Consejo Nacional de Energía

PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2019-2028

Contenido

Siglas 5
INTRODUCCIÓN 6
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN 8
PARQUE DE GENERACIÓN 9
INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2018 12
PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2018 12
PROYECTOS CANDIDATOS 14
ESCENARIOS DE DEMANDA 15
COMBUSTIBLES 17
RESULTADO DE ESCENARIOS 20
ESCENARIO CON DEMANDA BASE 20
GENERACIÓN POR RECURSO PARA EL ESCENARIO BASE Y ESCENARIO CON DÉFICIT 22
ESCENARIO CON DEMANDA BASE Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL. 24
ESCENARIO CON DEMANDA ALTA 26
ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y DESFASE EN LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL PROYECTO DE GNL. 27
CONCLUSIONES 30

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 evolución de la capacidad instalada.....10
Ilustración 2. Capacidad Instalada 2018 10
Ilustración 3. Inyección de energía 2018 Vs. 2017 12
Ilustración 4 Crecimiento de demanda en energía 16
Ilustración 5 Crecimiento en la demanda de potencia 17
Ilustración 6 Proyección de precio de combustible Diésel y Fuel Oil 18
Ilustración 7 Proyección de precios de combustibles Gas Natural 19
Ilustración 8 Inyección por recurso 2019-2028 21
Ilustración 9 Costos marginales de operación escenario base 22
Ilustración 10 Generación por recurso de escenario sin nuevos proyectos y escenario base para 2028 23
Ilustración 11 Generación por recurso de escenario base y escenario base con retraso en GNL 25
Ilustración 12 Costo marginal de operación escenario con retraso en GNL 25
Ilustración 13 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta 27
Ilustración 14 Costo marginal de operación escenario con demanda alta 27
Ilustración 15 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta con y retraso en GLN 29
Ilustración 16 Costo marginal de operación escenario con demanda alta y retraso de GNL 29

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios de planificación 9

Tabla 2 Capacidad Instalada 2018 11

Tabla 3 Proyectos confirmados 13

Tabla 4 Proyectos candidatos 14

Tabla 5 Crecimiento de demanda en energía y en potencia 15

Tabla 6 Proyección de precios de combustibles 17

Tabla 7 Proyectos seleccionados para el escenario con demanda base 20

Tabla 8 Datos de generación por recurso escenario base para el 2028 22

Tabla 9 Proyectos seleccionados en el escenario base con retraso en GNL 24

Tabla 10 Datos de generación por recurso escenario base con retraso en GNL para el 2028 24

Tabla 11 Proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta 26

Tabla 12 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta para el 2028 26

Tabla 13 Proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta y retraso en GNL 28

Tabla 14 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta con retraso en GNL……26

Siglas

BBL: Barriles

CLP: Contratos de largo plazo

CMO: Costo Marginal Operativo

CNE: Consejo Nacional de Energía

EDP: Energías del Pacifico

GNL: Gas Natural Licuado

GEI: Gases de Efecto Invernadero

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

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 2019 – 2028". Este plan es de carácter indicativo; es decir, el resultado del mismo no es vinculante o de cumplimiento obligatorio. El plan indicativo permite obtener una guía, tanto para el Estado como para inversionistas, de los mercados eléctricos nacionales y regionales, mostrando los posibles crecimientos 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 impulsará el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales con que cuenta el país, pero en ningún momento bloqueará cualquier proyecto con otras tecnologías que deseen instalarse en el país. Adicionalmente, las estrategias impulsadas por el CNE están en concordancia con el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia energética suscritos por el país, para el caso se tienen los compromisos adquiridos en la COP-21 referente a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible referentes a la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Por otra parte, el mercado eléctrico salvadoreño es un mercado de participación libre, en 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 de la generación debido al dinamismo intrínseco del mercado eléctrico nacional, al cambio continuo de sus variables específicas y variables macroeconómicas que impactan en su funcionamiento, por ejemplo, la demanda de energía, proyectos nuevos de generación, el producto interno bruto, entre otras. Asimismo, en el marco del cumplimiento de la Política Energética Nacional, los nuevos procesos de licitación impulsados para la diversificación de la matriz energética y el fomento a las fuentes renovables de energía, y la consecuente confirmación de construcción de nuevas plantas de generación, modifican la configuración esperada, a mediano y largo plazo, del parque generador para el abastecimiento de la demanda energética.

El plan de expansión que se presenta corresponde a un estudio de mínimo costo; es decir, las tecnologías mencionadas compiten entre sí en función de las variables de costos de inversión, costos

de combustible y costos de operación y mantenimiento. Estos y otros datos 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 informático 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 de generación nuevos se obtiene a partir de aquellos que representan los menores costos posibles para la satisfacción de 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 los costos de estas externalidades negativas.

¿Qué pasa si no se desarrollan planes de expansión de la generación?
Durante el período de 1996 (año en el que se dio la reforma del sector eléctrico) hasta 2009 (año en que entró en operaciones el CNE) la capacidad de generación nacional experimentó un crecimiento únicamente de plantas de generación térmicas que utilizan “Fuel Oil” como combustible. Si bien es cierto, durante este período no se tuvo déficit en el abastecimiento de energía, el precio que se pagaba por la misma era alto; en la actualidad, y debido al modelo de funcionamiento del mercado eléctrico nacional, este tipo de plantas de generación continúan estableciendo el precio de liquidación del mercado.
En el período de tiempo antes mencionado, los generadores térmicos alcanzaron una capacidad instalada 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 el resultado de la inexistencia de una planificación energética de largo plazo, producto de la reforma del sector eléctrico de 1996. En este sentido, el crecimiento del parque generador fue establecido exclusivamente por las condiciones del mercado y por decisiones de inversión basadas en la maximización del beneficio económico y minimización del período de retorno; esto condujo a la construcción de plantas de generación con una inversión inicial relativamente baja, con un tiempo corto de recuperación de capital, pero con un alto costo de operación.

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 2018 se han realizado 5 procesos de licitación que, al estar todos los proyectos desarrollados, incorporarán al parque generador una capacidad instalada de 684 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 en la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

METODOLOGÍA

Como se mencionó anteriormente, el presente estudio, 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, de planes de mantenimiento, 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 optima 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 dos 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 2018 las importaciones reales han sido superiores a dicho valor.

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

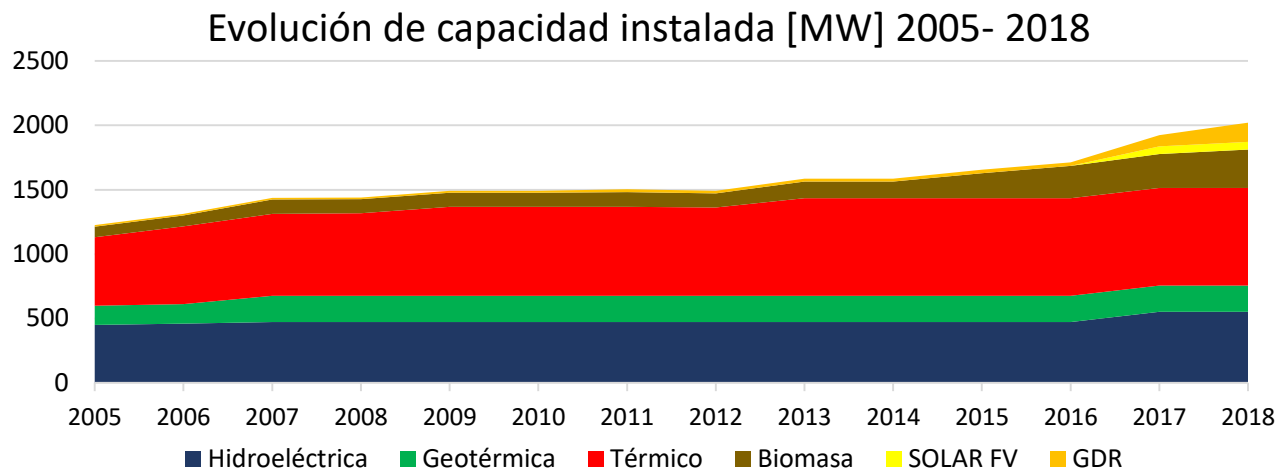
Tabla 1 Criterios de planificación

Ítem	Descripción
Horizonte de planeación	2019-2028 próximos 10 años
Escenarios de demanda	Base y demanda Alta
Descripción de escenarios	• **Escenario base:** El crecimiento de la demanda se toma a un 1.3% promedio anual en energía para el horizonte de los próximos 10 años. Dicha tasa de crecimiento corresponde a estimaciones hechas por la Unidad de Transacciones (UT) según se describe en la tabla 5 de este documento. • **Escenario base con desfase en la entrada en operación del proyecto de GNL**: La puesta en operación del proyecto Energías del Pacífico con base en Gas Natural Licuado (GNL) es para inicios del año 2021, con este escenario se desfasa la entrada en operación para el año 2023, siempre tomando en cuenta el mismo crecimiento de la demanda de 1.3 % en energía para el horizonte de estudio (2019-2028) • **Escenario Alto:** El crecimiento de la demanda se toma 2.1 % promedio anual en energía para el horizonte (2019-2028). • **Escenario alto con desfase en la entrada en operación del proyecto de GNL**: Se considera las condiciones de demanda alta del tercer escenario, más un retraso de dos años en la puesta de operación de la planta de GNL.
Precios de combustible	Proyección de precios de los combustibles tomando como referencia la publicación anual de febrero 2018 de la Administración de Información de Energía (EIA), en el presente documento únicamente se incluyen las proyecciones de precio de los combustibles utilizados para la generación de energías eléctricas en nuestra matriz nacional, entre los que se encuentra el Fuel Oíl, Diésel y GNL, para este último combustible, se establece el precio a través de una relación del 12.3% del precio del Brent según se establece en el contrato de suministro de la primera planta de generación a base de GNL propiedad de EDP.
Hidrología	La Hidrología incorpora los registros históricos de caudales para un periodo 31 años (1985-2015), esto con el objetivo de contar con datos estadísticos que representen series futuras de hidrologías secas y húmedas.

PARQUE DE GENERACIÓN

El parque de generación del país ha tenido un crecimiento durante los últimos 15 años, con un enfoque en las energías renovables, sobre todo un crecimiento en la biomasa, hidroeléctrica y energías renovables no convencionales en mercado mayorista y generación distribuida.
El crecimiento de la capacidad instalada ha sido suficiente para cubrir la demanda de potencia y energía de los últimos años, sin generar problemas de abastecimiento nacional.

Ilustración 1 evolución de la capacidad instalada



El parque generador base corresponde al que se encuentra instalado a diciembre 2018, y está compuesto por una matriz que contiene varios recursos, entre ellos la hidroeléctrica, geotérmica, térmica a base de Fuel Oíl y Diésel, biomasa y finalmente las Energías Renovables no Convencionales, esencialmente la solar fotovoltaica tanto en mercado mayorista como la generación distribuida, las cuales se estructuran de la siguiente manera:

En el siguiente cuadro se especifican los proyectos de generación distribuida, los cuales no forman parte del mercado mayorista, sin embargo, representan el 7.45% de la capacidad instalada, **por lo que es importante resaltarlos y considerarlos en el análisis del comportamiento de la demanda pues la generación distribuida es una afectación directa al crecimiento de esta**, los proyectos que se incluyen en este rubro son pequeñas centrales hidroeléctricas, generación a base de biogás y proyectos fotovoltaicos.

Ilustración 2. Capacidad Instalada 2018

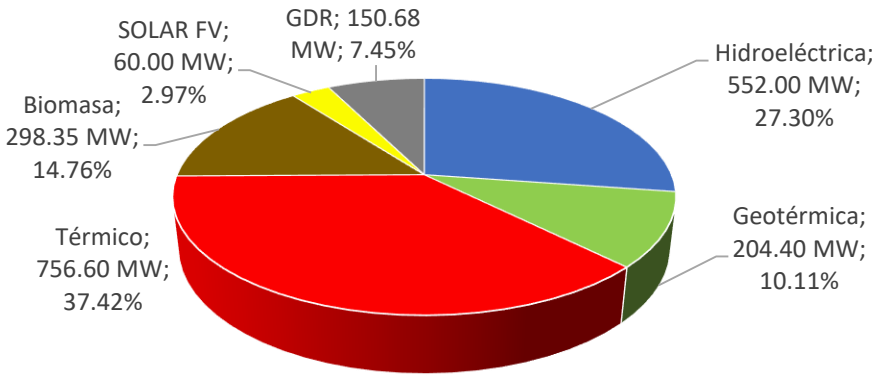


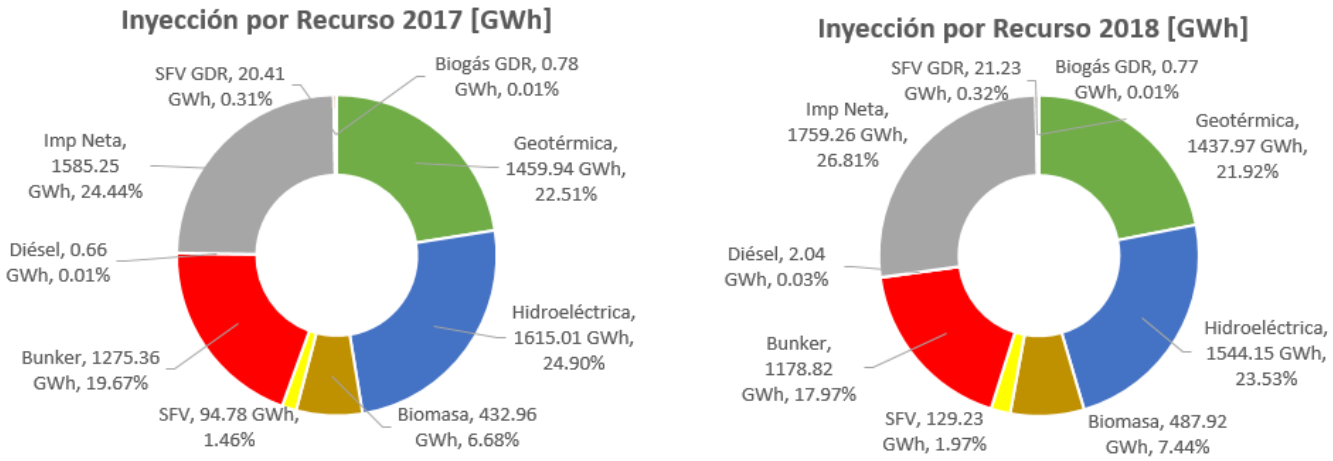
Tabla 2 Capacidad Instalada 2018

Recurso	Generador	Potencia (MW)
Hidroeléctrica	Guajoyo	19.8
	Cerrón Grande	172.2
	5 De Noviembre	180
	15 De Septiembre	180
Geotérmica	Ahuachapán (U1-U3)	95
	Berlín (U1-U4)	109.4
Térmica	Acajutla Vapor (U1-U2)	63
	Acajutla Motores	150
	Soyapango	16.2
	Nejapa Power	144
	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
Biomasa	Cassa Chaparrastique	78.4
	Cassa Izalco	45
	Ing. El Ángel	98.8
	Ing. La Cabaña	33.5
	Ing. Jiboa	42.65
Solar fotovoltaica	Antares	60
Generacion Distribuida	Proyectos Varios	150.7
Total		**2022.1**

INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2018

Con el parque generador presentado anteriormente, la inyección de energía para el año 2018 tuvo algunas variaciones respecto al año 2017, en primer lugar, hubo una disminución de la generación hidroeléctrica debido a la sequía que se dio entre los meses de julio y agosto del 2018, esto influyó en una mayor transacción de energía en el mercado eléctrico regional a través de mayores importaciones de energía, así mismo, el aumento de la capacidad instalada por nueva generación del Ingenio Jiboa, se produjo un aumento de las inyecciones de energía por generación a través de biomasa.

Ilustración 3. Inyección de energía 2018 Vs. 2017



Las importaciones corresponden a compra de energía del Mercado Nacional al Mercado Eléctrico Regional (MER), las cuales no se deben a la falta de capacidad nacional para suplir la demanda, por el contrario, estas compras representan ofertas de energía económicamente más competitivas provenientes otros países centroamericanos debido a condiciones especiales de mercado.

En este sentido para el mercado eléctrico nacional la compra de energía en el MER representa un beneficio para los usuarios finales, ya que todas las importaciones se consideran en el despacho nacional con costos variables de producción de cero, lo que significa que están a la base del despacho de energía, y son liquidadas al costo marginal del mercado spot (MRS).

Las importaciones de energía se vuelven estratégicas para El Salvador ya que frente a un elevado precio de los derivados de petróleo o a una baja generación hidroeléctrica, producto de fenómenos climáticos, puede optarse por una mayor importación de energía del mercado regional.

PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2019

Estos son los proyectos 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 empresas distribuidoras de energía eléctrica, o que se encuentran en proceso de construcción y cuentan con algún instrumento legal para la comercialización de su energía. Los CLP son una figura similar a la que se conoce en otros países como “Power Purchase Agreement – PPA” lo cual permite a los desarrolladores e inversionistas contar con un documento contractual que les garantice la compra de energía por un plazo entre 15 y 20 años a un precio establecido por competencia en proceso de licitación.

Los PPA representan una garantía importante para las empresas ganadoras de un proceso de licitación, ya que los bancos establecen un nivel de riesgo y una tasa de interés más baja por el hecho de contar con un contrato de suministro de largo plazo.

Tabla 3 Proyectos confirmados

Proyectos	Recurso	Fecha	Potencia (MW)	Inversión ($/kW)
Trinidad (46 KV)	SFV	1/2/2019	8.0	2800.0
Trinidad (34.5KV)	SFV	1/2/2019	6.0	2800.0
Trinidad (115 KV)	SFV	1/2/2019	20.0	1900.0
Capella Solar	SFV	1/4/2020	100.0	1500.0
EcoSolar	SFV	1/4/2020	9.9	1515.0
Sonsonate Energía	SFV	1/4/2020	10.0	1500.0
Chaparral	Hidro	1/1/2021	65.7	2283.0
VENTUS	Eólica	1/4/2020	50.0	2200.0
Energía del Pacifico	GNL	1/7/2021	380.0	2116.0

Los proyectos fotovoltaicos del grupo “La Trinidad” ya han finalizado el proceso de construcción y pruebas de comunicación e inyección, únicamente están a espera que la Unidad de Transacciones autorice su entrada en operación para inicios del 2019.

Asimismo, el proyecto de EDP, en el municipio de Acajutla, ha iniciado su proceso constructivo luego de haber obtenido todos los permisos necesarios, se espera que su entrada en operación sea en el año 2021.

Los proyectos CAPELLA SOLAR, ECOSOLAR, SONSONATE ENERGÍA y VENTUS son proyectos que están en su proceso de tramites ambientales y permisos de construcción, se espera estos entren en operación en abril del año 2020.

Los proyectos antes mencionados serán considerados como obligatorios en los programas OPTGEN y SDDP; es decir, se tomarán como proyectos fijos en las fechas indicadas.

PROYECTOS CANDIDATOS

Son proyectos que tienen alguna posibilidad de instalarse debido a que poseen estudios de factibilidad o, en otros casos, sus propietarios han manifestado que estos tienen una alta probabilidad de desarrollo.

También se han agregado, algunos proyectos genéricos para que el software tenga opciones de ampliar el parque generador, con el objetivo de establecer los proyectos más viables en términos económicos y técnicos.

Los proyectos que se muestran en la Tabla No. 4 no son obligatorios; es decir, el OPTGEN decidirá cuál de ellos es la mejor opción para el parque generador salvadoreño basándose en las variables críticas previamente detalladas en este documento.

Tabla 4 Proyectos candidatos

Nombre	Recurso	Fecha opcional	Potencia (MW)	Inversión ($/kW)	O&M(%del valor de Inversión)
Berlín U5	Geotérmica	1/1/2021	8.0	6,500	1% - 2%
Eólico CEL	Eólica	1/1/2022	40.0	2,631	2% - 4 %
Ahuachapán U4	Geotérmica	1/12/2023	6.0	6,500	1% - 2%
Chinameca	Geotérmica	1/1/2023	8.0	6,500	1% - 2%
Motor 1	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	1% - 2%
Motor 2	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	1%
Motor GNL	GNL	1/1/2023	150.0	1,338	1% - 3%
Solar 1	SFV	1/1/2023	50.0	700	1% - 3%
Solar 2	SFV	1/1/2023	15.0	700	1% - 3%
Solar 3	SFV	1/1/2023	60.0	700	1% - 3%
Solar 4	SFV	1/1/2023	20.0	700	1% - 3%
Solar 5	SFV	1/1/2023	80.0	700	1% - 3%
Solar 6	SFV	1/1/2023	25.0	700	1% - 2%
San Vicente	Geotérmica	1/1/2024	8.0	6,500	1% - 2%
Berlín U6	Geotérmica	1/1/2026	28.0	6,500	1% - 2%
Ampliación Chinameca	Geotérmica	1/1/2026	34.0	6,500	1% - 2%
Ampliación San Vicente	Geotérmica	1/1/2026	14.0	6,500	1% - 2%

ESCENARIOS DE DEMANDA

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

Estos escenarios de demanda consideran una variable importante como es la instalación de paneles fotovoltaicos en techos de industrias, comercios y residencias. En los últimos 3 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).

Por otra parte, se resalta que durante los años 2014 – 2018 se tuvo un incremento de la demanda de energía debido a que el país experimentó condiciones climáticas calurosas y de pocas lluvias, lo que incentivó la mayor utilización de sistemas de aire acondicionado y ventiladores para el confort de las personas.

No obstante, lo anterior, la demanda de potencia del año 2018 no fue superior a la del 2017, por lo que surgen las interrogantes de si este fenómeno se debe al uso de sistemas fotovoltaicos para auto-consumo o es debido a que existe una contracción en la demanda de energía, o bien si es el resultado de una mezcla de ambos. Debido a que a la fecha no se han medido con precisión los efectos de los sistemas de auto-consumo instalados en las redes de distribución, estos no se han considerado para los escenarios de demanda planteados en este documento.

En estudios posteriores será posible contar 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

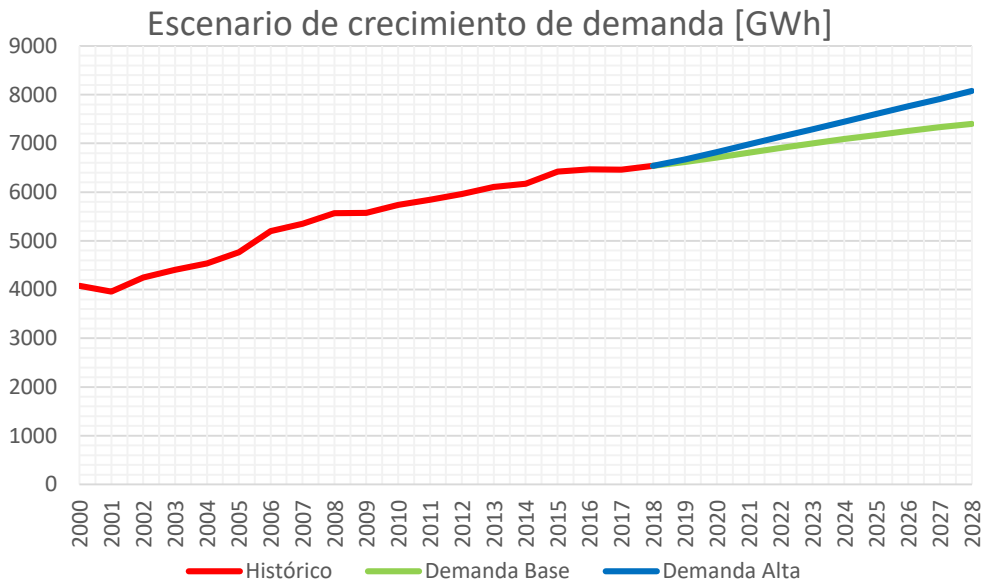
Tabla 5 Crecimiento de demanda en energía y en potencia

Escenario	Histórico en energía GWh	Histórico en Potencia MW
2000	4073	758
2001	3956	734
2002	4249	752
2003	4403	785
2004	4538	809
2005	4765	829
2006	5197	881
2007	5353	906
2008	5566	924
2009	5574	906
2010	5736	948
2011	5843	962
2012	5920	975
2013	6095	1004
2014	6174	1035
2015	6428	1089
2016	6465	1093
2017	6562	1081
2018	6538	1072

Escenario	Proyección de potencia MW	Proyección de energía GWh (BASE)	Proyección de energía GWh (ALTO)
2019	1145	6618	6671
2020	1161	6714	6824
2021	1178	6809	6981
2022	1194	6905	7135
2023	1211	7002	7292
2024	1226	7089	7445
2025	1240	7167	7601
2026	1255	7255	7761
2027	1269	7334	7916
2028	1281	7403	8074

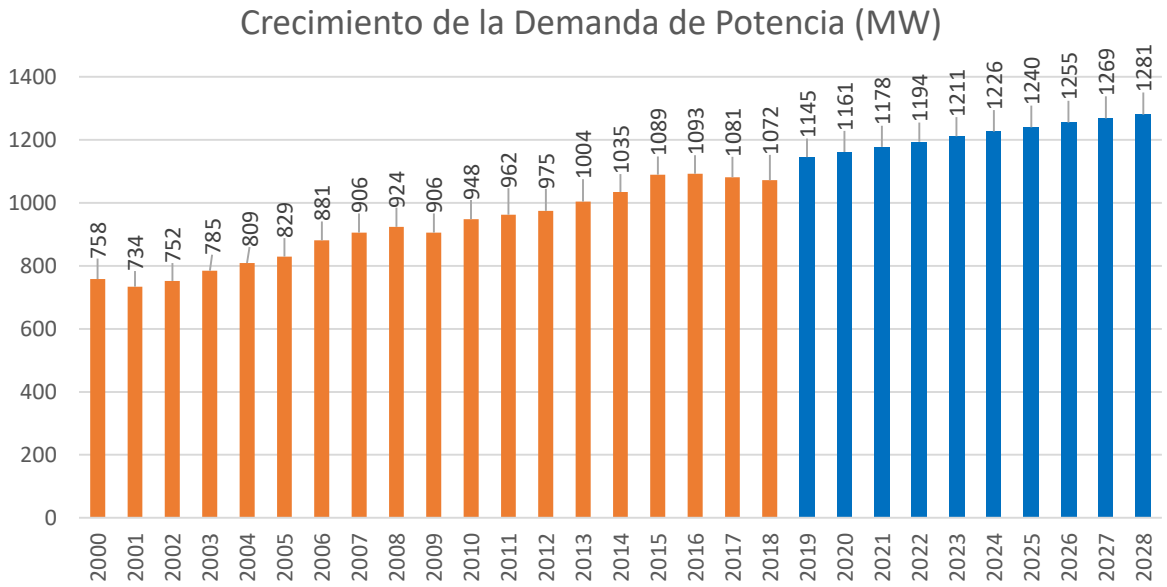
El escenario base de proyección de la demanda considera un aumento promedio anual del 1.3%, mientras que el escenario de crecimiento alto considera un 2.1% de crecimiento promedio anual.
Ambos escenarios servirán para conocer las necesidades de nuevas plantas de generación para los próximos 10 años y el comportamiento del precio de la energía eléctrica en el mercado de oportunidad (MRS).

Ilustración 4 Crecimiento de demanda en energía



Durante los años 2017 y 2018 la demanda de potencia se ha visto disminuida, este efecto podría ser atribuido a alto incremento de la generación distribuida renovable en la que se incluyen los auto-productores fotovoltaicos; sin embargo, se proyecta que para el próximo decenio la demanda crecerá en promedio anual el 1.8%.

Ilustración 5 Crecimiento en la demanda de potencia



COMBUSTIBLES

El pronóstico de los precios de combustibles se basa en las publicaciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA) en su informe "Annual Energy Outlook 2018", de febrero de 2018.

El precio del gas natural que se muestra a continúan es el precio establecido para el proyecto de la central generadora Energía del Pacifico (EDP), empresa ganadora del primer proyecto de generación con base en GNL, el cual indexará su precio de energía contratada al 12.3% del precio Brent.

Así mismo se establecen las variaciones en los precios del combustible fósil como es el bunker y el diésel, los cuales son dos combustibles usados para la generación de energía eléctrica.

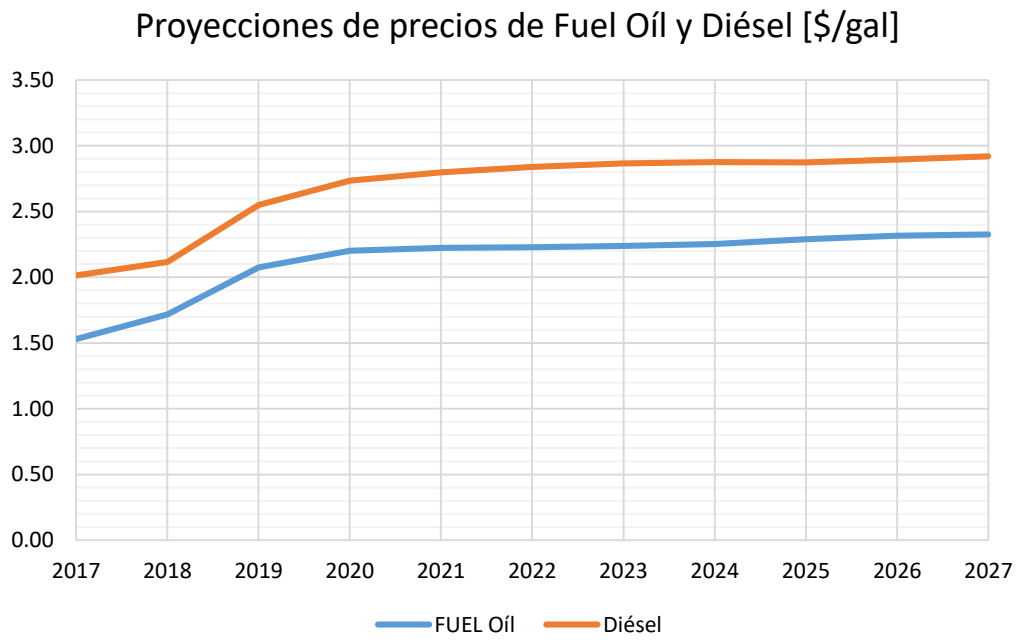
Los precios de combustibles representan una variable muy impredecible y volátil la cual puede cambiar abruptamente en cualquier momento, tal y como se ha visto en la historia reciente, por lo que estas proyecciones son indicativas y se requiere de una actualización periódica.

Tabla 6 Proyección de precios de combustibles

Año	**GNL** US $/MBTU	**FUEL** Oil US $/gal	**DIESEL** US $/gal
2019	6.92	1.72	2.12
2020	8.61	2.07	2.55
2021	9.52	2.20	2.74
2022	9.91	2.22	2.80
2023	10.20	2.23	2.84
2024	10.39	2.24	2.87
2025	10.54	2.25	2.88
2026	10.76	2.29	2.87
2027	10.90	2.32	2.89
2028	11.11	2.33	2.92

Como puede observarse en la tabla anterior, los precios del combustible Diésel superan los precios del Bunker, lo que hace que la generación con base en el primero de ellos tenga un costo variable más elevado, las proyecciones del precio de estos combustibles muestran que en los próximos 10 años estos precios tenderán al alza, por lo que el país debe buscar la diversificación de la matriz energética disminuyendo la participación de estos recursos en la matriz de generación de electricidad.

Ilustración 6 Proyección de precio de combustible Diésel y Fuel Oil

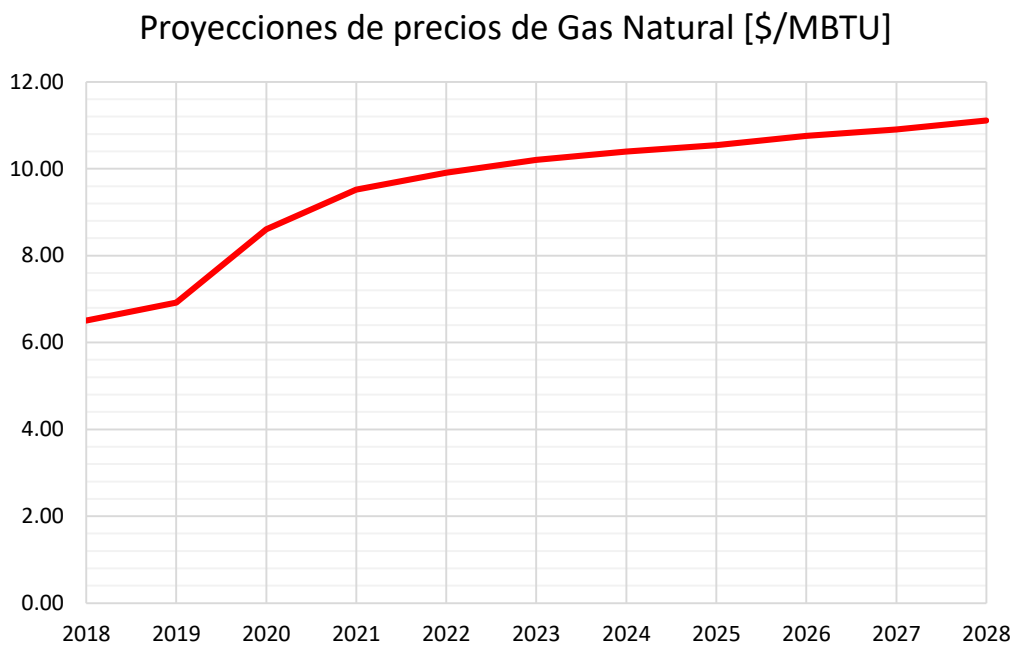


El gas natural es un hidrocarburo mezcla de gases ligeros de origen natural, principalmente contiene metano, y normalmente incluye cantidades variables de otros gases, y a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio. Se forma cuando varias capas de plantas en descomposición y materia animal se exponen a calor intenso y presión bajo la superficie de la tierra durante millones de años. La energía que inicialmente obtienen las plantas del sol se almacena en forma de enlaces químicos en el gas. Constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión. Se extrae, bien ya sea de yacimientos independientes (gas no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases).

De similar composición, el biogás se genera por digestión anaeróbica de desechos orgánicos, destacando los siguientes procesos: depuradoras de aguas residuales (estación depuradora de aguas residuales), vertederos, plantas de procesado de residuos y desechos de animales.

Para El Salvador, el Gas Natural Licuado (GNL) se convierte en una fuente alternativa para generar energía más limpia, ya que este combustible gaseoso tiene menores emisiones de gases de efecto invernadero que el Bunker, es por ello que en el 2013 se adjudicó el primero proyecto a base de gas natural el cual tiene una capacidad de 380 MW

Ilustración 7 Proyección de precios de combustibles Gas Natural



La ilustración anterior muestra que el precio del GNL tendrá un alza en los próximos diez años, sin embargo, se hace necesario evaluar los beneficios que este combustible tiene comparado con seguir generando con Bunker y Diésel.

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 2019-2028, los nuevos proyectos representan una capacidad total de 899 MW y se proyectan que entraran en operación entre el año 2019 y 2023.
La mayoría de los proyectos descritos en la lista, representan proyectos de generación con base en fuentes renovables a excepción del proyecto de Energía del Pacifico (EDP) que utilizará GNL, lo cual permitirá continuar disminuyendo las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) producto de la disminución del uso de combustibles fósiles contaminantes para la generación de electricidad.

Tabla 7 Proyectos seleccionados para el escenario con demanda base

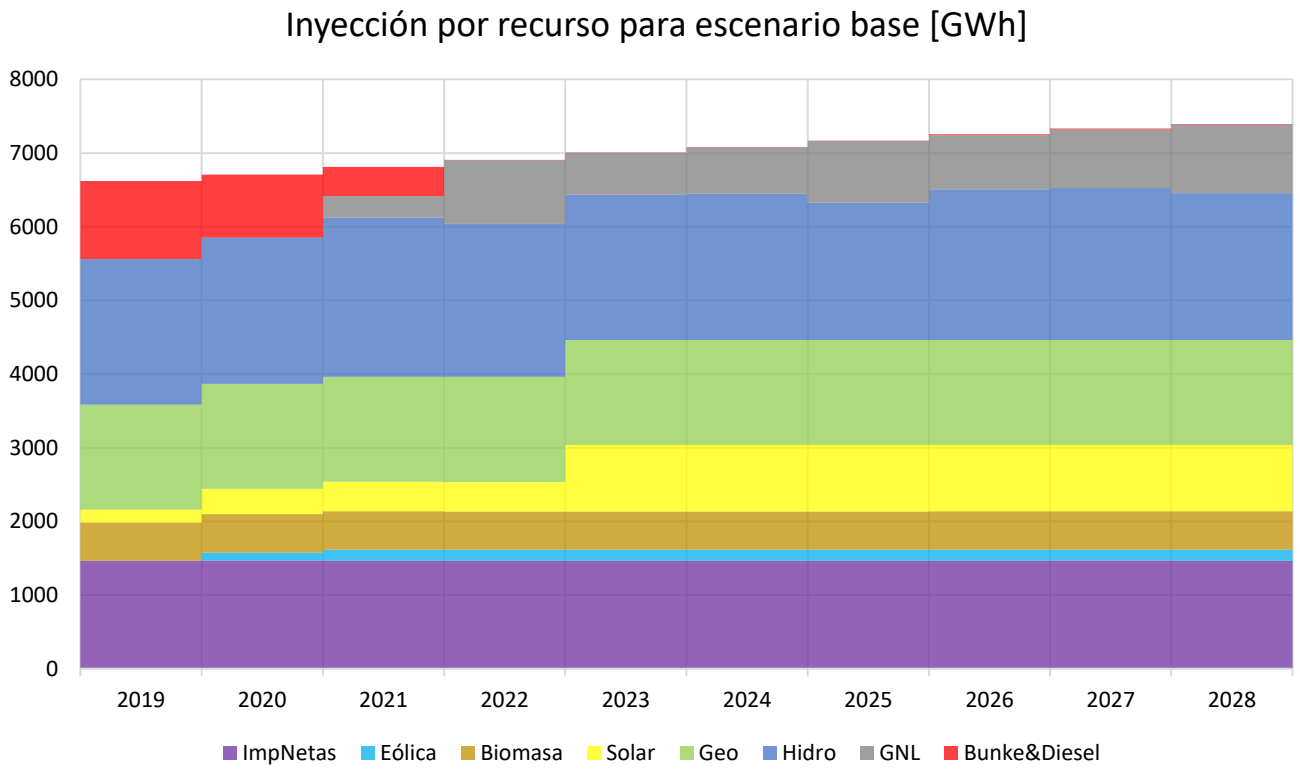
Nombre del Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de entrada
Trinidad (46 KV)	8	ene-19
Trinidad (34.5KV)	6	ene-19
Trinidad (115 KV)	20	ene-19
Capella Solar 1	50	abr-20
Capella Solar 2	50	abr-20
EcoSolar	9.9	abr-20
Sonsonate Energía	10	abr-20
VENTUS	50	abr-20
Chaparral	65.7	ene-21
Energía del Pacifico	380	jul-21
Proyecto SFV	250	ene-23

Los resultados obtenidos del modelo indican que para el periodo de estudio **no existirán condiciones de déficit de generación para la cobertura de la demanda**. Para el 2023 se prevé que exista una potencia de 899 MW de proyectos nuevos de diferentes recursos, tal como se muestran en el cuadro anterior.

La Ilustración No. 8 muestra la inyección de energía por tipo de recurso en el periodo de estudio en el escenario base. Se observa un aumento en la diversificación de la matriz energética con diferentes fuentes de generación, disminuyendo la dependencia de los combustibles búnker y diésel y predominando la generación hidroeléctrica, geotérmica y gas natural. Otras fuentes que contribuyen a la diversificación de la matriz energética son las fuentes solares, eólicas, biomasa y las importaciones netas de energías a través del MER.

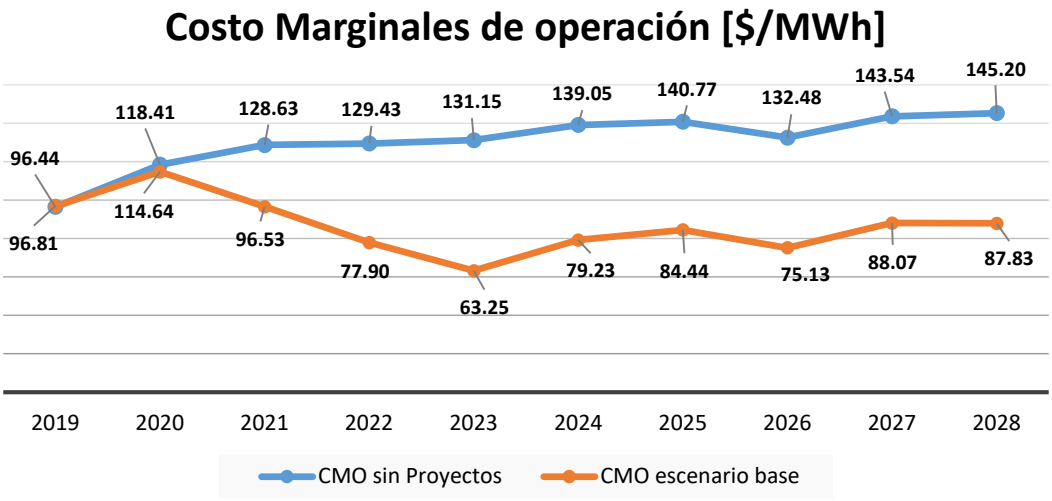
La entrada en operación del proyecto de GNL en el año 2021 produce un cambio en la matriz eléctrica ya que elimina por completo la inyección de generación de centrales térmicas que utilizan el Bunker y Diésel; además existiría la posibilidad de incrementar la generación a partir de recursos renovables no convencionales para lo cual será necesario realizar los estudios pertinentes de penetración de este tipo de energía para garantizar la estabilidad operativa de la red eléctrica.

Ilustración 8 Inyección por recurso 2019-2028



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$/MWh 63 y US$/MWh 87 hasta finalizar el periodo de estudio, esto debido a la entrada en operación de los diferentes proyectos, sin embargo, los precios de energía sin considerar los nuevos proyectos oscilan entre 118 y 145 (US$/MWh), por encima de los precios establecidos en el escenario base.

Ilustración 9 Costos marginales de operación escenario base



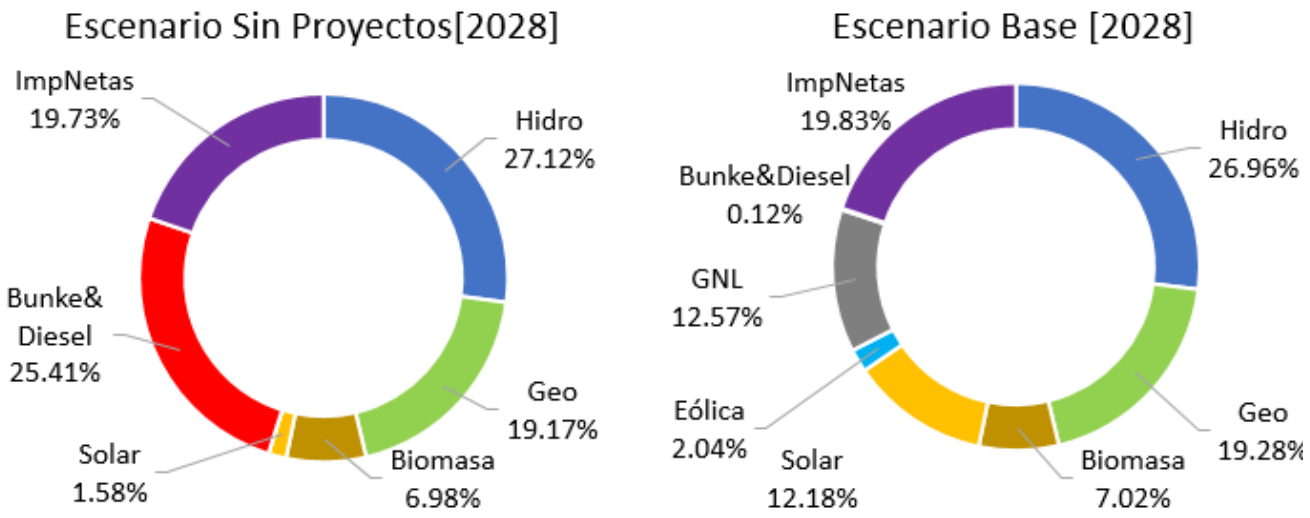
GENERACIÓN POR RECURSO PARA EL ESCENARIO BASE Y ESCENARIO SIN NUEVOS PROYECTOS

Tabla 8 Datos de generación por recurso escenario base para el 2028

Recursos	Escenario Sin nuevos Proyectos (GWh)	Escenario Base (GWh)
Hidro	2016.48	1993.33
Geo	1425.59	1425.37
Biomasa	519.10	519.10
Solar	117.60	900.53
Eólica	0.00	150.78
GNL	0.00	929.57
Bunke&Diesel	1889.70	8.55
ImpNetas	1467.30	1466.20

Realizando una comparación del escenario sin nuevos proyectos versus el escenario base para el 2028, se observa que para el horizonte de estudio no habrá condiciones de déficit de generación. En cuanto a la generación térmica a base de bunker disminuye considerablemente y es sustituida por diferentes tipos de recursos como hidroeléctrica, gas natural, solar fotovoltaica, eólica debido a la construcción de nuevos proyectos.

Ilustración 10 Generación por recurso de escenario sin nuevos proyectos y escenario base para 2028



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

Tabla 9 Proyectos seleccionados en el escenario base con retraso en GNL

Nombre del Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de entrada
Trinidad (46 KV)	8	ene-19
Trinidad (34.5KV)	6	ene-19
Trinidad (115 KV)	20	ene-19
Capella Solar 1	50	abr-20
Capella Solar 2	50	abr-20
EcoSolar	9.9	abr-20
Sonsonate Energía	10	abr-20
VENTUS	50	abr-20
Chaparral	65.7	ene-21
Energía del Pacifico	380	jul-23
Proyecto SFV	250	ene-23

Como resultado obtenido del modelo OPTEGEN para el escenario base con retraso en GNL la potencia adicional incluida en la matriz de generación hasta el 2028 sigue siendo 899 MW, de igual manera que el escenario base teniendo en cuenta la que la entrada en operación del proyecto de gas natural seria en el 2023.

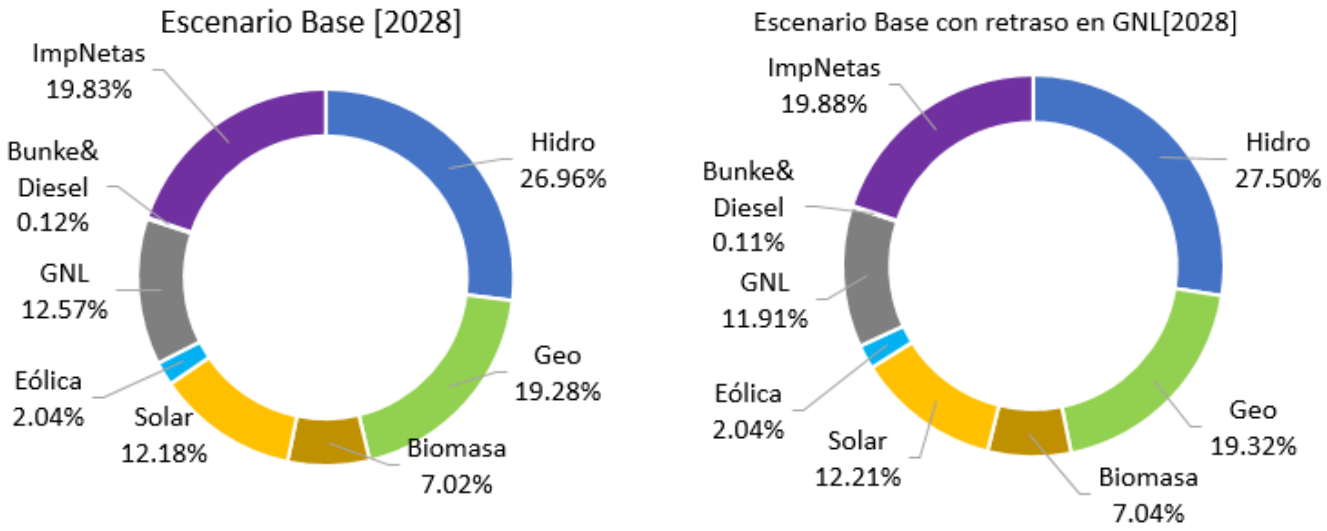
Lo anterior significa que aun atrasando la entrada en operación de la planta de generación con base en GNL, no se requiere más proyectos que los establecidos en el escenario base en el período de evaluación 2019-2028.

Tabla 10 Datos de generación por recurso escenario base con retraso en GNL para el 2028

Recursos	Escenario Base (GWh)	Escenario Base con retraso en GNL (GWh)
Hidro	1993.33	2028.59
Geo	1425.37	1425.37
Biomasa	519.10	519.10
Solar	900.53	900.53
Eólica	150.78	150.78
GNL	929.57	878.19
Bunke&Diesel	8.55	7.83
ImpNetas	1466.20	1466.20

Los niveles de generación de electricidad utilizando bunker y diésel son mínimos para ambos escenarios, esto debido a que la entrada en operación de la planta de EDP la cual utilizará GNL para generar, posee costos variables de producción inferiores a los del bunker y diésel.

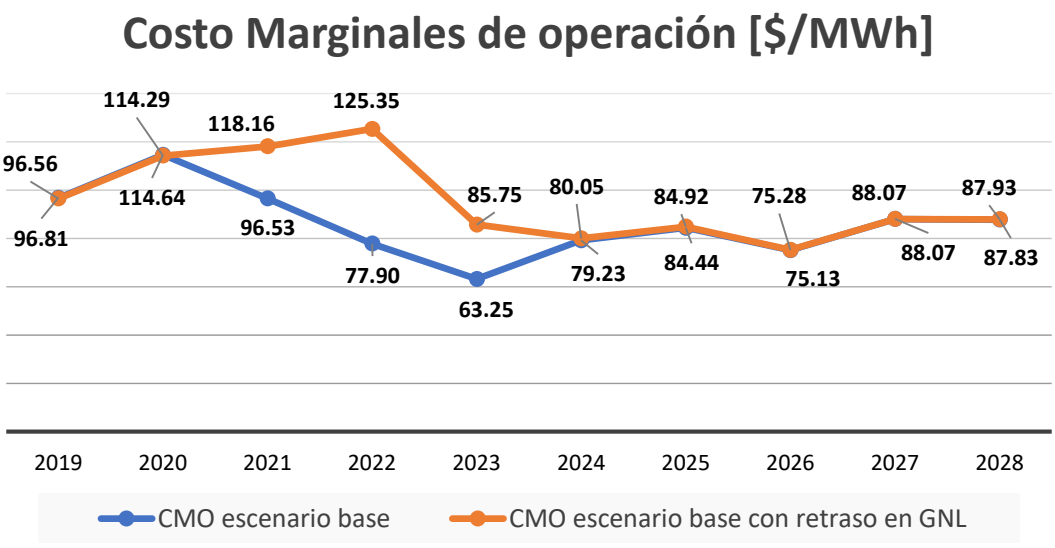
Ilustración 11 Generación por recurso de escenario base y escenario base con retraso en GNL



El costo marginal de operación de la energía para el escenario base con retraso en GNL en el periodo del 2020 al 2024 tiene un valor promedio de US$/ MWh 104.7, lo cual representa un incremento con respecto al escenario base, esto se debe al retraso en la entrada en operación del proyecto de GNL.

COSTOS MAGINALES 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 ALTO

ESCENARIO CON DEMANDA ALTA

Este escenario muestra dos condiciones, la primera es un análisis comparativo entre los escenarios base y alto y luego establecer un retraso en la entrada del proyecto con GNL siempre considerando una demanda alta de energía, para ser siempre comparado con el escenario base.
Estas dos condiciones buscan conocer el comportamiento de la generación de energía y los precios de la misma, bajo condiciones altas de demanda y desplazamiento de la entrada en operación de la planta de EDP con base en GNL.

Tabla 11 Proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta

Nombre del Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de entrada
Trinidad (46 KV)	8	ene-19
Trinidad (34.5KV)	6	ene-19
Trinidad (115 KV)	20	ene-19
Capella Solar 1	50	abr-20
Capella Solar 2	50	abr-20
EcoSolar	9.9	abr-20
Sonsonate Energía	10	abr-20
VENTUS	50	abr-20
Chaparral	65.7	ene-21
Energía del Pacifico	380	jul-21
Proyecto SFV	250	ene-23

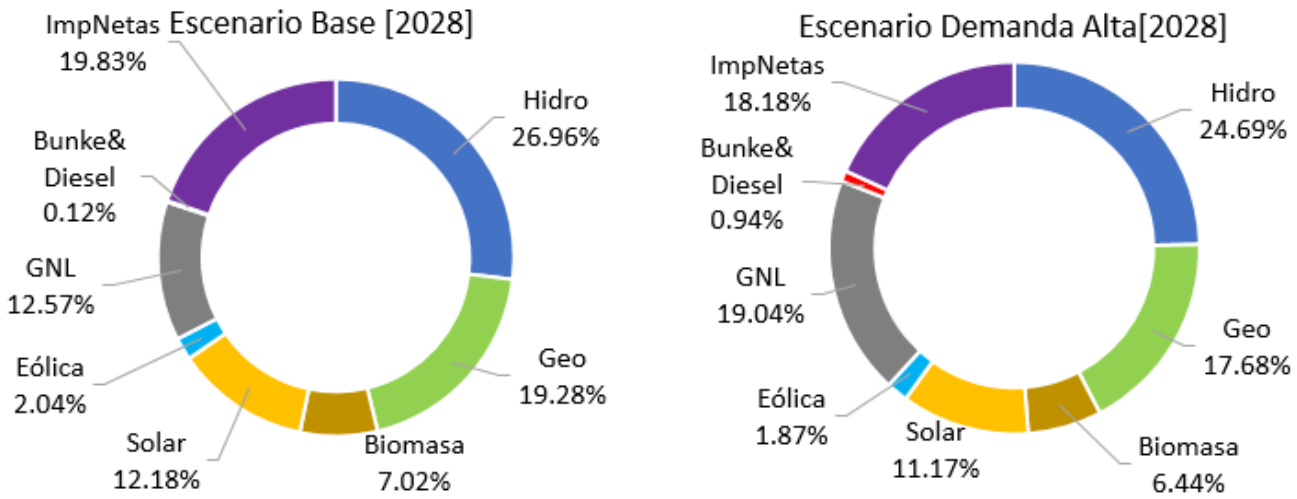
Como resultado obtenido del modelo para el escenario con demanda alta, la potencia total asociada a nuevos desarrollos hasta el 2028 es 899 MW. Lo que significa que aun a pesar de aumentar la demanda de energía, en los próximos 10 años la capacidad de generación necesaria para suplir este crecimiento es suficiente a la establecida en el escenario base, tal como se detalla en el cuadro anterior.

Tabla 12 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta para el 2028

Recursos	**Escenario Base (GWh)**	**Escenario Demanda Alta (GWh)**
Hidro	1993.33	1990.71
Geo	1425.37	1425.59
Biomasa	519.10	519.10
Solar	900.53	900.53
Eólica	150.78	150.78
GNL	929.57	1535.20
Bunke&Diesel	8.55	76.00
ImpNetas	1466.20	1466.20

Es claro que un aumento en la demanda durante los próximos 10 años, requerirá que la planta de EDP inyecte más energía al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) esto en comparación a la energía necesaria para cubrir el escenario base.
Los resultados muestran que, frente a una mayor inyección de energía para cubrir un incremento en la demanda, no se requeriría la entrada de plantas de bunker o diésel, esto debido a que la capacidad instalada por EDP de 380 MW es suficiente para cubrir el alza en la demanda para el próximo decenio.

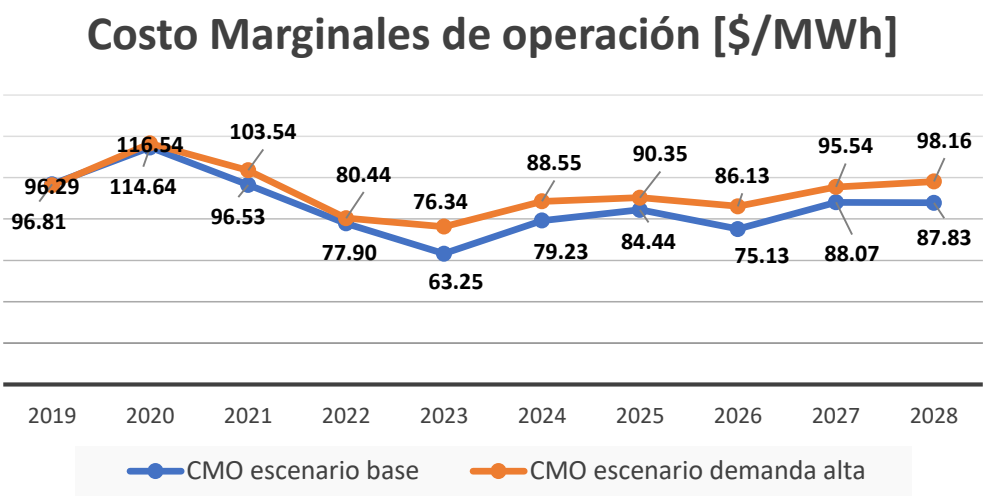
Ilustración 13 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta



El costo marginal para el escenario con demanda alta sufre ciertos incrementos leves en los últimos años comparado con los precios del escenario base, ya que en horas pico posiblemente se requiera la inyección de generadores térmicos a base de bunker, aunque a muy poca escala como se puede ver en la tabla 12.

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

Ilustración 14 Costo marginal de operación escenario con demanda alta



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

Este último escenario de el Plan Indicativo de la expansión de la generación contempla una condición extraordinaria, ya que se asume que el proyecto de GNP pudiera retrasar su entrada en operación por dos años, siempre considerando que existe un perfil de demanda alta.

Como ya se ha señalado anteriormente, los proyectos necesarios para cubrir el crecimiento de la demanda más el desfase en la entrada en operación de la planta de EDP son los mismo establecidos en el escenario base.

Tabla 13 Proyectos seleccionados en el escenario con demanda alta y retraso en GNL

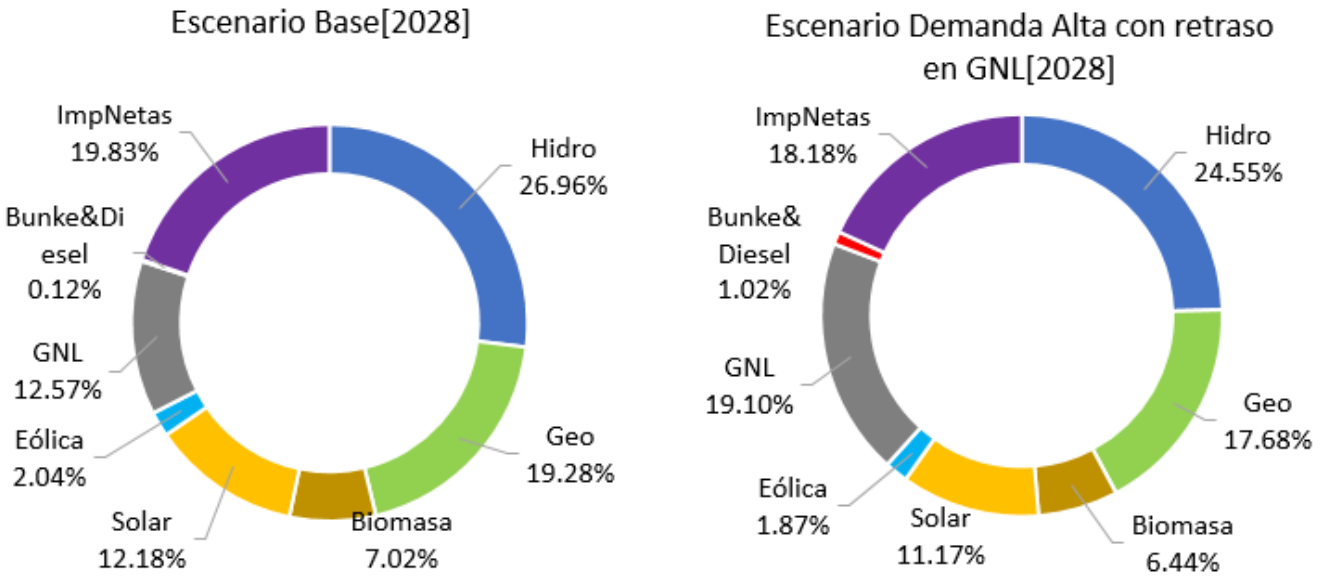
Nombre del Proyecto	Potencia MW	Fecha de entrada
Trinidad (46 KV)	8	ene-19
Trinidad (34.5KV)	6	ene-19
Trinidad (115 KV)	20	ene-19
Capella Solar 1	50	abr-20
Capella Solar 2	50	abr-20
EcoSolar	9.9	abr-20
Sonsonate Energía	10	abr-20
VENTUS	50	abr-20
Chaparral	65.7	ene-21
Energía del Pacifico	380	jul-23
Proyecto SFV	250	ene-23

La energía demanda al proyecto de EDP de GNL se ve aumentada para el año 2028 en relación al escenario base, esto es debido sin duda a la consideración de un perfil de alta demanda de energía.

Tabla 14 Datos de generación por recurso escenario con demanda alta con retraso en GNL

Recursos	**Escenario Base (GWh)**	**Escenario Demanda Alta con retraso en GNL (GWh)**
Hidro	1993.33	1979.43
Geo	1425.37	1425.59
Biomasa	519.10	519.10
Solar	900.53	900.53
Eólica	150.78	150.78
GNL	929.57	1540.50
Bunke&Diesel	8.55	82.00
ImpNetas	1466.20	1466.20

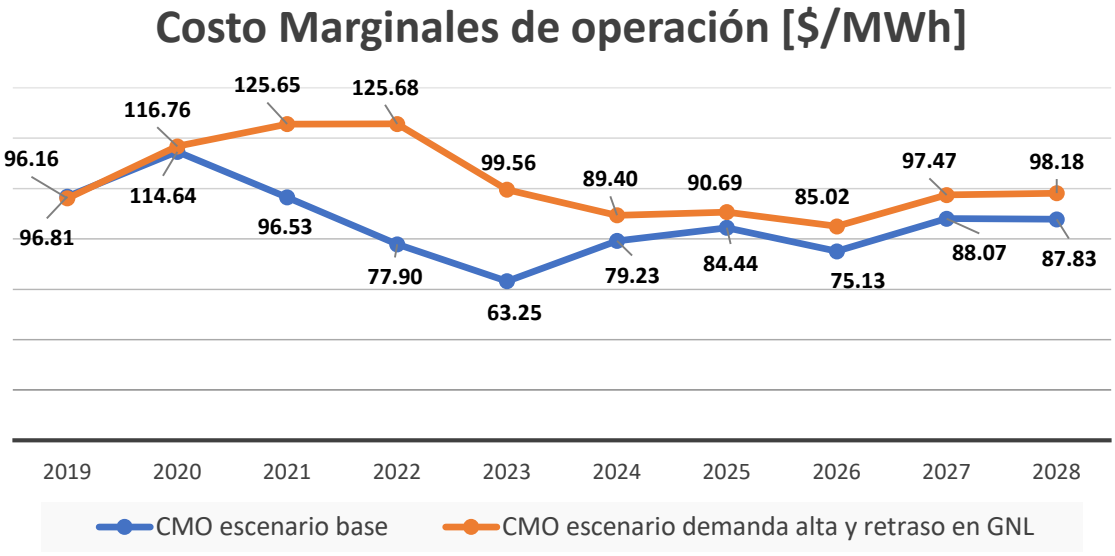
Ilustración 15 Generación por recurso de escenario base y escenario con demanda alta con y retraso en GNL



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

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



CONCLUSIONES

Los aspectos relevantes obtenidos en el trabajo de planificación indicativa de la expansión de generación para el horizonte 2019-2028 son los siguientes:

- Se estima que los proyectos fijos tienen una alta probabilidad de entrada en operación en la fecha establecida, ya que la mayoría tiene un compromiso adquirido a través de la firma de contratos de suministro el cual debe honrar.
- Este plan Indicativo tiene una relación directa 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 e hidráulico.
- Bajo ningún escenario se establece algún déficit de energía para cubrir la demandan dentro del plazo de estudio (2019-2028), aun cuando no se desarrollará ningún proyecto adicional a la capacidad instalada existente al año 2018.
- Todos los escenarios muestran que la entrada en operación de nuevos proyectos de generación de energía permitirá a partir del año 2021 una disminución favorable en los precios de la energía en el mercado mayorista para los usuarios finales, especialmente debido a la entrada en operación de la planta de Gas Natural.

- Partiendo de la hipótesis del escenario base y tomando en consideración los resultados de optimización, serán conveniente en el año 2023 incrementar la capacidad en unos 250 MW preferiblemente de energías fotovoltaicas. 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.

- Cualquier aumento de la capacidad instalada de la generación con base en fuentes de energías renovables no convencionales, es necesario que la Unidad de Transacciones realice los estudios de estabilidad operativa ante el incremento en la penetración de más energía variable.

- 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 arrastras una disminución en los precios del costo marginal de operación.

- Es importante mencionar que la implementación de este plan indicativo de la expansión de la generación, pueda requerir el reforzamiento o la ampliación de la capacidad de la red de

transmisión eléctrica, por lo que el ente transmisor nacional deberá considerar estos escenarios a la formación del plan de expansión de la transmisión.

- Los proyectos de autoproducción de energía a través de plantas fotovoltaicas están tenido un fuerte desarrollo, esto tiene un impacto directo en la reducción de la demanda ya que esta se ve reducida por el aumento de los usuarios finales que deciden desarrollar sus propios proyectos para autoabastecerse, por lo que es recomendable hacer estudios prospectivos de ese crecimiento de auto productores, con el fin de determinar el impacto en la demanda de energía.