

Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica

Periodo 2018-2035



CEAC



CONSEJO DE ELECTRIFICACIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

Grupo de Trabajo de Planificación
Indicativa Regional
(GTPIR)

PLAN INDICATIVO REGIONAL DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN PERIODO 2018-2035

Enlaces a empresas eléctricas que conforman el GTPIR:



Instituto Nacional de Electricidad INDE (Guatemala)
<http://www.inde.gob.gt/>



Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE (Honduras)
<http://www.enee.hn>



Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL (El Salvador)
<http://www.cel.gob.sv/>



Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL (Nicaragua)
<http://www.enatrel.gob.ni>



Instituto Costarricense de Electricidad ICE (Costa Rica)
<http://www.grupoice.com>



Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. ETESA (Panamá)
<http://www.etsa.com.pa>

(Esta página en blanco)

CONTENIDO

1	ENTORNO CENTROAMERICANO	21
1.1	Introducción	21
1.2	Interconexiones Regionales	21
1.2.1	Proyecto SIEPAC	21
1.2.2	Interconexión México - Guatemala	22
1.3	Situación económica y social de Centro América	23
1.4	Producción y Consumo de Energía	24
1.5	Cobertura Eléctrica	28
1.6	Tarifas Vigentes	28
1.7	Mercados Eléctricos en Centroamérica	29
2	MÉTODO Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	32
2.1	Metodología	32
2.2	Herramientas de Análisis	32
2.3	Criterios de Confiabilidad y Márgenes de Reserva	33
2.4	Período de estudio	34
2.5	Plantas Fijas y Candidatas	34
2.6	Plan de Corto Plazo	34
2.7	Plantas Genéricas	34
2.8	Hidrología	34
2.9	Demanda	35
2.10	Interconexiones y Capacidad de Transferencia	35
2.11	Criterios económicos	36
2.11.1	Costo de Falla	36
2.11.2	Tasa de actualización	36
2.11.3	Moneda de referencia	36
2.11.4	Costo de los planes	37
2.11.5	Planes de desembolso	37
3	BASE DE DATOS GTPIR	38
3.1	Capacidad Instalada del 2013 al 2016	38
3.2	Demanda	42
3.2.1	Proyecciones anuales	42
3.2.2	Curva de Carga Diaria	45
3.3	Costo del déficit	46
3.4	Precios de los Combustibles	47
3.5	Plantas Fijas	49
3.6	Planes de corto plazo	50
3.7	Plan de Retiros	51
3.8	Proyectos Candidatos	52
3.8.1	Proyectos Candidatos Térmicos	52
3.8.2	Proyectos Geotérmicos	56
3.8.3	Proyectos Hidroeléctricos	56
3.8.4	Proyectos Eólicos y Solar	59
3.8.5	Proyectos de Biomasa	61

3.9	Costos Nivelados	62
3.10	Hidrología	64
3.11	Sistema de Transmisión y Capacidad de las Interconexiones	66
3.12	Emisiones de CO ₂	67
4	ESCENARIOS ANALIZADOS	69
4.1	Factor de Desarrollo Hidroeléctrico	70
4.2	Factor de Evolución del Precio de los Combustibles.....	71
4.3	Factor de Crecimiento de la Demanda	71
4.4	Conexión con Colombia.....	71
4.5	Conexión Siepac II.....	72
4.6	Implementación de Políticas de Ahorro Energético.....	72
5	RESULTADOS PLANES INDICATIVOS.....	72
5.1.1	Caso A (Caso de Referencia).....	73
5.1.2	Caso B.....	80
5.1.3	Caso C.....	87
5.1.4	Caso D.....	95
5.1.5	Caso E.....	103
5.1.6	Caso F.....	110
5.1.7	Caso G	117
5.1.8	Caso H.....	125
5.1.9	Caso I.....	132
5.1.10	Caso J5%	140
5.1.1	Caso J10%	148
5.1.1	Caso J15%	156
5.1.1	Caso K.....	164
6	RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS.....	172
6.1	Costo de los planes	172
6.2	Emisiones de CO ₂	173
6.3	Instalación de los planes	175
6.4	Fuentes de generación	177
6.5	Intercambios	178
7	COMPARACIÓN DE LOS CASOS	179
7.1	Comparación de costos	179
7.2	Comparación del efecto de los Escenarios en los Planes	179
7.2.1	Efecto de las Interconexiones	180
7.2.2	Efecto de Eliminar las Restricciones a la Hidroelectricidad.....	180
7.2.3	Efecto del Precio de los Combustibles	180
7.2.4	Efecto de la Demanda	181
7.2.5	Efecto del Ahorro Energético.....	181
7.2.6	Efecto de la Restricción al desarrollo de proyectos de Gas Natural Licuado	182
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	183

INTRODUCCIÓN

En el presente informe se presentan 13 planes indicativos regionales de expansión de generación, abordando diferentes escenarios de desarrollos del mercado eléctrico centroamericano, para el período comprendido del 2018 al 2035, los cuales fueron elaborados por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).

Las actividades del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GPTIR) se remontan a marzo de 1999 cuando se celebró en San José, Costa Rica, la I reunión del Subcomité de Planificación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Inicialmente el grupo se creó para instrumentalizar las actividades de planificación indicativa del Programa de Asistencia Regional en la Planificación Eléctrica (PARPE), que era uno de los componentes del Proyecto Regional de Energía Eléctrica del Istmo Centroamericano (PREEICA). El programa PREEICA fue financiado con fondos de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI), y en él se incluyó un componente para apoyar a los países del Istmo Centroamericano, por intermedio del CEAC, en la planificación indicativa regional de la expansión de los sistemas eléctricos. Como producto importante de este sub-programa, en enero del 2000 se publicó el primer informe de planificación indicativa regional, realizado por los consultores del PREEICA.

A partir de entonces se han seguido celebrando reuniones de trabajo periódicas, donde el Grupo GTPIR ha dado seguimiento a esta tarea, actualizando y elaborando el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación sistemáticamente.

Para la realización del presente Plan 2018-2035, se celebró la XXX reunión en la Republica de El Salvador los días 6 y 7 de abril del 2016, reunión en la cual se contó con la participación del Ing. Hugo Ventura de la CEPAL. En dicha reunión se definieron los lineamientos (criterios, metodologías, escenarios y estratégicas) para la realización del presente estudio.

Los miembros participantes del GTPIR han sido las siguientes personas:

- Guatemala : Juan Carlos Dávila y Jorge Klug, INDE.
- El Salvador : Raúl Díaz, CEL.
- Honduras : Silvia Coello y Amy Guardiola, ENEE.
- Nicaragua : Francis Soza, ENATREL y Carlos Sanchez, MEM
- Costa Rica : Fernando Ramírez, ICE.
- Panamá : Mario Saavedra, ETESA.

La redacción del presente informe estuvo a cargo de la coordinadora del grupo bajo la representación de Nicaragua.

El Informe, los resultados y las conclusiones del presente documento pertenecen exclusivamente al CEAC, por esta razón el mismo no puede ser publicado, distribuido ni difundido sin previo autorización del CEAC. El CEAC no se hace responsable del uso que le pueden dar personas ajenas, a los datos presentados.

(Esta página en blanco)

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO DEL ESTUDIO

Preparar planes de expansión de la generación indicativos para el período 2018-2035, que muestren la evolución posible de los sistemas de generación de la región centroamericana, considerando diferentes escenarios futuros de desarrollo.

MÉTODOLOGÍA

De manera general, la metodología que se aplica en este estudio es minimizar los costos de inversión y operación del sistema de generación, considerando todos los Sistemas Eléctricos Regionales operando de forma coordinada y bajo diferentes escenarios probables, considerando las capacidades de las interconexiones existentes y futuras en la región.

Para generar los planes de expansión regionales se han utilizado las herramientas computacionales siguientes:

- El modelo SUPER-OLADE¹, versión 6.0, se utilizó para desagregar las proyecciones de demanda y para el relleno de los registros de caudales faltantes.
- El modelo OPTGEN, versión 7.2.11², se utilizó para obtener los planes de generación optimizados.
- El modelo SDDP³, versión 14.0.10, se utilizó para efectuar la simulación final detallada de los planes calculados con el OPTGEN.

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria. La conjunción de estas tres herramientas permite la obtención de los planes de mínimo costo.

PREMISAS CONSIDERADAS

Para la realización del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación se parte de las siguientes premisas:

- Un horizonte del estudio de 18 años (2018-2035), más un período de extensión de un (1) año para estabilizar los efectos terminales de los embalses.
- La hidrología incorpora los registros históricos de caudales para un período común de 49 años (1965-2013).
- Proyección de precios medio y alto de combustibles basados en las publicaciones de la Energy Information Administration (EIA) de USA. Para el escenario medio se utilizó el “Reference Case” del “Annual Energy Outlook 2016- (denominado AEO-2016), publicado en mayo del 2016, y se modificó la información del 2017 y 2018 con el “Short-Term Energy

¹ Desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía, con la colaboración del BID y los países miembros

² Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

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

Outlook” (también del EIA) de enero 2017. Para el Escenario Alto, el AEO-2016 no publicó resultados por lo que los datos mostrados en la Tabla 18 corresponden a una estimación del GTPIR con base en la última proyección alta publicada por esta Agencia en el año 2014. Para el escenario medio, los precios del petróleo oscilan entre US\$ 52.5 y US\$ 96.5 por barril y en el escenario alto los precios del petróleo oscilan entre 52.5 y 150.4 US\$ por barril.

- Proyecciones de las demandas de energía y potencia, periodo 2018 – 2035, para los escenarios de bajo, medio y alto crecimiento. La tasa prevista de crecimiento del conjunto de la energía en Centroamerica es de 3.6 % para el escenario bajo, 4.1 % para el escenario medio y de 4.7% para el de alto crecimiento.
- Se utilizaron cinco bloques de demanda para el OPTGEN-SDDP, definidos con una duración de 6.55% para el bloque 1, 26.04% Bloque 2, 22.86% Bloque 3, 23.44% Bloque 4 y 21.11% para el Bloque 5.
- Tasa de descuento del 12 % anual.
- Costo de Energía No Servida (CENS) es un 2% a 800 \$/MWh y 98% a 1500.0 \$/MWh.
- Para la definición de las capacidades actuales entre países se utilizó las definidas por el Ente Operador Regional (EOR) y se consideró la capacidad de 300MW de transferencias entre pares de países a partir del año 2019.
- La interconexión extra-regional de México se modelo en forma simplificada como un sistema adicional conectado a Guatemala con una demanda y una planta térmica ficticia. Para la energía de México se ha supuesto un costo marginal mensual entre 39-58 US\$/MWh.
- Se utiliza el siguiente criterio de confiabilidad:
 - En cada país, no se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas
 - No se permiten déficit de cualquier tamaño en todas las series en un mismo mes.

PLANTAS FIJAS

En la siguiente tabla se indican los proyectos que fueron declarados fijos por cada país.

Plantas Fijas

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2017	HPEQ PEG2	H	44.6	NACAOME I (PACIFIC SOLAR)	S	28	BERLIN V2	G	6	MMV40A	B	35	EOL-VIENTM	E	20	PLANETA2H	H	8.6
				SOLAR HELIOS	S	25	GEO-CHNF1	G	8	MMV40B	B	35	EOL-VIENTP	E	20	BBLANCG3H	H	1.89
				LAS LAJAS	S	12	GEO-SV-F1	G	8	MMV40C	B	35				BBLANCOH	H	26.59
				LA MANZANILLA	S	22	OPTAHUACH	G	8	MMV40D	B	35				CUCHILLAH	H	8.2
				LIHD2017	H	2	EOL METAP	E	42	FVSOLARI	S	12				CPATA-BIO	BG	8.1
				PEQUEÑAS HIDRO	H	24	FV-C.GDE	S	8							SOLAR20-S	S	10.0
				PLATANARES	G	18	FVPEDREGA	S	60							SOLAR21-S	S	8.0
				AMPLIACIÓN DE TRES VALLES	I	8	FVSONSONA	S	34							SOLAR22-S	S	8.5
				BECOSA	C	30										SOLAR25-S	S	10.0
																SOLAR26-S	S	10.0
												SOLAR27-S	S	10.0				
2018	GENE-PEG2 RENACE3	H	105.4 40	NACNL BUN	B	25	CHAPARRAL	H	66	CASUR	I	24				COSTAN-CC	GN	381
				UDEHSA	C	20	AMPINGANG	I	50	FVSOLARII	S	12				ESANCH-MT	D	44.33
				EOLCHINCH	E	45	INGCHAPAR	I	55						PRINCO-TV	C	300	
				LIHD2018	H	15	INGIZALCO	I	60						EÓLICO1-E	E	49.5	
				VSMARAMPL	E	12									EÓLICO2-E	E	16.5	
				SOLAR 2C	S	10									SOLAR08-S	S	9.9	
				PEQUEÑAS HIDRO	H	12									SOLAR23-S	S	9.99	
												SOLAR28-S	S	5				
												SANDRESH	H	10				
2019				PATUCA3	H	100	BERLIN V	G	28				PAILAS 2	G	55	CHUSPAH	H	10
				PEQUEÑAS HIDRO	H	2	GEO-CHNF2	G	50							COLORADOH	H	6.74
2020							GEO-SV-F2	G	30							PANDOH	H	33.3
							EOLPRIVAD	E	50							MARTAN-CC	GN	450
							EOLSJULIA	E	30							BURICAH	H	60
							FV-1	S	40							LAHUACAH	H	11.62
							FV-2	S	40									
2021							FV-3	S	20									
							GNL-PROY SOLAR2021	GN S	380 50	CCGNLA	GN	250						
2022				TABLON	H	20												
				TORNILLIT	H	160	INGCHAPA2	I	5									
2023													BORINQ 1	G	55			
2024																		
2025																		
2026																		
													DIQUIS MINI DIQU	H H	623 27			

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eolica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

PLAN DE RETIROS

En el periodo de estudio se considera en la Región retiros por una capacidad total de 1,535MW, detallados en la siguiente tabla.

Plan de Retiro por País (Datos en MW)

AÑO	GUATEMALA		HONDURAS		EL SALVADOR		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2017											BLM5JB-TG	-32
											BLM6JB-TG	-32
											BLM8-TG	-33.5
2018			LAEISZ	-20								
			NAC.INGENIEROS	-20								
2019			LAEISZ-JUTICALPA	-5								
2021							NICARAGUA-U1	-50				
							NICARAGUA-U2	-50				
			AMPL.LUFUSSA1	-30								

AÑO	GUATEMALA		HONDURAS		EL SALVADOR		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2022			AMPL. ENERSA	-30			CORINTO-1	-50				
			LUFUSSA3	-210			CORINTO-2	-19				
			ENERSA	-200			PAMFELS	-57				
			EMCE2	-55			TIPITAPA-2	-51				
			LUFUSSA2	-77								
			ELCOSA	-80								
2025			UDEHSA	-20	ES_NEJAPA	-77						
2026			BECOSA-CARBÓN	-90								
2030					NEJAPA	-77						
					ACAJVAP1	-30						
					ACAJVAP2	-33						
2031			NACNL BUN	-25								
2033					ACAJGAS5	-82						
TOTAL				-862		-299		-276				-98

PROYECTOS CANDIDATOS

➤ Proyectos Candidatos Térmicos

Se han definido proyectos térmicos de diferentes tecnologías y tamaños. En todos los países se ha supuesto que habrá disponibilidad, en el horizonte de estudio, de diésel, búnker, carbón y gas natural licuado (GNL), a excepción de Costa Rica y Panamá donde no se consideran plantas candidatas de Carbón debido a políticas energéticas propias de dichos países. Los proyectos térmicos son genéricos y sus características no dependen del sistema o país donde se propongan. Sus costos de inversión, eficiencia, así como sus costos de combustible son iguales en toda la región.

Proyectos Genéricos Térmicos

Nombre	Nomenclatura	Potencia MW
Turbina Gas 50	TG50	50
Turbina Gas 100	TG100	100
Motores de Media Velocidad	MMV	5x20
Ciclos Combinados Diésel 150	CCDS150	150
Ciclos Combinados Diésel 250	CCDS250	250
Ciclos Combinados Gas Natural Licuado	CCGNL	500
Carbón 150	CB150	150
Carbón 250	CB250	250
Carbón 500	CB500	500

Las plantas de GNL y Carbón de 500MW se modelaron considerando una precedencia entre ellas de 3 años, utilizando cuatro plantas por fuente por país a partir del año 2022.

Todas las plantas térmicas candidatas están presentes en todos los escenarios estudiados.

➤ **Proyectos Candidatos Renovables**

Por mucho, la principal fuente energética renovable de la región es la hidroelectricidad. El listado comprende 67 proyectos con una capacidad total de 4,877 MW. Los costos unitarios de instalación varían entre 1,339 y 6,869 US\$/KW.

En los proyectos candidatos geotérmicos se incluyen los desarrollos que han sido visualizados en cada país. La lista de los proyectos geotérmicos identificados es de 37, variando sus costos unitarios entre 2,890 y 5,900 US\$/KW instalado.

Cada país definió sus plantas candidatas no convencionales, así como el costo de inversión y los factores de plantas a utilizar. Adicionalmente se consideran 3 plantas genéricas candidatas solares de 50MW por país debido al desarrollo que estas han tenido en los últimos años en la región. La cartera de plantas eólicas y solares de la región corresponde a 109 proyectos, de los cuales 61 proyectos están identificados en Panamá. Los costos unitarios varían entre 960 y 4057 US\$/KW instalado.

En menor medida se consideran los proyectos de Biomasa, donde se toman en cuenta únicamente 11 proyectos. Los costos unitarios varían entre 1,353 y 2,280 US\$/KW instalado.

INTERCONEXIONES

Las capacidades actuales y previstas de interconexión utilizadas para el estudio se indican en la siguiente tabla.

Capacidad Interconexiones

Capacidad Actual	Fecha de Entrada	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON *	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMA	COLOMBIA PANAMA
		N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N
Máxima	Existente	300 / 200	150 / 90	150 / 50	230 / 260	
Media	Existente	300 / 220	140 / 180	190 / 50	250 / 230	
Mínima	Existente	300 / 300	200 / 210	210 / 50	220 / 290	
Siepac 1 con Refuerzos	2019	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	
Colombia - Panamá	2021	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300
Siepac 2 circuito	2024	600 / 600	600 / 600	600 / 600	600 / 600	300 / 300

En el presente estudio se considera la conexión del SIEPAC II en dos escenarios, en los cuales, se supone un segundo enlace del SIEPAC con sus refuerzos asociados para elevar la capacidad de 300 MW a 600 MW en ambos sentidos, a partir del año 2024. Así mismo la interconexión con Colombia se modela únicamente en dos escenarios de sensibilidad.

ESCENARIOS ANALIZADOS

En el presente estudio de planificación se escogieron siete factores:

1. Existencia de condiciones favorables para el desarrollo de plantas hidroeléctricas de gran tamaño.
2. Evolución del precio de los combustibles fósiles.
3. Evolución del crecimiento de la demanda.
4. Conexión de Panamá con Colombia.
5. Conexión del SIEPAC II
6. Implementación de Políticas de Ahorro Energético
7. Desarrollo del Gas Natural en la Región.

Para cada factor se planteó uno o más escenarios de evolución. Estos escenarios se combinaron en trece casos de estudio, mostrados en la siguiente tabla:

Escenarios Estudiados

CASOS	HIDRO	PRECIOS DE COMBUSTIBLES	DEMANDA	Políticas de Ahorro Energético	Desarrollo del Gas Natural	SIEPAC2	COLOMBIA
A REF	Medio	Medio	Medio	sin	con	sin	sin
B INT1	Medio	Medio	Medio	sin	con	sin	con
C INT2	Medio	Medio	Medio	sin	con	Con	sin
D INT3	Medio	Medio	Medio	sin	con	Con	Con
E HID	Sin Rest	Medio	Medio	sin	con	Sin	sin
F COMB	Medio	Alto	Medio	sin	con	sin	sin
G COMB+HID	Sin Rest	Alto	Medio	sin	con	sin	sin
H DEMA	Medio	Medio	Alta	sin	con	sin	sin
I DEMB	Medio	Medio	Baja	sin	con	sin	sin
J EE (5%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 5% de reducción	con	sin	sin
J EE (10%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 10% de reducción	con	sin	sin
J EE (15%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 15% de reducción	con	sin	sin
K Sin Candidatos GNL	Medio	Medio	Medio	sin	sin	Sin	sin

PLAN DE REFERENCIA

Supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño con capacidad instalada menor o igual a 150 MW, que la demanda crecerá según el escenario medio y que los precios de los combustibles evolucionarán igual al escenario medio. Además no supone la interconexión con Colombia ni el Segundo Circuito del SIEPAC II. Este caso se considera el **caso base** y se usa como referencia para comparar los demás casos. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

PLAN DE REFERENCIA

Plan de Expansión del Caso A

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
2018	GENE-PEG2	F	H	105.4	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	NI_CASUR	F	I	24				COSTAN-CC	F	GN	381
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	C	20	AMPINGANG	F	I	50	NI_FVSOLARII	F	S	12				ESANCH-MT	F	D	44.33
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55								PRINCO-TV	F	C	300
					LIHD2018	F	H	15	INGIZALCO	F	I	60								EÓLICO1-E	F	E	49.5
					VSMARAMPL	F	E	12												EÓLICO2-E	F	E	16.5
					SOLAR	F	S	10												SOLAR08-S	F	S	9.9
					PEQHIDRO	F	H	12												SOLAR23-S	F	S	9.99
					LAEISZ	(D)		-20												SOLAR28-S	F	S	5
				NAC.INGENIEROS	(D)		-20												S.ANDRESH	F	H	10	
2019				PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	NI_EOL1-63MW	E	63	PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10	
				PEQHIDRO	F	H	2	GEO-CHNF2	F	G	50								COLORADOH	F	H	6.74	
				LAEISZ-JUTICALPA	(D)		-5	GEO-SV-F2	F	G	30								PANDOH	F	H	33.3	
2020								EOLPRIVAD	F	E	50								MARTAN-CC	F	GN	450	
								EOLSJULIA	F	E	30								BURICAH	F	H	60	
								FV-1	F	S	40								LAHUACAHA	F	H	11.62	
								FV-2	F	S	40												
								FV-3	F	S	20												
2021								GNL-PROY	F	GN	380	NI_CCGNLA	F	GN	250					EÓLICO4-E	E		75
								SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			-50					SOLAR29-S	S		10
												NICARAGUA-U2			-50					SOLAR32-S	S		20
																				SOLAR33-S	S		20
																				SOLAR34-S	S		20
																				SOLAR35-S	S		20
																				SOLAR36-S	S		10
																				SOLAR38-S	S		20
																				SOLAR40-S	S		10
																				SOLAR45-S	S		40
																				SOLAR51-S	S		
																				SOLAR53-S	S		
																				SINDIGOH	H		10
2022	CCLNG500A		GN	500	TABLON	F	H	20	INGCHAPA2	F	I	5	NI_SALTO Y-Y		H	25				TIZINGALH	H		5
					TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-1			-50				SOLAR13-S	S		10
					CCLNG500A		GN	500					CORINTO-2			-19				SOLAR49-S	S		10
					TGDS100A		D	100					PAMFELS			-57				SOLAR50-S	S		10
					TGDS100B		D	100					TIPITAPA-2			-51				SOLAR54-S	S		10
					AMPL.LUFUSSA1			-34												SOLARGEN1	S		50
					AMPL. ENERSA			-30															
					LUFUSSA3			-210															
					ENERSA			-200															
					EMCE2			-55															
				LUFUSSA2			-77																
				ELCOSA			-80																
2023												NI_CONSUERO		H	21	BORINQ 1	F	G	55	SOLAR52-S	S		10
												NI_VALENTIN		H	28								
												NI_APOYO		G	36								
												NI_VCOSIGUI1		G	25								
												NI_CANGILES		H	27								

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
										NI_EL BARRO	H	32							
										NI_EL CARMEN	H	100							
2024	CALD3B-B	G	22							NI_CORRIE LI	H	40				BARRILESH	H	1	
	CALD3C-B	G	11							NI_PAJARITOS	H	22				SOLAR31-S	S	5	
										NI_GMASAYAI	G	35				SOLAR30-S	S	20	
																SOLAR39-S	S	20	
																EÓLICO5-E	E	50.0	
2025	TECUAMBU	G	44	CCLNG500B	GN	500	NEJAPA		-77	NI_G CASITAS	G	35				STAMA82H	H	28	
				UDEHSA		-20				NI_VCOSIGUI2	G	25	DIQUIS	F	H	623	SOLAR42-S	S	10
2026				PATUCA 2A	H	150				NI_GMASAYAI	G	35	MINI DIQU	F	H	27			
				BECOSA-CARBÓN		-90				NI_EOL3 40MW	E	40							
										NI_APOYO 2	G	36							
2027										NI_BOBOKE	H	120				EÓLICO3-E	E	105	
																LAHERRADH	H	5	
																SOLARGEN2	S	50	
2028										NI_EOL4 40MW	E	40				SANDRES2H	H	8	
																SOLAR17-S	S	10	
																C.BLANCAH	H	8	
2029										NI_CASITAS3	G	35							
										NI_GCASITAS2	G	35							
										NI_VOL ÑAJO1	G	25							
2030	SERCHIL	H	145	GNL-C	GN	500	NEJAPA		-77										
							ACAJVAP1		-30										
							ACAJVAP2		-33										
2031				NACNL BUN		(25)													
2032				TGDS50A	D	50				NI_MOMBACH	G	25							
				TGDS50A	D	50				NI_MOMBACH2	G	25							
										NI_VOL ÑAJO2	G	30							
2033	CCLNG500B	GN	500	GNL-D	GN	500	TGDS100B	D	100	NI_VOL ÑAJO3	G	25				GNL400-C	GN	400	
							ACAJGAS5		-82							SOLAR04-S	S	10	
							TGDS100A	D	100										
2034																SBARTOLOH	H	19	
																EÓLIC11-E	E	130	
																SBARTG3H	H	1	
2035							CESSA-CAR	C	100							B.TOROH	H	215	
																SOLAR09-S	S	20	
																BTOROG3H	H	14	

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eolica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

RESULTADOS DE LOS PLANES

 ➤ **Costos**

Las cifras corresponden al valor presente del flujo de costos, actualizados a enero 2018 con una tasa del 12% anual.

Costos de los Planes

CASO	Descripción	Costo de Planes 2018-2035 millones de dólares en valor presente Ene.2018					Costo Marginal \$/MWh
		Inversión	Operación	Déficit	Intercambios con ME y CO	Total	
A	REF	15,411.45	15,889.67	1.53	357.11	31,659.76	97.34
B	Int Colomb	14,535.51	15,384.31	2.19	1,071.42	30,993.43	98.83
C	SIEPACII	15,159.21	15,752.48	0.23	353.30	31,265.22	100.70
D	SIEPACII+Col	14,552.90	15,256.86	0.29	1,043.52	30,853.57	96.14
E	Sin Rest Hidro	13,899.54	17,155.66	3.40	357.72	31,416.32	105.07
F	Comb Altos	14,651.72	18,760.91	0.20	359.02	33,771.86	111.70
G	Sin Rest Hid+CAltos	15,478.74	17,151.83	1.51	350.15	32,982.23	107.89
H	DemAlta	15,869.94	24,353.44	7.63	398.69	40,629.71	126.60
I	DemBaja	14,271.52	13,016.24	0.59	316.00	27,604.36	89.65
J.5%	EE (-5%)	15,058.04	16,005.57	2.03	325.92	31,391.57	106.69
J.10%	EE (-10%)	14,966.33	13,572.18	0.01	282.85	28,821.37	84.10
J.10%	Incremento 10% en costos por planes de EE					31,703.51	
J.15%	EE (-15%)	14,812.55	12,711.21	0.37	233.22	27,757.35	87.68
J.15%	Incremento 15% en costos por planes de EE					31,920.96	
K	Sin GNL	15,622.87	16,911.83	13.77	343.39	32,891.86	122.11

 ➤ **Emisiones de CO₂**
Emisiones Equivalentes de CO₂ en miles de toneladas

Año	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J.5%	Caso J.10%	Caso J.15%	Caso K
2018	11,980	11,925	11,969	11,977	11,946	12,279	12,261	14,801	10,428	10,437	8,867	7,961	12,004
2019	11,986	11,891	11,951	12,021	11,885	11,659	11,538	15,550	10,139	9,773	8,031	7,101	11,950
2020	12,929	12,887	12,917	12,992	12,926	12,935	12,724	17,245	10,688	10,795	9,033	7,959	12,945
2021	13,621	12,323	13,676	12,281	13,871	13,982	13,360	18,997	11,064	11,490	9,733	8,478	13,580
2022	13,575	12,442	13,478	12,372	13,989	14,193	13,463	18,962	11,474	11,577	9,843	8,998	14,250
2023	13,986	12,616	13,862	12,815	14,721	14,161	13,469	19,592	11,808	11,869	10,281	6,312	14,046
2024	14,724	13,531	14,742	14,056	15,654	15,337	14,398	21,147	12,716	13,236	11,452	6,646	15,230
2025	15,154	14,987	15,428	14,903	17,040	16,307	15,427	22,943	13,448	14,300	12,265	7,160	17,269
2026	14,168	13,897	14,438	13,715	16,419	15,451	14,063	22,003	12,927	13,797	11,653	7,453	17,339
2027	15,426	15,724	15,925	15,337	17,412	16,968	14,717	23,929	14,016	14,990	12,766	8,278	19,519
2028	17,003	17,018	17,377	16,628	19,283	18,287	16,075	25,600	14,682	15,885	13,469	8,582	21,313
2029	18,444	18,637	18,688	17,948	20,621	19,930	17,174	26,932	15,002	16,727	14,733	9,108	23,890
2030	19,732	19,284	19,534	19,432	21,907	21,099	18,208	28,937	15,911	17,942	15,633	9,768	25,383
2031	21,702	20,742	21,098	21,210	24,034	22,702	20,079	31,643	17,488	19,610	17,188	10,824	27,657
2032	23,500	22,607	22,565	22,620	24,930	24,558	20,860	33,624	18,651	21,190	18,092	11,790	29,855
2033	24,687	23,169	24,412	24,316	26,328	26,038	22,735	35,713	19,585	23,071	19,490	13,180	31,399
2034	26,217	24,534	26,018	25,423	28,448	27,879	24,370	37,535	20,200	24,719	21,159	14,835	33,816
2035	28,267	25,984	27,522	26,495	29,179	29,493	25,789	39,620	21,357	25,686	21,814	16,138	35,033
TOTAL	317,100	304,197	315,599	306,543	340,594	333,259	300,710	454,772	261,584	287,094	245,501	170,571	376,479

Instalación de los planes

A continuación se reporta la potencia instalada según los planes estudiados.

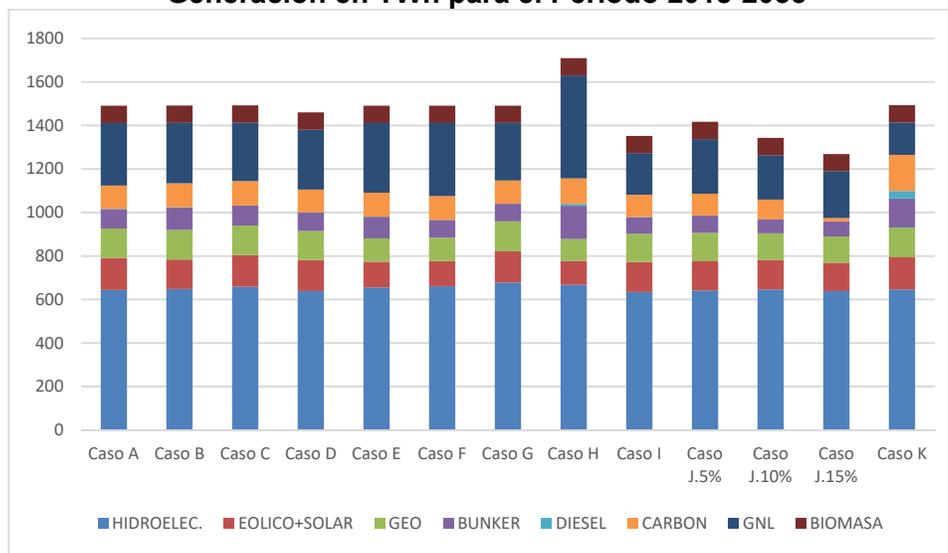
Instalación Adicional por Tecnología en MW para el Período 2018-2035

Fuente	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J.5%	Caso J.10%	Caso J.15%	Caso K
Hidro	2347	2540	2571	2328	2560	2379	3041	2383	2284	2153	2581	1900	2486
Solar	842	874	874	845	562	452	772	380	854	757	792	717	1067
Eólico	1169	1184	1184	1169	451	461	1184	308	916	766	916	916	1069
Geo	722	727	732	811	348	278	787	243	647	619	589	630	742
Biomasa	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Biogás	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	21	209	45	21	45	45	45	245	122	122	122	472	245
Diésel	462	486	400	162	44	494	250	1347	344	544	44	44	1844
Carbón	502	100	100	502	298	298	0	298	300	300	300	300	1398
GNL	4861	5655	5705	5311	5061	6211	5205	7911	4161	4611	4861	4361	1461
TOTAL	11120	11970	11805	11343	9563	10899	11477	13308	9822	10066	10399	9534	10506
RETIROS	-1437	-2486	-1437										
Potencia Neta Instalada	9683	10532	10367	9906	8126	9462	10040	11870	8384	8629	8961	7048	9068

Fuentes de generación

En la siguiente figura se comparan las fuentes utilizadas para producir energía en cada caso. Se muestra la generación acumulada del período 2018-2035, expresada en TWh⁽⁴⁾.

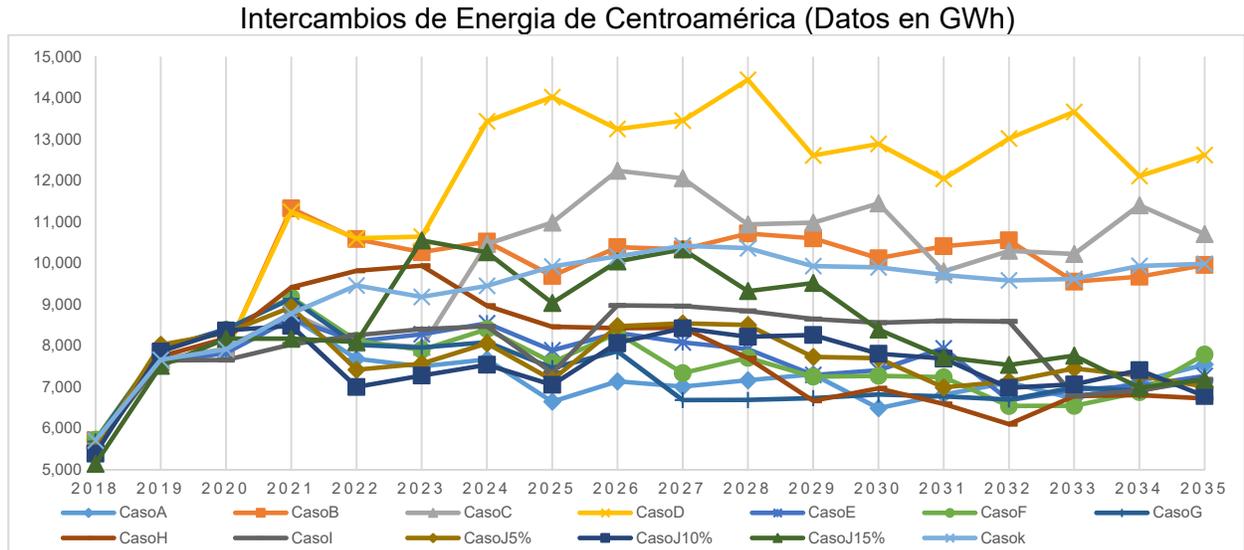
Generación en TWh para el Período 2018-2035



⁴ TWh = Terawatt-hora = 10¹² watt-hora

➤ **Intercambios**

Los intercambios en la región, incluyendo a México y Colombia, se muestran en la siguiente Figura.



COMPARACION DE COSTOS

En la siguiente tabla se muestran los casos, con indicación de los escenarios que los componen y la comparación de los costos.

Comparación de los Costos de los Planes

Caso	Descripción	Total	Comparación	Efecto	Diferencias en Costos
A	REF	31,659.76			
B	INT1	30,993.43	B-A	Interconexión con Colombia	-666.33
C	INT2	31,265.22	C-A	Segundo Circuito Siepac	-394.54
D	INT3	30,853.57	D-A	enlace Colombia y SIEPAC II	-806.19
E	HID	31,416.32	E-A	Mayor Desarrollo Hidro	-243.44
F	COMB	33,771.86	F-A	Precios Altos de Combustibles	2,112.10
G	COMB+HID	32,982.23	G-A	Mayor Desarrollo Hidro y Precios Altos de Combustible	1,322.47
H	DEMA	40,629.71	H-A	Mayor Crecimiento de la Demanda	8,969.95
I	DEMB	27,604.36	I-A	Menor Crecimiento de la Demanda	-4,055.40
J.5%	EE (-5%)	31,391.57	J.5%-A	Reducción de Demanda del 5% por Ahorro Energético	-268.19
J.10%	EE (-10%)	28,821.37	J.10%-A	Reducción de Demanda del 10% por Ahorro Energético	-2,838.39
		31,703.51		Incremento 10% en los costos por los planes EE	43.75
J.15%	EE (-15%)	27,757.35	J.15%-A	Reducción de Demanda del 15% por Ahorro Energético	-3,902.41
		31,920.96		Incremento 15% en los costos por los planes EE	261.20
K	Sin GNL	32,891.86	K-A	Restricción al Desarrollo de plantas de Gas Natural Licuado	1,232.10

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La generación hidroeléctrica y la generación con derivados de petróleo han mantenido casi igual su porcentaje de participación en los últimos años, lo que indica que se ha tenido cierto grado de inversión de generación hidroeléctrica en la región.
2. Es notable el desarrollo de la generación con fuentes eólicas en la Región en los últimos años, representando en el año 2015 un aumento del 50% con respecto al año anterior en la participación de la matriz de generación a nivel Centroamericano.
3. El desarrollo de las interconexiones regionales, es de interés estratégico para la región, ya que se obtienen beneficios globales reduciendo los costos tanto de inversión como de operación, por lo que resulta atractivo el desarrollo del segundo circuito del SIEPAC y de la interconexión Colombia-Panamá.
4. Las plantas renovables reducen la exposición de los países a la volatilidad de los precios de los derivados del petróleo, siempre y cuando se contraten a precios competitivos dependiendo de su recurso.
5. Con el desarrollo de fuentes renovables, particularmente el hidroeléctrico, se logran resultados globales más económicos y se reduce la emisión de gases de efecto invernadero.
6. De los proyectos térmicos grandes candidatos los más atractivos son los ciclos combinados de gas natural licuado (GNL), lográndose reducciones globales en los costos de los planes.
7. La introducción de grandes centrales regionales de carbón debe estar precedida por el desarrollo de normativas ambientales estrictas y comunes a todos los países.
8. Factores como un crecimiento alto en la demanda o un crecimiento alto en los precios de los combustibles, incrementan los costos de los planes de expansión.
9. Con el desarrollo de planes de eficiencia energética se logra reducir los requerimientos de inversión y reducir los costos de operación, sin embargo es importante considerar los costos asociados al desarrollo e implementación de dichos sistemas de gestión y control de consumo.

1 ENTORNO CENTROAMERICANO

1.1 *Introducción*

Los países del Istmo Centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos y su infraestructura. Con este propósito, se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta. El acuerdo de creación del CEAC se concretó mediante la suscripción de un Proyecto de Convenio Constitutivo, el cual fue aprobado durante la IX Reunión de Presidentes y Gerentes llevada a cabo en Costa Rica, el 18 de abril de 1985. En la Primera Reunión Conjunta del Consejo de Electrificación de América Central –CEAC–, celebrada en El Salvador del 26 al 28 de julio de 1989, se estableció dicho organismo internacional, dada la ratificación del Convenio Constitutivo del Consejo por parte de los gobiernos de América Central. Las primeras interconexiones entre sistemas datan de 1976 con el enlace Honduras-Nicaragua, 1982 con Nicaragua-Costa Rica, 1986 con Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador. Más recientemente, se unieron El Salvador-Honduras, en el 2002 y Costa Rica-Panamá mediante un segundo circuito por la Zona Atlántica en el 2011.

La integración eléctrica centroamericana es una iniciativa regional de larga trayectoria, cuyos lineamientos para su desarrollo se encuentran en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, aprobado en diciembre de 1996 y ratificado posteriormente por las Asambleas de los países y en sus dos protocolos firmados posteriormente. En este tratado se establecen las bases para la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo creando los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional: Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), respectivamente y definieron a EPR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

A partir del 1 de Junio del 2013, se dio inicio de forma oficial a la operación del Mercado Eléctrico Regional bajo la aplicación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) finalizando su periodo transitorio, con lo cual se fortalece la integración energética regional, logrando así consolidar las operaciones del MER. Este suceso permitió que en este año las transacciones de energía eléctrica entre los países de América Central aumentaran más del 100%, posibilitando la operación más eficiente del SIEPAC el cual en ese entonces estaba finalizado casi en su totalidad a excepción del Tramo Parrita-Palmar en Costa Rica.

1.2 *Interconexiones Regionales*

1.2.1 **Proyecto SIEPAC**

La infraestructura de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) fue desarrollada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), habiéndose dispuesto en operación los tramos de la línea durante el período 2010 al 2012, con excepción de un tramo localizado en Costa Rica que concluyó en el año 2014 debido a problemas de servidumbre. La finalización y operación del SIEPAC convierte en impostergable la tarea de

promoción de proyectos de generación regional con la finalidad de exportar parcial o totalmente su energía a través de la infraestructura de la transmisión existente.

Desarrollo del Segundo Circuito

La capacidad de transmisión regional alcanzará los 300 MW de diseño inicial, conforme se completen diversas obras de refuerzos de transmisión nacional, que se encuentran en ejecución y en las cuales se encuentran comprometidas las empresas responsables de la transmisión en los países.

Esta capacidad de transmisión regional podrá ser duplicada y alcanzar hasta los 600 MW, en un futuro cercano, con la habilitación prevista de un segundo circuito y estudios que identifiquen oportunamente las debilidades y necesidades de refuerzos para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran. La habilitación del segundo circuito en toda su extensión o progresivamente por tramos, según sea evaluado, contribuirá también en mantener firmes los cimientos de esta infraestructura vital del proceso de integración eléctrica regional.

1.2.2 Interconexión México - Guatemala

Como primera etapa del proyecto de interconexión México-Guatemala, en el año 2010, entra en operación el enlace entre Tapachula (México) y Los Brillantes (Guatemala) con un solo circuito y la instalación del primer transformador de 225 MVA 400/230 kV en la Subestación Los Brillantes . Esta interconexión de 103 km opera en 400 kV y está prevista para un doble circuito.

Como segunda etapa y ampliación del proyecto de interconexión México-Guatemala, en el año 2016, se realizó la instalación y puesta en operación en la Subestación Los Brillantes, de un segundo banco de transformadores con una capacidad igual a 225 MVA 400/230 kV.

Actualmente la capacidad de esta interconexión está limitada a 120 MW hasta completar algunos refuerzos en el sistema regional y la realización de estudios técnicos para determinar el nuevo límite de importación de energía seguro desde México hacia Guatemala.

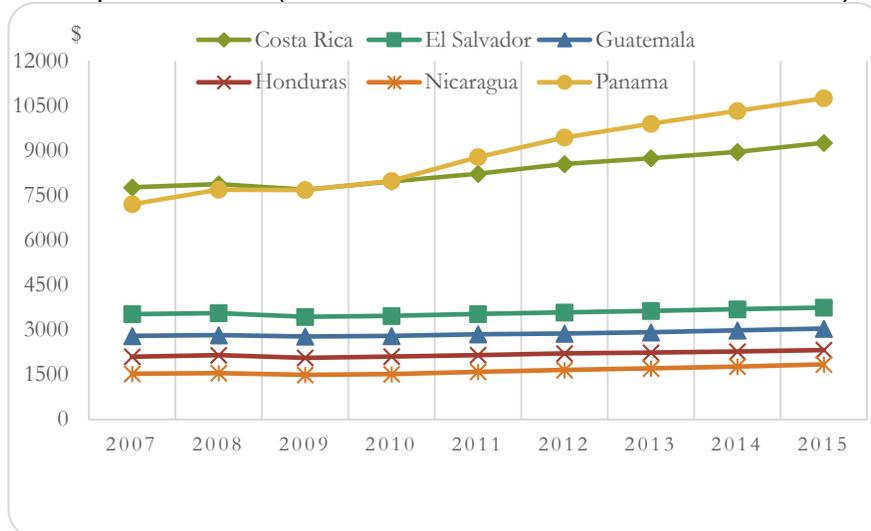
En el 2017, se creó la Comisión de Interconexión Eléctrica México-SIEPAC (CIEMS), la cual tiene como objetivo establecer el desarrollo de un marco de cooperación apropiado entre el nuevo Mercado Eléctrico de México y el Mercado Eléctrico de América Central (MER). La CIEMS, está conformada por las autoridades del sector eléctrico regional de América Central: CDMER, CRIE y EOR, y por las autoridades del sector eléctrico de México: SENER, CENACE, CFE.

Actualmente, se encuentran en proceso de preparación los Términos de Referencia para la contratación de una consultoría denominada: "Diseño General del Mercado Eléctrico México-SIEPAC", que permitirá entre otros, establecer la modalidad de integración eléctrica de este nuevo mercado, su diseño conceptual y estructural, y la forma más adecuada de coordinación interinstitucional entre las entidades del Mercado Eléctrico de México y el Mercado Eléctrico Regional de América Central.

1.3 Situación económica y social de Centro América

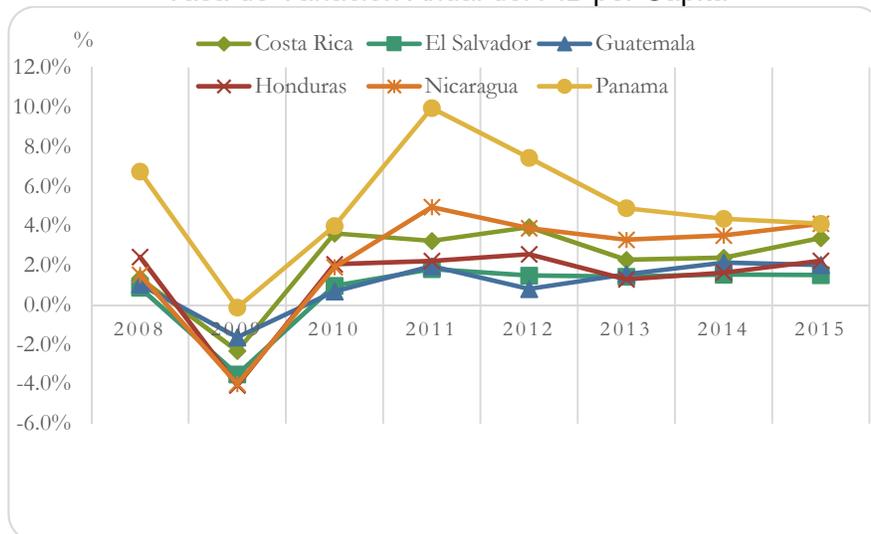
La región centroamericana cubre un área de 509 mil km² con 45.75 millones de habitantes (cifra actualizada al 2016). El producto interno bruto por habitante (PIB per cápita) de toda la región centroamericana es actualmente de US\$ 6,180, con grandes diferencias entre los países. El PIB de Panamá y Costa Rica corresponden a los más altos de la región, encontrándose arriba de los US\$ 9,000 per cápita (Figura 1), mientras que las mayores tasas de variación anual del PIB corresponden a Panamá y Nicaragua arriba del 4% de incremento anual (Figura 2).

Figura 1
PIB por habitante (Dólares a Precios constantes del año 2010)



Fuente: CEPAL, Anuario Estadístico de América Latina y El Caribe, 2015 y 2016.

Figura 2
Tasa de Variación Anual del PIB per Cápita



Fuente: Elaboración Propia

El consumo de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencia entre los países. El máximo consumo unitario es casi cuatro veces más alto que el consumo per cápita mínimo (ver Tabla 1).

Tabla 1
Datos Demográficos de Centroamérica

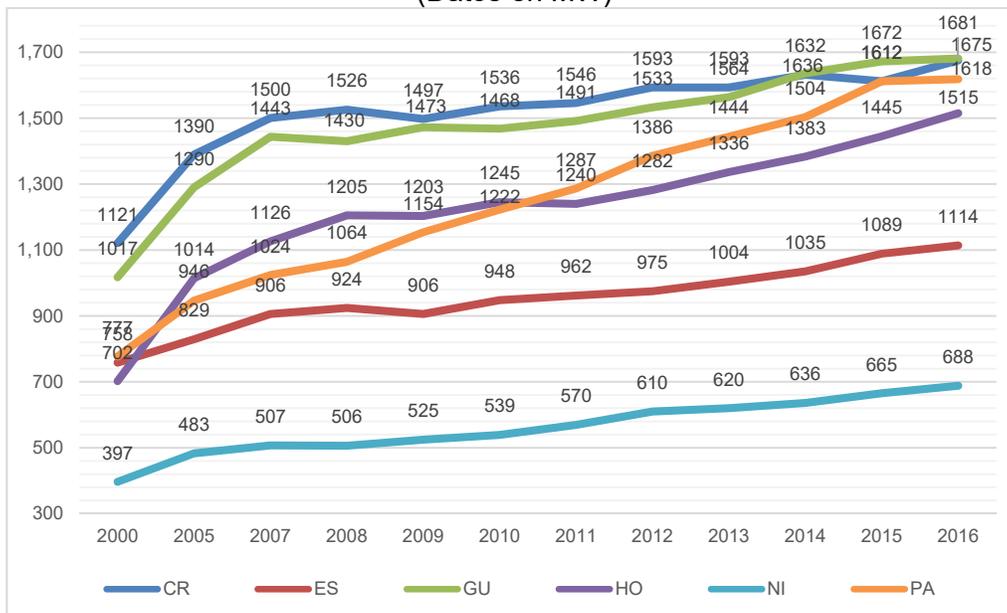
	Población	Cobertura Eléctrica	Área	Generación Anual	Densidad Población	Generación Per Cápita Anual
	Millones de hab.	%	Miles Km ²	GWh	Hab/Km ²	KWh/hab
Guatemala	16.2	92.0	108.9	10,302	148	638
El Salvador	6.4	95.4	20.9	5,683	306	887
Honduras	8.4	74.0	112.1	8,460	75	1,010
Nicaragua	6.2	85.3	139	4,169	45	669
Costa Rica	5.0	99.3	50.9	10,714	98	2,152
Panamá	4.0	93.9	77.1	9,748	52	2,444
Istmo	46.1	90.0	508.9	49,076	91	1,064

Fuente: Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015.CEPAL

1.4 Producción y Consumo de Energía

La demanda de potencia histórica de cada uno de los países de la región, se muestra en la Figura 3.

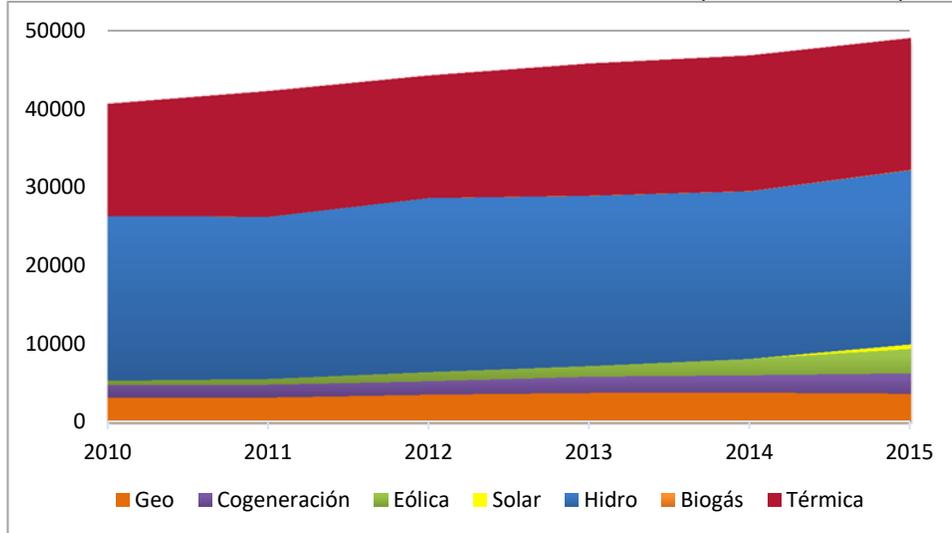
Figura 3
Evolución de la Demanda Máxima 2000-2016
(Datos en MW)



Fuente: Datos 2000-2015 tomados de Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015.CEPAL. Datos 2016 suministrados por el GTPIR.

La energía demandada en los últimos años fue generada recurriendo principalmente a las fuentes hidroeléctricas y térmicas. La generación Eólica ha presentado una tendencia creciente en los últimos años, tal como se observa en la Figura 4. La Figura 5 muestra los valores respectivos de renovable y no renovable.

Figura 4
Evolución de la Generación Eléctrica 2010-2015 (Datos en GWh)



Fuente: Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015

Figura 5
Generación con Fuentes Renovables y No Renovables en Centroamérica 2010-2015 (Datos en GWh)

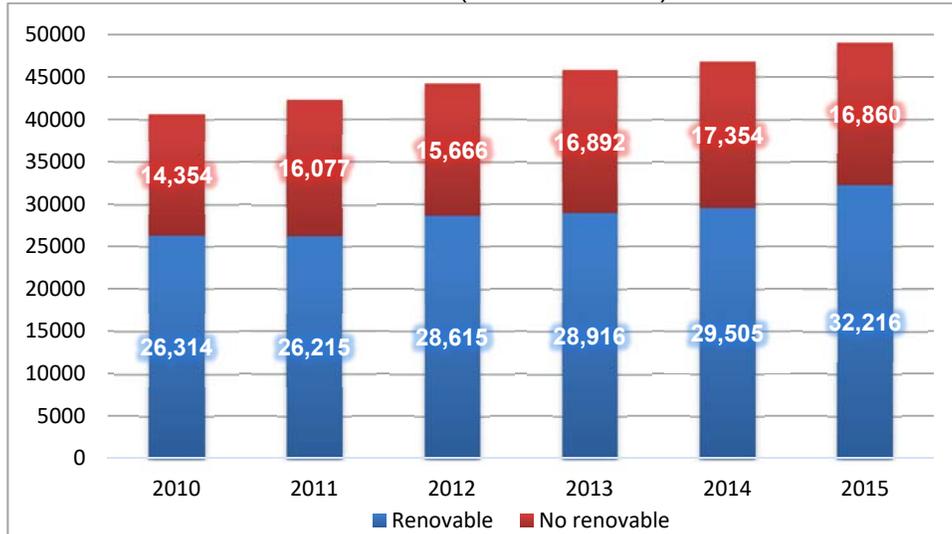


Tabla 2
Participación de las Fuentes Renovables y No Renovables

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Renovable	65%	62%	65%	63%	63%	66%
No renovable	35%	38%	35%	37%	37%	34%

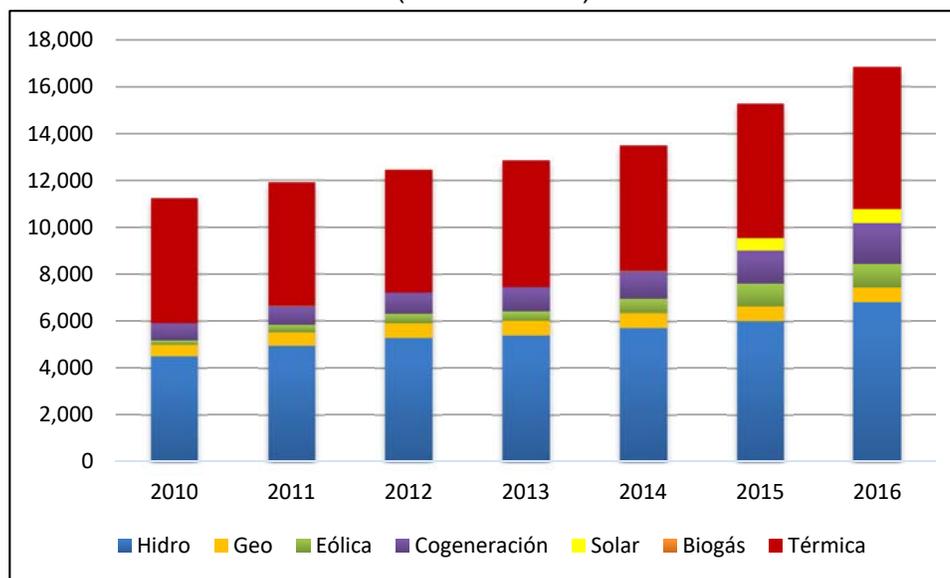
Fuente: Elaboración Propia.

La región ha mantenido casi la misma dependencia de combustibles fósiles de los últimos 5 años, al igual que la energía generada por fuentes renovables. No se omite mencionar que en el año 2015 la generación con fuentes eólicas presentó un aumento del 50% con respecto al año anterior, pasando de 2,080 GWh en el 2014 a 3,123 GWh en el 2015.

A diciembre de 2016 la capacidad instalada en los seis sistemas fue de 16,831 MW, cifra superior en 10 % con respecto a la capacidad instalada observada en 2015, lo que representó un incremento de 1,534 MW netos. Este parque generador está repartido en las siguientes proporciones: 25% en Guatemala; 11% en El Salvador; 15% en Honduras; 8% en Nicaragua; 21% en Costa Rica y 21% en Panamá.

En la Figura 6 se muestra la evolución de la capacidad instalada en la Región en los últimos años.

Figura 6
Evolución de la Capacidad Instalada de Centroamérica por Tipo de Fuente, 2010-2016
(Datos en MW)



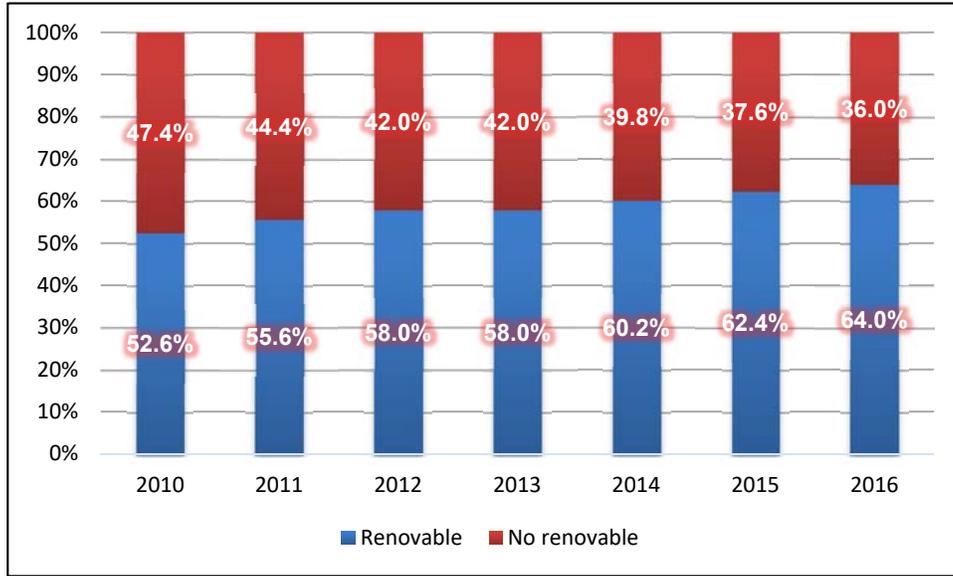
Fuente: Datos del 2010-2015 tomados del Informe de Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) 2015 y Datos 2016 suministrados por el GTPIR.

Las principales adiciones a la generación eléctrica durante 2016 fueron las siguientes: en Guatemala adiciones por 495 MW en las que destacan 223 MW hidroeléctricos (correspondiente los proyectos Renace II y III); en Honduras 154 MW adicionales de varias centrales, entre ellas una central de Carbón de 60 MW; en Panamá 295 MW destacando la integración de varios parques solares que totalizan 43 MW y 246 MW termoeléctricos; en Costa Rica se adicionaron 439 MW,

sobresaliendo los 306 MW hidroeléctricos de la planta Reventazón; en El Salvador se integraron 129 MW, de los cuales 80 MW corresponden a la ampliación de la central 5 de Noviembre y el restante en cogeneración, y en Nicaragua se integraron 42.5 MW de la planta de Cogeneración Montelimar.

En la Figura 7 se muestra la evolución de la capacidad instalada en renovables y no renovable en la Región en los últimos años.

Figura 7
Capacidad Instalada de Centroamérica Renovable y No Renovable, 2010-2016
(Datos en MW)

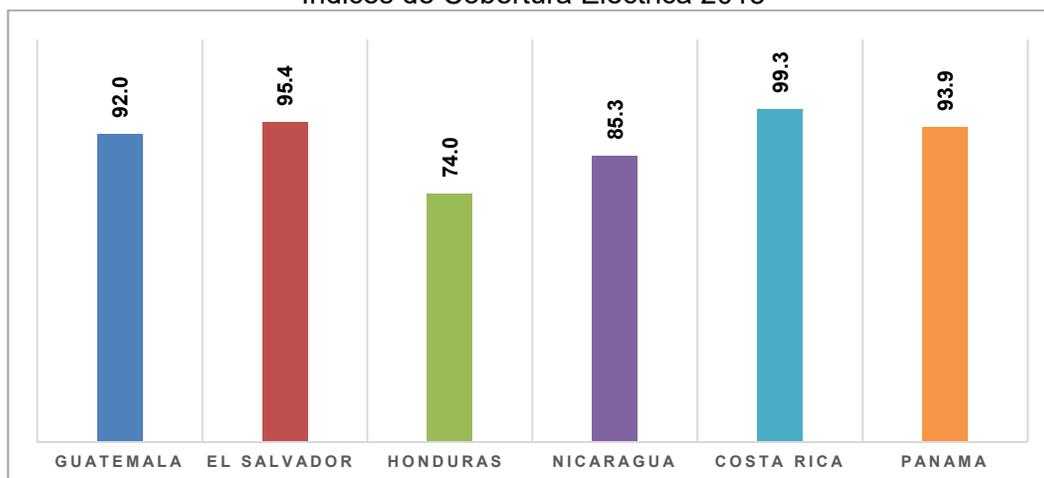


Fuente: Datos del 2010-2015 tomados del Informe de Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) 2015 y Datos 2016 suministrados por el GTPIR.

1.5 Cobertura Eléctrica

En la Figura 8 se muestra los índices de electrificación del año 2015 de cada país de la Región, ubicándose la mayoría de ellos por arriba del 90% de cobertura, es decir, de los 46.1 millones de habitantes en Centroamérica, unos 4.6 millones todavía no tiene acceso al servicio eléctrico.

Figura 8
Índices de Cobertura Eléctrica 2015



Fuente: Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015.CEPAL

1.6 Tarifas Vigentes

En la Tabla 3 se presenta las tarifas vigentes a junio del 2016, por sector de consumo, según datos de CEPAL. Los valores calculados no incluyen impuestos locales y tasas municipales. En el sector residencial se han incluido los subsidios. En los consumos que se especifica la potencia se utilizó un factor de carga del 50%.

Tabla 3
Tarifas Vigentes a Consumos Seleccionados al 30 de Junio 2016
(En centavos de dólar/kWh)

		CR (Ice)	ES (Caess)	GU (Eegsa)	HO (Enee)	NI (Disnorte- Dissur)	PA (Ensa)
Residencial	50 kWh	16	8	9	10	9	11
	99 kWh	16	8	11	10	9	11
	200 kWh	16	17	16	17	23	13
	751 kWh	24	18	16	19	29	23
Comercial	1 000 kWh	23	17	16	23	25	23
	15 000 kWh, 41 kW	20	15	19	24	26	25
	50 000 kWh, 137 kW	20	15	12	24	26	22
Industrial	15 000 kWh, 41 kW	20	15	16	24	24	25
	50 000 kWh, 137 kW	20	15	12	17	20	22
	100 000 kWh, 274 kW	20	15	12	17	21	20

Fuente: Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015.CEPAL

1.7 Mercados Eléctricos en Centroamérica

Centro América ha experimentado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas con mercados liberalizados.

Primeramente, Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá reestructuraron sus mercados de electricidad, liberalizando los segmentos de generación, transmisión y distribución. Recientemente Honduras en el 2014, realizó reformas al sector eléctrico dando apertura la generación, transmisión y distribución; mientras que Costa Rica la transformación se limitó a la apertura del segmento de la generación. En Nicaragua, la transmisión es estatal además el estado tiene participación en los segmentos de generación y distribución; es dueño de tres centrales de generación Hidroeléctricas y una planta solar; y se encarga del sistema de distribución de la Costa Atlántica del país; adicionalmente en el año 2008 adquirió una participación, nuevamente en el segmento de distribución de la zona Pacífico-Centro-Norte del 16% de las empresas Disnorte y Dissur.

En los cinco países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación, excepto en Honduras, en donde el mercado está muy próximo a entrar en funcionamiento. En Costa Rica se abrió la participación privada permitiendo la generación privada de electricidad en plantas de hasta 50 MW individualmente, siempre limitada a fuentes renovables de energía y el ICE actúa como comprador único de los contratos de generación existentes.

Adicionalmente existe un séptimo mercado, denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), superpuesto a los seis mercados existentes, y regido bajo una regulación regional. El propósito del MER es beneficiar a los habitantes de la región mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad, bajo condiciones de confiabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico.

El mercado regional es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. Además, se podrá negociar electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen y que estén habilitados y cumplan la reglamentación.

En el 2015, el número de agentes autorizados fue de alrededor de 215. Estos agentes operan en los diferentes segmentos de los mercados (producción, transmisión, distribución, comercialización y grandes usuarios).

Tabla 4
Agentes Autorizados en el Mercado Eléctrico Regional 2015

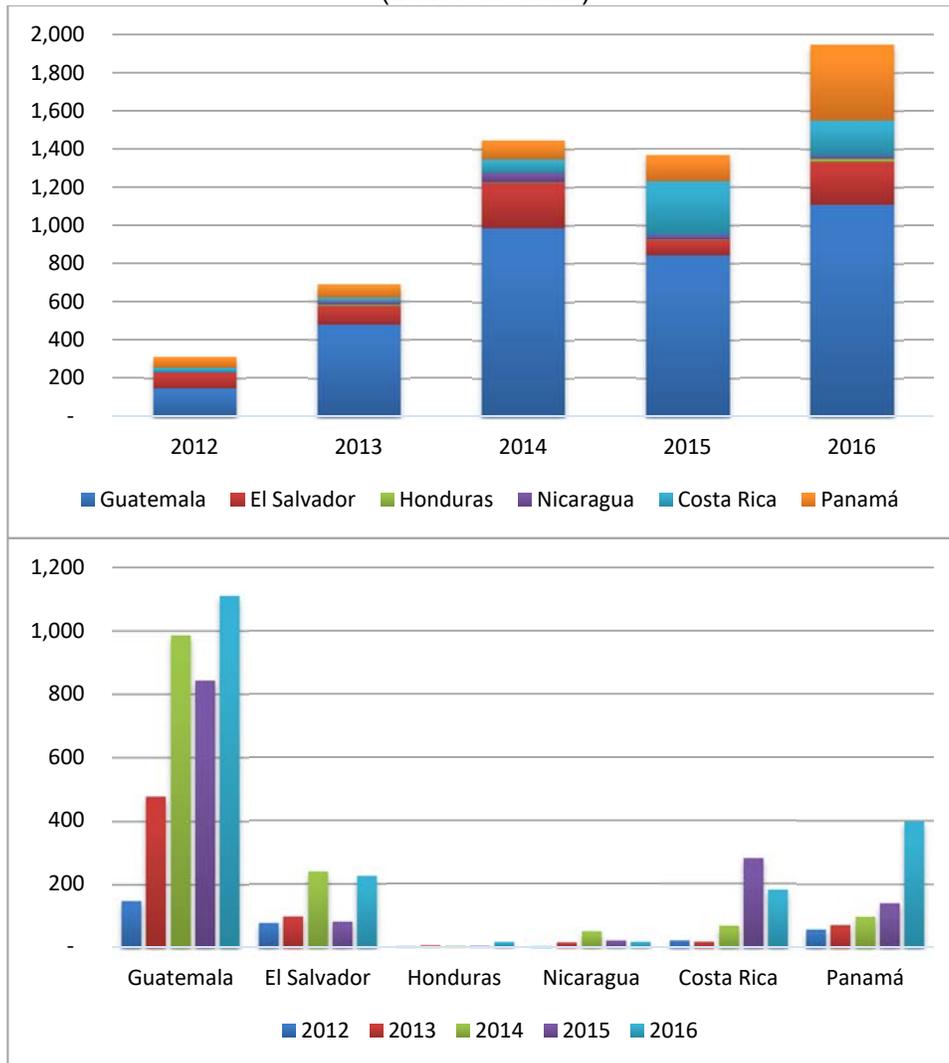
	Generadores	Distribuidores	Comercializadores	Grandes Usuarios	Total
Guatemala	50	6	21	23	100
El Salvador	7	7	25	1	40
Honduras	1	1	0	0	2
Nicaragua	14	2	0	17	33
Costa Rica	1	1	0	0	2
Panamá	38	0	0	0	38
Total	111	17	46	41	215

Fuente: Estadísticas del Sector Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015.CEPAL

Los intercambios en el MER se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, que verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el predespacho del día siguiente.

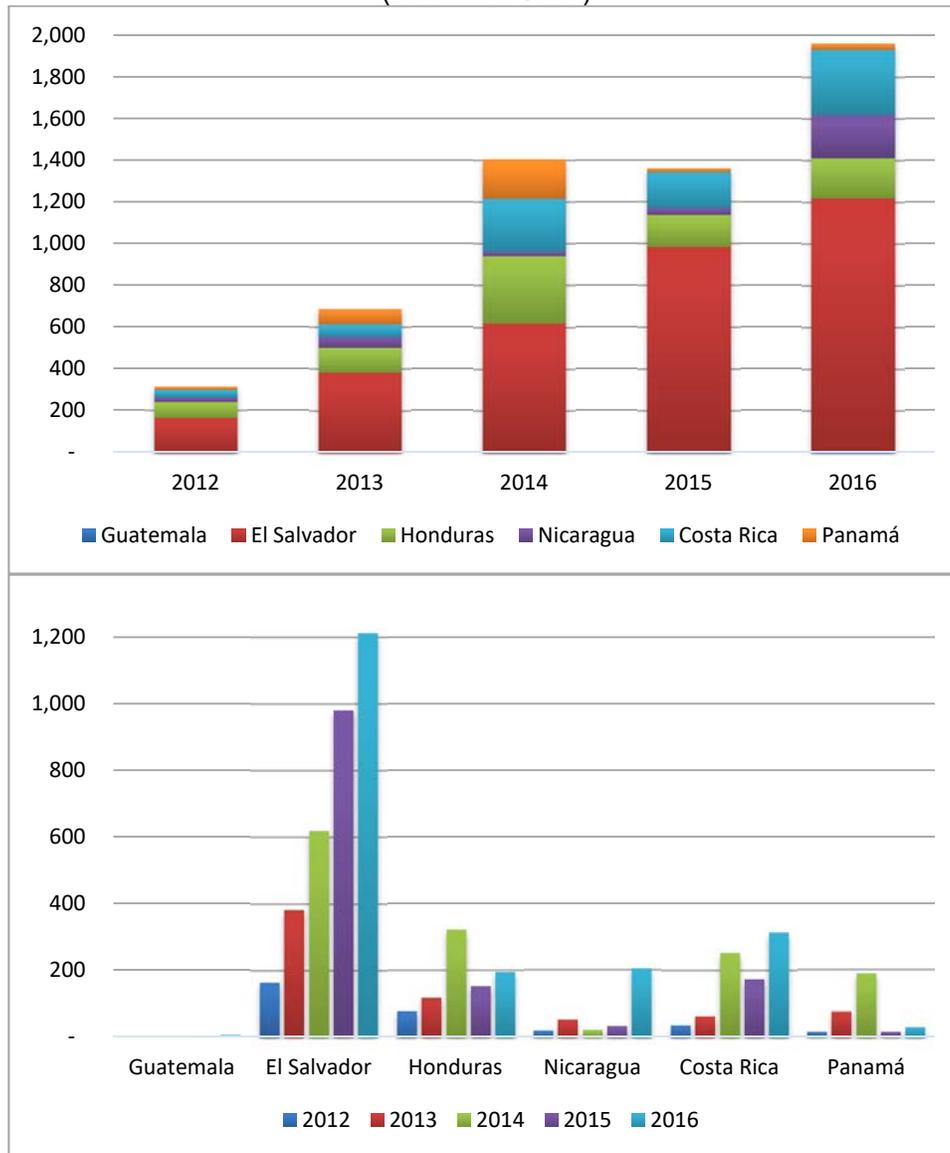
En el 2016 las inyecciones y retiros de energía en el Mercado Eléctrico Regional aumentaron más del 42% con respecto al año 2015 y del 2013 al 2016 casi se han triplicado. En la Figura 9 y 10 se puede observar la evolución en los últimos cinco años de las inyecciones y retiros de energía en el MER

Figura 9
Inyecciones de Energía en el Mercado Eléctrico Regional 2012-2016
(Datos en GWh)



Fuente: Informe de Transacciones Regionales, EOR.

Figura 10
Retiros de Energía en el Mercado Eléctrico Regional 2012-2016
(Datos en GWh)



Fuente: Informe de Transacciones Regionales, EOR.

2 MÉTODO Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

2.1 Metodología

De manera general, la metodología que se aplica en este estudio es minimizar los costos de inversión y operación del sistema de generación, considerando todos los Sistemas Eléctricos Regionales operando de forma coordinada y bajo diferentes escenarios probables, considerando las capacidades de las interconexiones existentes y futuras en la región.

El presente estudio se realizó siguiendo una serie de pasos:

- Definición de metodologías y criterios para la planificación regional.
- Definición de escenarios a analizar.
- Actualización del parque generador existente
- Actualización de las características técnicas y económicas de la cartera de proyectos.
- Definición de las proyecciones de las demandas de energía y potencia, periodo 2018 – 2035.
- Revisión de los datos hidrológicos asociados a las plantas hidroeléctricas existentes y candidatas futuras (series hidrológicas).
- Actualización del pronóstico de los precios de combustibles (Diesel, Bunker, Carbón y GNL).
- Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).
- Elaboración y actualización de una base de datos regional para la planificación de expansión de generación.
- Obtención de planes de mínimo costo.
- Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes regionales.

2.2 Herramientas de Análisis

Para generar los planes de expansión regionales se han utilizado las herramientas computacionales siguientes:

- El modelo SUPER-OLADE⁵, versión 6.0, se utilizó para desagregar las proyecciones de demanda de datos anuales a datos mensuales por escalón de demanda, también se hizo uso del módulo hidrológico de este modelo para rellenar registros de caudales faltantes con el propósito de obtener un período homogéneo desde 1965 al 2013, para todas las estaciones hidrológicas de cada uno de los sistemas
- El modelo OPTGEN, versión 7.2.11⁶, se utilizó para obtener los planes de generación optimizados, que brindan el cronograma de puesta en servicio de las nuevas centrales de generación eléctrica, optimizando los costos de inversión, operación y déficit. En la simulación se representan restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas

⁵ Desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía, con la colaboración del BID y los países miembros

⁶ Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

- El modelo SDDP⁷, versión 14.0.10, se utilizó para efectuar la simulación final detallada de los planes calculados con el OPTGEN, con el propósito de obtener un valor más preciso de los costos operativos y del despacho de generación, teniendo en cuenta un mayor número de series hidrológicas que las utilizadas con el OPTGEN. En este modelo se simula el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión, para lo cual se utilizó la opción relativa a la capacidad máxima de las interconexiones entre países.

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria. Mediante el SUPER con la modelación de la curva de carga por sistema (MODDEM) y relleno de caudales hidrológicos (MODHID), se proporcionan datos de entrada para el OPTGEN-SDDP, con este último se generan los planes de expansión, los cuales responden a los escenarios analizados. Los planes resultantes se revisan utilizando el modelo SDDP, verificando que cumplan con los criterios de confiabilidad, explicados posteriormente en este documento.

2.3 Criterios de Confiabilidad y Márgenes de Reserva

Debido a la dificultad de la valoración del costo social de la falla, los planes “óptimos” que se obtienen utilizando herramientas como el OPTGEN de alguna manera pueden no representar el óptimo social. De esta forma, en la planificación tradicional se ha utilizado el criterio de un margen de reserva de capacidad que busca asegurar una cierta confiabilidad mayor que la del óptimo teórico.

En este estudio, en vez de adoptar un criterio de reserva mínima de capacidad, que en un sistema hidro-térmico no es relevante, dado que el déficit son muchas veces de energía, se utiliza el siguiente criterio de confiabilidad:

- En cada país, no se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas
- No se permiten déficit de cualquier tamaño en todas las series en un mismo mes.

Esto significa que el margen de reserva de cada país es dejado libre y es reemplazado por la minimización del costo de inversión, operación y falla, con la revisión posterior de los criterios anteriores, lo cual puede requerir la instalación de capacidad adicional. La revisión de los criterios de confiabilidad se hizo en las simulaciones detalladas del SDDP.

Los planes de expansión que presentan violaciones a los criterios de confiabilidad se modifican para que los cumplan, tratando de mantener el menor costo.

⁷ Desarrollado por Power Systems Research Inc., Río de Janeiro, Brasil

2.4 Período de estudio

La definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP cubrió el período 2018-2035, con un año de extensión, para modelar el vaciado de los embalses grandes al final del periodo. El año 2017 no se considera en el periodo de estudio ya que es fijo y no está sujeto a optimización.

2.5 Plantas Fijas y Candidatas

En el presente estudio se ha definido como “Planta Fija” aquella central futura que por estar en construcción o pronto a iniciar su construcción se sabe que efectivamente entrará en operación. Todas las demás plantas futuras se consideran “Plantas Candidatas”.

Por definición, las Plantas Fijas tienen una fecha de entrada fija y conocida. Por el contrario, la fecha de entrada de las Plantas Candidatas es la incógnita buscada por el proceso de optimización y está acotada por la fecha más temprana de implementación, y en caso de ser necesario, por los túneles de optimización del modelo OPTGEN.

2.6 Plan de Corto Plazo

Se entiende al período de corto plazo del plan de expansión de cada país que está totalmente definido, y que por lo tanto, no está sujeto a optimización. En el Plan de Corto Plazo únicamente pueden aparecer Plantas Fijas, y no existe la posibilidad de la aparición de Plantas Candidatas, ya sea porque no hay tiempo para su maduración o porque no existe posibilidad real de que sean construidas y terminadas dentro de este período. El período del Plan de Corto Plazo es 2018-2019.

Las Plantas Fijas pueden tener fechas de entrada que exceden el período del Plan de Corto Plazo mientras que las plantas candidatas no están sujetas a ninguna obligación de entrar en los planes, su inclusión depende sólo del proceso de optimización económica.

2.7 Plantas Genéricas

Para tomar en cuenta el potencial de proyectos de generación solar se consideró en la base de datos plantas genéricas solares con una capacidad por proyecto de 50MW. El propósito de esta sensibilidad es evaluar si este recurso resulta atractivo suponiendo un costo de instalación típico actual.

2.8 Hidrología

Se estableció una base histórica con un periodo común de 49 años (1965-2013) para los seis países de América Central; para el relleno de caudales se utilizó el Módulo Hidrológico del Modelo SUPER.

2.9 Demanda

Bloques de demanda

Se utilizaron cinco bloques de demanda para el OPTGEN-SDDP, definidos con una duración de 6.55% para el bloque 1, 26.04% Bloque 2, 22.86% Bloque 3, 23.44% Bloque 4 y 21.11% para el Bloque 5.

Las duraciones de los bloques de demanda se calcularon con un modelo desarrollado por el Ing. Fernando Montoya el cual usa como dato de entrada la Curva de Carga agregada de los seis Sistemas Centroamericanos.

Demandas horarias históricas y proyecciones de demanda

Para la determinación de los modelos de curvas de carga mensuales, se tomó como base los datos históricos del año 2015 de cada Sistema Centroamericano.

Para la demanda baja, media y alta proyectada, cada país aportó los datos de acuerdo a los métodos econométricos y estadísticos de pronóstico que utiliza su empresa.

2.10 Interconexiones y Capacidad de Transferencia

Capacidad de Transferencias entre Países

Para la definición de las capacidades actuales entre países se utilizó las definidas por el Ente Operador Regional (EOR) en su Informe Final de Máximas Transferencias de Noviembre 2016 y se actualizó la capacidad de porteo Nicaragua-Costa Rica de acuerdo a nota EOR-GPO-13-01-2017-012.

Se consideró la capacidad de 300MW de transferencias entre pares de países a partir del año 2019.

Se modeló (en dos de los escenarios) el proyecto SIEPAC 2 a partir del año 2024 basado en el estudio de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación realizado por el EOR en marzo 2016.

Interconexiones con los Sistemas de México y Colombia

Las interconexiones extra-regionales de México y Colombia se modelaron en forma simplificada como un sistema adicional, conectado a Guatemala y a Panamá, respectivamente, con una demanda y una planta térmica ficticia, cuyas potencias son superiores a la capacidad de la interconexión. El costo variable de la planta ficticia es igual al costo medio de la energía supuesto para México o Colombia.

Para la energía de México se ha supuesto un costo marginal mensual entre 39-58 US\$/MWh, a como se indica en la siguiente tabla:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
US\$/MWh	39	39	39	39	57	57	57	58	57	57	57	57

*Datos Tomados de la tabla de Costo Total de Corto Plazo Programado (CTCPP)

Para el caso de Colombia se utiliza un costo variable por mes y año para el período 2021-2035, de acuerdo a proyección realizada en octubre de 2016 por la compañía binacional Interconexión Colombia Panamá S.A (ICP).

La interconexión con Colombia sólo se consideró en dos escenarios de sensibilidad, conectada en enero del 2021.

2.11 Criterios económicos

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se ha supuesto en 50 años. Se utilizaron valores entre 5 a 220 \$/kW-año como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas definidas por cada país.

Las plantas térmicas, en el caso de los motores y las turbinas tienen una vida útil de 20 años y de 25 años para las plantas de gas y de carbón.

2.11.1 Costo de Falla

Para el modelo OPTGEN-SDDP y SDDP se usaron:

- Déficit menores al 2% 800 \$/MWh
- Déficit para restante 98% 1,500 \$/MWh

2.11.2 Tasa de actualización

Se usó una tasa de descuento de 12% en moneda constante.

2.11.3 Moneda de referencia

Todos los presupuestos de los proyectos y los costos usados en el estudio se expresaron en dólares de Estados Unidos de América, en moneda constante a precios de enero del 2016.

Cuando los presupuestos disponibles están expresados en otra moneda, se convertirán a dólares y se actualizarán a moneda de enero 2016 usando los índices del Bureau of Reclamation (BUREC).

2.11.4 Costo de los planes

Para cada caso estudiado se escogió el plan que resultó con el mínimo costo, y que además satisface los criterios de confiabilidad.

El costo de los planes simulados se calculó con el siguiente procedimiento:

- El plan originalmente obtenido del OPTGEN-SDDP se verifica con un mayor número de series con el modelo SDDP.
- El costo de operación de la simulación se toma de las salidas del SDDP.
- El costo de inversión se toma de las salidas del OPTGEN, en el que se fija el plan final simulado con el SDDP.

Las cifras de costo total sólo comprenderán datos del 2018 al 2035, actualizados a valor presente a inicio del 2018.

2.11.5 Planes de desembolso

Se registró el programa de desembolsos para la etapa constructiva de los proyectos. Esta información es necesaria para calcular el costo capitalizado al primer año de operación de la planta. Esta cifra es la que se utiliza para el cálculo del costo anual.

Para ahorrar dimensiones en la memoria del OPTGEN, en el modelo se ingresó un único plan de desembolso, para todos los proyectos, de un solo pago del 100% en el año de inicio de operación, y como costo de construcción se ingresa el costo total ya capitalizado en una hoja de EXCEL.

Este procedimiento es idéntico a utilizar la facilidad de planes de desembolso del OPTGEN pero tiene la ventaja de ahorrar espacio y facilitar la revisión en la hoja de EXCEL.

3 BASE DE DATOS GTPIR

En esta sección se presenta la información y datos actualizados que fueron utilizados para la creación de la base de datos para un periodo de estudio del 2018-2035, información que es proporcionada por los participantes de los países miembros del GTPIR, además se describen los parámetros utilizados para modelar las diferentes tipos de plantas.

3.1 Capacidad Instalada del 2013 al 2016

En los últimos 4 años se han adicionado en la Región 4,199 MW en capacidad instalada de generación, de los cuales 1,188.1 MW (28%) fueron instalados por el sistema de Guatemala, 268.5 MW (7%) por El Salvador, 764.4 MW (18%) por Honduras, 119.7 MW (3%) por Nicaragua, 715.5 MW (17%) por Costa Rica y 1,122.9 MW (27%) por Panamá.

Las principales adiciones en generación eléctrica durante este periodo fueron las siguientes: en Guatemala destaca 300MW de Carbón correspondiente al proyecto Jaguar y 223MW de los proyectos Renace II y III; en Honduras sobresale la instalación de 410 MW adicionales de varias centrales solares en los años 2015 y 2016; en Panamá se destaca la integración de varios parques solares y eólicos que totalizan 290MW instalados la mayoría en los años 2015 y 2016; en Costa Rica sobresale los 306 MW hidroeléctricos de la planta Reventazón que inicio operación en el 2016; en El Salvador resalta la instalación de varios proyectos de Biomasa que totalizan 114.8 MW y 80MW corresponden a la ampliación de la central 5 de Noviembre, y en Nicaragua se destaca la integración de 42.5 MW de Cogeneración de la planta Montelimar y 40MW de una central eólica.

Tabla 5
Nueva Capacidad Instalada por Guatemala, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Nombre	Tipo	MW
2013	Las Victorias	Hidro	1.2
	El Pilar-3	Biomasa/Bunker	22.85
	TULULÁ-4	Biomasa	19
	GENOSA	Bunker	18.6
	Generadora Costa Sur	Carbón	30.2
	El Libertador	Hidro	2.0
	Visión de Águila	Hidro	2.1
	Generadora del Atlántico	Biomasa	2.6
	Generadora del Atlántico	Biogas	1.3
2014	SIBO	Fotovoltaica	5.0
	BIOMASS	Biomasa/Carbón	119.0
	Palo Gordo	Biomasa/Carbón	30.9
	Generadora Sta Lucía	Biomasa/Carbón	44.0
	Pequeñas Hidros	Hidro	9.1
2015	Sta Tereza	Hidro	2.2
	El Panal	Hidro	2.5
	El Manantial 1 y 2	Hidro	31.2
	El Cóbano	Hidro	11.0
	Pacayas	Hidro	5.0
	El Trébol	Biomasa	1.2
	SAMUC	Hidro	1.2
	El Coralito	Hidro	2.1
	El Zambo	Hidro	1.0
	Varias	Hidro	1.1
	GABIOSA	Biomasa	1.1
OXEC	Hidro	26.1	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

Año	Nombre	Tipo	MW
	Jaguar Energy	Carbón	300.0
2016	La Libertad	Hidro	9.4
	Renace-2	Hidro	115.0
	Las Fuentes-2	Hidro	14.2
	El Cafetal	Hidro	7.8
	San Isidro	Biomasa/Carbón	64.2
	RAAXHA	Hidro	5.1
	Panteleón-3	Biomasa	66.8
	El Recreo-2	Hidro	24.4
	Generación Cristal	Bunker	5.0
	INTECCSA	Bunker	5.0
	La Trinidad-5	Biomasa/Carbón	46.0
	Renace-3	Hidro	108.0
	Pequeñas Hidros	Hidro	23.7
TOTAL			1188.16

Fuente: Datos propios GTPIR

Tabla 6
Nueva Capacidad Instalada por Honduras, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Planta	Tipo	MW
2013	Chamelecón	Hidro	11.2
	Morja I y II	Hidro	8
2014	Aurora	Hidro	9.4
	Los Laureles (GENERA)	Hidro	4.8
	San Martín	Hidro	4.7
	Peña Blanca	Hidro	0.9
	Vegona	Hidro	38.5
	Matarrás I	Hidro	1.8
	Guineo	Hidro	0.4
	Mezapa	Hidro	9.4
	Vientos de San Marcos	Eólico	49.5
	Biomasa Merendón	Biomasa	18.6
2015	Caracol Knitts	Biomasa	18
	Zinguizapa	Hidro	2.7
	Biogás y Energía	Biomasa	0.6
	PALMASA (ENERCOSA)	Biomasa	1.7
	Puringla Sazagua	Hidro	9.6
	Pavana Solar (propiedad de ENERBASA)	Solar	24
	Marcovia Solar (propiedad de Energía Solar Centroamericana)	Solar	35
	Solar Fotovoltaico Valle (propiedad de COHESSA)	Solar	50
	Nacaome (propiedad de SOPOSA)	Solar	50
	Solar del Sur (MECER)	Solar	25
	Llanos del Sur (Llanos del Sur)	Solar	14.81
	Los Pollitos	Solar	20
	Granja Solar del Pacífico I (Sistemas Fotovoltaicos de Honduras)	Solar	20
	El Caguano (Energía Cinco Estrellas)	Solar	50
	Choluteca Energía Solar I (Soluciones Energéticas Renovables)	Solar	20
	Choluteca Energía Solar II (Soluciones Energéticas Renovables)	Solar	30
	Generación Nacaome II (Producción de Energía Solar y Demás Renovables)	Solar	49.9
	Río Betulia	Hidro	9.2
	Laeisz	Diesel	20
	Cángel	Hidro	2.6
2016	Ojo de Agua (SHOL)	Hidro	22
	Quilio	Hidro	1.3
	Green Power (HGPC)	Biomasa	43
	BECOSA	Carbón	60
	Generación Nacaome I (empresa Pacific Solar, 1ra etapa)	Solar	21.89
	Agua Verde	Hidro	0.8
	LAEISZ Juticalpa (arrendamiento)	Diesel	5
TOTAL			764.4

Fuente: Datos propios GTPIR

Tabla 7

Nueva Capacidad Instalada por El Salvador, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Nombre	Tipo	MW
2013	Termopuerto LTDA	Bunker	73.7
2014	-	-	-
2015	Ingenio Chaparrastique	Biomasa	62.4
	Ingenio El Ángel	Biomasa	3.5
2016	Ingenio El Ángel	Biomasa	39.9
	Ingenio La Cabaña	Biomasa	9.0
	5 de Noviembre (Ampliación)	Hidro	80.0
TOTAL			268.5

Fuente: Datos propios GTPIR

Tabla 8

Nueva Capacidad Instalada por Nicaragua, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Planta	Tipo	MW
2013	Hidropantasma	Hidro	14.4
	SFV-TRINIDAD	Solar	1.4
2014	Larreynaga	Hidro	17
	ALBA-RIVAS	Eolico	39.6
2015	El Diamante	Hidro	4.8
2016	Ingenio Montelimar	Cogeneracion	42.5
TOTAL			119.7

Fuente: Datos propios GTPIR

Tabla 9

Nueva Capacidad Instalada por Costa Rica, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Nombre	Tipo	MW
2013	Tacares - ESPH	Hidro	7.0
2014	BOT Chiripa	Eólico	50.0
	Modernización Río Macho	Hidro	20.0
	Balsa Inferior-CNFL	Hidro	37.5
2015	TilaWind	Eólico	20.0
	BOT Torito	Hidro	50.0
	Ampliación Cachí	Hidro	53.0
	BOT Orosí	Eólico	50.0
	Vientos del Este	Eólico	9.0
2016	Ampliación El Ángel	Hidro	5.0
	Retiro Moín Pistón	Motores Bunker	-20.0
	Mogote	Eólico	20.0
	Reventazón	Hidro	306.0
	Bijagua	Hidro	18.0
	BOT Chucás	Hidro	50.0
	Altamira	Eólico	20.0
Campos Azules	Eólico	20.0	
TOTAL			715.5

Fuente: Datos propios GTPIR

Tabla10

Nueva Capacidad Instalada por Panamá, Periodo 2013-2016 (Datos en MW)

Año	Planta	Tipo	MW
2013	COCHEA	Hidroeléctrica de Pasada	15
	LAS PERLAS NORTE	Hidroeléctrica de Pasada	10
	LAS PERLAS SUR	Hidroeléctrica de Pasada	10
	MENDRE 2	Hidroeléctrica de Pasada	7.7
	Nuevo Chagres	Eólico	55
2014	BUGABA	Hidroeléctrica de Pasada	5.118
	Miraflores Und 9-11	Motor de Baja Velocidad Bunker	39.38
	Miraflores Und 10-12	Motor de Baja Velocidad Bunker	39.38
	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	8.82
	Sarigua	Solar	2.4
	AGGREKO (EMERGENCIA)	motor de media velocidad Diesel	80
	SOENERGY (EMERGENCIA)	motor de media velocidad Diesel	60
	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	49.95
	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	67.29
2015	Zona Franca Albrook	Solar	0.1
	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	31.2
	Coclé Solar 1	Solar	0.96
	Barcaza Estrella de Mar 1	motor de media velocidad Bunker	71.96
	Central Fotovoltaica Chiriquí (Solar Chiriquí)	Solar	9.87
	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.9
	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.9
	La Potra Mini central (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	2.1
	La Mesa (Melo)	Solar	1
	Nuevo Chagres 2	Eólico	62.5
	Rosa de los Vientos	Eólico	52.5
	Marañon	Eólico	17.5
	Divisa Solar	Solar	9.9
	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	5.86
	Don Felix	Solar	2
	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	21
	Las Cruces mini central	Hidroeléctrica de Pasada	21
Farallón	Solar	0.96	
Portobello	Eólico	32.5	
2016	Barcaza Santa Ines	motor de media velocidad Bunker	55
	Barcaza Estrella del Norte 1	motor de media velocidad Bunker	9.8
	Barcaza Estrella del Norte 2	motor de media velocidad Bunker	27.5
	Jinro	motor de media velocidad Bunker	57.8
	Pan Am Und 7 8 9	motor de media velocidad Bunker	51
	Coclé	Solar	8.99
	Paris	Solar	8.99
	Los Angeles	Solar	9.522
	El Fraile Solar	Solar	0.48
	Bugaba Solar	Solar	2.56
	Sol David	Solar	7.63
	Caldera	Solar	4.91
	Cerro Azul X-MT	motor de media velocidad Diesel	39.21
	Cerro Azul P-MT	motor de media velocidad Diesel	5.44
Bajos del Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	6.3	
TOTAL			1122.9

Fuente: Datos propios GTPIR

3.2 Demanda

3.2.1 Proyecciones anuales

Para obtener las proyecciones de demanda se utilizaron métodos econométricos y estadísticos de pronóstico. La tasa de crecimiento de la energía prevista para el periodo del 2018 al 2035 en los países de América Central es de 4.7% para el escenario alto, 4.1 para el escenario medio y de 3.6% para el de bajo crecimiento. Las siguientes tablas muestran las estimaciones de demanda de energía y potencia de los países América Central para el período 2018-2035.

Tabla 11
Proyección de Demanda de Energía
Escenario Alto

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
2017	13308		6935		10084		4955		11786		11314		58382	
2018	13854	4.1%	7192	3.7%	10751	6.6%	5160	4.1%	12740	8.1%	12165	7.5%	61863	6.0%
2019	14414	4.0%	7465	3.8%	11387	5.9%	5375	4.2%	13728	7.8%	12977	6.7%	65346	5.6%
2020	14972	3.9%	7756	3.9%	12026	5.6%	5601	4.2%	14672	6.9%	13778	6.2%	68805	5.3%
2021	16528	10.4%	8067	4.0%	12623	5.0%	5838	4.2%	15737	7.3%	14556	5.6%	73348	6.6%
2022	17095	3.4%	8397	4.1%	13257	5.0%	6087	4.3%	16714	6.2%	15453	6.2%	77003	5.0%
2023	17679	3.4%	8750	4.2%	13929	5.1%	6348	4.3%	17581	5.2%	16360	5.9%	80647	4.7%
2024	18268	3.3%	9126	4.3%	14658	5.2%	6623	4.3%	18376	4.5%	17316	5.8%	84368	4.6%
2025	18874	3.3%	9528	4.4%	15437	5.3%	6913	4.4%	19202	4.5%	18317	5.8%	88271	4.6%
2026	19484	3.2%	9957	4.5%	16238	5.2%	7217	4.4%	20019	4.3%	19387	5.8%	92301	4.6%
2027	20063	3.0%	10405	4.5%	17093	5.3%	7538	4.4%	20858	4.2%	20556	6.0%	96513	4.6%
2028	20657	3.0%	10873	4.5%	17996	5.3%	7876	4.5%	21649	3.8%	21662	5.4%	100713	4.4%
2029	21273	3.0%	11362	4.5%	18892	3.5%	8232	4.5%	22488	3.9%	22868	5.6%	105114	4.4%
2030	21880	2.9%	11873	4.5%	19841	3.5%	8607	4.6%	23339	3.8%	24132	5.5%	109673	4.3%
2031	22504	2.9%	12432	4.7%	20849	3.5%	9016	4.8%	24190	3.6%	25467	5.5%	114458	4.4%
2032	23146	2.9%	13016	4.7%	21570	3.5%	9442	4.7%	25045	3.5%	26875	5.5%	119094	4.1%
2033	23807	2.9%	13628	4.7%	22316	3.5%	9887	4.7%	25912	3.5%	28361	5.5%	123910	4.0%
2034	24486	2.9%	14268	4.7%	23087	3.5%	10351	4.7%	26718	3.1%	29929	5.5%	128838	4.0%
2035	25185	2.9%	14939	4.7%	23885	3.5%	10834	4.7%	27414	2.6%	31584	5.5%	133840	3.9%

Tabla 12
Proyección de Demanda de Energía
Escenario Medio

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
2017	11241		6889		9899		4593		11355		11301		55278	
2018	11737	4.4%	7091	2.9%	10370	4.8%	4773	3.9%	11778	3.7%	12135	7.4%	57883	4.7%
2019	12247	4.3%	7233	2.0%	10859	4.7%	4970	4.1%	12244	4.0%	12950	6.7%	60503	4.5%
2020	12755	4.1%	7404	2.4%	11334	4.4%	5184	4.3%	12700	3.7%	13740	6.1%	63117	4.3%
2021	13254	3.9%	7576	2.3%	11831	4.4%	5413	4.4%	13254	4.4%	14470	5.3%	65798	4.2%
2022	13767	3.9%	7748	2.3%	12364	4.5%	5658	4.5%	13768	3.9%	15334	6.0%	68638	4.3%
2023	14297	3.8%	7920	2.2%	12912	4.4%	5918	4.6%	14274	3.7%	16186	5.6%	71507	4.2%
2024	14833	3.7%	8091	2.2%	13476	4.4%	6194	4.7%	14778	3.5%	17126	5.8%	74498	4.2%
2025	15385	3.7%	8263	2.1%	14082	4.5%	6486	4.7%	15292	3.5%	18126	5.8%	77635	4.2%
2026	15942	3.6%	8436	2.1%	14651	4.0%	6789	4.7%	15772	3.1%	19129	5.5%	80719	4.0%
2027	16503	3.5%	8614	2.1%	15274	4.3%	7110	4.7%	16238	3.0%	20213	5.7%	83952	4.0%
2028	17079	3.5%	8794	2.1%	15915	4.2%	7451	4.8%	16721	3.0%	21392	5.8%	87353	4.1%
2029	17669	3.5%	8979	2.1%	16518	3.5%	7813	4.9%	17178	2.7%	22565	5.5%	90721	3.9%
2030	18269	3.4%	9168	2.1%	17140	3.5%	8167	4.5%	17625	2.6%	23794	5.4%	94163	3.8%
2031	18889	3.4%	9351	2.0%	17781	3.5%	8618	5.5%	18097	2.7%	25091	5.4%	97828	3.9%
2032	19531	3.4%	9538	2.0%	18396	3.5%	9093	5.5%	18585	2.7%	26458	5.4%	101601	3.9%
2033	20194	3.4%	9729	2.0%	19032	3.5%	9594	5.5%	19037	2.4%	27900	5.4%	105486	3.8%
2034	20880	3.4%	9923	2.0%	19690	3.5%	10122	5.5%	19511	2.5%	29420	5.4%	109546	3.8%
2035	21589	3.4%	10122	2.0%	20370	3.5%	10681	5.5%	19958	2.3%	31023	5.4%	113743	3.8%

Tabla 13
Proyección de Demanda de Energía
Escenario Bajo

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
2017	10517		6849		9614		4127		11088		11277		53472	
2018	10938	4.0%	7033	2.7%	9824	2.2%	4302	4.2%	11397	2.8%	12071	7.0%	55565	3.9%
2019	11371	4.0%	7216	2.6%	10041	2.2%	4484	4.2%	11681	2.5%	12900	6.9%	57694	3.8%
2020	11796	3.7%	7397	2.5%	10262	2.2%	4675	4.3%	11954	2.3%	13670	6.0%	59754	3.6%
2021	12203	3.5%	7574	2.4%	10487	2.2%	4876	4.3%	12276	2.7%	14421	5.5%	61838	3.5%
2022	12620	3.4%	7748	2.3%	10711	2.1%	5087	4.3%	12584	2.5%	15294	6.1%	64045	3.6%
2023	13066	3.5%	7919	2.2%	10938	2.1%	5308	4.4%	12887	2.4%	16145	5.6%	66263	3.5%
2024	13509	3.4%	8085	2.1%	11170	2.1%	5541	4.4%	13189	2.3%	17022	5.4%	68516	3.4%
2025	13961	3.3%	8247	2.0%	11403	2.1%	5785	4.4%	13486	2.2%	17975	5.6%	70858	3.4%
2026	14420	3.3%	8404	1.9%	11640	2.1%	6043	4.4%	13786	2.2%	18939	5.4%	73231	3.3%
2027	14904	3.4%	8563	1.9%	11882	2.1%	6313	4.5%	14095	2.2%	19984	5.5%	75742	3.4%
2028	15400	3.3%	8726	1.9%	12129	2.1%	6598	4.5%	14410	2.2%	21088	5.5%	78351	3.4%
2029	15907	3.3%	8892	1.9%	12379	3.5%	6898	4.5%	14725	2.2%	22241	5.5%	81041	3.4%
2030	16426	3.3%	9061	1.9%	12634	3.5%	7213	4.6%	15044	2.2%	23449	5.4%	83828	3.4%
2031	16962	3.3%	9215	1.7%	12893	3.5%	7589	5.2%	15367	2.1%	24724	5.4%	86749	3.5%
2032	17515	3.3%	9371	1.7%	13338	3.5%	7997	5.4%	15692	2.1%	26067	5.4%	89982	3.7%
2033	18087	3.3%	9531	1.7%	13799	3.5%	8427	5.4%	16010	2.0%	27484	5.4%	93337	3.7%
2034	18677	3.3%	9693	1.7%	14276	3.5%	8879	5.4%	16325	2.0%	28978	5.4%	96828	3.7%
2035	19286	3.3%	9858	1.7%	14770	3.5%	9356	5.4%	16616	1.8%	30552	5.4%	100438	3.7%

Tabla 14
Proyección de Demanda de Potencia
Escenario Alto

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
2017	2163		1124		1661		771		1798		1806		9323	
2018	2253	4.2%	1165	3.7%	1770	6.6%	801	3.9%	1936	7.7%	1939	7.4%	9864	5.8%
2019	2346	4.1%	1209	3.8%	1873	5.9%	832	3.9%	2079	7.4%	2066	6.5%	10406	5.5%
2020	2439	4.0%	1257	3.9%	1978	5.6%	865	3.9%	2214	6.5%	2190	6.0%	10942	5.2%
2021	2644	8.4%	1307	4.0%	2075	4.9%	899	4.0%	2366	6.9%	2311	5.5%	11601	6.0%
2022	2738	3.6%	1360	4.1%	2179	5.0%	935	4.0%	2494	5.4%	2450	6.0%	12156	4.8%
2023	2834	3.5%	1418	4.2%	2288	5.0%	973	4.0%	2615	4.9%	2590	5.7%	12718	4.6%
2024	2931	3.4%	1479	4.3%	2407	5.2%	1012	4.1%	2725	4.2%	2737	5.7%	13292	4.5%
2025	3030	3.4%	1544	4.4%	2534	5.3%	1054	4.1%	2839	4.2%	2892	5.6%	13892	4.5%
2026	3129	3.3%	1613	4.5%	2664	5.1%	1097	4.1%	2951	3.9%	3057	5.7%	14511	4.5%
2027	3222	3.0%	1686	4.5%	2804	5.2%	1143	4.2%	3066	3.9%	3236	5.9%	15156	4.4%
2028	3316	2.9%	1762	4.5%	2951	5.2%	1191	4.2%	3172	3.5%	3406	5.2%	15797	4.2%
2029	3415	3.0%	1841	4.5%	3096	4.9%	1241	4.2%	3286	3.6%	3591	5.4%	16470	4.3%
2030	3513	2.9%	1924	4.5%	3251	5.0%	1286	3.6%	3390	3.2%	3784	5.4%	17147	4.1%
2031	3614	2.9%	2014	4.7%	3415	5.1%	1347	4.8%	3506	3.4%	3988	5.4%	17883	4.3%
2032	3718	2.9%	2109	4.7%	3588	5.1%	1410	4.7%	3622	3.3%	4203	5.4%	18649	4.3%
2033	3824	2.9%	2208	4.7%	3769	5.1%	1477	4.7%	3739	3.2%	4429	5.4%	19446	4.3%
2034	3934	2.9%	2312	4.7%	3960	5.1%	1546	4.7%	3847	2.9%	4667	5.4%	20266	4.2%
2035	4047	2.9%	2420	4.7%	4160	5.1%	1618	4.7%	3939	2.4%	4919	5.4%	21103	4.1%

Tabla 15
Proyección de Demanda de Potencia
Escenario Medio

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
2017	1871		1125		1630		715		1732		1804		8877	
2018	1949	4.2%	1165	3.6%	1708	4.7%	741	3.6%	1790	3.3%	1936	7.3%	9289	4.6%
2019	2031	4.2%	1207	3.6%	1787	4.7%	770	3.9%	1854	3.6%	2065	6.7%	9714	4.6%
2020	2112	4.0%	1251	3.6%	1865	4.3%	801	4.0%	1916	3.3%	2190	6.0%	10134	4.3%
2021	2192	3.8%	1296	3.6%	1946	4.4%	834	4.2%	1992	4.0%	2305	5.3%	10565	4.3%
2022	2273	3.7%	1342	3.6%	2033	4.5%	869	4.2%	2054	3.1%	2442	5.9%	11014	4.2%
2023	2357	3.7%	1391	3.6%	2123	4.4%	907	4.3%	2124	3.4%	2577	5.5%	11477	4.2%
2024	2442	3.6%	1441	3.6%	2215	4.3%	946	4.4%	2192	3.2%	2725	5.8%	11960	4.2%
2025	2528	3.5%	1493	3.6%	2313	4.5%	989	4.4%	2261	3.2%	2883	5.8%	12466	4.2%
2026	2615	3.4%	1543	3.4%	2406	4.0%	1032	4.4%	2325	2.8%	3041	5.5%	12962	4.0%
2027	2704	3.4%	1596	3.4%	2507	4.2%	1078	4.5%	2387	2.6%	3212	5.6%	13483	4.0%
2028	2794	3.3%	1650	3.4%	2612	4.2%	1127	4.5%	2450	2.7%	3398	5.8%	14030	4.1%
2029	2887	3.3%	1706	3.4%	2710	3.8%	1178	4.6%	2510	2.4%	3582	5.4%	14573	3.9%
2030	2981	3.3%	1764	3.4%	2811	3.7%	1220	3.6%	2560	2.0%	3776	5.4%	15112	3.7%
2031	3078	3.3%	1821	3.2%	2916	3.7%	1287	5.5%	2623	2.5%	3980	5.4%	15704	3.9%
2032	3178	3.3%	1879	3.2%	3024	3.7%	1358	5.5%	2687	2.5%	4195	5.4%	16322	3.9%
2033	3282	3.3%	1939	3.2%	3137	3.7%	1433	5.5%	2747	2.2%	4421	5.4%	16959	3.9%
2034	3389	3.3%	2001	3.2%	3254	3.7%	1512	5.5%	2809	2.3%	4660	5.4%	17625	3.9%
2035	3499	3.3%	2065	3.2%	3375	3.7%	1595	5.5%	2867	2.1%	4912	5.4%	18314	3.9%

Tabla 16
Proyección de Demanda de Potencia
Escenario Bajo

Año	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá		Centroamérica	
	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%	(MW)	%
2017	1788		1110		1584		642		1692		1800		8616	
2018	1858	3.9%	1140	2.7%	1619	2.2%	668	3.9%	1732	2.4%	1926	7.0%	8943	3.8%
2019	1931	3.9%	1169	2.6%	1654	2.2%	694	4.0%	1769	2.1%	2059	6.9%	9276	3.7%
2020	2003	3.7%	1198	2.5%	1691	2.2%	722	4.0%	1804	2.0%	2181	6.0%	9599	3.5%
2021	2072	3.4%	1227	2.4%	1727	2.2%	751	4.0%	1845	2.3%	2301	5.5%	9924	3.4%
2022	2143	3.4%	1255	2.3%	1764	2.1%	781	4.0%	1878	1.8%	2440	6.0%	10262	3.4%
2023	2216	3.4%	1283	2.2%	1801	2.1%	813	4.1%	1917	2.1%	2576	5.6%	10606	3.4%
2024	2290	3.3%	1310	2.1%	1839	2.1%	847	4.1%	1956	2.0%	2715	5.4%	10957	3.3%
2025	2366	3.3%	1336	2.0%	1877	2.1%	882	4.1%	1994	1.9%	2867	5.6%	11322	3.3%
2026	2442	3.2%	1362	1.9%	1916	2.1%	918	4.2%	2032	1.9%	3021	5.4%	11691	3.3%
2027	2524	3.4%	1387	1.9%	1955	2.1%	957	4.2%	2072	1.9%	3187	5.5%	12083	3.4%
2028	2606	3.2%	1414	1.9%	1995	2.1%	998	4.2%	2112	1.9%	3363	5.5%	12487	3.4%
2029	2690	3.2%	1441	1.9%	2036	2.0%	1040	4.3%	2151	1.9%	3547	5.5%	12905	3.3%
2030	2776	3.2%	1468	1.9%	2078	2.0%	1077	3.6%	2185	1.6%	3739	5.4%	13323	3.2%
2031	2865	3.2%	1493	1.7%	2120	2.0%	1134	5.2%	2227	1.9%	3942	5.4%	13780	3.4%
2032	2956	3.2%	1518	1.7%	2163	2.0%	1195	5.4%	2269	1.9%	4156	5.4%	14257	3.5%
2033	3051	3.2%	1544	1.7%	2207	2.0%	1259	5.4%	2310	1.8%	4382	5.4%	14752	3.5%
2034	3148	3.2%	1570	1.7%	2252	2.0%	1326	5.4%	2351	1.8%	4619	5.4%	15266	3.5%
2035	3249	3.2%	1597	1.7%	2297	2.0%	1398	5.4%	2387	1.6%	4870	5.4%	15798	3.5%

3.2.2 Curva de Carga Diaria

Otro aspecto importante con relación a la demanda es su comportamiento horario, determinado por la curva de carga diaria, a partir de la cual se construyen los escalones o bloques de demanda usados por los modelos OPTGEN y SDDP.

Las curvas de demanda se construyeron a partir de las series históricas de los países, correspondientes al año 2015, tomando en cuenta el cambio de uso horario de Panamá.

Los bloques de demanda son calculados por el Modulo de Demanda (MODDEM) del SUPER a partir de los datos horarios de potencia para uno o más años. Para caracterizar la demanda, el MODDEM utiliza los siguientes cuatro coeficientes de:

- Tendencia anual
- Variación estacional
- Ponderación diaria
- Relación con potencia media diaria

Solamente para propósitos ilustrativos, en la Figura 11 y en la Figura 12 se muestra la curva promedio diaria de los días laborales (lunes a viernes) del año 2015 de cada uno de los países.

Figura 11
Curva de Carga Promedio Horaria Año 2015 Lunes-Viernes (Datos en MW)

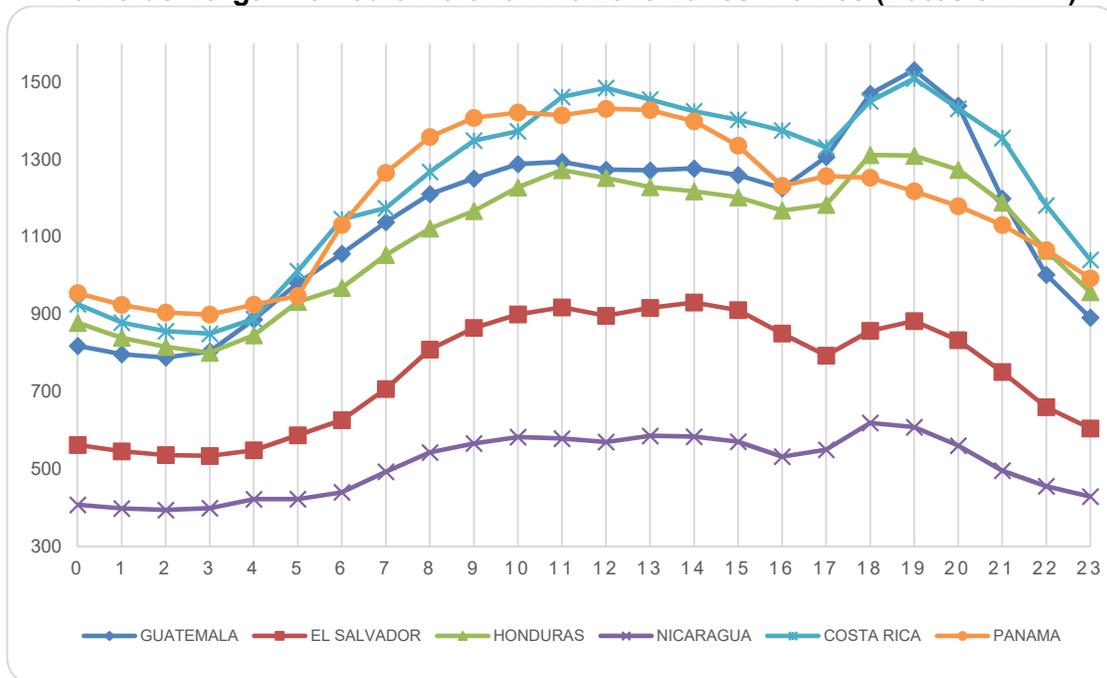
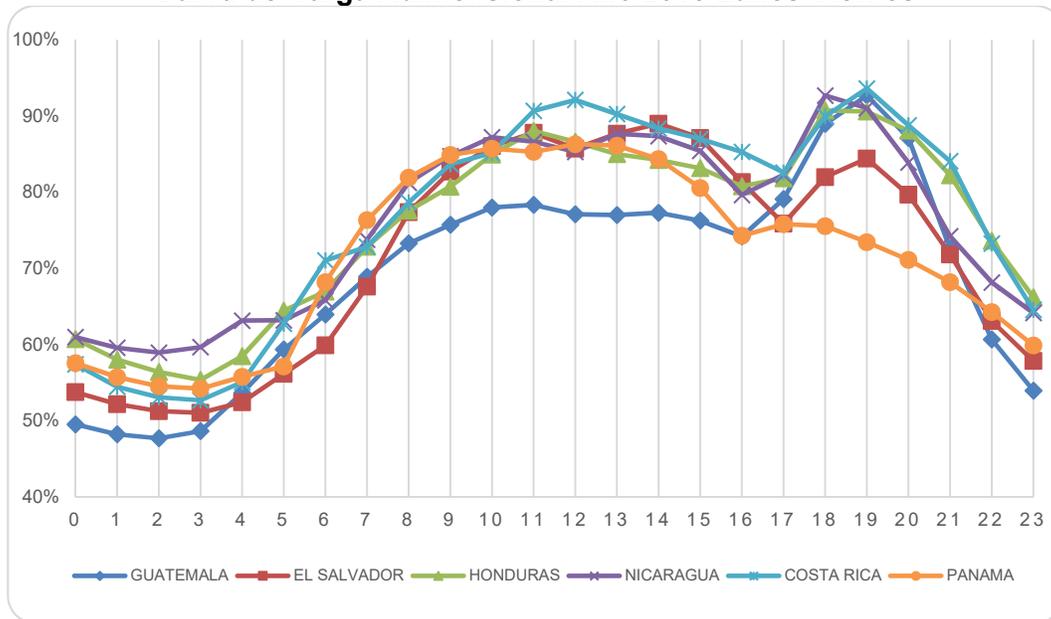


Figura 12
Curva de Carga Adimensional Año 2015 Lunes-Viernes



A excepción de Panamá, los países de la región, muestran un patrón similar, en el que la punta del día ocurre entre las 6 y las 7 p.m. En el sistema de Panamá, más que una punta, se forma una meseta que se prolonga desde las 9 a.m. hasta las 4 p.m debido al uso del aire acondicionado en las oficinas y comercio durante la jornada laboral.

3.3 Costo del déficit

El modelo OPTGEN determina el plan de expansión óptimo que minimiza la suma de los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento. Por otro lado, el modelo SDDP determina el despacho óptimo de los sistemas de generación y transmisión que minimiza el costo de operación (combustibles, costos variables de O&M y pérdidas de transmisión). En ambos programas, dentro de los costos de operación, se incluyen los costos asociados al déficit de energía.

El costo del déficit tiene una influencia muy importante en los márgenes de reserva, así como en los costos totales de los planes.

Sólo en algunos países de la región se han realizado estudios a fondo sobre costos de déficit en el sector eléctrico. Algunos estudios preliminares han permitido obtener valores que oscilan entre 350 y 1,500 US\$/MWh. En el presente trabajo, se adoptaron los siguientes valores de forma homogénea para todos los países de la Region:

- Modelo OPTGEN
Déficit de cualquier magnitud.....1,500 US\$/MWh
- Modelo SDDP
Déficit menores al 2%.....800 US\$/MWh
Déficit para restante 98%.....1,500 US\$/MWh

3.4 Precios de los Combustibles

Los costos futuros de los combustibles (búnker, diesel, carbón y gas natural) se estiman mediante las proyecciones existentes de precios internacionales y del mercado norteamericano.

El pronóstico de los precios de los derivados del petróleo se basa en las publicaciones de la Energy Information Administration (EIA) de USA. Se utilizó el “Reference Case” del “Annual Energy Outlook 2016-” (denominado AEO-2016), publicado en mayo del 2016, y se modificó la información del 2017 y 2018 con el “Short-Term Energy Outlook” (también del EIA) de enero 2017. Estos precios reflejan los valores medios en que incurren las empresas generadoras en los Estados Unidos, incluyendo el transporte hasta la planta. Se ha supuesto que los costos de combustibles de las empresas eléctricas en Centro América son similares a los de Norteamérica.

En cuanto al carbón, se ha utilizado información del AEO-2016, que reporta el precio medio de exportación de carbón norteamericano. A este valor se le agrega el transporte, el costo del manejo portuario y el seguro.

Para obtener un pronóstico del precio del gas natural licuado se ha supuesto que el mismo estará ligado al precio futuro del gas natural en los Estados Unidos, dado que este país es el principal importador del GNL. Para obtener el precio del GNL en puerto, al precio de referencia del gas natural se ha agregado el diferencial por transporte a Centroamérica con relación a los Estados Unidos y también el costo de regasificación.

La Tabla 17 muestra los precios utilizados de los combustibles, correspondientes al escenario base. En este escenario, los precios del petróleo oscilan entre US\$ 52.5 y US\$ 96.5 por barril. El precio nivelado que se indica en la última línea es el precio medio de la proyección, ponderado con una tasa de descuento del 12%.

Tabla17
Precios de los Combustibles - Escenario Base

Año	Petróleo crudo		Diésel (DSL)		Búnker (BKR)		Carbón		GNL		\$/GJ			
	US\$/BBL	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/tm	TC (%)	US\$/m3	TC (%)	DSL	BKR	CB	GNL
2017	52.50	21.6	0.505		0.402		113.9	-1.5	0.367		13.15	9.64	3.91	10.72
2018	55.17	5.1	0.545	7.8	0.418	4.1	114.2	0.3	0.373	1.6	14.18	10.03	3.92	10.90
2019	64.96	17.8	0.633	16.2	0.505	20.7	114.6	0.3	0.362	-2.8	16.48	12.11	3.93	10.59
2020	69.47	6.9	0.651	2.8	0.529	4.8	115.6	0.9	0.380	4.9	16.95	12.69	3.97	11.11
2021	72.51	4.4	0.664	2.0	0.548	3.7	115.9	0.2	0.376	-1.0	17.28	13.15	3.98	11.00
2022	75.27	3.8	0.673	1.4	0.564	2.8	116.9	0.9	0.372	-1.2	17.53	13.52	4.01	10.87
2023	76.70	1.9	0.685	1.8	0.579	2.8	116.9	0.0	0.372	0.2	17.84	13.90	4.01	10.89
2024	78.24	2.0	0.696	1.7	0.590	1.8	114.7	-1.9	0.377	1.2	18.14	14.15	3.94	11.02
2025	80.81	3.3	0.714	2.5	0.615	4.3	113.7	-0.9	0.380	0.8	18.59	14.75	3.90	11.11
2026	83.11	2.8	0.727	1.8	0.637	3.5	113.2	-0.4	0.384	1.2	18.93	15.27	3.88	11.24
2027	84.33	1.5	0.734	1.0	0.641	0.6	112.6	-0.5	0.388	0.9	19.13	15.37	3.86	11.34
2028	84.83	0.6	0.735	0.1	0.642	0.2	112.0	-0.5	0.391	0.9	19.14	15.40	3.84	11.45
2029	85.82	1.2	0.744	1.3	0.651	1.4	111.8	-0.2	0.395	0.8	19.39	15.62	3.84	11.55
2030	88.38	3.0	0.760	2.2	0.664	1.9	111.4	-0.4	0.396	0.4	19.80	15.92	3.82	11.59
2031	90.80	2.7	0.772	1.5	0.677	2.0	111.9	0.5	0.399	0.8	20.11	16.24	3.84	11.68
2032	93.55	3.0	0.789	2.2	0.692	2.1	112.3	0.4	0.399	0.0	20.55	16.59	3.86	11.68
2033	93.70	0.2	0.787	-0.2	0.691	-0.1	113.9	1.4	0.397	-0.6	20.51	16.57	3.91	11.61
2034	95.69	2.1	0.799	1.5	0.701	1.4	114.7	0.7	0.396	-0.2	20.82	16.81	3.94	11.59
2035	96.45	0.8	0.805	0.8	0.706	0.7	115.3	0.5	0.395	-0.2	20.98	16.93	3.96	11.67
Nivelado	67.25		0.662		0.553		114.562		0.373	0.5	16.68	12.84	3.80	11.06

La Tabla 18 muestra los precios utilizados de los combustibles, correspondientes al escenario alto. En este escenario, los precios del petróleo oscilan entre 52.5 y 150.4 US\$ por barril. El precio nivelado que se indica en la última línea es el precio medio de la proyección, ponderado con una tasa de descuento del 12%. El AEO-2016 no publicó resultados para el Escenario Alto por lo que los datos mostrados en la Tabla 18 corresponden a una estimación del GTPIR con base en la última proyección alta publicada por esta Agencia en el año 2014.

Tabla 18
Precios de los Combustibles-Escenario Alto

Año	Petróleo crudo		Diésel (DSL)		Búnker (BKR)		Carbón		GNL		\$/GJ			
	US\$/BBL	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/tm	TC (%)	US\$/m3	TC (%)	DSL	BKR	CB	GNL
2017	52.50	21.6	0.505		0.402		118.5	2.5	0.367		13.15	9.64	4.07	10.72
2018	55.17	5.1	0.545	7.8	0.418	4.1	118.9	0.3	0.373	1.6	14.18	10.03	4.08	10.90
2019	98.33	78.2	0.898	65.0	0.747	78.6	119.3	0.3	0.375	0.7	23.40	17.92	4.09	10.97
2020	105.16	6.9	0.924	2.8	0.783	4.8	120.4	0.9	0.394	5.2	24.06	18.78	4.13	11.54
2021	109.75	4.4	0.942	2.0	0.812	3.7	120.6	0.2	0.390	-1.0	24.54	19.47	4.14	11.42
2022	113.93	3.8	0.956	1.4	0.834	2.8	121.7	0.9	0.385	-1.3	24.89	20.01	4.18	11.28
2023	116.10	1.9	0.973	1.8	0.857	2.8	121.7	0.0	0.386	0.2	25.33	20.57	4.18	11.30
2024	118.42	2.0	0.989	1.7	0.873	1.8	119.4	-1.9	0.391	1.2	25.75	20.94	4.10	11.44
2025	122.31	3.3	1.014	2.5	0.910	4.3	118.3	-0.9	0.394	0.8	26.40	21.83	4.06	11.54
2026	125.80	2.8	1.032	1.8	0.942	3.5	117.8	-0.4	0.399	1.2	26.88	22.60	4.04	11.68
2027	127.64	1.5	1.043	1.0	0.948	0.6	117.2	-0.5	0.403	1.0	27.16	22.74	4.02	11.80
2028	128.41	0.6	1.044	0.1	0.950	0.2	116.6	-0.5	0.407	1.0	27.18	22.79	4.00	11.92
2029	129.90	1.2	1.057	1.3	0.964	1.4	116.4	-0.2	0.411	0.9	27.53	23.12	3.99	12.02
2030	133.78	3.0	1.080	2.2	0.982	1.9	115.9	-0.4	0.412	0.4	28.12	23.57	3.98	12.06
2031	137.44	2.7	1.096	1.5	1.002	2.0	116.5	0.5	0.416	0.9	28.55	24.04	4.00	12.17
2032	141.60	3.0	1.121	2.2	1.024	2.1	116.9	0.4	0.416	0.0	29.18	24.56	4.01	12.17
2033	141.82	0.2	1.118	-0.2	1.023	-0.1	118.6	1.4	0.413	-0.7	29.12	24.53	4.07	12.09
2034	144.84	2.1	1.135	1.5	1.037	1.4	119.4	0.7	0.412	-0.2	29.56	24.88	4.10	12.06
2035	145.99	0.8	1.144	0.8	1.045	0.7	120.0	0.5	0.411	-0.2	29.79	25.05	4.12	12.16
2036	150.40	3.0	1.171	2.4	1.067	2.1	121.0	0.8	0.411	-0.2	30.51	25.59	4.15	12.13
Nivelado	91.62		0.890		0.774		118.696		0.385	0.9	22.43	17.96	3.96	11.40

3.5 Plantas Fijas

En el presente estudio se ha definido como “Planta Fija” aquella central futura que por estar en construcción se sabe que efectivamente entrará en operación. Todas las demás plantas futuras se consideran “Plantas Candidatas”.

Por definición, las plantas fijas tienen una fecha de entrada fija y conocida. Por el contrario, la fecha de entrada de las plantas candidatas es la incógnita buscada por el proceso de optimización, y está acotada por la fecha más temprana de implementación, y en caso de ser necesario, por los túneles de optimización del modelo OPTGEN.

En la Tabla 19 se indican los proyectos que fueron declarados fijos por cada país.

Tabla 19
Plantas Fijas

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2017	HPEQ PEG2	H	44.6	NACAOME I (PACIFIC SOLAR)	S	28	BERLIN V2	G	6	MMV40A	B	35	EOL-VIENTM	E	20	PLANETA2H	H	8.6
				SOLAR HELIOS	S	25	GEO-CHNF1	G	8	MMV40B	B	35	EOL-VIENTP	E	20	BBLANCG3H	H	1.89
				LAS LAJAS	S	12	GEO-SV-F1	G	8	MMV40C	B	35				BBLANCOH	H	26.59
				LA MANZANILLA	S	22	OPTAHUACH	G	8	MMV40D	B	35				CUCHILLAH	H	8.2
				LIHD2017	H	2	EOL METAP	E	42	FVSOLARI	S	12				CPATA-BIO	BG	8.1
				PEQUEÑAS HIDRO	H	24	FV-C.GDE	S	8							SOLAR20-S	S	10.0
				PLATANARES	G	18	FVPEDREGA	S	60							SOLAR21-S	S	8.0
				AMPLIACIÓN DE TRES VALLES	I	8	FVSONSONA	S	34							SOLAR22-S	S	8.5
				BECOSA	C	30										SOLAR25-S	S	10.0
																SOLAR26-S	S	10.0
												SOLAR27-S	S	10.0				
2018	GENE-PEG2 RENACE3	H H	105.4 40	NACNL BUN	B	25	CHAPARRAL	H	66	CASUR	I	24				COSTAN-CC	GN	381
				UDEHSA	C	20	AMPINGANG	I	50	FVSOLARII	S	12				ESANCH-MT	D	44.33
				EOLCHINCH	E	45	INGCHAPAR	I	55						PRINCO-TV	C	300	
				LIHD2018	H	15	INGIZALCO	I	60						EÓLICO1-E	E	49.5	
				YSMARAMPL	E	12									EÓLICO2-E	E	16.5	
				SOLAR 2C	S	10									SOLAR08-S	S	9.9	
				PEQUEÑAS HIDRO	H	12									SOLAR23-S	S	9.99	
												SOLAR28-S	S	5				
												S.ANDRESH	H	10				
2019				PATUCA3	H	100	BERLIN V	G	28				PAILAS 2	G	55	CHUSPAH	H	10
				PEQUEÑAS HIDRO	H	2	GEO-CHNF2	G	50							COLORADOH	H	6.74
2020							GEO-SV-F2	G	30							PANDOH	H	33.3
							EOLPRIVAD	E	50							MARTAN-CC	GN	450
							EOLSJULIA	E	30							BURICAH	H	60
							FV-1	S	40							LAHUACAH	H	11.62
							FV-2	S	40									
						FV-3	S	20										
2021							GNL-PROY	GN	380	CCGNLA	GN	250						
							SOLAR2021	S	50									
2022				TABLON	H	20	INGCHAPA2	I	5									
				TORNILLIT	H	160												
2023												BORINQ 1	G	55				
2024																		
2025																		
2026																		
													DIQUIS	H	623			
													MINI DIQU	H	27			

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eolica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Las plantas indicadas en el año 2017 se consideran en el modelo como existentes, y no forman parte del periodo de estudio (2018-2035), por ser plantas con alto nivel de certeza que entraran en operación y no requieren de un proceso de optimización.

3.6 Planes de corto plazo

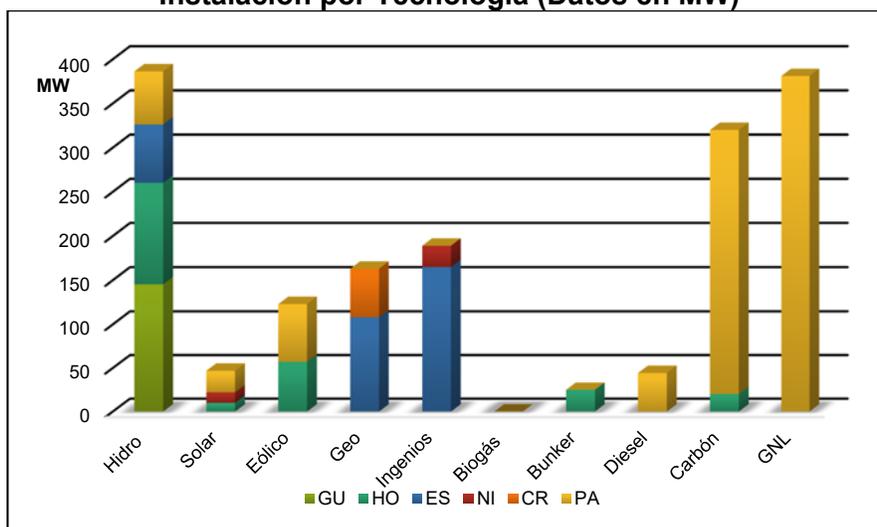
De manera complementaria, también se considera como plan fijo el período de corto plazo donde, por los plazos de construcción, no es posible lograr la puesta en marcha de una nueva central no prevista como planta fija. El plan de corto plazo de cada país no tiene proyectos candidatos y no está sujeto a optimización. El período 2018-2019, que es fijo para todos los países, y por lo tanto común a todos los casos estudiados, se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20
Capacidad Instalada de Corto Plazo (Datos en MW)
Periodo 2018-2019

	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	145	115	66	0	0	60	386
Solar	0	10	0	12	0	25	47
Eólico	0	57	0	0	0	66	123
Geo	0	0	108	0	55	0	163
Ingenios	0	0	165	24	0	0	189
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	25	0	0	0	0	25
Diesel	0	0	0	0	0	44	44
Carbón	0	20	0	0	0	300	320
GNL	0	0	0	0	0	381	381
Total	145	227	339	36	55	876	1678
Renovable	145	182	339	36	55	151	908
No Renovable	0	45	0	0	0	725	770

En cuanto a la composición de las expansiones en generación, de los 1,678 MW, un 46% será con plantas térmicas y un 54% corresponde a fuentes renovables.

Figura 13
Instalación por Tecnología (Datos en MW)



3.7 Plan de Retiros

La tabla 21 muestra las plantas que se tiene previsto retirar del sistema, ya sea porque se cumple la fecha de culminación de contratos o ser plantas ineficientes. En el periodo de estudio se considera en la Región retiros por una capacidad total de 1,535MW.

Tabla 21
Plan de Retiro por País (Datos en MW)

AÑO	GUATEMALA		HONDURAS		EL SALVADOR		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2017											BLM5JB-TG	-32
											BLM6JB-TG	-32
											BLM8-TG	-33.5
2018			LAEISZ	-20								
			NAC.INGENIEROS	-20								
2019			LAEISZ-JUTICALPA	-5								
2021							NICARAGUA-U1	-50				
							NICARAGUA-U2	-50				
2022			AMPL.LUFUSSA1	-30			CORINTO-1	-50				
			AMPL. ENERSA	-30			CORINTO-2	-19				
			LUFUSSA3	-210			PAMFELS	-57				
			ENERSA	-200			TIPITAPA-2	-51				
			EMCE2	-55								
			LUFUSSA2	-77								
			ELCOSA	-80								
2025			UDEHSA	-20	ES_NEJAPA	-77						
2026			BECOSA-CARBÓN	-90								
2030					NEJAPA	-77						
					ACAJVAP1	-30						
					ACAJVAP2	-33						
2031			NACNL BUN	-25								
2033					ACAJGAS5	-82						
TOTAL				-862		-299		-276				-98

En el caso de Honduras los retiros mostrados en el año 2022, son plantas térmicas privadas cuyos contratos realmente vencen antes, pero se ha supuesto que continúan generando en el sistema mientras son reemplazadas por nueva generación.

3.8 Proyectos Candidatos

Para el proceso de optimización de los planes de expansión se han identificado los posibles proyectos candidatos en cada país. Se han incluido opciones térmicas de gran tamaño (500 MW) para considerar el desarrollo de plantas regionales grandes.

Los costos de todos los proyectos fueron actualizados aplicando los criterios definidos en el Capítulo de Metodología y Criterios de Planificación.

3.8.1 Proyectos Candidatos Térmicos

Se han definido proyectos térmicos de diferentes tecnologías y tamaños. En todos los países se ha supuesto que habrá disponibilidad, en el horizonte de estudio, de diésel, búnker, carbón y gas natural licuado (GNL), a excepción de Costa Rica y Panamá donde no se consideran plantas candidatas de Carbón debido a políticas energéticas propias de dichos países. Las tecnologías consideradas son turbinas de gas movidas con diésel, motores de media velocidad con búnker, ciclos combinados alimentados con diésel o con GNL y turbinas de vapor con calderas de carbón.

Los proyectos térmicos son genéricos y sus características no dependen del sistema o país donde se propongan. Sus costos de inversión, eficiencia, así como sus costos de combustible son iguales en toda la región. Para cada tecnología se ha puesto la fecha a partir de la cual se supone disponible.

Los proyectos genéricos térmicos utilizados son los que aparecen en la Tabla 22.

Tabla 22
Proyectos Genéricos Térmicos

Nombre	Nomenclatura	Potencia MW
Turbina Gas 50	TG50	50
Turbina Gas 100	TG100	100
Motores de Media Velocidad	MMV	5x20
Ciclos Combinados Diésel 150	CCDS150	150
Ciclos Combinados Diésel 250	CCDS250	250
Ciclos Combinados Gas Natural Licuado	CCGNL	500
Carbón 150	CB150	150
Carbón 250	CB250	250
Carbón 500	CB500	500

Las plantas de GNL y Carbón de 500MW se modelaron considerando una precedencia entre ellas de 3 años, utilizando cuatro plantas por fuente por país a partir del año 2022.

Todas las plantas térmicas candidatas están presentes en todos los escenarios estudiados.

Tabla 23
Proyectos Térmicos por País

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	O&M Cost \$/KW	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
6139	GU	GU_CB150a	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
6140	GU	GU_CB150b	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
6031	GU	GU_CB250a	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
6032	GU	GU_CB250b	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
6121	GU	GU_CB500a	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
6122	GU	GU_CB500b	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
6148	GU	GU_CB500c	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
6149	GU	GU_CB500d	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
6039	GU	GU_CCDS150a	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
6040	GU	GU_CCDS150b	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
6033	GU	GU_CCDS250a	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
6034	GU	GU_CCDS250b	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
6130	GU	GU_CCLNG500a	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
6131	GU	GU_CCLNG500b	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
6144	GU	GU_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
6037	GU	GU_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
6038	GU	GU_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
6035	GU	GU_TGDS100a	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
6036	GU	GU_TGDS100b	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
6146	GU	GU_TGDS50a	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
6147	GU	GU_TGDS50b	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
6145	GU	GU_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
580	ES	ES_CarbonAES	250.0	851.8	34.0	2017	2025	3407
567	ES	ES_CB150a	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
568	ES	ES_CB150b	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
552	ES	ES_CB250a	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
553	ES	ES_CB250b	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
554	ES	ES_CB500a	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
555	ES	ES_CB500b	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
582	ES	ES_CB500c	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
583	ES	ES_CB500d	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
518	ES	ES_CCDS150a	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
519	ES	ES_CCDS150b	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
545	ES	ES_CCDS250a	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
546	ES	ES_CCDS250b	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
550	ES	ES_CCLNG500a	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
551	ES	ES_CCLNG500b	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
581	ES	ES_Cessa-Car	100.0	340.9	34.0	2020	2036	3409
574	ES	ES_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
575	ES	ES_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
594	ES	ES_GNL-Proy	380.0	836.0	30.4	2021	2021	2200
516	ES	ES_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
517	ES	ES_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
592	ES	ES_OptAhuach	8.0	48.5	0.0	2017	2017	6066
514	ES	ES_TGDS100a	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
515	ES	ES_TGDS100b	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
576	ES	ES_TGDS50a	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
577	ES	ES_TGDS50b	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
4097	HO	HO_CarBecosa	30.0	118.2	38.2	2017	2017	3941
4071	HO	HO_CB150a	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
4072	HO	HO_CB150b	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
4055	HO	HO_CB250a	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
4056	HO	HO_CB250b	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
4044	HO	HO_CB500a	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
4045	HO	HO_CB500b	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
4090	HO	HO_CB500c	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
4091	HO	HO_CB500d	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
4022	HO	HO_CCDS150a	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
4023	HO	HO_CCDS150b	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
4024	HO	HO_CCDS250a	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16)	O&M Cost	Disponibilidad		(Act. Ene.16)
				Inv (mill.\$)	\$/KW			\$/kW
4025	HO	HO_CCDS250b	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
4060	HO	HO_CCLNG500a	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
4061	HO	HO_CCLNG500b	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
4046	HO	HO_GENERIC	100.0	454.5	145.0	2020	2036	4545
4084	HO	HO_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
4085	HO	HO_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
4073	HO	HO_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
4074	HO	HO_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
4007	HO	HO_Nacnl Bun	25.0	62.5	0.0	2018	2018	2500
4013	HO	HO_TGDS100a	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
4014	HO	HO_TGDS100b	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
4086	HO	HO_TGDS50a	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
4087	HO	HO_TGDS50b	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
4006	HO	HO_UDEHSA	20.0	50.0	0.0	2018	2018	2500
364	NI	NI_CB150a	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
365	NI	NI_CB150b	150.0	1197.9	38.2	2022	2036	7986
347	NI	NI_CB250a	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
348	NI	NI_CB250b	250.0	1685.8	38.2	2022	2036	6743
321	NI	NI_CB500a	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
322	NI	NI_CB500b	500.0	2763.5	38.2	2022	2028	5527
383	NI	NI_CB500c	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
384	NI	NI_CB500d	500.0	2763.5	38.2	2029	2036	5527
332	NI	NI_CCDS250a	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
333	NI	NI_CCDS250b	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
327	NI	NI_CCGNLa	500.0	903.0	0.0	2021	2021	1806
328	NI	NI_CCGNLb	500.0	903.0	0.0	2028	2036	1806
330	NI	NI_CCLNG500a	500.0	678.0	27.3	2022	2032	1356
331	NI	NI_CCLNG500b	500.0	678.0	27.3	2022	2034	1356
379	NI	NI_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
380	NI	NI_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
325	NI	NI_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
326	NI	NI_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
385	NI	NI_MMV40a	40.0	38.0	33.3	2017	2017	950
386	NI	NI_MMV40b	40.0	38.0	33.3	2017	2017	950
387	NI	NI_MMV40c	40.0	38.0	33.3	2017	2017	950
388	NI	NI_MMV40d	40.0	38.0	33.3	2017	2017	950
308	NI	NI_MMV40e	40.0	38.0	33.3	2020	2036	950
309	NI	NI_MMV40f	40.0	38.0	33.3	2020	2036	950
315	NI	NI_MMV40g	40.0	38.0	33.3	2020	2036	950
334	NI	NI_MMV40h	40.0	38.0	33.3	2020	2036	950
323	NI	NI_TGDS100a	100.0	100.5	10.9	2021	2036	1005
324	NI	NI_TGDS100b	100.0	100.5	10.9	2021	2036	1005
381	NI	NI_TGDS50a	50.0	63.3	12.3	2017	2036	1266
382	NI	NI_TGDS50b	50.0	63.3	12.3	2017	2036	1266
272	CR	CR_CCDS150a	150.0	314.4	40.9	2022	2036	2096
273	CR	CR_CCDS150b	150.0	314.4	40.9	2026	2036	2096
274	CR	CR_CCDS250a	250.0	395.8	35.8	2022	2036	1583
275	CR	CR_CCDS250b	250.0	395.8	35.8	2026	2036	1583
260	CR	CR_CCLNG500a	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
261	CR	CR_CCLNG500b	500.0	678.0	27.3	2023	2036	1356
205	CR	CR_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
210	CR	CR_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
270	CR	CR_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
271	CR	CR_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
297	CR	CR_TGDS100a	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
298	CR	CR_TGDS100b	100.0	100.5	10.9	2022	2036	1005
212	CR	CR_TGDS50a	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
213	CR	CR_TGDS50b	50.0	63.3	12.3	2022	2036	1266
1331	PA	PA_CostaN-CC	381.0	510.5	30.8	2018	2018	1340
1340	PA	PA_ESanch-MT	44.3	35.0	206.0	2017	2018	790
1336	PA	PA_GNL400-CC	400.0	376.8	30.8	2022	2036	942
1372	PA	PA_GNL-a	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356
	PA	PA_GNL-b	500.0	678.0	27.3	2022	2036	1356

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	O&M Cost \$/KW	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
1373	PA	PA_GNL-c	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
1374	PA	PA_GNL-d	500.0	678.0	27.3	2029	2036	1356
1332	PA	PA_Martan-CC	450.0	371.3	10.5	2020	2020	825
1360	PA	PA_MMV100a	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
1361	PA	PA_MMV100b	100.0	246.0	47.1	2022	2036	2460
1334	PA	PA_PRinco-TV	300.0	1658.1	52.7	2018	2018	5527
1380	PA	PA_TGNL100a	100.0	100.5	6.3	2022	2036	1005
1381	PA	PA_TGNL100b	100.0	100.5	6.3	2022	2036	1005
1378	PA	PA_TGNL50a	50.0	63.3	7.0	2022	2036	1266
1379	PA	PA_TGNL50b	50.0	63.3	7.0	2022	2036	1266

En la Tabla 24 se muestran las características técnicas de estos proyectos candidatos.

Tabla 24
Características Técnicas de las Plantas Térmicas Candidatas

Tipo Planta (1)	Cap. Inst. MW	Vida Útil años	Inversión Capitaliz \$/kW	Comb.	Fact. Disp. Máx.	Fact. Carga Típico	Energía Típica GWh/año	Costos Típicos O&M&A (4)				Combustible	
								Total \$/MWh	Var \$/MWh	Fijos \$/MWh	Fijos Equiv. \$/kW-año	"Heat Rate" kJ/kWh(LHV)	Eficiencia (%)
TGDS	50	20	1266	Diésel	90%	20%	88	10.1	3.0	7.0	12.3	10,500	33%
	50	20	1266	GNL	90%	20%	88	10.1	3.0	7.0	12.3	9,000	38%
	100	20	1005	Diésel	90%	20%	175	8.9	2.7	6.3	11.0	10,000	34%
	100	20	1005	GNL	90%	20%	175	8.9	2.7	6.3	11.0	8,500	40%
CCDS	150	20	2096	Diésel	85%	75%	986	8.9	2.7	6.3	41.2	8,000	44%
	250	20	1583	Diésel	85%	75%	1643	7.8	2.3	5.5	36.0	7,500	47%
CCGNL	500	25	1356	GNL	85%	80%	3504	5.6	1.7	3.9	27.4	6,600	53%
MMVB	20	20	2460	Búnker	85%	75%	131	16.4	7.5	7.2	47.1	8,200	43%
VAPC	250	25	6743	Carbón	85%	80%	1752	7.8	2.3	5.5	38.4	10,750	33.1%
	500	25	5527	Carbón	85%	80%	3504	7.8	2.3	5.5	38.4	10,500	33.9%
	150	25	7986	Carbón	85%	80%	1051	7.8	2.3	5.5	38.4	10,850	32.8%

TGDS: Turbinas Gas Diésel; CCDS: Ciclos Combinados Diésel; MMVB: Motores Media Velocidad

CCGNL: Ciclos Combinados Gas Natural Licuado; VAPC: Vapor Carbón

En el caso de las plantas de Gas Natural Licuado, el costo de las regasificadoras se incluye por aparte, se usa un costo de 500 \$/kW para una regasificadora que abastece a dos plantas de 500 MW cada una.

3.8.2 Proyectos Geotérmicos

En los proyectos candidatos geotérmicos se incluyen los desarrollos que han sido visualizados en cada país. La lista de los proyectos geotérmicos identificados son los mostrados en la Tabla 25.

Tabla 25
Proyectos Geotérmicos por País

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
6150	GU	GU_Geo Gen	213.5	1259.7	2020	2036	5900
6051	GU	GU_CALD3b-B	22.0	107.8	2017	2036	4900
6052	GU	GU_CALD3c-B	11.0	53.9	2017	2036	4900
6086	GU	GU_TECUAMBU	44.0	215.6	2017	2036	4900
565	ES	ES_Berlin V	28.0	80.9	2019	2019	2890
596	ES	ES_Berlin V2	6.0	17.3	2017	2017	2890
529	ES	ES_Geo-ChnF1	8.0	36.0	2017	2017	4500
530	ES	ES_Geo-ChnF2	50.0	215.0	2019	2019	4300
527	ES	ES_Geo-SV-F1	8.0	36.0	2017	2017	4500
528	ES	ES_Geo-SV-F2	30.0	129.0	2019	2019	4300
415	HO	HO_Platanares	18.2	69.7	2017	2017	3831
353	NI	NI_APOYO	36.0	151.2	2023	2036	4200
372	NI	NI_Apoyo 2	36.0	151.2	2026	2036	4200
367	NI	NI_Casitas3	35.0	147.0	2027	2036	4200
366	NI	NI_Chiltepe2	35.0	147.0	2032	2036	4200
341	NI	NI_G CASITAS	35.0	147.0	2023	2036	4200
342	NI	NI_G CHILTEP	35.0	147.0	2029	2036	4200
350	NI	NI_GCasitas2	35.0	147.0	2025	2036	4200
336	NI	NI_GENERIC	100.0	454.5	2020	2036	4545
340	NI	NI_GMasayal	35.0	147.0	2024	2036	4200
343	NI	NI_GMasayall	35.0	147.0	2026	2036	4200
354	NI	NI_MOMBACHO	25.0	105.0	2026	2036	4200
373	NI	NI_Mombacho2	25.0	105.0	2029	2036	4200
374	NI	NI_Ometepe 1	35.0	147.0	2032	2036	4200
375	NI	NI_Ometepe 2	35.0	147.0	2032	2036	4200
319	NI	NI_PGEHOYOI	35.0	147.0	2028	2036	4200
320	NI	NI_PGEHOYOII	35.0	147.0	2031	2036	4200
368	NI	NI_VCosigui1	25.0	105.0	2023	2036	4200
369	NI	NI_VCosigui2	25.0	105.0	2025	2036	4200
370	NI	NI_Vol Najo1	25.0	105.0	2029	2036	4200
371	NI	NI_Vol Najo2	25.0	105.0	2031	2036	4200
344	NI	NI_Vol Najo3	25.0	105.0	2033	2036	4200
352	NI	NI_Vol Najo4	25.0	105.0	2035	2036	4200
281	CR	CR_Borinq 1	100.0	590.0	2023	2023	5900
282	CR	CR_Borinq 2	100.0	590.0	2024	2036	5900
263	CR	CR_Geo_Gener	100.0	590.0	2020	2036	5900
280	CR	CR_Pailas 2	55.0	324.5	2019	2019	5900

3.8.3 Proyectos Hidroeléctricos

La principal fuente energética renovable de la región es la hidroelectricidad.

En la Tabla 26 se presenta el catálogo de los proyectos hidroeléctricos de la región. El listado comprende 67 proyectos con una capacidad total de 4,877 MW. En la misma tabla se muestra el costo de instalación, considerando la capitalización durante la construcción a una tasa del 12%.

Los factores de planta usualmente oscilan entre 0.5 y 0.6, aunque hay excepciones. Los costos unitarios de instalación varían entre 1,339 (Colorado en Panamá) y 6,869 US\$/KW (Tablón en Honduras), dependiendo en muchos casos si el proyecto cuenta con embalse de regulación o bien la antigüedad del Informe de Factibilidad.

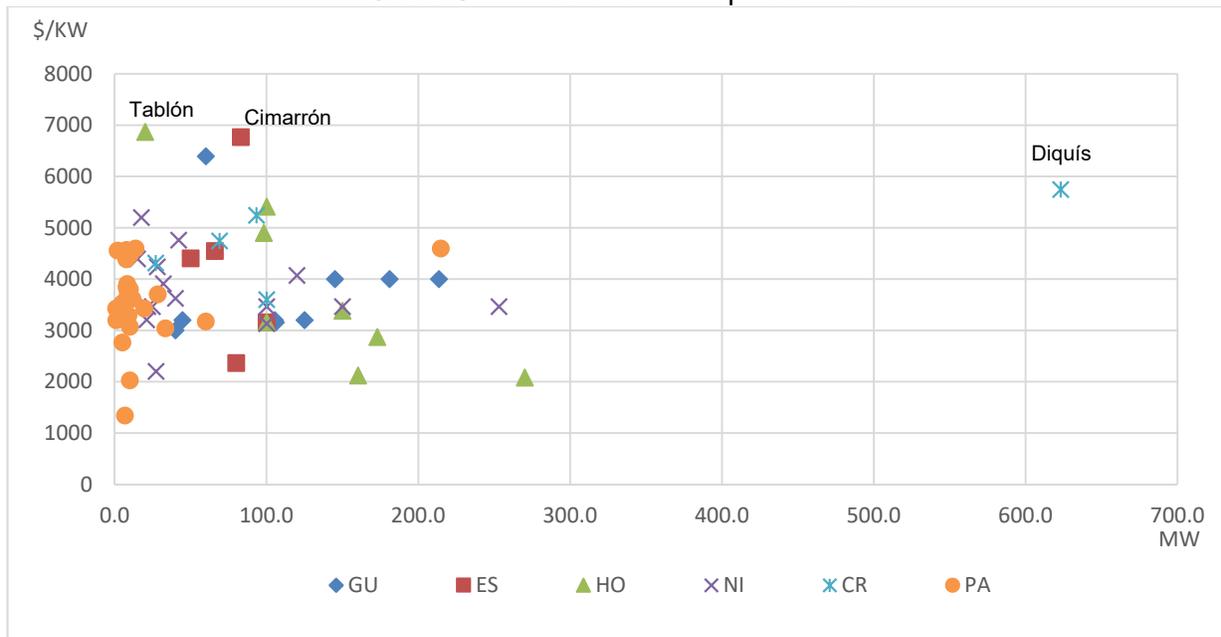
Tabla 26
Proyectos Hidroeléctricos por País

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	O&M Cost \$/KW	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/KW
636	GU	GU_CHULAC	213.5	854.0	37.3	2030	2036	4000
664	GU	GU_Gene-PEG1	125.0	400.0	55.0	2016	2016	3200
666	GU	GU_Gene-PEG2	105.4	337.2	55.0	2018	2018	3200
619	GU	GU_GENERICA4	106.0	334.4	55.4	2020	2036	3155
665	GU	GU_HPeq PEG2	44.6	142.8	55.0	2017	2017	3200
658	GU	GU_Jobo	60.0	383.6	37.3	2024	2036	6393
670	GU	GU_Renace3	40.0	120.0	40.0	2018	2018	3000
641	GU	GU_SERCHIL	145.0	580.0	37.3	2030	2036	4000
615	GU	GU_XALALA	181.0	724.0	37.3	2030	2036	4000
507	ES	ES_CHAPARRAL	66.0	300.0	12.3	2018	2018	4545
505	ES	ES_CIMARRON	83.0	561.6	11.0	2021	2036	6766
510	ES	ES_GENERICA	100.0	315.5	55.4	2020	2036	3155
513	ES	ES_PiedrasTo	50.0	220.1	37.3	2021	2036	4403
406	HO	HO_Generica	100.0	315.5	55.4	2020	2036	3155
432	HO	HO_Jicatuyo	172.9	496.2	37.3	2024	2036	2870
421	HO	HO_Llanitos	98.2	480.9	37.3	2023	2036	4897
408	HO	HO_Patuca2	270.0	561.6	37.3	2026	2036	2080
434	HO	HO_Patuca2A	150.0	507.5	37.3	2026	2036	3383
409	HO	HO_Patuca3	100.0	541.0	37.3	2019	2019	5410
430	HO	HO_Tablón	20.0	137.4	37.3	2022	2022	6869
433	HO	HO_Tornillit	160.2	339.5	37.3	2022	2022	2119
432	HO	HO_LiHd2017	2.1	6.1	44.4	2017	2017	2923
420	HO	HO_LiHd2018	14.9	43.6	0.0	2018	2018	2923
316	NI	NI_BOBOKE	120.0	488.5	34.8	2023	2036	4071
321	NI	NI_Cangiles	27.2	59.8	34.8	2023	2036	2200
322	NI	NI_Consuelo	21.0	67.3	34.8	2023	2036	3205
306	NI	NI_COP BAJO	150.0	519.3	34.8	2025	2036	3462
307	NI	NI_CORRIE LI	40.0	145.0	34.8	2024	2036	3624
323	NI	NI_EI Barro	32.0	125.1	35.0	2023	2036	3908
304	NI	NI_EL CARMEN	100.0	346.2	34.8	2023	2036	3462
315	NI	NI_GENERICA	100.0	313.0	55.0	2020	2036	3130
314	NI	NI_PAJARITOS	21.7	75.1	34.8	2024	2036	3462
310	NI	NI_PIED FINA	42.0	199.9	34.8	2024	2036	4759
320	NI	NI_PiedraPu	15.0	65.9	34.8	2022	2036	4392
313	NI	NI_SALTO Y-Y	24.7	85.5	34.8	2022	2036	3462
318	NI	NI_SIRENA	17.5	91.0	34.8	2022	2036	5200
309	NI	NI_TUMARIN	253.0	875.9	34.8	2023	2036	3462
311	NI	NI_VALENTIN	28.0	118.7	34.8	2023	2036	4238
220	CR	CR_DIQUIS	623.0	3578.5	21.7	2026	2026	5744
271	CR	CR_F. Cliff	69.0	327.3	17.5	2021	2036	4743
264	CR	CR_Generica	100.0	360.0	79.0	2020	2036	3600
272	CR	CR_LosLlanos	93.3	489.1	17.5	2022	2036	5242
252	CR	CR_Mini Diqu	27.0	116.4	108.4	2026	2026	4311
1167	PA	PA_B.ToroH	214.8	987.0	12.5	2021	2035	4596
1172	PA	PA_BarrilesH	1.0	3.2	70.0	2021	2036	3197
1146	PA	PA_BBlancoG3H	1.9	8.6	5.0	2017	2017	4553
1145	PA	PA_BBlancoH	7.8	35.6	5.0	2017	2017	4566
1168	PA	PA_BToroG3H	13.7	63.0	12.5	2021	2035	4596

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16)	O&M Cost	Disponibilidad		(Act. Ene.16)
				Inv (mill.\$)	\$/KW			\$/kW
1163	PA	PA_BuricaH	60.0	190.2	25.0	2020	2020	3170
1175	PA	PA_C.BlancaH	7.8	29.9	125.0	2021	2036	3840
1164	PA	PA_ChuspaH	10.0	30.7	75.0	2019	2019	3068
1173	PA	PA_ColoradoH	6.7	9.0	55.3	2019	2019	1339
1174	PA	PA_CotitoH	5.0	13.8	55.3	2021	2036	2761
1162	PA	PA_CuchillaH	8.2	32.0	31.3	2017	2017	3902
1176	PA	PA_EIRecodoH	10.0	38.0	120.0	2021	2036	3800
1170	PA	PA_LaHerradH	5.2	18.4	160.0	2021	2036	3533
1169	PA	PA_LaHuacaH	11.6	42.0	6.5	2020	2020	3614
1177	PA	PA_OjoAguaH	6.5	21.2	75.0	2021	2036	3289
1137	PA	PA_PandoH	33.3	101.2	60.0	2019	2019	3039
1150	PA	PA_Planeta2H	8.6	32.0	219.9	2016	2016	3716
1179	PA	PA_RPiedraCH	9.0	29.6	55.0	2021	2036	3289
1141	PA	PA_S.AndresH	10.0	44.7	40.0	2018	2018	4466
1171	PA	PA_SAndres2H	7.6	33.4	122.6	2021	2036	4384
1181	PA	PA_SBartG3H	1.0	3.4	58.7	2021	2036	3424
1180	PA	PA_SBartoloH	19.4	66.6	58.7	2021	2036	3426
1166	PA	PA_SindigoH	10.0	20.2	31.3	2021	2035	2023
1178	PA	PA_StaMa82H	28.4	104.9	25.0	2021	2036	3700
1165	PA	PA_TizingalH	4.5	15.8	80.0	2021	2035	3500

El costo unitario de inversión se muestra en la Figura 14.

Figura 14
Costo Unitario de Inversión por Planta



Para considerar la dificultad que existe en desarrollar plantas hidroeléctricas, no todas las candidatas están disponibles en todos los escenarios estudiados, como se describe en cada uno de los casos simulados.

La fecha más temprana de disponibilidad, además de reflejar los tiempos constructivos, también indica el nivel de certeza de conocimiento sobre el proyecto. En general, proyectos con menos estudio, tienen fechas de disponibilidad más lejanas.

3.8.4 Proyectos Eólicos y Solar

En la región existe una capacidad potencial importante de plantas solares y eólicas. En los últimos años, estas fuentes renovables no convencionales tuvieron un incremento sustancial, representando en algunos países centroamericanos una porción considerable de la producción total de energía eléctrica.

Cada país definió sus plantas candidatas no convencionales, así como el costo de inversión y los factores de plantas a utilizar. Adicionalmente se consideran 3 plantas genéricas candidatas solares de 50MW por país debido al desarrollo que estas han tenido en los últimos años en la región. Los proyectos de plantas solares y eólicas considerados en el presente estudio se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27
Proyectos Eólicos y Solares por País

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
607	GU	GU_SolarGen1	50.0	80.0	2020	2036	1600
608	GU	GU_SolarGen2	50.0	80.0	2020	2036	1600
609	GU	GU_SolarGen3	50.0	80.0	2020	2036	1600
502	ES	ES_Eol Metap	42.0	115.5	2017	2017	2750
519	ES	ES_EolPrivad	50.0	123.0	2020	2020	2460
510	ES	ES_EolSJulia	30.0	82.5	2020	2020	2750
516	ES	ES_FV-1	40.0	100.0	2020	2020	2500
517	ES	ES_FV-2	40.0	100.0	2020	2020	2500
518	ES	ES_FV-3	20.0	50.0	2020	2020	2500
508	ES	ES_FV-C.Gde	8.0	20.0	2017	2017	2500
514	ES	ES_FVPedrega	60.0	150.0	2017	2017	2500
515	ES	ES_FV Sonsona	34.0	85.0	2017	2017	2500
506	ES	ES_Solar-15S	14.2	57.6	2015	2015	4057
507	ES	ES_Solar2016	46.0	115.0	2016	2016	2500
509	ES	ES_Solar2021	50.0	125.0	2021	2021	2500
511	ES	ES_SolarGen1	50.0	80.0	2020	2036	1600
512	ES	ES_SolarGen2	50.0	80.0	2020	2036	1600
513	ES	ES_SolarGen3	50.0	80.0	2020	2036	1600
426	HO	HO_EolChinch	45.0	113.4	2018	2018	2520
453	HO	HO_Solar-2	53.0	164.3	2017	2017	3100
458	HO	HO_Solar2b	33.8	104.8	2017	2017	3100
455	HO	HO_SolarGen1	50.0	80.0	2020	2036	1600
456	HO	HO_SolarGen2	50.0	80.0	2020	2036	1600
457	HO	HO_SolarGen3	50.0	80.0	2020	2036	1600
422	HO	HO_VSMarAmpl	12.0	30.0	2018	2018	2500
459	HO	HO_Solar 2c	10.0	31.0	2018	2018	3100
317	NI	NI_Eol1-63MW	63.0	111.5	2019	2036	1770
319	NI	NI_Eol3 40MW	40.0	70.8	2026	2036	1770
320	NI	NI_Eol4 40MW	40.0	70.8	2028	2036	1770
314	NI	NI_FV SolarIII	12.0	20.0	2019	2036	1667
313	NI	NI_FV SolarII	12.0	20.0	2018	2018	1667
315	NI	NI_FV SolarIV	12.0	20.0	2020	2036	1667
316	NI	NI_FV-SolarV	26.0	43.3	2026	2036	1667
321	NI	NI_SolarGen1	50.0	80.0	2020	2036	1600
322	NI	NI_SolarGen2	50.0	80.0	2020	2036	1600
323	NI	NI_SolarGen3	50.0	80.0	2020	2036	1600

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
310	NI	NI_FV-Solari	12.0	20.0	2017	2017	1667
244	CR	CR_P.Eolic-1	50.0	135.0	2020	2036	2700
245	CR	CR_P.Eolic-2	50.0	135.0	2020	2036	2700
246	CR	CR_P.Eolic-3	50.0	135.0	2020	2036	2700
247	CR	CR_P.Eolic-4	50.0	135.0	2020	2036	2700
240	CR	CR_P.Solar-1	50.0	84.7	2020	2036	1693
241	CR	CR_P.Solar-2	50.0	84.7	2020	2036	1693
242	CR	CR_P.Solar-3	50.0	84.7	2020	2036	1693
243	CR	CR_P.Solar-4	50.0	84.7	2020	2036	1693
248	CR	CR_SolarGen1	50.0	80.0	2020	2036	1600
249	CR	CR_SolarGen2	50.0	80.0	2020	2036	1600
250	CR	CR_SolarGen3	50.0	80.0	2020	2036	1600
1571	PA	PA_Eólic10-E	120.0	240.0	2021	2036	2000
1572	PA	PA_Eólic11-E	130.0	260.0	2021	2036	2000
1528	PA	PA_Eólico1-E	49.5	99.0	2018	2018	2000
1529	PA	PA_Eólico2-E	16.5	33.0	2018	2018	2000
1521	PA	PA_Eólico3-E	105.0	210.0	2021	2036	2000
1565	PA	PA_Eólico4-E	75.0	112.5	2021	2036	1500
1566	PA	PA_Eólico5-E	50.0	80.0	2021	2036	1600
1567	PA	PA_Eólico6-E	100.0	150.0	2021	2036	1500
1568	PA	PA_Eólico7-E	100.0	200.0	2021	2036	2000
1569	PA	PA_Eólico8-E	20.0	40.0	2021	2036	2000
1570	PA	PA_Eólico9-E	123.0	246.0	2021	2036	2000
1544	PA	PA_Solar04-S	10.0	20.0	2021	2036	2000
1523	PA	PA_Solar08-S	9.9	12.9	2018	2018	1300
1532	PA	PA_Solar09-S	20.0	36.4	2021	2036	1820
1518	PA	PA_Solar11-S	20.0	21.8	2021	2036	1090
1519	PA	PA_Solar12-S	3.0	5.4	2021	2036	1800
1534	PA	PA_Solar13-S	10.0	12.8	2021	2036	1280
1516	PA	PA_Solar14-S	10.0	10.9	2021	2036	1090
1533	PA	PA_Solar15-S	10.0	15.2	2021	2036	1520
1545	PA	PA_Solar16-S	10.0	15.2	2021	2036	1520
1546	PA	PA_Solar17-S	10.0	15.2	2021	2036	1520
1547	PA	PA_Solar18-S	10.0	15.2	2021	2036	1520
1548	PA	PA_Solar19-S	10.0	15.2	2021	2036	1520
1511	PA	PA_Solar20-S	10.0	14.3	2017	2017	1430
1512	PA	PA_Solar21-S	8.0	11.4	2017	2017	1430
1513	PA	PA_Solar22-S	8.5	12.2	2017	2017	1430
1514	PA	PA_Solar23-S	10.0	14.3	2018	2018	1430
1517	PA	PA_Solar24-S	10.0	10.9	2021	2036	1090
1536	PA	PA_Solar25-S	10.0	22.0	2017	2017	2200
1537	PA	PA_Solar26-S	10.0	18.4	2017	2017	1840
1538	PA	PA_Solar27-S	10.0	18.4	2017	2017	1840
1543	PA	PA_Solar28-S	5.0	4.9	2018	2018	980
1535	PA	PA_Solar29-S	10.0	10.5	2021	2036	1048
1539	PA	PA_Solar30-S	20.0	30.0	2021	2036	1500
1550	PA	PA_Solar31-S	5.0	7.0	2021	2036	1400
1551	PA	PA_Solar32-S	20.0	20.6	2021	2036	1030
1552	PA	PA_Solar33-S	20.0	20.6	2021	2036	1030
1553	PA	PA_Solar34-S	20.0	20.6	2021	2036	1030
1554	PA	PA_Solar35-S	20.0	20.6	2021	2036	1030
1555	PA	PA_Solar36-S	10.0	12.4	2021	2036	1240
1556	PA	PA_Solar37-S	20.0	24.8	2021	2036	1240
1557	PA	PA_Solar38-S	20.0	30.7	2021	2036	1535
1558	PA	PA_Solar39-S	20.0	23.0	2021	2036	1150
1559	PA	PA_Solar40-S	10.0	13.0	2021	2036	1300
1560	PA	PA_Solar41-S	20.0	40.0	2021	2036	2000
1561	PA	PA_Solar42-S	10.0	20.0	2021	2036	2000
1562	PA	PA_Solar43-S	100.0	300.0	2021	2036	3000
1563	PA	PA_Solar44-S	32.0	62.7	2019	2019	1960
1564	PA	PA_Solar45-S	40.0	40.3	2021	2036	1008
1573	PA	PA_Solar46-S	16.0	15.4	2017	2017	960
1574	PA	PA_Solar47-S	20.0	40.0	2021	2036	2000

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
1575	PA	PA_Solar48-S	20.0	40.0	2021	2036	2000
1576	PA	PA_Solar49-S	10.0	13.0	2021	2036	1300
1577	PA	PA_Solar50-S	10.0	12.7	2021	2036	1270
1578	PA	PA_Solar51-S	10.0	12.5	2021	2036	1250
1579	PA	PA_Solar52-S	10.0	13.5	2021	2036	1350
1580	PA	PA_Solar53-S	30.0	33.0	2021	2036	1100
1581	PA	PA_Solar54-S	10.0	13.0	2021	2036	1300
1582	PA	PA_SolarGen1	50.0	80.0	2021	2036	1600
1583	PA	PA_SolarGen2	50.0	80.0	2021	2036	1600
1584	PA	PA_SolarGen3	50.0	80.0	2021	2036	1600

3.8.5 Proyectos de Biomasa

En Centroamérica la fuente biomásica más importante es el bagazo de caña, subproducto del proceso de los ingenios azucareros.

Aparte de las plantas existentes y de los proyectos declarados como fijos, no se incluyen proyectos candidatos de bagazo, por la dificultad de modelar adecuadamente este recurso, que depende de la industria de la caña. No obstante, se debe tener en cuenta que con toda seguridad la región podrá disfrutar de esta fuente de energía conforme crezca la actividad cañera enfocada como industria energética.

En Nicaragua se consideran cinco proyectos candidatos de biomasa que utilizan desechos orgánicos y residuos sólidos urbanos, considerando una planta de pirólisis para producción de energía por lecho fluidizado con biomasa

Tabla 28
Proyectos de Biomasa por País

# OptGen	Sistema	Nombre	Potencia (MW)	(Act. Ene.16) Inv (mill.\$)	Disponibilidad		(Act. Ene.16) \$/kW
593	ES	ES_AmpInglAng (F)	50.0	70.0	2017	2018	1400
597	ES	ES_InglChapa2 (F)	5.0	7.0	2022	2023	1400
591	ES	ES_InglChapar (F)	55.0	77.0	2017	2018	1400
595	ES	ES_InglZalco (F)	60.0	84.0	2018	2019	1400
444	HO	HO_Amp Tres Valles (F)	7.5	11.3	2017	2017	1500
391	NI	NI_BIO1	12.0	27.4	2020	2036	2280
392	NI	NI_BIO2	20.0	45.6	2021	2036	2280
399	NI	NI_BIO3	25.5	58.1	2022	2036	2280
376	NI	NI_BIO4	28.5	65.0	2025	2036	2280
351	NI	NI_BIO5	30.0	68.4	2027	2036	2280
389	NI	NI_CASUR (F)	24.0	32.5	2018	2018	1353

3.9 Costos Nivelados

Un aspecto de interés con relación a los proyectos, particularmente los térmicos, es la estimación de los denominados “costos nivelados”. Este concepto permite comparar de una forma sencilla diferentes tecnologías de generación, al combinar los costos operativos y de inversión a lo largo de la vida útil del proyecto, en un costo promedio por MWh. Se define como:

$$CN = \frac{CTI * \psi + OM_{fix}}{P * fp * 8760} + \frac{C_{fuel}}{\eta} + OM_{var}$$

En donde:

- CN Costo Nivelado (US\$/MWh)
- CTI Costo total de inversión incluyendo intereses durante la construcción (US\$)
- i Tasa de descuento
- n Período de amortización
- fp Factor de planta (8760*fp=tiempo de utilización equivalente anual)
- P Potencia instalada de la planta (MW)
- OM_{fix} Costos fijos de operación, mantenimiento y administración (US\$/año)
- C_{fuel} Costo del combustible (US\$/MWh)
- η Eficiencia neta promedio de la planta
- OM_{var} Costos variables de operación y mantenimiento (US\$/MWh)
- ψ Factor de recuperación del capital = $\frac{i}{1 - (1 - i)^n}$

La Figura 15 muestra el cálculo de costos nivelados de los proyectos térmicos, utilizando una tasa de descuento económica del 12%, una vida útil de 20 años y considerando los costos de combustibles dados anteriormente.

Figura 15
Costo Nivelado – Escenario Base Precios de Combustibles

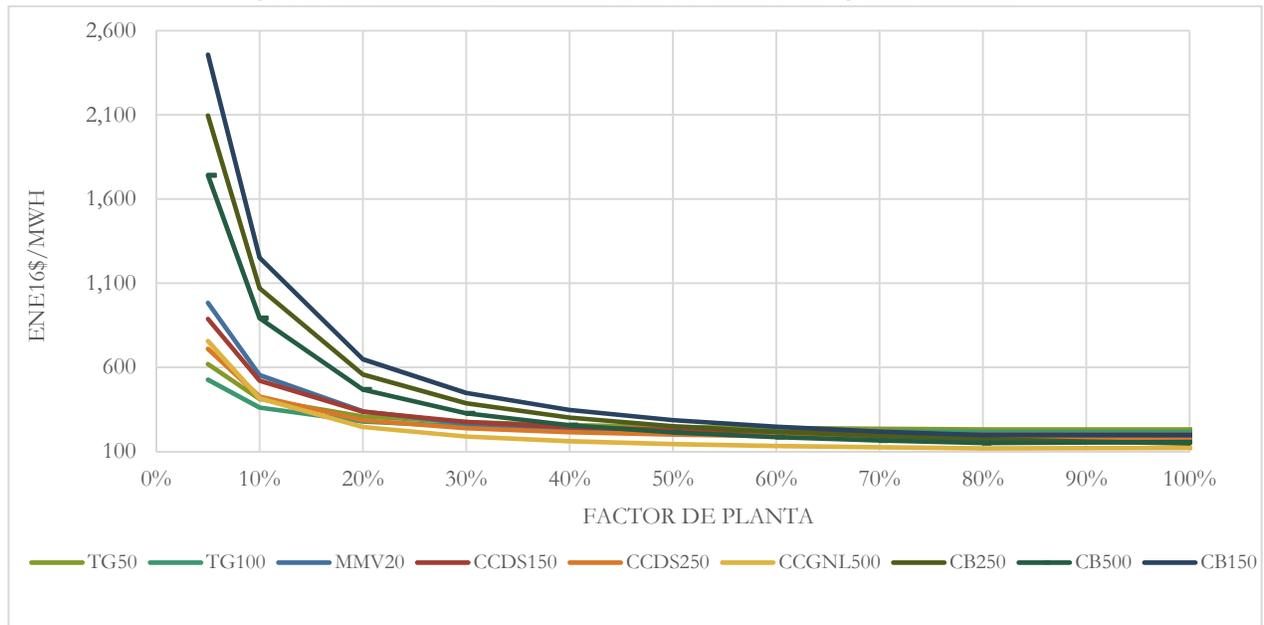


Tabla 29
Costo Nivelado

Costo nivelado para diferentes factores de planta en \$/MWh											
	5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
TG50	619	412	308	274	256	246	239	234	230	227	225
TG100	527	361	278	250	236	228	222	218	215	213	211
MMV20	983	554	339	267	231	210	196	185	178	172	167
CCDS150	888	520	337	276	245	227	214	206	199	194	190
CCDS250	710	426	285	238	214	200	191	184	179	175	172
CCGNL500	756	416	246	189	161	144	133	125	118	114	110
CB250	2096	1070	558	387	301	250	216	192	173	159	148
CB500	1741	892	468	327	256	214	185	165	150	138	129
CB150	2458	1252	649	448	347	287	246	218	196	179	166

TGDS: Turbinas Gas Diesel; **CCDS:** Ciclos Combinados Diesel; **MMV:** Motores Media Velocidad
CCGNL: Ciclos Combinados Gas Natural Licuado; **CB:** Turbinas de Vapor Carbón

Considerando la gráfica anterior podemos nombrar los siguientes aspectos:

- Los Ciclos Combinados con GNL son los que rinden el menor costo monómico para factores de planta superior al 10%.
- Para factores de planta inferiores a 10%, las turbinas de combustión o de gas (TG100) son las más económicas.
- Después del GNL, los motores de media velocidad son los más económicos para factores de planta entre 30% a 50%. Para factores menores a 30% las turbinas de combustión o de gas son las más económicas y para factores superiores a 50% son las plantas de carbón de 500MW.
- De no estar disponible el GNL o el carbón, los motores de media velocidad se posicionan como los más convenientes para utilizaciones intermedias y altas.

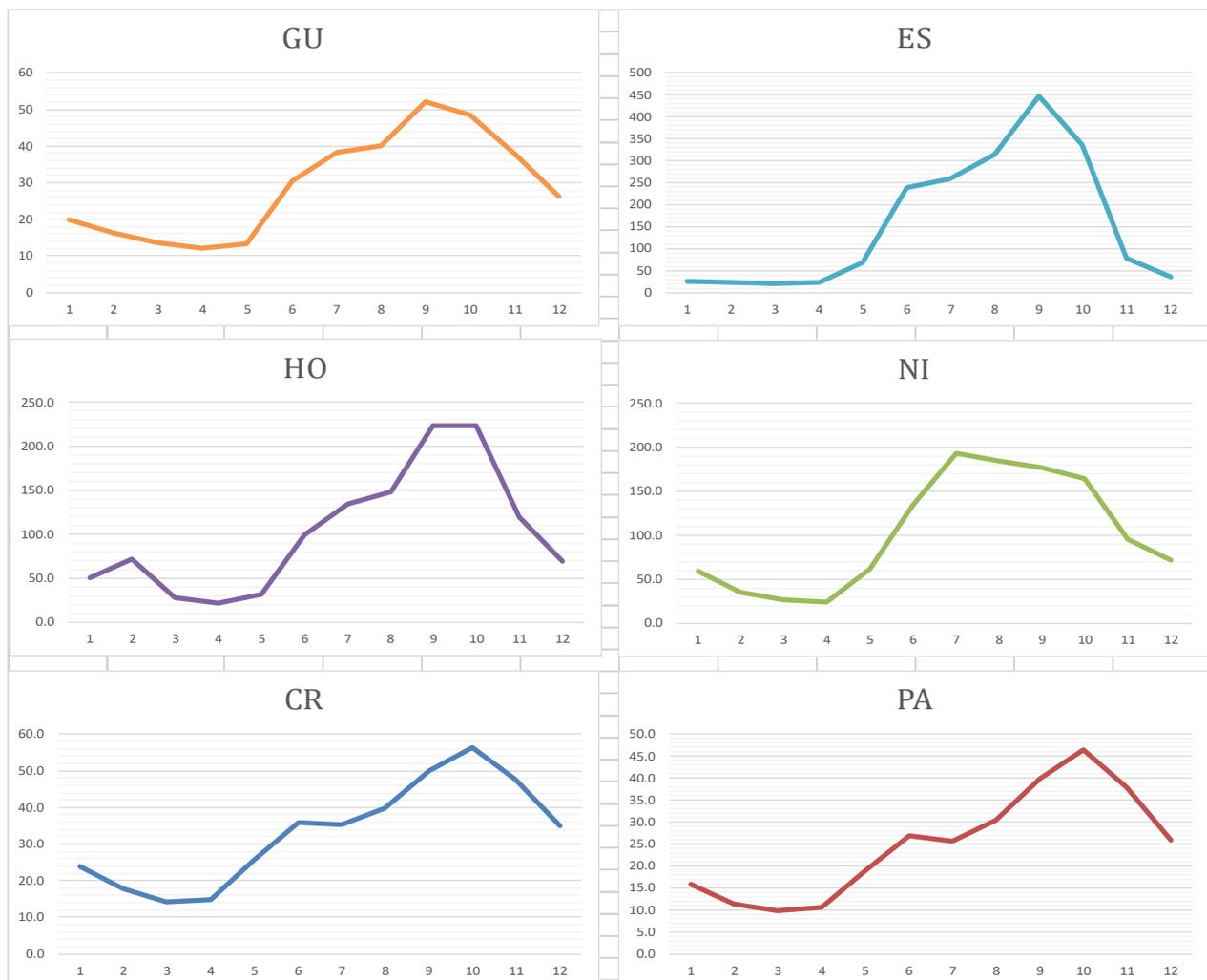
3.10 Hidrología

Los datos hidrológicos fueron aportados por los participantes de cada país, y fueron obtenidos de los organismos nacionales responsables del manejo de los datos hidrológicos.

Los datos están dados en forma de series mensuales para los períodos con los que se cuenta con registros. En varios casos, los organismos responsables de la información han procesados los caudales vírgenes en estaciones con datos faltantes, ya sea rellenando estos datos, o también extendiendo la información a períodos mayores, utilizando para ello los métodos usuales de correlaciones hidrológicas.

Para el presente estudio se ha utilizado el Módulo Hidrológico del SUPER, que de forma similar rellena y extiende los datos mediante correlaciones múltiples con estaciones de zonas hidrológicas semejantes. Las series históricas de caudal cubren 49 años, desde 1965 al 2013.

Figura 16
Caudales Promedios Históricos por País
1965-2013 (Datos en m³/s)



En la Figura 17 muestra el comportamiento mensual de los caudales promedios mensuales para todas las estaciones de Centroamérica.

Figura 17
Comportamiento Mensual de Caudales Promedios Históricos en América Central 1965-2013 (Datos en m³/s)



La hidrología regional se caracteriza por un período seco, que va de enero a mayo pero acentuado de febrero a abril y un período húmedo, que va de junio a diciembre, siendo septiembre y octubre los de mayores caudales.

Con relación al suministro eléctrico, y debido a la importante contribución de la generación hidroeléctrica, la cual representa alrededor del 45% de la producción total de Centroamérica (Datos 2015), el período seco resulta especialmente crítico. En los meses más críticos de verano, la suma de todos los caudales de la región apenas está alrededor del 0.2 y 0.4 del promedio anual.

Si se supone, como es usual, que el caudal de diseño de los aprovechamientos es de alrededor de 1.5 veces el caudal medio, lo anterior significa que el factor de planta en los meses críticos (febrero a abril) es de apenas de 0.30 ($\approx 0.45/1.5$). En esas condiciones, se puede mostrar que la energía que aportan las plantas hidroeléctricas sin embalses de regulación estacional, es menor que el 50% de su aporte promedio. Esto explica por qué, en la mayoría de los casos, el déficit que se presentan en la región ocurre durante esos meses, y corresponden a déficit de energía.

3.11 Sistema de Transmisión y Capacidad de las Interconexiones

El sistema de transmisión de Centro América está conformado por los sistemas nacionales y las interconexiones de país a país, incluyendo la línea SIEPAC propiedad de EPR. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interno de cada sistema se utiliza también 138 kV, 115kV y otros voltajes menores.

Para la definición de las capacidades actuales entre países se utilizó las definidas por el Ente Operador Regional (EOR) en su Informe Final de Máximas Transferencias de Noviembre 2016 y se actualizo la capacidad de porteo Nicaragua-Costa Rica de acuerdo a nota EOR-GPO-13-01-2017-012.

Para que existan intercambios de 300 MW se supone que todos los países han completado sus refuerzos nacionales. Se consideró a partir del año 2019 la capacidad de 300MW de transferencias entre pares de países.

La ampliación del segundo circuito del SIEPAC se hará en el futuro, cuando el crecimiento de la demanda y el Mercado Eléctrico Regional así lo requieran. Para efectos del presente estudio, se modeló el proyecto SIEPAC 2 a partir del año 2024 basado en el estudio de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación realizado por el EOR en marzo 2016.

En el presente estudio, se considera que en el año 2021 se construirá la Interconexión entre Panamá y Colombia, la que tendrá capacidad para 300 MW y estaría desacoplada de la frecuencia a través de un enlace AC-DC-AC.

Actualmente la capacidad de esta interconexión México - Guatemala está limitada a 120 MW hasta completar algunos refuerzos en el sistema regional y la realización de estudios técnicos para determinar el nuevo límite de importación de energía seguro desde México hacia Guatemala, razón por la cual se considera la capacidad de esta interconexión en 120MW.

Las capacidades actuales y previstas de interconexión utilizadas para el estudio se indican en la Tabla 30.

Tabla 30

Capacidad Actual	Fecha de Entrada	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON *	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMA	COLOMBIA PANAMA
		N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N	N-S / S-N
Máxima	Existente	300 / 200	150 / 90	150 / 50	230 / 260	
Media	Existente	300 / 220	140 / 180	190 / 50	250 / 230	
Mínima	Existente	300 / 300	200 / 210	210 / 50	220 / 290	
Siepac 1 con Refuerzos	2019	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	
Colombia - Panamá	2021	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300
Siepac 2 circuito	2024	600 / 600	600 / 600	600 / 600	600 / 600	300 / 300

3.12 Emisiones de CO₂

Todos los proyectos de generación tienen costos ambientales de diferente índole inherentes a la tecnología, que normalmente no se incluyen en sus estimaciones de costos directos por tratarse de efectos externos al proyecto, o externalidades.

De estos efectos, la comunidad internacional está progresivamente reconociendo en particular los costos sociales y ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro y fuera del Protocolo de Kyoto, muchos países crearon mecanismos para valorar el costo de reducción de las emisiones de gases de invernadero.

En el presente estudio se ha hecho una primera evaluación de las emisiones asociadas a los diferentes casos estudiados.

En la Tabla 31 se muestran las emisiones equivalentes de las diferentes tecnologías.

Tabla 31

Tipo de Planta	Emisiones (Ton CO ₂ /GWh)	
	Rango	Valor Usado
Hidroeléctrica con embalse	10 a 30	14
Hidroeléctrica filo de agua	1 a 18	14
Planta Eólica	7 a 124	14
Solar Fotovoltaico	13 a 731	14
Turbina Diésel	555 a 883	650
CC Diésel		650
Planta Carbón	790 a 1182	1100
Motor Media Velocidad	686 a 726	700
CC con GNL		420

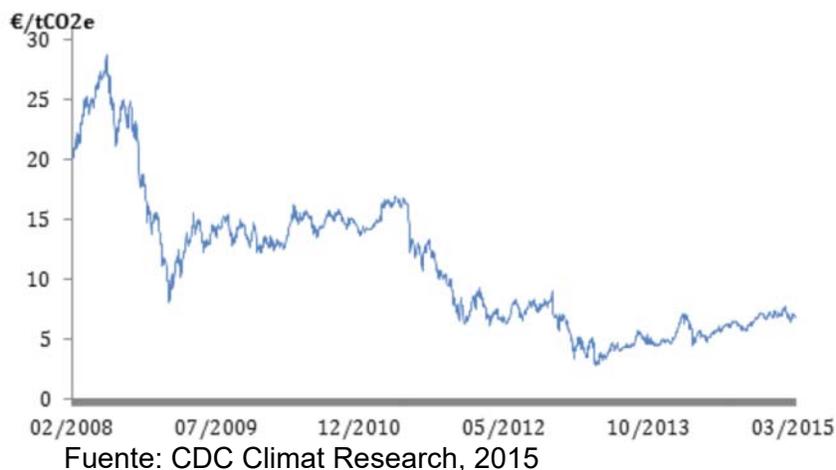
Es importante aclarar que las emisiones equivalentes dadas en la Tabla 5.17 toman en cuenta lo que se denomina el ciclo de vida de proyecto. En el caso de la generación eléctrica se incluye la extracción, procesamiento, y transporte del combustible, la construcción de la planta, la producción propiamente de la electricidad, la disposición de desechos y la desinstalación, a lo largo de su vida útil. Es por eso que aun proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos, presentan emisiones, aunque de un orden de magnitud menores que los que utilizan combustibles fósiles.

Se debe indicar que aunque las emisiones de gases de invernadero representan uno de los impactos ambientales más importantes de la generación con combustibles fósiles, existen otros como el SO₂, los NO_x, los compuestos orgánicos volátiles y las emisiones de partículas, entre otros, que aunque implican costos sociales, resultan más difíciles de valorar en el presente contexto, por lo que no se han considerado en las evaluaciones económicas de los planes de expansión.

Con respecto a los precios en el mercado se observó un tope más estricto y unos precios más altos entre 2008 y 2010, donde rondaba de 20-12 U\$ los Certificados de Emisiones Reducidas (CER), seguidos de una enorme caída de los precios. A finales del 2012 los precios de los CER

se negociaban a menos de U\$1. En 2013, el precio de los créditos de carbono transados bajo el esquema de la Unión Europea (EUA) se estabilizó en torno a los 5 euros, mientras que los precios de los CER se mantuvieron muy bajos, a niveles de alrededor de 0,40 euros.

Figura 18
Evolución del Precio Spot de la Tonelada de Dióxido de Carbono 2008-2015



Para efectos del presente estudio se ha adoptado un valor de 0.43 U\$ por tonelada de dióxido de Carbono (0.39 Euros/ton) correspondiente al valor medio de los precios mensuales del año 2016

Tabla 32
Precios Mensuales CO2 Año 2016

Precios CO2	EUA	CER
Media anual	5,35 €	0,39 €
Enero	6,82 €	0,47 €
Febrero	5,16 €	0,39 €
Marzo	4,94 €	0,39 €
Abril	5,69 €	0,43 €
Mayo	5,96 €	0,42 €
Junio	5,61 €	0,40 €
Julio	4,64 €	0,40 €
Agosto	4,68 €	0,40 €
Setiembre	4,31 €	0,38 €
Octubre	5,68 €	0,38 €
Noviembre	5,63 €	0,35 €
Diciembre	5,20 €	0,31 €

Fuente: <http://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

4 ESCENARIOS ANALIZADOS

La planificación indicativa incluye, entre otros, previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda y los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y criterios de protección ambiental; es por ello que el desarrollo de los sistemas de generación es un proceso evolutivo que es afectado por una enorme cantidad de factores. De la constante y dinámica interacción de estas variables se crean las restricciones y oportunidades que van dando forma a su desarrollo.

La planificación indicativa busca establecer cuáles caminos o acciones son preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan los sistemas de generación.

Siempre es posible imaginar un número ilimitado de factores y de escenarios de evolución para cada uno de ellos. De igual manera, la combinación libre de escenarios produce cantidades infinitas de alternativas. Por tal motivo, es indispensable limitar el análisis a los aspectos que se consideran más relevantes o que tengan interés especial.

En el presente estudio de planificación se escogieron siete factores:

8. Existencia de condiciones favorables para el desarrollo de plantas hidroeléctricas de gran tamaño.
9. Evolución del precio de los combustibles fósiles.
10. Evolución del crecimiento de la demanda.
11. Conexión de Panamá con Colombia.
12. Conexión del SIEPAC II
13. Implementación de Políticas de Ahorro Energético
14. Desarrollo del Gas Natural en la Región.

Para cada factor se planteó uno o más escenarios de evolución. Estos escenarios se combinaron en trece casos de estudio, mostrados en la tabla 33.

Tabla 33
Escenarios Estudiados

CASOS	HIDRO	PRECIOS DE COMBUSTIBLES	DEMANDA	Políticas de Ahorro Energético	Desarrollo del Gas Natural	SIEPAC2	COLOMBIA
A REF	Medio	Medio	Medio	sin	con	sin	sin
B INT1	Medio	Medio	Medio	sin	con	sin	con
C INT2	Medio	Medio	Medio	sin	con	Con	sin
D INT3	Medio	Medio	Medio	sin	con	Con	Con
E HID	Sin Rest	Medio	Medio	sin	con	Sin	sin
F COMB	Medio	Alto	Medio	sin	con	sin	sin
G COMB+HID	Sin Rest	Alto	Medio	sin	con	sin	sin
H DEMA	Medio	Medio	Alta	sin	con	sin	sin
I DEMB	Medio	Medio	Baja	sin	con	sin	sin
J EE (5%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 5% de reducción	con	sin	sin
J EE (10%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 10% de reducción	con	sin	sin
J EE (15%)	Medio	Medio	Medio	Con Medidas del 15% de reducción	con	sin	sin
K Sin Candidatos GNL	Medio	Medio	Medio	sin	sin	Sin	sin

Para cada caso, delimitado por sus particulares restricciones y posibilidades, se obtuvo un plan de expansión óptimo.

Cada uno de estos planes da una indicación de cuál podría ser un desarrollo deseable, bajo las premisas teóricas e ideales del estudio, si se presentaran los escenarios supuestos.

4.1 Factor de Desarrollo Hidroeléctrico

En Centroamérica existe un potencial hidroeléctrico importante, con proyectos candidatos buenos para el desarrollo de la generación.

Además de sus atractivos económicos, las plantas hidroeléctricas, al igual que la mayoría de las fuentes renovables, tienen beneficios ambientales y estratégicos. Ambientalmente son deseables porque no emiten gases de efecto invernadero y no agotan recursos fósiles limitados. Estratégicamente ayudan a los países a reducir su vulnerabilidad por la dependencia del petróleo.

Sin embargo, se debe reconocer que el desarrollo de este tipo de plantas conlleva una serie de obstáculos y de riesgos mayores en comparación de la instalación de plantas térmicas, que dificultan su aprovechamiento. Estas dificultades son especialmente críticas en los casos en los que existen mercados mayoristas de electricidad, en los que una gran parte de los riesgos asociados a la generación los debe asumir el propio generador.

Algunos de estos problemas son:

- Riesgo de preinversión, mucho más importante que en el caso de plantas térmicas;
- Capital de inversión inicial más alto.
- Riesgo de construcción, también mucho más alto en el caso de plantas hidroeléctricas.
- Tiempos de construcción mayores.
- Tiempo de recuperación de la inversión mayor en el caso de las hidroeléctricas.
- Riesgo hidrológico.
- Riesgo de mercado, elemento nuevo en varios sistemas, que por la aleatoriedad hidrológica es más importante para las plantas hidroeléctricas.

Riesgos similares afrontan otros desarrollos con recursos renovables, tales como la geotermia, en los que existe el riesgo minero y geológico del reservorio.

Adicionalmente los impactos locales que podría provocar un proyecto hidroeléctrico, lo hacen vulnerable al ataque de grupos ambientalistas, independientemente de su valoración ambiental global.

Si no se diseñan acciones para reducir o mitigar estos riesgos y barreras, no será factible la construcción de buena parte de ese potencial hidroeléctrico.

Esta valoración del riesgo es difícil de considerar dentro del contexto de un análisis económico, como el que se utiliza para obtener planes de expansión. Para modelar esta restricción, se recurre a escenarios donde se limita la cantidad de plantas hidroeléctricas candidatas.

El criterio utilizado para limitar las plantas candidatas se basó en la potencia del proyecto. Se ha supuesto que los riesgos y dificultades aumentan proporcionalmente al tamaño del proyecto.

Las variantes consideradas del factor de desarrollo hidroeléctrico son:

- Restricción media al desarrollo hidroeléctrico: este escenario pretende asemejarse a la condición actual de dificultad y riego. Excluye todas las plantas hidroeléctricas candidatas de más de 150 MW.
- Sin restricción al desarrollo hidroeléctrico: escenario que supone la aplicación exitosa de medidas para eliminar barreras y mitigar los riesgos del desarrollo hidroeléctrico. No limita el tamaño plantas candidatas.

4.2 Factor de Evolución del Precio de los Combustibles

Este factor determina la competitividad de cada una de las tecnologías térmicas, y de las demás plantas alternativas.

Se usan dos escenarios de precios. El escenario usado como base corresponde al pronóstico de precios medios de combustibles del DOE. El segundo escenario utiliza la proyección de precios altos.

4.3 Factor de Crecimiento de la Demanda

Este factor tiene tres variantes, compuestos por las proyecciones de demanda baja, media y alta. El escenario usado como base corresponde al pronóstico medio de demanda, cada país ha proyectado los escenarios de su demanda, de acuerdo a las condiciones y métodos propios.

4.4 Conexión con Colombia

La mayoría de los escenarios, incluido el de referencia, no considera la posibilidad de intercambios con Colombia. A excepción de dos escenarios en donde sí se supone un enlace con capacidad fija de 300 MW en ambos sentidos y un costo marginal de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 34
Costos Marginales Conexión Panamá-Colombia

U\$/MWh	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2021	36.60	38.47	41.50	37.91	28.15	29.23	31.45	31.84	35.81	34.73	40.23	53.32
2022	57.30	59.61	63.03	56.26	41.42	41.06	40.45	43.12	43.08	44.26	47.21	58.17
2023	61.61	60.91	82.33	61.63	50.09	50.27	50.32	48.73	47.36	44.29	44.50	55.94
2024	58.50	62.84	80.13	65.54	57.31	56.39	53.84	54.74	59.00	56.34	53.18	70.63
2025	70.74	72.17	72.69	83.38	74.03	69.32	68.89	68.15	70.40	70.30	68.08	85.86
2026	66.36	68.22	69.86	73.38	74.01	73.28	72.41	65.85	64.62	63.95	67.77	64.28
2027	83.11	80.01	84.03	84.03	80.33	74.91	79.52	75.12	68.53	71.11	70.40	67.63
2028	66.36	68.22	69.86	73.38	74.01	73.28	72.41	65.85	64.62	63.95	67.77	64.28
2029	64.63	65.38	65.38	71.58	71.44	79.30	90.05	83.98	82.26	79.26	78.12	71.07
2030	70.81	71.84	71.84	75.19	63.17	65.94	69.67	68.48	73.72	70.66	69.63	71.09
2031	63.83	58.87	58.87	63.00	66.78	64.38	69.98	68.88	66.30	69.64	77.99	74.56
2032	69.54	73.81	75.29	68.68	71.27	70.56	67.78	74.56	76.65	78.48	82.45	83.15
2033	82.33	81.35	73.99	72.59	71.84	76.14	72.22	72.61	73.45	73.45	80.42	80.27
2034	89.09	101.17	94.35	92.42	89.05	87.77	79.84	79.55	80.71	80.71	84.48	70.97
2035	74.08	78.28	76.93	82.82	79.38	78.23	79.87	71.71	66.14	66.14	70.78	69.90

*Datos suministrados por ETESA y la Interconexión Colombia Panamá (ICP) en octubre de 2016

4.5 Conexión Siepac II

Esta conexión se ha modelado en dos escenarios. En los dos escenarios con SIEPAC II, se supone un segundo enlace del SIEPAC con sus refuerzos asociados para elevar la capacidad de 300 MW a 600 MW en ambos sentidos, a partir del año 2024. En el resto de los escenarios, incluido el base, no se toma en cuenta este segundo enlace.

4.6 Implementación de Políticas de Ahorro Energético

Para este factor se ha considerado posibles medidas de ahorro y/o eficiencia energética. La propuesta se divide en tres sensibilidades:

- **Primer Medida: Cambios de Hábitos de Consumo**

Esta medida asume un ahorro del consumo del 5% de la demanda, y no implica ninguna otra medida en el sistema y no requiere inversión adicional para lograr los ahorros.

- **Segunda Medida: Gestión y control de Consumos y no ampliación de carbón**

Se asume un ahorro del consumo del 10% de la demanda, se incluyen los costos asociados a los sistemas de gestión y control de consumo que se estima en un 10% adicional al costo del plan. De igual forma se eliminan las candidatas de carbón en toda la región.

- **Tercera Medida: Modernización de Instalaciones y Programas de Eficiencia Energética.**

Se asume un ahorro del consumo del 15% de la demanda, se retiran todas las unidades de carbón, mayor número de candidatas renovables, cambios de política y reglamentaciones que representan un aumento del 15% sobre el costo total del plan obtenido.

5 RESULTADOS PLANES INDICATIVOS

En este capítulo se muestran los planes obtenidos para el período 2018-2035 en cada uno de los casos estudiados con la combinación de escenarios mencionados en el capítulo anterior.

5.1.1 Caso A (Caso de Referencia)

Supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño con capacidad instalada menor o igual a 150 MW, que la demanda crecerá según el escenario medio y que los precios de los combustibles evolucionarán igual al escenario medio. Además no supone la interconexión con Colombia ni el Segundo Circuito del SIEPAC II. Este caso se considera el **caso base** y se usa como referencia para comparar los demás casos. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 35
Plan de Expansión del Caso A

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
2018	GENE-PEG2	F	H	105.4	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	NI_CASUR	F	I	24				COSTAN-CC	F	GN	381
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	C	20	AMPINGANG	F	I	50	NI_FVSOLARII	F	S	12				ESANCH-MT	F	D	44.33
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55								PRINCO-TV	F	C	300
					LIHD2018	F	H	15	INGIZALCO	F	I	60								EÓLICO1-E	F	E	49.5
					VSMARAMPL	F	E	12												EÓLICO2-E	F	E	16.5
					SOLAR	F	S	10												SOLAR08-S	F	S	9.9
					PEQHIDRO	F	H	12												SOLAR23-S	F	S	9.99
					LAEISZ	(D)		-20												SOLAR28-S	F	S	5
				NAC.INGENIEROS	(D)		-20												S.ANDRESH	F	H	10	
2019				PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	NI_EOL1-63MW	E	63	PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10	
				PEQHIDRO	F	H	2	GEO-CHNF2	F	G	50								COLORADOH	F	H	6.74	
				LAEISZ-JUTICALPA	(D)		-5	GEO-SV-F2	F	G	30								PANDOH	F	H	33.3	
2020								EOLPRIVAD	F	E	50								MARTAN-CC	F	GN	450	
								EOLSJULIA	F	E	30								BURICAH	F	H	60	
								FV-1	F	S	40								LAHUACAHA	F	H	11.62	
								FV-2	F	S	40												
								FV-3	F	S	20												
2021								GNL-PROY	F	GN	380	NI_CCGNLA	F	GN	250				EÓLICO4-E	E		75	
								SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			-50				SOLAR29-S	S		10	
												NICARAGUA-U2			-50				SOLAR32-S	S		20	
																			SOLAR33-S	S		20	
																			SOLAR34-S	S		20	
																			SOLAR35-S	S		20	
																			SOLAR36-S	S		10	
																			SOLAR38-S	S		20	
																			SOLAR40-S	S		10	
																			SOLAR45-S	S		40	
																			SOLAR51-S	S			
																			SOLAR53-S	S			
																			SINDIGOH	H		10	
2022	CCLNG500A		GN	500	TABLON	F	H	20	INGCHAPA2	F	I	5	NI_SALTO Y-Y		H	25				TIZINGALH	H		5
					TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-1			-50				SOLAR13-S	S		10
					CCLNG500A		GN	500					CORINTO-2			-19				SOLAR49-S	S		10
					TGDS100A		D	100					PAMFELS			-57				SOLAR50-S	S		10
					TGDS100B		D	100					TIPITAPA-2			-51				SOLAR54-S	S		10
					AMPL.LUFUSSA1			-34												SOLARGEN1	S		50
					AMPL. ENERSA			-30															
				LUFUSSA3			-210																

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
				ENERSA		-200													
				EMCE2		-55													
				LUFUSSA2		-77													
				ELCOSA		-80													
2023										NI_CONSUELO	H	21	BORINQ 1	F	G	55	SOLAR52-S	S	10
										NI_VALENTIN	H	28							
										NI_APOYO	G	36							
										NI_VCOSIGUI1	G	25							
										NI_CANGILES	H	27							
										NI_EL BARRO	H	32							
										NI_EL CARMEN	H	100							
2024	CALD3B-B	G	22							NI_CORRIE LI	H	40					BARRILESH	H	1
	CALD3C-B	G	11							NI_PAJARITOS	H	22					SOLAR31-S	S	5
										NI_GMASAYAI	G	35					SOLAR30-S	S	20
																	SOLAR39-S	S	20
																	EÓLICO5-E	E	50.0
2025	TECUAMBU	G	44	CCLNG500B	GN	500	NEJAPA		-77								STAMA82H	H	28
				UDEHSA		-20				NI_G CASITAS	G	35					SOLAR42-S	S	10
2026				PATUCA 2A	H	150				NI_VCOSIGUI2	G	25	DIQUIS	F	H	623			
				BECOSA-CARBÓN		-90				NI_GMASAYAI	G	35	MINI DIQU	F	H	27			
										NI_EOL3 40MW	E	40							
										NI_APOYO 2	G	36							
2027										NI_BOBOKE	H	120					EÓLICO3-E	E	105
																	LAHERRADH	H	5
																	SOLARGEN2	S	50
2028										NI_EOL4 40MW	E	40					SANDRES2H	H	8
																	SOLAR17-S	S	10
																	C.BLANCAH	H	8
2029										NI_CASITAS3	G	35							
										NI_GCASITAS2	G	35							
										NI_VOL ÑAJ01	G	25							
2030	SERCHIL	H	145	GNL-C	GN	500	NEJAPA		-77										
							ACAJVAP1		-30										
							ACAJVAP2		-33										
2031				NACNL BUN		(25)													
2032				TGDS50A	D	50				NI_MOMBACH	G	25							
				TGDS50A	D	50				NI_MOMBACH2	G	25							
										NI_VOL ÑAJ02	G	30							
2033	CCLNG500B	GN	500	GNL-D	GN	500	TGDS100B	D	100	NI_VOL ÑAJ03	G	25					GNL400-C	GN	400
							ACAJGAS5		-82								SOLAR04-S	S	10
							TGDS100A	D	100										
2034																	SBARTOLOH	H	19
																	EÓLICO11-E	E	130
																	SBARTG3H	H	1
2035							CESSA-CAR	C	100								B.TOROH	H	215
																	SOLAR09-S	S	20
																	BTOROG3H	H	14

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotérmica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 36
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario A: BASE							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	459	66	415	650	466	2347
Solar	0	10	150	12	0	670	842
Eólico	0	57	80	143	0	889	1169
Geo	77	0	108	427	110	0	722
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	22	0	0	0	0	21
Diésel	0	300	118	0	0	44	462
Carbón	0	20	182	0	0	300	502
GNL	1000	2000	380	250	0	1231	4861
Total	1367	2867	1254	1271	760	3601	11,120
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1367	2005	955	994	760	3601	9683

Figura 19
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

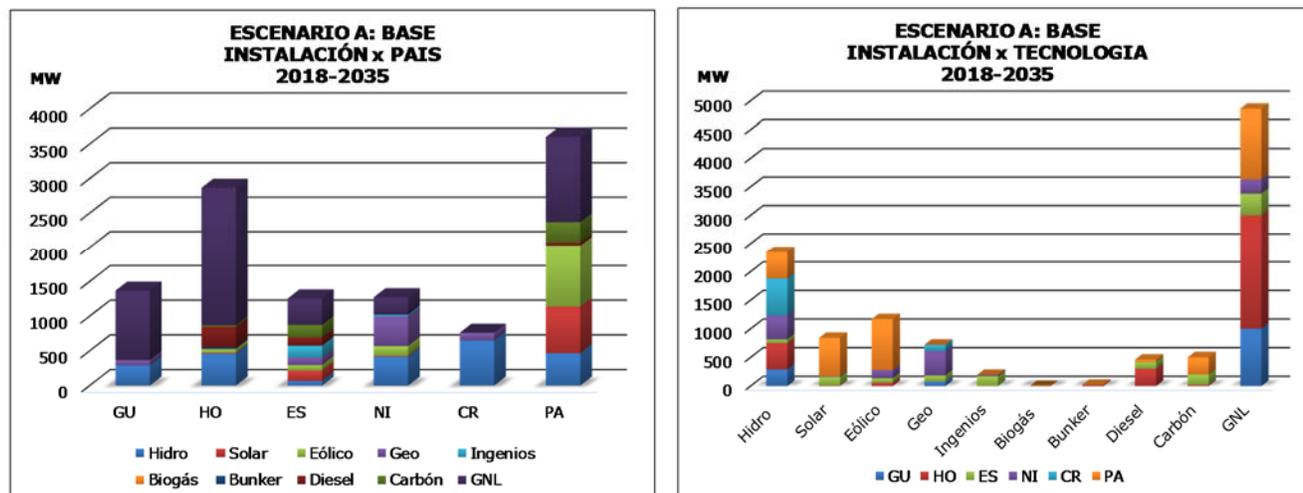


Tabla 37
Costo del Plan de Expansión Caso A

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035) \$/MWh
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	
A	15,411.45	15,889.67	1.53	357.11	31,659.76	97.34

Figura 20
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso A
(Datos en GWh)

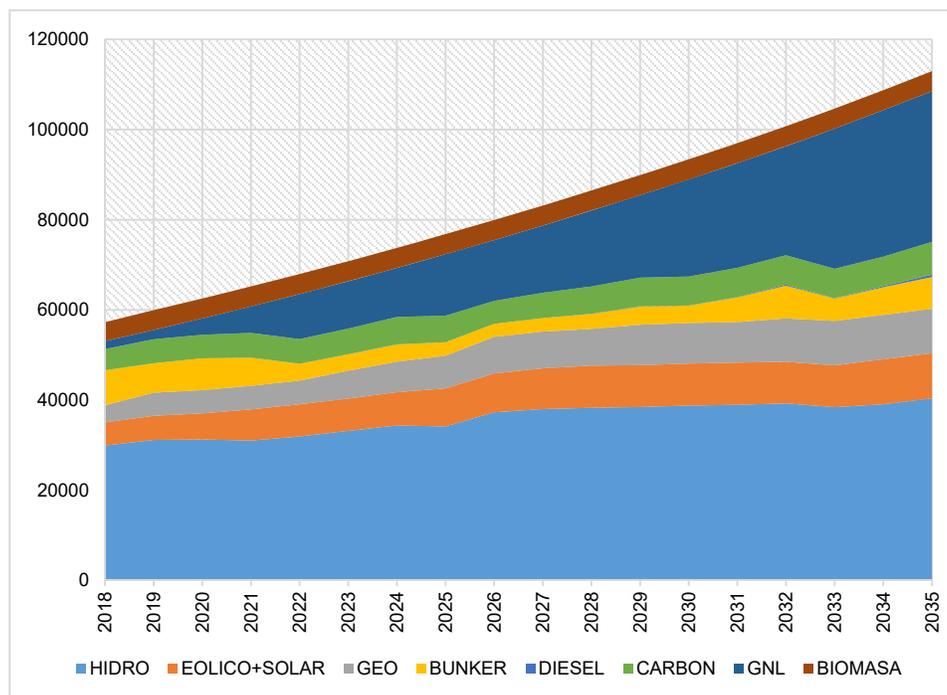


Tabla 38
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso A

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVABLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	14%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	48%	11%	8%	10%	0%	8%	9%	7%	73%	27%
2022	47%	10%	8%	5%	0%	8%	15%	7%	72%	28%
2023	47%	10%	9%	5%	0%	8%	15%	6%	72%	28%
2024	47%	10%	9%	5%	0%	8%	15%	6%	72%	28%
2025	44%	11%	9%	4%	0%	8%	18%	6%	71%	29%
2026	47%	11%	10%	4%	0%	6%	17%	6%	73%	27%
2027	46%	11%	10%	4%	0%	7%	18%	5%	72%	28%
2028	44%	11%	9%	4%	0%	7%	20%	5%	70%	30%
2029	43%	10%	10%	4%	0%	7%	20%	5%	68%	32%
2030	42%	10%	10%	4%	0%	7%	23%	5%	66%	34%
2031	40%	10%	9%	6%	0%	7%	24%	5%	64%	36%
2032	39%	9%	10%	7%	0%	6%	24%	4%	62%	38%
2033	37%	9%	9%	5%	0%	6%	30%	4%	59%	41%
2034	36%	9%	9%	6%	0%	6%	30%	4%	58%	42%
2035	36%	9%	9%	6%	0%	6%	30%	4%	57%	43%

Figura 21
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso A

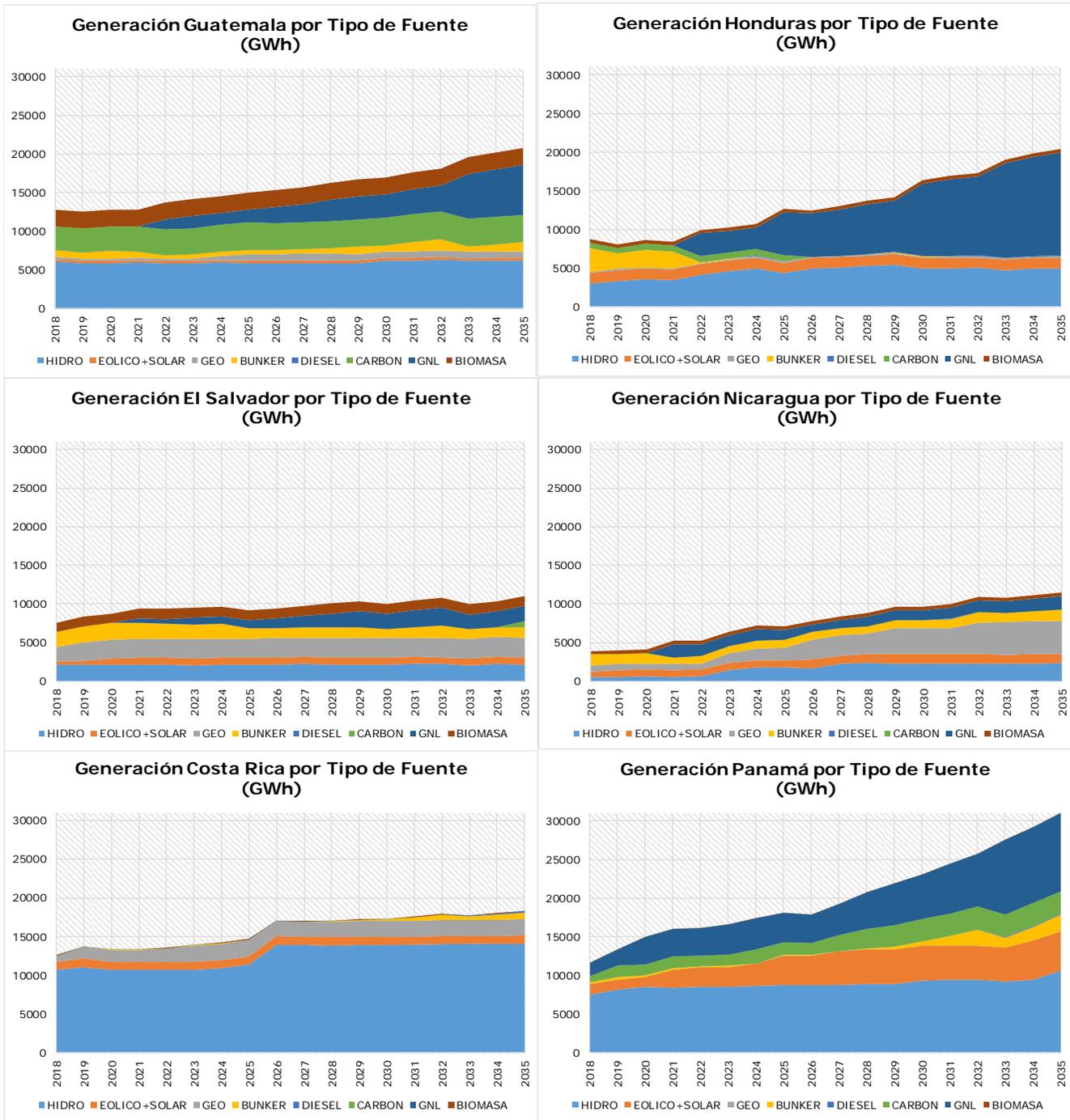


Figura 22
Intercambios de Energía por País
Caso A

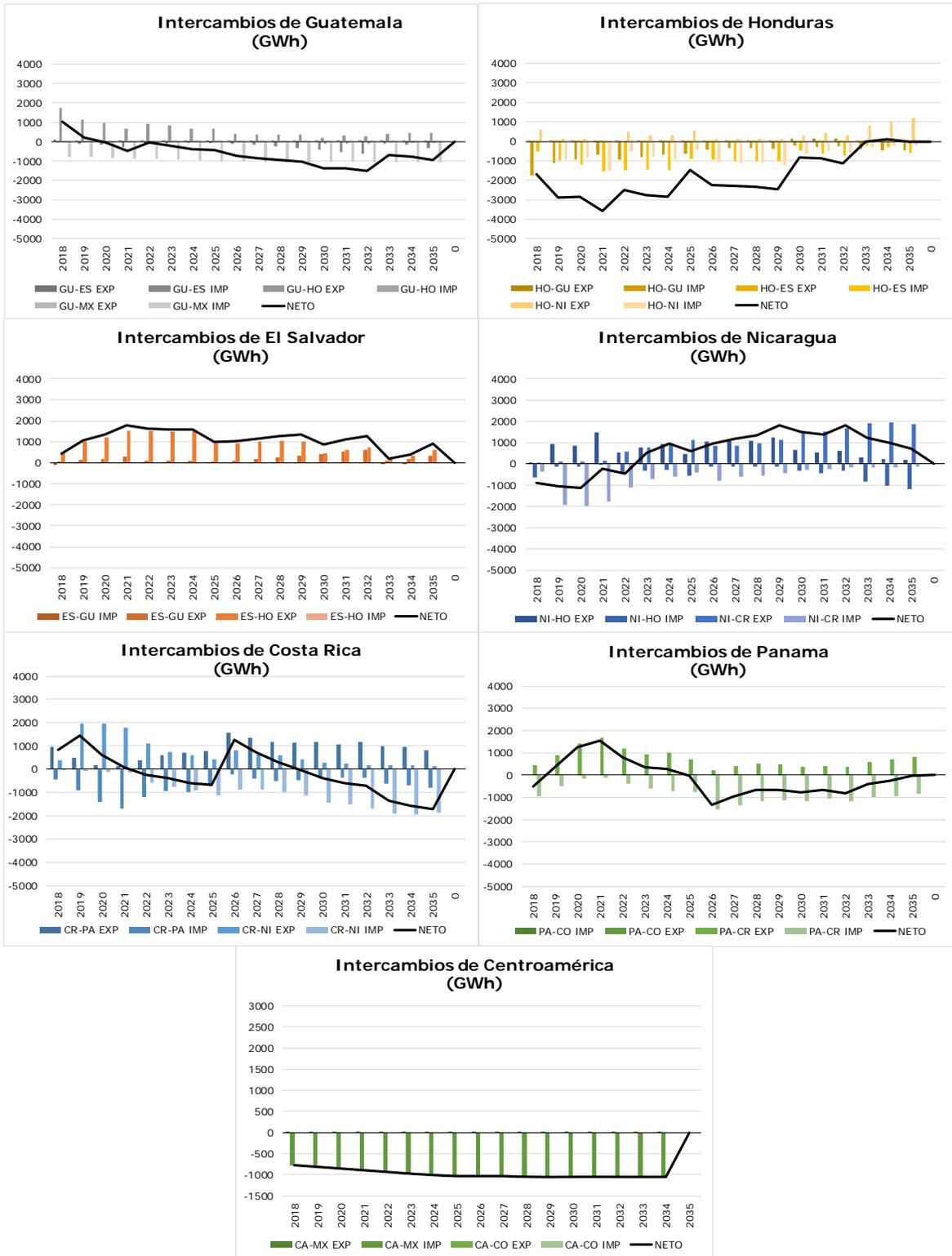


Figura 23
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso A

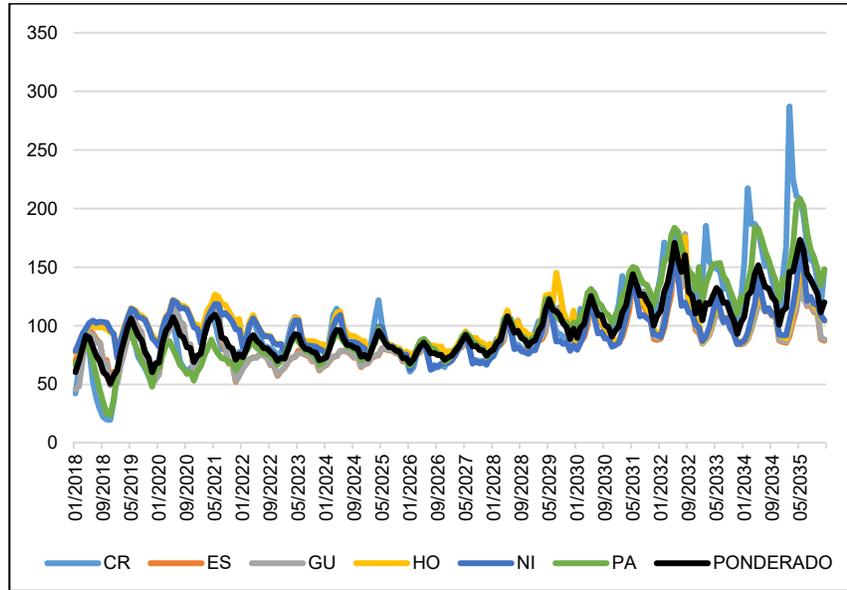
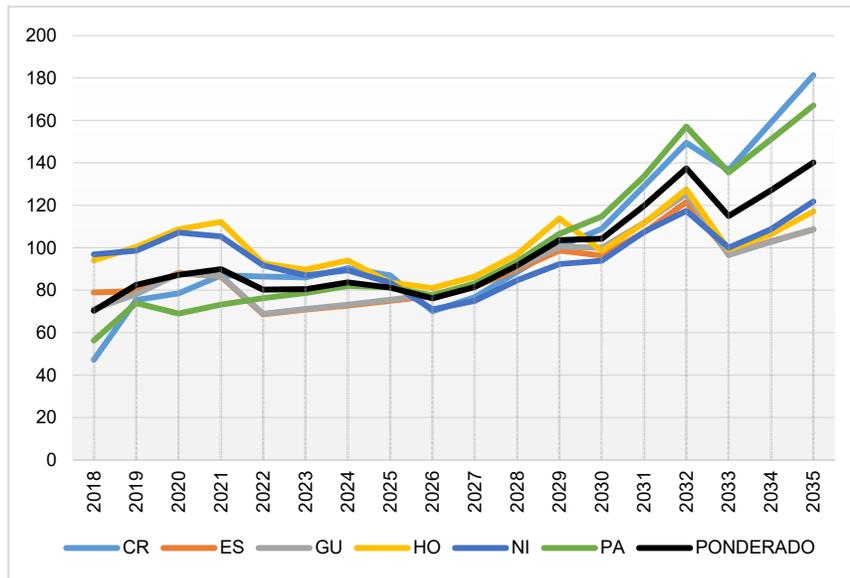


Figura 24
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso A



5.1.2 Caso B

Este caso considera la **interconexión Panamá – Colombia** con una capacidad de 300 MW en ambos sentidos, en operación a partir del 2021. Además supone una restricción media al desarrollo hidroeléctrico limitado a plantas candidatas menores de 150MW y que tanto la demanda como los precios de combustibles se desarrollarán según el escenario medio. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 39
Plan de Expansión del Caso B

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	CASUR	F	I	24					COSTAN-CC	F	GN	381
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50	FVSOLARII	F	S	12					ESANCH-MT	F	GN	44.33
2019					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55									PRINCO-TV	F	GN	300
					LIHD2018	F	E	15	INGIZALCO	F	I	60									EÓLICO1-E	F	E	49.5
					VSMARAMPL	F	E	12													EÓLICO2-E	F	E	16.5
					SOLAR	F	S	10													SOLAR08-S	F	S	9.9
					LAEISZ			-20													SOLAR23-S	F	S	9.99
					NAC.INGENIEROS			-20													SOLAR28-S	F	S	5
																					S.ANDRESH	F	H	10
2020					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	EOL1-63MW	E	63		PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10
					LAEISZ-JUTIGALPA			-5	GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	6.74
									GEO-SV-F2	F	G	30									PANDOH	F	H	33.30
																					SOLAR44-S	S	32.00	
2021									EOLPRIVAD	F	E	50									MARTAN-CC	F	GN	450
									EOLSJULIA	F	E	30									BURICAH	F	H	60
									FV-1	F	S	40									LAHUACAH	F	H	11.62
									FV-2	F	S	40												
									FV-3	F	S	20												
2021	INTERCONEXIÓN CO<->PA (300<->300)								GNL-PROY	F	GN	380	CCGNLA	F	GN	250					EÓLICO4-E	E		75
									SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			-50					SOLAR11-S	S		20
													NICARAGUA-U2			-50					SOLAR14-S	S		10
																					SOLAR24-S	S		10
																					SOLAR29-S	S		10
																					SOLAR32-S	S		20
																					SOLAR33-S	S		20
																					SOLAR34-S	S		20
																					SOLAR35-S	S		20
																					SOLAR38-S	S		20
2022					TABLON	F	H	20	INGCHAPA2	F	I	5	SALTO Y-Y	H	25						SOLAR36-S	S		10
					TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-1			-50					SOLAR40-S	S		10
					CCLNG500A		GN	500					CORINTO-2			-19								
					TGDS100A		D	100					PAMFELS			-57								
					AMPL.LUFUSSA1			-30					TIPITAPA-2			-51								
					AMPL. ENERSA			-30																
					LUFUSSA3			-210																
					ENERSA			-200																
					EMCE2			-55																
					LUFUSSA2			-77																
				ELCOSA			-80																	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2023	CALD3B-B CALD3C-B	G G	22 11	LLANITOS	H	98				CONSUELO VALENTIN APOYO VCOSIGUI1 EL CARMEN	H H G G H	21 28 36 25 100	BORINQ 1	F G	55	SOLAR45-S SOLAR51-S SOLAR15-S SOLAR16-S SOLAR18-S SOLAR19-S	S S S S S S	40 10 10 10 10 10
2024										CORRIE LI PAJARITOS GMASAYAI	H H G	40 22 35				SOLAR13-S SOLAR49-S SOLAR50-S SOLAR54-S SOLARGEN1	S S S S S	10 10 10 10 50.0
2025				CCLNG500B UDEHSA	GN	500 -20	NEJAPA		-77	G CASITAS	G	35						
2026	TECUAMBU	G	44	PATUCA2A BECOSA-CARBÓN	H	150 -90				EOL3 40MW GMASAYAI	E G	40 35	DIQUIS MINI DIQU	F F	H H	623 27		
2027										CASITAS3 GCASITAS2	G G	35 35						
2028	TGDS100A	D	100							EOL4 40MW COP BAJO	E H	40 150						
2029				TGDS100B	D	100	TGDS100A	D	100	MOMBACHO MOMBACHO2 VCOSIGUI2 VOL ÑAJO1	G G G G	25 25 25 25				SOLAR52-S	S	10.00
2030	SERCHIL TGDS100B	H D	145 100				NEJAPA ACAJVAP1 ACAJVAP2		-77 -30 -33							TIZINGALH EÓLICO10-E EÓLICO5-E EÓLICO7-E EÓLICO8-E SOLAR30-S SOLAR31-S SOLAR39-S	H E E E E S S S	5 120 50 100 20 20 5 20
2031				GNL-C NACNL BUN	GN	500 -25				CANGILES EL BARRO	H H	27 32				EÓLICO3-E EÓLICO6-E SOLAR42-S SOLARGEN3 STAMA82H	E E S S H	105 100 10 50 28
2032							TGDS100B TGDS50A	D D	100 50	APOYO 2 CHILTEPE2	G G	36 35				SOLARGEN2	S	50
2033	CCLNG500A	GN	500				ACAJGAS5		-82	VOL ÑAJO3	G	25	LOS LLANOS	H	93	SOLAR04-S SOLAR17-S SOLAR41-S SOLAR47-S SOLAR48-S	S S S S S	10 10 20 20 20
2034				GNL-D	GN	500				PIED FINA	H	42	CCLNG500A	GN	500	EÓLICO11-E EÓLICO9-E GNL400-CC SOLAR09-S TGNL100A TGNL100B	E E GN S GN GN	130 123 400 20 100 100
2035							CESSA-CAR	C	100	CCGNLB SIRENA	GN H	250 18				B.TOROH BTOROG3H	H H	215 14

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotérmica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 40
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario B Con Colombia							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	528	66	504	743	408	2540
Solar	0	10	150	12	0	702	874
Eólico	0	72	80	143	0	889	1184
Geo	77	0	108	432	110	0	727
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	45	164	0	0	0	209
Diésel	200	200	86	0	0	0	486
Carbón	0	0	100	0	0	0	100
GNL	500	2000	380	500	500	1775	5655
Total	1067	2855	1304	1615	1353	3774	11970
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1067	1993	1005	1339	1353	3774	10532

Figura 25
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

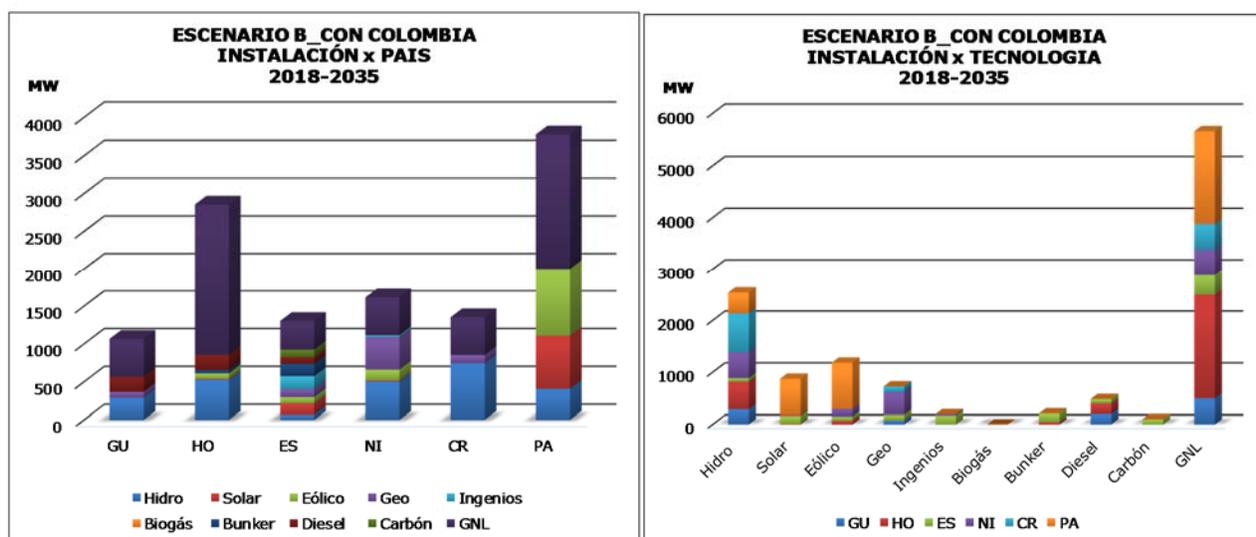


Tabla 41
Costo del Plan de Expansión Caso B

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
B	14,535.51	15,384.31	2.19	1,071.42	30,993.4	98.83

Figura 26
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso B
(Datos en GWh)

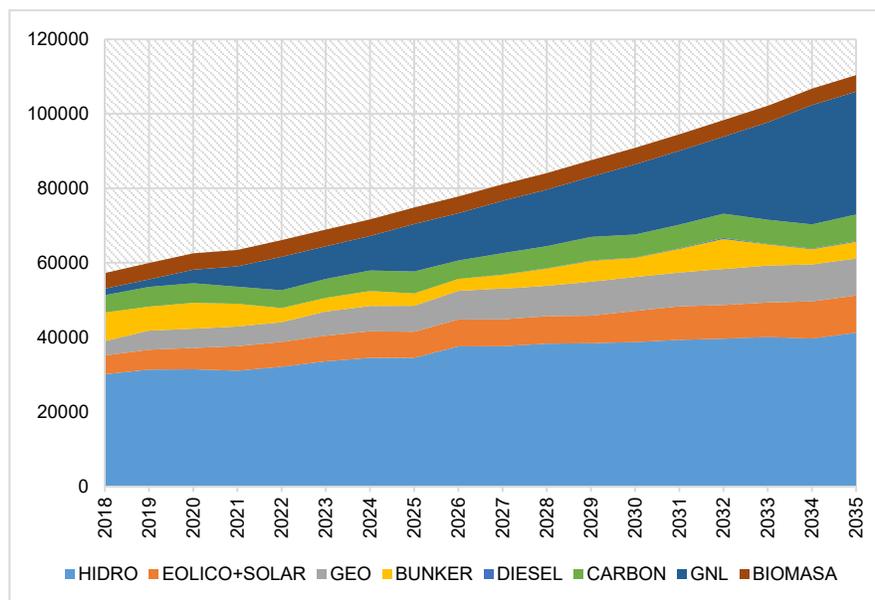


Tabla 42
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso B

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA A	RENOVA BLE	TERMIC O
2018	53%	9%	7%	13%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	49%	10%	8%	10%	0%	7%	9%	7%	75%	25%
2022	49%	10%	8%	6%	0%	7%	14%	7%	73%	27%
2023	49%	10%	9%	5%	0%	7%	13%	6%	75%	25%
2024	48%	10%	10%	6%	0%	8%	13%	6%	74%	26%
2025	46%	9%	9%	4%	0%	8%	17%	6%	71%	29%
2026	48%	9%	10%	4%	0%	6%	16%	6%	73%	27%
2027	46%	9%	10%	5%	0%	7%	17%	5%	71%	29%
2028	45%	9%	10%	5%	0%	7%	18%	5%	69%	31%
2029	44%	8%	10%	6%	0%	7%	18%	5%	68%	32%
2030	43%	9%	10%	6%	0%	7%	21%	5%	67%	33%
2031	42%	10%	10%	7%	0%	7%	21%	5%	65%	35%
2032	40%	9%	10%	8%	0%	7%	21%	5%	64%	36%
2033	39%	9%	10%	6%	0%	6%	26%	4%	62%	38%
2034	37%	9%	9%	4%	0%	6%	30%	4%	60%	40%
2035	37%	9%	9%	4%	0%	6%	30%	4%	59%	41%

Figura 27
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso B

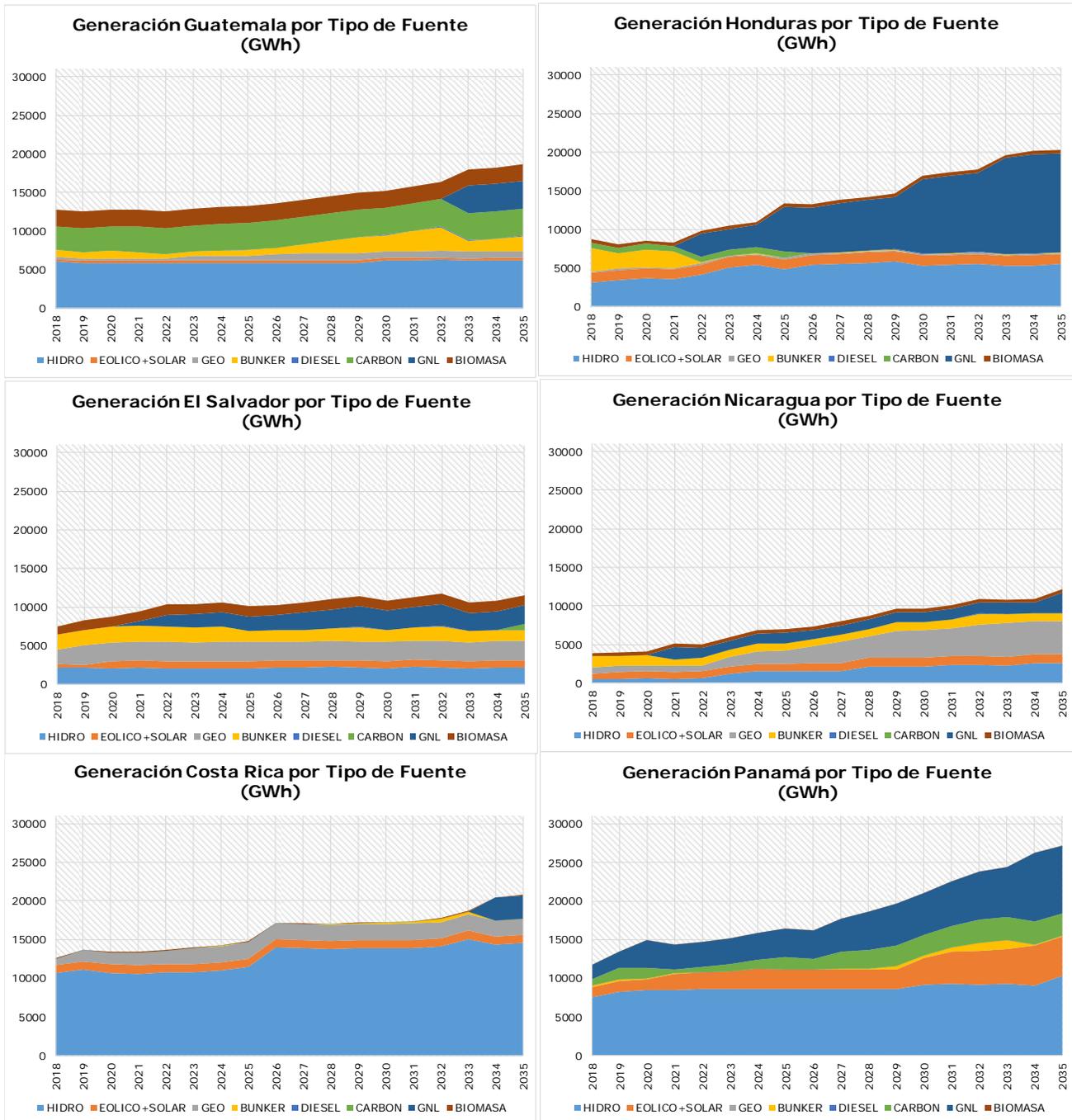


Figura 28
Intercambios de Energía por País
Caso B

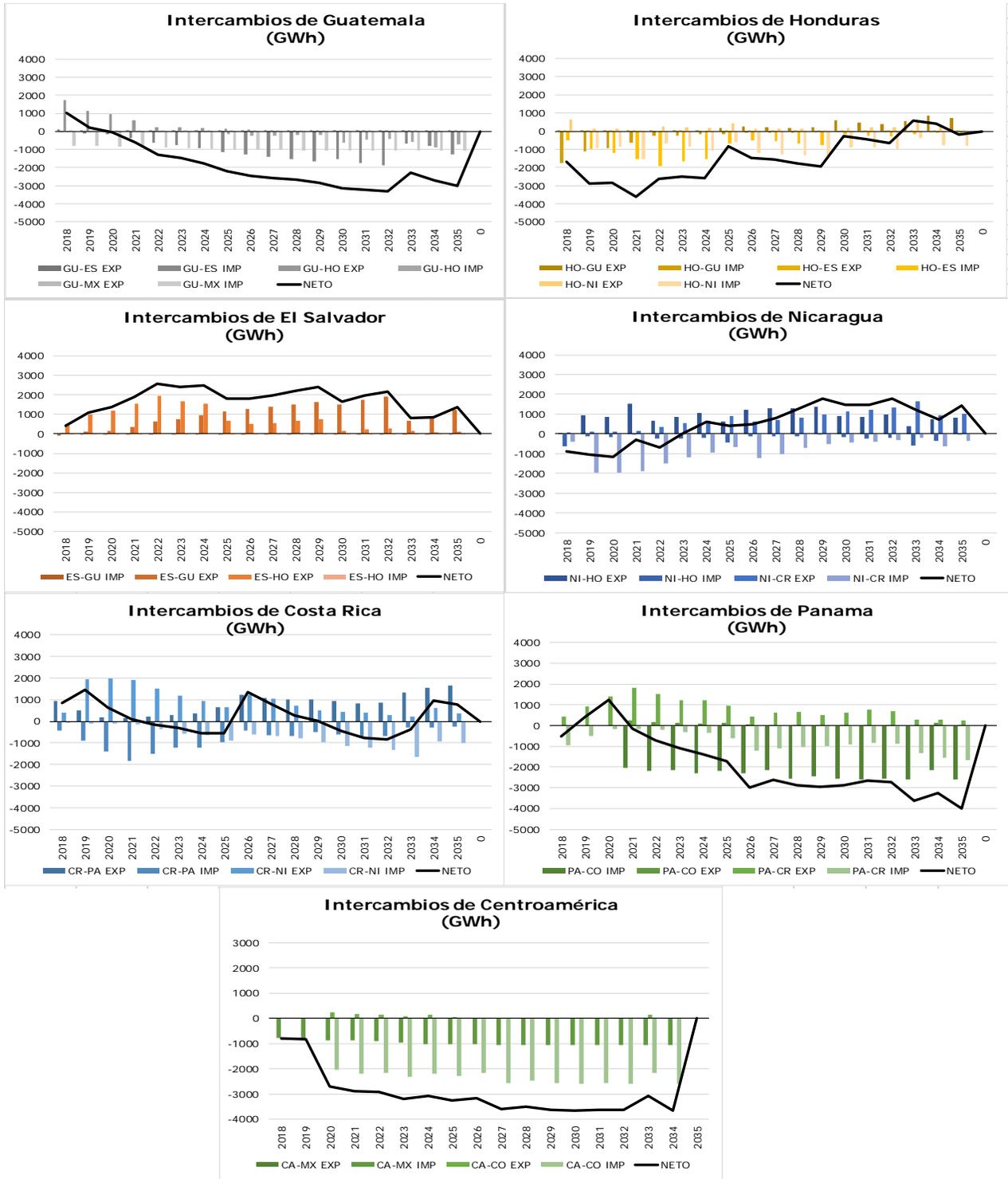


Figura 29
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso B

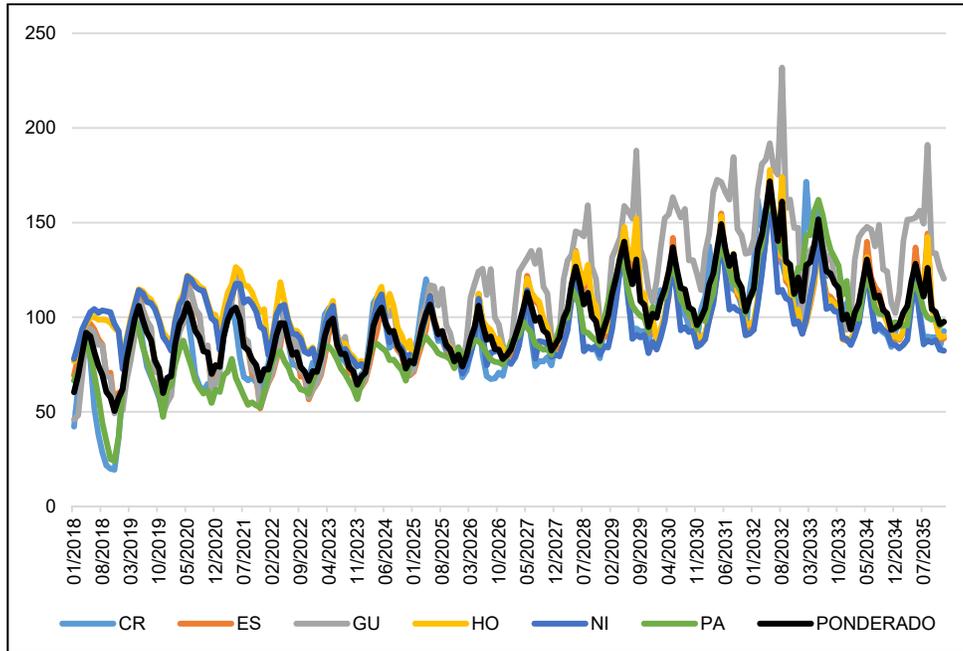
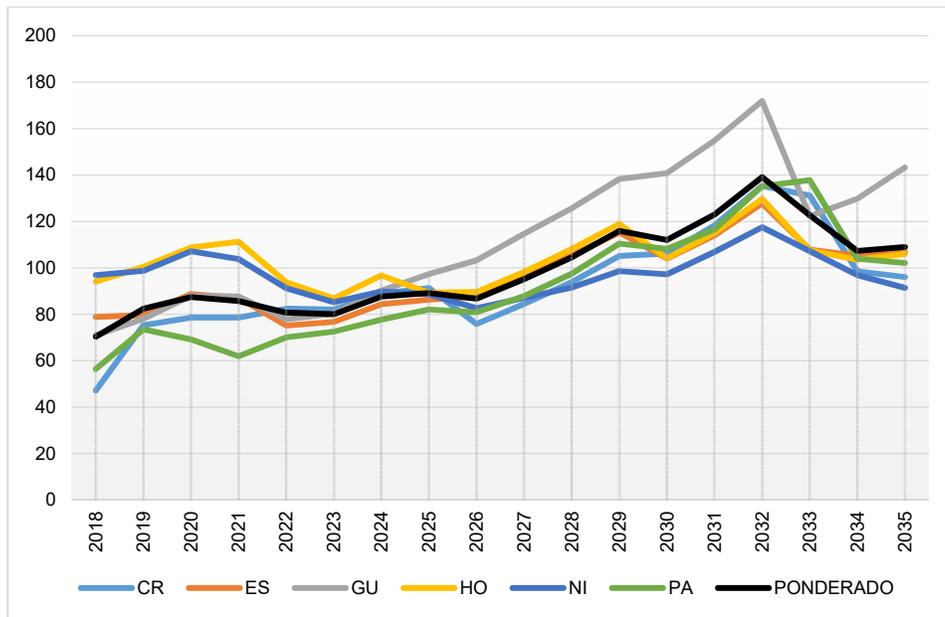


Figura 30
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso B



5.1.3 Caso C

Este caso considera la **conexión del SIEPAC II** en el año 2023 con una capacidad de 600MW de intercambio entre países. No tiene interconexión con Colombia. Se considera el escenario medio para la proyección de la demanda y de los precios del combustible y una restricción media al desarrollo hidroeléctrico limitado a plantas candidatas menores de 150MW. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 43
Plan de Expansión del Caso C

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	CASUR	F	I	24					COSTAN-CC	F	GN	381
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50	FVSOLARII	F	S	12					ESANCH-MT	F	GN	44.33
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55									PRINCO-TV	F	GN	300
					LIHD2018	F	E	14.85	INGIZALCO	F	I	60									EÓLICO1-E	F	E	49.5
					VSMARAMPL	F	E	12													EÓLICO2-E	F	E	16.5
					SOLAR	F	S	10													SOLAR08-S	F	S	9.9
					LAEISZ			-20													SOLAR23-S	F	S	9.99
					NAC.INGENIEROS			-20													SOLAR28-S	F	S	5
																					S.ANDRESH	F	H	10
2019					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	EOL1-63MW		E	63	PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10
					LAEISZ-JUTIGALPA			-5	GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	6.74
									GEO-SV-F2	F	G	30									PANDOH	F	H	33.30
																					SOLAR44-S		S	32.00
2020									EOLPRIVAD	F	E	50									MARTAN-CC	F	GN	450
									EOLSJULIA	F	E	30									BURICAH	F	H	60
									FV-1	F	S	40									LAHUACAH	F	H	11.62
									FV-2	F	S	40												
									FV-3	F	S	20												
2021									GNL-PROY	F	GN	380	CCGNLA	F	GN	250					EÓLICO4-E		E	75
									SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			-50					SOLAR11-S		S	20
													NICARAGUA-U2			-50					SOLAR14-S		S	10
																					SOLAR24-S		S	10
																					SOLAR29-S		S	10
																					SOLAR32-S		S	20
																					SOLAR33-S		S	20
																					SOLAR34-S		S	20
																					SOLAR35-S		S	20
																					SOLAR38-S		S	20
																					SOLAR53-S		S	30
																					SINDIGOH		H	10
																					OJOAGUAH		H	6
																					TIZINGALH		H	5
																					SOLAR15-S		S	10
																				SOLAR16-S		S	10	
																				SOLAR18-S		S	10	
																				SOLAR19-S		S	10	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMA		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
																SOLAR36-S	S	10
																SOLAR40-S	S	10
																SOLAR45-S	S	40
																SOLAR51-S	S	10
2022				TABLON	F H	20	INGCHAPA2	F I	5	SALTO Y-Y	H	25				BARRILESH	H	1
				TORNILLIT	F H	160.2				CORINTO-1		-50				COTITOH	H	5
				CCLNG500A	GN	500				CORINTO-2		-19				ELRECODOH	H	10
				TGDS100A	D	100				PAMFELS		-57				STAMA82H	H	28
				AMPL.LUFUSSA1		-30				TIPITAPA-2		-51				SOLAR13-S	S	10
				AMPL. ENERSA		-30										SOLAR49-S	S	10
				LUFUSSA3		-210										SOLAR50-S	S	10
				ENERSA		-200										SOLAR54-S	S	10
				EMCE2		-55										SOLARGEN1	S	50
				LUFUSSA2		-77												
				ELCOSA		-80												
2023				LLANITOS	H	98				CANGILES	H	27	BORINQ 1	F G	55			
										VALENTIN	H	28						
										APOYO	G	36						
										VCOSIGUI1	G	25						
										BOBOKE	H	120						
										CONSUELO	H	21						
2024	CALD3B-B	G	22							GMASAYAI	G	35				C.BLANCAH	H	7.8
SIEPAC II	CALD3C-B	G	11							CORRIE LI	H	40				EÓLICO5-E	E	50
										PAJARITOS	H	22				SOLAR30-S	S	20
																SOLAR31-S	S	5
																SOLAR39-S	S	20
																SOLAR52-S	S	10.0
2025	TECUAMBU	G	44	UDEHSA		-20	NEJAPA		-77	G CASITAS	G	35				SANDRES2H	H	8
										PIED FINA	H	42				EÓLICO10-E	E	120
																EÓLICO7-E	E	100
																EÓLICO8-E	E	20
																SOLAR42-S	S	10
																SOLARGEN3	S	50
2026				PATUCA2	H	270				EOL3 40MW	E	40	DIQUIS	F H	623	EÓLICO6-E	E	100
				BECOSA-CARBÓN		-90				GMASAYAI	G	35	MINI DIQU	F H	27			
										GCASITAS2	G	35						
2027										CASITAS3	G	35						
										COP BAJO	H	150						
2028				CCLNG500B	GN	500	CESSA-CAR	C	100	EOL4 40MW	E	40				EÓLICO3-E	E	105
																SOLAR17-S	S	10
																SOLAR41-S	S	20
																SOLAR47-S	S	20
																SOLAR48-S	S	20
																SOLARGEN2	S	50
2029										MOMBACHO	G	25						
										MOMBACHO2	G	25						
										VCOSIGUI2	G	25						
										VOL ÑAJO1	G	25						
2030	SERCHIL	H	145				NEJAPA		-77							SOLAR04-S	S	10
	TGDS100A	D	100				ACAJVAP1		-30							B.TOROH	H	215
							ACAJVAP2		-33							BTOROG3H	H	14

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMA		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2031	CCLNG500A	GN	500	GNL-C NACNL BUN	GN	500 -25												
2032										APOYO 2	G	36						
										CHILTEPE2	G	35						
										VOL ÑAJO2	G	30						
2033				TGDS100B	D	100	TGDS100A ACAJGAS6	D	100 -82							GNL400-CC	GN	400
2034	CCLNG500B	GN	500	GNL-D	GN	500												
2035										CCGNLB	GN	500				EÓLIC11-E	E	130
																EÓLICO9-E	E	123
																SOLAR09-S	S	20

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 44
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente (Considerando Retiros)
2018-2035

Escenario C_Con SIEPAC II							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	648	66	475	650	441	2571
Solar	0	10	150	12	0	702	874
Eólico	0	72	80	143	0	889	1184
Geo	77	0	108	437	110	0	732
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	45	0	0	0	0	45
Diésel	100	200	100	0	0	0	400
Carbón	0	0	100	0	0	0	100
GNL	1000	2000	380	750	0	1575	5705
Total	1467	2975	1154	1841	760	3607	11805
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1467	2113	855	1565	760	3607	10367

Figura 31
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

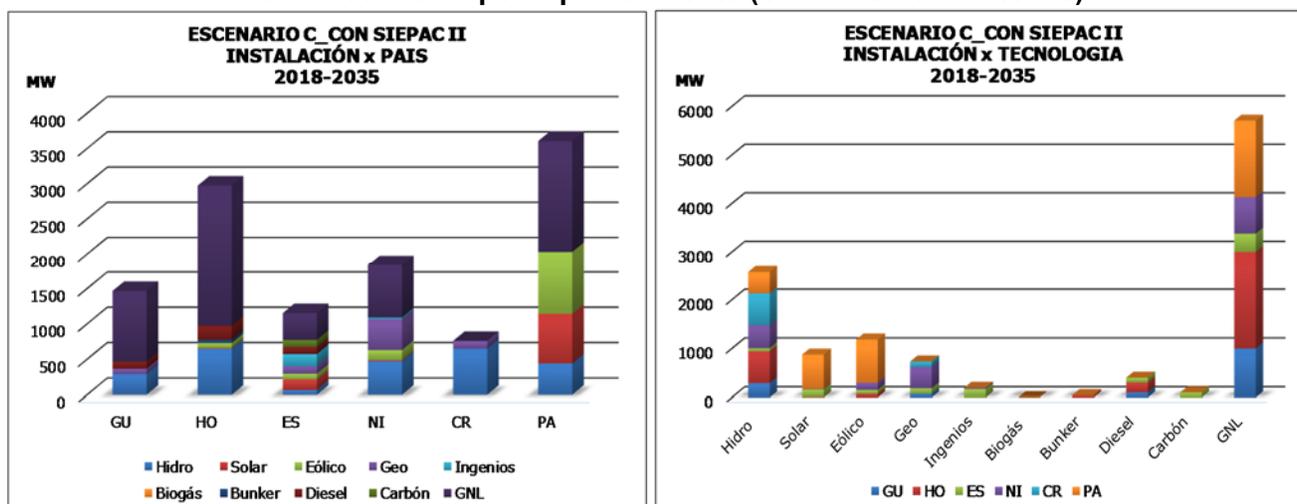


Tabla 45
Costo del Plan de Expansión Caso C

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
C	15,159.21	15,752.48	0.23	353.30	31,265.22	100.70

Figura 32
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso C
(Datos en GWh)

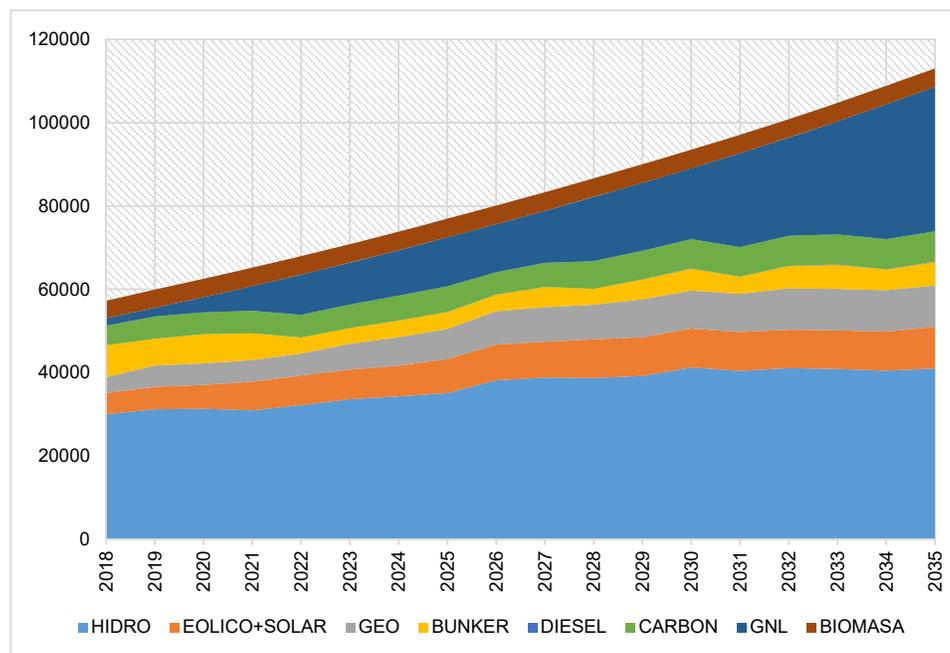


Tabla 46
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso C

CA	HIDRO	EOLICO +SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVABLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	13%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	47%	11%	8%	10%	0%	8%	9%	7%	73%	27%
2022	47%	10%	8%	6%	0%	8%	14%	7%	72%	28%
2023	48%	10%	9%	5%	0%	8%	14%	6%	73%	27%
2024	47%	10%	9%	5%	0%	8%	15%	6%	72%	28%
2025	46%	11%	9%	5%	0%	8%	15%	6%	71%	29%
2026	48%	11%	10%	5%	0%	7%	14%	6%	74%	26%
2027	47%	10%	10%	6%	0%	7%	15%	5%	72%	28%
2028	45%	11%	10%	4%	0%	8%	18%	5%	70%	30%
2029	44%	10%	10%	5%	0%	8%	18%	5%	69%	31%
2030	44%	10%	10%	6%	0%	8%	18%	5%	69%	31%
2031	42%	10%	9%	4%	0%	7%	23%	5%	65%	35%
2032	41%	9%	10%	5%	0%	7%	23%	4%	64%	36%
2033	39%	9%	9%	6%	0%	7%	26%	4%	62%	38%
2034	37%	9%	9%	5%	0%	7%	30%	4%	59%	41%
2035	36%	9%	9%	5%	0%	6%	31%	4%	58%	42%

Figura 33
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso C

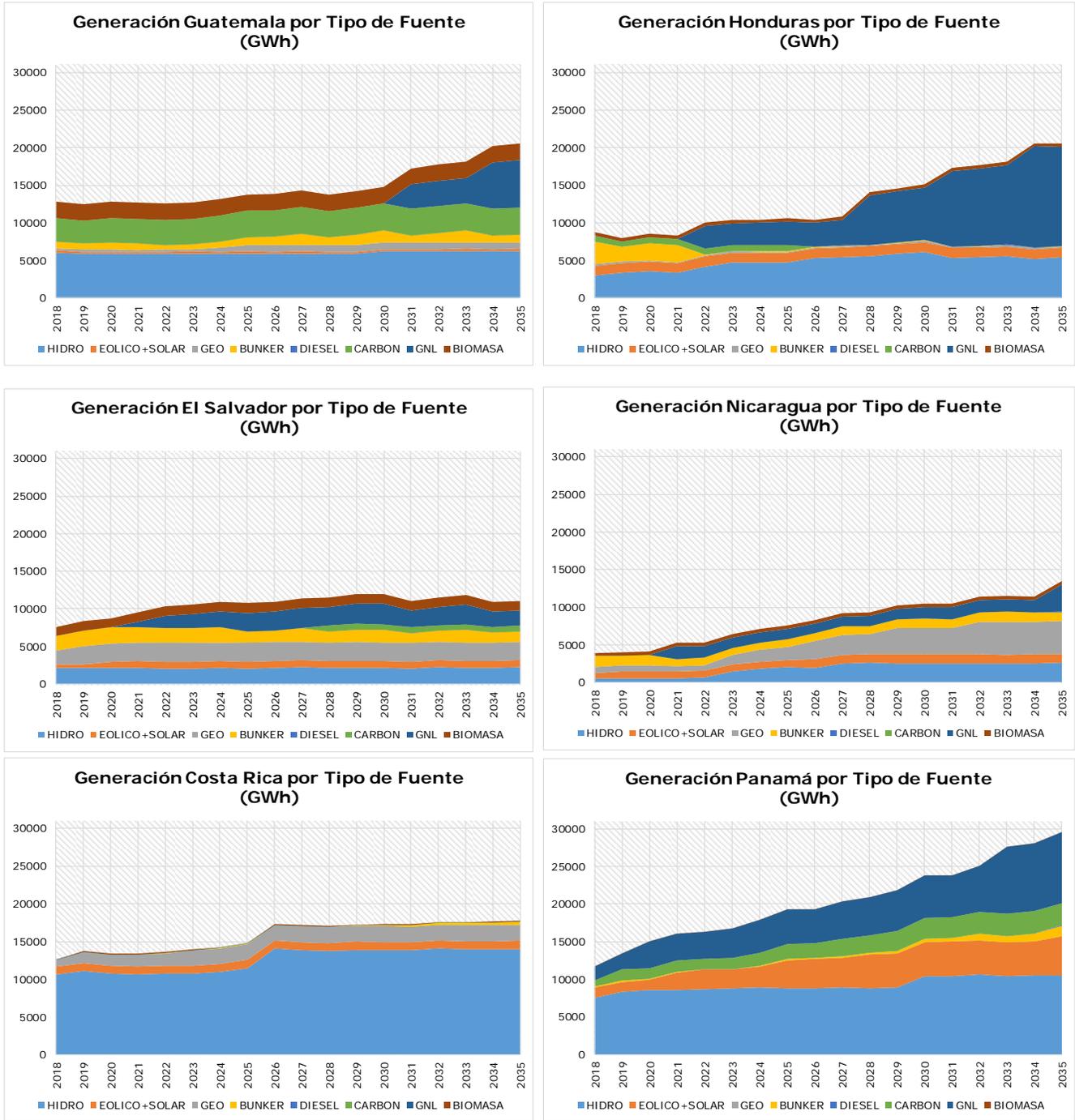


Figura 34
Intercambios de Energía por País
Caso C

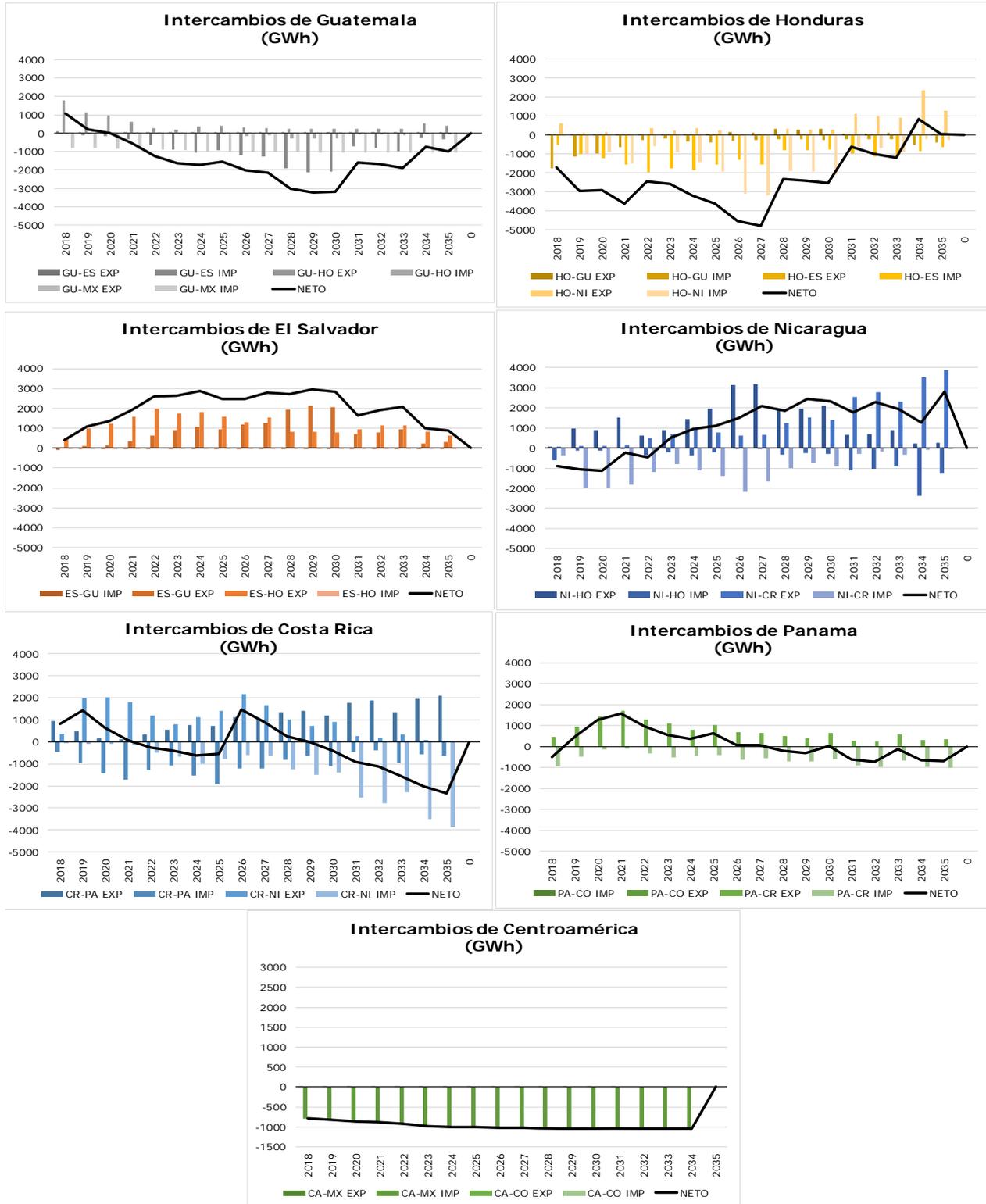


Figura 35
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso C

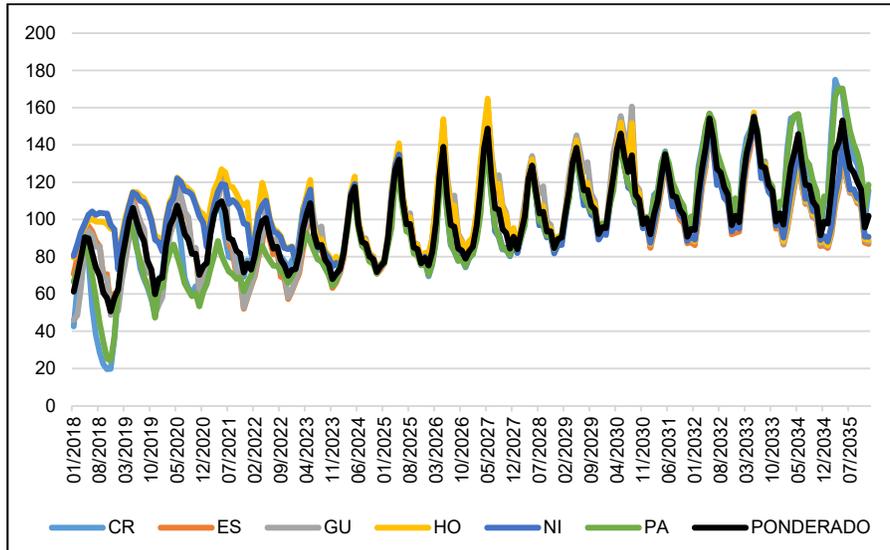
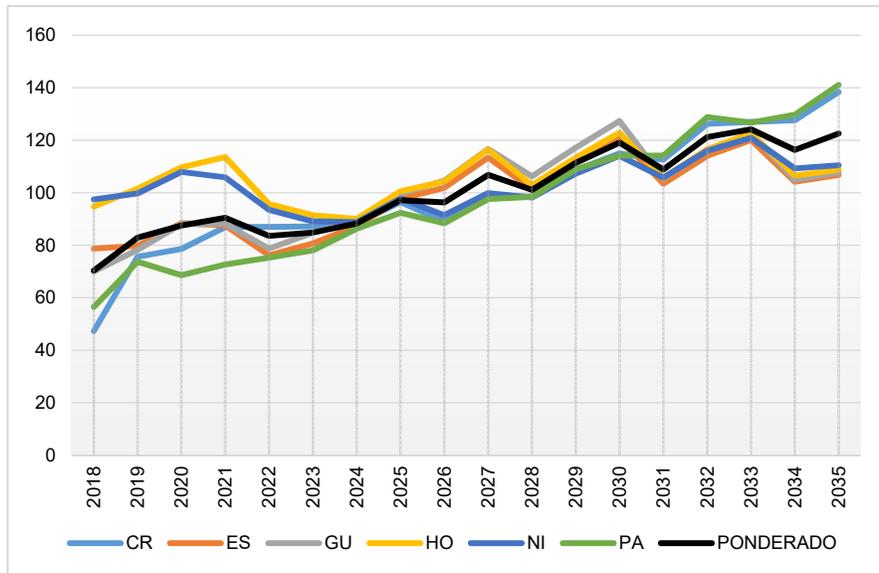


Figura 36
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso C



AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
				LUFUSSA3		-210													
				ENERSA		-200													
				EMCE2		-55													
				LUFUSSA2		-77													
				ELCOSA		-80													
2023	CALD3B-B CALD3C-B	G G	22 11							CONSUELO VALENTIN APOYO VCOSIGUI1 CANGILES EL BARRO	H H G G H H	21 28 36 25 27 32	BORINQ 1	F G	55	ELRECODOH TIZINGALH SOLAR15-S SOLAR16-S SOLAR18-S SOLAR19-S SOLAR45-S SOLAR51-S SOLARGEN1	H H S S S S S S S	10 5 10 10 10 10 40 10 50	
2024																			
SIEPAC II										GMASAYAI	G	35				BARRILESH SBARTOLOH SOLAR13-S SOLAR49-S SOLAR50-S SOLAR52-S SOLAR54-S SBARTG3H	H H S S S S S H	1 19 10 10 10.0 10.0 10.0 1.0	
2025	TECUAMBU	G	44	UDEHSA		-20	NEJAPA		-77	G CASITAS COP BAJO SIRENA	G H H	35 150 17.5				EÓLICO5-E SOLAR30-S	E S	50 20	
2026				CCLNG500B BECOSA-CARBÓN	GN	500 -90				GCASITAS2 GMASAYAI EOL3 40MW	G G E	35 35 40	DIQUIS MINI DIQU	F F	H H	623 27	EÓLICO6-E	E	100
2027																C.BLANCAH EÓLIC10-E EÓLICO7-E EÓLICO8-E SOLAR31-S SOLAR39-S	H E E E S S	8 120 100 20 5 20	
2028										EOL4 40MW	E	40				EÓLICO3-E SOLAR42-S SOLARGEN3	E S S	105 10 50	
2029	CCLNG500A	GN	500				TGDS100A	D	100	CASITAS3 MOMBACHO2 VCOSIGUI2	G G G	35 25 25				STAMA82H SOLARGEN2	H S	28.35 50	
2030							NEJAPA ACAJVAP1 ACAJVAP2		-77 -30 -33							SOLAR17-S SOLAR47-S	S S	10 20	
2031				GNL-C NACNL BUN	GN	500 (25)										SOLAR41-S SOLAR48-S	S S	20 20	
										CHILTEPE2	G	35				SOLAR04-S	S	10	

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2032	CCLNG500B	GN	500	LOS LLANITOS	H	98				VOL ÑAJ01	G	25	VOL ÑAJ02	G	30			
2033							ACAJGAS5		-82	BOBOKE	H	120				SANDRES2H	H	8
2034				GNL-D	GN	500				CCGNLB	GN	250	EL CARMEN	H	100	GNL400-CC	GN	400
																EÓLIC11-E	E	130
																EÓLICO9-E	E	123
																SOLAR09-S	S	20
2035							CESSA-CAR	C	100							B.TOROH	H	215
																B.TOROG3H	H	14

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 48
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente (Considerando Retiros)
2018-2035

Escenario D: con Colombia y Siepac 2							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	145	407	66	536	719	455	2328
Solar	0	10	150	12	0	673	845
Eólico	0	57	80	143	0	889	1169
Geo	77	0	108	516	110	0	811
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	22	0	0	0	0	21
Diésel	0	100	18	0	0	44	162
Carbón	0	20	182	0	0	300	502
GNL	1000	2000	380	500	0	1431	5311
Total	1222	2616	1154	1730	829	3792	11343
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1222	1754	855	1454	829	3792	9906

Figura 37
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

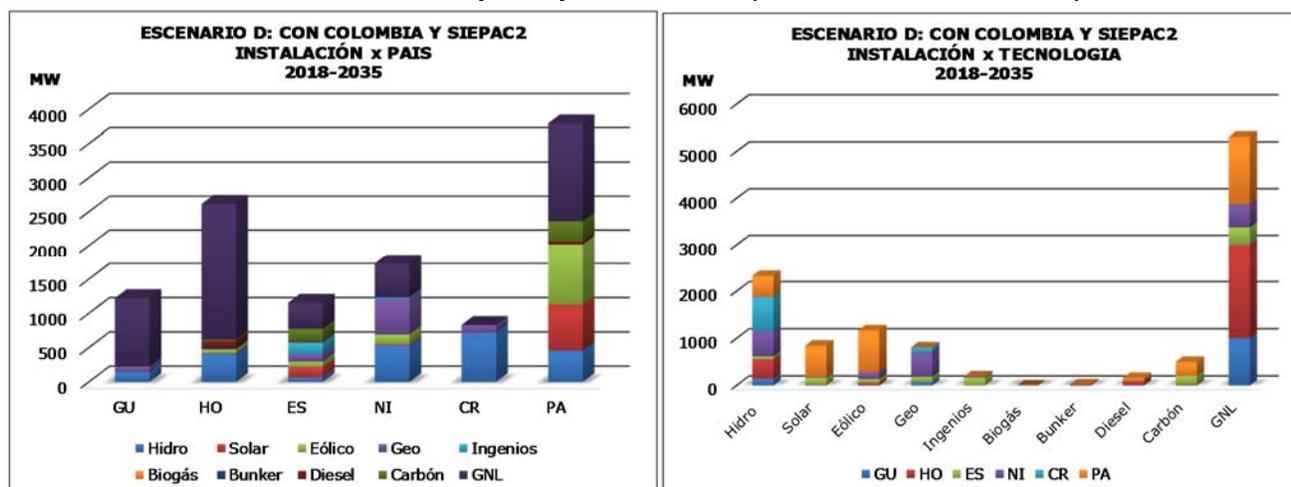


Tabla 49
Costo del Plan de Expansión Caso D

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035) \$/MWh
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	
D	14,552.90	15,256.86	0.29	1,043.52	30,853.57	96.14

Figura 38
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso D
(Datos en GWh)

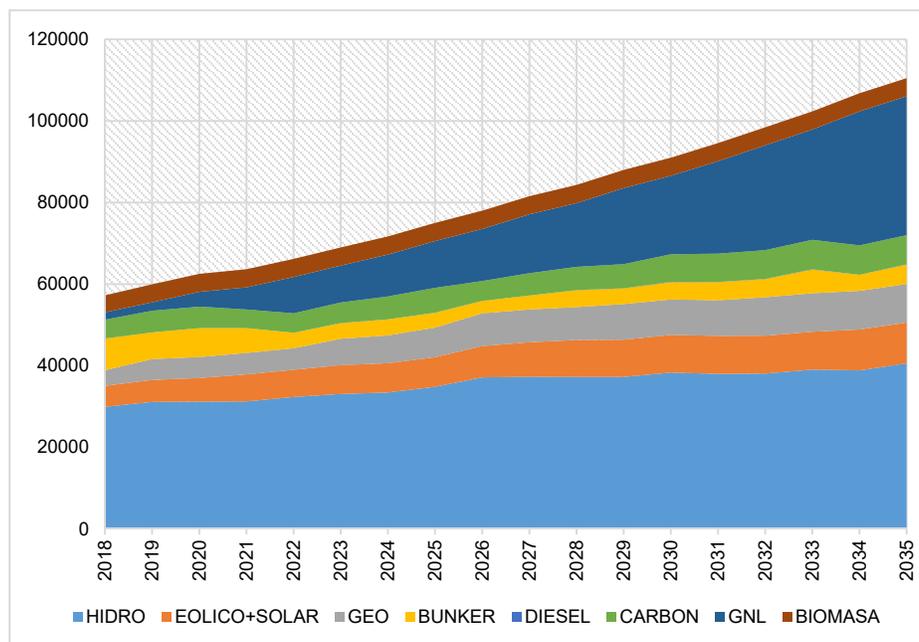


Tabla 50
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso D

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA A	RENOVA BLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	14%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	74%	26%
2021	49%	10%	8%	10%	0%	7%	9%	7%	75%	25%
2022	49%	10%	8%	6%	0%	7%	13%	7%	74%	26%
2023	48%	10%	9%	6%	0%	7%	13%	6%	74%	26%
2024	47%	10%	10%	5%	0%	8%	14%	6%	72%	28%
2025	46%	10%	10%	5%	0%	8%	15%	6%	72%	28%
2026	48%	10%	10%	4%	0%	6%	16%	6%	73%	27%
2027	46%	10%	10%	4%	0%	7%	18%	5%	71%	29%
2028	44%	11%	10%	5%	0%	7%	19%	5%	70%	30%
2029	42%	10%	10%	4%	0%	7%	21%	5%	68%	32%
2030	42%	10%	10%	5%	0%	7%	21%	5%	67%	33%
2031	40%	10%	9%	5%	0%	7%	24%	5%	64%	36%
2032	39%	9%	10%	5%	0%	7%	26%	5%	62%	38%
2033	38%	9%	9%	6%	0%	7%	26%	4%	61%	39%
2034	36%	9%	9%	4%	0%	7%	31%	4%	59%	41%
2035	37%	9%	9%	4%	0%	6%	31%	4%	58%	42%

Figura 39
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso D

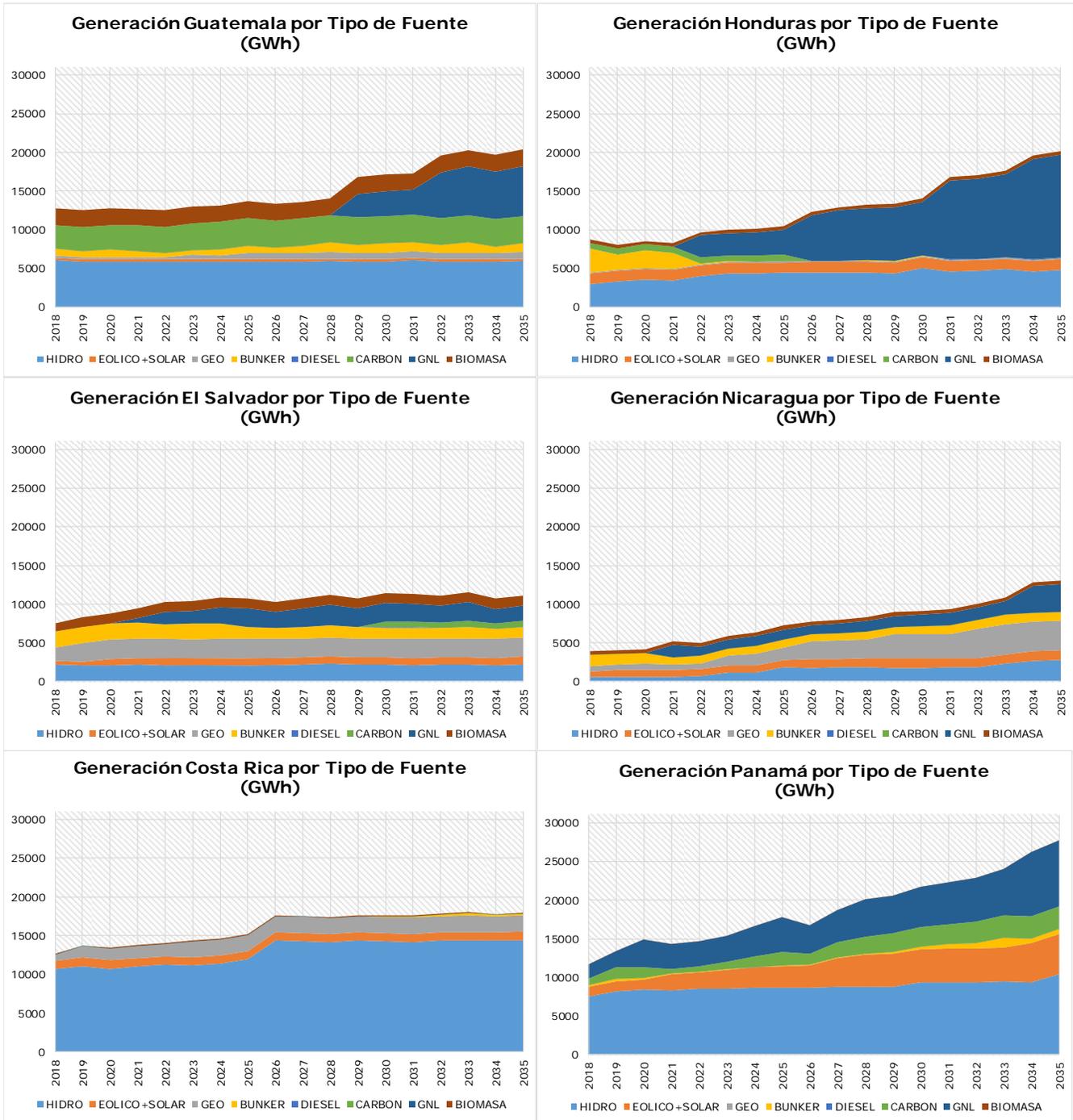


Figura 40
Intercambios de Energía por País
Caso D

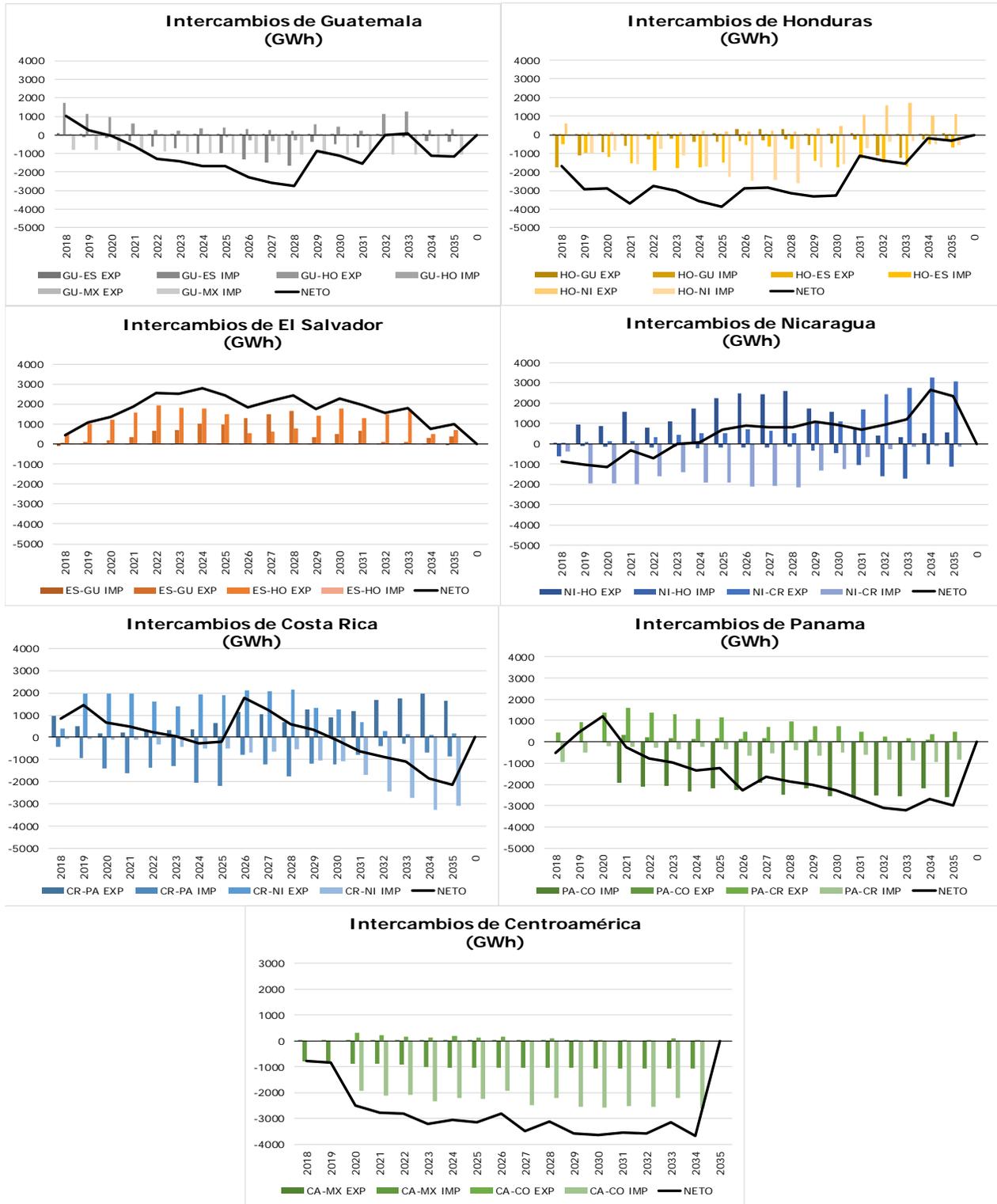


Figura 41
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso D

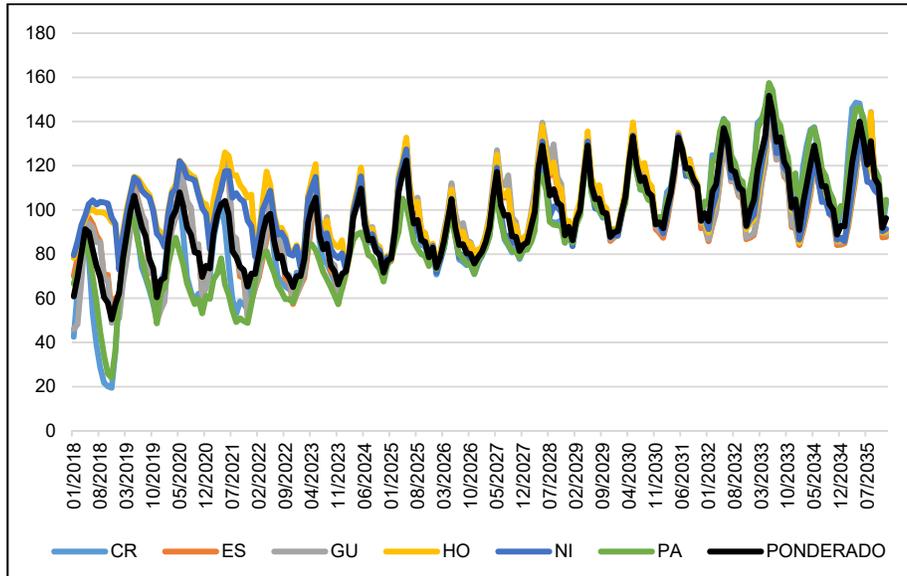
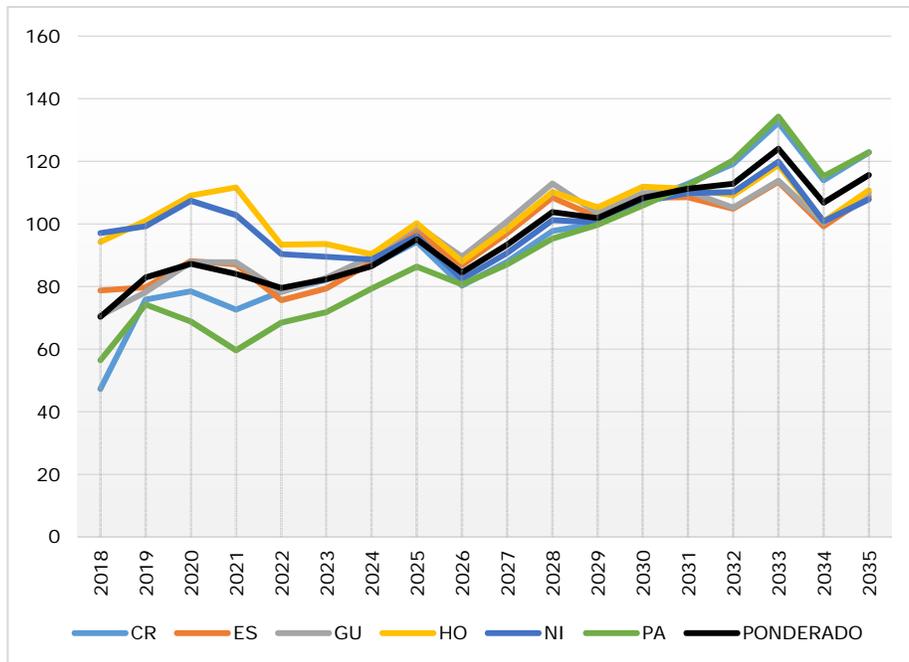


Figura 42
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso D



5.1.5 Caso E

Este caso **elimina la restricción a la entrada de plantas hidroeléctricas** y están disponibles como candidatos todos los proyectos identificados en la base de datos del GTPIR. Supone que la demanda crecerá según el escenario medio y que los precios de los combustibles evolucionarán igual al escenario medio. No tiene interconexión con Colombia y no considera la segunda etapa del SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 51
Plan de Expansión del Caso E

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMA				
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37	EOLCHINCH	F	E	45	INGIZALCO	F	I	60	CASUR	F	I	24	LOS NEGROS	F	H	28	COSTAN-CC	F	GN	381	
	RENACE3	F	H	40	LIHD2018	F	H	15	CHAPARRAL	F	H	66	FVSOLARII	F	S	12		VALLE ESCONDIDO	F	S		5	SAN ANDRÉS H	F	H
2019					VSMARAMPL	F	E	12	INGCHAPAR	F	I	55									EÓLICO1-E	F	E	50	
					UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50									EÓLICO2-E	F	E	16.5	
2020					NACNL BUN	F	B	25												PRINCO-TV	F	C	297.5		
					SOLAR	F	S	10													ESANCH-MT	F	D	44.3	
2021					LAEISZ			-20													SOLAR08-S	F	S	10.00	
					NAC.INGENIEROS			-20														SOLAR28-S	F	S	10
2019					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	EOL1-63MW	E		63	PAILAS 2	F	G	55	PANDO	F	H	33	
					LAEISZ-JUTIGALPA			-5	GEO-CHNF2	F	G	50										COLORADOH	F	H	6.74
2020									GEO-SV-F2	F	G	30										CHUSPAH	F	H	8.8
									EOLSJULIA	F	E	30										MARTAN-CC	F	GN	450
2021									FV-1	F	S	40										BURICAH	F	H	60
									FV-2	F	S	40										LAHUACAH	F	H	11.62
2021									FV-3	F	S	20													
									EOLPRIVAD	F	E	50													
2021													CCGNLA	F	GN	250						OJO DE AGUA	H		6
									SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			-50						SINDIGO	H		10
2022									GNL-PROY	F	GN	380	NICARAGUA-U2			-50						TIZINGAL	H		5
																						SOLAR 2021	S		50
2022																						SOLAR11S	S		20
																						SOLAR14S	S		10
2022																						SOLAR15S	S		10
																						SOLAR16S	S		10
2022																						SOLAR18S	S		10
																						SOLAR19S	S		10
2022																						SOLAR24S	S	10.00	
																						SOLAR29S	S	10	
2022																						SOLAR32S	S	20	
																						SOLAR33S	S	20	
2022																						SOLAR34S	S	20	
																						SOLAR36S	S	10	
2022																						SOLAR38S	S	20	
																						SOLAR53S	S	30	
2022																									
																						SOLAR13-S	S	10	
2022																						SOLAR49S	S	10	
																						SOLAR54S	S	10	
2022																									

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMA			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
				ENERSA		-200													
				EMCE2		-55													
				LUFUSSA2		-77													
				ELCOSA		-80													
2023										EL CARMEN	H	100	BORINQ 1	F	G	55			
										VALENTIN	H	28							
										CANGILES	H	27							
2024										GMASAYAI	G	35					SOLAR30S	S	20
										BOBOKE	H	120							
										CORRIENTE LIRA	H	40							
2025				CCLNG500B	GN	500	NEJAPA		-77								STA MARÍA82H	H	28
				UDEHSA		-20													
2026				PATUCA2A	H	150				GMASAYAI	G	35	DIQUIS	F	H	623			
				BECOSA-CARBÓN		-90				EOL3 40MW	E	40	MINI DIQU	F	H	27			
2027				PATUCA2	H	270				EOL4 40MW	E	40					EÓLICO3E	E	105
																	SOLAR42-S	S	10
2028																	SOLAR17-S	S	10
2029	GNL-C	GN	500	GNL-C	GN	500													
2030							NEJAPA		-77								SOLAR04-S	S	10
							ACAJVAP1		-30										
							ACAJVAP2		-33										
2031				NACNL BUN		-25													
2032				GNL-D	GN	500											GNL400-CC	GN	400
																	COTITOH	H	5
2033							ACAJGAS5		-82	VOL ÑAJ03	G	25	GNL-A		GN	500			
2034																	TGNL100B	GN	100
																	TGNL100A	GN	100
																	SOLAR09-S	S	20
2035	XALALA	H	181							VOL ÑAJ04	G	35					B.TOROH	H	215
										PAJARITOS	H	22					BTOG3H	H	14

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotérmica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 52
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente (Considerando Retiros)
2018-2035

Escenario E Sin Restricción Hidro							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	326	715	66	362	678	413	2560
Solar	0	10	150	12	5	385	562
Eólico	0	57	80	143	0	171	451
Geo	0	0	108	130	110	0	348
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	45	0	0	0	0	45
Diesel	0	0	0	0	0	44	44
Carbón	0	0	0	0	0	298	298
GNL	500	2000	380	250	500	1431	5061
Total	826	2827	954	921	1293	2742	9563
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	826	1965	655	645	1293	2742	8126

Figura 43
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

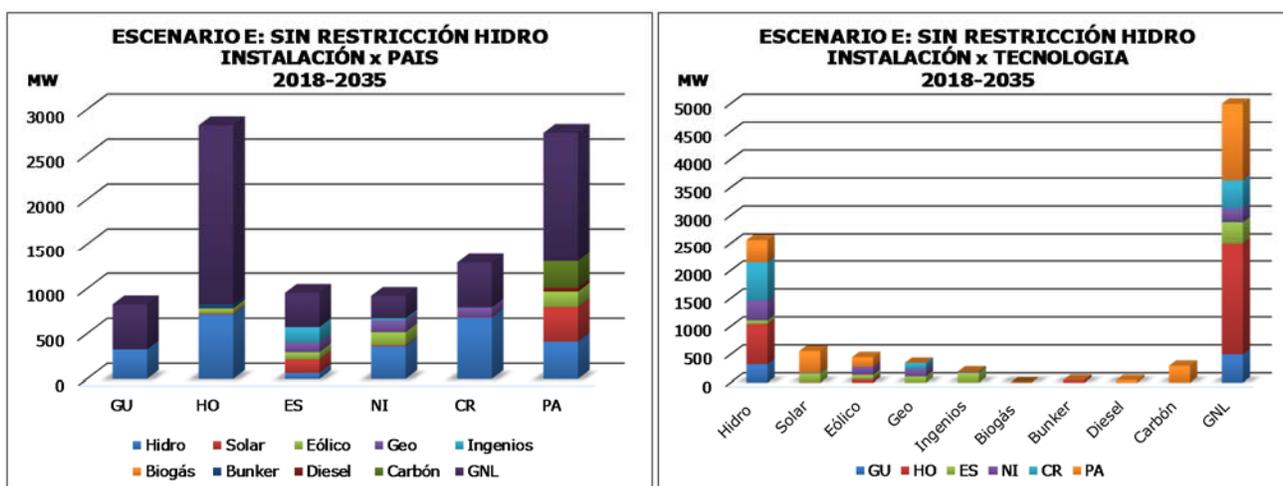


Tabla 53
Costo del Plan de Expansión Caso E

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
E	13,899.54	17,155.66	3.40	357.72	31,416.32	105.07

Figura 44
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso E
(Datos en GWh)

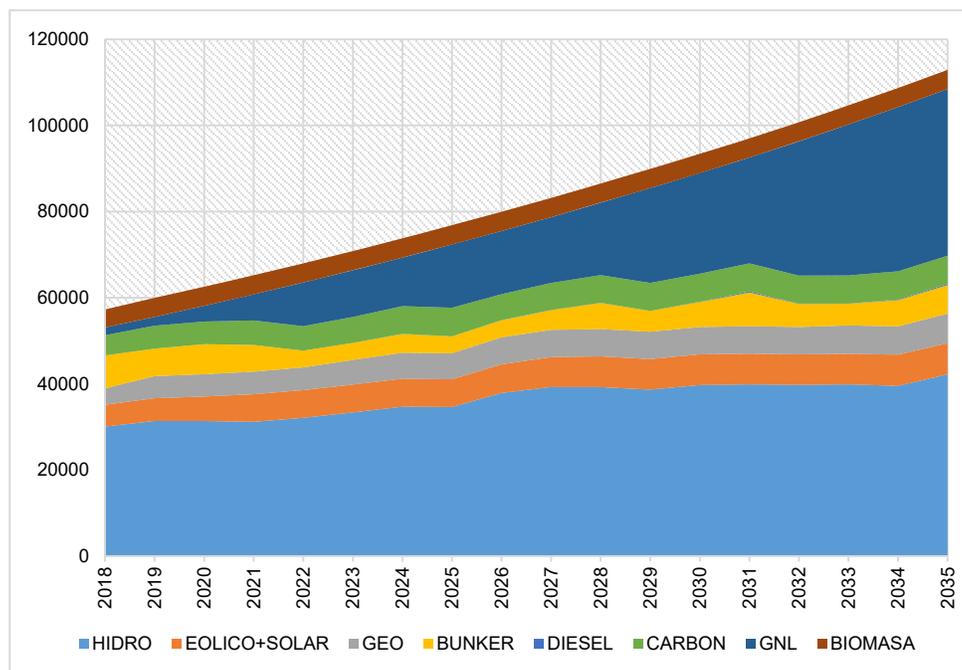


Tabla 54
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso E

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVABLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	13%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	48%	10%	8%	10%	0%	9%	9%	7%	72%	28%
2022	47%	9%	8%	6%	0%	8%	15%	7%	71%	29%
2023	47%	9%	8%	6%	0%	8%	15%	6%	71%	29%
2024	47%	9%	8%	6%	0%	9%	15%	6%	70%	30%
2025	45%	8%	8%	5%	0%	9%	19%	6%	67%	33%
2026	47%	8%	8%	5%	0%	8%	18%	6%	69%	31%
2027	47%	8%	8%	6%	0%	8%	18%	5%	69%	31%
2028	45%	8%	7%	7%	0%	7%	19%	5%	66%	34%
2029	43%	8%	7%	5%	0%	7%	24%	5%	63%	37%
2030	43%	8%	7%	6%	0%	7%	25%	5%	62%	38%
2031	41%	7%	7%	8%	0%	7%	25%	5%	60%	40%
2032	39%	7%	6%	5%	0%	6%	31%	4%	57%	43%
2033	38%	7%	6%	5%	0%	6%	33%	4%	55%	45%
2034	36%	7%	6%	6%	0%	6%	35%	4%	53%	47%
2035	37%	6%	6%	6%	0%	6%	34%	4%	54%	46%

Figura 45
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso E

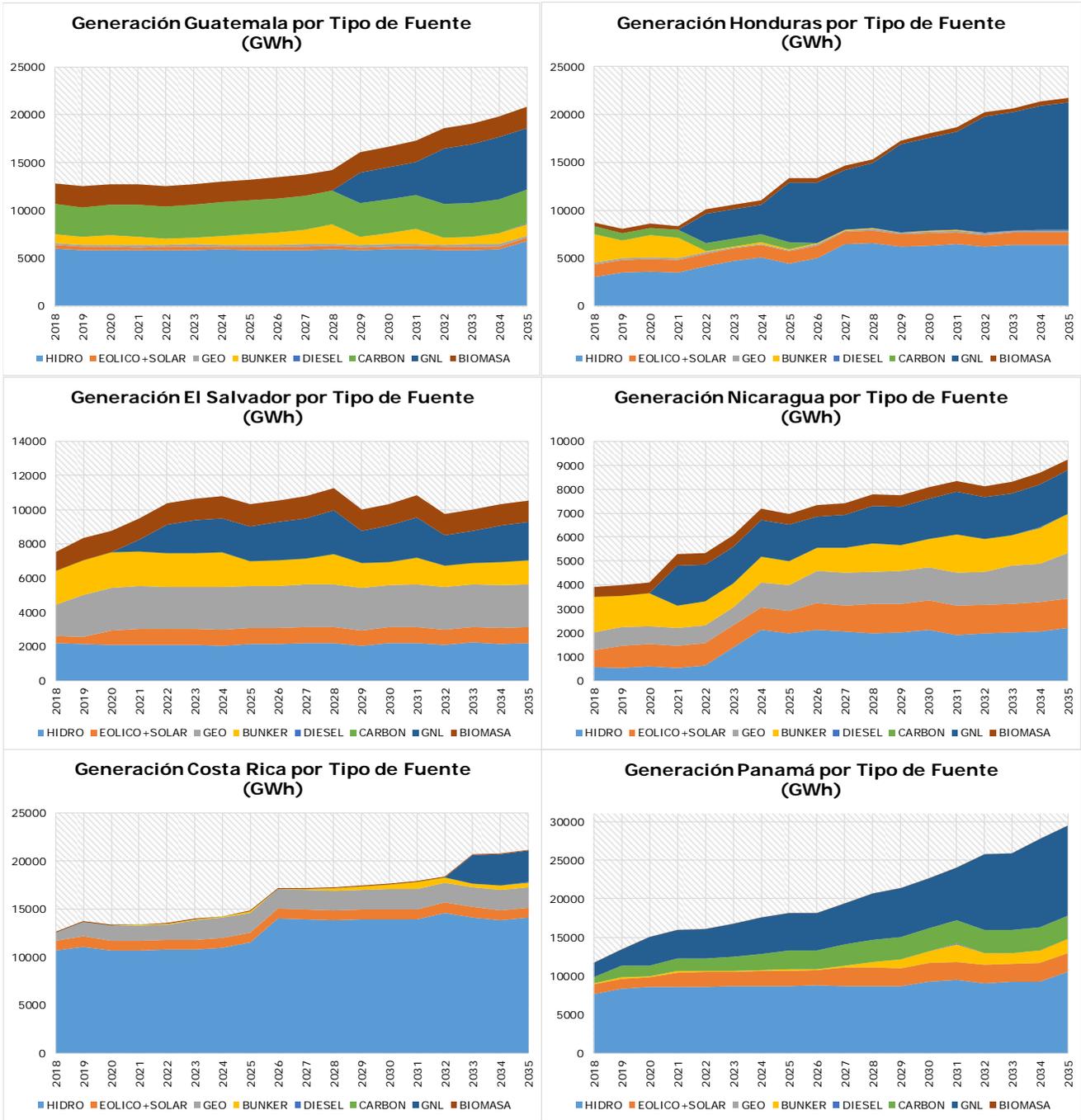


Figura 46
Intercambios de Energía por País
Caso E

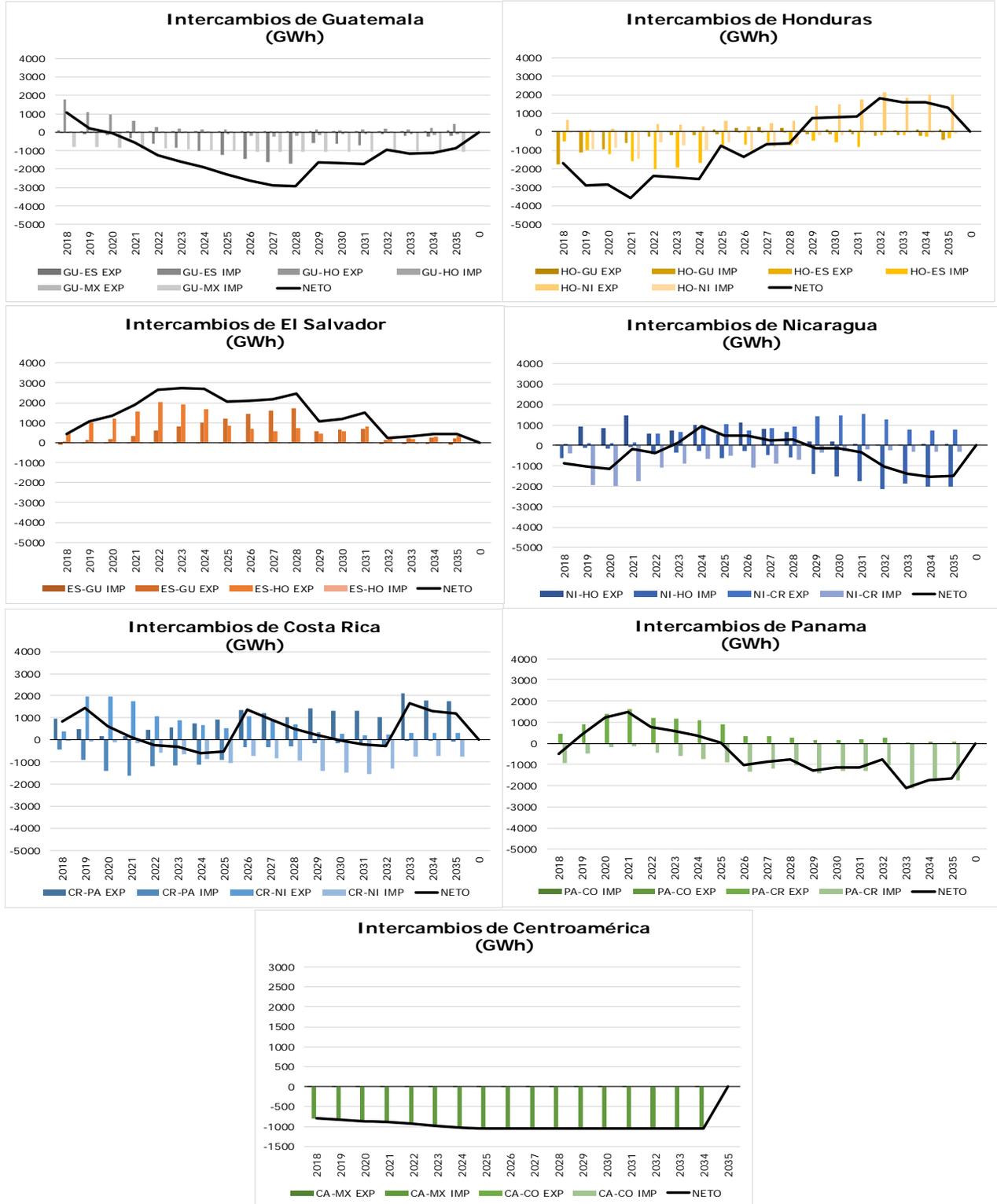


Figura 47
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso E

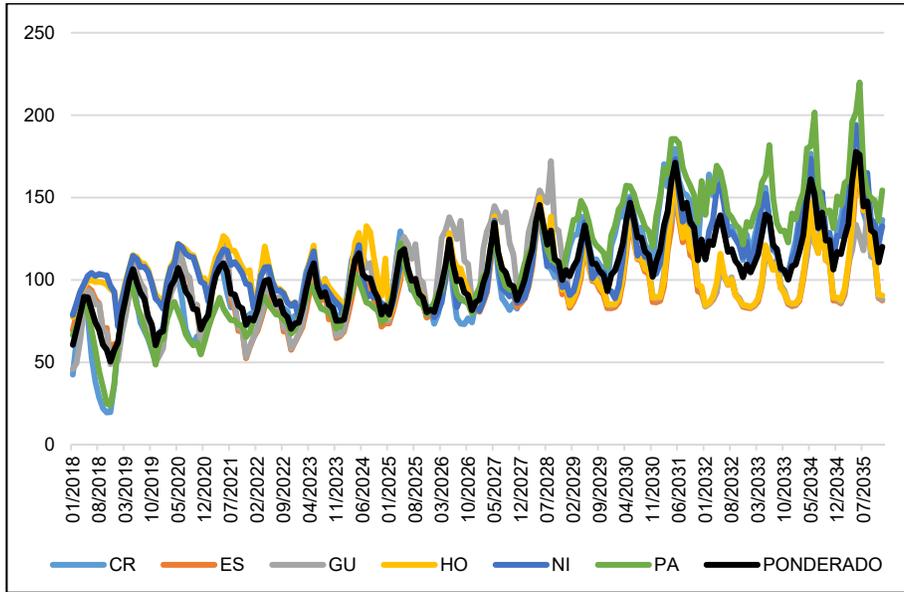
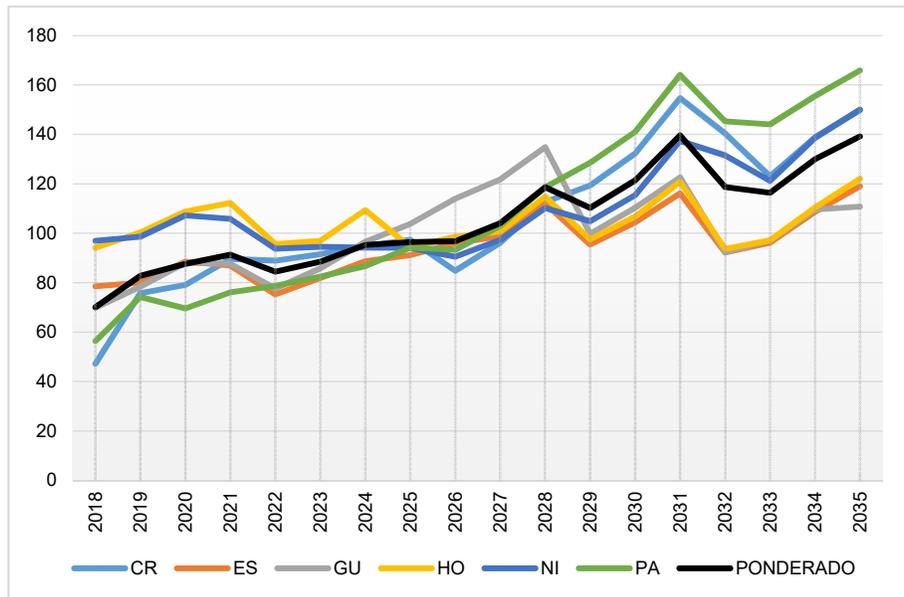


Figura 48
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso E



5.1.6 Caso F

Este caso supone un escenario de **crecimiento alto de los precios del combustible**. Además supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y que la demanda crecerá según el escenario medio. No tiene interconexión con Colombia y no considera la segunda etapa del SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 55
Plan de Expansión del Caso F

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA				COSTA RICA			PANAMÁ									
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW								
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37																							
	RENACE3	F	H	40	EOLCHINCH	F	E	45	INGIZALCO	F	I	60	CASUR	F	I	24											
					LIHD2018	F	H	15	CHAPARRAL	F	H	66	FVSOLARII	F	S	12	LOS NEGROS	F	H	28							
					VSMARAMPL	F	E	12	INGCHAPAR	F	I	55					VALLE ESCONDIDO	F	S	5							
					UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50															
					NACNL BUN	F	B	25																			
					SOLAR2C	F	S	10																			
					LAEISZ			-20																			
					NAC.INGENIEROS			(20)																			
2019					PATUCA3	F	H	100																			
					LAEISZ-JUTIGALPA			-5	BERLIN V	F	G	28	EOL-1 63MW	E	63		PAILAS 2	F	G	55	PANDO	F	H	33			
									GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	6.74			
								GEO-SV-F2	F	G	30										CHUSPAH	F	H	8.8			
2020									EOLSJULIA	F	E	30									MARTAN-CC	F	GN	450			
									FV-1	F	S	40									BURICAH	F	H	60			
									FV-2	F	S	40									LAHUACAH	F	H	11.62			
									FV-3	F	S	20															
									EOLPRIVAD	F	E	50															
2021									SOLAR2021	F	S	50	CCGNLA	F	GN	250											
									GNL-PROY	F	GN	380	NICARAGUA-U1			-50											
													NICARAGUA-U2			-50											
	2022					CCLNG500A		GN	500	INGCHAPA2	F	I	5	SALTO Y-Y		H	25										
													CORINTO-1			-50											

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
				TABLÓN	H	20				CORINTO-2		-19						
				TORNILLITO	H	160				PAMFELS		-57						
				TGASA-100	D	100				TIPITAPA-2		-51						
				AMPL.LUFUSSA1		-30												
				AMPL. ENERSA		-30												
				LUFUSSA3		-210												
				ENERSA		-200												
				EMCE2		-55												
				LUFUSSA2		-77												
				ELCOSA		-80												
2023				LLANITOS	H	98				EL CARMEN	H	100	BORINQ 1	F G	55	EÓLICO3-E	E	105
										BOBOKÉ	H	120				SOLAR30S	S	20
										CANGILES	H	27						
2024				TGASB-100	D	100				CORRIENTE LIRA	H	40				STA MARÍA82H	H	28
										PAJARITOS	H	22						
										PIEDRA FINA	H	42						
2025				CCLNG500B	GN	500	NEJAPA		-77							BTOROG3H	H	14
				UDEHSA		-20										SOLAR17-S	E	10
																B.TOROH	H	215
2026				PATUCA2A	H	150				GMSAYAI	G	35	DIQUIS	F H	623			
				BECOSA-CARBÓN		-90				EOL3 40MW	E	40	MINI DIQU	F H	27			
2027	GNL-A	GN	500															
2028										EOL4 40MW	E	40				GNL400-CC	GN	400
																OJOAGUAH	H	6
																SOLAR04-S	S	10
2029				GNL-C	GN	500												
2030	GNL-B	GN	500				NEJAPA		-77									
							ACAJVAP1		-30									
							ACAJVAP2		-33									
2031				NACNL BUN		-25				VALENTÍN	H	28						
2032				GNL-D	GN	500				GNL B	GN	250						
2033							ACAJGAS5		-82	VOL ÑAJO3	G	25	TGSA-100	D	100	GNL-A	GN	500
													TGSA-100	D	100			
2034							TGAS-50	D	50							TGNL100B	GN	100
																SOLAR09-S	S	20
2035	SERCHIL	H	135				GNL-C A	GN	500	BIO1	BG	12						
										BIO2	BG	20						
										BIO3	BG	26						
										BIO5	BG	30						

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 56
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente (Considerando Retiros)
2018-2035

Escenario F_Combustibles Altos							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	280	543	66	404	678	408	2379
Solar	0	10	150	12	5	275	452
Eólico	0	57	80	143	0	181	461
Geo	0	0	108	60	110	0	278
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	88	0	0	88
Bunker	0	45	0	0	0	0	45
Diésel	0	200	50	0	200	44	494
Carbón	0	0	0	0	0	298	298
GNL	1000	2000	880	500	0	1831	6211
Total	1280	2855	1504	1230	993	3037	10899
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1280	1993	1205	954	993	3037	9462

Figura 49
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

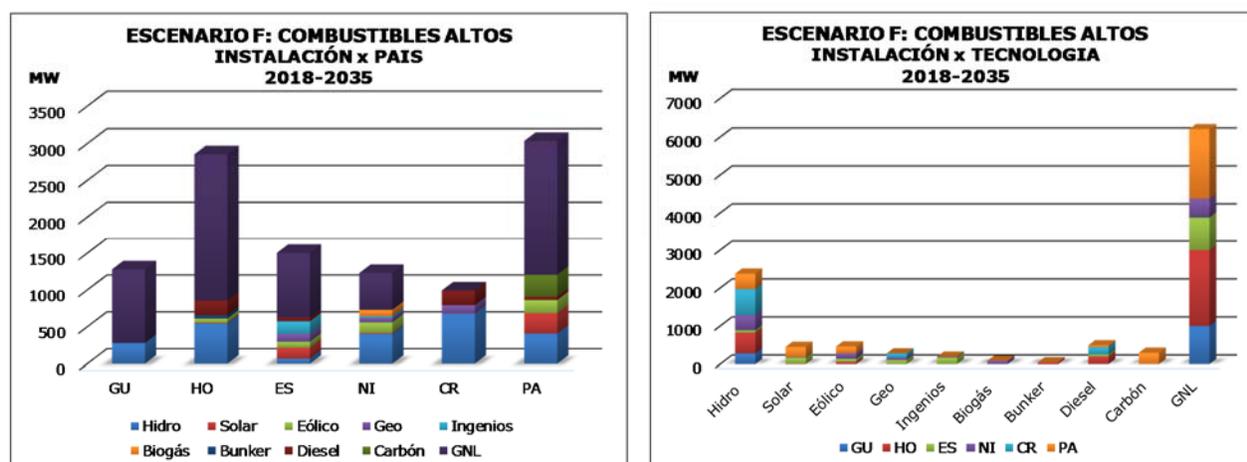


Tabla 57
Costo del Plan de Expansión Caso F

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
F	14,651.72	18,760.91	0.20	359.02	33,771.86	111.70

Figura 50
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso F
(Datos en GWh)

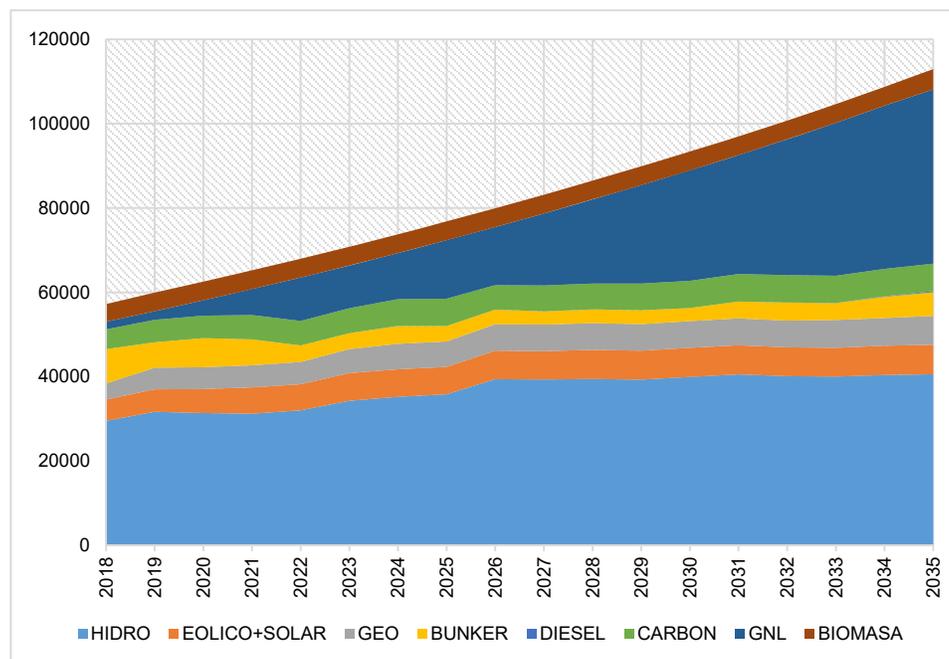


Tabla 58
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso F

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	14%	0%	8%	3%	7%	74%	26%
2019	53%	9%	9%	10%	0%	9%	3%	7%	78%	22%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	48%	10%	8%	9%	0%	9%	9%	7%	72%	28%
2022	47%	9%	8%	6%	0%	9%	15%	7%	71%	29%
2023	48%	9%	8%	5%	0%	8%	14%	6%	72%	28%
2024	48%	9%	8%	6%	0%	9%	15%	6%	71%	29%
2025	47%	8%	8%	5%	0%	8%	18%	6%	69%	31%
2026	49%	8%	8%	4%	0%	7%	17%	6%	71%	29%
2027	47%	8%	8%	4%	0%	7%	20%	5%	68%	32%
2028	46%	8%	7%	4%	0%	7%	23%	5%	66%	34%
2029	44%	8%	7%	4%	0%	7%	26%	5%	63%	37%
2030	43%	7%	7%	3%	0%	7%	28%	5%	62%	38%
2031	42%	7%	7%	4%	0%	7%	29%	5%	60%	40%
2032	40%	7%	6%	4%	0%	6%	32%	4%	57%	43%
2033	38%	7%	6%	4%	0%	6%	35%	4%	55%	45%
2034	37%	6%	6%	5%	0%	6%	36%	4%	54%	46%
2035	36%	6%	6%	5%	0%	6%	37%	4%	52%	48%

Figura 51
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso F

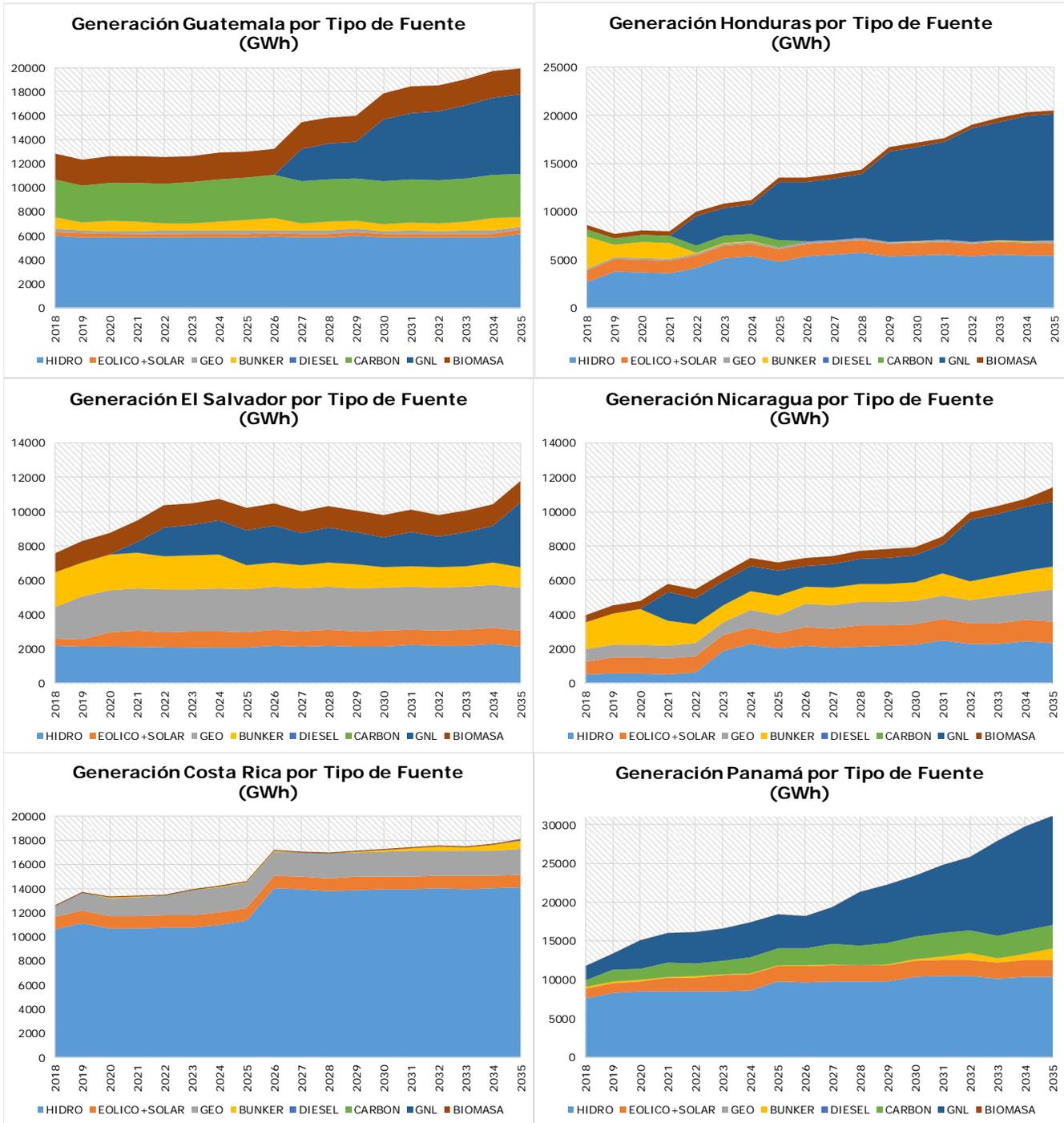


Figura 52
Intercambios de Energía por País
Caso F

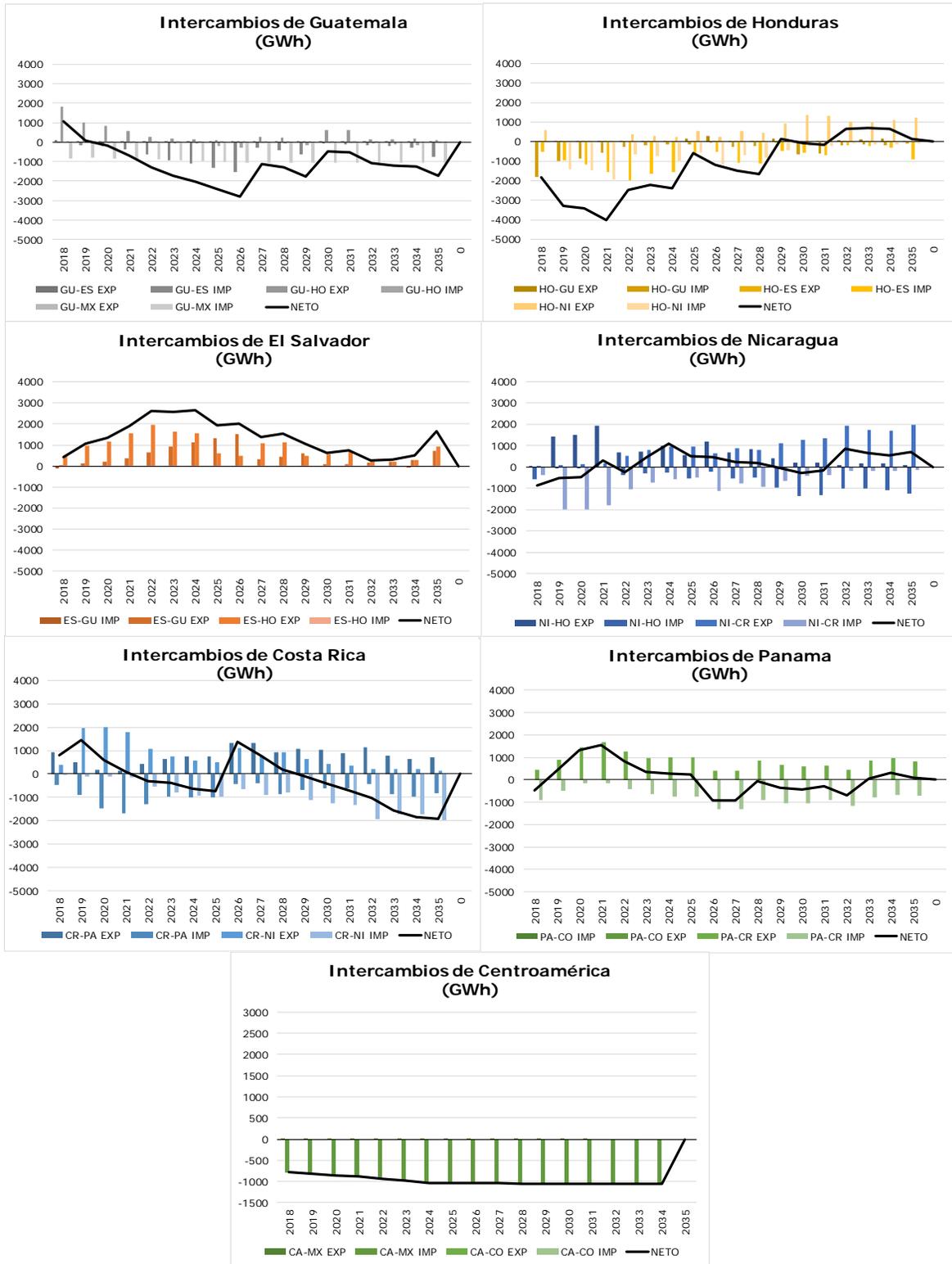


Figura 53
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso F

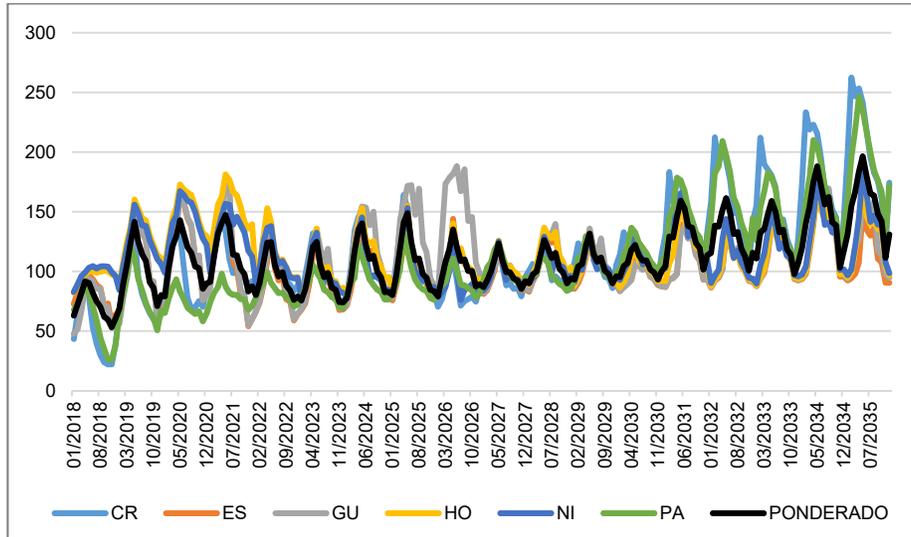
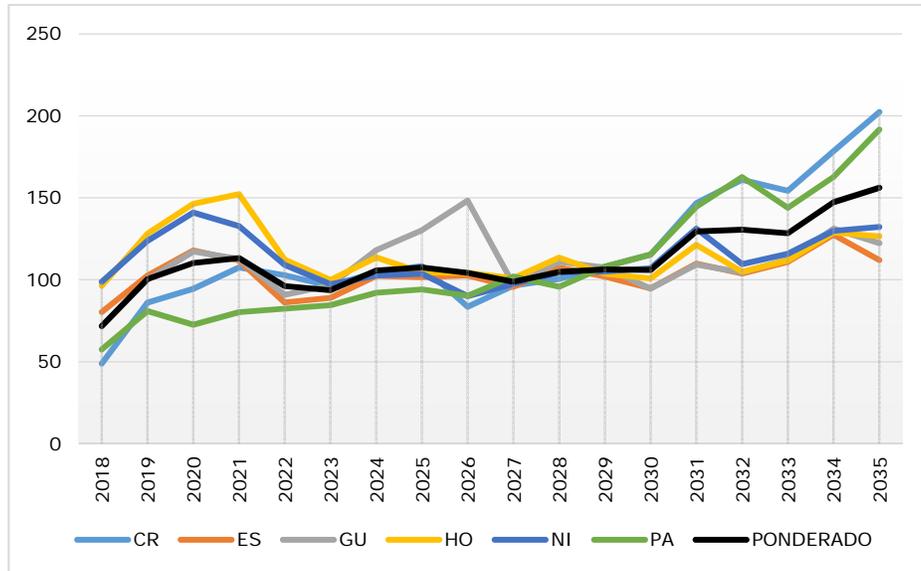


Figura 54
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso F



5.1.7 Caso G

Este caso tiene dos variaciones sobre el caso de referencia, o Caso A. Considera el escenario **sin restricción a la entrada de hidroeléctricas y proyección de precios altos para los combustibles**, como los Casos E y F respectivamente. Además supone un crecimiento medio de la demanda y no tiene interconexión con Colombia, ni considera el SIEPACII. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 59
Plan de Expansión del Caso G

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2018	GENE-PEG2	F H	105.37	NACNL BUN	F B	25	CHAPARRAL	F H	66	CASUR	F I	24				COSTAN-CC	F GN	381
	RENACE3	F H	40	UDEHSA	F B	20	AMPINGANG	F I	50	FVSOLARII	F S	12				ESANCH-MT	F GN	44.33
				EOLCHINCH	F E	45	INGCHAPAR	F I	55							PRINCO-TV	F GN	300
				LIHD2018	F E	15	INGIZALCO	F I	60							EÓLICO1-E	F E	49.5
				VSMARAMPL	F E	12										EÓLICO2-E	F E	16.5
				SOLAR 2C	F S	10										SOLAR08-S	F S	9.9
				LAEISZ		-20										SOLAR23-S	F S	9.99
			NAC.INGENIEROS		-20										SOLAR28-S	F S	5	
															S.ANDRESH	F H	10	
2019	CALD3B-B	G	22	PATUCA3	F H	100	BERLIN V	F G	28	EOL1-63MW	E	63	PAILAS 2	F G	55	CHUSPAH	F H	10
	CALD3C-B	G	11	LAEISZ-JUTIGALPA		-5	GEO-CHNF2	F G	50							COLORADOH	F H	6.74
2020							GEO-SV-F2	F G	30							PANDOH	F H	33.30
							EOLPRIVAD	F E	50							MARTAN-CC	F GN	450
							EOLSJULIA	F E	30							BURICAH	F H	60
							FV-1	F S	40							LAHUACAH	F H	11.62
							FV-2	F S	40									
2021							FV-3	F S	20									
							GNL-PROY	F GN	380	CCGNLA	F GN	250				EÓLICO4-E	E	75
							SOLAR2021	F S	50	NICARAGUA-U1		-50				SOLAR11-S	S	20
										NICARAGUA-U2		-50				SOLAR14-S	S	10
																SOLAR24-S	S	10
																SOLAR29-S	S	10
																SOLAR32-S	S	20
																SOLAR33-S	S	20
																SOLAR34-S	S	20
																SOLAR35-S	S	20
																SOLAR38-S	S	20
																SOLAR53-S	S	30
																SINDIGOH	H	10
																COTITOH	H	5
																BARRILESH	H	1
															OJOAGUAH	H	6	
															TIZINGALH	H	5	
															SOLAR15-S	S	10	
															SOLAR16-S	S	10	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ					
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW			
																SOLAR18-S	S	10			
																SOLAR19-S	S	10			
																SOLAR36-S	S	10			
																SOLAR40-S	S	10			
																SOLAR45-S	S	40			
																SOLAR51-S	S	10			
2022				TABLON	F	H	20	INGCHAPA2	F	I	5	CORINTO-1				C.BLANCAH	H	8			
				TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-2				STAMA82H	H	28			
				CCLNG500A		GN	500					PAMFELS				SOLAR13-S	H	10			
				TGDS100A		D	100					TIPITAPA-2				SOLAR49-S	H	10			
				AMPL.LUFUSSA1			-30									SOLAR50-S	H	10			
				AMPL. ENERSA			-30									SOLAR54-S	H	10			
				LUFUSSA3			-210									SOLARGEN1	H	50			
				ENERSA			-200														
				EMCE2			-55														
				LUFUSSA2			-77														
				ELCOSA			-80														
2023												CANGILES	H	27	BORINQ 1	F	G	55			
												VALENTIN	H	28				LAHERRADH	H	5	
												APOYO	G	36				EÓLICO5-E	E	50	
												VCOSIGUI1	G	25				SOLAR52-S	S	10	
												TUMARIN	H	253							
2024	TECUAMBU	G	44	JICATUYO		H	173					GMASAYAI	G	35				ELRECODOH	H	10	
2025				CCLNG500B		GN	500	NEJAPA				G CASITAS	G	35				SOLAR30-S	S	20	
				UDEHSA			-20					COP BAJO	H	150							
2026				PATUCA2		H	270					EOL3 40MW	E	40	DIQUIS	F	H	623	EÓLICO6-E	E	100
				BECOSA-CARBÓN			-90					GMASAYAI	G	35	MINI DIQU	F	H	27	EÓLICO8-E	E	20
												GCASITAS2	G	35							
2027	CCLNG500A	GN	500	PATUCA2A		H	150					CASITAS3	G	35				SBARTOLOH	H	19	
																		SBARTG3H	H	1	
																		EÓLICO10-E	E	120	
																		EÓLICO7-E	E	100	
2028												EOL4 40MW	E	40				SANDRES2H	H	8	
												CORRIE LI	H	40				EÓLICO3-E	E	105	
																		SOLAR31-S	S	5	
																		SOLAR39-S	S	20	
																		SOLAR42-S	S	10	
																		SOLARGEN2	S	50	
																		SOLARGEN3	S	50	
2029												MOMBACHO	G	25				SOLAR17-S	S	10.00	
												MOMBACHO2	G	25				SOLAR41-S	S	20	
												VCOSIGUI2	G	25				SOLAR47-S	S	20	
												VOL ÑAJO1	G	25				SOLAR48-S	S	20	
2030	SERCHIL	H	145					NEJAPA				SIRENA	H	18				SOLAR04-S	S	10	
	CCLNG500B	GN	500					ACAJVAP1													
								ACAJVAP2													
2031				GNL-C		GN	500											COTITOH	H	5	
				NACNL BUN			-25														
2032									D	100		APOYO 2	G	36				B.TOROH	H	215	
									D	50		CHILTEPE2	G	35				BTOROG3H	H	14	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
										VOL ÑAJ02	G	30				EÓLIC11-E	E	130
2033							ACAJGAS5		-82	PIEDRAPU	H	15				EÓLICO9-E	E	123
2034				GNL-D		GN 500										GNL400-CC	GN	400
																SOLAR09-S	S	20
2035													F. CLIFF	H	69	SOLAR37-S	S	20
													BORINQ 2	G	55			

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 60
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario G_Sin Rest Hidro + CombAltos							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	873	66	531	719	561	3041
Solar	0	10	150	12	0	600	772
Eólico	0	72	80	143	0	889	1184
Geo	77	0	108	437	165	0	787
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	45	0	0	0	0	45
Diésel	0	100	150	0	0	0	250
Carbón	0	0	0	0	0	0	0
GNL	1000	2000	380	250	0	1575	5205
Total	1367	3100	1104	1396	884	3626	11477
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1367	2238	805	1120	884	3626	10040

Figura 55
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

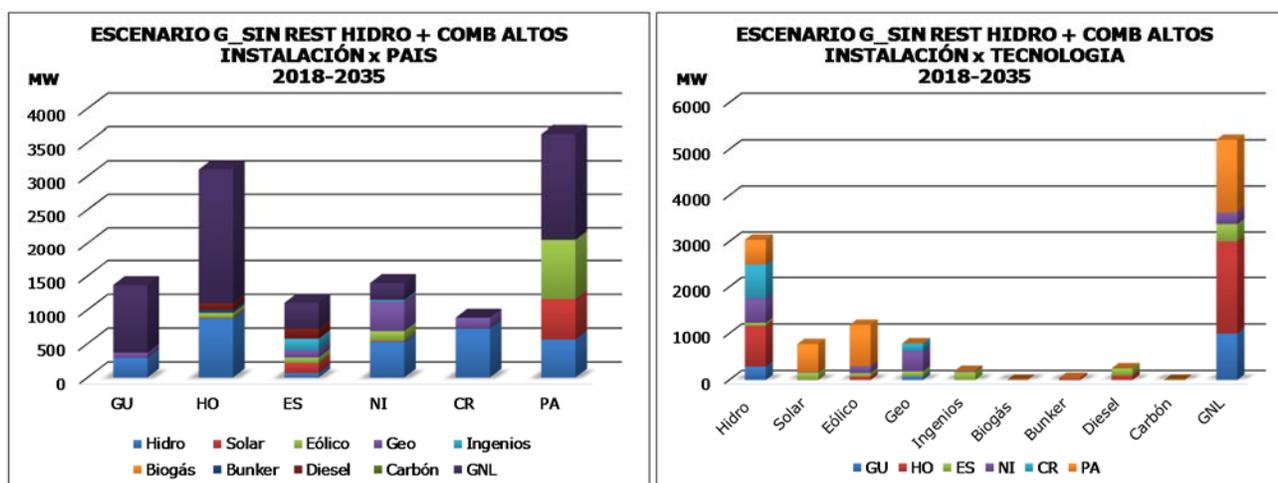


Tabla 61
Costo del Plan de Expansión Caso G

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
G	15,478.74	17,151.83	1.51	350.15	32,982.23	107.89

Figura 56
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso G
(Datos en GWh)

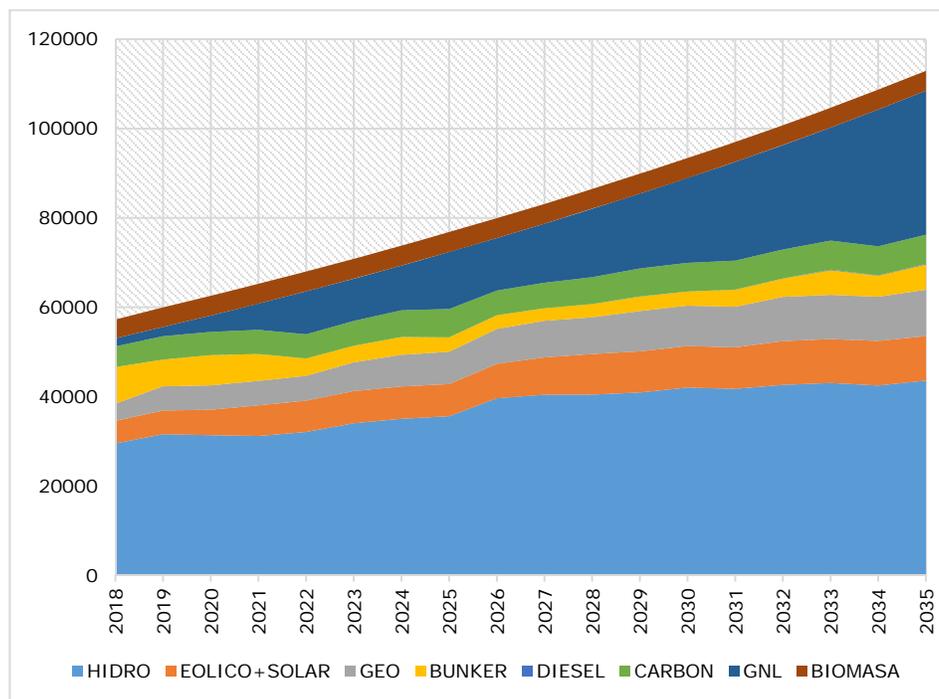


Tabla 62
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso G

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	14%	0%	8%	3%	7%	74%	26%
2019	53%	9%	9%	10%	0%	9%	3%	7%	78%	22%
2020	50%	9%	9%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	48%	10%	8%	9%	0%	8%	9%	7%	74%	26%
2022	47%	10%	8%	6%	0%	8%	14%	7%	72%	28%
2023	48%	10%	9%	5%	0%	8%	13%	6%	74%	26%
2024	48%	10%	10%	5%	0%	8%	14%	6%	73%	27%
2025	46%	9%	9%	4%	0%	8%	17%	6%	71%	29%
2026	50%	10%	10%	4%	0%	7%	15%	6%	75%	25%
2027	49%	10%	10%	3%	0%	7%	16%	5%	74%	26%
2028	47%	11%	9%	3%	0%	7%	18%	5%	72%	28%
2029	46%	10%	10%	4%	0%	7%	19%	5%	71%	29%
2030	45%	10%	10%	3%	0%	7%	20%	5%	69%	31%
2031	43%	10%	9%	4%	0%	7%	23%	5%	67%	33%
2032	42%	10%	10%	4%	0%	6%	23%	4%	66%	34%
2033	41%	9%	9%	5%	0%	6%	24%	4%	64%	36%
2034	39%	9%	9%	4%	0%	6%	28%	4%	61%	39%
2035	39%	9%	9%	5%	0%	6%	29%	4%	61%	39%

Figura 57
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso G

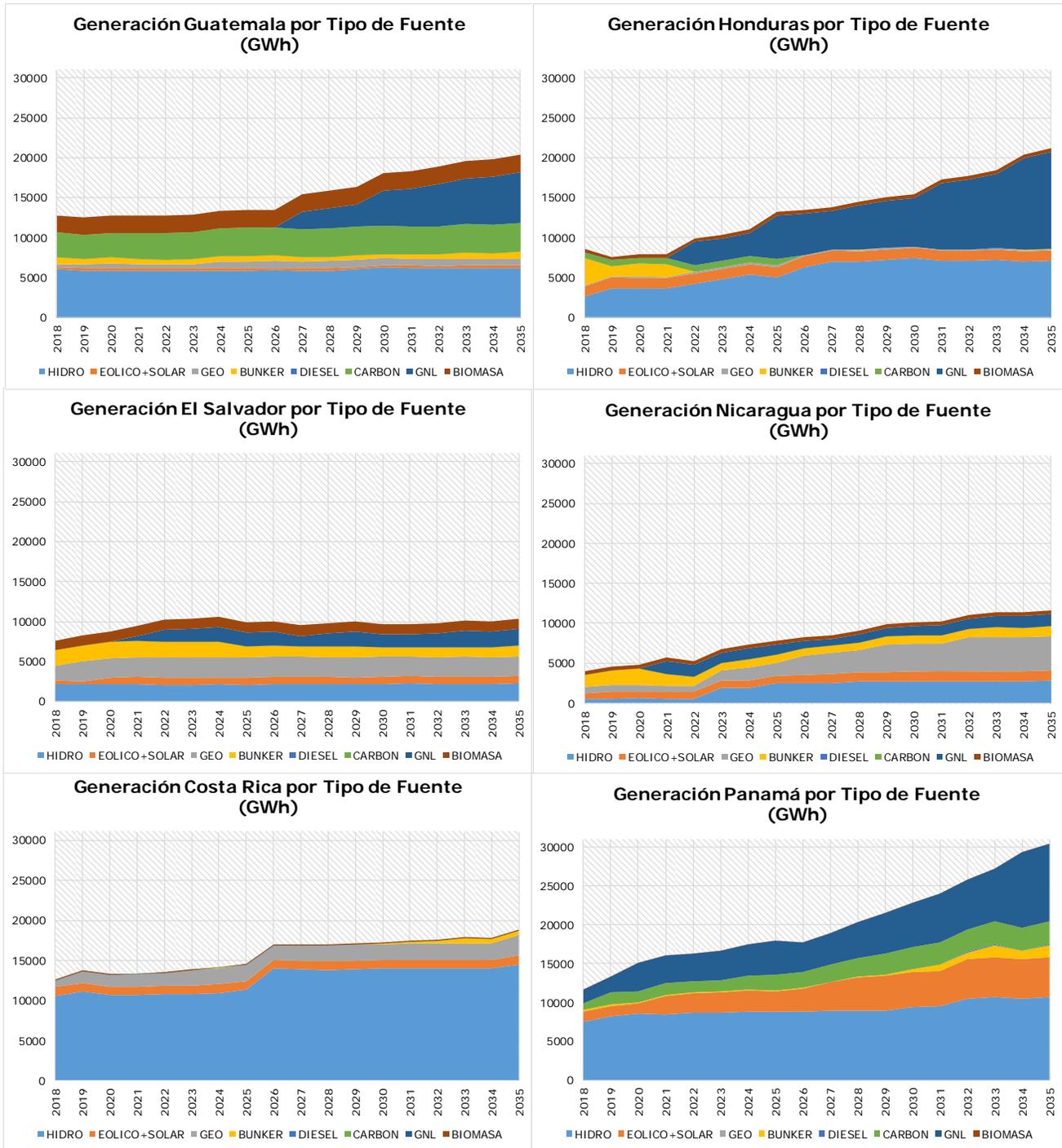


Figura 58
Intercambios de Energía por País
Caso G

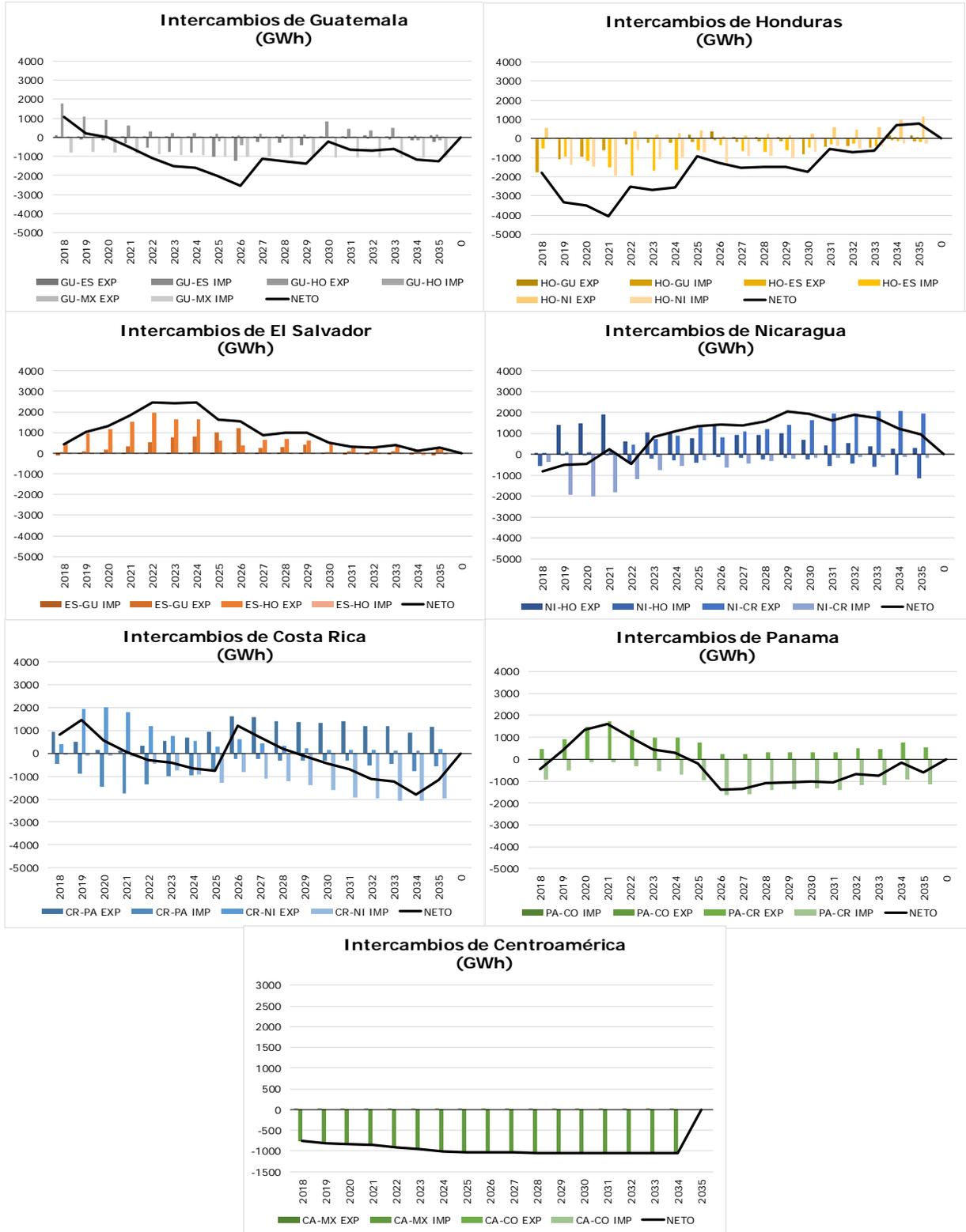


Figura 59
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso G

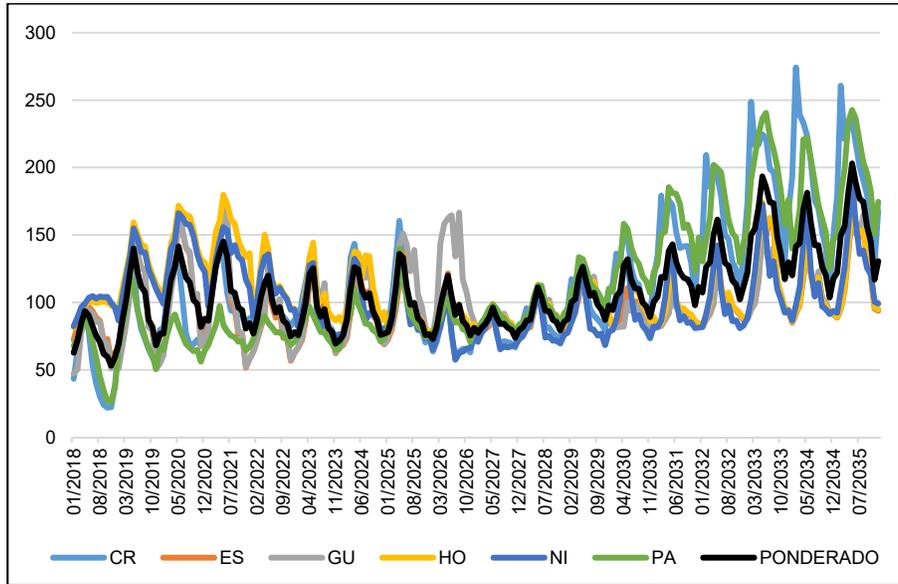
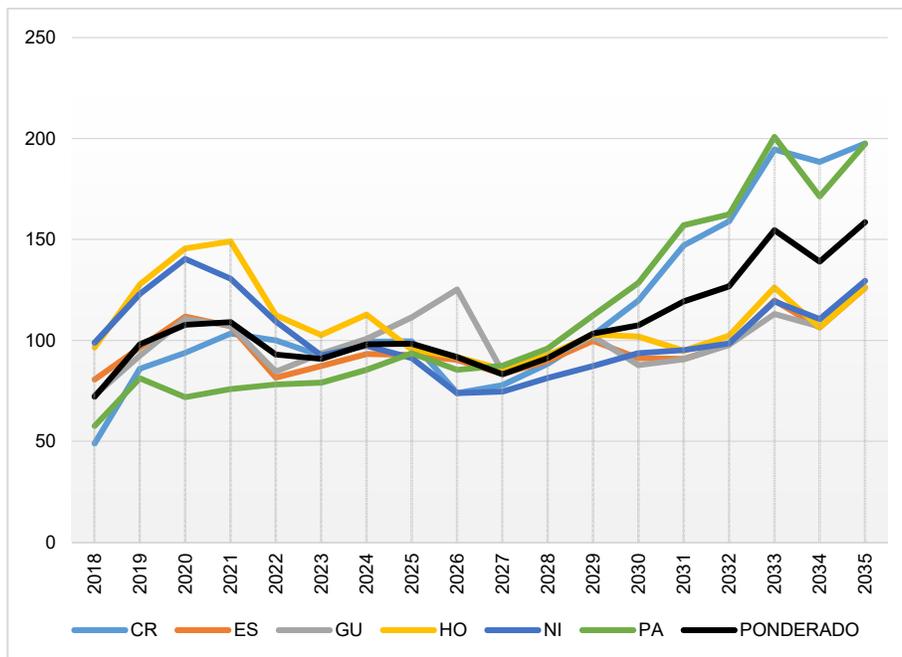


Figura 60
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso G



5.1.8 Caso H

Este caso considera que el crecimiento de la **demanda será según el escenario alto**. El desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas.

Tabla 62
Plan de Expansión del Caso H

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMÁ				
	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	E	MW	PROYECTO	T	I	MW	PROYECTO	T	S	MW	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	GN	MW	
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37	EOLCHINCH	F	E	45	INGIZALCO	F	I	60	CASUR	F	I	24	LOS NEGROS	F	H	28	COSTAN-CC	F	GN	381	
	RENACE3	F	H	40	LIHD2018	F	H	15	CHAPARRAL	F	H	66	FVSOLARII	F	S	12		VALLE ESCONDIDO	F	S	5	SAN ANDRÉS H	F	H	10.0
					VSMARAMPL	F	E	12	INGCHAPAR	F	I	55						EÓLICO1-E	F	E		EÓLICO2-E	F	E	50
					UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50						PRINCO-TV	F	C		ESANCH-MT	F	D	16.5
					NACNL BUN	F	B	25										SOLAR08-S	F	S		SOLAR28-S	F	S	297.5
					SOLAR2C	F	S	10										SOLAR16-S	F	S		SOLAR28-S	F	S	44.3
				LAEISZ			-20														SOLAR08-S	F	S	10.0	
				NAC.INGENIEROS			-20														SOLAR28-S	F	S	10	
2019					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28					PAILAS 2	F	G	55	PANDO	F	H	33	
					LAEISZ-JUTIGALPA			-5	GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	6.74	
									GEO-SV-F2	F	G	30									CHUSPAH	F	H	8.8	
2020									EOLSJULIA	F	E	30									MARTAN-CC	F	GN	450	
									FV-1	F	S	40								BURICAH	F	H	60		
									FV-2	F	S	40								LAHUACAH	F	H	11.62		
									FV-3	F	S	20													
									EOLPRIVAD	F	E	50													
2021									SOLAR2021	F	S	50	CCGNLA	F	GN	250	FOURTH CLIFF	H	69		SINDIGO	F	H	10	
									GNL-PROY	F	GN	380	NICARAGUA-U1			-50					TIZINGAL	F	H	5	
													NICARAGUA-U2			-50					SOLAR11S	F	S	20	
																					SOLAR13S	F	S	10	
																					SOLAR14S	F	S	10	
																					SOLAR15S	F	S	10	
																					SOLAR16S	F	S	10	
																					SOLAR18S	F	S	10	
																					SOLAR19S	F	S	10	
																					SOLAR24S	F	S	10	
																					SOLAR29S	F	S	10	
																					SOLAR36S	F	S	10	
																					SOLAR38S	F	S	20	
2022					CCLNG500A		GN	500	INGCHAPA2	F	I	5	SALTO Y-Y		H	25	LOS LLANOS	H	93						
					TABLÓN		H	20					CORINTO-1			-50									
					TORNILLITO		H	160					CORINTO-2			-19									
					TGASA-100		D	100					PAMFELS			-57									
					TGASB-100		D	100					TIPITAPA-2			-51									
					TGASA-50		D	50																	
					AMPL.LUFUSSA1			-30																	
					AMPL. ENERSA			-30																	
					LUFUSSA3			-210																	
					ENERSA			-200																	
					EMCE2			-55																	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
				LUFUSSA2 ELCOSA		-77 -80													
2023										EL CARMEN BOBOKÉ CANGILES VALENTÍN	H H H H	100 120 27 28	BORINQ 1	F G	55	EÓLICO3-E SOLAR31S	E S	105 5	
2024	GNL-A	GN	500	MMV-A TGASB-50	B D	100 50				CORRIENTE LIRA	H	40							
2025				CCLNG500B UDEHSA	GN	500 -20	NEJAPA		-77				TGASA-100	D	100				
2026				PATUCA2A BECOSA-CARBÓN	H	150 -90							DIQUIS MINI DIQU	F F	H H	623 27	B.TOROH BTOROG3H	H H	215 14
2027	GNL-B	GN	500							PAJARITOS	H	22							
2028				LLANITOS	H	98				GNL250_B	GN	250					SOLAR17-S	S	10
2029				GNL-C	GN	500							CCGNL-A	GN	500	GNL400-CC SOLAR04-S	GN S	400 10	
2030	T. GAS100-A	D	100				NEJAPA ACAJVAP1 ACAJVAP2 T. GAS100-A		-77 -30 -33 100										
2031	T. GAS100-B T. GAS50-A	D D	100 50	NACNL BUN CCDS250A MMV-B	D B	-25 250 100	T. GAS100-B	D	100										
2032				GNL-D	GN	500	T. GAS50-A	D	50				CCGNL-B	GN	500	SOLAR09-S	S	20	
2033							ACAJGAS5 GNL-C A		-82 500	VOL ÑAJO3	G	25							
2034	GNL-C	GN	500	CCDS250B	D	250										TGNL100A TGNL100B	GN GN	100 100	
2035										CONSUELO EL BARRO	H H	21 32	CCGNL-C	GN	500	TGNL50A TGNL50B SOLAR12-S	GN GN S	50 50 3	

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotérmica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 63
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario H Dem Alta							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	145	543	66	415	840	373	2383
Solar	0	10	150	12	5	203	380
Eólico	0	57	80	0	0	171	308
Geo	0	0	108	25	110	0	243
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	245	0	0	0	0	245
Diésel	250	800	250	0	100	-53	1347
Carbón	0	0	0	0	0	298	298
GNL	1500	2000	880	500	1500	1531	7911
Total	1895	3655	1704	976	2555	2522	13308
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1895	2793	1405	699	2555	2522	11870

Figura 61
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

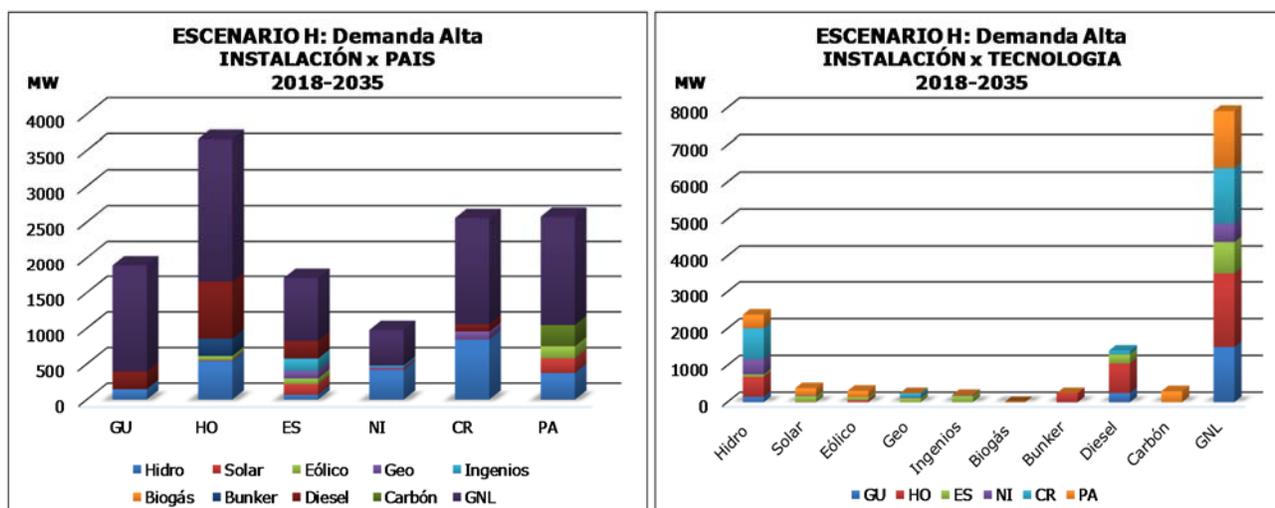


Tabla 64
Costo del Plan de Expansión Caso H

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035) \$/MWh
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	
H	15,869.94	24,353.44	7.63	398.69	40,629.71	126.60

Figura 62
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso H
(Datos en GWh)

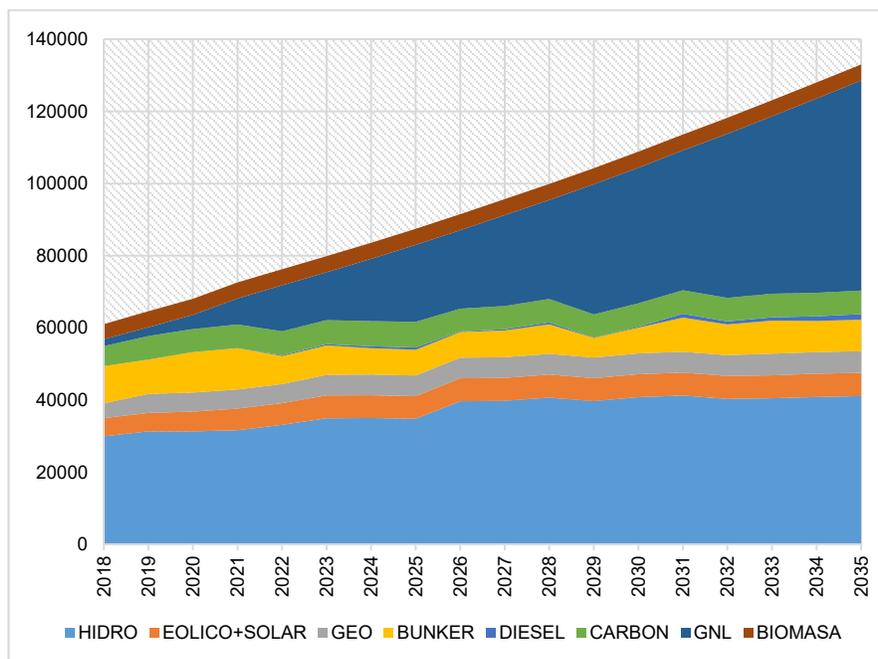


Tabla 65
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso H

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	49%	8%	7%	17%	0%	9%	3%	7%	71%	29%
2019	49%	8%	8%	15%	0%	10%	4%	7%	71%	29%
2020	46%	8%	8%	16%	0%	9%	6%	7%	68%	32%
2021	44%	8%	7%	16%	0%	9%	10%	6%	65%	35%
2022	43%	8%	7%	10%	0%	9%	17%	6%	64%	36%
2023	44%	8%	7%	10%	0%	8%	17%	6%	64%	36%
2024	42%	8%	7%	9%	1%	8%	21%	5%	62%	38%
2025	40%	7%	7%	8%	1%	8%	24%	5%	59%	41%
2026	43%	7%	6%	8%	0%	7%	24%	5%	61%	39%
2027	42%	7%	6%	8%	0%	7%	26%	5%	59%	41%
2028	41%	6%	6%	8%	1%	6%	27%	4%	57%	43%
2029	38%	6%	6%	5%	0%	6%	35%	4%	54%	46%
2030	38%	6%	5%	7%	0%	6%	34%	4%	53%	47%
2031	36%	6%	5%	8%	1%	6%	34%	4%	51%	49%
2032	34%	5%	5%	7%	1%	6%	38%	4%	48%	52%
2033	33%	5%	5%	7%	1%	5%	40%	4%	47%	53%
2034	32%	5%	5%	7%	1%	5%	42%	3%	45%	55%
2035	31%	5%	4%	7%	1%	5%	44%	3%	44%	56%

Figura 63
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso H

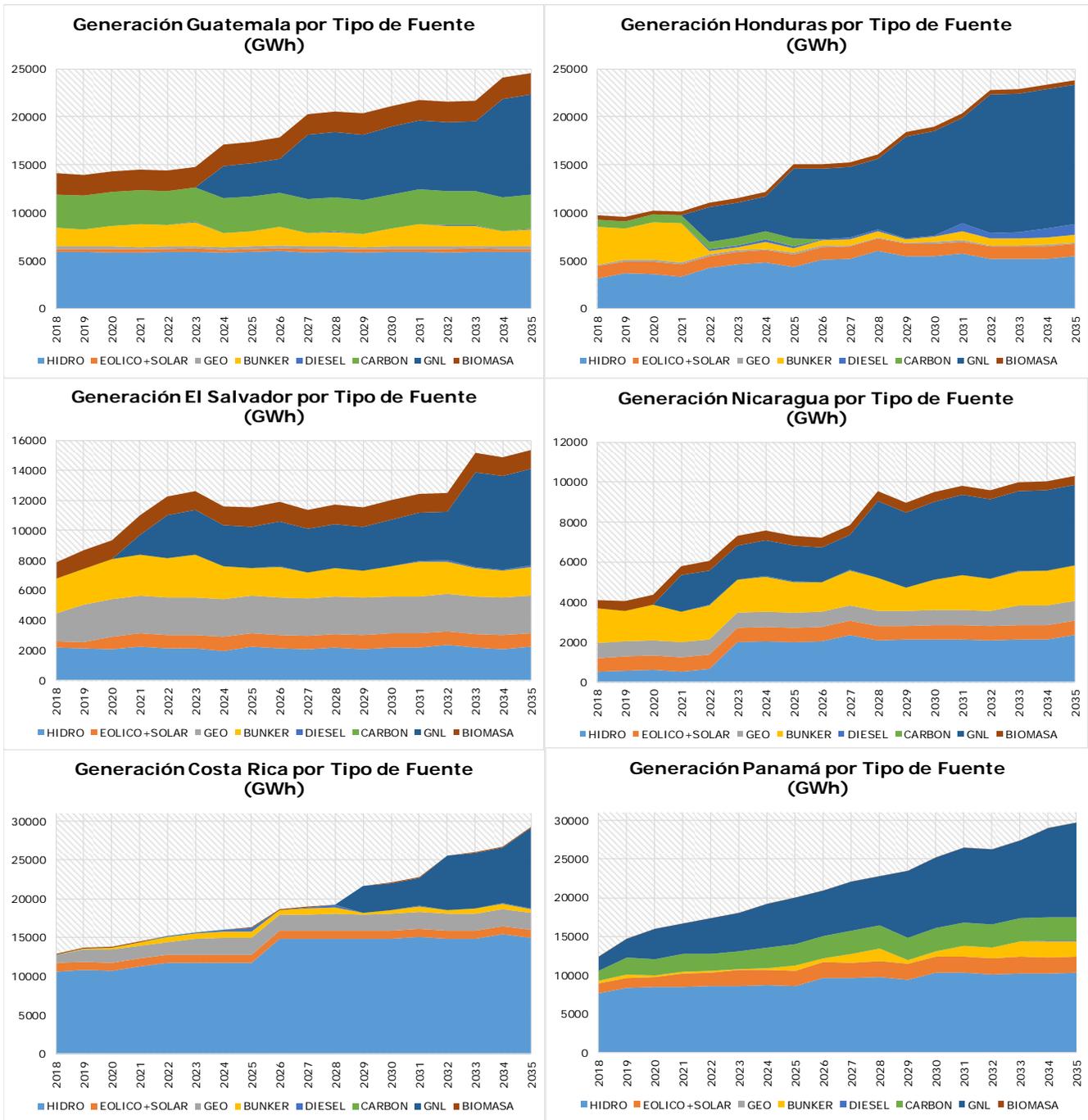


Figura 64
Intercambios de Energía por País
Caso H

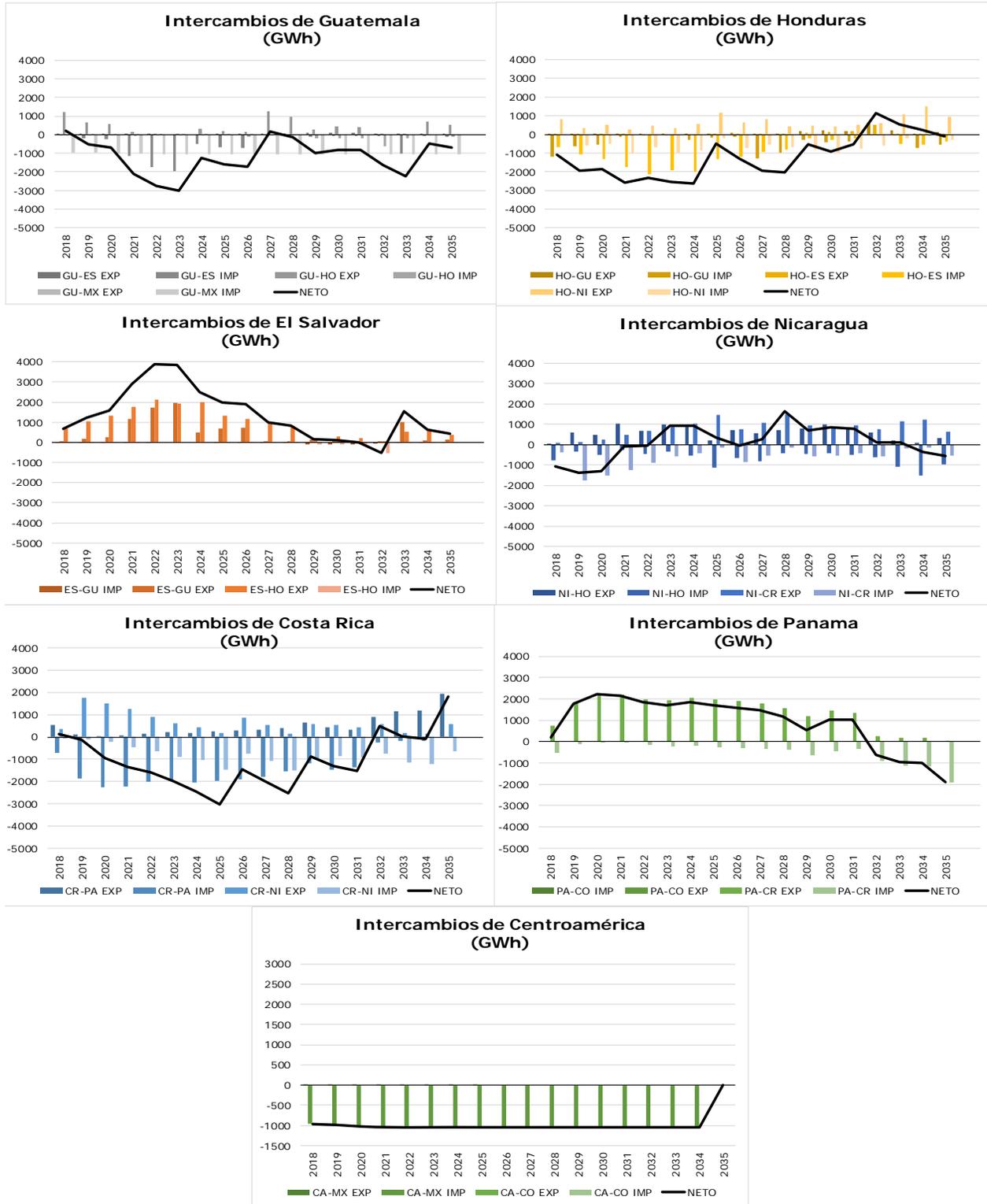


Figura 65
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso H

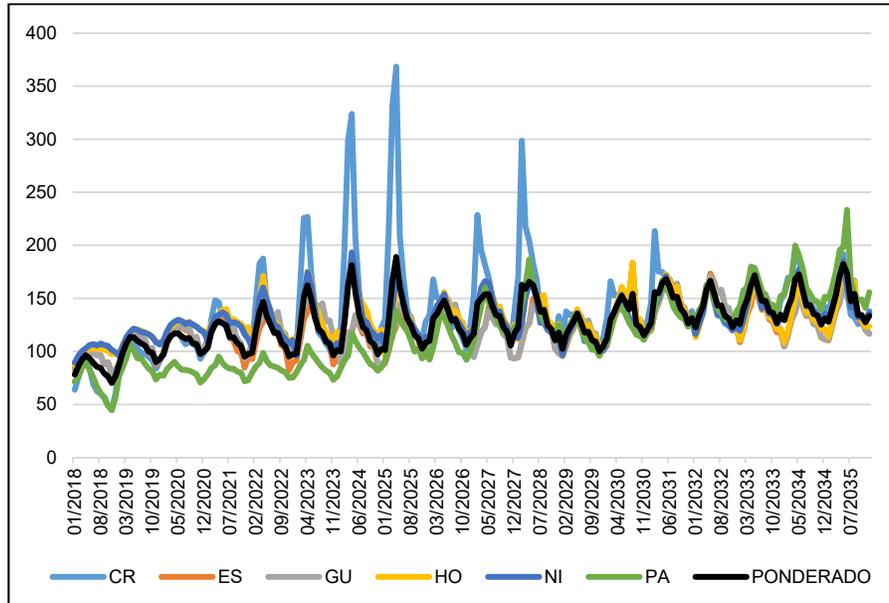
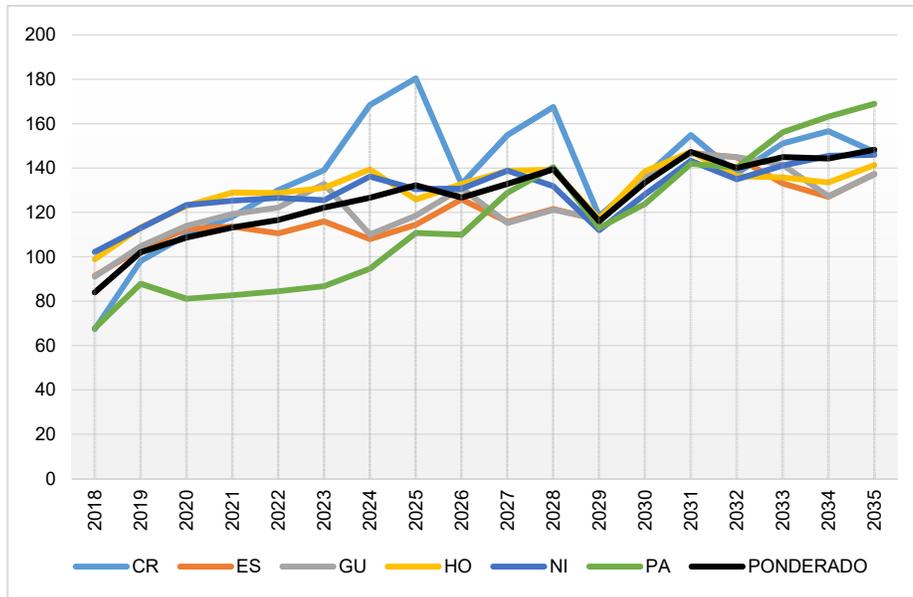


Figura 66
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso H



5.1.9 Caso I

Este caso considera que el **crecimiento de la demanda será según el escenario bajo**. El desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 66
Plan de Expansión del Caso I

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ								
	PROYECTO	F	T	MW	PROYECTO	F	T	MW	PROYECTO	F	T	MW	PROYECTO	F	T	MW	PROYECTO	F	T	MW				
2018	GENE-PEG2	F	H	105.37	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	CASUR	F	I	24	COSTAN-CC	F	GN	381				
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50	FVSOLARII	F	S	12	ESANCH-MT	F	D	44				
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55					PRINCO-TV	F	C	300				
					LIHD2018	F	H	15	INGIZALCO	F	I	60					EÓLICO1-E	F	E	50				
					VSMARAMPL	F	E	12								EÓLICO2-E	F	E	17					
					SOLAR 2C	F	S	10								SOLAR08-S	F	S	10					
					LAEISZ			(20)								SOLAR23-S	F	S	10					
					NAC.INGENIEROS			(20)								SOLAR28-S	F	S	5					
																S.ANDRESH	F	H	10					
2019				PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	EOL1-63MW	E		63	PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10	
				LAEISZ-JUTIGALPA			(5)	GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	7	
								GEO-SV-F2	F	G	30									PANDOH	F	H	33	
2020								EOLPRIVAD	F	E	50									MARTAN-CC	F	GN	450	
								EOLSJULIA	F	E	30									BURICAH	F	H	60	
								FV-1	F	S	40									LAHUACAH	F	H	12	
								FV-2	F	S	40													
								FV-3	F	S	20													
2021								GNL-PROY	F	GN	380	CCGNLA	F	GN	250						EÓLICO4-E	E		75
								SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			(50)						SOLAR11-S	S		20
												NICARAGUA-U2			(50)					SOLAR14-S	S		10	
																				SOLAR24-S	S		10	
																				SOLAR29-S	S		10	
																				SOLAR32-S	S		20	
																				SOLAR33-S	S		20	
																				SOLAR34-S	S		20	
																				SOLAR35-S	S		20	
																				SOLAR38-S	S		20	
																				SOLAR53-S	S		30	
																				SOLAR36-S	S		10	
																				SOLAR40-S	S		10	
																			SINDIGOH	H		10		
2022				TABLON	F	H	20	INGCHAPA2	F	I	5									SOLAR15-S	S		10	
				TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-1			(50)					SOLAR16-S	S		10	
				TGDS100A			100					CORINTO-2			(19)					SOLAR18-S	S		10	
				TGDS100B			100					PAMFELS			(57)					SOLAR19-S	S		10	
				TGDS50A	D		50					TIPITAPA-2			(51)					SOLAR45-S	S		40	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
				AMPL. LUFUSSA1 AMPL. ENERSA LUFUSSA3 ENERSA EMCE2 LUFUSSA2 ELCOSA		(30) (30) (210) (200) (55) (77) (80)										SOLAR51-S	S	10
2023										CONSUELO VALENTIN APOYO VCOSIGUI1 EL CARMEN EL BARRO	H H G G H H	21 28 36 25 100 32	BORINQ 1 F G	55		SOLAR13-S SOLAR49-S SOLAR54-S SOLARGEN1	S S S S	10 10 10 50
2024										CORRIE LI PAJARITOS GMASAYAI	H H G	40 22 35			SOLAR50-S SOLAR52-S	S S	10 10	
2025				CCLNG500A UDEHSA	GN	500 (20)	NEJAPA		(77)							BARRILESH COTITOH	H H	1 5
2026	CALD3B-B CALD3C-B	B B	22 11	BECOSA-CARBÓN		(90)				GMASAYAI EOL3 40MW	G E	35 40	DIQUIS MINI DIQU	F F	H H	623 27		
2027										APOYO 2 VCOSIGUI2	G G	36 25			TIZINGALH EÓLICO5-E	H E	5 50	
2028	TECUAMBU	B	44							G CASITAS EOL4 40MW	G E	35 40			ELRECODOH SBARTG3H SBARTOLOH EÓLICO10-E EÓLICO7-E EÓLICO8-E SOLAR30-S SOLAR31-S SOLAR39-S	H H H E E E S S S	10 1 19 120 100 20 20 5 20	
2029				PATUCA2A	H	150				CASITAS3 GCASITAS2 VOL ÑAJO1	G G G	35 35 25			C.BLANCAH OJAGUAH STAMA82H EÓLICO3-E EÓLICO6-E SOLAR42-S SOLARGEN3	H H H E E S S	7.80 6.45 28.35 105.00 100.00 10.00 50.00	
2030							NEJAPA ACAJVAP1 ACAJVAP2		(77) (30) (33)						SOLARGEN2	S	50	
2031				NACNL BUN		(25)				CANGILES	G	27			SANDRES2H	H	8	
	TGDS50A	D	50							MOMBACHO2	G	25			LAHERRADH	H	5	
2032										VOL ÑAJO2	G	30			SOLAR17-S	S	10	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
																SOLAR41-S	S	20
																SOLAR47-S	S	20
																SOLAR48-S	S	20
2033	CCLNG500A	GN	500	CCLNG500B	GN	500	ACAJGAS5		(82)	VOL ÑAJ03	G	25				GNL400-CC	GN	400
																SOLAR04-S	S	10
2034				LLANITOS	H	98										TGNL100A	GN	100
																TGNL100B	GN	100
																B.TOROH	H	215
																B.TOROG3H	H	14
2035	SERCHIL	H	145							SALTO Y-Y	H	25				GNL-A	GN	500
																TGNL50A	GN	50
																TGNL50B	GN	50

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 67
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario I Demanda Baja							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	543	66	268	650	466	2284
Solar	0	10	150	12	0	682	854
Eólico	0	57	80	143	0	636	916
Geo	0	0	108	429	110	0	647
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	77	45	0	0	0	0	122
Diesel	50	250	0	0	0	44	344
Carbón	0	0	0	0	0	300	300
GNL	500	1000	380	250	0	2031	4161
Total	917	1905	954	1126	760	4160	9822
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalacion Neta	917	1043	655	849	760	4160	8384

Figura 67
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

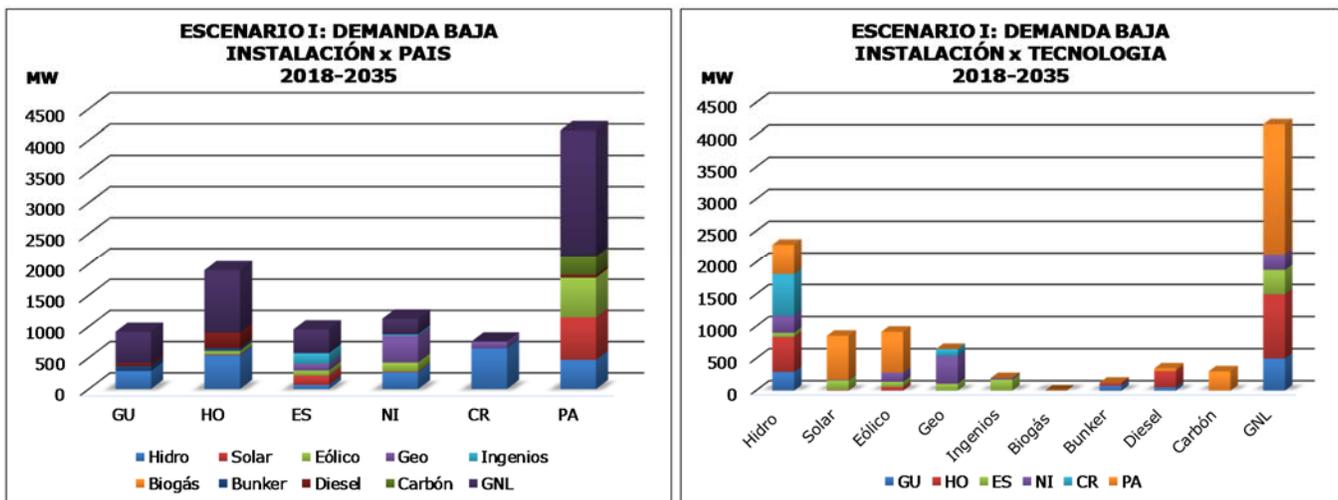


Tabla 68
Costo del Plan de Expansión Caso I

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
I	14,271.52	13,016.24	0.59	316.00	27,604.36	89.65

Figura 68
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso I
(Datos en GWh)

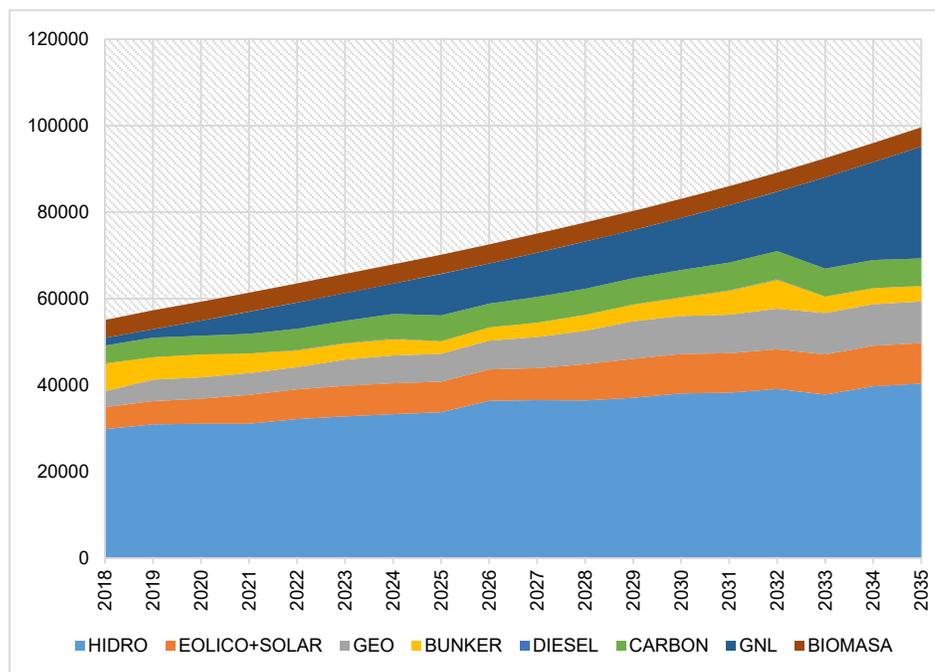


Tabla 69
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso I

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	54%	9%	7%	12%	0%	7%	3%	8%	78%	22%
2019	54%	9%	9%	9%	0%	8%	3%	8%	80%	20%
2020	52%	10%	8%	9%	0%	7%	6%	7%	78%	22%
2021	51%	11%	8%	7%	0%	7%	8%	7%	77%	23%
2022	51%	11%	8%	6%	0%	8%	10%	7%	76%	24%
2023	50%	11%	9%	6%	0%	8%	10%	7%	77%	23%
2024	49%	10%	9%	6%	0%	8%	10%	7%	76%	24%
2025	48%	10%	9%	4%	0%	9%	14%	6%	74%	26%
2026	50%	10%	9%	4%	0%	8%	13%	6%	75%	25%
2027	49%	10%	10%	4%	0%	8%	14%	6%	74%	26%
2028	47%	11%	10%	5%	0%	8%	14%	6%	73%	27%
2029	46%	11%	11%	5%	0%	8%	14%	5%	74%	26%
2030	46%	11%	11%	5%	0%	8%	14%	5%	73%	27%
2031	44%	11%	10%	6%	0%	7%	15%	5%	71%	29%
2032	44%	10%	10%	8%	0%	7%	15%	5%	70%	30%
2033	41%	10%	10%	4%	0%	7%	23%	5%	66%	34%
2034	41%	10%	10%	4%	0%	7%	24%	5%	66%	34%
2035	41%	9%	10%	4%	0%	6%	26%	4%	64%	36%

Figura 69
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso I

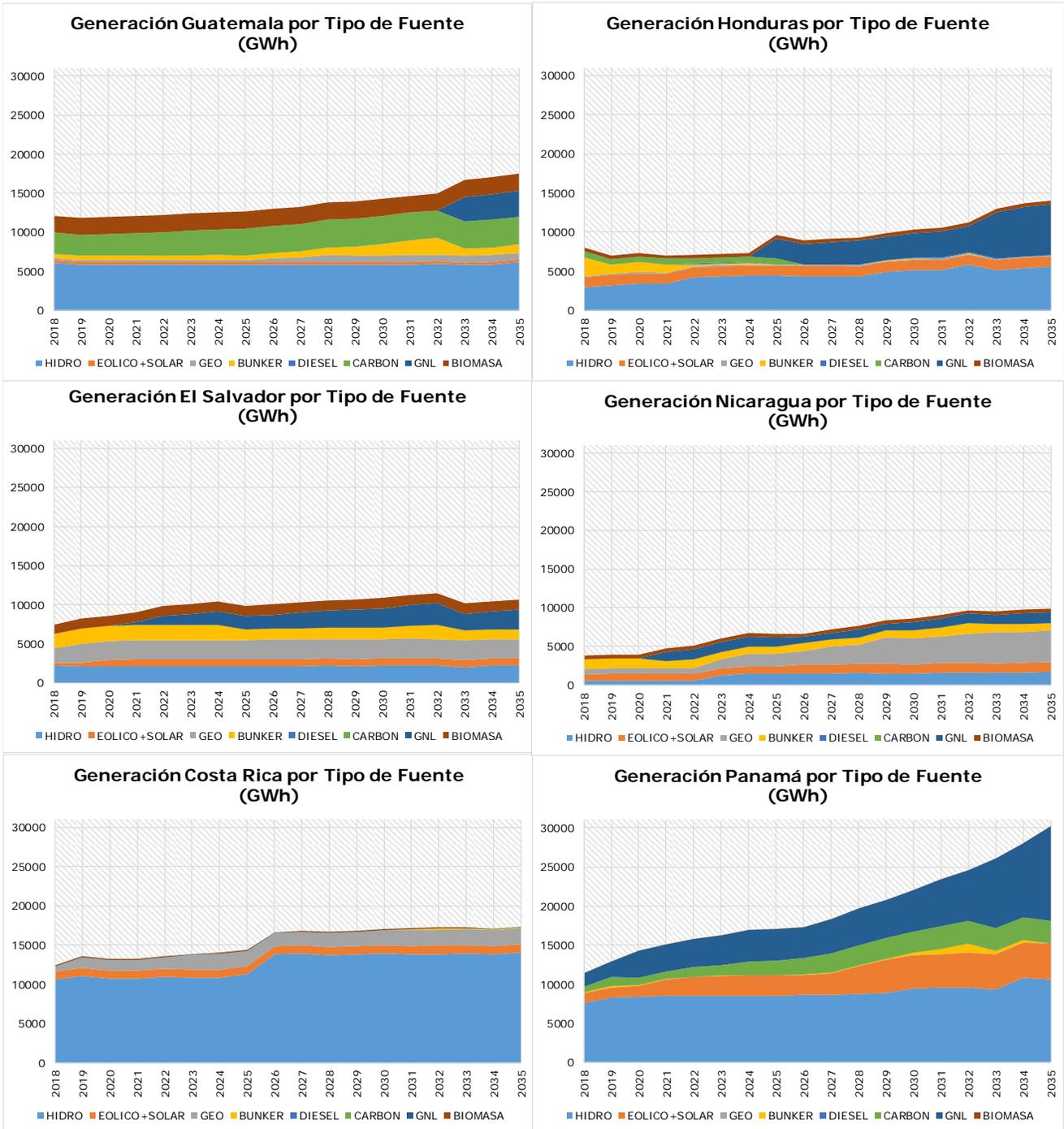


Figura 70
Intercambios de Energía por País
Caso I

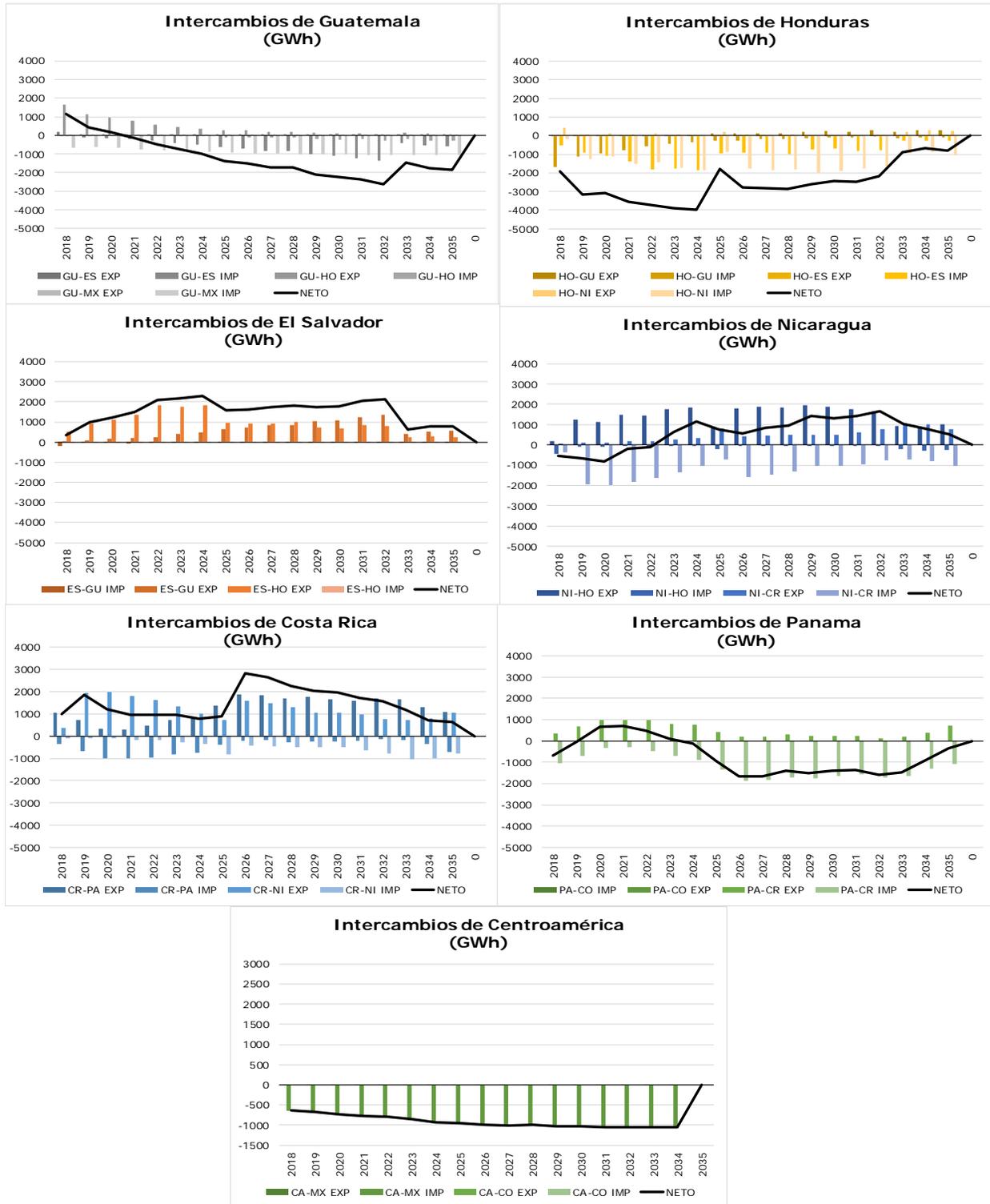


Figura 51
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso I

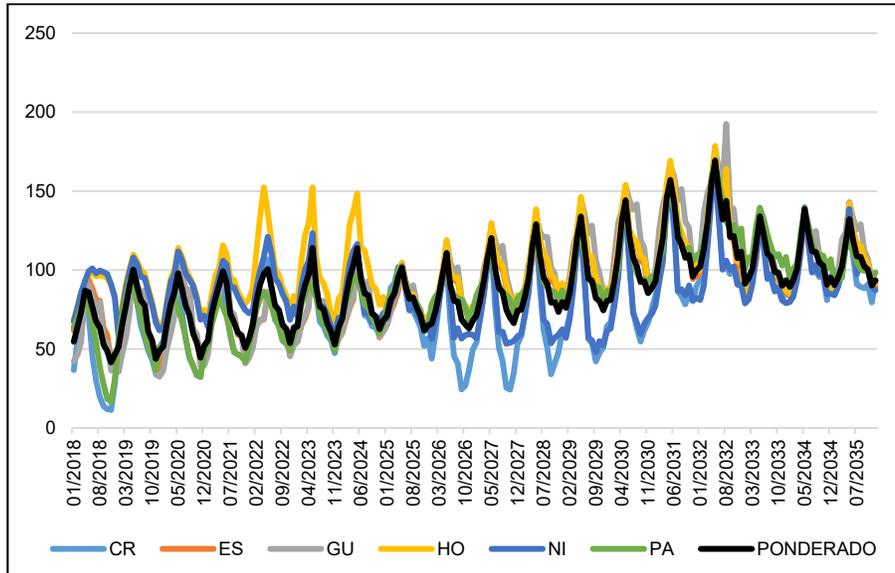
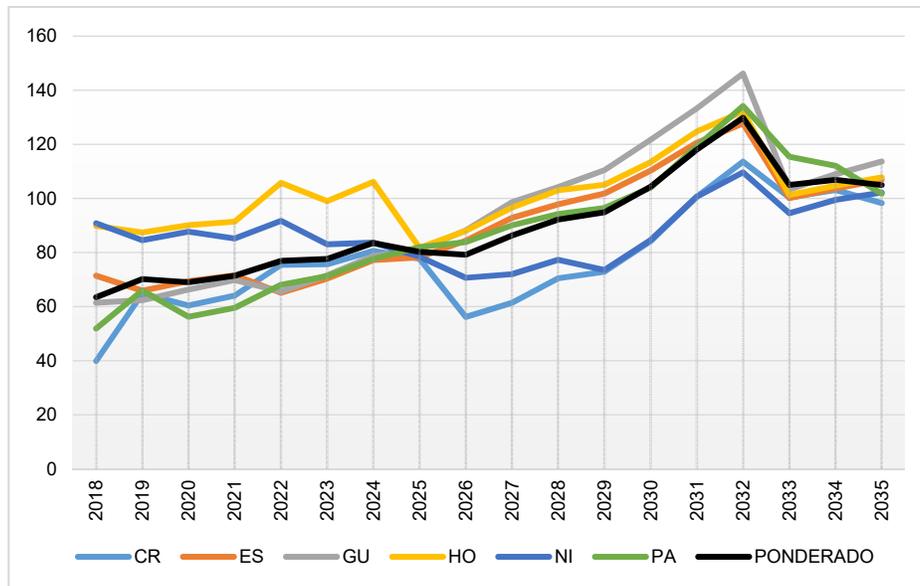


Figura 52
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso I



5.1.10 Caso J5%

El Caso J plantea un escenario de **Ahorro Energético** considerando medidas de ahorro y eficiencia energética. Este caso J5% considera cambios de hábitos de consumo por lo que se **asume un ahorro del 5% de la demanda**, no requiere inversión adicional para lograr los ahorros por lo que se consideraría como un escenario tendencial con una disminución de la demanda. Se considera el crecimiento de la demanda media para el ahorro. Además considera el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 70
Plan de Expansión del Caso J5%

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMÁ							
	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	H	MW	PROYECTO	T	H	MW				
2017	HPEQ PEG2	F	H	45	CARBECOSA	F	C	90	BERLIN V2	F	G	6	NI_FV-SOLARI	F	S	12					PLANETA2H	F	H	9				
					LAEISZ	F	D	20	GEO-CHNF1	F	G	8	NI_MMV40A	F	B	35					CPATA-BIO	F	BG	8				
					BIO-BAG15	F	BG	8	GEO-SV-F1	F	G	8	NI_MMV40B	F	B	35					BBLANCOH	F	H	27				
					LIGEOPLAT	F	G	18	OPTAHUACH	F	G	8	NI_MMV40C	F	B	35					BBLANCG3H	F	H	2				
					LIHD2017	F	H	2	EOL METAP	F	E	42	NI_MMV40D	F	B	35					CUCHILLAH	F	H	8				
					SOLAR-2	F	S	53	FV-C.GDE	F	S	8									SOLAR20-S	F	S	10				
					SOLAR2B	F	S	34	FVPEDREGA	F	S	60									SOLAR21-S	F	S	8				
									FVSONSONA	F	S	34										SOLAR22-S	F	S	9			
																							SOLAR25-S	F	S	10		
																							SOLAR26-S	F	S	10		
																		SOLAR27-S	F	S	10							
2018	GENE-PEG2 RENACE3	F	H	105 40	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	NI_CASUR	F	I	24					COSTAN-CC	F	GN	381				
					UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50	NI_FVSOLARII	F	S	12					ESANCH-MT	F	D	44				
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55									PRINCO-TV	F	C	300				
					LIHD2018	F	H	15	INGIZALCO	F	I	60										EÓLICO1-E	F	E	50			
					VSMARAMPL	F	E	12															EÓLICO2-E	F	E	17		
					SOLAR 2C	F	S	10															SOLAR08-S	F	S	10		
					LAEISZ			(20)																SOLAR23-S	F	S	10	
					NAC.INGENIEROS			(20)																SOLAR28-S	F	S	5	
																								S.ANDRESH	F	H	10	
2019					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28	NI_EOL1-63MW	E	63		PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10				
					LAEISZ-JUTIGALPA			(5)	GEO-CHNF2	F	G	50										COLORADOH	F	H	7			
2020									GEO-SV-F2	F	G	30								PANDOH	F	H	33					
									EOLPRIVAD	F	E	50											MARTAN-CC	F	GN	450		
									EOLSJULIA	F	E	30											BURICAH	F	H	60		
									FV-1	F	S	40											LAHUACAH	F	H	12		
									FV-2	F	S	40																
2021									FV-3	F	S	20																
									GNL-PROY	F	GN	380	NI_CCGNLA	F	GN	250												
									SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			(50)												
													NICARAGUA-U2			(50)												
																									COTITOH	H	5	
																									SINDIGOH	H	10	
																									EÓLICO4-E	E	75	
																									SOLAR11-S	S	20	
																									SOLAR14-S	S	10	
																									SOLAR24-S	S	10	
																				SOLAR29-S	S	10						
																				SOLAR32-S	S	20						

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
																SOLAR33-S	S	20	
																SOLAR34-S	S	20	
																SOLAR35-S	S	20	
																SOLAR38-S	S	20	
																SOLAR53-S	S	30	
2022				TABLON	F	H	20					NI_SIRENA	H	18					
				TORNILLIT	F	H	160					CORINTO-1		(50)		TIZINGALH	H	5	
				CCLNG500A		GN	500					CORINTO-2		(19)		SOLAR15-S	S	10	
				AMPL.LUFUSSA1			(30)					PAMFELS		(57)		SOLAR16-S	S	10	
				AMPL. ENERSA			(30)					TIPITAPA-2		(51)		SOLAR18-S	S	10	
				LUFUSSA3			(210)									SOLAR19-S	S	10	
				ENERSA			(200)									SOLAR36-S	S	10	
				EMCE2			(55)									SOLAR40-S	S	10	
				LUFUSSA2			(77)									SOLAR45-S	S	40	
				ELCOSA			(80)									SOLAR51-S	S	10	
2023								INGCHAPA2	F	I	5	NI_APOYO	G	36	BORINQ 1	F	G	55	
												NI_VCOSIGUI1	G	25	LOSLLANOS		H	93	
												NI_BOBOKE	H	120					
																SOLAR13-S	S	10	
																SOLARGEN1	S	50	
2024				TGDS100A		D	100					NI_CORRIE LI	H	40					
												NI_PAJARITOS	H	22					
												NI_GMASAYAI	G	35					
2025	CALD3B-B	B	22	CCLNG500B		GN	500	NEJAPA			(77)								
	CALD3C-B	B	11	UDEHSA			(20)												
2026	TECUAMBU	B	44	BECOSA-CARBÓN			(90)					NI_GMASAYAI	G	35	DIQUIS	F	H	623	
												NI_EOL3 40MW	E	40	MINI DIQU	F	H	27	
												NI_GCASITAS2	G	35					
2027				PATUCA2A		H	150					NI_CASITAS3	G	35					
2028												NI_CANGILES	H	27					
												NI_CONSUELO	H	21					
												NI_EOL4 40MW	E	40					
																STAMA82H	H	28	
																EÓLIC10-E	E	120	
																EÓLIC03-E	E	105	
																EÓLIC07-E	E	100	
																EÓLIC08-E	E	20	
																SOLAR30-S	S	20	
																SOLAR42-S	S	10	
																SOLARGEN3	S	50	
2029	CCLNG500A		GN	500								NI_MOMBACHO	G	25	F. CLIFF		H	69	
												NI_MOMBACHO2	G	25					
																SOLAR17-S	S	10	
																SOLARGEN2	S	50	
2030				TGDS100B		D	100	NEJAPA			(77)								
								ACAJVAP1			(30)								
								ACAJVAP2			(33)						SOLAR41-S	S	20
																	SOLAR48-S	S	20
2031				GNL-C		GN	500					NI_VALENTIN	H	28					
				NACNL BUN			(25)					NI_VOL ÑAJO2	G	30					

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2032										NI_CHILTEPE2 NI_PGEHOY0II	G G	35 35				SOLAR04-S	S	10
2033	TGDS100A	D	100	TGDS50A TGDS50B	D D	50 50	ACAJGASS	(82)		NI_VOL ÑAJ03	G	25				BARRILESH	H	1
2034				GNL-D	GN	500										GNL400-CC	GN	400
2035	TGDS100B	D	100							NI_CCGNLB	GN	250				B.TOROH BTOROG3H SOLAR09-S	H H S	215 14 20

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 71
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario J 5% EE_Eficiencia Energética 5% de ahorro							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	145	445	66	275	812	409	2153
Solar	0	10	150	12	0	585	757
Eólico	0	57	80	143	0	486	766
Geo	0	0	108	401	110	0	619
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	77	45	0	0	0	0	122
Diesel	200	300	0	0	0	44	544
Carbón	0	0	0	0	0	300	300
GNL	500	2000	380	500	0	1231	4611
Total	922	2857	954	1355	922	3055	10066
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalacion Neta	922	1995	655	1079	922	3055	8629

Figura 72
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

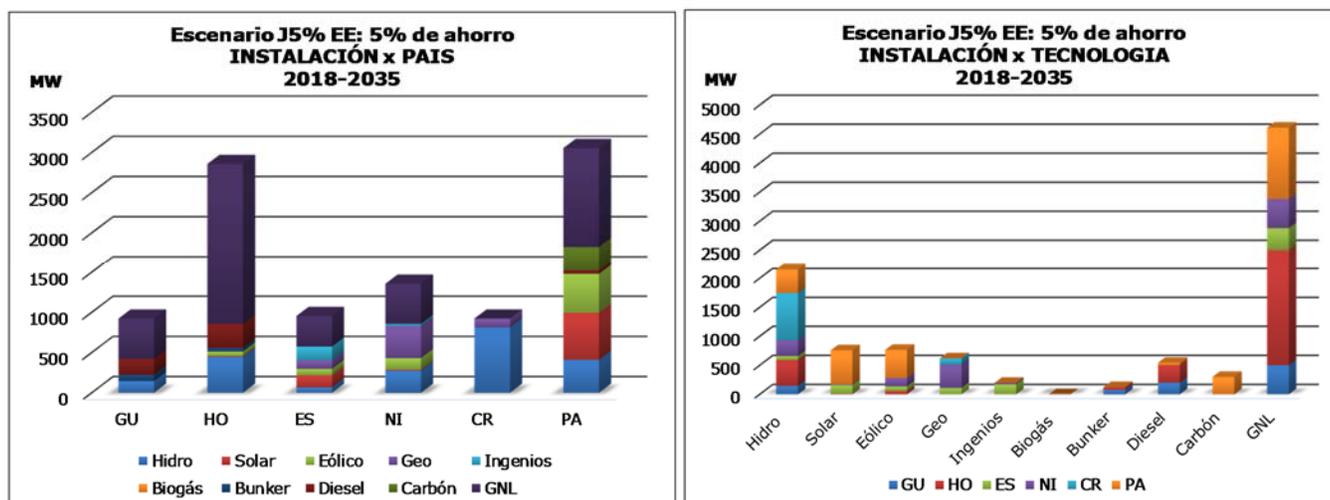


Tabla 72
Costo del Plan de Expansión Caso J5%

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
J.5%	15,058.04	16,005.57	2.03	325.92	31,391.57	106.69

Figura 73
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso J5%
(Datos en GWh)

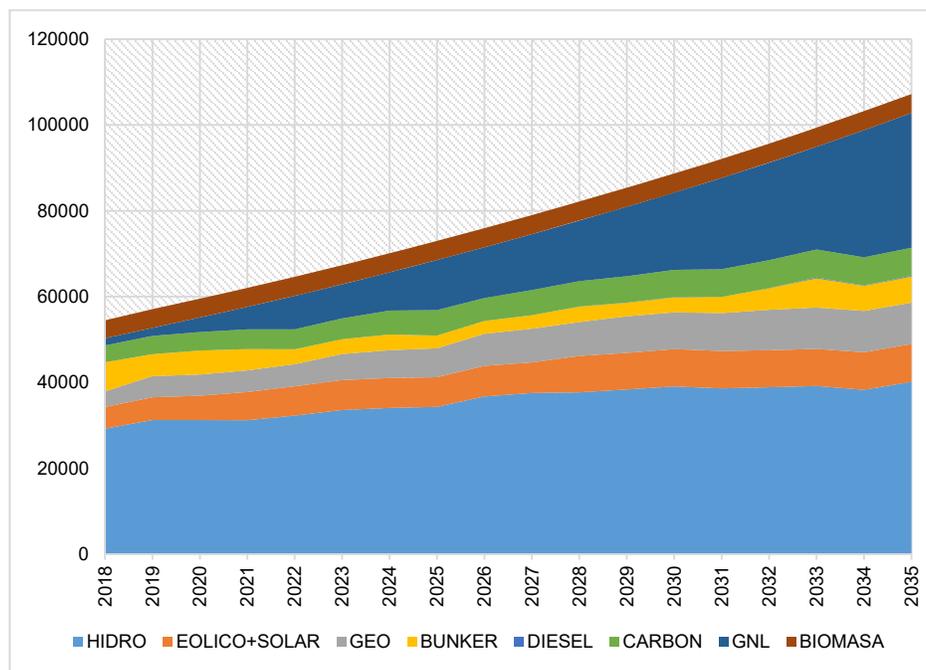


Tabla 73
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso J5%

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	54%	9%	7%	13%	0%	7%	3%	8%	77%	23%
2019	55%	9%	9%	9%	0%	7%	3%	8%	80%	20%
2020	52%	10%	8%	9%	0%	7%	6%	7%	78%	22%
2021	50%	11%	8%	8%	0%	7%	8%	7%	76%	24%
2022	50%	11%	8%	5%	0%	7%	12%	7%	75%	25%
2023	50%	10%	9%	5%	0%	7%	12%	7%	76%	24%
2024	49%	10%	9%	5%	0%	8%	13%	6%	74%	26%
2025	47%	9%	9%	4%	0%	8%	16%	6%	72%	28%
2026	48%	9%	10%	4%	0%	7%	16%	6%	73%	27%
2027	48%	9%	10%	4%	0%	7%	17%	6%	72%	28%
2028	46%	10%	10%	4%	0%	7%	17%	5%	71%	29%
2029	45%	10%	10%	4%	0%	7%	19%	5%	70%	30%
2030	44%	10%	10%	4%	0%	7%	20%	5%	69%	31%
2031	42%	9%	10%	4%	0%	7%	23%	5%	66%	34%
2032	41%	9%	10%	5%	0%	7%	24%	5%	64%	36%
2033	39%	9%	10%	7%	0%	7%	24%	4%	62%	38%
2034	37%	8%	9%	6%	0%	6%	29%	4%	59%	41%
2035	37%	8%	9%	6%	0%	6%	29%	4%	59%	41%

Figura 54
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso J5%

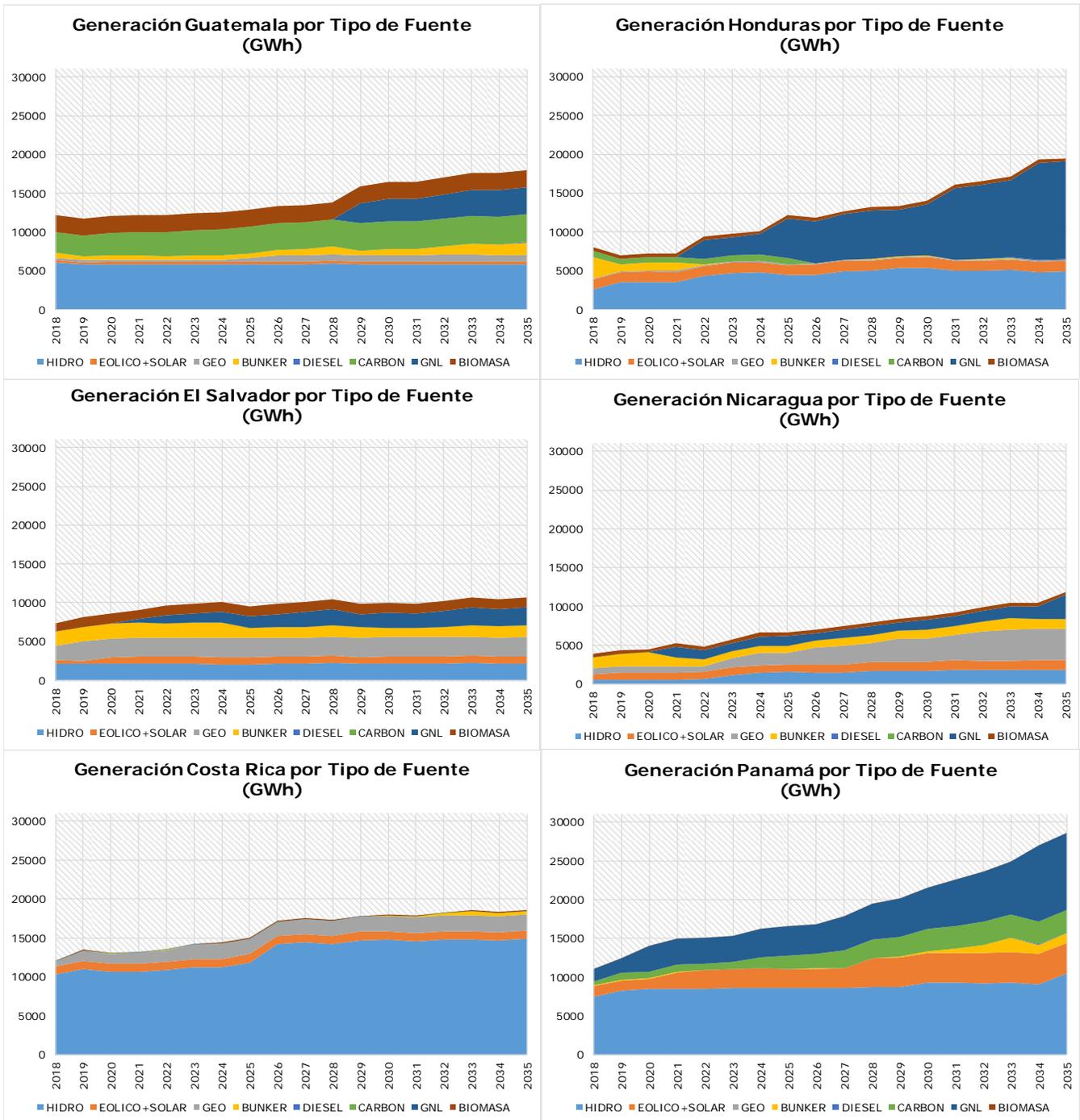


Figura 75
Intercambios de Energía por País
Caso J5%

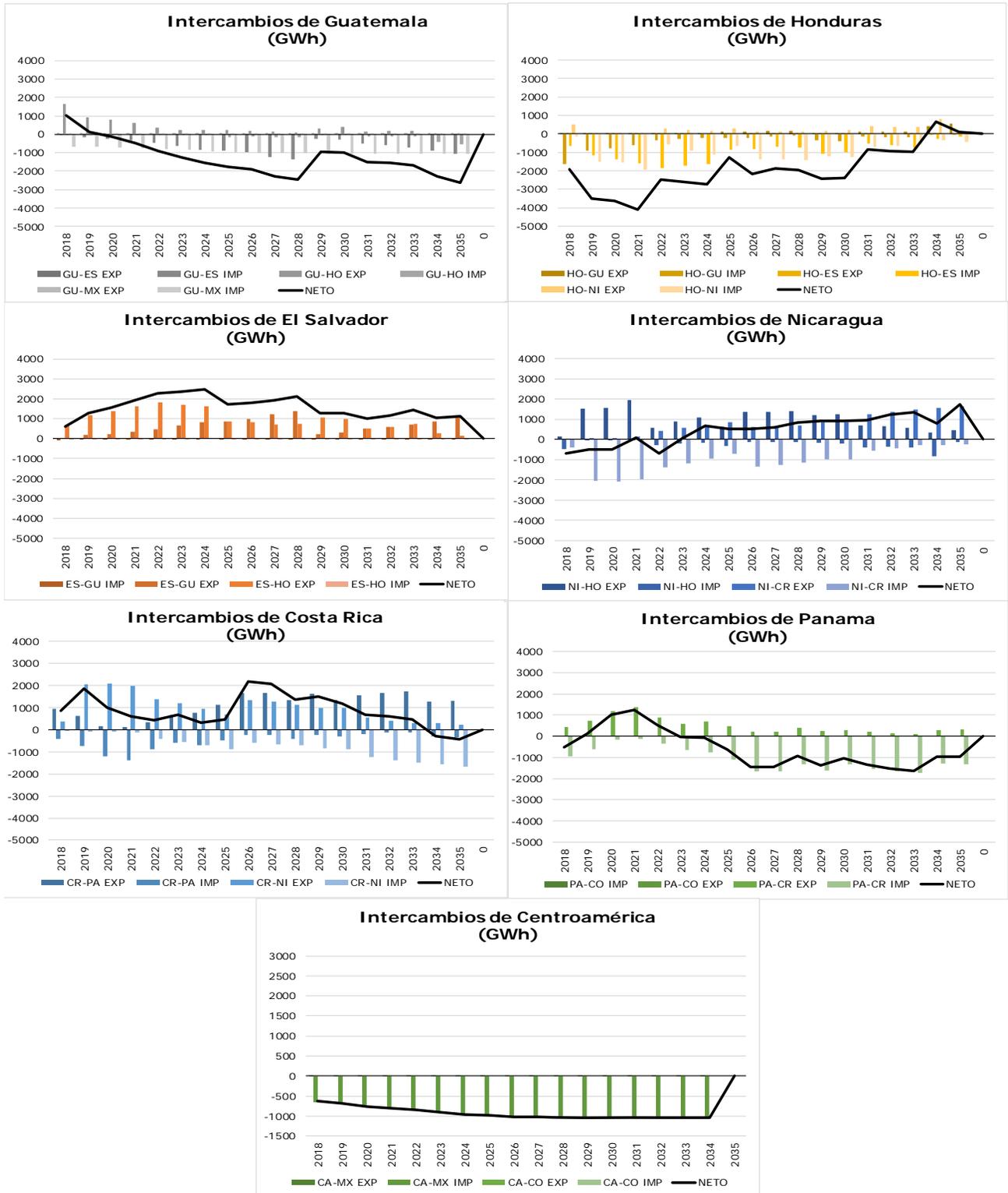


Figura 76
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J5%

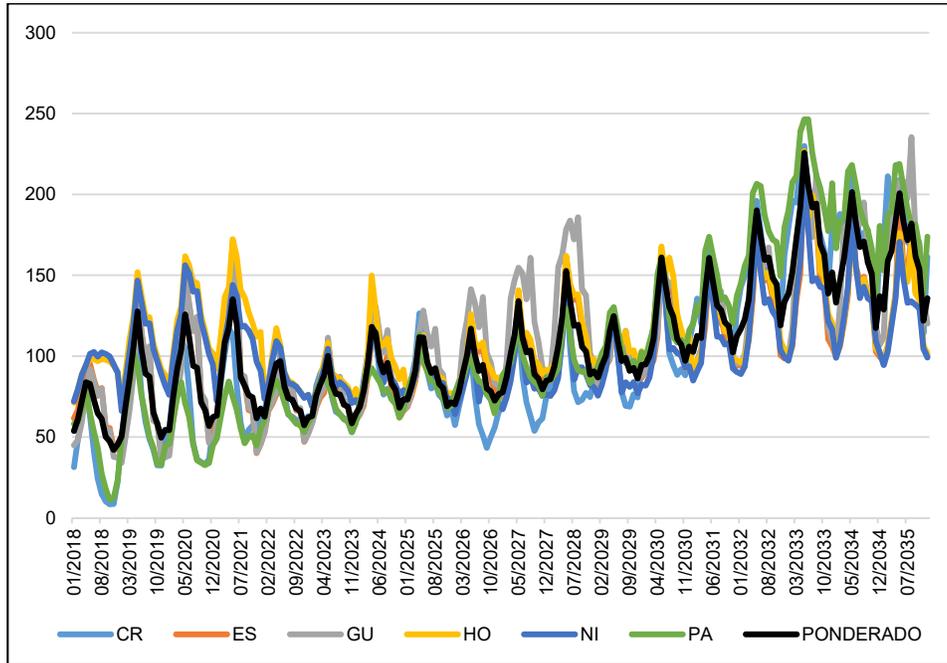
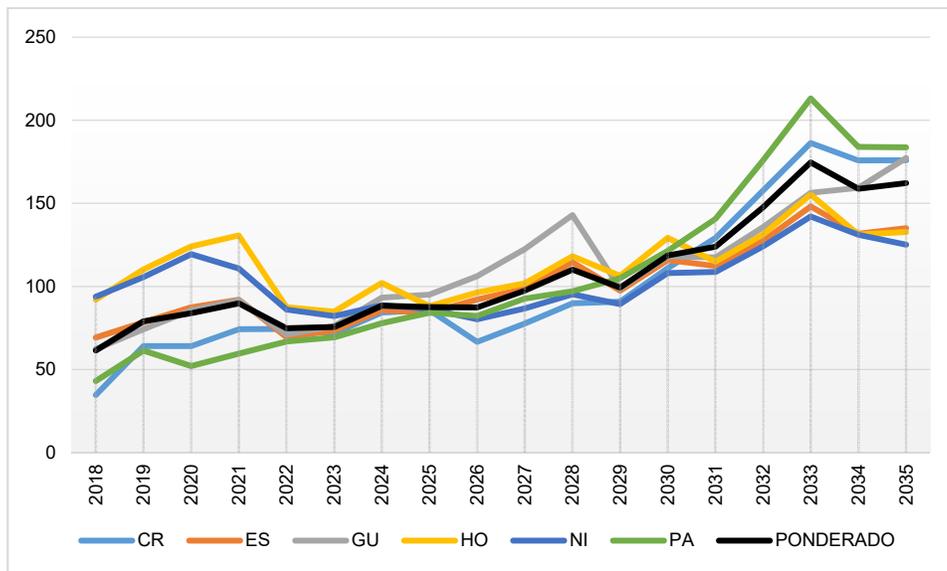


Figura 77
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J5%



5.1.1 Caso J10%

El Caso J plantea un escenario de **Ahorro Energético** considerando medidas de ahorro y eficiencia energética. Este caso J10% considera gestión y control de consumos y no ampliación de carbón, por lo que se **asume un ahorro del 10% de la demanda**, se incluyen los costos asociados a los sistemas de gestión y control de consumo que se estima en un 10% adicional al costo del plan. De igual forma se eliminan las candidatas de carbón en toda la región. Se considera el crecimiento de la demanda media para el ahorro. Además considera el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 54
Plan de Expansión del Caso J10%

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2017	HPEQ PEG2	F H	45	CARBECOSA	F C	90	BERLIN V2	F G	6	NI_FV-SOLARI	F S	12				PLANETA2H	F H	9
				LAEISZ	F D	20	GEO-CHNF1	F G	8	NI_MMV40A	F B	35				CPATA-BIO	F BG	8
				BIO-BAG15	F BG	8	GEO-SV-F1	F G	8	NI_MMV40B	F B	35				BBLANCOH	F H	27
				LIGEOPLAT	F G	18	OPTAHUACH	F G	8	NI_MMV40C	F B	35				BBLANCG3H	F H	2
				LIHD2017	F H	2	EOL METAP	F E	42	NI_MMV40D	F B	35				CUCHILLAH	F H	8
				SOLAR-2	F S	53	FV-C.GDE	F S	8							SOLAR20-S	F S	10
				SOLAR2B	F S	34	FVPEDREGA	F S	60							SOLAR21-S	F S	8
							FVSONSONA	F S	34							SOLAR22-S	F S	9
2018	GENE-PEG2 RENACE3	F H F H	105 40	NACNL BUN	F B	25	CHAPARRAL	F H	66	NI_CASUR	F I	24				COSTAN-CC	F GN	381
				UDEHSA	F B	20	AMPINGANG	F I	50	NI_FVSOLARII	F S	12				ESANCH-MT	F D	44
				EOLCHINCH	F E	45	INGCHAPAR	F I	55						PRINCO-TV	F C	300	
				LIHD2018	F H	15	INGIZALCO	F I	60						EÓLICO1-E	F E	50	
				VSMARAMPL	F E	12									EÓLICO2-E	F E	17	
				SOLAR 2C	F S	10									SOLAR08-S	F S	10	
				LAEISZ		(20)									SOLAR23-S	F S	10	
				NAC.INGENIEROS		(20)									SOLAR28-S	F S	5	
2019				PATUCA3	F H	100	BERLIN V	F G	28	NI_EOL1-63MW	E	63	PAILAS 2	F G	55	CHUSPAH	F H	10
				LAEISZ-JUTIGALPA		(5)	GEO-CHNF2	F G	50						COLORADOH	F H	7	
							GEO-SV-F2	F G	30						PANDOH	F H	33	
2020							EOLPRIVAD	F E	50						MARTAN-CC	F GN	450	
							EOLSJULIA	F E	30						BURICAH	F H	60	
							FV-1	F S	40						LAHUACAH	F H	12	
							FV-2	F S	40									
							FV-3	F S	20									
2021							GNL-PROY	F GN	380	NI_CCGNLA	F GN	250						
							SOLAR2021	F S	50	NICARAGUA-U1		(50)				SINDIGOH	H	10

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMA			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
										NICARAGUA-U2		(50)				SOLAR11-S	S	20	
																SOLAR14-S	S	10	
																SOLAR24-S	S	10	
																SOLAR38-S	S	20	
2022				TABLON	F	H	20						NI_SALTO Y-Y	H	25				
				TORNILLIT	F	H	160	INGCHAPA2	F	I	5		CORINTO-1		(50)	SOLAR29-S	S	10	
				CCLNG500A		GN	500						CORINTO-2		(19)	SOLAR32-S	S	20	
				AMPL.LUFUSSA1			(30)						PAMFELS		(57)	SOLAR33-S	S	20	
				AMPL. ENERSA			(30)						TIPITAPA-2		(51)	SOLAR34-S	S	20	
				LUFUSSA3			(210)									SOLAR35-S	S	20	
				ENERSA			(200)									SOLAR53-S	S	30	
				EMCE2			(55)												
				LUFUSSA2			(77)												
				ELCOSA			(80)												
2023													NI_APOYO	G	36	BORINQ 1	F	G	55
													NI_CANGILES	H	27	EÓLICO4-E	E	75	
													NI_CONSUELO	H	21	SOLAR15-S	S	10	
													NI_EL BARRO	H	32	SOLAR16-S	S	10	
													NI_EL CARMEN	H	100	SOLAR18-S	S	10	
													NI_VALENTIN	H	28	SOLAR19-S	S	10	
2024													NI_CORRIE LI	H	40				
													NI_PAJARITOS	H	22	SOLAR36-S	S	10	
													NI_GMASAYAI	G	35	SOLAR40-S	S	10	
2025				CCLNG500B		GN	500												
				UDEHSA			(20)	NEJAPA			(77)		NI_VCOSIGUI1	G	25	COTITOH	H	5	
													NI_COP BAJO	H	150	SOLAR45-S	S	40	
																SOLAR51-S	S	10	
2026	CALD3B-B	B	22	PATUCA2A		H	150						NI_GMASAYAI	G	35	DIQUIS	F	H	623
	CALD3C-B	B	11	BECOSA-CARBÓN			(90)						NI_EOL3 40MW	E	40	MINI DIQU	F	H	27
2027	TECUAMBU	B	44																
2028													NI_CASITAS3	G	35				
													NI_EOL4 40MW	E	40	EÓLICO3-E	E	105	
																EÓLICO5-E	E	50	
																EÓLICO7-E	E	100	
																EÓLICO8-E	E	20	
																SOLAR13-S	S	10	
																SOLAR30-S	S	20	
																SOLAR39-S	S	20	
																SOLAR42-S	S	10	
																SOLAR49-S	S	10	
																SOLAR50-S	S	10	
																SOLAR54-S	S	10	
																SOLARGEN1	S	50	
																SOLARGEN3	S	50	
2029													NI_GCASITAS2	G	35	OJOAGUAH	H	6	
																SBARTOLOH	H	19	

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMA		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
										NI_VCOSIGUI2	G	25				SBARTG3H	H	1
										NI_VOL ÑAJ01	G	25				SOLAR52-S	S	10
2030	SERCHIL	H	145	GNL-C	GN	500	NEJAPA	(77)								TIZINGALH	H	5
							ACAJVAP1	(30)								EÓLICO6-E	E	100
							ACAJVAP2	(33)								SOLAR31-S	S	5
2031				NACNL BUN		(25)				NI_G CASITAS	G	35						
										NI_PIED FINA	H	42						
2032	CCLNG500A	GN	500							NI_CHILTEPE2	G	35				BARRILESH	H	1
										NI_MOMBACHO2	G	25				SANDRES2H	H	8
										NI_BOBOKE	H	120				SOLARGEN2	S	50
2033				GNL-D	GN	500	ACAJGAS5	(82)		NI_VOL ÑAJ03	G	25				SOLAR17-S	S	10
															SOLAR41-S	S	20	
													F. CLIFF	H	69	SOLAR48-S	S	20
2034															GNL400-CC	GN	400	
2035	CCLNG500B	GN	500												B.TOROH	H	215	
															BTOROG3H	H	14	
															STAMA82H	H	28	
2036										NI_PGEHOY0I	G	35	LOSLANOS	H	93	C.BLANCAH	H	8
										NI_PGEHOY0II	G	35			SOLAR04-S	S	10	
										NI_VOL ÑAJ04	G	35			SOLAR09-S	S	20	
															SOLAR12-S	S	3	

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 75
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario J 10% EE_Eficiencia Energética 10% de ahorro							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	445	66	607	719	453	2581
Solar	0	10	150	12	0	620	792
Eólico	0	57	80	143	0	636	916
Geo	0	0	108	371	110	0	589
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	77	45	0	0	0	0	122
Diesel	0	0	0	0	0	44	44
Carbón	0	0	0	0	0	300	300
GNL	1000	2000	380	250	0	1231	4861
Total	1367	2557	954	1407	829	3285	10399
RETIROS		-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1367	1695	655	1130	829	3285	8961

Figura 58
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

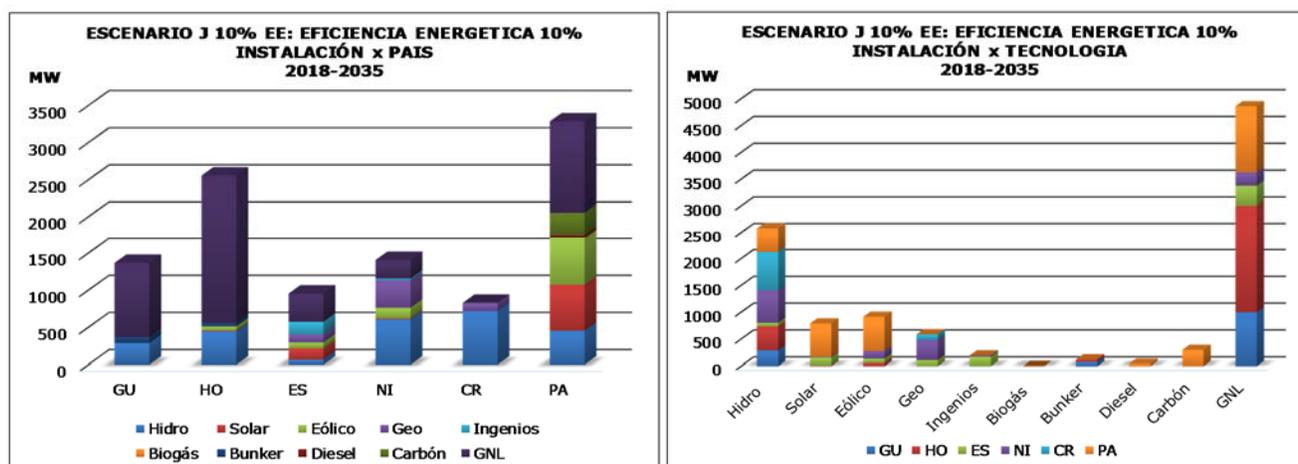


Tabla 56
Costo del Plan de Expansión Caso J10%

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035) \$/MWh
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	
J.10%	14,966.33	13,572.18	0.01	282.85	28,821.37	84.10
Considerando un 10% de costo adicional por los costos asociados a los sistemas de gestión y control de consumo					31,703.5	

Figura 79
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso J10%
(Datos en GWh)

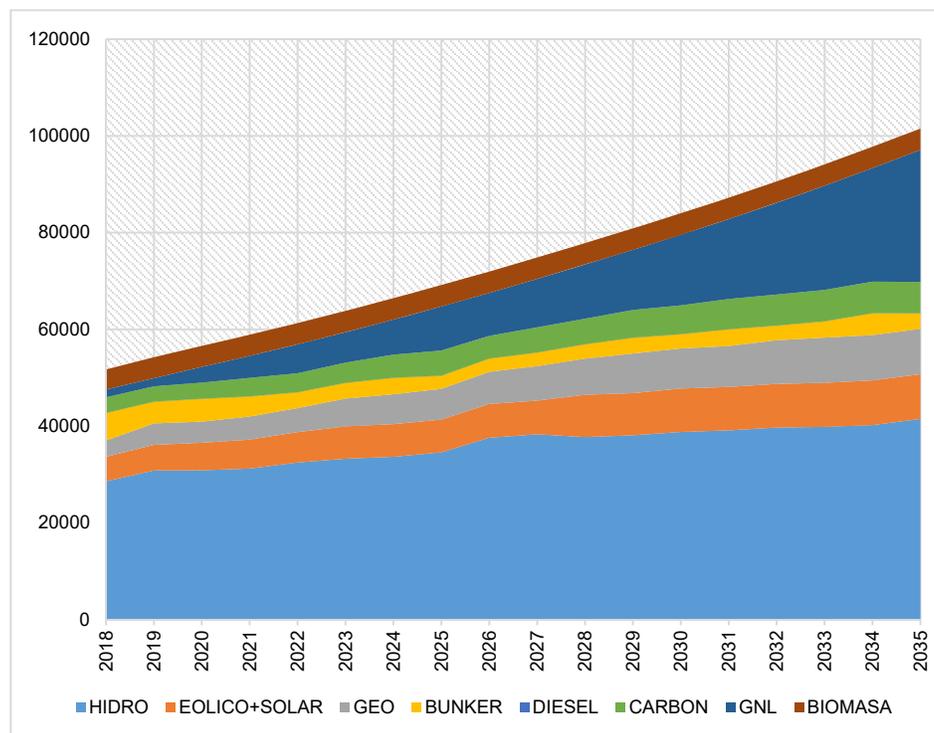


Tabla 77
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso J10%

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVA BLE	TERMICO
2018	55%	10%	7%	11%	0%	6%	3%	8%	80%	20%
2019	57%	10%	8%	8%	0%	6%	3%	8%	83%	17%
2020	55%	10%	8%	8%	0%	6%	6%	8%	80%	20%
2021	53%	10%	8%	7%	0%	6%	8%	7%	79%	21%
2022	53%	10%	8%	5%	0%	6%	10%	7%	79%	21%
2023	52%	10%	9%	5%	0%	7%	10%	7%	79%	21%
2024	51%	10%	9%	5%	0%	7%	11%	7%	77%	23%
2025	50%	10%	9%	4%	0%	8%	13%	6%	75%	25%
2026	52%	10%	9%	4%	0%	6%	12%	6%	77%	23%
2027	51%	9%	10%	4%	0%	7%	13%	6%	76%	24%
2028	48%	11%	10%	4%	0%	7%	14%	6%	75%	25%
2029	47%	11%	10%	4%	0%	7%	15%	5%	73%	27%
2030	46%	11%	10%	4%	0%	7%	17%	5%	72%	28%
2031	45%	10%	10%	4%	0%	7%	19%	5%	70%	30%
2032	44%	10%	10%	3%	0%	7%	21%	5%	69%	31%
2033	42%	10%	10%	4%	0%	7%	23%	5%	67%	33%
2034	41%	9%	10%	5%	0%	7%	24%	5%	65%	35%
2035	41%	9%	9%	3%	0%	6%	27%	4%	64%	36%

Figura 80
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso J10%

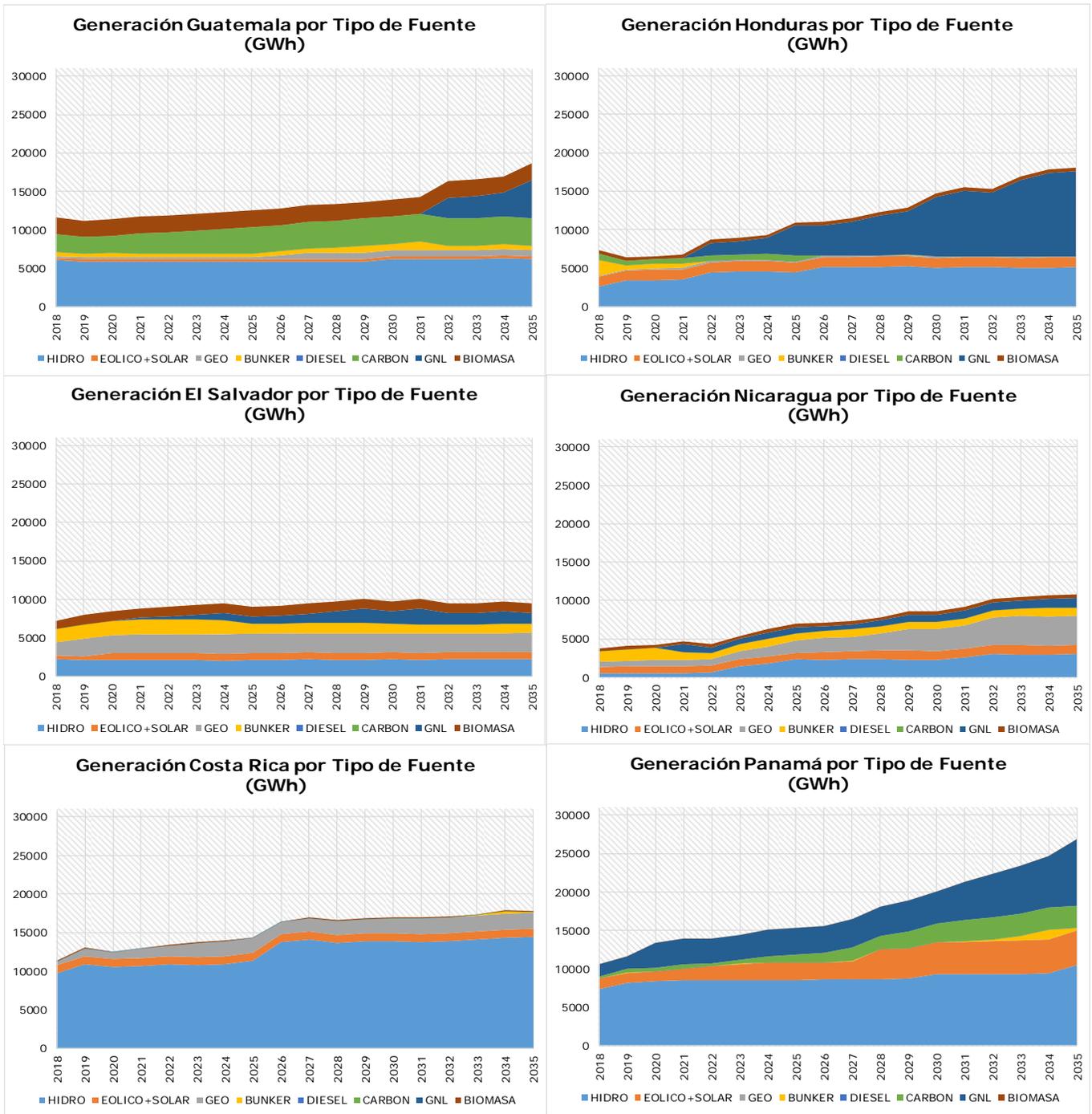


Figura 81
Intercambios de Energía por País
Caso J10%

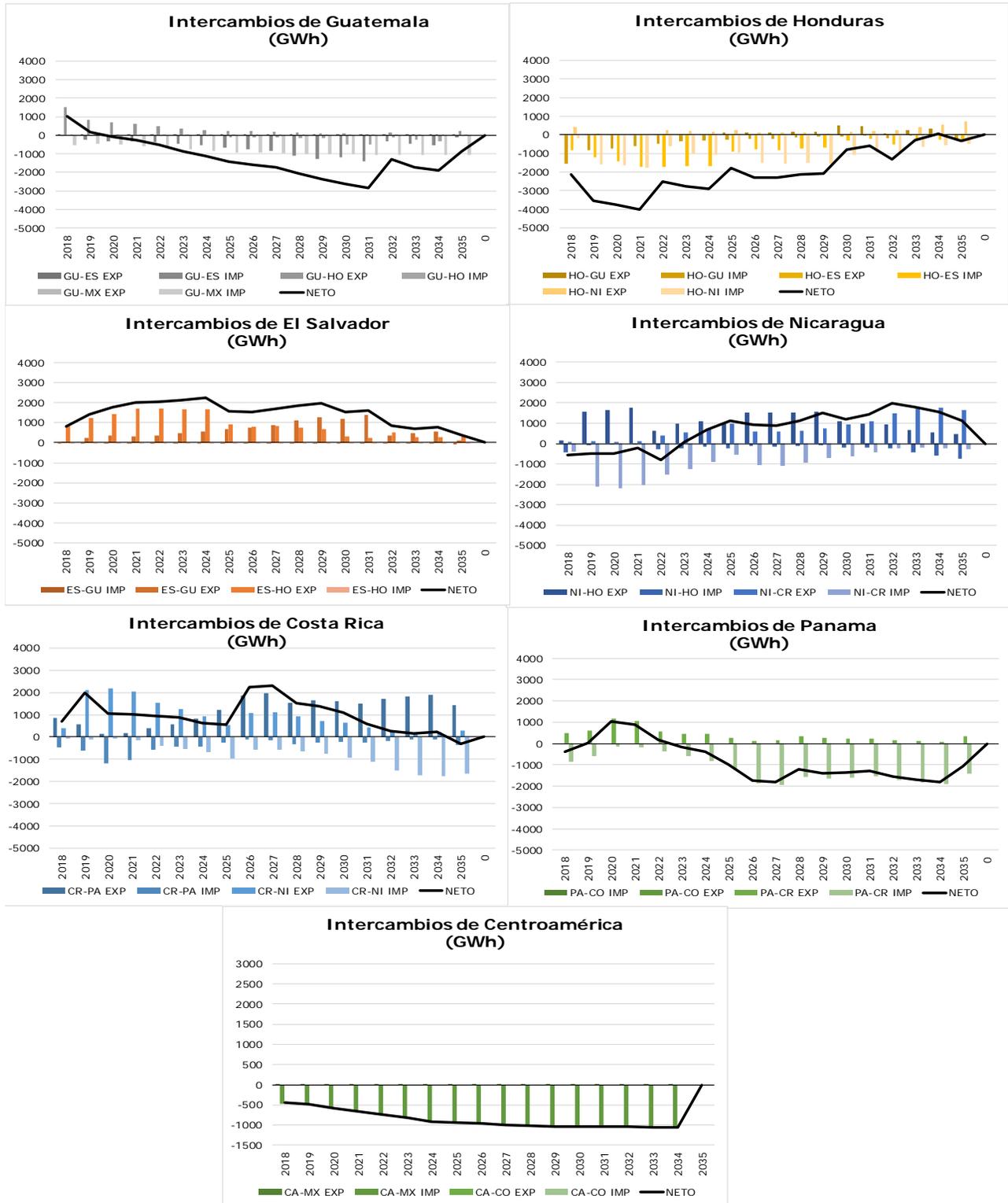


Figura 82
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J10%

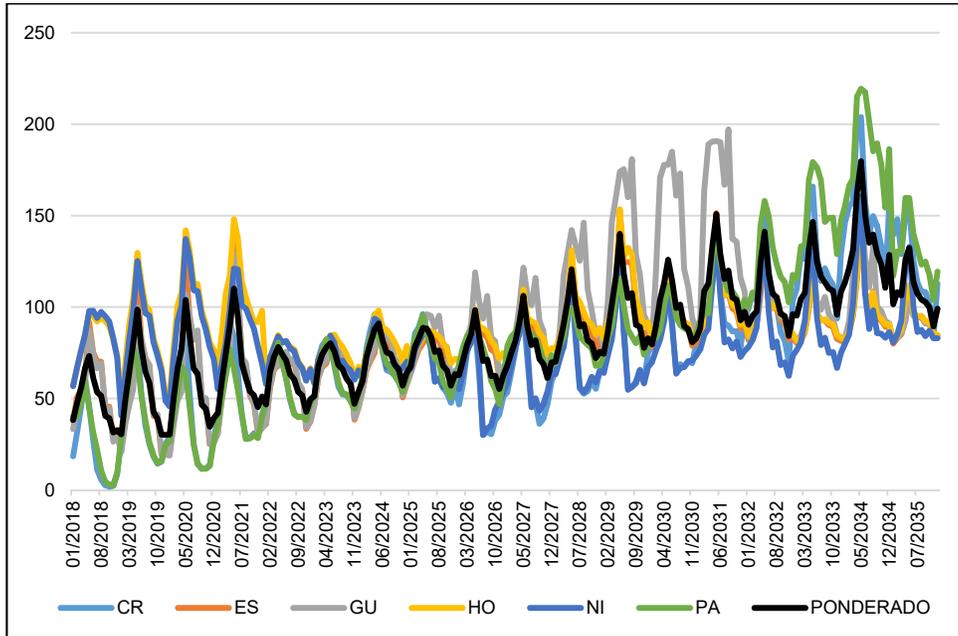
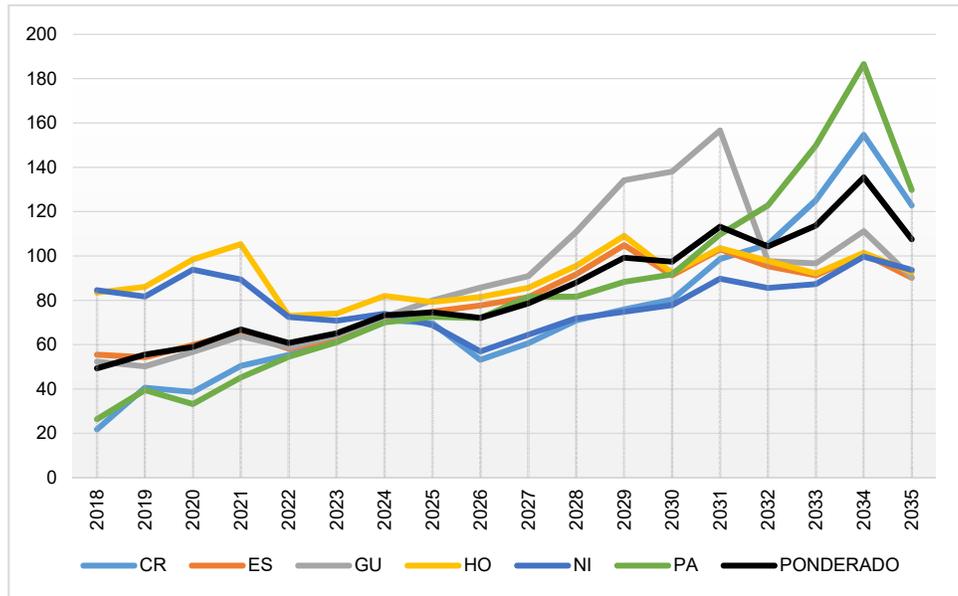


Figura 83
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J10%



5.1.1 Caso J15%

El Caso J plantea un escenario de **Ahorro Energético** considerando medidas de ahorro y eficiencia energética. Este caso J15% considera modernización de Instalaciones y programas de Eficiencia Energética y no ampliación de carbón, por lo que se **asume un ahorro del 15% de la demanda**, se incluyen los costos asociados a los cambios de política y reglamentaciones que representan un aumento del 15% sobre el costo total del plan obtenido. De igual forma se eliminan las candidatas de carbón en toda la región y se retiran las plantas de carbón existentes. Se considera el crecimiento de la demanda media para el ahorro. Además considera el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 58
Plan de Expansión del Caso J15%

AÑO	GUATEMALA				HONDURAS				EL SALVADOR				NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW		PROYECTO	T	MW	
2017	HPEQ PEG2	F	H	45	CARBECOSA	F	C	90	BERLIN V2	F	G	6	FV-SOLARI	F	S	12					PLANETA2H	F	H	9
					LAEISZ	F	D	20	GEO-CHNF1	F	G	8	MMV40A	F	B	35					CPATA-BIO	F	BG	8
					BIO-BAG15	F	BG	8	GEO-SV-F1	F	G	8	MMV40B	F	B	35					BBLANCOH	F	H	27
					LIGEOPLAT	F	G	18	OPTAHUACH	F	G	8	MMV40C	F	B	35					BBLANCG3H	F	H	2
					LIHD2017	F	H	2	EOL METAP	F	E	42	MMV40D	F	B	35					CUCHILLAH	F	H	8
					SOLAR-2	F	S	53	FV-C.GDE	F	S	8									SOLAR20-S	F	S	10
					SOLAR2B	F	S	34	FVPEDREGA	F	S	60									SOLAR21-S	F	S	8
									FVSONSONA	F	S	34									SOLAR22-S	F	S	9
																					SOLAR25-S	F	S	10
																					SOLAR26-S	F	S	10
																					SOLAR27-S	F	S	10
2018	GENE-PEG2	F	H	105	NACNL BUN	F	B	25	CHAPARRAL	F	H	66	CASUR	F	I	24					COSTAN-CC	F	GN	381
	RENACE3	F	H	40	UDEHSA	F	B	20	AMPINGANG	F	I	50	FVSOLARII	F	S	12					ESANCH-MT	F	D	44
					EOLCHINCH	F	E	45	INGCHAPAR	F	I	55									PRINCO-TV	F	C	300
					LIHD2018	F	H	15													EÓLICO1-E	F	E	50
					VSMARAMPL	F	E	12													EÓLICO2-E	F	E	17
					SOLAR 2C	F	S	10													SOLAR08-S	F	S	10
					LAEISZ			(20)													SOLAR23-S	F	S	10
					NAC.INGENIEROS			(20)													SOLAR28-S	F	S	5
																					S.ANDRESH	F	H	10
2019					PATUCA3	F	H	100	BERLIN V	F	G	28					PAILAS 2	F	G	55	CHUSPAH	F	H	10
					LAEISZ-JUTIGALPA			(5)	GEO-CHNF2	F	G	50									COLORADOH	F	H	7
									GEO-SV-F2	F	G	30									PANDOH	F	H	33
									INGIZALCO	F	I	60												
2020									EOLPRIVAD	F	E	50									MARTAN-CC	F	GN	450
									EOLSJULIA	F	E	30									BURICAH	F	H	60
									FV-1	F	S	40									LAHUACAH	F	H	12
									FV-2	F	S	40												
									FV-3	F	S	20												
2021									GNL-PROY	F	GN	380	CCGNLA	F	GN	250								
									SOLAR2021	F	S	50	NICARAGUA-U1			(50)								
													NICARAGUA-U2			(50)								

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
2022				TABLON	F	H 20				EOL1-63MW	E	63				SINDIGOH	H	10
				TORNILLIT	F	H 160				SALTO Y-Y	H	25				SOLAR14-S	S	10
				TGDS100A		B 100				CORINTO-1		(50)				SOLAR24-S	S	10
				TGDS100B		B 100				CORINTO-2		(19)				SOLAR38-S	S	20
				AMPL.LUFUSSA1		(30)				PAMFELS		(57)						
				AMPL. ENERSA		(30)				TIPITAPA-2		(51)						
				LUFUSSA3		(210)												
				ENERSA		(200)												
				EMCE2		(55)												
				LUFUSSA2		(77)												
				ELCOSA		(80)												
2023	CALD3B-B	B	22	TGDS100C	B	100				APOYO	G	36	BORINQ 1	F G	55	B.TOROH	H	215
	CALD3C-B	B	11	TGDS50A	B	50	INGCHAPA2	F I	5	CONSUELO	H	21				BTOROG3H	H	14
	SJO-C		(132)	CARBECOSA		(90)				EL CARMEN	H	100				EÓLICO4-E	E	75
	LIBERTAD		(13)							VALENTIN	H	28				SOLAR29-S	S	10
	JAGUAR		(300)													SOLAR32-S	S	20
	DUKEENERG		(80)													SOLAR33-S	S	20
																SOLAR34-S	S	20
																SOLAR35-S	S	20
																SOLAR53-S	S	30
																BLMCAR-TV		(133)
																PRINCO-TV		(300)
2024	TECUAMBU	B	44	LLANITOS		H 98				CORRIE LI	H	40				SOLAR11-S	S	20
										PAJARITOS	H	22						
										GMASAYAI	G	35						
2025				CCLNG500A		GN 500												
				UDEHSA		(20)	NEJAPA		(77)									
2026				BECOSA-CARBÓN		(90)				GMASAYAI	G	35	DIQUIS	F H	623			
										EOL3 40MW	E	40	MINI DIQU	F H	27			
2027																STAMA82H	H	28
2028	CCLNG500A		GN 500							CASITAS3	G	35				OJOAGUAH	H	6
										GCASITAS2	G	35				TIZINGALH	H	5
										EOL4 40MW	E	40				EÓLICO10-E	E	120
																EÓLICO5-E	E	50
																EÓLICO7-E	E	100
																EÓLICO8-E	E	20
																SOLAR13-S	S	10
																SOLAR15-S	S	10
																SOLAR16-S	S	10
																SOLAR18-S	S	10
																SOLAR19-S	S	10
																SOLAR36-S	S	10
																SOLAR40-S	S	10
																SOLAR45-S	S	40
																SOLAR49-S	S	10
																SOLAR50-S	S	10

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW
																SOLAR51-S	S	10
																SOLAR52-S	S	10
																SOLAR54-S	S	10
																SOLARGEN1	S	50
2029										MOMBACHO	G	25				EÓLICO6-E	E	100
										MOMBACHO2	G	25				SOLAR30-S	S	20
										VCOSIGUI2	G	25				SOLAR39-S	S	20
2030				CCLNG500B	GN	500				NEJAPA		(77)				SOLAR42-S	S	10
										ACAJVAP1		(30)						
										ACAJVAP2		(33)						
2031	CCLNG500B	GN	500							G CASITAS	G	35				EÓLICO3-E	E	105
				NACNL BUN		(25)				VOL ÑAJ02	G	30						
2032										APOYO 2	G	36				SOLARGEN2	S	50
										CHILTEPE2	G	35						
2033										ACAJGAS5		(82)				SOLAR17-S	S	10
										VOL ÑAJ03	G	25				SOLAR47-S	S	20
2034				GNL-C	GN	500										GNL400-CC	GN	400
2035																		

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotermica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 79
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario J 15 EE Eficiencia Energética 15% de ahorro							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	145	393	66	236	650	409	1900
Solar	0	10	150	12	0	545	717
Eólico	0	57	80	143	0	636	916
Geo	0	0	108	412	110	0	630
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	77	395	0	0	0	0	472
Diésel	0	0	0	0	0	44	44
Carbón	0	0	0	0	0	300	300
GNL	1000	1500	380	250	0	1231	4361
Total	1222	2355	954	1076	760	3166	9534
RETIROS	-525	-952	-299	-276		-433	-2486
Instalación Neta	697	1403	655	800	760	2733	7048

Figura 84
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

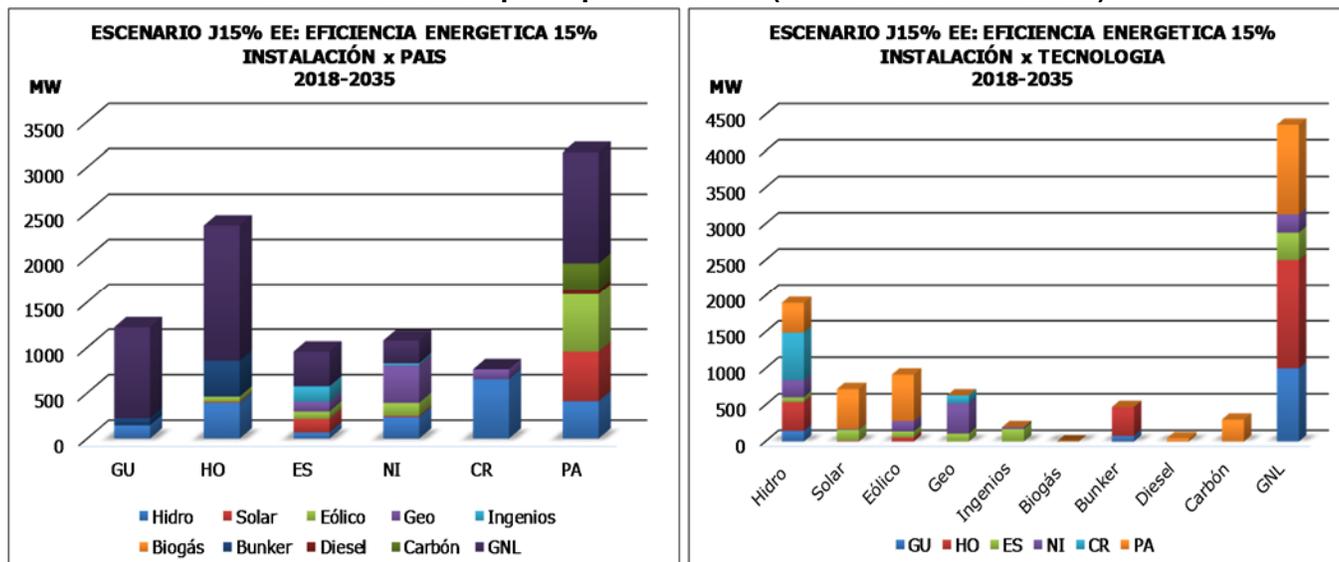


Tabla 80
Costo del Plan de Expansión Caso J15%

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 - 2035)
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	\$/MWh
J.15%	14,812.55	12,711.21	0.37	233.22	27,757.35	87.68
Considerando un 15% de costo adicional por los costos asociados a los cambios de políticas y programas de eficiencia energética					31,920.96	

Figura 85
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso J15%
(Datos en GWh)

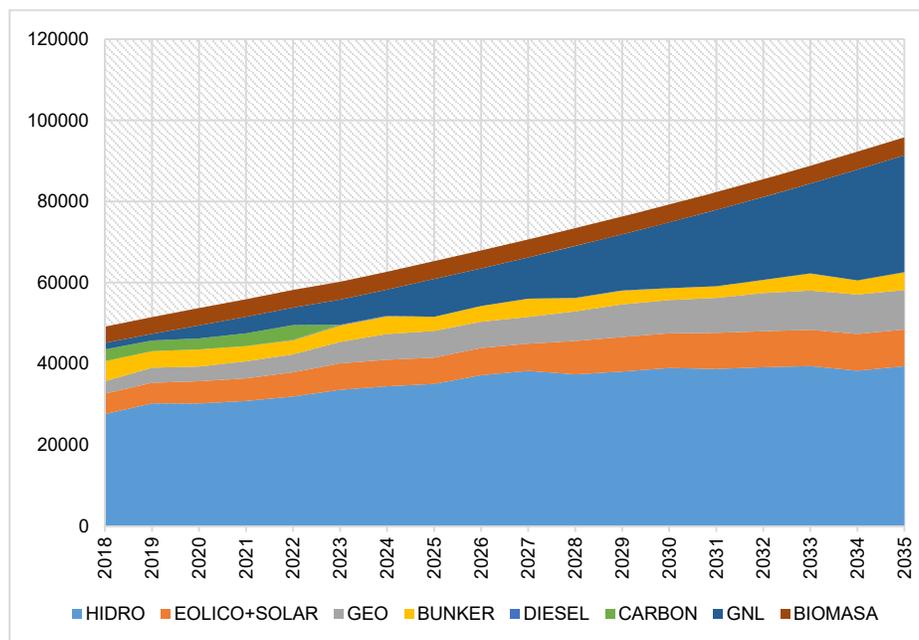


Tabla 81
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso J15%

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMAS A	RENOVA BLE	TERMICO
2018	56%	10%	6%	10%	0%	6%	3%	8%	81%	19%
2019	59%	10%	7%	8%	0%	5%	3%	8%	84%	16%
2020	56%	10%	7%	8%	0%	5%	6%	8%	81%	19%
2021	55%	10%	7%	7%	0%	6%	7%	8%	80%	20%
2022	55%	10%	8%	6%	0%	6%	7%	7%	80%	20%
2023	56%	11%	9%	7%	0%	0%	10%	7%	83%	17%
2024	55%	10%	10%	7%	0%	0%	10%	7%	83%	17%
2025	54%	10%	10%	5%	0%	0%	14%	7%	80%	20%
2026	55%	10%	9%	6%	0%	0%	14%	6%	81%	19%
2027	54%	9%	9%	6%	0%	0%	14%	6%	79%	21%
2028	51%	11%	10%	4%	0%	0%	17%	6%	78%	22%
2029	50%	11%	11%	4%	0%	0%	18%	6%	77%	23%
2030	49%	11%	10%	4%	0%	0%	20%	6%	76%	24%
2031	47%	11%	10%	3%	0%	0%	23%	5%	74%	26%
2032	46%	10%	11%	4%	0%	0%	24%	5%	72%	28%
2033	44%	10%	11%	5%	0%	0%	25%	5%	70%	30%
2034	42%	10%	11%	4%	0%	0%	30%	5%	67%	33%
2035	41%	9%	10%	5%	0%	0%	30%	5%	65%	35%

Figura 86
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso J15%

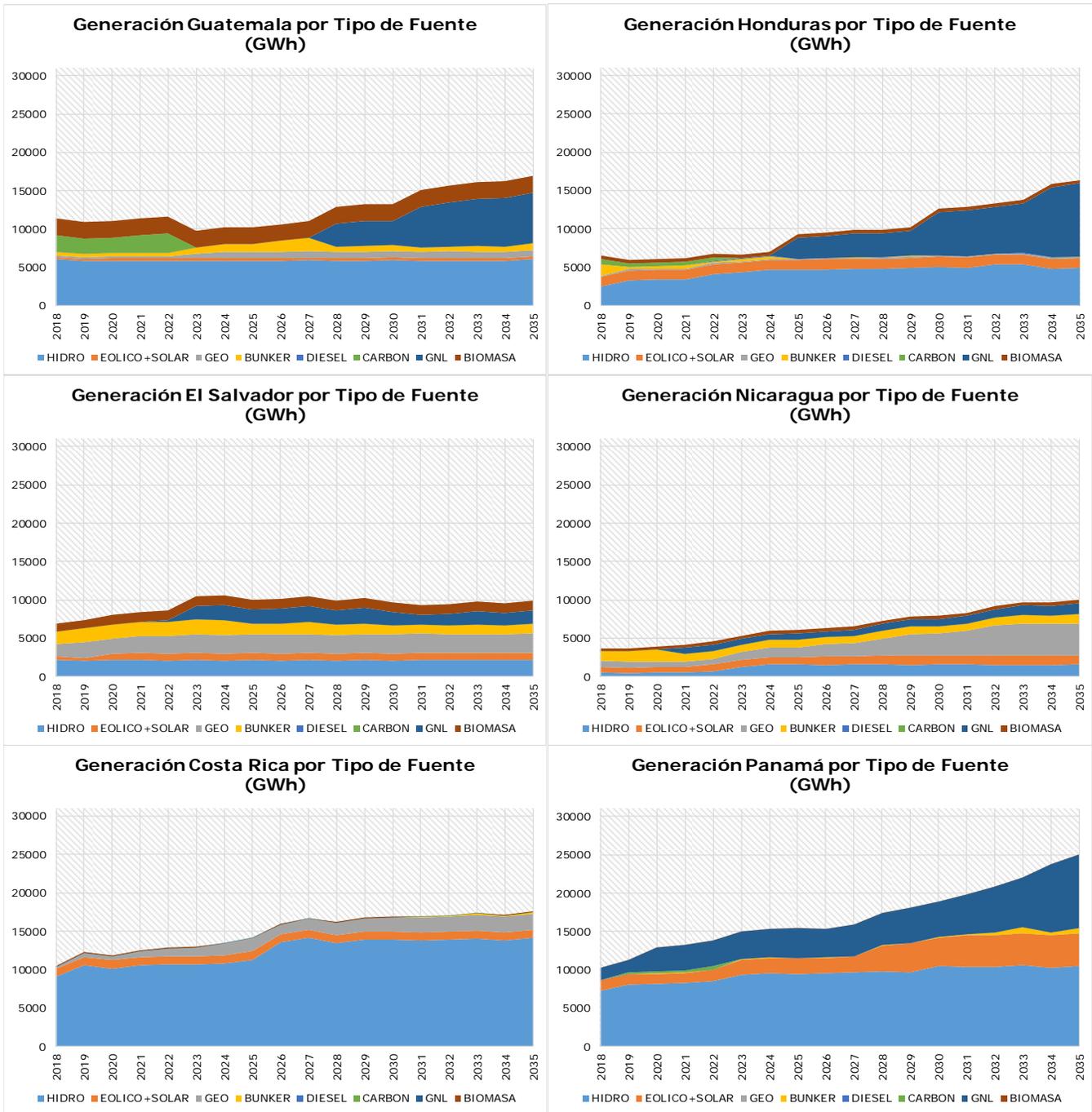


Figura 87
Intercambios de Energía por País
Caso J15%

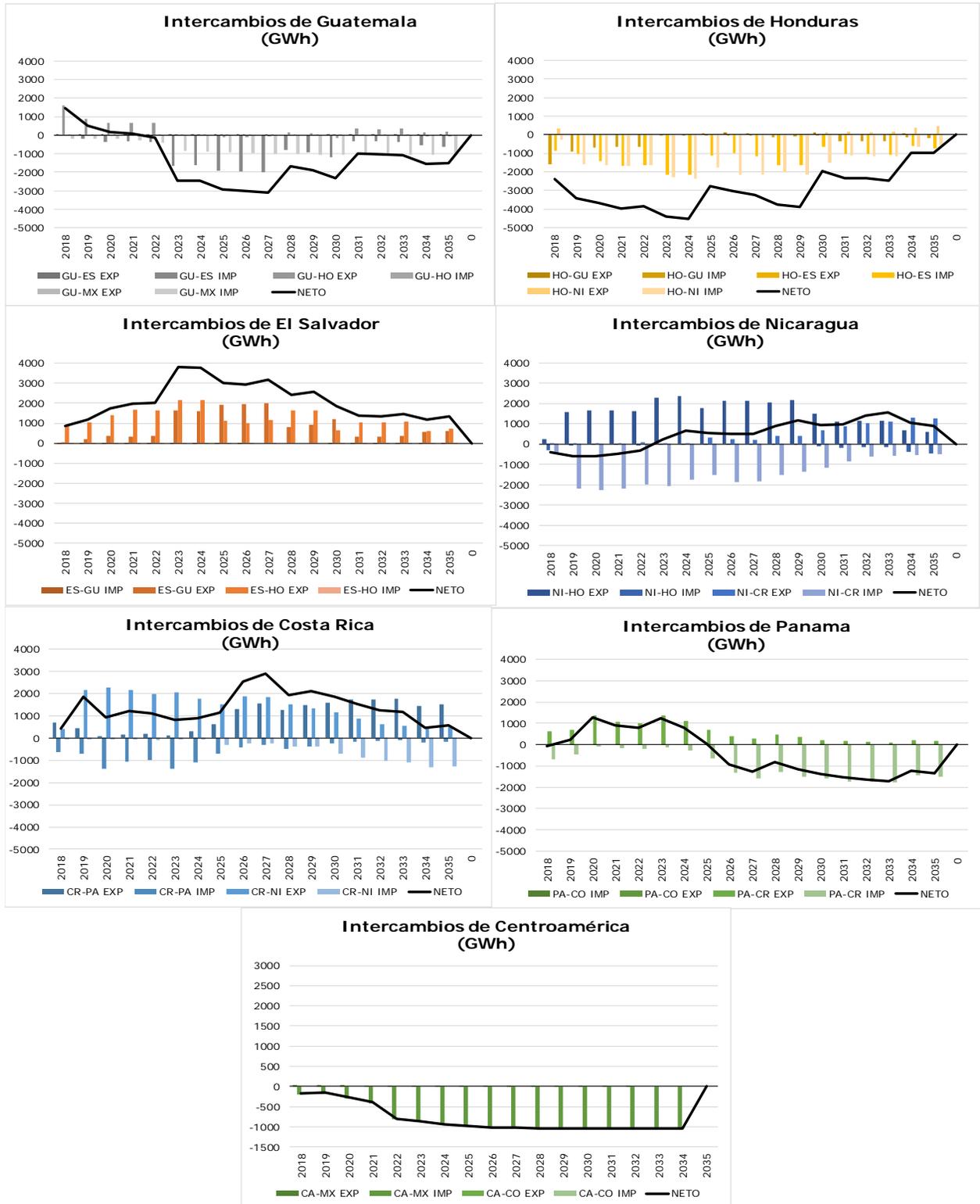


Figura 88
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J15%

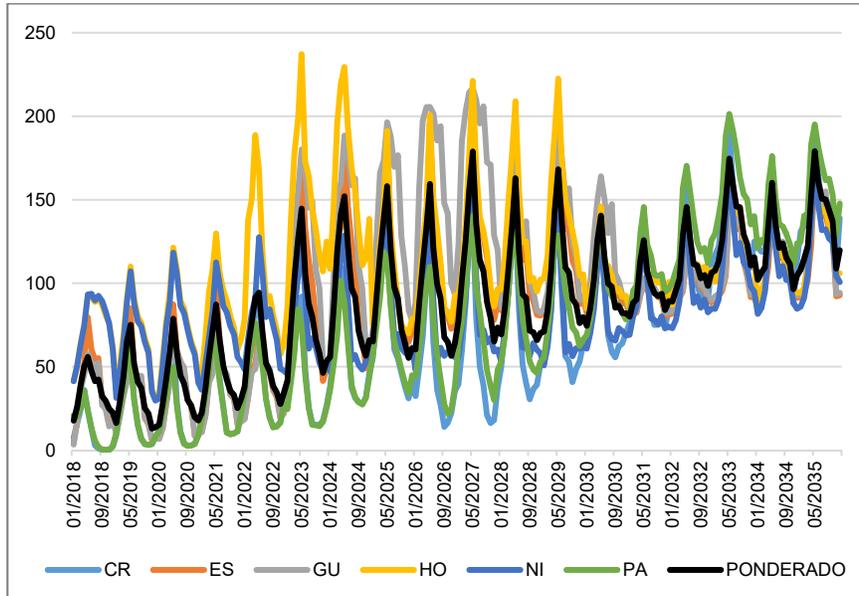
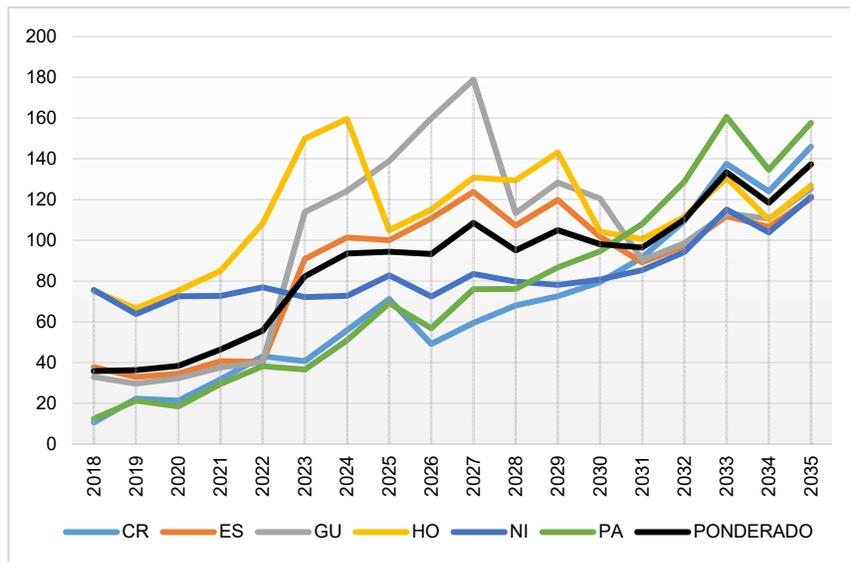


Figura 89
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso J15%



5.1.1 Caso K

Este caso **no considera plantas candidatas de Gas Natural** en la región, con el propósito de observar los beneficios que se logran con su instalación en el caso Base. Además considera el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño menores de 150MW y los precios de los combustibles y proyección de demanda son tomados según el escenario medio. No considera el enlace con Colombia y el SIEPAC II. El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 82
Plan de Expansión del Caso K

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ		
	PROYECTO	T	M W	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	M W	PROYECTO	T	M W	PROYECTO	T	M W	PROYECTO	T	M W
2018	GENE-PEG2	F H	105	EOLCHINCH	F E	45	INGIZALCO	F I	60	CASUR	F I	24	LOS NEGROS VALLE ESCONDIDO	F H	28	COSTAN-CC	F N	381
	RENACE3	F H	40	LIHD2018	F H	15	CHAPARRAL	F H	66	FVSOLARII	F S	12		F S	5	SAN ANDRÉS H	F H	10
				VSMARAMPL	F E	12	INGCHAPAR	F I	55							EÓLICO1-E	F E	50
				UDEHSA	F B	20	AMPINGANG	F I	50							EÓLICO2-E	F E	17
				NACNL BUN	F B	25										PRINCO-TV	F C	298
				SOLAR2C	F S	10										ESANCH-MT	F D	44
				LAEISZ		-20										SOLAR08-S	F S	10
				NAC.INGENIEROS		-20										SOLAR28-S	F S	10
																SOLAR16-S	F S	5
2019				PATUCA3	F H	100	BERLIN V	F G	28	EOL1-63MW	E	63	PAILAS 2	F G	55	PANDO	F H	33
				LAEISZ- JUTIGALPA		-5	GEO-CHNF2	F G	50						COLORADOH	F H	7	
							GEO-SV-F2	F G	30						CHUSPAH	F H	9	
2020							EOLSJULIA	F E	30						MARTAN-CC	F N	450	
							FV-1	F S	40						BURICAH	F H	60	
							FV-2	F S	40						LAHUACAH	F H	12	
							FV-3	F S	20									
							EOLPRIVAD	F E	50									
2021							SOLAR2021	F S	50	CCGNLA	F N	250			OJO DE AGUA	H	6	
							GNL-PROY	F N	380	NICARAGUA-U1		-50			SINDIGO	H	10	
															TIZINGAL	H	5	
															STA MARTA-2H	H	28	
															STA MARTA2-3H	H	1	
															COTITO	H	5	
															SOLAR 2021	S	50	
															SOLAR14S	S	10	
															SOLAR24S	S	10	
															SOLAR11S	S	20	
														SOLAR15S	S	10		
														SOLAR13S	S	10		

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ				
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW		
																SOLAR29S	S	10		
																SOLAR16S	S	10		
																SOLAR18S	S	10		
																SOLAR19S	S	10		
																SOLAR32S	S	20		
																SOLAR33S	S	20		
																SOLAR34S	S	20		
																SOLAR35S	S	20		
																SOLAR36S	S	10		
																SOLAR38S	S	20		
																SOLAR40S	S	10		
																SOLAR45S	S	40		
																EÓLICO 4E	E	75		
																SOLAR49S	S	10		
																SOLAR50S	S	10		
																SOLAR51S	S	10		
																SOLAR53S	S	30		
																SOLAR54S	S	10		
																SOLAR GENÉRICO 1	S	50		
2022				CCDS250A	D	250														
				TGDS100 A Y B	D	200	INGCHAPA2	F	I	5	CORINTO-1	-50				SOLAR52S	S	10		
				TGDS50 A Y B	D	100					CORINTO-2	-19								
				TABLÓN	H	20					PAMFELS	-57				C. BLANCA	H	8		
				TORNILLITO	H	160					TIPITAPA-2	-51				BARRILES	H	1		
				AMPL.LUFUSSA1		-30														
				AMPL. ENERSA		-30														
						-														
				LUFUSSA3		210														
						-														
				ENERSA		200														
				EMCE2		-55														
				LUFUSSA2		-77														
				ELCOSA		-80														
2023	CALDERAS 3B-3C-B	G	33	LLANITOS	H	98					EL CARMEN	H	100	BORINQ 1	F	G	55			
											VALENTÍN	H	28					EL RECODO	H	10
											CANGILES	H	27					EÓLICO5-E	E	50
											APOYO	G	36					EÓLICO6-E	E	100
											COSIGUILCA 1	G	25							
											GMASAYAI	G	35							
2024	TECUAMBUR RO	G	44				CERRÓN GDE AMPL	H		86								SOLAR30S	S	20
																		SOLAR31S	S	5
																		SOLAR39S	S	20
																		SOLAR GENÉRICO 3	S	50
2025				UDEHSA		-20	NEJAPA			-77								EÓLICO7-E	E	100
				CCDS250B	C	250	CARBÓN-AES	C		250	CASITAS	G	35					EÓLICO8-E	E	20
																		EÓLICO10-E	E	120

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL 2018-2035

AÑO	GUATEMALA			HONDURAS			EL SALVADOR			NICARAGUA			COSTA RICA			PANAMÁ			
	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	PROYECTO	T	MW	
2026				PATUCA2A BECOSA-CARBÓN CB250A	H -90 C	150 -90 250				GMASAYAI APOYO2 MOMBACHO EOL3 40MW	G G G E	35 36 25 40	DIQUIS MINI DIQU	F F	H H	623 27			
2027							CESSA	C	100										
2028										EOL4 40MW	E	40					SOLAR42-S SANANDRES2H EÓLICO3-E	S H E	10 8 105
2029				CB250B	C	250	SOLAR GENÉRICO 3 X 50	S	150	CASITAS3 MOMBACHO2 COSIGUILCA2	G G G	35 25 25				SOLAR17-S SOLAR GENÉRICO 2	S S	10 50	
2030							NEJAPA ACAJVAP1 ACAJVAP2		-77 -30 -33	PAJARITOS	H	22				SOLAR41-S SOLAR47-S SOLAR48-S	S S S	20 20 20	
2031	TGDS100-A	D	100	NACNL BUN CCDS150A	D	150	TGDS100A	D	100	SALTO YY	H	25							
2032	TGDS100-B	D	100	MMV100 A Y B CCDS150B	B D	200 150				CHILTEPE2 V. ÑAJO2	G G	25 30							
2033	SERCHIL CCDS250-A-B	H D	145 500				ACAJGAS5 TGDS100B		-82 100	VOL ÑAJO3	G	25	BORINQ 1	G	55	SOLAR04-S EÓLICO09-E EÓLICO11-E	S E E	10 123 30	
2034										VALENTÍN	H	28				SAN BARTOLO	H	19	
2035				TGDS50C	D	50				CORRIENTE LIRA	H	40	LOS LLANOS	H	93	B.TOROH BTOROG3H SOLAR09-S SOLAR37-S	H H S S	215 14 20 20	

Tipo de Fuente= H: Hidroeléctrica, S: Solar, E:Eólica,G: Geotérmica, I:Ingenios, BG:Biogas, B:Bunker, D:Diesel, C:Carbón, GN: Gas Natural

Tabla 83
Resumen de Instalación por Tipo de Fuente Considerando Retiros (Datos en MW)
2018-2035

Escenario K Sin GNL							
	GU	HO	ES	NI	CR	PA	Total
Hidro	290	543	152	270	771	460	2486
Solar	0	10	300	12	5	740	1067
Eólico	0	57	80	143	0	789	1069
Geo	77	0	108	392	165	0	742
Ingenios	0	0	170	24	0	0	194
Biogás	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	0	245	0	0	0	0	245
Diésel	700	900	200	0	0	44	1844
Carbón	0	750	350	0	0	298	1398
GNL	0	0	380	250	0	831	1461
Total	1067	2505	1740	1091	941	3162	10506
RETIROS	0	-862	-299	-276			-1437
Instalación Neta	1067	1643	1441	814	941	3162	9068

Figura 90
Nueva Instalación por Tipo de Fuente (Sin Considerar Retiros)

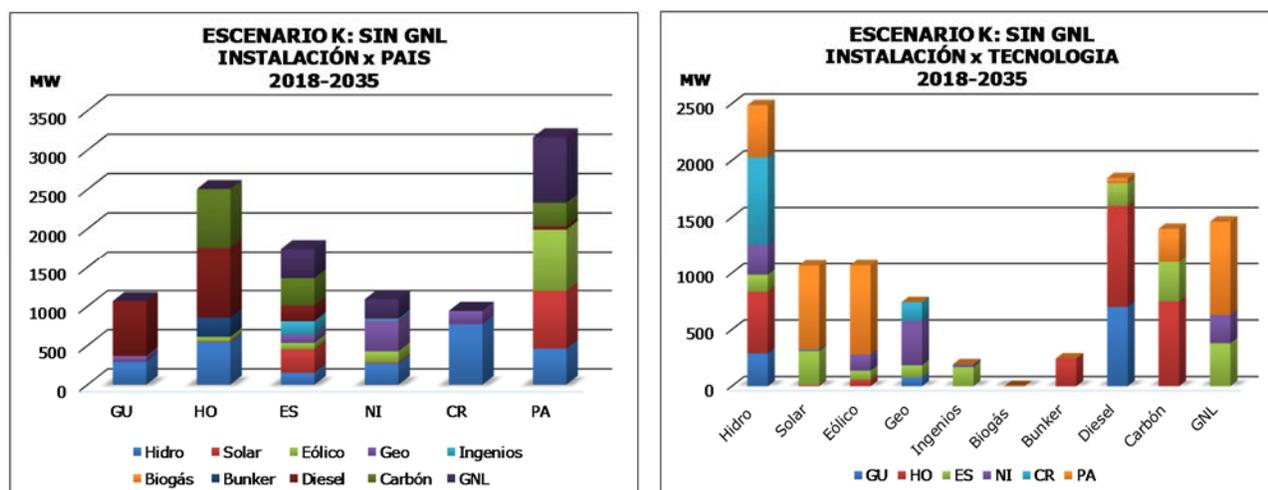


Tabla 84
Costo del Plan de Expansión Caso K

Caso	Costo De Planes 2018-2035 Millones De Dólares En Valor Presente Ene.2018					Costo Marginal (2018 -2035) \$/MWh
	Inversión	Operación	Déficit	Intercambios ME y CO	Total	
K	15,622.87	16,911.83	13.77	343.39	32,891.86	122.11

Figura 91
Generación Centroamérica por Tipo de Fuente Caso K
(Datos en GWh)

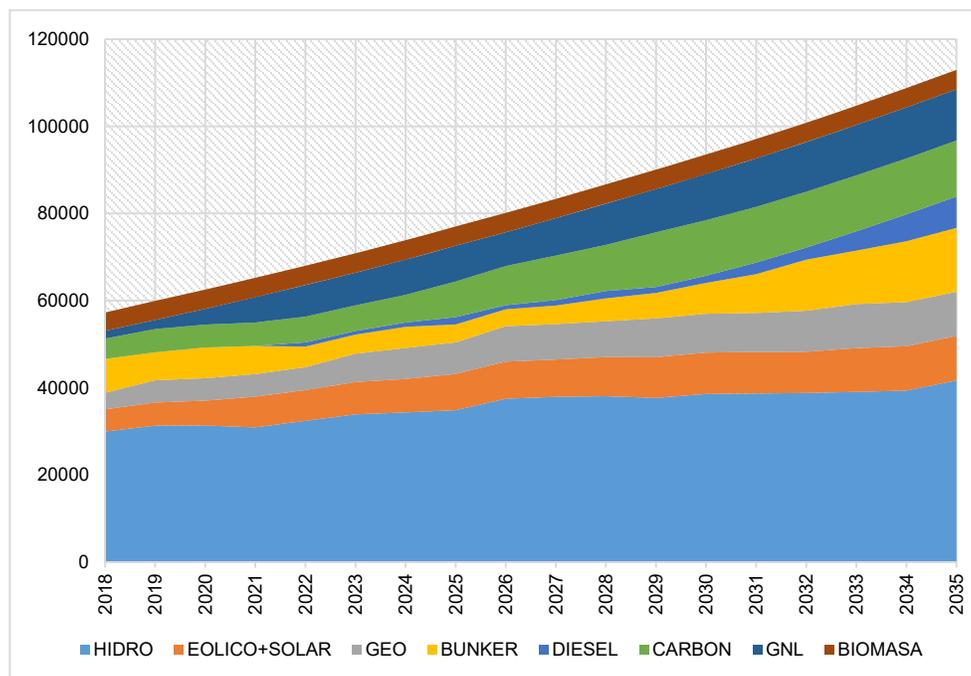


Tabla 85
Porcentaje de Generación por Tipo de Fuente
Caso K

AÑO	HIDRO	EOLICO+SOLAR	GEO	BUNKER	DIESEL	CARBON	GNL	BIOMASA	RENOVABLE	TERMICO
2018	52%	9%	7%	14%	0%	8%	3%	7%	75%	25%
2019	52%	9%	9%	11%	0%	9%	3%	7%	77%	23%
2020	50%	9%	8%	11%	0%	8%	6%	7%	75%	25%
2021	47%	11%	8%	10%	0%	8%	9%	7%	73%	27%
2022	48%	10%	8%	7%	1%	9%	11%	7%	72%	28%
2023	48%	10%	9%	6%	1%	8%	11%	6%	74%	26%
2024	47%	10%	10%	7%	1%	9%	11%	6%	73%	27%
2025	45%	11%	9%	5%	2%	11%	11%	6%	71%	29%
2026	47%	11%	10%	5%	1%	11%	10%	6%	73%	27%
2027	45%	10%	10%	5%	1%	12%	10%	5%	71%	29%
2028	44%	10%	9%	6%	2%	12%	11%	5%	69%	31%
2029	42%	10%	10%	7%	1%	14%	11%	5%	67%	33%
2030	41%	10%	10%	8%	2%	14%	11%	5%	66%	34%
2031	40%	10%	9%	9%	3%	13%	11%	5%	63%	37%
2032	38%	9%	9%	12%	3%	13%	11%	4%	62%	38%
2033	37%	10%	10%	12%	4%	12%	11%	4%	61%	39%
2034	36%	9%	9%	13%	6%	12%	11%	4%	59%	41%
2035	37%	9%	9%	13%	6%	11%	10%	4%	59%	41%

Figura 92
Generación por Tipo de Fuente Por País
Caso K

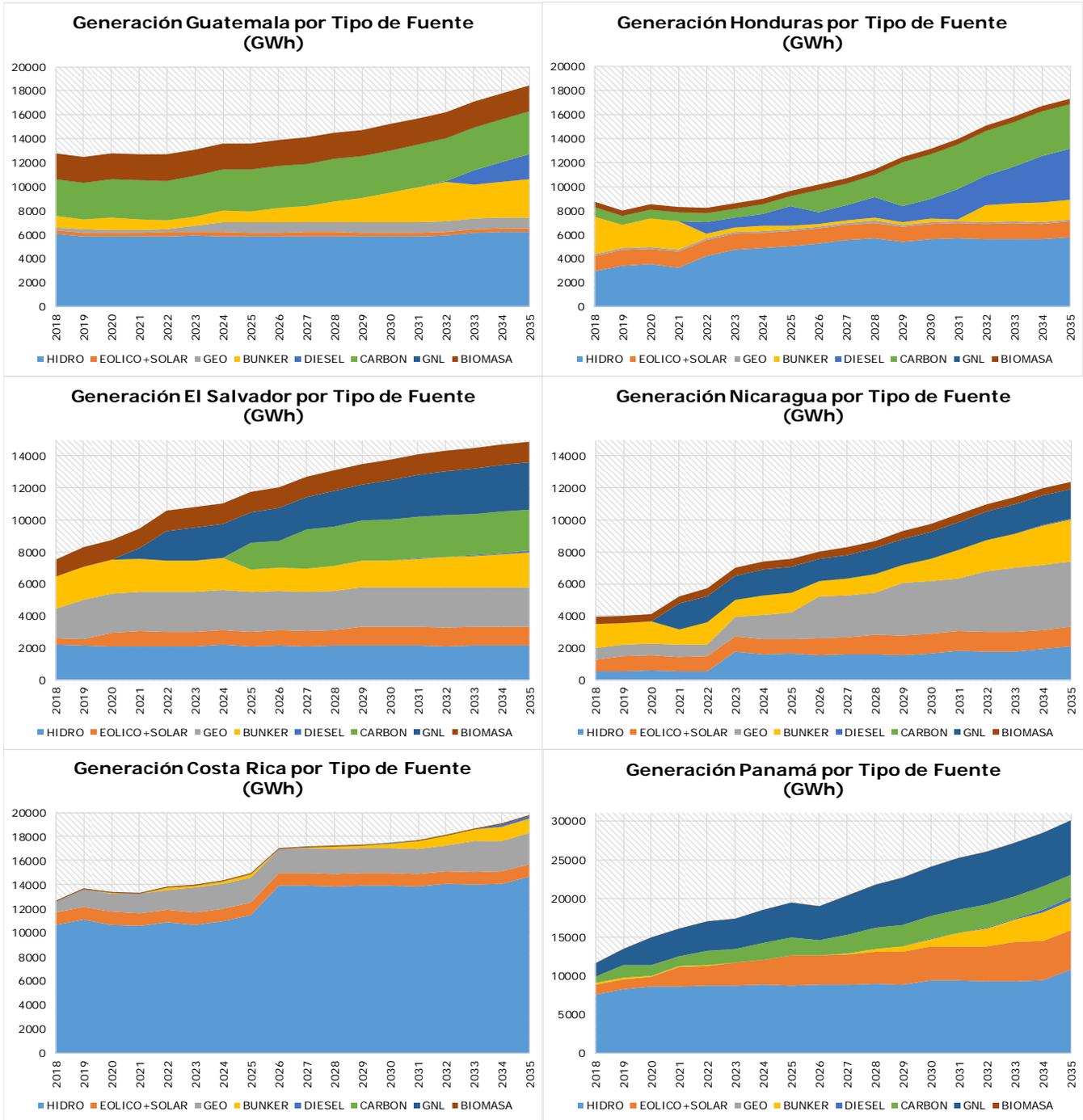


Figura 93
Intercambios de Energía por País
Caso K

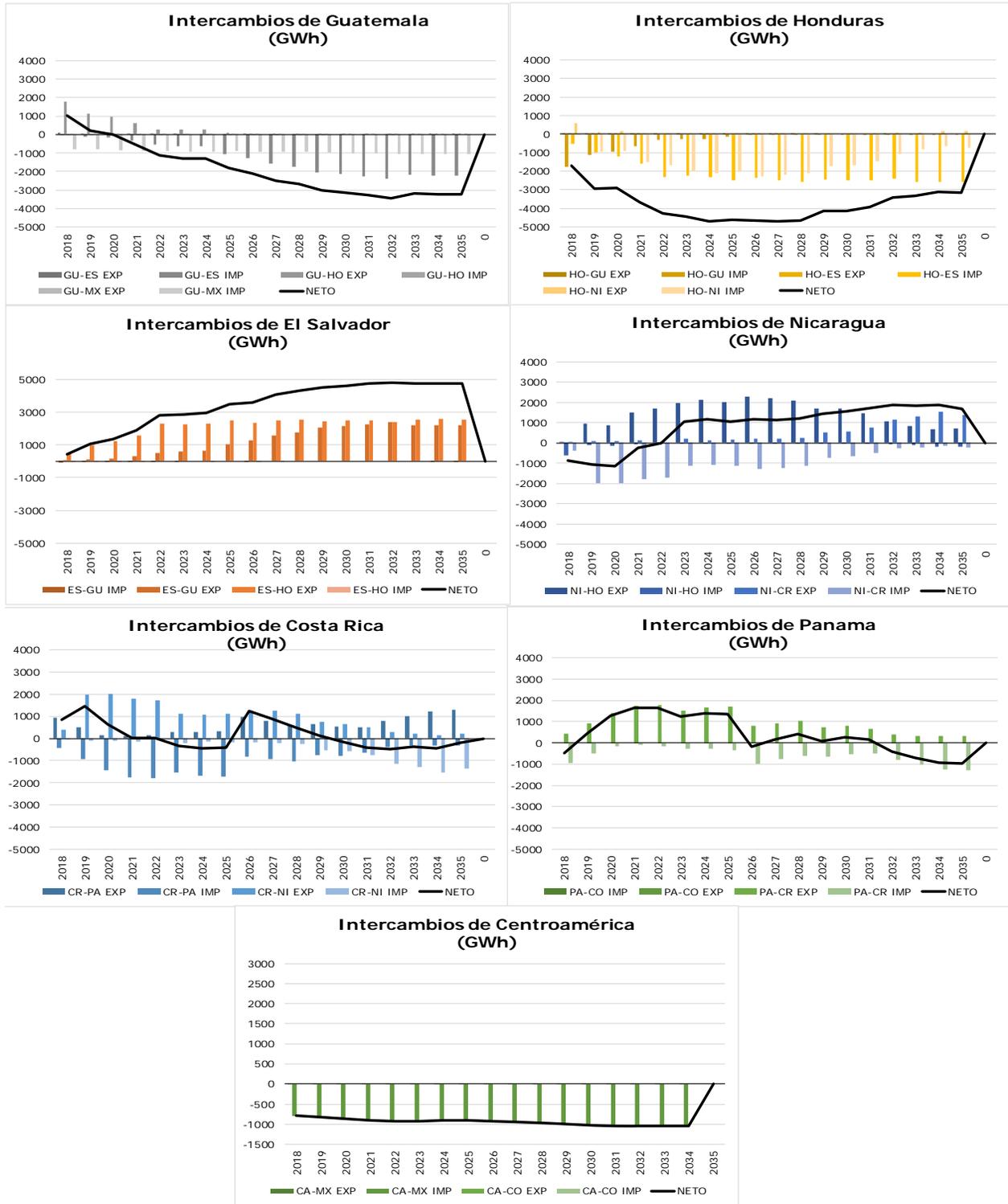


Figura 94
Costo Marginal Mensual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso K

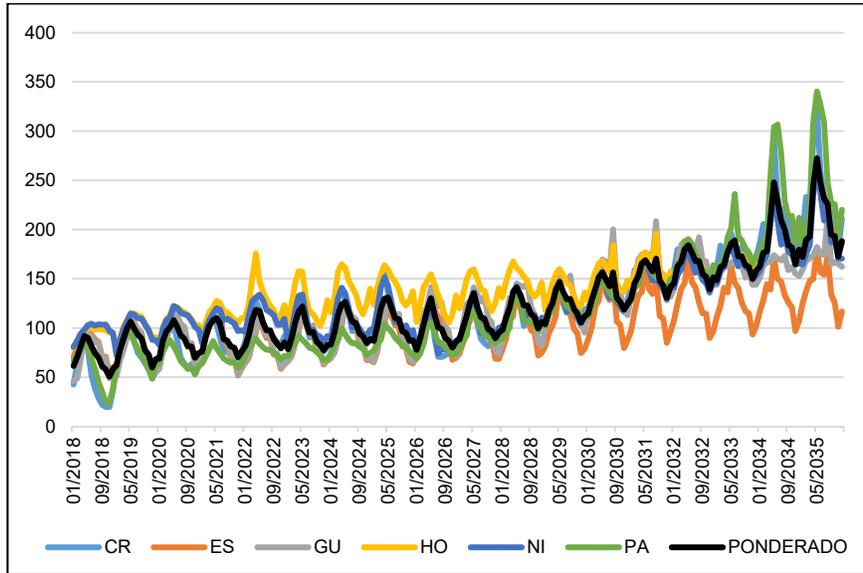
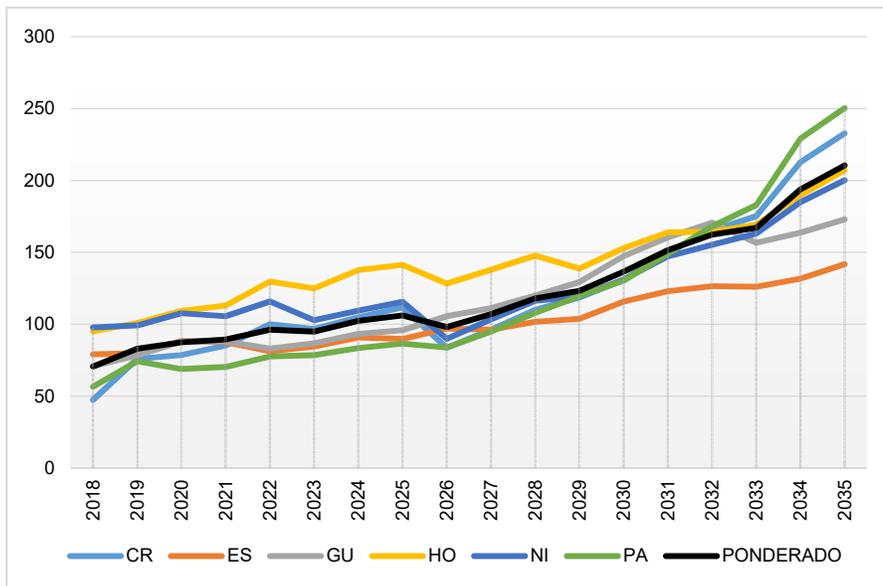


Figura 95
Costo Marginal Anual por País (Datos en U\$/MWh)
Caso K



6 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

6.1 Costo de los planes

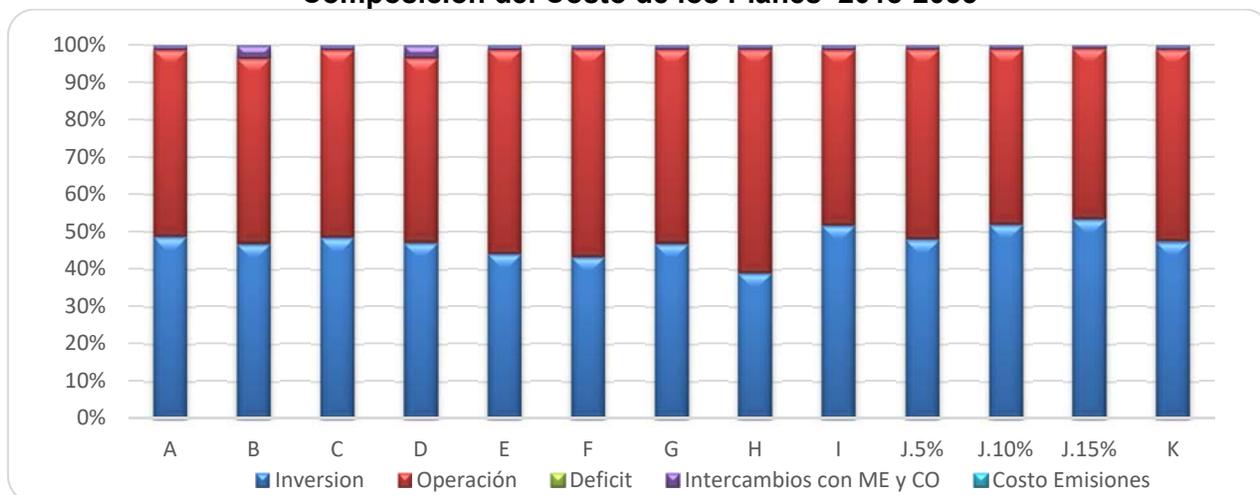
Los costos asociados de inversión y operación de los planes óptimos resultantes en cada caso se muestran en la Tabla 86 y en la Figura 96, para el período 2018-2035. Así como el Costo Marginal de Largo Plazo, para el mismo periodo de estudio.

Las cifras corresponden al valor presente del flujo de costos, actualizados a enero 2018 con una tasa del 12% anual.

Tabla 86
Costos de los Planes

CASO	Descripción	Costo de Planes 2018-2035 millones de dólares en valor presente Ene.2018					Costo Marginal \$/MWh
		Inversión	Operación	Déficit	Intercambios con ME y CO	Total	
A	REF	15,411.45	15,889.67	1.53	357.11	31,659.76	97.34
B	Int Colomb	14,535.51	15,384.31	2.19	1,071.42	30,993.43	98.83
C	SIEPACII	15,159.21	15,752.48	0.23	353.30	31,265.22	100.70
D	SIEPACII+Col	14,552.90	15,256.86	0.29	1,043.52	30,853.57	96.14
E	Sin Rest Hidro	13,899.54	17,155.66	3.40	357.72	31,416.32	105.07
F	Comb Altos	14,651.72	18,760.91	0.20	359.02	33,771.86	111.70
G	Sin Rest Hid+CAltos	15,478.74	17,151.83	1.51	350.15	32,982.23	107.89
H	DemAlta	15,869.94	24,353.44	7.63	398.69	40,629.71	126.60
I	DemBaja	14,271.52	13,016.24	0.59	316.00	27,604.36	89.65
J.5%	EE (-5%)	15,058.04	16,005.57	2.03	325.92	31,391.57	106.69
J.10%	EE (-10%)	14,966.33	13,572.18	0.01	282.85	28,821.37	84.10
J.10%	Incremento 10% en costos por planes de EE					31,703.51	
J.15%	EE (-15%)	14,812.55	12,711.21	0.37	233.22	27,757.35	87.68
J.15%	Incremento 15% en costos por planes de EE					31,920.96	
K	Sin GNL	15,622.87	16,911.83	13.77	343.39	32,891.86	122.11

Figura 96
Composición del Costo de los Planes 2018-2035



6.2 Emisiones de CO₂

El volumen de las emisiones equivalentes de CO₂ fueron evaluadas en forma aproximada agrupando tecnologías y factores de emisión. Para la generación de todas las plantas renovables se utilizó una tasa de emisión de 14 ton/GWh generado, con excepción de los ingenios que se consideró un factor de 29 ton/GWh. En el caso de las turbinas y ciclos combinados alimentados con diesel se usó 650 ton/GWh. A los motores de media velocidad con búnker se les asignó 700 ton/GWh. Para las plantas de carbón se usó 1,100 ton/GWh, y para las plantas de ciclo combinado de gas natural licuado se supuso 420 ton/GWh.

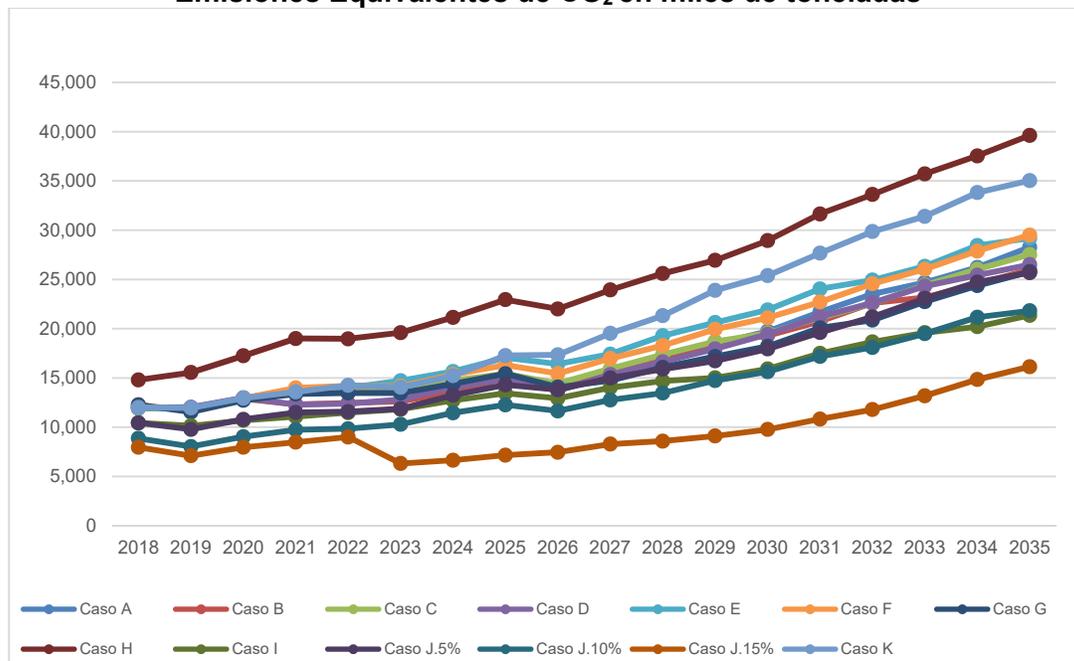
El costo económico de la externalidad de las emisiones se valoró usando un precio conservador de 0.429 US\$/ton de CO₂.

La cantidad de emisiones equivalentes de cada uno de los casos se muestra en la Tabla 97 y en la Figura 97

Tabla 97
Emisiones Equivalentes de CO₂ en miles de toneladas

Año	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J.5%	Caso J.10%	Caso J.15%	Caso K
2018	11,980	11,925	11,969	11,977	11,946	12,279	12,261	14,801	10,428	10,437	8,867	7,961	12,004
2019	11,986	11,891	11,951	12,021	11,885	11,659	11,538	15,550	10,139	9,773	8,031	7,101	11,950
2020	12,929	12,887	12,917	12,992	12,926	12,935	12,724	17,245	10,688	10,795	9,033	7,959	12,945
2021	13,621	12,323	13,676	12,281	13,871	13,982	13,360	18,997	11,064	11,490	9,733	8,478	13,580
2022	13,575	12,442	13,478	12,372	13,989	14,193	13,463	18,962	11,474	11,577	9,843	8,998	14,250
2023	13,986	12,616	13,862	12,815	14,721	14,161	13,469	19,592	11,808	11,869	10,281	6,312	14,046
2024	14,724	13,531	14,742	14,056	15,654	15,337	14,398	21,147	12,716	13,236	11,452	6,646	15,230
2025	15,154	14,987	15,428	14,903	17,040	16,307	15,427	22,943	13,448	14,300	12,265	7,160	17,269
2026	14,168	13,897	14,438	13,715	16,419	15,451	14,063	22,003	12,927	13,797	11,653	7,453	17,339
2027	15,426	15,724	15,925	15,337	17,412	16,968	14,717	23,929	14,016	14,990	12,766	8,278	19,519
2028	17,003	17,018	17,377	16,628	19,283	18,287	16,075	25,600	14,682	15,885	13,469	8,582	21,313
2029	18,444	18,637	18,688	17,948	20,621	19,930	17,174	26,932	15,002	16,727	14,733	9,108	23,890
2030	19,732	19,284	19,534	19,432	21,907	21,099	18,208	28,937	15,911	17,942	15,633	9,768	25,383
2031	21,702	20,742	21,098	21,210	24,034	22,702	20,079	31,643	17,488	19,610	17,188	10,824	27,657
2032	23,500	22,607	22,565	22,620	24,930	24,558	20,860	33,624	18,651	21,190	18,092	11,790	29,855
2033	24,687	23,169	24,412	24,316	26,328	26,038	22,735	35,713	19,585	23,071	19,490	13,180	31,399
2034	26,217	24,534	26,018	25,423	28,448	27,879	24,370	37,535	20,200	24,719	21,159	14,835	33,816
2035	28,267	25,984	27,522	26,495	29,179	29,493	25,789	39,620	21,357	25,686	21,814	16,138	35,033
TOTAL	317,100	304,197	315,599	306,543	340,594	333,259	300,710	454,772	261,584	287,094	245,501	170,571	376,479

Figura 97
Emisiones Equivalentes de CO₂ en miles de toneladas



El costo de estas emisiones se calculó en la Tabla 98

Tabla 98
Costo de las Emisiones en miles de US\$ para el período 2018 – 2035

Año	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J.5%	Caso J.10%	Caso J.15%	Caso K
2018	5,139	5,116	5,135	5,138	5,125	5,268	5,260	6,350	4,474	4,477	3,804	3,415	5,150
2019	5,142	5,101	5,127	5,157	5,099	5,002	4,950	6,671	4,350	4,193	3,445	3,046	5,127
2020	5,547	5,529	5,541	5,574	5,545	5,549	5,459	7,398	4,585	4,631	3,875	3,414	5,553
2021	5,844	5,287	5,867	5,269	5,951	5,998	5,731	8,150	4,746	4,929	4,176	3,637	5,826
2022	5,824	5,338	5,782	5,308	6,001	6,089	5,776	8,135	4,922	4,966	4,222	3,860	6,113
2023	6,000	5,412	5,947	5,498	6,315	6,075	5,778	8,405	5,066	5,092	4,411	2,708	6,026
2024	6,317	5,805	6,324	6,030	6,716	6,580	6,177	9,072	5,455	5,678	4,913	2,851	6,534
2025	6,501	6,430	6,619	6,393	7,310	6,996	6,618	9,842	5,769	6,135	5,262	3,071	7,408
2026	6,078	5,962	6,194	5,884	7,044	6,629	6,033	9,439	5,546	5,919	4,999	3,197	7,438
2027	6,618	6,746	6,832	6,580	7,470	7,279	6,314	10,265	6,013	6,431	5,477	3,551	8,374
2028	7,294	7,301	7,455	7,133	8,272	7,845	6,896	10,982	6,299	6,815	5,778	3,682	9,143
2029	7,912	7,995	8,017	7,700	8,846	8,550	7,368	11,554	6,436	7,176	6,321	3,907	10,249
2030	8,465	8,273	8,380	8,336	9,398	9,052	7,811	12,414	6,826	7,697	6,706	4,191	10,889
2031	9,310	8,898	9,051	9,099	10,310	9,739	8,614	13,575	7,502	8,413	7,373	4,644	11,865
2032	10,082	9,698	9,680	9,704	10,695	10,535	8,949	14,424	8,001	9,090	7,761	5,058	12,808
2033	10,591	9,940	10,473	10,431	11,295	11,170	9,753	15,321	8,402	9,897	8,361	5,654	13,470
2034	11,247	10,525	11,162	10,907	12,204	11,960	10,455	16,102	8,666	10,605	9,077	6,364	14,507
2035	12,127	11,147	11,807	11,366	12,518	12,652	11,064	16,997	9,162	11,019	9,358	6,923	15,029
TOTAL	136,036	130,501	135,392	131,507	146,115	142,968	129,004	195,097	112,220	123,163	105,320	73,175	161,509

VP (Ene 2018)	52,927	50,946	52,882	51,186	56,026	55,073	51,143	74,514	44,445	46,992	40,038	29,404	59,332
----------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

6.3 Instalación de los planes

En el período 2018-2035, la potencia instalada en la región aumentará entre 9,533 y 13,308 MW, según la evolución de los escenarios previstos.

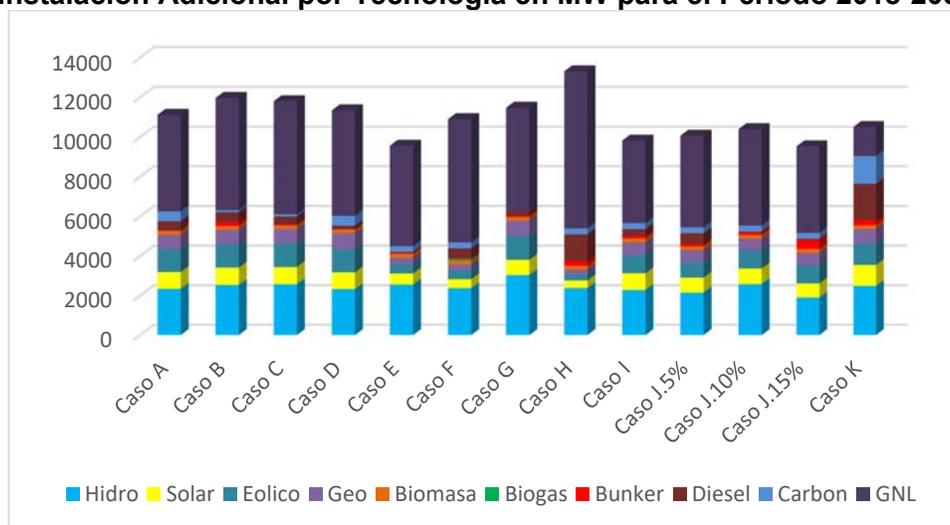
A continuación se reporta en la Tabla 99 y en la Figura 98 la potencia instalada según los planes estudiados.

Tabla 99
Instalación Adicional por Tecnología en MW para el Período 2018-2035

Fuente	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J.5%	Caso J.10%	Caso J.15%	Caso K
Hidro	2347	2540	2571	2328	2560	2379	3041	2383	2284	2153	2581	1900	2486
Solar	842	874	874	845	562	452	772	380	854	757	792	717	1067
Eólico	1169	1184	1184	1169	451	461	1184	308	916	766	916	916	1069
Geo	722	727	732	811	348	278	787	243	647	619	589	630	742
Biomasa	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Biogás	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	0	0	0
Bunker	21	209	45	21	45	45	45	245	122	122	122	472	245
Diésel	462	486	400	162	44	494	250	1347	344	544	44	44	1844
Carbón	502	100	100	502	298	298	0	298	300	300	300	300	1398
GNL	4861	5655	5705	5311	5061	6211	5205	7911	4161	4611	4861	4361	1461
TOTAL	11120	11970	11805	11343	9563	10899	11477	13308	9822	10066	10399	9534	10506
RETIROS	-1437	-2486	-1437										
Potencia Neta Instalada	9683	10532	10367	9906	8126	9462	10040	11870	8384	8629	8961	7048	9068

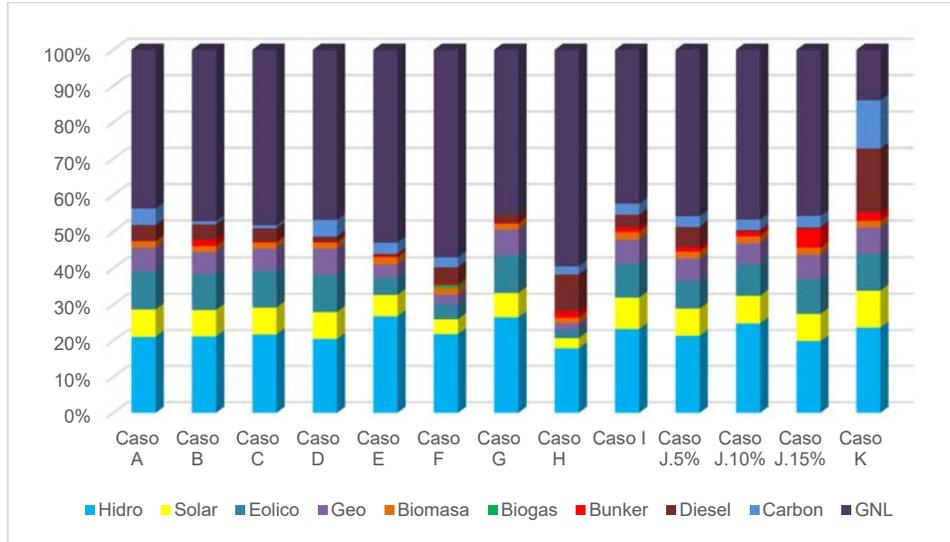
La potencia neta es la adición total de nueva potencia menos la capacidad que se pierde por retiro de equipos.

Figura 98
Instalación Adicional por Tecnología en MW para el Período 2018-2035



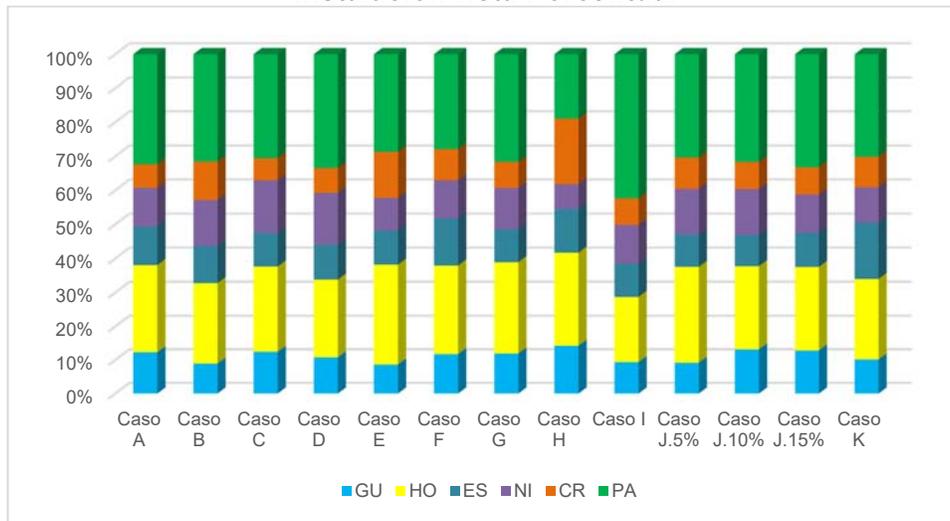
La participación relativa de cada fuente se puede observar en la Figura 99

Figura 99
Instalación Adicional en %



En la Figura 100 se muestra la instalación neta adicional clasificada por país y por caso de estudio.

Figura 100
Instalación Neta Porcentual



6.4 Fuentes de generación

En la Figura 101 y 102, se comparan las fuentes utilizadas para producir energía en cada caso. Se muestra la generación acumulada del período 2018-2035, expresada en TWh⁽⁸⁾.

Figura 101
Generación en TWh para el Período 2018-2035

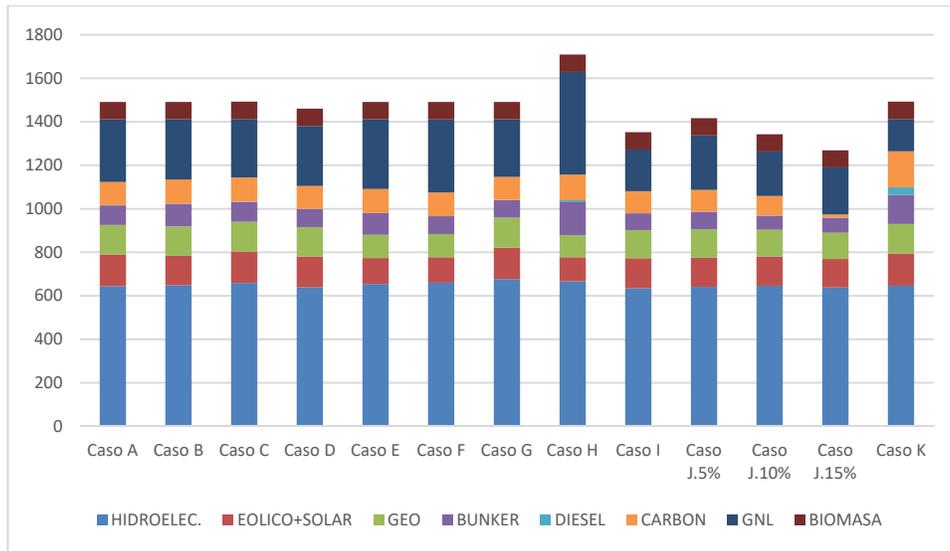
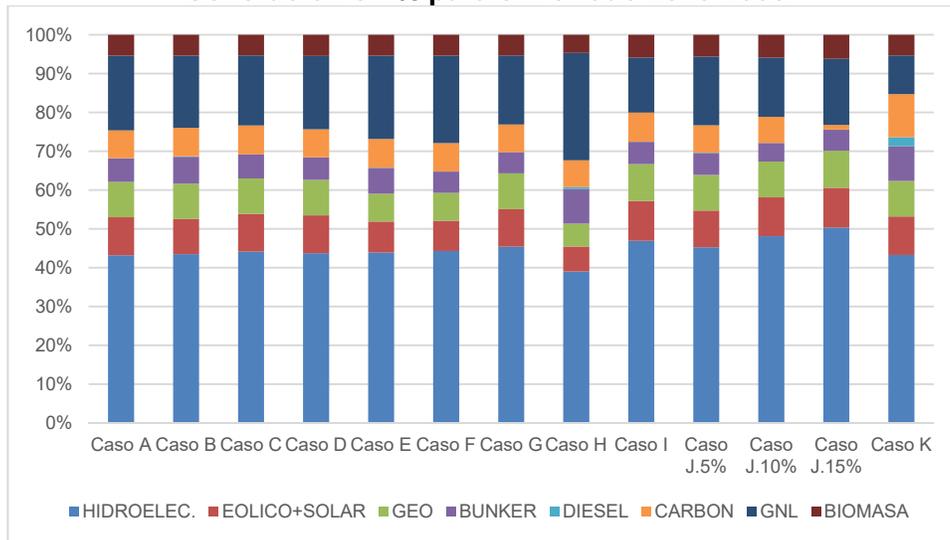


Figura 102
Generación en % para el Período 2018-2035

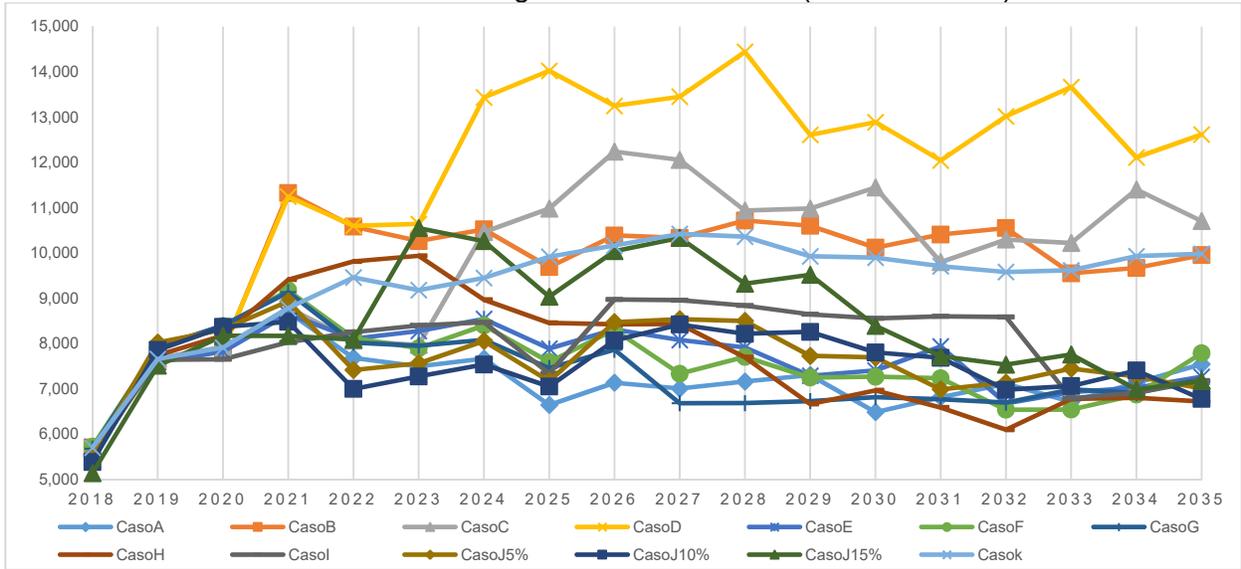


⁸ TWh = Terawatt-hora = 10¹² watt-hora

6.5 Intercambios

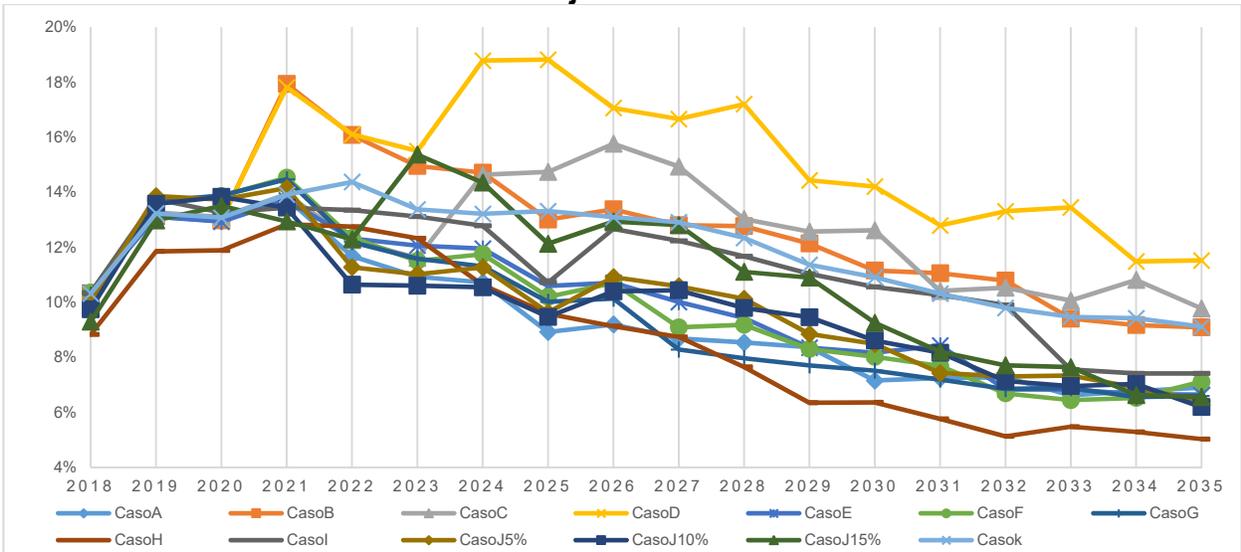
Los intercambios en la región, incluyendo a México y Colombia, se muestran en la Figura 103. El efecto del segundo circuito de SIEPAC y la interconexión con Colombia se nota fácilmente a partir del año 2021 en el escenario D, al igual que en los casos B y C en donde se considera solo uno de estos dos enlaces.

Figura 103
Intercambios de Energía de Centroamérica (Datos en GWh)



En la Figura 104 se presentan los intercambios como porcentaje de la demanda de Centroamérica.

Figura 104
Intercambio como Porcentaje de la Demanda de Centroamérica



7 COMPARACIÓN DE LOS CASOS

7.1 Comparación de costos

En la Tabla 100 se muestran los casos, con indicación de los escenarios que los componen, los costos y las posibles comparaciones.

Tabla 100
Comparación de los Costos de los Planes

Caso	Descripción	Total	Comparación	Efecto	Diferencias en Costos
A	REF	31,659.76			
B	INT1	30,993.43	B-A	Interconexión con Colombia	-666.33
C	INT2	31,265.22	C-A	Segundo Circuito Siepac	-394.54
D	INT3	30,853.57	D-A	enlace Colombia y SIEPAC II	-806.19
E	HID	31,416.32	E-A	Mayor Desarrollo Hidro	-243.44
F	COMB	33,771.86	F-A	Precios Altos de Combustibles	2,112.10
G	COMB+HID	32,982.23	G-A	Mayor Desarrollo Hidro y Precios Altos de Combustible	1,322.47
H	DEMA	40,629.71	H-A	Mayor Crecimiento de la Demanda	8,969.95
I	DEMB	27,604.36	I-A	Menor Crecimiento de la Demanda	-4,055.40
J.5%	EE (-5%)	31,391.57	J.5%-A	Reducción de Demanda del 5% por Ahorro Energético	-268.19
J.10%	EE (-10%)	28,821.37	J.10%-A	Reducción de Demanda del 10% por Ahorro Energético	-2,838.39
		31,703.51		Incremento 10% en los costos por los planes EE	43.75
J.15%	EE (-15%)	27,757.35	J.15%-A	Reducción de Demanda del 15% por Ahorro Energético	-3,902.41
		31,920.96		Incremento 15% en los costos por los planes EE	261.20
K	Sin GNL	32,891.86	K-A	Restricción al Desarrollo de plantas de Gas Natural Licuado	1,232.10

7.2 Comparación del efecto de los Escenarios en los Planes

En esta sección se discute el efecto que provoca sobre los planes la escogencia de los escenarios. Las comparaciones de los casos se indican con "X-Y", donde "X" denota el caso con un escenario a evaluar, y "Y" el caso que se usa de referencia.

7.2.1 Efecto de las Interconexiones

Al analizar las comparaciones de casos B-A, C-A y D-A, se visualiza el beneficio de las interconexiones con Colombia y el desarrollo del segundo circuito del SIEPAC.

De la comparación de los casos BA de la tabla anterior, se deduce que los beneficios regionales de contar con la interconexión Colombiana son de aprox. U\$ 666 millones, bajo los supuestos señalados.

Con el desarrollo del segundo circuito del SIEPAC, al comparar los costos de los escenarios C y A se observa un beneficio de aprox. 394.54 millones considerando en proyecto SIEPAC II a partir del año 2024.

Comparando los casos D y A, se obtiene un beneficio para la región de U\$806.2 millones al contar con la interconexión con Colombia y con el segundo enlace del SIEPAC, siendo el beneficio aún mayor que el obtenido individualmente sin el desarrollo del otro enlace.

7.2.2 Efecto de Eliminar las Restricciones a la Hidroelectricidad

Al analizar las comparaciones de casos E-A y G-F, se visualiza el efecto en el costo de eliminar las restricciones a las hidroeléctricas.

En los casos mencionados anteriormente se puede apreciar que en la medida en que se anula la restricción de los proyectos hidroeléctricos el costo total de expansión se reduce. En el caso E se obtiene un costo menor de 243.4 millones que el caso de referencia. Asimismo se puede observar mayores ventajas en los escenarios que presentan alto costo de combustible (G y F), debido a que el escenario con mayor desarrollo de plantas hidroeléctricas es menos dependiente a los incrementos en los precio de los combustibles.

7.2.3 Efecto del Precio de los Combustibles

El efecto de pasar al escenario de precios altos de combustibles se observa al comparar los escenarios F-A y G-A.

El caso F donde se considera una proyección de precios altos de combustibles produce un aumento de U\$ 2,112 millones con respecto al caso de referencia. Siendo mayormente los costos de operación los que aumentan debido al efecto de los combustibles y a que ambos escenarios consideran una restricción media al desarrollo hidroeléctrico. Así mismo existe un aumento de las emisiones de CO2 en aprox. 5% (en todo el periodo de estudio) con respecto al escenario de referencia.

En el caso G al no existir restricción en el desarrollo hidroeléctrico aumenta la instalación de hidroeléctricas con respecto al escenario de referencia. El incremento del costo es de U\$ 1322.5 millones mayor que el escenario A al existir un escenario de precio alto de combustible, pero menor que el incremento obtenido con el escenario F debido a que, como ya se indicó, el impacto de los precios de combustibles es mayor si el desarrollo hidroeléctrico está limitado (tal es la comparación del caso G-F).

7.2.4 Efecto de la Demanda

El efecto en el crecimiento de la demanda se observa al comparar los escenarios H-A e I-A.

El caso H considera un crecimiento alto de la demanda resultando en un costo mayor en U\$ 8,969.95 millones con respecto al caso de referencia, ya que al existir un escenario de alto crecimiento de la demanda se recurre a más instalación mayormente de plantas térmica encareciendo los costos de operación. Esto se debe a que en ambos casos (F y A) el recurso hidroeléctrico se limita por la restricción media por lo que en el caso F no puede instalar más hidro porque ya el Caso A instala toda la capacidad disponible, por lo que para satisfacer la demanda se aumenta el uso de fuentes térmicas. La generación a base de fuentes renovables es menor en este escenario que en el Caso A aprox. en 10 puntos porcentuales promedio en todo el periodo de estudio.

Considerando un crecimiento bajo de la demanda, caso I, el costo del plan disminuye en U\$ 4,055.4 millones con respecto al caso de referencia, ya que al tener menor demanda recurre a realizar menor instalación de potencia disminuyendo los costos de inversión y de operación. En su mayoría instala menos plantas térmicas que el caso A, por lo que la participación de las plantas renovables en la generación de energía es mayor que el escenario de referencia en aprox. 5 puntos porcentuales promedio del 2018 al 2035.

7.2.5 Efecto del Ahorro Energético

El efecto de los programas de ahorro y eficiencia energética se observa al comparar los escenarios J.5%, J.10% y J.15% con el escenario A. Los casos J suponen una reducción en la demanda considerando diversos escenarios de eficiencia energética.

El caso J.5% el cual supone una reducción del 5% de la demanda presenta un menor costo que el escenario A en U\$ 268.2 millones. Existe una reducción de la capacidad instalada, principalmente térmica y las emisiones de Dióxido de Carbono se reducen en un poco más del 10% con respecto al escenario de referencia.

En el caso J.10% la reducción de la demanda por control de consumo y no ampliación del carbón considera una reducción de la capacidad instalada térmica en aprox. 520 MW. El costo del plan se reduce en U\$ 2,838.4 millones con respecto al escenario A, estos ahorros se representan tanto en el costo de inversión como en los costos operativos obtenidos. Sin embargo si se considera dentro de los costos del plan la inversión asociada a los sistemas de gestión y control de consumo, el costo del escenario se aumenta en U\$ 43.75 con respecto al escenario de referencia. Las emisiones de CO₂ se reducen en aprox. 30% con respecto al escenario A.

En el caso J.15% existe una reducción de las emisiones de dióxido de carbono en aprox. 85% con respecto al escenario A al no solo no considerar plantas de carbón candidatas sino también convertir o retirar las plantas de carbón existentes. El costo del plan obtenido con este escenario se reduce en U\$ 3,902.4 millones con respecto al escenario de referencia, al requerir menor instalación de potencia por el efecto de la reducción del 15% de la demanda por los planes de ahorro de consumo. Sin embargo si consideramos dentro de los costos del plan la inversión

asociada a los programas de eficiencia energética, el costo del escenario se aumenta en U\$ 261.20 con respecto al escenario de referencia

En general en los casos de ahorro energético aumenta la participación de la generación renovable y existe una reducción en las emisiones de CO₂.

7.2.6 Efecto de la Restricción al desarrollo de proyectos de Gas Natural Licuado

El Caso K mide impacto de no realizar inversiones en plantas de GNL. Bajo las condiciones del Caso K, se obtiene un sobre costo de U\$ 1,232.1 millones de dólares con respecto al Caso A, aumentando tanto los costos de inversión como de operación.

También es de considerar que en este caso aumenta notablemente la participación de plantas de Carbón, por lo que este recurso ayuda a aumentar las emisiones de CO₂ en aprox. 19% con respecto al escenario A (en todo el horizonte del estudio).

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10. La generación hidroeléctrica y la generación con derivados de petróleo han mantenido casi igual su porcentaje de participación en los últimos años, lo que indica que se ha tenido cierto grado de inversión de generación hidroeléctrica en la región.
11. Es notable el desarrollo de la generación con fuentes eólicas en la Región en los últimos años, representando en el año 2015 un aumento del 50% con respecto al año anterior en la participación de la matriz de generación a nivel Centroamericano.
12. El desarrollo de las interconexiones regionales, es de interés estratégico para la región, ya que se obtienen beneficios globales reduciendo los costos tanto de inversión como de operación, por lo que resulta atractivo el desarrollo del segundo circuito del SIEPAC y de la interconexión Colombia-Panamá.
13. Las plantas renovables reducen la exposición de los países a la volatilidad de los precios de los derivados del petróleo, siempre y cuando se contraten a precios competitivos dependiendo de su recurso.
14. Con el desarrollo de fuentes renovables, particularmente el hidroeléctrico, se logran resultados globales más económicos y se reduce la emisión de gases de efecto invernadero.
15. De los proyectos térmicos grandes candidatos los más atractivos son los ciclos combinados de gas natural licuado (GNL), lográndose reducciones globales en los costos de los planes.
16. La introducción de grandes centrales regionales de carbón debe estar precedida por el desarrollo de normativas ambientales estrictas y comunes a todos los países.
17. Factores como un crecimiento alto en la demanda o un crecimiento alto en los precios de los combustibles, incrementan los costos de los planes de expansión.
18. Con el desarrollo de planes de eficiencia energética se logra reducir los requerimientos de inversión y reducir los costos de operación, sin embargo es importante considerar los costos asociados al desarrollo e implementación de dichos sistemas de gestión y control de consumo.

(esta página en blanco)