

REPÚBLICA DE EL SALVADOR
CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA

CNE

Consejo Nacional de Energía



Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la
Generación 2014-2024

DICIEMBRE 2014

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. CRITERIOS GENERALES DE PLANIFICACIÓN	3
3. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD	4
4. PROYECCION DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE.	5
5. PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL PLAN OPERATIVO.	6
<i>PROYECTOS:</i>	6
6. MODELADO DE DATOS.	10
<i>DATOS DE HIDROLÓGICOS.</i>	10
7. RESULTADOS	11
8. CONCLUSIONES	14

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento busca plasmar las consideraciones y supuestos que se han tenido para la creación y depuración de la Base de datos del SDDP el cual surge de un estudio de planificación de la expansión de la generación para un periodo que abarca desde el año 2014-2024 y en el cual se contemplan la incorporación de proyectos que actualmente se han adjudicado así como otros proyectos que tienen mayor probabilidad de construcción según el **“Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de El Salvador período 2014 – 2024 y Programa Quinquenal de Inversiones período 2014 – 2018, informe preliminar a noviembre/13”**, así como otros proyectos que se han podido ser ubicados dentro del marco de las relaciones entre entidades gubernamentales con inversionistas privados.

Dicha base se espera sea utilizada por el grupo de trabajo para definir los parámetros del estudio “Análisis del desempeño de la Reserva Rodante del Sistema Eléctrico de potencia de El Salvador ante la integración de Energías Renovables no Convencionales (Eólica y Solar Fotovoltaica)” que se desea desarrollar con el apoyo de USAID.

2. CRITERIOS GENERALES DE PLANIFICACIÓN

Se han fijado una serie de criterios de planificación que se resumen en la siguiente tabla.

Criterios Generales	
1.	Horizonte de Planificación <ul style="list-style-type: none">• 2014 – 2024 con dos años de extensión para evitar reducción abrupta de los embalses al final de la ventana de estudio.
2.	Plan Indicativo de Expansión de la Generación de Mínimo Costo <ul style="list-style-type: none">• Sistema de Generación Aislado• Despacho basado en Costos de Producción• Costo de Racionamiento de 700 \$/MWh: Se ha considerado un precio distinto de la URF al propuesto en el ROBCP ya que se pretende realizar la modelación sin que esta afecte los resultados del modelo.
3.	Proyección del crecimiento de la demanda de energía del 3.6% anual en base a crecimiento medio de la demanda desde el año 2000.
4.	Proyección de precios de los combustibles propia del CNE basada en las tasas de incremento de la de la Administración de Información de Energía (EIA) en su Annual Energy Outlook 2013 Early Release para GNL, Bunker y Diesel y Promedios Mensuales de precios reportados por unidades generadoras.

Criterios Técnicos y Económicos	
1.	Tasa de descuento del 12%
2.	Nivel de precios de Combustibles (EIA): El estudio se hará con precios constantes del año 2012
3.	Criterio de Confiabilidad <ul style="list-style-type: none"> • Probabilidad de pérdida de carga de 24 horas al año
4.	Costos de inversión para diferentes tipos de Tecnología.

Tabla 1. Criterios de Planificación

3. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Se realizó una proyección de demanda de energía eléctrica que se espera tener en el periodo 2014-2024, dicha proyección se encuentra basada en el crecimiento histórico anual de la demanda que se han registrado durante los últimos años.

Para los años 2014 al 2014 se estimó un crecimiento de 3.6% sostenido en el tiempo, este valor equivale al promedio en crecimiento de energía que El Salvador ha tenido desde el año 2000.

Los datos de demanda mensual han sido obtenidos de fuentes de SIGET así como datos oficiales UT.

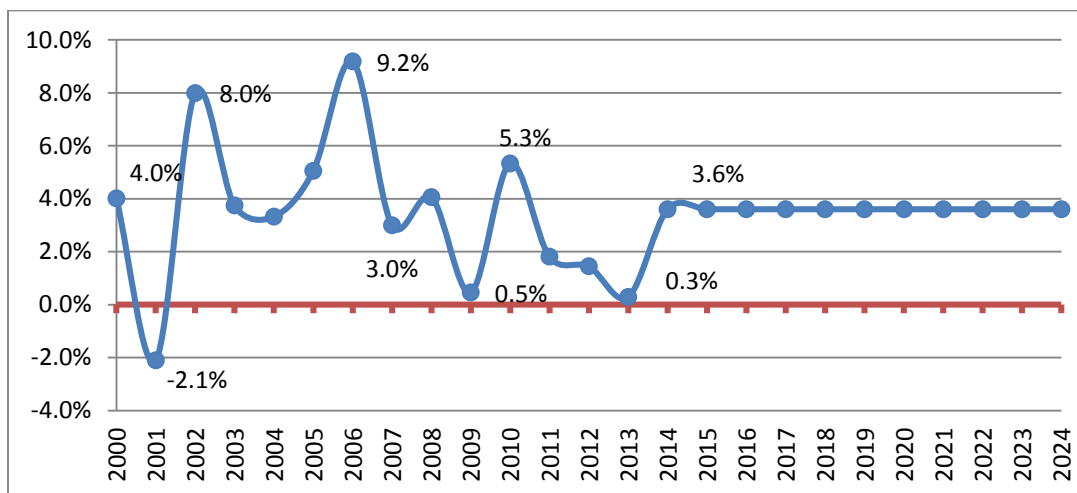


Fig.1 Crecimiento histórico porcentual de la demanda de Energía.

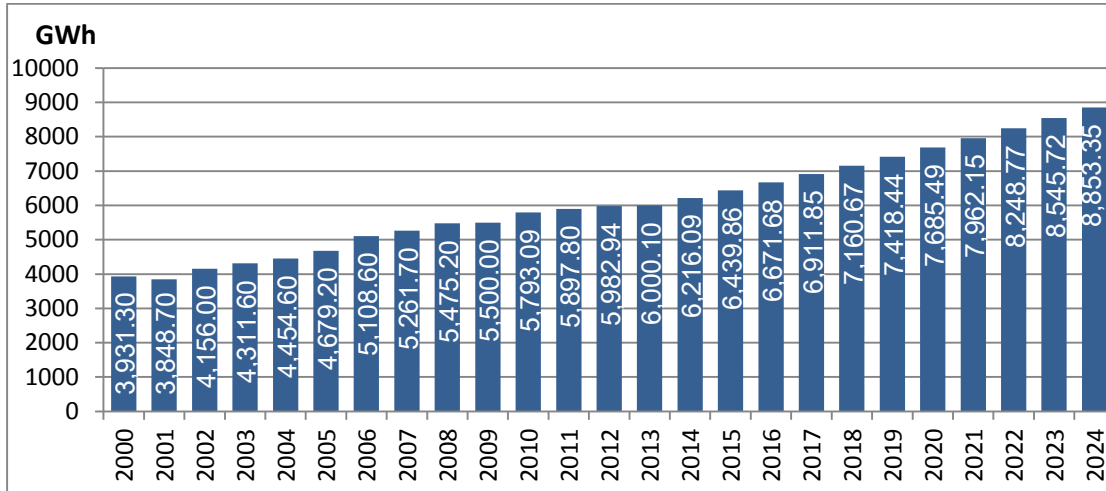


Fig. 2 Crecimiento anual histórico de la demanda de Energía y su proyección al 2024

4. PROYECCION DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE.

Se ha hecho una proyección propia por parte del CNE de los precios de combustibles, ya que se hizo consultas con la UT de las proyecciones de precios realizados por la EIA, las cuales no parecen corresponder con el nivel de precios actualmente reportados.

La información de proyección de combustibles Diesel y Bunker corresponde a la tasas de crecimiento reportada por la EIA en el **“Annual Energy Outlook 2013 Early Release”** y una base semanal de precios del UT de los datos reportados de los combustibles de las plantas generadores nacionales.

Por otra parte las proyecciones de precios de GN se han calculado a través de la proyección reportada por la EIA en el **“Annual Energy Outlook 2014 Early Release”** tomando el primer año de precios y con la variación del EIA 2013, debido a que parece tener una estructura más apegada a los precios actualmente observados.

Las proyecciones de los precios combustibles de muestran por tipo de combustible:

Años	Diesel (\$/gal)	Bunker (\$/gal)	GNL(\$/MBTU)
2014	3.42	2.38	3.74
2015	3.42	2.36	3.69
2016	3.49	2.41	3.74
2017	3.57	2.56	3.82
2018	3.63	2.60	3.90
2019	3.70	2.68	3.98
2020	3.76	2.71	4.07
2021	3.83	2.75	4.15
2022	3.90	2.79	4.24
2023	3.97	2.85	4.33
2024	4.04	2.91	4.43

Tabla 3. Proyección de precios combustibles.

Se han considerado para los costos del combustible GNL utilizados en el modelo los valores de precios Henry Hub, más gastos de internación aproximados a **\$8.10/MBTU**. Esta consideración se ha tomado de datos proporcionados durante el 1er Taller Interinstitucional para la introducción de Gas Natural (11/12/13), en donde la empresa GAS ENERGY S.A., que es la consultora brasileña enfocada en el sector del gas natural, trabajó de forma conjunta con el proponente ganador del Proceso de Licitación No. DELSUR-CLP-001-2012, Energía del Pacífico S.A. de C.V.

Además se considera un costo que la planta de GN reporta como prima \$29.25/MWh el cual se transforma para la utilización del modelo como un componente de transporte resultando en \$4.0625/MBTU los cuales serán sumados al \$8.10/MBTU de internación antes mencionados.

5. PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL PLAN OPERATIVO.

Proyectos:

La base para ubicar los proyectos con mayor probabilidad de entrada en operación se ha tomado del Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión ETESAL, así como otros proyectos que se han podido ser ubicados dentro del marco de las relaciones entre entidades gubernamentales con inversionistas privados, sin embargo se mantiene la estructura del plan de ETESAL.

Se ha tomado en cuenta los proyectos ya adjudicados a la fecha como son la planta de GNL de *Energías del Pacífico* (EP) por 380MW, así como proyectos fotovoltaicos adjudicados por 94 MW de la licitación DelSur-CLP-RNC-001-2013. Así mismo se ha simulado un proyecto Eólico de 20 MW el cual se estima será de capital privada. Adicionalmente se han tomado los proyectos candidatos que se consideran más probables entren en funcionamiento en la ventana de estudio como lo son Hidro Xacbal al inicio del año 2015, así como ampliaciones de ingenios tales como Ingenio El Ángel e Ingenio Chaparrastique.

Finalmente se han considerado 8 proyectos adicionales los cuales suman 62.5 MW de proyectos Solar Fotovoltaicos (5 Proyectos), un proyecto Eólico de 20 MW, un proyecto de Biomasa de 5.5 MW y la instalación de un proyecto Geotérmico en San Vicente de 30 MW, todos siendo proyectos privados.

A continuación se muestran los proyectos considerados en este estudio por tipo de recurso y por año de entrada:

Por Recurso		
Proyectos	Año Esperado de Entrada	Potencia instalada (MW)
Hidro		
Amp. 5 Noviembre	2016	80.0
Chaparral	2017	65.7
Cimarrón	2023	261.0
Hxacbal	2015	30.0
Geotermico		
Opt. de Ahuachapán	2016	6.0
Berlín V-1	2017	6.0
San Vicente	2020	30.0
Berlín V-2	2021	30.0
Chinameca	2021	30.0
GNL		
Motores a GN	2018	380.0
Solar Fotovoltaico		
PV 15 SEP	2016	14.2
PV Pedregal	2016	60.0
PV Acaj 115 KV	2016	20.0
PV Acaj 46 KV	2016	8.0
PV Acaj 34.5KV	2016	6.0
Solar Fotovoltaico 1	2015	19.0
Solar Fotovoltaico 2	2016	9.5
Solar Fotovoltaico 3	2015	19.0
Solar Fotovoltaico 4	2016	10.0
Solar Fotovoltaico 5	2015	5.0
Eolico		
Eólico	2015	20.0
PRIVATE WIND	2017	20.0
Ingenios		
Biomasa-King Grass	2015	5.5
Amp Ing. El Ángel	2015	21.0
Amp Ing. Chaparrastique	2015	55.0

Tabla 4. Proyectos considerados por tipo de Recurso.

Los proyectos por año de Entrada se muestran a continuación:

Por Año		
Proyectos	Fecha esperada de entrada	Potencia instalada (MW)
Hxacbal	01/01/2015	30.0
Biomasa-King Grass	26/03/2015	5.5
Eólico	30/06/2015	20.0
Solar Fotovoltaico 5	01/09/2015	5.0
Amp Ing. El Ángel	01/11/2015	21.0
Amp Ing. Chaparrastique	01/11/2015	55.0
Solar Fotovoltaico 3	01/12/2015	19.0
Solar Fotovoltaico 1	31/12/2015	19.0
Amp. 5 Noviembre	01/05/2016	80.0
Solar Fotovoltaico 2	01/08/2016	9.5
PV 15 SEP	01/10/2016	14.2
PV Pedregal	01/10/2016	60.0
PV Acaj 115 KV	01/10/2016	20.0
PV Acaj 46 KV	01/10/2016	8.0
PV Acaj 34.5KV	01/10/2016	6.0
Opt. de Ahuachapán	01/12/2016	6.0
Solar Fotovoltaico 4	01/12/2016	10.0
Chaparral	01/01/2017	65.7
Berlín V-1	01/01/2017	6.0
PRIVATE WIND	01/07/2017	20.0
Motores a GN	01/01/2018	380.0
San Vicente	01/01/2020	30.0
Berlín V-2	01/01/2021	30.0
Chinameca	01/01/2021	30.0
Cimarrón	01/01/2023	261.0

Tabla 5. Proyectos considerados por tipo año de entrada.

El proyecto Hidro Xacbal se ha modelado, para este estudio, como una central térmica a costo cero, con la finalidad de que esa energía entre en el sistema Salvadoreño como parte de las importaciones netas.

Para el cálculo del valor del GNL en mega equivalente en los Motores a GN, se ha considerado una eficiencia del **7.2 MBTU/MWh**, la cual se multiplica al precio del gas antes de la regasificación. Esta consideración es obtenida de datos proporcionados durante el 1er Taller Interinstitucional

para la introducción de Gas Natural (11/12/13), en donde la empresa consultora Wartsila trabajó con el proponente ganador del Proceso de Licitación No. DELSUR-CLP-001-2012, Energía del Pacífico S.A. de C.V.

Puntos de Interconexión de proyectos Renovables:

Existen proyectos ya firmados en la licitación DELSUR-CLP-RNV-001-2013 los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Empresa	Tecnología	Potencia [MW]	Punto de Interconexión
UDP NEOEN-ALMAVAL	SFV	60	El Pedregal 115 kV ETESAL
SOLAR RESERVE DEVELOPMENT CO. II, LLC	SFV	20	Acajutla 115 kV ETESAL
UDP PROYECTO LA TRINIDAD	SFV	8	Acajutla 46 kV ETESAL
UDP PROYECTO LA TRINIDAD	SFV	6	Acajutla 34.5 kV ETESAL
TOTAL		94	

Tabla 9. Proyectos de ERNC ya firmados en licitación pública DELSUR-CLP-RNV-001-2013

Además se muestran los proyectos tentativos los cuales están respaldados por inversiones privadas, algunos con contratos bilaterales también firmados. Estos se describen a continuación:

Empresa	Tecnología	Potencia [MW]	Punto de Interconexión
EL SALVADOR SOLAR 1 (Hérmes Landaverde)	SFV	19	Tecoluca 46kV ETESAL
UDP La Trinidad (expansión privada)	SFV	9.5	23 kV EDESAL VERSALLES
ABANTIA & Inversión Privada de Guatemala suministrar a AMERICAN PARK	SFV	19	Tecoluca 46kV ETESAL
Solar Reserve Developmente (expansión privada)	SFV	10	Acajutla ETESAL
ENERGOR S.A. de C.V	SFV	5	El Pedregal 46 kV ETESAL
CEL 15 SEP	SFV	14.2	C.H. 15 SEP 115kV ETESAL
LUFUSSA (METAPAN)	EOLICA	20	GUAJOYO 115kV ETESAL
CEL (METAPAN)	EOLICA	20	GUAJOYO 115kV ETESAL
TOTAL		116.7	

Tabla 10. Proyectos de ERNC tentativos con contratos bilaterales.

6. MODELADO DE DATOS.

Una vez las variables a utilizar han sido fijadas, se tratan los datos a partir de un modelo estocástico dual usando la versión SDDP 12.0. Se ha considerado para ello un modelo multi-etapas (etapas mensuales) con 5 bloques cuyos valores han sido fijados por la UT.

La duración de bloques utilizados en el modelaje del SDDP así como el porcentaje para la desagregación de la demanda, han sido obtenidos de la base de datos UT los cuales se muestran a continuación:

Bloque	%
1	6.25%
2	26.25%
3	19.58%
4	20.00%
5	27.92%

Tabla 11. Porcentaje de Duración de bloques de demanda utilizados en SDDP

Bloque	% Para desagregar la demanda en Bloques
1	7.81%
2	33.04%
3	21.53%
4	18.24%
5	19.38%

Tabla 12. Porcentaje utilizado para desagregar la demanda en bloques.

Se ha tomado un número de 40 series hacia adelante y 20 series hacia atrás del modelo estocástico. El número de iteraciones mínimas y máximas se consideró en 2 y 15 respectivamente.

Datos de Hidrológicos.

Se ha considerado además el año 2002 como el año semilla de hidrología más seca debido a su bajo nivel de generación el cual mostro una generación Hidroeléctrica de 1139.07 GWh.

Para los datos hidrológicos se han considerado el escenario de hidrología seca los cuales promedian 3 series hidrológicas (Series: 5, 15, 33) las cuales resultan de un análisis de menor energía embalsada.

7. RESULTADOS

Los resultados obtenidos del modelo, nos indican que para el horizonte de estudio no habrá condición de déficit de generación para la cobertura de la demanda.

En 2018 se prevé que exista una potencia instalada de 2392.1 MW si los supuestos de entrada en operación de los proyectos se cumplen en las fechas programadas. La matriz energética del país para dicho año se muestra a continuación.

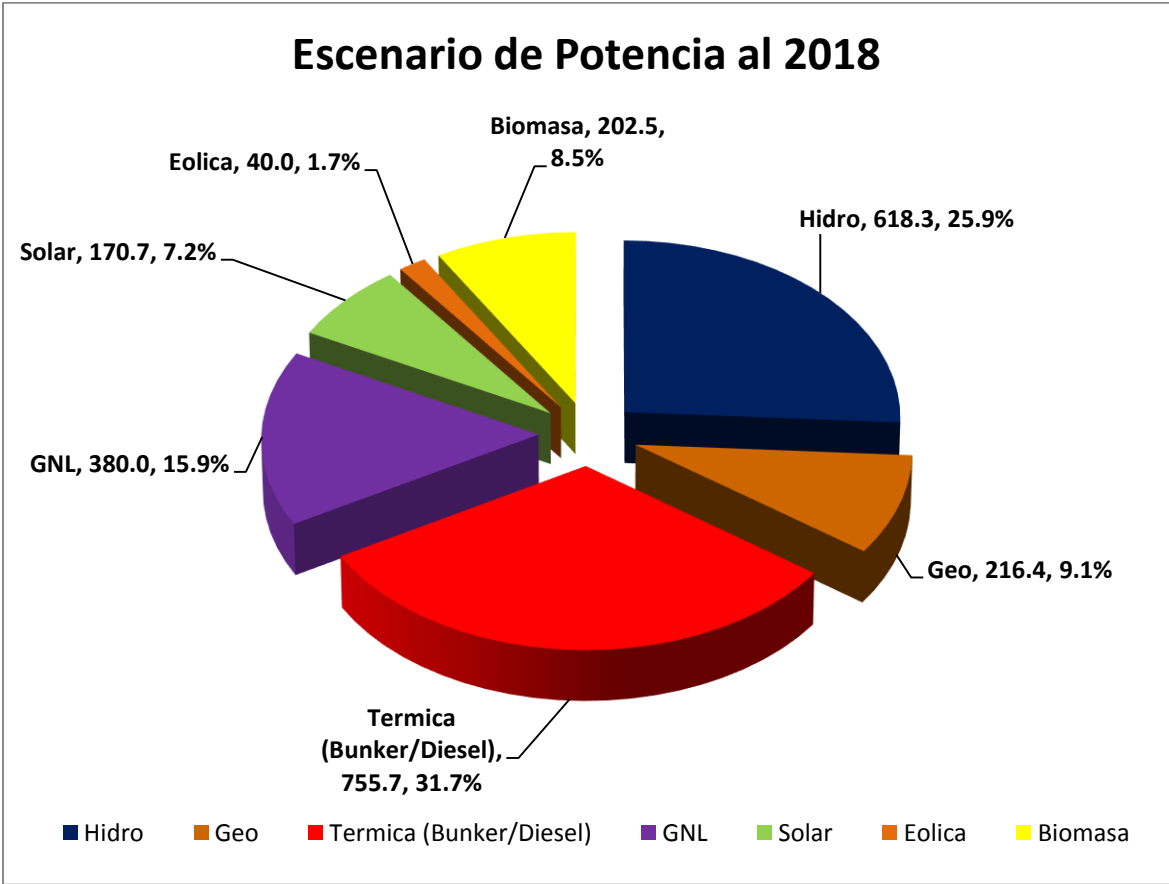


Gráfico 1. Matriz Energética esperada al 2018.

Se puede apreciar claramente que se diversificaría la matriz energética si los proyectos se ponen en marcha, colocando energía con diferentes fuentes de generación, disminuyendo la dependencia de fuentes de combustible fósil a un 31.7% del total instalado, comparándolo con el 41% que se tiene instalado a finales del 2014.

En términos de inyecciones de energía, se proyecta que la generación al 2018, abastezca la demanda con diversas fuentes, disminuyendo drásticamente la generación a partir de recurso térmico como se muestra a continuación:

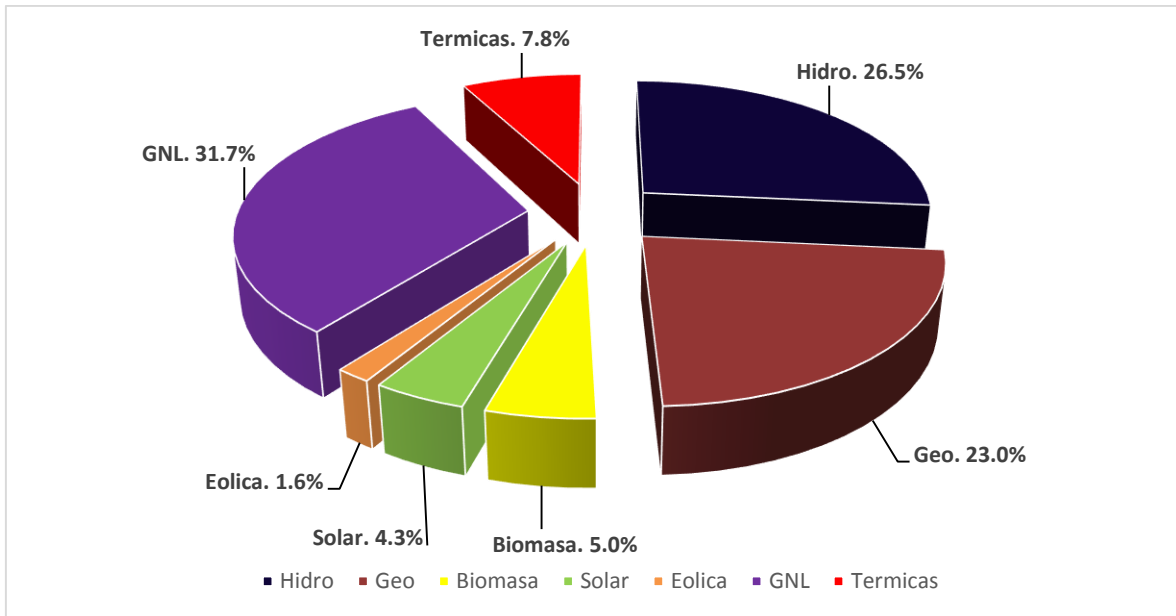


Gráfico 2. Generación de energía esperada al 2018.

Se observa una generación predominantemente basada en GN, seguido de generación Hidroeléctrica así como de recurso Geotérmico. Otras fuentes que tomaran relevancia son las fuentes solares y eólicas; ello disminuye el porcentaje de generación térmica, la cual a la fecha, se observa aporta la mitad del participación en las generaciones anuales registradas.

Las generaciones anuales en el periodo de estudio por tipo de recurso se muestran a continuación:

AÑO	Total Hidro	Total Geo	Total Biomasa	Total Solar	Total Eólica	Total GNL	Total Térmicas	Generación Total
2014	1927.97	1552.62	246.03	0.00	0.00	0.00	2489.46	6216.08
2015	1921.17	1550.27	292.32	9.01	31.29	0.00	2635.81	6439.86
2016	1948.82	1557.22	361.16	136.84	58.89	0.00	2608.73	6671.67
2017	2451.94	1647.82	361.16	308.27	87.01	0.00	2055.69	6911.88
2018	1897.00	1644.72	361.16	308.27	117.79	2271.50	560.25	7160.68
2019	2435.55	1643.11	361.16	308.27	117.79	2174.30	378.21	7418.39
2020	2358.91	1870.20	361.16	308.27	117.79	2298.10	371.09	7685.53
2021	2223.09	2349.69	361.16	308.27	117.79	2220.60	381.62	7962.22
2022	2482.13	2344.94	361.16	308.27	117.79	2147.00	487.52	8248.80
2023	2507.54	2354.44	361.16	308.27	117.79	2503.60	392.97	8545.77
2024	2707.81	2351.82	361.16	308.27	117.79	2428.40	578.10	8853.34

Tabla 13. Generación por tipo de recurso en 2014-2024.

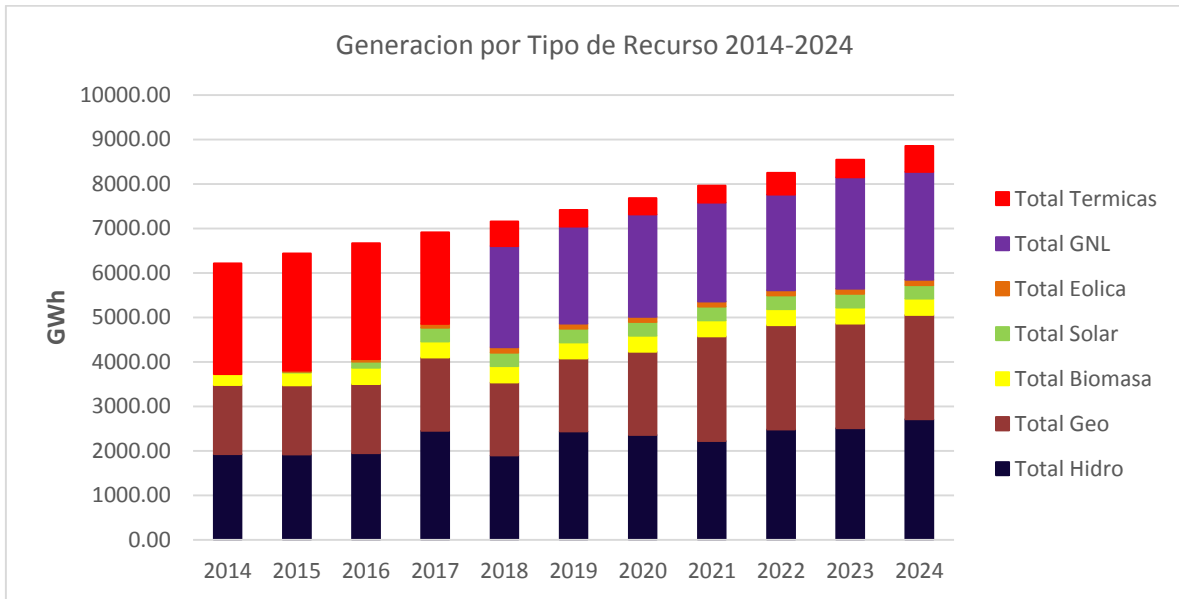


Grafico 3. Generación por tipo de recurso en 2014-2024.

Estas condiciones de generación y precios de combustibles proyectados, dan lugar a precios en el mercado mayorista de energía. Estos precios son los respectivos a los Costos Marginales Operativos (CMO) ya que el modelo considera que toda la energía es vendida en el mercado spot. Pese a que no se consideran los contratos a largo plazo, el CMO da una idea general del nivel de precios futuros de la energía en el periodo de estudio.

A continuación se muestran esos niveles de precios que parecen caer con la entrada del proyecto de GN en 2018 y mantenerse estables entre 130 \$/MWh y 160 \$/MWh hasta finales del periodo de estudio.

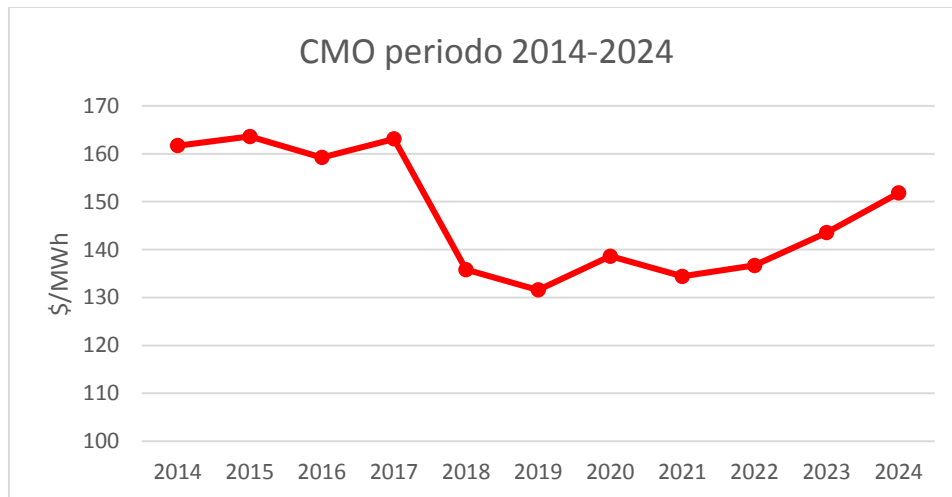


Grafico 4. Costos Marginales Operativos para 2014-2024.

Este nivel de precios se espera ser alcanzado, si las proyecciones de precios de los hidrocarburos y del GNL se mantienen, así mismo de la entrada en de los proyectos de ERNC. Finalmente los precios trasladables a tarifas, se esperan disminuyan aún más como efecto de los procesos de contratación que están en vigencia, los cuales alcanzarán el 80% de la energía contratada y que posibilitarán tener precios más estables.

8. CONCLUSIONES

- ✓ Se estima que los proyectos candidatos tienen una alta probabilidad de entrada en operación, ya que se han consultado con actores importantes, como inversionistas privados y entidades gubernamentales, las cuales han verificado la información de proyectos candidatos, teniendo algunos de ellos firmados contratos bilaterales entre dichos inversionistas y con participantes del mercado.
- ✓ No se ha considerado ninguna sensibilidad en esta actualización por que se pretende utilizar dicho estudio como insumo de un estudio especializado en el análisis de la reserva rodante del país.
- ✓ No se ha previsto déficit alguno de la generación con los proyectos candidatos, sin embargo, es importante recalcar que el proyecto de GN tiene un peso específico importante para la cobertura de la demanda de electricidad futura. Si este proyecto se demorará o si no entrara en operación, se requeriría de una nueva licitación para cubrir ese déficit creado con recurso que no es necesariamente más barato.
- ✓ Actualmente se están observando niveles de precios de los hidrocarburos que alcanzan los 50 \$/BBL, según algunos expertos este fenómeno es transitorio y no se prevé que dure más de un año, lo cual solo afectaría el nivel de precios del primer año de análisis del este estudio, manteniéndose las premisas de precios de los años venideros.