

**REPÚBLICA DE EL SALVADOR
CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA**



**PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR
2012 - 2026**

SEPTIEMBRE DE 2011

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	1
1. INTRODUCCIÓN.....	14
2. POLÍTICA ENERGÉTICA	15
3. MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	17
3.1. Aspectos Generales	17
3.2. Instituciones Sectoriales	19
3.3. Operación del Sistema de Generación	21
3.4. Transmisión.....	22
3.5. Distribución.....	22
3.6. Interconexión Eléctrica Regional.....	23
4. SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR.....	25
4.1. Mercados Eléctricos.....	25
4.2. Estructura del Consumo.....	25
4.2.1. Evolución de la Demanda de Electricidad.....	27
4.2.2. Evolución de la Demanda de Electricidad en los Países del MER	28
4.2.3. Curvas Típicas de Carga.....	29
4.2.4. Evolución de la Demanda Máxima del Sistema.....	30
4.3. Características de la Oferta de Electricidad.....	31
4.3.1. Evolución del Abastecimiento	31
4.3.2. El Sistema Eléctrico Existente.....	32
4.3.3. Centrales Hidroeléctricas	33
4.3.4. Centrales Geotérmicas.....	35
4.3.5. Centrales Térmicas	35
4.3.6. Importaciones y Exportaciones de Energía.....	37
4.3.7. Precios Históricos del MRS	37
4.3.8. Sistema de Transmisión	38
4.3.9. Sistema de Distribución.....	38
4.4. Recursos Energéticos	40
4.4.1. Recursos Hidráulicos.....	40
4.4.2. Recursos Geotérmicos	40
4.4.3. Recursos Biomásicos	41
4.4.4. Recursos no convencionales	41
4.4.5. Recursos térmicos.....	42
5. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN.....	42
5.1. Horizonte de Estudio	43
5.2. Tasa de descuento.....	43
5.3. Criterio de Confiabilidad	43
5.4. Tamaño de Unidades Generadoras	44
5.5. Nivel de Precios	44
5.6. Modelos Matemáticos de Simulación.....	44
6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD	45

7. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	47
8. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN.....	50
8.1. Alternativas consideradas	50
8.2. Costos de Inversión.....	51
8.3. Características de Operación.....	52
9. ESCENARIOS A ESTUDIAR.....	52
10. DEFINICIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN.....	53
10.1. Aspectos Generales	53
10.2. Metodología.....	53
10.3. Plan de Expansión	54
10.3.1. Confiabilidad del Plan de Expansión.....	57
10.4. Sensibilidades al Plan de Expansión	58
10.4.1. Demanda Alta de Energía Eléctrica	59
10.4.2. Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables	59
10.4.3. Desarrollo del Proyecto hidroeléctrico El Cimarrón	60
10.4.4. Incremento del costo de inversión para proyectos a gas natural.....	60
10.4.5. Precios de combustibles.....	61
10.4.6. Desarrollo de proyectos Renovables	63
10.4.7. Operación coordinada de los Sistema Eléctricos de Centroamérica.....	64
10.4.8. Análisis comparativo de sensibilidades.....	68
11. CONCLUSIONES.....	70

ANEXOS

Anexo 1. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica	73
Anexo 2. Consideraciones para proyección de precios de combustibles.....	79
Anexo 3. Datos técnicos y económicos de centrales hidroeléctricas existentes	81
Anexo 4. Datos técnicos y económicos de centrales geotérmicas existentes.....	82
Anexo 5. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 1)	83
Anexo 6. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 2)	84
Anexo 7. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 3)	85
Anexo 8. Tasas de salida forzada (TSF) de unidades de generación existente	86
Anexo 9. Plan de Referencia. Generación por Recurso- Factores de Planta.	87
Anexo 10. Costos Marginales de Operación y Generación mensual. Plan de Referencia.....	88
Anexo 11. Consumo de Combustible Anual del Plan de Referencia.....	89
Anexo 12. Sensibilidad Cimarrón. Generación por Recurso- Factores de Planta.....	90
Anexo 13. Sensibilidad Desfase de Proyectos. Generación por Recurso- Factores de Planta.	91
Anexo 14. Sensibilidad Inversión Alta GNL. Generación por Recurso- Factores de Planta.	92
Anexo 15. Sensibilidad Demanda Alta. Generación por Recurso- Factores de Planta.....	93
Anexo 16. Sensibilidad Combustibles Altos. Generación por Recurso- Factores de Planta.....	94
Anexo 17. Sensibilidad Renovables. Generación por Recurso- Factores de Planta.....	95
Anexo 18. Comparación de Costos Marginales de Operación. Referencia y Sensibilidades	96
Anexo 19. Emisiones de CO ₂ . Planes de Expansión.....	97
Anexo 20. Factores para el cálculo de emisiones de CO ₂	98

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Generación por tipo de recurso 2010	3
Figura 2 Pronóstico de la demanda de energía eléctrica 2012 - 2026	5
Figura 3 Evolución de la Generación Anual.....	6
Figura 4 Evolución del Costo Marginal de Operación Plan de Referencia	7
Figura 5 Matriz Generación del Sector Eléctrico 2015 y 2017.....	7
Figura 6 Composición de la capacidad instalada por recurso	9
Figura 7 Costo Marginal de Operación actualizado por escenario	9
Figura 8 Costo de Planes de Expansión.....	10
Figura 9 Costo marginal de operación anual (\$/MWh)	11
Figura 10 Esquema Institucional del Sector Eléctrico.....	23
Figura 11 Línea SIEPAC	24
Figura 12 Estructura de la Demanda año 2010	26
Figura 13 Porcentaje de Electrificación de El Salvador	26
Figura 14 Tasas de Crecimiento del PIB y Energía Eléctrica.....	28
Figura 15 Curvas de carga típicas estación seca de 2010	29
Figura 16 Curvas de carga típicas estación húmeda de 2010.....	29
Figura 17 Consumo Medio del Día Laboral de 2010	30
Figura 18 Demanda Máxima Neta Mensual (2010)	31
Figura 19 Generación Neta Anual de 2010.....	31
Figura 20 Centrales Generadoras y Sistema de Transmisión 2010.....	33
Figura 21 Generación Hidroeléctrica Histórica neta	34
Figura 22 Caudales Afluentes Promedio (1965 – 2002)	35
Figura 23 Precio Históricos del MRS	38
Figura 24 Zona de influencia de Empresas Distribuidoras	39
Figura 25 Escenarios de Proyección de la demanda de Energía.....	46
Figura 26 Evolución de precios de combustibles, constantes de 2010	49
Figura 27 Generación Anual del Plan de Referencia.....	56
Figura 28 Costo Marginal de Operación Anual del Plan de Referencia	56
Figura 29 Matriz Generación del Sector Eléctrico 2015 y 2017.....	57
Figura 30 Costo marginal de operación anual (\$/MWh)	67
Figura 31 Costo marginal de operación mensual (\$/MWh)	67
Figura 32 Composición de la capacidad instalada por recurso	68
Figura 33 Costo Marginal de Operación actualizado por escenario	69
Figura 34 Costo de Planes de Expansión	70

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios de Planificación.....	2
Tabla 2 Composición del Sistema de Generación 2010	3
Tabla 3 Información de Proyectos Renovables	4
Tabla 4 Información de Costos de Proyectos Termoeléctricos	4
Tabla 5 Precios nivelados de los combustibles (2012 – 2026)	5
Tabla 6 Plan Indicativo de Expansión de la Generación (Referencia).....	6
Tabla 7 Probabilidad de Pérdida de Carga del Plan Indicativo de Expansión de Generación.....	8
Tabla 8 Sensibilidades al Plan Indicativo de Expansión de la Generación	8
Tabla 9 Resumen de Costos de Planes y Costo Marginal de Operación.....	10
Tabla 10 Flujo Anual por las Interconexiones (MW medios)	12
Tabla 11 Cronología de Reformas al Marco Legal del Sector Eléctrico	18
Tabla 12 Contratos de Largo Plazo	19
Tabla 13 Potencia Instalada y Producción Bruta 2010	25
Tabla 14 Demanda del Mercado Mayorista 2010	27
Tabla 15 Tasas de Crecimiento Históricas de Demanda de Energía Eléctrica	28
Tabla 16 Evolución Anual de la Demanda Máxima del Sistema	30
Tabla 17 Centrales del Mercado Eléctrico Mayorista 2010	32
Tabla 18 Datos técnicos y económicos de centrales hidroeléctricas.....	34
Tabla 19 Datos técnicos y económicos de centrales geotérmicas	35
Tabla 20 Datos técnicos y económicos de centrales térmicas de Duke.....	36
Tabla 21 Datos técnicos y económicos de Nejapa Power, CESSA, INE y Textufil	36
Tabla 22 Datos técnicos y económicos de centrales existentes.....	36
Tabla 23 Transacciones internacionales de El Salvador	37
Tabla 24 Clientes y Ventas de las Empresas Distribuidoras de Electricidad	39
Tabla 25 Criterios de Planificación.....	43
Tabla 26 Proyección de la Demanda de Energía	46
Tabla 27 Demanda de Energía y Demanda Máxima. Escenario de Referencia	47
Tabla 28 Proyección de Precios de Combustibles. Escenario de Referencia.....	48
Tabla 29 Precios nivelados de los combustibles 2012 – 2026	49
Tabla 30 Información de Costos de Proyectos Renovables	51
Tabla 31 Información de Costos de Proyectos Termoeléctricos	51
Tabla 32 Información general de proyectos no convencionales	52
Tabla 33 Características de Operación Unidades Térmicas	52
Tabla 34 Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Escenario de Referencia.....	54
Tabla 35 Probabilidad de Pérdida de Carga del Plan Indicativo de Expansión de Generación	57
Tabla 36 Sensibilidades al Plan Indicativo de Expansión de la Generación	58
Tabla 37 Escenario de Demanda Alta de Energía Eléctrica.....	59
Tabla 38 Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables	60
Tabla 39 Desarrollo del proyecto El Cimarrón	61
Tabla 40 Incremento en costos de inversión de proyectos a gas natural.....	62
Tabla 41 Precios Altos de combustibles	62
Tabla 42 Desarrollo de proyectos Renovables	63
Tabla 43 Tasas de crecimiento promedio de la demanda de energía de largo plazo	64
Tabla 44 Capacidad de Interconexiones (MW)	65
Tabla 45 Costo Marginal de Energía Anual (\$/MWh)	65
Tabla 46 Planes de Expansión en Centroamérica.....	66
Tabla 47 Flujo Anual por las Interconexiones (MW medios)	68
Tabla 48 Resumen de Costos de Planes y Costo Marginal de Operación.....	69

SIGLAS

ABRUZZO	ABRUZZO S.A. de C.V.
AES	Corporación que agrupa a CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM.
B&D	B&D Servicios Técnicos S.A. de C.V.
BCR	Banco Central de Reserva.
CAESS	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S. A. de C. V.
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central.
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.
CLESA	CLESA y Compañía, Sociedad en Comandita de C.V.
CMO	Costo Marginal Operativo
CNE	Consejo Nacional de Energía.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DEUSEM	Distribuidora Eléctrica de Usulután, S. A. de C. V.
DIGESTYC	Dirección General de Estadística y Censos
EDESAL	Empresa distribuidora Eléctrica Salvadoreña
EEO	Empresa Eléctrica de Oriente, S. A. de V.
EHPM	Encuesta de Hogares de Propósitos Múltiples
EIA	Energy Information Agency
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V.
EUA	Estados Unidos de Norte América.
FOB	“Freight on Board” – Libre a bordo
GNL	Gas natural licuado (Liquified Natural Gas).
LOLP	Loss of Load Probability (Probabilidad de pérdida de carga)
MER	Mercado Eléctrico Regional.
MINEC	Ministerio de Economía.
ROBCP	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, Basado en Costos de Producción.
SC	Superintendencia de Competencia.
SPOT PRICE	Precio actual de un activo en el mercado
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
UT	Unidad de Transacciones S.A. de C.V.

ESTA PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico de El Salvador se caracteriza por tener un mercado mayorista de generación en el que los agentes 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. A la fecha se han incorporado en el marco regulatorio, disposiciones que tienden a reforzar dichas condiciones, tal es el caso de la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) y su puesta en funcionamiento a partir de agosto de 2011.

En los mercados competitivos de generación eléctrica con participación privada, la autoridad normativa pueda 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 pudieren estar interfiriendo el desarrollo del mismo. En este contexto, el Consejo Nacional de Energía (CNE), tal como se establece en su ley de creación, debe elaborar un Plan Indicativo de expansión de la Generación, a efecto de evaluar el desempeño del mercado de generación, determinar las necesidades de expansión de la generación, prever tecnologías más competitivas a ser desarrolladas.

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 y toma de decisiones a nivel de transmisión y distribución, entre otros.

OBJETIVO DEL ESTUDIO

El objetivo del presente 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.

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.

CRITERIOS 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 <ul style="list-style-type: none">- 2012 – 2026 con dos años de extensión
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 307.82 \$/MWh- Remuneración por capacidad firme
Proyección del crecimiento de la demanda de energía del 4.7% anual
Proyección de precios de los combustibles de la Administración de Información de Energía (EIA) <ul style="list-style-type: none">- 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 <ul style="list-style-type: none">- Probabilidad de pérdida de carga de 24 horas al año
Costos de inversión para unidades de hasta 250 MW netos

SISTEMA DE GENERACIÓN

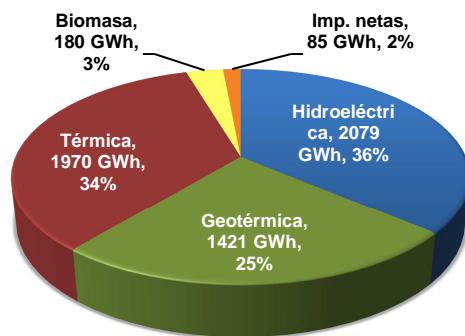
La capacidad instalada en el Mercado Eléctrico de El Salvador está compuesta por 472 MW de recurso hidroeléctrico, 204.4 MW geotérmicos, 103.5 MW a base de biomasa y 691.2 MW térmica, siendo un 53% recurso renovable, un 41% y 7% recurso térmico a base de bunker y diesel, respectivamente.

Tabla 2 Composición del Sistema de Generación 2010

Tipo de Recurso	Capacidad Instalada		Capacidad Disponible	
	MW	(%)	MW	(%)
Hidroeléctrico	472.0	32.1	472.0	33.8
Geotérmico	204.4	13.9	183.8	13.2
Térmico*	691.2	47.0	657.5	47.1
Biomasa	103.5	7.0	82.0	5.9

La estructura de las inyecciones para el 2010 refleja que la principal fuente de generación fue la hidroeléctrica, con una participación de 36%, seguido de la térmica con 34%, la geotérmica con 25%, la biomasa alcanza un 3% y la importación neta es el 2%. Cabe comentar que el máximo histórico de producción hidroeléctrica anual se verificó en el 2010 siendo de 2079 GWh.

Figura 1 Generación por tipo de recurso 2010



MARCO NORMATIVO

El marco normativo para elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación es el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP). Los aspectos conceptuales fundamentales de este reglamento son: (i) Define un sistema marginalista basado en costos para remunerar las transacciones de energía a nivel de generación y (ii) Se remunera la capacidad firme de las unidades generadoras.

PROYECTOS FIJOS Y ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

Para abastecer la demanda de energía prevista, nueva capacidad será necesaria, ya sea a través de proyectos renovables, geotérmicos, térmicos o mediante intercambios con los sistemas eléctricos vecinos. La información técnica y económica de los proyectos se obtuvo a través de consultas a los operadores existentes y de fuentes especializadas internacionales. Se identificaron proyectos que están en proceso de construcción y otros en gestión y desarrollo.

Las diferentes alternativas renovables consideradas en la definición del plan de expansión son las que se detallan en la siguiente tabla. El Chaparral está en proceso de construcción y entraría en operación entre el 2014 y 2015. El Cimarrón se encuentra en fase de rediseño y no se considerará como decidido, sin embargo, se hará una sensibilidad forzando a que entre en operación en el 2022.

A partir de consultas con los operadores, se prevén expansiones en el Ingenio El Ángel de 15 MW (retiro de 10 MW y la instalación de nueva capacidad de 25 MW), a partir del período de zafra de 2011. Además, se ha colocado como proyecto decidido la expansión de 15 MW en el Ingenio La Cabaña, prevista a partir de noviembre de 2013. Cabe aclarar que esta información puede sufrir cambios dado que la decisión de concretarlo es propia del participante de mercado en función del análisis de la evolución del mercado.

Tabla 3 Información de Proyectos Renovables

Nombre	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	CF O&M (\$/kW-año)	Fecha más Próxima
Chaparral	66.1	4997	16.9	2015
Optimización Ahuachapán	5.00	6066	55.0	2015
Expansión 5 de Noviembre	80	2208	16.9	2016
Berlín U6	4.85	4273	55.0	2016
Berlín U5	26.46	2890	55.0	2017
Chinameca	47.25	2359	55.0	2017
Cimarrón	261	2871	16.86	2022

El contrato de largo plazo de 30 MW entre la distribuidora CAESS e Hidro Xacbal de Guatemala, que iniciará a partir de enero de 2012 se representará como una central al sistema nacional y que se incorpora en dicha fecha con una forma de producción proporcional a la demanda.

Como alternativas termoeléctricas genéricas para la expansión se han considerado unidades a carbón, ciclos combinados a gas natural licuado (GNL), motores de mediana velocidad a bunker y GNL y turbinas de gas a petróleo diesel. El tamaño máximo considerado para las unidades a carbón y GNL es de 250 MW netos y la fecha más temprana de entrada en funcionamiento, por restricciones de tiempo de construcción, es en el 2016.

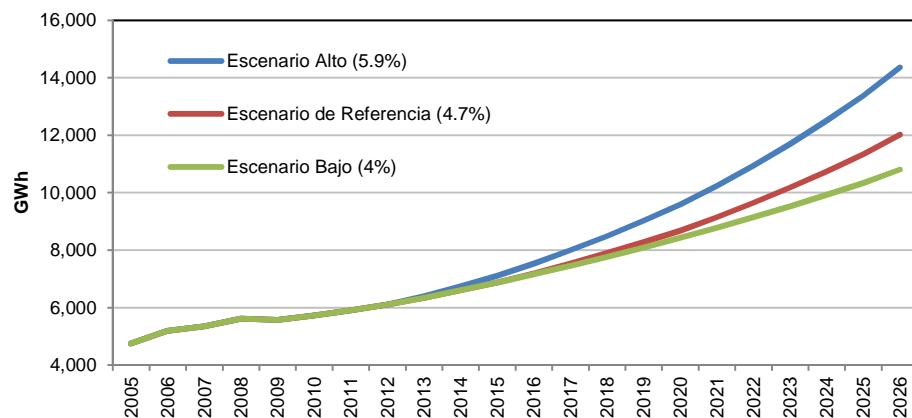
Tabla 4 Información de Costos de Proyectos Termoeléctricos

Nombre	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	CF O&M (\$/kW-año)	CV O&M (\$/MWh)	Fecha más Próxima
Turbinas de Gas	100	885	9.7	2.7	2014
Motores a diesel	100	1700	47.1	7.5	2014
Ciclo Combinado GNL	250	1,349	30.4	1.7	2016
Vapor Carbón	250	3028	33.8	2.1	2016
Motores a GNL	100	1700	47.1	7.5	2018

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Se elaboraron tres escenarios de evolución de la demanda de energía y la tasa de crecimiento promedio esperada en el horizonte de planeamiento es de 5.9%, 4.7% y 4% para el escenario Alto, Referencia y Bajo, respectivamente. Para la realización del plan de expansión se utilizó el escenario de Referencia y se analizó la sensibilidad para el escenario Alto.

Figura 2 Pronóstico de la demanda de energía eléctrica 2012 - 2026



El pronóstico de los precios de combustibles se basa en las publicaciones de la U.S. Energy Information Administration en su informe “Annual Energy Outlook 2011”, de abril de 2011. En la tabla siguiente se presentan los precios nivelados de los combustibles de los escenarios Alto, Referencia y Bajo de dicho estudio.

Tabla 5 Precios nivelados de los combustibles (2012 – 2026)

Combustible	Alto	Referencia	Bajo
Crudo (\$/barril)	154.8	100.2	54.8
Bunker \$/barril)	3.5	94.5	1.0
Diesel (\$/barril)	4.0	115.9	1.6
Carbón (\$/tm)	168.2	165.5	163.6
GNL (\$/m ³)	0.2	0.2	0.2

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

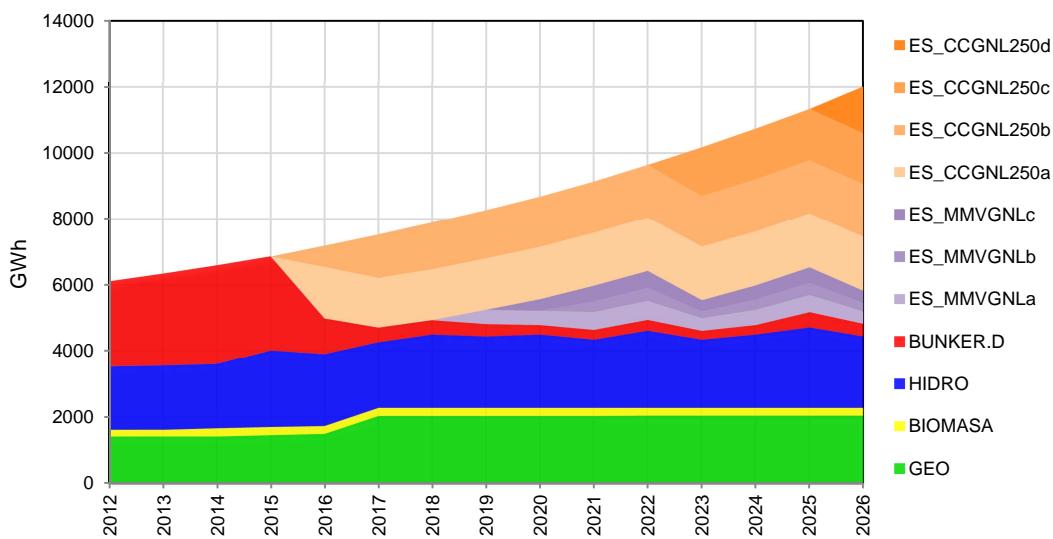
Como resultado del proceso de planificación en el que se minimiza del valor presente de los costos de inversión, de operación y de déficit, durante el horizonte del estudio, se ha obtenido el siguiente Plan de Referencia.

Tabla 6 Plan Indicativo de Expansión de la Generación (Referencia)

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural-a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 107
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural - b	47 26 143
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2026	Ciclo combinado Gas Natural - d	250

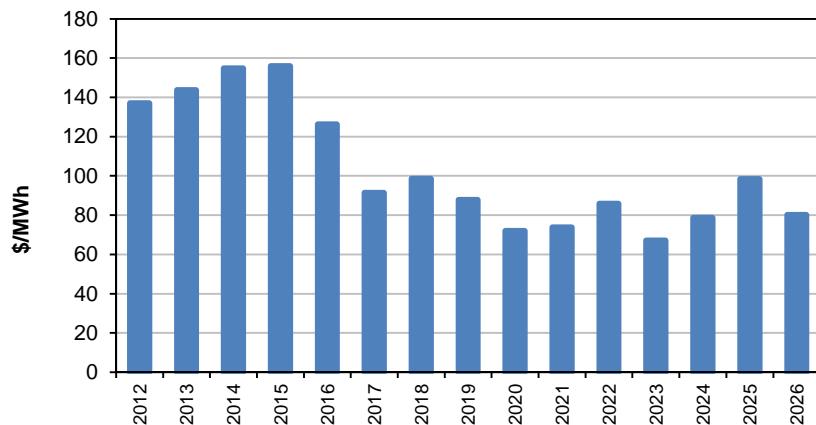
En la figura siguiente es clara la sustitución de la generación con bunker y diesel del parque existente por ciclos combinados (CCGNL) o motores de mediana velocidad (MMVGNL), que utilizan gas natural. Es claro que con la introducción del GNL, la opción de reconversión de las unidades existentes sería viable desde la óptima económica.

Figura 3 Evolución de la Generación Anual



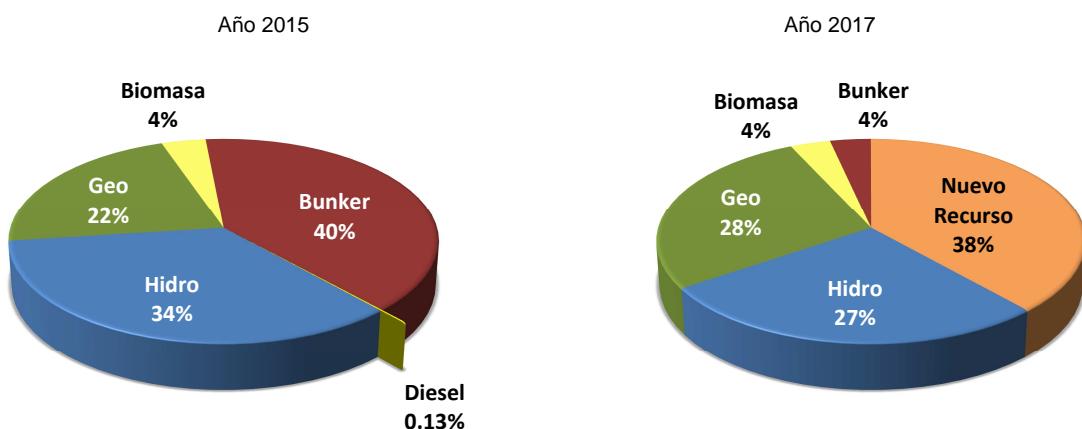
Como resultado del plan se corrobora que en el corto plazo, el costo marginal de la energía depende del parque generador existente y en el largo plazo la evolución del mismo dependerá de la instalación de nueva generación, que de ser competitiva podría conllevar a una reducción del precio de la energía para el usuario final.

Figura 4 Evolución del Costo Marginal de Operación Plan de Referencia



La expansión entre el 2015 y el 2017 básicamente resulta a través de proyectos de recurso natural y proyectos que utilizan gas natural. A través de estas expansiones se identifica una evolución en el que se diversifica la matriz energética del sector eléctrico. La participación de generación a base de bunker pasa de un 40% a un 4% entre el 2015 y 2017 y un 38% de la generación nacional puede corresponder a un nuevo recurso, que de acuerdo las hipótesis y análisis de este estudio, sería el gas natural.

Figura 5 Matriz Generación del Sector Eléctrico 2015 y 2017



Se verificó la confiabilidad del plan de expansión propuesto, obteniéndose resultados aceptables para el déficit de energía anual y el índice de probabilidad de pérdida de carga. En la tabla

siguiente se puede observar que la probabilidad de pérdida de carga se cumpliría excepto para el año 2015, en donde el déficit alcanzaría 13 GWh, sin embargo, la exigencia de que el LOLP no sea superior a 24 horas/año se puede relajar porque el sistema salvadoreño está interconectado con el resto de sistemas de Centroamérica, además a ese año se espera que el Mercado Eléctrico Regional haya madurado. Como referencia, en el año 2010, la energía no servida fue de 5 GWh.

Tabla 7 Probabilidad de Pérdida de Carga del Plan Indicativo de Expansión de Generación

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Déficit [GWh]	0	6	9	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LOLP [Horas/año]	0	18	13	33	7	16	7	7	11	14	9	8	18	14	10

SENSIBILIDADES

Con el objetivo de analizar el efecto de hipótesis o criterios diferentes a los adoptados en el Plan de Referencia se elaboraron distintos escenarios o sensibilidades, mediante las cuales se verifica la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden utilizarse para la toma de decisiones y políticas de Gobierno, de forma tal que garanticen el abastecimiento de energía y potencia en las condiciones de seguridad preestablecidas.

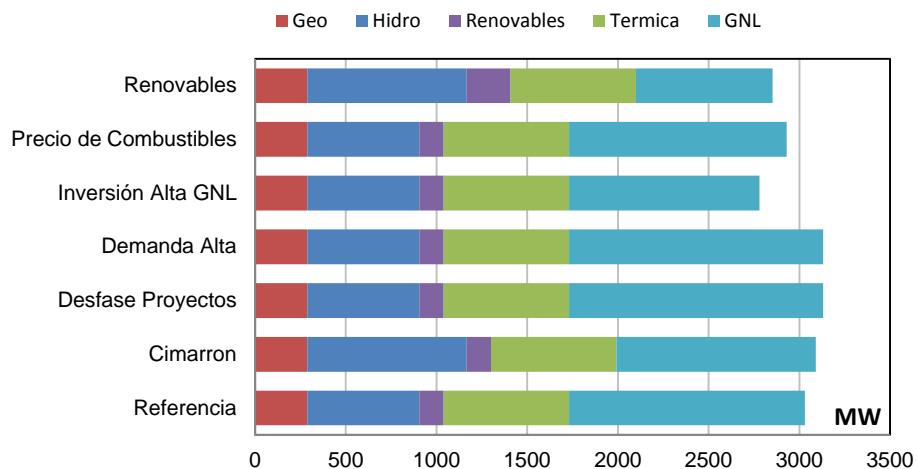
En la siguiente tabla se listan las sensibilidades al Plan de Referencia.

Tabla 8 Sensibilidades al Plan Indicativo de Expansión de la Generación

Descripción de Sensibilidades
Demandas Alta de Energía Eléctrica
<ul style="list-style-type: none"> El escenario de crecimiento promedio en el período de planificación es de 5.9% en lugar de 4.7% que se consideró en el Plan de Referencia
Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables
<ul style="list-style-type: none"> Los proyectos geotérmicos identificados de Ahuachapán (2015), Berlín V (2017) y VI (2016) y el proyecto hidroeléctrico El Chaparral (2015) entran en operación un año después del indicado.
Desarrollo del proyecto El Cimarrón
<ul style="list-style-type: none"> En el Plan Indicativo no se consideró como alternativa el proyecto hidroeléctrico El Cimarrón en cuanto que se encuentra en fase de rediseño, sin embargo, para analizar el impacto del mismo en la expansión del sistema de generación se fija que esté en funcionamiento en el año 2022.
Incremento del costo de inversión de proyectos a gas natural
<ul style="list-style-type: none"> Dado que en el largo plazo la expansión de la generación que resulta en el Plan de Referencia es instalando unidades que utilizan gas natural, se incrementa en un 10% su costo de inversión para determinar si tiene efecto en la optimización del parque generador a instalar.
Precios de Combustibles
<ul style="list-style-type: none"> Se estudia la expansión adoptando el escenario de Precio Alto de Combustible del Annual Energy Outlook 2011, en el cual se prevé un precio nivelado en el horizonte de planificación de 155 \$/barril para el WTI.
Proyectos renovables
<ul style="list-style-type: none"> Para ser consecuente con la Política Energética de fomentar el desarrollo de proyectos renovables tanto a pequeña como a gran escala y determinar el impacto en la expansión, se han incluido como alternativas proyectos Eólicos, Fotovoltaicos, Termo solares y pequeñas centrales hidroeléctricas, que están en fase de estudio. Además, se incluye el desarrollo del proyecto El Cimarrón en el 2022.
Operación Coordinada de los Sistemas Eléctricos de Centroamérica
<ul style="list-style-type: none"> Con el objeto de analizar la operación del sistema salvadoreño coordinado el resto de sistemas de la región.

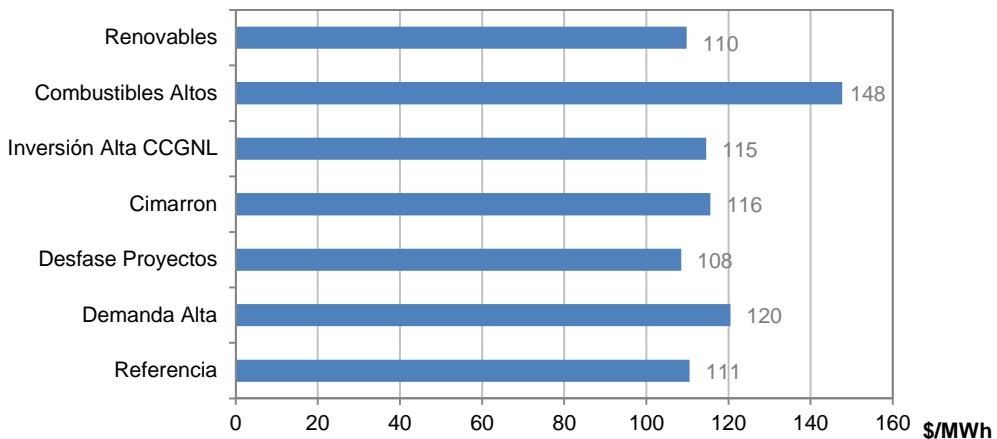
En general, las sensibilidades al Plan de Referencia verifican la robustez del mismo. Al hacer ajustes en alguna de las hipótesis de planificación, se mantienen las unidades de desarrollo o expansión a base de gas natural, tal y como se observa en la siguiente figura.

Figura 6 Composición de la capacidad instalada por recurso



En la siguiente figura se compara el costo marginal de operación de largo plazo del Plan de Referencia y el de sus sensibilidades. Es un costo promedio ponderado y actualizado con la tasa de descuento del 12%. En general, los costos marginales de operación oscilan entre 108 y 110 \$/MWh, salvo para la sensibilidad de precios de combustibles altos, lo cual era previsible.

Figura 7 Costo Marginal de Operación actualizado por escenario



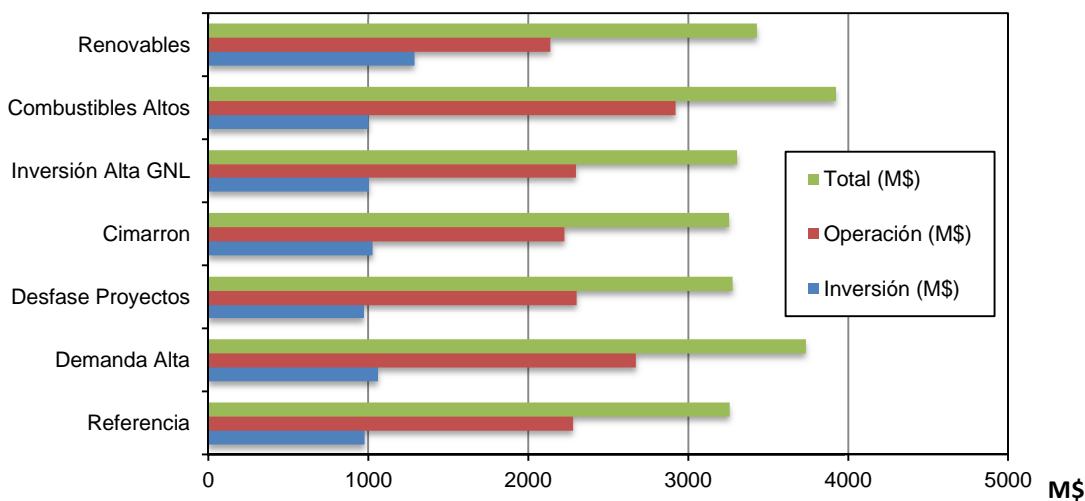
El costo total de los planes analizados se detalla en la siguiente tabla. Debe tenerse presente que el costo de inversión está afectado por la remuneración de la capacidad firme que reciben las unidades de generación, la cual es descontada en los costos fijos anuales.

Tabla 9 Resumen de Costos de Planes y Costo Marginal de Operación

Descripción	Inversión (M\$)	Operación (M\$)	Total (M\$)	CMO (\$/MWh)
Referencia	977.91	2280.2	3258.11	111
Demanda Alta	1062.02	2672.9	3734.92	120
Desfase Proyectos Renovables	973.33	2302.8	3276.13	108
Cimarrón	1028.65	2225.4	3254.05	116
Inversión Alta CCGNL	1005.29	2298.5	3303.79	115
Precios Altos de Combustibles	1002.17	2920.5	3922.67	148
Renovables	1290.04	2138.4	3428.44	110

En la tabla anterior y en la Figura 8 se observa que la política de promover fuentes renovables no convencionales tales como fotovoltaicos, eólicos, termo solares o pequeñas centrales hidroeléctricas para generación eléctrica, implica mayores costos de inversión y que el impacto en el costo de la energía no es significativo, aunque tiene externalidades positivas como promover el uso de los recursos locales, utilizar dichos proyectos para suministrar servicios a zonas aisladas rurales, permiten diversificar la matriz energética, ambientalmente tienen un impacto de reducir los gases de efecto invernadero, entre otros aspectos.

Figura 8 Costo de Planes de Expansión



Con el objeto de analizar la operación del sistema salvadoreño con el resto de sistemas de Centroamérica, se analizó la operación coordinada bajo las consideraciones siguientes:

- Los planes de expansión de los distintos sistemas de la región se fijaron de acuerdo al Caso A del informe Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación periodo 2011-2025, preparado por el Grupo de Trabajo de Planificación (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central, diciembre 2010. En el caso de El Salvador se utilizó el plan indicativo definido en el presente estudio, pero no se incluye la representación del contrato de 30 MW entre

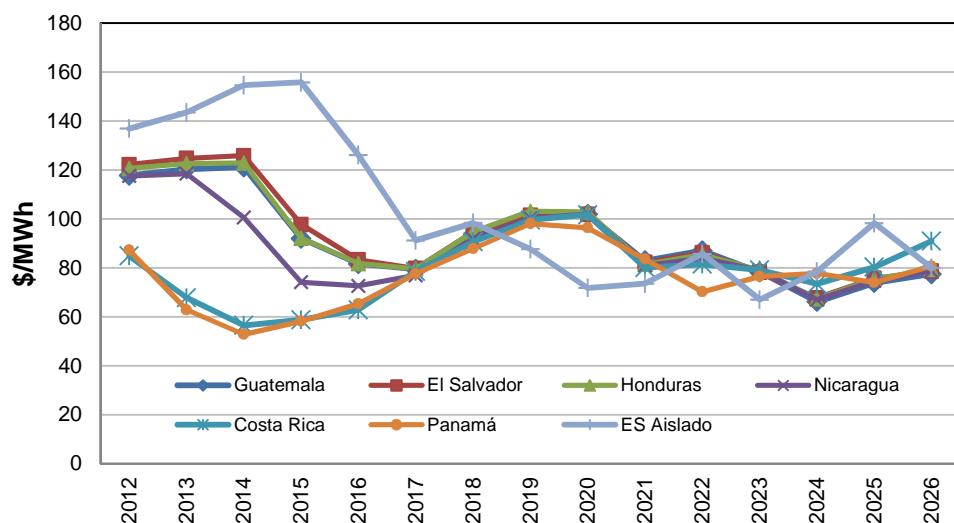
CAESS e Hidro Xacbal como una central en el sistema salvadoreño. La base de datos de los distintos países fue la utilizada por el GTPIR en el estudio mencionado.

- Tasa de descuento 12%
- Costo de déficit para la simulación de la operación: 0.35 US\$/kWh hasta un 2% de déficit y 0.80 US\$/kWh para déficit mayores a 2% de la demanda
- La proyección de demanda corresponde al Escenario Medio del informe del CEAC, salvo para El Salvador que se utilizó la proyección presentada en sección anterior.
- En todos los países se usaron los mismos precios de los combustibles que los definidos para El Salvador.

Debe aclararse que dado los supuestos del análisis, este es un ejercicio conceptual para evaluar las ventajas de la interconexión para los diferentes países, por ejemplo, en el caso de El Salvador, se preveían déficits de energía, siendo el máximo en el 2015, sin embargo, bajo este análisis de interconexión se reduce la probabilidad de déficit prácticamente a cero. De igual forma los resultados de intercambios y costos marginales son indicativos de lo que podría ocurrir si se consolida el proyecto SIEPAC y se desarrolla el Mercado Eléctrico Regional.

Respecto a la simulación de la operación coordinada de los sistemas de la región, se muestra en la figura y tabla siguiente el costo marginal de energía anual en cada uno de los sistemas y el intercambio entre los mismos.

Figura 9 Costo marginal de operación anual (\$/MWh)



Desde un punto de vista conceptual bajo una operación coordinada es de esperar una convergencia de los costos marginales de operación de los sistemas, lo cual se confirma en la figura anterior. Por otra parte, en el caso de El Salvador, hasta el 2016, los costos marginales de El Salvador con una operación coordinada con los demás países del Mercado Regional, son menores que los costos marginales determinados en la operación sin intercambios.

En el cuadro siguiente se muestran los flujos anuales entre países, expresados en MW medios. En el caso del El Salvador se observan importaciones netas significativas en los primeros años, que podrían desplazar generación local.

Tabla 10 Flujo Anual por las Interconexiones (MW medios)

Año	GU>ES	GU<ES	HO>ES	HO<ES	GU>HO	GU<HO	HO>NI	HO<NI	NI>CR	NI<CR	CR>PA	CR<PA
2012	221	0	35	1	105	1	5	115	0	233	20	94
2013	212	0	55	0	59	1	3	132	6	214	6	176
2014	214	0	94	0	49	2	0	211	2	237	34	128
2015	179	2	195	0	22	33	8	220	14	197	30	127
2016	73	13	76	2	21	55	27	180	32	175	36	109
2017	22	32	34	12	36	71	66	122	75	98	23	137
2018	35	21	30	13	69	55	55	115	62	109	21	143
2019	23	32	29	39	103	69	44	109	66	107	20	132
2020	10	43	22	35	101	102	46	137	65	147	37	258
2021	7	44	57	6	7	251	69	154	63	182	116	124
2022	3	47	43	5	12	243	31	206	31	230	52	244
2023	34	39	34	52	69	25	100	88	97	111	95	160
2024	131	1	85	11	111	1	46	91	286	3	227	57
2025	121	0	92	17	142	3	36	122	238	8	131	113
2026	92	2	65	46	150	3	49	106	273	8	125	141

CONCLUSIONES

Los aspectos relevantes de este trabajo de Planificación Indicativa de la Expansión de Generación para el horizonte 2012 – 2025, son los siguientes:

- Para satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el 2015 con el criterio de confiabilidad establecido, no se prevé que se requieran proyectos adicionales a los identificados, tales como expansiones de capacidad en ingenios, la puesta en operación de proyectos hidroeléctricos: Chaparral (en proceso de construcción) y Expansión en 5 de Noviembre y geotérmicos en Ahuachapán y Berlín. Sin embargo, cabe señalar que se debe dar seguimiento periódico a la gestión de los mismos, de forma tal de tomar las decisiones oportunas con anticipación.
- A partir del año 2016 y en el largo plazo, la expansión básicamente resulta a través de proyectos que utilizan gas natural y recurso natural. Sin embargo, independientemente del tipo de proyecto que pueda concretarse, a través de la simulación se identifica la necesidad de aproximadamente 350 MW de nueva capacidad para el año 2016, los cuales pueden justificarse desde un punto de vista técnico y económico. Capacidad que coincide con la Licitación de Contrato de Largo Plazo que inició en diciembre de 2010 y en ese sentido es importante seguir apoyando el desarrollo de la misma.

- En el corto plazo el precio de la energía depende del parque generador existente y en el mediano y largo plazo, la evolución del mismo dependerá de la instalación de nueva generación más económica y que podría conllevar a una reducción del precio de la energía para el usuario final.
- En definitiva el Plan es consistente con la Política Energética en cuanto que:
 - Se garantiza la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de forma confiable.
 - Promueve el desarrollo de los recursos renovables, esto es que se ha identificado la necesidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos entre otros, para cubrir la demanda de energía del Mercado Mayorista de Electricidad.
 - Se diversificaría la matriz energética del sector eléctrico si se concreta la introducción del gas natural como combustible de generación.

Como resultado de realizar las sensibilidades antes indicadas, se puede concluir que soportan el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, en cuanto que al modificarse alguno de los supuestos se confirma que:

- A partir del 2016 se requieren entre 350 y 500 MW de capacidad adicional a la de los proyectos identificados a desarrollarse hasta dicho año. En ese sentido, las Licitaciones de Contratos de Largo Plazo para la atracción de nueva inversión son necesarias no solo para tener mayor certeza de satisfacer la demanda del sector eléctrico de forma confiable y a precios de energía razonables para el usuario final, sino también porque permitiría diversificar la matriz energética del país.
- Conforme a los supuestos y criterios de planificación, en el largo plazo las unidades de desarrollo corresponde a centrales que utilizan gas natural licuado, lo cual confirma la robustez del plan indicativo, esto es que al sensibilizar el Plan de Referencia, ya sea a través de variar precios de combustibles, incrementar la demanda de energía, considerar mayores costos de inversión para los proyectos a gas natural licuado, el equipamiento que se obtiene es congruente con la selección de ciclos combinados o motores de media velocidad a GNL.
- Se confirma que con la consolidación del Mercado Eléctrico Regional y el Proyecto SIEPAC se tendrían ventajas para los sistemas de la región, tanto desde el punto de vista técnico y económico, debido a la reducción de déficit de energía en los sistemas e intercambios de energía a precios que incidan en la reducción de los precios de energía nacionales.

**PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
DE EL SALVADOR, 2012 - 2026**

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico de El Salvador se caracteriza por tener un mercado mayorista de generación en el que los agentes 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. A la fecha se han incorporado en el marco regulatorio, disposiciones que tienden a reforzar dichas condiciones, tal es el caso de la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) y su puesta en funcionamiento a partir de agosto de 2011.

En los mercados competitivos de generación eléctrica con participación privada, la autoridad normativa pueda 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 pudieren estar interfiriendo el desarrollo del mismo. En este contexto, el Consejo Nacional de Energía (CNE), tal como se establece en su ley de creación, debe elaborar un Plan Indicativo de expansión de la Generación, a efecto de evaluar el desempeño del mercado de generación, determinar las necesidades de expansión de la generación, prever tecnologías más competitivas a ser desarrolladas.

Por lo anterior, el objetivo del presente 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.

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 y toma de decisiones a nivel de transmisión y distribución, entre otros.

Con el propósito de analizar el efecto de hipótesis o criterios diferentes a los adoptados en el Plan de Referencia se elaborarán distintos escenarios o sensibilidades, mediante las cuales se verificará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden utilizarse para la toma de decisiones y políticas de Gobierno de forma tal que garanticen el abastecimiento de energía y potencia en las condiciones de seguridad preestablecidas.

A continuación se presentan detalles del entorno del Sector Eléctrico de El Salvador, actores, política energética, marco regulatorio, competencias.

2. POLÍTICA ENERGÉTICA

Los lineamientos y objetivos de la Política Energética Nacional, se enmarcan dentro de las acciones concretas definidas a partir del Plan de Gobierno y pretenden constituirse en un instrumento configurador de un nuevo escenario energético de mediano y largo plazo (2010-2024), 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.

El Consejo Nacional de Energía, como ente rector de la Política Energética y en sus facultades que por Ley se le otorgan, ha definido los objetivos y la visión estratégica 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 definidos en la Política Energética son los siguientes y deben tenerse presente para el análisis de mediano y largo plazo de la evolución del sector eléctrico de El Salvador:

- Garantizar un abastecimiento de energía oportuno, continuo, de calidad, generalizado y a precios razonables a toda la población.
- Recuperar el papel del Estado en el desarrollo del sector energético, fortaleciendo el marco institucional y legal que promueva, oriente y regule el desarrollo del mismo, superando los vacíos y debilidades existentes que impiden la protección legal de las personas usuarias de estos servicios.
- Reducir la dependencia energética del petróleo y sus productos derivados, fomentando las fuentes de energía renovables, la cultura de uso racional de la energía y la innovación tecnológica.
- Minimizar los impactos ambientales y sociales de los proyectos energéticos, así como aquellos que propician el cambio climático.

Para cumplir con este acometido se han definido seis líneas estratégicas dentro de la Política Energética los cuales son al mismo tiempo el resultado de un proceso de consulta realizado entre los actores del sector energético.

- Diversificación de la Matriz Energética y Fomento a las Fuentes Renovables de Energía. Con el objetivo de impulsar la diversificación de la matriz energética nacional, promoviendo e incentivando el uso de Fuentes de Energía Renovables y la incorporación de nuevos combustibles en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, reduciendo progresivamente la dependencia del petróleo y sus derivados.
- Fortalecimiento de la Institucionalidad del Sector Energético y Protección al Usuario. En función de: a) Recuperar el papel del Estado en el desarrollo del sector energético, fortaleciendo el marco institucional y legal que promueva, oriente y regule el desarrollo del mismo, superando los vacíos y debilidades existentes que impiden la protección legal de las personas usuarias de

estos servicios. b) Fortalecer el funcionamiento del Consejo Nacional de Energía y desarrollar el papel estratégico que debe cumplir en función del desarrollo energético del país.

- Promoción de una Cultura de Eficiencia y Ahorro Energético. Con el objetivo de promover el ahorro y uso adecuado de los recursos energéticos, incentivando el uso de tecnologías más eficientes en el sector público, el comercio, la industria, los servicios y el hogar, así como en el sector transporte, a través de normativas, incentivos y promoción educativa del ahorro energético, buscando disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.
- Ampliación de Cobertura y Tarifas Sociales Preferentes. Teniendo como finalidades: a) Propiciar el acceso a las diferentes formas de energía a toda la población, priorizando en las zonas rurales de difícil acceso y de menores Índices de Desarrollo Humano con la inversión en sistemas alternativos y renovables. b) Garantizar la focalización de los subsidios, particularmente los dirigidos al consumo doméstico de las familias de escasos recursos.
- Innovación y Desarrollo Tecnológico. Con el interés de impulsar la investigación y desarrollo (I+D) de tecnologías energéticas, especialmente las tecnologías limpias, con participación de universidades, centros de investigación, la empresa privada, organismos Internacionales y otros grupos, fomentando el intercambio y la transferencia de tecnología y conocimiento con diferentes países de América Latina y el Mundo, con el fin de proporcionar soluciones reales e innovadoras a la problemática del sector energético y contribuir con el desarrollo sostenible del país en dicho sector.
- Integración Energética Regional. Bajo el objetivo de impulsar y apoyar la integración de los mercados energéticos a fin de disponer de fuentes energéticas diversificadas y a menor costo.

Es en el marco de esta política que el CNE ha elaborado este Plan Indicativo de Expansión de la Generación, siendo este un estudio que permite analizar la viabilidad de la misma a través de la simulación de la evolución del sector eléctrico en el largo plazo e identificar estrategias, normativas o acciones por parte del Estado para concretar los lineamientos antes señalados.

De los planteamientos de Política indicados se deducen orientaciones que conllevan a garantizar el suministro de forma confiable y precios razonables, a diversificar la matriz energética, a fomentar el uso de los recursos renovables del país, entre otros, que no deben dejarse de lado en este estudio de la expansión de la generación.

En el contexto de la Política Energética Nacional, en el 2007 se aprobó la Ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables para la generación de electricidad. Ley que tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico, biomasa y solar, a través de la excepción de algunos gravámenes y del impuesto a la renta por un período determinado. Complementariamente el CNE está trabajando en desarrollar un marco regulatorio para promover la implementación de proyectos de generación de electricidad por fuentes renovables de hasta un máximo de 20 MW en redes de distribución y en elaborar un Plan Maestro de Energía Renovables para identificar el potencial y la ubicación de los distintos recursos que cuenta el país para la generación de energía eléctrica.

3. MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1. Aspectos Generales

Las actividades de la industria eléctrica en El Salvador están reguladas por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto Legislativo Nº 843 (10-oct-1996) y el Reglamento de la misma, emitido por el Presidente de la República (25-jul-1997). La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), creada por Decreto Legislativo Nº 808 (12-sep-1996) es la responsable del cumplimiento de la legislación. El Mercado Mayorista de Electricidad, administrado por la Unidad de Transacciones (UT) comenzó a operar el 1 de noviembre de 1998.

La reestructuración de la industria eléctrica, explicitada en la normativa señalada, tuvo como objetivo la creación de un mercado de electricidad abierto y competitivo con la participación del sector privado en generación, transmisión y distribución. Como parte del proceso de reforma se privatizó la distribución y la generación térmica. Inicialmente, el despacho se realizó de acuerdo con el orden de mérito determinado por las ofertas horarias de precios informadas diariamente por los generadores.

Después de algunos años de aplicación de la legislación señalada se identificaron fallas como la limitada inversión en nueva capacidad de generación para abastecer adecuadamente los incrementos de demanda, se detectó la no existencia de condiciones de sana competencia y que por consecuencia los precios de la electricidad no respondían necesariamente a las condiciones técnicas económicas del parque generador instalado, a los precios de los combustibles, entre otros aspectos.

Conforme a los antecedentes anteriores, en el 2003 se introdujeron cambios a la Ley General de Electricidad, y a partir de ese entonces se han ido realizando distintos ajustes a la normativa del sector con el objetivo de consolidar y garantizar el óptimo funcionamiento del Mercado Mayorista. Sin ser exhaustivo, en la tabla siguiente se listan cronológicamente las principales reformas al marco legal relacionadas con el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Considerando los antecedentes expuestos, el proceso para llegar a la situación actual de funcionamiento del sector ha requerido de medidas correctivas de parte del Gobierno, ejecutadas a través de las instituciones que definen la política, que regulan y vigilan el comportamiento de los distintos participantes de mercado, y dichas acciones han ido orientadas a consolidar y fortalecer la institucionalidad del sector energético.

Tabla 11 Cronología de Reformas al Marco Legal del Sector Eléctrico

Descripción de reformas en el Sector Eléctrico
<i>Reforma de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Legislativo N°1216 de abril de 2003</i> <ul style="list-style-type: none"> - Fortalecimiento de la autoridad de SIGET para vigilar la competencia en el mercado. - Asignar a la empresa de transmisión la responsabilidad de planificar, construir y mantener la red nacional de transporte. - La introducción de un sistema de despacho basado en costo de producción cuando no existiesen condiciones de competencia, de forma tal de garantizar que las ofertas en el mercado de oportunidad se asemejen a un mercado competitivo basado en costos (Artículo N°112E). - Desarrollo de un Mercado de Contratos de Largo Plazo a través de procesos de licitación competitivos, transparentes y que los precios se trasladen a la tarifa del usuario final. No hay obligación de contratación por parte de las empresas distribuidoras.
<i>Promulgación de la Ley de Competencia mediante Decreto Legislativo N°528 de 2004</i> <ul style="list-style-type: none"> - Creación de la Superintendencia de Competencia y el marco legal para regular y vigilar la competencia en los mercados. - Se derogan facultades a la SIGET para investigar y comprobar prácticas anticompetitivas en el sector eléctrico.
<i>Acuerdo No. 78-E-2005 de abril 2005</i> <ul style="list-style-type: none"> - La SIGET aprobó el Procedimiento Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS con el objeto proteger a los usuarios finales de energía eléctrica por medio de la mitigación de desajustes en los precios en el MRS, provocados por condiciones vulnerables del sistema eléctrico nacional debido principalmente a la indisponibilidad temporal de unidades generadoras importantes. - Este procedimiento se fue sucesivamente prorrogando por distintas razones entre las que se pueden señalar la volatilidad y el incremento de los precios internacionales del petróleo y su consiguiente incidencia en el normal comportamiento del Mercado Regulador del Sistema y del sector eléctrico en general.
<i>Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Ejecutivo N°57 de junio del 2006</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se establece el marco normativo para el funcionamiento del despacho basado en costos de producción, en los artículos 67A - 67N. - La base legal de los Contratos de Largo Plazo se definen en los artículos 86 A al 86 F.
<i>Acuerdo N°1/SC/SIGET/2007 de marzo de 2007</i> <ul style="list-style-type: none"> - La Superintendencia de Competencia y SIGET establecen que no existen condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados al Mercado Regulador del Sistema en el Mercado Mayorista de Electricidad; por lo que la Unidad de Transacciones deberá regirse por un Reglamento de Operación basado en costos de producción - En el acuerdo se detalla que en tanto no se encuentren completamente desarrollados los instrumentos normativos e institucionales para el despacho basado en costos en el mercado mayorista de electricidad se continuará calculando los precios en el mercado regulador del sistema conforme al Mecanismo Transitorio para el cálculo del precio en el MRS.
<i>Reforma de la LGE a través de Decreto Legislativo N°405 de agosto de 2007</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se establece la obligación de suscribir contratos de largo plazo a las distribuidoras, teniendo en cuenta porcentajes mínimos a definirse de forma en el reglamento de la LGE. Se reforma la el Art. 86A del RLGE para establecer dichos porcentajes, Decreto Ejecutivo N° 11 de fecha 22 de enero de 2008.
<i>Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, Decreto Legislativo N°404 de agosto de 2007</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se crea el CNE como la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética
<i>Acuerdos N°232 -E- 2008 y N°222 -E- 2009</i> <ul style="list-style-type: none"> - A partir del análisis del funcionamiento del sector eléctrico y de la reducción del precio del bunker a finales del 2008, la SIGET emite en octubre el Acuerdo No. 232 -E- 2008, correspondiente a la Aprobación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP). - Mediante el Acuerdo N°222 -E- 2009 se publica en el Diario Oficial el ROBCP.
<i>Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Ejecutivo N°88 de julio del 2010</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se define la Política de Gobierno respecto al desarrollo de Contratos de Largo Plazo y se modifica el porcentaje de contratación de forma tal que el mínimo sea de 80% alcanzable en el 2015 y hasta dicha fecha el mínimo es de 70%.
<i>Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Ejecutivo N°160 de diciembre del 2010</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se establece que el precio de la energía se ajustará de forma trimestral.
<i>Acuerdos N°335-E- 2011</i> <ul style="list-style-type: none"> - Se establece que la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción será a partir del 1 de agosto de 2011. - Se publica nuevamente el ROBCP en el Diario Oficial N°138, Tomo 392 de julio de 2011

Entre otros eventos a destacar en el sector eléctrico están los procesos de libre concurrencia que han realizado las empresas distribuidoras bajo la supervisión de SIGET. La primera licitación de suministro se realizó exitosamente en el 2008, en la que CAESS adjudicó a Hidro Xacbal de Guatemala el suministro de 30 MW durante 15 años, a partir de 2012. En la tabla siguiente se resumen los distintos procesos de licitación que se han desarrollado, además cabe señalar que actualmente está en proceso la licitación 350 MW para un período de suministro de 15 años a partir del 2016. Esta licitación constituye un instrumento para garantizar la satisfacción de la demanda de energía en el largo plazo, para atraer nueva inversión eficiente y para diversificar la matriz energética nacional.

Tabla 12 Contratos de Largo Plazo

Empresa Contratada	Potencia Contratada (MW)	Período de Suministro (Años)
Hidro Xacbal	30	15
Duke	100	2
Cutuco	12.66	2
Nejapa	77.34	2
CEL	220	3
LaGeo	13	3
INE	80	2 y 3
Energía Borealis	12	2
GECSA	10.3	2

La metodología para elaborar el Plan Indicativo de Expansión de la Generación debe tomar en cuenta, el marco normativo vigente y particularmente lo dispuesto en el ROBCP, en cuanto a sus aspectos conceptuales: (i) Sistema marginalista basado en costos para remunerar las transacciones de energía a nivel de generación, (ii) La remuneración de la capacidad firme de las unidades generadoras (iii) El valor del costo del déficit vigente.

3.2. Instituciones Sectoriales

a) Ministerio de Economía (MINEC)

El Ministerio de Economía fue el ente encargado, hasta la creación del Consejo Nacional de Energía, de dictar las políticas del sector energía. En el caso del sector eléctrico estas funciones fueron realizadas por la Dirección de Energía Eléctrica. Parte de sus funciones han sido transferidas al Consejo Nacional de Energía.

b) Consejo Nacional de Energía (CNE)

En 2007 se promulgó la ley que crea el Consejo Nacional de Energía como autoridad encargada de establecer la política energética del país. Se relaciona con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Economía. Entre sus atribuciones se destacan:

- Elaborar la política, establecer estrategias y planes indicativos de corto, mediano y largo plazo para el desarrollo del sector energético;

- Dar seguimiento a las políticas y estrategias energéticas, y monitorear que los planes de las instituciones del sector, cumplan con las mismas;
- Promover la aprobación de leyes y reglamentos propios del sector energético, en coordinación con las autoridades competentes.

La Junta Directiva del Consejo Nacional de Energía está integrada por los titulares del Ministerio de Economía (quien preside la junta), Secretaría Técnica de la Presidencia, Ministerio de Hacienda (MH), Ministerio de Obras Públicas, Transporte, Vivienda y Desarrollo Urbano (MOP), Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) y Defensoría del Consumidor (DC). Por otra parte, la Administración del CNE está a cargo del Secretario Ejecutivo, quien es nombrado por la Junta Directiva y es el máximo funcionario técnico del Consejo y responsable técnico y administrativo del desempeño del Consejo y de su personal.

c) Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

La SIGET es el organismo regulador y fiscalizador del sector electricidad y telecomunicaciones, responsable de asegurar el cumplimiento de las leyes y reglamentos correspondientes en El Salvador. Es una institución autónoma, creada por medio del Decreto Legislativo No. 808 (12-septiembre-1996). Las responsabilidades de SIGET incluyen:

- Aprobar las tarifas fijadas por cada Distribuidora para Usuarios Finales conectados a su propia red de distribución;
- Reglamentar y aprobar los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución;
- Otorgar concesiones para la explotación de recursos hidroeléctricos y geotérmicos;
- Emitir normas para la operación coordinada del sistema de transmisión y del mercado mayorista de energía eléctrica; y,
- Resolver disputas entre operadores.

d) Superintendencia de Competencia (SC)

La Superintendencia de Competencia tiene como finalidad velar por el cumplimiento de la Ley de Competencia, mediante un sistema de análisis técnico, jurídico y económico que debe complementarse con los estudios de apoyo y demás pertinentes para efectuar todas estas actividades en forma óptima.

La máxima autoridad es el Consejo Directivo, el cual está conformado por el Superintendente y dos Directores, nombrados por el Presidente de la República.

Algunas atribuciones y deberes del Superintendente son:

- Conocer de oficio o por denuncia, aquellas situaciones en que pueda ser afectada la competencia en el mercado, realizando las investigaciones y ordenando la instrucción del expediente que corresponda en su caso;
- Ordenar y contratar en forma periódica la realización de estudios de mercado y consultorías específicas sobre aspectos técnicos que sean necesarios para cumplir con el objetivo de la Ley;

- Establecer los mecanismos de coordinación con los Entes Reguladores para prevenir y combatir las prácticas anticompetitivas a que se refiere la Ley;

e) Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET)

El FINET es administrado por el Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local de El Salvador, FISDL. Entre sus atribuciones tiene:

- Recibir y administrar recursos financieros para el cumplimiento de sus objetivos;
- Subsidiar la construcción y mejoramiento de la infraestructura para el suministro de energía eléctrica y la prestación de servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos;
- Subsidiar el consumo de energía eléctrica y los servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos, siempre que éstos sean de beneficio comunal; y el consumo de energía eléctrica residencial
- Calificar a los beneficiarios de sus actividades, así como también evaluar y aprobar las solicitudes recibidas para el otorgamiento de subsidios

f) Unidad de Transacciones (UT)

La coordinación de la operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica la realiza la Unidad de Transacciones, entidad privada constituida como una sociedad anónima, siendo accionistas los Generadores, Transmisores, Distribuidores, Comercializadores y Usuarios Finales conectados directamente a la red de transmisión, con una capacidad nominal mínima de 5 MW. La UT no puede comprar o vender energía por cuenta propia.

La UT tiene como principales funciones:

- Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y,
- Operar el mercado mayorista de energía eléctrica

3.3. Operación del Sistema de Generación

Con la reestructuración del sector eléctrico a partir de la LGE en 1996, el despacho en el Mercado Mayorista de Electricidad inició realizándose de acuerdo con un orden de mérito determinado por las ofertas de precio decididas libremente por los generadores. El precio spot o precio del Mercado Regulador del Sistema (MRS) correspondía al costo marginal de energía horario. Las diferencias entre retiros para el suministro de contratos y las inyecciones resultantes del despacho se transaban al precio del MRS.

Debido a las alzas en el precio del MRS, que se trasladaba a los clientes finales, ya sea por la vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional debido principalmente a la indisponibilidad temporal de unidades generadoras importantes y a la volatilidad y la tendencia hacia el alza del precio del petróleo, la norma de cálculo de dicho precio fue modificada en 2005 mediante el Acuerdo N° 78 de SIGET, en el que se definió el Procedimiento Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS.

En términos generales, a partir de ese entonces, el precio del MRS fue igual al precio medio ponderado de las ofertas y las inyecciones de los generadores son remuneradas a su precio de oferta.

Actualmente, habiendo sido aprobado el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción y publicado en el Diario Oficial de julio de 2011, la aplicación del mismo se inició el 1º de agosto de 2011. En el ROBCP se establece que el despacho a nivel de generación será basado en costos variables de producción o en el costo de oportunidad del recurso hidroeléctrico, el precio del MRS será igual al costo marginal de operación y las transacciones en el mercado spot se realizan al precio del MRS. Además, se introduce la remuneración de la capacidad firme de las unidades generadoras.

En todos los casos los costos de servicios auxiliares, pérdidas de transmisión, cargo único por el sistema de transmisión, cargo UT y cargo SIGET, entre otros, englobados como Cargos del Sistema son sumados al costo marginal de operación para ser trasladados a las tarifas.

3.4. Transmisión

La propietaria de la red de transmisión es la Empresa de Transmisión de El Salvador (ETESAL) de propiedad estatal. ETE SAL está a cargo de la planificación de la expansión y tiene la obligación de expandir la red, de acuerdo a un plan aprobado por la SIGET. Aunque, los operadores pueden construir y poseer equipos para la interconexión de centrales generadoras.

El cargo por uso de la red es pagado por los generadores y traspasado al precio. Este cargo es igual al ingreso permitido dividido por la energía generada el año anterior. El ingreso permitido es determinado por la SIGET de modo de cubrir los costos de operación, mantenimiento y la anualidad de las inversiones necesarias para llevar a cabo las ampliaciones aprobadas.

3.5. Distribución

Como se establece en el artículo 67 de la LGE, los cargos por uso de la red de distribución son calculados usando una metodología establecida por SIGET que toma en cuenta los costos promedios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente operada y dimensionada al mercado. Además, el cargo promedio por uso de la red de distribución expresado en US\$/kW/mes, se calcula con base en la capacidad requerida a cada nivel de tensión, sin tomar en cuenta la energía suministrada.

Los precios incluidos en los pliegos tarifarios de distribución, definidos en el artículo 79 de la LGE, deberán basarse en:

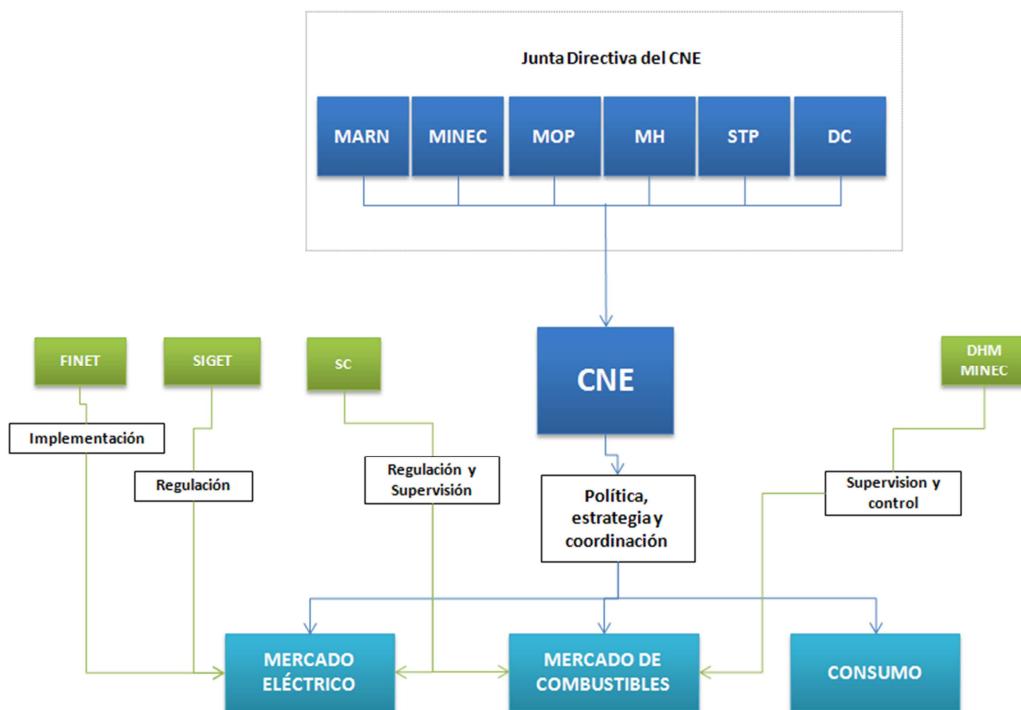
- a. Los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET.
- b. El precio promedio de la energía en el MRS en el nodo respectivo, de conformidad con el período establecido en el reglamento de la presente Ley.
- c. Los cargos de distribución determinados, de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 67 de la presente ley;
- d. Los cargos de comercialización.

La frecuencia de ajuste del precio de la energía a trasladar a tarifa se ha ido modificando en el tiempo, originalmente fue trimestral, en el 2001 pasó a ser mensual, luego en el 2003 se inició un ajuste semestral y a partir de enero de 2011 cada tres meses se actualiza dicho precio.

Existen otros cargos regionales que se incluyen en el precio de la energía a trasladar a tarifa, lo cual es conforme al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Finalmente, con el objeto de establecer la interdependencia de las distintas instituciones del sector que se han identificado anteriormente, en la figura siguiente se presenta el esquema institucional del sector energético.

Figura 10 Esquema Institucional del Sector Eléctrico

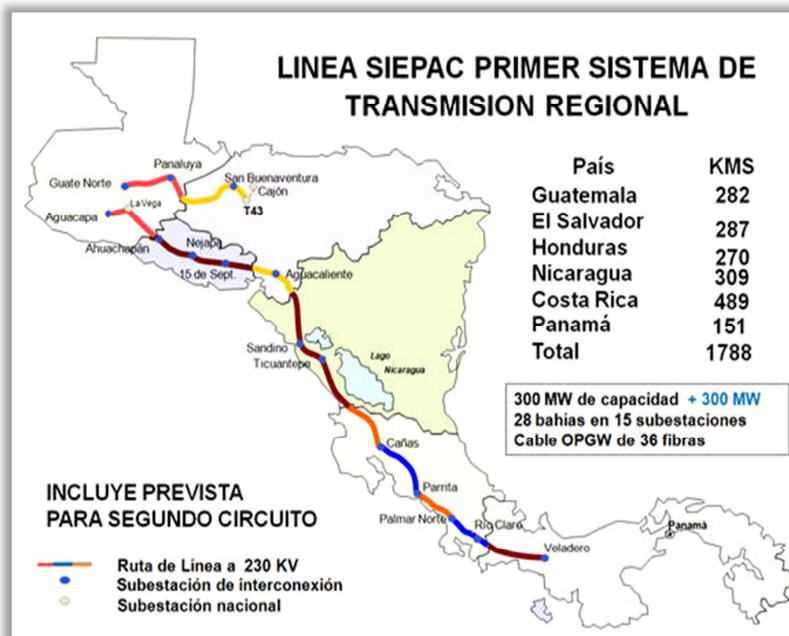


3.6. Interconexión Eléctrica Regional

Como parte de los acuerdos alcanzados por los países centroamericanos en el denominado Plan Puebla-Panamá, se incluyó la Integración Centroamericana en el aspecto energético. Dicha integración se desarrolló a través del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que define la constitución del Mercado Eléctrico Regional, los entes regionales: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) como regulador, y Ente Operador Regional (EOR) como operador del sistema regional. Adicionalmente, dicho Tratado considera la creación de la infraestructura necesaria para llevar a cabo las transacciones de energía regionales, dando origen al Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países del Área Centroamericana (SIEPAC), que reforzará los enlaces entre las redes eléctricas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Se considera que la construcción de dicho Sistema permitirá el intercambio

de excedentes de energía, facilitará apoyo en emergencias, reducirá el consumo de combustibles y habilitará un mercado creciente de electricidad. Se prevé que la línea SIEPAC entre de forma parcial en operación en este año 2011.

Figura 11 Línea SIEPAC



Fuente: SIEPAC

En febrero de 2010 se puso en servicio la Interconexión México – Guatemala, la operación comercial es bilateral entre dichos países y esta información no se considera en el predespacho regional que realiza el EOR. También, se está en el proceso de concretar la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.

En relación con el tratamiento de las interconexiones internacionales en la determinación del plan indicativo de generación para El Salvador existen tres posibilidades de análisis:

- La expansión de la generación se estudia para el sistema aislado más las transacciones internacionales correspondientes a contratos en firme de largo plazo, sea como inyecciones (igual a la demanda del contrato) o como demanda adicional cierta para el sistema. En este caso se acepta que los efectos de las interconexiones afectarán el mercado spot, pero los inversionistas no tomarán en cuenta este efecto para modificar sus decisiones de incorporar nueva generación en la medida que sus ingresos estarán determinados fundamentalmente por ventas a través de contratos en el país. Ante la imposibilidad de anticipar los volúmenes de futuros contratos de importación y exportación de largo plazo sólo se consideraran los contratos ya comprometidos.
- Además de estudiar el sistema salvadoreño, se determina la expansión de los demás países del Istmo también aislados, y se realiza una simulación de la operación coordinada y se determinan los flujos, los intercambios y los costos marginales locales.

- Se consideran los distintos sistemas del Istmo como un solo sistema cuya expansión se optimiza considerando los proyectos posibles en cada país y las limitaciones de transmisión.

Para que se comprometan contratos firmes de largo plazo que signifiquen una dependencia de sistemas de la región y por lo tanto una modificación de la expansión de la generación local, se requiere que se establezca la confianza que los riesgos de déficit en los países exportadores son mínimos. Esto ocurriría en la medida que los costos de desarrollo en algunos países son significativamente menores o porque se están desarrollando proyectos de gran tamaño para el suministro regional.

La mayoría de los países del MER tienen actualmente condiciones de abastecimiento eléctrico ajustado. Superar esta situación requiere de un esfuerzo significativo de inversiones que puede tomar algunos años con el desarrollo de proyectos locales. En consecuencia se puede prever en el corto plazo que los intercambios entre los países sean principalmente de tipo ocasional y en el caso de contratos firmes éstos sean de montos no significativos.

El presente plan indicativo de expansión de la generación se realizará considerando un abastecimiento autónomo. Posteriormente se analizará el efecto de intercambios ocasionales con desarrollos, también autónomos, en los demás países del MER.

4. SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

4.1. Mercados Eléctricos

En El Salvador se distinguen dos mercados el Mayorista y Minorista, la potencia instalada y la producción bruta (generación bruta más importaciones menos exportaciones) en cada uno en el 2010 se indican en la tabla siguiente.

Tabla 13 Potencia Instalada y Producción Bruta 2010

Mercado	Potencia	Producción
	Instalada (MW)	Bruta (GWh)
Mayorista	1471.17	5650.50
Minorista	17.98	61.03
Total	1489.2	5711.5

Fuente: Estadísticas Eléctricas SIGET – 2010

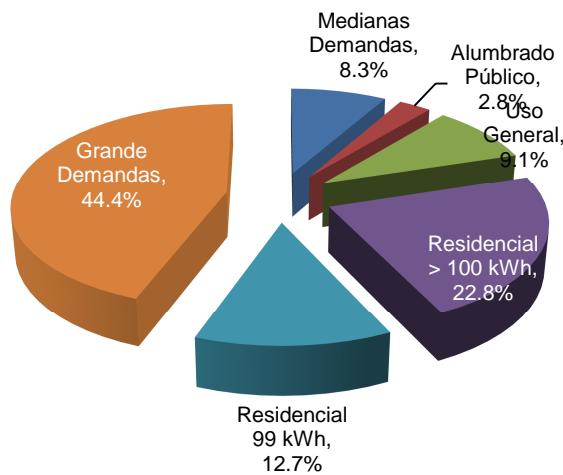
4.2. Estructura del Consumo

Con una demanda neta nacional al año 2010 de 5,636.9 GWh (inyecciones netas mas importaciones netas menos pérdidas de transmisión), y una proyección de población de 6,2 millones de habitantes (Censo 2007 y proyección), la producción por habitante en El Salvador es aproximadamente de 909.2 kWh/hab.

En el 2010, el promedio de pérdidas de transmisión fue de 98.8 GWh, 1.72 % de la inyección neta. La electricidad es consumida en un 52.7% por grandes y medianas demandas, un 35.5% por los

clientes residenciales y un 14.8% por el resto de los sectores (Uso General y Alumbrado público). Esta distribución se muestra en la figura siguiente.

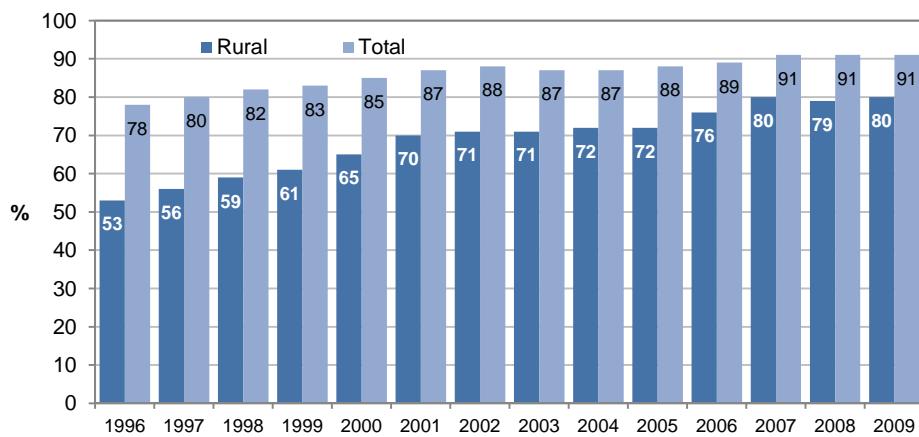
Figura 12 Estructura de la Demanda año 2010



Fuente: Estadísticas Eléctricas SIGET – 2010

El grado de electrificación llegó a 91% en el año 2008, y se mantuvo en el 2009, con una evolución gradual desde 78% y 53% en 1996 y 1996 respectivamente.

Figura 13 Porcentaje de Electrificación de El Salvador



Fuente: Encuesta de Hogares de Propósitos Múltiples 2009. DIGESTYC

4.2.1. Evolución de la Demanda de Electricidad

En el tabla siguiente se presenta la demanda de energía eléctrica en el Mercado Mayorista, (inyecciones netas más importaciones netas) para el período 1990-2010. (Incluye Pérdidas de Transmisión y Distribución.)

Tabla 14 Demanda del Mercado Mayorista 2010

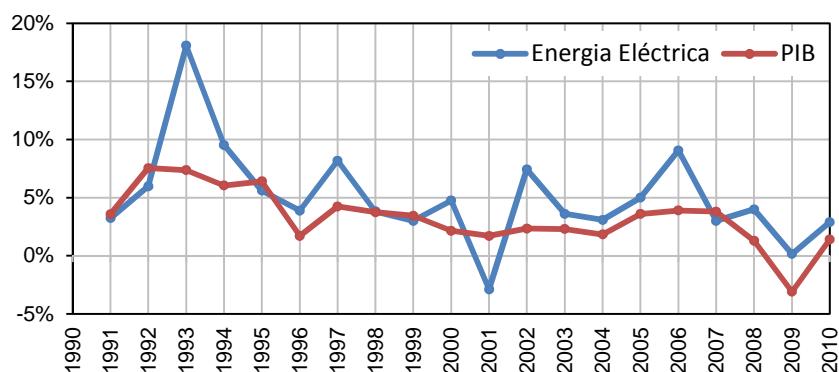
Año	Inyecciones Netas (GWh)	Importaciones Netas (GWh)	Demanda Neta (GWh)	Tasa de Crecimiento
1990	2164	1	2166	
1991	2231	5	2236	3.2%
1992	2317	53	2369	6.0%
1993	2718	79	2797	18.1%
1994	3075	-11	3064	9.5%
1995	3271	-35	3236	5.6%
1996	3341	21	3361	3.9%
1997	3548	88	3636	8.2%
1998	3737	38	3775	3.8%
1999	3638	250	3889	3.0%
2000	3377	696	4073	4.7%
2001	3647	309	3956	-2.9%
2002	3866	384	4249	7.4%
2003	4077	325	4403	3.6%
2004	4156	382	4538	3.1%
2005	4481	284	4765	5.0%
2006	5194	2	5197	9.1%
2007	5321	32	5353	3.0%
2008	5572	-6	5566	4.0%
2009	5445	130	5575	0.2%
2010	5651	85	5736	2.9%

Fuente: Boletín Anual SIGET y UT 2010

De conformidad a la tabla anterior y en forma grafica a continuación, para el período 1990-1998 la demanda creció un promedio de 7.3% anual, mientras la economía (Producto Interno Bruto, PIB) creció 5.1% anual. De 1998 a 2010, el crecimiento de la demanda ha sido de 3.6% en promedio, en tanto el crecimiento de la economía, en el mismo período fue de 2.2%. A partir de la información anterior, es evidente que existe relación entre el PIB y la demanda de energía eléctrica, que puede ser cuantificada y considerada para desarrollar un modelo de prospectiva de largo plazo de la demanda de energía eléctrica.

Las tasas de crecimiento de la energía eléctrica y del PIB para el período 1991-2010 se muestran en el gráfico siguiente.

Figura 14 Tasas de Crecimiento del PIB y Energía Eléctrica



El alto porcentaje de crecimiento en la demanda de energía del año 1992 al 1994 está relacionado a la Firma de los Acuerdos de Paz y finalización del conflicto interno. En el año 2001 hay una baja sensible debido a dos terremotos. En el año 2006 hay un crecimiento del 9% por el incremento de la inversión (10,8%) y el buen desempeño de la agricultura y los servicios, factores que contribuyeron a una reducción del desempleo y crecimiento del PIB¹. En el año 2007 y 2008 se observa un crecimiento menor debido a la crisis financiera global, pero en el año 2009 ya se observa tendencia a la recuperación. A pesar de los porcentajes de crecimientos altos y bajos muy pronunciados, la tasa promedio de crecimiento de la demanda de energía ha sido de un 4.9%.

4.2.2. Evolución de la Demanda de Electricidad en los Países del MER

A modo de comparación, en la tabla siguiente se presentan las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los países que forman parte del Mercado Eléctrico Regional (MER). En todos ellos se observa un menor crecimiento en el período 2000-2007 en relación a los cinco años anteriores y recuperación en el 2010.

Tabla 15 Tasas de Crecimiento Históricas de Demanda de Energía Eléctrica

Periodo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	5.6	8.5	8.3	7.5	4	5.2
1995	5.7	4.7	8.7	7.6	6.6	5.5
2000	4.9	2.8	5.9	7.2	4.6	3.6
2004	5.4	5.0	5.1	4.7	3.9	2
2005	5.9	9.1	6.5	8.4	4.7	2.9
2006	5.8	3.0	6.3	5.1	1.6	4.8
2007	2.2	4.0	0.2	4.1	4.7	3.1
2008	-1	0.2	1.1	-0.5	1.5	8
2009	3	2.9	2.7	2.8	4.9	6.5
2010						

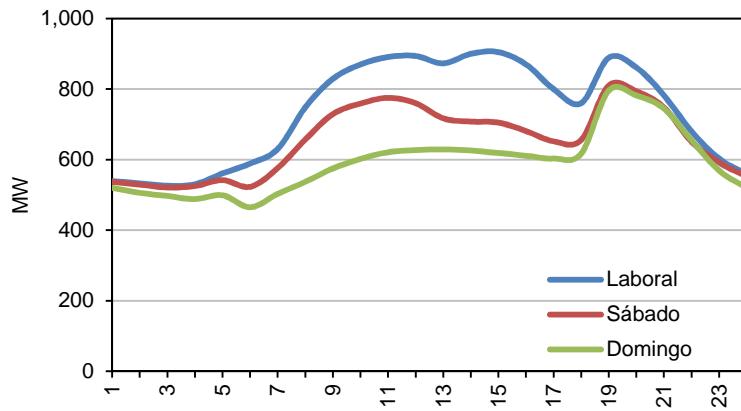
Fuente: Boletines de SIGET y Estadísticas del Sector Eléctrico de CEPAL

¹ El Salvador: Evolución Económica durante 2006 y perspectivas 2007 – CEPAL

4.2.3. Curvas Típicas de Carga

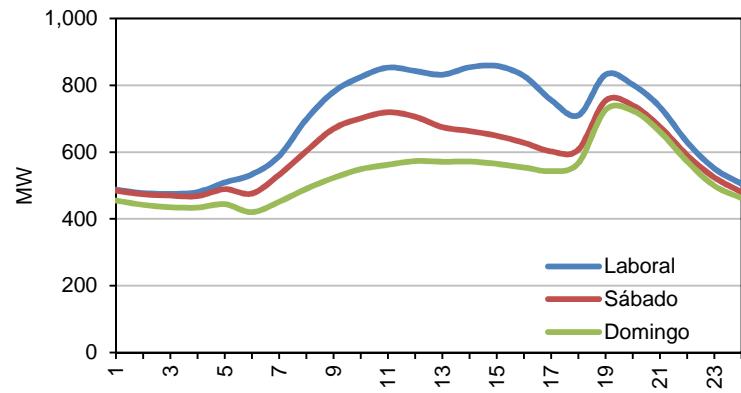
En los gráficos siguientes se presentan las curvas de carga típicas para día laboral, sábado y domingo para las estaciones seca y húmeda. En ellas se aprecia por una parte, que el comportamiento es similar en ambas estaciones y por otra que en los días laborales la demanda presenta un nivel bastante similar durante unas 10 horas diarias (10 a 17, 20 y 21).

Figura 15 Curvas de carga típicas estación seca de 2010



Fuente: UT

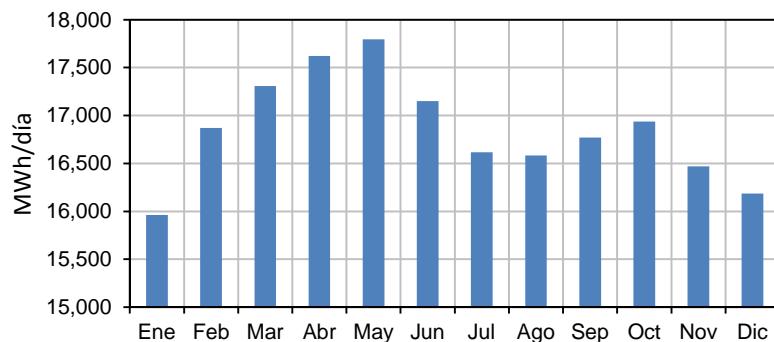
Figura 16 Curvas de carga típicas estación húmeda de 2010



Fuente: UT

El consumo medio del día laboral en 2010 fue de 16,856 MWh. La variación a lo largo de los meses del consumo medio de los días laborales correspondientes al 2010 se muestra en la figura siguiente:

Figura 17 Consumo Medio del Día Laboral de 2010



Fuente: UT

4.2.4. Evolución de la Demanda Máxima del Sistema

Se puede notar de la tabla siguiente que también la demanda máxima ha tenido porcentajes de crecimiento altos y bajos y hasta negativos al igual que la demanda de electricidad. El promedio de crecimiento del período es de 3.2%.

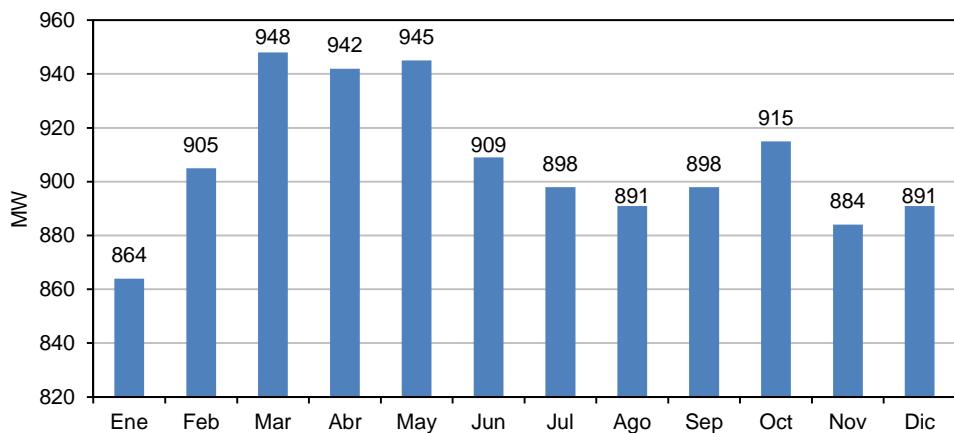
La demanda máxima anual se presenta regularmente en diciembre de cada año, sin embargo en el 2008 y 2010 la demanda máxima ocurrió en marzo y abril, respectivamente. En el 2010, los meses de menor demanda máxima corresponden a enero, febrero y agosto.

Tabla 16 Evolución Anual de la Demanda Máxima del Sistema

Año	Demanda MW	Variación MW	%
1995	591.7		-
1996	626	34.3	5.8%
1997	666.2	40.2	6.4%
1998	686.8	20.6	3.1%
1999	718	31.2	4.5%
2000	758	40	5.6%
2001	734	-24	-3.2%
2002	752	18	2.5%
2003	785	33	4.4%
2004	809	24	3.1%
2005	829	20	2.5%
2006	881	52	6.3%
2007	906	25	2.8%
2008	924	18	2.0%
2009	906	-18	-1.9%
2010	948	42	4.6%
Promedio			3.2%

Fuente: UT / SIGET

Figura 18 Demanda Máxima Neta Mensual (2010)



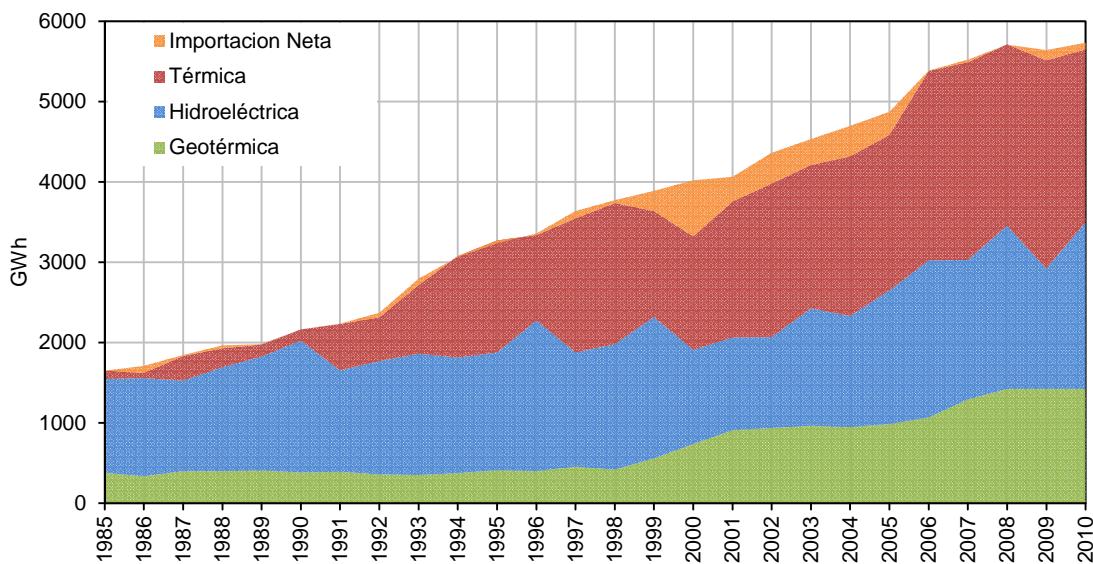
Fuente: UT

4.3. Características de la Oferta de Electricidad

4.3.1. Evolución del Abastecimiento

El aporte hidroeléctrico que representaba un 70% hasta 1990, promedia un 36.8% en el 2010. El aporte geotérmico alcanza un 25.2%, en tanto la generación térmica en base a petróleo ha llegado a constituir el 38% de la generación en los últimos años. Importaciones netas significativas se han dado entre 1999 y 2005.

Figura 19 Generación Neta Anual de 2010



Fuente: Boletín SIGET 2010 – UT 2010

4.3.2. El Sistema Eléctrico Existente

Las centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista de El Salvador, su propietario, el tipo, la potencia instalada y la potencia disponible se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 17 Centrales del Mercado Eléctrico Mayorista 2010

Nombre	Tipo	Número de unidades	Capacidad instalada		Capacidad disponible	
			MW	(%)	MW	(%)
Hidráulica						
Guajoyo	Hidro	(1x19.8)	472	32	472	34
Cerrón Grande	Hidro	(2x86.4)	20	1	20	1
5 de Noviembre	Hidro	(3x20)+(1x18)+(1x21.4)	173	12	173	12
15 de Septiembre	Hidro	(2x90)	99	7	99	7
			180	12	180	13
Geotérmica			204	14	184	13
Ahuachapán	Geo	(2x30)+(1x35)	95	6	80	6
Berlín	Geo	(2x28.12)+(1x44)+(1x9.2)	109	7	104	7
Térmica			691	47	658	47
Duke Energy			338	23	312	22
Acajutla	TV-B	(1x30)+(1x33)	63	4	61	4
Acajutla	TG-D	(1x82.1)	82	6	64	5
Acajutla	MD-B	(6x16.5)+(3x17)	150	10	145	10
Acajutla	TG-D	(1x27)	27	2	27	2
Soyapango	MD-B	(3x5.4)	16	1	15	1
Nejapa Power	MD-B	(27x5.33)+(1x7)	144	10	141	10
CESSA	MD-B	(3x6.4)+(2x6.7)	33	2	33	2
INE	MD-B	(3x17.1)+(6x8.3)	100	7	100	7
Textufil	MD-B	(2x3.6)+(2x7.05)+(1x7.38)+(2x7.72)	44	3	41	3
GECSA	MD-B	(3x3.87)	12	1	11	1
Energía Borealis	MD-B	(8x1.7)	14	1	13	1
Hilcasa	MD-B		7	0.5	7	0.5
Biomasa			104	6	82	6
CASSA	TV-Biom	(1x25)+(1x20)	50	3	45	3
El Ángel	TV-Biom		23	2	13	1
La Cabaña	TV-Biom		21	1	18	1
Chaparrastique*	TV-Biom		10	0.7	6	0.4
		Total	1471.2	99.3	1395.3	100.0

Fuente: Boletín SIGET 2010 – UT 2010

Geo=Geotérmica, TV=Térmica a vapor, TG=Turbina a gas, MD=Motor diesel

B=Bunker (fuel oil No.6), Biom = Bagazo de caña

* Cabe aclarar que la central del Ingenio Chaparrastique entró en operación a inicios del 2011.

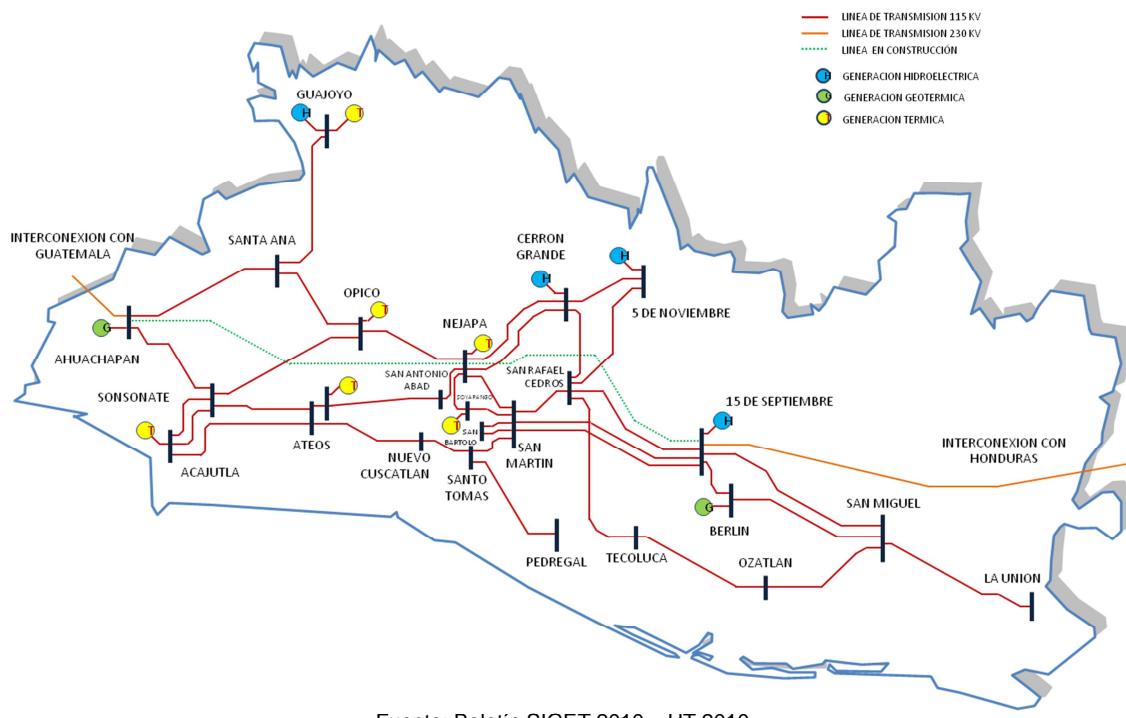
La capacidad instalada en recurso natural: geotérmica (14%), hidráulica (32%) y biomasa (6%) alcanza el 52 %, el complemento 48% está distribuido en generadores térmicos de Duke Energy (23%), CENERGICA (Nejapa Power, 10%), Inversiones Energéticas (7%), entre otros. Información adicional a considerar es que el ingenio El Ángel tiene programado agregar 15 MW en noviembre del 2011 y el ingenio La Cabaña 15 MW en el año 2013.

Para las simulaciones se ha tomado en cuenta el factor de disponibilidad de cada una de las centrales instaladas.

En los Anexos del 3 al 7 se muestran los datos técnicos y económicos de las centrales y en el Anexo 8 se muestra la tasa de salida forzada y la disponibilidad.

La ubicación de las centrales generadoras en El Salvador se muestra en el mapa siguiente.

Figura 20 Centrales Generadoras y Sistema de Transmisión 2010



Fuente: Boletín SIGET 2010 – UT 2010

4.3.3. Centrales Hidroeléctricas

Las cuatro centrales hidroeléctricas de la CEL (Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre) se encuentran en serie hidráulica sobre el río Lempa. Las centrales Guajoyo y Cerrón Grande cuentan con embalses que permiten una regulación estacional. Las centrales 5 de Noviembre y 15 de Septiembre tienen una capacidad de regulación semanal.

Para la puesta en funcionamiento del ROBCP, la UT en coordinación con los distintos operadores tuvo que recopilar las características de operación, técnicas y económicas del parque generador (hidroeléctrico, geotérmico y térmico), y que posteriormente fue aprobada por SIGET conforme lo que se establece en el Acuerdo N°242-E-2011 del 6 de mayo. La información técnica aprobada es la que está siendo utilizada en las distintas programaciones de la generación (Anual, Semanal y Diaria), y es la que se tomó como base para elaborar el presente trabajo de expansión.

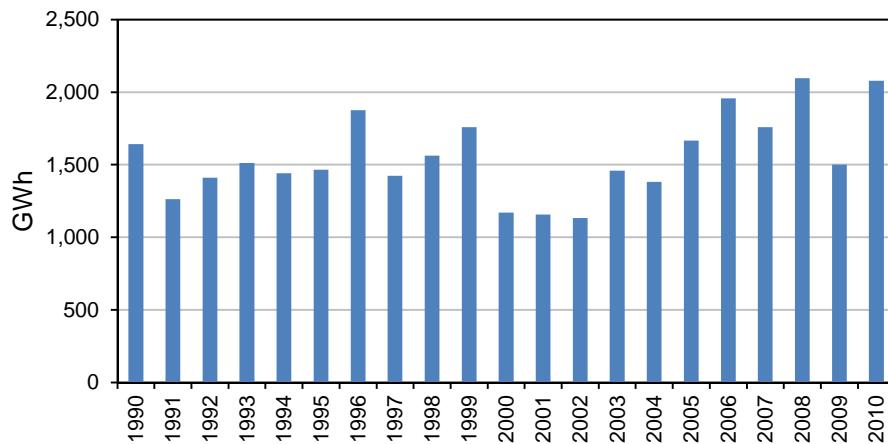
Las características principales de las centrales hidráulicas se detallan a continuación, habiendo más detalle en el Anexo 3. Adicionalmente la información de disponibilidad se incluye en el Anexo 8.

Tabla 18 Datos técnicos y económicos de centrales hidroeléctricas

Descripción	Unidad	Guaj U1	Cgra U1	Cgra U2	5nov U1	5nov U2	5nov U3	5nov U4	5nov U5	15se U1	15se U2
Potencia Máxima Neta	MW	19.8	86.4	86.4	20	20	20	18	21	92.76	92.76
Cota máxima de operación	m.s.n.m.	430.3	243	243	180	180	180	180	180	49	49
Cota mínima de operación	m.s.n.m.	419.5	228.5	228.5	176	176	176	176	176	46	46
Costo Variable No combustible (CVNC)	US\$/MWh	7.056	2.204	2.204	2.88	2.88	2.88	3.1	3.3	2.445	2.445
Caudal mínimo turbinable	m3/s	14	84	84	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	130	130
Caudal máximo turbinable	m3/s	46	175	175	40.5	40.5	40.5	35	47.8	370	370
Factor de producción promedio	MW/m3/s	0.397	0.473	0.473	0.491	0.491	0.491	0.469	0.474	0.265	0.265

En la figura siguiente se muestra la generación neta histórica de las centrales hidroeléctricas.

Figura 21 Generación Hidroeléctrica Histórica neta

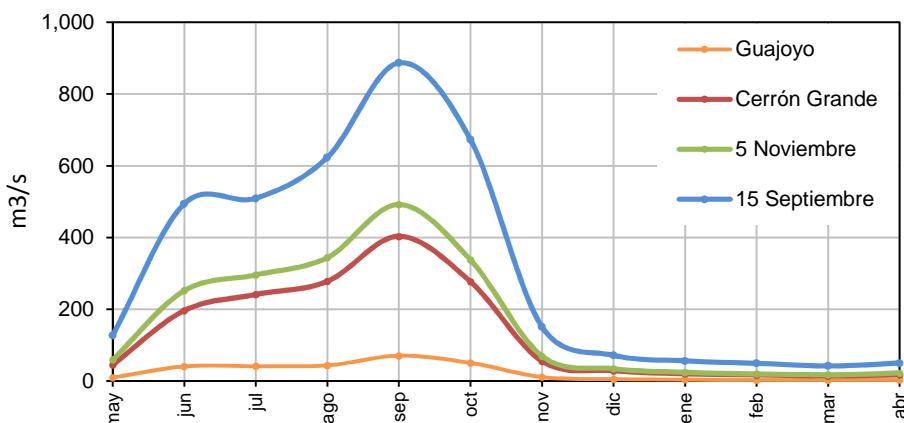


Fuente: Boletín SIGET 2010 - UT

La generación hidroeléctrica neta entre 1990 y 2010 fue en promedio de 1,553.8 GWh y en el período 2005 y 2010, fue de 1828 GWh/año.

En la figura siguiente se muestran los caudales mensuales promedio afluentes a las centrales existentes. Estos presentan dos estaciones muy marcadas: húmeda (de mediados de mayo a mediados de noviembre) y seca (de mediados de noviembre a mediados de mayo).

Figura 22 Caudales Afluentes Promedio (1965 – 2002)



Fuente: UT

Si bien los embalses de las centrales Guajoyo y Cerrón Grande transfieren agua de la estación húmeda a la seca, ésta es limitada. La generación de las centrales presenta también una marcada variación estacional de modo que los meses de abril a junio son los meses críticos de abastecimiento.

4.3.4. Centrales Geotérmicas

Las características de operación de las unidades geotérmicas de LaGeo se indican en la tabla siguiente y corresponde a la base de datos aprobada por SIGET en el Acuerdo N° 242-E-2011, (más detalle ver el Anexo 4).

Tabla 19 Datos técnicos y económicos de centrales geotérmicas

Descripción	Unidad	AHUA-U1	AHUA-U2	AHUA-U3	BERL-U1	BERL-U2	BERL-U3	BERL-U4
Límite superior generación	MW	28	28	37	27.5	28.2	41.3	8.0
Límite inferior generación	MW	15	15	20	24.5	24.5	35	4
Costo Variable No Combustible (CVNC)	US\$/MWh	4.079	4.079	3.464	2.280	2.280	2.189	1.886
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	0.014	0.012	0.004	0.007	0.005	0.058	0.107

4.3.5. Centrales Térmicas

Las características de operación de las unidades existentes se indican en las tablas siguientes. Cabe aclarar que el consumo específico neto de combustible corresponde a la potencia máxima neta, menos el porcentaje de reserva rodante.

Tabla 20 Datos técnicos y económicos de centrales térmicas de Duke

Descripción		Unidad	ACAJ U1	ACAJ U2	ACAJ U4	ACAJ U5	ACAJ M-M6	ACAJ M7	ACAJ M8	ACAJ M9	SOYA M1-M3
Límite superior generación		MW	28.5	31	27.5	64	16	16.5	16.5	16.5	5
Límite inferior generación		MW	10	10	5	15	8	8	8	8	1.3
Costo Variable No Combustible (CVNC)		US\$/MWh	17.81	17.81	17.81	17.81	9.138	8.662	8.794	8.828	15.547
Consumo específico neto de combustible		gal/MWh	84.457	81.367	115.902	94.313	59.3	57.21	57.21	57.21	62.24
Tipo de combustible en operación normal		-	Bunker	Bunker	Diesel	Diesel	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker

Tabla 21 Datos técnicos y económicos de Nejapa Power, CESSA, INE y Textufil

Operador		Nejapa Power	CESSA	INE		Textufil						
Descripción	Unidad	NEPO M1-M27	CESSA G1	TALN M1-M3	TALN M4-M9	TEXT M1	TEXT M2	TEXT M3	TEXT M4	TEXT M5	TEXT M6	TEXT M7
Límite superior generación	MW	7	32.4	16.5	8.45	3.4	3.4	6.8	6.8	7.1	7.5	7.5
Límite inferior generación	MW	1	2	3.3	1.69	1.1	1.1	2	2	2.1	2.3	2.3
Costo Variable No Combustible (CVNC)	US\$/MWh	10.46	17.81	17.81	17.81	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	1.35	1.32	3.84	4.8	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32
Consumo específico neto de combustible	gal/MWh	65.1	62.69	56.6	57.7	63.62	63.72	60.43	60.53	60.47	60.05	60.35

Tabla 22 Datos técnicos y económicos de centrales existentes

Operador		Borealis	Gecsa	Hilcasa	Ingenio El Ángel	Ingenio La Cabaña	CASSA	
Descripción	Unidad	BORE M1--M8	GECS M1-M3	HILC M1-M4	LANG G1	LCAB G1	CHAP G1	CASSA G1
Límite superior generación	MW	1.58	3.88	1.59	21	10	10	45
Límite inferior generación	MW	0.34	0.9	0.34	2	5.6	1	2.2
Costo variable no combustible (cvnc)	US\$/MWh	17.81	16.08	14.76	0	17.33	17.33	17.33
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	3.51	1.58	2.85	0	0	0	0
Consumo específico neto de combustible	gal/MWh	67.619	65.4	63.18	0	0	5 ton/MWh	0
Tipo de combustible en operación normal	-	Bunker	Bunker	Bunker	Biomasa	Biomasa	Biomasa	

La información de la disponibilidad considerada en este estudio fue la calculada por la UT de acuerdo a lo que se establece en el Anexo 15 del reglamento de costos, con datos históricos de los últimos 5 años de operación.

Conforme a la norma de operación vigente, en este ejercicio de planificación se ha considerado una reserva rodante de 7%, potencia que no puede ser aportada en condiciones normales de operación. Esta reserva no se exige en el cálculo de la confiabilidad del sistema, pues justamente tiene por objeto ser usada cuando la potencia es insuficiente en condiciones de falla de otras unidades.

4.3.6. Importaciones y Exportaciones de Energía

El sistema salvadoreño se encuentra interconectado directamente con los sistemas de Guatemala y Honduras y a través de este último con los demás países que conforman el Istmo Centroamericano. En el cuadro siguiente se muestran las importaciones y exportaciones anuales de energía de El Salvador a partir de 1995. Se observa que El Salvador ha sido un importador neto y que las importaciones netas que fueron de 5% a 10% de la demanda en el período 1999-2005, en los años siguientes las mismas se han reducido a porcentajes inferiores al 2.5%, en el 2009 fueron 130 GWh y 85 GWh en el 2010.

Tabla 23 Transacciones internacionales de El Salvador

Año	Importaciones (GWh)	Exportaciones (GWh)	Importaciones Netas (GWh)
1995	30	65	-35
1996	42	21	21
1997	106	18	88
1998	61	23	38
1999	458	208	250
2000	808	112	696
2001	353	44	309
2002	435	51	384
2003	428	103	325
2004	466	84	382
2005	322	38	284
2006	11	9	2
2007	38	7	32
2008	83	89	-6
2009	208	79	130
2010	174	89	85

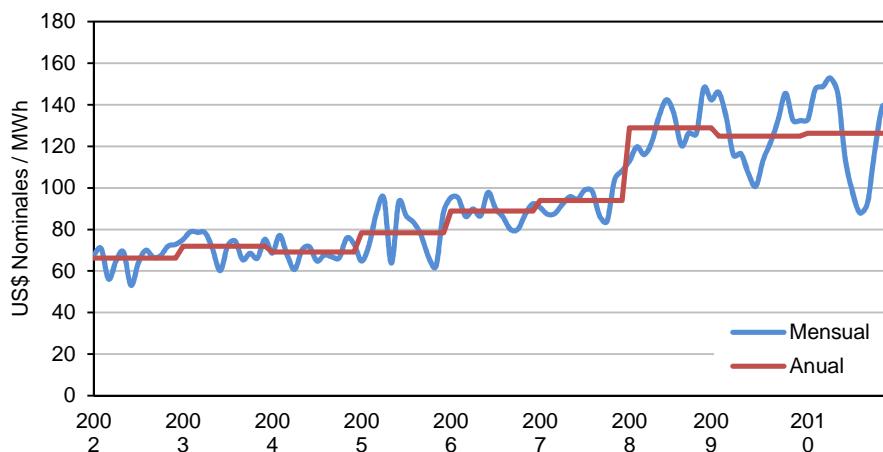
Fuente: Boletín SIGET 2010 – UT 2010

4.3.7. Precios Históricos del MRS

Al inicio del Mercado Mayorista de Electricidad, el precio del Mercado Regulador del Sistema fue igual al costo marginal del sistema con un despacho basado en precios declarados por los generadores. En el 2005 con la vigencia del Procedimiento Transitorio para el cálculo del precio en el MRS, el mismo se estimó como el precio medio ponderado de las ofertas de precio de cada generador. A partir de agosto de 2011, con la aplicación del ROBCP el precio del MRS considera el

costo marginal de operación y los cargos del sistema. El gráfico siguiente muestra la evolución del precio promedio mensual y anual del MRS hasta diciembre de 2010.

Figura 23 Precio Históricos del MRS



Fuente: Boletín SIGET 2010 – UT 2010

Se puede observar una tendencia creciente de los precios anuales del MRS entre el 2002 y el 2010 que virtualmente duplica el precio y que se puede explicar por la tendencia creciente del precio de los derivados del petróleo. Como es de esperar se observa un comportamiento fluctuante de los precios mensuales, por causas como la estacionalidad invierno y verano. Los precios MRS mensuales del 2008 al 2010 muestran tendencias más pronunciadas en virtud de precios más altos del petróleo y sus derivados.

4.3.8. Sistema de Transmisión

La entidad responsable de la expansión del sistema de transmisión nacional, así como, del mantenimiento de dicho sistema, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras, es la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. que es de propiedad estatal.

A diciembre de 2010, la red de transmisión cuenta con 1072.49 km de líneas de 115 kV y 108 km de líneas de 230 kV. Estas últimas corresponden a las interconexiones internacionales con Guatemala, entre Ahuachapán y Guatemala Este, y Honduras, entre 15 de Septiembre y Agua Caliente. Se prevé que entre el 2011 y 2012 se pondrán en operación las líneas del SIEPAC Ahuachapán-Nejapa y Nejapa-15 de Septiembre, ambas a 230 kV. El sistema cuenta con 23 subestaciones de potencia, entre las cuales se destaca la incorporación de la subestación La Unión. La capacidad de transformación instalada actualmente es de 2,386.7 MVA. El sistema de transmisión también se muestra en la Figura 20.

4.3.9. Sistema de Distribución

La distribución de electricidad es realizada por el Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas CAESS, S.A. de C.V.; AES-CLESA, S. en C. de C.V.; EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V; DELSUR, S.A. de C.V.; EDESAL, B&D Servicios Técnicos y Abruzzo.

En la tabla siguiente se indican el número de clientes y ventas en 2010.

Tabla 24 Clientes y Ventas de las Empresas Distribuidoras de Electricidad

Distribuidora	Accionista Mayoritario	Ventas (GWh)	Clientes (Miles)
CAESS	AES CORPORATION	2,005.8	529,842
CLESA	AES CORPORATION	799.7	317,395
EEO	AES CORPORATION	477.1	242,705
DEUSEM	AES CORPORATION	109.6	64,367
DELSUR	Empresa Pública de Medellín	1,124.9	320,706
EDESAL	Grupo de inversionistas locales	29.1	8,542
B&D	Grupo de inversionistas locales	14.7	3
ABRUZO	Grupo de inversionistas locales	1.9	21
		4,562.91	1483,581

Fuente: Boletín SIGET 2010

El 74% es retirado por las empresas de AES, 25% por DELSUR y el 1% por EDESAL, B&D y ABRUZZO. El mapa siguiente muestra las áreas de influencia de las empresas distribuidoras.

Figura 24 Zona de influencia de Empresas Distribuidoras



Fuente: Página Web AES El Salvador

4.4. Recursos Energéticos

4.4.1. Recursos Hidráulicos

El principal recurso hídrico de El Salvador lo constituye el río Lempa. Su cuenca internacional es de 18,240 km², de los cuales 10,255 km² corresponden al territorio salvadoreño. Como ya se ha mencionado los proyectos hidroeléctricos desarrollados son Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre, con una potencia total instalada de 472 MW.

Actualmente se encuentra en proceso de construcción el proyecto hidroeléctrico El Chaparral de 66 MW, ubicado en un área de la cuenca baja del río Torola, aguas arriba de la frontera con Honduras. Este proyecto se considerará como fijo o decidido en el presente análisis de expansión.

El Proyecto El Cimarrón, actualmente está en etapa de Rediseño por parte de un Grupo de Trabajo Interministerial (GTI) y coordinado por el CNE. Como resultado del análisis del GTI se presentarán recomendaciones al Órgano Ejecutivo para llevar a cabo el proyecto en las condiciones técnicas, económicas, sociales y ambientales, más favorables a los intereses del país y de la población de la zona donde se ejecutarán las obras. Se cuenta con un estudio de factibilidad que identifica un desarrollo hidroeléctrico que puede aportar hasta 261 MW de acuerdo a las alternativas identificadas y está localizado en la cuenca alta del Río Lempa. Este proyecto no se considerará como fijo porque depende del análisis del GTI, pero sí se considerara como obligatorio para escenarios de sensibilidad en los que se busque identificar el impacto aislado o en combinación con otros proyectos de recursos renovables.

Otros proyectos hidroeléctricos de tamaño significativo son desarrollos binacionales que requieren acuerdos con los gobiernos de Honduras (El Tigre, 704 MW) o Guatemala (proyecto hidroeléctrico en el río Paz con una capacidad a instalar de 139 MW, en los sitios el Jobo y Piedra del Toro). Por el avance técnico y el estado actual de coordinación de los países estos proyectos no serán considerados como alternativas de expansión.

Actualmente no se tiene un estudio actualizado del potencial hidráulico que pueda ser incorporarlo en el presente estudio de planeamiento, sin embargo, el CNE ha firmado un convenio con la Agencia Internacional de Cooperación del Japón (JICA) para realizar el Plan Maestro para el desarrollo de los Recursos Renovables, adicionalmente CEL ha iniciado un estudio para actualizar el inventario de pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que permitirá que en posteriores actualizaciones de este trabajo, sea considerado el potencial que se estime. Como referencia el Estudio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador, realizado de forma conjunta entre CEL y la UCA en 1989, el potencial hidroeléctrico que se estimó con proyectos de menos de 5 MW fue de 91.4 MW.

4.4.2. Recursos Geotérmicos

Actualmente se tienen dos campos geotérmicos que opera LaGeo, el de Ahuachapán y de Berlín, con una capacidad total instalada de 204 MW; que generaron 1421 GWh en el 2010, representando el 25% de la inyección nacional.

Entre los proyectos en proceso de gestión y desarrollo por parte de la LaGeo están las unidades 5 y 6 en Berlín, Usulután, el proyecto de optimización en Ahuachapán y el de Chinameca en San

Miguel, totalizando entre ellos 83.56 MW netos. Todos estos proyectos se considerarán como alternativas de expansión.

Adicionalmente, en el campo de San Vicente se han perforado 3 pozos profundos, de los cuales solo uno evidenció condiciones de alta temperatura alrededor de 240 °C, pero sin encontrar condiciones aceptables de permeabilidad, sin embargo se está evaluando la perforación de dos pozos más para el 2011.²

4.4.3. Recursos Biomásicos

El principal recurso biomásico utilizado para generar energía eléctrica es el bagazo de caña, así en el 2010 se tienen instalados 103.5 MW y se generó 179.9 GWh. El bagazo tiene un alto poder calorífico para producir energía, pues cada libra con un 50% de humedad alcanza las 3,000 BTU. Según información consultada a los ingenios se está en proceso de sustitución de equipos y expansión de la capacidad instalada. En el Ingenio El Ángel se prevé 15 MW (retiro de 10 MW y la instalación de nueva capacidad de 25 MW), a partir del período de zafra de 2011. En el Ingenio La Cabaña habría expansión de 15 MW, prevista a partir de noviembre de 2013.

Para determinar el potencial de todos los recursos biomásicos, el bagazo de caña, residuos de cafetales, residuos de la basura, entre otros, se deberá trabajar en el Plan Maestro para el desarrollo de Energías Renovables que realizará el CNE con apoyo del JICA. Es claro que no necesariamente, el potencial que se identifique se considerará directamente en la elaboración del plan de expansión porque algunos de ellos inyectarán en el Mercado Minorista, su incidencia será no como un proyecto de generación sino que reducirá la demanda que se deberá satisfacer en el Mercado Mayorista. Este es el caso del proyecto de generación de energía eléctrica mediante el proyecto de AES El Salvador, que adquirió los derechos de la empresa propietaria del relleno sanitario MIDES S.A. de C.V. para utilizar el gas metano que se obtiene de la descomposición de los desechos sólidos del relleno, que se colectará para quemarse y producir vapor que moverá unas turbinas de capacidad de 6 MW y cuya producción de energía eléctrica se inyectaría a su propia red eléctrica de distribución en Nejapa.

4.4.4. Recursos no convencionales

Uno de los lineamientos de la Política Energética es el fomento de los recursos naturales para generar energía eléctrica, en ese sentido, empresas estatales están evaluando proyectos no convencionales: eólicos, fotovoltaicos y termosolares, sin embargo, debe tenerse claro que algunos de ellos todavía tienen limitaciones tecnológicas y económicas, que únicamente permiten considerarlas en pequeña escala o para aplicaciones puntuales como podría ser la electrificación de comunidades rurales donde la extensión de la red de distribución no es justificable desde la óptima económica.

Actualmente, los proyectos identificados son: (i) Proyecto eólico en Metapán de 42 MW, (ii) Proyectos Fotovoltaicos de 5.25 MW, en centrales hidroeléctricas de Guajoyo y 15 de Septiembre (CEL ya inició el proceso de licitación) y (iii) La INE está realizando el estudio de pre factibilidad de un proyecto termosolar de 50 MW. El potencial total alcanza 97.25 MW.

² Instituto Ítalo-Latino Americano. Estado Actual y Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en Centroamérica, mayo 2010.

4.4.5. Recursos térmicos

El Salvador no cuenta en su territorio con reservas de petróleo, gas natural o carbón, por lo que el 100% de los combustibles deben ser importados. El parque de generación térmico actual utiliza principalmente Fuel Oil N°6 (bunker) como combustible para generación y solo un 8% del 47% del sistema quema diesel.

Con el objeto de diversificar la matriz energética se lanzó una licitación para un contrato de largo plazo de 15 años de 350 MW, en la cual pueden participar proyectos de nueva generación a base de carbón y gas natural y renovables. Uno de los aspectos a considerar en el desarrollo de este tipo de proyectos es que requieren de inversiones adicionales en infraestructura como terminales de regasificación en el caso del GNL y muelles de descarga del carbón. Otras variables que se deben evaluar son el tamaño del proyecto (para garantizar la economía de escala) y los aspectos medioambientales.

5. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

El plan indicativo de generación debe representar, en la medida que las herramientas de cálculo lo permitan, el conjunto de decisiones que tomarían los inversionistas, generadores existentes o potenciales, basados en la aplicación de las normas operación y remuneración vigentes o proyectadas y suponiendo un comportamiento racional de los agentes privados y públicos.

En la medida que los ingresos por venta de energía y capacidad firme a los precios del mercado spot remuneren las inversiones a la tasa de rentabilidad exigida por los inversionistas, estos precios serían similares a los precios de los contratos de largo plazo.

La herramienta de cálculo para la expansión de la generación es un modelo de optimización que determina el plan de mínimo costo presente de costos de inversión, costos fijos y variables de operación y costos de déficit.

Para definir este plan indicativo se consideran las siguientes etapas:

- Determinar la expansión de mínimo costo considerando la remuneración de los generadores por su capacidad firme, descontada del cargo fijo anual.
- Simular la operación del plan de expansión determinado
- Si la confiabilidad es menor que la requerida, agregar unidades de punta, arriendo de unidades, promover contratos de importación.

Adicionalmente también puede ser relevante determinar la rentabilidad de los proyectos que resulten en el plan de expansión.

En la tabla siguiente se listan los criterios de planificación que se han definido para el presente trabajo, seguidamente se explicarán algunos de ellos.

Tabla 25 Criterios de Planificación

Criterios Generales
Horizonte de Planificación
<ul style="list-style-type: none"> - 2012 – 2026 con dos años de extensión
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 307.82 \$/MWh - Remuneración por capacidad firme
Proyección del crecimiento de la demanda de energía del 4.7% anual
Proyección de precios de los combustibles de la Administración de Información de Energía (EIA)
<ul style="list-style-type: none"> - 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
<ul style="list-style-type: none"> - Probabilidad de pérdida de carga de 24 horas al año
Costos de inversión para unidades de hasta 250 MW netos

5.1. Horizonte de Estudio

Se ha definido el horizonte de 2012 a 2026 (15 años). En los primeros años 2012-2013 no se pueden incorporar nuevas centrales básicamente por el plazo de construcción. Sin embargo, dichos años se incluyen para analizar la situación de abastecimiento y para tomar en cuenta la simulación de la operación de los embalses.

En los años 2014 y 2015 sólo es posible instalar turbinas a gas y motores diesel, que tienen menor plazo de construcción. Unidades a carbón y ciclos combinados a gas natural licuado podrían ser instaladas a partir de 2016.

Al horizonte de planificación se agregan dos años finales (2027-2028), en los cuales el sistema se opera, pero no se permite incorporar nuevas centrales. Estos años sirven para neutralizar el efecto de la operación de los embalses que tenderán a terminar vacíos a fines del período de simulación. A estos años de relleno se les asigna una demanda igual a la del último año del período de expansión (2026).

5.2. Tasa de descuento

La tasa de descuento real de las empresas generadoras ha sido estimada por la SIGET en 12%, sobre activos, antes de impuestos. Esta tasa ha sido usada por la SIGET para calcular la anualidad del costo de inversión de una turbina a gas usada como referencia para definir el precio básico de potencia o cargo por capacidad. En consecuencia, corresponde utilizar esta tasa para determinar el plan de expansión

5.3. Criterio de Confiabilidad

La exigencia de confiabilidad se toma en consideración a partir del costo de déficit y de la probabilidad de pérdida de carga. Dado que uno de los aspectos del método de planificación es que los nuevos proyectos reciben una remuneración por capacidad firme a través del descuento en el costo fijo anual de operación. Remuneración que es equivalente al costo de déficit de corto plazo, por lo que como costo de déficit corresponde utilizar el valor usado en la operación real del sistema, de acuerdo a la normativa vigente se fijará en 307.82 US\$/MWh. Por otra parte, la probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés) se ha establecido en 24 hora/año.³

La aplicación de estos criterios no garantiza que se cumpla con el criterio de confiabilidad definido (LOLP), en cada uno de los años, principalmente en razón del tamaño significativo de las unidades que se incorporan, por eso es necesario calcular este índice de confiabilidad. En caso que no se cumpliera la confiabilidad requerida debe agregarse potencia adicional de respaldo (turbinas a gas o motores diesel rápidos, arriendo de turbinas a gas por un período limitado, importación mediante contratos de apoyo con otros sistemas o disponer de un mecanismo de incentivo a la reducción de consumo y a la oferta de generación de emergencia al sistema.

Conforme al ROBCP, en la planificación anual, semanal y diaria, la disponibilidad de las unidades se les descuenta un margen de reserva de 7%. Sin embargo la medición de la confiabilidad realizada con un sorteo aleatorio de indisponibilidad forzada de las unidades, se hace sin descontar la reserva rodante, puesto que esta reserva es usada justamente para evitar racionamientos en caso de indisponibilidad fortuita de unidades.

5.4. Tamaño de Unidades Generadoras

El tamaño máximo considerado para las unidades a carbón y ciclo combinado con GNL es de hasta 250 MW, con el objeto de ser consistente con el ROBCP, en cuanto que solo se reconoce hasta el 15% de la demanda máxima del sistema nacional en el cálculo de capacidad firme, eso no significa que un inversionista puede desarrollar un proyecto de mayor tamaño.

5.5. Nivel de Precios

Los costos de los proyectos y los precios de los combustibles están expresados a un nivel de precios constantes promedio de 2010.

5.6. Modelos Matemáticos de Simulación

Para la determinación del plan indicativo, el CNE cuenta con modelos que permiten simular la operación de embalses y calcular los costos de operación en el proceso iterativo de búsqueda del programa de mínimo valor presente de los costos de inversión más costos fijos de operación más costos variables combustibles y no combustibles menos el valor residual a fines del último año del estudio. La expansión del sistema salvadoreño se ha estudiado considerando oferta y demanda concentrada en nudo único y aisladamente del resto de sistemas de la región.

³ LOLP: Loss of Load Probability

En el proceso de definición de políticas y simulación del modelo se ha utilizado la opción con caudales mensuales históricos con las 38 condiciones hidrológicas disponibles (1965-2002), simultáneamente para las centrales existentes y proyectos. Adicionalmente, el modelo permite representar interconexiones y sus ampliaciones entre áreas definidas para el sistema en estudio.

6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La proyección de la demanda de energía eléctrica del sistema eléctrico de un país es una tarea necesaria para la planificación de la expansión tanto a nivel de generación como de transmisión. Pronosticar la evolución de la demanda eléctrica permite tomar decisiones de inversión con el objeto de garantizar el suministro de energía en el mediano y largo plazo.

Para la proyección de la demanda de energía tanto en el corto y largo plazo existen diferentes métodos de estimación, en este estudio se ha optado por el de Regresión Lineal Múltiple. En términos generales, dicho método consiste en explicar la evolución de la demanda de energía en función de variables tales como Producto Interno Bruto (PIB), Precios de Combustibles y de Energía, Número de Usuarios Finales, entre otras.

Se definirán tres escenarios de evolución de la demanda que se denominarán Alto, Referencia y Bajo, para contar con un intervalo probable de evolución de la demanda y realizar ejercicios de sensibilidades al plan de expansión que se proponga.

Para la proyección de la demanda de energía se deben dar una serie de pasos, entre los cuales se pueden mencionar:

- Definir si la estimación será anual, semanal u otra frecuencia de tiempo.
- Identificar las series de datos históricos de la demanda y el conjunto de variables que pueden emplear para explicar el comportamiento de la misma.
- Estimación y validación del modelo econométrico de la demanda de energía eléctrica.
- Definir supuestos sobre la evolución de las variables explicativas.
- Proyección de la demanda de energía en el horizonte de planificación.

En este estudio se proyectará la demanda anual de energía para el período de 2012 a 2026 y para los dos años de extensión de planificación se fijará la demanda del 2026. La serie histórica de demanda de energía utilizada es la suma de los retiros en contratos y en el MR, registradas en el Mercado Mayorista de Electricidad entre 1988 y 2010. Las variables explicativas que se consideraron para su proyección son el Producto Interno Bruto (PIB), el precio del petróleo (WTI), precios de energía eléctrica, rezagos de la demanda energía eléctrica, número de usuarios.

Cabe aclarar que en este ejercicio de planeamiento no se requiere una estimación de la demanda de potencia ni desagregarla en nodos, en cuanto que la representación del sistema de generación es uninodal y el modelo de simulación requiere información de energía y no de potencia, sin embargo, se ha realizado una estimación de la demanda máxima de potencia considerando el factor de carga histórico del 2010.

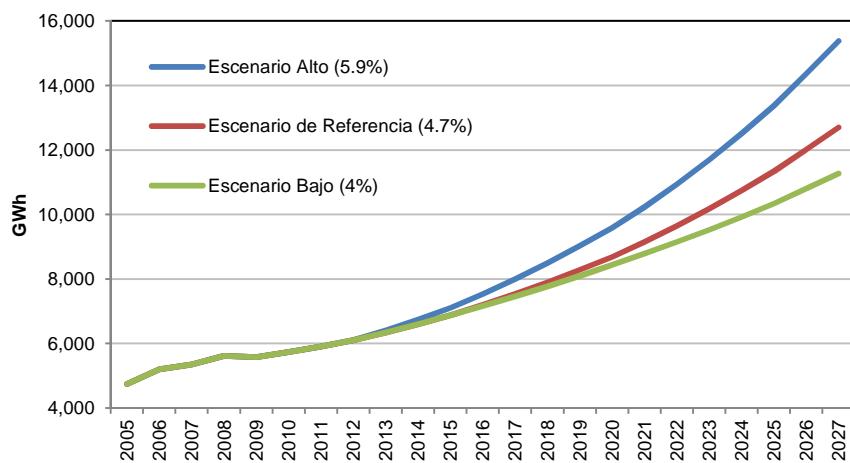
En principio es clara la relación positiva entre el Producto Interno Bruto y la Demanda de Energía del país, a mayor crecimiento económico mayor consumo de energía (ver gráfico siguiente),

aunque no en la misma magnitud, en ese sentido, a través del modelaje que se hará, se estimará la elasticidad Ingreso (PIB) de la demanda de energía eléctrica. Un análisis similar se hará para el resto de variables explicativas que se consideren.

Tabla 26 Proyección de la Demanda de Energía

Año	Escenario Alto (5.9%)	Escenario de Referencia (4.7%)	Escenario Bajo (4%)
2010	5,734	5,734	5,734
2011	5,906	5,906	5,906
2012	6,108	6,108	6,108
2013	6,402	6,346	6,346
2014	6,740	6,605	6,605
2015	7,109	6,877	6,877
2016	7,534	7,194	7,162
2017	7,998	7,537	7,460
2018	8,495	7,900	7,770
2019	9,026	8,283	8,093
2020	9,590	8,685	8,430
2021	10,234	9,146	8,781
2022	10,937	9,647	9,146
2023	11,695	10,180	9,526
2024	12,507	10,744	9,923
2025	13,377	11,341	10,335
2026	14,362	12,016	10,806

Figura 25 Escenarios de Proyección de la demanda de Energía



Otros aspectos que se deben considerar en la estimación es la incidencia de factores externos o naturales que han afectado el comportamiento de la demanda de energía, por ejemplo, en el 2001

y 2009 hubo un decrecimiento de la demanda producto del sismo en el 2001 y del impacto de la situación económica a nivel internación, a partir del 2008. Factores que pueden generar cambios estructurales en la evolución de la demanda.

En el siguiente cuadro se presenta la evolución y la proyección de la energía, demanda máxima y su variación anual para el escenario de Referencia. Se observa que la variación anual en la demanda máxima es razonable y consistente a valores históricos anuales promedio observados.

Tabla 27 Demanda de Energía y Demanda Máxima. Escenario de Referencia

Año	Escenario de Referencia (GWh)	Demanda Máxima (MW)	Variación (MW)
2005	4745	829	
2006	5197	881	52
2007	5353	906	25
2008	5614	943	37
2009	5575	906	-37
2010	5734	948	42
2011	5906	976	28
2012	6108	1010	33
2013	6346	1049	39
2014	6605	1092	43
2015	6877	1137	45
2016	7194	1189	52
2017	7537	1246	57
2018	7900	1306	60
2019	8283	1369	63
2020	8685	1436	67
2021	9146	1512	76
2022	9647	1594	83
2023	10180	1683	88
2024	10744	1776	93
2025	11341	1874	99
2026	12016	1986	112

7. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La proyección de precios de combustibles utilizada es la publicada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos – Department of Energy – DOE - (Energy Information Administration - EIA). Adicionalmente se han considerado costos de internación a El Salvador. Los precios proyectados de combustibles se muestran en la tabla siguiente a valores constantes año 2010.

La proyección de precios de petróleo y derivados está contenida en el informe "Annual Energy Outlook", abril de 2011. El EIA considera un caso de Proyección de referencia y hasta 57

sensibilidades. Para el caso de El Salvador se toma como base el de Referencia y el escenario de precios altos de los combustibles. Las proyecciones se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 28 Proyección de Precios de Combustibles. Escenario de Referencia

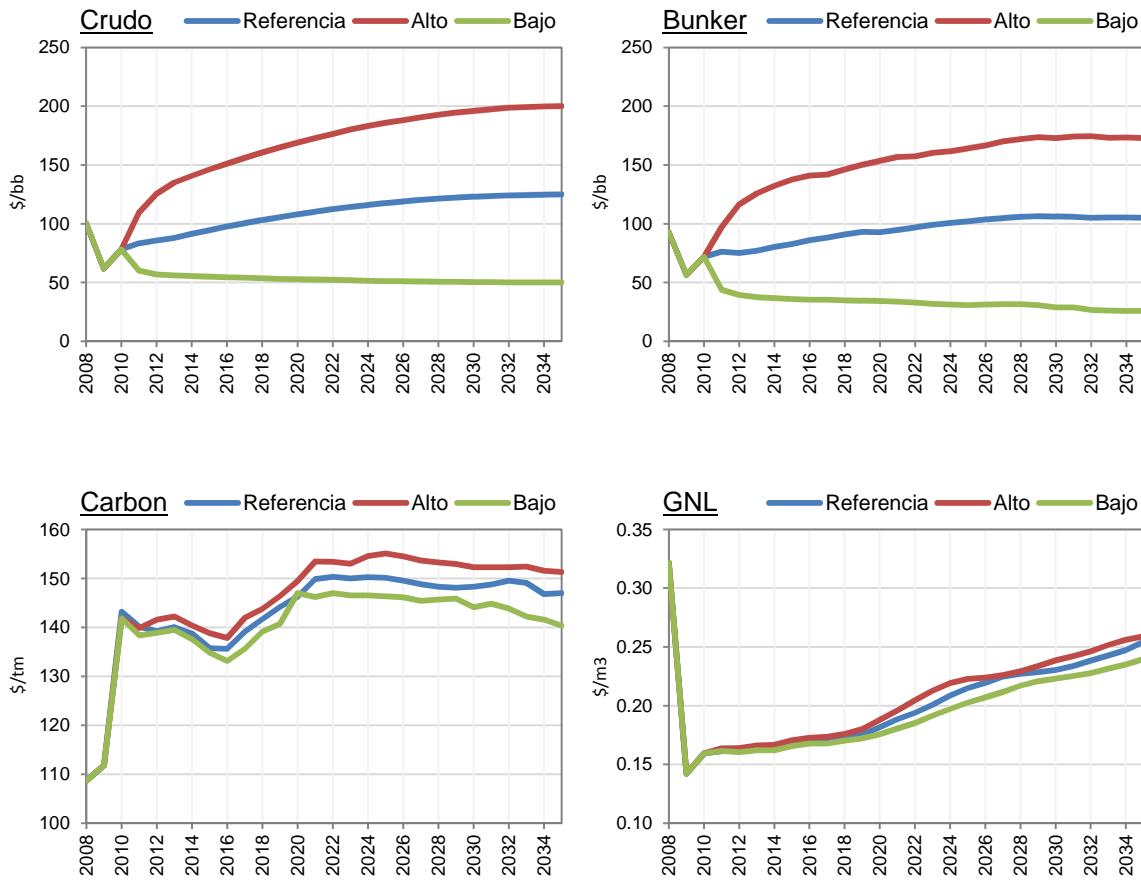
Año	Petróleo \$/Barril	Bunker \$/Barril	Diesel \$/Barril	Carbón \$/tm	GNL \$/m ³
2008	101.4	100.55	124.95	0.00	0.36
2009	62.2	63.85	94.22	135.20	0.18
2010	78.7	79.48	106.27	166.95	0.19
2011	83.9	83.88	111.19	163.50	0.20
2012	86.5	82.71	102.44	162.88	0.20
2013	88.9	84.74	104.49	163.78	0.20
2014	92.2	87.99	106.72	162.38	0.20
2015	95.4	90.50	108.94	159.26	0.20
2016	98.6	93.79	113.72	159.40	0.20
2017	101.4	96.04	117.46	162.70	0.21
2018	104.1	98.88	121.02	165.35	0.21
2019	106.6	100.79	124.25	167.75	0.21
2020	109.1	100.64	126.27	169.99	0.22
2021	111.3	102.64	127.85	173.63	0.22
2022	113.3	104.72	129.28	174.02	0.23
2023	115.2	107.04	130.86	173.77	0.24
2024	117.1	108.68	133.32	174.12	0.24
2025	118.5	110.09	134.55	173.78	0.25
2026	120.1	111.57	136.11	173.30	0.25

Fuente: EIA – DOE – USA. Annual Energy Outlook abril 2011.

Es importante destacar el movimiento en sentido opuesto del precio del carbón y gas natural, es claro de antemano que la competitividad de los proyectos a carbón se ha reducido respecto a expectativas de años anteriores.

Dentro de los factores claves para la proyección y escenarios de precios se destaca el pronóstico de un fuerte crecimiento en la producción de gas de esquisto, un uso creciente de gas natural y fuentes renovables en la producción de energía eléctrica, declinación de la importación a los Estados Unidos de combustibles líquidos y una proyección de crecimiento lento en las emisiones de gases de efecto invernadero, aun sin nuevas regulaciones para su mitigación. (Ver Anexo 2)

Figura 26 Evolución de precios de combustibles, constantes de 2010



FUENTE: EIA – DOE – USA. Annual Energy Outlook, abril 2011.

En la tabla siguiente se presenta para cada escenario el precio nivelado del petróleo, bunker, diesel, carbón y gas natural licuado.

Tabla 29 Precios nivelados de los combustibles 2012 – 2026

Combustible	Alto	Referencia	Bajo
Crudo (\$/bb)	154.8	100.2	54.8
Bunker (\$/bb)	3.5	94.5	1.0
Diesel (\$/bb)	4.0	115.9	1.6
Carbón (\$/tm)	168.2	165.5	163.6
GNL (\$/m ³)	0.2	0.2	0.2

Es importante aclarar que como resultado de este estudio de planificación se tendrá una señal del costo marginal de operación del sistema a corto y largo plazo, obviamente supeditada a los escenarios de precios de combustibles, en ese sentido, no se debe concluir que dichos precios son firmes, sino más bien, deben ser indicativos para tomar decisiones de inversión o de política energética.

8. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

8.1. Alternativas consideradas

Para abastecer la demanda de energía prevista, nueva capacidad será necesaria, ya sea a través de proyectos renovables, geotérmicos, térmicos o mediante intercambios con los sistemas eléctricos vecinos. La información técnica y económica de los proyectos se obtuvo a través de consultas a los operadores existentes y de fuentes especializadas internacionales. Se identificaron proyectos que están en proceso de construcción y otros en gestión y desarrollo.

Como alternativas se tienen proyectos hidroeléctricos estudiados en El Salvador: Chaparral, El Cimarrón, El Tigre y los del río Paz. El proyecto Chaparral está en construcción y entraría en operación entre el 2014 y 2015. Como ya se comentó el proyecto El Cimarrón se encuentra en una fase de rediseño, sin embargo, se hará una sensibilidad de que ingresará en el 2022; las características técnicas del proyecto serán las que previamente había propuesto CEL (261 MW). El proyecto hidroeléctrico El Tigre no se ha incluido como alternativa pues es poco probable que pueda ser desarrollado en el horizonte de planificación estudiado, además de su gran tamaño (700 MW) y porque el abastecimiento del sistema es autónomo. Respecto al desarrollo hidroeléctrico del río Paz tampoco se tomará en cuenta en este estudio de expansión.

En relación con las alternativas geotérmicas, los proyectos en Ahuachapán y Berlín se considerarán como expansiones decididas. El proyecto en Chinameca es una alternativa posible a partir de 2017. Otros campos geotérmicos como el de San Vicente aún se encuentran en fase de investigación.

Respecto a proyectos biomásicos, a partir de consultas con los ingenios se prevén expansiones en El Ángel de 15 MW debido al retiro de 10 MW y la instalación de nueva capacidad de 25 MW, a partir del período de zafra de este año. Además, se ha colocado como proyecto decidido la expansión de 15 MW en el Ingenio La Cabaña, prevista a partir de noviembre de 2013. Cabe aclarar que esta información puede sufrir cambios dado que es decisión propia del análisis del participante del mercado en función de la evolución del mercado.

La distribuidora CAESS ha firmado un contrato de suministro por una potencia de 30 MW cuyo inicio de suministro es a partir de enero de 2012 con Hidro Xacbal de Guatemala. Esta importación se representará como una central que se incorpora en dicha fecha con una forma de producción proporcional a la demanda.

Como alternativas termoeléctricas genéricas para la expansión se han considerado unidades a carbón, ciclos combinados con gas natural licuado (GNL), motores de mediana velocidad con bunker y GNL y turbinas gas a petróleo diesel.

El tamaño máximo considerado para las unidades a carbón y ciclo combinado con GNL es de 250 MW netos y la fecha más temprana de entrada en funcionamiento, por restricciones de tiempo de construcción es en el 2016.

Otros proyectos de recurso natural, tal como eólicos, termo solar, fotovoltaicos, y pequeñas centrales hidroeléctricas, serán considerados en una sensibilidad para determinar el impacto que tienen en la expansión del sector eléctrico.

8.2. Costos de Inversión

Los costos de inversión de los distintos proyectos tienen múltiples fuentes, en principio corresponde a la suministrada por CEL, LaGeo, INE, pero ajustándola para considerar cifras en términos constantes del 2010. Adicionalmente, se tuvo que modificar la fecha más temprana de puesta en funcionamiento porque en la simulación se requiere que las unidades ingresen en enero de cada año.

En las tablas siguientes se presentan información de los costos de inversión, fijos y de operación de las alternativas de expansión propuestas tanto renovables como de proyectos genéricos térmicos. En el caso de los proyectos renovables la fecha más próxima de entrada se define como obligatoria en el modelo de expansión, en cambio para las unidades termoeléctricas los años especificados no son firmes o forzados.

Tabla 30 Información de Costos de Proyectos Renovables

Nombre	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	CF O&M (\$/kW-año)	Fecha más Próxima
Chaparral	66.1	4997	16.9	2015
Optimización Ahuachapán	5.00	6066	55.0	2015
Expansión 5 de Noviembre	80	2208	16.9	2016
Berlín U6	4.85	4273	55.0	2016
Berlín U5	26.46	2890	55.0	2017
Chinameca	47.25	2359	55.0	2017
Cimarrón	261	2871	16.86	2022

Tabla 31 Información de Costos de Proyectos Termoeléctricos

Nombre	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	CF O&M (\$/kW-año)	CV O&M (\$/MWh)	Fecha más Próxima
Turbinas de Gas	100	885	9.7	2.7	2014
Motores a diesel	100	1700	47.1	7.5	2014
Ciclo Combinado GNL	250	1,349	30.4	1.7	2016
Vapor Carbón	250	3028	33.8	2.1	2016
Motores a GNL	100	1700	47.1	7.5	2018

Con el objeto de cuantificar el impacto en la expansión del sistema de generación debido al fomento de proyectos renovables (no convencionales), se hará una sensibilidad al plan que se proponga. Los proyectos que se han identificado se detallan en la siguiente tabla, en general dichos proyectos están en la fase de estudios de factibilidad, salvo el proyecto solar a instalarse en los techos de las casas de máquinas de Cerrón Grande y 15 de Septiembre que ya se lanzó la licitación para su instalación. Para todos y cada uno de ellos se han considerados costos de inversión internacionales.

Tabla 32 Información general de proyectos no convencionales

Nombre	Potencia (MW)	Fecha más Próxima
Proyecto solares		
– En centrales hidroeléctricas de Cerrón Grande y 15 de Septiembre	0.5	2012
– En centrales de Guajoy y 15 de Septiembre	5.25	2015
– En Cerrón Grande y 5 de Noviembre	3	2017
Termosolar concentrada	50	2016
Proyecto eólico en Metapán	42	2016 - 2017
Pequeñas centrales hidroeléctricas	20	2016 - 2017

8.3. Características de Operación

Las características de operación de las unidades se indican en el cuadro siguiente.

Tabla 33 Características de Operación Unidades Térmicas

Nombre	Fuel (1)	Unidades	Potencia Neta (MW)	% Salida Forzada	% Reserva Rodante	Cons. Esp. Unid/MWh (2)	Costo O&M \$/MWh
Turbinas de Gas 100	D	1	100	8	7	72.46	2.4
Motores a diesel	D	5	100	10	7	55.05	7.5
Ciclo Combinado GNL	GNL	4	250	17.5	7	200	2.5
Vapor Carbón	C	4	250	15	7	0.39	2.1
Motores a GNL	GNL	5	100	10	7	227.5	7.5

(1) D: Diesel, GNL: Gas Natural Licuado, C: Carbón

(2) Diesel: Gal/MWh, Carbón: Ton/MWh, GNL: m3/MWh

Como se ha indicado anteriormente la reserva rodante se descuenta para determinar la disponibilidad en el despacho económico, pero no para la simulación que verifica la confiabilidad del sistema.

9. ESCENARIOS A ESTUDIAR

Al elaborar un plan indicativo de desarrollo de generación se pretende pronosticar el comportamiento de los inversionistas públicos o privados, en relación con las decisiones de incorporación de nuevas unidades generadoras. Desde luego estas decisiones son función de las hipótesis o expectativas de estos inversionistas en relación con las variables que afectan en forma relevante la rentabilidad de los proyectos.

Es interesante por lo tanto analizar el efecto de hipótesis diferentes a las adoptadas en el escenario de referencia, en el tipo de tecnología de generación y las fechas de incorporación de las unidades. De ahí que con el objetivo de analizar dicho efecto se han elaborado distintos escenarios o

sensibilidades, mediante las cuales se verifica la robustez de la propuesta de plan de expansión y puede utilizarse para tomar decisiones y políticas que garanticen el abastecimiento de energía y potencia en las condiciones de seguridad preestablecidas.

Las variables relevantes que influyen en la expansión de la generación son principalmente: la demanda de energía, los precios de los combustibles, los costos de inversión de las alternativas de expansión, la decisión de incorporar el proyecto Cimarrón y la integración regional, entre otros.

Las sensibilidades al Plan de Expansión que se proponen son las siguientes:

- Demanda Alta de Energía Eléctrica.
- Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables.
- Desarrollo del proyecto El Cimarrón.
- Incremento del costo de inversión de proyecto a gas natural
- Escenario de precios altos de combustibles del EIA.
- Proyecto renovables.
- Operación coordinada de los sistemas eléctricos de Centroamérica.

10. DEFINICIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN

10.1. Aspectos Generales

Como se ha indicado anteriormente, el objetivo del ejercicio 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. Puesto que las decisiones de inversión son tomadas de forma descentralizada por los inversionistas, sean estos públicos o privados, este plan indicativo debe reflejar en lo posible, los criterios de decisión que tomarían esos inversionistas.

10.2. Metodología

En las secciones anteriores se establecieron los criterios de planificación, se identificó la información técnica y económica del sistema de generación actual y de las alternativas fijas y candidatas para la determinación del plan de expansión que minimice los costos de inversión, operación y déficit, pero considerando que:

- El ingreso anual por capacidad firme se resta del costo fijo de operación y mantenimiento. Para el precio de la potencia se ha usado el valor de 6.84 US\$/kW/mes (82.08 US\$/kW-año) definido por la SIGET. La potencia firme se ha estimado como un porcentaje de la potencia efectiva neta a partir de los resultados de los planes de expansión.

- El costo de déficit es igual a 307.82 US\$/MWh, valor que es utilizado para determinar la programación anual del sistema bajo el ROBCP.
- El costo de inversión inicial asociado al muelle para desembarcar el carbón, se ha cargado como un costo adicional al precio del carbón, estimado en 3.6 US\$/ton (supone una utilización correspondiente a 500 MW y una tasa de descuento del 12%).
- El costo de inversión del muelle, estanques y regasificación de GNL se ha cargado como a los ciclos combinados de GNL como un costo fijo anual de 75 US\$/kW-año (para una inversión de 500 MW netos y un valor estimado de costo de regasificación de 1.5 US\$/MBtu).
- Debido a que los costos unitarios de la planta de regasificación y del muelle de descarga de carbón se han calculado para dos unidades de 250 MW, se ha impuesto la restricción que si se instalan unidades a carbón o GNL éstas sean por lo menos dos en el período de estudio.

10.3. Plan de Expansión

El Plan Indicativo de Expansión de Generación para el horizonte del 2012 a 2026, que para propósitos de comparación con las sensibilidades al mismo, se denominará como Plan de Referencia. El plan obtenido bajo la metodología y criterios expuestos en este estudio es el siguiente:

Tabla 34 Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Escenario de Referencia

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 107
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural – b	47 26 143
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	Ciclo combinado Gas Natural – c	250
2026	Ciclo combinado Gas Natural – d	250

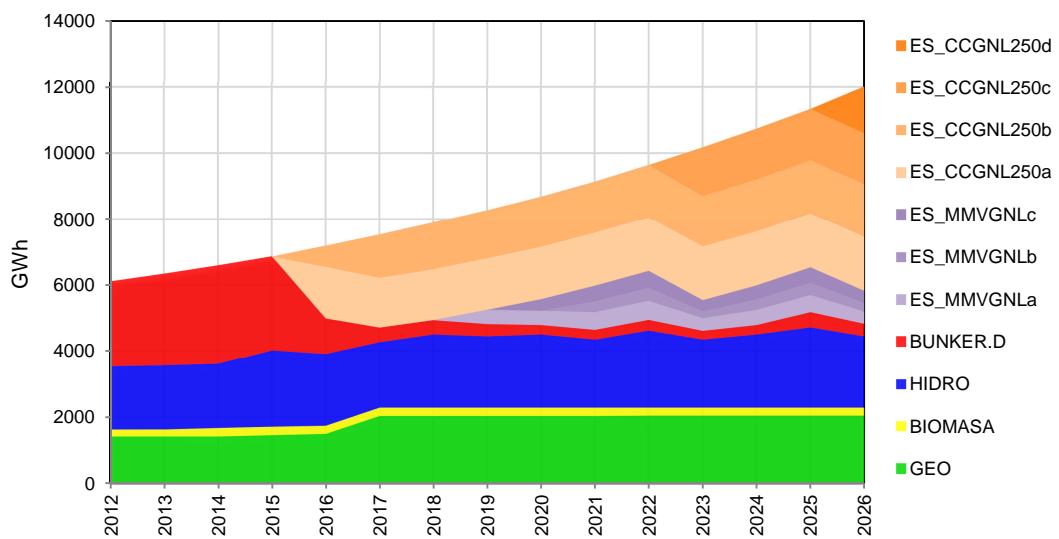
Los comentarios relevantes son los siguientes:

- Para satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el 2015 con el criterio de confiabilidad establecido, no se prevé que se requieran proyectos adicionales a los identificados, tales como expansiones de capacidad en ingenios, la puesta en operación de proyectos hidroeléctricos: Chaparral (en proceso de construcción) y Expansión en 5 de Noviembre y geotérmicos en Ahuachapán y Berlín. Sin embargo, cabe señalar que se debe dar seguimiento periódico a la gestión de los mismos, de forma tal de tomar las decisiones oportunas con anticipación.
- Los proyectos geotérmicos en Berlín, Ahuachapán y Chinameca se han considerado como decididos.
- El suministro a la distribuidora CAESS a través de un contrato de largo plazo a partir de 2012 por una potencia de 30 MW ha sido tratado como una central adicional del sistema salvadoreño.
- En el largo plazo, la expansión básicamente resulta a través de proyectos que utilizan gas natural. Sin embargo, independientemente del tipo de proyecto que pueda concretarse, a través de la simulación se identifica la necesidad de aproximadamente 350 MW de nueva capacidad para el año 2016, los cuales pueden justificarse desde un punto de vista técnico y económico. Capacidad que coincide con la Licitación de Contrato de Largo Plazo que inició en diciembre de 2010 y en ese sentido es importante seguir apoyando el desarrollo de la misma.
- El Plan es consistente con la Política Energética en cuanto que:
 - Se garantiza la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de forma confiable.
 - Promueve el desarrollo de los recursos renovables, esto es que se ha identificado la necesidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos entre otros, para cubrir la demanda de energía del Mercado Mayorista de Electricidad.
 - Se diversificaría la matriz energética del sector eléctrico si se concreta la introducción del gas natural como combustible de generación.

A continuación se presentan en forma gráfica resultados de la generación por recurso y tipo de proyecto y del costo marginal de operación del plan. Resultados adicionales se incluyen en el Anexo 9.

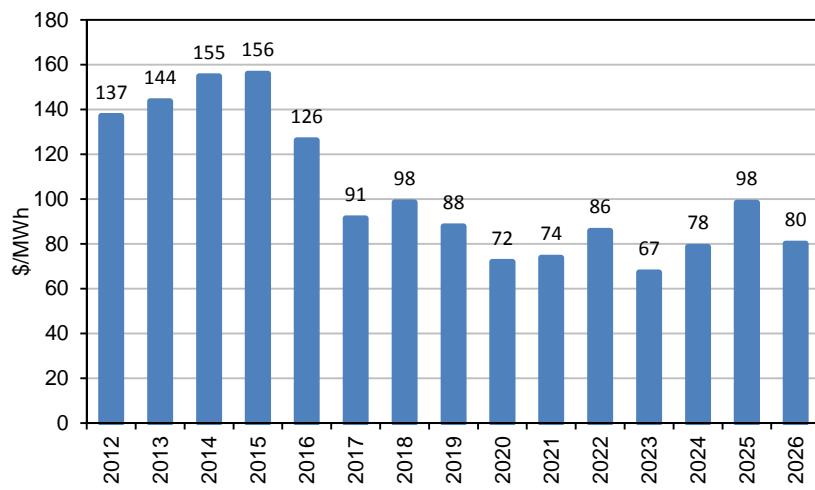
En el largo plazo es clara la sustitución de la generación con bunker y diesel del parque existente por unidades, ciclos combinados (CCGNL) o motores de mediana velocidad (MMVGNL), que utilizan gas natural. Con la introducción del GNL, la opción de reconversión de las unidades existentes sería viable desde la óptima económica.

Figura 27 Generación Anual del Plan de Referencia



Como resultado del plan se corrobora que en el corto plazo, el costo marginal de la energía depende del parque generador existente y en el largo plazo, la evolución del mismo dependerá de la instalación de nueva generación y si esta competitiva podría conllevar a una reducción del precio de la energía para el usuario final.

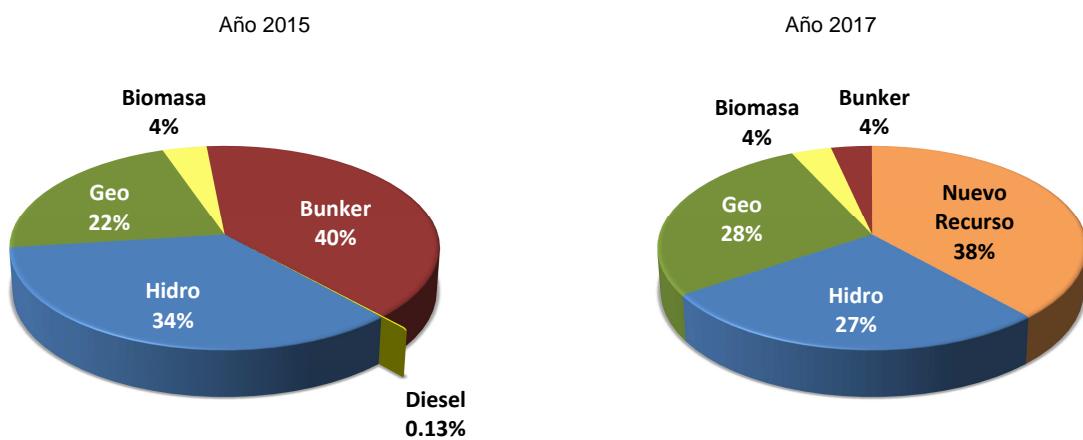
Figura 28 Costo Marginal de Operación Anual del Plan de Referencia



La expansión entre el 2015 y el 2017 básicamente resulta a través de proyectos de recurso natural y proyectos que utilizan gas natural. A través de estas expansiones se identifica un escenario en el que se diversifica la matriz energética del Sector Eléctrico. La participación de generación a base de bunker pasa de un 40% a un 4% entre el 2015 y 2017 y un 38% de la generación nacional

puede corresponder a un nuevo recurso, que de acuerdo al análisis de este estudio sería el gas natural.

Figura 29 Matriz Generación del Sector Eléctrico 2015 y 2017



10.3.1. Confiabilidad del Plan de Expansión

Para la determinación de la confiabilidad se ha realizado una simulación de la operación considerando

- Se realiza un sorteo de fallas de las unidades térmicas, en lugar de representar una salida forzada promedio.
- La confiabilidad se ha calculado sin restringir la generación en el 7% por reserva rodante pues se considera que ese 7% sería usado justamente para suplir la indisponibilidad de unidades.
- Seguidamente se calcularon los indicadores de confiabilidad: (i) Déficit anual y (ii) La probabilidad de pérdida de carga fijado en 24 horas año.

De la tabla siguiente se puede observar que la probabilidad de pérdida de carga se cumpliría excepto para el año 2015, en donde el déficit alcanzaría 13 GWh, sin embargo, la exigencia de que el LOLP no sea superior a 24 horas/año se puede relajar porque el sistema salvadoreño está interconectado con el resto de sistemas de Centroamérica, además a ese año se espera que el Mercado Eléctrico Regional haya madurado. Como referencia, en el año 2010, la energía no servida fue de 5 GWh.

Tabla 35 Probabilidad de Pérdida de Carga del Plan Indicativo de Expansión de Generación

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Déficit [GWh]	0	6	9	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LOLP [Horas/año]	0	18	13	33	7	16	7	7	11	14	9	8	18	14	10

En general, el Plan Indicativo de Expansión de la Generación propuesto es consistente con la Política Energética, en cuanto que se diversificaría la matriz energética del sector eléctrico; se garantiza la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de forma confiable; se podrían estabilizar los precios de energía eléctrica debido a la menor dependencia de combustibles como el bunker y el diesel.

10.4. Sensibilidades al Plan de Expansión

Las sensibilidades tienen como uno de los objetivos verificar la robustez del Plan de Referencia ante cambios en supuestos o criterios utilizados para definirlo. Para la determinación de las mismas se ha seguido el mismo método y criterios para la definición del Plan de Referencia, salvo las modificaciones que se indican en la tabla siguiente.

Tabla 36 Sensibilidades al Plan Indicativo de Expansión de la Generación

Descripción de Sensibilidades
Demanda Alta de Energía Eléctrica
<ul style="list-style-type: none"> - El escenario de crecimiento promedio en el período de planificación es de 5.9% en lugar de 4.7% que se consideró en el Plan de Referencia
Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables
<ul style="list-style-type: none"> - Los proyectos geotérmicos identificados de Ahuachapán (2015), Berlín V (2017) y VI (2016) y el proyecto hidroeléctrico El Chaparral (2015) entran en operación un año después del indicado.
Desarrollo del proyecto El Cimarrón
<ul style="list-style-type: none"> - En el Plan Indicativo no se consideró como alternativa el proyecto hidroeléctrico El Cimarrón en cuanto que se encuentra en fase de rediseño, sin embargo, para analizar el impacto mismo en la expansión del sistema de generación se ha fijado que esté en funcionamiento en el año 2022.
Incremento del costo de inversión de proyectos a gas natural
<ul style="list-style-type: none"> - Dado que en el largo plazo la expansión de la generación que resulta en el Plan de Referencia es instalando unidades que utilizan gas natural, se incrementa en un 10% su costo de inversión para determinar si tiene efecto en la optimización del parque generador a instalar.
Precios de Combustibles
<ul style="list-style-type: none"> - Se estudia la expansión adoptando el escenario de Precio Alto de Combustible del Annual Energy Outlook 2011, en el cual se prevé un precio nivelado en el horizonte de planificación de 155 \$/barril para el WTI.
Proyectos renovables
<ul style="list-style-type: none"> - Para ser consecuente con la Política Energética de fomentar el desarrollo de proyectos renovables tanto a pequeña como a gran escala y determinar el impacto en la expansión, se han incluido como alternativas de proyectos Eólicos, Fotovoltaicos, Termo solares y pequeñas centrales hidroeléctricas, que están en fase de estudio. Además, se incluye el desarrollo del proyecto El Cimarrón en el 2022.
Operación Coordinada de los Sistemas Eléctricos de Centroamérica
<ul style="list-style-type: none"> - Con el objeto de analizar la operación del sistema salvadoreño coordinado con los sistemas de los demás países del Istmo.

10.4.1. Demanda Alta de Energía Eléctrica

En esta sensibilidad el crecimiento medio de energía eléctrica del periodo de evaluación es de 5.9% en lugar de 4.7%. En este se analizan las necesidades adicionales de energía y potencia en caso que el crecimiento económico y por ende la demanda, crecieran a un porcentaje mayor. Además, se pueden determinar acciones y políticas necesarias para asegurar siempre el abastecimiento.

En el plan que resulta se diferencia del Plan de Referencia en que se adelanta el ingreso de proyectos de generación y se instalan 100 MW adicionales.

Tabla 37 Escenario de Demanda Alta de Energía Eléctrica

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 80
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural - b	47 26 170
2018	Motores de media velocidad, gas natural	100
2019	Motores de media velocidad, gas natural Motores de media velocidad, gas natural	100 100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2024	Ciclo combinado Gas Natural - d	250
2025	Motores de media velocidad, gas natural	100

10.4.2. Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables

Dado que los proyectos geotérmicos de Ahuachapán (2015), Berlín V (2017) y VI (2016) y el proyecto hidroeléctrico El Chaparral (2015) se han considerados como fijos en el Plan de Referencia, es importante estudiar el efecto en la expansión si estos entran en operación un año después del indicado.

Aun con los retrasos de un año resulta que no se necesitarían unidades adicionales, por ejemplo turbinas a gas antes del 2015.

Tabla 38 Desfase en la puesta en operación de proyectos renovables

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán. Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 66 5 250 191
2017	Ciclo Combinado Gas Natural - b Geotérmica Berlín, Unidad 6	59 5
2018	Motores de media velocidad, gas natural Geotérmica Berlín, Unidad 5 Central Geotérmica Chinameca Motores de media velocidad, gas natural	100 26 47 100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2026	Motores de media velocidad, gas natural Motores de media velocidad, gas natural Ciclo combinado Gas Natural - d	100 100 250

10.4.3. Desarrollo del Proyecto hidroeléctrico El Cimarrón

En el plan de expansión propuesto no se consideró como alternativa El Cimarrón dado que se encuentra en fase de rediseño, sin embargo, para analizar el impacto mismo en la expansión del sistema de generación y realimentar la decisión con respecto a su construcción, se fija que este proyecto esté disponible obligatoriamente en el 2022.

El principal resultado de esta sensibilidad es que El Cimarrón sustituye a 200 MW en motores de media velocidad, que se requieren en el plan de Referencia.

10.4.4. Incremento del costo de inversión para proyectos a gas natural.

Un incremento de un 10% en el costo de inversión de las unidades que generan a partir de GNL prácticamente no tiene efecto en la expansión. En general se instala menos capacidad, 350 MW entre motores y ciclo combinado a gas natural.

Tabla 39 Desarrollo del proyecto El Cimarrón

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 164
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural - b	47 26 86
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c Hidroeléctrica El Cimarrón	250 261
2026	Ciclo combinado Gas Natural - d	250

10.4.5. Precios de combustibles

En esta sensibilidad se estudia la expansión adoptando el escenario de Precio Alto de Combustible del informe Annual Energy Outlook 2011, en el cual se prevé un precio nivelado en el horizonte de planificación de 155 \$/barril para el WTI a diferencia del caso de Referencia que era de 100 \$/barril.

La expansión básicamente es la misma del Plan de Referencia, se mantienen las unidades de desarrollo a base de GNL con la salvedad que se instalan 100 MW adicionales. El impacto de este escenario de precios de combustibles se verificaría en el corto plazo, básicamente en el costo marginal de operación porque la matriz del sector depende de combustibles derivados del petróleo; en el largo plazo el precio se estabiliza.

Tabla 40 Incremento en costos de inversión de proyectos a gas natural

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 214
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural - b	47 26 36
2018	Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2024	Motores de media velocidad, gas natural	100

Tabla 41 Precios Altos de combustibles

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural -b	80 5 250 185
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural - b	47 26 65
2018	Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2025	Ciclo combinado Gas Natural - d	250

10.4.6. Desarrollo de proyectos Renovables

Para ser consecuente con la Política Energética de fomentar el desarrollo de proyectos renovables tanto a pequeña como a gran escala, en esta sensibilidad se incluyeron como alternativas de expansión proyectos Eólicos, Fotovoltaicos, Termo solares y pequeñas centrales hidroeléctricas, algunos de los cuales están en fase de estudio. Además, se incluye el desarrollo del proyecto El Cimarrón en el 2022.

En esta sensibilidad se incluyen un total de 18 MW en proyectos fotovoltaicos, un proyecto eólico de 42 MW, otro termo solar de 50 MW y 20 MW en pequeñas centrales hidroeléctricas. Respecto a ellos no se ha considerado remuneración por capacidad firme dado las características aleatorias de los mismos. El efecto de los proyectos fotovoltaicos y de las pequeñas centrales hidroeléctricas se puede entender como una reducción de la demanda si estos se conectan a nivel de distribución.

El resultado obtenido es que los proyectos renovables sustituyen aproximadamente 450 MW de capacidad térmica, el proyecto El Cimarrón sustituye 250 MW (un ciclo combinado), los otros 200 MW deberían ser el efecto de los proyectos no convencionales, siendo estos fotovoltaicos, eólicos, termo solar y pequeñas hidráulicas. La decisión de promover los proyectos antes mencionados implica mayores costos de inversión y el impacto en el precio de la energía no es significativo, tal y como se observa en la Tabla 48. Aunque la política de promover fuentes renovables tiene externalidades positivas como promover el uso de los recursos locales, utilizar dichos proyectos para suministrar servicios a zonas aisladas rurales, permiten diversificar la matriz energética, ambientalmente tienen un impacto de reducir los gases de efecto invernadero, entre otros aspectos.

Tabla 42 Desarrollo de proyectos Renovables

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral	66
	Optimización Geotérmica Ahuachapán.	5
	Fotovoltaico - a	5
	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre	80
	Geotérmica Berlín, Unidad 6	5
2016	Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	Ciclo combinado Gas Natural - b	250
	Pequeña Central Hidroeléctrica - a	10
	Central Geotérmica Chinameca	47
	Geotérmica Berlín, Unidad 5	26
2017	Pequeña Central Hidroeléctrica - b	10
	Fotovoltaico - b	3
	Parque Eólico	42
	Térmico Solar Concentrado	50
2018	Fotovoltaico - c	10
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c	250
	Cimarrón	261

10.4.7. Operación coordinada de los Sistema Eléctricos de Centroamérica

Con el objeto de analizar la operación del sistema salvadoreño con el resto de sistemas de Centroamérica, se analizó la operación coordinada bajo las consideraciones siguientes:

- Los planes de expansión de los distintos sistemas de la región se fijaron de acuerdo al Caso A del informe Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación periodo 2011-2025, preparado por el Grupo de Trabajo de Planificación (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central, diciembre 2010. En el caso de El Salvador se utilizó el plan indicativo definido en el presente estudio, pero no se incluye la representación del contrato de 30 MW entre CAESS e Hidro Xacbal como una central en el sistema salvadoreño. La base de datos de los distintos países fue la utilizada por el GTPIR en el estudio mencionado.
- Tasa de descuento 12%
- Costo de déficit para la simulación de la operación: 0.35 US\$/kWh hasta un 2% de déficit y 0.80 US\$/kWh para déficit mayores a 2% de la demanda
- La proyección de demanda corresponden al Escenario Medio del informe del CEAC, salvo para El Salvador que se utilizó la proyección presentada en sección anterior.
- En todos los países se usaron los mismos precios de los combustibles que los definidos para El Salvador.

Debe aclararse que este análisis es un ejercicio conceptual para evaluar las ventajas de la interconexión para los diferentes países, por ejemplo, en el caso de El Salvador, se preveían déficits de energía, siendo el máximo en el 2015, sin embargo, bajo este análisis de interconexión se reduce la probabilidad de déficit prácticamente a cero. De igual forma los resultados de intercambios y costos marginales son indicativos de lo que podría ocurrir si se consolida el proyecto SIEPAC y se desarrolla el Mercado Eléctrico Regional.

Las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica para los distintos países y las capacidades de interconexión, utilizadas en la simulación coordinada se indican a continuación.

Tabla 43 Tasas de crecimiento promedio de la demanda de energía de largo plazo

Tasa de crecimiento	GUA	ES	HO	NI	CR	PA
Demand	3.7%	4.7%	4.8%	3.0	5.1	5.8

Fuente: Plan Indicativo Regional 2011-2025, CEAC / (El Salvador Plan de Estudio Actual)

Las capacidades actuales y previstas de interconexión entre los países de la región se indican en la siguiente tabla y corresponde al informe del CEAC de diciembre de 2010.

Tabla 44 Capacidad de Interconexiones (MW)

Enlaces	Fecha	GU-ES	GU-HO	ES-HO	HO-NI	NI-CR	CR-PA	MX-GU	PA-CO
	Entrada	N-S/S-N							
Sistema Actual	Existente	67/44	-	125/101	42/54	48/78	39/0	200/70	-
SIEPAC 1er Circ	2012	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	90/300	200/70	-
PA-COL	2014	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	90/300	200/70	300/300
SIEPAC 2do Circ + Ampliación PA-COL	2020	600/600	600/600	560/600	564/600	500/600	450/450	200/70	600/600

Fuente: Plan Indicativo Regional 2011-2025, CEAC

Para realizar la operación coordinada regional, los planes de expansión de generación de los países son los que se detallan en la Tabla 46. En el caso de El Salvador corresponde al plan definido en este estudio.

El resultado del costo marginal de energía anual en cada uno de los sistemas, producto de la simulación coordinada, se muestra en la tabla y gráfico siguiente. Desde un punto de vista conceptual, bajo una operación coordinada es de esperarse una convergencia de los costos marginales de operación de los sistemas, tal y como se verifica en la figura 30. En el caso de El Salvador, los costos marginales de una operación coordinada con los demás países del Mercado Regional, son menores que los costos marginales determinados en la operación sin intercambios (ver Figura 30).

Tabla 45 Costo Marginal de Energía Anual (\$/MWh)

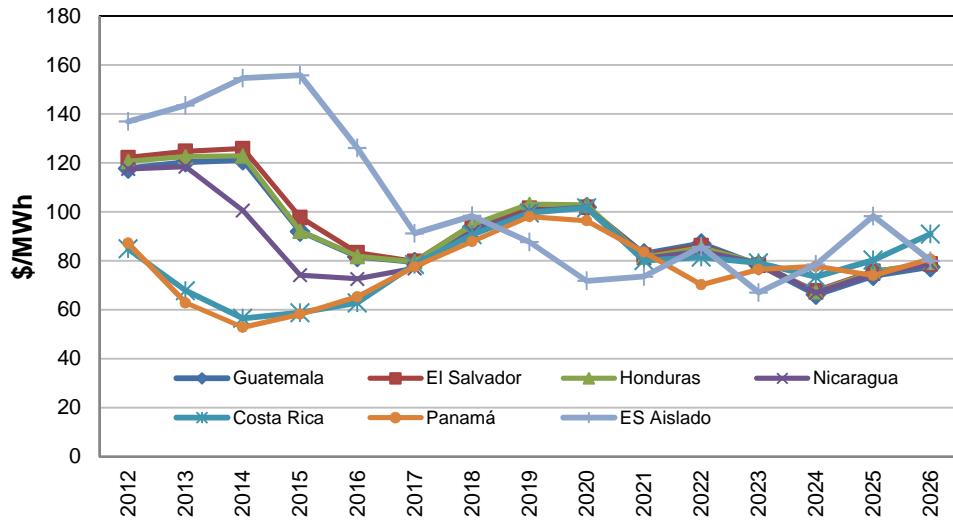
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2012	118	122	121	118	85	87
2013	120	125	123	118	68	63
2014	121	126	123	101	57	53
2015	92	98	92	74	59	58
2016	82	83	82	73	63	65
2017	80	80	80	77	79	78
2018	94	95	95	92	91	88
2019	101	102	103	100	100	98
2020	102	102	103	102	102	96
2021	83	82	82	81	80	84
2022	87	86	85	84	82	70
2023	78	78	79	79	79	77
2024	66	68	67	67	73	78
2025	74	76	76	75	80	74
2026	78	79	79	79	91	81

Tabla 46 Planes de Expansión en Centroamérica

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	Palo Viejo F 80		Lic. Renovable 92	Tumarín F 220 Salto YY F 25 Nicaragua I -50 Nicaragua II -50 Managua 4 -5 PAMFELS -57 Managua 5 -5	Amp. Echandi F 11 Reventazón F 314	Pedregal 2 13 Sindigo 10
2015	CB Jaguar 300 Calderas 3b-B 22 Calderas 3c-B 11 Tecuamburro 44	Opt. Ahuachapán Chaparral 5 66	Lic. Renovable 30 Lic. Platanar 35 CCGNL-a 500	Casitas II F 15 Chiltepe F 20 Hoyo F 20 Apoyo 20 Mombacho 20 Casitas I 15		
2016		CCGNL-a 250 CCGNL-b 107 Berlin VI 5 Amp. 5 Noviembre 80	Lic. Renovable 1			
2017		Chinameca 47 Berlin V 26 CCGNL-b 143	Patuca 3 100 Cangrejal 40.2 Lic. Renovable 15 Tornillito 160	Boboke 70		Tab II 34.5
2018			ENERSA -200 Amp. ENERSA -30 LUFUSSA III -210		Brujo 2 60	
2019		MMVGNL-a 100	LUFUSSA II -80 EMCE II -60		Brujo 1 70	
2020		MMVGNL-b 100				Potrerillo 4.17
2021		MMVGNL-c 100	CCGNL-b 500		CCGNL 500	CCGNL-a 500
2022				Valentín 28		
2023	CCGNL-a 500	CCGNL-c 250		CCGNL 500 Copalar Bajo 150 El Carmen 100	RC500 58.6	San Lorenzo 8.12
2024	CCGNL-b 500					CCGNL-b 500
2025						
2026		CCGNL-d 250				

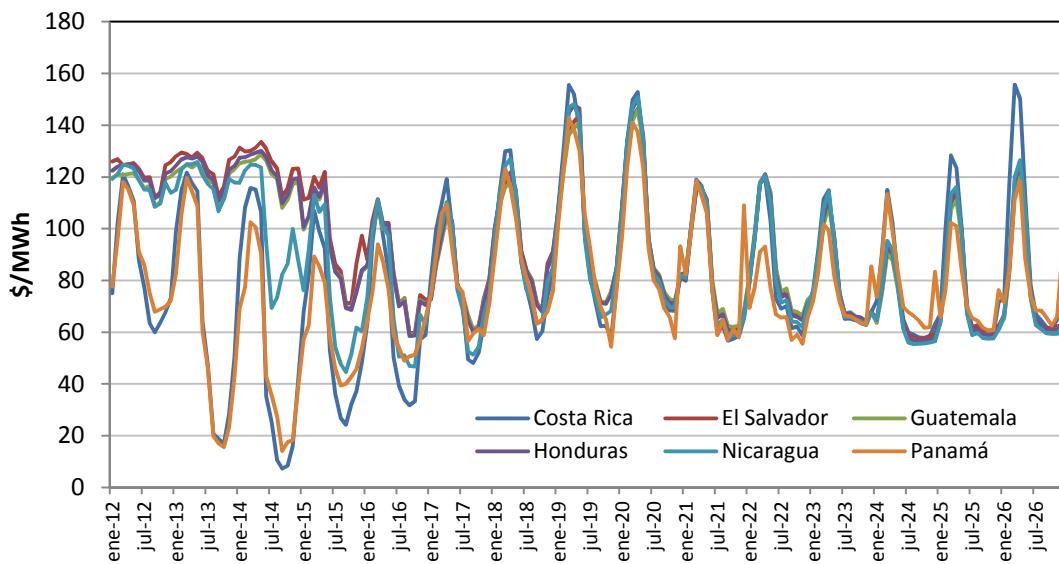
Fuente: Plan Indicativo Regional 2011-2025, CEAC / (El Salvador Plan de Estudio Actual)

Figura 30 Costo marginal de operación anual (\$/MWh)



En la figura siguiente se presentan los costos marginales de energía promedios mensuales para los países del Istmo.

Figura 31 Costo marginal de operación mensual (\$/MWh)



En el cuadro siguiente se muestran los flujos de energía anual entre países, expresados en MW medios. En el caso del El Salvador se observan importaciones netas importantes en los primeros años, que podría desplazar generación nacional.

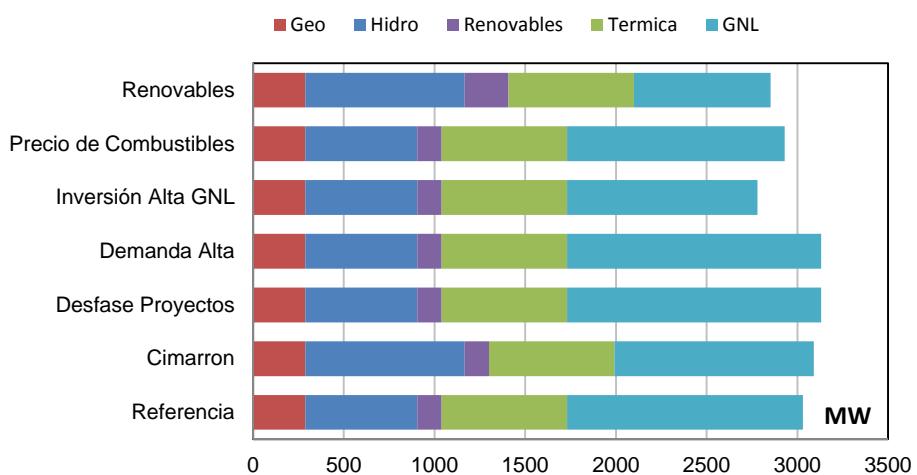
Tabla 47 Flujo Anual por las Interconexiones (MW medios)

Año	GU>ES	GU<ES	HO>ES	HO<ES	GU>HO	GU<HO	HO>NI	HO< NI	NI>CR	NI<CR	CR>PA	CR<PA
2012	221	0	35	1	105	1	5	115	0	233	20	94
2013	212	0	55	0	59	1	3	132	6	214	6	176
2014	214	0	94	0	49	2	0	211	2	237	34	128
2015	179	2	195	0	22	33	8	220	14	197	30	127
2016	73	13	76	2	21	55	27	180	32	175	36	109
2017	22	32	34	12	36	71	66	122	75	98	23	137
2018	35	21	30	13	69	55	55	115	62	109	21	143
2019	23	32	29	39	103	69	44	109	66	107	20	132
2020	10	43	22	35	101	102	46	137	65	147	37	258
2021	7	44	57	6	7	251	69	154	63	182	116	124
2022	3	47	43	5	12	243	31	206	31	230	52	244
2023	34	39	34	52	69	25	100	88	97	111	95	160
2024	131	1	85	11	111	1	46	91	286	3	227	57
2025	121	0	92	17	142	3	36	122	238	8	131	113
2026	92	2	65	46	150	3	49	106	273	8	125	141

10.4.8. Análisis comparativo de sensibilidades

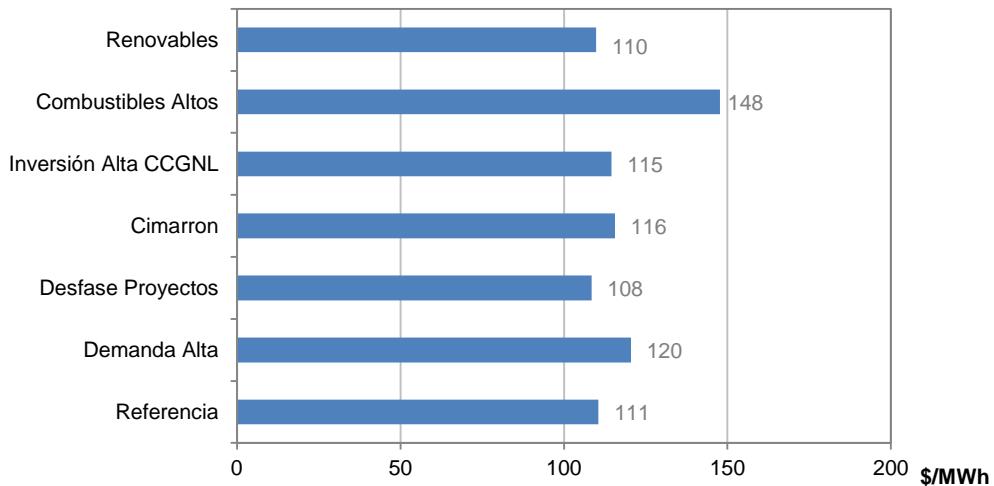
En general, las sensibilidades al Plan de Referencia verifican la robustez del mismo. Al hacer ajustes en alguna de las hipótesis de planificación, se mantienen las unidades de desarrollo o expansión a base de gas natural, tal y como se observa en la siguiente figura.

Figura 32 Composición de la capacidad instalada por recurso



En la siguiente figura se compara el costo marginal de operación de largo plazo del Plan de Referencia y sus sensibilidades. Es un costo promedio ponderado y actualizado con la tasa de descuento del 12%. En general, los costos marginales de operación oscilan entre 108 y 110 \$/MWh, salvo para la sensibilidad de precios de combustibles altos, lo cual era previsible.

Figura 33 Costo Marginal de Operación actualizado por escenario



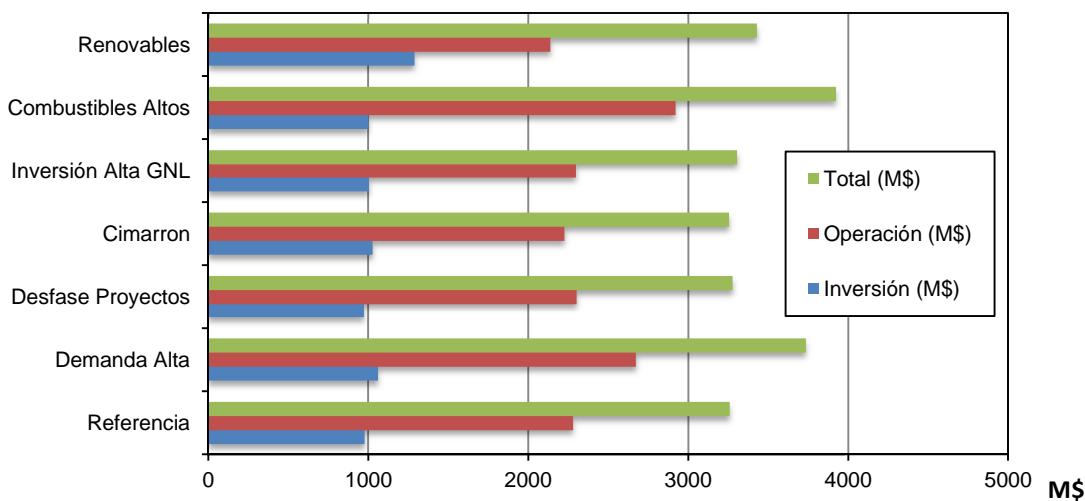
El costo total de los planes analizados se detalla en la siguiente tabla, debe tenerse presente que el costo de inversión está afectado por la remuneración de la capacidad firme que reciben las unidades de generación, la cual es descontada en los costos fijos anuales.

Tabla 48 Resumen de Costos de Planes y Costo Marginal de Operación

	Inversión (M\$)	Operación (M\$)	Total (M\$)	Precio (\$/MWh)
Referencia	977.91	2280.2	3258.11	111
Demanda Alta	1062.02	2672.9	3734.92	120
Desfase Proyectos	973.33	2302.8	3276.13	108
Cimarrón	1028.65	2225.4	3254.05	116
Inversión Alta CCGNL	1005.29	2298.5	3303.79	115
Combustibles Altos	1002.17	2920.5	3922.67	148
Renovables	1290.04	2138.4	3428.44	110

En la tabla anterior y en la figura siguiente se observa que el lineamiento de promover el desarrollo de fuentes renovables para generación eléctrica implica mayores costos de inversión y que el impacto en el precio de la energía no es significativo.

Figura 34 Costo de Planes de Expansión



11. CONCLUSIONES

Entre los aspectos a destacar del Plan de Referencia están:

- Para satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el 2015 con el criterio de confiabilidad establecido, no se prevé que se requieran proyectos adicionales, salvo los ya identificados a desarrollarse, tales como expansiones de capacidad en ingenios, la puesta en operación de proyectos hidroeléctricos del Chaparral, la expansión en 5 de Noviembre y geotérmicos en Ahuachapán y Berlín. Sin embargo, cabe señalar que se debe dar seguimiento periódico a la gestión de los mismos, de forma tal de tomar las decisiones oportunas con anticipación
- A partir del año 2016 y en el largo plazo, la expansión básicamente resulta a través de proyectos que utilizan gas natural y recurso natural. Sin embargo, independientemente del recurso de generación, se requieren aproximadamente 350 MW de nueva capacidad para el año 2016, los cuales pueden justificarse desde un punto de vista técnico y económico. Capacidad que coincide con la Licitación de Contrato de Largo Plazo que inició en diciembre de 2010 y en ese sentido es importante seguir apoyando el desarrollo de la misma.
- El Plan es consistente con la Política Energética, en cuanto que
 - Se garantiza la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de forma confiable.
 - Promueve el desarrollo de los recursos renovables, esto es que se ha identificado la necesidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos entre otros, para cubrir la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
 - Se diversificaría la matriz energética del sector eléctrico si se concreta la introducción del gas natural como combustible de generación.
- En el corto plazo, el precio de la energía depende del parque generador existente y en el mediano y largo plazo, la evolución del mismo dependerá de la instalación de nueva

generación más económica y que podría conllevar a una reducción del precio de la energía para el usuario final.

Como resultado de realizar las sensibilidades antes indicadas, se puede concluir que soportan el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, en cuanto que al modificarse alguno de los supuestos se confirma que:

- A partir del 2016 se requieren entre 350 y 500 MW de capacidad adicional a la de los proyectos identificados a desarrollarse hasta dicho año. En ese sentido, las Licitaciones de Contratos de Largo Plazo para la atracción de nueva inversión son necesarias no solo para tener mayor certeza de satisfacer la demanda del sector eléctrico de forma confiable y a precios de energía razonables para el usuario final, sino también porque permitiría diversificar la matriz energética del país.
- Conforme a los supuestos y criterios de planificación, en el largo plazo las unidades de desarrollo corresponde a centrales que utilizan gas natural licuado, lo cual confirma la robustez del plan indicativo, esto es que al sensibilizar el Plan de Referencia, ya sea a través de variar precios de combustibles, incrementar la demanda de energía, considerar mayores costos de inversión para los proyectos a gas natural licuado, el equipamiento que se obtiene es congruente con la selección de ciclos combinados o motores de media velocidad a GNL, con la salvedad de que se adelanta o atrasa en el periodo de análisis.
- Se confirma que con la consolidación del Mercado Eléctrico Regional y el Proyecto SIEPAC se tendrían ventajas para los sistemas de la región, tanto desde el punto de vista técnico y económico debido a la reducción de déficit de energía en los sistemas e intercambios de energía a precios que reduzcan los precios obtenidos de una operación aislada o autónoma.

ANEXOS

Anexo 1. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

La proyección de la demanda de energía eléctrica del sistema eléctrico de un país es una tarea necesaria para la planificación de la expansión tanto a nivel de generación como de transmisión. Pronosticar la evolución de la demanda eléctrica permite tomar decisiones de inversión con el objeto de garantizar el suministro de energía en el mediano y largo plazo.

Para la proyección de la demanda de energía tanto en el corto y largo plazo existen diferentes métodos de estimación, en este estudio se ha optado por el de Regresión Lineal Múltiple. En términos generales, dicho método consiste en explicar la evolución de la demanda de energía en función de variables tales como Producto Interno Bruto (PIB), Precios de Combustibles y de Energía, Número de Usuarios Finales, entre otras.

Se definirán tres escenarios de evolución de la demanda que se denominarán Alto, Referencia y Bajo, para contar con un intervalo probable de evolución de la demanda y realizar ejercicios de sensibilidades al plan de expansión que se proponga.

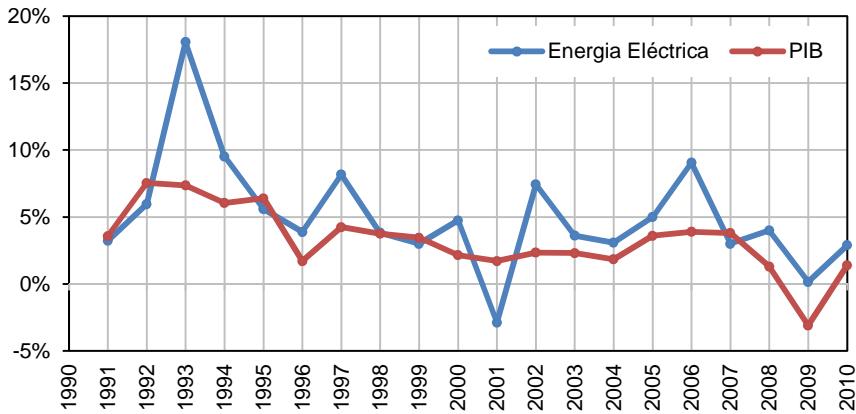
Para la proyección de la demanda de energía se deben dar una serie de pasos, entre los cuales se pueden mencionar:

- Definir si la estimación será anual, semanal u otra frecuencia de tiempo.
- Identificar las series de datos históricos de la demanda y el conjunto de variables que pueden emplear para explicar el comportamiento de la misma.
- Estimación y validación del modelo económétrico de la demanda de energía eléctrica.
- Definir supuestos sobre la evolución de las variables explicativas.
- Proyección de la demanda de energía en el horizonte de planificación.

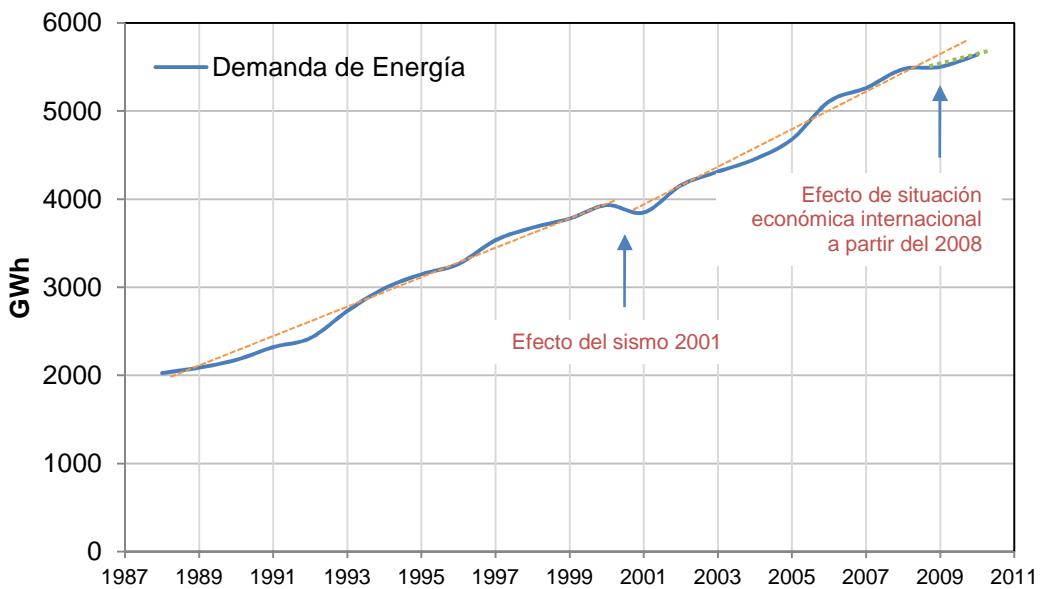
En este estudio se proyectará la demanda anual de energía para el período de 2012 a 2026 y para los dos años de extensión de planificación se fijará la demanda del 2026. La serie histórica de demanda de energía utilizada es la suma de los retiros en contratos y en el MR, registradas en el Mercado Mayorista de Electricidad entre 1988 y 2010. Las variables explicativas que se consideraron para su proyección son el Producto Interno Bruto (PIB), el precio del petróleo (WTI), precios de energía eléctrica, rezagos de la demanda energía eléctrica, número de usuarios.

Cabe aclarar que en este ejercicio de planeamiento no se requiere una estimación de la demanda de potencia ni desagregarla en nodos, en cuanto que la representación del sistema de generación es uninodal y el modelo de simulación requiere información de energía y no de potencia, sin embargo, se ha realizado una estimación de la demanda máxima de potencia considerando el factor de carga histórico del 2010.

En principio es clara la relación positiva entre el Producto Interno Bruto y la Demanda de Energía del país, a mayor crecimiento económico mayor consumo de energía (ver gráfico siguiente), aunque no en la misma magnitud, en ese sentido, a través del modelaje que se hará, se estimará la elasticidad Ingreso (PIB) de la demanda de energía eléctrica. Un análisis similar se hará para el resto de variables explicativas que se consideren.



Otros aspectos que se deben considerar en la estimación es la incidencia de factores externos o naturales que han afectado el comportamiento de la demanda de energía, por ejemplo, en el 2001 y 2009 hubo un decrecimiento de la demanda producto del sismo en el 2001 y del impacto de la situación económica a nivel internacional, a partir del 2008. Factores que pueden generar cambios estructurales en la evolución de la demanda. En el gráfico siguiente se observa una reducción de la demanda de energía, luego, se mantiene la tendencia positiva de crecimiento relativamente constante a lo largo de todo el período de análisis, sin embargo, a partir del 2008, dicha tendencia cambia, observándose una pendiente menor o un ritmo de crecimiento menor debido a la incidencia en el país de la situación financiera internacional.



Estimación del Modelo de la Demanda de Energía Eléctrica

Para estimar el modelo econométrico para proyectar la demanda de energía eléctrica, se aplico logaritmo a las variables, con el objetivo de estabilizar la varianza de los errores. Las variables independientes como el número de abonados, precios de combustibles y energía resultaron no significativas, resultando un modelo que se explica a partir del rezago de la demanda, de las variables D2001 para capturar la reducción de la demanda del 2001 y CS_t para modelar el cambio estructural del 2009. La especificación general del modelo es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Log}(Dem_t) &= \beta_0 + \beta_1 \text{Log}(Dem_{t-1}) + \beta_2 \text{Log}(PIB_t) + \varepsilon_t \\ Dem_t &= \beta_0^* Dem_{t-1}^{\beta_1} PIB_t^{\beta_2} \end{aligned}$$

Donde:

- Dem_t*: Serie histórica anual de demanda de energía en los nodos de retiro en el Mercado Mayorista, correspondiente a las transacciones en el MRS y Contratos de 1988 a 2010
- PIB_t*: Producto Interno Bruto en millones de colones de 1990.
- D2001*: Variable que es igual a 1 en el año 2001 y 0 para los otros años.
- CS_t*: Variable que es igual a 1 a partir del 2009.

El resultado de la estimación de los parámetros del modelo se muestra en la siguiente tabla:

Modelo de Demanda de Energía

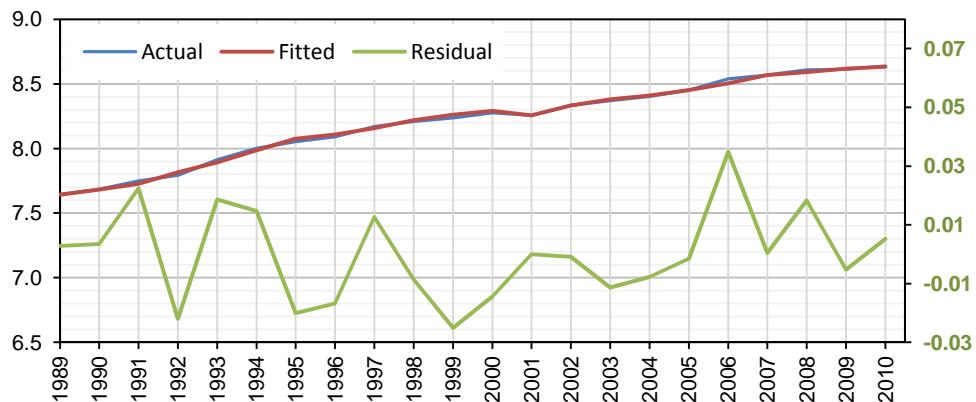
Variable	Coeficiente	Error Estándar	t-Estadístico	p-valor
C	-4.36913	0.990423	-4.411376	0.0004
LOG(DEM(-1))	0.349789	0.137518	2.543581	0.021
LOG(PIB_REF)	0.892644	0.192829	4.629193	0.0002
D2001	-0.064472	0.018025	-3.576862	0.0023
CS*LOG(PIB_REF)	0.003805	0.001925	1.976568	0.0645
R-squared	0.997481	Mean dependent var		8.209087
Adjusted R-squared	0.996888	S.D. dependent var		0.311273
S.E. of regression	0.017363	Akaike info criterion		-5.072222
Sum squared resid	0.005125	Schwarz criterion		-4.824257
Log likelihood	60.79444	F-statistic		1683.029
Durbin-Watson stat	2.107617	Prob(F-statistic)		0

De la tabla anterior se puede comentar que:

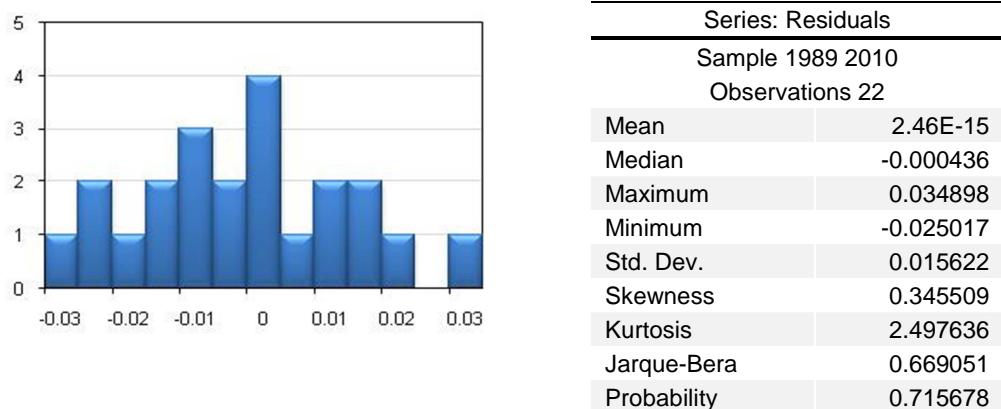
- Las variables son significativas con un nivel de confianza del 95%, excepto para el caso de la variable CS_t.

- El coeficiente del logaritmo del PIB es positivo como era de esperarse y representa la elasticidad ingreso de la demanda, vale decir que si el PIB experimenta una variación porcentual del 1%, la demanda varía en 0.89%.
- El error estándar de la regresión es de 1.74% y el R^2 igual a 99% e indica que el modelo explica el 99% de la varianza total de la demanda de energía.

En el gráfico siguiente se observa el ajuste del modelo y el comportamiento de los errores predichos.



Una vez estimados los parámetros se debe validar el modelo corroborando las hipótesis de normalidad, de homocedasticidad y autocorrelación de los errores. A través del Test de Jarque - Bera no se rechaza la hipótesis de normalidad de los errores.



Respecto a las hipótesis de homocedasticidad y no autocorrelación de los errores, mediante los test de White y Breusch – Godfrey, no se rechazan dichas hipótesis. Los resultados de los test se detallan a continuación:

White Heteroskedasticity Test:			
F-statistic	0.334939	Probability	0.924659
Obs*R-squared	3.155827	Probability	0.870222

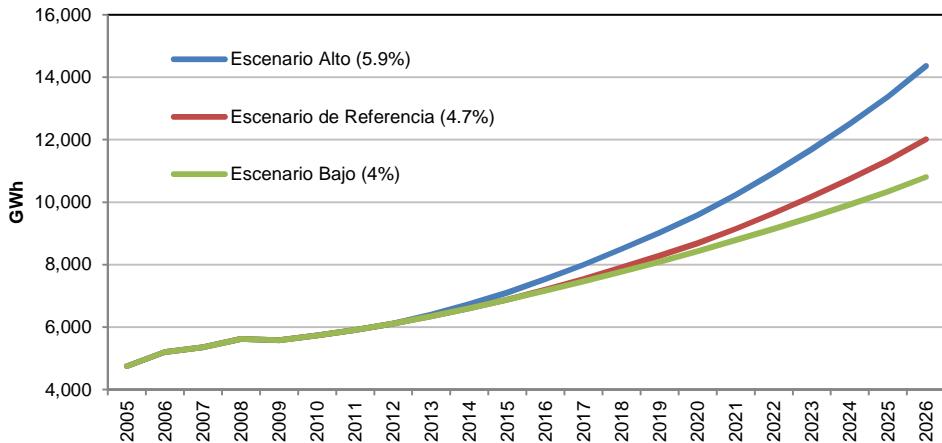
Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

F-statistic	0.085716	Probability	0.918301
Obs*R-squared	0.248593	Probability	0.883118

Validado el modelo se procedió a proyectar la demanda para el período 2012 a 2026, para lo cual se necesita realizar supuestos de la evolución del PIB. Las tasas promedio de crecimiento supuestas para el PIB y las resultantes para la demanda de energía para los distintos escenarios son las siguientes

Tasas de crecimiento promedio a lo largo del período

Tasas de crecimiento	Alto	Referencia	Bajo
PIB	4.4%	3.5%	3.0%
Demanda	5.9%	4.7%	4.0%



La proyección de la demanda de energía es en los nodos de retiro de las distribuidoras y de los usuarios finales que transan energía en el Mercado Mayorista, por lo que para estimar la energía a satisfacer por los generadores se debe considerar las pérdidas de transmisión. Se asumió un 2% de pérdidas para obtener la demanda en los nodos de generación.

Los resultados de la proyección de la demanda de energía para los tres escenarios Alto, Referencia y Bajo se muestran a continuación.

Escenarios de Proyección de la Demanda de Energía

Año	Escenario Alto (5.9%)	Escenario de Referencia (4.7%)	Escenario Bajo (4%)
2011	5,906	5,906	5,906
2012	6,108	6,108	6,108
2013	6,402	6,346	6,346
2014	6,740	6,605	6,605
2015	7,109	6,877	6,877
2016	7,534	7,194	7,162
2017	7,998	7,537	7,460
2018	8,495	7,900	7,770
2019	9,026	8,283	8,093
2020	9,590	8,685	8,430
2021	10,234	9,146	8,781
2022	10,937	9,647	9,146
2023	11,695	10,180	9,526
2024	12,507	10,744	9,923
2025	13,377	11,341	10,335
2026	14,362	12,016	10,806

Los datos utilizados se detallan en la siguiente tabla.

Año	Demanda (GWh)	PIB* (1990)	WTI (\$/barril)	Abonados (# clientes)
1988	2026.6	34919	27.32	462182
1989	2088.3	35287	32.26	493238
1990	2175.8	36487	36.81	544746
1991	2321.1	37791	30.43	583328
1992	2423.3	40643	28.72	625428
1993	2730.2	43638	24.71	672588
1994	2987.8	46278	23.2	713560
1995	3147.7	49238	24.89	757028
1996	3265	50078	29.09	803144
1997	3534.7	52204	25.49	852069
1998	3676.5	54162	16.38	902388
1999	3779.6	56030	22.94	948456
2000	3931.3	57236	35.62	1001542
2001	3848.7	58214	27.49	1042173
2002	4156	59576	29.17	1070261
2003	4311.6	60947	33.34	1121423
2004	4454.6	62065	42.04	1157387
2005	4679.2	64299	55.4	1191253
2006	5108.6	66807	64.83	1230901
2007	5261.7	69345	71.7	1267673
2008	5475.2	70247	95.17	1300684
2009	5500	68069	60.89	1330408
2010	5636.9	69022	76.98	1369229

Anexo 2. Consideraciones para proyección de precios de combustibles

Documento: "Annual Energy Outlook 2011 with projections to 2035". EIA – DOE – USA

- Las importaciones de combustibles para generación crecerían pero tenderían a una proporción menor en la generación de energía.

Bajo las proyecciones de crecimiento de PIB de los estados Unidos y el caso de Referencia, el costo del barril de petróleo sube a US\$125 en el 2035 (Referencia Año 2009). Bajo este escenario las importaciones decrecen y aunque hay crecimiento en la generación con recurso importado, su participación en la generación total de energía tendería a disminuir. Las importaciones reducidas serían el resultado de uso de biocombustibles producidos localmente en su mayoría, reducciones de la demanda de combustible para vehículos por estándares de eficiencia y mayor costo del combustible fósil e incentivo a la producción doméstica de combustibles, especialmente de gas de esquisto, ante los precios altos de importación.

El gas de Esquisto ayudaría a mantener el gas natural a precios moderados.

La producción de gas de esquisto en Estados Unidos creció a una tasa anual de 17 % entre 2000 y 2006, lo cual combinado precios altos de gas natural e innovaciones tecnológicas llevaron a la industria a enfocarse en nuevos yacimientos de gas de esquisto. La combinación de perforación horizontal y tecnologías de fractura hidráulica de rocas ha llevado a producir gas de esquisto de manera económica, con un crecimiento promedio de 48 % entre el 2000 y el 2010. De esta manera, en el caso de referencia, la producción de gas de esquisto se cuadruplicaría entre 2009 y 2035. La producción de gas natural en los Estados Unidos crecería de 21 trillones de pies cúbicos en el 2009, a 26.3 trillones en 2035. La producción de gas de esquisto crecería hasta 12.2 trillones de pies cúbicos en el 2035, que representaría el 47 % de la producción total de gas comparado con un 16 % en el 2009.

Las reservas de gas de esquisto, factibles técnicamente, pero aún no probadas, se estiman en 827 trillones de pies cúbicos

Enlace ilustrativo de la tecnología de extracción de gas de esquisto.

http://www.dailymotion.com/video/xir9iz_como-se-obtiene-el-gas-de-esquisto-shale-gas_tech

La información disponible sobre el gas de esquisto va a variar con el tiempo debido a más perforaciones, producción, y desarrollo administrativo y tecnológico. Durante la década pasada, a medida que nuevos reservorios de gas de esquisto han pasado a producción comercial, el estimado de gas de esquisto extraíble económicamente, se ha disparado.

A pesar del rápido crecimiento de la generación con gas natural y otras fuentes renovables de energía, el carbón contribuiría con la mayor parte de la generación de electricidad al 2035.

Asumiendo que no se darían restricciones adicionales ambientales sobre las emisiones de dióxido de Carbono, el carbón permanecería como la fuente principal de generación de electricidad al 2035, en el caso de referencia, considerando la confiabilidad de las plantas que actualmente utilizan carbón. Sin embargo se prevén pocas plantas nuevas aparte de las actualmente en

construcción o las financiadas a través de incentivos. De esta manera, en el caso de referencia, la generación con carbón se incrementaría 25 % entre el 2009 y el 2035 pero fundamentalmente por un uso mayor de la capacidad instalada, y no por nuevas plantas. Sin embargo su participación en el total de generación caería de 45% a 43 % como resultado de incrementos más rápidos en la generación con renovables o gas natural.

La generación con gas natural se incrementa debido a su proyección de precios bajos y al relativo bajo costo asociado de construcción de plantas generadoras, que las hacen más atractivas que el carbón. La proporción de la generación con gas natural se incrementaría de 23% en 2009 a 25 % en 2035.

La generación de electricidad a partir de fuentes renovables crecería en un 72 % en el caso de referencia, subiendo la proporción en el total de generación desde 11% en 2009 a 14 % en el 2035. La mayor parte del crecimiento provendría de instalaciones usando viento y biomasa.

Las regulaciones ambientales pueden alterar la participación de los combustibles en la generación eléctrica.

La agencia de protección ambiental de los Estados Unidos, EPA por sus siglas en inglés, espera poner en vigencia regulaciones claves en la próxima década que tendrían impacto en las plantas generadoras a base de carbón. Debido a que estas reglas no han sido finalizadas, no puede analizarse plenamente, sin embargo podría asumirse que una buena cantidad de plantas generadoras a base de carbón podrían ser retiradas si se les exige que tengan filtros removedores del dióxido de carbono y reducción catalítica para remover los óxidos de nitrógeno y también, al hecho de que la proyección de los precios del gas natural permanezca en o por debajo de los US\$5 en el 2035.

La participación de la generación eléctrica a partir del gas natural sería mayor hasta el 2035, bajo nuevas regulaciones ambientales. Esta tendencia estaría respaldada por los precios bajos del gas natural y costos de capital menores para nuevas plantas de este tipo.

En el caso sin variaciones en las regulaciones sobre emisiones de gas de efecto invernadero, las emisiones de dióxido de carbono crecen lentamente y no regresan a los niveles del 2005 sino hasta el 2027.

Después de una disminución del 3 % en 2008 y del 7 % en 2009, las emisiones de dióxido de carbono, relacionadas a energía eléctrica, crecen lentamente en el caso de referencia debido a crecimientos modestos de la economía después del 2008, uso creciente de combustibles y tecnologías para renovables; mejoras en eficiencia; tendencia más lenta de crecimiento de la demanda y mayor uso del gas natural que produce mucho menos CO₂ que otros combustibles, tales como el carbón, además de ser un combustible que se quema más limpia y eficazmente.

Anexo 3. Datos técnicos y económicos de centrales hidroeléctricas existentes

Descripción	Unidad	Guaj U1	Cgra U1	Cgra U2	5nov U1	5nov U2	5nov U3	5nov U4	5nov U5	15se U1	15se U2
Potencia Máxima Neta	MW	19.8	86.4	86.4	20	20	20	18	21	92.76	92.76
Cota máxima de operación	m.s.n.m.	430.30	243	243	180	180	180	180	180	49	49
Cota mínima de operación	m.s.n.m.	419.5	228.5	228.5	176	176	176	176	176	46	46
Costo Variable No combustible (CVNC)	US\$/MWh	7.056	2.204	2.204	2.88	2.88	2.88	3.1	3.3	2.445	2.445
Costo de Arranque y Detención variabilizado	US\$/MWh	0.282	0.456	0.461	0.05	0.053	0.071	0.076	0.118	0.043	0.042
Caudal mínimo turbinable	m3/s	14	84	84	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	130	130
Caudal máximo turbinable	m3/s	46	175	175	40.5	40.5	40.5	35	47.8	370	370
Factor de producción promedio	MW/m3/s	0.397	0.473	0.473	0.491	0.491	0.491	0.469	0.474	0.265	0.265
Volumen mínimo del embalse	Hm3	440.8349	715.83	715.83	65.05	65.05	65.05	65.05	65.05	219.24	219.24
Volumen máximo del embalse	Hm3	889.7043	2042.20	2042.20	107.69	107.69	107.69	107.69	107.69	306.95	306.95
Capacidad de Brindar Reserva Primaria	Sí/No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Capacidad de Brindar Reserva Secundaria	Sí/No	SI (430.3-421.5) NO (421.5-419.5) msnm	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	No	No

Nomenclatura: Guajoyo (Guaj), Cerrón Grande (Cgra), 5 de Noviembre (5nov) y 15 de Septiembre (15se).

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdo N°242 -E-2011.

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores al acuerdo en mención.

Anexo 4. Datos técnicos y económicos de centrales geotérmicas existentes.

Datos técnicos y económicos centrales geotérmicas		LaGeo						
Descripción	Unidad	AHUA-U1	AHUA-U2	AHUA-U3	BERL-U1	BERL-U2	BERL-U3	BERL-U4
Límite superior de generación actual (Potencia Máxima Neta)	MW	28	28	37	27.5	28.2	41.3	8.0
Límite inferior de generación actual	MW	15	15	20	24.5	24.5	35	4
Costo Variable No Combustible (CVNC)	US\$/MWh	4.079	4.079	3.464	2.280	2.280	2.189	1.886
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	0.014	0.012	0.004	0.007	0.005	0.058	0.107
Capacidad de Brindar Reserva Primaria	Sí/No	Sí						
Capacidad de Brindar Reserva Secundaria	Sí/No	No	No	No	Sí	Sí	No	No
Consumo específico neto de combustible correspondiente a la potencia máxima neta, menos el porcentaje de reserva rodante	gal/MWH	0	0	0	0	0	0	0
Consumo de combustible para el arranque (hasta plena velocidad sin carga)	Gal	0	0	0	0	0	0	0
Tipo de combustible en el arranque	-	N/A						
Tipo de combustible en operación normal	-	Vapor geotérmico						

Nomenclatura: Ahuachapán (AHUA) y Berlín (BERL).

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdo N°242 -E-2011.

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores al acuerdo en mención.

Anexo 5. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 1)

Datos técnicos y económicos centrales termoeléctricas		Duke Energy									
Descripción		Unidad	ACAJ U1	ACAJ U2	ACAJ U4	ACAJ U5	ACAJ M1 - M6	ACAJ M7	ACAJ M8	ACAJ M9	SOYA M1 - M3
Límite superior de generación actual (Potencia Máxima Neta)	MW		28.5	31	27.5	64	16	16.5	16.5	16.5	5
Límite inferior de generación actual	MW		10	10	5	15	8	8	8	8	1.3
Costo Variable No Combustible (CVNC)	US\$/MWh		17.81	17.81	17.81	17.81	9.138	8.662	8.794	8.828	15.547
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh		11.634	11.634	58.623	58.623	0.4	0.256	0.331	0.413	0.699
Capacidad de Brindar Reserva Primaria	Sí/No		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Capacidad de Brindar Reserva Secundaria	Sí/No		No	No	No	Sí	Factibilidad Técnica - Económica	Sí	Sí	Sí	No
Consumo específico neto de combustible correspondiente a la potencia máxima neta, menos el porcentaje de reserva rodante	gal/MWH		84.457	81.367	115.902	94.313	59.3	57.21	57.21	57.21	62.24
Consumo de combustible para el arranque (hasta plena velocidad sin carga)	Gal		HFO: 2,107 LFO: 1,089	HFO: 2,384 LFO: 1,250	LFO: 350	LFO: 690	HFO: 3.18 gal	HFO: 3.18 gal	HFO: 3.18 gal	HFO: 3.18 gal	HFO: 0.8
Tipo de combustible en el arranque	-		Bunker y diesel	Bunker y diesel	Diesel	Diesel	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker
Tipo de combustible en operación normal	-		Bunker	Bunker	Diesel	Diesel	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker

Nomenclatura: Acajutla (ACAJ) y Soyapango (SOYA).

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdo N°242 -E-2011.

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores al acuerdo en mención.

Anexo 6. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 2)

Datos técnicos y económicos centrales termoeléctricas		Nejapa Power	CESSA	INE		Textufil						
Descripción	Unidad	NEPO M1-M27	CESSA G1	TALN M1-M3	TALN M4-M9	TEXT M1	TEXT M2	TEXT M3	TEXT M4	TEXT M5	TEXT M6	TEXT M7
Límite superior de generación actual (Potencia Máxima Neta)	MW	5.21	32.4	16.5	8.45	3.4	3.4	6.8	6.8	7.1	7.5	7.5
Límite inferior de generación actual	MW	1	2	3.3	1.69	1.1	1.1	2	2	2.1	2.3	2.3
Costo Variable No Combustible (CVNC)	US\$/MWh	10.46	17.81	17.81	17.81	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66	14.66
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	1.35	1.32	3.84	4.8	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32
Capacidad de Brindar Reserva Primaria	Sí/No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Capacidad de Brindar Reserva Secundaria	Sí/No	Sí	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Consumo específico neto de combustible correspondiente a la potencia máxima neta, menos el porcentaje de reserva rodante	gal/MWH	65.1	62.69	56.6	57.7	63.62	63.72	60.43	60.53	60.47	60.05	60.35
Consumo de combustible para el arranque (hasta plena velocidad sin carga)	Gal	1	35	5	3	7.925	7.925	7.925	7.925	7.925	7.925	7.925
Tipo de combustible en el arranque	-	Bunker	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Tipo de combustible en operación normal	-	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker	Bunker

Nomenclatura: CENERGICA o Nejapa Power (NEPO), Holcim (CESSA), Inversiones Energéticas (INE) y Textufil (TEXT)

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdo N°242 -E-2011.

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores al acuerdo en mención.

Anexo 7. Datos técnicos y económicos de centrales termoeléctricas existentes (parte 3)

Datos técnicos y económicos centrales termoeléctricas		Borealis	Gecsa	Hilcasa	Ingenio El Ángel	Ingenio la Cabaña	CASSA	
Descripción	Unidad	BORE M1--M8	GECSA M1-M3	HILC M1-M4	LANG G1	LCAB G1	CHAP G1	CASSA G1
Límite superior de generación actual (Potencia Máxima Neta)	MW	1.58	3.88	1.59	21	10	10	45
Límite inferior de generación actual	MW	0.34	0.9	0.34	2	5.6	1	2.2
Costo variable no combustible (cvnc)	US\$/MWh	17.81	16.08	14.76	0	17.33	17.33	17.33
Costo de Arranque Variabilizado	US\$/MWh	3.51	1.58	2.85	0	0	0	0
Capacidad de Brindar Reserva Primaria	Sí/No	Sí	Sí	Si	Sí	Sí	Sí	Sí
Capacidad de Brindar Reserva Secundaria	Sí/No	No	No	No	No	No	No	No
Consumo específico neto de combustible correspondiente a la potencia máxima neta, menos el porcentaje de reserva rodante	gal/MWH	67.619	65.4	63.18	0	0	5 ton/MWh	0
Consumo de combustible para el arranque (hasta plena velocidad sin carga)	Gal	0.51	3.5 Gal diesel 0.35 Gal bunker	0.51	0	0	500 ton (N/A)	0
Tipo de combustible en el arranque	-	Diesel	Diesel	Diesel	N/a	N/a	Biomasa	N/a
Tipo de combustible en operación normal	-	Bunker	Bunker	Bunker	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdo N°242 -E-2011.

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores al acuerdo en mención.

Anexo 8. Tasas de salida forzada (TSF) de unidades de generación existente

Empresa	Central	Unidad	TSF	Disponibilidad
BOREALIS	BOREALIS	GGP	4.87%	95.13%
CEL	GUAYOYO	U1	3.31%	96.69%
CEL	CERRAN GRANDE	U1	3.55%	96.45%
CEL	CERRAN GRANDE	U2	6.95%	93.05%
CEL	15 de SEPTIEMBRE	U1	8.41%	91.59%
CEL	15 de SEPTIEMBRE	U2	6.87%	93.13%
CEL	5 de NOVIEMBRE	U1	0.99%	99.01%
CEL	5 de NOVIEMBRE	U2	1.00%	99.00%
CEL	5 de NOVIEMBRE	U3	0.87%	99.13%
CEL	5 de NOVIEMBRE	U4	1.99%	98.01%
CEL	5 de NOVIEMBRE	U5	1.26%	98.74%
CENERGICA	NEJAPA POWER	GGP	0.59%	99.41%
CESSA	CESSA	GGP	68.00%	32.00%
DUKE	ACAJUTLA	U1	11.84%	88.16%
DUKE	ACAJUTLA	U2	14.75%	85.25%
DUKE	ACAJUTLA	U4	60.39%	39.61%
DUKE	ACAJUTLA	U5	21.26%	78.74%
DUKE	ACAJUTLA	M1	8.49%	91.51%
DUKE	ACAJUTLA	M2	6.46%	93.54%
DUKE	ACAJUTLA	M3	7.91%	92.09%
DUKE	ACAJUTLA	M4	5.71%	94.29%
DUKE	ACAJUTLA	M5	7.71%	92.29%
DUKE	ACAJUTLA	M6	7.55%	92.45%
DUKE	ACAJUTLA	M7	10.43%	89.57%
DUKE	ACAJUTLA	M8	10.19%	89.81%
DUKE	ACAJUTLA	M9	8.99%	91.01%
DUKE	SOYAPANGO	M1	20.09%	79.91%
DUKE	SOYAPANGO	M2	11.65%	88.35%
DUKE	SOYAPANGO	M3	13.70%	86.30%
GECSA	GECSA	GGP	2.68%	97.32%
HILCASA	HILCASA	GGP	2.71%	97.29%
INE	TALNIQUE	M1	5.90%	94.10%
INE	TALNIQUE	M2	7.63%	92.37%
INE	TALNIQUE	M3	5.21%	94.79%
INE	TALNIQUE	M4	9.88%	90.12%
INE	TALNIQUE	M5	9.10%	90.90%
INE	TALNIQUE	M6	11.62%	88.38%
INE	TALNIQUE	M7	10.34%	89.66%
INE	TALNIQUE	M8	14.64%	85.36%
INE	TALNIQUE	M9	8.94%	91.06%
LAGEO	AHUACHAPAN	U1	0.64%	99.36%
LAGEO	AHUACHAPAN	U2	1.13%	98.87%
LAGEO	AHUACHAPAN	U3	1.01%	98.99%
LAGEO	BERLIN	U1	0.53%	99.47%
LAGEO	BERLIN	U2	0.73%	99.27%
LAGEO	BERLIN	U3	9.71%	90.29%
LAGEO	BERLIN	U4	14.32%	85.68%
TEXTUFIL	TEXTUFIL	GGP	8.23%	91.77%

Fuente: Datos aprobados por SIGET en Acuerdos del N°291-E-2011 al N°300-E-2011

Nota: Los datos pueden haber sufrido modificaciones menores posteriores a los acuerdos mencionado

Anexo 9. Plan de Referencia. Generación por Recurso- Factores de Planta.

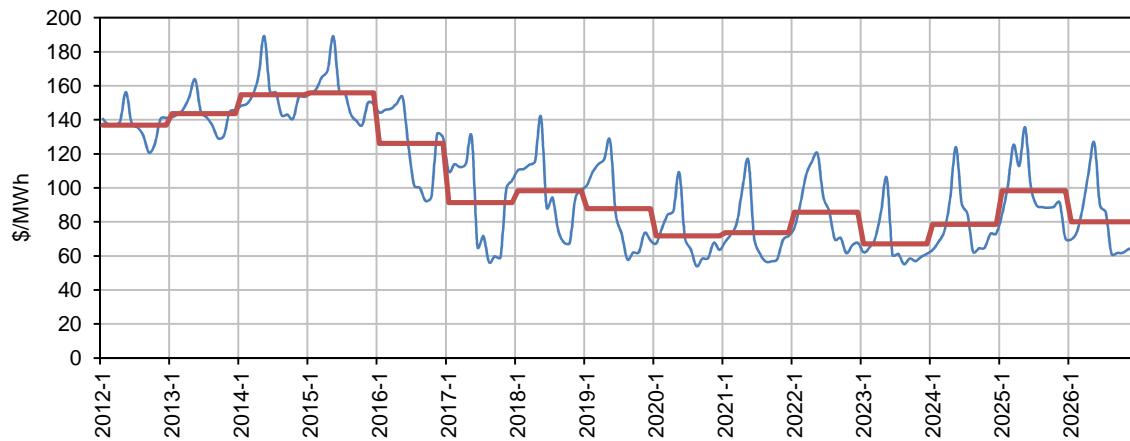
Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1913	1921	1942	2314	2183	2003	2228	2176	2229	2076	2347	2074	2222	2441	2168
Geotérmico	1412	1414	1417	1453	1486	2023	2026	2026	2028	2029	2030	2030	2030	2030	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2392	2603	2801	2662	3089	3075	3212	3645	3993	4606	4835	5640	6057	6434	7383
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	0.0	5.8	9.5	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0
Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	34%	30%	27%	28%	26%	26%	23%	24%	20%	21%	22%	18%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	21%	27%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	42%	39%	43%	41%	41%	44%	46%	50%	50%	55%	56%	57%	61%
Importación	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	40%	37%	41%	40%	41%	38%	30%	27%	29%	32%	28%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	41%	45%	49%	46%	35%	30%	32%	33%	34%	36%	38%	38%	40%	43%	43%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 10. Costos Marginales de Operación y Generación mensual. Plan de Referencia.

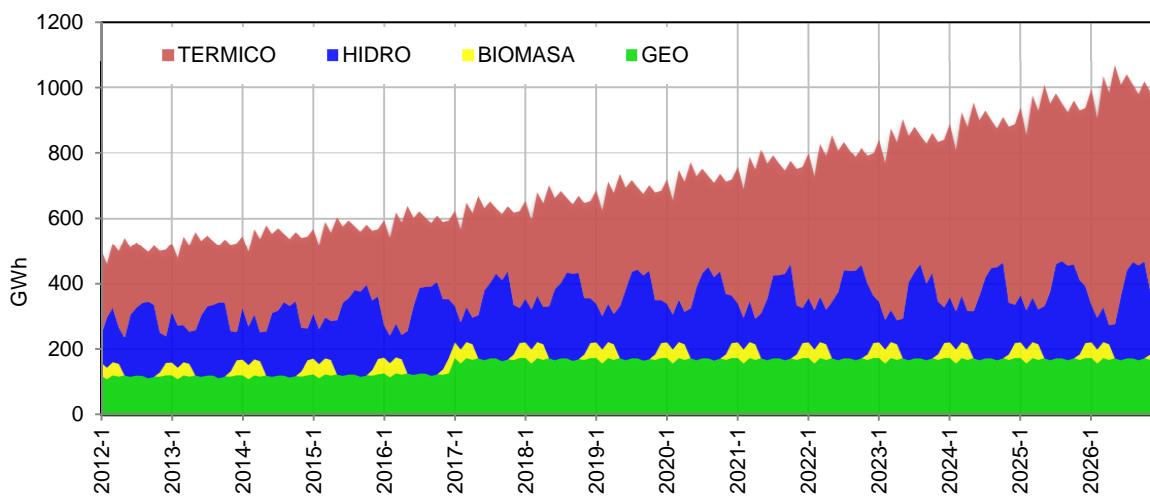
Los costos marginales operativos más elevados en cada uno de los años de análisis se presentan entre la semanas 46 de un año a la semana 19 del siguiente, esto es inicios del mes de noviembre a finales del mes de abril del siguiente año, la razón de esto es que en dicho periodo las centrales hidroeléctricas generan a capacidad reducida por ser los meses de menores caudales afluentes.

CMO Mensual y Anual del Plan Indicativo de Referencia



En el siguiente gráfico se muestra la generación mensual a lo largo del periodo de estudio, en esta puede apreciarse la estacionalidad antes mencionada, así como la estacionalidad que los ingenios presentan por el periodo de zafra. La generación restante para abastecer la demanda es a base de generación termoeléctrica de combustible bunker, diesel y GNL (a partir del 2016).

Generación Mensual del Plan Indicativo de Referencia



Anexo 11. Consumo de Combustible Anual del Plan de Referencia

Año	Miles de Unidades			Millones Barriles Equivalentes de Petróleo			
	BUNKER	DIESEL	GNL	BUNKER	DIESEL	GNL	TOTAL
2012	143930	0	0	6475	0	0	6475
2013	157050	512.25	0	7065	21	0	7086
2014	169860	791.42	0	7641	33	0	7674
2015	161070	807.08	0	7246	34	0	7280
2016	52068	82.89	440590	2342	3	1528	3874
2017	14893	0	564070	670	0	1957	2627
2018	14607	0	592180	657	0	2054	2711
2019	10893	0	703680	490	0	2441	2931
2020	6273.2	0	798440	282	0	2770	3052
2021	6720	0	934910	302	0	3243	3545
2022	8434.4	0	978660	379	0	3395	3774
2023	5010.5	0	1136400	225	0	3942	4167
2024	6308.3	0	1223000	284	0	4242	4526
2025	16163	0	1268900	727	0	4401	5129
2026	11833	0	1463800	532	0	5078	5610

Diesel: Gal/MWh, Carbón: Ton/MWh, GNL: m3/MWh

Nota: Los factores de conversión de las unidades originales a barriles equivalentes de petróleo BEP, fueron tomadas de los factores OLADE para El Salvador.

Anexo 12. Sensibilidad Cimarrón. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1913	1922	1937	2324	2122	2061	2227	2112	2123	2363	2345	2903	2984	3261	2888
Geotérmico	1412	1414	1417	1452	1487	2024	2026	2027	2028	2029	2028	2028	2027	2029	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2391	2600	2808	2654	3150	3017	3212	3709	4099	4319	4839	4813	5298	5615	6661
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	0.0	6.7	8.6	12.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5

Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	34%	29%	27%	28%	25%	24%	26%	24%	29%	28%	29%	24%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	21%	27%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	43%	39%	44%	40%	41%	45%	47%	47%	50%	47%	49%	50%	55%
Importación	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	39%	38%	41%	39%	39%	43%	30%	37%	39%	42%	37%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	91%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	41%	45%	49%	46%	34%	30%	32%	34%	37%	39%	37%	36%	40%	43%	43%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 13. Sensibilidad Desfase de Proyectos. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1906	1930	1935	2088	2045	2295	2029	2185	2180	2296	2082	2210	2193	2535	2144
Geotérmico	1411	1414	1417	1419	1454	1488	2025	2026	2028	2029	2030	2030	2030	2030	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2399	2593	2807	2922	3260	3318	3411	3637	4042	4386	5100	5505	6085	6338	7407
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	0.0	6.2	10.6	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.5	0.0
Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	30%	28%	30%	26%	26%	25%	25%	22%	22%	20%	22%	18%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	20%	20%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	43%	42%	45%	44%	43%	44%	47%	48%	53%	54%	57%	56%	62%
Importación	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	50%	37%	42%	37%	40%	40%	42%	38%	41%	40%	46%	39%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	42%	45%	49%	51%	34%	33%	29%	31%	34%	37%	36%	39%	43%	45%	41%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 14. Sensibilidad Inversión Alta GNL. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1919	1916	1940	2333	2080	2150	2129	2194	2186	2076	2347	2161	2153	2234	2279
Geotérmico	1411	1414	1417	1453	1488	2025	2025	2026	2028	2029	2030	2030	2030	2030	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2385	2607	2804	2643	3191	2927	3311	3628	4036	4606	4834	5553	6126	6641	7267
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	0.0	6.2	8.7	13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.3	4.4

Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	34%	29%	29%	27%	26%	25%	23%	24%	21%	20%	20%	19%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	21%	27%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	42%	38%	44%	39%	42%	44%	46%	50%	50%	55%	57%	59%	60%
Importación	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	38%	39%	39%	40%	40%	38%	43%	40%	39%	41%	42%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	41%	45%	49%	46%	32%	29%	30%	33%	37%	39%	41%	39%	41%	44%	49%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 15. Sensibilidad Demanda Alta. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1911	1927	1937	2313	2214	2044	2212	2086	2112	2338	2041	2372	2124	2202	2279
Geotérmico	1411	1414	1418	1454	1486	2025	2027	2029	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2395	2651	2939	2887	3396	3493	3821	4476	5013	5430	6431	6857	7917	8708	9605
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demandra	6108	6402	6740	7109	7534	7998	8495	9026	9590	10234	10937	11695	12507	13377	14362
Deficit	0.0	6.3	12.5	19.1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.8	2.3	12.6

Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	33%	29%	26%	26%	23%	22%	23%	19%	20%	17%	16%	16%
Geotérmico	23%	22%	21%	20%	20%	25%	24%	22%	21%	20%	19%	17%	16%	15%	14%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	44%	41%	45%	44%	45%	50%	52%	53%	59%	59%	63%	65%	67%
Importación	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%

Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	41%	37%	41%	38%	39%	43%	37%	43%	39%	40%	42%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	42%	46%	51%	50%	39%	34%	35%	35%	39%	43%	43%	46%	46%	48%	53%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 16. Sensibilidad Combustibles Altos. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1906	1918	1939	2341	2115	2128	2115	2256	2096	2323	2063	2349	2044	2354	2305
Geotérmico	1411	1415	1417	1453	1487	2023	2025	2026	2028	2029	2030	2030	2030	2030	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2397	2601	2793	2618	3156	2951	3325	3566	4126	4359	5118	5366	6235	6521	7244
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	1.7	10.4	21.0	30.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	2.9

Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	34%	29%	28%	27%	27%	24%	25%	21%	23%	19%	21%	19%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	21%	27%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	42%	38%	44%	39%	42%	43%	48%	48%	53%	53%	58%	58%	60%
Importación	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	39%	39%	39%	41%	38%	43%	38%	43%	37%	43%	42%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	42%	45%	48%	45%	33%	29%	30%	32%	35%	37%	36%	38%	38%	40%	45%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

Anexo 17. Sensibilidad Renovables. Generación por Recurso- Factores de Planta.

Recurso (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	1907	1923	1941	2331	2093	2114	2128	2200	2223	2289	2313	2964	2936	3075	3164
Geotérmico	1411	1414	1417	1452	1488	2023	2025	2026	2027	2029	2027	2028	2027	2029	2030
Biomasa	208	219	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmico	2398	2601	2803	2639	3131	2607	2936	3244	3621	4015	4492	4372	4967	5420	6003
Pequeñas Renovables	0	0	0	9	47	356	376	378	379	378	379	380	379	381	380
Importación	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Demanda	6108	6346	6605	6877	7194	7537	7900	8283	8685	9146	9647	10180	10744	11341	12016
Deficit	0.0	6.0	8.5	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7
Participación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	31%	30%	29%	34%	29%	28%	27%	27%	26%	25%	24%	29%	27%	27%	26%
Geotérmico	23%	22%	21%	21%	21%	27%	26%	24%	23%	22%	21%	20%	19%	18%	17%
Biomasa	3%	3%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Térmico	39%	41%	42%	38%	44%	35%	37%	39%	42%	44%	47%	43%	46%	48%	50%
Pequeñas Renovables	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.7%	4.7%	4.8%	4.6%	4.4%	4.1%	3.9%	3.7%	3.5%	3.4%	3.2%
Importación	3.0%	2.9%	2.8%	2.7%	2.6%	2.4%	2.3%	2.2%	2.1%	2.0%	1.9%	1.8%	1.7%	1.6%	1.5%
Factores de Planta	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Hidroeléctrico	46%	46%	46%	49%	38%	39%	39%	40%	41%	42%	30%	38%	38%	40%	41%
Geotérmico	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Biomasa	40%	36%	59%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	40%
Térmico	42%	45%	49%	46%	40%	33%	37%	41%	46%	45%	41%	40%	45%	49%	54%
Pequeñas Renovables	0%	0%	0%	20%	35%	34%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Importación	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Importación se refiere al Contrato de Largo Plazo que inicia en enero 2012.

**Anexo 18. Comparación de Costos Marginales de Operación. Referencia y Sensibilidades
(US\$/MWh)**

Año	Referencia	Cimarrón	Desfase de Proyectos	Inversión Alta GNL	Demanda Alta	Precios Altos Combustibles	Renovables
2012	137	137	136	137	137	200	137
2013	144	144	144	145	146	218	144
2014	155	156	155	155	160	234	154
2015	156	156	166	156	163	239	157
2016	126	118	113	100	137	165	123
2017	91	88	96	77	107	106	75
2018	98	99	56	67	93	83	77
2019	88	97	58	91	66	105	67
2020	72	112	74	111	91	98	64
2021	74	116	93	108	107	126	85
2022	86	72	63	112	91	73	94
2023	67	67	79	83	110	89	91
2024	78	89	112	83	96	68	114
2025	98	109	114	108	105	79	84
2026	80	87	74	126	126	125	96

Anexo 19. Emisiones de CO₂. Planes de Expansión
(Miles de Toneladas)

Año	Referencia	Cimarrón	Desfase de Proyectos	Inversión Alta GNL	Demanda Alta	Precios Altos Combustibles
2012	1753	1752	1758	1748	1754	1760
2013	1911	1910	1906	1917	1951	1927
2014	2066	2073	2071	2068	2174	2073
2015	1965	1958	2166	1951	2139	1945
2016	1687	1649	1691	1619	1946	1636
2017	1520	1481	1648	1424	1781	1442
2018	1582	1582	1612	1575	1849	1586
2019	1750	1786	1699	1732	2081	1698
2020	1878	2021	1897	1976	2351	1945
2021	2141	2155	2074	2219	2590	2067
2022	2248	2321	2405	2342	3039	2416
2023	2644	2295	2596	2636	3282	2532
2024	2832	2530	2921	2879	3768	2948
2025	3043	2717	3102	3150	4129	3070
2026	3494	3193	3492	3537	4662	3458
Totales	32515	31423	33037	32773	39497	32504

El costo económico de la externalidad de las emisiones puede ser valorado usando un precio conservador de \$20 / tonCO₂.
Fuente: Plan Indicativo regional De Expansión de la Generación Periodo 2011-2025

Anexo 20. Factores para el cálculo de emisiones de CO₂
(Parte 1)

Tipo de planta	Eficiencia	Emisiones (Ton CO ₂ por GWh)		Razón de Recuper. energética
		Rango	Valor Usado	
Hidroeléctrica con embalse		10 a 30	20	48 a 260
Hidroeléctrica filo de agua		1 a 18	12	30 a 267
Planta eólica		7 a 124	50	5 a 39
Solar fotovoltaico		13 a 731	300	1 a 14
Turbina diesel	33%	555 a 883	808	
CC diesel	47%		568	
Planta de carbón moderna	34%	790 a 1182	1071	7 a 20
Motor con heavy oil	42%	686 a 726	700	21
IGCC con Orimulsión	44%		704	
TG con GNL	33%		688	
CC con gas natural	48%	389 a 511	421	14
CC con GNL	48%		473	

Fuentes:

Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action, IEA
CO₂ Emissions Factor from IPCC publication, www.sender.nl, Holand

Otros factores para el cálculo de emisiones para generadores existentes fueron tomados del Estudio de Línea Base para el Sector Eléctrico de El Salvador.

Anexo 20. Factores para el cálculo de emisiones de CO₂ (Parte 2)

Operador	Unidad	Tecnología	(tCO ₂ /MWh)
Duke Energy	Acajutla Unit 1	Steam Turbine	0.934
Duke Energy	Acajutla Unit 2	Steam Turbine	0.934
Duke Energy	Acajutla Unit 5	Gas Turbine	1.004
Duke Energy	Acajutla ICE 1	Internal Combustion	0.701
Duke Energy	Acajutla ICE 2	Internal Combustion	0.701
Duke Energy	Soyapango Unit 1	Gas Turbine	1.004
Duke Energy	Soyapango Unit 2	Gas Turbine	1.004
Duke Energy	Soyapango Unit 3	Gas Turbine	1.004
Duke Energy	San Miguel 1	Gas Turbine	0.803
Duke Energy	San Miguel 2	Gas Turbine	1.004
Nejapa Power	Nejapa ICE 1	Internal Combustion	0.701
Nejapa Power	Nejapa ICE 2	Internal Combustion	0.701
CESSA	CESSA ICE 1	Internal Combustion	0.584
CESSA	CESSA ICE 2	Internal Combustion	0.584

Fuente: Estudio de Línea Base para el Sector Eléctrico de El Salvador / 2003

El Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador fue elaborado por:

- Ing. Rigoberto Contreras Vásquez (Consejo Nacional de Energía)
- Ing. Oscar Alcides Castillo (Consultor)
- Ing. Jorge Ernesto Rovira (Consultor)

Con base en los artículos 3, literales a) y c), 4 literales a) y b) y 13 literal i) y l) todos de la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía, son objetivos y atribuciones del Consejo Nacional de Energía a través de su Secretario Ejecutivo, entre otros el establecer estrategias y planes indicativos de corto mediano y largo plazo para el desarrollo del sector energético, por lo tanto aprueba el presente "Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 – 2026".

San Salvador, 22 de Septiembre de 2011.



Luis Roberto Reyes Fabián
Secretario Ejecutivo
Consejo Nacional de Energía



