

CNE

Consejo Nacional de Energía



PRIMERA ACTUALIZACIÓN AL PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2012 – 2026

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	OBJETIVO.....	5
3.	METODOLOGÍA.....	5
4.	CRITERIOS GENERALES DE PLANIFICACIÓN	6
5.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD	7
6.	PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE	8
7.	ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS	11
8.	ESCENARIOS	12
9.	CONCLUSIONES.....	16

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Crecimiento Porcentual de la Demanda de Energía	7
Figura 2 Demanda de Energía Nacional Histórica y Proyectada.....	7
Figura 3 Actualización de proyección de precios del Combustible (Búnker – Carbón – GNL).....	9
Figura 4 Costo Marginal Operativo y Déficit Mensual (Escenario A).....	12
Figura 5 Generación esperada por recurso (Sensibilidad C).....	14
Figura 6 Generación esperada en el año 2017 (Sensibilidad C).....	14
Figura 7 Costos Marginales Operativos (Escenarios A y C).....	15

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios de Planificación.....	6
Tabla 2 Proyección de la Demanda	8
Tabla 3 Proyección de Precios del Combustible.....	8
Tabla 4 Proyectos más probables.....	11
Tabla 5 Proyectos candidatos	11
Tabla 6 Plan de Expansión Ideal (Escenario B).....	13

1. INTRODUCCIÓN

El Sector Eléctrico Salvadoreño, se encuentra en un entorno dinámico ante los temas de precios de combustibles, el crecimiento de la demanda, actualización de las fechas para desarrollar nuevos proyectos, entre otros, considerando dicho entorno, es necesario realizar actualizaciones periódicas al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación.

El presente documento es la primer actualización al “Plan Indicativo de La Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 – 2026” el cual fue realizado en el año 2011, las principales modificaciones que se incluyen están relacionadas con los precios de combustibles, escenario de crecimiento de la demanda, desfases de proyectos que tienen mayor probabilidad de construcción así como desfase de proyectos candidatos utilizando recursos que actualmente no existen en el país.

Se realizó una proyección de demanda de energía eléctrica que se espera tener en el periodo 2013 2026, dicha proyección se encuentra basada en el crecimiento anual que se ha tenido durante los últimos años, en este caso no se toma como variable dependiente el producto interno bruto (PIB) y su proyección, pues dicha variable se trabajó en el plan indicativo original y de la cual ya se tienen resultados, lo que más bien se pretende es proyectar el crecimiento de la demanda en base a los crecimientos que históricamente se han tenido durante los últimos años.

En cuanto a la actualización de precios de combustibles, la información utilizada fue de la “Energy Information Administration” (EIA), misma fuente utilizada en el plan de expansión original. La información de combustibles antes mencionada corresponde a la reportada por la EIA en el “Annual Energy Outlook 2012 Early Release”

Se actualizo la entrada de los nuevos proyectos más probables, así como la entrada en operación del contrato de importación Hidro Xacbal. (Previo al año 2017 no se prevé la entrada certera de nueva generación de gran envergadura).

En esta actualización se cuenta con tres escenario, los cuales se pueden describir de la siguiente manera

- Escenario A (Base): En este escenario se considera nula cualquier tipo de inversión posterior al año 2016, es decir únicamente se considera que entran a operar los proyectos previos al año 2017.
- Escenario “B”(Caso Ideal): El segundo escenario presenta s un caso ideal en el que se dispone de todos los proyectos mostrados en la Tabla 4 Proyectos más probables (Pág. 11), así como también se dispone de toda la de proyectos mostrados en la Tabla 5 Proyectos candidatos (Pág. 11), de estos últimos el modelo seleccionará cuales son los que logran satisfacer la demanda al mínimo costo.
- Escenario “C” (Escenario probable ante una licitación): Este escenario pretende simular lo que sucedería si en el año 2017 entran esos 350 MW como resultado de una posible adjudicación. *Esto se ha realizado teniendo en cuenta que el verdadero resultado del plan de expansión sugiere la instalación de 500 MW, es decir del escenario que da las señales que para mitigar los déficits y alzas de precios se requiere nueva capacidad instalada (Escenario B)*

2. OBJETIVO

El objetivo de la presente actualización al estudio de planificación es determinar un plan indicativo de expansión de la generación que entregue información al mercado y al Gobierno de la situación de abastecimiento y las alternativas probables de evolución del sector generación y que permita verificar que las acciones tomadas por los agentes, generadores existentes o potenciales, abastecerán la demanda de energía eléctrica con el grado de confiabilidad esperado y en caso que ello no esté ocurriendo, determinar acciones y políticas a seguir para solventar dicha condición. Es importante destacar que este ejercicio de planificación no implica necesariamente la toma de decisiones de ejecución de obras de generación que se identifiquen, sino determinar un plan indicativo de desarrollo probable del sistema eléctrico del país.

En Resumen:

- En el corto plazo: prioridad a asegurar el abastecimiento, considerando las nuevas fechas de las inversiones en proyectos geotérmicos e hidráulicos.
- En el medio y largo plazo: asegurar el abastecimiento a costos razonables, cumpliendo con la política energética nacional:
 - Diversificación de fuentes, contribuyendo al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.
 - Reducir la dependencia de los precios del petróleo.
 - Impulso a fuentes locales renovables.
 - Integración regional.

3. METODOLOGÍA

La metodología seguida para definir el plan indicativo consiste en determinar aquel plan que en valor presente minimice los costos de inversión, fijos, variables de operación y de déficit. La metodología comprende las etapas siguientes:

- Recopilación de la información técnica y económica del parque generador existente y de las alternativas de expansión, realización de pronóstico de la demanda de energía eléctrica en el horizonte de estudio e identificación de escenarios de evolución de los precios de combustibles.
- Determinación de la expansión de mínimo costo de forma tal que incorpore la remuneración de los generadores por su capacidad firme, conforme al Reglamento de Operación del Sistema de
- Transmisión y Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Simulación de la operación del plan de expansión determinado, para verificar si la confiabilidad es menor que la requerida, en caso contrario, proponer un nuevo plan en el que se simulen decisiones como las de agregar unidades de punta o promover contratos de importación a efecto que se cumplan los criterios de confiabilidad.

4. CRITERIOS GENERALES DE PLANIFICACIÓN

La planificación del sector de generación parte de 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 fijaron una serie de criterios de planificación que se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 1 Criterios de Planificación

Criterios Generales
Horizonte de Planificación
– 2012 – 2026 con dos años de extensión
Plan Indicativo de Expansión de la Generación de Mínimo Costo
– Sistema de Generación Aislado
– Despacho basado en Costos de Producción
– Costo de Racionamiento de 700 \$/MWh
– Remuneración por capacidad firme
Proyección del crecimiento de la demanda de energía del 3.6% anual
Proyección de precios de los combustibles de la Administración de Información de Energía (EIA)
– Asociada a un precio de largo plazo del Petróleo (WTI) 100 \$/barril
Criterios Técnicos y Económicos
Tasa de descuento del 12%
Nivel de precios: El estudio se hará con precios constantes del año 2010
Criterio de Confiabilidad
– Probabilidad de pérdida de carga de 24 horas al año
Costos de inversión para unidades de hasta 250 MW netos

Actualizaciones realizadas:

El costo de racionamiento cambio de 307.82 \$/MWh a 700 \$/MWh.

La demanda de referencia tiene un crecimiento de 3.6% en lugar de 4.7%

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Se realizó una proyección de demanda de energía eléctrica que se espera tener en el periodo 2013-2026, dicha proyección se encuentra basada en el crecimiento anual que se ha tenido durante los últimos años, en este caso no se toma como variable dependiente el producto interno bruto (PIB) y su proyección, pues dicha variable se trabajó en el plan indicativo original y de la cual ya se tienen resultados, lo que más bien se pretende es proyectar el crecimiento de la demanda en base a los crecimientos que históricamente se han tenido durante los últimos años.

Para el año 2012 se estimó un crecimiento del 2.1% que es igual al crecimiento medio de los primeros meses del año 2012. Para los años 2013 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.

Figura 1 Crecimiento Porcentual de la Demanda de Energía

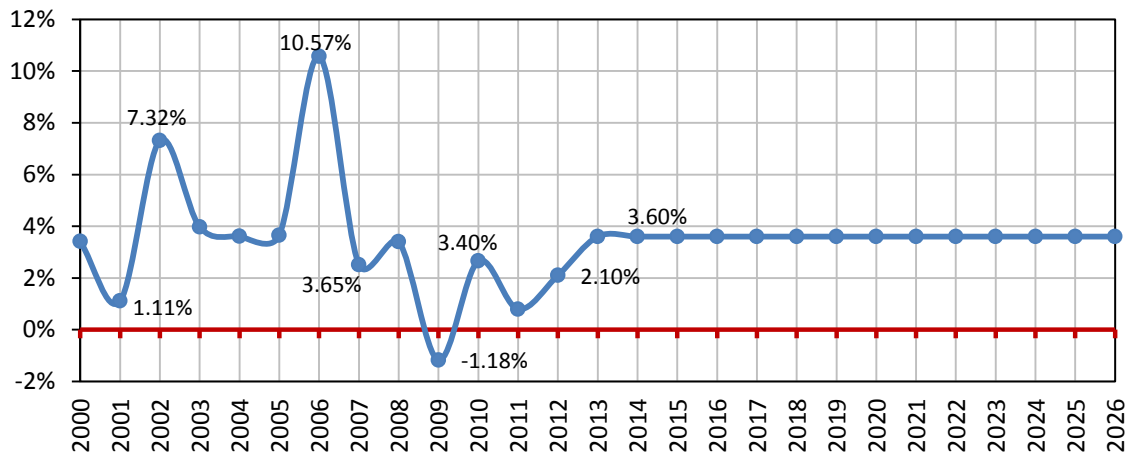


Figura 2 Demanda de Energía Nacional Histórica y Proyectada

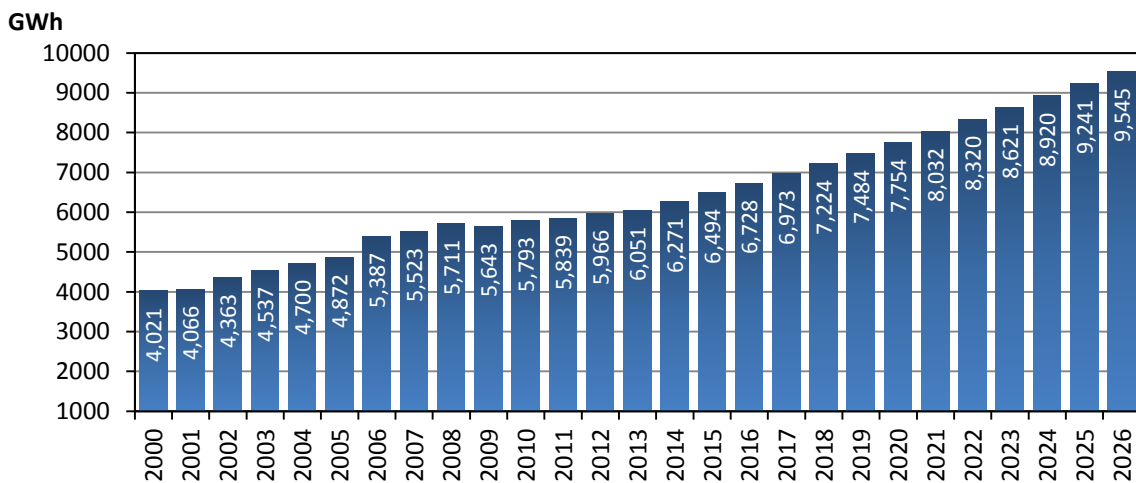


Tabla 2 Proyección de la Demanda

Años	Demanda (GWh)	Años	Demanda (GWh)
2005	4872.0	2016	6728.4
2006	5387.0	2017	6973.2
2007	5522.5	2018	7224.3
2008	5710.5	2019	7484.3
2009	5643.2	2020	7753.6
2010	5793.0	2021	8032.0
2011	5839.1	2022	8320.4
2012	5965.7	2023	8620.5
2013	6051.4	2024	8920.3
2014	6270.7	2025	9240.5
2015	6494.3	2026	9544.5

6. PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE

La fuente de actualización de precios del combustibles de fue el Energy Información Administration, misma fuente utilizada en el plan de expansión original.

La información de combustibles antes mencionada corresponde a la reportada por la EIA en el "Annual Energy Outlook 2012 Early Release"



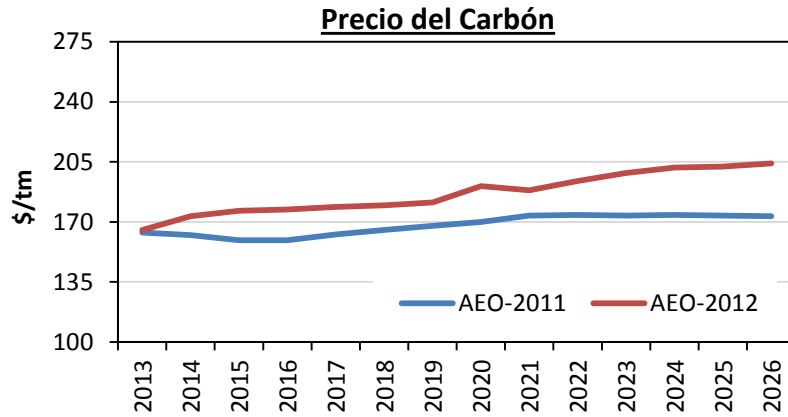
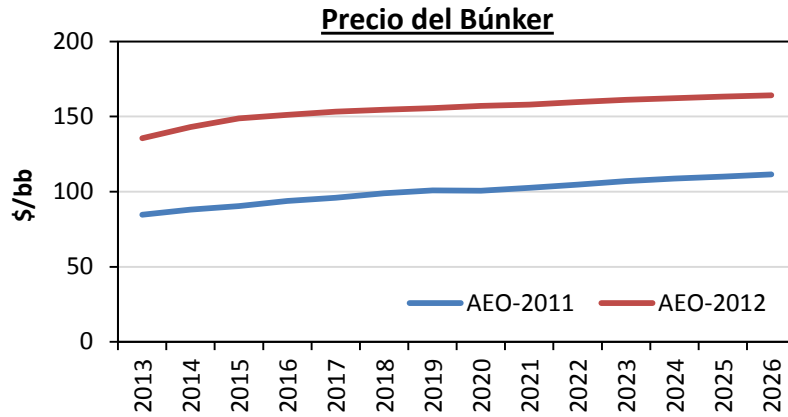
Tabla 3 Proyección de Precios del Combustible

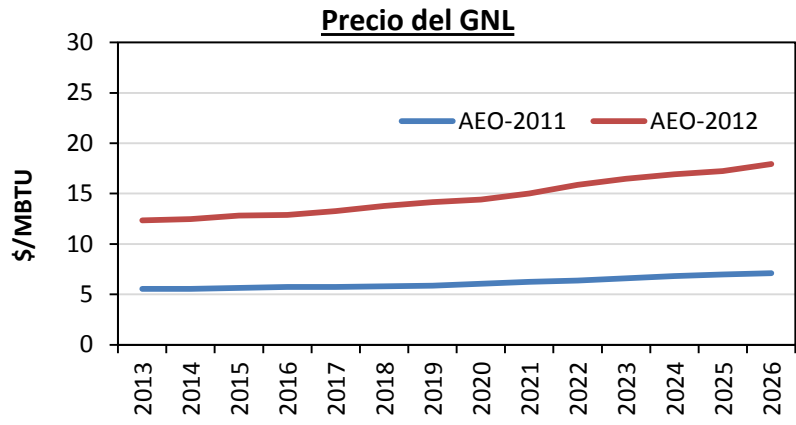
Año	Búnker (\$/bb)	Carbón (\$/tm)	GNL (\$/MBTU)
2013	135.6	165.3	12.3
2014	143.1	173.3	12.5
2015	148.8	176.6	12.8
2016	151.1	177.3	12.9
2017	153.3	178.7	13.3
2018	154.5	179.6	13.8
2019	155.6	181.4	14.2
2020	157.1	190.9	14.4
2021	157.9	188.5	15.0
2022	159.6	193.8	15.9
2023	161.1	198.6	16.5
2024	162.2	201.7	16.9

2025	163.3	202.3	17.3
2026	164.1	204.1	17.9

* Incluyen costos de transporte e internación

Figura 3 Actualización de proyección de precios del Combustible (Búnker – Carbón – GNL)





7. ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS

Se actualizo la entrada de los nuevos proyectos más probables, así como la entrada en operación del contrato de importación Hidro Xacbal. (Previo al año 2017 no se prevé la entrada certera de nueva generación de gran envergadura)

Tabla 4 Proyectos más probables

Proyecto	Fecha esperada de entrada	Potencia instalada (MW)
Termopuerto	2013	70
Hidro Xacbal (Contrato)	2013	30
Exp. La Cabaña	2014	10
Opt. de Ahuachapán	2016	5
Amp. 5 Noviembre	2016	80
Chaparral	2017	65
Berlín V	2017	26
Berlín VI	2018	26
Chinameca	2019	47

Dado los tiempos de construcción de centrales de gran envergadura, es necesario ajustar los tiempos en que estos pueden entrar en operación, por lo que se realizaron las siguientes actualizaciones.

Tabla 5 Proyectos candidatos

Proyecto	Fecha más temprana de entrada	Potencia instalada (MW)
Turbinas de Gas	2014	100
Motores	2014	100
Ciclos Combinado GNL	2017	250
Maquinas Vapor Carbón	2017	250
Motores a GNL	2018	100

8. ESCENARIOS

Escenario "A"

(Cero proyectos posterior al 2016, sistema aislado)

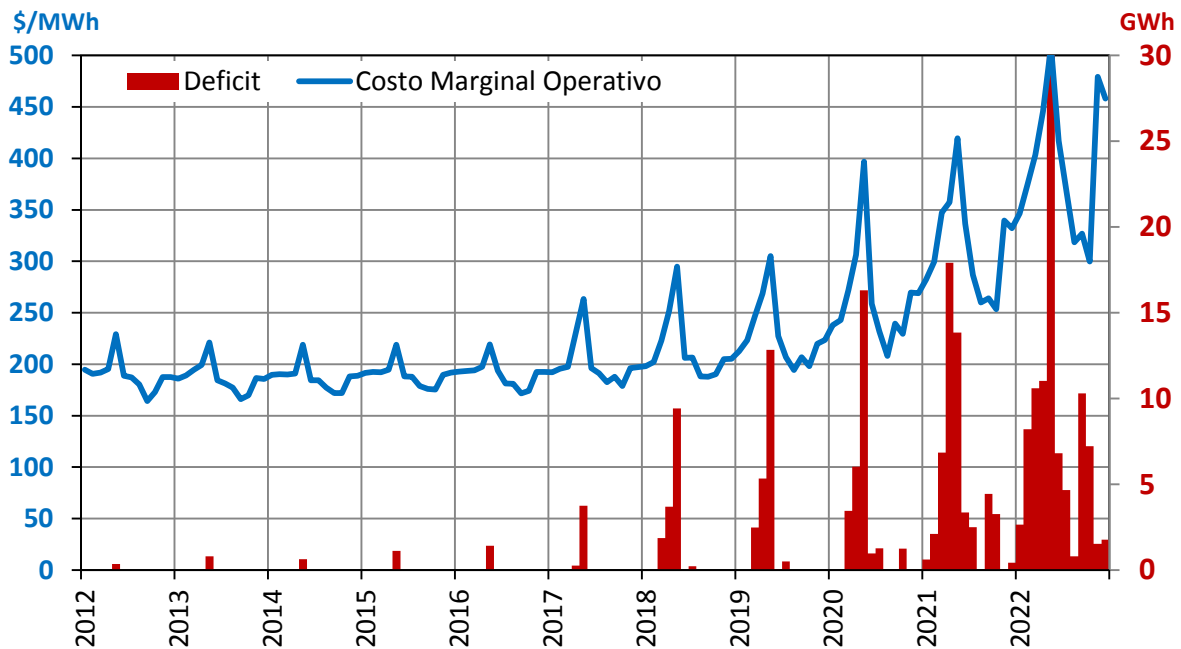
En este escenario se considera nula cualquier tipo de inversión posterior al año 2016, es decir únicamente se considera que entran a operar los proyectos previos al 2017 que se muestran en la Tabla 4 Proyectos más probables (Pág. 11)

Con el propósito de analizar el efecto de la demanda sobre los precios de la energía, el precio de los combustibles se ha mantenido constante para todos los años.

(Bunker 117 \$/bb, Diesel 147 \$/bb)

Ante esta situación se tiene un abastecimiento de demanda confiable hasta el año 2016, pues aunque se presentan déficits estos pueden ser suplidos mediante importaciones. Sin embargo a partir del año 2017 inician las primeras señales de déficit, incrementándose mucho más en posteriores años al no tenerse nuevos proyectos. De igual manera en los meses más secos (abril, mayo) se presentan precios elevados en el mercado spot, como resultado de una alta necesidad de generación de las unidades más caras.

Figura 4 Costo Marginal Operativo y Déficit Mensual (Escenario A)



El déficit en el año 2017 es del orden de 4 GWh en el mes de mayo, con precios de energía promedios en el mercado spot superiores a 250 \$/MWh,

En el año 2018 el déficit se extiende a los meses de marzo, abril y mayo con 3, 5 y 13 GWh respectivamente y el precio medio mensual en el mes de mayor déficit se eleva hasta los 300 \$/MWh.

Escenario “B”
(Caso Ideal)

El segundo escenario presenta s un caso ideal en el que se dispone de todos los proyectos mostrados en la Tabla 4 Proyectos más probables(Pág. 11), así como también se dispone de toda la de proyectos mostrados en la Tabla 5 Proyectos candidatos (Pág. 11), de estos últimos el modelo seleccionará cuales son los que logran satisfacer la demanda al mínimo costo.

Ante esta situación, con el objetivo de eliminar déficits y obtener precios más competitivos en base a las proyecciones utilizadas, el plan de expansión resultante sugiere la instalación de 500 MW en el 2017, esto adicional a la entrada de la central hidroeléctrica el chaparral y la expansión de la unidad 5 de Berlín.

Tabla 6 Plan de Expansión Ideal (Escenario B)

Fecha	Proyecto	Capacidad Adicional (MW)
2013	Termopuerto	70
	Hidro Xacbal (Contrato)	30
2014	Exp. La Cabaña	10
2016	Opt. de Ahuachapán	5
	Amp. 5 Noviembre	80
2017	Chaparral	65
	Berlín V	26
	CC. Carbón	250
	CC. GNL	250
2018	Berlín VI	26
	Motores GNL	100
2019	Chinameca	47
2022	CC. Carbón	250
2024	CC. Carbón	250
2026	CC. Carbón	250
	CC. GNL	250

Es importante comentar que este es un resultado ideal ante la gama de proyectos que se podrían tener disponibles, sin embargo la realidad del país es diferente, pues esperar una oferta de 500 MW a instalarse en el año 2017 es bastante ambiciosa (no imposible), por lo que el principal mensaje de esta sensibilidad es que para el año 2017 existe la necesidad de nueva capacidad instalada para mitigar déficits y contribuir a tener precios más competitivos considerando las proyecciones de precios de combustibles del DOE antes mencionadas.

Escenario "C"

(Escenario probable ante una licitación)

Rescapitulando:

En el escenario "A" se aprecia que de no instalarse proyectos posterior al año 2016, se comienzan a tener las primeras señales de déficit y precios más elevados a consecuencia de la marginación de unidades más caras. En el escenario "B" ante una amplia gama de proyectos disponibles el modelo sugiere la instalación de 500 MW de potencia en el año 2017.

Considerando lo anterior se realiza una sensibilidad estableciendo la entrada de un proyecto de 350 MW de gas natural o carbón en el año 2017, el cual contribuye a eliminar los déficits, así como a atenuar las alzas de precios mostrados en el escenario "A".

Este escenario pretende simular lo que sucedería si en el año 2017 entran esos 350 MW como resultado de una posible adjudicación. Esto se ha realizado teniendo en cuenta que el verdadero resultado del plan de expansión sugiere la instalación de 500 MW, es decir del escenario que da las señales que para mitigar los déficits y alzas de precios se requiere nueva capacidad instalada (Escenario B)

Figura 5 Generación esperada por recurso (Sensibilidad C)

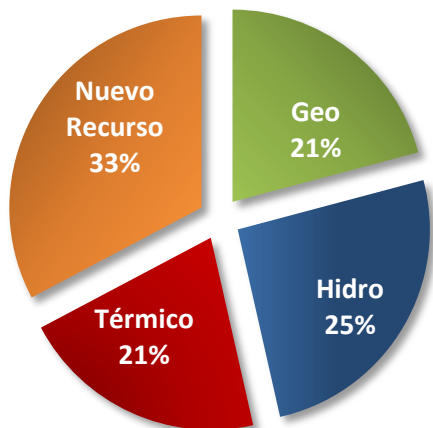
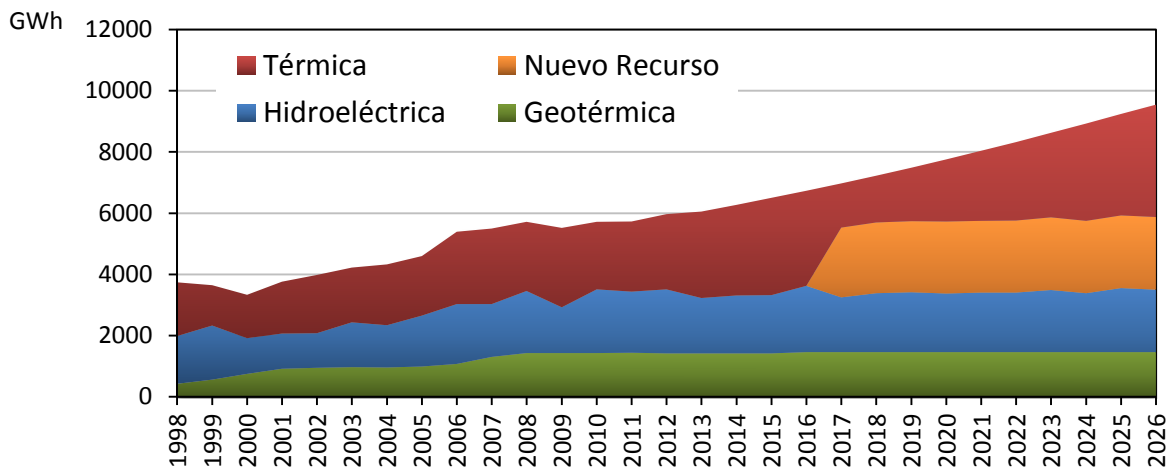
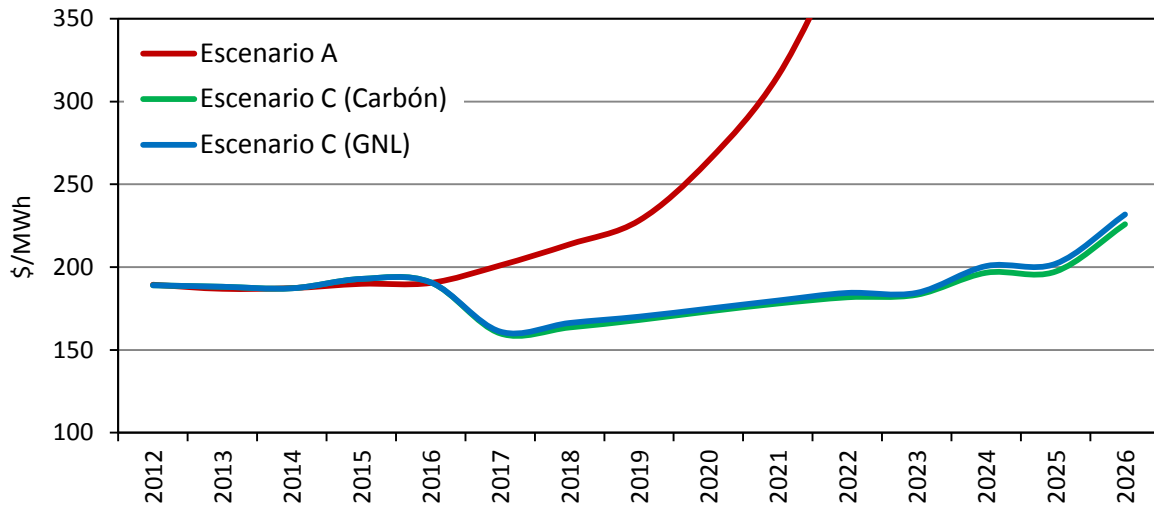


Figura 6 Generación esperada en el año 2017 (Sensibilidad C)

Se aprecia una diversificación de la matriz energética, con participaciones porcentuales de inyección por recurso en un mismo orden de magnitud.

Figura 7 Costos Marginales Operativos (Escenarios A y C)



Para la sensibilidad C dada la entrada de un proyecto de gas natural o carbón, en el año 2017 se aprecia un descenso en los costos marginales operativos (CMO), esto como resultado del ingreso de generación más eficiente.

En la medida transcurren los años el CMO tiende a elevarse nuevamente como resultado del crecimiento de la demanda, pero no se elevan tanto como el escenario A en donde posterior al año 2016 no se realizó la instalación de ningún proyecto.

9. CONCLUSIONES

Los resultados que se obtienen con los escenarios planteados en esta actualización del Plan de Expansión, se observa que considerando un sistema aislado del mercado regional y aunque las fechas exactas no se pueden predecir, se puede comentar que en el año 2017 podrían tenerse síntomas de déficit y precios altos, pero tomar acciones hasta ese momento sería demasiado tarde.

Los déficits generan desabastecimiento y precios altos de energía, éstos representan una mala señal para inversionistas en cualquier sector; en este sentido se debe prever el momento en que este tipo de situaciones puedan darse y tomar las acciones pertinentes, tomando en cuenta el tiempo de construcción de las nuevas centrales de generación, lo cual podría rondar entre 4 y 5 años, se plantea la urgencia de garantizar la firma de un contrato en el año 2013 que permita el inicio del suministro de generación en el año 2017.

Adicionalmente se comenta que plantas en base a bunker se construyen en un menor tiempo, sin embargo seguir en esta línea de construcción de generación en base a derivados de petróleo, únicamente contribuiría a disminuir los déficits pero los precios dependerían cada vez más de la volatilidad de los precios del petróleo, así como también no se estaría diversificando la matriz energética.

Con base a lo antes expuesto podemos afirmar que es de suma importancia fortalecer la capacidad instalada nacional con nuevos proyectos que garanticen satisfacer la demanda de energía eléctrica y que esto no se convierta en un obstáculo para el crecimiento económico del país.