

Consejo Nacional de Energía

CNE

Consejo Nacional de Energía



PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN
DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE
EL SALVADOR 2018-2035

Contenido

Siglas.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	9
PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	10
INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2017.....	11
PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2018.....	12
PROYECTOS CANDIDATOS.....	13
ESCENARIOS DE DEMANDA	14
COMBUSTIBLES	16
RESULTADO DE ESCENARIOS	18
ESCENARIO CON DEMANDA BASE	18
GENERACIÓN POR RECURSO PARA EL ESCENARIO BASE Y ESCENARIO CON DÉFICIT	20
ESCENARIO CON DEMANDA BASE Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.....	21
ESCENARIO CON DEMANDA BAJA	23
ESCENARIO CON DEMANDA BAJA Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.....	25
ESCENARIO CON DEMANDA ALTA	27
ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.....	29
CONCLUSIONES	32

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Costo marginal de operación vs Déficit de energía	7
Ilustración 2 Inyección de energía 2017	11
Ilustración 3 Crecimiento de demanda en energía.....	15
Ilustración 4 Crecimiento en la demanda de potencia	15
Ilustración 5 Proyección de precio de combustible Diésel y Fuel Oil	17
Ilustración 6 Proyección de precios de combustibles Gas Natural.....	17
Ilustración 7 Proyección de precios de combustibles Carbón	17
Ilustración 8 Inyección por recurso 2018-2035	19
Ilustración 9 Costos marginales de operación escenario base	19
Ilustración 10 Generación por recurso de escenario con déficit y escenario base para el año 2035	20
Ilustración 11 Generación por recurso de escenario base y escenario base con retraso en GNL	22
Ilustración 12 Costo marginal de operación escenario con retraso en GNL	22
Ilustración 13 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda baja	24
Ilustración 14 Costo marginal de operación escenario con demanda base	24
Ilustración 15 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda baja y retraso en GNL.....	26
Ilustración 16 Costo marginal de operación escenario con demanda base y retraso en GNL.....	26
Ilustración 17 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta	28
Ilustración 18 Costo marginal de operación escenario con demanda alta	28
Ilustración 19 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta con y retraso en GNL.....	29
Ilustración 20 Costo marginal de operación escenario con demanda alta y retraso de GNL	30

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios de planificación	9
Tabla 2 Capacidad Instalada 2017	10
Tabla 3 Proyectos confirmados.....	12
Tabla 4 Proyectos candidatos	13
Tabla 5 Crecimiento de demanda en energía y en potencia	14
Tabla 6 Proyección de precios de combustibles	16
Tabla 7 Proyectos seleccionados para el escenario con demanda base	18
Tabla 8 Datos de generación por recurso escenario base para el 2035	20
Tabla 9 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario base con retraso en GNL	21
Tabla 10 Datos de generación por recurso escenario base con retraso en GNL para el 2035	21
Tabla 11 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja	23
Tabla 12 Datos de generación por recurso escenario con demanda baja para el 2035.....	23
Tabla 13 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja y retraso en GNL.....	25
Tabla 14 Datos de generación por recurso escenario con demanda baja y retraso en GNL para el 2035	25
Tabla 15 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta.....	27
Tabla 16 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta para el 2035	27
Tabla 17 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta y retraso en GNL.....	29
Tabla 18 Resumen de proyectos y escenarios seleccionados	31

Siglas

BBL: Barriles

CLP: Contratos de largo plazo

CMO: Costo marginal operativo

CNE: Consejo Nacional de energía

GNL: Gas Natural licuado

IMPNETAS: Importaciones Netas (Importaciones – Exportaciones)

KW: Kilovatios

MBTU: Millones de Unidades de medida de calor en el sistema británico

MER: Mercado Eléctrico Regional

MME: Mercado Mayorista de Electricidad

MW: Megavatios

MW: Megavatios

MWh: Megavatios-hora

O&M: Operación y Mantenimiento

OPTGEN: Modelo de planificación de la expansión

PPA: Power Purchase Agreement (acuerdos de compra de potencia)

SDDP: Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red

SFV: Solar Fotovoltaico

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

TWh: Teravatios-hora

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía – CNE – esta es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Además, uno de sus objetivos es el de elaborar la planificación de corto, mediano y largo plazo en materia energética. Además, dicha Ley de Creación da al CNE las atribuciones de “elaborar la política, establecer estrategias y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo para el desarrollo del sector energético”.

En base a dicho marco legal, el CNE presenta la nueva actualización del “Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2018 – 2035”. Este plan tal y como su nombre lo indica, es de carácter indicativo; es decir, el resultado del mismo no es vinculante o de cumplimiento obligatorio. El plan indicativo nos permite obtener una guía, tanto para el Estado como para inversionistas, del posible crecimiento del parque generador basado en una serie de proyectos de diversas tecnologías.

El plan indicativo de expansión de la generación es un ejercicio técnico-económico, en el que se consideran todas las tecnologías de generación que tienen posibilidad de instalarse en El Salvador como son: hidroeléctricas, geotérmicas, fotovoltaicas, eólicas, biomasa, térmicas a base de derivados de petróleo, térmicas a base de gas natural y térmicas a base de carbón mineral.

En este punto, es importante aclarar que, de acuerdo con la Política Energética del país, se busca la “diversificación de la matriz energética y el fomento a las fuentes renovables de energía”, por tanto, el CNE buscará siempre impulsar el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que cuenta el país y las tecnologías limpias, pero en ningún momento bloqueará cualquier proyecto con otras tecnologías que deseen instalarse en el país. Además, las estrategias impulsadas por el CNE buscan siempre el cumplimiento de los compromisos internacionales, para el caso se tienen los compromisos adquiridos en la COP-21 referente a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas o -NDC- así como aquellos compromisos ambientales adquiridos por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Por otra parte, el mercado eléctrico salvadoreño es un mercado de participación libre, donde cualquier inversionista con un proyecto puede participar siempre que cumpla con los requisitos que solicitan las diferentes instancias (regulador, operador de mercado, empresa transmisora, medio ambiente), su participación está garantizada en igualdad de condiciones a las de cualquier otra inversión independientemente de la tecnología.

El CNE actualiza anualmente el plan indicativo de la expansión pues muchas de sus variables cambian, por ejemplo, la demanda de energía, proyectos nuevos de generación, el producto interno bruto, entre otros. Asimismo, en el cumplimiento de la Política Energética, nuevas licitaciones para contratación de nueva generación se van realizando y con ello se confirma la entrada de nuevos proyectos.

El plan de expansión que se presenta corresponde a un estudio de mínimo costo; es decir, las tecnologías mencionadas compiten según variables como son sus costos de inversión, costos de combustible, costos de operación y mantenimiento. Estos y otros datos se ingresan, se ingresan a un programa de computación llamado OPTGEN el cual decide cuáles proyectos deberían entrar al parque generador. Con esta información se procede a ejecutar otro programa de computación llamado SDDP el cual con el parque generador actual y los nuevos proyectos obtenidos en el OPTGEN simula la operación del mercado eléctrico.

La respuesta óptima de proyectos nuevos se obtiene cuando se tienen aquellos proyectos que representan los menores costos posibles para la demanda. No debe parecer extraño que el resultado excluya algunos proyectos renovables y prefiera tecnologías térmicas, pues en ocasiones algunos proyectos renovables resultan tener una inversión tan alta que para el período de simulación no logran competir con tecnologías térmicas.

Por el momento, las ejecuciones que el CNE realiza en el OPTGEN y SDDP no consideran penalidades a proyectos que son contaminantes como el carbón mineral y tecnologías a base de derivados de petróleo. Esto es así pues la regulación ambiental vigente no contempla penalidades asociadas a la contaminación.

¿Qué pasa si no se desarrollan planes de expansión de la generación?

Durante el período de 1996 que se dio la reforma del sector eléctrico hasta 2009 que fue el año en que entró en operaciones el CNE, el parque generador salvadoreño creció únicamente en proyectos que queman el combustible "Fuel Oil" para generar. Si bien es cierto, durante este período no se tuvo déficit de energía, el precio que se pagaba por la misma era sumamente alto, al punto que a la fecha siguen siendo este tipo de generadores los que marcan el precio del mercado (tenemos un mercado basado en costos de operación y liquidación de mercado según costo marginal de operación).

En corto tiempo, los generadores térmicos alcanzaron una capacidad de más de 700 MW, lo cual para el año 2009 representaba la mitad de la capacidad instalada disponible del país. Este crecimiento en generación térmica fue producto que en la mencionada reforma del sector eléctrico de 1996 no se creó una institución encargada de la planificación energética. Por tanto, todos esos años fue el mercado mismo quien dirigió el crecimiento del parque generador y por supuesto, fue un crecimiento basado en máquinas que son de baja inversión inicial pero un alto costo de operación; de esta forma los inversionistas recuperaban la inversión en muy poco tiempo.

Fue hasta que el CNE dio un giro al sector eléctrico y con el apoyo del regulador SIGET y de las empresas distribuidoras que se realizaron procesos de licitación para la contratación de potencia y energía a partir de nuevas inversiones. Al 2017 se han realizado 4 procesos de licitación que al estar todos los proyectos desarrollados, incorporarán al parque generador una capacidad instalada de 656 MW a partir de gas natural y de fuentes renovables de energía.

Todas las licitaciones se han realizado a partir de los estudios indicativos de expansión de la generación, garantizando que las tecnologías sean las de mínimo costo para la demanda. Para el caso de fuentes renovables, se han realizado también estudios de estabilidad del sistema eléctrico de potencia, pues la alternancia de estas fuentes (sol y viento) puede causar problemas al sistema.

Los estudios de expansión realizados anteriormente, tenían un horizonte hasta el 2025; es por ello, que en esta actualización se está ampliando el horizonte de estudio hasta el año 2035, a manera de irse preparando para años futuros.

Si quisiéramos mantener la capacidad instalada del parque generador actual y considerando los proyectos que entrarían al año 2021 e incluso añadiendo las importaciones regionales, nos damos cuenta que por los años 2027 en adelante se tienen señales de déficit y de precios muy altos de energía. Es por ello que surge la necesidad de elaborar el plan de expansión y de actualizarlo periódicamente.

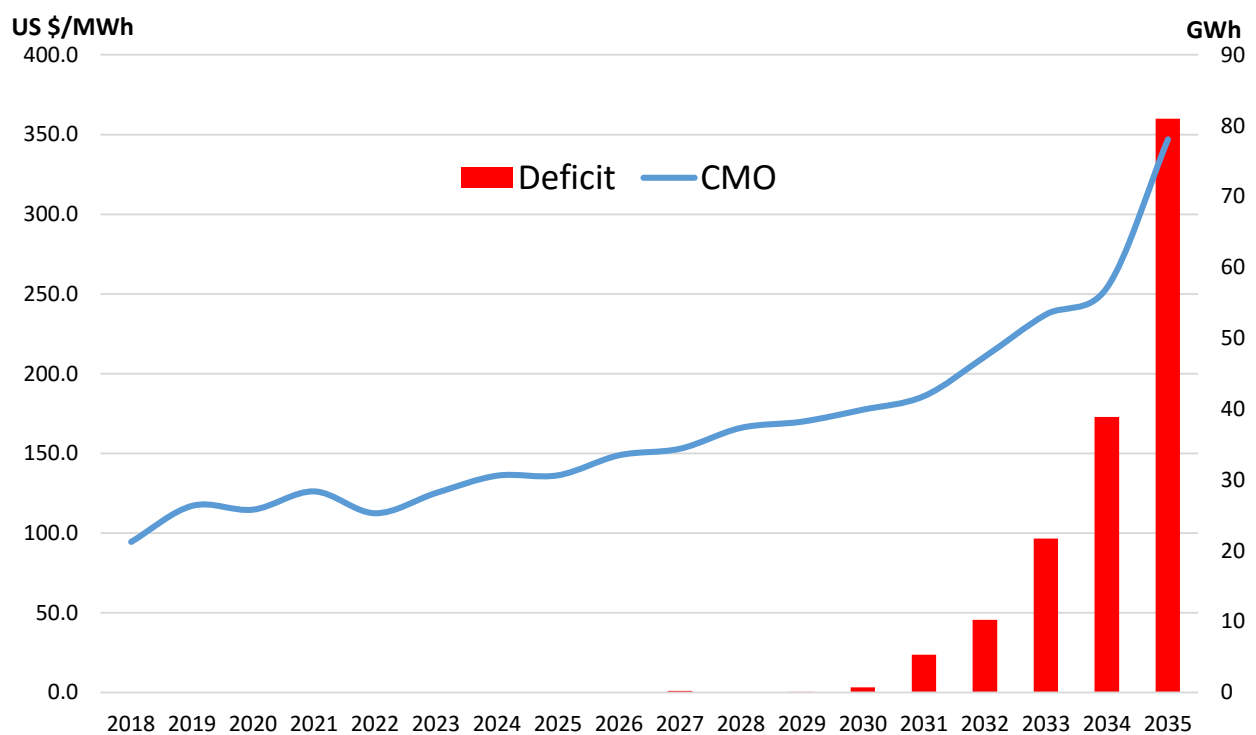


Ilustración 1 Costo marginal de operación vs Déficit de energía

METODOLOGÍA

Como se mencionó anteriormente, el presente estudio, de forma resumida consiste en seleccionar de un grupo de proyectos de generación candidatos, aquellos que en el horizonte de planeación resulten ser los que menor costo representen para la demanda.

Todas las tecnologías cuentan con proyectos candidatos, en algunos casos dichos proyectos están basados en proyectos reales, en otros son proyectos genéricos con información basada en casos de estudio.

Los datos de los proyectos, así como datos de demanda, precios de combustibles, estadísticas de embalses, de salidas forzadas, etc, se incorporan a programas informáticos de optimización matemática llamados OPTGEN y SDDP.

El modelo OPTGEN tiene como objetivo minimizar la suma del costo de inversión y del valor esperado del costo operativo y de la penalización por energía no suministrada. También tiene como restricciones las fechas mínimas y máximas para la toma de decisiones de los proyectos, precedencia entre los proyectos, los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

Por otra parte, el modelo SDDP representa de manera detallada e integrada la demanda y los sistemas de producción, almacenamiento, embalse y afluencias futuras. El modelo calcula la política operativa estocástica óptima del sistema, tomando en cuenta la incertidumbre de los caudales. Realiza una optimización de mínimo costo del parque generador; es decir el resultado es el que representaría menores precios de energía para la demanda.

En este estudio se representarán tres escenarios de demanda y cada uno de dichos escenarios contará con un escenario alternativo en el que se registra un atraso en la entrada en operación de un proyecto de 380 MW el cual se describe más adelante.

Finalmente, no se puede dejar a un lado el Mercado Eléctrico Regional – MER – y la línea de transmisión Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – SIEPAC – pues El Salvador es el país que realiza la mayor cantidad de importaciones de energía aprovechando los precios competitivos en dicho mercado. Es por ello que el país no puede verse de forma aislada porque cuenta con el suministro proveniente del MER, por lo que en todos los escenarios se han simulado importaciones de energía establecidas en 819 Gwh/año; aunque en 2017 las importaciones reales han sido superiores a dicho valor.

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

Tabla 1 Criterios de planificación

Ítem	Valor/Observación
Horizonte de planeación	2018-2035 con dos año de extensión
Escenarios de demanda	Base, Bajo y Alto
Descripción de escenarios	<p>Escenario base: el crecimiento de la demanda se toma a un 2.2% en energía para el horizonte. Dicha tasa de crecimiento corresponde a la tasa promedio de los últimos 10 años.</p> <p>Escenario base con desfase en la entrada en operación del proyecto de GNL: la puesta en operación del proyecto energías del pacifico de gas natural es en el 2021 con este modelaje de escenario se desfasa la entrada en operación para el año 2023, siempre tomando en cuenta el mismo crecimiento de la demanda de 2.2% en energía para el horizonte de estudio (2018-2035)</p> <p>Escenario bajo: el crecimiento de la demanda se toma a un 1.5% en energía para el horizonte. Tomando como referencia el alto índice de proyectos conectados a nivel de distribución estos ocasionan un bajo incremento en la demanda.</p> <p>Escenario bajo con desfase en la entrada en operación del proyecto de GNL: teniendo en cuenta la entrada en operación del proyecto energías del pacifico para el año 2021 en este escenario se retrasa 2 años entrando en 2023. Siempre tomando en cuenta el mismo crecimiento de la demanda de 1.5% en energía para el horizonte.</p> <p>Escenario Alto: El crecimiento de la demanda se toma 3.0% en energía para el horizonte.</p> <p>Escenario Alto con desfase en la entrada en operación del proyecto de GNL: teniendo en cuenta la entrada en operación del proyecto energías del pacifico para el año 2021 para este escenario se retrasa 2 años entrando en 2023, con un crecimiento en la demanda de 3.0% en energía para el horizonte</p>
Precios de combustible	Proyección de precios de los combustibles de la Administración de Información de Energía (EIA)
Hidrología	La Hidrología incorpora los registros históricos de caudales para un periodo 31 años(1985-2015)

PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE

El parque generador base corresponde al que se encuentra instalado a diciembre 2017, y está compuesto de la siguiente manera:

Tabla 2 Capacidad Instalada 2017

Recurso	Generador	Potencia (MW)
Hidroeléctrica	Guajoyo	19.8
	Cerrón Grande	172.8
	5 De Noviembre	180.0
	15 De Septiembre	180.0
Geotérmica	Ahuachapán (U1-U3)	95.0
	Berlín (U1-U4)	109.4
Fuel oil	Acajutla Vapor (U1-U2)	63.0
	Acajutla Motores	150.0
	Soyapango	16.2
	Nejapa Power	144.0
	Holcim	25.9
	Inversiones Energéticas	100.2
	Textufil	42.5
	Energía Borealis	13.6
	Gecsa	11.6
	Hilcasa	6.8
	Termopuerto	73.7
Diésel	Acajutla Gas U5	82.1
	Acajutla Fiat U4	27.0
Biomasa	Cassa Chaparrastique	78.4
	Cassa Izalco	45.0
	Ing. El Ángel	90.9
	Ing. La Cabaña	30.0
	Ing. Jiboa	34.9
Solar fotovoltaica	Antares	60.0
Total		1852.80

INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2017

Con el parque generador presentado en la tabla anterior, la inyección de energía para el año 2017 es la siguiente:

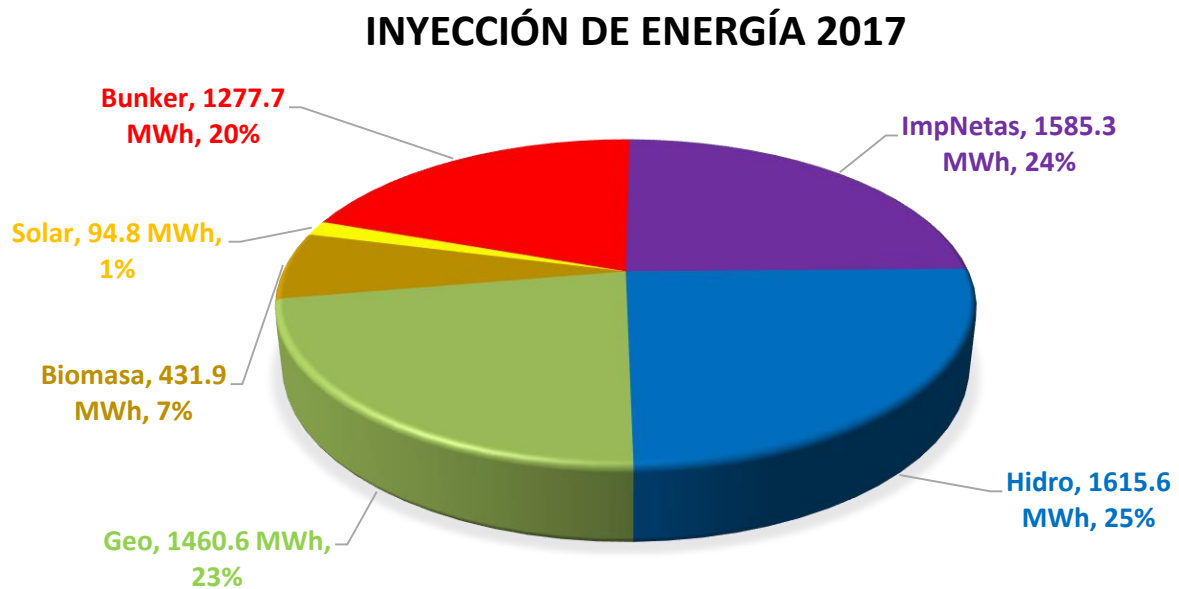


Ilustración 2 Inyección de energía 2017

Las importaciones netas corresponden a las importaciones de energía desde el Mercado Eléctrico Regional (MER) menos las exportaciones que se realizan desde El Salvador al MER

PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2018

Estos proyectos son aquellos cuya probabilidad de ingresar al parque generador es muy alta debido a que tienen un Contrato de Largo Plazo (CLP) resultado de un proceso de licitación promovido por el CNE, SIGET y las distribuidoras eléctricas. Los CLP son una figura similar a la que se conoce en otros países como “Power Purchase Agreement – PPA” (acuerdos de compra de potencia).

Tabla 3 Proyectos confirmados

Proyectos	Recurso	Fecha	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)
Trinidad (46 KV)	SFV	1/6/2018	8.0	2800.0	112.0
Trinidad (34.5KV)	SFV	1/6/2018	6.0	2800.0	112.0
Trinidad (115 KV)	SFV	1/10/2018	20.0	1900.0	112.0
Capella Solar	SFV	1/4/2019	100.0	1500.0	112.0
EcoSolar	SFV	1/4/2019	9.9	1515.0	112.0
Sonsonate Energía	SFV	1/4/2019	10.0	1500.0	112.0
Chaparral	Hidro	1/6/2020	65.7	2283.0	16.9
VENTUS	Eólica	1/4/2020	50.0	2200.0	114.0
Energía del Pacifico	GNL	1/7/2021	380.0	2116.0	27.1

Los proyectos fotovoltaicos “La Trinidad” ya se encuentran en construcción por lo que su entrada se considera inminente para el 2018.

Todos estos proyectos serán considerados como obligatorios en los programas OPTGEN y SDDP; es decir, los tomará como proyectos fijos en las fechas indicadas.

PROYECTOS CANDIDATOS

Estos proyectos son aquellos que tienen alguna posibilidad de instalarse debido a que se encuentran en estudios o que ha existido alguna comunicación con la empresa propietaria y menciona que el proyecto se desarrollará.

También se han agregado al final de la tabla, algunos proyectos genéricos para que el software tenga opciones de ampliar el parque generador.

Todos los proyectos de esta tabla no son obligatorios; es decir, el OPTGEN decidirá cuál de estos es la mejor opción para el parque generador salvadoreño basándose en las variables que se ingresan.

Tabla 4 Proyectos candidatos

Nombre	Recurso	Fecha opcional	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	O&M (\$/kW-año)
Berlín U5	Geotérmica	1/1/2019	8.0	6,500	72
Ahuachapán U4	Geotérmica	1/12/2019	6.0	6,500	72
Chinameca	Geotérmica	1/1/2021	8.0	6,500	72
San Vicente	Geotérmica	1/1/2021	8.0	6,500	72
PV 15 Septiembre	SFV	1/1/2019	14.2	1,100	112
Las Mesas SFV	SFV	1/1/2019	50.0	1,100	112
Térmico Carbón	Carbón	1/1/2019	100	3,028	34
Berlín U6	Geotérmica	1/1/2021	28.0	6,500	72
Eólico CEL	Eólica	1/1/2021	40.0	2,631	114
Vientos de la Cañada	Eólica	1/1/2021	33.0	2,631	114
Ampliación Chinameca	Geotérmica	1/1/2023	34.0	6,500	55
Ampliación San Vicente	Geotérmica	1/1/2023	14.0	6,500	55
Central Carbón	Carbón	1/1/2023	250.0	3,028	34
Motor 1	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	47
Motor 2	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	47
Motor GNL	GNL	1/1/2023	150.0	1,338	112
Solar 1	SFV	1/1/2023	50.0	1,100	112
Solar 2	SFV	1/1/2023	15.0	1,000	112
Solar 3	SFV	1/1/2023	60.0	1,100	112
Solar 4	SFV	1/1/2023	20.0	1,000	112
Solar 5	SFV	1/1/2023	80.0	1,100	112
Solar 6	SFV	1/1/2023	25.0	1,000	112
Cimarrón	Hidro	1/1/2029	261.0	3,144	17

ESCENARIOS DE DEMANDA

Tal como se explicó anteriormente, se utilizarán tres escenarios de demanda: bajo, base y alto. Los escenarios de demanda están ligados al crecimiento de la economía (producto interno bruto) y a variables como la temperatura.

Estos escenarios de demanda no consideran una variable importante como es la instalación de paneles fotovoltaicos en techos de industrias, comercios y residencias. En los últimos 2 años, se ha presentado un fuerte incremento en la instalación de esta solución de auto-consumo. Esto provoca una importante reducción de la demanda de energía vista desde el lado del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Se debe recordar que este estudio únicamente considera el MME.

Por otra parte, los años anteriores (2014 – 2016) han sido años muy calurosos con pocas lluvias y frentes fríos. Esto hace que se incremente la demanda de energía, pues se utilizan más los aires acondicionados y ventiladores para el confort de las personas. El 2017 ha sido un año más fresco en comparación con los mencionados y con una época lluviosa aceptable.

Por otra parte, la demanda de potencia del 2017 no ha sido superior a la del 2016 pero, ¿se debe esto al uso de sistemas fotovoltaicos para auto-consumo?, ¿o es porque la temperatura en general ha sido más baja la del 2017 con respecto a años anteriores?, ¿o una mezcla de ambos? Debido a que no se han medido con precisión los efectos de los sistemas de auto-consumo, no se han considerado para los escenarios de demanda; únicamente se han considerado los efectos de temperatura. En estudios posteriores probablemente se cuente con información suficiente para tomar la variable de reducción de demanda en el MME a causa de instalaciones fotovoltaicas de auto-consumo en el sistema de distribución.

Tabla 5 Crecimiento de demanda en energía y en potencia

Escenario	Histórico en energía GWh	Histórico en Potencia MW	Escenario	Proyección de potencia MW	Proyección de energía GWh (BASE)	Proyección de energía GWh (BAJO)	Proyección de energía GWh (ALTO)
2000	4073	758	2018	1164	6661	6753	6859
2001	3956	734	2019	1189	6761	6901	7065
2002	4249	752	2020	1215	6862	7053	7277
2003	4403	785	2021	1242	6965	7208	7495
2004	4538	809	2022	1269	7069	7367	7720
2005	4765	829	2023	1297	7176	7529	7952
2006	5197	881	2024	1326	7283	7695	8190
2007	5353	906	2025	1355	7392	7864	8436
2008	5566	924	2026	1385	7503	8037	8689
2009	5574	906	2027	1415	7616	8214	8950
2010	5736	948	2028	1446	7730	8395	9218
2011	5843	962	2029	1478	7846	8579	9495
2012	5920	975	2030	1511	7964	8768	9779
2013	6095	1004	2031	1544	8083	8961	10073
2014	6174	1035	2032	1578	8204	9158	10375
2015	6428	1089	2033	1613	8327	9360	10686
2016	6465	1093	2034	1648	8452	9565	11007
2017	6562	1081	2035	1684	8579	9776	11337

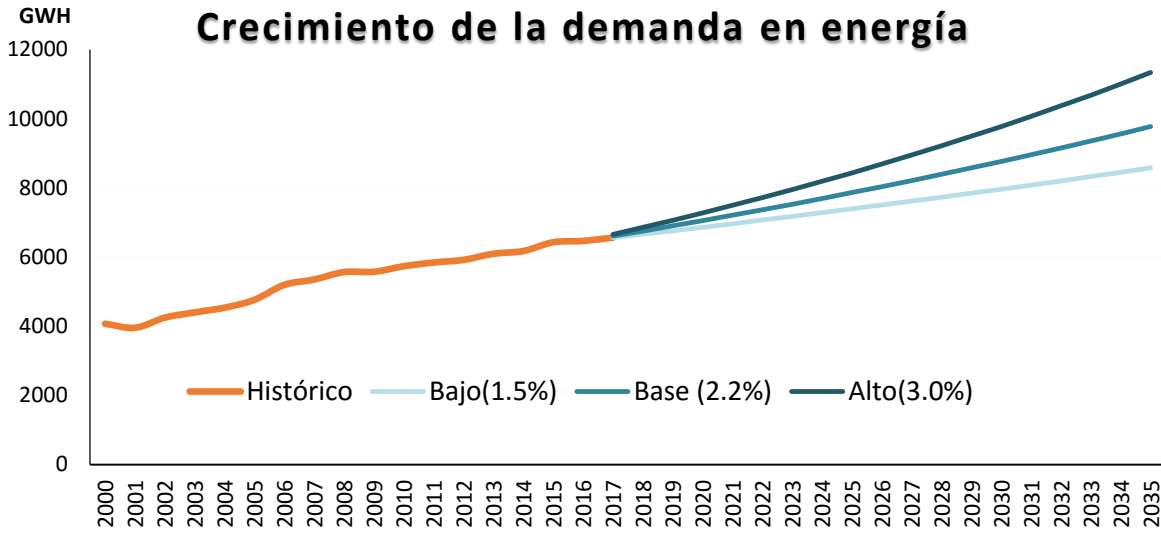


Ilustración 3 Crecimiento de demanda en energía

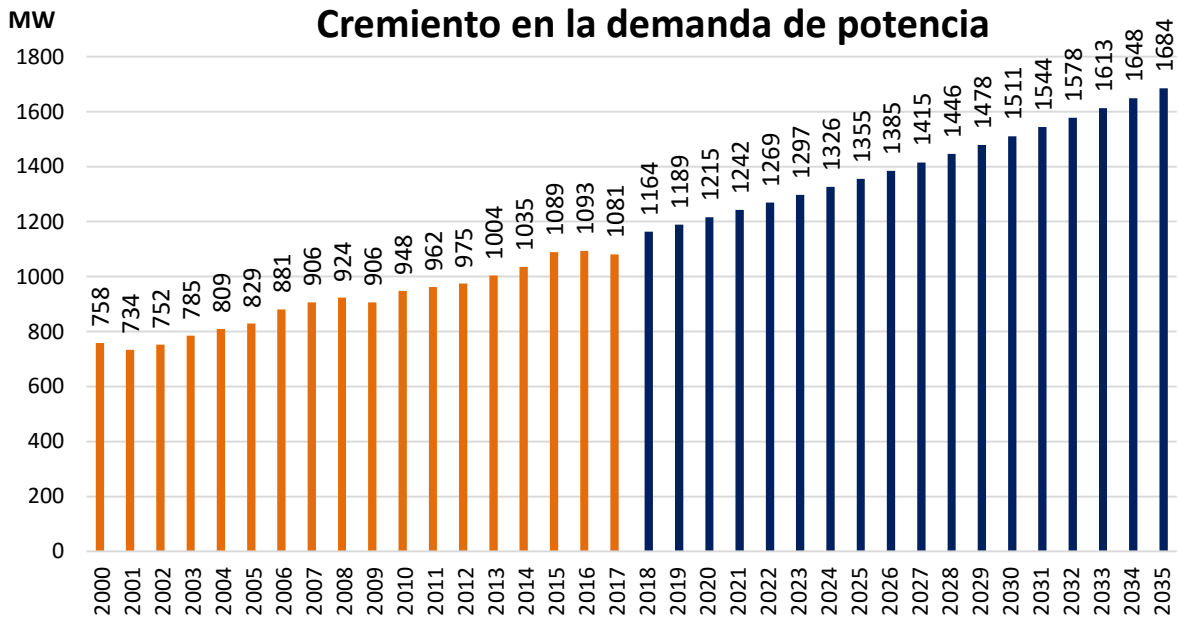


Ilustración 4 Crecimiento en la demanda de potencia

COMBUSTIBLES

En base al pronóstico de los precios de combustibles se basa en las publicaciones de la U.S. Energy Information Administration en su informe “Annual Energy Outlook 2017”, de mayo de 2017.

El precio del gas natural se determinó a partir del precio Brent con una tasa de 12.3%

Por su parte, el precio del gas natural se determinó a partir del precio Brent con una tasa de 12.3%. A manera de ejemplo del significado de esta tasa, si el Brent está a 100 \$/bbl, el gas natural estaría a 12.3 \$/MBTU.

Tabla 6 Proyección de precios de combustibles

Año	GNL US \$/MBTU	FUEL Oil US \$/gal	DIESEL US \$/gal	CARBON US \$/Ton
2018	7.75	1.58	2.23	56.52
2019	8.66	1.89	2.37	61.08
2020	9.20	1.98	2.44	63.01
2021	9.61	2.06	2.49	64.24
2022	9.93	2.11	2.52	65.70
2023	10.12	2.17	2.57	67.08
2024	10.30	2.21	2.61	68.26
2025	10.61	2.31	2.68	69.48
2026	10.89	2.39	2.73	70.76
2027	11.07	2.40	2.75	71.96
2028	11.15	2.41	2.76	73.07
2029	11.32	2.44	2.79	74.20
2030	11.63	2.49	2.85	75.34
2031	11.91	2.54	2.90	76.50
2032	12.24	2.59	2.96	77.68
2033	12.26	2.59	2.95	78.88
2034	12.48	2.63	3.00	80.10
2035	12.56	2.65	3.02	81.33

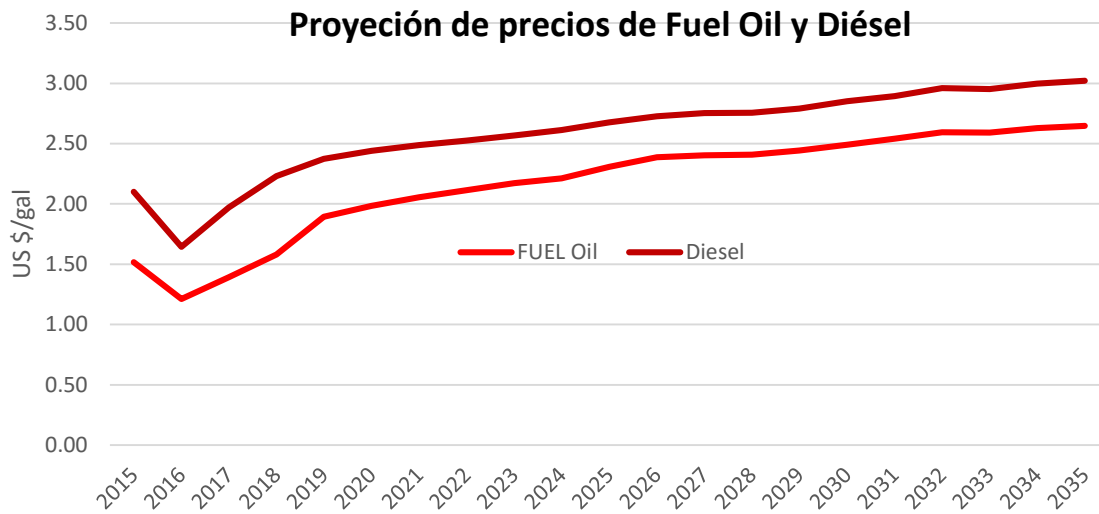


Ilustración 5 Proyección de precio de combustible Diésel y Fuel Oil

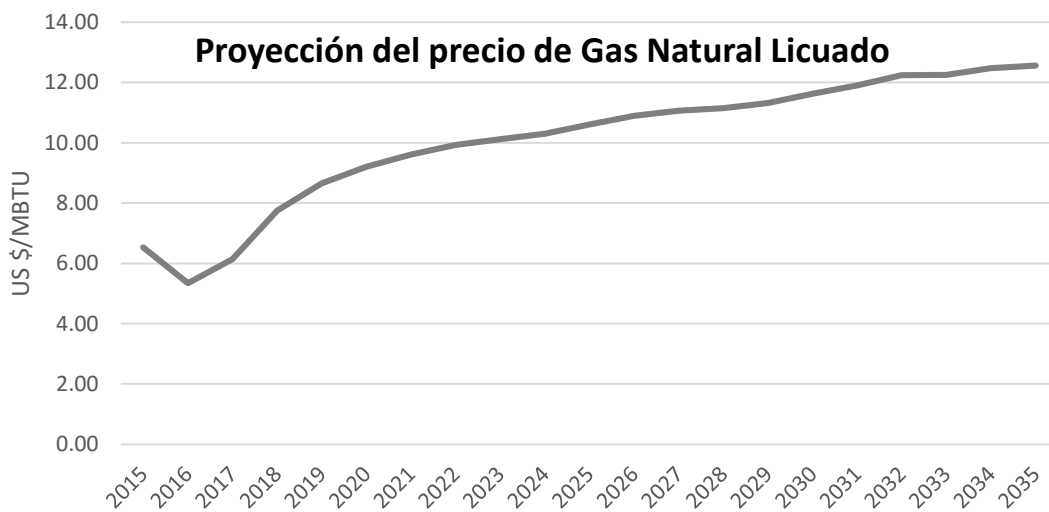


Ilustración 6 Proyección de precios de combustibles Gas Natural

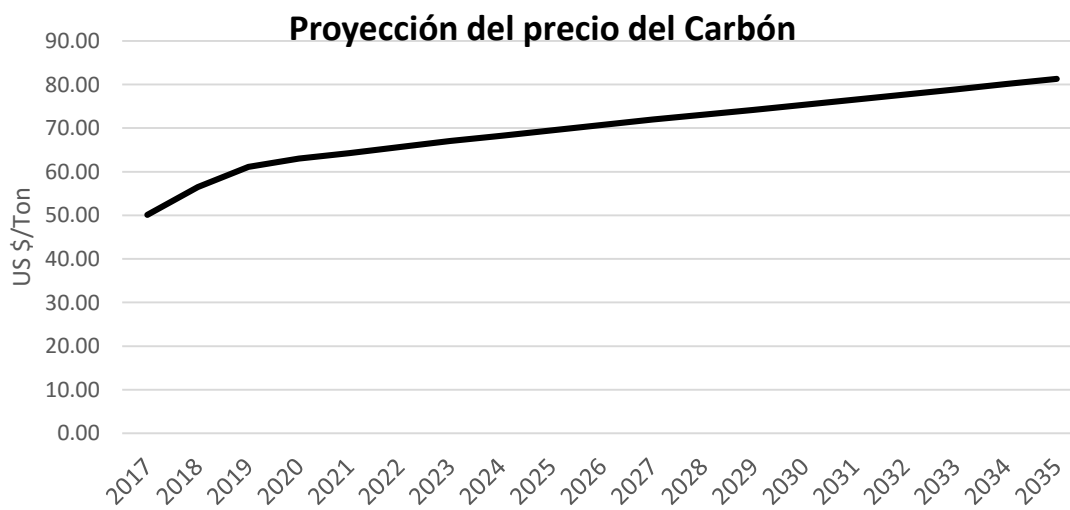


Ilustración 7 Proyección de precios de combustibles Carbón

RESULTADO DE ESCENARIOS

ESCENARIO BASE

ESCENARIO CON DEMANDA BASE

A continuación, se muestran los proyectos seleccionados por el modelo OPTGEN-SDDP para el horizonte de estudio

Tabla 7 Proyectos seleccionados para el escenario con demanda base

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0
2019	Las Mesas SFV	50.0
	Térmico Carbón	100.0
	Capella solar	100.0
	EcoSolar	9.9
	Sonsonate energía	10.0
2020	Ventus	50.0
	Chaparral	65.7
2021	Energía del Pacífico	380.0
2029	Cimarrón	261.0
	Total	1080.6

Como resultado obtenido del modelo, nos indica que para el periodo de estudio no habrá condiciones de déficit de generación para la cobertura de la demanda. Para el 2029 se prevé que exista una potencia de 1080.6 MW de proyectos nuevos de diferentes recursos.

En el siguiente gráfico se muestra la inyección por recurso en el periodo de estudio. Se observa que se diversificaría la matriz energética con diferentes fuentes de generación, disminuyendo la dependencia de fuentes de combustibles fósil, adonde se observa una generación predominante de las hidroeléctricas, seguido de generación geotérmica y gas natural. Otras fuentes que contribuyen a la diversificación de la matriz energética son las fuentes solares, eólicas, biomasa, térmico carbón y las importaciones netas de energías a través del MER.

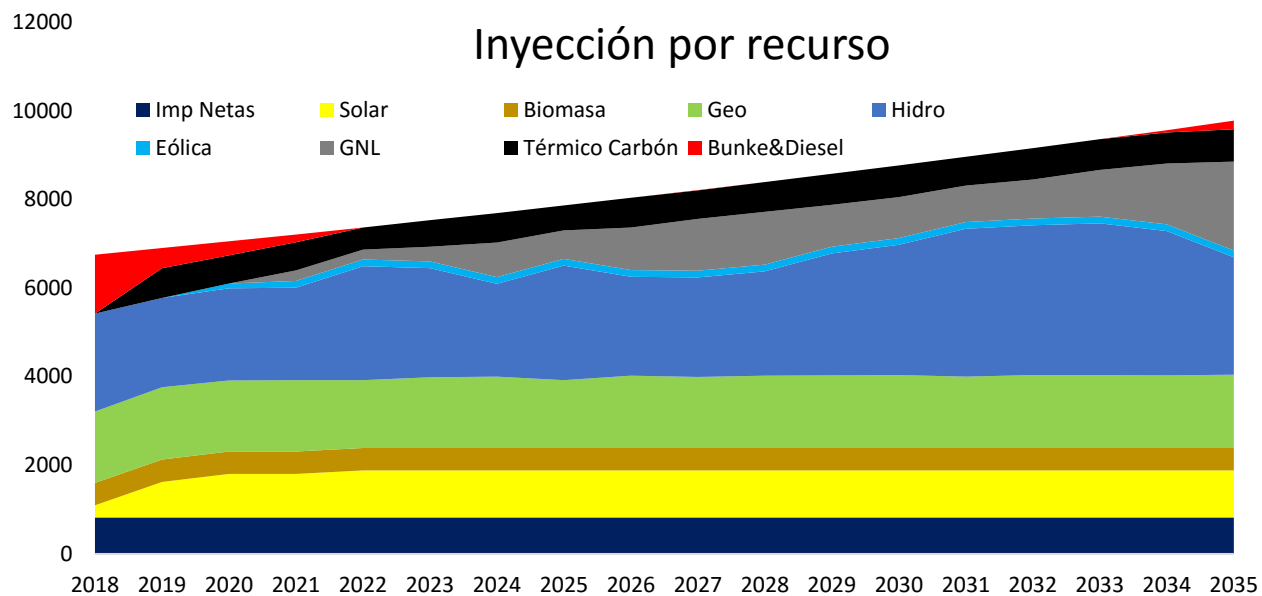


Ilustración 8 Inyección por recurso 2018-2035

En el siguiente grafico se muestran los niveles de precios que se generan a partir del escenario base comparando con el precio del escenario sin ejecutar ningún proyecto, el precio se mantiene estable entre US\$/MWh 64 y US\$/MWh 117 hasta finalizar el periodo de estudio, esto debido a la entrada en operación de los diferentes proyectos.

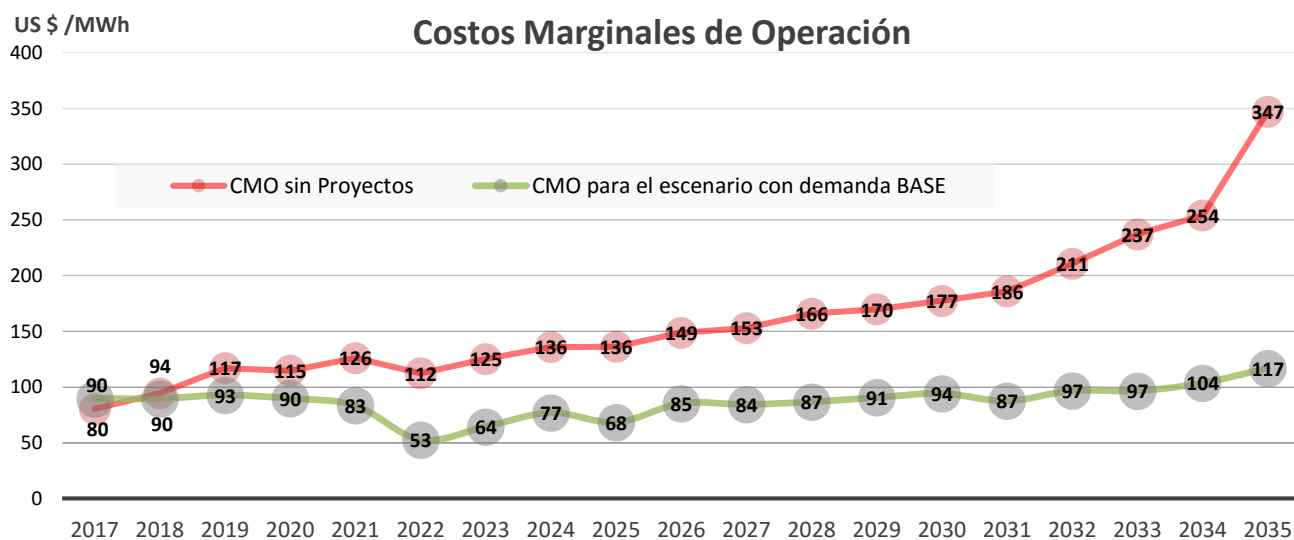


Ilustración 9 Costos marginales de operación escenario base

GENERACIÓN POR RECURSO PARA EL ESCENARIO BASE Y ESCENARIO CON DÉFICIT

Tabla 8 Datos de generación por recurso escenario base para el 2035

	Hidro	Geo	Biomasa	Solar	Eólico	GNL	Térmico Carbón	Bunker	ImpNetas
Escenario 2035 con déficit	1835.5	1650.8	506.5	548.7	150.8	0	0	4150.7	818.6
Escenario Base	2656.7	1650.8	506.5	1064.5	150.8	2009	727.0	191.6	818.6

Realizando una comparación del escenario con déficit versus el escenario base para el 2035, nos indica que para el horizonte de estudio no habrá condiciones de déficit de generación. En cuanto a la generación térmica a base de bunker disminuye drásticamente y es sustituida por diferentes tipos de recursos como hidroeléctrica, gas natural, solar fotovoltaica, térmico carbón, eólica debido a la construcción de nuevos proyectos.

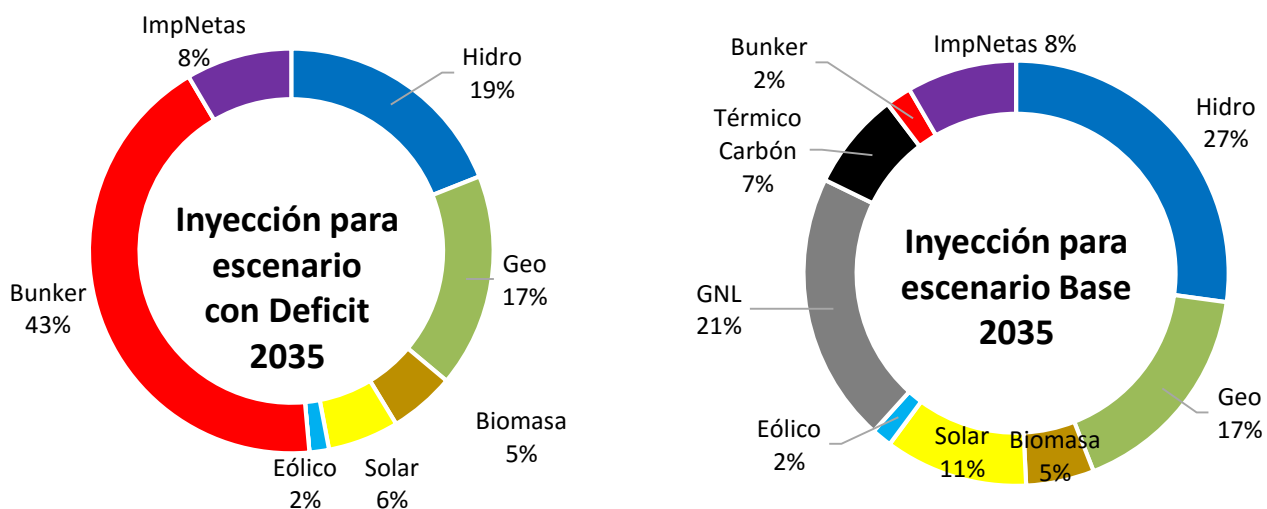


Ilustración 10 Generación por recurso de escenario con déficit y escenario base para el año 2035

ESCENARIO CON DEMANDA BASE Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.

Tabla 9 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario base con retraso en GNL

Escenario base con retraso en el GNL			Escenario base		
Año	Proyecto	Potencia (MW)	Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0	2018	La Trinidad	34.0
2019	Las Mesas SFV	50.0	2019	Las Mesas SFV	50.0
	Térmico Carbón	100.0		Térmico Carbón	100.0
	Capella solar	100.0		Capella solar	100.0
	EcoSolar	9.9		EcoSolar	9.9
	Sonsonate energía	10.0		Sonsonate energía	10.0
2020	Ventus	50.0	2020	Ventus	50.0
	Chaparral	65.7		Chaparral	65.7
2023	Energía del Pacífico	380.0	2021	Energía del Pacífico	380.0
2029	Cimarrón	261.0	2029	Cimarrón	261.0
Total		1080.6	Total		1080.6

Como resultado obtenido del modelo para el escenario base con retraso en GNL la potencia total hasta el 2029 sigue siendo 1080.6 MW, de igual manera que el escenario base teniendo en cuenta la que la entrada en operación del proyecto de gas natural sería en el 2023.

Tabla 10 Datos de generación por recurso escenario base con retraso en GNL para el 2035

	Hidro	Geo	Biomasa	Solar	Eólico	GNL	Térmico Carbón	Bunker	ImpNetas
Escenario base con retraso en el GNL	2727.6	1650.9	506.5	956.0	150.8	2068.5	727.1	169.9	818.6
Escenario Base	2656.7	1650.8	506.5	1064.5	150.8	2009	727.0	191.6	818.6

En cuanto a la generación a base del recurso bunker disminuye con el retraso del proyecto del GNL, caso contrario de la generación hidroeléctrica.

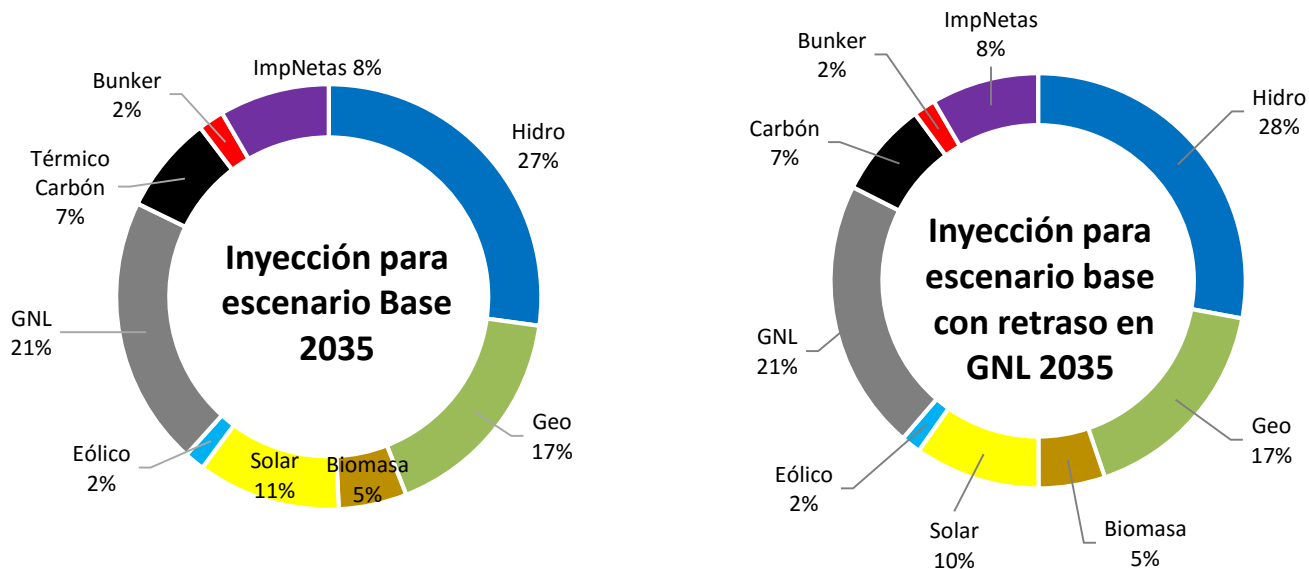


Ilustración 11 Generación por recurso de escenario base y escenario base con retraso en GNL

El costo marginal de operación para el escenario base con retraso en GNL en el periodo del 2020 al 2024 se mantiene en promedio US\$ 95.2 sufriendo un incremento con respecto al escenario base, esto se debe al retraso en la entrada en operación del proyecto de GNL.

COSTOS MARGINALES OPERATIVOS PARA EL ESCENARIO CON DEMANDA BASE VS DEMANDA BASE CON RETRASO EN GNL

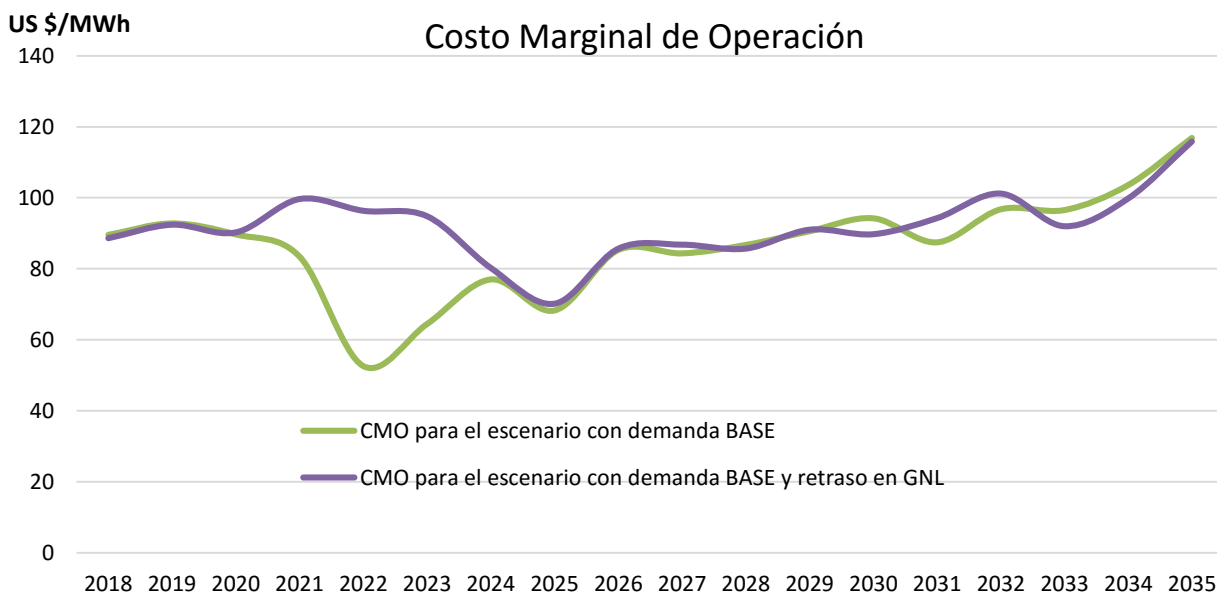


Ilustración 12 Costo marginal de operación escenario con retraso en GNL

ESCENARIO BAJO

ESCENARIO CON DEMANDA BAJA

Tabla 11 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja

Escenario con demanda baja			Escenario base		
Año	Proyecto	Potencia (MW)	Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0	2018	La Trinidad	34.0
2019	Capella solar	100.0	2019	Las Mesas SFV	50.0
	EcoSolar	9.9		Térmico Carbón	100.0
	Sonsonate energía	10.0		Capella solar	100.0
		EcoSolar		9.9	
2020	Ventus	50.0	2020	Sonsonate energía	10.0
	Chaparral	65.7		Ventus	50.0
2021	Energía del Pacífico	380.0	2021	Chaparral	65.7
			2021	Energía del Pacífico	380.0
	Total	649.6	2029	Cimarrón	261.0
				Total	1080.6

Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda baja la potencia total hasta el 2029 es 649.6 MW. En este escenario el modelo no incorpora proyectos candidatos.

Tabla 12 Datos de generación por recurso escenario con demanda baja para el 2035

	Hidro	Geo	Biomasa	Solar	Eólico	GNL	Térmico Carbón	Bunker	ImpNetas
Escenario con demanda baja	2160.9	1650.9	506.5	820.3	150.8	2397.1	0.0	74.2	818.6
Escenario Base	2656.7	1650.8	506.5	1064.5	150.8	2009	727.0	191.6	818.6

En cuanto a la generación para en escenario con demanda baja, es predominada por el recurso a base de gas natural seguido de la generación hidroeléctrica. Se observa una disminución del recurso bunker en comparación al escenario base.

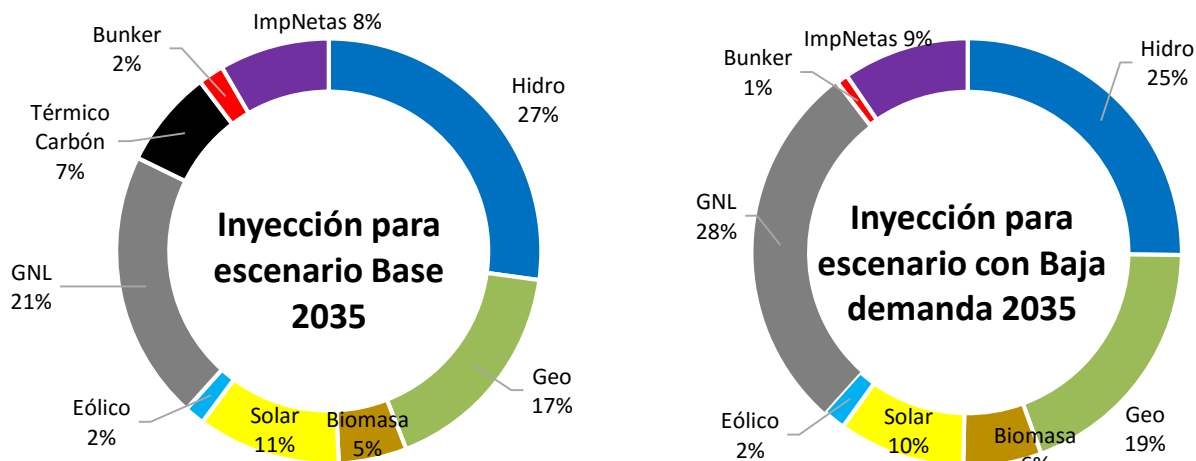


Ilustración 13 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda baja

El costo marginal para el escenario con demanda baja sufre ciertos incrementos en los primeros años debido a que en esos años la generación hidroeléctrica presenta valores bajos, sin embargo, presentan la misma tendencia que el escenario base en el periodo del 2022-2029.

COSTOS MARGINALES OPERATIVOS PARA EL ESCENARIO CON DEMANDA BASE VS DEMANDA BAJA

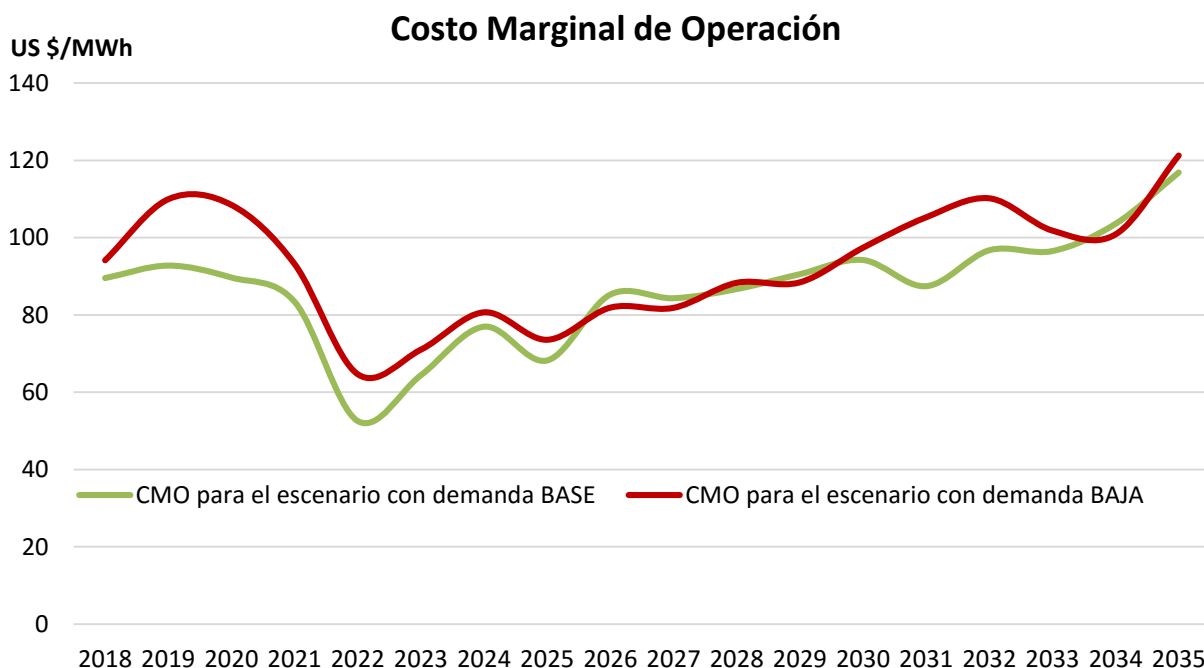


Ilustración 14 Costo marginal de operación escenario con demanda base

ESCENARIO CON DEMANDA BAJA Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.

Tabla 13 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja y retraso en GNL

Escenario bajo con retraso en el GNL			Escenario base		
Año	Proyecto	Potencia (MW)	Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0	2018	La Trinidad	34.0
2019	Capella solar	100.0	2019	Las Mesas SFV	50.0
	EcoSolar	9.9		Térmico Carbón	100.0
	Sonsonate energía	10.0		Capella solar	100.0
2020	Ventus	50.0	2020	EcoSolar	9.9
	Chaparral	65.7		Sonsonate energía	10.0
2023	Energía del Pacífico	380.0	2021	Energía del Pacífico	380.0
	Total	649.6	2029	Cimarrón	261.0
			Total		1080.6

Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda baja y retraso de GNL la potencia total hasta el 2029 es 649.6 MW. En este escenario el modelo no incorpora proyectos candidatos.

Tabla 14 Datos de generación por recurso escenario con demanda baja y retraso en GNL para el 2035

	Hidro	Geo	Biomasa	Solar	Eólico	GNL	Térmico Carbón	Bunker	ImpNetas
Escenario con demanda baja y retraso en GNL	2196.9	1645.1	506.5	820.3	150.8	2331.2	0	109.8	818.6
Escenario Base	2656.7	1650.8	506.5	1064.5	150.8	2009.0	727.0	191.6	818.6

En cuanto a la generación a base del recurso bunker disminuye con el retraso del proyecto del GNL, la cual es suplantada por la generación a base de gas natural.

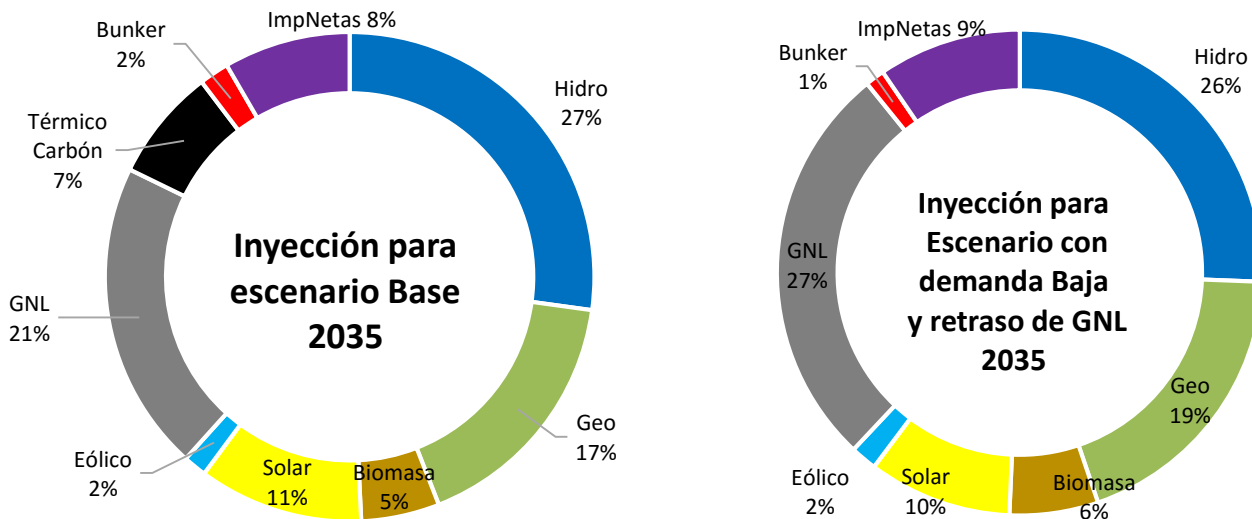


Ilustración 15 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda baja y retraso en GNL

El costo marginal para el escenario con demanda baja y retraso en GNL sufre ciertos incrementos en los primeros años comparado con los precios del escenario base, esto debido a que en esos años en el escenario base se incorporan proyectos candidatos con fuentes renovables.

COSTOS MARGINALES OPERATIVOS PARA EL ESCENARIO CON DEMANDA BASE VS DEMANDA BAJA CON RETRASO EN GNL

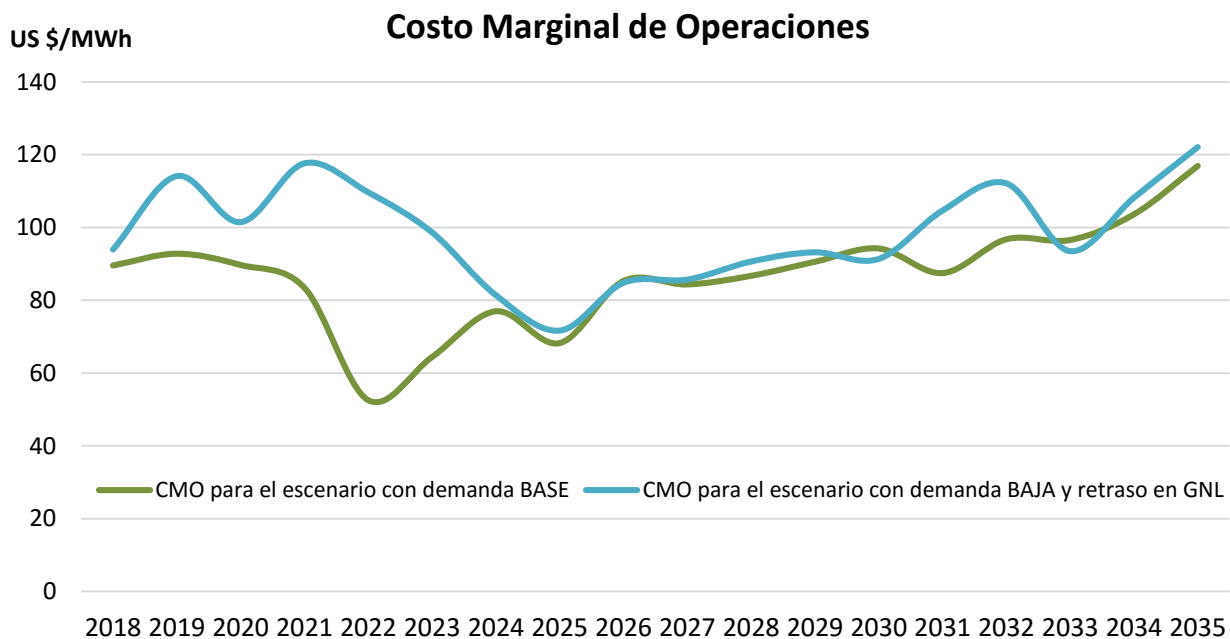


Ilustración 16 Costo marginal de operación escenario con demanda base y retraso en GNL

ESCENARIO ALTO

ESCENARIO CON DEMANDA ALTA

Tabla 15 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta

Escenario con demanda Alta			Escenario base		
Año	Proyecto	Potencia (MW)	Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0	2018	La Trinidad	34.0
2019	Las Mesas SFV	50.0	2019	Las Mesas SFV	50.0
	Térmico Carbón	100.0		Térmico Carbón	100.0
	Capella solar	100.0		Capella solar	100.0
	EcoSolar	9.9		EcoSolar	9.9
	Sonsonate energía	10.0		Sonsonate energía	10.0
2020	Ventus	50.0	2020	Ventus	50.0
	Chaparral	65.7		Chaparral	65.7
2021	Energía del Pacífico	380.0	2021	Energía del Pacífico	380.0
2023	Solar 1	50.0	2029	Cimarrón	261.0
2029	Cimarrón	261.0		Total	1080.6
2035	Chinameca	8.0			
	Total	1118.6			

Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda alta la potencia total hasta el 2035 es 1118.6 MW. En este escenario se adicionan 2 proyectos adicionales en comparación al escenario base, un proyecto solar de 50 MW y la central Chinameca de 8 MW.

Tabla 16 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta para el 2035

	Hidro	Geo	Biomasa	Solar	Eólico	GNL	Térmico Carbón	Bunker	ImpNetas
Escenario con demanda baja y retraso en GNL	3326.3	2415.2	506.5	1200.3	150.8	1313.9	2280.7	15.1	818.6
Escenario Base	2656.7	1650.8	506.5	1064.5	150.8	2009.0	727.0	191.6	818.6

La generación a base de bunker tiene una disminución con respecto al escenario base, en cuanto a la energía solar fotovoltaica tiene un crecimiento debido a la entrada de nuevos proyectos, de igual forma sucede con la energía geotérmica.

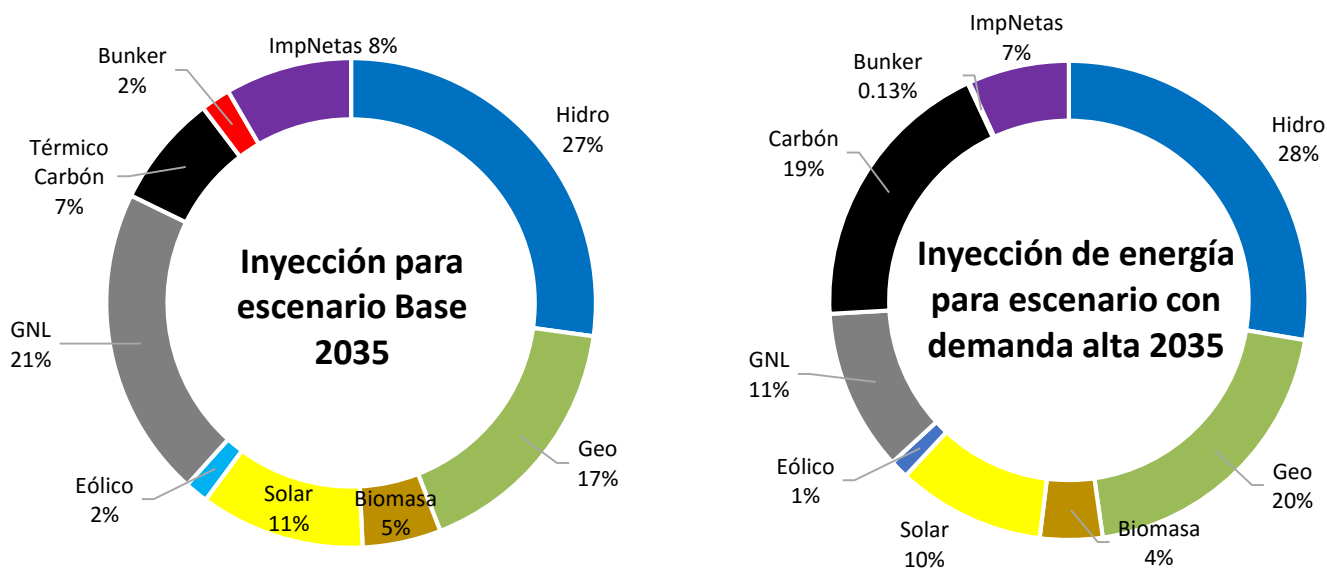


Ilustración 17 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta

El costo marginal para el escenario con demanda alta sufre ciertos incrementos en los últimos años comparado con los precios del escenario base.

COSTOS MARGINALES OPERATIVOS PARA EL ESCENARIO CON DEMANDA BASE VS DEMANDA ALTA

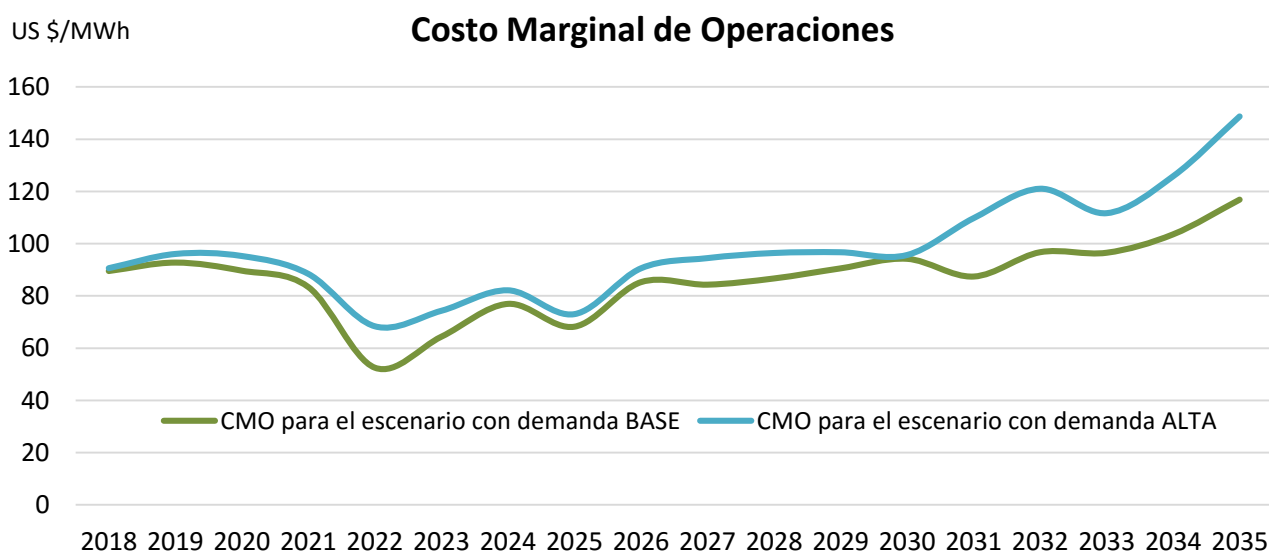


Ilustración 18 Costo marginal de operación escenario con demanda alta

ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL.

Tabla 17 Comparativa de los proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta y retraso en GNL

Escenario con demanda Alta y retraso en el GNL		
Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0
2019	Las Mesas SFV	50.0
	Térmico Carbón	100.0
	Capella solar	100.0
	EcoSolar	9.9
	Sonsonate energía	10.0
2020	Ventus	50.0
	Chaparral	65.7
2023	Energía del Pacífico	380.0
2029	Cimarrón	261.0
Total		1080.6

Escenario base		
Año	Proyecto	Potencia (MW)
2018	La Trinidad	34.0
2019	Las Mesas SFV	50.0
	Térmico Carbón	100.0
	Capella solar	100.0
	EcoSolar	9.9
	Sonsonate energía	10.0
2020	Ventus	50.0
	Chaparral	65.7
2021	Energía del Pacífico	380.0
2029	Cimarrón	261.0
Total		1080.6

Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda alta y retraso en GNL la potencia total hasta el 2035 es 1080.6 MW.

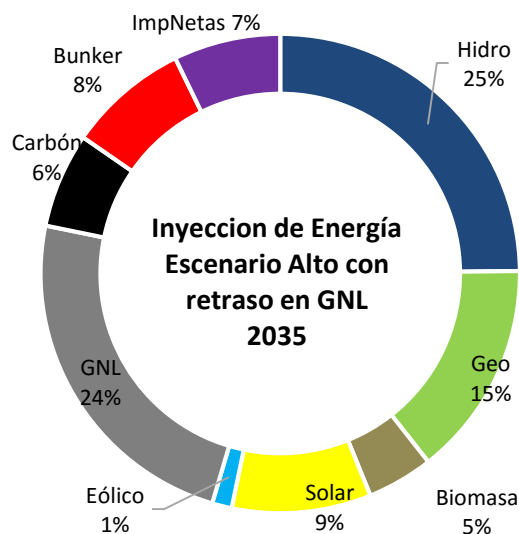
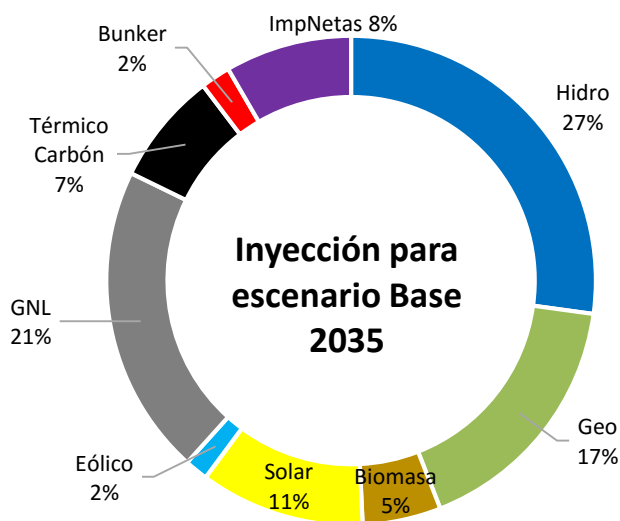


Ilustración 19 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta con y retraso en GNL

El costo marginal para el escenario con demanda alta sufre ciertos incrementos en el periodo del 2021-2023 esto debido al retraso del proyecto de GNL.

COSTOS MARGINALES OPERATIVOS PARA EL ESCENARIO CON DEMANDA BASE VS DEMANDA ALTA Y RETRASO EN GNL

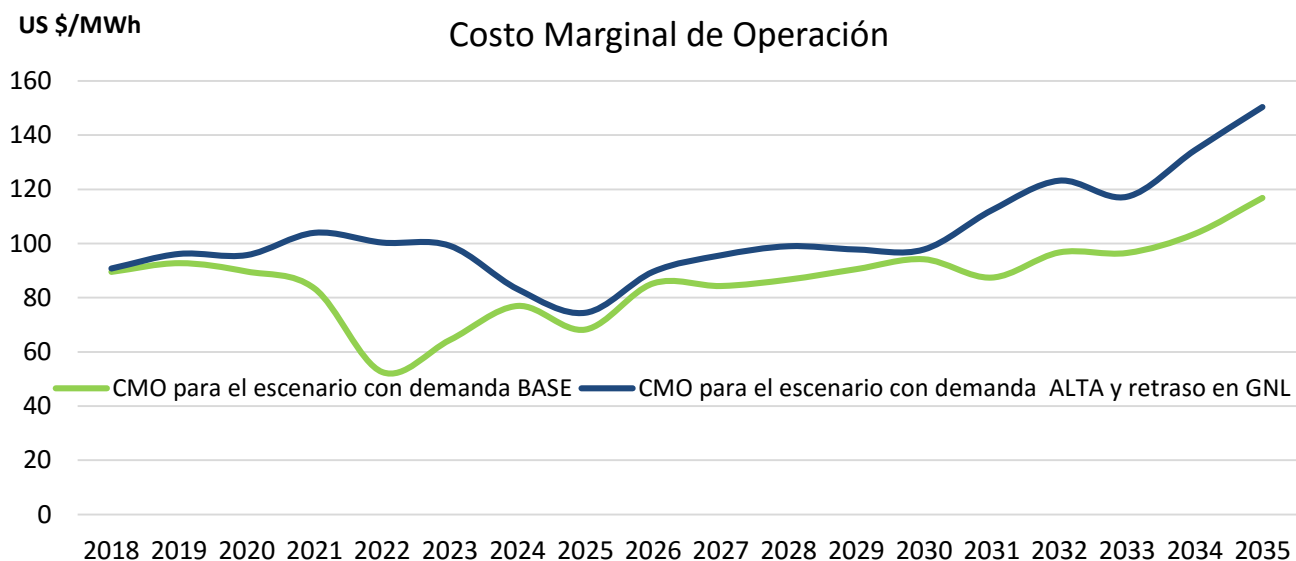


Ilustración 20 Costo marginal de operación escenario con demanda alta y retraso de GNL

Tabla 18 Resumen de proyectos y escenarios seleccionados

Proyecto\Escenario	Base	Base con Retraso de GNL	Bajo	Bajo Con retraso de GNL	Alto	Alto Con Retraso de GNL
La Trinidad	2018					
Capella Solar 1y 2	2019					
EcoSolar						
Sonsonate Energía						
Las Mesas SFV	2019				2019	
Térmico Carbón						
Ventus	2020					
Chaparral						
Energía del Pacífico	2021	2023	2021	2023	2021	2023
Cimarrón	2029				2029	
Chinameca					2035	

CONCLUSIONES

Los aspectos relevantes de este trabajo de planificación indicativa de la expansión de generación para el horizonte 2018-2035 son los siguientes:

- Se estima que los proyectos fijos tienen una alta probabilidad de entrada en operación en la fecha establecida, ya que se han consultado con actores importantes, como inversionistas y entidades gubernamentales, las cuales han verificado la información.
- En definitiva, el plan es consistente con la Política energética en cuanto que:
 - ✦ Se promueve el desarrollo de los recursos renovables, ya que se ha determinado la necesidad de proyectos hidroeléctricos y solares entre otros para cubrir la demanda de energía del mercado mayorista.
 - ✦ Se diversifica la matriz energética del sector eléctrico entrando los proyectos a base de recurso: gas natural, solar, eólico, hidráulico.
- Partiendo de la hipótesis del escenario base, a partir del 2019 se requieren entre 50 y 451 MW de capacidad adicional a la de los proyectos fijos (solares, eólicos y gas natural). En ese sentido, las licitaciones de contratos de largo plazo para la atracción de nueva inversión son necesarias no solo para tener mayor certeza de satisfacer la demanda del sector eléctrico de forma confiable y a precios de energía razonables para el usuario final, sino también porque permitiría diversificar la matriz energética del país.
- En el corto plazo el costo marginal de operación que va totalmente ligado con el precio de la energía depende del parque generador existente y en el mediano y largo plazo, la evolución del mismo dependerá de la instalación de nueva generación más económica y eficiente que podría arrastrar una disminución en los precios del costo marginal de operación.