



PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN NACIONAL 2024-2038



Dirección General de
Energía, Hidrocarburos
y Minas

Agosto 2024



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

CONTENIDO

SIGLAS	5
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. POLÍTICA ENERGÉTICA.....	10
3. OBJETIVO DEL ESTUDIO.....	11
4. METODOLOGÍA.....	11
5. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	13
6. PARQUE DE GENERACIÓN	15
7. INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2022 Vs. 2023.....	18
8. PROYECTOS CONFIRMADOS A PARTIR DE 2024.....	20
9. PROYECTOS CANDIDATOS.....	21
10. ESCENARIOS DE DEMANDAS.....	22
11. COMBUSTIBLES.....	29
12. RESULTADO DE ESCENARIOS.....	32
12.1 ESCENARIO CON DEMANDA BASE Y PROYECTOS CONFIRMADOS	33
12.2 ESCENARIO DEMANDA BASE Y PROYECTOS SELECCIONADOS	35
12.3 ESCENARIO DEMANDA BASE CON ALTAS EXPORTACIONES.....	38
12.4 ESCENARIO DE DEMANDA BAJA CON PROYECTOS CONFIRMADOS.	39
12.5 ESCENARIO CON DEMANDA BAJA Y PROYECTOS SELECCIONADOS.....	41
12.6 ESCENARIO DE DEMANDA BAJA CON ALTAS EXPORTACIONES	44
12.7 ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y PROYECTOS CONFIRMADOS	46
12.8 ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y PROYECTOS SELECCIONADOS.....	48
12.9 ESCENARIO DE DEMANDA ALTA CON ALTA EXPORTACION.....	49
13. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ESCENARIOS.....	52
14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.	Metodología para la Planificación de la Expansión de la Generación	13
Ilustración 2.	Evolución de la capacidad instalada en MM 1954-2023.....	16
Ilustración 3.	Capacidad Instalada 2023 (MW,%)	18
Ilustración 4.	Inyección de energía 2022 Vs. 2023.....	19
Ilustración 5.	Historial de Inyecciones de Energía (GWh).....	20
Ilustración 6.	Escenarios de crecimiento de demanda de electricidad.	28
Ilustración 7.	Crecimiento en la demanda de potencia diferentes escenarios (MW)	29
Ilustración 8.	Proyección de precio de combustible Diésel y Fuel Oil	31
Ilustración 9.	Inyección por recurso para escenario demanda base y proyectos confirmados	34
Ilustración 10.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario demanda base y proyectos confirmados.....	34
Ilustración 11.	Inyección por recurso de escenario de demanda base y proyectos seleccionados.....	37
Ilustración 12.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda base y proyectos seleccionados.....	37
Ilustración 13.	Inyección por recurso de escenario de demanda base y exportaciones.....	39
Ilustración 14.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda base y alta exportaciones.....	39
Ilustración 15.	Inyección por recurso de escenario de demanda baja y proyectos confirmados	40
Ilustración 16.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda baja y proyectos confirmados.....	40
Ilustración 17.	Inyección por recurso de escenario con demanda baja y proyectos seleccionados	43
Ilustración 18.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda baja y proyectos seleccionados.....	43
Ilustración 19.	Inyección por recurso de escenario con demanda baja y alta exportación	45
Ilustración 20.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda baja y alta exportación	45
Ilustración 21.	Inyección por recurso de escenario de demanda alta y proyectos confirmados	46
Ilustración 22.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y proyectos confirmados.....	47
Ilustración 23.	Inyección por recurso de escenario con demanda alta y proyectos seleccionados	49
Ilustración 24.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y proyectos seleccionados.....	49
Ilustración 25.	Inyección por recurso de escenario con demanda alta y alta exportaciones	51
Ilustración 26.	Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y alta exportaciones	51
Ilustración 27.	Comparativo de costos marginales para escenarios con proyectos confirmados	53
Ilustración 28.	Comparativo de costos marginales para escenarios con proyectos seleccionados.....	53
Ilustración 29.	Comparativo de costos marginales para escenarios alta exportación.....	54
Ilustración 30.	Comparativo de costos marginales para escenarios de demanda base.....	54
Ilustración 31.	Comparativo de costos marginales para escenarios de baja demanda	55
Ilustración 32.	Comparativo de costos marginales para escenarios de demanda alta	55



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de Planificación	13
Tabla 2. Capacidad Instalada 2021.....	17
Tabla 3. Proyectos confirmados.....	21
Tabla 4. Proyectos candidatos.....	22
Tabla 5. Crecimiento de demanda en energía y en potencia.....	24
Tabla 6. Proyección de precios de combustibles	30
Tabla 7. Escenarios de planificación de la expansión de la generación	32
Tabla 8. Déficit energético para escenario con demanda base con proyectos confirmados ...	35
Tabla 9. Proyectos seleccionados para el escenario de demanda base	36
Tabla 10. Proyectos seleccionados para el escenario de demanda base y alta exportaciones.	38
Tabla 11. Déficit energético para escenario de demanda baja con proyectos confirmados.....	41
Tabla 12. Proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja	42
Tabla 13. Proyectos seleccionados en el escenario de baja demanda y alta exportación	44
Tabla 14. Déficit energético para escenario alta demanda y proyector confirmados	47
Tabla 15. Proyectos seleccionados en el escenario de alta demanda.....	48
Tabla 16. Proyectos seleccionados en el escenario con alta demanda y alta exportación.....	50
Tabla 17. Comparativo de Costos Marginales Operativos CMO	52



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

SIGLAS

BBL: Barriles

BAU: Business as Usual

CLP: Contratos de largo plazo

CMO: Costo Marginal Operativo

DGEHM: Dirección General de Energía Hidrocarburos y Minas

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador

EDP: Energías del Pacífico

GNL: Gas Natural Licuado

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GWh: Giga Vattios hora

IMPNETAS: Importaciones Netas (Importaciones – Exportaciones)

KW: Kilovatios

LGE: Ley General de Electricidad.

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

MER: Mercado Eléctrico Regional

MME: Mercado Mayorista de Electricidad

MRS: Mercado Regulador del Sistema.

MW: Megavatios

MWh: Megavatios-hora

NDC´s: Compromisos Nacionalmente Determinados

O&M: Operación y Mantenimiento

OPTGEN: Modelo de planificación de la expansión

PPA: Power Purchase Agreement (acuerdos de compra venta de potencia y energía)

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



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

ESTA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO





1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico de El Salvador se caracteriza por tener un mercado mayorista de generación en el que los agentes o participantes de mercado que operan en él sean públicos o privados, adoptan libremente sus decisiones de inversión en nuevos proyectos o la decisión de permanecer o no en el mercado, en un contexto de operación bajo condiciones de competencia según lo establece el artículo 2 literal a) de la Ley General de Electricidad (LGE). Como resultado, existe un marco regulatorio conocido como Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) el cual inició a funcionar a partir de agosto de 2011.

En los mercados competitivos de generación eléctrica con participación pública y privada, la autoridad rectora de política energética puede realizar simulaciones o ejercicios de largo plazo que le permitan tener una visión de las tendencias que puede tener el mercado con el objeto de detectar obstáculos que pudieran estar interfiriendo el desarrollo de este. En este contexto, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM), tal como se establece en su ley de creación en el Art. 4-(a) que define como objetivo "Elaborar la Política Energética, establecer estrategias y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo para el desarrollo del sector energético.", debe elaborar un Plan Indicativo de expansión de la Generación (PIEG), a efecto de evaluar el desempeño del mercado de generación, determinar las necesidades de expansión de la generación, prever tecnologías de generación de electricidad más competitivas que permitan el desarrollo sostenible de la economía y lograr precios de energía eléctrica más asequibles para los usuarios finales.

Adicionalmente se espera que el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación pueda tomarse como insumo para la elaboración y análisis de la expansión de transmisión y distribución, entre otras áreas del sector eléctrico.

En base al marco legal antes señalado, la DGEHM presenta la nueva actualización del "Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2038". Este plan es de carácter indicativo con un horizonte de 15 años. El plan indicativo permite obtener una guía, tanto para el Estado como para inversionistas y desarrolladores de proyectos, de los mercados eléctricos nacionales y regionales, mostrando los potenciales 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 todos los tipos de energía posible a desarrollar en El Salvador como



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

son: hidroeléctricas, geotérmicas, fotovoltaicas, eólicas, biomasa, térmicas a base de derivados de petróleo, térmicas a base de gas natural.

De acuerdo con uno de los principales objetivos estratégicos de la Política Energética Nacional 2024-2054, se establece la necesidad de "Garantizar un suministro energético resiliente y sostenible, que cumpla con los estándares de calidad establecidos y que contribuya a la transición energética.", por tanto, la DGEHM impulsará el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales con que cuenta el país. Adicionalmente, las estrategias impulsadas por la DGEHM 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 abierto y competitivo, 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, etc.), su participación está garantizada en igualdad de condiciones a las de cualquier otra inversión independientemente de la tecnología.

La DGEHM actualiza periódicamente el plan indicativo de la expansión de la generación debido al dinamismo intrínseco del mercado eléctrico nacional, al cambio continuo de sus variables de mercado eléctrico y variables macroeconómicas que impactan en su funcionamiento, por ejemplo, la demanda de energía, proyectos nuevos de generación, el producto interno bruto y medidas de eficiencia energética, entre otras. Asimismo, en el marco del cumplimiento de la Política Energética Nacional, los nuevos procesos de licitación para contratos de libre competencia y Contratos de Naturaleza Pública (CNP) serán impulsados por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas a través de lineamientos estratégicos u otros mecanismos legales establecidos.

La respuesta óptima de proyectos de generación nuevos se obtiene a partir de aquellos que representan los menores costos posibles para satisfacer 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 otros recursos no renovables.

Los modelos energéticos y econométricos que la DGEHM realiza en el OPTGEN y SDDP software especializados en optimización, no consideran penalidades a proyectos que son contaminantes como el carbón mineral y tecnologías a base de derivados de petróleo,



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

esto es así pues la regulación ambiental vigente no contempla los costos de estas externalidades negativas.

Entre el año 1996 y 2013 hubo un auge de generación a base de derivados de petróleo con la entrada en operación de la última planta puesta en operación en el 2013 que utiliza fuel oil para su generación de electricidad. Si bien es cierto, durante este período no se tuvo déficit en el abastecimiento de energía, el precio de la energía eléctrica que se pagaba era muy alto esto debido al modelo de mercado de oferta de precios, el cual permitía una gran especulación por parte de los generadores que constituían un oligopolio; en la actualidad, y debido al modelo de funcionamiento del mercado basado en costos de producción, este tipo de plantas de generación continúan estableciendo el precio de la energía en mercado mayorista o conocido también como costo marginal operativo (CMO).

En el período de tiempo antes mencionado, los generadores térmicos a base de derivados de petróleo (Bunker y Diésel) alcanzó una capacidad instalada de más de 750 MW. Este crecimiento en generación térmica fue el resultado de la inexistencia de una planificación energética de largo plazo y la falta de una política energética, 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.

A partir del año 2010 se realizaron reformas en el Reglamento de La Ley General de Electricidad que permitieron la inclusión de proyectos de generación de electricidad a través de fuentes renovables tanto en mercado mayorista de electricidad como en mercados minorista. La diversificación de la matriz energética fue gracias a los procesos de libre competencia que se desarrollaron para lograr inversiones en proyectos fotovoltaicos, eólicos y Gas Natural.

La diversificación de la matriz de generación de electricidad ha permitido la disminución de la generación a base de combustibles fósiles líquidos como el Fuel Oil y Diesel, lo que ha permitido avanzar en los compromisos internacionales sobre mitigación del cambio climático a través de la disminución de gases de efecto invernadero producto de la reconversión energética.

A la fecha se han desarrollado 5 procesos de licitación lo que ha permitido nueva generación de 380 MW con base en Gas Natural, 54 MW con base en recurso eólico y 214MW en energía solar fotovoltaica, todo esto en mercado mayorista, de igual forma las



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

facilidades permitidas en el sistema de distribución han permitido la instalación de más de 350 MW en generación distribuida con sistemas fotovoltaicos.

Todos los procesos impulsados para nuevas plantas de generación de energía eléctrica 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 variabilidad de estas fuentes (sol y viento) puede causar problemas en la estabilidad del sistema eléctrico nacional y regionales.

2. POLÍTICA ENERGÉTICA

Los lineamientos y objetivos de la Política Energética Nacional pretenden constituirse en un instrumento configurador de un nuevo escenario energético de mediano y largo plazo (2024-2054), que posibilite la ampliación de la capacidad y cobertura energética, mediante factores de eficiencia, optimización y ahorro. Asimismo, pretende contribuir al establecimiento de una nueva matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.

La Dirección General de Energía, hidrocarburos y Minas, como ente rector de la Política Energética según su ley de creación, ha definido los objetivos estratégicos y la visión de la Política Energética Nacional. En consecuencia, un aspecto importante para la elaboración de la política es el conocimiento de la estructura actual del sector energético dentro de un marco comparativo de evolución y análisis, tanto de manera aislada como con el resto de los países centroamericanos. Los objetivos estratégicos definidos en la Política Energética son los descritos a continuación y deben tenerse presente para el análisis de mediano y largo plazo en el desarrollo del sector eléctrico nacional:

- ✓ Garantizar un suministro energético sostenible y resiliente, que cumpla con los estándares de calidad establecidos y que contribuya a la transición energética.
- ✓ Optimizar el desempeño energético de los sectores de consumo.
- ✓ Impulsar el uso de tecnologías emergentes en el desarrollo sostenible del sector.
- ✓ Apoyar los esfuerzos para la consolidación de los Mercados Energéticos Regionales.

Con el objetivo de Garantizar un suministro energético confiable y sostenible, el cual cumpla con los estándares de calidad establecidos y que contribuya en la transición energética establecido en el marco de esta Política Energética, la DGEHM ha elaborado este Plan Indicativo de Expansión de la Generación, el cual permite analizar la viabilidad de la evolución del sector eléctrico en el largo plazo e identificar estrategias y acciones por parte del Estado para concretar los lineamientos antes señalados.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Aun cuando el PIEG no es vinculante, constituye un instrumento que define la ruta más factible del desarrollo y la expansión de la generación eléctrica nacional, lo que permite tener claro cuánto y cuando se requiere expandir la generación con el objetivo de establecer los lineamientos necesarios para promover nueva generación a través de los mecanismos de contratación establecidos en la LGE y normativas vigentes.

La DGEHM establecerá una estrategia para el desarrollo de nueva generación, con el objetivo de garantizar el abastecimiento energético sostenible de la demanda con precios asequibles, esto a través de los mecanismos legales para impulsar la firma de los contratos de libre competencia necesarios o de contratos de naturaleza pública según sea el caso.

3. OBJETIVO DEL ESTUDIO.

El objetivo del presente estudio es determinar un plan indicativo de expansión de la generación eléctrica que establezca información al mercado y al ente rector de política sobre la situación de abastecimiento de la demanda y las alternativas probables de evolución del sector de generación y que permita verificar que las acciones tomadas por los agentes, generadores existentes y potenciales inversores en el sector, que abastecerán la demanda de energía eléctrica con el grado de confiabilidad esperado, así mismo, implementar acciones y políticas necesarias para garantizar el suministro energético requerido.

Es importante destacar que este ejercicio de planificación no implica necesariamente la toma de decisiones vinculantes para la ejecución de obras de generación que se identifiquen, sino determinar un plan indicativo de desarrollo del sistema eléctrico de generación nacional.

4. METODOLOGÍA

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 variables de combustible, costos de operación y mantenimiento. Estos y otros datos se ingresan a un programa informático 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 de forma optimizada.

Como se mencionó anteriormente, el presente plan indicativo consiste en seleccionar de un grupo de proyectos de generación candidatos, aquellos que en el horizonte de



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

planeación resulten ser los que menor costo representen para la demanda y los menores impactos ambientales.

Todas las tecnologías cuentan con proyectos candidatos los cuales garantizan el cumplimiento de la Política Energética vigente, en algunos casos dichos proyectos ya poseen factibilidades elaboradas, 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 y planes de mantenimiento, etc., se incorporan a programas de simulación estocásticas 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 entrada en operación de los proyectos, precedencia entre los proyectos, los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

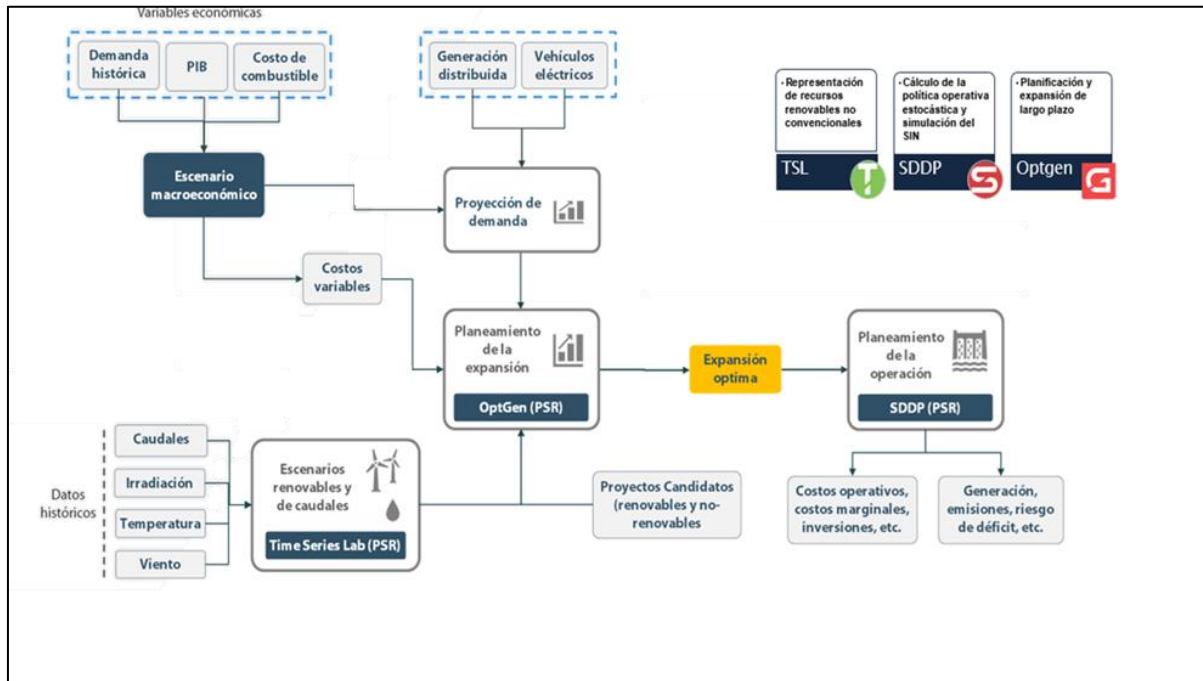
Por otra parte, el modelo SDDP representa de manera detallada e integrada la demanda y los sistemas de producción, almacenamiento, embalse y afluencias futuras. El modelo calcula la política operativa estocástica óptima del sistema, tomando en cuenta la incertidumbre de los caudales. Realiza una optimización 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, adicionalmente se combinará con escenarios donde se incluirán proyectos en desarrollo y proyectos técnicamente factibles desde la perspectiva de optimización de la planificación. El modelar escenarios que represente únicamente a los proyectos en ejecución nos permitirá definir si esta condición no produce un déficit en el suministro de generación.

Finalmente, la Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación debe considerar los intercambios energéticos en el Mercado Eléctrico Regional – MER – y la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – SIEPAC – pues El Salvador es uno de los miembros de dichos mercados con mayores intercambios de energía eléctrica en la última década, aprovechando al máximo las oportunidades de mercado. Es por ello que el país no puede verse de forma aislada del sistema regional, por tanto, los escenarios se han simulado considerando los intercambios de energía correspondientes ya sea de importación como de exportación.



Ilustración 1. Metodología para la Planificación de la Expansión de la Generación



5. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

La planificación del sector de generación de electricidad toma de base la información técnica y económica del parque generador existente y de proyectos potenciales a desarrollarse en el país. Este trabajo requiere consideraciones sobre la evolución de precios de los distintos combustibles de generación y de un ejercicio de prospección de la demanda de energía eléctrica a nivel del Mercado Mayorista. Adicionalmente, se fijan una serie de criterios de planificación que se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 1. Criterios de Planificación

Ítem	Descripción
Horizonte de planeación	2024-2038 próximos 15 años
Escenarios de demanda	Demanda Base (BAU), demanda baja y demanda Alta, estas son prospectivas elaboradas por la DGEHM con diferentes criterios.
Descripción de escenarios	<ul style="list-style-type: none"> Escenario de demanda base: para este escenario se considera la prospectiva de la demanda base (BAU) en la que se asumen criterios tales como crecimiento de la



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

	<p>económica, penetración de energías renovables en distribución, medidas de eficiencia energética, entre otros los cuales se describen en este documento.</p> <ul style="list-style-type: none">• Escenario de demanda Alta: este escenario es una sensibilización al alza del escenario BAU en donde se toman en consideración los mismos criterios que dicho escenario con una alta incidencia.• Escenario de demanda Baja: este escenario es una sensibilización a la baja del escenario BAU en donde se toman en consideración los mismos criterios que dicho escenario con una baja incidencia.• Escenario con Proyectos confirmados: es la combinación de los diferentes escenarios de demanda, tomando en consideración únicamente proyectos en proceso de construcción e implementación.• Escenario con Proyectos seleccionados: es la combinación de los diferentes escenarios de demanda, tomando en consideración los proyectos en proceso de construcción e implementación y los proyectos seleccionados en el proceso de optimización.
<p>Precios de combustible</p>	<p>Proyección de precios de los combustibles tomando como referencia la publicación anual de 2022 de la Administración de Información de Energía (EIA)¹, 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 Oil, Diésel y GNL.</p>
<p>Intercambios regionales</p>	<p>Entre el año 2014 y 2022 nuestro país fue importador neto de electricidad en el Mercado Eléctrico Regional llegando a tener un máximo de la importación del 27 % de la demanda anual de energía eléctrica, mientras que el 2023 el país se convirtió en exportador neto.</p> <p>Las importaciones de energía están sujetas al CMO del mercado regional, por lo que a mayor precio de la energía nacional comparado con el resto de países del MER mayor</p>

¹ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

	importaciones, mientras que las exportaciones son un efecto inverso a las importaciones dado que a menor precio de la energía nacional comparados con la región mayor serán las exportaciones.
Hidrología	La Hidrología incorpora los registros históricos de caudales para un periodo 38 años (1985-2023), esto con el objetivo de contar con datos estadísticos que representen series futuras de hidrologías secas y húmedas.

6. 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 (solar y eólico) en mercado mayorista y generación distribuida.

La reforma al marco regulatorio del sector de energía eléctrica propició el desarrollo de proyectos con energías renovables no convencionales (solar fotovoltaico y Eólicos) además de promover la entrada del Gas Natural a través de la primera planta de generación que utiliza este recurso, esta última entró en operación en el mes de mayo de 2022.

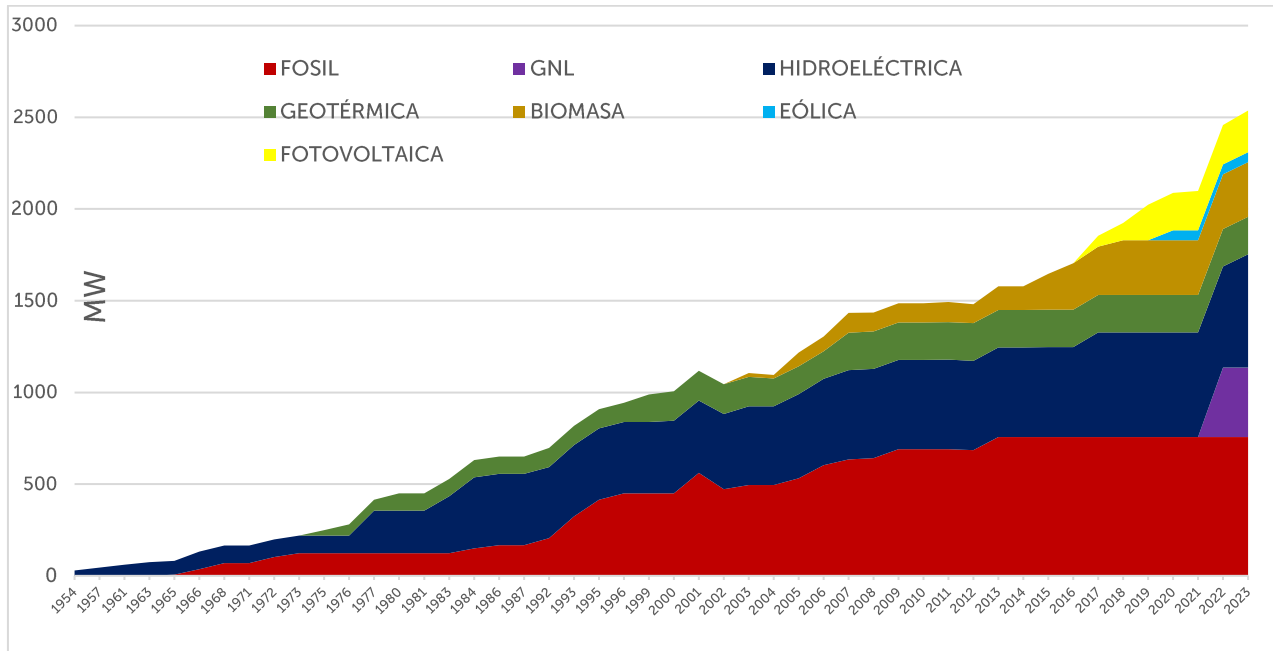
El crecimiento de la capacidad instalada ha sido suficiente para cubrir la demanda de potencia y energía de los últimos años, sin generar problemas de abastecimiento nacional, además, la generación conectada en distribución ha tenido un auge en el último quinquenio dejando como resultado la reducción de la demanda residual vista en el mercado mayorista.

Los compromisos establecidos en el Acuerdo de Paris, los cuales fueron aprobados y ratificados por nuestro país, nos han definido compromisos en la mitigación de gases de efecto invernadero a través de las NDC's, esto nos obliga a seguir transformando nuestra matriz de generación con enfoque de desarrollo sostenible mediante la inclusión de las energías renovables.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 2. Evolución de la capacidad instalada en MM 1954-2023



El parque generador base corresponde al que se encuentra instalado a diciembre 2023, y está compuesto por una matriz que contiene varios recursos, entre ellos la hidroeléctrica, geotérmica, térmica a base de Fuel Oil, Diésel, Gas Natural, biomasa y finalmente las Energías Renovables no Convencionales, parques solares fotovoltaicos y eólicos tanto en mercado mayorista como la generación distribuida, esta capacidad instalada se estructura como se muestra en la tabla No.2.

Los proyectos de generación distribuida no forman parte del mercado mayorista, sin embargo, representan el 12% de la capacidad instalada, por lo que es importante resaltarlos y considerarlos en el análisis del comportamiento de la demanda residual 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 en su mayoría proyectos fotovoltaicos.

Toda la energía que es auto producida o inyectada a la red de distribución no es registrada en las estadísticas del mercado mayorista administrada por la Unidad de Transacciones, por lo que ésta energía se ve como un efecto de disminución a la demanda nacional, lo cual representa un efecto engañoso ya que puede llevarnos a conclusiones erróneas de la variación de la demanda residual.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Tabla 2. Capacidad Instalada 2021

Recurso	Generador	(MW)
Hidroeléctrica	GUAJOYO	19.8
	CERRON GRANDE	172.8
	5 DE NOVIEMBRE	179.4
	15 DE SEPTIEMBRE	180
	3 DE FEBRERO	66
Geotérmica	AHUACHAPAN (U1-U3)	95
	BERLIN (U1-U4)	109.4
Diesel	ACAJUTLA GAS U5	82.1
	ACAJUTLA FIAT U4	27
Fuel Oil y Diésel	ACAJUTLA VAPOR (U1-U2)	63
	ACAJUTLA MOTORES	150
	SOYAPANGO	16.2
	NEJAPA POWER	144
	HOLCIM	25.9
	INVERSIONES ENERGETICAS	100.2
	TEXTUFIL	42.5
	ENERGIA BOREALIS	13.6
	GECSA	11.6
	HILCASA	6.8
	TERMOPUERTO	73.7
Biomasa	CASSA CHAPARRASTIQUE	78.4
	CASSA IZALCO	45
	ING. EL ANGEL	98.8
	ING. LA CABAÑA	33.5
	ING. JIBOA	34.9
Solar Fotovoltaico	ING. JIBOA DIST	7.75
	ANTARES	60
	TRINIDAD	8
	MARQUEZ	6
	LOS REMEDIOS	20
	CAPELLA SOLAR	100
	SONSONATE SOLAR	10
ECOSOLAR	9.9	
GNL	ENERGIA DEL PACIFICO (EDP)	378
Eólico	VENTUS	54
Generación Distribuida	PROYECTOS VARIOS	337.07
Total (MW)		2,860.32



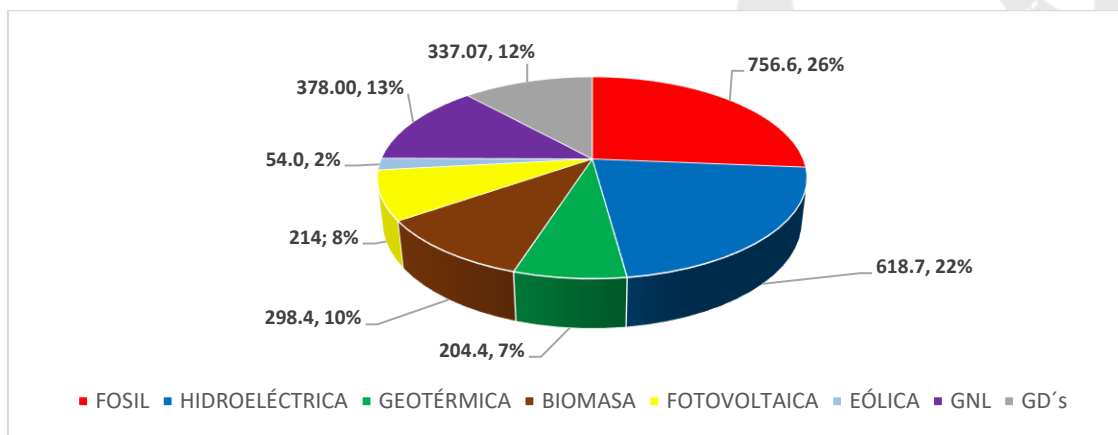
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

La falta de registros de la energía generada en distribución deja un déficit en la estadística de la demanda, además dificulta establecimiento de la prospectiva de dicha variable en el mediano y largo plazo, por tanto, es necesario crear los ajustes normativos y regulatorios que permitan corregir esta deficiencia.

La generación a base de plantas solares fotovoltaicas en mercado mayorista es la que presenta una mayor tasa de variación en el último quinquenio ya que hemos pasado desde el año 2017 de cero a 214 MW al 2023, representando a la fecha un 7.5% de la capacidad instalada total para las plantas fotovoltaicas y un 2% la capacidad de las plantas eólicas lo cual incluye 54 MW de capacidad de generación con este recurso a partir del año 2021.

Los recursos de generación convencionales como la hidroeléctrico, geotermia y térmica no han tenido variación en los últimos 5 años, excepto los 66 MW de la planta 3 de febrero la cual inicio operaciones en octubre de 2023.

Ilustración 3. Capacidad Instalada 2023 (MW,%)



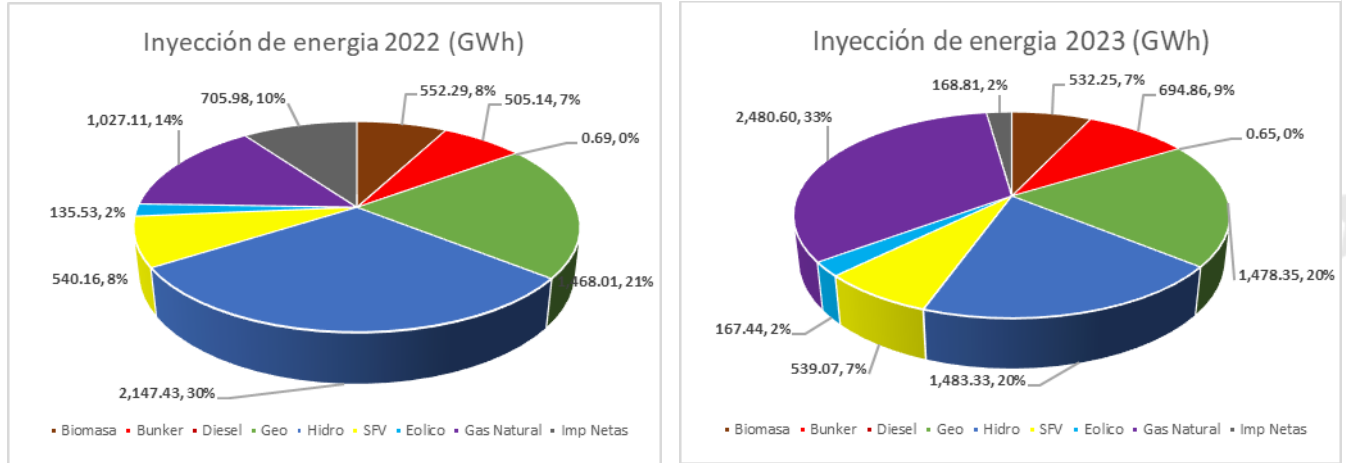
7. INYECCIÓN DE ENERGÍA POR RECURSO, 2022 Vs. 2023.

Con el parque generador presentado anteriormente, la inyección de energía para el año 2023 tuvo algunas variaciones respecto al año 2022, en primer lugar, hubo una disminución de la generación hidroeléctrica debido a que durante el año 2022 se registraron una influencia del fenómeno de la niña mientras que fue lo contrario para el año 2023, así mismo, se disminuyeron en el 2023 las importaciones esto por efecto que fuimos exportadores netos de electricidad debido a los precios de energía en el mercado mayorista por la entrada de la planta de gas natural (EDP), la generación térmica a base de Fuel Oil del 2023 se mantuvo constante comparada con año 2022 con la diferencia que para el año 2023 esa inyección fue para suplir exportaciones en el MER.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 4. Inyección de energía 2022 Vs. 2023



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 de otros países centroamericanos debido a condiciones especiales de mercado.

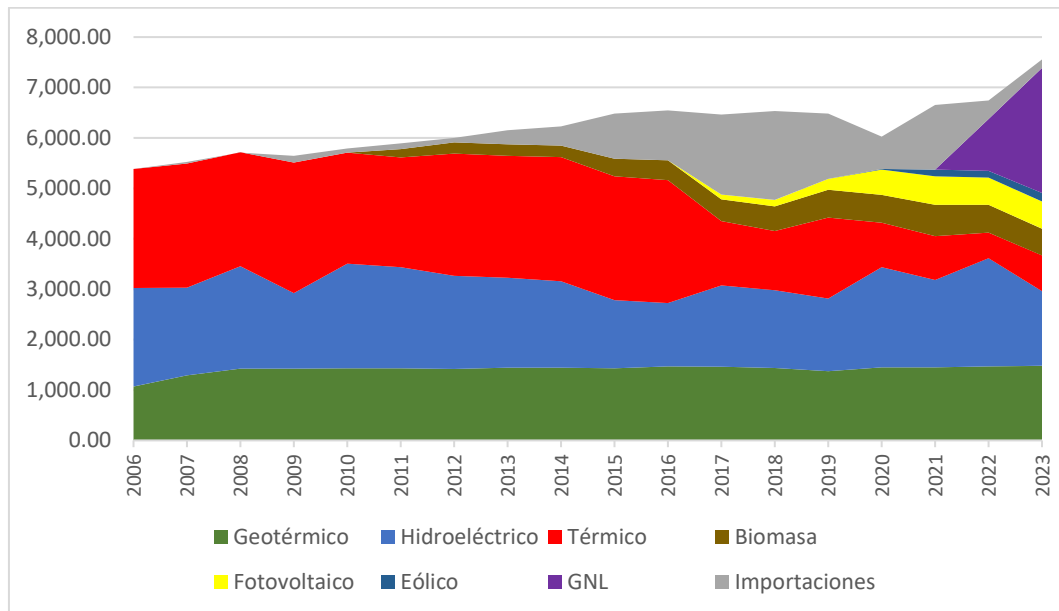
En este sentido, para el mercado eléctrico nacional la compra de energía en el MER representa un beneficio para los usuarios finales, ya que todas las importaciones se consideran en el despacho nacional con costos variables de producción de cero, lo que significa que están a la base del despacho de energía en el mercado mayorista de electricidad, 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 para sustituir otras plantas como las señaladas.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 5. Historial de Inyecciones de Energía (GWh)



Sin embargo, la ilustración 4 nos muestra que las importaciones de electricidad provenientes del MER tuvieron su mayor auge en el año 2018 con una participación del 27% de la demanda nacional hasta llegar a su mínimo valor en el año 2023 que en términos netos fuimos exportadores en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

8. PROYECTOS CONFIRMADOS A PARTIR DE 2024

La denominación de proyectos confirmados hace referencia a los proyectos cuya probabilidad de ingresar al parque generador a partir del año 2024 es muy alta, debido a que tienen un Contrato de Largo Plazo (CLP) o Contrato de Naturaleza Pública (CNP), resultado de lineamientos emitidos por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) o que se encuentran en proceso de construcción y que además cuenten con algún instrumento legal para la comercialización de su energía. Los CLP y CNP 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 públicos o privados contar con un documento contractual que les garantice la venta de energía por un plazo entre 15 y 20 años a un precio establecido por competencia en proceso de licitación o bajo lineamientos de la DGEHM para los CNP.

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



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

baja por el hecho de contar con un contrato de suministro de largo plazo, lo cual les garantiza un financiamiento.

Tabla 3. Proyectos confirmados

ID	Proyectos Confirmados	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT1	Berlín Ciclo Binario	Geotérmico	1/2/2025	6
GT2	Bocapozo Chinameca	Geotérmico	1/7/2025	5
GT3	Chinameca, fase I	Geotérmico	1/1/2026	20
GT4	San Vicente, fase I	Geotérmico	1/7/2026	10
FV1	Talnique Solar (TAS)	Fotovoltaico	1/3/2024	13.2
FV2	15 de septiembre Solar	Fotovoltaico	1/6/2025	19.2
FV3	Jiboa Solar	Fotovoltaico	1/8/2024	8.17
FV4	La Cabaña Solar	Fotovoltaico	1/7/2024	5

El proyecto de ciclo binario de Berlín U5 está en su proceso de construcción y se espera que estos entren en operación en el presente año 2024, así como el Bocapozo de Chinameca, tal como se muestra en la tabla 3.

El proyecto solar fotovoltaico de la central 15 de septiembre está en su fase final de construcción y se espera la entrada en operación para finales del presente año.

Los proyectos más representativos como confirmados son la primera fase tanto del proyecto de San Vicente y el de Chinameca que sumados ambos darán una capacidad de 30 MW en el año 2026.

Los proyectos antes mencionados serán considerados como obligatorios en los programas OPTGEN y SDDP; es decir, se tomarán como proyectos confirmados en las fechas indicadas los cuales son considerados en el despacho de energía en los diferentes escenarios, dándonos un total adicional de capacidad instalada de generación de 60.2 MW adicionales a los ya existentes.

9. PROYECTOS CANDIDATOS

Los proyectos candidatos son aquellos que tienen alguna posibilidad de desarrollarse, esto debido a que poseen estudios de factibilidad o en otros casos, sus desarrolladores han manifestado que estos tienen una alta probabilidad de implementación.

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

Los proyectos candidatos que se muestran en la Tabla No. 4 no son obligatorios; es decir, el sistema de simulación OPTGEN decidirá cuál de ellos es la mejor opción para el parque



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

generador salvadoreño basándose en las variables críticas previamente detalladas en este documento, como lo son los costos de inversión y recursos a utilizar.

Tabla 4. Proyectos candidatos

Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2026	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/7/2025	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2025	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2032	300
GNL3	Gas Natural	1/1/2035	350
TERM1	Búnker	1/1/2030	300

10. ESCENARIOS DE DEMANDAS

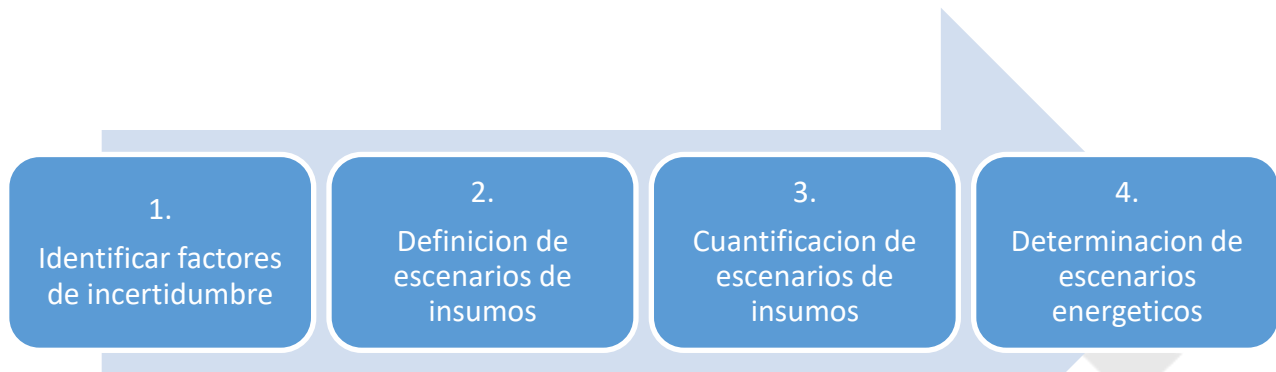
La hipótesis fundamental de un análisis de escenarios de demanda de electricidad es que el futuro es incierto. Las variables económicas, demográficas, sociales, tecnológicas y ambientales pueden evolucionar de diferentes maneras y no es posible establecer con precisión como será esta evolución.

Para nuestro caso se establecieron 4 pasos para identificar factores de incertidumbre y dar paso a formar los escenarios de demanda.

Los factores de incertidumbre son variables económicas, sociales, tecnológicas, ambientales o regulatorias cuya evolución en el futuro tiene un grado relevante de incertidumbre y gran impacto para la planificación energética del país (demanda energética). En esta etapa se definieron los factores de incertidumbre más críticos para el país que se transformaron en insumos para la elaboración de los escenarios. Cada escenario tendrá diferentes hipótesis para los factores de incertidumbre. En la siguiente ilustración se muestra la secuencia de la metodología utilizada para la determinación de los factores de incertidumbre y posteriormente los escenarios energéticos.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS



1. Para la identificación de los factores de incertidumbre se tomaron inicialmente una lista preliminar de factores, de los cuales se seleccionaron los de mayor priorización, posteriormente se crean subcategorías para agrupar los factores que tienen la misma incidencia, finalmente se llegó a los factores de incertidumbre detallados a continuación:

- ✓ Crecimiento económico.
- ✓ Medidas de eficiencia en el sector energético.
- ✓ Penetración de energías renovables.
- ✓ Electrificación de la demanda.
- ✓ Acciones de movilidad sostenible.
- ✓ Intercambio energético con otros países.
- ✓ Impacto de los combustibles.
- ✓ Acceso universal de energía.

Estos fueron los factores de incertidumbre que se utilizaron para construir los escenarios energéticos. Se eligieron 3 escenarios los cuales son: (a) referencia, (b) Demanda Baja y (c) Demanda Alta, para los cuales se realizó el paso siguiente.

2. En este punto se definieron cualitativamente las tendencias de cada uno de los factores de incertidumbre, para cada escenario planteado. Se realizó una narrativa la cual describe el comportamiento de cada factor en los diferentes escenarios, por ejemplo: el crecimiento económico se mantiene con la tendencia normal establecida por el BCR.

3. En este punto se asignaron valores numéricos a los distintos factores de incertidumbre. Para la cuantificación de estas variables fue necesario consultar referencias internacionales, instituciones públicas como por ejemplo la proyección del PIB realizado por el BCR.

4. En este último punto se ejecutó las diferentes herramientas y metodologías de planificación, bajo los supuestos de los escenarios de insumo acordados. Fue necesario



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

revisar cada parámetro de entrada de cada modelo – por ejemplo, el crecimiento poblacional que se utilizó para proyectar la demanda, entre otros.

Tabla 5. Crecimiento de demanda en energía y en potencia

Año	Histórico de demanda [GWh]	Histórico de potencia [MW]
2000	4,073	758
2001	4,071	734
2002	4,365	752
2003	4,537	785
2004	4,701	809
2005	4,872	829
2006	5,387	881
2007	5,523	906
2008	5,711	924
2009	5,643	906
2010	5,793	948
2011	5,894	962
2012	5,972	975
2013	6,102	1,004
2014	6,178	1,035
2015	6,428	1,089
2016	6,475	1,093
2017	6,463	1,081
2018	6,538	1,072
2019	6,362	1,044
2020	5,916	1,010
2021	6,530	1,038
2022	6,630	1,064
2023	6,846	1,131

Año	Escenario demanda base [GWh]	Escenario demanda base [MW]	Escenario demanda baja [GWh]	Escenario demanda baja [MW]	Escenario demanda alta [GWh]	Escenario demanda alta [MW]
2024	7,350	1,194	7,066	1,194	7,613	1,194
2025	7,599	1,234	7,209	1,242	8,019	1,259
2026	7,922	1,287	7,488	1,288	8,720	1,372
2027	8,210	1,338	7,754	1,334	9,110	1,443
2028	8,474	1,389	8,006	1,379	9,461	1,515
2029	8,723	1,440	8,247	1,424	9,890	1,589
2030	8,967	1,492	8,484	1,469	10,606	1,702
2031	9,222	1,545	8,724	1,515	11,105	1,783
2032	9,499	1,599	8,973	1,561	11,630	1,869
2033	9,804	1,654	9,234	1,607	12,215	1,965
2034	10,136	1,711	9,508	1,654	12,806	2,063
2035	10,488	1,769	9,790	1,701	13,430	2,167
2036	10,937	1,840	10,078	1,748	14,373	2,320
2037	11,399	1,911	10,368	1,795	15,038	2,431
2038	11,868	1,982	10,654	1,841	15,714	2,544

Escenario Base (BAU)

La creación de un escenario BAU toma en consideración los valores de energía proyectada y agrega ciertas hipótesis que cambian dichas demandas con el tiempo, estas hipótesis pueden ser: incentivos económicos, leyes, medidas de eficiencia energética, etc., por esta razón se enlistaran las diferentes hipótesis utilizadas en la creación de dicho escenario:

- **Macroeconómico**
 - 1) Crecimiento anual del Producto Interno Bruto de 2.4%
- **Sector Residencial:**
 - 1) Sustitución de Luminarias: Para el 2035, 90% de las luminarias serán LED y el 10% restantes fluorescentes compactas, dejando fuera del mercado las incandescentes.
 - 2) Sustitución de refrigeradoras domesticas: Se espera que para el 2035 el 16.4% de las refrigeradoras sean del tipo eficiente.
 - 3) Sustitución de Aires Acondicionados (A/C): Se espera que para el 2035 el 64.48% de los A/C cumplan con los requisitos establecidos por los Reglamentos Técnicos Salvadoreños (RTS) y Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTCA)
 - 4) Combustibles: Para el año 2050, el 3.82% de los hogares a nivel nacional utilizan cocinas eléctricas.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

- **Sector Comercio y Servicios**
 - 1) Sustitución de equipos de refrigeración comerciales: Se espera que para el 2035 el 84.97% de las refrigeradoras comerciales sean del tipo eficiente.
 - 2) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2035 el 60% de los A/C sean eficientes
- **Sector Industrial**
 - 1) Sustitución de motores trifásicos jaula de ardilla: para el año 2035 el 20% de los motores trifásicos jaula de ardilla serán eficientes.
 - 2) Combustibles: Para el año 2035, el 25% del consumo de Fuel Oil del sector industria se transforma a gas natural
- **Sector Gobierno**
 - 1) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2035 el 60% de los A/C sean eficientes.
 - 2) Sustitución de Luminarias: Se espera que para el 2035 el 100% de las luminarias del parque de alumbrado nacional sean LED.
- **Sector Transporte**
 1. Para el año 2050, el 35% del parque vehicular será eléctrico.
- **Generación Distribuida**
 1. La Generación distribuida presentará un crecimiento de 358 MW a lo largo del estudio. Teniendo como punto inicial 345 MW para el 2023. Para el 2040 se alcanzará una potencia instalada de GDR de 696 MW. La distribución de la potencia adicional se realizó siguiendo la metodología de BASS teniendo presente un el parámetro histórico para generar una curva de comportamiento de la tecnología.

Escenario Baja Demanda:

Un escenario de baja crecimiento de la demanda de energía eléctrica supone condiciones inferiores a las establecidas en el escenario anterior o BAU, en cuanto a lo relacionado al crecimiento económico y acciones energéticas que pueden ser impulsadas en los diferentes sectores productivos como se describe a continuación.

- Macroeconómico
 1. Crecimiento anual del Producto Interno Bruto de 1.5%
- **Sector Residencial:**
 - 1) Sustitución de Luminarias: Para el 2052, 90% de las luminarias serán LED y el 10% restantes fluorescentes compactas, dejando fuera del mercado las incandescentes.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

- 2) Sustitución de refrigeradoras domesticas: Se espera que para el 2052 el 13.2% de las refrigeradoras sean del tipo eficiente.
 - 3) Sustitución de Aires Acondicionados (A/C): Se espera que para el 2052 el 70% de los A/C cumplan con los requisitos establecidos por los Reglamentos Técnicos Salvadoreños (RTS) y Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTCA)
 - 4) Combustibles: Para el año 2050, el 1.82% de los hogares a nivel nacional utilizan cocinas eléctricas.
- **Sector Comercio & Servicios**
 - 1) Sustitución de equipos de refrigeración comerciales: Se espera que para el 2052 el 99.59% de las refrigeradoras comerciales sean del tipo eficiente.
 - 2) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2052 el 98% de los A/C sean eficientes
 - **Sector Industrial**
 - 1) Sustitución de motores trifásicos jaula de ardilla: para el año 2052 el 5% de los motores trifásicos jaula de ardilla serán eficientes.
 - 2) Combustibles: Para el año 2052, el 25% del consumo de Fuel Oil del sector industria se transforma a gas natural
 - **Sector Gobierno**
 - 1) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2052 el 98% de los A/C sean eficientes.
 - 2) Sustitución de Luminarias: Se espera que para el 2052 el 100% de las luminarias del parque de alumbrado nacional sean LED.
 - **Sector Transporte**
 - 1) Para el año 2050, el 15% del parque vehicular será eléctrico.
 - **Generación Distribuida**
 1. La Generación distribuida presenta un crecimiento de 181 MW a lo largo del estudio. Teniendo como punto inicial 345 MW para el 2023. Para el 2040 se alcanzará una potencia instalada de GDR de 520 MW.
La distribución de la potencia adicional se realizó se utilizó un modelo probabilístico de adopción tecnológica llamado modelo de Bass, teniendo presente el parámetro histórico para generar una curva de comportamiento de la tecnología.

Escenario Alta Demanda:

Un escenario de baja crecimiento de la demanda de energía eléctrica supone condiciones superiores a las establecidas en el escenario anterior o BAU, en cuanto a lo relacionado



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

al crecimiento económico y acciones energéticas que pueden ser impulsadas en los diferentes sectores productivos como se describe a continuación.

- **Macroeconómico**
 1. Crecimiento anual del Producto Interno Bruto de 3.5%
- **Sector Residencial:**
 - 1) Sustitución de Luminarias: Para el 2052, 90% de las luminarias serán LED y el 10% restantes fluorescentes compactas (79% de luces fluorescentes serán LED para el 2052), dejando fuera del mercado las incandescentes.
 - 2) Sustitución de refrigeradoras domesticas: Se espera que para el 2052 el 100% de las refrigeradoras sean del tipo eficiente.
 - 3) Sustitución de Aires Acondicionados (A/C): Se espera que para el 2052 el 100% de los A/C cumplan con los requisitos establecidos por los Reglamentos Técnicos Salvadoreños (RTS) y Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTCA)
 - 4) Combustibles: Para el año 2050, el 3.82% de los hogares a nivel nacional utilizan cocinas eléctricas.
- **Sector Comercio & Servicios**
 - 1) Sustitución de equipos de refrigeración comerciales: Se espera que para el 2050 el 100% de las refrigeradoras comerciales sean del tipo eficiente.
 - 2) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2052 el 100% de los A/C sean eficientes
- **Sector Industrial**
 - 1) Sustitución de motores trifásicos jaula de ardilla: para el año 2052 el 100% de los motores trifásicos jaula de ardilla serán eficientes.
 - 2) Combustibles: Para el año 2052, el 75% del consumo de Fuel Oil del sector industria se transforma a gas natural
- **Sector Gobierno**
 - 1) Sustitución de A/C: Se espera que para el 2052 el 100% de los A/C sean eficientes.
 - 2) Sustitución de Luminarias: Se espera que para el 2052 el 100% de las luminarias del parque de alumbrado nacional sean LED.
- **Sector Transporte**
 1. Para el año 2050, el 75% del parque vehicular será eléctrico.
- **Generación Distribuida**

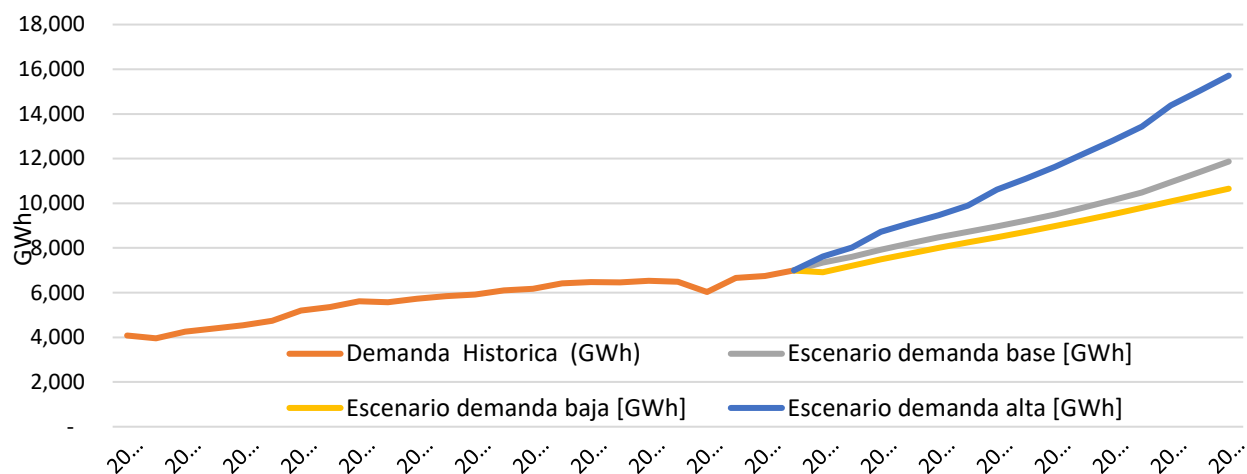


DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

1. La Generación distribuida presentará un crecimiento de 980 MW a lo largo del estudio. Teniendo como punto inicial 345 MW para el 2023. Para el 2040 se alcanzará una potencia instalada de GDR de 1018 MW. La distribución de la potencia adicional se realizó siguiendo la metodología de BASS teniendo presente un el parámetro histórico para generar una curva de comportamiento de la tecnología.

Los diferentes componentes y criterios establecidos para la definición de los escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica dan como resultado las curvas de demandas de energía descritas a continuación.

Ilustración 6. Escenarios de crecimiento de demanda de electricidad.



Se estima que para los próximos 15 años la demanda base (BAU) crezca en promedio anual de 3.5 % esto considerando todos los criterios definidos anteriormente, como el crecimiento económico, implementación de medidas de eficiencia energética, penetración de generación distribuida, movilidad sostenible, entre otras, mientras que los escenarios de alta demanda se proyecta un crecimiento de 5.3 % y el escenario de baja demanda un 3.2%.

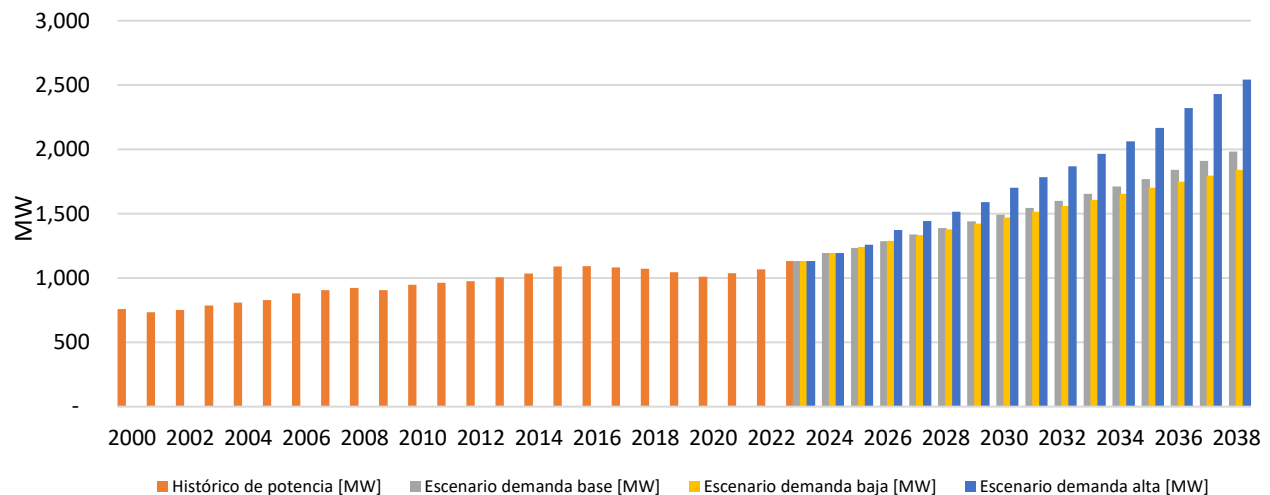
Estos tres escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica representan la base para el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación (2024-2038) ya que estos nos definen la capacidad de generación que debe tenerse disponible para que no exista déficit energético, cumpliendo criterios de eficiencia, suficiencia y optimización comercial del mercado eléctrico para el periodo de horizonte.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Así mismo, el crecimiento de la demanda de potencia para los diferentes escenarios se ilustra a continuación

Ilustración 7. Crecimiento en la demanda de potencia diferentes escenarios (MW)



11. COMBUSTIBLES

Las proyecciones de los precios de combustibles se basan en las publicaciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA) en su informe "Annual Energy Outlook 2023²", de mayo de 2023.

Todas las plantas a base de GNL tendrán un precio de referencia de combustible establecido en el índice de Henry Hub (HH), así mismo se establecen las variaciones en los precios del combustible fósil como es el Fuel Oil y el diésel, los cuales son dos combustibles usados para la generación térmica de energía eléctrica en nuestro país.

Los precios de combustibles representan una variable impredecible la cual puede cambiar abruptamente en cualquier momento debido a conflictos entre países o cualquier otra crisis mundial, tal y como se ha visto en la historia reciente, por lo que estas proyecciones son indicativas y se requiere de una actualización periódica.

² <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Tabla 6. Proyección de precios de combustibles

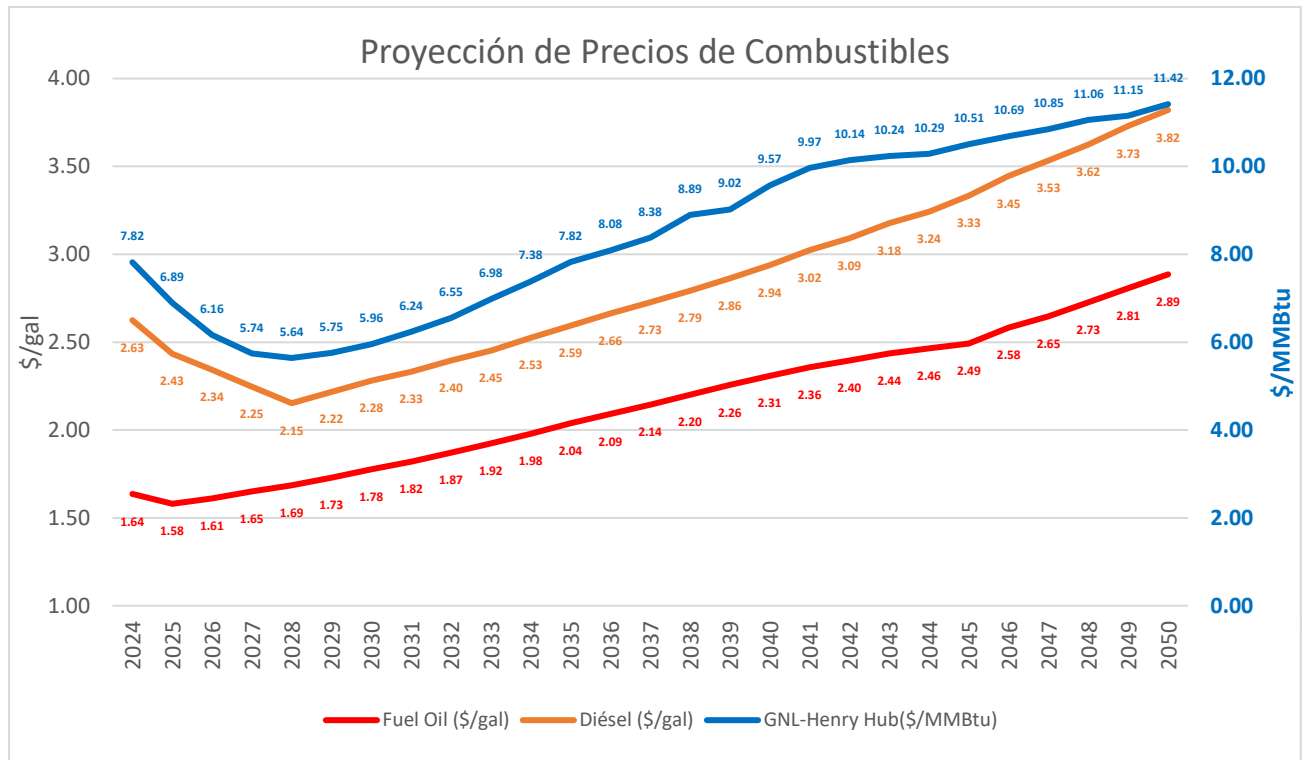
Año	Fuel Oil (\$/gal)	Diésel (\$/gal)	GNL-Henry Hub(\$/MMBtu)
2024	1.64	2.63	7.82
2025	1.58	2.43	6.89
2026	1.61	2.34	6.16
2027	1.65	2.25	5.74
2028	1.69	2.15	5.64
2029	1.73	2.22	5.75
2030	1.78	2.28	5.96
2031	1.82	2.33	6.24
2032	1.87	2.40	6.55
2033	1.92	2.45	6.98
2034	1.98	2.53	7.38
2035	2.04	2.59	7.82
2036	2.09	2.66	8.08
2037	2.14	2.73	8.38
2038	2.20	2.79	8.89
2039	2.26	2.86	9.02
2040	2.31	2.94	9.57
2041	2.36	3.02	9.97
2042	2.40	3.09	10.14
2043	2.44	3.18	10.24
2044	2.46	3.24	10.29
2045	2.49	3.33	10.51
2046	2.58	3.45	10.69
2047	2.65	3.53	10.85
2048	2.73	3.62	11.06
2049	2.81	3.73	11.15
2050	2.89	3.82	11.42

Como puede observarse en la tabla anterior, los precios del combustible Diésel superan los precios del Fuel Oil, lo que hace que la generación con base en el primero de ellos tenga un costo variable más elevado, las proyecciones de los precios de combustibles de referencia para todos los recursos térmicos incluyendo el GNL tienden a la alza en el mediano y largo plazo, por lo que el país debe continuar la transformación a través de la inclusión de nuevos recursos en la matriz energética disminuyendo la participación de estos recursos volátiles para la generación de electricidad.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 8. 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, 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 procesamiento 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 Fuel Oil, es por ello que en el 2013 se adjudicó el



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

primero proyecto a base de gas natural el cual tiene una capacidad de 380 MW y que entre en operaciones en mayo de 2022.

La ilustración 8 muestra que el precio del GNL tendrá un alza en los próximos quince años, sin embargo, se hace necesario evaluar los beneficios que este combustible tiene comparado con seguir generando con Fuel Oil y Diésel.

12. RESULTADO DE ESCENARIOS

La planificación indicativa de la expansión de la generación de energía es un proceso crítico para asegurar que la demanda futura de electricidad se satisfaga de manera sostenible, confiable y económica. Este proceso implica la evaluación de diversas alternativas y escenarios para determinar la mejor manera de aumentar la capacidad de generación de energía. A continuación, se describen los escenarios considerados en la planificación de la expansión de la generación de electricidad:

Tabla 7. Escenarios de planificación de la expansión de la generación

Tipos de Demanda		Escenarios de Planificación de la Expansión	
Demanda Base (BAU)	Demanda Base Proyectos confirmados	Demanda Base Proyectos seleccionados	Demanda Base con exportación
Demanda Alta	Demanda alta Proyectos confirmados	Demanda alta Proyectos seleccionados	Demanda alta con exportación
Demanda Baja	Demanda baja Proyectos confirmados	Demanda baja Proyectos seleccionados	Demanda baja con exportación

La planificación de la expansión de la generación de electricidad requiere una evaluación exhaustiva de múltiples escenarios para garantizar un suministro eléctrico seguro, sostenible y asequible. La consideración de factores económicos, tecnológicos, ambientales y regulatorios es crucial para tomar decisiones informadas y estratégicas que satisfagan las necesidades futuras de energía.

- **Escenarios con proyectos confirmados**

Los escenarios con proyectos confirmados únicamente consideran la inclusión de nuevos proyectos de generación de electricidad según se describen en la tabla 3 de proyectos confirmados, esto con el objetivo de establecer si existiera un déficit de generación en el largo plazo bajo la condicionante de que la capacidad instalada nacional no tiene mayores crecimientos, sin embargo, es importante mencionar que la demanda considerada en estos escenarios toma en cuenta un nivel de exportación del 4% de la demanda nacional adicional a la demanda propia.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

- **Escenarios con proyectos seleccionados**

Los escenarios con proyectos seleccionados se desarrollan bajo la condición de optimización de nuevos proyectos de generación para cubrir el crecimiento de la demanda definido anteriormente en el horizonte de análisis, esto se desarrolla con la programa OPTYGEN un programa de optimización de proyectos de generación el cual analiza los proyectos candidatos y determina cuando debe construirse , minimizando la suma de los costos de inversión y operación. De igual manera es importante mencionar que la demanda considerada en estos escenarios toma en cuenta un nivel de exportación anual del 4% la demanda nacional.

- **Escenarios con alta exportación**

Los escenarios con alta exportación consideran un nivel de exportación que supera las exportaciones anuales de los últimos años, siendo el más alto de 560 GWh para el año 2023, para el presente plan de expansión se ha considerado un nivel de exportación anual del 15 % de la demanda anual. Con esta condición adicional de demanda nacional se hace una optimización de la generación eligiendo de los proyectos candidatos que producen una condición asequible del precio de la energía y un déficit energético nulo.

12.1 ESCENARIO CON DEMANDA BASE Y PROYECTOS CONFIRMADOS

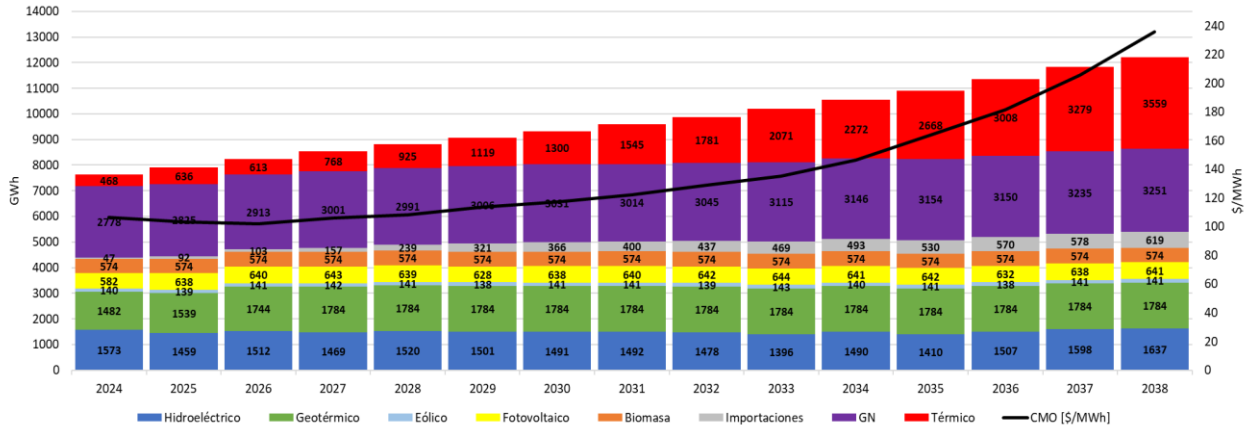
El plan indicativo de la expansión de la generación busca modelar diferentes escenarios de comportamiento de la demanda en función de la oferta de generación, sin embargo, es importante modelar lo que pasaría si se considera que no ingresa ningún proyecto adicional más allá de los que se encuentran en proceso de construcción y a los cuales se conoce como proyectos confirmados ya que estos tienen una alta probabilidad de entrada en operación, esto con el objetivo de analizar las condiciones más críticas del suministro de la demanda de energía y el comportamiento de los precios de la electricidad.

A continuación se muestra el despacho por recurso que se tendría para los próximos 15 años, en la cual se puede observar que la generación a base de Fuel Oil tiene una mayor participación en la medida aumenta la demanda de consumo de electricidad provocando un aumento en el precio de la electricidad en el mercado mayorista de electricidad, esto debido a la poca inclusión de nueva generación salvo los proyectos confirmados descritos en tabla 3 que suman un total de 86.5 MW .



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

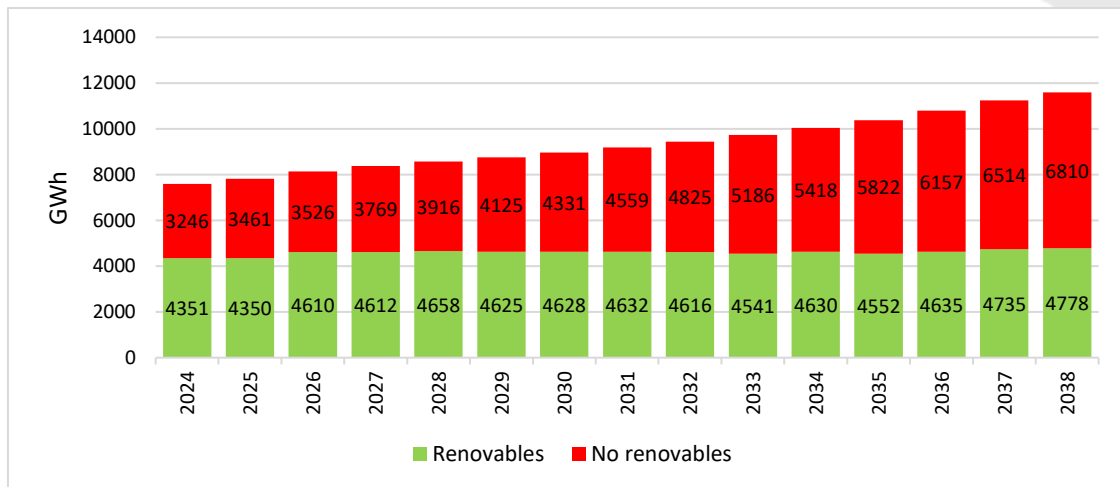
Ilustración 9. Inyección por recurso para escenario demanda base y proyectos confirmados



Con el crecimiento de la demanda y baja incorporación de nuevas plantas en este escenario a partir del año 2035 se presenta un pequeño déficit de energía, creciendo hasta el año 2038 como puede observarse en la tabla 8.

La poca ampliación de la matriz de generación en este plan indicativo, produce una generación renovable entre el 41 y 57% en el horizonte de estudio para cobertura de la demanda de electricidad como se observa en la siguiente ilustración, esto debido a que el aumento de demanda se cubre con generación a base de combustibles fósiles (Fuel Oil).

Ilustración 10. Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario demanda base y proyectos confirmados



Los factores que inciden en el bajo déficit en este escenario se deben a 3 factores, el primero la capacidad suficiente para cubrir el aumento de la demanda en el mediano y



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

largo plazo, aunque con un alza en los precios de la energía, el segundo es la implementación de al menos 86.5 MW de nueva capacidad de generación y finalmente la posibilidad de importar energía del mercado eléctrico regional.

Tabla 8. Déficit energético para escenario con demanda base con proyectos confirmados

ETAPA	Déficit (GWh)	Demanda Total [GWh]
2024	0.0	7350
2025	0.0	7599
2026	0.0	7922
2027	0.0	8210
2028	0.0	8474
2029	0.0	8723
2030	0.0	8967
2031	0.0	9222
2032	0.0	9499
2033	0.0	9804
2034	0.0	10135
2035	3.9	10488
2036	13.4	10937
2037	27.7	11399
2038	136.4	11868

12.2 ESCENARIO DEMANDA BASE Y PROYECTOS SELECCIONADOS

El software OPTGEN-SDDP selecciona para el horizonte de estudio 2024-2038 una capacidad adicional de 1371 MW y se proyectan que entraren en operación entre el año 2025 a las 2038 fechas establecidas en la simulación del OPTGEN-SDDP, sumado a los 86.5 MW de proyectos confirmados detallados en la tabla 3, lo que significa que al año 2038 la generación de energía en mercado mayorista podría crecer en 1457 MW de capacidad instalada adicional para los próximos 15 años.

Alrededor del 55% de la capacidad seleccionada para la expansión de los proyectos descritos en la siguiente tabla, representan proyectos de generación con base en fuentes renovables, sin embargo el otro 45% lo representan proyectos de GNL, esto permitirá continuar descarbonizando la matriz de generación de electricidad por medio de proyectos de energías renovables.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Tabla 9. Proyectos seleccionados para el escenario de demanda base

Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2033	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2038	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2033	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2037	300
GNL3	Gas Natural	1/1/2037	274

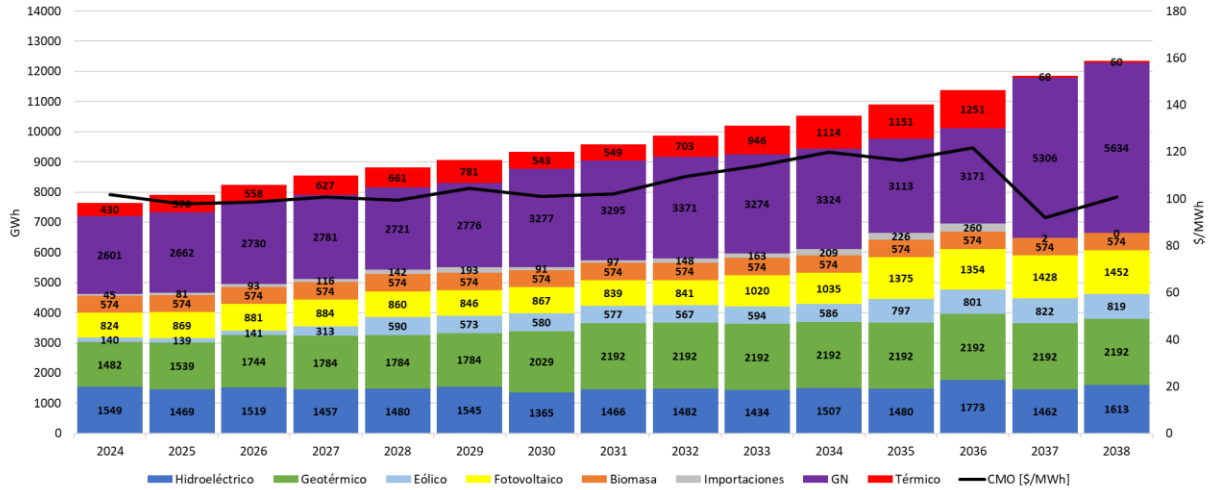
La Ilustración No. 11 muestra la inyección de energía por tipo de recurso en el periodo de estudio para este escenario con un aumento en la demanda de 3.5 % anual. Se observa un aumento en la diversificación de la matriz energética con diferentes fuentes de generación, disminuyendo la dependencia de los combustibles búnker y diésel y predominando la generación hidroeléctrica, geotérmica y gas natural. Otras fuentes que contribuyen en buena medida a la diversificación de la matriz energética son las fuentes solares, eólicas y la biomasa.

Entre los años 2030 y 2037 se requerirá la inclusión de proyectos de GNL, esto con el objetivo de evitar la incorporación de generación a base de combustibles líquidos y el alza de los precios de electricidad, la penetración de más energía renovable variable requiere la participación de almacenamiento de energía, esto con el objetivo de garantizar la estabilidad del sistema de potencia y la flexibilidad de este.



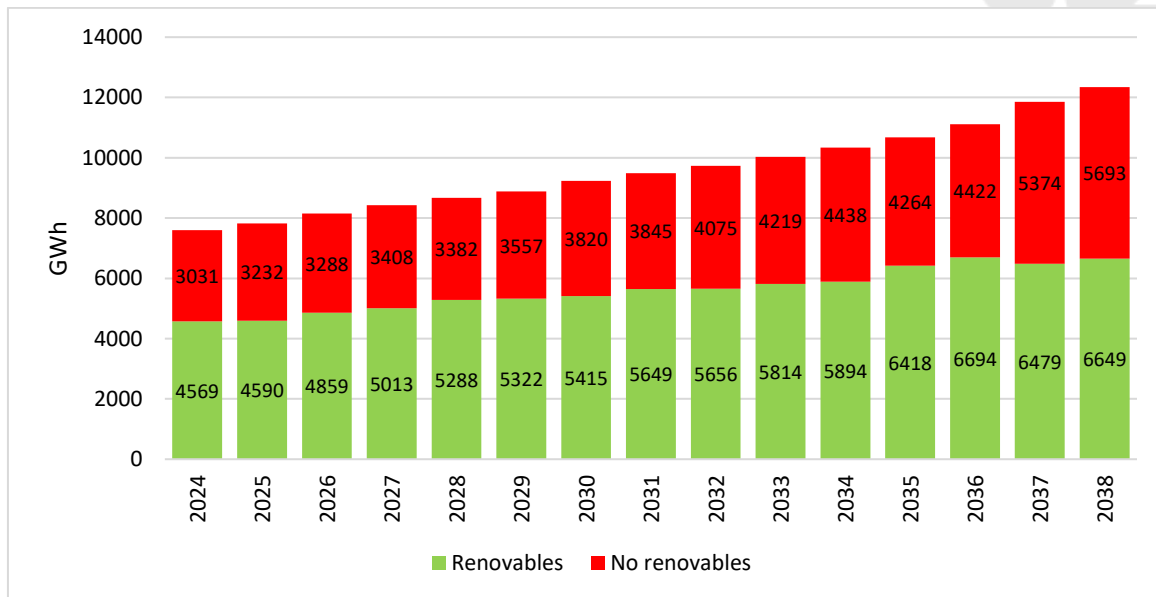
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 11. Inyección por recurso de escenario de demanda base y proyectos seleccionados



La implementación de proyectos de generación que optimicen la matriz y el precio de la energía, producen además un aumento en los porcentajes de cobertura de la demanda con energías renovables, alcanzando un 54% en el año 2038.

Ilustración 12. Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda base y proyectos seleccionados





12.3 ESCENARIO DEMANDA BASE CON ALTAS EXPORTACIONES

El escenario con demanda base y alta exportaciones representa una condición de mayor demanda producto de las exportaciones al Mercado Eléctrico Regional (MER), en tal sentido se requiere una mayor capacidad de generación para dar cobertura a la demanda, en tal sentido, el software OPTGEN-SDDP ha seleccionado para el horizonte de estudio 2024-2038 una capacidad adicional de 1,447 MW y se proyectan que entrarán en operación entre el año 2025 a las 2036 fechas establecidas en la simulación de optimización, sumado a los 86.5 MW de proyectos confirmados detallados en la tabla 3, lo que significa que al año 2038 este escenario exige la instalación de nueva capacidad por un total de 1533.5.7 MW de capacidad instalada adicional para los próximos 15 años, entre generadores con recursos solar fotovoltaico, eólico y GNL.

Tabla 10. Proyectos seleccionados para el escenario de demanda base y alta exportaciones

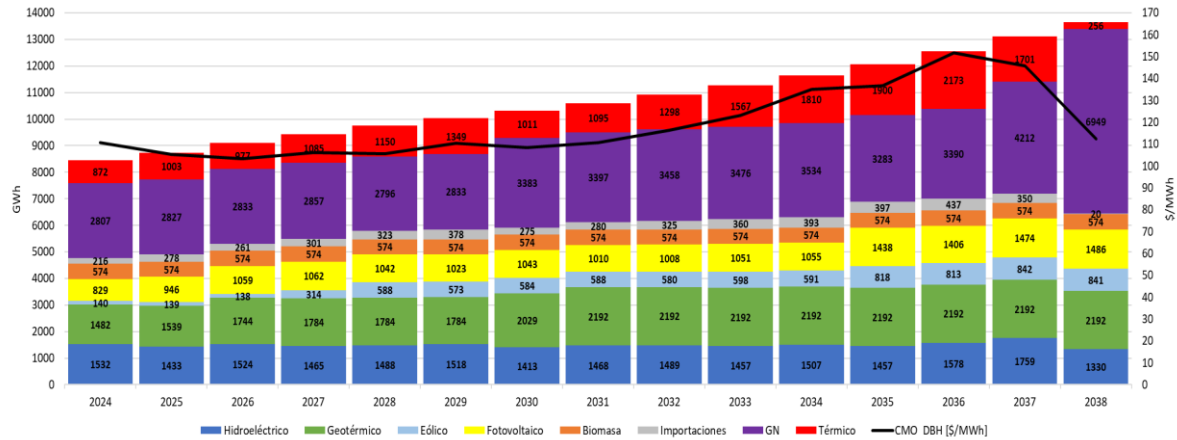
Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2026	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2037	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2025	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2038	300
GNL3	Gas Natural	1/1/2038	350

La Ilustración No. 13 muestra la inyección de energía por tipo de recurso en el periodo de estudio en este escenario en el que se representa un aumento en la demanda nacional de 3.5% anual más las exportaciones, en la cual se refleja el efecto de la generación debido a la inclusión de una mayor exportación que los escenarios anteriores, esto se refleja en una mayor participación de la generación a base de fuel oil.



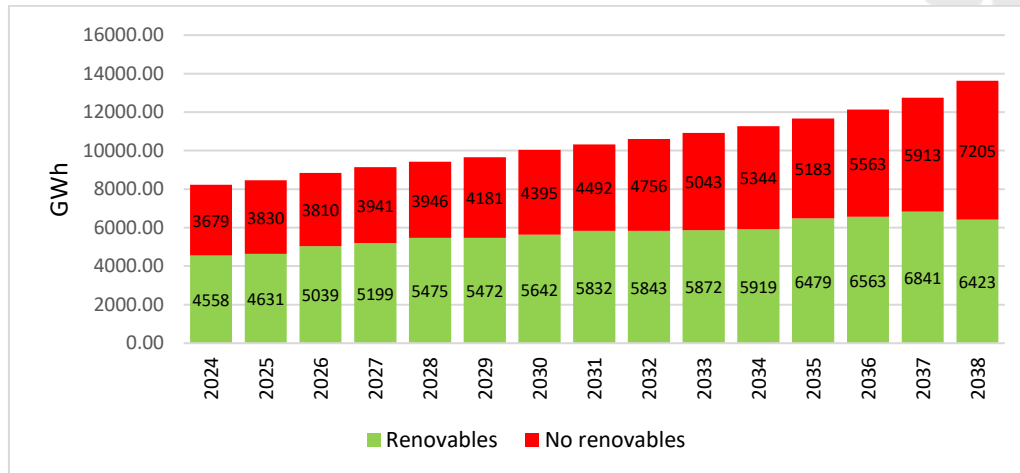
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 13. Inyección por recurso de escenario de demanda base y exportaciones



A continuación se muestra el nivel de energías renovables que puede lograrse al implementar los proyectos descritos en este escenario, manteniéndose en un 55% para la mayor parte de los años en el periodo de estudio dando la posibilidad de aumentar cuando se tenga una hidrología húmeda provocada por el fenómeno de la niña.

Ilustración 14. Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda base y alta exportaciones



12.4 ESCENARIO DE DEMANDA BAJA CON PROYECTOS CONFIRMADOS.

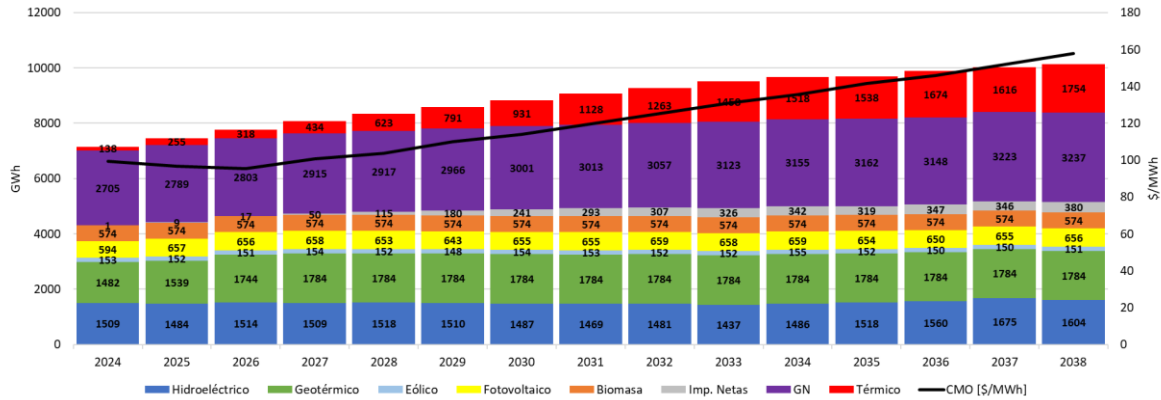
El escenario de baja demanda de energía eléctrica representa un aumento en la demanda de 3.2 % anual para el periodo de 2024 al 2038, en dicho escenario únicamente han sido considerados los proyectos confirmados y detallados en la tabla 3, este escenario es de mucha relevancia ya que podría ilustrar las condiciones energéticas del país en condiciones de un crecimiento económico bajo.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

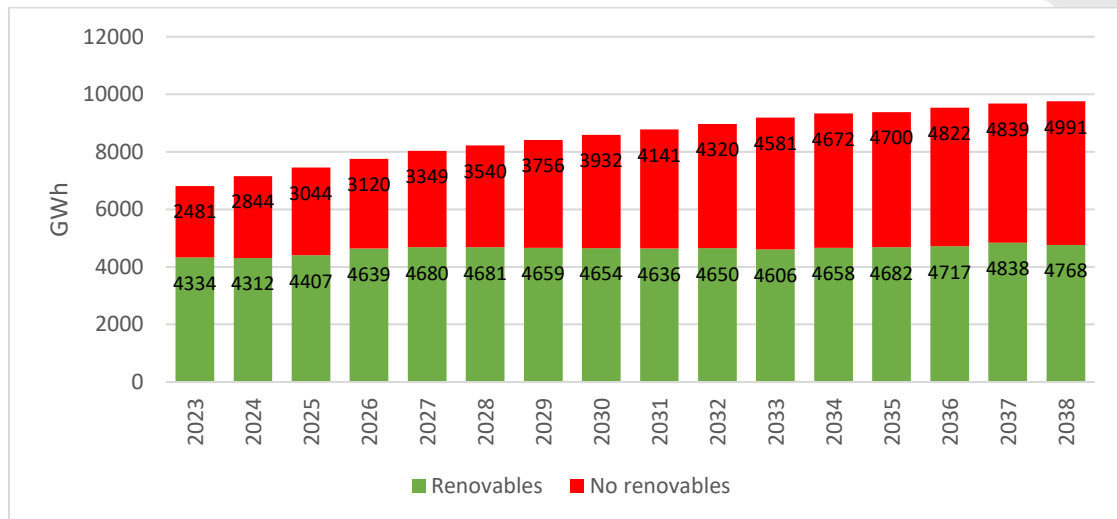
A diferencia de escenario con demanda base, se tiene que la generación con fuel oil es mucho más reducida en el horizonte de estudio, permitiendo un menor impacto en el precio de la energía en comparación al escenario mencionado.

Ilustración 15. Inyección por recurso de escenario de demanda baja y proyectos confirmados



Debido a que únicamente se incluyen como nuevos proyectos de generación los confirmados, hace que la generación térmica participe con un factor de planta mas elevado produciendo que al final del horizonte de estudios (2038) la generación a base de recursos térmicos sea del 51 %, siendo el complemento del 49% de energía renovable.

Ilustración 16. Inyección por recurso renovable Vs No renovable para escenario de demanda baja y proyectos confirmados





DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Este escenario particularmente no presenta déficit en ninguno de los años de estudio, esto debido a que la capacidad instalada y los proyectos confirmados son suficiente para cubrir la demanda en el largo plazo, sin embargo, el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista tiene al alza, en el corto, mediano y largo plazo.

Tabla 11. Déficit energético para escenario de demanda baja con proyectos confirmados

ETAPA	Déficit (GWh)	Demanda Total [GWh]
2024	0.0	6647
2025	0.0	6914
2026	0.0	7209
2027	0.0	7488
2028	0.0	7754
2029	0.0	8006
2030	0.0	8247
2031	0.0	8484
2032	0.0	8724
2033	0.0	8973
2034	0.0	9234
2035	0.0	9508
2036	0.0	9791
2037	0.0	10078
2038	0.0	10368

12.5 ESCENARIO CON DEMANDA BAJA Y PROYECTOS SELECCIONADOS.

Este escenario considera un crecimiento de la demanda de 3.2% anual para el horizonte de estudio, en el que se incluye la optimización del precio de la energía en el mercado mayorista, los proyectos seleccionados de los candidatos definidos en este plan corresponden a la cantidad, capacidad y tipo de recurso que mejor se adaptan a las condiciones demandas.

La mayoría de los proyectos seleccionados y de mayor capacidad tienen plazos de entrada en operación luego del año 2030, lo que nos permite crear las condiciones para el desarrollo e implementación de dichos proyectos.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Tabla 12. Proyectos seleccionados en el escenario con demanda baja

Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2029	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2033	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2029	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL3	Gas Natural	1/1/2038	235.5

Para el nivel de crecimiento anual de la demanda estimado en este escenario se requiere de impulsar proyectos por una capacidad total de 932.5 MW, esto es inferior al escenario de demanda base, debido a la tasa de crecimiento considerado para ambos casos.

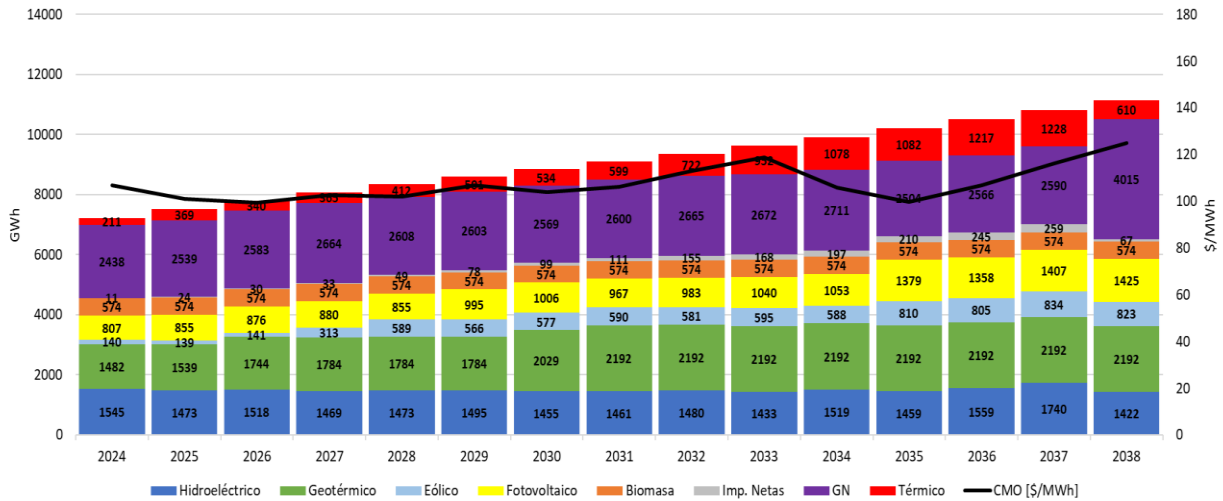
El nivel de inclusión de nuevos proyectos optimiza el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista y elimina la posibilidad de déficit energético que podría darse en el escenario de baja demanda con proyectos confirmados.

Los proyectos seleccionados son una mezcla de recursos energéticos entre los que se encuentra el solar fotovoltaico, eólico, geotérmicos y gas natural, lo que permite tener proyectos con costos variables bajos (solar, eólico y geotérmicos) con características de generación base y proyectos de costos variables fluctuantes (GNL) que poseen características de flexibilidad en el sistema de generación.



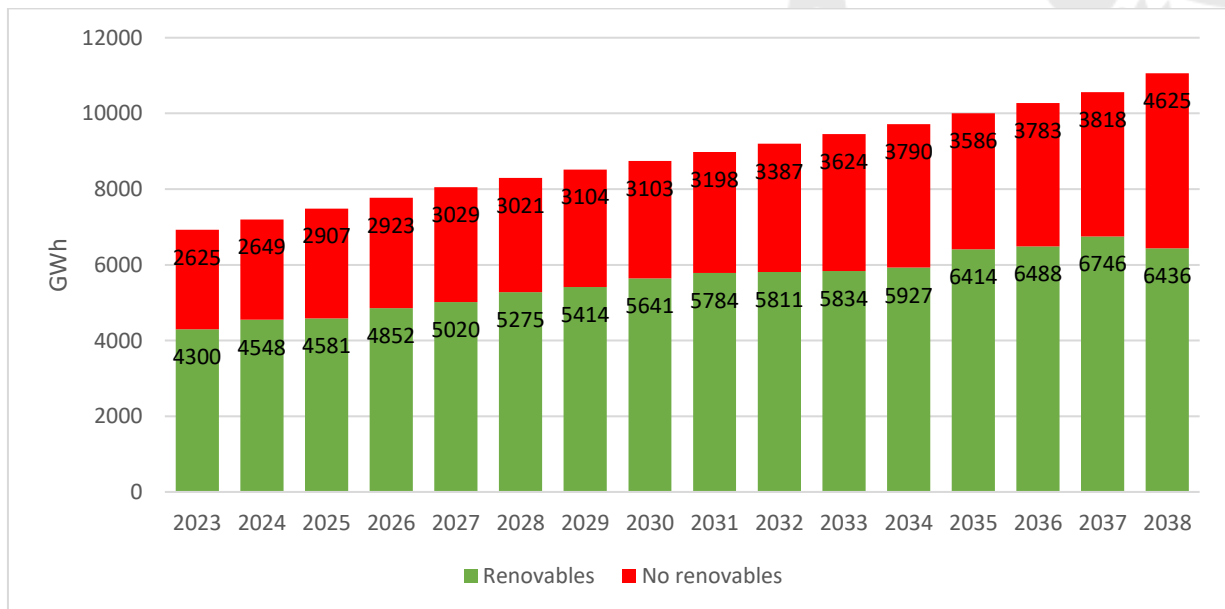
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 17. Inyección por recurso de escenario con demanda baja y proyectos seleccionados



Según la tabla 12, la mayor cantidad de proyectos seleccionados son con base en recursos renovables (75%), lo que permite que haya una mayor participación de estos recursos en la matriz de generación alcanzando un 64% para el 2030 y 58% para el 2038 ambos con fuentes renovables.

Ilustración 18. Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda baja y proyectos seleccionados





DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

12.6 ESCENARIO DE DEMANDA BAJA CON ALTAS EXPORTACIONES

Este escenario contiene dos componentes importantes, el primero es una tasa de crecimiento de la demanda nacional del 3.2% anual y en segundo lugar un efecto externo de un 15% de la demanda de energía total por intercambios regionales de exportación con el MER.

Tabla 13. Proyectos seleccionados en el escenario de baja demanda y alta exportación

Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2026	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2033	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2025	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2034	279

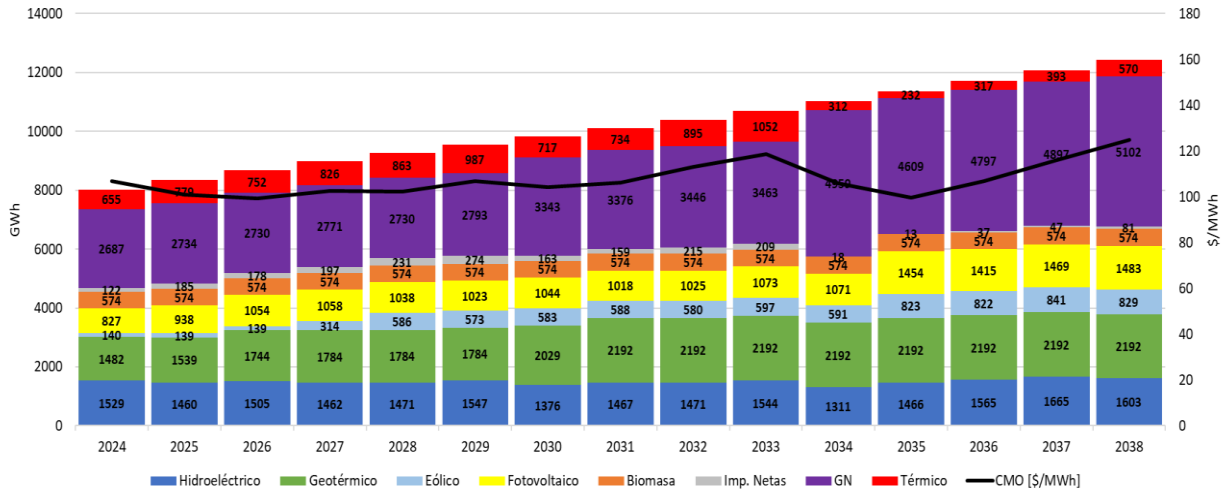
Como resultado obtenido del modelo de optimización para el escenario de baja demanda y alta exportación, la potencia adicional requerida en la matriz de generación hasta el 2038 es de 1,076 MW de capacidad, adicionales a los 86.5 MW de proyectos confirmados detallados en la tabla 3.

Entre los proyectos seleccionados en la optimización se encuentran un 65% de la capacidad con recursos renovables (solar fotovoltaica, eólico y geotérmicos) mientras que un 35% es a base de GNL, siendo los proyectos de mayor capacidad demandados luego del año 2030.



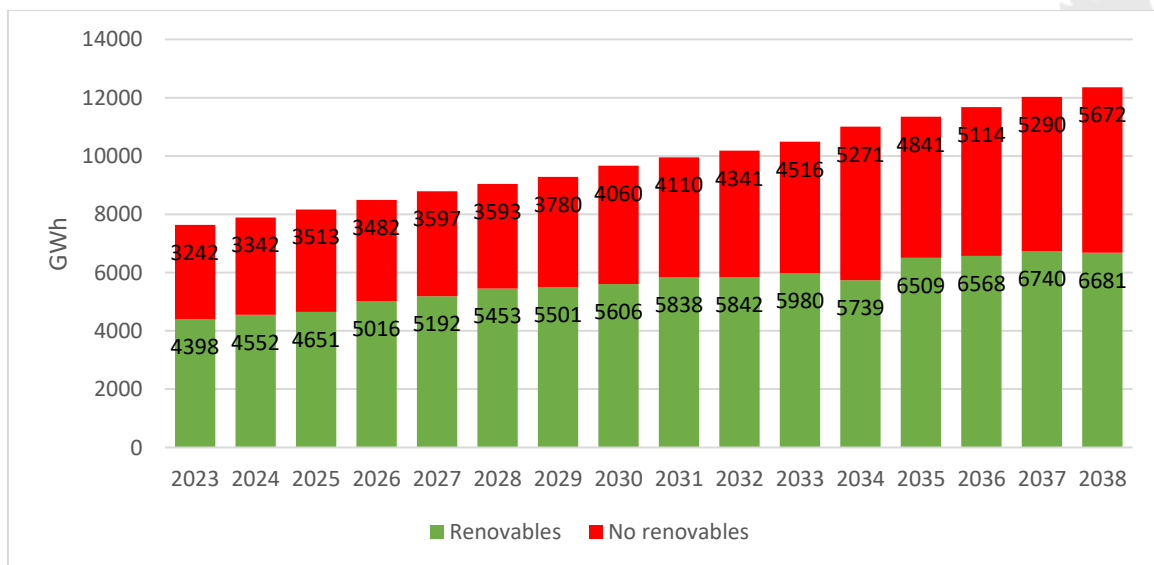
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 19. Inyección por recurso de escenario con demanda baja y alta exportación



El costo marginal para el escenario de baja demanda y alta exportación experimenta una baja significativa por efecto de la entrada en operación las plantas con capacidades de 100 MW para el año 2030 y de 279 MW en el año 2034 ambas con base en gas natural. La exigencia de nueva generación producto de la demanda externa considerada en este escenario, hace que la matriz energética de generación tenga en el año 2030 un 42% de energías no renovables y aumentando a un 45 % para el año 2038.

Ilustración 20. Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda baja y alta exportación



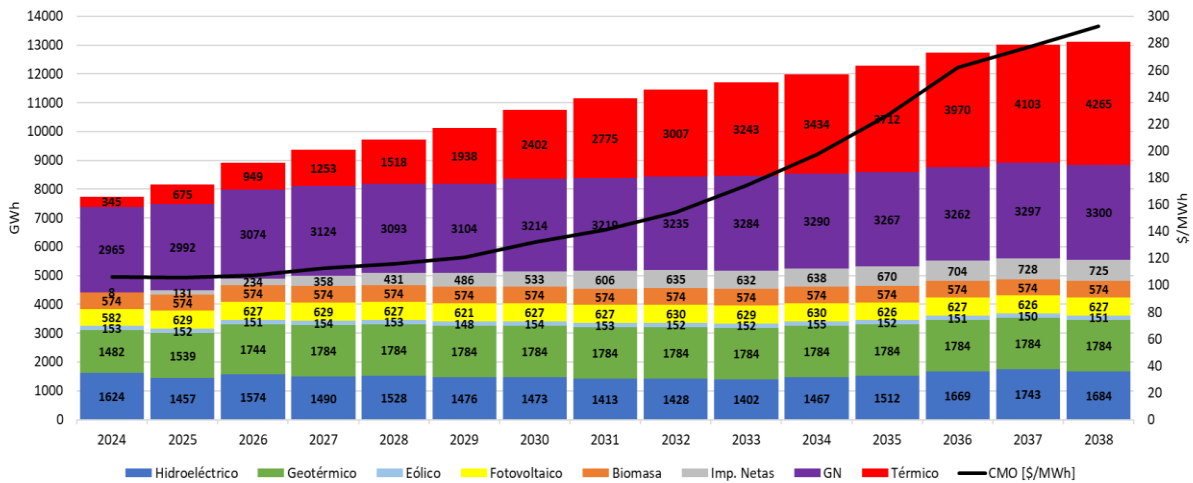


DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

12.7 ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y PROYECTOS CONFIRMADOS

Los escenarios con proyección de demanda alta representan la condición más crítica en cuanto a la planificación de la expansión de la generación ya que se considera una tasa de crecimiento anual del 5.3% muy por arriba del escenario base o de referencia, si a esto le sumamos que este escenario considera únicamente los proyectos confirmados, esto nos da como resultado que la capacidad instalada existente se ve extremadamente exigida incluyendo los generadores a base de Fuel Oil, esto último produce que el costo marginal del mercado mayorista llega a valores superiores a 280 (\$/MWh) en el año 2038, siendo el valor más elevado resultado de este plan.

Ilustración 21. Inyección por recurso de escenario de demanda alta y proyectos confirmados

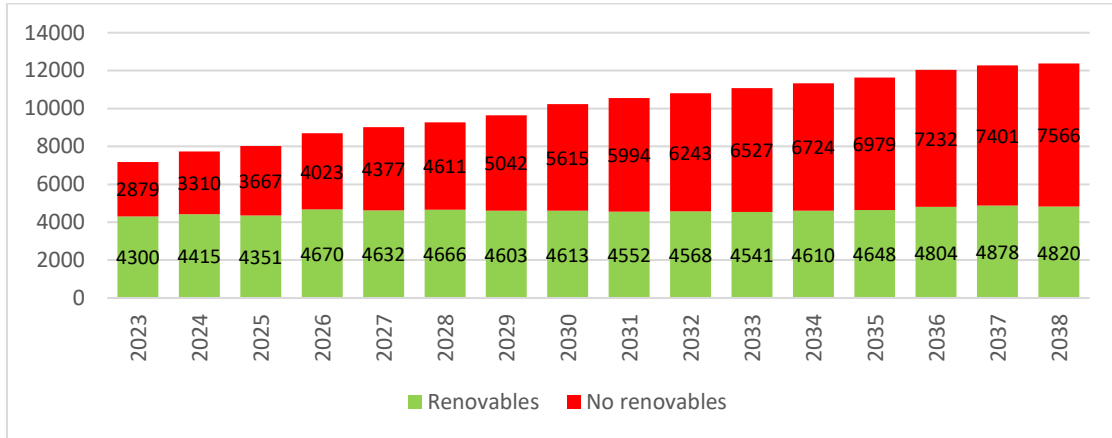


Esta condición de la poca inclusión de nueva generación a la matriz energética hace las energías no renovables representes el 55% para el año 2030 y el y 61% para el año 2038, dándonos como la condición más crítica en cuanto al balance de generación con recursos renovables.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 22. Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y proyectos confirmados (GWh)



Los factores que inciden en el alto déficit en este escenario se deben a 2 factores principalmente, el primero es debido a la capacidad instalada insuficiente para cubrir el aumento de la demanda en el largo plazo provocando además un alza en los precios de la energía, el segundo es la baja implementación de proyectos denominados como confirmados con una capacidad total de 86.5 MW.

Las condiciones descritas anteriormente producen un déficit en la generación y cobertura de la demanda que inicia en el año 2032 y aumenta hasta alcanzar un 11.5 % de la demanda para el año 2038.

Tabla 14. Déficit energético para escenario alta demanda y proyector confirmados

ETAPA	Déficit (GWh)	Demanda (GWh)
2024	0.00	7,612.50
2025	0.00	8,019.10
2026	0.00	8,720.40
2027	0.00	9,109.90
2028	0.00	9,460.60
2029	0.00	9,889.60
2030	0.00	10,606.00
2031	0.00	11,105.00
2032	11.68	11,630.00
2033	62.17	12,215.00
2034	180.53	12,806.00
2035	385.06	13,430.00
2036	827.26	14,373.00
2037	1,215.50	15,038.00
2038	1,814.60	15,714.00



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

12.8 ESCENARIO CON DEMANDA ALTA Y PROYECTOS SELECCIONADOS.

Este escenario busca seleccionar de forma óptima proyectos que ayuden a eliminar el déficit energético identificado en el escenario anterior, además de establecer una propuesta de expansión de la generación que garantice una mayor estabilidad de los precios de la energía eléctrica y desde luego utilizando los recursos más sustentables disponibles.

La optimización de este escenario nos propone ejecutar en el horizonte de estudio una capacidad de nuevos proyectos por un monto de 1447 MW adicionales a los proyectos confirmados, de los cuales el 48% de esa capacidad son con recursos renovables.

Tabla 15. Proyectos seleccionados en el escenario de alta demanda

Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2026	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2025	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2025	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2032	300
GNL3	Gas Natural	1/1/2035	350

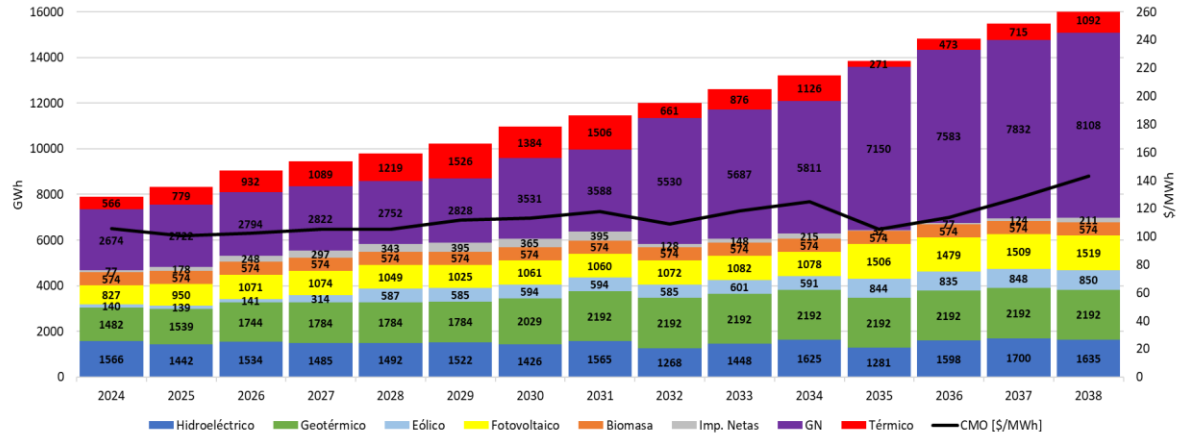
Como resultado obtenido del modelo de optimización (SDDP-OPTYGEN) para el escenario de alta demanda, la potencia adicional recomendada a incluir en la matriz de generación de mayor magnitud se define entre los años 2030 y 2035 con una capacidad de 750 MW a base de base en gas natural seguida de 397 MW de plantas solar fotovoltaicas , 240 MW de eólico y 50 MW de geotérmicos .

La integración de plantas de energía renovables y a base de gas natural permitirán una estabilización del precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista, esto permitirá ofrecer precios más asequibles contrario a un escenario en donde no se promueva la inclusión de nuevos proyectos a la matriz eléctrica adicional a la corrección del déficit energético que esto último puede producir.



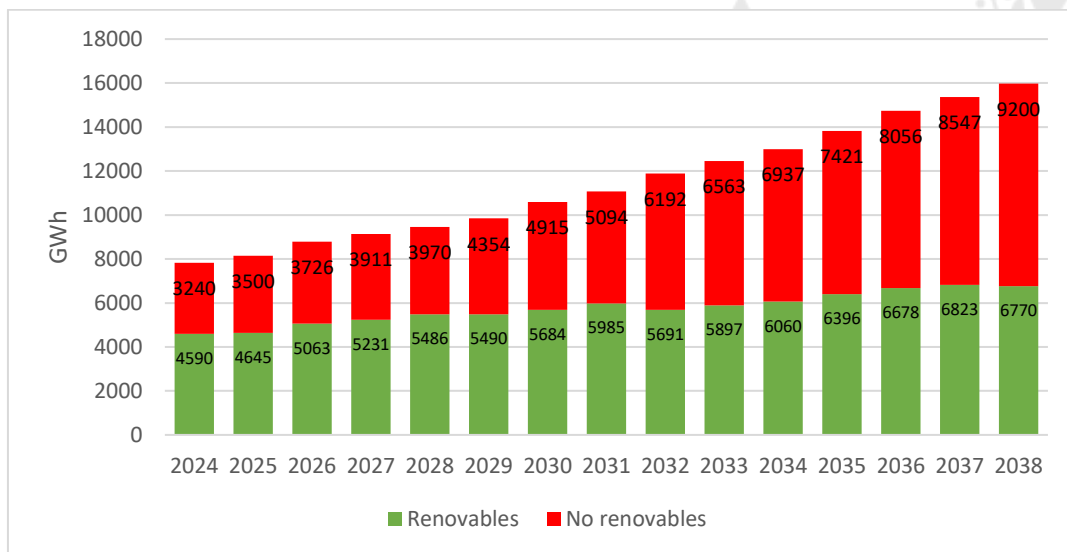
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 23. Inyección por recurso de escenario con demanda alta y proyectos seleccionados



La inclusión de 750 MW de proyectos a base de Gas Natural a partir del año 2030 representa una inyección de energía a la matriz de generación con recursos no renovables, es por dicha razón que en este escenario en el año 2030 se tiene que el 46% de la matriz es no renovables, pero en año 2038 este llega al 58%.

Ilustración 24. Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y proyectos seleccionados



12.9 ESCENARIO DE DEMANDA ALTA CON ALTA EXPORTACION.

Este escenario representa la condición mas alta en cuanto a la demanda nacional y exportaciones que puedan estimarse ya que se considera un crecimiento anual de la



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

demanda nacional del 5.3% sumado al 15% de la demanda para fines de exportaciones al mercado eléctrico regional.

Las condiciones descritas anteriormente exige que el periodo de evaluación de este plan indicativo de la expansión de la generación se deba promover una capacidad de 1,747 MW de las cuales el 40 % de la capacidad es con base en recursos renovables (Solar Fotovoltaico, Eólico y Geotérmica) mientras que el 60 % son proyectos con fuentes de no renovables (Gas Natural Licuado y Fuel Oil)

Tabla 16. Proyectos seleccionados en el escenario con alta demanda y alta exportación

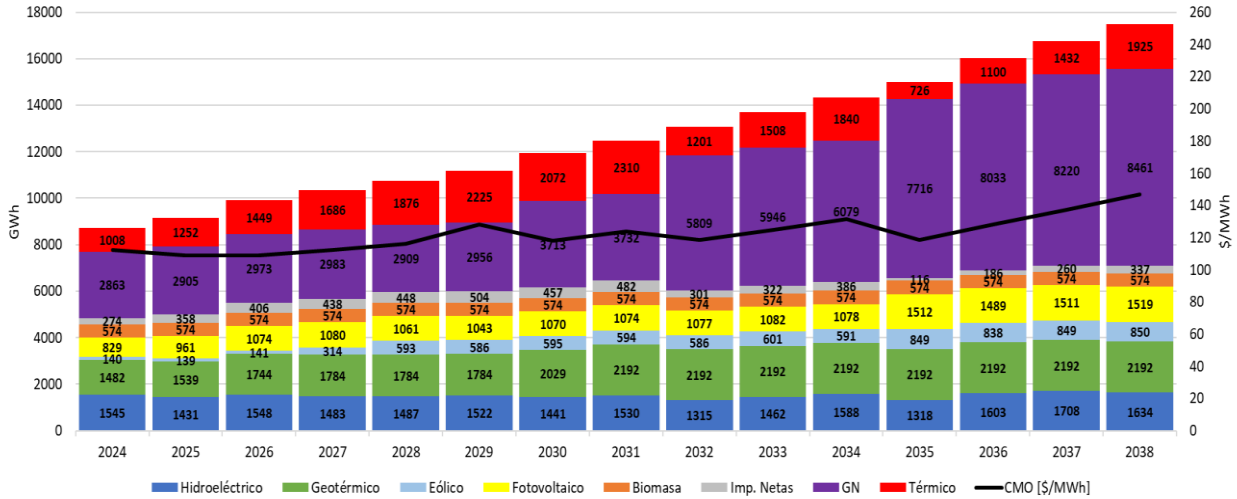
Proyectos candidatos	Recurso	Fecha mínima de incorporación	Potencia [MW]
GT5	Geotérmico	1/1/2030	30
GT6	Geotérmico	1/1/2031	20
FV5	Fotovoltaico	1/1/2026	50
FV6	Fotovoltaico	1/4/2026	56
FV7	Fotovoltaico	1/4/2026	55
FV8	Fotovoltaico	1/1/2025	6
FV9	Fotovoltaico	1/1/2025	30
FV10	Fotovoltaico	1/1/2035	100
FV11	Fotovoltaico	1/1/2035	100
EO1	Eólico	1/1/2027	60
EO2	Eólico	1/1/2028	100
EO3	Eólico	1/1/2035	90
GNL1	Gas Natural	1/1/2030	100
GNL2	Gas Natural	1/1/2032	300
GNL3	Gas Natural	1/1/2035	350
TERM1	Búnker	1/1/2030	300

La optimización de la generación de energía permite que la inclusión de nuevos proyectos establezca el precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista ya que según la siguiente figura el costo marginal operativo de dicho mercado oscilará entre los 120 y 140 \$/MWh.



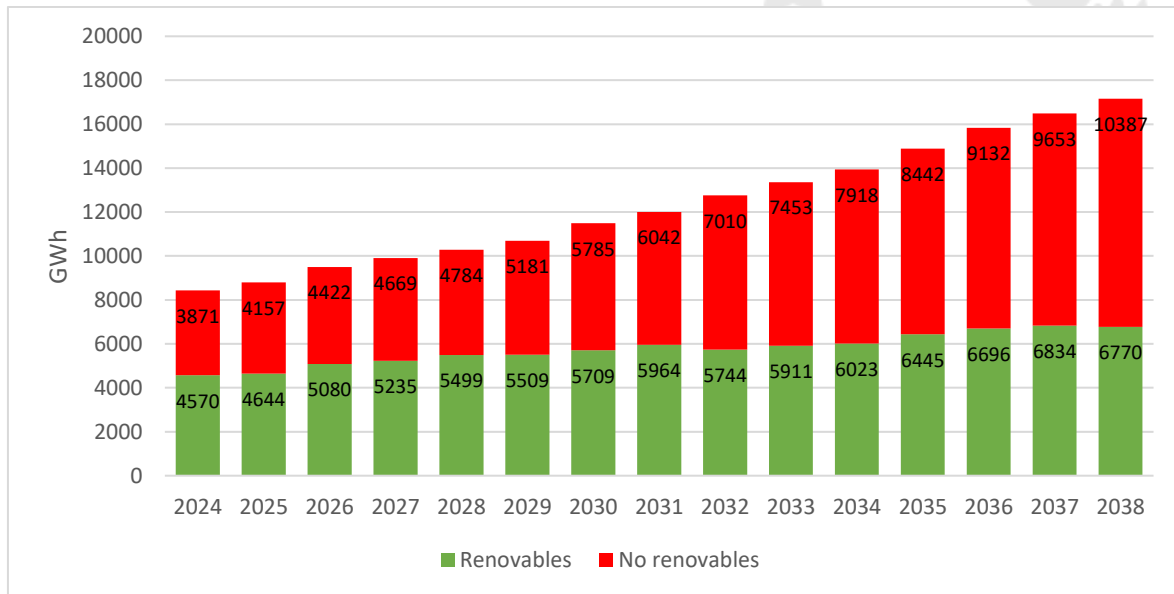
DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

Ilustración 25. Inyección por recurso de escenario con demanda alta y alta exportaciones



El impulso de proyectos con base en derivados de hidrocarburos en mayor proporción que los proyectos de energía renovables hace que la matriz de generación proyectada para este escenario tenga una proporción que se ilustra a continuación, dándonos como resultado que para el año 2030 tendríamos una generación no renovable de 50% mientras que en el 2038 aumentaría a un 60 %.

Ilustración 26. Inyección por recurso renovable Vs No renovable con demanda alta y alta exportaciones





DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

13. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES ESCENARIOS.

Uno de los objetivos del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación es desarrollar y describir diferentes escenarios que en el periodo de análisis tenga una posibilidad de ocurrencia, en los cuales se consideren variables de incidencia en el crecimiento de la demanda y por ende en el desarrollo de nuevas plantas de generación de energía eléctrica. Como pudimos analizar en el apartado anterior los 9 diferentes escenarios proponen el desarrollo de acciones para la expansión de la generación que anule cualquier déficit energético en el suministro y garantice la estabilización de los precios de la electricidad en el mercado mayorista en el corto, mediano y largo plazo.

A continuación, se muestra un comparativo de los costos marginales de la electricidad para cada uno de los escenarios de estudio.

Tabla 17. Comparativo de Costos Marginales Operativos (CMO)

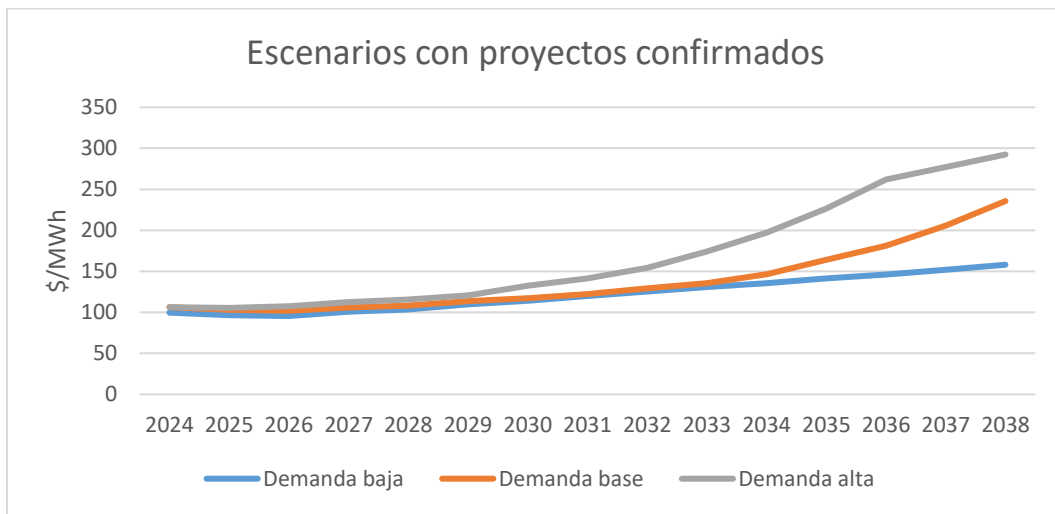
Año/CMO (\$/MWh)	Demanda baja			Demanda base			Demanda alta		
	Proyectos Confirmados	Proyectos Seleccionados	Exportación	Proyectos Confirmados	Proyectos Seleccionados	Exportación	Proyectos Confirmados	Proyectos Seleccionados	Exportación
2024	99.54	95.08293	106.7671	106.2677	101.8739	110.7925	106.07	105.8	112.35
2025	96.644	92.38641	100.9295	103.3139	97.74144	105.2164	105.39	100.65	108.79
2026	95.492	91.53321	99.36265	101.8474	98.49681	103.3768	107.48	102.63	109.12
2027	100.63	94.66921	102.4962	105.8968	100.8327	106.1142	112.59	105.42	112.19
2028	103.66	93.66981	102.1377	108.1211	99.52595	105.4631	115.62	105.12	116.17
2029	109.89	96.4222	106.8754	113.7752	104.4273	110.2768	120.88	111.58	127.88
2030	114.15	97.9829	104.087	117.3193	100.9641	108.3235	132.29	113.27	118.12
2031	119.73	102.1412	106.2125	122.1486	102.0758	110.5819	141.29	118.03	123.6
2032	125.26	109.3591	113.002	129.1187	109.4803	116.4212	154.14	108.83	118.6
2033	130.84	115.3051	118.6786	135.4238	114.0242	123.048	174.16	118.31	124.97
2034	135.67	121.1279	105.9552	146.3957	119.8488	135.0257	197.11	125.02	131.62
2035	141.51	116.0376	99.75968	164.1034	116.4463	136.6477	226.32	105.25	118.7
2036	145.94	121.9634	106.8005	181.3523	121.6365	151.6775	261.76	113.55	128.06
2037	152.02	127.1892	116.1047	205.6543	92.04768	145.6808	277.11	127.75	137.11
2038	158.02	122.6842	125.0277	235.6869	100.8558	112.346	292.45	142.91	146.75



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

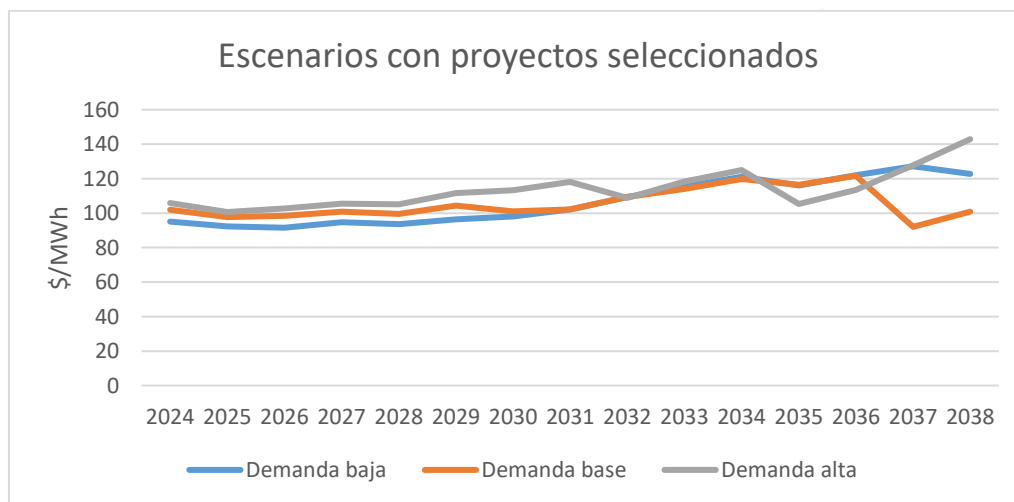
En los tres escenarios que incluyen únicamente los proyectos confirmados el que demanda alta es el que da como resultado los mayores precios de energía, por lo que esto nos indica que se deben promover proyectos de generación adicionales a dichos proyectos con el objetivo de favorecer en cuanto a precio y disponibilidad de energía.

Ilustración 27. Comparativo de costos marginales para escenarios con proyectos confirmados



La siguiente ilustración muestra que tanto para baja como para alta demanda los escenarios de optimización a través de proyectos seleccionados de una lista de candidatos, busca mantener los costos marginales de la energía lo mas estables posibles.

Ilustración 28. Comparativo de costos marginales para escenarios con proyectos seleccionados

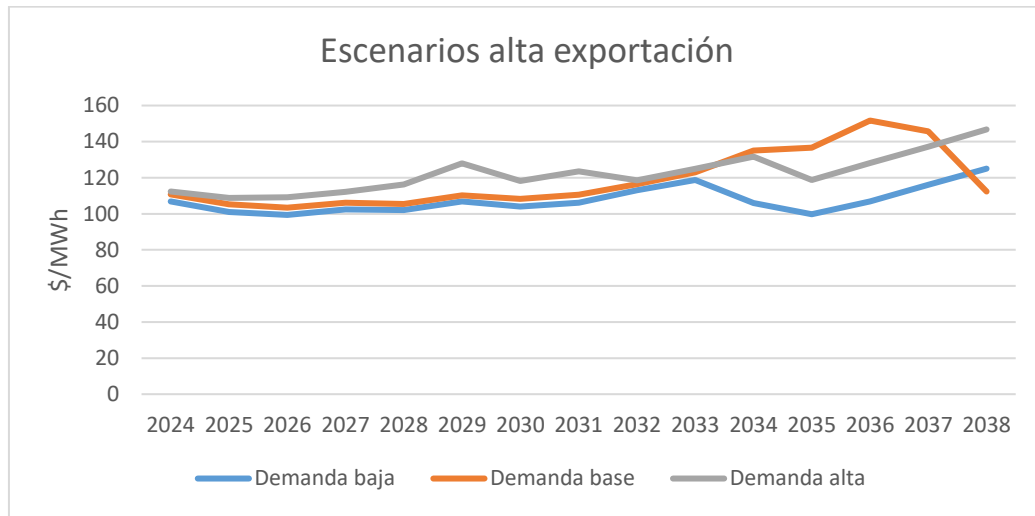




DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

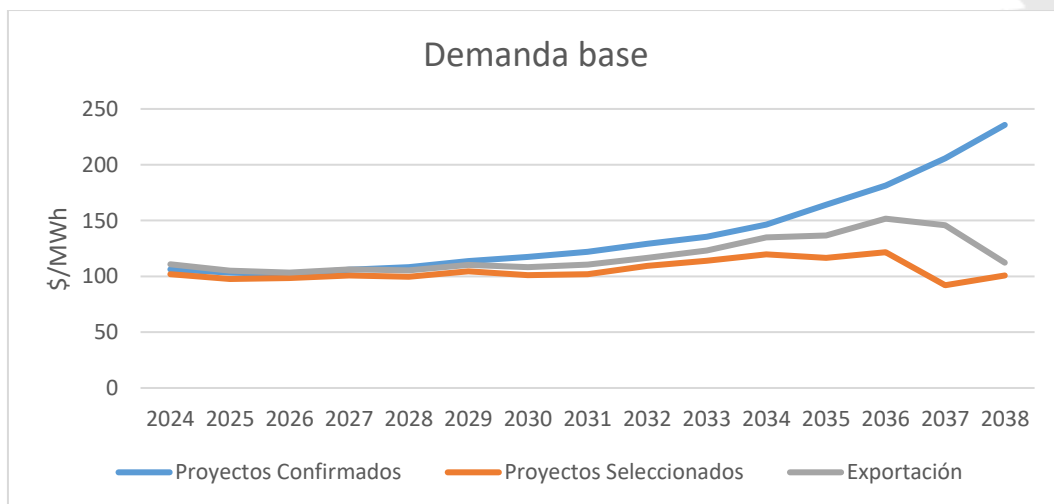
Similar a la figura anterior, los escenarios con alto nivel de exportación fueron modelados para buscar la estabilidad en los costos marginales del mercado mediante la inclusión de proyectos candidatos de generación.

Ilustración 29. Comparativo de costos marginales para escenarios alta exportación



Los escenarios de demanda base muestran que los mayores costos marginales se darán si solo la matriz de generación crece con los proyectos confirmados hasta el momento o con un crecimiento leve de dicha matriz.

Ilustración 30. Comparativo de costos marginales para escenarios de demanda base

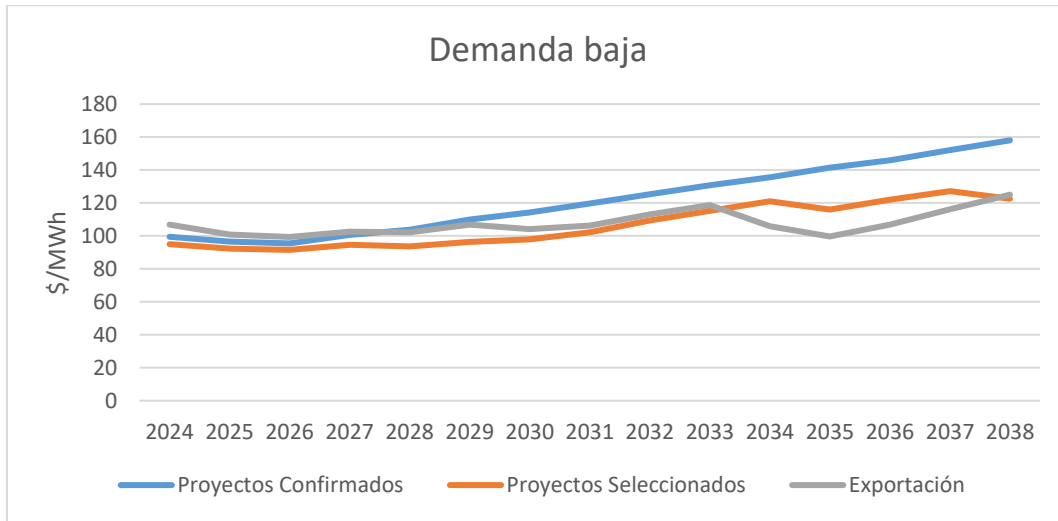




DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

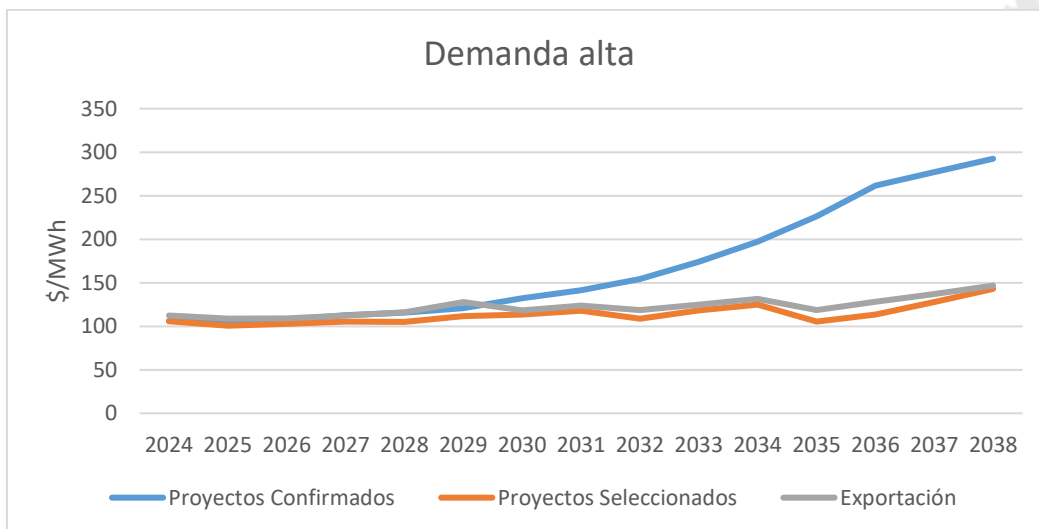
Para los escenarios con demanda baja nuevamente de muestra que la inclusión de únicamente de proyectos confirmado nos dará precios de energía mas elevados en el mediano y largo plazo.

Ilustración 31. Comparativo de costos marginales para escenarios de baja demanda



La condición más crítica en cuanto a costos marginales de energía se da cuando la demanda se ve elevada por efectos de las exportaciones y asumiendo que la matriz de generación únicamente se vera afectada por los proyectos candidatos.

Ilustración 32. Comparativo de costos marginales para escenarios de demanda alta.





14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los aspectos relevantes obtenidos en el trabajo de planificación indicativa de la expansión de generación para el horizonte 2024-2038 son los siguientes:

- La prospectiva del crecimiento de la demanda de energía eléctrica toma en consideración los factores como el crecimiento económico, medidas de eficiencia en el sector eléctrico, penetración de energías renovables, electrificación de la demanda, acciones de movilidad sostenible, intercambio energético con otros países, variaciones en los mercados de los combustibles y acceso universal de energía, entre otros lo cual permitió establecer que la demanda en un “Escenario de Referencia o Business as Usual” crecerá en un 3.5% anual en promedio los próximos 15 años.
- Se estima que los proyectos confirmados 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, o proyectos que se encuentra en proceso de construcción.
- Este plan Indicativo tiene una relación directa con la Política Energética en cuanto que:
 - Se busca contribuir al despliegue de energías renovables y a la optimización de la matriz energética, asegurando la resiliencia y sostenibilidad del suministro energético.
 - Asegurar un acceso energético universal de calidad y precios competitivos que fomenten el desarrollo económico y social.
- Dos escenarios presentan déficit de generación en el horizonte de estudio, estos escenarios son con la condición de únicamente incluir proyectos confirmados, estos son con crecimiento de demanda base y demanda alta.
- Los escenarios en donde únicamente se incluyen proyectos confirmados establecen un elevado costo marginal de la energía, por lo que se recomienda promover el desarrollo de una cartera de proyectos para estabilizar los precios según los escenarios estudiados en el presente plan.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

- Los escenarios con proyectos seleccionados a través de la optimización nos muestran que se requiere la implementación de nuevos proyectos de generación lo cual debe estar en sintonía a lo establecido en la LGE y su reglamento en cuanto a los niveles de contratación mínimo que las empresas distribuidoras deben cumplir.
- Las condiciones de operación del MRS a de la entrada de proyectos de generación de bajo costos de operación serán favorables para la exportación de energía al MER o para el desarrollo de tecnologías como el almacenamiento o la producción de Hidrogeno.
- Partiendo de la hipótesis del escenario base y tomando en consideración los resultados de optimización, serán conveniente entre los años 2027 y 2037 incrementar la capacidad en unos 1,370 MW preferiblemente de energías geotérmicas, eólico, gas natural y solares fotovoltaicas. En ese sentido, las licitaciones de contratos de largo plazo de libre concurrencia o de naturaleza publica para implementar nuevas inversiones son necesarias para tener mayor certeza de satisfacer la demanda del sector eléctrico de forma confiable y a precios asequibles para el usuario final.
- 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, esto con el objetivo de garantizar la estabilidad de la red eléctrica nacional y regional.
- Los proyectos candidatos seleccionados en la optimización de este plan indicativo, deberán ser analizados en conjunto con ETESAL para determinar si el sistema eléctrico de transmisión es capaz de interconectarlos y transportar la energía que estos proyectos de generación inyectaran. Lo cual puede requerir el reforzamiento o la ampliación de la capacidad de la red de transmisión eléctrica, por lo que se recomienda que el ente transmisor nacional considere estos escenarios de expansión de la generación en la formulación del plan de expansión de la transmisión.



DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA,
HIDROCARBUROS Y MINAS

- En el corto plazo el costo marginal de operación (CMO) depende del parque generador existente, sin embargo, en el mediano y largo plazo la evolución del CMO dependerá de la instalación de nueva generación más económica y eficiente que podría favorecer a la disminución de dichos costos marginales.
- Los proyectos de autoproducción de energía a través de plantas fotovoltaicas, están teniendo un fuerte desarrollo, esto tiene un impacto directo en la reducción de la demanda residual retirada por los participantes de mercado mayorista 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 cambios a la norma que regula su funcionamiento con el objetivo de tener un mejor control de las inyecciones y producción total de dichas plantas de generación.
- En todos los escenarios mostrados en este Plan Indicativo de la Expansión de la Generación la participación de las energías renovables no supera el 65% en ninguno de los casos en el mediano y largo plazo, esto se debe a la baja inclusión de energías renovables solar fotovoltaica y eólica las cuales requieren de implementar sistemas de almacenamiento que garanticen la estabilidad del sistema, por tanto se recomienda hacer los ajustes regulatorios para permitir la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico.
- Todos los escenarios evaluados en este plan de expansión determinan que la cantidad de vertimiento de energía renovables es mínima, siendo el valor máximo para el escenario de baja demanda en el año 2036 de un vertimiento de 202 GWh que representa el 2% de la demanda de ese año.