.55	60.52	60.93	60.32	60.62	61.11	60.75	61.50	60.24	60.82	60.53	60.95	60.40	64.15
6-Cotito-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Cuchilla-H	0.00	13.50	40.50	40.31	41.21	40.49	40.87	40.88	41.64	41.41	40.82	39.99	40.87	41.54	43.36
6-Dolega-H	15.01	14.89	15.10	15.15	15.18	15.22	15.22	15.21	15.26	15.03	15.26	15.16	15.18	15.16	15.48
6-ElAlto-H	275.61	278.85	279.02	278.93	276.88	280.29	281.16	276.68	279.88	278.12	281.42	275.56	278.88	277.59	301.54
6-ElFrailo-H	28.23	29.40	30.12	29.96	29.16	29.40	29.69	29.60	30.38	29.70	30.33	29.31	29.41	29.31	32.00
6-ElRecoed-H	0.00	0.00	0.00	0.00	35.52	44.21	44.36	44.22	45.46	45.39	44.78	43.52	44.01	43.92	43.80
6-Esperanz-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Estf-H	608.62	613.31	618.24	625.70	607.84	613.23	620.91	616.02	629.03	618.39	628.03	608.09	612.91	622.03	659.48
6-Estrella-H	287.99	273.91	275.78	277.40	272.33	278.36	278.71	275.92	283.30	273.88	279.39	271.09	267.82	275.08	274.03
6-Fortuna-H	1588.51	1601.05	1631.81	1690.19	1558.86	1612.72	1614.88	1658.67	1618.64	1606.31	1650.38	1580.28	1589.19	1650.61	1617.86
6-Gualaca-H	123.46	124.95	126.01	127.20	123.89	125.01	126.29	125.50	128.08	125.82	127.99	123.99	124.71	126.57	134.57
6-L. Cruces-H	44.55	46.91	46.69	46.76	45.52	47.87	46.96	46.36	47.04	46.60	47.30	44.14	44.76	45.99	50.92
6-L. Valles-H	334.38	321.82	328.49	330.15	326.92	331.50	332.84	326.26	334.43	328.68	333.67	322.44	320.87	325.67	326.18
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	43.60	44.22	43.44	43.88	42.50	43.36	42.78	43.63	42.08	43.80	42.68
6-LaPota-H	119.93	122.74	117.74	117.95	118.00	118.04	118.21	118.06	119.35	117.07	118.44	117.85	118.35	117.72	122.99
6-LCruceG3-H	8.00	8.03	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04	8.03	8.05	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04	8.04
6-Lorena-H	163.49	165.07	166.74	167.00	165.23	165.71	167.62	166.48	168.62	165.66	168.32	165.17	165.51	166.95	176.66
6-LPotraG4-H	17.20	16.93	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
6-M. Lirio-H	253.39	261.26	257.37	258.81	257.89	259.93	260.50	258.05	260.29	257.39	262.27	256.35	259.18	257.39	276.78
6-M. Monte-H	10.28	11.04	11.02	11.06	11.22	11.16	11.18	11.28	11.23	11.06	11.01	11.29	11.10	11.11	11.11
6-Macano-H	17.92	18.82	18.60	18.85	19.31	18.90	18.83	18.52	19.27	18.86	19.01	19.07	18.42	18.84	20.70
6-Mendre2-H	37.47	37.37	37.55	37.60	37.73	37.73	37.54	37.85	37.42	38.13	37.53	38.04	37.29	37.19	37.65
6-Mendre-H	112.05	110.37	109.87	111.80	110.50	111.20	112.15	110.10	113.35	110.61	112.82	108.98	108.96	111.26	118.99
6-MiniChan-H	65.68	67.40	68.90	69.04	68.96	69.03	68.89	68.88	69.05	68.97	69.01	68.93	68.90	68.99	68.90
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	34.39	32.74	33.81	32.20	32.53	33.12
6-P. Ancho-H	33.79	34.76	35.04	35.49	35.32	35.64	35.37	35.27	35.67	35.97	36.00	34.51	35.01	35.09	37.31
6-Pando-H	0.00	95.54	160.16	163.06	161.56	163.38	163.78	161.49	164.32	163.35	165.43	158.52	160.69	161.37	178.07
6-Pedregal2-H	51.91	51.23	51.01	51.62	51.91	50.85	51.32	51.54	52.18	51.44	51.69	51.25	50.55	51.98	54.71
6-Pedregal-H	101.41	98.05	98.29	99.12	99.14	97.75	98.88	97.40	101.87	98.81	100.01	97.67	96.99	99.29	105.47
6-Perlas. N-H	66.80	70.19	69.04	69.16	68.72	68.91	69.27	68.94	69.93	68.44	69.13	68.80	69.67	68.79	72.89
6-Perlas. S-H	63.18	66.95	64.89	64.79	64.69	64.96	64.86	64.91	65.65	64.38	65.03	64.49	65.12	64.53	67.48
6-Planeta2-H	33.53	46.10	45.69	45.80	45.69	45.69	45.87	45.70	46.14	45.25	45.96	45.66	45.51	45.56	49.95
6-Planetas-H	26.17	26.15	26.15	26.33	26.07	26.15	26.27	26.02	26.38	25.89	26.40	26.00	26.12	26.08	28.38
6-Prudenci-H	267.87	269.47	272.13	272.39	270.17	270.75	273.19	271.28	275.65	270.77	274.90	269.56	270.50	272.14	292.39
6-RP. 490-H	63.02	63.82	63.30	63.32	65.36	64.07	63.58	62.75	64.66	64.61	63.62	62.57	63.36	63.96	68.10
6-RPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.25	19.18	19.11	19.25	19.01	19.09	19.10	19.19	19.23	18.95
6-S. Andres-H	21.23	41.91	41.56	42.37	41.42	42.93	43.17	41.26	43.00	41.90	42.66	40.99	41.75	41.96	46.07
6-Salsipue-H	118.35	119.72	115.19	114.97	115.42	115.38	115.33	115.24	116.21	114.62	115.53	115.11	115.46	114.90	118.35
6-SAndres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.10	42.06	42.06	42.20
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.05	8.06	8.07	8.07	8.06	8.07	8.06	8.06	8.06	8.06
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	68.25	68.11	66.85	68.76	67.95	68.84	66.65	68.05	67.47	67.56
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	6.00	63.33	63.69	64.10	62.43	63.85	63.61	64.11	62.12	63.20	62.90	69.11
6-SLorenzo-H	41.04	42.70	42.91	43.13	42.62	42.62	43.60	42.30	43.18	42.67	43.73	41.74	42.33	42.77	47.05
6-StaMa82-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00									

**ETESA****Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 2

Salidas del Escenario Renovable:

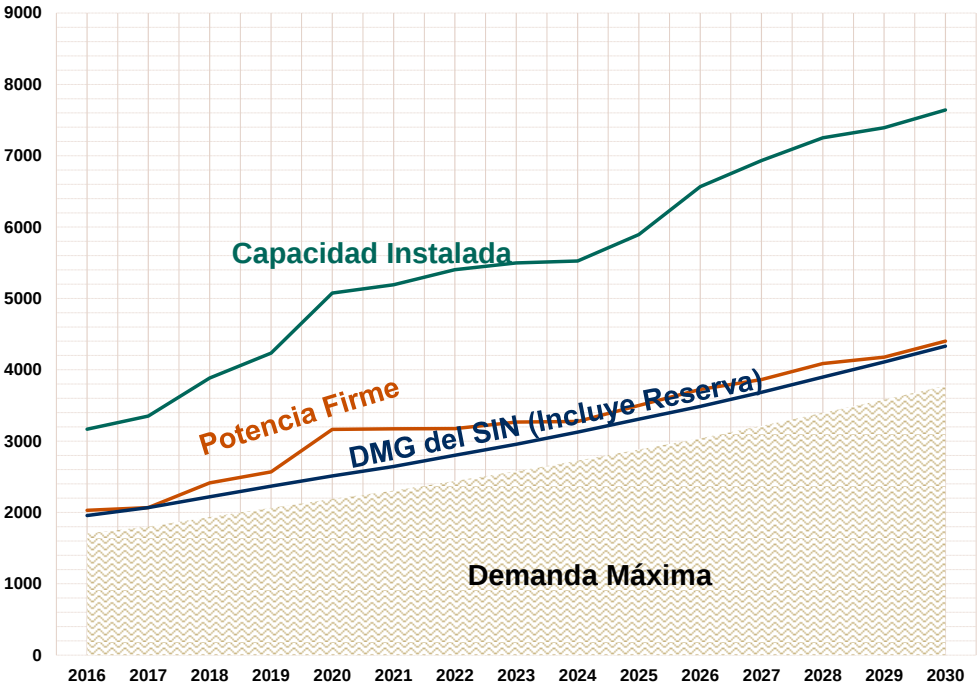
Escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) y gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares y gas natural adicional a partir del año 2019, considerando un mayor impulso en el nivel de penetración de fuentes renovables no convencionales.

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etesa.com.pa



Gráfico N° A2.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Renovable



NP

[illegible]



Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Renovable (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidroeléctrica Bajo del Tulumá, S.A.		Bajo de Tulumas	5.00	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.		Los Planetas 2	8.62	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.		San Andrés	10.00	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment		Pando	33.30	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco	26.59	11.57		11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco Minicentral	1.89																
HidroPiedra, S.A.		La Cuchilla	8.20	1.31		1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Nauyas Internacional, S.A.		Chusga	8.80	2.30			2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.		El Sindigo	10.00	1.28			1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidroeléctrica Tzimgal S.A.		Tzimgal	4.50	2.55				2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Burica, S.A.		Burica	65.30	22.31					22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.		La Huaca	11.62	0.17					0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Bariles, S.A.		Colorado	6.74	1.94					1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energía, S.A.		La Herradura	5.20	1.03					1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Hidroeléctrica Bariles, S.A.		Bariles	1.00	0.13					0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Empresa Nacional de Energía, S.A.		El Recodo	10.00	3.00					3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro (Changuinola I)	214.76	180.89					180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95					12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo	39.44	5.64						5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo Minicentral	0.99																
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.		Río Piedra	9.00	2.70						2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70
Argenta Resources Corp.		Cafía Blanca	7.80	0.78						0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Hidroeléctrica Bariles, S.A.		Cotto	5.00	4.00							4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Estrella del Sur, S.A.		Ojo de Agua	6.45	1.94								1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.		Santa María 82	28.35	8.51										8.51	8.51	8.51	8.51	8.51	8.51
Hidroecológica San Andrés, S.A.		San Andrés II	7.61	2.24												2.24	2.24	2.24	2.24
			474.05	263.21	8.31	46.32	46.62	52.45	274.97	263.99	267.99	269.92	269.43	269.43	269.43	300.66	300.66	300.66	300.66
Proyectos Termoeléctricos (Futuros)		Nombre	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT XQC1600	39.21	0.90		35.289	35.289	35.289	35.289	35.289	35.289	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT PM1260	5.44	1.00		5.440	5.440	5.440	5.440	5.440	5.440	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Consorcio ENERGYST Panama International		Energyst El Sánchez	44.33	1.00		44.330	44.330	44.330	44.330	44.330	44.330	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Minera Panamá, S.A.		Punta Rincón	297.50	0.85	Excedente		Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente
Gas Natural Atlantico de R.L.		Costa Norte I	361.00	0.90	342.90			342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900
Bahía Las Minas Corp.		Bahía las Minas (New CC GNL)	168.00	0.90	151.20			151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200
Martano Inc.		UPQ215 (Gas de Martano)	413.00	0.90	371.70			371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700
		CC GNL	400.00	0.90	360.00							360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00	0.90	225.00										225.000	225.000	225.000	225.000	225.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00	0.90	225.00										225.000	225.000	225.000	225.000	225.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00	0.90	135.00											135.000	135.000	135.000	135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A		0.90	90.00												90.000	90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150.00	0.90	135.00												135.000	135.000	135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00	0.90	90.00													90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00	0.90	225.00														225.000
					2435.86	0.00	85.06	427.96	579.16	950.86	950.86	950.86	1225.80	1225.80	1450.80	1675.80	1810.80	2035.80	2125.80
																		2125.80	2350.80

NA

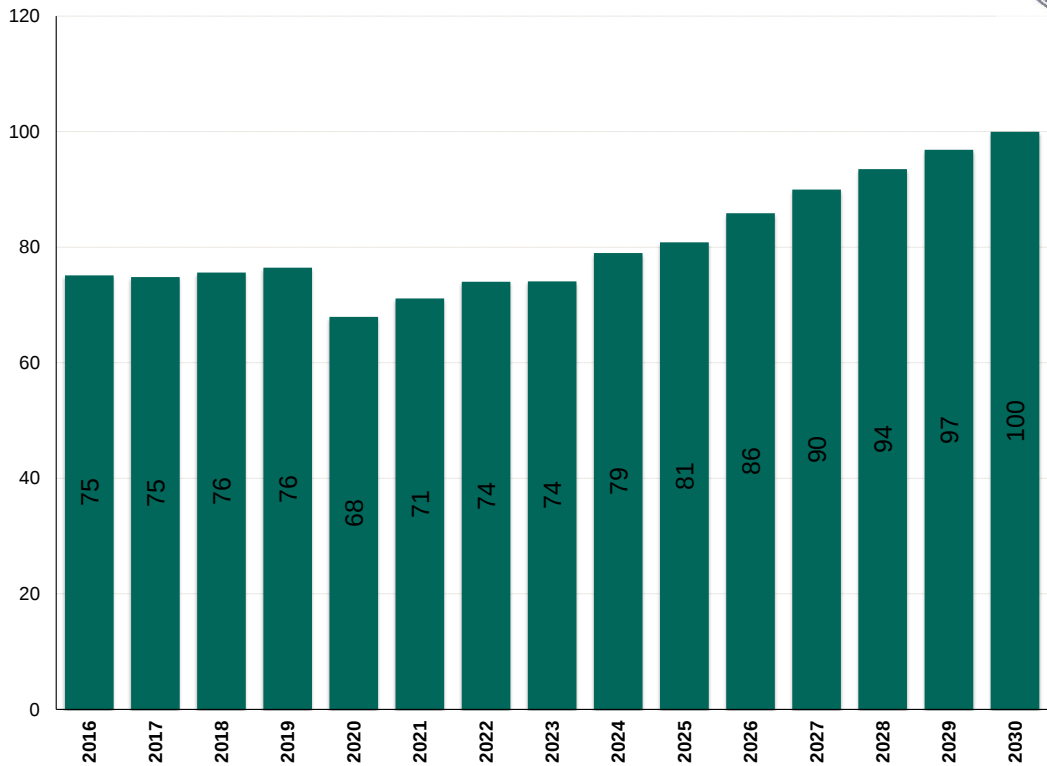
[illegible]

Proyectos Eólicos (Futuros) MW			Nombre	Capacidad Instalada FVse MW	Potencia FVse MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eólico 1				52,50	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 2				15,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 3				102,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 4				75,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 10				100,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 11				150,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 5				50,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 6				100,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 11				150,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 9				122,50	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólico 8				20,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
				887,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proyectos Biomasa (Futuros) MW			Nombre	Capacidad Instalada FVse MW	Potencia FVse MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Urbitau Paraná S.A.			Cerro Patatón	10,00	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
				10,00	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Escenario de Referencia PNCDS-2050																				
Potencia FVse				208.79	2068.74	2413.94	2568.97	3163.08	3172.20	3376.20	3266.07	3274.58	3499.58	3724.58	3861.81	4086.81	4176.81	4401.81		
Demanda Máxima				1705.58	14870	1305	2065	2159	2057	2441.94	2576.50	2714.97	2882.79	3064.52	3211.79	3381.52	3581.52	3775.90		
Balance MW				10.00	67.13	478.58	886.78	886.78	734.34	688.27	688.27	688.27	688.27	688.27	688.27	688.27	688.27	688.27		
Reserva				18.939	14.703	24.639	24.646	44.446	37.606	344.976	26.766	27.171	21.406	22.448	20.246	20.246	20.246	18.939	18.939	
Reserva con Cálculo 14.69 %																				

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "M. J." or similar, located at the bottom right of the page.



Cuadro N° A2.2: Costos Marginales del Escenario Renovable



Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2016	74.82	78.23	82.53	84.87	77.19	78.17	75.37	72.66	72.07	71.27	68.41	65.79	75.11
2017	72.54	76.89	78.51	81.95	78.43	80.86	77.62	75.13	73.70	69.66	66.35	66.09	74.81
2018	78.40	81.99	83.36	86.77	81.46	78.53	76.24	73.63	72.01	69.58	62.58	62.77	75.61
2019	73.03	77.08	78.85	83.00	82.11	78.36	77.03	75.46	75.04	74.58	72.82	70.09	76.45
2020	73.19	73.95	76.60	80.22	76.91	72.04	63.19	61.23	61.10	60.39	55.25	61.00	67.92
2021	68.44	75.78	77.75	81.01	78.26	74.28	71.42	69.74	67.03	63.66	60.05	66.03	71.12
2022	71.91	78.25	79.71	82.86	79.80	77.66	74.98	72.58	70.16	67.49	64.60	68.11	74.01
2023	71.62	78.39	80.96	82.85	80.97	77.69	75.55	73.27	70.26	68.16	64.04	65.18	74.08
2024	73.08	81.37	83.23	85.88	84.14	83.71	81.19	78.72	77.36	74.40	71.48	73.27	78.98
2025	81.23	86.49	87.19	89.07	87.80	87.06	83.71	79.71	75.96	72.38	67.37	72.11	80.84
2026	78.26	86.73	88.99	91.01	90.58	90.09	87.95	86.54	85.91	83.41	79.66	81.21	85.86
2027	85.80	90.32	92.32	94.15	94.05	93.62	91.83	90.14	89.42	87.85	84.92	85.32	89.98
2028	91.38	94.38	95.39	97.01	96.83	95.81	95.30	94.08	93.31	92.12	88.11	88.45	93.51
2029	94.27	96.59	98.21	99.96	99.49	98.49	97.98	97.16	96.77	95.61	93.38	94.39	96.86
2030	97.89	99.99	100.79	102.09	101.76	101.30	101.06	100.41	100.20	99.27	98.02	96.84	99.97

NA



Cuadro N° A2.3: Informe Final de Generación del Escenario Renovable

Planta	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
6-Algarob-H	49.50	48.37	48.65	49.86	48.50	49.57	50.12	49.59	50.40	48.74	50.65	48.21	48.49	50.25	57.11
6-B.Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	560.94	905.93	908.46	923.92	927.01	913.86	963.18	906.36	897.09	964.85	1029.17
6-B.Totuma-H	20.51	31.86	32.27	32.33	31.91	32.20	32.04	32.43	32.24	32.65	33.02	31.88	31.86	31.96	34.76
6-Baitun-H	373.40	396.32	395.42	396.61	396.49	397.92	397.56	396.77	401.21	393.08	398.53	395.64	397.41	395.58	414.33
6-BajolMira-H	249.62	257.54	257.12	258.44	257.67	258.71	259.32	258.10	260.91	255.90	259.77	257.48	258.71	257.44	270.86
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	4.23	4.35	4.33	4.17	4.34	4.26	4.25	4.28	4.20	4.24	4.21
6-Bayano-H	478.50	597.34	648.60	667.76	588.44	596.72	655.32	611.50	575.24	626.95	644.53	618.68	630.94	639.94	673.05
6-BBlaCoG3-H	0.00	7.85	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.24	15.25	15.25
6-BBlaCo-H	0.00	88.84	117.44	119.67	117.60	119.38	119.59	117.86	121.44	118.20	121.56	116.58	116.43	119.00	128.93
6-Bonyic-H	153.82	156.96	158.04	155.90	153.70	158.00	156.99	155.07	155.17	155.22	159.25	154.60	154.61	154.73	171.59
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	56.89	112.71	112.83	112.84	112.70	112.70	112.77	112.81	112.84	112.75	112.82
6-Bugaba-H	20.88	20.83	21.18	21.28	20.65	21.38	21.41	20.52	21.31	20.86	21.10	21.28	20.75	20.96	23.23
6-Bugaball-H	29.69	29.41	27.68	27.83	27.68	27.83	27.82	27.42	28.07	27.55	27.61	27.84	27.58	27.74	30.09
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	0.00	282.31	288.56	287.42	284.84	286.90	288.37	290.94	278.62	282.17	287.06	311.56
6-C.Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.40	27.75	27.83	28.35	28.17	28.43	26.91	27.76	27.41	27.33
6-Clari-H	848.40	895.53	880.83	908.72	876.53	905.31	901.70	914.65	906.73	904.94	936.05	889.30	885.75	929.90	1092.55
6-Chuspa-H	0.00	0.00	45.40	45.29	45.50	44.98	45.67	45.47	46.22	45.71	45.71	44.64	45.11	45.55	49.25
6-Cochrea-H	64.57	63.49	65.37	65.07	63.69	65.65	65.16	63.87	64.96	64.17	66.64	62.86	63.41	63.47	70.33
6-Colorado-H	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	31.96	31.81	30.60	31.84	31.26	31.24	31.43	30.84	31.17	30.94
6-Concepci-H	58.38	60.56	60.53	60.95	60.29	60.63	61.24	60.54	61.33	60.02	60.65	60.44	60.88	60.37	64.14
6-Cotilo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.27	20.30	21.28	20.82	20.81	20.98	20.49	20.73	20.58
6-Cuchilla-H	0.00	13.50	40.50	40.31	41.21	40.49	40.87	40.88	41.64	41.41	40.82	39.99	40.87	41.54	43.36
6-Dolega-H	15.01	14.89	15.10	15.15	15.18	15.22	15.22	15.21	15.26	15.03	15.26	15.16	15.18	15.16	15.48
6-EIAlto-H	275.61	278.85	279.02	278.93	276.88	280.29	281.16	276.68	279.88	278.12	281.42	275.56	278.88	277.59	301.54
6-EIraile-H	28.23	29.40	30.12	29.96	29.16	29.40	29.69	29.60	30.38	29.70	30.33	29.31	29.41	29.31	32.00
6-EIRecodo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	34.13	42.67	42.95	42.72	43.90	43.79	43.24	42.05	42.60	42.56	42.36
6-Esperanza-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Est-I-H	608.69	612.31	618.82	625.78	610.33	611.12	617.17	603.14	619.32	611.59	624.52	604.62	613.64	623.50	661.90
6-Estrella-H	287.99	273.82	275.79	277.46	272.22	278.37	278.99	275.01	282.80	272.92	278.64	270.68	267.61	275.01	274.03
6-Fortuna-H	1568.28	1593.90	1635.16	1680.22	1593.87	1625.43	1644.97	1634.42	1627.05	1597.96	1668.07	1572.85	1568.37	1651.28	1641.32
6-Gualaca-H	123.47	124.76	126.13	127.23	124.42	124.57	125.60	123.01	126.23	124.46	127.32	123.29	124.82	126.85	135.04
6-L.Cruces-H	44.55	46.91	46.69	46.76	45.52	47.87	46.96	46.36	47.04	46.60	47.30	44.14	44.76	45.99	50.92
6-L.Valles-H	334.38	321.82	328.49	330.15	326.88	331.57	333.01	325.87	334.10	328.06	333.18	322.14	320.73	325.60	326.18
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	21.43	22.20	22.23	21.29	22.03	21.66	21.92	22.09	21.40	21.50	21.59
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	43.60	44.22	43.44	43.88	42.50	43.36	42.78	43.63	42.08	43.80	42.68
6-LaPota-H	119.93	122.74	117.74	117.95	117.99	118.06	118.23	117.77	119.16	116.81	118.35	117.75	118.30	117.70	122.99
6-L.CruceG3-H	8.00	8.03	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04	8.03	8.05	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04	8.04
6-Lorena-H	163.50	164.88	166.91	166.97	165.48	165.07	166.57	164.21	167.58	164.60	167.81	164.41	165.33	167.05	176.90
6-L.PotraG4-H	17.20	16.93	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.47	17.48
6-M.Lirio-H	253.39	261.26	257.37	258.81	257.89	259.93	260.50	258.05	260.29	257.36	262.27	256.35	258.18	257.39	276.78
6-M.Monte-H	10.28	11.04	11.02	11.06	11.22	11.16	11.18	11.28	11.23	11.06	11.01	11.29	11.10	11.11	11.11
6-Macano-H	17.92	18.82	18.60	18.85	19.31	18.90	18.83	18.52	19.27	18.86	19.01	19.07	18.42	18.84	20.70
6-Mendre2-H	37.47	37.37	37.56	37.60	37.74	37.54	37.83	37.41	38.13	37.52	38.03	37.29	37.20	37.65	39.82
6-Mendre-H	112.06	110.39	109.95	111.79	110.55	111.24	112.13	109.44	112.90	109.86	112.61	108.82	108.76	111.21	118.99
6-MiniChan-H	65.68	67.40	68.90	68.04	68.96	69.03	68.89	68.88	69.05	68.97	69.01	68.93	68.90	68.99	68.90
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	34.39	32.74	33.81	32.20	32.53	33.06	33.12
6-P.Archo-H	33.79	34.76	35.04	35.49	35.32	35.64	35.37	35.27	35.67	35.97	36.00	34.51	35.01	35.09	37.31
6-Pando-H	0.00	95.54	160.16	163.06	161.56	163.38	163.78	161.49	164.32	163.29	165.43	158.52	160.69	161.37	178.07
6-Pedregal2-H	51.91	51.23	51.01	51.62	51.91	50.85	51.32	51.54	52.18	51.44	51.69	51.25	50.55	51.98	54.71
6-Pedregal-H	101.44	97.98	98.26	99.12	99.20	97.75	99.00	97.04	101.70	98.51	99.83	97.63	96.77	99.27	105.47
6-Perlas.N.H	66.80	70.22	69.04	69.15	68.65	68.96	69.33	68.71	69.79	68.25	69.00	68.71	69.59	68.77	72.87
6-Perlas.S.H	63.18	66.95	64.89	64.79	64.69	64.96	64.86	64.91	65.65	64.38	65.03	64.49	65.12	64.53	67.48
6-Planeta2-H	33.53	46.10	45.69	45.80	45.69	45.69	45.87	45.70	46.14	45.25	45.96	45.66	45.51	45.56	49.95
6-Planetas-H	26.17	26.15	26.15	26.33	26.07	26.15	26.27	26.02	26.38	25.89	26.40	26.00	26.12	26.08	28.38
6-Prudencio-H	267.87	269.18	272.39	272.34	270.55	269.77	271.59	267.84	274.08	269.16	274.12	268.40	270.23	272.31	292.76
6-PP.490-H	63.02	63.82	63.30	63.32	65.36	64.07	63.58	62.75	64.66	64.61	63.62	62.57	63.36	63.96	68.10
6-PPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.25	19.18	19.11	19.25	19.01	19.09	19.10	19.19	19.23	18.95
6-S.Andres-H	21.23	41.91	41.56	42.37	41.42	42.93	43.17	41.26	43.00	41.90	42.66	40.99	41.75	41.96	46.07
6-Salsipue-H	118.35	119.72	115.19	114.97	115.42	115.38	115.33	115.24	116.21	114.62	115.53	115.11	115.46	114.90	118.35
6-S.Andres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.10	42.06	42.06	42.20
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.05	8.06	8.07	8.07	8.06	8.07	8.06	8.06	8.06	8.06
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	68.25	68.11	66.85	68.76	67.95	68.84	66.65	68.05	67.47	67.56
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	6.00	63.33	63.69	64.10	62.43	63.82	63.59	64.11	62.10	63.20	62.90	69.11
6-Slorenzo-H	41.04	42.70	42.91	43.13	42.62	42.62	43.60	42.30	43.18	42.67	43.73	41.74	42.33	42.77	47.05
6-StatMa82-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	95.54						

**ETESA****Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.**

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 3

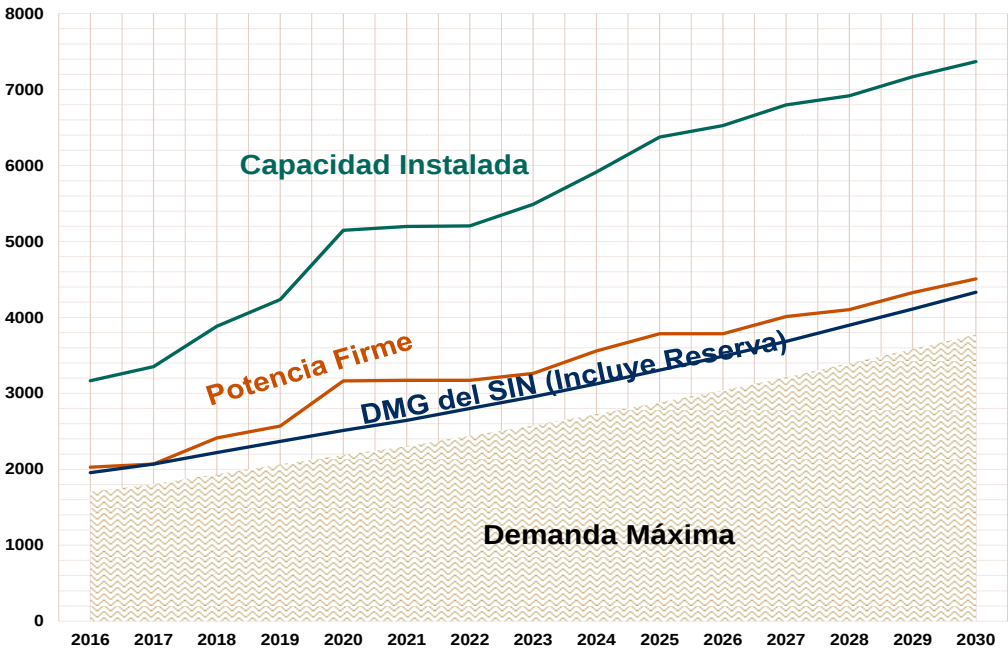
Salidas del Escenario Alternativo:

Se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etesa.com.pa



Gráfico N° A3.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Alternativo



NP



Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.		Bajo de Totumas	5.00	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.		Los Planetas 2	6.82	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.		San Andrés	10.00	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment		Pando	33.30	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco	26.59	11.57		11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.		Barro Blanco Minicentral	1.89																
HidroPiedra, S.A.		La Cuchilla	8.20	1.31		1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Navitas Interreconal, S.A.		Chuspa	8.80	2.30		2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Los Naranjos Overseas, S.A.		El Sindojo	10.00	1.28		1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidroeléctrica Tiznagal S.A.		Tiznagal	4.90	2.55		2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Hidro Buica, S.A.		Buica	65.30	22.31		22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Hidronorth Corp.		La Huaca	11.62	0.17		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Hidroeléctrica Bamilés, S.A.		Colobrado	6.74	1.94		1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Empresa Nacional de Energía, S.A.		La Herradura	5.20	1.03		1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Empresa Nacional de Energía, S.A.		El Recodo	10.00	3.00		3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	180.89		180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95		12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo	19.44	5.64		5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo Minicentral	0.99																
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.		Río Piedra	9.00	2.70		2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70	2.70
Argenta Resources Corp.		Caña Blanca	7.80	0.78		0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Estrella del Sur, S.A.		Ojo de Agua	6.45	1.94		1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hidroecológica San Andrés, S.A.		San Andrés II	7.61	2.24		2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
			481.45	283.86	8.31	46.32	48.62	52.45	274.74	283.08	283.86	285.79	285.79	285.79	285.79	288.03	288.03	288.03	288.03

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)		Nombre	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT XQC1600	39.21	0.90	35.29		35.289	35.289	35.289	35.289	35.289	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.		Cerro Azul MT PM1360	5.44	1.00	5.44		5.440	5.440	5.440	5.440	5.440	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Consorcio ENERGYST Panama International		Energyst El Sánchez	44.33	1.00	44.33		44.330	44.330	44.330	44.330	44.330	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Minera Panamá, S.A.		Punta Rincón	297.50	0.85	Excedente		Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente	Excedente
Gas Natural Atlántico de R.L.		Costa Norte I	381.00	0.90	342.90		342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900	342.900
Bahía Las Minas Corp.		Bahía Las Minas (New CC GNL)	166.00	0.90	151.20		151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200	151.200
Mariano Inc.		LPQ215 (Gas de Mariano)	413.00	0.90	371.70		371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700	371.700
CC CNL		CC CNL	400.00	0.90	360.00							360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
		Carbonera (Fujitized bed combustion, FBC)	350.00	0.85	297.50							297.500	297.500	297.500	297.500	297.500	297.500	297.500	297.500
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00	0.90	225.00									225.000	225.000	225.000	225.000	225.000	225.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00	0.90	225.00										225.000	225.000	225.000	225.000	225.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00	0.90	90.00											90.000	90.000	90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00	0.90	135.00												135.000	135.000	135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00	0.90	90.00												90.000	90.000	90.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150.00	0.90	135.00													135.000	135.000
		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00	0.90	45.00														45.000
			2508.36	0.00	85.06	427.96	579.16	950.86	950.86	950.86	950.86	1225.80	1523.30	1748.30	1748.30	1973.30	2063.30	2288.30	2468.30

NA

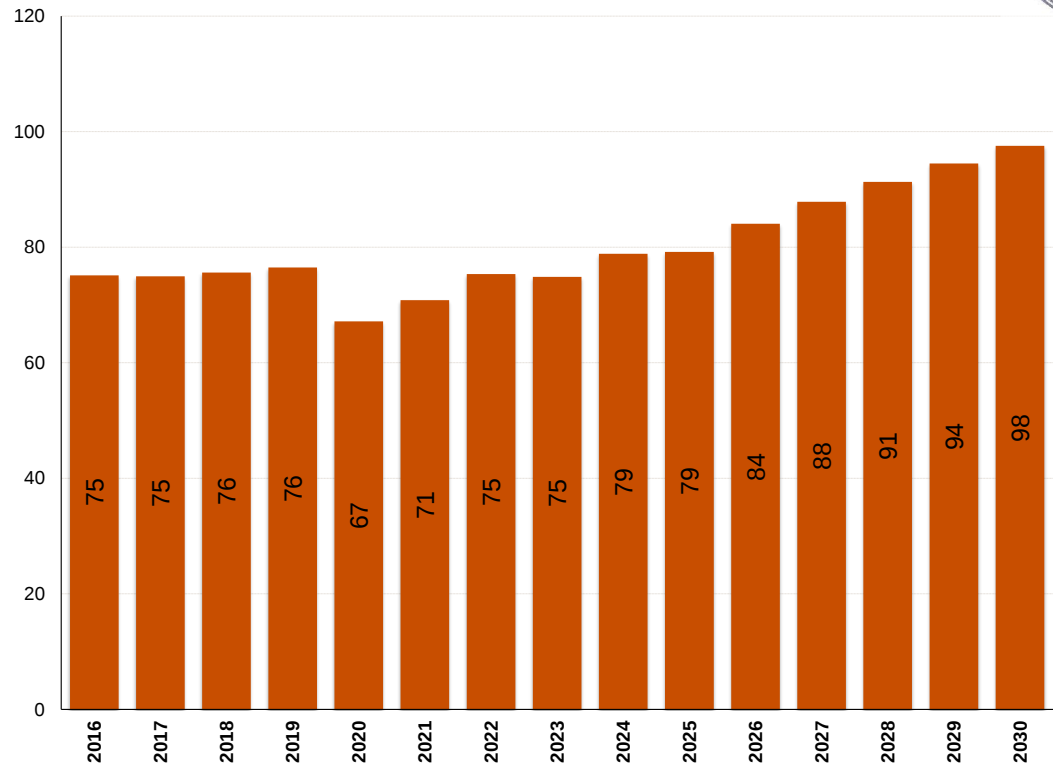


Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Solar Fotovoltaica 01	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 02	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 03	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 04	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 07	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 08	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 09	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 10	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 11	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 12	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 13	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 14	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 15	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 16	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 17	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 18	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 19	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 20	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 21	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 22	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 23	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 24	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 25	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 26	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 27	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 28	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 29	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 30	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 34	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 44	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 45	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 32	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 33	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 35	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 41	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 42	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 36	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 37	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 39	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 31	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 40	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Solar Fotovoltaica 38	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			484.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos Eólicos (Futuros) MW		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Eólico 1	52.50	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 2	15.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 3	102.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 5	50.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 9	123.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 7	100.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 4	75.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 10	120.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
		Eólico 6	100.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
			517.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos Biomasa (Futuros) MW		Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Urbalá Panamá, S.A.	10.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
			10.00	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
Escenario de Referencia PEN011-2050			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Potencia Firme			2028.79	2068.74	2413.94	2568.97	3162.96	3171.30	3172.08	3261.94	3559.44	3784.44	3784.44	4011.68	4201.68	4320.68	4500.68		
Demanda Máxima			1705.58	1803.60	1935.88	2065.09	2189.96	2305.43	2441.86	2576.50	2724.97	2882.79	3040.92	3211.86	3397.62	3592.37	3775.90		
Balance (MW)			323.20	265.14	478.06	503.88	872.90	865.87	730.21	685.44	634.47	901.65	743.52	799.82	794.06	744.31	720.78		
Reserva			18.95%	14.76%	24.69%	24.40%	44.43%	37.58%	28.90%	24.90%	22.38%	21.23%	20.90%	24.90%	20.77%	20.78%	18.95%		
Reserva de Cont. 14.69 %																			



Cuadro N° A3.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo



Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2016	74.81	78.24	82.54	84.85	77.19	78.15	75.34	72.67	71.97	71.02	68.62	66.12	75.13
2017	72.83	76.89	78.51	81.92	78.44	80.86	77.60	75.14	73.85	70.26	66.76	66.41	74.95
2018	78.43	82.00	83.27	86.90	81.48	78.47	76.08	73.55	72.11	69.37	62.88	62.54	75.59
2019	72.89	76.94	78.86	82.87	82.19	78.37	77.07	75.51	75.09	74.61	72.74	70.50	76.47
2020	72.02	72.64	75.83	79.37	76.72	72.37	63.18	61.07	61.02	59.48	53.42	58.65	67.15
2021	66.02	75.34	77.34	80.33	78.28	74.89	72.44	70.18	67.49	63.59	59.13	64.92	70.83
2022	72.76	78.77	80.42	83.62	80.92	79.67	77.94	75.32	72.67	69.62	64.81	67.75	75.36
2023	71.42	78.91	80.92	82.91	81.25	79.29	76.70	74.84	72.18	69.57	64.66	65.40	74.84
2024	73.02	81.14	82.68	84.27	83.70	83.27	81.60	79.77	77.86	75.30	70.96	72.72	78.86
2025	78.02	83.50	85.17	86.84	86.17	85.22	82.40	78.55	76.31	72.17	65.98	69.91	79.19
2026	78.51	84.37	86.37	89.33	88.96	88.01	85.49	84.33	83.47	82.23	78.40	79.09	84.04
2027	84.71	87.32	89.98	92.79	92.76	92.09	89.04	87.43	86.79	85.61	83.08	82.54	87.84
2028	88.73	91.25	93.21	95.91	95.20	93.36	92.11	91.22	90.59	89.28	87.16	87.66	91.31
2029	92.15	94.18	96.79	98.79	97.94	96.28	95.40	94.06	93.38	91.94	90.40	92.53	94.49
2030	95.18	97.97	99.60	101.36	101.08	100.12	98.96	97.50	96.42	95.12	93.54	93.48	97.53

NA



Cuadro N° A3.3: Informe Final de Generación del Escenario Alternativo

Planta	Informe Final de Generación													
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
6-Algarrob-H	49.53	48.39	48.71	49.87	48.49	49.48	49.95	49.52	50.36	48.65	50.68	48.22	48.59	50.25
6-B. Toro-H	0.00	0.00	0.00	0.00	561.62	900.14	915.38	921.31	935.72	903.76	943.64	918.29	899.84	948.82
6-B. Totuma-H	20.51	31.86	32.27	32.33	31.91	32.20	32.04	32.42	32.24	32.65	33.02	31.88	31.86	31.96
6-Baitun-H	373.40	396.32	395.42	396.61	396.49	397.92	397.56	396.77	401.21	393.08	398.53	396.64	397.41	395.58
6-Bajo Mina-H	249.62	257.54	257.12	258.44	257.67	258.71	259.32	258.10	260.91	255.90	259.77	257.48	258.71	257.44
6-Barriles-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Bayano-H	478.35	598.26	648.91	671.52	576.94	590.89	684.48	607.91	608.86	611.32	660.23	626.77	612.43	640.82
6-BBancG3-H	0.00	7.85	15.24	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.25	15.24	15.24	15.25
6-BBancH-H	0.00	88.84	117.44	119.67	117.60	119.38	119.59	117.86	121.44	118.20	121.56	116.58	116.43	119.00
6-Bonyic-H	153.82	156.96	158.04	155.90	153.70	158.00	156.99	155.07	155.17	155.22	158.25	154.60	154.61	154.73
6-BToroG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	56.89	112.71	112.83	112.84	112.70	112.70	112.77	112.81	112.84	112.75
6-Bugaba-H	20.88	20.83	21.16	21.30	20.66	21.37	21.40	20.51	21.30	20.85	21.12	21.28	20.77	20.96
6-Bugaball-H	29.69	29.41	27.68	27.83	27.68	27.83	27.82	27.42	28.07	27.55	27.61	27.84	27.58	27.74
6-Burica-H	0.00	0.00	0.00	0.00	282.31	288.56	287.42	284.84	286.90	288.37	290.94	278.62	282.17	287.06
6-C. Blanca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.75	27.83	28.35	28.17	28.43	26.91	27.76	27.41
6-Chanl-H	848.40	895.50	880.78	915.61	873.32	891.45	912.27	915.36	916.80	891.72	926.11	900.85	891.87	926.30
6-Cluspa-H	0.00	0.00	45.40	45.29	45.50	44.98	45.67	45.47	46.22	45.70	45.71	44.64	45.11	45.55
6-Cochea-H	64.57	63.50	65.31	65.11	63.59	65.61	65.08	63.82	65.01	64.08	66.69	62.92	63.45	63.47
6-Colorado-H	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	31.96	31.81	30.60	31.84	31.26	31.24	31.43	30.84	31.17
6-ConcepcH-H	58.38	60.56	60.52	60.94	60.27	60.63	61.25	60.42	61.33	59.98	60.67	60.46	60.95	60.38
6-Cotto-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Cuchilla-H	0.00	13.50	40.50	40.31	41.21	40.49	40.87	40.88	41.64	41.41	40.82	39.99	40.87	41.54
6-Dolega-H	15.01	14.89	15.10	15.15	15.18	15.22	15.22	15.21	15.26	15.03	15.26	15.16	15.18	15.16
6-ElAlto-H	275.61	278.85	279.02	278.93	276.88	280.29	281.16	276.68	279.88	278.12	281.42	275.56	278.88	277.59
6-ElFrail-H	28.23	29.40	30.12	29.96	29.16	29.40	29.69	29.60	30.38	29.70	30.33	29.31	29.41	29.31
6-ElRecodo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	35.52	44.21	44.36	44.22	45.46	45.39	44.78	43.52	44.01	43.92
6-Esperanz-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Estí-H	608.75	612.60	619.13	625.98	608.13	610.22	620.62	606.29	621.87	610.55	627.90	604.88	610.23	619.62
6-Estrella-H	287.99	273.89	275.77	277.46	272.14	278.27	278.93	274.96	282.75	272.63	279.00	270.86	267.82	275.09
6-Fortuna-H	1569.38	1592.81	1638.27	1679.35	1587.99	1603.78	1641.46	1653.80	1637.70	1576.77	1669.58	1574.12	1582.58	1634.79
6-Gualaca-H	123.48	124.83	126.19	127.26	123.94	124.40	126.25	123.63	126.74	124.21	127.95	123.34	124.19	126.09
6-L. Cruces-H	44.55	46.91	46.69	46.76	45.52	47.87	46.96	46.36	47.04	46.60	47.30	44.14	44.76	45.99
6-L. Vallés-H	334.38	321.82	328.49	330.15	326.86	331.48	332.94	325.81	334.07	327.93	333.32	322.28	320.87	325.67
6-LaHerrad-H	0.00	0.00	0.00	0.00	21.43	22.20	22.23	21.29	22.03	21.66	21.92	22.09	21.40	21.50
6-LaHuaca-H	0.00	0.00	0.00	0.00	43.60	44.22	43.44	43.88	42.50	43.36	42.78	43.63	42.08	43.80
6-LaPotra-H	119.93	122.74	117.75	117.95	117.98	118.07	118.23	117.68	119.20	116.77	118.30	117.79	118.35	117.72
6-L. CruceG3-H	8.00	8.03	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04	8.03	8.05	8.04	8.05	8.05	8.04	8.04
6-Lorena-H	163.50	164.88	166.94	166.99	165.23	165.03	167.27	164.88	167.64	164.27	168.20	164.44	164.84	166.21
6-L. PotraG4-H	17.20	16.93	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
6-M. Lirio-H	253.39	261.26	257.37	258.81	257.89	259.93	260.50	258.05	260.29	257.31	262.27	256.35	259.18	257.39
6-M. Monte-H	10.28	11.04	11.02	11.06	11.22	11.16	11.18	11.28	11.23	11.06	11.01	11.29	11.10	11.11
6-Macano-H	17.92	18.82	18.60	18.85	19.31	18.90	18.83	18.52	19.27	18.86	19.01	19.07	18.42	18.84
6-Mendre2-H	37.47	37.37	37.55	37.60	37.73	37.54	37.85	37.42	38.13	37.52	38.03	37.29	37.19	37.65
6-Mendre-H	112.05	110.37	109.93	111.75	110.38	111.18	112.24	109.49	112.93	109.88	112.71	108.90	108.88	111.18
6-MiniChan-H	66.68	67.40	68.90	69.04	68.96	69.03	68.89	68.88	69.05	68.97	69.01	68.93	68.90	68.99
6-OjoAgua-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.08	34.39	32.74	33.81	32.20	32.53	33.12
6-P. Ancho-H	33.79	34.76	35.04	35.49	35.32	35.64	35.37	35.27	35.67	35.97	36.00	34.51	35.01	35.09
6-Pando-H	0.00	95.54	160.16	163.06	161.56	163.38	163.78	161.44	164.32	163.29	165.43	158.52	160.69	161.37
6-Pedregal2-H	51.91	51.23	51.01	51.62	51.91	50.85	51.32	51.54	52.18	51.44	51.69	51.25	50.55	51.98
6-Pedregal-H	101.39	98.05	98.29	99.12	99.11	97.84	98.93	97.02	101.70	98.49	99.89	97.67	96.95	99.27
6-Perlas N-H	66.80	70.19	69.04	69.16	68.65	68.95	69.37	68.61	69.78	68.19	69.02	68.75	69.63	68.77
6-Perlas S-H	63.18	66.95	64.89	64.79	64.69	64.96	64.86	64.91	65.65	64.38	65.03	64.49	65.12	64.53
6-Planetas2-H	33.53	46.10	45.69	45.80	45.69	45.69	45.87	45.70	46.14	45.25	45.96	45.66	45.51	45.56
6-Planetas-H	26.17	26.15	26.15	26.33	26.07	26.15	26.27	26.02	26.38	25.89	26.40	26.00	26.12	26.08
6-Prudenci-H	267.88	269.19	272.44	272.38	270.18	269.71	272.65	268.86	274.16	268.65	274.73	268.45	269.48	271.03
6-RR-490-H	63.02	63.82	63.30	63.32	65.36	64.07	63.58	62.75	64.66	64.61	63.62	62.57	63.36	63.96
6-PPiedraC-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.25	19.18	19.11	19.25	19.01	19.09	19.10	19.19	19.23
6-S. Andres-H	21.23	41.91	41.56	42.37	41.42	42.93	43.17	41.26	43.00	41.90	42.66	40.99	41.75	41.96
6-Salspue-H	118.35	119.72	115.19	114.97	115.42	115.38	115.33	115.24	116.21	114.62	115.53	115.11	115.46	114.90
6-SAndres2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.10	42.06	42.06
6-SBartG3-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.05	8.06	8.07	8.07	8.06	8.07	8.06	8.06	8.06
6-SBartolo-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	68.25	68.11	66.85	68.76	67.95	68.84	66.65	68.05	67.47
6-Sindigo-H	0.00	0.00	0.00	6.00	63.33	63.69	64.10	62.42	63.82	63.59	64.11	62.12	63.20	62.90
6-Slorenzo-H	41.04	42.70	42.91	43.13	42.62	42.62	43.60	42.30	43.18	42.67	43.73	41.74	42.33	42.77
6-StaMa2-H	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6-Tizingal-H	0.00	0.00	0.00	2.95	31.78	32.23	32.16	31.87	32.06	31.99	32.34	31.52	31.84	31.85
6-Yeguada-H	29.45	29.42	29.48	29.48	29.50	29.67	29.59	29.38	29.46	28.90	29.31	29.58	29.82	29.45
Diésel	23.37	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	1687.88	1216.18	538.19	167.22	7.79	8.62	6.34	2.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	562.61	785.53	1623.51	1247.82	616.84	630.37	828.91	1571.77	2775.80	2934.28	3596.75	4358.56	4775.84	5029.82
GNL	0.00	0.00	1698.40	3648.30	4423.40	4418.56	4799.52	5166.87	4761.30	4871.16	4966.48	5518.24	5846.84	6467.11
Solar	73.69	181.18	468.49	583.86	604.14	645.93	645.93	773.00	773.00	954.52	1,028.65	1,057.85	1,124.50	1,124.50
Edico	715.14	849.96	891.30	1,116.40	1,600.93	1,585.32	1,619.44	1,887.92	2,145.13	2,491.51	2,751.79	2,755.77	2,693.88	2,748.64
BioGas	39.74	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84	78.84
Oferta ACP	106.00	330.12	257.16	217.68	112.81	75.57	81.03	72.57	67.30	64.20	62.68	62.77	55.70	49.93



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



**Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2016 – 2030**

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 4

Salidas del Escenario Alternativo:

*Costo Variable de Producción de Centrales
Termoeléctricas*

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa

Tomo II – Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
Año 2016





Gráfico N° A4.1 Sistema de Generación Existente - Costos Operativos

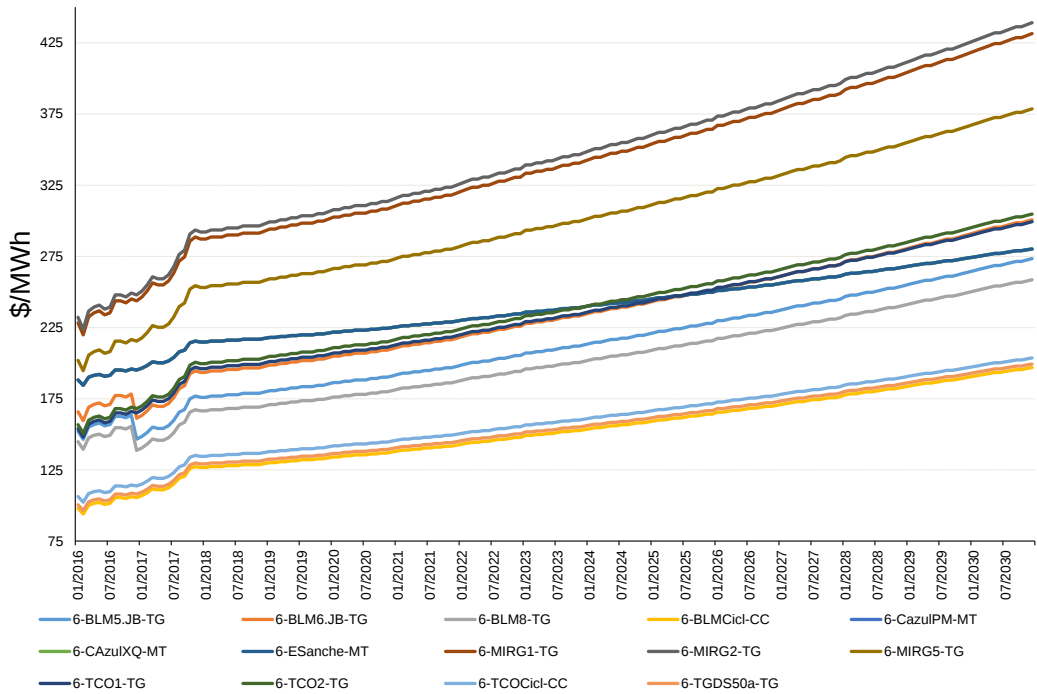
Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.20	65.78	62.68 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	30.62	12.90 MMBTU/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	28.90	
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	24.97	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	58.00	24.00	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.50	32.92	89.48 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	29.52	94.59 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	20.68	104.06 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.11	100.16 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	41.71	102.04 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Vapor	3	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	44.47	67.04 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	96.00	92.39	57.32 gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	53.52	53.17	58.85 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.48	12.57	63.36 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.92	23.00	63.28 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	8.90	140.08 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	9.15	142.75 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	14.41	121.80 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G6	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00	17.04	61.84 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	8.13	53.32 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	38.47	53.32 gal/MWh
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	71.96	65.01	63.00 gal/MWh
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.80	52.53	63.55 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.00	40.03	64.08 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.80	7.95	62.39 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.50	20.49	65.03 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	51.00	47.87	56.41 gal/MWh
					1118.44	901.79	

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

NP



Gráfico N° A4.2: Costo Variable de Producción Plantas de Diésel Plan Indicativo de Generación 2016-2030

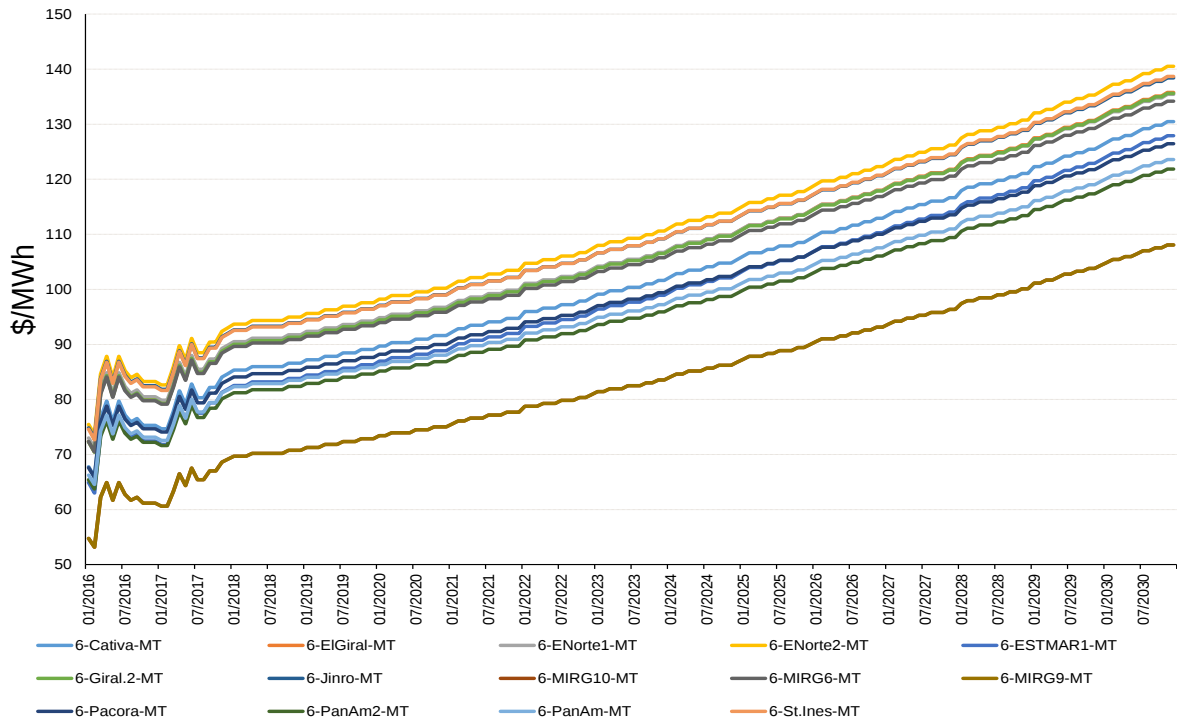


Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2016

NP



Gráfico N° A4.3: Costo Variable de Producción Plantas de Bunker C Plan Indicativo de Generación 2016-2030

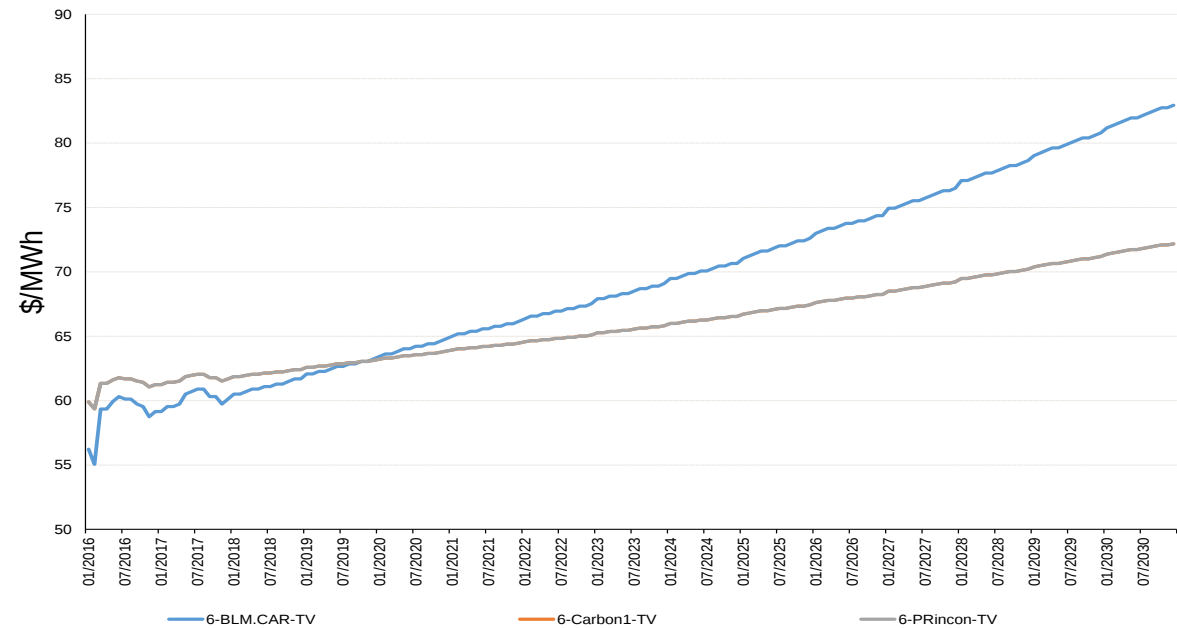


Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2016

NP



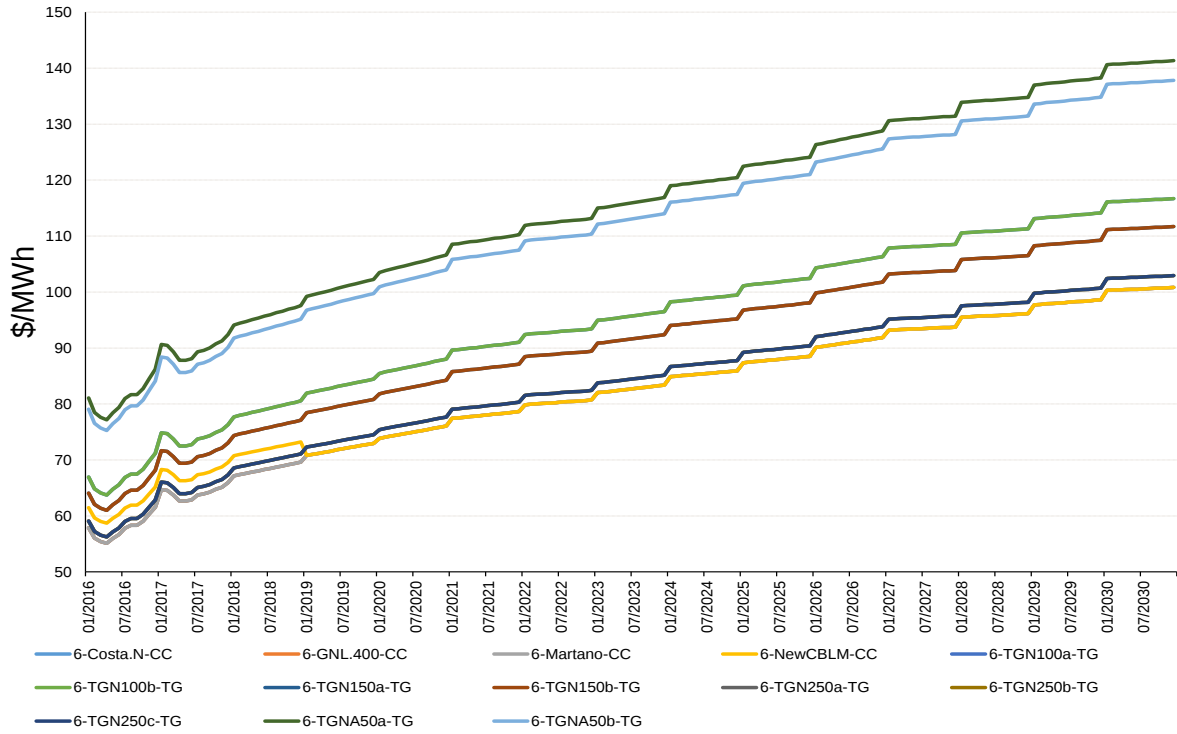
Gráfico N° A4.4: Costo Variable de Producción Plantas de Carbón Plan Indicativo de Generación 2016-2030



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2016



Gráfico N° A4.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural Plan Indicativo de Generación 2016-2030

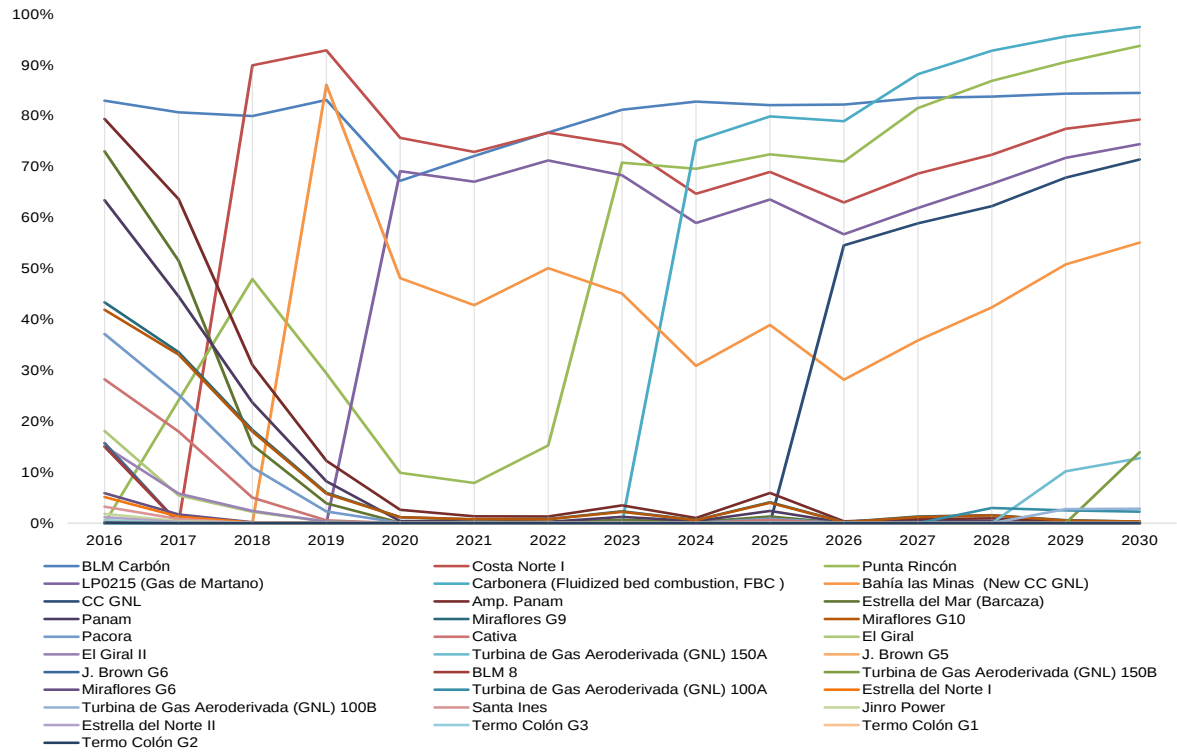


Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2016

NP



Gráfico N° A4.6: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Escenario de Referencia



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2016

NP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



**Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2016 – 2030**

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 5

**"Definición de Política y Criterios para la Revisión
del Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2016"**

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



23 de febrero de 2016
Nota No.136-16

Ingeniero
Iván Barría
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016".

Con la muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Victor Carlos Urrutia
Secretario de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos



República de Panamá Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016



I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

“Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. Criterios.

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. Preparación de los planes de expansión.

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes



necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998
“Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad”

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. *Elaboración del Plan de Expansión.*

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. *Plan de Expansión.*

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 3. *Metodología para el cálculo de la potencia firme.*

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

Artículo 4. *Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.*



A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011

“Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones”

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

...

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.



8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

...

Artículo 11.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

...

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

...

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, “Terminología y Definiciones” del Reglamento de Operaciones que define “Calidad” como: “la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables”.

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo



Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

“La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada.”

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2 500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, “Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.”, y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.



C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:



Artículo 97: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”.

Artículo 99: “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de $CENS = 1\ 850\ \$/MWh$. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen”.

Informe de Capacidad Máxima de Generación: En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 de abril de 2011, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad” y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 13 de junio de 2013, “que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares”, deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyan en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de $1\ 850\ \$/MWh$, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos renovables más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto



invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes renovables convencionales, como las hídricas, las siguientes:

- a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural, Carbón y Fotovoltaica.
- b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.

3. Pronóstico de Precios de los Combustibles

- a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2016:
 - Un escenario de precios base en torno a los 40,15 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
 - Un escenario de precios altos en torno a los 48,18 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
 - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 40,15 y 48,18 US\$/barril respectivamente más US\$ 6,00/barril por transporte.
- c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2016:
 - Un escenario de precios base en torno a los 2,65 US\$/10⁶ BTU, más 6,33 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.



- Un escenario de precios altos en torno a los 3,18 US\$/10⁶ BTU más 6,33 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
 - Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios “Henry Hub”.
 - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 50,16 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 60,19 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6,50 US\$/Ton por transporte.

<u>Escenario de Precios Base</u>	
- Crudo Brent publicados por Platts	40,15 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	8,98 US\$/106 BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	43,98 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	63,00 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	44,18 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	56,66 US\$/Ton

NA



<u>Escenario de Precios Altos</u>	
- Crudo Brent publicados por Platts	48,18 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9,51 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	51,57 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	74,40 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	51,82 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	66,69 US\$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2016 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

“Prices

*EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they **should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives.**”*

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

- 4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su



construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:
 - Inician su operación dentro del periodo fijo,
 - O se encuentran efectivamente en construcción,
 - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.



- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los años realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo						
Año	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
		Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
2016	Bajo de Totuma	5,00				52,83
	Cerro Patacón				10,00	
	Don Félix			9,99		
	Farallón Solar 2 (2da Fase)			8,96		
	Los Planetas 2	8,88				
	San Andres	10,00				
2017	Aguadulce Solar			20,00		329,53
	Barro Blanco	28,84				
	Bosques Solares Penonomé			10,00		
	Bosques Solares Coclé			10,00		
	Burica	50,00				
	Coclé			9,00		
	Energía Solar V y VI			19,80		
	La Cuchilla	7,62				
	La Esperanza			19,99		
	La Mata de Veraguas			10,00		
	Los Angeles			9,50		
	Panasolar			9,90		
	Pando	32,90				
	Paris			8,99		
	Sol de David			9,99		
2018	Solar Caldera			5,50		498,40
	UEP Penonomé 2		67,50			
	Chuspa	10,00				
	Energía Solar II (Sun Edison)			10,00		
	Energía Solar III y IV			19,80		
	Estrella Solar			5,00		
	FV Bugaba			3,00		
	GN Atlántico				381,00	
	Ikako I			9,90		
2019	Ikako 2, 3 y 4			29,70		209,48
	Pacora Solar			20,00		
	Providencia Solar			10,00		
	Camarones			20,00		
	El Sindigo	10,00				
	Milton Solar			9,99		
	Naura		50,00			
2019	Tizingal (Terra 4)	4,50				209,48
	Toabré		105,00			
	Vista Alegre			9,99		
Totales		167,74	222,50	309,00	391,00	1.090,24

- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser

NA



incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

- (a) Un escenario renovable-térmico considerando:
 - Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
 - Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
 - Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.
 - Considerar fuentes Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2022
 - Este es un escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente por las pautas presentadas en los datos históricos. Es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.
- (b) Un escenario renovable-térmico igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente.
- (c) Un escenario renovable-térmico que combine (a) y (b), donde se tomen en consideración diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima.



OBSERVACIONES:

- i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.
- ii. Los escenarios son cónsonos con el Plan Energético Nacional 2015-2050 que realiza la Secretaría Nacional de Energía.
- iii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), ya sea por la costa atlántica ó pacífica, que debe estar lista con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse



proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1 800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones.

A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementaron los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.



3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Objetivo

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como los de la Región Andina vienen realizando importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Región Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios mencionados anteriormente animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. ICP entonces, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), durante los últimos años ha venido desarrollando diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de diferentes consultorías sobre temas relevantes como la ingeniería básica, diagnóstico ambiental de alternativas, viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.



Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.



Figura 1. Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso

En la Figura 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se hace la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de

NA



transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Estado Actual y Estudios por Ejecutar

a) Estudios previos de ingeniería, diseño, y Estudio de Impacto Ambiental y Social

La prioridad actual del proyecto es definir un corredor ambiental, el cual deberá ser aprobado por las autoridades ambientales de Panamá y Colombia, lo cual requiere la ejecución de estudios básicos técnicos y ambientales que deben ser autorizados y avalados por las comunidades ubicadas a lo largo del corredor.

Cronograma esperado

Se espera tener un corredor completamente aprobado en julio de 2015. Lo anterior permitirá adelantar el EIAS, la inspección marina, y el diseño de campo. Una vez finalizado el EIAS, este es presentado a las autoridades ambientales de los países para su estudio y aprobación (licencia ambiental), la cual se espera tener a finales de 2017. Con la licencia ambiental se puede proceder a construir, esperando tener la interconexión en operación en el segundo semestre de 2020.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

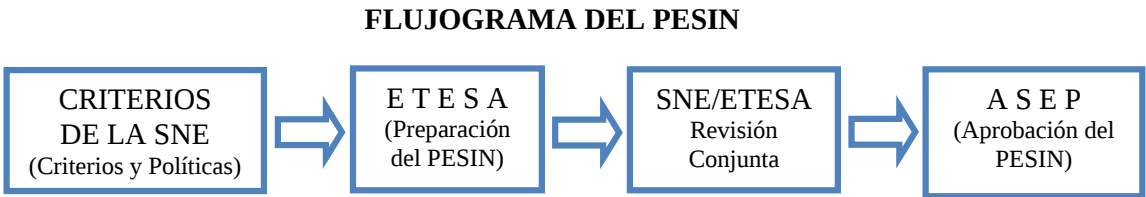
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.



La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:





REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 43 de 9 de agosto de 2012.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
- Ley 18 de 26 de marzo de 2013.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2014 de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts, GAS DAILY 2014 y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 6

Metodología de los Modelos
OPTGEN y SDDP

Ave. Ricardo J. Alfaro, Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



OPTGEN – MANUAL DE METODOLOGÍA

Versión 6.0

Mayo de 2010



Tabla de Contenido

1	OBJETIVO.....	4
2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
2.1	Objetivo.....	5
2.2	Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas.....	5
2.3	Diccionario de variables.....	6
2.3.1	Conjuntos.....	6
2.3.2	Índices	7
2.3.3	Constantes.....	7
2.3.4	Variables.....	8
2.3.5	Notación	8
2.4	Formulación	9
3	METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN	13
3.1	Planteamiento del problema determinístico	13
3.2	Características de la función $w(x)$	14
3.3	Cálculo del problema de inversión aproximado.....	15
3.4	Algoritmo de descomposición.....	15
3.5	Interpretación geométrica del algoritmo	16
3.6	Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión	17
4	APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN	19
4.1	Aplicación de la metodología de descomposición	19
4.1.1	Problema Operativo.....	19
4.1.2	Cálculo del Corte de Benders	20
4.1.3	Problema aproximado de expansión.....	22
5	CRITERIO DE VALOR ESPERADO.....	24
6	ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN	26
6.1	Tasa de interés y calculo de los costos de inversión	26
6.1.1	Cálculo de los costos de las decisiones de inversión.....	26
6.1.2	Entendiendo el archivo outdisbu.csv	29
6.2	Restricciones de proyectos asociados	30
6.3	Restricciones de precedencia entre proyectos	31
6.4	Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos	31
6.5	Proyectos de refuerzo.....	32
6.5.1	Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo.....	32
6.6	Cronograma de entrada de máquinas	33
6.7	Cálculo de los costos de referencia	34

NA



PSR	OPTGEN 6.0 – Manual de Metodología
6.8	Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas.....35
6.9	Restricciones de emisión en las centrales térmicas36
6.10	Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas.....37
7	BIBLIOGRAFÍA37

NA



1 OBJETIVO

Este informe contiene el Manual de Metodología del modelo Optgen[®], herramienta computacional de la PSR para la planificación de la expansión de la generación y interconexiones de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión en todos sus detalles. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, que se basa en la técnica de descomposición. Con el objetivo de simplificar y sin pérdida de generalidad se asume en el desarrollo de éste capítulo un problema determinístico. A continuación, en el capítulo 4 se aplica esta metodología al problema de expansión en el caso determinístico. Finalmente en el capítulo 5 se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico.

NA



2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Objetivo

El objetivo del Optgen es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo – suma de los costos de inversión más el valor esperado de los costos de operación – para la construcción de nuevos generadores hidroeléctricos y/o térmicos y líneas de interconexión entre sistemas.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta diversos escenarios hidrológicos para cada uno de los cuales se realiza una optimización determinística y los resultados se ponderan de acuerdo a la probabilidad asociada a cada escenario.

El modelo lleva en cuenta para cada escenario hidrológico, restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

También se representan las 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 exclusivos.

2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas

El sistema existente se compone de un conjunto H de centrales hidroeléctricas e de un conjunto I de centrales térmicas ubicadas en una de las N regiones o subsistemas. Cada subsistema tiene una demanda de energía y existen líneas de interconexión entre cada subsistema que permiten hacer intercambios de energía. Un subconjunto de estas centrales hidros y térmicas y de estas líneas de interconexión compone el sistema existente; las otras forman el conjunto de proyectos candidatos J. Para cada etapa t y para cada proyecto j se asocia una variable de decisión $x(t,j)$. La variable $x(t,j)$ es una variable entera binaria que asume el valor 1 si se decide la construcción del proyecto j en la etapa t, y es igual a cero en el caso contrario.

Asociadas a estas decisiones de inversión existe un conjunto de restricciones que son consideradas por el modelo:

- Fechas de decisión mínimas y máximas;
- Restricciones de proyectos obligatorios;
- Restricciones de proyectos opcionales;
- Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos;
- Restricciones de proyectos asociados;
- Restricciones de capacidad instalada mínima/máxima;
- Restricciones de energía firme por sistema;
- Restricciones de potencia firme por sistema.

Para efectos de simplificar la notación y sin pérdida de generalidad se hacen algunos supuestos:

NA



- Todas las centrales hidroeléctricas tienen embalses; las centrales de pasada se representan como embalses con capacidad de almacenamiento nula;
- La demanda es constante a lo largo de toda la etapa (en realidad, el modelo permite representar hasta cinco bloques de demanda);
- Se representa un único escenario hidrológico (en realidad, el modelo permite representar varios escenarios hidrológicos siendo que cada uno tiene una probabilidad de ocurrencia definida por el usuario).

Las variables de decisión operativa se refieren al despacho de los generadores y son básicamente: $g(t,i)$ que representa la generación de la térmica i en la etapa t ; $v(t,i)$ el volumen almacenado al final de la etapa t en el embalse i ; $q(t,i)$ el volumen de agua turbinado en la etapa t por la central hidroeléctrica i ; $s(t,i)$ el volumen de agua vertido en la etapa t por la central i ; y, finalmente, $f(t,k)$ que representa el intercambio de energía en la etapa t por la línea de interconexión k . Dado que las líneas de interconexión entre regiones pueden tener capacidades y/o factores de pérdidas diferentes dependiendo del sentido del flujo, se optó en esta formulación por caracterizar una línea de interconexión como siendo un flujo de un único sentido, a partir del sistema origen $n_o(k)$ hacia su sistema destino $n_d(k)$.

Estas decisiones de operación están sujetas al siguiente conjunto de restricciones:

- Ecuaciones de balance hídrico;
- Restricciones de suministro a la demanda;
- Restricciones de emisión: de (óxidos de nitrógeno) NO_x , (dióxido de carbono) CO_2 y (óxido de azufre) SO_2 ;
- Restricciones de consumo de combustible;
- Límites operativos.

2.3 Diccionario de variables

2.3.1 Conjuntos

T	conjunto de etapas del período de estudio
N	conjunto de subsistemas o regiones
J ₁	conjunto de proyectos obligatorios
J ₂	conjunto de proyectos opcionales
J	conjunto de proyectos, $J = J_1 \cup J_2$
J ₃ (l)	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos
J ₄ (l)	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos asociados
J ₅ (l)	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de capacidad instalada mínima/máxima
J ₆ (l)	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia
I	conjunto de generadores térmicos, $I = I $ es el tamaño del conjunto I
I _n	conjunto de generadores térmicos del subsistema n
H	conjunto de generadores hidroeléctricos, $H = H $ es el tamaño del conjunto H

NA



H_n	conjunto de generadores hidroeléctricos del subsistema n
G_n	conjunto de generadores hidroeléctricos y térmicos existentes del subsistema n
J_n	conjunto de proyectos hidroeléctricos y térmicos del subsistema n
K	conjunto de líneas de interconexión entre subsistemas
$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de NO_x
$E_2(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de SO_2
$E_3(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de CO_2
$F(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan de la l -ésima restricción de disponibilidad de combustible
$MT(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para turbinamiento de la central i
$MV(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para vertimiento de la central i

2.3.2 Índices

t	indexa las etapas, conjunto T
j	indexa los proyectos candidatos, conjunto J
i	indexa los generadores, conjuntos I o H
k	indexa las interconexiones, conjunto K
n	indexa los subsistemas o regiones, conjunto N
f	indexa los combustibles, conjunto F
l	indexa restricciones en general

2.3.3 Constantes

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
N_4	número de conjuntos de proyectos asociados
N_5	número de restricciones de capacidad instalada mínima/máxima
N_6	número de restricciones de precedencia
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
NE_2	número de restricciones de emisión de SO_2
NE_3	número de restricciones de emisión de CO_2
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$c(t,j)$	valor presente del costo de inversión del proyecto j en la etapa t
$\underline{t}(j)$	fecha mínima para la decisión del proyecto j
$\overline{t}(j)$	fecha máxima para la decisión del proyecto j
$\tau(l)$	etapa inicial de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\overline{\tau}(l)$	etapa final de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$w(j)$	capacidad instalada del proyecto j
$\underline{w}(l)$	valor de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\overline{w}(l)$	valor de la l -ésima restricción de capacidad instalada máxima
$d(t,i)$	valor presente del costo operativo del generador i en la etapa t

NA



PSR	OPTGEN 6.0 – Manual de Metodología
$a(t,i)$	caudal lateral afluente al embalse i en la etapa t
$\rho(i)$	factor de producción promedio de la central hidroeléctrica i
$n_o(k)$	sistema origen de la línea de interconexión k
$n_d(k)$	sistema destino de la línea de interconexión k
$p(k)$	pérdida asociada a la línea de interconexión k
$\bar{f}(k)$	límite de flujo en la línea de interconexión k en la etapa t
$\bar{q}(i)$	capacidad de generación de la térmica i en la etapa t
$\bar{v}(i)$	capacidad de almacenamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$\bar{q}(i)$	capacidad de turbinamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$v_0(i)$	volumen inicial en el embalse i en la etapa t
$D(t,n)$	demanda en la etapa t en el subsistema n
$HR(i)$	consumo específico de la central térmica i
$e(i,1)$	factor de emisión de NO_x de la central térmica i
$e(i,2)$	factor de emisión de SO_2 de la central térmica i
$e(i,3)$	factor de emisión de CO_2 de la central térmica i
$fuel(i)$	indica el combustible de la central térmica i
$ECnt(f)$	poder calórico del combustible f
$E_1(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de NO_x en la etapa t
$E_2(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de SO_2 en la etapa t
$E_3(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de CO_2 en la etapa t
$F(t,l)$	límite de disponibilidad del combustible en la l -ésima restricción de consumo de combustible en la etapa t
$EF(t,i)$	Energía firme del generador i en la etapa t
$FEF(t,n)$	Factor de reserva de la demanda de energía firme del subsistema n en la etapa t
$PF(t,i)$	Potencia firme del generador i en la etapa t
$FPF(t,n)$	Factor de reserva de la demanda de potencia firme del subsistema n en la etapa t

2.3.4 Variables

$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$g(t,i)$	generación del generador i en la etapa t
$f(t,k)$	flujo de energía en la línea k en la etapa t
$v(t,i)$	volumen final en el embalse i en la etapa t
$q(t,i)$	volumen turbinado en el embalse i en la etapa t
$s(t,i)$	volumen vertido en el embalse i en la etapa t

2.3.5 Notación

$y(j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j durante el intervalo de fechas permitidas $[t(j),\bar{t}(j)]$	$y(j) = \sum_{t=t(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j)$
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t	$y(t,j) = \sum_{\tau=t(j)}^t x(\tau,j), t \in T$

NA



2.4 Formulación

El problema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión se plantea como un problema de programación matemática donde la función objetivo es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c(t,j) \times x(t,j) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} d(t,i) \times g(t,i), \tag{2.1}$$

sujeto a restricciones como:

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \quad \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j) = 1, \quad \forall j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j) \leq 1, \quad \forall j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \quad l = 1, \dots, N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \quad \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, \dots, N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\bar{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \geq \underline{w}(k), \quad l = 1, \dots, N_5$$

Restricciones de capacidad instalada máxima:

NA



$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \leq \overline{w}(k), \quad l = 1, \dots, N_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \quad \forall j_i \in J_6(l), \forall t \in T, l = 1, \dots, N_6$$

Restricciones de energía firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} EF(t,i) + \sum_{j \in J_n} EF(t,j) \times y(t,j) \geq FEF(t,n) \times D(t,n), \quad \forall t \in T, \forall n \in N$$

Restricciones de potencia firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} PF(t,i) + \sum_{j \in J_n} PF(t,j) \times y(t,j) \geq FPF(t,n) \times D(t,n), \quad \forall t \in T, \forall n \in N$$

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in MT(i)} q(t,j) - \sum_{j \in MV(i)} s(t,j) = a(t,i), \\ \forall t \in T, \forall i \in H$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i \in I_n} g(t,i) + \sum_{i \in H_n} \rho(i) \times q(t,i) - \sum_{k \in K|n_o(k)=n} f(t,k) + \sum_{k \in K|n_d(k)=n} (1 - p(k)) \times f(t,k) = D(t,n), \\ \forall t \in T, \forall n \in N$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \quad \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_1 \\ \sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \leq E_2(t,l), \quad \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_2 \\ \sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \leq E_3(t,l), \quad \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_3$$

Restricciones de disponibilidad de los combustibles:

NA



$$\sum_{i \in F(l)} \frac{HR(i) \times g(t,i)}{ECnt(fuel(i))} \leq F(t,l), \qquad \forall t \in T, l = 1, \dots, NF$$

Límites operativos:

$$\begin{aligned} g(t,i) &\leq \bar{g}(i), & \forall i \in I \mid i \notin J \\ g(t,i) - \bar{g}(i) \times y(t,i) &\leq 0, & \forall i \in I \mid i \in J \\ v(t,i) &\leq \bar{v}(i), & \forall i \in H \mid i \notin J \\ v(t,i) - \bar{v}(i) \times y(t,i) &\leq 0, & \forall i \in H \mid i \in J \\ q(t,i) &\leq \bar{q}(i), & \forall i \in H \mid i \notin J \\ q(t,i) - \bar{q}(i) \times y(t,i) &\leq 0, & \forall i \in H \mid i \in J \\ f(t,i) &\leq \bar{f}(i), & \forall i \in K \mid i \notin J \\ f(t,i) - \bar{f}(i) \times y(t,i) &\leq 0, & \forall i \in K \mid i \in J \end{aligned}$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \qquad \forall i \in H$$

Restricciones de integridad de las variables de decisión:

$$x(t,j) \in \{0,1\}, \qquad \forall t \in T, \forall j \in J$$

Como se puede observar este es un problema entero mixto de gran escala. El número de variables enteras depende del número de proyectos considerados y del horizonte del estudio. El número de variables continuas y restricciones también puede ser muy grande dependiendo de la dimensión del problema: número de subsistemas o regiones, número de centrales hidroeléctricas, térmicas e interconexiones. El problema se torna más complejo cuando se considera la estructura de la demanda por bloques, pues el número de variables y restricciones aumenta.

Sin embargo se observa que el problema tiene una estructura de bloques:

NA

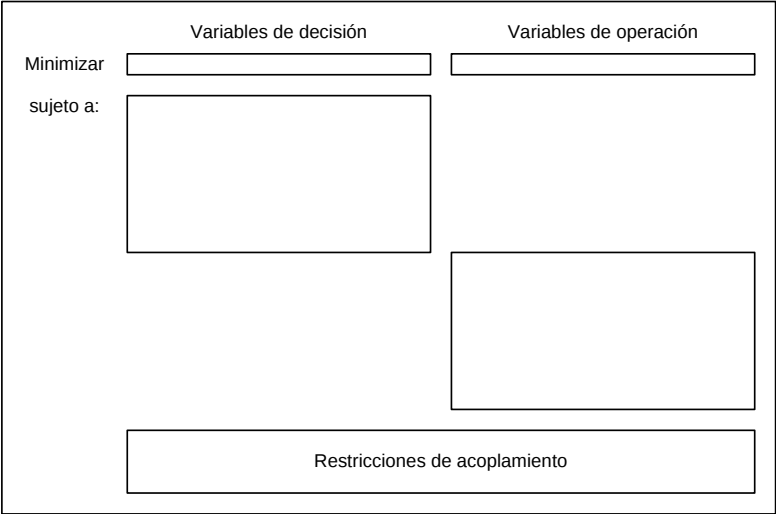


Figura 2.1 – Estructura en bloques del problema de expansión

Esta estructura sugiere el uso de técnicas de descomposición. En este modelo se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo siguiente.

NA



3 METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN

3.1 Planteamiento del problema determinístico

El problema de expansión de la generación e interconexión de un sistema de energía (2.1) se puede plantear de la siguiente manera:

Min

$z(x) = c(x) + w(x)$

(3.1)

s a

$x \in X$

La matriz de variables binarias $x = (x(t,j))$ representa las decisiones de inversión. Como fue definido en el capítulo anterior $x(t,j) = 1$ indica que el proyecto j va a ser construido en la etapa t . El conjunto X representa las decisiones de inversión factibles, esto es, que atienden a las restricciones de capacidad instalada mínima, restricciones de proyectos asociados y exclusivos, etc. Finalmente, las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x , como se muestra en la Figura 3.1.

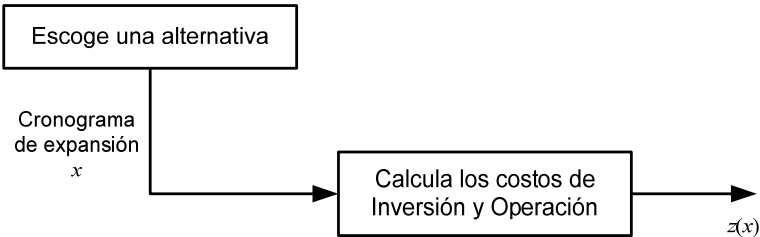


Figura 3.1 - Proceso de Planeación - Un Escenario

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.2.

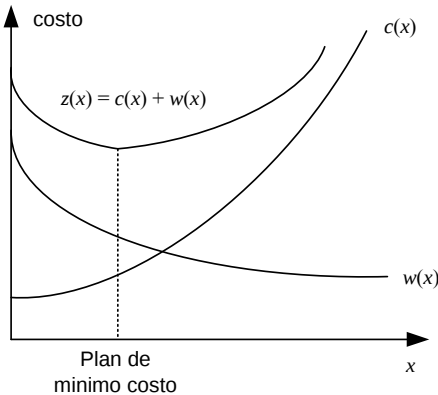


Figura 3.2 - Proceso de Optimización Determinístico

NA



Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es conocida, mientras la función operativa $w(x)$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & dy \\ \text{s a} \quad & Fy \geq h - Ex \\ & y \geq 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde el vector y representa las variables operativas (volúmenes almacenados, turbinados y vertidos, generación térmica, déficit etc.). Las restricciones $Fy \geq h - Ex$ representan las ecuaciones operativas (balance hídrico, suministro a la demanda y límites de generación e interconexión entre sistemas).

La metodología de solución adoptada en el Optgen, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(x)$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2).

3.2 Características de la función $w(x)$

El problema (3.2) es un modelo de optimización de programación lineal (LP). De la teoría LP, el Dual se formula como:

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Max} \quad & \pi (h - Ex) \\ \text{s a} \quad & \pi F \leq d \\ & \pi \geq 0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales π corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i, i = 1, \dots, r\}$ el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión x . Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$w(x) = \text{Max} \{ \pi^i (h - Ex), \pi^i \in \Pi \} \tag{3.4}$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \pi^1 (h - Ex) \\ & \alpha \geq \pi^2 (h - Ex) \\ & \dots \\ & \alpha \geq \pi^r (h - Ex) \end{aligned} \tag{3.5}$$

NA



donde α es una variable escalar no restringida (positiva o negativa). En efecto, dado que α debe exceder cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar α , resulta que ésta será igual a $\text{Max}\{\pi^i (h - Ex)\}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(x)$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.3:

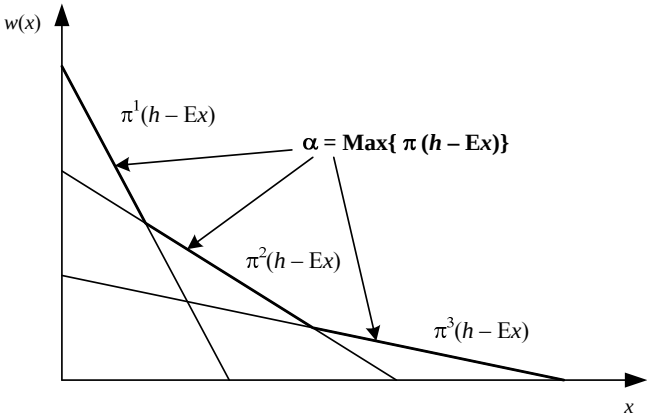


Figura 3.3 - Gráfico de la función $w(x)$

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

Min

$c(x) + \alpha$

(3.6)

s a

$\alpha \geq \pi^i (h - Ex),$

$i = 1, \dots, r$

$x \in X$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de descomposición

1.

Inicialice : número de iteraciones $v = 0$; límite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2.

Actualice el número de iteraciones $v = v + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

NA



$$\begin{aligned} z = & \quad \text{Min} \quad c x + \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \pi^\mu (h - E x), \mu = 1, \dots, v-1 \\ & x \in X \end{aligned}$$

(3.7)

3. Sea $\{x^v, \alpha^v\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior $\underline{z}$:

$$\underline{z} = c x^v + \alpha^v$$

(3.8)

4. Resuelva el problema operativo:

$$\begin{aligned} w(x^v) = & \text{Min} \quad dy \\ \text{s a} \quad & F y \geq h - E x^v \\ & y \geq 0 \end{aligned}$$

(3.9)

5. Sea y^v la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^v, y^v) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor

$$\bar{z} = \text{Min} \{ \bar{z}, c x^v + d y^v \}$$

(3.10)

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\bar{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a $\bar{z}$ es una solución ξ -óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^v (h - E x)$$

(3.11)

donde π^v es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrada a continuación:

$$w(x^*) = \pi^* (h - E x^*)$$

(3.12)

De donde se tiene una expresión para $\pi^* h$:

$$\pi^* h = w(x^*) + \pi^* E x^*$$

(3.13)



Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\alpha \geq \pi^* (h - Ex)$, se obtiene:

$$\alpha \geq w(x^*) - \pi^* E (x - x^*) \tag{3.14}$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:

$$H(x) = h - E x \tag{3.15}$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^*} = \pi^* \tag{3.16}$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(x)$ con respecto a x :

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = \left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^*} \times \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = - \pi^* E \tag{3.17}$$

Dado que $w(x)$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(x)$ en el punto $x = x^*$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(x) \geq w(x^*) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} (x - x^*) \tag{3.18}$$

Denotando $\alpha = w(x)$, resulta la expresión (3.14).
De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(x)$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$\begin{aligned} z = & \quad \text{Min} \quad c x + \alpha \\ \text{s a} \quad & \quad \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu) (x - x^\mu), \mu = 1, \dots, v \\ & \quad x \in X \end{aligned} \tag{3.19}$$

donde $\lambda(x^\mu) = - \pi^\mu E, \mu = 1, \dots, v$.
El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 3.4:

NA

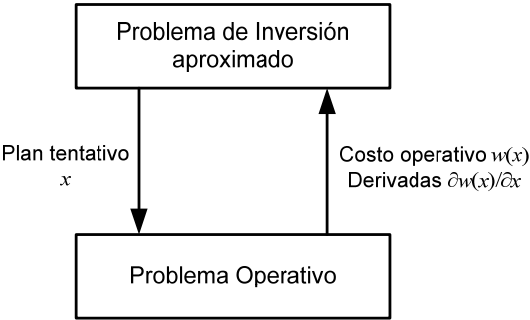


Figura 3.4 - Proceso de Descomposición

NA



4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN

4.1 Aplicación de la metodología de descomposición

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1).

Como discutido en el capítulo anterior, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo.

Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.

4.1.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v , el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de balance hídrico, suministro a la demanda, restricciones de emisión y límites operativos:

$$w(x^v) = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} d(t,i) \times g(t,i) \tag{4.1}$$

sujeto a:

Ecuaciones de balance hídrico:

$$\begin{aligned} v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in MT(i)} q(t,j) - \sum_{j \in MV(i)} s(t,j) &= a(t,i) \\ \forall t \in T, \forall i \in H \end{aligned}$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in I_n} g(t,i) + \sum_{i \in H_n} \rho(i) q(t,i) - \sum_{k \in K|n_o(k)=n} f(t,k) + \sum_{k \in K|n_d(k)=n} (1 - p(k)) f(t,k) &= D(t,n) \\ \forall t \in T, n \in N \end{aligned}$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \quad \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_1$$

NA



$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \leq E_2(t,l), \quad \forall t \in T, l=1, \dots, NE_2$$
$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \leq E_3(t,l), \quad \forall t \in T, l=1, \dots, NE_3$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \quad \forall i \in H$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \leq \overline{g}(i), \quad \forall i \in I \mid i \notin J$$
$$g(t,i) - \overline{g}(i) \times y(t,i) \leq 0, \quad \forall i \in I \mid i \in J$$
$$v(t,i) \leq \overline{v}(i), \quad \forall i \in H \mid i \notin J$$
$$v(t,i) - \overline{v}(i) \times y(t,i) \leq 0, \quad \forall i \in H \mid i \in J$$
$$q(t,i) \leq \overline{q}(i), \quad \forall i \in H \mid i \notin J$$
$$q(t,i) - \overline{q}(i) \times y(t,i) \leq 0, \quad \forall i \in H \mid i \in J$$
$$f(t,i) \leq \overline{f}(i), \quad \forall i \in K \mid i \notin J$$
$$f(t,i) - \overline{f}(i) \times y(t,i) \leq 0, \quad \forall i \in K \mid i \in J$$

donde $y(t,j)$, definido de acuerdo con la notación definida en 2.3.5, es:

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j), \quad \forall t \in T$$

4.1.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (4.1) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos térmicos, límites de almacenamiento y turbinamiento para los proyectos hidro y límites de flujo para los proyectos de interconexión dependen de las decisiones de inversión x^v . Por facilidad de notación, se describen estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

			Variables duales
$-g(t,i) \geq -\overline{g}(i) \times y^v(t,j),$	$\forall i \in I \mid j \in J, t \in T$	$\pi^g(t,i)$	(4.2)
$-v(t,i) \geq -\overline{v}(i) \times y^v(t,j),$	$\forall i \in H \mid j \in J, t \in T$	$\pi^v(t,i)$	
$-q(t,i) \geq -\overline{q}(i) \times y^v(t,j),$	$\forall i \in H \mid j \in J, t \in T$	$\pi^q(t,i)$	
$-f(t,k) \geq -\overline{f}(k) \times y^v(t,j),$	$\forall k \in K \mid j \in J, t \in T$	$\pi^f(t,i)$	

NA



donde $\pi^g(t,i)$, $\pi^v(t,i)$, $\pi^q(t,i)$ y $\pi^f(t,i)$ son las variables duales asociadas a las restricciones en solución óptima.

Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión térmica $x(t,i)$ es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\Big|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi^g(\tau,i) (-\bar{g}(i)) = -\bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(\tau,i) \tag{4.3}$$

La derivada de w con respecto a la variable de inversión para un proyecto hidro i , $x(t,i)$, es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\Big|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi^v(\tau,i) (-\bar{v}(i)) + \sum_{\tau=t}^T \pi^q(\tau,i) (-\bar{q}(i)) = -(\bar{v}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^v(\tau,i) + \bar{q}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^q(\tau,i)) \tag{4.4}$$

Finalmente, la derivada con respecto a la variable de inversión asociada a un proyecto de interconexión i , $x(t,i)$, es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\Big|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi^f(\tau,k) (-\bar{f}(k)) = -\bar{f}(k) \sum_{\tau=t}^T \pi^f(\tau,k) \tag{4.5}$$

Denotando:

$$\lambda^v(t,j) = \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\Big|_{x=x^v}$$

el corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^v(t,j) (x(t,j) - x^v(t,j)) \tag{4.6}$$

Agregando los valores conocidos como:

$$r^v = w(x^v) - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^v(t,j) x^v(t,j) \tag{4.7}$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\alpha - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^v(t,j) x(t,j) \geq r^v \tag{4.8}$$



4.1.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos hidro, térmicos y de interconexión más el valor aproximado del costo operativo (α), sujeto a las restricciones de integralidad, unicidad y fechas límite de los proyectos y demás restricciones. A cada iteración del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la v -ésima iteración se plantea como:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha \tag{4.9}$$

sujeto a

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \quad \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j) = 1, \quad \forall j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j) \leq 1, \quad \forall j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \quad l = 1, \dots, N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \quad \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, \dots, N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\bar{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \geq \underline{w}(k), \quad l = 1, \dots, N_5$$



Restricciones de capacidad instalada máxima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \leq \overline{w}(k), \quad l = 1, \dots, N_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \quad \forall j_i \in J_6(l), \forall t \in T, l = 1, \dots, N_6$$

Restricciones de energía firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} EF(t,i) + \sum_{j \in J_n} EF(t,j) \times y(t,j) \geq FEF(t,n) \times D(t,n), \quad \forall t \in T, \forall n \in N$$

Restricciones de potencia firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} PF(t,i) + \sum_{j \in J_n} PF(t,j) \times y(t,j) \geq FPF(t,n) \times D(t,n), \quad \forall t \in T, \forall n \in N$$

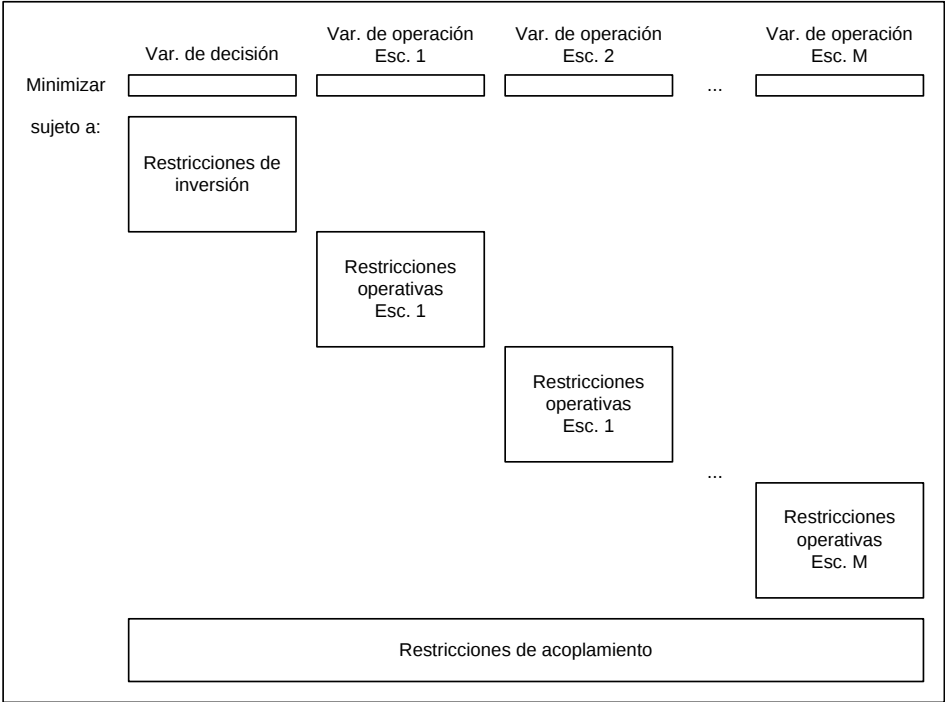
Cortes de Benders:

$$\alpha - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^\mu(t,j) \times x(t,j) \geq r^\mu, \quad \mu = 1, \dots, v$$



5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders también se aplica a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.



La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

Min

$c(x) + \bar{w}(x)$

(5.1)

s a

$x \in X$

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa x :

$$\bar{w}(x) = \sum_{m=1}^M p_m w_m(x)$$

(5.2)

donde p_m es la probabilidad del escenario m . Dada una decisión x^* , el problema operativo para cada escenario m , con $m = 1, \dots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$w_m(x^*) =$

Min

$d_m y_m$

Variables duales

(5.3)

s a

$F_m y_m \geq h_m - E_m x^*$

π_m^*

$y_m \geq 0$

NA



El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (5.3):

$$\alpha \geq w_m(x^*) + \lambda_m(x^*) (x - x^*), \qquad m = 1, ..., M$$

(5.4)

donde $\lambda_m(x^*) = - \pi_m^* E_m$. Como la expresión (5.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^*) = \sum_{m=1}^M p_m \lambda_m(x^*)$$

(5.5)

Entonces:

$$\alpha \geq \bar{w}_m(x^*) + \bar{\lambda}(x^*) (x - x^*)$$

(5.6)

Substituyendo $\bar{w}(x)$ en (5.1) por los cortes (5.6) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

Min

$c(x) + \alpha$

(5.7)

s a

$\alpha \geq \bar{w}_m(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu) (x - x^\mu),$

$\mu = 1, ..., v$

$x \in X$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 5.1:

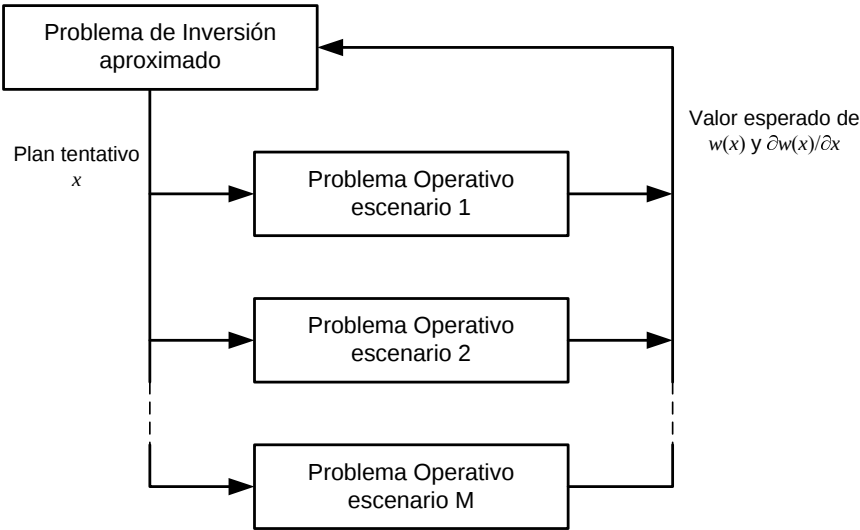


Figura 5.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios

NA



6 ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN

6.1 Tasa de interés y calculo de los costos de inversión

El modelo recibe como dato de entrada la tasa de interés anual. Si las etapas de decisión de la inversión y/o de la operación no son anuales, entonces las tasas de interés deben ser recalculadas. Por ejemplo, sea tx^A la tasa de interés anual, si la operación es en base mensual la tasa de interés mensual tx^M se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{1}{1+tx^A} = \frac{1}{(1+tx^M)^{12}}$$

Por lo tanto, la tasa de interés mensual es:

$$tx^M = (1 + tx^A)^{1/12} - 1$$

6.1.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión

Para cada proyecto el modelo lee los siguientes datos:

Costo de inversión (M\$):	c_1
Costo de integración eléctrica (\$/KW):	c_2
Costo de operación y manutención (\$/KW):	c_3
Capacidad instalada (MW)	w
Vida útil (años)	L

Esquema de desembolsos:

Número de desembolsos	N
Año relativo de entrada en operación	n_0
Desembolsos (%)	$p_n, n = 1, \dots, N$

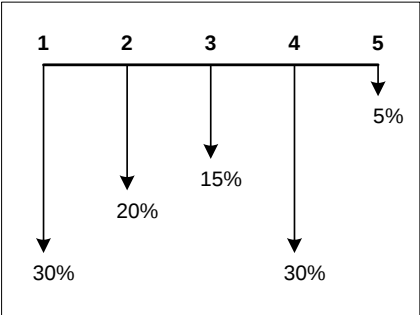


Figura 6.1 – Ejemplo de un esquema de desembolso de un proyecto

NA



Además se tiene la siguiente información:

Tasa de interés (%)	tx^A
Duración del estudio (años)	T

Para calcular el costo de la decisión de construir cada proyecto en la etapa t , se procede de la siguiente manera:

Se refiere el costo de inversión del proyecto más el costo de integración eléctrica al año de entrada en operación utilizando el cronograma de desembolsos.

$$c^{(1)} = (c_1 + \frac{c_2 \times w}{1000}) \times \sum_{n=1}^N \frac{p_n}{100} (1+tx^A)^{(n_0 - n)}$$

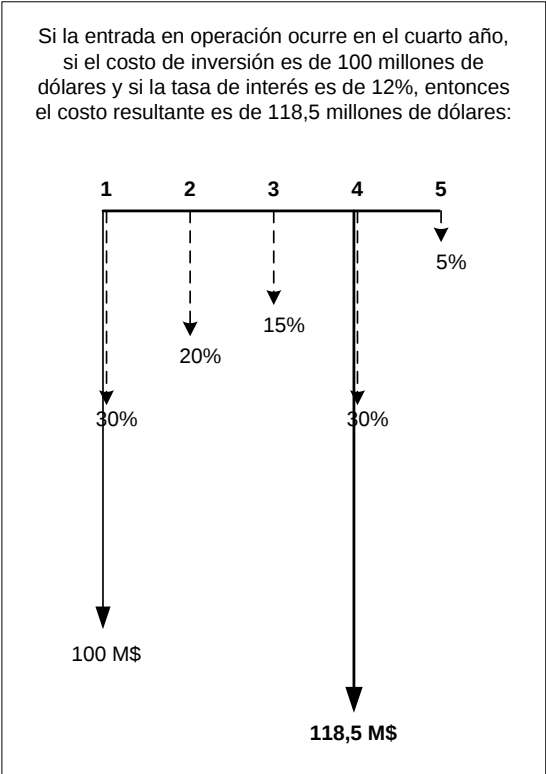


Figura 6.2 – Costo de inversión en la fecha de entrada en operación

Se calcula el costo de inversión anual que representa un flujo de desembolsos periódicos durante la vida útil del equipo y que corresponde al costo de inversión total. A este valor se le suma el costo de operación y mantenimiento.

$$c^{(2)} = c^{(1)} \times \frac{tx^A(1 + tx^A)^L}{(1 + tx^A)^L - 1} + \frac{c_3 \times w}{1000}$$

NA

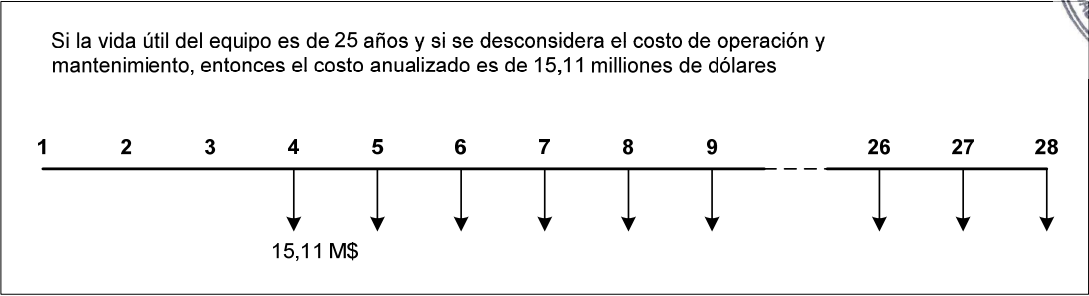


Figura 6.3 – Costo de inversión anual

Se refiere el costo anual al año de la decisión:

$$c^{(3)} = c^{(2)} \times \frac{1}{(1 + tx^A)^{(n0-1)}}$$

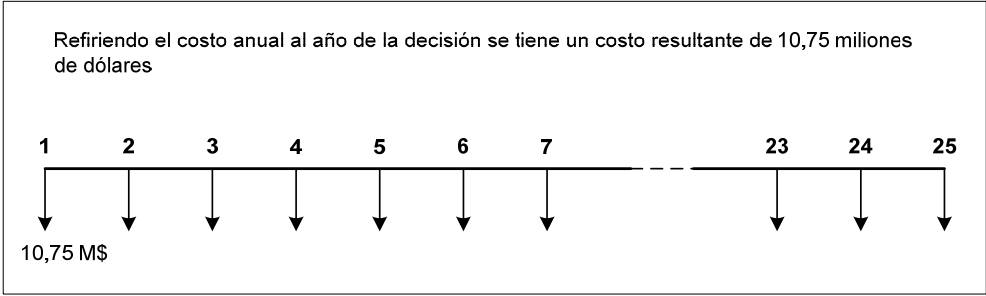


Figura 6.4 – Costo de inversión anual en el año de la decisión

El cálculo del costo de inversión en la etapa *t* considera que los desembolsos anuales:

- se inician en el año de entrada en operación;
- se interrumpen al final del estudio o al término de la vida útil;
- se realizan al final de cada año.

Por lo tanto el costo de inversión en la etapa *t* corresponde al valor presente de una serie finita de desembolsos cuyo número de parcelas es $t' = \min\{T - (t + n_0 - 1) + 1, L\}$. Entonces calculamos el valor presente neto de este flujo de caja.

$$c^{(4)} = c^{(3)} \times \frac{(1 + tx^A)^{t'} - 1}{tx^A \times (1 + tx^A)^{t'}}$$

NA

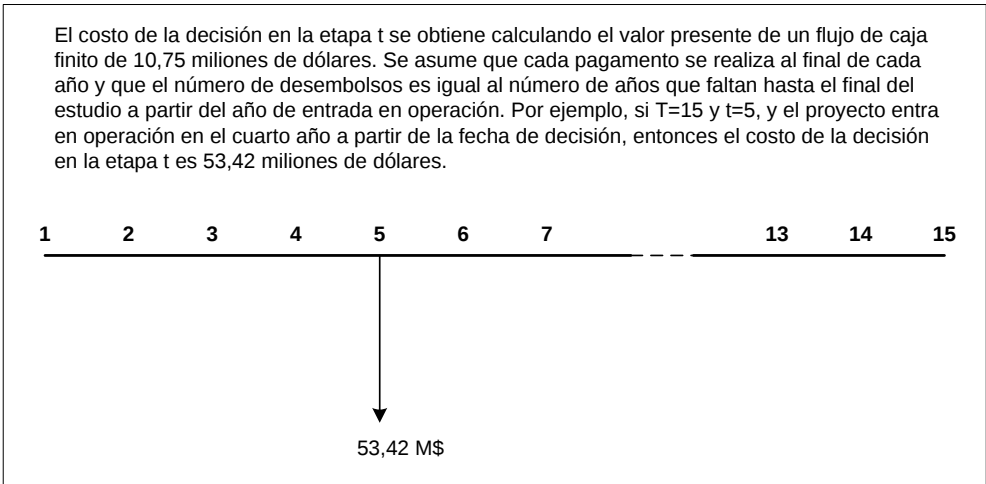


Figura 6.5 – Costo de la decisión en la etapa t

De manera a poder comparar las diferentes alternativas de decisión a lo largo de las etapas del estudio todos los costos de las decisiones se refieren al primer año del estudio.

$$c^{(5)} = c^{(4)} \times \frac{1}{(1 + t x^A)^{(t-1)}}$$

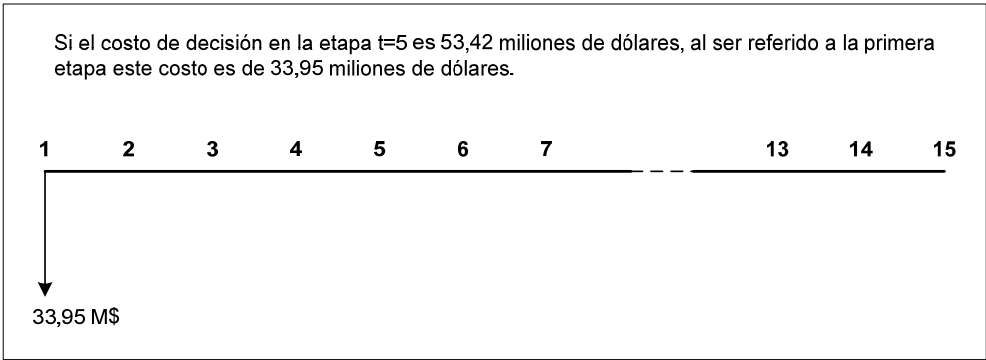


Figura 6.6 – Costo de la decisión en la etapa t referido a la primera etapa

6.1.2 Entendiendo el archivo outdisbu.csv

El archivo de salida outdisbu.csv muestra los desembolsos para cada proyecto y para etapa de decisión. Por ejemplo, supongamos un estudio de planeamiento de la expansión de 15 años con tres proyectos candidatos. La tasa de interés considerada es de 12%. El primer proyecto candidato tiene las características del proyecto utilizado en el ejemplo del ítem anterior con la explicación sobre el cálculo de los costos de inversión. Supongamos que la decisión óptima es construir este proyecto en la etapa 5, es decir la entrada en operación en Enero de 2009. Entonces se tendrá un flujo de caja de M\$ 15.11 desde el final de ese año hasta el final del estudio. Como fue explicado en el ítem anterior el valor presente de esta inversión es de M\$ 33.95. El segundo proyecto tiene

NA



un costo anual de M\$ 48.25 y la decisión óptima es su entrada en operación en el tercer año por lo tanto el valor presente es de M\$ 247.08. Para el tercer proyecto el costo de inversión anual es de M\$ 4.80 y la programación óptima para este proyecto es en el noveno año. De esta manera el valor presente resultante es M\$ 8.85. Finalmente se observa que el valor presente del costo de inversión del cronograma óptimo es M\$ 289.88. Este valor corresponde al costo de inversión de la última iteración de la descomposición de Benders que aparece en reporte de convergencia en el archivo optgen.log.

Etapas	Proyecto 1	Proyecto 2	Proyecto 3	Total
Ene-02	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-03	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-04	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-05	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-06	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-07	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-08	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-09	15.11	48.25	0.00	63.36
Ene-10	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-11	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-12	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-13	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-14	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-15	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-16	15.11	48.25	4.80	68.16
Valor presente	33.95	247.08	8.85	289.88

6.2 Restricciones de proyectos asociados

La función de las restricciones de proyectos asociados es representar que un grupo de proyectos tienen una sola decisión de inversión, esto es, o todo el grupo de proyectos (o ninguno proyecto) es considerado en el cronograma óptimo de expansión.

Para la definición de una restricción de proyectos asociados es necesario solo la relación de proyectos cuya decisión de inversión esta relacionada. La formulación matemática de estas restricciones en el modelo de inversión es:

$$y(j_1) = y(j_2), \quad \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, ..., N_4$$

donde:

- N_4

número de conjuntos de proyectos asociados
- $y(t,j)$

suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t
- $$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j), t \in T$$
- $x(t,j)$

variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
- $J_4(l)$

conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos asociados

NA



Es importante fijar que este tipo de restricción no relaciona las decisiones de inversión entre dos proyectos en cada una de las etapas, pero en todas las etapas del problema de inversión. Por lo tanto, dos proyectos asociados pueden ser considerados en el cronograma óptimo de inversión en diferentes etapas, desde que ambos sean incluidos. Case se requiera que la decisión de inversión de los proyectos sean relacionadas en cada una de las etapas, esto es, se los proyectos deben entrar en operación en la misma etapa, además de las restricciones de proyectos asociados es necesario también especificar restricciones de precedencia entre los proyectos, que se presenta a continuación.

6.3 Restricciones de precedencia entre proyectos

La función de las restricciones de precedencia entre proyectos es representar restricciones cronológicas para la entrada en operación entre proyectos, por ejemplo, la construcción de nuevas unidades generadoras en un sistema exportador de energía debe estar asociada a la construcción de la línea de transmisión y la entrada en operación de la línea debe anteceder a la entrada en operación de las unidades generadoras.

Los datos necesarios para definir restricciones de precedencia entre proyectos comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \qquad \forall j_i \in J_6(l), \forall t \in T, l = 1, ..., N_6$$

donde:

- N₆

y(t,j)
- número de conjuntos de proyectos con precedencia
suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t
- $$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j), t \in T$$
- x(t,j)

J₆(l)
- variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia

6.4 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos

La función de las restricciones de proyector mutuamente exclusivos es representar que la decisión de inversión de dos proyectos es mutuamente exclusiva, esto es, solamente uno de los proyectos puede ser considerado en el cronograma optimo de expansión.

Los datos necesarios para definir una de estas restricciones comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \qquad l = 1, ..., N_3$$



donde,

N_3 número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos

$y(t,j)$ suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t

$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j), t \in T$

$x(t,j)$ variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t

$J_3(l)$ conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos

6.5 Proyectos de refuerzo

El Optgen permite modelar proyectos de refuerzo, esto es, proyectos que cuando entran en operación substituyen una unidad (térmicas, hidroeléctricas o de interconexión) existente.

Sin pérdida de generalidad, vamos a suponer que solo existe el proyecto j en el estudio y que este es un proyecto de refuerzo. Entonces el problema de inversión es:

Min

$$\sum_{t \in T} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha$$

s.a

$$\sum_{t \in T} x(t,j) \leq 1$$

Considerando que el proyecto j cuando entra en operación substituye la central existente i , el problema de operación resulta en:

$w(x^v) = \text{Min}$

$$\sum_{t \in T} d(t,i) \times g(t,i) + d(t,j) \times g(t,j)$$

Variables duales

s.a

$$g(t,i) + g(t,j) = D(t), \quad \forall t \in T$$

$$g(t,i) \leq \bar{g}(i) \times (1 - y^v(t,j)), \quad \forall t \in T$$

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times y^v(t,j), \quad \forall t \in T$$

$\pi^g(t,i)$

$\pi^g(t,j)$

donde:

$$y^v(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x^v(\tau,j), \quad t \in T$$

6.5.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo

Por facilidad de notación, se rescriben las restricciones de capacidad que dependen de la variable de decisión en la forma padrón de la programación lineal:

NA



	Variables duales
$-g(t,i) \geq -\bar{g}(i) \times (1 - y^v(t,j))$	$\pi^g(t,i)$
$-g(t,j) \geq -\bar{g}(j) \times y^v(t,j)$	$\pi^g(t,j)$

donde:

$$\begin{aligned} \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)} \Big|_{x=x^v} &= \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,i) \bar{g}(i) + \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,j) (-\bar{g}(j)) \\ &= \bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,i) - \bar{g}(j) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,j) \end{aligned}$$

6.6 Cronograma de entrada de máquinas

Supongamos que el proyecto de una nueva central térmica *j* tiene un cronograma de entrada en operación, en p.u., para cada año, *p*₁, *p*₂, ..., *p*_n. Sea *f*_{*t*}, *t* = 1, ..., *T*, el valor acumulado, en p.u., del cronograma de entrada en operación del proyecto *j*, esto es:

$$f_t = \sum_{\tau=1}^t p_{\tau}, \qquad \forall \, t \in T$$

Solamente para ilustrar, suponga, sin pérdida de generalidad, que el período del estudio tiene tres años. En este caso, la capacidad de generación del proyecto *j* es:

$$\begin{aligned} g(1,j) &\leq \bar{g}(j) \times x(1,j) \\ g(2,j) &\leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j)) \\ g(3,j) &\leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j) + x(3,j)) \end{aligned}$$

resulta ahora en:

$$\begin{aligned} g(1,j) &\leq \bar{g}(j) \times f_1 \, x(1,j) \\ g(2,j) &\leq \bar{g}(j) \times (f_2 \, x(1,j) + f_1 \, x(2,j)) \\ g(3,j) &\leq \bar{g}(j) \times (f_3 \, x(1,j) + f_2 \, x(2,j) + f_1 \, x(3,j)) \end{aligned}$$

o de una forma genérica:

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times \sum_{\tau=1}^t f_{t-\tau+1} \, x(\tau,j)$$

NA



El ejemplo anterior vale también para proyectos de nuevas centrales hidroeléctricas o nuevas líneas de transmisión. El efecto del cronograma de entrada en operación también debe ser considerado sobre las derivadas (cortes de Benders). Por lo tanto la derivada es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_1} = (\pi_1 f_1 + \pi_2 f_2 + \pi_3 f_3 + \dots + \pi_T f_T) \bar{g} = \sum_{\tau=1}^T \pi_{\tau} f_{\tau} \bar{g}$$
$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_2} = (\pi_2 f_1 + \pi_3 f_2 + \pi_4 f_3 + \dots + \pi_T f_T) \bar{g} = \sum_{\tau=2}^T \pi_{\tau} f_{\tau-1} \bar{g}$$

En general:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_t} = \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau} f_{\tau-t+1} \bar{g}$$

En realidad las expresiones que consideran el efecto del cronograma de entrada en operación son un poco más complicadas pues la discretización de los problemas de inversión y de operación no es la misma, esto es, típicamente, las decisiones de inversión son en base anual, en cuanto que las decisiones de operación son mensuales.

Entonces, considerando la discretización típica para los módulos de operación e inversión, y que el cronograma de entrada en operación es mensual, la capacidad de generación del proyecto j , a cada etapa mensual, es:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times f_1 x(1,j)$$
$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times f_2 x(1,j)$$
$$\dots$$
$$g(12,j) \leq \bar{g}(j) \times f_{12} x(1,j)$$
$$g(13,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_{12} x(1,j) + f_{13} x(2,j))$$

etc.

La expresión general es:

$$g_t \leq \bar{g} \times \sum_{\tau=1}^{\frac{t-1}{12} + 1} f_{t-12(\tau-1)} x_{\tau}$$

6.7 Cálculo de los costos de referencia

El Optgen calcula para los proyectos un costo de referencia (\$/MWh) de la siguiente manera:

NA



Para los proyectos de centrales hidroeléctricas

$$\frac{CIA(M\$)\times10^6}{P(MW)\times FCM(pu)\times8760h}$$

Para los proyectos de centrales térmicas

$$\frac{CIA(M\$)\times10^6 + COP(\$/MWh)\times P(MW)\times FCM(pu)\times8760h}{P(MW)\times FCG(pu)\times8760 h}$$

Para los proyectos de intercambio

$$\frac{CIA(M\$)\times10^6}{P(MW)\times FUT(pu)\times8760h}$$

donde:

CIA	Costo de inversión anualizado	M\$
COP	Costo operativo	\$/MWh
P	Potencia	MW
FCM	Factor de capacidad promedio	pu
FCG	Factor de capacidad garantida	pu
FUT	Factor de utilización	pu

6.8 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas

El costo unitario de las centrales térmicas se calcula de la siguiente manera:

$$TCst(t,i) = \frac{Fcst(t,fuel(i))}{ECnt(fuel(i))} \times HR(i) \times 1000$$

donde

TCst(t,i)	costo unitario de la central <i>i</i> en la etapa <i>t</i>	\$/MWh
fuel(i)	indica el combustible de la central térmica <i>i</i>	
Fcst(t,f)	costo unitario del combustible <i>f</i> en la etapa <i>t</i>	\$/unit
ECnt(f)	poder calorífico del combustible <i>f</i>	kcal/unit
HR(i)	consumo específico de la central térmica <i>i</i>	kcal/kWh

6.9 Restricciones de emisión en las centrales térmicas

Las restricciones de emisión tienen la función de imponer límites para la producción de energía en las centrales térmicas debido a restricciones ambientales de emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂) y dióxido de azufre (SO₂).

NA



Para su representación en el modelo de expansión se requieren datos que relacionen producción de energía eléctrica en las centrales térmicas con las emisiones de estos gases (coeficientes de emisión que deben ser especificados para cada una de las centrales térmicas). Además, se requiere también el conjunto de centrales térmicas que participan de cada una de las restricciones y los límites de emisión.

La formulación matemática para las restricciones de emisión de NO_x es:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \qquad \forall t \in T, l=1, \dots, NE_1$$

- donde,
- E₁(*l*) conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de NO_x
 - NE₁ número de restricciones de emisión de NO_x
 - e(*i*,1) factor de emisión de NO_x de la central térmica *i*

La formulación para las restricciones de emisión de SO₂ y CO₂ es similar a las restricciones de emisión de NO_x, pero considerando los conjuntos y coeficientes relacionados a los gases SO₂ y CO₂.

6.10 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas

La función de las restricciones de disponibilidad de combustible es imponer límites de generación en un conjunto de centrales térmicas que utilizan un mismo combustible cuya disponibilidad esta limitada.

El conjunto de datos necesario para representar una restricción de disponibilidad se compone del conjunto de centrales térmicas de mismo combustible que participan de cada una de las restricciones de disponibilidad, los datos de consumo específico de las centrales térmicas y los datos de poder calorífico del combustible. Además, se requieren también los datos de límites de disponibilidad del combustible para cada una de las restricciones.

La formulación matemática para las restricciones de disponibilidad es:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{HR(i) \times g(t,i)}{ECnt(fuel(i))} \leq F(t,l), \qquad \forall t \in T, l= 1, \dots, NF$$

- donde,
- F(*t*,*l*) límite de disponibilidad del combustible en la *l*-ésima restricción de consumo de combustible en la etapa *t*
 - ECnt(*f*) poder calórico del combustible *f*
 - fuel(*i*) indica el combustible de la central térmica *i*
 - HR(*i*) consumo específico de la central térmica *i*
 - NF número de restricciones de consumo del combustible
 - g(*t*,*i*) generación del generador *i* en la etapa *t*

NA



7 BIBLIOGRAFÍA

J.F.Benders, “Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems”, *Numerische Mathematik*, Vol.4, pp. 238-252, 1962.

B.Gorenstin, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, N.M.Campodónico, “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.1, 1993.

J.P.Costa, N.M.Campodónico, B.G.Gorenstin, M.V.F.Pereira, "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems", 10th PSCC, Austria, 1990.

NA



SDDP

Manual de Metodología

VERSIÓN 12.0

Marzo 2013



PSR

NA



Tabla de Contenido

1 Introducción 1

2 Optimización Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos 2

 2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema 2

 2.2 Problema de despacho hidrotérmico..... 4

 2.3 Formulación del problema..... 5

 2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados 7

 2.5 Representación alternativa de la correlación serial 12

 2.6 Limitaciones del esquema PDE..... 13

 2.7 El esquema de PD Dual DP 14

 2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE 19

3 Despacho de una Etapa: Formulación Básica 22

 3.1 Planteamiento del problema 22

 3.2 Función objetivo 22

 3.3 Restricciones operativas básicas 23

 3.4 Función de costo futuro 26

4 Restricciones Operativas Adicionales – Hidroeléctrica 27

 4.1 Vertimiento no controlable..... 27

 4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta..... 27

 4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos..... 28

 4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera..... 28

 4.5 Restricciones en el desfogue total..... 28

 4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada 29

 4.7 Riego 29

 4.8 Modelo de volumen muerto 30

 4.9 Canal de desfogue 32

 4.10 Generación en función de la afluencia 34

 4.11 Curva de aversión a riesgo 36

 4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses..... 37

 4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses..... 38

 4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses 38



5 Restricciones Operativas Adicionales – Plantas Térmicas.....40

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte.....40

5.2 Centrales térmicas *must-run*41

5.3 Límites en el consumo de combustible.....41

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible42

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas.....42

5.6 Restricciones de generación42

5.7 Centrales térmicas multi-combustible.....43

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment44

5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible.....45

6 Restricciones Operativas Adicionales – Reserva de Generación48

6.1 Reserva rodante.....48

6.2 Restricciones de reserva de generación.....48

7 Fuentes de Energía Renovable50

8 Red de Transporte de Energía.....51

8.1 Modelo de interconexión51

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado.....53

8.3 Representación de pérdidas.....58

9 Disponibilidad y Transporte de Gas Natural62

9.1 Producción de gas.....62

9.2 Transporte de gas.....63

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas64

10Plantas Térmicas con Costo de Emisión de CO2.....65

11Clasificación de las Restricciones.....66

12Diccionario de Variables68

13Bibliografía.....74

A.Programación Dinámica Dual Estocástica75

A.1 Formulación del problema.....75

A.2 Pasos del algoritmo SDDP.....75

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados.....75

A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento.....76

NA



A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias.....76

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro76

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas.....76

A.2.2.2 Solución del problema operativo.....77

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas77

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro78

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior79

A.2.3 Cálculo del límite inferior.....79

A.2.4 Cálculo del límite superior79

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento.....80

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias.....80

A.2.4.3 Simulación operativa.....80

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento80

A.2.4.5 Obtención del límite superior.....80

A.2.5 Verificación de la optimalidad81

B. Modelo Estocástico de Caudales.....82

B.1 Objetivo82

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse82

B.2.1 El Modelo ARP(1).....82

B.2.1.1 Introducción82

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales83

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados.....84

B.2.2 Modelo de ajuste86

B.2.3 Verificación del modelo.....87

B.2.3.1 Independencia de los ruidos87

B.2.3.2 Ruidos normalizados.....87

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva88

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses88

B.4 Generación sintética de caudales88

NA



1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
ej. $v_{t+1}(i)$	ej. volumen de la central i en el inicio de la etapa t	hm^3	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)

NA



2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ (\$/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \tag{2.1}$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$g_t(j)$	energía producida por la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de generación de la planta j	MWh	D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

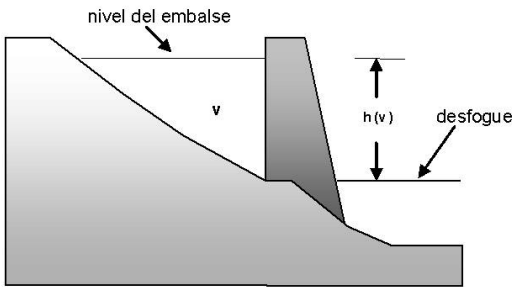


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t + 1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] \tag{2.2}$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

i	indexa las plantas hidroeléctricas		
I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

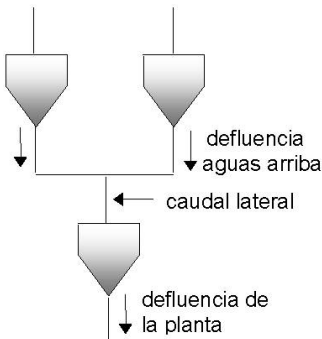


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \overline{v}(i)$$

para $i = 1, \dots, I$

(2.3)

$$u_t(i) \leq \overline{u}(i)$$

para $i = 1, \dots, I$

(2.4)

where:

$\overline{v}(i)$	Capacidad de almacenamiento de la planta i	m^3	D
$\overline{u}(i)$	Capacidad de turbinamiento de la planta i	m^3	D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u(i) \text{ m}^3$ se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i)$$

(2.5)

donde:

$g_t(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i , en la etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	MWh/ m^3	D
$u_t(i)$	turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa t	m^3	V

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ a su vez se calcula por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(vt(i))$$

(2.6)

donde:

$\eta(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i , en la etapa t		D
ϕ	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	kg/m ³	D
γ	turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa t	m/s ²	D
$h(vt(i))$	energía generada en la central hidroeléctrica i , en la etapa t	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D
-------	--	-----	---

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3 este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

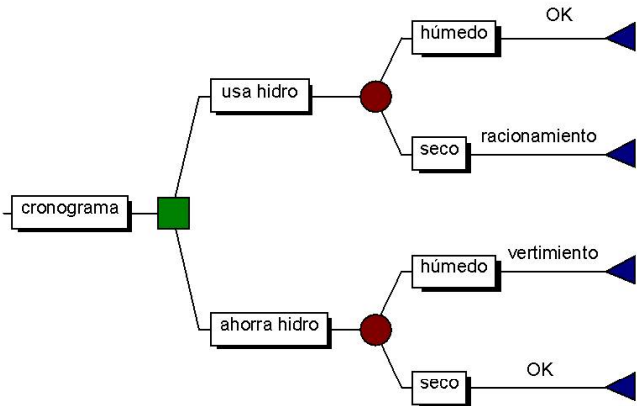


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy, y con esto reducir los costos de la energía térmica complementar, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dice eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4. muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

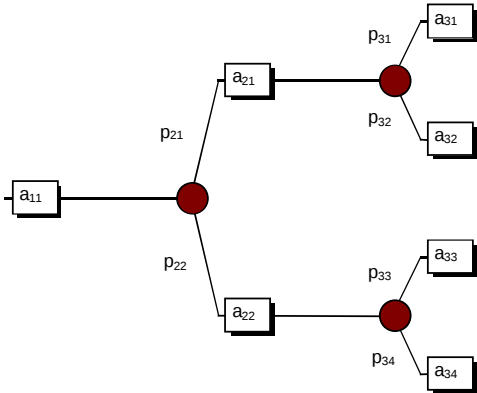


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

where:

a_{ts}	caudal en la etapa t , escenario s	m^3	D
p_{ts}	probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t	p.u.	D

El problema de despacho estocástico se formula como:

Min

$$c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})]$$
$$+ p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})]$$

(2.7)

sujeito a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$v_{31} = v_{21}- u_{21}- s_{21} + a_{21}$$
$$v_{41} = v_{31}- u_{31}- s_{31} + a_{31}$$
$$v_{42} = v_{31}- u_{32}- s_{32} + a_{32}$$
$$v_{32} = v_{21}- u_{22}- s_{22} + a_{22}$$
$$v_{43} = v_{32}- u_{33}- s_{33} + a_{33}$$
$$v_{44} = v_{32}- u_{34}- s_{34} + a_{34}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \leq \overline{v}; \quad u_{t,s} \leq \overline{u} \quad \text{para todas las etapas } t; \text{ todos los escenarios } s$$

donde:

$u_{t,s}$	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa t , escenario s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	\$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa t , escenario s	m^3	V
$s_{t,s}$	volumen vertido en la etapa t , escenario s	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{t,s})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J c_t(j) \times g_t(j) \tag{2.8}$$

Sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, \text{ para } t = 1, \dots, T$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c_t(j)$	costo operativo de la planta j	\$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante)	MWh/ m^3	D

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos* y *futuros*.

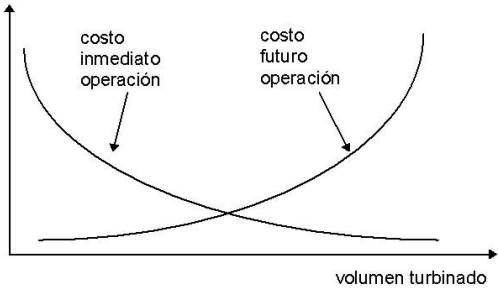


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t + 1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1})$$

(2.9)

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$
$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

NA



Diferente del problema de optimización estocástico (2.8), que es muy grande, el problema de despacho de una solo etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

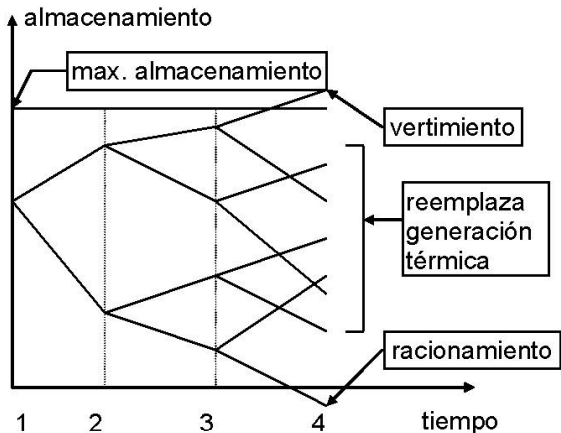


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de “fuerza bruta” tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

- a) Para cada etapa t (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por $m = 1, \dots, M$; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

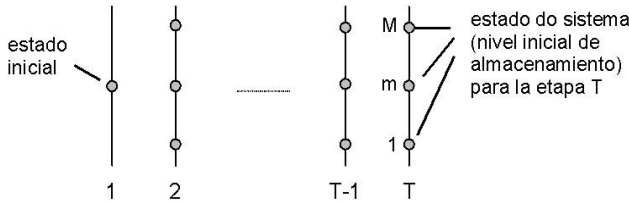


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

- b) Empezando de la última etapa, T, resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K escenarios de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

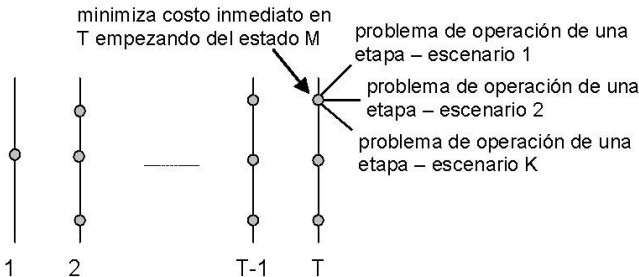


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

- c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa $T - 1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T. Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa $T - 1$ (ver Figura 2.9)

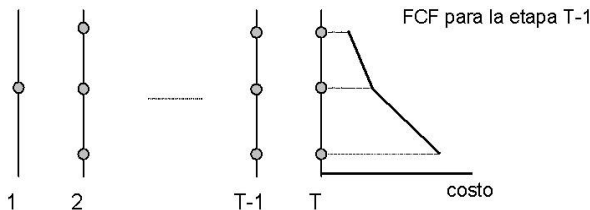


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

- d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa $T - 1$, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa $T - 1$ más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

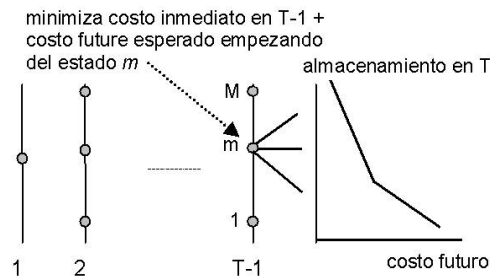


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

- e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas $T - 2, T - 3$ etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$
$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del “loop”

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del “loop”

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \dots, M\}$

Fin del “loop”

NA



2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más “seco” que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también o sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como “capacitores” (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa $t + 1$:

$t+1 \rightarrow$ $t \downarrow$	a_{t+1}^1	...	a_{t+1}^l	...	a_{t+1}^L
a_t^1	p_{11}	...	p_{1l}	...	p_{1L}
...	...	...	...	...	...
a_t^k	p_{k1}	...	p_{kl}	...	p_{kL}
...	...	...	...	...	...
a_t^K	p_{K1}	...	p_{Kl}	...	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa t y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k to $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^L p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l) \quad (2.11)$$

subeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1}^k \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

NA



Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$

Fin del “loop”

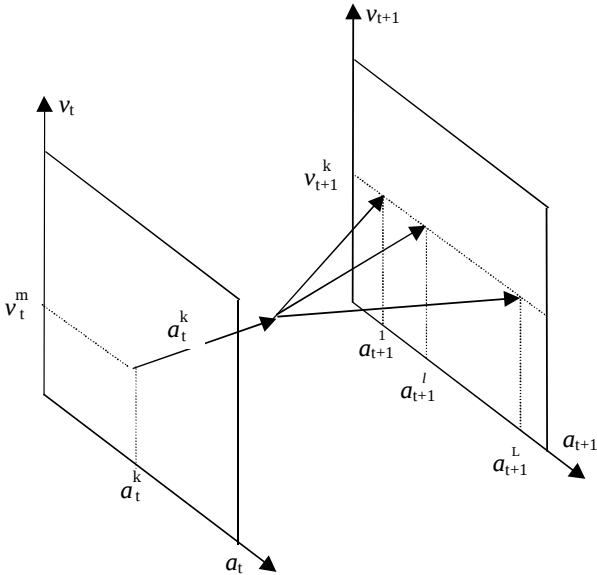


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \dots, a_{t-1}^k, \dots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal condicionado en $a_{t-1}^k: a_t = a_t^1, \dots, a_t^l, \dots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \tag{2.12}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

NA



$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del “loop”

Calculate the expected operation cost over all inflow scenarios:

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^L p_{kl} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$.

Fin del “loop”

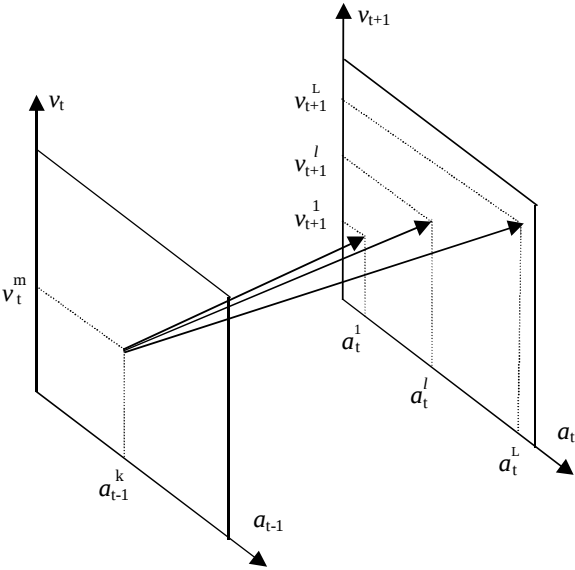


Figura 2.12 – PDE con at-1 como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las combinaciones de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la “maldición de la dimensionalidad” de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.

NA



Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

# plants	# states
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ millones}$
4	$20^8 \approx 25 \text{ mil millones}$
5	$20^{10} \approx 10 \text{ billones}$

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

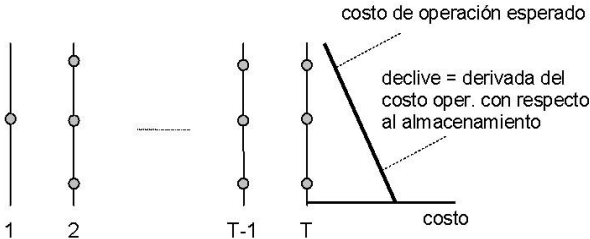


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$Z_T = \text{Min } c_T(u_T)$$

Sujeto a

$$v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T$$
$$v_{T+1} \leq \bar{v}$$
$$u_T \leq \bar{u}$$

multiplicadores

$$\pi_h$$
$$\pi_v$$
$$\pi_u$$

(2.13)

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema a (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo Z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h , representa la derivada de Z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T :

$$\pi_h = \partial Z_T / \partial v_T$$

(2.14)

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa $T - 1$. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T .

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T . Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa $T - 1$ es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto (“convex hull”).

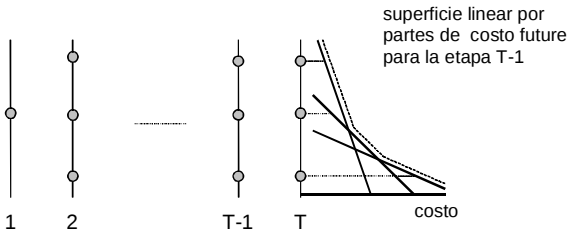


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior $T - 1$ se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$\alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{Min } c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T$$

sujeto a

$$v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1}$$
$$v_T \leq \bar{v}$$
$$u_{T-1} \leq \bar{u}$$

$$\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \qquad n = 1, \dots, N$$

(2.15)

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \dots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T , el segmento “activo” será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

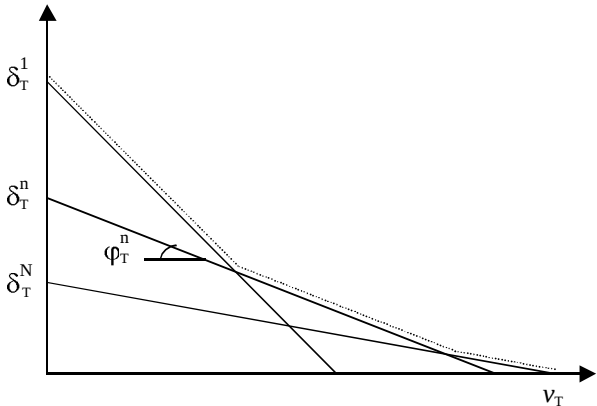


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión “backward”

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales N = número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n \text{ and } \delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \dots, N$

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \quad \pi_{ht}^k$$
$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$
$$u_t \leq \bar{u}$$
$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fin del “loop”

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal m^{th} de la FCF de la etapa anterior:

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construí la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para extrapolar los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aunque aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función “real”.

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior $\underline{z}$ para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \tag{2.17}$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior $\overline{z}$ para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una simulación Monte Carlo de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión “backward”, vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:

Defina un conjunto de escenarios de caudales $a_t = \{a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M\}$ para $t = 1, \dots, T$

Repita para cada escenario $a_t = a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M$

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como 1 las $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal a_t^m

Min $c_t(u_t) + \alpha_{t+1}$ (2.18)

sujeto a

$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$

$v_{t+1}^m \leq \overline{v}$

$u_t^m \leq \overline{u}$

$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n$ para $n = 1, \dots, N$

Fin del “loop”

Calcule el costo operativo total Z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$Z^m = \sum_{t=1}^T c_t(u_t^m)$

Fin del “loop”

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se estima por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$\hat{Z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T Z^m$ (2.19)

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor “verdadero” (de población) de $\overline{Z}$. El intervalo de confianza a 95% es:

$\overline{Z} \in [\hat{Z} - 1.96 \times \hat{\sigma}; \hat{Z} + 1.96 \times \hat{\sigma}]$ (2.20)

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^M (Z^m - \overline{Z})^2}$ (2.21)

2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior $\underline{Z}$ calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado $\hat{Z}$.



2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión “backward” se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t$$

(2.22)

where:

μ_t	caudal promedio
σ_t	desviación estándar
ϕ_1 y ϕ_2	parámetros del modelo
ξ_t	variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa t , v_t , y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} . Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa t , con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}$$

multiplicador (2.23)

$$\text{sujeto a}$$

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l \qquad \pi_{ht}^l$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

El caudal para la etapa t , a_t^l , resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

(2.24)

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m and a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\partial \alpha_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \tag{2.25}$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial \alpha_t^l / \partial a_{t-1} = \partial \alpha_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \tag{2.26}$$

El término $\partial \alpha_t^l / \partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l , porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \tag{2.27}$$

El esquema recursivo se implementa como:

1) Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}, m = 1, \dots, M$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

2) Recursión Backward

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \dots, L$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k :



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \tag{2.28}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$
$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$
$$u_t \leq \bar{u}$$
$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \dots, N$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25) - (2.27)
Fin del “loop”
Fin del “loop”
Fin del “loop”

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n . En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.

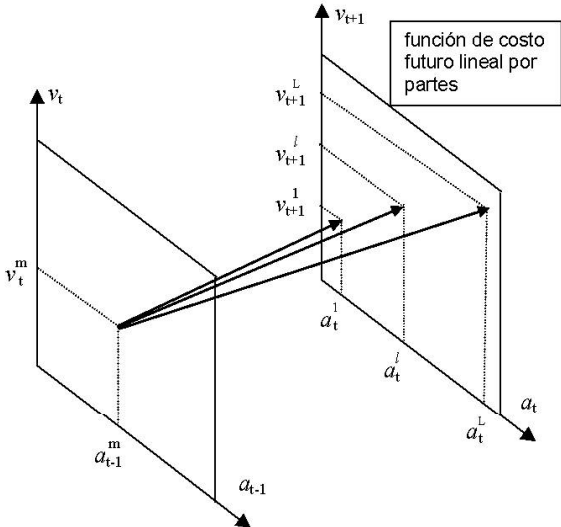


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE

NA



3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como:

$$\text{Min } FCI + FCF$$

(3.1)

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_{tk}(j)$ en la etapa t , más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt}$$

(3.2)

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el tiempo t y escalón k	MWh	V
c_{δ}	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	\$/unidad violación	D
δ_{gt}	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3, el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t)$$

(3.3)

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Observe que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa t indica que en promedio los caudales de la etapa $t + 1$ también serán húmedos¹.

3.3 Restricciones operativas básicas

A continuación se describen las restricciones operativas básicas del problema de despacho. Estas restricciones son:

- ecuaciones de balance hídrico
- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbina-
miento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

3.3.1 Balance hídrico

Como se ilustró en la sección 2, la ecuación de balance hídrico relaciona el volumen de los embalses con el caudal afluente y el caudal defluente:

$$\begin{aligned} v_{t+1}(i) = & v_t(i) + \alpha_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \\ & + \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m)) \end{aligned} \tag{3.4}$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	conjunto de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales que turbinan para la central i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales que vierten para la central i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales que filtran para la central i		
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la central i en la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	almacenamiento inicial de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\alpha_t(i)$	caudal lateral afluente a la central i en la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado en la central i en la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen turbinado por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V

3.3.2 Límites de almacenamiento

$$\underline{v}_t(i) \leq v_t(i) \leq \overline{v}_t(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I \tag{3.5}$$

donde:

¹ Esta dependencia se representa en los parámetros del modelo estocástico de caudales.