



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

**CENTRO NACIONAL DE PLANIFICACION ELECTRICA
PROCESO EXPANSION INTEGRADA**



**Abril 2014
San José, Costa Rica**

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA PERIODO 2014-2035

SUS COMENTARIOS SON BIENVENIDOS

Por favor dirija sus comentarios, observaciones o consultas a

Javier Orozco, jorozco@ice.go.cr
Fernando Ramírez, framirez@ice.go.cr
Fanny Solano, fsolano@ice.go.cr
Grupo ICE www.grupoice.com

ELABORACION

El presente documento fue elaborado por el Proceso de Expansión Integrada del Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad.

El estudio se realizó durante el año 2013 y el documento se publicó en abril del 2014.

APROBACION

Este documento fue aprobado por la Dirección del Centro de Planificación Eléctrica.

REPRODUCCION

Se autoriza la reproducción de la totalidad o parte de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.

Portada: **Planta Solar Miravalles**

La planta solar Miravalles, de 1 MW, es la primera central fotovoltaica en Centro América. Fue construida por el ICE con una cooperación del gobierno japonés. Inaugurada en octubre del 2012, en el año 2013 generó 1.44 GWh. Está compuesta por 4 300 paneles de 235 kW y ocupa un área de 2.7 hectáreas.

La energía solar se puede aprovechar en grandes centrales sobre el terreno o en pequeñas instalaciones en los techos, bajo esquemas de generación distribuida.

La central geotérmica Miravalles 3, de 26 MW, colinda con la planta solar. Se observa la nube de condensación del agua que se utiliza para enfriamiento.

A la izquierda del cerro Mogote, que aparece al fondo de la fotografía, se ubica la planta eólica Guanacaste, de 50 MW.

Fotografía cortesía de Luis Rodolfo Ajún López

Tabla de contenido

1	RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
2	ENTORNO CENTROAMERICANO	5
2.1	Situación económica y social de Centro América	5
2.2	Características de los sistemas de generación	6
2.3	Precios de la energía	8
2.4	Interconexiones regionales	10
2.5	Mercados eléctricos en Centro América.....	12
2.6	Actividad comercial del mercado regional	13
3	POLITICA Y ORGANIZACION DEL SISTEMA DE GENERACION.....	15
3.1	Política Energética Nacional	15
3.1.1	Plan Nacional de Desarrollo	15
3.1.2	Plan Nacional de Energía	16
3.2	Políticas del sistema de generación del ICE	17
3.3	Plan de Expansión de la Generación	18
3.4	Organización	18
4	DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO	19
4.1	Sistema Eléctrico Nacional.....	19
4.1.1	Sistema de Generación	19
4.1.2	Sistema de Transmisión	21
4.1.3	Sistema de Distribución	22
4.1.4	Despacho de energía	23
4.2	Cobertura eléctrica	23
4.3	Ventas de energía eléctrica.....	24
4.4	Servicio en zonas remotas fuera de la red	25
5	GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICA.....	27
5.1	El sector electricidad y la demanda total de energía	27
5.2	Evolución de la demanda eléctrica.....	28
5.3	Comportamiento horario y estacional de la demanda	28
6	PROYECCIONES DE DEMANDA	31
6.1	Metodología usada en la proyección.....	31
6.2	Máximo crecimiento previsible en el corto plazo	31

6.3	Proyecciones de la demanda	32
6.4	Comparación con proyecciones de demanda anteriores	34
7	RECURSOS ENERGETICOS.....	37
7.1	Potencial de Recursos Renovables	37
7.2	Recursos Renovables Establecidos.....	38
7.2.1	Hidroelectricidad.....	38
7.2.2	Geotermia.....	38
7.2.3	Eólico	39
7.2.4	Biomasa del bagazo	39
7.3	Recursos Renovables Emergentes	39
7.3.1	Biogás	40
7.3.2	Desechos Sólidos Municipales	40
7.3.3	Solar.....	40
7.3.4	Biocombustibles	40
7.4	Otras fuentes renovables y no convencionales	41
7.5	Participación de las diferentes fuentes renovables	41
7.6	Combustibles fósiles	42
7.6.1	Diésel y búnker.....	43
7.6.2	Gas natural.....	44
7.6.3	Carbón.....	45
7.7	Energía nuclear.....	46
7.8	Importaciones del MER	46
7.9	Externalidades del aprovechamiento de los recursos energéticos.....	46
7.10	Administración de la demanda	48
7.11	Ubicación geográfica de los proyectos.....	48
8	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES	49
8.1	Proyecciones del precio del crudo	49
8.2	Precio del diésel y el búnker	50
8.3	Carbón	52
8.4	Gas natural licuado	53
8.4.1	Modelado de la cadena de suministro del GNL.....	54
8.5	Resumen de las proyecciones	57
9	CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN	59
9.1	Política energética.....	59
9.2	Horizonte de planeamiento	59

9.3	Entorno centroamericano	59
9.4	Criterio ambiental	60
9.5	Criterio de confiabilidad.....	60
9.6	Criterio de óptimo económico.....	61
9.7	Otros parámetros económicos	62
9.7.1	Evaluación social de los planes	62
9.7.2	Costos constantes en el tiempo.....	62
9.7.3	Tasa social de descuento	62
9.7.4	Costo de racionamiento.....	62
9.8	Herramientas de análisis.....	62
9.8.1	Etapas de tiempo	63
9.9	Cambio climático y vulnerabilidad	64
10	INFORMACION BASICA.....	65
10.1	Sistema existente	65
10.1.1	Retiro y modernización	66
10.2	Hidrología.....	67
10.3	Viento	68
10.4	Proyectos fijos.....	69
10.5	Tecnologías candidatas para el Plan de Expansión.....	70
10.5.1	Tecnologías basadas en recursos renovables	70
10.5.2	Tecnologías que consumen derivados de petróleo.....	71
10.5.3	Otros combustibles fósiles	71
10.5.4	Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan	71
10.6	Características de los proyectos candidatos	72
10.6.1	Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos.....	74
10.7	Otros proyectos privados y de empresas distribuidoras.....	76
10.7.1	Proyectos de empresas distribuidoras	76
10.7.2	Proyectos de generadores independientes.....	78
10.7.3	Representación genérica de proyectos renovables.....	78
11	METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN	81
11.1	Importancia de las rutas de expansión.....	81
11.2	Proceso progresivo por etapas	82
12	REVISION DEL CORTO PLAZO.....	83
12.1	Revisión del plan de obras en ejecución	83
12.1.1	Mantenimientos, modernizaciones y retiros	83
12.1.2	Caso Base.....	84

12.1.3	Confiabilidad en el corto plazo	85
12.2	Siguientes adiciones al plan de expansión.....	86
12.3	Cancelación de la programación del CCMoín	88
13	RUTAS DE EXPANSION	89
13.1	Observaciones sobre las rutas.....	91
13.1.1	Respaldo térmico 2021-2022.....	91
13.1.2	Proyectos geotérmicos	91
13.1.3	Otros proyectos renovables genéricos.....	91
13.1.4	Exclusión mutua Diquís-GNL.....	92
13.2	Costo comparativo de las rutas.....	92
13.3	Desempeño en Centro América	92
13.4	Desempeño de las emisiones unitarias.....	95
13.5	Flujos de caja y endeudamiento.....	96
13.6	Necesidad estratégica de una adición térmica.....	98
13.6.1	Función de complemento térmico.....	98
13.6.2	Primera etapa del GNL.....	98
14	SELECCION DE LA RUTA A SEGUIR.....	101
14.1	Consideraciones adicionales sobre las rutas	101
14.1.1	Ruta 0 – Sin Diquís y sin GNL	101
14.1.2	Ruta 1 – Diquís en el año 2025	102
14.1.3	Ruta 2 – GNL en el 2025.....	102
14.2	Planes alternativos	102
14.3	Ruta recomendada.....	105
15	CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO	107
15.1	Plan recomendado 2014-2035.....	107
15.2	Capacidad instalada y generación	108
15.3	Déficit de energía	110
15.4	Emisiones.....	111
15.5	Costos marginales de corto plazo	112
15.6	Costos marginales de largo plazo de generación	113
15.6.1	Estructura estacional	116
15.7	Flujo de caja y endeudamiento	118
16	REFERENCIAS.....	121
	ANEXO 1.....	125
	GENERACIONES ESPERADAS POR PLANTA.....	125

ANEXO 2.....	133
CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES.....	133
ANEXO 3.....	135
COSTO VARIABLE DE OPERACION	135
ANEXO 4.....	137
UBICACION DE PLANTAS Y PROYECTOS	137
ANEXO 5.....	139
AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES	139
ANEXO 6.....	141
PLANTAS E INFORMACION HIDROLOGICA	141
ANEXO 7.....	143
DETALLE DE PROYECTOS EN LAS RUTAS DE EXPANSION.....	143

(esta página en blanco intencionalmente)

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Una de las responsabilidades fundamentales del ICE con relación al sector eléctrico nacional es garantizar un equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad. Un faltante de capacidad resulta desastroso, habida cuenta de los altos costos que implicaría para la sociedad costarricense un desabastecimiento. Al mismo tiempo, inversiones excesivas aumentan el costo de la energía y causan un daño a la economía del país.

Un instrumento para asegurar la adecuada oferta eléctrica en los años venideros es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica (PEG). Estos planes deben cumplir con los criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (en adelante PEG) cubre el horizonte de planeamiento 2014–2035, dentro del cual se pueden diferenciar tres períodos. El período de obras en construcción abarca hasta el año 2017, en donde sobresale el proyecto hidroeléctrico Reventazón de 300 MW, que entrará en operación en el 2016. El período intermedio cubre del 2018 al 2025, y de sus resultados se deriva la recomendación de un programa general de acciones para los años inmediatos. El período de referencia llega hasta el 2035 y su propósito es servir como guía para conocer las necesidades futuras de recursos energéticos.

La línea SIEPAC, actualmente en operación parcial, dará un gran impulso a la integración eléctrica centroamericana. Con la posibilidad de mayores volúmenes de trasiego, el Mercado Eléctrico Centroamericano (MER) irá madurando rápidamente. Sin embargo, dado que actualmente el MER es incipiente y no permite depender de contratos regionales de suministro, el presente PEG se refiere al sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones o exportaciones a los países vecinos. No obstante, en la operación sí se aprovechan las ventajas inmediatas que la interconexión y el mercado regional ofrecen, comprando y vendiendo energía para beneficio de los usuarios del sistema eléctrico.

La presente revisión del PEG introduce por primera vez la consideración de rutas de expansión y se centra en ellas. El PEG recomienda tomar la decisión de ejecutar los proyectos inmediatos y aquellos que tengan un gran valor estratégico para el país. Deja como referencia los proyectos menores cuya decisión de ejecución se puede posponer.

El desarrollo de grandes embalses de regulación hidroeléctrica o la introducción del gas natural en la matriz energética, son los temas más importantes que moldearán el sistema de generación de los años venideros. El desarrollo de Diquís o la introducción del gas natural conforman dos grandes rutas de expansión. Una tercera ruta es la decisión de no hacer ninguno de los dos proyectos estratégicos anteriores.

Cada una de estas tres rutas de expansión fue evaluada y optimizada para los escenarios de demanda previstos.

Atendiendo la política nacional energética y ambiental, se recomienda impulsar el aprovechamiento del proyecto hidroeléctrico Diquís en el año 2025. En la Tabla 1-1 se muestra el plan correspondiente al escenario de demanda media y que se denomina aquí como Plan de Expansión Recomendado.

Tabla 1-1 Plan de Expansión Recomendado

Año	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot MW	Instalación MW
Capacidad Instalada al: 2012									2 682
2013					7	Tacares	Hidro	7	2 689
					12	Balsa Inferior	Hidro	38	2 727
2014	10 789		1 688		7	Cachí	Hidro	-105	2 622
					11	Cachí 2	Hidro	158	2 780
2015	11 278	4.5%	1 757	4.1%	1	Chucás	Hidro	50	2 830
					2	Torito	Hidro	50	2 880
					3	Anonos	Hidro	4	2 883
					3	Río Macho	Hidro	-120	2 763
					3	Río Macho 2	Hidro	140	2 903
					7	Chiripa	Eólic	50	2 953
2016	11 786	4.5%	1 827	4.0%	1	Capulín	Hidro	49	3 002
					1	La Joya 2	Hidro	64	3 066
					1	La Joya	Hidro	-50	3 016
					1	Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	3 066
					1	Orosí	Eólic	50	3 116
					5	Reventazón	Hidro	292	3 408
					10	Reventazón Minicentral	Hidro	14	3 422
2017	12 317	4.5%	1 891	3.5%	1	Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	3 472
					1	Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	3 492
					1	Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	3 529
					1	Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	3 579
					6	Moín 1	Térm	-20	3 559
2018	12 873	4.5%	1 971	4.2%	1	Renov 50 MW	Renov	50	3 609
2019	13 451	4.5%	2 051	4.1%	1	Pailas 2	Geot	55	3 664
2020	14 054	4.5%	2 126	3.6%					3 664
2021	14 680	4.5%	2 206	3.8%	1	Turbina Proy 1	Térm	80	3 744
					1	Renov 50 MW	Renov	50	3 794
2022	15 330	4.4%	2 297	4.1%	1	Turbina Proy 2	Térm	80	3 874
2023	16 003	4.4%	2 382	3.7%	1	Borinquen 1	Geot	55	3 929
					1	Renov 150 MW	Renov	150	4 079
2024	16 698	4.3%	2 479	4.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4 134
2025	17 417	4.3%	2 564	3.4%	1	Diquís	Hidro	623	4 757
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27	4 784
2026	18 155	4.2%	2 660	3.7%					4 784
2027	18 914	4.2%	2 756	3.6%					4 784
2028	19 691	4.1%	2 858	3.7%					4 784
2029	20 488	4.0%	2 949	3.2%	1	Renov 150 MW	Renov	150	4 934
2030	21 301	4.0%	3 066	4.0%	1	Geotérm 55 MW	Geot	55	4 989
2031	22 130	3.9%	3 173	3.5%	1	Geotérm 110 MW	Geot	110	5 099
2032	22 975	3.8%	3 291	3.7%	1	Renov 150 MW	Renov	150	5 249
					1	Geotérm 165 MW	Geot	165	5 414
2033	23 832	3.7%	3 403	3.4%	1	Renov 400 MW	Renov	400	5 814
2034	24 704	3.7%	3 526	3.6%	1	Renov 150 MW	Renov	150	5 964
2035	25 589	3.6%	3 649	3.5%	1	Turbina 160 MW	Térm	160	6 124

La ruta de expansión que introduce gas natural encuentra óptimo disponer de este combustible en el 2025, para ser utilizado en ciclos combinados grandes de alta eficiencia.

También se exploró la necesidad de proyectos medianos y pequeños para satisfacer la demanda del sistema de generación, si no se dispone de Diquís o del gas natural.

En el corto plazo se recomienda la ejecución del proyecto geotérmico Pailas 2, de 55 MW en el 2019, y la adición de nueva capacidad renovable del orden de 50 MW en el 2018, para cubrir la eventualidad de un escenario alto de demanda.

Es importante destacar la importancia de la adición de nueva capacidad térmica en el 2021. Esta expansión tiene un doble propósito:

- Minimizar el costo total de inversión y operación del sistema. La capacidad térmica es necesaria para reducir el costo de la energía, porque aunque tiene un costo operativo alto su inversión es muy baja. Es la tecnología adecuada para complementar las fuentes renovables. Estas nuevas plantas restituyen el balance óptimo en la matriz energética.
- Servir de primer paso para la introducción del gas natural. Si el país decide avanzar con el gas natural, estas plantas se usarán como base para instalar un ciclo combinado y la infraestructura de importación y almacenamiento del gas.

En todos los planes resalta el beneficio de disponer de nueva capacidad geotérmica. Los tres primeros proyectos, Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2, se encuentran fuera de parques nacionales y tienen estudios de factibilidad positivos. Posteriores desarrollos requerirán estudios y en algunos casos, podrían no ser ejecutables, por estar en zonas protegidas.

(esta página en blanco intencionalmente)

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

En el presente capítulo se presentan las estadísticas que describen el sector eléctrico regional. La información proviene de los informes publicados por CEPAL y datos del Ente Operador de la Red (EOR).

2.1 Situación económica y social de Centro América

La región centroamericana en el año 2012 tiene 44 millones de habitantes en un territorio que cubre 509 000 km².

En la Tabla 2-1 se presentan algunos datos demográficos de la región centroamericana.

Tabla 2-1 Datos relevantes de demanda en Centro América

Características demográficas de los países Centroamericanos. 2012							
	Población	Índice	Area	Población	Generación	Densidad	Generación per
	mill	electrificación	mil km ²	sin electricidad	Annual	Población	Capita
		%		mill	GWh	hab/km ²	Annual
							kWh-año
Guatemala	15.1	85.5	109	2.2	8 704	138	578
Honduras	8.4	85.7	112	1.2	7 503	75	895
El Salvador	6.3	93.6	21	0.4	5 988	298	958
Nicaragua	6.0	74.7	139	1.5	3 626	43	608
Costa Rica	4.7	99.2	51	0.0	10 076	92	2 159
Panamá	3.8	89.7	77	0.4	8 385	49	2 214
Total	44.1	87.04	509	5.7	44 282	87	1 004

En términos comparativos, Costa Rica es una décima parte del territorio y la población regional, pero tiene la cuarta parte de la generación eléctrica.

El consumo de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencias entre los países. El máximo consumo unitario es unas cuatro veces más alto que el consumo per cápita mínimo. Algo similar ocurre con el producto interno bruto, donde la relación es de unas cinco veces, como se aprecia en la Figura 2-1.

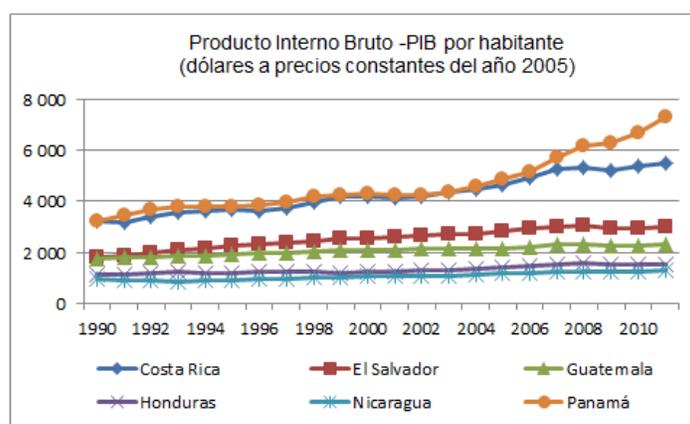


Figura 2-1 Producto Interno Bruto

En las últimas dos décadas la mayoría de los países realizó esfuerzos importante en la electrificación rural y lograron mejorar sensiblemente los índices de cobertura eléctrica, como se muestra en la Figura 2-2. A pesar de esto, al año 2012 no tenían acceso al servicio eléctrico casi seis millones de centroamericanos.

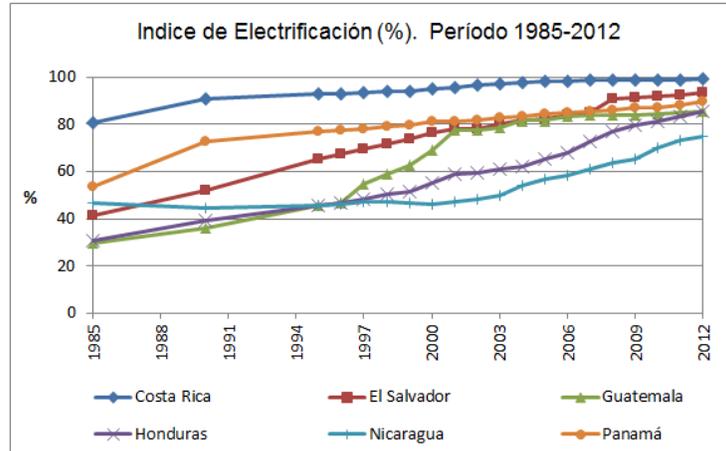


Figura 2-2 Índices de Electrificación

2.2 Características de los sistemas de generación

En la Figura 2-3 se muestra la demanda de potencia para el período de 1990-2012 en la región centroamericana.

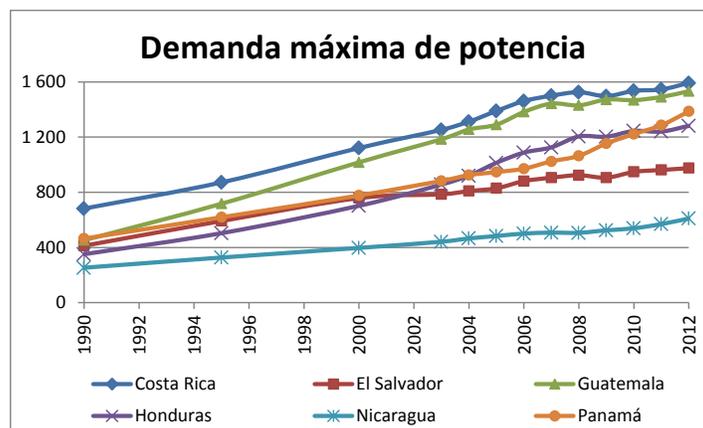


Figura 2-3 Evolución de la demanda de potencia

En la Tabla 2-2 se muestra la generación de cada uno de los sistemas eléctricos de la región y el crecimiento que tuvo en la última década.

Tabla 2-2 Generación eléctrica por país

Generación Neta por País							
GWh							
Años	CA	CR	ES	GU	HO	NI	PA
1990	14 175	3 543	2 164	2 318	2 274	1 251	2 625
2000	26 955	6 886	3 390	6 048	3 739	2 096	4 797
2001	28 023	6 896	3 976	5 772	3 959	2 286	5 133
2002	29 712	7 439	4 274	6 191	4 162	2 402	5 245
2003	31 307	7 511	4 487	6 575	4 607	2 561	5 566
2004	32 960	7 968	4 689	6 999	4 908	2 647	5 748
2005	34 504	8 146	4 943	7 221	5 625	2 808	5 761
2006	36 380	8 564	5 529	7 434	6 020	2 895	5 938
2007	38 229	8 990	5 749	7 940	6 334	2 935	6 282
2008	39 145	9 413	5 916	7 904	6 547	3 100	6 265
2009	39 545	9 236	5 663	7 979	6 592	3 196	6 879
2010	40 668	9 503	5 878	7 914	6 722	3 403	7 249
2011	42 292	9 760	5 991	8 147	7 125	3 567	7 703
2012	44 298	10 076	5 926	8 704	7 490	3 731	8 371
Tasas de Crecimiento Anual %							
Años	CA	CR	ES	GU	HO	NI	PA
1990-2000	7%	7%	5%	10%	5%	5%	6%
2001	4%	0%	17%	-5%	6%	9%	7%
2002	6%	8%	7%	7%	5%	5%	2%
2003	5%	1%	5%	6%	11%	7%	6%
2004	5%	6%	4%	6%	7%	3%	3%
2005	5%	2%	5%	3%	15%	6%	0%
2006	5%	5%	12%	3%	7%	3%	3%
2007	5%	5%	4%	7%	5%	1%	6%
2008	2%	5%	3%	0%	3%	6%	0%
2009	1%	-2%	-4%	1%	1%	3%	10%
2010	3%	3%	4%	-1%	2%	6%	5%
2011	4%	3%	2%	3%	6%	5%	6%
2012	5%	3%	-1%	7%	5%	5%	9%

La principal fuente energética es la hidroelectricidad. A principios de los noventa, el agua se usaba para generar más del 90% de la energía eléctrica. Más recientemente, la región ha recurrido a los combustibles fósiles para atender sus crecientes demandas eléctricas.

En el 2012, la participación de las energías renovables fue un 65%, mientras que la dependencia del petróleo y el carbón alcanzó un 35%, tal como se muestra en la Figura 2-4 y Tabla 2-3.

Tabla 2-3 Generación por fuente en Centroamérica

Generación Eléctrica en Centro América												
Período 1990-2012												
Año	Total	Hidro	Geo	Vapor	Motores	Turbinas	Ciclo	Carbón	Cogener	Eólica	Biogas	Solar
Combinado												
1990	14 175	12 166	748	1 014	17	231	0	0	0	0	0	0
1995	19 455	11 469	1 159	1 870	2 168	2 661	0	0	127	0	0	0
2000	26 955	15 418	1 999	1 134	6 351	591	0	558	722	183	0	0
2001	28 023	13 715	2 242	2 273	7 741	384	0	848	635	186	0	0
2002	29 712	14 463	2 341	1 876	8 581	475	0	943	774	259	0	0
2003	31 307	14 530	2 503	2 047	9 864	440	0	892	801	230	0	0
2004	32 965	16 062	2 504	1 733	10 295	193	0	1 030	888	255	5	0
2005	34 516	17 050	2 462	1 611	10 601	347	0	979	1 251	204	12	0
2006	36 387	17 791	2 636	1 968	10 789	558	0	1 011	1 356	274	7	0
2007	38 230	17 750	2 976	2 237	11 649	738	0	1 038	1 602	241	1	0
2008	39 146	19 828	3 113	1 946	10 893	535	0	1 054	1 577	198	1	0
2009	39 546	18 660	3 150	1 925	12 419	383	0	723	1 849	436	1	0
2010	40 668	20 974	3 131	1 582	11 129	475	0	1 082	1 776	519	0	0
2011	42 292	20 626	3 188	970	12 396	444	537	1 656	1 717	738	20	0
2012	44 298	22 152	3 542	830	12 436	208	151	1 939	1 831	1 190	19	0.3

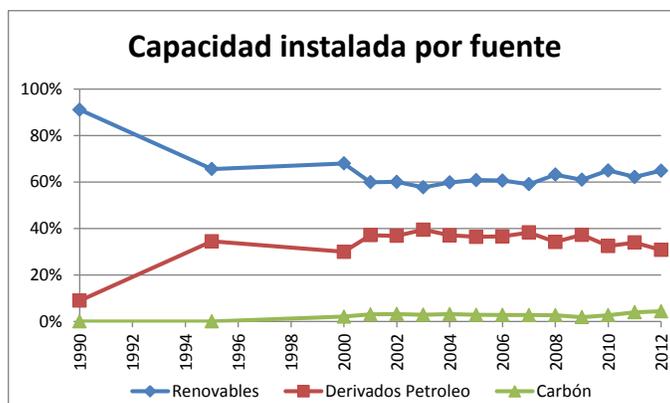


Figura 2-4 Participación de fuentes renovables en Centroamérica

El nivel de pérdidas eléctricas totales también ha mejorado en la última década en la mayoría de los sistemas nacionales, y en promedio representa un 17% de la energía generada. Ver Figura 2-5.

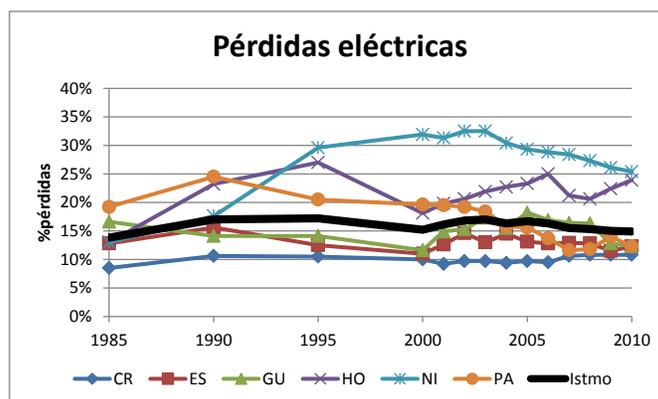


Figura 2-5 Pérdidas eléctricas totales

2.3 Precios de la energía

En la Figura 2-6 se grafican los precios promedio sectoriales de la energía publicados por la CEPAL¹, para el período 1995 – 2011, expresados en dólares corrientes.

En la Tabla 2-4 se presenta el precio de la energía al aplicar algunas tarifas eléctricas vigentes en los años 2011 y 2012. Los valores calculados no incluyen impuestos y tasas. En el sector residencial se han agregado los subsidios. En los consumos que se especifica la potencia se utilizó un factor de carga del 50%.

¹ CEPAL, Estadísticas del Subsector Eléctrico 2011.

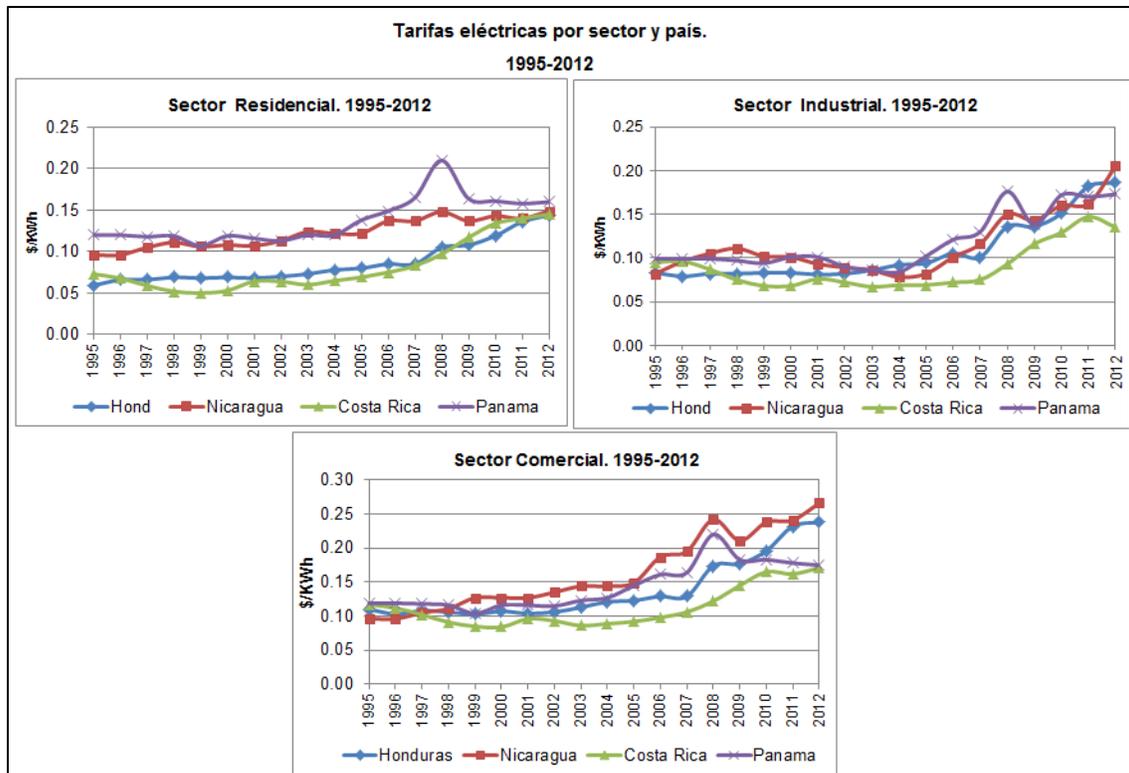


Figura 2-6 Precios por sector de consumo

Tabla 2-4 Precio de la energía eléctrica por sector

	Costa Rica (ICE)	El Salvador (CAESS)	Guatemala (EEGSA)	Honduras (ENEE)	Nicaragua (DN y DS)	Panamá (ENSA)
2011						
Residencial						
50 kWh	13,11	8,18	22,10	7,90	12,64	5,35
99 kWh	13,11	8,50	20,99	7,64	15,33	5,31
200 kWh	13,11	20,83	20,42	12,48	19,22	9,28
751 kWh	23,05	21,57	22,22	17,92	25,85	18,71
Comercial						
1 000 kWh	20,74	20,18	22,18	24,97	22,17	19,14
15 000 kWh, 41 kW	17,76	17,12	26,86	25,43	22,78	18,96
50 000 kWh, 137 kW	17,77	16,72	20,17	25,47	22,79	15,24
Industrial						
15 000 kWh, 41 kW	17,76	17,12	25,29	25,47	20,87	18,96
50 000 kWh, 137 kW	17,77	17,61	19,20	25,47	20,88	15,24
100 000 kWh, 274 kW	17,77	17,60	19,11	18,10	20,92	15,24
930 000 kWh, 2500 kW	14,81	17,57	18,98	17,62	18,67	13,68
1 488 000 kWh, 4 000 kW	14,81	17,57	18,98	17,62	18,67	13,68
Tipo de cambio de junio 2011	511,12	8,79	7,80	19,03	22,38	1,00
2012						
Residencial						
50 kWh	13,45	8,50	23,13	7,67	14,03	5,86
99 kWh	13,45	8,74	21,99	7,42	17,02	5,81
200 kWh	13,45	23,81	21,41	13,73	21,34	9,84
751 kWh	22,67	24,63	25,13	19,72	28,70	18,95
Comercial						
1 000 kWh	20,96	23,15	25,09	25,52	24,61	19,38
15 000 kWh, 41 kW	17,74	19,86	29,86	26,00	25,29	19,19
50 000 kWh, 137 kW	17,75	19,89	22,85	26,03	25,30	15,43
Industrial						
15 000 kWh, 41 kW	17,74	19,86	28,55	26,03	23,16	19,19
50 000 kWh, 137 kW	17,75	20,20	22,19	26,03	23,18	15,43
100 000 kWh, 274 kW	17,75	20,19	22,10	18,50	23,23	15,43
930 000 kWh, 2 500 kW	14,97	20,16	21,97	18,01	20,72	13,86
1 488 000 kWh, 4 000 kW	14,97	20,16	21,96	18,01	20,72	13,86
Tipo de cambio junio de 2012	505,70	8,79	7,85	19,59	23,50	1,00

Fuente: tomado de Cuadro 7 de Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2012. CEPAL

2.4 Interconexiones regionales

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos y la infraestructura energética. Con este propósito, desde 1985 se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta.

Las primeras interconexiones son previas al Mercado Eléctrico Regional. En 1976 se enlazaron Honduras-Nicaragua; en 1982 se unieron Nicaragua-Costa Rica; en 1986 se interconectaron Guatemala-El Salvador y Costa Rica-Panamá. Más recientemente se completó en el 2002 la interconexión entre El Salvador-Honduras. En el 2011 Costa Rica-Panamá pusieron en operación el Anillo La Amistad, línea que une ambos países por la costa del Caribe y forma un anillo con el sistema existente.

Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central a finales de la década de los noventa, la integración se refuerza. El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) construyó una nueva línea de transmisión, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros socios extra regionales².

En el pasado, la poca capacidad de las interconexiones entre los países vecinos y la ausencia de un mercado organizado, limitaban los intercambios de energía. Sin embargo, el mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y con la finalización de la línea SIEPAC, se espera un mayor volumen de transacciones.

El sistema de transmisión de Centro América está conformado por los sistemas nacionales y las interconexiones de país a país. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interno de cada sistema se utiliza también 138 kV, 115 kV y otros voltajes menores.

La Empresa Propietaria de la Red (EPR) es la encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el primer sistema de transmisión regional, denominado línea SIEPAC, con una longitud de 1 800 km.

La línea SIEPAC en conjunto con las redes nacionales permite intercambios de potencia con mayor confiabilidad. En su primera etapa, consta de un solo circuito sobre torres previstas para doble circuito.

Los países del área se han comprometido a reforzar sus sistemas para que al completarse la línea SIEPAC exista una capacidad de intercambios de hasta 300 MW.

El diagrama de la ruta de la línea SIEPAC se muestra en la Figura 2-7.



Figura 2-7 Diagrama de la línea SIEPAC

En noviembre del 2012 el proyecto SIEPAC contaba con un avance general³ del 95% como se muestra en la Tabla 2-5. La línea está construida en cinco de los países, y solo

² Endesa de España, ISA de Colombia y CFE de México.

³ Datos tomados del Informe de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), a noviembre del 2012. <http://www.enteoperador.org/>. Consulta realizada en febrero del 2013.

falta terminar una porción del tramo de Parrita-Palmar Norte en Costa Rica, que no se ha completado por problemas en la adquisición de servidumbres.

Tabla 2-5 Avance constructivo línea SIEPAC

Alcance general y detalles de la ejecución del Proyecto										
	Cimentaciones			Izado de Estructuras			Cimentaciones			Avance Global línea
	Total	Realizadas	%	Total	Realizadas	%	Total	Realizadas	%	%
Guatemala	662	662	100%	662	662	100%	283	283	100%	100%
El Salvador	736	736	100%	736	736	100%	286	286	100%	100%
Honduras	727	727	100%	727	727	100%	275	275	100%	100%
Nicaragua	756	756	100%	756	756	100%	308	308	100%	100%
Costa Rica	1 354	1 209	89%	1 354	1 126	83%	493	362	73%	84%
Panamá	398	398	100%	398	398	100%	150	150	100%	100%
Total	4 633	4 488	97%	4 633	4 405	95%	1 794	1 664	93%	95%

En el año 2010 entró en operación el enlace de 103 km entre Tapachula, México, y Los Brillantes, Guatemala. Este enlace está previsto para un doble circuito, funciona a 400 kV, y en su primera etapa de un solo circuito tiene capacidad para transportar 200 MW en la dirección norte-sur y 70 MW sur-norte.

2.5 Mercados eléctricos en Centro América

La región centroamericana ha experimentado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas por mercados liberalizados, particularmente en la actividad de generación.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en Honduras y Costa Rica, la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación.

En los cuatro países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano está concebido para crear un sétimo mercado, que convive superpuesto a los mercados internos particulares de cada país, y que respeta las diferencias que entre ellos existen.

Según resolución CRIE-P-17-2012⁴, del 8 de octubre del 2012, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional - RMER es abril del 2013. Antes de esa fecha el mercado se regulaba con el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional – RTMER.

⁴ Resolución CRIE P-17-2012. 8 de octubre del 2012. Consultada el febrero 2013
<http://www.crie.org.gt/images/stories/RESOLUCIONES/2012/PRESENCIALES/RESOLUCION%20P-17-2012.pdf>

2.6 Actividad comercial del mercado regional

Las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER).

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), conformada con representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador regional. El Ente Operador de la Red (EOR) se encarga de la operación y el despacho regional.

Los intercambios se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Por ley, en Costa Rica el único agente regional es el ICE. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, que verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el pre despacho del día siguiente. El EOR coordina la operación de los seis sistemas y realiza las liquidaciones del mercado regional.

En la Tabla 2-6 aparece un recuento de las inyecciones y los retiros por país entre los años 2009 y 2012. En este período, Guatemala ha sido un exportador neto, mientras que El Salvador fue un importador neto, como se ilustra en la Figura 2-8.

Tabla 2-6 Inyecciones y retiros en el mercado regional

TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO REGIONAL				
Pais	2009	2010	2011	2012
INYECCION GWh				
Costa Rica	68	38	43	23
El Salvador	78	88	100	77
Guatemala	82	116	151	146
Honduras	46	13	1	1
Nicaragua	1	43	41	3
Panamá	92	38	8	58
Total	368	336	344	308
RETIRO GWh				
Costa Rica	82	62	5	34
El Salvador	206	172	214	161
Guatemala	14	0	0	0
Honduras	0	22	44	76
Nicaragua	2	10	10	20
Panamá	64	70	71	17
Total	368	336	344	307

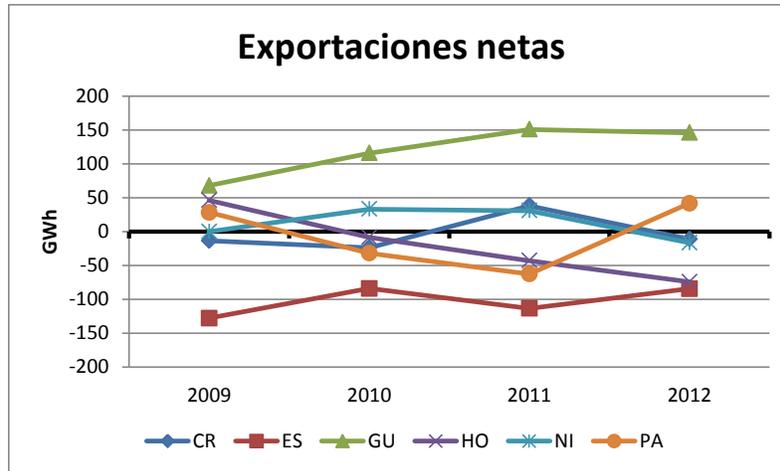


Figura 2-8 Intercambios netos

Para el período 1990-2012 el nivel de actividad de los intercambios se ejemplifica con el volumen de exportaciones totales de la Figura 2-9.

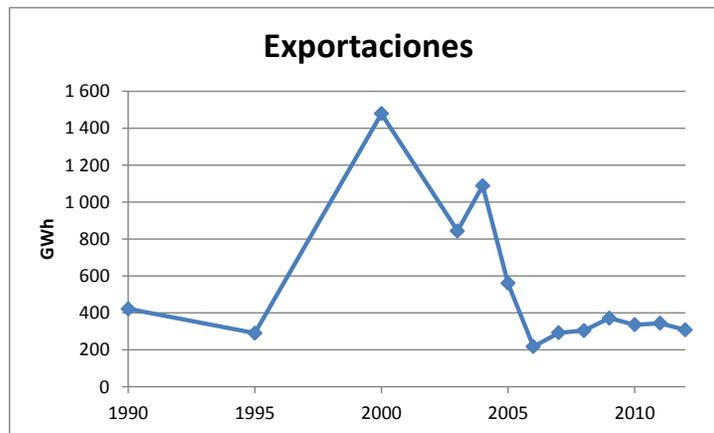


Figura 2-9 Registro histórico de exportaciones

3 POLITICA Y ORGANIZACION DEL SISTEMA DE GENERACION

3.1 *Política Energética Nacional*

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense con el mandato legal de proveer la energía eléctrica que la sociedad requiera para su desarrollo. El Decreto-Ley No.449 que crea al ICE en 1949, establece que la gestión técnica, los programas de trabajo, las obras y proyectos que emprenda son su responsabilidad y no dependen de ningún otro órgano del Estado.

Sin menoscabo de lo anterior, el ICE armoniza sus esfuerzos con el resto del Sector Energético del país, cuyo ente rector es el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.

Los planes de desarrollo eléctrico del país son elaborados por el ICE en conformidad con las políticas y lineamientos generales del Plan Nacional de Desarrollo (PND)⁵ y del Plan Nacional de Energía (PNE)⁶ que publican el Ministerio de Planificación y el Ministerio de Ambiente y Energía.

3.1.1 Plan Nacional de Desarrollo

La política energética del anterior Plan Nacional de Desarrollo (PND) “Jorge Manuel Dengo”, período 2006-2010, en el tema de la energía eléctrica, está contenido en el Capítulo 4, titulado “Eje de política Ambiental, Energética y de Telecomunicaciones”.

En la Sección 2 “Los Grandes Desafíos”, se propone reducir la dependencia de combustibles importados, aprovechar mejor las fuentes de energía renovable del país y llegar a producir el 100% de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

La Sección 3, “Visión del Eje y Metas Sectoriales”, en lo que se refiere a suministro de energía y uso de hidrocarburos, dice textualmente:

“Mejorar tecnológicamente y restablecer los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía, reduciendo el uso de hidrocarburos en la producción de energía eléctrica, y sentando las bases para ser, en el año 2021, el primer país del mundo que produzca el 100% de la electricidad que consume a partir de fuentes renovables de energía.”

Por último, en la Sección 4 “Acciones Estratégicas”, se expone el “Programa de mejora tecnológica y restablecimiento de los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía”, que en lo relativo a generación eléctrica plantea:

“Se ampliará la capacidad en plantas de generación de energía en operación, a partir de fuentes renovables, en 369,3 Mega Watts (MW) y se instalarán 205 paneles solares”

⁵ Plan Nacional de Desarrollo María Teresa Obregón Zamora, 2011-2014. Ministerio de Planificación, 2010.

⁶ V Plan Nacional de Energía 2008-2021. Ministerio de Ambiente y Energía, DSE, marzo 2008.

Adicionalmente, en el PND se propone modificar las leyes de la industria eléctrica, para que entre otras reformas, se facilite la participación de inversionistas privados en el sector de la generación eléctrica.

El actual Plan Nacional de Desarrollo refuerza la posición política del país en los temas de carbono-neutralidad y uso de fuentes renovables de energía.

3.1.2 Plan Nacional de Energía

El V Plan Nacional de Energía (PNE) está estructurado en los siguientes términos:

“Visión

Hacia 2021 Costa Rica dispone de un suministro energético confiable y en armonía con la naturaleza, enfatizando en fuentes renovables autóctonas, haciendo un uso eficiente de los recursos en la oferta y en la demanda, promoviendo el desarrollo de la infraestructura necesaria, la constante investigación e innovación de las instituciones y empresas así como la más alta productividad del capital humano del sector.”

“Ejes claves

El alcance de los objetivos contenidos en este Plan Nacional de Energía se daría por medio de esfuerzos coordinados en dos (sic.) sentidos claves que deben ser desarrollados armónicamente:

- *Aumento sostenido y oportuno de la oferta, mediante el uso de fuentes autóctonas de energía.*
- *Reducción sostenida y relativa de la demanda, a través del uso eficiente y racional de la energía.*
- *Desarrollo de una infraestructura robusta y eficiente, para garantizar la producción local y el suministro de la energía en los centros de consumo.”*

“Principios y Valores

Para apuntalar los ejes claves antes descritos, es necesario que ciertos objetivos y acciones estratégicos sean presupuestados y ejecutados cabalmente, tales como:

- *Abastecimiento energético a costo razonable, suficiente y oportuno.*
- *El uso de fuentes autóctonas de energía.*
- *Un sector energético modernizado y robusto.*
- *Visión inclusiva, universal, solidaria y competitiva internacionalmente.*
- *Esfuerzo cooperativo entre los sectores público y privado.”*

Los cinco objetivos estratégicos del PNE son:

- Modernizar y fortalecer integralmente el Sector Energético, por medio de un marco legal actualizado y eficaz.
- Estimular el desarrollo sostenible del Sector Energético mediante la justificada apertura gradual, selectiva y regulada del mercado.
- Asegurar el abastecimiento energético de manera sostenible minimizando la vulnerabilidad y dependencia externa.
- Incrementar la diversificación de la oferta energética.
- Impulsar un consumo energético eficiente.

El documento “Hacia un nuevo modelo energético para nuestro país”⁷, del MINAET, refuerza nuevamente los objetivos generales de los planes nacionales de energía anteriores. El Plan de Expansión del ICE es consistente con los objetivos de este modelo.

3.2 Políticas del sistema de generación del ICE

La política del ICE para el desarrollo del sistema de generación, está enmarcada dentro de los lineamientos establecidos en las políticas nacionales sobre energía.

La planificación de la expansión del sistema de generación pone especial énfasis en los siguientes seis aspectos:

- **Ambiente y Desarrollo**
La consideración cuidadosa de los impactos ambientales y sociales debe estar integrada con el planeamiento y diseño de cada uno de los proyectos de generación propuestos para el plan. Se busca un desarrollo eléctrico que minimice los impactos negativos y potencie los positivos, procurando su sostenibilidad.
- **Dependencia del Petróleo**
Aunque el uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico costarricense es extraordinariamente bajo, se busca disminuir aún más la dependencia de los derivados del petróleo, dada la volatilidad de los precios y la incertidumbre de su evolución futura.
- **Fuentes Renovables**
Las fuentes renovables cumplen la doble función de reducir la dependencia del petróleo y de permitir un desarrollo limpio y sustentable. Se busca además la diversificación de las fuentes, para reducir la vulnerabilidad a las variaciones naturales de los recursos renovables.
- **Mercado Eléctrico Regional**
El Mercado Eléctrico Regional amplía las opciones del sistema eléctrico nacional. Se busca fomentar el crecimiento del MER a través de la participación activa del país.
- **Inversiones en Generación**
El crecimiento del sistema de generación demanda gran cantidad de recursos. Se desea desarrollar alianzas y oportunidades para que empresas distribuidoras y el sector privado puedan invertir en nuevas obras de generación, en un esquema cooperativo de inversión pública y privada.
- **Costo de la Energía**
El sistema de generación deberá satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, en calidad y cantidad, al menor costo posible.

⁷ Hacia un nuevo modelo energético de nuestro país. MINAET, julio 2010

En lo relativo a fuentes nuevas y no convencionales también se aplican las políticas de largo plazo del sector energía⁸.

3.3 Plan de Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) es el marco de referencia para los principales propósitos de planeamiento, de mediano y largo plazo, de los participantes en el sector eléctrico del país.

El PEG sintetiza las estrategias de desarrollo eléctrico, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro.

Este marco de referencia es necesario para unificar una base común de partida para todos los participantes en el sector energético, en temas tan amplios como determinación de inversiones, definición de estrategias de desarrollo, fijación de tarifas o estudios de mercado.

3.4 Organización

El sistema de generación está organizado como un servicio público regulado, donde el ICE es el responsable, por mandato legal, de procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica que el desarrollo del país demande.

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Además de poseer la mayor capacidad en plantas generadoras, maneja la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la energía eléctrica. También es el propietario accionario de la empresa distribuidora más grande del país, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

En la actividad de generación participan otras empresas. La generación privada o independiente, a través de contratos de largo plazo, provee de energía al sistema de generación del ICE, mientras que seis de las otras siete distribuidoras tienen plantas de generación para abastecer parte de la demanda de sus clientes.

El ICE participa como único agente del sistema costarricense en el Mercado Eléctrico Regional.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el ICE y las demás empresas del sector eléctrico.

La Dirección Sectorial de Energía (DSE) es un órgano adscrito al Ministerio de Ambiente y Energía. Es responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Los planes nacionales de energía son elaborados por la DSE.

⁸ Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales 2012-2016. CENPE, 2012

4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados en un solo sistema de transmisión.

4.1.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 30 generadores privados⁹. Las empresas de servicio público que tienen generación son: el ICE; la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, subsidiaria del ICE); la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.).

El sistema eléctrico a diciembre del 2012 tenía una capacidad instalada efectiva¹⁰ de 2 682 MW, de los cuales un 66 % corresponde a plantas hidroeléctricas, un 20% a plantas térmicas, un 7% a plantas geotérmicas, un 5% a plantas eólicas y un 2% a biomasa.

De la capacidad instalada, el ICE opera un 76% con plantas propias y un 13% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

La máxima demanda registrada en el año 2012 fue de 1 593 MW y se dio en el mes de marzo.

En el año 2012, el SEN generó 10 076 GWh, experimentando un incremento del 3.2% con relación al 2011. El ICE contribuyó a la generación total con un 74%, los generadores privados con 17% y el restante 9% fue producido por las empresas distribuidoras. El consumo nacional, que incluye los intercambios regionales, fue 10 093 GWh, un 3.8% más de lo demandado durante el 2011.

La Figura 4-1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada y la generación del año 2012 para cada fuente de producción.

⁹ En operación comercial al 31 de diciembre 2012.

¹⁰ Potencia efectiva se entiende como la potencia máxima continua que la planta puede aportar. Es muy similar a los valores de placa en el caso de plantas hidroeléctricas, pero menor en el caso de las plantas térmicas, por la degradación que sufren con los años.

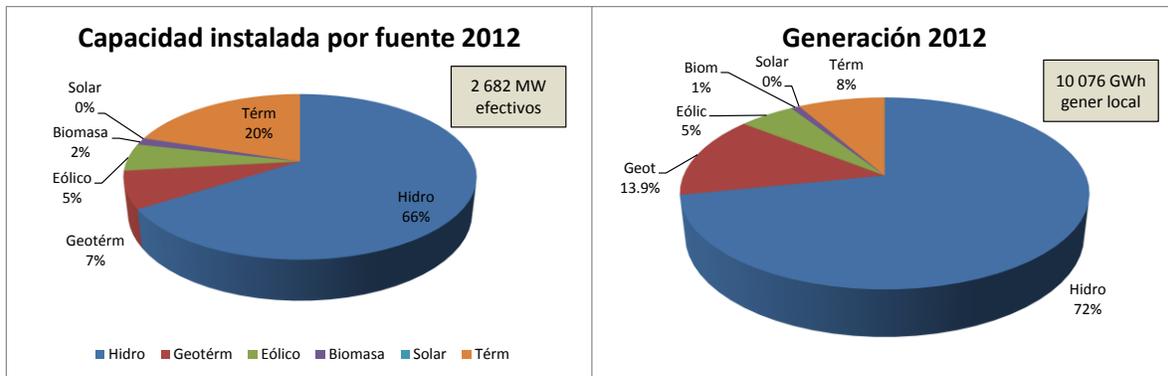


Figura 4-1 Capacidad instalada y generación por fuente energética

La Figura 4-2 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa cómo durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, su uso se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En la década comprendida entre 1996 y 2006, gracias a la contribución de la energía geotérmica y a la introducción de la energía eólica, así como a la ocurrencia de condiciones hidrológicas favorables, la generación térmica fue mínima. Los últimos años se han caracterizado por una baja aportación de caudales, que ha obligado a incrementar la participación de la generación térmica. Bajo este contexto de hidrología adversa, en el año 2012 la producción térmica alcanzó los 830 GWh, apenas un 8% de la producción nacional.

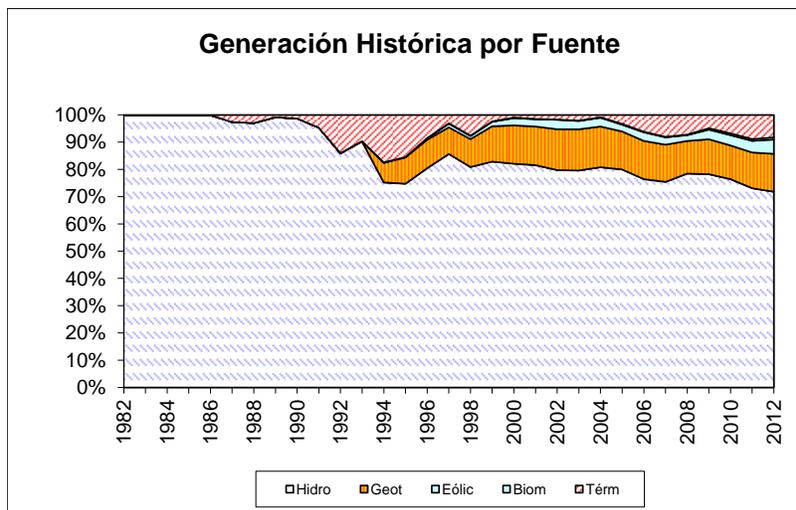


Figura 4-2 Generación histórica por fuente

4.1.3 Sistema de Distribución

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfaro Ruiz (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO, respectivamente).

En la Figura 4-4 se muestra la participación¹² de cada empresa en el sistema nacional.

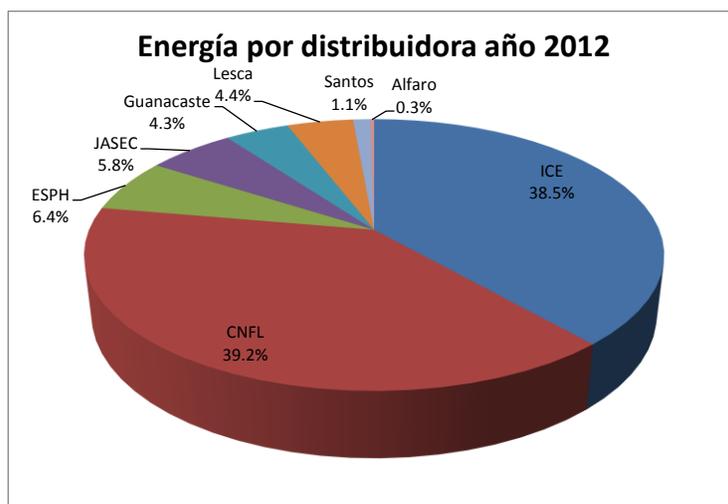


Figura 4-4 Participación de las empresas distribuidoras según energía vendida

En la Figura 4-5 se indica el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras.

¹² Costa Rica: Informe anual de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica 2012. Dirección Gestión Tarifaria. 2013.

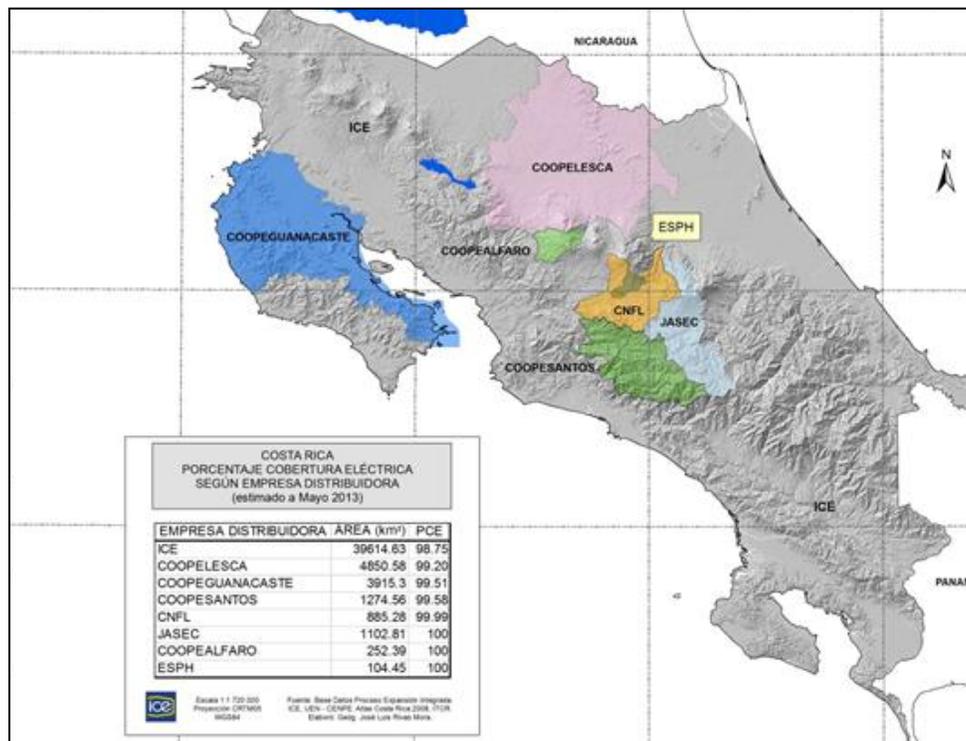


Figura 4-5 Areas de concesión de servicio de las distribuidoras

4.1.4 Despacho de energía

La operación del Sistema Eléctrico es centralizada bajo la responsabilidad del Centro de Control de Energía del ICE. El funcionamiento del Sistema de Generación y el de Transmisión deben estar dentro de los parámetros de calidad y seguridad preestablecidos.

Las empresas distribuidoras despachan sus plantas propias. El resto de las unidades generadoras son despachadas por el Centro de Control. Todas las unidades generadoras conectadas al SEN están sujetas a las órdenes del Centro de Control en lo relativo a aspectos de calidad y seguridad.

4.2 Cobertura eléctrica

El grado de cobertura es un índice que muestra el acceso de la población al servicio eléctrico. Se calcula como el cociente de las viviendas con acceso a redes eléctricas entre el total de viviendas.

La evolución de la cobertura se muestra en la Figura 4-6. Actualmente¹³ la cobertura es del 99.4%.

¹³ Índice de Cobertura Eléctrica. CENPE. Agosto 2013.

Todas las empresas distribuidoras del país, que en conjunto alcanzan la cobertura indicada, están servidas por el Sistema de Transmisión o por circuitos del sistema de distribución del ICE.



Figura 4-6 Evolución de la cobertura eléctrica

4.3 Ventas de energía eléctrica

Las ventas de energía de las empresas distribuidoras¹⁴ a sus clientes totalizaron 8 607 GWh en el año 2012. Adicionalmente el Sistema de Generación tiene cinco clientes industriales de Alta Tensión, directamente conectados al Sistema de Transmisión, que no son atendidos por empresas distribuidoras. Su consumo total fue de 315 GWh, un 3% de demanda total del SEN.

La demanda relativa de cada uno de los sectores de consumo se indica en la Figura 4-7 y los precios medios de venta para cada sector se indican en la Figura 4-8.

¹⁴ Informe mensual de ventas de energía eléctrica por empresa distribuidora y sector de consumo. Diciembre 2012. Dirección Gestión Tarifaria.

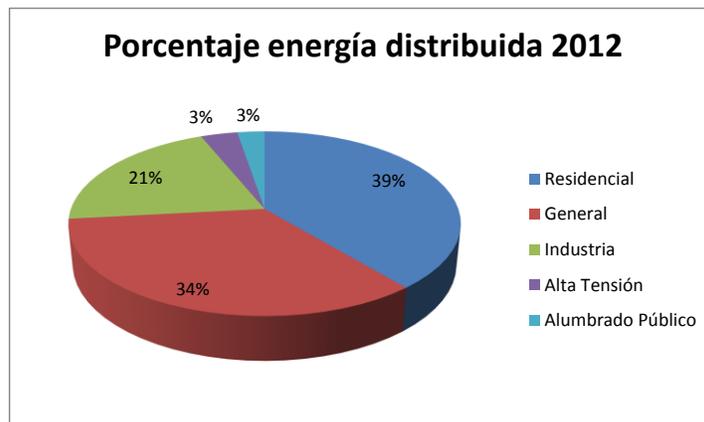


Figura 4-7 Energía demandada por sector de consumo

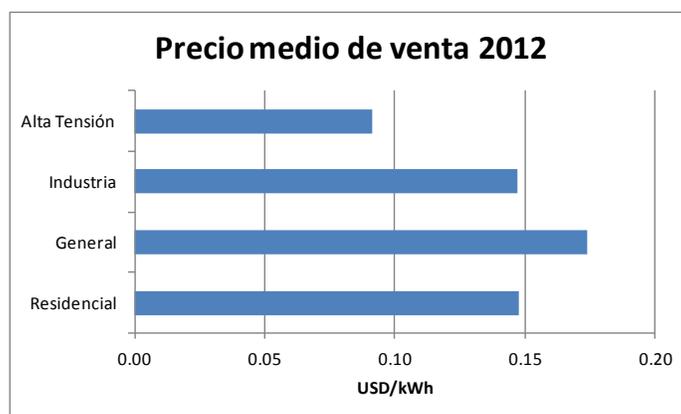


Figura 4-8 Precio medio por sector

El sector residencial, que al final de la década de los 80 consumía casi la mitad de la energía vendida por las empresas distribuidoras, en el 2012 representó sólo el 39% de las ventas. En el sector residencial es común la utilización de electricidad para cocción de alimentos.

4.4 Servicio en zonas remotas fuera de la red

En zonas remotas no cubiertas por las redes de las empresas de distribución, el ICE ha instalado paneles solares y otros sistemas pequeños de generación para atender necesidades elementales de energía en casas y pequeños caseríos.

Mediante el Programa de Electrificación Rural con Fuentes de Energía Renovable, desde 1998 hasta setiembre del 2013, el ICE ha instalado 3 112 paneles solares, con una potencia de 383 kW_{pico}, para atender desde viviendas hasta Equipos Básicos de Atención Integral en Salud (EBAIS), según el detalle de la Tabla 4-1 y con la distribución territorial que se muestra en la Figura 4-9.

Tabla 4-1 Paneles solares del Programa de Electrificación Rural

Paneles solares instalados (a setiembre 2013)	
Residenciales	2 368
Escuelas	283
Otras Aplicaciones Comunes	147
Albergues de Áreas Silvestres Protegidas	122
Puestos Fronterizos de Seguridad Pública	69
Teléfonos Públicos Administrados	48
Telesecundarias	44
EBAIS	31
Total	3 112
Comunidades beneficiadas	372
Potencia instalada (kW)	383

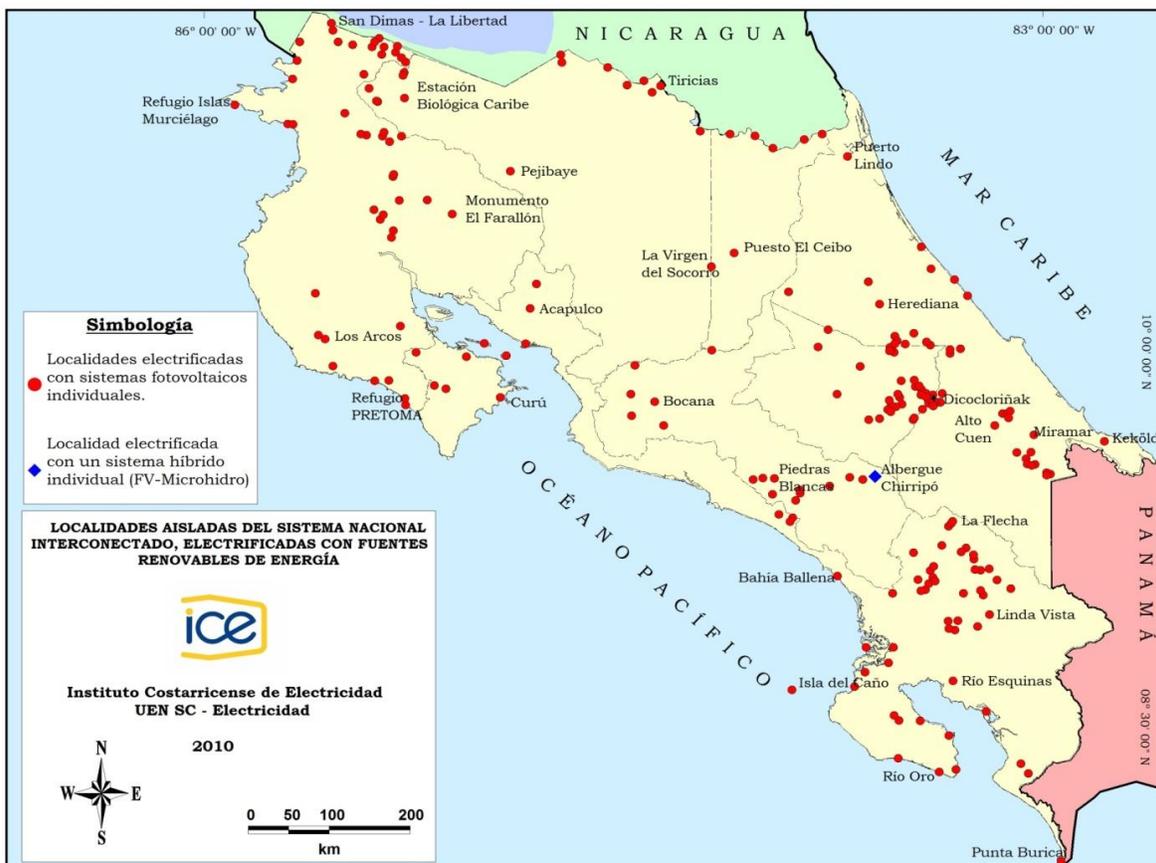


Figura 4-9 Ubicación de localidades con equipos aislados

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICICA

5.1 El sector electricidad y la demanda total de energía

La electricidad suple cerca de la quinta parte de las necesidades finales de energía del país¹⁵. De los 164 000 terajulios¹⁶ (TJ) que consumió el país en el año 2011, el 19% fue cubierto con electricidad, mientras que los combustibles fósiles se usaron para suplir el 55% de la demanda final de energía. La biomasa residual de los procesos agroindustriales, como el bagazo y la cascarilla del café, aportó un 15%. La participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, llegó al 11%.

El sector que consume más energía es el de transporte, que demanda el 44% de la energía total, seguido por el industrial con una demanda de 29% y el residencial con una demanda de 16%. La demanda relativa de cada sector se muestra en la Figura 5-1.

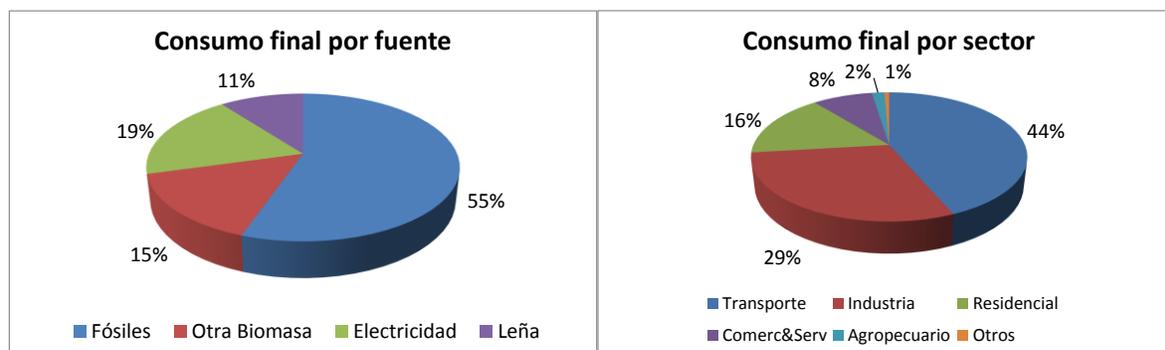


Figura 5-1 Consumo de energía en Costa Rica. Año 2009

Como puede verse en la Figura 5-2 el sector transporte depende en un 100% de los hidrocarburos. El sector industrial también usa intensivamente los combustibles fósiles, que cubren el 26% de sus necesidades. El 52% de la energía consumida por el sector industria proviene de residuos vegetales o biomásicos, este porcentaje corresponde al consumo de la agroindustria alimenticia que está contenida dentro del sector industria.

La electricidad es usada ampliamente por el sector residencial y comercial, aunque la leña todavía tiene una participación muy importante en los hogares rurales, fundamentalmente para la cocción.

En el sector industrial la electricidad suple el 13% de la energía requerida, principalmente para fuerza motriz e iluminación, mientras que los hidrocarburos se usan para la generación de calor y vapor.

¹⁵ Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica 2011. DSE. Diciembre 2012

¹⁶ Un Terajulio es igual a 10^{12} julios, y equivale a 277 778 kWh

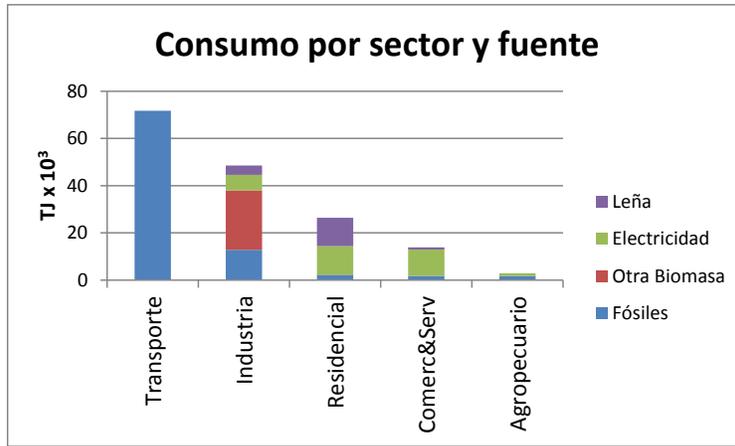


Figura 5-2 Consumo por sector y fuente energética

5.2 Evolución de la demanda eléctrica

Desde 1990 hasta 2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo anual promedio del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009, producto de la desaceleración económica del país debido a los efectos de la crisis económica mundial. Al 2012 persisten estas condiciones deprimidas de crecimiento, como se ilustra en la Figura 5-3. A octubre del 2013, el crecimiento acumulado con respecto al mismo período del 2012 apenas alcanza un 0.8%.

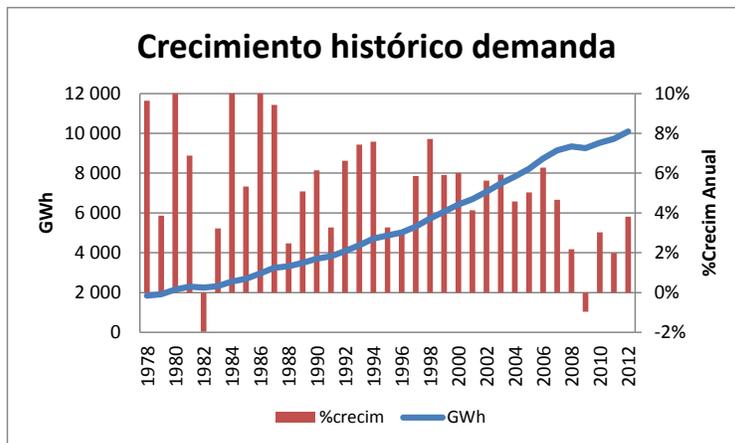


Figura 5-3 Demanda histórica de generación eléctrica

5.3 Comportamiento horario y estacional de la demanda

La demanda eléctrica agregada de todo el país tiene un patrón horario muy marcado, con consumo estacional prácticamente constante.

Las curvas de carga horarias también tienen un patrón semanal, donde los días laborales de lunes a viernes presentan una demanda mayor que los sábados y domingos. Durante la mañana la demanda va creciendo hasta alcanzar un primer pico cerca del mediodía,

seguido de un segundo pico más fuerte al anochecer, separados por un altiplano que cada año tiende a elevarse.

Con el crecimiento del mercado, también ha mejorado el factor de carga del sistema. Es natural que conforme aumenta el tamaño y la diversidad de la demanda, las curvas de carga tiendan a achatarse. A inicios de los años 80, el factor de carga¹⁷ era inferior al 60%, mientras que para el año 2012 alcanza el 72%. En la Figura 5-4 se presenta la curva para días laborables del 2012 y se compara con curvas de años anteriores.

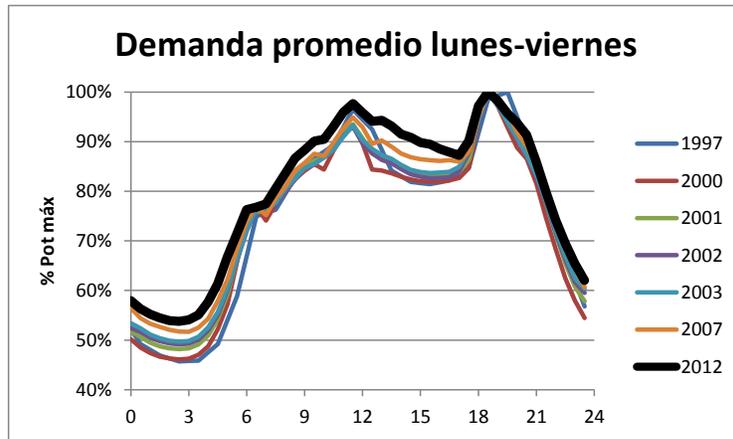


Figura 5-4 Demanda promedio día laboral

Estacionalmente hay muy poca diferencia en la demanda promedio diaria, como puede comprobarse en la Figura 5-5.

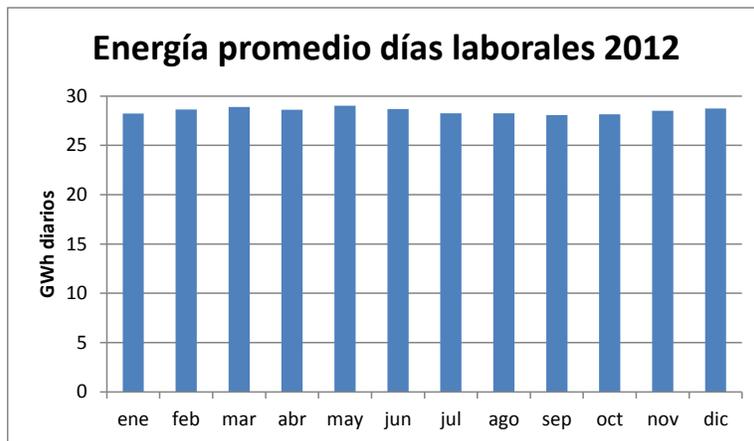


Figura 5-5 Comportamiento estacional de la demanda

¹⁷ El factor de carga del sistema eléctrico se define como la demanda de energía dividida entre la energía que podría entregar el sistema si funcionara a plena carga durante el período de tiempo considerado.

(esta página en blanco intencionalmente)

6 PROYECCIONES DE DEMANDA

6.1 Metodología usada en la proyección

Las proyecciones de la demanda eléctrica¹⁸ utilizadas para elaborar el presente estudio del plan de expansión se calcularon utilizando un modelo econométrico.

En el modelo econométrico, para cada sector de consumo, se determina cuáles variables explican estadísticamente el comportamiento de la demanda.

Los parámetros económicos más relevantes para la proyección de la demanda son el precio de la energía, el Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA), el Valor Agregado Industrial (VAI) y Valor Agregado Industrial Ampliado (VAIA). En el sector residencial y de alumbrado público el parámetro relevante es el número de clientes.

En la Tabla 6-1 se indica cuáles variables explicativas se utilizan para la proyección de cada sector de consumo.

Tabla 6-1 Variables usadas para el pronóstico de la demanda

VARIABLES EXPLICATIVAS		SECTORES				
		Residencial	General	Grandes Industrias	Industrial Menor	Alumbrado público
Número de clientes	Residencial	X				
	Total SEN					X
Precio medio de venta	Residencial	X				
	General		X			
	Industrial			X		
Variables económicas	VAI				X	
	VAIA			X		
	VACA		X			

Con estas variables y los modelos desarrollados para el cálculo de proyecciones, se obtienen las proyecciones de ventas de energía del sistema a clientes finales. Recurriendo a una proyección del factor de pérdidas y el factor de carga, se calcula la demanda de generación y la potencia máxima del sistema.

6.2 Máximo crecimiento previsible en el corto plazo

Un plan de expansión se diseña con suficiente robustez para que pueda atender la demanda máxima previsible en el corto plazo, sin comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico.

El máximo crecimiento previsible en el corto plazo puede ser mayor que los escenarios econométricos, por dos razones principales:

¹⁸ Proyecciones de la demanda eléctrica 2013-2035. CENPE. Mayo 2013.

- La tendencia de crecimiento real que se presentará en el futuro siempre tendrá desviaciones con respecto a cualquier proyección que se realice, dada la inevitable incertidumbre de prever acontecimientos futuros.
- Los escenarios econométricos utilizados para proyectar las demandas futuras suponen un crecimiento ajustado a una curva suave que representa la tendencia de largo plazo. En la realidad, la demanda exhibe fluctuaciones con respecto a su crecimiento medio, con períodos de rápido crecimiento y otros de desarrollo más pausado.

Para estimar esta demanda máxima previsible a partir de las proyecciones econométricas, se ha establecido como criterio utilizar un escenario denominado indistintamente “Base-Modificado” o “Medio-Modificado”. Este escenario se construye aumentando un 2% la demanda base del primer año proyectado, un 3% la del segundo y un 4% las demandas del tercero al quinto año, y tomando el valor que sea mayor entre estos y el escenario alto. Por último, entre el sexto y el octavo año se hace una transición lineal hasta alcanzar el valor del escenario base.

No es necesario imponer esta condición más allá del corto plazo, porque siempre será posible hacer ajustes oportunos en las sucesivas revisiones del plan.

Este escenario Base-Modificado se utiliza para revisar la robustez del plan en el horizonte de corto plazo.

6.3 Proyecciones de la demanda

Las proyecciones usadas para el cálculo de la instalación del plan de expansión¹⁹ son las indicadas²⁰ en la Tabla 6-2 y Figura 6-2. La demanda de energía corresponde al acumulado de energía anual y se expresa en GWh. La demanda de potencia es el valor de la máxima potencia esperada en el año, y se expresa en MW.

¹⁹ Al momento de realizar los análisis del plan la demanda del año 2013 se basó en la proyección disponible.

²⁰ El escenario Base y el Base Modificado también son llamados Medio y Medio Modificado

Tabla 6-2 Escenarios de demanda

Año	Generación, GWh				Potencia, MW				Factor de carga			
	Base	Base Mod	Bajo	Alto	Base	Base Mod	Bajo	Alto	Base	Base Mod	Bajo	Alto
2010	9 533	9 533	9 533	9 533	1 536	1 536	1 536	1 536	70.9%	70.9%	70.9%	70.9%
2011	9 723	9 723	9 723	9 723	1 546	1 546	1 546	1 546	71.8%	71.8%	71.8%	71.8%
2012	10 093	10 093	10 093	10 093	1 593	1 593	1 593	1 593	72.3%	72.3%	72.3%	72.3%
2013	10 403	10 611	10 344	10 461	1 638	1 671	1 629	1 647	72.5%	72.5%	72.5%	72.5%
2014	10 788	11 112	10 667	10 913	1 689	1 740	1 670	1 709	72.9%	72.9%	72.9%	72.9%
2015	11 278	11 729	11 007	11 532	1 756	1 827	1 714	1 796	73.3%	73.3%	73.3%	73.3%
2016	11 786	12 257	11 360	12 183	1 826	1 899	1 760	1 887	73.7%	73.7%	73.7%	73.7%
2017	12 317	12 866	11 727	12 866	1 898	1 982	1 807	1 982	74.1%	74.1%	74.1%	74.1%
2018	12 872	13 262	12 108	13 581	1 972	2 032	1 855	2 081	74.5%	74.5%	74.5%	74.5%
2019	13 451	13 658	12 504	14 328	2 050	2 082	1 906	2 184	74.9%	74.9%	74.9%	74.9%
2020	14 054	14 054	12 914	15 106	2 128	2 128	1 955	2 287	75.4%	75.4%	75.4%	75.4%
2021	14 680	14 680	13 340	15 915	2 211	2 211	2 009	2 397	75.8%	75.8%	75.8%	75.8%
2022	15 330	15 330	13 780	16 754	2 297	2 297	2 064	2 510	76.2%	76.2%	76.2%	76.2%
2023	16 003	16 003	14 235	17 622	2 385	2 385	2 121	2 626	76.6%	76.6%	76.6%	76.6%
2024	16 699	16 699	14 704	18 517	2 476	2 476	2 180	2 745	77.0%	77.0%	77.0%	77.0%
2025	17 417	17 417	15 208	19 413	2 569	2 569	2 243	2 863	77.4%	77.4%	77.4%	77.4%
2026	18 155	18 155	15 746	20 303	2 661	2 661	2 308	2 976	77.9%	77.9%	77.9%	77.9%
2027	18 914	18 914	16 320	21 182	2 757	2 757	2 379	3 088	78.3%	78.3%	78.3%	78.3%
2028	19 691	19 691	16 930	22 046	2 857	2 857	2 456	3 198	78.7%	78.7%	78.7%	78.7%
2029	20 487	20 487	17 556	22 923	2 959	2 959	2 536	3 311	79.0%	79.0%	79.0%	79.0%
2030	21 300	21 300	18 195	23 813	3 065	3 065	2 618	3 427	79.3%	79.3%	79.3%	79.3%
2031	22 130	22 130	18 847	24 714	3 175	3 175	2 704	3 545	79.6%	79.6%	79.6%	79.6%
2032	22 975	22 975	19 511	25 626	3 288	3 288	2 792	3 667	79.8%	79.8%	79.8%	79.8%
2033	23 834	23 834	20 186	26 548	3 404	3 404	2 883	3 792	79.9%	79.9%	79.9%	79.9%
2034	24 708	24 708	20 871	27 481	3 524	3 524	2 977	3 920	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
2035	25 594	25 594	21 563	28 422	3 647	3 647	3 073	4 051	80.1%	80.1%	80.1%	80.1%

Las tasas de crecimiento resultantes se muestran en la Tabla 6-3

Tabla 6-3 Tasa de crecimiento anual

	Tasa de Crecimiento			
	Base	Base Mod	Bajo	Alto
2010				
2011	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2012	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%
2013	3.1%	5.1%	2.5%	3.7%
2014	3.7%	4.7%	3.1%	4.3%
2015	4.5%	5.5%	3.2%	5.7%
2016	4.5%	4.5%	3.2%	5.6%
2017	4.5%	5.0%	3.2%	5.6%
2018	4.5%	3.1%	3.3%	5.6%
2019	4.5%	3.0%	3.3%	5.5%
2020	4.5%	2.9%	3.3%	5.4%
2021	4.5%	4.5%	3.3%	5.4%
2022	4.4%	4.4%	3.3%	5.3%
2023	4.4%	4.4%	3.3%	5.2%
2024	4.3%	4.3%	3.3%	5.1%
2025	4.3%	4.3%	3.4%	4.8%
2026	4.2%	4.2%	3.5%	4.6%
2027	4.2%	4.2%	3.6%	4.3%
2028	4.1%	4.1%	3.7%	4.1%
2029	4.0%	4.0%	3.7%	4.0%
2030	4.0%	4.0%	3.6%	3.9%
2031	3.9%	3.9%	3.6%	3.8%
2032	3.8%	3.8%	3.5%	3.7%
2033	3.7%	3.7%	3.5%	3.6%
2034	3.7%	3.7%	3.4%	3.5%
2035	3.6%	3.6%	3.3%	3.4%

Los tres escenarios obtenidos para el largo plazo se grafican en la Figura 6-1.

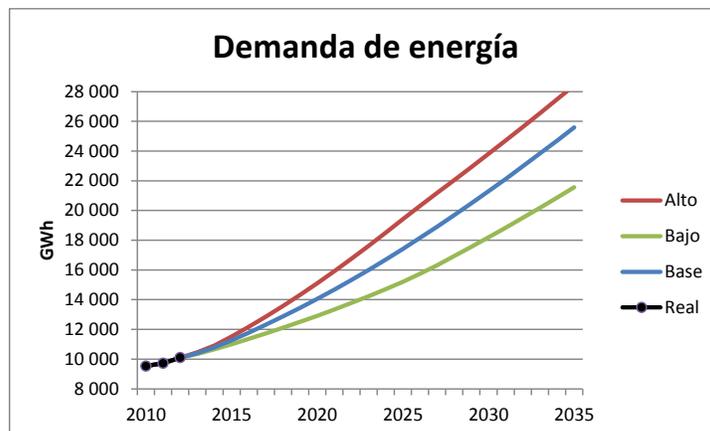


Figura 6-1 Proyección de la demanda anual de largo plazo

En Figura 6-2 se muestra un detalle del corto plazo, para ilustrar el escenario denominado Base Modificado o Medio Modificado, que se utiliza para probar la robustez del plan en el corto plazo.

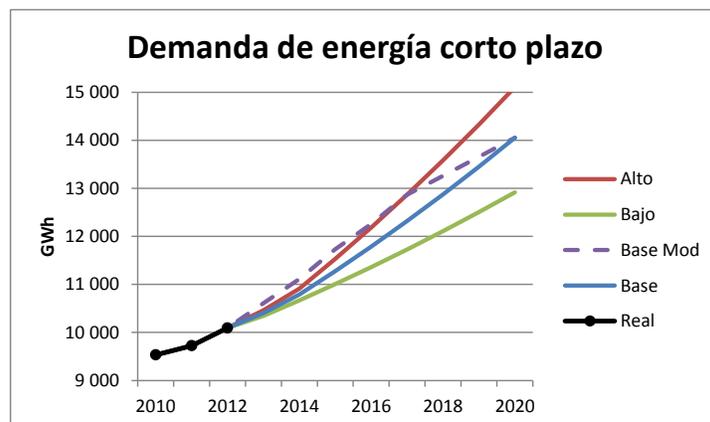


Figura 6-2 Detalle de la demanda anual para el corto plazo

6.4 Comparación con proyecciones de demanda anteriores

Con respecto a la proyección de demanda utilizada en el anterior *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, Período 2012-2024*, la estimación actual de demanda futura de energía es ligeramente inferior, aunque la proyección de potencia sí es marcadamente inferior, debido a que se ha supuesto un factor de carga más alto.

En la Figura 6-3 y la Figura 6-4 se comparan las proyecciones de demanda de energía y de potencia utilizadas en el pasado para elaborar las revisiones del plan de expansión.

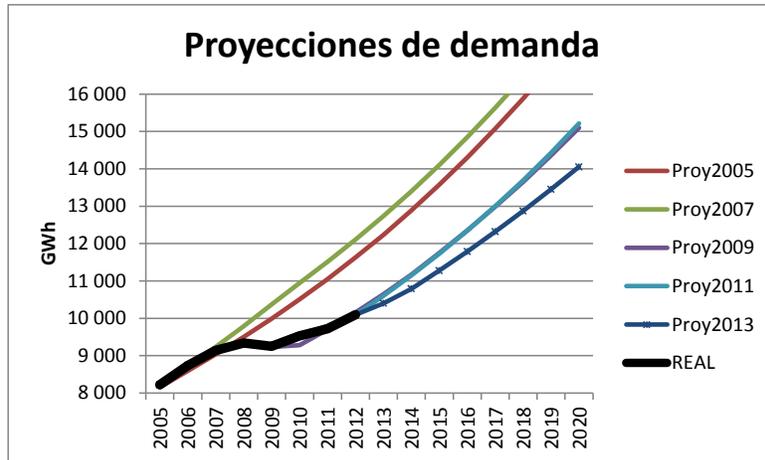


Figura 6-3 Proyecciones de energía usadas en los planes de expansión

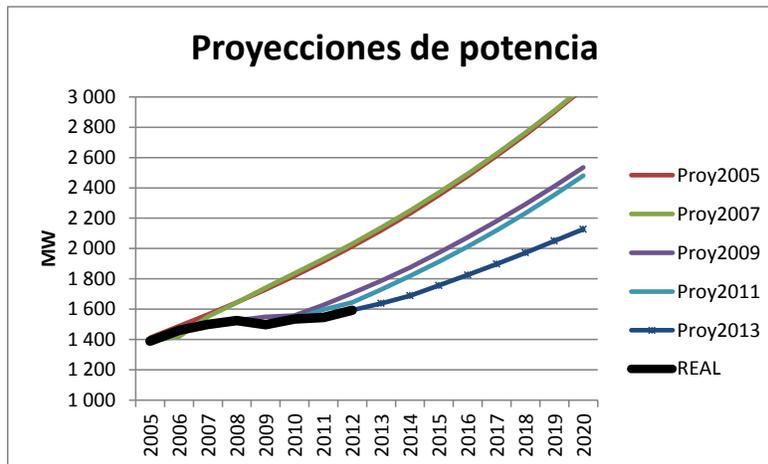


Figura 6-4 Proyecciones de potencia usadas en los planes de expansión

(esta página en blanco intencionalmente)

7 RECURSOS ENERGETICOS

7.1 Potencial de Recursos Renovables

El país ha desarrollado sus recursos energéticos renovables para atender la demanda de electricidad. La hidroelectricidad ha sido la principal fuente utilizada, dada su abundancia, calidad y economía. Le sigue la geotermia y el viento en orden de importancia según la capacidad instalada. La biomasa, basada en el bagazo, también está aportando a la matriz energética. Más recientemente se ha agregado la energía solar y todavía es incipiente.

El potencial económicamente explotable de estas fuentes se cuantifica recurriendo al potencial identificado. Este potencial corresponde a la suma de todos los proyectos que han sido razonablemente identificados, incluyendo los ya construidos. El potencial identificado²¹ de las fuentes arriba mencionadas se muestra en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1 Potencial energético local

Fuente	Potencial Identificado	Capacidad Instalada	% Instalado
	(incluye instalado)	(efectiva)	
	MW	MW	
Hidroeléctrico	7 034	1 768	25%
Geotérmico	875	195	22%
Eólico	894	144	16%
Biomasa	122	38	31%
Solar	126	2	1%
Total	9 050	2 147	24%

Por su definición, el potencial identificado es sensible al esfuerzo de prospección para identificar posibles proyectos y a la información disponible sobre ellos. Además del registro de proyectos propios del ICE, se recurre a las solicitudes de elegibilidad según la Ley 7200 como contador de proyectos identificados por el sector privado, más los informes de los proyectos de generación que reportan las empresas distribuidoras.

No debe confundirse el potencial identificado con el potencial bruto o teórico, que mide la cantidad total del recurso energético (por ejemplo, cuánta energía solar incide sobre todo el territorio nacional). El potencial teórico es varios órdenes de magnitud mayor que el potencial identificado, pero tiene poca aplicación práctica. Conforme se estudien nuevos proyectos el potencial identificado crecerá, pero nunca se aproximará al potencial teórico.

²¹ Capacidad Instalada es la potencia efectiva a diciembre 2012. Potencial Identificado se refiere a la suma de proyectos identificados y para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada Potencial geotérmico tomado de "Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica", ICE, 2009. El potencial identificado hidroeléctrico es tomado de evaluación realizada por Tecnologías de Generación, CENPE, 2013, e incluye los proyectos del ICE, de otras empresas distribuidoras, así como la cartera de proyectos privados con solicitudes de elegibilidades. El potencial identificado eólico corresponde a proyectos presentados por empresas privadas, empresas distribuidoras y el ICE. El potencial identificado de biomasa agrega el bagazo y los proyectos de biogás conocidos. El potencial solar incluye plantas existentes, sistemas de generación distribuida, sistemas aislados y solicitudes de elegibilidades.

7.2 Recursos Renovables Establecidos

El sistema de generación nacional ha utilizado en forma extensiva los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan significativamente a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, el viento y la biomasa de bagazo.

7.2.1 Hidroelectricidad

El potencial identificado hidroeléctrico es quizá el que se basa en más estudios exhaustivos de proyectos. Por tratarse de una tecnología madura, no se esperan grandes cambios tecnológicos que viabilicen recursos no explotables hoy. Por el contrario, el creciente conflicto para la asignación o conservación de los recursos naturales para otros usos no energéticos, hace que la oposición social a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones factibles.

La cifra presentada del potencial identificado incluye cerca de 1 700 MW de proyectos hidroeléctricos que parcial o totalmente afectan reservas indígenas. No existe un impedimento legal para la eventual ejecución de algunos de estos proyectos; sin embargo, es previsible que las complejidades adicionales, impuestas por las negociaciones y acuerdos con comunidades indígenas, impliquen que una parte de este potencial no pueda ser aprovechado.

Otros 780 MW se ubican en parques nacionales, donde la ley no permite ningún tipo de explotación.

Estas consideraciones permiten prever que el potencial que podría ser factible es apenas una fracción del potencial identificado, y que el desarrollo hidroeléctrico restante sea muy limitado.

La hidroelectricidad con embalses de regulación, además de generar energía, es la tecnología más adecuada para brindar servicios complementarios al sistema de generación, cada vez más importantes dada la incorporación de fuentes intermitentes como el viento y el sol.

7.2.2 Geotermia

El potencial identificado se basa en una estimación superficial muy preliminar. La mayor parte se encuentra dentro de parques nacionales en las cordilleras volcánicas Central y Guanacaste, y por lo tanto no está disponible para su aprovechamiento.

Los únicos campos que pueden desarrollarse sin un conflicto absoluto con parques son Miravalles y Rincón de la Vieja (Pailas y Borinquen). Estos campos tienen un potencial de 300 MW, de los cuales ya están en operación 195 MW.

La geotermia es la única fuente renovable que no está expuesta a la variabilidad climática.

7.2.3 Eólico

El país fue el pionero de la energía eólica de toda Latinoamérica. Desde el año 1996 el país disfruta de los beneficios de la energía eólica y actualmente la energía del viento cubre cerca de un 5% de las necesidades del país.

La estacionalidad del viento se complementa con la producción hidroeléctrica, puesto que los vientos más fuertes se presentan en la época seca.

Aunque el potencial aprovechable es muy interesante, la intermitencia característica del viento impide aumentar significativamente su participación sin agregar respaldos importantes en el sistema. Se ha determinado que la mejor manera es aumentar en forma gradual la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

7.2.4 Biomasa del bagazo

Otra fuente interesante la constituye el bagazo. Los ingenios cuentan con equipos propios de generación y están en capacidad de producir un excedente de energía por encima de sus necesidades a un bajo costo. La estacionalidad del cultivo de la caña de azúcar se complementa muy bien con la estacionalidad de las plantas hidroeléctricas.

Realizando inversiones en equipo nuevo de generación y en los procesos de los ingenios, es posible obtener un incremento sustancial de los excedentes, a un costo muy competitivo.

7.3 Recursos Renovables Emergentes

Además de las fuentes renovables establecidas que ya están consolidadas, nuevas fuentes no convencionales crecerán rápidamente en el corto y mediano plazo, gracias a una combinación de los siguientes factores:

- Alcanzaron un nivel de madurez tecnológico suficiente
- Son un producto secundario de una solución a un problema ambiental
- Costos decrecientes de la tecnología
- Percepción positiva del público y poca oposición socioambiental
- Aumento de costo y agotamiento de algunas opciones convencionales

Estas fuentes típicamente se desarrollan bajo un concepto de generación distribuida – un número grande y disperso de pequeños generadores conectados a las redes de distribución – y pueden aprovechar nichos fuera del alcance de las empresas eléctricas, como la biomasa subproducto de procesos agroindustriales y los techos de las edificaciones.

Se espera un crecimiento fuerte en los próximos años, pero demorará varias décadas tener una participación significativa de la generación total, por la dinámica de evolución del sistema y porque todavía deben bajar de costo para ser competitivas.

Para estimular este tipo de fuentes, el ICE desarrolla programas como el Plan Piloto de Generación para Autoconsumo²² y el Programa de Energía de Biogás.

7.3.1 Biogás

El biogás es un energético que se obtiene de la biomasa. Es una fuente económicamente viable cuando se utiliza materia prima subproducto de actividades agroindustriales

Las primeras fincas han desarrollado pequeños sistemas para autoconsumo, pero existe un potencial para escalas mayores.

7.3.2 Desechos Sólidos Municipales

Cuando las municipalidades tratan y disponen de la basura recurriendo a procesos térmicos, es posible recuperar como un subproducto parte del calor produciendo vapor para generar energía eléctrica. Se trata de procesos muy costosos, que solo se justifican cuando se tiene un problema ambiental que resolver.

Se considera que es una fuente no convencional que podría explotarse en el mediano plazo porque varias municipalidades han anunciado su interés en adoptar este tipo de tecnología.

7.3.3 Solar

La tecnología fotovoltaica ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado notoriamente su costo de fabricación. Esta condición, combinada con el incremento generalizado del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complejidades socioambientales, hace que los paneles fotovoltaicos alcancen o estén muy cerca de la viabilidad económica.

El solar se puede desarrollar en dos modalidades: como granjas solares con potencias de varios MW utilizando grandes extensiones de terreno, o como pequeños sistemas distribuidos que aprovechan el área de los techos de edificaciones existentes.

7.3.4 Biocombustibles

Los biocombustibles pueden llegar a convertirse en una fuente adicional de energía de magnitud significativa en los próximos años. Mezclas de diésel con un 5%-20% de biodiésel pueden ser utilizadas en cualquiera de las plantas térmicas del país, sin necesidad de ajustes o reconversiones mayores.

Todavía no existe infraestructura de producción nacional de gran escala ni tampoco hay cadenas de almacenamiento y distribución. Pequeñas cantidades se han utilizado experimentalmente en plantas térmicas del ICE para medir su desempeño, particularmente en lo relativo a emisiones.

²² Ver detalles del Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo en www.grupoice.com

Otros biocombustibles, como el aceite crudo de palma africana, podrían ser utilizados en motores de combustión interna si las consideraciones económicas fueran favorables para vencer al precio del búnker.

El etanol, que se utiliza en mezclas con gasolina para uso en automóviles, no resulta económico para la generación eléctrica.

Para cumplir la meta energética de eliminar la dependencia de combustibles fósiles importados, se deberá recurrir a los biocombustibles para alimentar la generación térmica.

Actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran vencer el precio de mercado de los derivados de petróleo.

7.4 Otras fuentes renovables y no convencionales

Otras fuentes, también llamadas “fuentes renovables nuevas”, tienen aún limitaciones tecnológicas y económicas, que únicamente permiten considerarlas en pequeña escala o para aplicaciones especiales y su explotación comercial no se visualiza dentro del horizonte de planificación del plan.

Las tecnologías para hacer generación distribuida, como la que utiliza celdas de combustible alimentadas con gas natural, todavía son demasiado caras, y las basadas en hidrógeno requieren aun mayor desarrollo.

En general, se puede afirmar que estas fuentes y tecnologías irán bajando de costo y mejorando sus características, pero en el horizonte de decisiones del presente plan de expansión no se pronostica que alcancen una participación importante en comparación a las demás fuentes con recursos renovables convencionales. No obstante lo anterior, se monitorea el avance a nivel mundial de estas potenciales opciones, para incorporarlas en los futuros planes conforme se vuelvan factibles.

7.5 Participación de las diferentes fuentes renovables

El objetivo de un plan de expansión es señalar los grandes temas relativos al futuro energético. No es una evaluación detallada de cada uno de los proyectos, particularmente cuando se trata de proyectos individuales de relativa poca capacidad.

Por esta razón, en la confección del plan se supone la existencia de plantas renovables pequeñas y de características genéricas, cuyos detalles particulares no interesa precisar para los propósitos del plan. Este conjunto de posibles proyectos hidros, eólicos, biomásicos y solares se representan en forma simplificada con solo dos tipos de renovables: la hidro a filo de agua y el viento.

Esta simplificación reduce el trabajo y ahorra tiempo de cómputo sin sacrificar la calidad y la precisión de los resultados obtenidos. Del plan se obtiene la importancia relativa de todo el conjunto de plantas renovables pequeñas, sin precisar su tipo.

Por lo tanto, se debe tener presente que el Plan de Expansión sí cubre a las fuentes nuevas, aunque no sean mencionadas específicamente. Para determinar la participación de una de estas fuentes renovables en particular, es necesario hacer un análisis posterior al plan de expansión.

7.6 Combustibles fósiles

Costa Rica no cuenta con depósitos ni reservas probadas de combustibles fósiles. Todos estos combustibles, como el carbón, los hidrocarburos del petróleo o del gas natural, deben ser importados.

El país importa petróleo y sus derivados principalmente para el sector transporte. Para la generación eléctrica se consume diésel y búnker. Pequeñas cantidades de coque y de carbón mineral son importadas como fuente energética para la industria. No hay importaciones de gas natural.

La generación termoeléctrica, a pesar de ser solo una pequeña fracción de la generación total, tiene un papel muy importante como complemento, cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye por causas naturales. Tratar de sustituir ese pequeño porcentaje de generación térmica con fuentes renovables resulta sumamente caro, toda vez que estos proyectos (hidroeléctricos, geotérmicos o eólicos) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos no se utilizarían del todo. Por lo tanto, resulta conveniente la utilización de una pequeña cantidad de generación térmica, de bajo costo de instalación, que se utiliza solo en condiciones hidrológicas adversas, o durante los meses más secos del año. Esto asegura que sus costos de operación, aunque altos, tienen poco impacto en los costos totales.

Bajo este esquema de disponibilidad de recursos renovables, principalmente hidroelectricidad, la función del térmico es operar la menor cantidad posible de horas, solo para servir de respaldo cuando la generación renovable disminuye. Las plantas térmicas que mejor se adaptan a esta función son las turbinas de gas y los motores de media velocidad. Estas máquinas tienen en común que resultan eficaces con unidades en potencias relativamente pequeñas (8 MW - 100 MW) y que su costo de inversión es menor que el de centrales a vapor.

Por el contrario, las alternativas térmicas de base convencionales, como plantas de carbón, no han resultado competitivas en el pasado, ya que tienen un alto costo de inversión y las pocas horas anuales de operación no permiten que los ahorros operativos compensen este sobre costo. Estas plantas se justifican cuando operan durante todo el año, situación que no se acomoda al parque que ha existido en el país, cuyo componente de plantas renovables, de casi el 80%, no requiere de generación térmica en la época lluviosa.

A pesar de lo anterior, con el paso del tiempo han ocurrido cambios en el panorama energético nacional e internacional, que ameritan la consideración de otras posibilidades:

- a) En gran parte, los mejores sitios para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos ya han sido aprovechados, y los proyectos futuros presentan costos crecientes.

- b) Son muy pocos los sitios adicionales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos con embalses multi-anales.
- c) A pesar de que se reconoce que desde un punto de vista ambiental los desarrollos hidroeléctricos son de las opciones más benignas para la generación eléctrica, siempre presentan algún grado de impacto local. Estos impactos han ido cobrando más relevancia, y cada vez se presenta mayor oposición de parte de grupos ambientalistas y de vecinos, que normalmente tienden a dar más preponderancia a los impactos locales, que a los beneficios globales.
- d) Los proyectos hidroeléctricos, aunque resulten más beneficiosos desde un punto de vista económico, requieren inversiones altas durante el período de construcción, mientras que su recuperación ocurre durante un período de 30 o más años, en correspondencia con su larga vida útil. Por su parte, las opciones térmicas requieren inversiones iniciales del orden del 50% o menos que las de un proyecto hidroeléctrico de similar capacidad. Aunque su operación tenga un costo importante, desde un punto de vista financiero resulta más fácil su desarrollo.
- e) La mayor parte del recurso geotérmico del país está dentro de parques nacionales y no puede ser explotado.
- f) Los proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos y geotérmicos, presentan mayores riesgos en sus estudios, construcción y operación, en comparación con opciones térmicas.
- g) El desarrollo y mejoramiento tecnológico de nuevas fuentes no convencionales de energía ha avanzado significativamente, pero todavía no lo suficiente como para cubrir las necesidades impuestas por el crecimiento de la demanda.
- h) El fuerte incremento en los derivados del petróleo y la gran volatilidad de su precio, hace que el costo operativo, aún para pocas horas de operación, tenga mayor peso en la selección de tecnologías. Esta preocupación por los costos operativos desfavorece las opciones que consumen combustibles caros, principalmente los de baja eficiencia, como las turbinas de combustión, y en su lugar se prefieran las tecnologías que consumen búnker, gas natural o carbón.
- i) El Mercado Eléctrico Regional aumenta significativamente el tamaño del mercado, permitiendo el desarrollo de plantas térmicas de gran escala que pueden funcionar en la base.
- j) El desarrollo de tecnologías para explotar nuevos yacimientos de gas natural

Las consideraciones anteriores plantean un reto para la política energética nacional. De continuar este panorama, el país podría verse forzado a cambiar su política energética basada en renovables, y modificar drásticamente la conformación de las nuevas adiciones de capacidad, utilizando combustibles fósiles.

El análisis de las tecnologías térmicas nuevas para el sistema eléctrico nacional es necesario para valorar el impacto de las políticas energéticas y la problemática arriba explicada alrededor de las fuentes renovables.

7.6.1 Diésel y búnker

El país cuenta con infraestructura para importar, almacenar y transportar derivados y residuales de petróleo. Estos combustibles se usan mayoritariamente para atender al transporte y a la industria. Del total de hidrocarburos del año 2011, solo un 8.5% se

empleó para alimentar las plantas termoeléctricas. El sector eléctrico gastó un 8.6% del diésel y un 48% del búnker consumido ese año.

Al ser solo una parte menor del volumen anual que distribuye la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), el suministro de las plantas térmicas se apoya en gran medida en la infraestructura existente del sistema nacional de combustibles.

Hasta la fecha, la baja utilización térmica ha permitido que estos energéticos sean los más adecuados para llenar las necesidades de complemento del sector eléctrico, ya que a pesar de su elevado costo operativo permiten una gran flexibilidad de utilización sin incurrir en sobrecostos por infraestructura subutilizada.

7.6.2 Gas natural

La región centroamericana no cuenta con gas natural. Podría tener acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México si se llegara a construir un gasoducto regional. Otra posibilidad consiste en construir una terminal de regasificación, para importar gas natural licuado (GNL) desde cualquier país productor. Estudios económicos parecen favorecer el transporte por barco en lugar de gasoductos, por la combinación de distancias y volúmenes.

En el pasado algunos intentos tempranos por introducir el GNL a la región no fructificaron. Tal es el caso de una central anunciada en El Salvador para el puerto de Cutuco, con capacidad de 500 MW y previamente en Honduras, con una central de 700 MW.

Recientemente Panamá y El Salvador han adjudicado contratos a generadores de GNL, para que se hagan cargo de toda la cadena de suministro, desde la compra del gas hasta la generación eléctrica. En el caso de Panamá la central generadora estará ubicada en Colón, con una potencia de 500 MW. En El Salvador, la central termoeléctrica estará en el puerto de La Unión, con 300 MW.

Estudios regionales han abordado la problemática de la introducción del gas natural, tanto para generación como para otros usos industriales²³.

El problema del GNL es que requiere grandes inversiones en la planta de regasificación y compromisos de compra de gas en volúmenes importantes y de largo plazo. Las economías de escala obligan a construir infraestructura para alimentar una central de 500 MW – 700 MW. Esta central debe operar a un factor de planta alto para que resulte rentable.

Una condición similar tiene el aprovisionamiento por gasoducto: grandes inversiones que solo pueden amortizarse con utilización permanente de grandes volúmenes de gas.

La ventaja del gas natural es que provoca menos emisiones en comparación con los derivados del petróleo o el carbón, y que el costo operativo es muy atractivo.

El desarrollo de la técnica del *fracking* para la extracción del gas de esquisto (*shale gas*) en Estados Unidos está cambiando el panorama de disponibilidad de gas en

²³ “Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica. BID/CEPAL”. Setiembre 2007

Norteamérica. Los Estados Unidos podrían en un corto tiempo pasar de importadores de GNL a exportadores.

Es de esperar que conforme otras naciones adquieran la tecnología necesaria, se harán viables económicamente nuevos y vastos depósitos de gas y de petróleo.

La posibilidad de extracción local del gas natural se discute en el país, sin embargo, dentro del horizonte de planeamiento del presente plan no es razonable suponer que habrá una explotación local de gas significativa.

La adopción de una política de utilización del gas natural implica cambiar el papel de la generación térmica, que pasaría de ser un respaldo temporal a una generación de base.

Se debe señalar que el sector eléctrico juega un papel muy importante en una estrategia nacional de introducción del gas natural en el país. La demanda de gas para generar electricidad es la actividad semilla que puede viabilizar la inversión en infraestructura del gas y su comercialización. Una vez introducido, otros sectores, como el industrial y el de transporte, irán desarrollando con el paso de los años una demanda creciente.

7.6.3 Carbón

Las enormes reservas mundiales de carbón, así como la expectativa de avances tecnológicos en reducción de emisiones, hacen del carbón una fuente a considerar para el futuro de nuestro país.

En la región centroamericana, Guatemala, Honduras y Panamá ya utilizan carbón para generación eléctrica. Guatemala explota 244 MW, Panamá 120 MW y Honduras 24 MW, para un total de 388 MW instalados. En el año 2011 la generación carboeléctrica totalizó 1 606 GWh, un 3.9% de la generación regional. En la mayoría de los países, hay procesos en marcha para contratación de más plantas a carbón.

La presión para atender el crecimiento de la demanda y el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo, han despertado un gran interés por el carbón en los demás países. Al igual que con el GNL, el carbón requiere de inversiones fuertes de capital y de tamaños importantes para ganar economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta altos. Sin embargo, se considera que la introducción del carbón en el sistema eléctrico tiene menos barreras de escala que la construcción de un gasoducto centroamericano o la utilización del GNL.

El principal problema del carbón está en el elevado nivel de emisiones y contaminantes. Para mitigarlas significativamente, existe un esfuerzo mundial de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, como la Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (IGCC por sus siglas en inglés), las plantas ultra-supercríticas y la captura y almacenamiento del CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías contaminan menos pero son más costosas.

Para la introducción del carbón en el sistema nacional, es necesario cambiar la política energética de utilización de recursos renovables y la política ambiental de bajas emisiones de CO₂.

7.7 Energía nuclear

La energía nuclear aprovecha el calor de las reacciones nucleares para producir electricidad.

Los reactores nucleares requieren de inversiones fuertes de capital y de tamaños importantes para ganar economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta elevados, dado que el costo unitario de operación es muy bajo.

La energía nuclear es baja en emisiones de carbono. Sin embargo, a pesar de esta gran ventaja ambiental, otras preocupaciones, sobre todo relativas a potenciales accidentes y la contaminación radioactiva de los desechos, hacen controversial esta fuente de energía.

En el presente plan de expansión no se considera la energía nuclear como una opción al sistema de generación. La capacidad de los reactores normalmente utilizados es demasiado grande para el tamaño del sistema eléctrico, aun para el Mercado Eléctrico Regional.

7.8 Importaciones del MER

Con la construcción de la línea SIEPAC y un Mercado Eléctrico Regional (MER) maduro, las importaciones de energía serán un recurso energético más para el país. El costo de este recurso se podrá asegurar a través de los contratos de suministro que se realicen al amparo del MER.

Sin embargo, en la actualidad el mercado es incipiente y no es posible realizar contratos de largo plazo que garanticen el suministro en iguales condiciones que una planta localizada dentro del país. Por esta razón, en el presente plan de expansión no se considera la importación como una fuente energética disponible.

7.9 Externalidades del aprovechamiento de los recursos energéticos

La generación eléctrica con cualquier fuente energética o tecnología produce impactos en el ambiente, tanto de carácter positivo como negativo.

Aunque la valoración detallada de los impactos es una función única de cada proyecto, existen externalidades inherentes a las diferentes tecnologías de generación que cada día cobran más importancia.

En particular, se reconoce como un problema global los costos sociales de las emisiones de efecto invernadero. Incluso hoy en día existen algunos mercados de derechos de emisiones que monetizan esta externalidad.

Las emisiones de las plantas generadoras dependen de una gran cantidad de factores. No obstante lo anterior, se pueden utilizar tablas de emisiones genéricas por cada tipo de tecnología, con el objeto de evaluar gruesamente las emisiones totales de los escenarios

de expansión. Estas tablas tratan de medir las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂.

Otro factor relevante que engloba los impactos ambientales genéricos de una tecnología es su Razón de Recuperación Energética (RRE) o "Energy Payback Ratio". Este índice es la razón de la energía producida durante la vida útil de la planta dividida entre la energía requerida para construir, mantener y operar la misma. Este parámetro representa un indicador indirecto del impacto ambiental, pues un sistema con una razón baja implica que se requiere mucha energía para mantenerlo y es posible que tenga más impacto que otro con una razón alta.

La Tabla 7-2 muestra referencias sobre las emisiones equivalentes de diferentes tecnologías y el parámetro de Razón de Recuperación Energética.

Tabla 7-2 Emisiones equivalentes y rentabilidad energética

Tipo de planta	Eficiencia	Emisiones (ton CO ₂ por GWh)		Razón de recuper. energética (RRE)
		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	

CC: ciclo combinado, IGCC: ciclo combinado con gasificación integrada, GNL: gas natural licuado
RRE: cantidad de energía que produce la planta entre la energía requerida para su construcción y operación durante todo el ciclo de vida de un proyecto
Fuentes:
a) Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action, IEA Hydropower Agreement, Volume II, May 2000
b) CO₂ Emissions Factor from IPCC publication, www.senter.nl, Holand

Es importante aclarar que las emisiones equivalentes dadas en la Tabla 7-2 toman en cuenta lo que se denomina el ciclo de vida de proyecto. Este concepto se puede definir como la evaluación de todos los pasos requeridos para obtener un producto. En el caso de la generación eléctrica se incluye la extracción, procesamiento, y transporte del combustible, la construcción de la planta, la producción propiamente de la electricidad y la disposición de desechos a lo largo de su vida útil y la desinstalación. Es por eso que aun proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos, presentan emisiones, aunque de un orden de magnitud menores que los que utilizan combustibles fósiles. Excepción de lo anterior es la producción de energía solar con celdas fotovoltaicas, que tiene factores altos, en algunos casos comparables a los producidos por la generación mediante combustibles fósiles.

Para la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero, el ICE ha establecido un método de cálculo²⁴ que se utiliza para los inventarios de emisiones del sector eléctrico, que sigue los procedimientos reconocidos por organismos

²⁴ Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Año 2012. CENPE. Marzo 2013.

internacionales. Los índices de este método y que se aplicaron al presente análisis son los mostrados en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3 Índice de emisiones por tecnología

Coefficientes de emisiones ton CO₂equiv/GWh	
Hidroeléctrica	17
Eólica	1
Geotérmica	90
Turbina Ciclo Abierto con diésel	600
Motor Media Velocidad con búnker	600
Ciclo Combinado con gas natural	350

7.10 Administración de la demanda

La administración de la demanda es el conjunto de mecanismos diseñados para lograr un uso racional de la energía, de tal manera que se logre el mismo bienestar y riqueza de la sociedad con cada vez menores cantidades de energía y de recursos económicos.

La administración de la demanda no es estrictamente un recurso energético, pero al lograr disminuir las demandas de generación, se le considera como una alternativa que sustituye otras fuentes energéticas.

El ICE, de acuerdo con su política interna, y con la política energética nacional, desarrolla proyectos de administración de la demanda.

Para el diseño del Plan de Expansión se supone que el efecto de los distintos programas de administración de la demanda está considerado implícitamente en las proyecciones de la demanda, y por lo tanto, no se hacen ajustes o reducciones de capacidad instalada por este concepto.

7.11 Ubicación geográfica de los proyectos

En el Anexo A4 se muestra la ubicación de algunas de las principales plantas y proyectos de generación.

8 PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES

El pronóstico de los precios de los combustibles²⁵ que utiliza el ICE en las decisiones de expansión se basa en estimaciones de la Energy Information Administration (EIA), del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Para hacer sus proyecciones, la EIA utiliza modelos que toman en cuenta factores económicos y políticos que han incidido o podrían incidir en el precio de los combustibles.

A partir de las proyecciones publicadas por la EIA, se construyen proyecciones para ser aplicadas al caso de Costa Rica. El pronóstico cubre el precio del diésel y del búnker, con y sin impuestos, así como del gas natural y el carbón.

La proyección de precios de los combustibles utilizados en el presente plan de expansión se basa en la estimación de precios contenida en el Annual Energy Outlook 2013 (AEO2013)²⁶, publicado en diciembre 2012, con una actualización del Short Term Energy Outlook de marzo del 2013.

La EIA, contrario a años anteriores, en diciembre del 2012 solo publicó el escenario medio de precios.

8.1 *Proyecciones del precio del crudo*

En la Figura 8-1 se presentan los precios para varios crudos de referencia. Las cifras fueron convertidas a dólares constantes del 2012, y se expresan en dólares por barril (USD/bbl).

²⁵ Proyección de precios de combustibles 2013-2040. CENPE. Agosto 2013

²⁶ Annual Energy Outlook 2013, Energy Information Administration, DOE, Diciembre 2012

PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO OUTLOOK2013				PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO BASE Short-Term Energy Outlook - march2013				
(2012USD/bbl)				(2012USD/bbl)				
	Brent Spot	West Texas Inter. Spot	Imported Crude Oil		Brent Spot	West Texas Inter. Spot	Imported Crude Oil	Refiner Aver. Acquis. Cost
2010	82.7	82.5	78.8	2010	83.7	83.6	80.0	80.8
2011	113.2	96.5	104.4	2011	113.6	96.8	104.7	103.9
2012	110.4	94.1	103.1	2012	111.7	94.1	101.1	101.0
2013	98.5	89.3	97.7	2013	106.4	90.3	95.2	95.0
2014	98.7	89.8	95.6	2014	96.6	88.4	93.2	92.9
2015	97.6	89.7	94.5					
2016	98.7	92.9	95.7					
2017	100.8	97.8	97.8					
2018	103.0	100.4	99.9					
2019	105.2	103.0	102.0					
2020	107.4	105.4	104.0					
2021	109.7	107.7	106.2					
2022	112.1	110.0	108.4					
2023	114.5	112.4	110.7					
2024	116.9	114.9	113.1					
2025	119.4	117.4	115.5					
2026	122.0	119.9	117.8					
2027	124.6	122.5	120.3					
2028	127.2	125.2	122.8					
2029	130.0	127.9	125.3					
2030	132.7	130.7	127.8					
2031	135.6	133.5	130.0					
2032	138.5	136.5	132.4					
2033	141.5	139.4	135.2					
2034	144.7	142.6	138.1					
2035	147.9	145.9	141.1					
2036	151.3	149.3	144.3					
2037	154.7	152.7	147.6					
2038	158.3	156.2	150.7					
2039	161.8	159.8	154.2					
2040	165.5	163.5	157.7					

Figura 8-1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base

8.2 Precio del diésel y el búnker

Los precios locales de los combustibles son regulados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). Estos precios cubren los costos de importación del crudo, del proceso industrial de producción de derivados, del almacenamiento y de la distribución.

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el período 2014-2040, se muestran en la Tabla 8-1 y Figura 8-2. La proyección se presenta en dólares por litro, con y sin impuestos a los combustibles.

Desde el año 2001, el impuesto a los combustibles es una suma fija que se ajusta únicamente por inflación. El precio con impuestos se calcula agregando un valor de

USD0.23/litro a la proyección de precios del diésel y USD0.04/litro a la proyección del búnker. Estos datos corresponden al impuesto de diciembre del 2012.

En el análisis del plan de expansión no se toma en consideración el impuesto a los combustibles.

Tabla 8-1 Proyección de precio de los combustibles

PRECIO SIN IMPUESTOS			Impuestos			PRECIO CON IMPUESTOS		
(2012USD/l)			(2012USD/l)			(2012USD/l)		
	Diesel	Bunker		Diesel	Bunker		Diesel	Bunker
2010	0.70	0.53	2010	0.23	0.04	2010	0.92	0.56
2011	0.87	0.66	2011	0.24	0.04	2011	1.10	0.70
2012	0.84	0.69	2012	0.25	0.04	2012	1.09	0.74
2013	0.89	0.68	2013	0.24	0.04	2013	1.14	0.72
2014	0.76	0.58	2014	0.24	0.04	2014	1.01	0.63
2015	0.76	0.58	2015	0.24	0.04	2015	1.01	0.62
2016	0.78	0.59	2016	0.24	0.04	2016	1.02	0.63
2017	0.79	0.60	2017	0.24	0.04	2017	1.04	0.64
2018	0.81	0.61	2018	0.24	0.04	2018	1.05	0.65
2019	0.82	0.62	2019	0.24	0.04	2019	1.07	0.66
2020	0.84	0.64	2020	0.24	0.04	2020	1.08	0.68
2021	0.85	0.65	2021	0.24	0.04	2021	1.10	0.69
2022	0.87	0.66	2022	0.24	0.04	2022	1.11	0.70
2023	0.88	0.67	2023	0.24	0.04	2023	1.13	0.71
2024	0.90	0.69	2024	0.24	0.04	2024	1.14	0.73
2025	0.92	0.70	2025	0.24	0.04	2025	1.16	0.74
2026	0.93	0.72	2026	0.24	0.04	2026	1.18	0.76
2027	0.95	0.74	2027	0.24	0.04	2027	1.19	0.78
2028	0.97	0.76	2028	0.24	0.04	2028	1.21	0.80
2029	0.98	0.77	2029	0.24	0.04	2029	1.23	0.81
2030	1.00	0.79	2030	0.24	0.04	2030	1.24	0.84
2031	1.01	0.80	2031	0.24	0.04	2031	1.26	0.84
2032	1.03	0.83	2032	0.24	0.04	2032	1.27	0.87
2033	1.05	0.84	2033	0.24	0.04	2033	1.29	0.88
2034	1.07	0.86	2034	0.24	0.04	2034	1.31	0.90
2035	1.09	0.88	2035	0.24	0.04	2035	1.33	0.92
2036	1.11	0.90	2036	0.24	0.04	2036	1.36	0.94
2037	1.13	0.92	2037	0.24	0.04	2037	1.38	0.96
2038	1.15	0.94	2038	0.24	0.04	2038	1.39	0.98
2039	1.17	0.96	2039	0.24	0.04	2039	1.42	1.00
2040	1.19	0.98	2040	0.24	0.04	2040	1.44	1.02

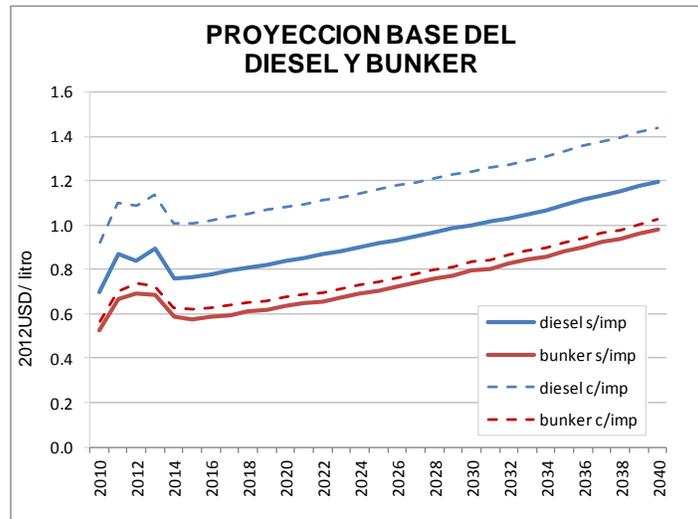


Figura 8-2 Proyección de precio de los combustibles

8.3 Carbón

Este energético no se utiliza en Costa Rica, a excepción de pequeñas cantidades que ocasionalmente importa la industria cementera²⁷.

Para el cálculo del precio se toma la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan los costos estimados por flete marítimo e internamiento. Los precios obtenidos se indican en la Tabla 8-2.

²⁷ En el 2011 se importaron 229 TJ de carbón mineral y 2 445 TJ de coque, un 1.6% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2011. DSE.

Tabla 8-2 Precios del carbón

PROYECCION DE PRECIOS DEL CARBON			
Escenario Medio			
	Precio Exportación USA		Precio Planta
	FAS (free alongside ship)		CENTROAMERICA
	USD/short ton	USD/ton	USD/ton
	2012USD	2012USD	2012USD
2010	125.12	137.9	158.0
2011	151.46	167.0	187.1
2012	145.95	160.9	181.0
2013	152.47	168.1	188.2
2014	154.00	169.8	189.9
2015	162.96	179.6	199.8
2016	165.58	182.5	202.7
2017	167.25	184.4	204.5
2018	169.39	186.7	206.9
2019	170.50	187.9	208.1
2020	171.67	189.2	209.4
2021	172.09	189.7	209.9
2022	173.14	190.8	211.0
2023	174.59	192.5	212.6
2024	175.35	193.3	213.5
2025	176.00	194.0	214.2
2026	176.34	194.4	214.6
2027	177.68	195.9	216.1
2028	178.35	196.6	216.8
2029	179.25	197.6	217.8
2030	180.86	199.4	219.6
2031	180.65	199.1	219.3
2032	180.59	199.1	219.3
2033	180.06	198.5	218.7
2034	180.12	198.5	218.7
2035	180.70	199.2	219.4
2036	179.35	197.7	217.9
2037	178.52	196.8	217.0
2038	177.74	195.9	216.1
2039	178.85	197.1	217.3
2040	179.12	197.4	217.6

8.4 Gas natural licuado

El gas natural licuado no tiene un mercado global tan desarrollado como el del petróleo y tiende a tener características propias en cada región.

Para obtener una referencia de precio para Costa Rica, se construyó una estimación a partir de las proyecciones de precio del Henry Hub, A este precio se le agregaron USD4/mmBTU por el proceso de licuefacción y USD3/mmBTU por transporte. A la cifra obtenida se le suma entre USD4/mmBTU y USD2/mmBTU para reflejar el premium que demandará un proveedor internacional para atender un mercado pequeño como el de Costa Rica.

El precio así obtenido, que se muestra en la Tabla 8-3, corresponde al gas en su fase líquida y entregado en el puerto de destino.

Tabla 8-3 Precio del GNL

ESTIMACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO PARA COSTA RICA							
2012USD/mmBTU							2012USD/m ³
	Henry Hub (1)	Licuefacción	Transporte	Subtotal	Premio (2)	PRECIO DES (3)	PRECIO DES
2010	4.62	4.00	3.00	11.62	4.00	15.62	0.54
2011	4.08	4.00	3.00	11.08	4.00	15.08	0.52
2012	2.75	4.00	3.00	9.75	4.00	13.75	0.47
2013	3.35	4.00	3.00	10.35	4.00	14.35	0.49
2014	3.48	4.00	3.00	10.48	4.00	14.48	0.50
2015	3.17	4.00	3.00	10.17	4.00	14.17	0.49
2016	3.63	4.00	3.00	10.63	4.00	14.63	0.50
2017	3.76	4.00	3.00	10.76	4.00	14.76	0.51
2018	4.03	4.00	3.00	11.03	4.00	15.03	0.52
2019	4.12	4.00	3.00	11.12	4.00	15.12	0.52
2020	4.21	4.00	3.00	11.21	4.00	15.21	0.52
2021	4.33	4.00	3.00	11.33	3.90	15.23	0.52
2022	4.55	4.00	3.00	11.55	3.80	15.35	0.53
2023	4.76	4.00	3.00	11.76	3.70	15.46	0.53
2024	4.87	4.00	3.00	11.87	3.60	15.47	0.53
2025	4.96	4.00	3.00	11.96	3.50	15.46	0.53
2026	5.11	4.00	3.00	12.11	3.40	15.51	0.53
2027	5.18	4.00	3.00	12.18	3.30	15.48	0.53
2028	5.31	4.00	3.00	12.31	3.20	15.51	0.53
2029	5.39	4.00	3.00	12.39	3.10	15.49	0.53
2030	5.49	4.00	3.00	12.49	3.00	15.49	0.53
2031	5.63	4.00	3.00	12.63	2.90	15.53	0.53
2032	5.73	4.00	3.00	12.73	2.80	15.53	0.53
2033	5.87	4.00	3.00	12.87	2.70	15.57	0.53
2034	6.14	4.00	3.00	13.14	2.60	15.74	0.54
2035	6.43	4.00	3.00	13.43	2.50	15.93	0.55
2036	6.81	4.00	3.00	13.81	2.40	16.21	0.56
2037	7.16	4.00	3.00	14.16	2.30	16.46	0.57
2038	7.55	4.00	3.00	14.55	2.20	16.75	0.57
2039	7.72	4.00	3.00	14.72	2.10	16.82	0.58
2040	7.97	4.00	3.00	14.97	2.00	16.97	0.58

(1) Henry Hub ajustado con Short Term de marzo2013.
(2) Refleja el costo de hacer atractiva para los proveedores una demanda pequeña, estacional y variable año a año.
(3) DES (Delivered ex Ship) (Entregadas en Frontera): la mercadería es puesta por el exportador a disposición del importador a bordo del buque, en el puerto de destino convenido, sin llegar a despacharla en aduana para la importación. El exportador asume los costes y riesgos de transportar la mercadería hasta el puerto de destino, pero no de la descarga ni de trámites de importación.

8.4.1 Modelado de la cadena de suministro del GNL

El suministro de gas natural licuado tiene características diferentes al suministro de los combustibles líquidos normalmente utilizados en el país.

El mercado del GNL todavía está dominado por contratos de largo plazo, que cubren gran parte de la cadena de suministro, desde la regasificación, el transporte, la licuefacción y

algunas veces hasta la extracción del gas. Las transacciones ocasionales están creciendo en importancia, pero siguen siendo de poco volumen.

La economía de escala de la terminal y el volumen de compra también son importantes para obtener costos competitivos. Grandes costos fijos, como eventuales muelles metaneros y los tanques de almacenamiento, afectan negativamente la economía de terminales pequeñas. Por otra parte, el transporte marítimo favorece embarques grandes. La flota de buques metaneros actualmente en operación refleja esta predilección por cargamentos grandes.

Estas características hacen que gran parte de los costos sean fijos o se pacten como fijos en los contratos de suministro, recurriendo a cláusulas tipo *take-or-pay* o directamente a precios binómicos con una componente fija y otra variable.

Por lo tanto, la estimación de precios del GNL de la sección anterior ha de entenderse referida a una condición normal para este tipo de suministro: volúmenes grandes y uniformemente distribuidos en el año. Consumos pequeños tenderán a mostrar un precio unitario cada vez mayor, conforme las partes fijas tomen más preponderancia al calcular el costo.

Por otro lado, la primera etapa del GNL posiblemente deba cargar con costos indivisibles de inversiones que servirán para posteriores desarrollos, como puertos y tanques de almacenamiento.

Desafortunadamente no hay suficiente información de mercado para detallar este comportamiento. No obstante, con el propósito de introducir estas consideraciones conceptuales en el modelado del gas, se hizo una serie de supuestos, basados en criterios generales y en la escasa información disponible, para separar los costos fijos de los variables en cada una de las etapas de desarrollo del GNL.

Los principales supuestos introducidos para modelar esta separación de costos fueron:

Inversiones en la terminal regasificadora

- Se supuso que para alimentar un ciclo combinado de 600 MW se requiere una inversión en la terminal regasificadora de USD600 millones (lo que equivale a USD1000/kW_{instalado ciclo combinado}). Con esa inversión, se supuso además que ampliaciones posteriores de la terminal podrían alimentar nuevos ciclos con inversiones unitarias de USD300/kW_{instalado ciclo combinado}.
- A la primera fase de la terminal para alimentar un ciclo de 300 MW, se le cargó un costo de inversión de USD480 millones (USD1400/kW_{instalado ciclo combinado}), para tomar en cuenta la inversión no escalable de obras portuarias y almacenamiento.
- A la segunda fase de la terminal, para alimentar otro ciclo de 300 MW, se le asignó un costo de USD180 millones (USD600/kW_{instalado ciclo combinado}).
- Ampliaciones posteriores de la terminal se suponen con un costo unitario de USD300/kW_{instalado ciclo combinado}.

Costos fijos en la cadena de suministro del GNL

- Se supuso que el precio unitario del GNL presentado en la sección anterior corresponde a un contrato de suministro para una central a ciclo combinado de 300 MW funcionando con un factor de planta del 50%, con una demanda de 215 000 toneladas por año (tpa).

- Para estimar la parte fija del suministro de combustible se supuso que para este volumen el 70% de los costos de licuefacción y de transporte son fijos.
- El premio o sobreprecio estimado para compensar por contratos de relativo bajo volumen, se estimó fijo pero decreciente en el tiempo.

El costo variable del suministro de combustible resultante de aplicar esta serie de supuestos es el mostrado en la Tabla 8-4.

Tabla 8-4 Cargos variables del suministro de combustible

Costo variable del combustible licuado Entregado en puerto (DES)		
Año	USD/mmBTU	USD/m3
2010	8.72	0.299
2011	8.18	0.281
2012	6.85	0.235
2013	7.45	0.256
2014	7.58	0.260
2015	7.27	0.250
2016	7.73	0.265
2017	7.86	0.270
2018	8.13	0.279
2019	8.22	0.282
2020	8.31	0.285
2021	8.33	0.286
2022	8.45	0.290
2023	8.56	0.294
2024	8.57	0.294
2025	8.56	0.294
2026	8.61	0.295
2027	8.58	0.295
2028	8.61	0.296
2029	8.59	0.295
2030	8.59	0.295
2031	8.63	0.296
2032	8.63	0.296
2033	8.67	0.298
2034	8.84	0.304
2035	9.03	0.310

La parte fija del suministro, así como el costo de inversión de la terminal de regasificación, se agregó al costo de inversión de los ciclos combinados, como se muestra en la Tabla 8-5.

Tabla 8-5 Cargos fijos de inversión y suministro de combustible

	Potencia MW	Inversión		Suministro Combustible USD/kW	Unitario Total USD/kW	Costo Overnight millUSD
		Ciclo Comb USD/kW	Regasificación USD/kW			
Ciclo Combinado 1	300	1 500	1 400	1 694	4 594	1 378
Ciclo Combinado 2	300	1 500	600	1 694	3 794	1 138
Ciclo Combinado 3	300	1 500	300	1 694	3 494	1 048
Ciclo Combinado 4	300	1 500	300	1 694	3 494	1 048

Como se explica en secciones posteriores, el primer ciclo combinado con GNL se construye cerrando el ciclo de vapor de las turbinas previamente instaladas en el 2021 y 2022.

8.5 Resumen de las proyecciones

En la Tabla 8-6 y la Figura 8-3 se presenta un resumen de las proyecciones de precios, por unidad de volumen o de peso y por unidad de energía calórica. Estos precios no incluyen los impuestos a los combustibles. Se expresan en dólares norteamericanos constantes del 2012.

Tabla 8-6 Proyección de precio de los combustibles

PROYECCION DE PRECIOS											
PROYECCION BASE SIN IMPUESTOS											
Dólares constantes dic.2012											
	CRUDO-WTI	CRUDO-BRENT	diesel	bunker	GNL	carbón	diesel	bunker	GNL	carbón	
	\$/bbl	\$/bbl	\$/lt	\$/lt	\$/m3	\$/ton	\$/mmBTU	\$/mmBTU	\$/mmBTU	\$/mmBTU	
2010	82	83	0.697	0.526	0.536	158	20.2	14.1	15.6	7.1	
2011	97	113	0.866	0.664	0.518	187	25.1	17.8	15.1	8.5	
2012	94	110	0.841	0.694	0.472	181	24.3	18.6	13.8	8.2	
2013	89	98	0.893	0.683	0.492	188	25.8	18.3	14.3	8.5	
2014	90	99	0.762	0.585	0.497	190	22.0	15.7	14.5	8.6	
2015	90	98	0.762	0.578	0.487	200	22.0	15.5	14.2	9.0	
2016	93	99	0.777	0.588	0.502	203	22.5	15.7	14.6	9.2	
2017	98	101	0.794	0.596	0.507	205	23.0	16.0	14.8	9.3	
2018	100	103	0.808	0.611	0.516	207	23.4	16.4	15.0	9.4	
2019	103	105	0.823	0.619	0.519	208	23.8	16.6	15.1	9.4	
2020	105	107	0.837	0.636	0.522	209	24.2	17.0	15.2	9.5	
2021	108	110	0.852	0.646	0.523	210	24.6	17.3	15.2	9.5	
2022	110	112	0.867	0.656	0.527	211	25.1	17.6	15.4	9.5	
2023	112	114	0.884	0.672	0.531	213	25.6	18.0	15.5	9.6	
2024	115	117	0.900	0.689	0.531	213	26.0	18.4	15.5	9.7	
2025	117	119	0.917	0.702	0.531	214	26.5	18.8	15.5	9.7	
2026	120	122	0.933	0.720	0.532	215	27.0	19.3	15.5	9.7	
2027	123	125	0.950	0.738	0.531	216	27.5	19.8	15.5	9.8	
2028	125	127	0.966	0.757	0.532	217	27.9	20.3	15.5	9.8	
2029	128	130	0.983	0.773	0.532	218	28.4	20.7	15.5	9.9	
2030	131	133	0.999	0.795	0.532	220	28.9	21.3	15.5	9.9	
2031	134	136	1.015	0.804	0.533	219	29.3	21.5	15.5	9.9	
2032	136	138	1.030	0.826	0.533	219	29.8	22.1	15.5	9.9	
2033	139	141	1.048	0.842	0.535	219	30.3	22.6	15.6	9.9	
2034	143	145	1.068	0.857	0.540	219	30.9	23.0	15.7	9.9	
2035	146	148	1.090	0.882	0.547	219	31.5	23.6	15.9	9.9	
2036	149	151	1.113	0.901	0.556	218	32.2	24.1	16.2	9.9	
2037	153	155	1.135	0.923	0.565	217	32.8	24.7	16.5	9.8	
2038	156	158	1.151	0.937	0.575	216	33.3	25.1	16.8	9.8	
2039	160	162	1.173	0.963	0.577	217	33.9	25.8	16.8	9.8	
2040	163	166	1.194	0.983	0.582	218	34.5	26.3	17.0	9.8	

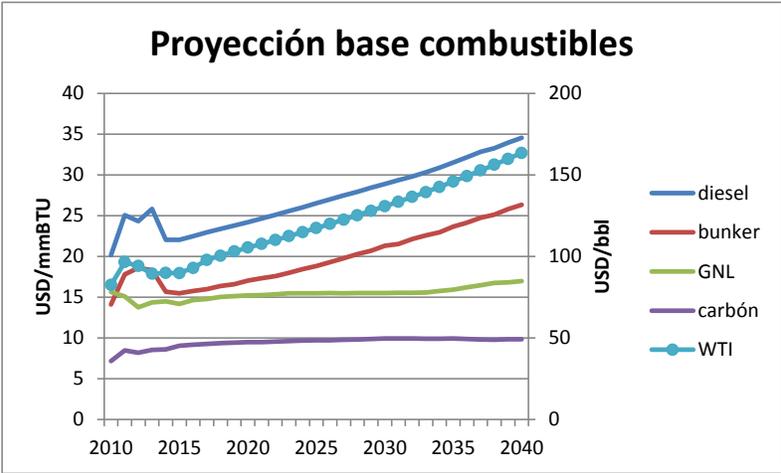


Figura 8-3 Precios de combustibles sin impuestos

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN

9.1 Política energética

Los planes de expansión del ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los planes nacionales de desarrollo y de energía. No obstante, también se calculan planes no conformes con la política, con el propósito de explorar otras alternativas que requerirían cambios de política.

9.2 Horizonte de planeamiento

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) cubre el horizonte de planeamiento 2014–2035, dentro del cual se pueden diferenciar cualitativamente tres períodos:

- Período de obras en construcción: abarca hasta el 2017, con la entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón y varias plantas menores de generación privada. En estos años gran parte de las decisiones de expansión ya han sido tomadas y los proyectos se encuentran en construcción o financiamiento. El propósito del PEG en estos años es verificar la validez de las premisas y comprobar que se satisface la demanda, o bien señalar la necesidad de incorporar generación adicional.
- Período intermedio: cubre desde el 2018 hasta el 2025. Es en este período que se busca la mejor secuencia de proyectos, y de sus resultados se deriva el programa de actividades y las acciones de implementación que deben llevarse a cabo en los años inmediatos.
- Período de referencia: abarca del 2025 hasta el 2035 y se utiliza como referencia para evaluar las necesidades de inversión y de preparación de proyectos a futuro.

9.3 Entorno centroamericano

Con la entrada de la línea del proyecto SIEPAC y el reglamento que regula el Mercado Eléctrico Regional, las posibilidades de intercambio entre los países del área crecerán significativamente. Sin embargo, no será sino con la madurez del Mercado Eléctrico Regional, que los países podrán depender en forma segura de contratos en la región para atender sus demandas locales o para viabilizar proyectos regionales.

El Plan de Expansión de Generación (PEG) se refiere al sistema costarricense aislado, lo cual significa que las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista, sin depender de los países vecinos y sin hacer inversiones adicionales para exportar energía. Esta condición de diseño se mantendrá hasta que la madurez del mercado permita planear la expansión en forma integrada regionalmente.

No obstante lo anterior, gracias a que la operación del mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y la construcción de la línea SIEPAC ya permite

intercambios mucho más confiables, la operación del sistema debe hacerse para aprovechar las oportunidades de compra y venta de electricidad que favorezcan a los consumidores nacionales.

9.4 Criterio ambiental

Los criterios ambientales globales están contenidos en las políticas energéticas que brindan los lineamientos del Plan de Expansión.

Desde una perspectiva de impactos de cada proyecto, se procura seleccionar alternativas ambientalmente viables. En principio, si cada uno de los proyectos considerados en los planes de expansión ha sido evaluado ambientalmente, y en sus costos y beneficios se han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales, la evaluación de las opciones resultaría neutra desde un punto de vista ambiental.

Por lo anterior, se hace el esfuerzo para que los proyectos considerados cuenten con sus evaluaciones ambientales, aunque en la etapa intermedia o de referencia, algunos proyectos no tienen estudios ambientales detallados. En esos casos, en los presupuestos de los proyectos se deben incluir porcentajes razonables para cubrir las medidas de mitigación ambiental.

9.5 Criterio de confiabilidad

En sistemas predominantemente hidroeléctricos, como el de Costa Rica, es necesario utilizar un criterio de confiabilidad, asociado con las probabilidades de ocurrencia de eventos hidrológicos secos. En estos sistemas las situaciones críticas usualmente se asocian con la escasez de agua en la época seca. Los sistemas están limitados por fallas o faltantes de energía y no necesariamente de potencia.

La capacidad para satisfacer la demanda es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad de agua suficiente en las plantas hidroeléctricas. Dado que la aportación de caudales se considera una variable estocástica, la satisfacción de la demanda también lo es y se le debe tratar probabilísticamente.

El criterio de confiabilidad sustituye al criterio de “margen de reserva” que normalmente se usa en los sistemas térmicos.

El criterio de confiabilidad sirve para aceptar o rechazar los posibles planes de expansión, con base en la cuantificación de la probabilidad de satisfacer la demanda ante la variabilidad de los escenarios hidrológicos.

El criterio utilizado incluye tres aspectos que se deben comprobar para cada uno de los meses del período analizado:

1. En el 95% de las series hidrológicas el déficit mensual de energía no debe exceder el 2% de la demanda de dicho mes.
2. El valor esperado de déficit en el 5% de las series más secas no debe exceder el 5% de la demanda de dicho mes.
3. No más del 10% de las series deben presentar déficit de cualquier tipo.

La Figura 9-1 ayuda a comprender mejor estos criterios. En esta figura se han graficado los límites que impone cada criterio y se muestra la región de aceptación y de rechazo del plan. Se observa que los criterios procuran balancear la magnitud del déficit con su probabilidad de ocurrencia: a mayor probabilidad, menor tolerancia en la magnitud del déficit.

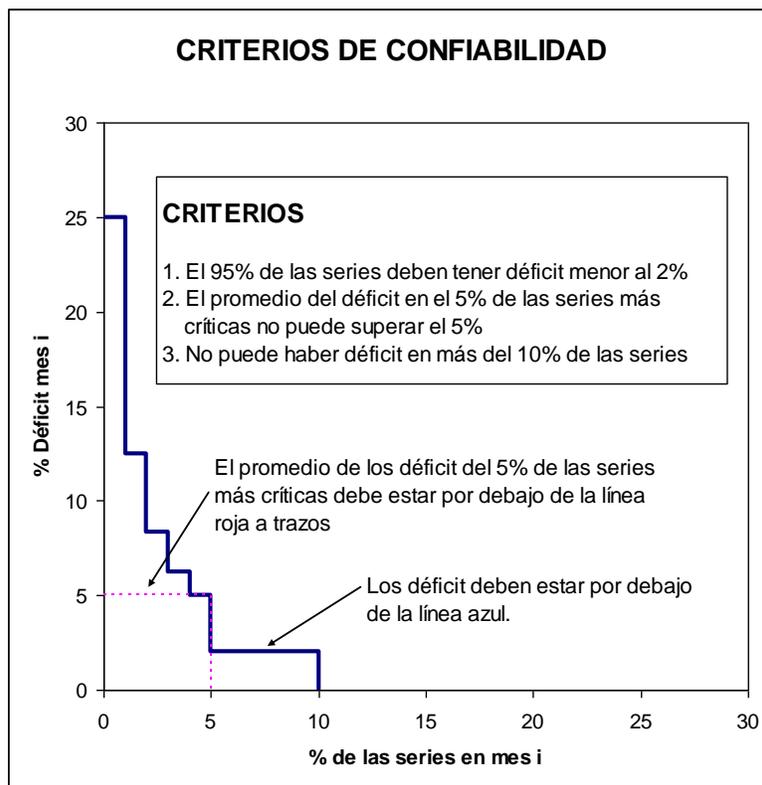


Figura 9-1 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad

Para que un plan sea aceptable, los déficit de cada uno de los meses analizados deben caer dentro de la zona de aceptación. Sólo se consideran en el estudio planes que satisfacen los criterios de confiabilidad.

9.6 Criterio de óptimo económico

Se define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, en particular los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total para la economía del país.

Establecida una proyección de la demanda, el plan óptimo minimiza el costo total de inversión y operación necesario para satisfacer esa demanda. Se incluye dentro de la función a minimizar el costo de falla, que valora el costo que representa para la sociedad el no servir completamente la energía demandada.

9.7 Otros parámetros económicos

9.7.1 Evaluación social de los planes

La evaluación de los planes de expansión se hace en términos económicos para la sociedad costarricense. Por la misma razón, tanto los proyectos del ICE como de las demás empresas eléctricas y generadores privados son tratados en forma similar, sin distinción por la propiedad o por la fuente de financiamiento. Tampoco se incluyen los impuestos en el costo del combustible.

9.7.2 Costos constantes en el tiempo

La evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2012. Se parte del supuesto que los costos y beneficios de cada uno de los componentes del plan no variará substancialmente con respecto a los demás componentes durante el período de análisis, a excepción de los combustibles, para los cuales se utiliza una proyección de precios.

9.7.3 Tasa social de descuento

Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo.

9.7.4 Costo de racionamiento

Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utilizó un costo de racionamiento de USD800/kWh para fallas menores al 2% de la demanda y USD2 000/kWh para fallas mayores. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer un kWh de demanda. Este dato es de mucha importancia pues influye en la cantidad de instalación requerida para evitar el racionamiento, y también en la magnitud de los costos marginales de corto plazo esperados.

9.8 Herramientas de análisis

Para generar los planes de expansión se utilizaron los modelos computacionales OPTGEN versión 7.0.6 beta, y SDDP versión 12.0.5. Ambos programas son elaborados y mantenidos por Power Systems Research²⁸.

El OPTGEN es un modelo integrado, formulado como un problema de gran escala de optimización mixta entera-lineal. Se utiliza para determinar planes de expansión de mínimo costo. Las inversiones se optimizan en conjunto con los costos operativos, para lo cual la operación se simula con detalle utilizando el modelo SDDP. Ambos modelos están integrados y comparten la misma base de datos.

El SDDP utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción

²⁸ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

que no se utiliza en el presente caso). Está especialmente formulado para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses.

El SDDP se compone de dos módulos principales:

- **Módulo Hidrológico:** Determina los parámetros de un modelo estocástico de caudales, que genera series sintéticas que se utilizan para generar políticas óptimas de uso de embalses. Optativamente, también puede generar series sintéticas para la fase de simulación.
- **Módulo de Planificación Operativa:** Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias hidrológicas futuras y las restricciones en la red de transmisión; y simula la operación del sistema a lo largo del período de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas, para lo cual calcula un despacho óptimo mensual. Como resultado se obtienen índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y la operación óptima.

La obtención de los planes de mínimo costo se realiza de una forma iterativa de la siguiente manera:

1. Se completa la base de datos de los modelos y se incluyen todas las restricciones de cada caso
2. Con el OPTGEN se generan varios juegos de planes para conocer posibles alternativas
3. Se escoge uno de estos planes como plan base inicial
4. Se simula con mayor detalle el sistema utilizando el modelo SDDP, verificando que cumpla con los criterios de confiabilidad, lo cual puede requerir ajustes a las fechas de entrada de los proyectos
5. Se calcula, fuera del modelo, el costo total del plan de obras, incluyendo los costos operativos y de falla obtenidos en la simulación del SDDP, más los costos de inversión
6. Se prueba un nuevo plan, y se vuelve al punto 4
7. Se continúa iterando hasta lograr el plan de mínimo costo

9.8.1 Etapa de tiempo

La etapa de tiempo simulada en el SDDP es mensual. Se aprovecha el comportamiento cíclico semanal de la demanda para representar el mes con cinco bloques de demanda. El porcentaje de la duración de los bloques es 2.60%, 14.80%, 30.55%, 29.45% y 22.60%.

Los primeros dos bloques se asocian con el período tarifario de punta, los bloques 3 y 4 con la media-punta y el último bloque con la demanda de fuera de punta.

9.9 Cambio climático y vulnerabilidad

Hay evidencias claras que la actividad humana, en particular por su dependencia de la energía extraída de los combustibles fósiles, está acelerando cambios en la composición de los gases de la atmósfera, incrementando la concentración de CO₂ y de otros gases que provocan un efecto invernadero.

Este factor tiene consecuencias globales que están afectando el clima planetario. La determinación de la magnitud del impacto y de la velocidad de su desarrollo es asunto todavía en discusión, pero hay un acuerdo generalizado que es un problema que debe ser atendido adecuadamente.

Un cambio climático afectará la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Como estas afectaciones pueden ser negativas, el efecto de un cambio climático hace vulnerable un sistema basado en recursos renovables como el costarricense.

Sin embargo, como a la fecha no hay un consenso sobre la magnitud de los efectos ni sobre su escala de tiempo, todavía no es posible cuantificar el grado de vulnerabilidad a la que está expuesto el sistema de generación, ni determinar las medidas razonables para reducir la exposición a estos cambios. No obstante, todo parece indicar que para el horizonte de tiempo del plan de expansión, el cambio en las variaciones climáticas será modesto, y por lo tanto, resulta aceptable modelar los fenómenos hidrometeorológicos como procesos cicloestacionarios, sin que exista fundamento científico para sospechar que este supuesto pueda inducir a grandes sobrevaloraciones o subvaloraciones.

Las 47 series hidrológicas que se utilizan para modelar el comportamiento hidroeléctrico, contienen un historial amplio de variación climática, que engloba incluso cualquier cambio climático ocurrido en los últimos 50 años.

Conforme se cuantifique mejor el cambio climático, las sucesivas revisiones del PEG tendrán que ir incorporando en su análisis este efecto.

En el presente PEG se supone que los efectos del cambio climático que puedan ocurrir en las próximas dos décadas están dentro de la variabilidad climática ya contenida en la modelación del sistema.

(continuación)

Características de las plantas generadoras del Sistema Eléctrico (Dic 2012)									
Nombre	Inicio Opera	Potencia Efectiva (MW)	Generación prom (GWh)	Embalse Util (hm3)	Producción específica (kWh/litro)	Tipo Combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos (\$/kW-año)	%Pot Instalada
3. PLANTAS GEOTERMICAS									
Boca de Pozo 1	1994	5	29				10%	144.5	0%
Miravalles 1	1994	55	423				10%	144.5	2%
Miravalles 2	1998	55	374				10%	144.5	2%
Miravalles 3	2000	26	215				10%	144.5	1%
Miravalles 5	2003	18	113				10%	144.5	1%
Pailas	2011	36	302				10%	144.5	1%
Subtotal		195							7%
4. PLANTAS EOLICAS									
Aeroenergía	1998	6	26				-	171.9	0%
Guanacaste	2009	50	169				-	171.9	2%
Los Santos	2011	13	39				-	171.9	0%
Valle Central	2012	15	38				-	171.9	1%
Tejona	2002	20	72				-	171.9	1%
Tierras Morenas	1999	20	62				-	171.9	1%
Tilarán	1996	20	76				-	171.9	1%
Subtotal		144							5%
5. PLANTAS BIOMASA									
El Viejo	1991	18	72			bagazo	-	42.7	1%
Río Azul	2004	0	0			DSM	-	42.7	0%
Taboga	1998	19	71			bagazo	-	42.7	1%
Subtotal		37							1%
6. PLANTAS SOLAR									
Miravalles Solar	2012	1	1				-	30.0	0%
Subtotal		1							0%
TOTAL SEN		2 682							100%
OBSERVACIONES									
a. Precios en USD a diciembre 2012									
b. Costos de O&M basados en "Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento" Se suponen los mismos costos para plantas no ICE Plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico									
c. Potencias efectivas tomadas del SIGEST. La potencia efectiva es la suma de las potencias efectivas de cada unidad En el caso del parque térmico la potencia efectiva considera la degradación permanente									
d. Potencia efectiva de plantas privadas corresponde a la potencia contratada									

En el modelo de simulación SDDP las plantas geográficamente cercanas y de características similares de producción se agruparon, lo mismo que las plantas menores. Los grupos formados y las plantas que los integran se pueden consultar en el Anexo A5.

10.1.1 Retiro y modernización

La modernización y rehabilitación se ejecuta para restablecer, adecuar o mejorar las características de operación y seguridad de equipos o centrales completas de generación. Cuando la rehabilitación no es viable, se retira el equipo o la central obsoleta.

Conforme envejece, la necesidad de modernización y rehabilitación del parque generador aumenta. La tercera parte de la capacidad instalada del país tiene más de 30 años de operación. La situación general de años de servicio de la capacidad instalada, separada por fuente energética, se muestra en la Figura 10-1.

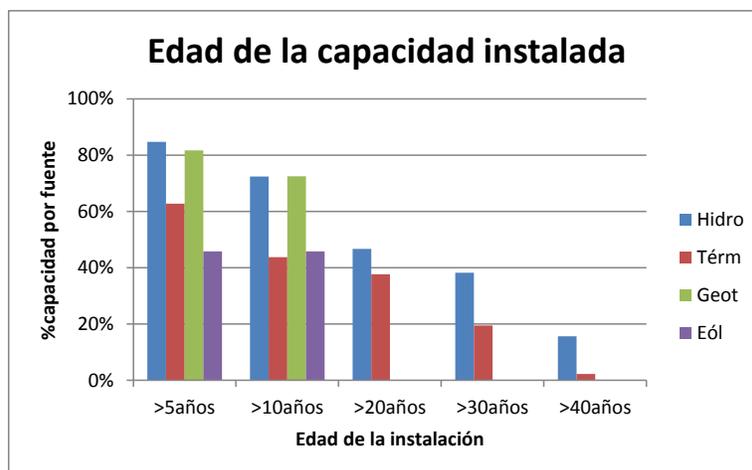


Figura 10-1 Edad de la capacidad instalada

En el presente plan se modelaron las siguientes modernizaciones y retiros, programados en el corto plazo:

- Colima se modeló retirada desde el 2013
- Moín 1 (pistón): se modeló retirada en el 2017
- Río Macho: modernización en el 2014-2015
- Cachí: la planta se amplía y moderniza en el 2014
- La Joya: ampliación con La Perla²⁹ en el 2016

Las modernizaciones y retiros del mediano y largo plazo no son modeladas en el plan de expansión. Sin embargo, es de observar que por el envejecimiento del parque generador, cada vez se requerirá dedicar más recursos a estas tareas.

El mantenimiento normal del parque generador se modela estadísticamente utilizando una indisponibilidad parcial en todas las unidades generadoras. Sin embargo, los mantenimientos mayores programados en el 2014 fueron modelados para los casos de:

- Garita
- Ventanas-Garita
- Angostura
- Peñas Blancas
- Sandillal

10.2 Hidrología

Para representar la hidrología se utilizó una serie de 47 años de caudales mensuales, correspondiente al registro histórico del período 1965-2011.

A cada planta o proyecto se le asignó una estación hidrológica. Las plantas pequeñas fueron agrupadas y representadas por una planta equivalente. A cada una de estas plantas equivalentes se le asignó un registro hidrológico de acuerdo a su ubicación

²⁹ En el presente documento el proyecto La Perla se denomina también La Joya 2

geográfica. La correspondencia entre plantas hidroeléctricas y las estaciones con datos fluviométricos se indica en el Anexo A6.

Una forma de visualizar la variabilidad hidrológica es recurrir al concepto de “hidraulicidad”. Aquí se define la hidraulicidad como la capacidad potencial de generación, dado un conjunto de plantas hidroeléctricas, en función de los caudales afluentes en los ríos y sin cambiar el almacenamiento de los embalses.

La hidraulicidad es útil únicamente para ilustrar de una forma simple y gráfica la variabilidad hidrológica. No se utiliza en los modelos o los cálculos de planificación.

La Figura 10-2 muestra la hidraulicidad del conjunto de plantas hidroeléctricas del país³⁰. El promedio mensual es alrededor de 600 GWh, pero con una fuerte variación estacional, que disminuye a valores mínimos en los meses de febrero a abril. El promedio de abril es 300 GWh, pero en meses críticos puede bajar a menos de 200 GWh.

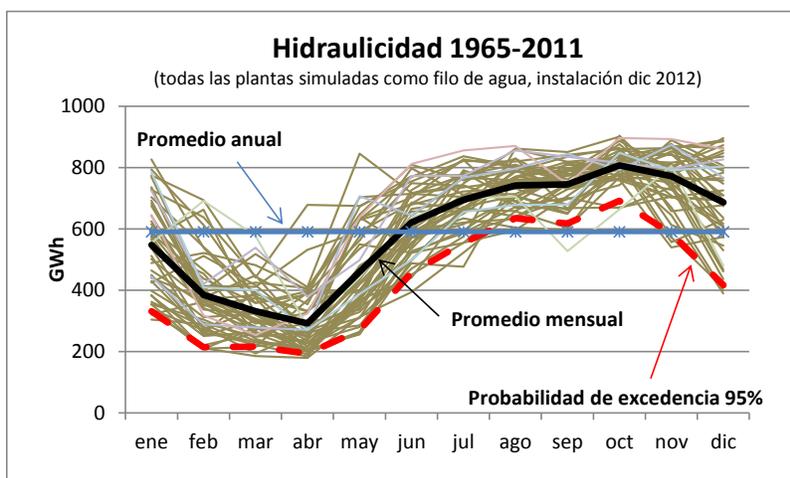


Figura 10-2 Capacidad potencial de generación del parque hidroeléctrico

10.3 Viento

Para representar el comportamiento de la energía eólica se utilizan los datos de generación de las plantas existentes. El recurso eólico de todo el país se modela³¹ a partir del registro histórico de generación de las plantas existentes.

La planta Tilarán³², de 20 MW, ha operado en forma ininterrumpida desde junio de 1996, lo que permite un registro de 16 años calendario completos, de 1997 al 2012. La planta Tierras Morenas aporta 13 años completos, del 2002 al 2012, Guanacaste tiene tres años de operación y Los Santos operó todo el 2012. Esto permite obtener 33 series mensuales del factor de planta. Aunque el registro no es homogéneo, es valioso para representar la variabilidad de la producción del parque eólico del país.

³⁰ Con 47 series hidrológicas del período 1965-2011 y la capacidad instalada a diciembre del 2012. Todas las plantas fueron simuladas sin embalse.

³¹ Las plantas eólicas se modelan en el SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

³² La planta Tilarán también es conocida como PESA.

En la Figura 10-3 se muestran los factores de planta mensuales obtenidos del registro de estas cuatro plantas tomadas de referencia.

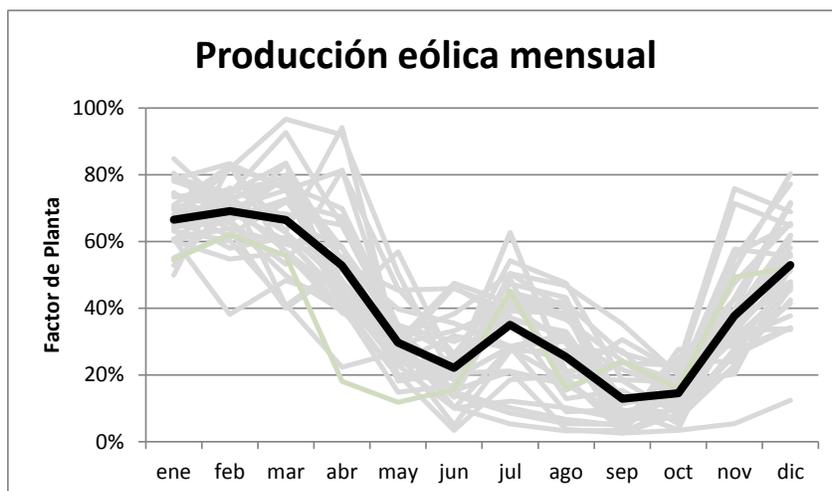


Figura 10-3 Factores de planta de producción eólica

Al igual que la hidroelectricidad, el viento exhibe un patrón estacional con grandes variaciones de un año a otro. Sin embargo, los meses de diciembre a abril tienen en promedio un factor de planta mensual superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 40%). Este comportamiento es favorable para compensar el período seco de la producción hidroeléctrica.

10.4 Proyectos fijos

La Tabla 10-2 muestra los proyectos que se consideran como fijos en el Plan de Expansión, junto con la fecha de entrada prevista. La decisión de ejecutar estos proyectos ya ha sido tomada. Algunos todavía no están en construcción, pero se encuentran en financiamiento o en etapa de contratación.

La adición de potencia de los proyectos fijos es de 897 MW, para ser instalados entre el 2013 y 2017. De esta cantidad, 677 MW son hidroeléctricos y 220 MW son eólicos.

Esta lista es conservadora y no incluye todos los proyectos que están impulsando las empresas distribuidoras, solamente aquellos que están en construcción. Es probable que algunos proyectos no incluidos aquí por estar actualmente en preinversión sean construidos en el mediano plazo. También puede ocurrir que alguno de los proyectos fijos no logre materializarse o que sufra serios atrasos. Por ejemplo, la contratación de capacidad hidroeléctrica a través de esquemas BOT de la Ley No.7200, podría atrasarse o reducirse por consideraciones ambientales, como sucedió en una contratación anterior.

Tabla 10-2 Proyectos fijos en el plan de expansión

Proyecto	Fuente	Pot MW	Entrada (o salida)	Desarrollador
Tacares	Hidro	7	jul-13	ESPH
Balsa Inferior	Hidro	38	dic-13	CNFL
Cachí	Hidro	-105	jul-14	ICE
Cachí 2	Hidro	158	nov-14	ICE
Chucás	Hidro	50	ene-15	Generador Independiente
Torito	Hidro	50	feb-15	Generador Independiente
Anonos	Hidro	4	mar-15	CNFL
Río Macho	Hidro	-120	mar-15	ICE
Río Macho2	Hidro	140	mar-15	ICE
Chiripa	Eólic	50	jul-15	Generador Independiente
Capulín	Hidro	49	ene-16	Generador Independiente
La Joya	Hidro	-50	ene-16	Generador Independiente
La Joya 2	Hidro	64	ene-16	Generador Independiente
Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	ene-16	Generador Independiente
Orosí	Eólic	50	ene-16	Generador Independiente
Reventazón	Hidro	292	may-16	ICE
Reventazón Minicentral	Hidro	14	oct-16	ICE
Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	ene-17	Generador Independiente
Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	ene-17	Generador Independiente
Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	ene-17	Generador Independiente
Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	ene-17	Generador Independiente
	Adición neta MW:			
	Hidro	677		
	Eólic	220		
	Total	897		

10.5 Tecnologías candidatas para el Plan de Expansión

10.5.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

Los recursos renovables que se modelan son la hidroelectricidad, la geotermia y el viento. Además de los proyectos fijos, se consideran proyectos candidatos de estas tecnologías.

El proyecto candidato más importante es Diquís, disponible a partir del 2023. Otros candidatos renovables son Pailas 2, Borinquen 1 y 2, Brujo 2 y RC500. Además de estos, se incluyen otros proyectos genéricos, para tomar en cuenta los posibles desarrollos que todavía no están identificados por el ICE, o que forman parte del potencial que eventualmente desarrollarán las empresas distribuidoras o los generadores independientes.

A diferencia de años anteriores, en la presente revisión del plan se excluyó la consideración de los proyectos hidroeléctricos Pacuare, Savegre y Ayil, a pesar de constituir el conjunto de proyectos más interesantes por su capacidad de embalse. La decisión se tomó por carecer de información reciente sobre sus costos. En el caso de Pacuare el estudio de factibilidad no ha sido actualizado en muchos años, y en el caso de Savegre y Ayil el estudio de factibilidad no ha sido completado. En futuras revisiones del plan se volverán a incorporar estos proyectos, conforme la nueva información esté disponible.

Existen varios proyectos de energía solar, biomasa y generación con desechos sólidos que serán incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su participación

será marginal y los modelos en uso todavía no modelan en detalle estas fuentes, se prefirió no incluir estos proyectos, haciendo la salvedad que parte de los requerimientos hidro y eólicos señalados por las simulaciones, podrían ser llenados usando estos nuevos recursos.

Aunque a futuro se espera contar con un potencial interesante de otras fuentes no convencionales, los costos y barreras tecnológicas actuales limitan la consideración de participación significativa de otras opciones.

10.5.2 Tecnologías que consumen derivados de petróleo

Como alternativas térmicas usando derivados del petróleo se consideran motores de combustión interna con búnker y turbinas de gas (también llamadas turbinas de combustión), en ciclo simple o combinado, alimentadas con diésel.

10.5.3 Otros combustibles fósiles

Con relación a la disponibilidad de nuevos combustibles fósiles, existen algunos que pueden representar opciones importantes en el desarrollo de proyectos de generación: el gas natural y el carbón.

Estos combustibles requieren volúmenes importantes de consumo para obtener economías de escala significativas. El gas requiere gasoductos que conecten la producción con el consumo o plantas regasificadoras con tanques criogénicos para importar gas licuado vía marítima. El carbón se beneficia si tiene infraestructura de puertos, patios y ferrocarriles para la importación, manejo y transporte.

En el presente estudio se analiza la opción del carbón únicamente para efectos comparativos. Se debe notar que la utilización de este combustible no es compatible con la política energética nacional.

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo, y está siendo objeto de detallados estudios. En el presente análisis de expansión se incluyeron escenarios de gas natural.

10.5.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan

Como ya se indicó, por simplicidad en el plan solo se valoraron tres fuentes renovables de costo y características bien conocidas: hidro, geotermia y viento.

Esta simplificación se hace por razones prácticas y no implica que se estén descartando posibles fuentes que estarán disponibles en el futuro. Es muy probable que en el mediano plazo aparezcan nuevos proyectos candidatos basados en fuentes renovables no convencionales o en tecnologías limpias de carbón o gas, dado que el gran interés mundial en estas fuentes está impulsando rápidamente su desarrollo tecnológico. Estas nuevas opciones serán integradas conforme aparezcan en las sucesivas revisiones del PEG.

10.6 Características de los proyectos candidatos

Los proyectos candidatos que se consideraron para definir el PEG se enumeran en la Tabla 10-3, en donde se incluyen sus principales características.

Para los proyectos fijos, la fecha de disponibilidad corresponde a la programación de entrada en funcionamiento. Para los proyectos libres se supone que esta fecha es la más temprana en la que podrían estar disponibles.

En el horizonte de largo plazo se permiten candidatas térmicas únicamente como referencia o como parte de escenarios térmicos. El térmico convencional incluye las tecnologías de turbinas de combustión³³ y de vapor, motores de media velocidad y ciclos combinados, alimentados con los combustibles diésel, búnker o carbón. El GNL se considera en los escenarios correspondientes con disponibilidad de este combustible, usando ciclos combinados.

Se debe mencionar que el proyecto hidroeléctrico Bijagua, de 17 MW promovido por Coopeguanacaste, no fue incluido como candidato en las corridas del plan. No obstante actualmente se encuentra en construcción.

³³ Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

Tabla 10-3 Características de proyectos candidatos

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS								
Nombre	Disponib	Tipo	Pot	Gen Prom	Emblase	Prod	Combust	Indispon
	a partir		MW	Anual	Util	Específic	principal	%
1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS								
Tacares	jul-13	Fijo	7					10%
Balsa Inferior	dic-13	Fijo	38	122				10%
Cachí 2	nov-14	Fijo	158	980	36.2			10%
Chucás	ene-15	Fijo	50	259	2.3			10%
Torito	feb-15	Fijo	50	305	0.157			10%
Anonos	mar-15	Fijo	4	13				10%
Río Macho2	mar-15	Fijo	140	500				10%
Bijagua	ago-15	Fijo	18	65				10%
Capulín	ene-15	Fijo	18	205	1.28			10%
La Joya 2	ene-16	Fijo	64	270				10%
Reventazón	may-16	Fijo	292	1 560	118.5			10%
Reventazón Minicent	oct-16	Fijo	14					10%
Hidro Cap1 Conc 1	ene-17	Fijo	20					10%
Hidro Cap1 Conc 2	ene-17	Fijo	50					10%
RC-500	ene-19	Libre	58	266	1.3			10%
Brujo2	ene-19	Libre	60	267	0.7			10%
Diquís	ene-23	Libre	623	3 050	1867			10%
Diquís Minicentral	ene-23	Libre	27					10%
Hidro Genérica 50 MW	varios	Libre	700					10%
Subtotal			2 389					
2. PROYECTOS TERMoeLECTRICOS								
CC Moín	ene-18	Libre	279	variable		4.60	diésel	15%
Turbina 80 MW	varios	Libre	640	variable		2.99	diésel	15%
CC GNL 300 MW	varios	Libre	1 200	variable		4.57	GNL	15%
MMV 100 MW	varios	Libre	600	variable		4.48	búnker	15%
Carbón 300 MW	varios	Libre	1 200	variable		2.53	carbón	15%
Subtotal			3 919					
3. PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS								
Pailas 2	mar-18	Libre	55	425				10%
Borinquen 1	ene-22	Libre	55	425				10%
Borinquen 2	ene-24	Libre	55	425				10%
Geotérm Genérico 55 MW	varios	Libre	330	2 550				10%
Subtotal			495					
4. PROYECTOS EOLOELECTRICOS								
Chiripa	ene-15	Fijo	50	181				-
Orosí	ene-16	Fijo	50	181				-
Eólico Cap1 Conc 1a	ene-16	Fijo	50	181				-
Eólico Cap1 Conc 1b	ene-17	Fijo	50	181				-
Eólico Cap1 Conc 2	ene-17	Fijo	20	72				-
Eólico Genérico 50 MW	varios	Libre	400	1 448				-
Subtotal			620					
OBSERVACIONES								
a. Tipo: se refiere a si el proyecto es: Fijo: se incluye en el plan en forma obligatoria en una fecha predeterminada Libre: su inclusión y fecha de entrada resulta de la optimización del plan								
b. La producción específica de los proyectos de carbón está en MW/tonelada								
c. La producción específica de los proyectos de GNL está en kWh/m3								
d. Térmico disponible para escenarios de sensibilidades. No están permitidos en el plan base, excepto Moín CC								

La Tabla 10-4 muestra los costos de inversión de estos proyectos. Estos costos no son directamente comparables entre proyectos de tecnologías distintas, porque las características de la generación que aporta cada proyecto pueden ser muy diferentes.

Los costos de inversión se toman de los presupuestos de cada proyecto. Cuando no se tiene disponible, como es el caso de los proyectos genéricos y la mayoría de los proyectos de generadores independientes o de empresas distribuidoras, se les asigna un costo unitario representativo de cada tecnología. Los costos fijos unitarios de operación son valores promedio para cada tecnología. Los costos se expresan en dólares norteamericanos constantes a diciembre 2012.

Tabla 10-4 Costos de los proyectos
COSTO ANUAL FIJO DE INVERSION Y OPERACION

	Fuente	Modulo Potencia MW	Vida Económ años	Inversión Unitaria \$/kW	Inversión mill \$	Inversión Anual mill\$/año	Costo Fijo		Costo Anual Unitario \$/año-kW	Costo Anual Total mill\$/año
							O&M unit \$/kW/año	O&M mill \$/año		
Chiripa	Eólic	50.0	20	2 772	139	18.6	171.9	8.60	543.01	27.15
Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50.0	20	2 709	135	18.1	171.9	8.60	534.65	26.73
Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50.0	20	2 709	135	18.1	171.9	8.60	534.65	26.73
Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20.0	20	2 709	54	7.3	171.9	3.44	534.65	10.69
Eólico Genérico 50 MW	Eólic	50.0	20	2 709	135	18.1	171.9	8.60	534.65	26.73
Orosí	Eólic	50.0	20	2 952	148	19.8	171.9	8.60	567.15	28.36
Borinquen 1	Geot	55.0	25	6 128	337	43.0	144.5	7.95	925.91	50.93
Borinquen 2	Geot	55.0	25	6 128	337	43.0	144.5	7.95	925.91	50.93
Geotérm Genérico 55 MW	Geot	55.0	25	6 128	337	43.0	144.5	7.95	925.91	50.93
Pailas 2	Geot	55.0	25	6 128	337	43.0	144.5	7.95	925.91	50.93
Anonos	Hidro	3.6	40	925	3	0.4	304.1	1.09	416.27	1.50
Balsa Inferior	Hidro	37.5	40	3 903	146	17.8	91.6	3.44	565.09	21.19
Bijagua	Hidro	17.5	40	3 837	67	8.1	135.3	2.37	600.81	10.51
Brujo 2	Hidro	60.0	40	4 162	250	30.3	72.0	4.32	576.86	34.61
Cachí 2	Hidro	158.2	40	1 003	159	19.2	43.6	6.89	165.24	26.14
Capulín	Hidro	48.7	40	2 890	141	17.1	80.1	3.90	430.67	20.97
Chucás	Hidro	50.0	40	2 907	145	17.6	79.1	3.95	431.68	21.58
Diqúis	Hidro	623.0	40	5 668	3 531	428.3	21.7	13.54	709.25	441.86
Diqúis Minicentral	Hidro	27.0	40	4 254	115	13.9	108.4	2.93	624.40	16.86
Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37.0	40	3 837	142	17.2	92.2	3.41	557.72	20.64
Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50.0	40	3 837	192	23.3	79.1	3.95	544.55	27.23
Hidro Genérico 50 MW	Hidro	50.0	40	3 837	192	23.3	79.1	3.95	544.55	27.23
La Joya 2	Hidro	64.0	40	343	22	2.7	69.7	4.46	111.31	7.12
RC-500	Hidro	58.4	40	3 976	232	28.2	73.0	4.26	555.31	32.43
Reventazón	Hidro	292.0	40	5 116	1 494	181.2	32.0	9.35	652.57	190.55
Reventazón Minicentral	Hidro	13.5	40	3 859	52	6.3	154.6	2.09	622.62	8.41
Río Macho 2	Hidro	140.0	40	376	53	6.4	46.7	6.53	92.32	12.93
Tacares	Hidro	7.0	40	3 793	27	3.2	216.3	1.51	676.43	4.74
Torito	Hidro	50.0	40	3 752	188	22.8	79.1	3.95	534.23	26.71
Carbón 300 MW	Térm	300.0	20	4 117	1 235	165.37	42.7	12.82	593.98	178.19
CCDiesel Moín 1	Térm	93.0	15	1 135	106	15.5	42.7	3.98	209.36	19.47
CCDiesel Moín 2	Térm	93.0	15	1 135	106	15.5	42.7	3.98	209.36	19.47
CCDiesel Moín 3	Térm	93.0	15	1 135	106	15.5	42.7	3.98	209.36	19.47
CCGNL 300 MW	Térm	300.0	20	4 641	1 392	186.4	42.7	12.82	664.01	199.20
MMV 100 MW	Térm	100.0	20	2 167	217	29.0	42.7	4.27	332.92	33.29
Turbina 80 MW	Térm	80.0	20	1 084	87	11.6	42.7	3.42	187.83	15.03

10.6.1 Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos

El costo unitario de instalación y el costo monómico de los proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos se muestra en la Tabla 10-5 y se grafican en la Figura 10-4 y Figura 10-5.

Se debe observar que estos costos unitarios son el resultado de los supuestos utilizados en el análisis. No todos los proyectos tienen un presupuesto detallado y otros utilizan una estimación genérica de costo.

Tabla 10-5 Costos unitarios de instalación y producción

Proyecto	Producción		Vida económica años	Costo				O&M mill\$	Total mill\$	Indices		
	MW	GWh		Costo de Inversión								
				Overnigh mill\$	FacCap	Cost Capit mill\$	Anual mill\$					
Eólico	50	181	20	136	1.084	148	20	8.60	28	41%	2 724	0.157
Geotérmico	55	425	25	275	1.226	337	43	7.95	51	88%	5 000	0.120
Balsa Inferior	38	122	40	131	1.115	146	18	3.44	21	37%	3 500	0.174
Bijagua	18	65	40	61	1.096	67	8	2.37	11	42%	3 500	0.162
Brujo 2	60	267	40	206	1.210	250	30	4.32	35	51%	3 440	0.130
Capulín	49	205	40	126	1.117	141	17	3.90	21	48%	2 587	0.102
Chucás	50	259	40	127	1.148	145	18	3.95	22	59%	2 533	0.083
Diquís	623	3 050	40	2 504	1.410	3 531	428	13.54	442	56%	4 020	0.145
RC-500	58	266	40	192	1.210	232	28	4.26	32	52%	3 287	0.122
Reventazón	292	1 560	40	1 065	1.403	1 494	181	9.35	191	61%	3 646	0.122
Torito	50	305	40	158	1.191	188	23	3.95	27	70%	3 150	0.088
Hidro Genérico	50	219	40	175	1.096	192	23	3.95	27	50%	3 500	0.124

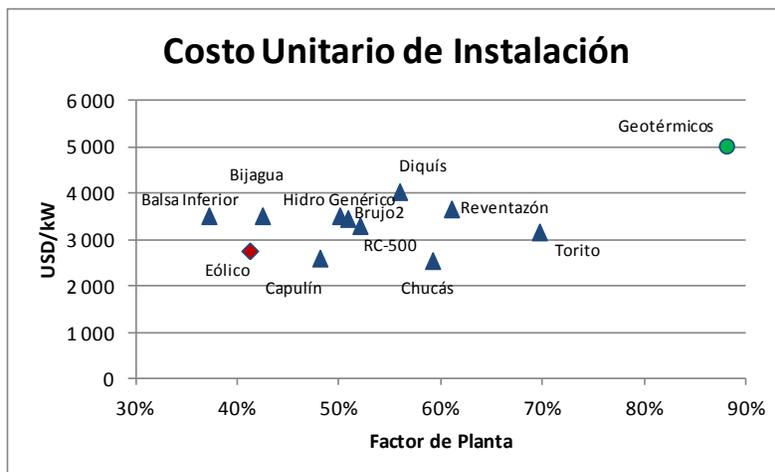


Figura 10-4 Costo unitario de instalación

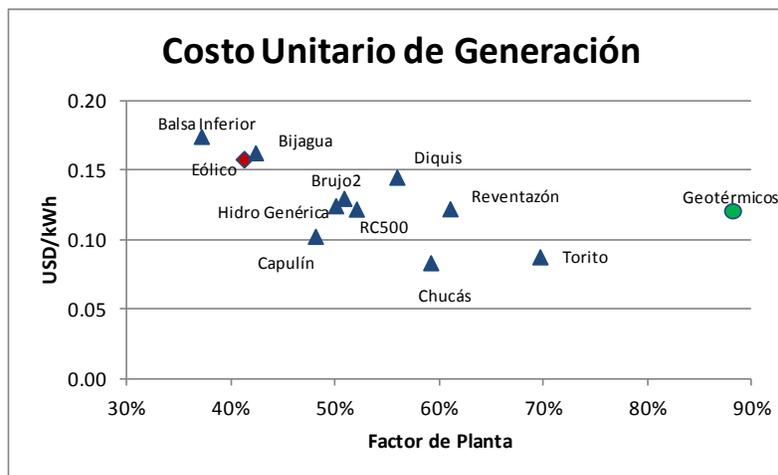


Figura 10-5 Costo unitario de generación

10.7 Otros proyectos privados y de empresas distribuidoras

La lista de candidatos discutida en las secciones precedentes no contiene todos los proyectos que están considerando el sector privado y las empresas distribuidoras. Algunas de estas opciones de generación podrían formar parte del sistema de generación en el futuro, independientemente de si están incluidos o no en el PEG.

Además de los nuevos esquemas que eventualmente puedan aparecer, existe una amplia cartera de proyectos actualmente bajo estudio por desarrolladores del sector privado y de las empresas distribuidoras.

Estos proyectos de terceros se incluyen en el PEG una vez que existe certeza sobre la intención y la capacidad del desarrollador para llevarlo a cabo, y también cuando se conoce, aunque en forma aproximada, la fecha de entrada en operación. La inclusión de estos proyectos en el PEG no conlleva ninguna evaluación, ya que se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios.

Este enfoque es posible porque en general son plantas pequeñas, que son absorbidas rápidamente por el crecimiento del sistema. Conforme se integran estas plantas, los planes de los proyectos del ICE son ajustados gradualmente, sin afectar el planeamiento general de largo plazo.

Las plantas genéricas que aparecen en el plan de expansión sirven para tomar en cuenta la posibilidad de estos proyectos.

La mención de proyectos de terceros en el PEG es meramente informativa para los propósitos arriba indicados y no implica ningún juicio o valoración de parte del ICE, ni otorga ningún tipo de derecho o prioridad.

10.7.1 Proyectos de empresas distribuidoras

Varias empresas distribuidoras cuentan con estudios para desarrollar proyectos de generación. La producción de estos proyectos se usará para atender parcialmente la demanda de sus áreas de concesión. Entre los planes figuran plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y de generación con desechos sólidos municipales.

El marco legal existente procura estimular que las empresas distribuidoras inviertan en nueva capacidad de generación para atender la demanda de sus clientes. También facilita la obtención de las concesiones de agua para los aprovechamientos hidroeléctricos.

En abril del 2012, seis de las ocho empresas distribuidoras del país tenían identificados los proyectos³⁴ mostrados en la Tabla 10-6.

³⁴ Información proporcionada por las empresas distribuidoras en abril 2013. Coopeguanacaste actualizó la información en diciembre del 2013 y consignó que Bijagua está en construcción.

Tabla 10-6 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras

Proyecto	Empresa	Fuente	MW	Entrada en Operación Proyectada	Estado Actual
San Buenaventura	CNFL	Eólico	8.5	may-16	Licitación
Balsa Inferior	CNFL	Hidro	37.5	dic-13	Construcción
Anonos	CNFL	Hidro	3.6	abr-16	Licitación
Brasil 2	CNFL	Hidro	27.5	mar-17	Factibilidad
Ampliación Nuestro Amo	CNFL	Hidro	12.6	jun-17	Factibilidad
Ciruelas	CNFL	Hidro	1.1	jun-17	Factibilidad
Biomasa	CoopeGuanacaste	Biomasa	8.0	ago-15	Factibilidad
Cacao	CoopeGuanacaste	Eólico	20.0	ago-15	Factibilidad
Río Naranjo	CoopeGuanacaste	Eólico	6.0	oct-15	Factibilidad
Bijagua	CoopeGuanacaste	Hidro	17.5	ago-15	Diseño
Belén	CoopeGuanacaste	Solar	5.0	dic-14	Factibilidad
Huacas	CoopeGuanacaste	Solar	5.0	dic-14	Factibilidad
Biotérmico	Coopelesca	Biomasa	8.0	ene-16	Prefactibilidad
San Vicente	Coopelesca	Eólico	20.0	ene-17	Prefactibilidad
Geotermico Baja Entalpía	Coopelesca	Geot	10.0	ene-18	Perfil
Futuro	Coopelesca	Hidro	9.5	ene-15	Factibilidad
Toro Amarillo 1	Coopelesca	Hidro	8.0	ene-17	Prefactibilidad
Chocoflorencia	Coopelesca	Hidro	60.0	ene-18	Prefactibilidad
Toro Amarillo 2	Coopelesca	Hidro	12.0	ene-19	Perfil
San Joaquín-Los Santos	CoopeSantos	Hidro	29.3	jun-16	Factibilidad
Don Quijote	ESPH	Eólico	12.0	dic-17	Prefactibilidad
Tacares	ESPH	Hidro	7	jul-13	Construcción
Cacao	ESPH	Hidro	2.0	oct-15	En negociación compra
Los Negros 2	ESPH	Hidro	27.0	may-17	Diseño
Ampliación Birrís	JASEC	Hidro	9.0	ene-16	Factibilidad
Ampliación Barro Morado	JASEC	Hidro	3.0	ene-17	Factibilidad
Torito 2	JASEC	Hidro	60.0	ene-17	Factibilidad
Los Santos ampliación	CoopeSantos	Eólico	7.0	Por definir	Prefactibilidad
Llano Bonito	CoopeSantos	Hidro	0.5	Por definir	Prefactibilidad
Piedras	ESPH	Hidro	6.0	Por definir	Prefactibilidad
Río Blanco	ESPH	Hidro	14.0	Por definir	Factibilidad
Volcán-La Virgen	ESPH	Hidro	27.0	Por definir	Identificación

Los proyectos propiedad de las empresas distribuidoras totalizan 484 MW. Los que tienen fecha de entrada proyectada suman 429 MW, de los cuales 327 MW son hidroeléctricos, 67 MW eólicos, 16 MW de desechos sólidos municipales, 10 MW geotérmicos y 10 MW solares. La distribución en el tiempo de esta intención de agregar capacidad se muestra en la Figura 10-6.

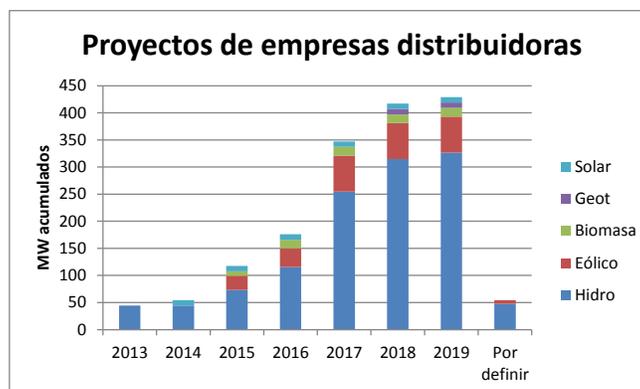


Figura 10-6 Potencia de los proyectos de generación de empresas distribuidoras

10.7.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para el sistema eléctrico, a través de los mecanismos de la ley de generación paralela³⁵. En el registro de elegibilidades hay cerca de 1 250 MW de nuevos proyectos, de los cuales 930 MW tienen elegibilidades vigentes³⁶.

En el ámbito de proyectos renovables de menos de 20 MW ha habido manifestaciones de interés para el desarrollo de plantas hidro y eólicas. Adicionalmente, de acuerdo con la política energética del ICE, es de esperar que se logre estimular una mayor participación de la generación con biomasa de los ingenios azucareros. También existen iniciativas privadas preliminares para generar electricidad a partir de desechos sólidos municipales y de residuos agrícolas.

La participación total de generadores independientes está limitada por la legislación a un 30% de la capacidad instalada del sistema.

Actualmente queda un espacio reducido para incorporar más generación privada, de aproximadamente 70 MW. Se prevé que esta capacidad será llenada principalmente con hidroeléctricas y eólicas, más una pequeña capacidad solar y de biomasa. La generación con desechos sólidos municipales (DSM) no se toma en cuenta en los límites de capacidad de la Ley 7200.

10.7.3 Representación genérica de proyectos renovables

La presente revisión del PEG se centra en la definición de las grandes decisiones de expansión. No busca determinar con precisión las características de cada uno de los proyectos, tarea que se deja para estudios posteriores basados en los lineamientos del PEG.

Como ya se explicó en las secciones **7.5 Participación de las diferentes fuentes renovables** y **10.5.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan**, el universo de

³⁵ Ley No.7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

³⁶ A mayo del 2013.

fuentes renovables en proyectos de pequeña magnitud se representa usando los proyectos hidros, eólicos y geotérmicos que aparecen en la lista de proyectos candidatos de la Tabla 10-3.

Sin embargo, en las tablas de presentación de los resultados finales se han renombrado todos los proyectos hidro a filo de agua y los eólicos bajo el nombre genérico de *proyecto renovable* (abreviado renov). Esta sustitución facilita mantener presente que el PEG solo hace una valoración genérica de los proyectos renovables menores, y que la determinación específica de ellos se debe hacer en estudios diseñados para ese propósito.

(esta página en blanco intencionalmente)

11 METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN

El propósito del PEG es señalar las posibles acciones para atender en forma óptima las necesidades futuras de energía eléctrica.

En la presente revisión del PEG se introduce por primera vez el concepto de rutas de expansión y de soluciones óptimas por etapas.

Dado que las condiciones futuras son inciertas, el PEG debe dar respuestas satisfactorias y robustas para los diferentes escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos. Esto implica que las grandes decisiones y los proyectos inmediatos impostergables deben ser escogidos y ejecutados, mientras que otra parte del plan es de referencia y puede cambiar significativamente en función de la evolución de las condiciones futuras.

La parte de decisiones firmes está integrada por los proyectos actualmente en ejecución, más aquellos otros proyectos o programas que deben ser iniciados inmediatamente para disponer de ellos en el corto plazo. También incluye los proyectos grandes o estratégicos que son necesarios para la satisfacción de las políticas energéticas y que afectan grandemente las características del PEG.

La parte de referencia está compuesta por los proyectos cuya decisión de ejecución no es crítica y puede ser pospuesta para futuras revisiones. La programación de estos proyectos es flexible, y permite ajustar el PEG sin cambiar sus partes críticas, según vayan evolucionando los escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos.

Estas dos partes del plan se traslapan con los horizontes temporales descritos en la sección **9.2 Horizonte de planeamiento**. La parte de decisiones firmes abarca la totalidad de proyectos del horizonte de corto plazo y algunos del horizonte medio. La parte de referencia comprende los restantes proyectos del mediano plazo y a todos los proyectos del largo plazo.

La metodología aquí empleada permite establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación. Se basa en los conceptos de rutas de expansión y de búsqueda de soluciones óptimas por etapas.

11.1 Importancia de las rutas de expansión

En el caso de los proyectos candidatos más grandes e importantes del plan, se debe determinar si forman parte de las soluciones óptimas, y cuál es su fecha de entrada deseable. Por su tamaño y largos períodos de maduración, estos proyectos, una vez decidida su ejecución, tienen muy poco margen para ajustarse a cambios en la demanda. Por tal motivo, los planes que los incluyen deben demostrar ser robustos ante cualquiera de los escenarios de crecimiento considerados. Los planes deben poder ajustarse adelantando o atrasando otros proyectos con tiempos de implementación menores.

Las decisiones sobre los grandes proyectos quedan establecidas en lo que en este estudio se denominan rutas de expansión. Las rutas fijan los proyectos importantes y

dejan libres los proyectos menores, con los cuales siempre existe la posibilidad de ajustar el plan en revisiones futuras.

Los proyectos menores y de rápida implementación no requieren ser identificados individualmente en las rutas de expansión, porque siempre se podrá ajustar el programa oportunamente conforme se hacen revisiones periódicas del PEG, ya sea cambiando los cronogramas o la lista de proyectos a desarrollar.

Las rutas de expansión fijan las decisiones que se han de tomar para atender la demanda en el mediano y largo plazo, y determinan las características fundamentales del PEG.

11.2 Proceso progresivo por etapas

El proceso de toma de decisiones para conformar el PEG se realiza por etapas progresivas

En la primera etapa, se genera un plan de mínimo costo de largo plazo para cada una de las diferentes condiciones de demanda y de disponibilidad de proyectos candidatos. De los planes obtenidos, se busca el conjunto de proyectos cuya decisión de inicio deba tomarse a corto plazo. De estos proyectos, se escogen aquellos que forman parte del plan de mínimo costo o que están cercanos a él en la mayoría de los casos. Estos proyectos se fijan en el PEG y se equiparan a decisiones ya tomadas.

En la segunda etapa se parte de un sistema que supone la ejecución de los proyectos decididos en la primera etapa y se repite el procedimiento para escoger los proyectos de la segunda etapa. Este ciclo se repite hasta que la fecha de decisión de la ejecución de los siguientes proyectos pueda ser postergada a un futuro intermedio, sin comprometer la seguridad del abastecimiento o la satisfacción de las políticas energéticas.

12 REVISION DEL CORTO PLAZO

En el corto plazo se hacen dos tipos de análisis. El primero es una revisión de las decisiones de expansión ya tomadas en planes anteriores, para verificar que los efectos combinados de cambios de programación y de variaciones en las estimaciones de demanda quedan satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución.

El segundo análisis lo que determina es cuál es la siguiente inversión en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar la decisión.

12.1 Revisión del plan de obras en ejecución

El propósito de la revisión de corto plazo es verificar la robustez del plan ante atrasos y escenarios de demanda críticos. El período de corto plazo revisado cubre del 2014 al 2017, donde la mayor parte de las obras fueron decididas en planes de expansión anteriores y muchas de ellas se encuentran en etapas de ejecución.

La revisión consiste en simular la operación del corto plazo usando la proyección de demanda media-modificada y verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.

Esta revisión puntual se hace modelando la indisponibilidad del parque existente, considerando los programas mayores de mantenimiento y modernización de centrales.

La revisión del corto plazo es la primera de las etapas progresivas en el proceso de definición del nuevo plan de expansión.

12.1.1 Mantenimientos, modernizaciones y retiros

Se modelaron los mantenimientos mayores y las indisponibilidades previstas por los trabajos de modernización y ampliación de centrales existentes. También se eliminó la capacidad de plantas que son retiradas por obsolescencia.

12.1.1.1 Mantenimientos mayores

Los mantenimientos mayores que se modelaron afectan el año 2014 en las siguientes plantas:

Tabla 12-1 Mantenimientos mayores del 2014

Planta	Unidad en mantenimiento	Período indisponible del 2014
Garita	1	abr-may
Ventanas-Garita	4	feb-mar
Angostura	3	ene-abr
Peñas Blancas	1	feb-abr
Sandillal	2	oct-dic

No se modelaron mantenimientos específicos para los demás años, donde se usó una indisponibilidad promedio.

12.1.1.2 Ampliaciones y modernizaciones

Ampliación Cachí

La parada de Cachí para completar la ampliación denominada Cachí 2, se modeló suponiendo que la planta deja de operar a mediados de junio, para lo cual se le da una indisponibilidad del 50% en junio y se retira en julio del 2014. Cachí 2 se supone entrando en operación en noviembre del 2014. La indisponibilidad de Cachí se aplica también a La Joya.

Modernización Río Macho

Se modela con la unidad 3 fuera de operación de enero a marzo 2014, unidad 4 fuera de enero a julio 2014 y la unidad 5 indisponible de noviembre a febrero 2015. En marzo del 2015 opera plenamente la modernización, denominada Río Macho 2.

Construcción de Torito

La interconexión de Torito al canal de descarga de Angostura supone la indisponibilidad total de Angostura en noviembre-diciembre del 2014.

La Perla

La parada que deba hacer La Joya por la ampliación denominada La Perla o La Joya2, se supone que se acomoda durante la indisponibilidad por la ampliación de Cachí 2, de julio a octubre del 2014.

12.1.1.3 Retiros

En el período de corto plazo se modeló el retiro de Colima en diciembre del 2013 y Moín 1 en junio del 2017.

12.1.2 Caso Base

Se usó como caso base del corto plazo la programación de obras del 2014 al 2017 de la Tabla 12-1.

Tabla 12-2 Plan de expansión de corto plazo

Año	Mes	Proyecto	MW
2014	7	Cachí(-)	-105
	11	Cachí 2	158
2015	1	Chucás	50
	2	Torito	50
	3	Anonos	4
	3	Río Macho(-)	-120
	3	Río Macho 2	140
2016	1	Capulín	49
	1	La Joya 2	64
	1	La Joya(-)	-50
	1	Chiripa	50
	1	Eólico Cap1 Conc 1a	50
	1	Orosí	50
	5	Reventazón	292
10	Reventazón Minicentral	14	
2017	1	Eólico Cap1 Conc 1b	50
	1	Eólico Cap1 Conc 2	20
	1	Hidro Cap1 Conc 1	37
	1	Hidro Cap1 Conc 2	50
	6	Moín 1(-)	-20

El signo negativo en la potencia significa un retiro. Los nombres “Eólico Cap1 Conc1a”, “Eólico Cap1 Conc1b” e “Hidro Cap1 Conc1” se refieren a los proyectos adjudicados en el 2013 en el primer concurso bajo el Capítulo 1 de la Ley 7200. Los nombres “Eólico Cap1 Conc2” e “Hidro Cap1 Conc2” se refieren a los posibles proyectos de un segundo concurso.

12.1.3 Confiabilidad en el corto plazo

El caso base simulado con la demanda media modificada supera holgadamente los criterios de confiabilidad.

La Figura 12-1 muestra el déficit de energía que se presentó en cada una de las 47 series hidrológicas simuladas. Se observa que el período más crítico se presenta en abril-mayo del 2015. En todos los casos se satisfacen los criterios de confiabilidad.

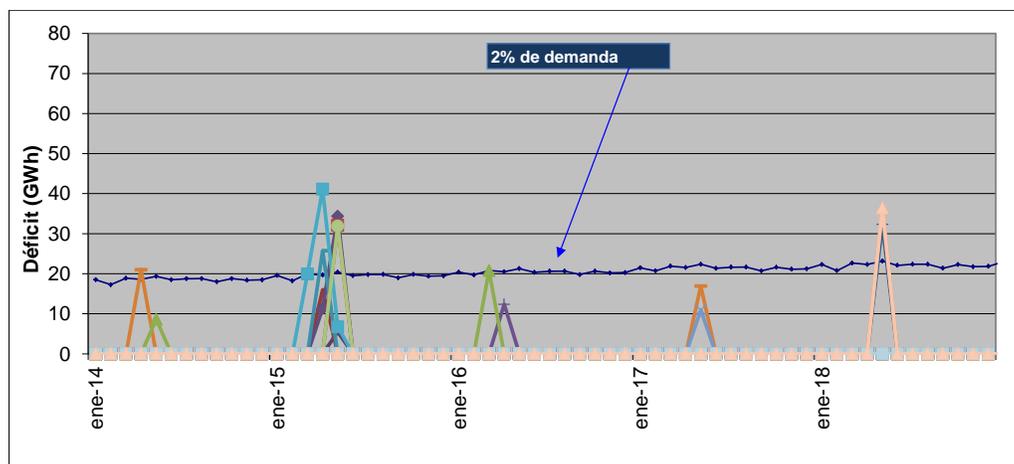


Figura 12-1 Déficit de energía según las series hidrológicas simuladas

12.1.3.1 Sensibilidad de eventuales atrasos

Adicionalmente se probaron diferentes combinaciones de atraso de varios proyectos con los escenarios medio y medio modificado de la demanda y se demostró que el plan de expansión en el corto plazo es robusto. Por ejemplo, un año de atraso en Chucás, Capulín y Torito es soportado por el sistema sin afectar la confiabilidad, aunque los costos operativos se elevan drásticamente.

De los estudios realizados para la ampliación Cachí³⁷ se encontró que el momento y la duración de la indisponibilidad de Cachí en el 2014 influyen fuertemente en la probabilidad de déficit en el verano del 2015.

12.2 Siguietes adiciones al plan de expansión

La elaboración del PEG, luego de verificar su robustez en el corto plazo, requiere la determinación de la siguiente adición de capacidad.

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución, en construcción o próximas a ser adjudicadas, son suficientes para atender la demanda prevista hasta el 2017. Para determinar la siguiente adición de capacidad de generación se estudió el período 2018-2022.

Se corrió una cantidad importante de planes con diferentes premisas, y se encontró que la siguiente expansión del sistema se requiere, según el escenario de demanda utilizado, en las fechas y con la potencia que se indican en la Tabla 12-3.

³⁷ Evaluación de opciones para reducir el impacto temporal de la construcción de la ampliación de Cachí. CENPE. Agosto 2013

Tabla 12-3 Necesidad de nueva capacidad en el corto plazo

SIGUIENTE ADICION DE CAPACIDAD		
Escenario demanda	Año siguiente adición	Potencia MW
Bajo	2022	55
Medio	2020	31
Alto	2018	50

Los proyectos que aparecieron con mayor frecuencia en la serie de planes estudiados fueron el cierre de ciclo de las turbinas de Moín (CCMoín) y la segunda etapa del campo geotérmico Pailas (Pailas 2).

De un estudio comparativo entre estos proyectos, que abarcó los tres escenarios de demanda, se estableció que la mejor opción era Pailas 2 en el 2019.

Las plantas que entrarán en el período 2018-2019 deben ser programadas desde ahora para disponer de ellas oportunamente, y deben ser suficientes para cubrir un escenario alto de demanda, ya que una instalación menor no podría ser ajustada a tiempo en caso de ser necesario. Para superar los criterios de confiabilidad ante un escenario alto de demanda, es necesario desarrollar en el 2018 un proyecto renovable, de una capacidad equivalente a 50 MW hidroeléctricos.

El plan de expansión de corto plazo resultante se muestra en la Tabla 12-4.

Tabla 12-4 Plan de expansión del corto plazo

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION					
Año	OFERTA				
	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Instalación MW
Capacidad Instalada al 2012:					2 682
2013	7	Tacares	Hidro	7	2 689
	12	Balsa Inferior	Hidro	38	2 727
2014	9	Cachí	Hidro	-105	2 622
	11	Cachí 2	Hidro	158	2 780
2015	1	Chucás	Hidro	50	2 830
	2	Torito	Hidro	50	2 880
	3	Anonos	Hidro	4	2 883
	3	Río Macho	Hidro	-120	2 763
	3	Río Macho 2	Hidro	140	2 903
	7	Chiripa	Eólic	50	2 953
2016	1	Capulín	Hidro	49	3 002
	1	La Joya	Hidro	-50	2 952
	1	La Joya 2	Hidro	64	3 016
	1	Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	3 066
	1	Orosí	Eólic	50	3 116
	5	Reventazón	Hidro	292	3 408
2017	10	Reventazón Minicentral	Hidro	14	3 422
	1	Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	3 472
	1	Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	3 492
	1	Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	3 529
	1	Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	3 579
	6	Moín 1	Térm	-20	3 559
2018	1	Hidro Genérica	Hidro	50	3 609
2019	1	Pailas 2	Geot	55	3 664

Nota: el signo negativo en la potencia de un proyecto significa su retiro, ya sea temporal por modernizaciones o permanente por obsolescencia.

12.3 Cancelación de la programación del CCMoín

El Ciclo Combinado Moín, que consiste en el cierre del ciclo de las unidades existentes de Moín, formaba parte de los planes de expansión anteriores.

Originalmente previsto para entrar en el 2015, fue posible posponerlo gracias a la reducción de las nuevas proyecciones de demanda. Al resultar más atractivo Pailas 2 que el CCMoín, la necesidad de este proyecto se aleja todavía más en el tiempo. Esta condición le resta interés, puesto que las turbinas existentes serán cada vez más viejas y la eficiencia económica del proyecto al montar el cierre del ciclo sobre equipo más desgastado se reduce.

Por esta razón, y por la posibilidad de introducir gas natural licuado en máquinas más grandes y eficientes, tal como se discute en posteriores secciones, se ha descartado continuar con el proyecto CCMoín.

13 RUTAS DE EXPANSION

Habiendo revisado y definido el plan de expansión en el corto plazo hasta el año 2019, se procede a esbozar las posibles rutas de expansión para el sistema eléctrico.

En la presente revisión del plan de expansión se evalúa la bondad del proyecto hidroeléctrico Diquís y la introducción de gas natural licuado (GNL) para generación termoeléctrica. Ambos han demostrado ser muy atractivos, puesto que aparecen como óptimos en varios de los planes de expansión analizados.

Estos proyectos, por su gran escala y largo período de implementación, impactan el resto del plan de expansión y requieren un tratamiento especial a través del manejo de rutas de expansión.

La decisión de hacer uno o el otro, más la opción de decidir no hacer ninguno de los dos, configuran las tres grandes rutas para la expansión futura del sistema de generación.

- **Ruta 0 – Desarrollo sin Diquís y sin GNL:**

Esta ruta supone que el país puede llenar sus necesidades energéticas de la década entrante sin recurrir a Diquís o al GNL.

Se basa en el desarrollo de una gran cantidad de proyectos renovables menores, sin capacidad de regulación significativa. No precisa identificar cada uno de ellos, porque la hipótesis subyacente es que los proyectos son similares entre ellos, tanto en características técnicas como en costos.

- **Ruta 1 – Desarrollo de Diquís:**

En esta ruta se decide ejecutar Diquís, una vez que obtenga la viabilidad social y los permisos ambientales que corresponden.

- **Ruta 2 – Introducción del GNL:**

En esta ruta se introduce el GNL para el sector eléctrico. Requiere un cambio de política energética y ambiental, puesto que es un combustible fósil importado.

Los planes resultantes de la optimización de cada una de las rutas se muestran en la Tabla 13-1.

En el Anexo 7 aparecen los planes para el escenario de demanda media, con el detalle de los proyectos hidro y eólicos que se simularon y cubriendo el período 2014-2035.

Tabla 13-1 Planes y rutas de expansión

Año	Ruta 0 Sin Diquís y Sin GNL			Ruta 1 Diquís fijo 2025			Ruta 2 GNL fijo 2025		
	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta	Demanda Baja	Demanda Media	Damanda Alta
2020			Renov 200 MW			Renov 200 MW			Renov 150 MW
2021	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW Renov 50 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW
2022	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW Renov 100 MW	Turbina 80 MW Borinquen 1
2023	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 150 MW	Renov 400 MW	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 150 MW	Renov 450 MW	Renov 50 MW	Borinquen 1 Renov 100 MW	Renov 400 MW
2024	Renov 50 MW	Borinquen 2	Borinquen 2		Borinquen 2	Borinquen 2		Borinquen 2 Renov 50 MW	Borinquen 2
2025	Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW	Renov 600 MW	Geotérm 275 MW	Diquís	Diquís	Diquís	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) Renov 100 MW Geotérm 55 MW
2026		Geotérm 55 MW	Geotérm 55 MW					Geotérm 110 MW	Renov 150 MW Geotérm 110 MW
2027	Geotérm 110 MW	Geotérm 55 MW	Renov 100 MW				Renov 50 MW	CCGNL 300 MW Geotérm 55 MW	Geotérm 55 MW
2028	Renov 100 Geotérm 55 MW	Geotérm 220 MW Renov 50 MW	Renov 300 MW Turbina Proy 3	Renov 50 MW			Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW	Renov 50 MW	Geotérm 110 MW Renov 150 MW
Inv	3 025	3 488	4 152	3 226	3 569	4 180	3 022	3 457	4 190
Oper	395	575	601	327	504	598	405	570	611
Falla	2	15	24	1	9	19	3	16	23
Total	3 422	4 078	4 777	3 554	4 081	4 797	3 431	4 043	4 824

13.1 Observaciones sobre las rutas

13.1.1 Respaldo térmico 2021-2022

Se determinó que entre el 2018 y el 2025 es necesario ajustar la capacidad de respaldo térmico, debido al crecimiento del sistema basado en fuentes renovables. La magnitud y la fecha de este complemento dependen del escenario de la demanda y de la ruta de expansión.

Sin embargo, la principal razón para programar la adición térmica del 2021-2022 es la preparación para la introducción del GNL en el país. Esta opción requiere la instalación de una nueva central termoeléctrica, con capacidad para ser convertida rápidamente a GN y que albergue eventualmente los sistemas de descarga y almacenamiento del GNL.

Como la introducción del GNL sirve de plan alternativo para cualquiera de las rutas de desarrollo, la especificación del respaldo térmico 2021-2022 es la misma para las tres rutas de expansión.

13.1.2 Proyectos geotérmicos

Los proyectos geotérmicos son muy atractivos para formar parte del plan de expansión. Los proyectos identificados actualmente, Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2, de 55 MW cada uno, aparecen en todos los planes óptimos de las tres rutas.

El requerimiento de otros proyectos geotérmicos genéricos adicionales alcanza hasta 330 MW en la Ruta 0.

La viabilidad de poder desarrollar 330 MW en proyectos geotérmicos nuevos antes del 2028 es reducida si no se llega a un acuerdo con respecto al recursos dentro de parques nacionales.

13.1.3 Otros proyectos renovables genéricos

En todas las rutas se ha supuesto que existen abundantes proyectos renovables genéricos para atender la demanda en el período de estudio. Actualmente esos proyectos no están identificados. Es posible suponer que se tratará principalmente de desarrollos de mediano tamaño o menores, basados en diferentes fuentes renovables.

La cantidad de proyectos genéricos requeridos en las rutas 1 y 2 para los escenarios de demanda baja y media no plantea mayor reto, no así la Ruta 0, que al no disponer ni de Diquís ni del GNL, depende exclusivamente de la existencia abundante de proyectos renovables genéricos y de bajo costo.

13.1.4 Exclusión mutua Diquís-GNL

La decisión de desarrollar Diquís en la Ruta 1 hace poco atractiva económicamente la introducción del GNL antes del 2028. En forma similar, la decisión de ejecutar el proyecto de GNL dentro de la Ruta 2 hace inviable económicamente a Diquís. Solamente en los escenarios de alta demanda la coexistencia de ambos proyectos es marginalmente posible antes del 2028.

13.2 Costo comparativo de las rutas

El costo total del sistema (inversión, operación y costo de falla) fue calculado para cada uno de los planes en las tres rutas, y se resumen en la Tabla 13-2.

Tabla 13-2 Resumen del costo de las rutas

Valor presente del costo del plan				
mill USD				
Escenario de demanda		Ruta0	Ruta1	Ruta2
		sin Diquís, sin GNL	Diquís 2025	GNL 2025
Demanda Baja	Inv	3 025	3 226	3 022
	Oper	395	327	405
	Falla	2	1	3
	Total	3 422	3 554	3 431
Demanda Media	Inv	3 488	3 569	3 457
	Oper	575	504	570
	Falla	15	9	16
	Total	4 078	4 081	4 043
Demanda Alta	Inv	4 152	4 180	4 190
	Oper	601	598	611
	Falla	24	19	23
	Total	4 777	4 797	4 824

La diferencia de costo de las rutas es muy pequeña y no es un criterio que permita por sí solo escoger una ruta sobre la otra.

Se debe observar que la Ruta 0 está basada en proyectos renovables con alta variabilidad de producción, como fuentes eólicas e hidros a filo de agua. Posiblemente esta ruta sufra un déficit de almacenamiento y capacidad de regulación, que tendría que ser corregido haciendo inversiones adicionales que no están contempladas en el presente análisis.

13.3 Desempeño en Centro América

Para revisar el desempeño de las rutas de expansión en el sistema integrado se hicieron simulaciones dentro de la región centroamericana, suponiendo el escenario medio de demanda. Se debe notar que los resultados de estas simulaciones son muy sensibles a los supuestos que se adopten para definir el futuro entorno centroamericano. El desempeño

relativo de las rutas cambia según se suponga mayor o menor capacidad instalada en la región o el tipo de combustibles disponibles en otros países.

Se optó por evaluar las rutas suponiendo un entorno con holgura regional, para crear una condición conservadora hacia las exportaciones y que limita la valorización de excedentes. Esta evaluación es particularmente dura con las rutas 1 y 2, donde la instalación de grandes proyectos provoca una capacidad ociosa durante algunos años. También se supuso la disponibilidad de carbón y gas natural en los países de la región.

Para construir el entorno de referencia regional, se optimizó un plan donde el sistema de Costa Rica no absorbe ni entrega energía. Fue necesario definir este plan utilizando la base de datos del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). Por sus características especiales, no corresponde a los escenarios del GTPIR ni a los planes nacionales de cada país.

El plan de expansión resultante sin Costa Rica se muestra en la Tabla 13-3, donde se indica el nombre de los proyectos y su potencia en MW.

Tabla 13-3 Plan de expansión usado en la evaluación de las rutas

Plan de Referencia de Centroamérica										
Año	G U		E S		H O		N I		P A	
2014	Cristóbal	19	Solar	14	Biomasa	38	Larreynaga	17	Hidros Varias	300
					Lic Hidro	150	Pantasma	12	Eólicos Varios	222
					Eol San Marcos	50	Eol Riva	40		
2015	Calderas a-b	33			Lic Hidro	42	MMV abcd	140	Hidros Varias	115
					Geo Platanares	12	Casur	24		
					Eol Chinchayote	45	Eólico	20		
2016	Hidro Priv-1	125	Berlín	5	Carbón Cessa	150	Geo	35	Hidros Varias	144
			Ampl 5 Nov	80	Carbón Vetassa	60	Montelimar	30		
					Patuca 3	100				
2017	Hidro Peq Priv-2	45	San Vicente	40	Cangrejial	40			Carbón	200
			Eol Metapán	42				GNL	500	
			Chaparral	66						
2018	Hidro Priv-2	105	Chinameca	52	Tornillito	160	Tumarín	253		
			Ampl C. Grande	86	Lic Geo	23	Piedra Puril	15		
2019					Llanitos	98			GN-BLM	160
									GN-TColón	150
									Hidros Varias	7
2020							Boboké	70	Chan II	214
2021										
2022					Patuca 2A	150			Hidro	30
2023									Hidro	18
2024			Carbón	150			Geos	100		
2025	Serchil	145			Carbón	500			Hidro	30
2026							Salto YY	25	Eólicos	106
2027							Geos	95		
2028			Carbón	150						

Para evaluar el desempeño de las rutas, se supuso que el plan regional está fijo, y que solo el plan de Costa Rica se ajusta. En el plan de Costa Rica están fijas las turbinas del 2021-2022 en todos los casos, más Diquís o el GNL, según sea la ruta.

En la etapa de ajuste de las inversiones del plan se limitó el intercambio máximo a 30 MW por frontera, mientras que en la etapa de simulación de la operación se usó una capacidad de 300 MW, con el fin limitar la dependencia energética entre sistemas y al mismo tiempo permitir los intercambios.

Los planes resultantes para cada ruta en este escenario de Centro América se muestran en la Tabla 13-4, expresados en millones de USD en valor presente para el período 2014-2028.

Tabla 13-4 Planes y rutas de expansión integradas con Centro América

Año	Ruta 0 sinDiquís/sinGNL	Ruta 1 Diquís 2025	Ruta 2 GNL 2025
2020			
2021	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW	Turbina 80 MW
2022	Turbina 80 MW Renov 100 MW	Turbina 80 MW Renov 150 MW Brujo 2	Turbina 80 MW Renov 150 MW
2023			Renov 50 MW
2024	Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW		Borinquen 1
2025	Renov 50 MW	Diquís	CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-)
2026	Geot 165 MW		RC-500
2027	Renov 100 MW		
2028			CCGNL 300 MW Renov 100 MW
Inv	3 267	3 493	3 359
Oper	110	100	239
Falla	0	0	0
Intercambio	-36	-74	-137
Total	3 341	3 519	3 461

El costo de cada ruta incluye el costo neto de los intercambios (positivo corresponde a un egreso neto por importaciones y negativo por ingresos netos por exportaciones).

En la Tabla 13-5 se comparan los costos de las rutas calculadas para el sistema aislado y este sistema regional holgado.

Tabla 13-5 Resumen de los costos de expansión aislados e integrados

COSTO DE LOS PLANES DE EXPANSION PARA EL SISTEMA COSTA RICA 2014-2028						
millUSD						
	Optimizado y operado aislado			Optimizado y operado en CA		
	Ruta0	Ruta1	Ruta2	Ruta0	Ruta1	Ruta2
Inversión	3 488	3 569	3 457	3 267	3 493	3 359
Comb+Var	575	504	570	110	100	239
Falla	15	9	16	0	0	0
Intercambio	0	0	0	-36	-74	-137
Total	4 078	4 081	4 043	3 341	3 519	3 461

Como es de esperar, la Ruta 0 es la que mejor se acomoda al escenario de Centro América, ya que al haber escogido un plan holgado en la región, no se valorizan las posibles exportaciones de las rutas 1 y 2.

13.4 Desempeño de las emisiones unitarias

Cada ruta determina un grado de utilización de los recursos renovables y de los combustibles fósiles.

Las rutas 0 y 1 se basan en fuentes renovables. No obstante, la Ruta 0, que no dispone de los beneficios de la regulación del embalse Diquís, debe recurrir más al complemento térmico.

La Ruta 2 plantea un cambio en el papel del térmico, que pasa de ser de respaldo a generación de base.

En las siguientes figuras se muestra la generación térmica esperada para cada ruta con el escenario medio de demanda³⁸.

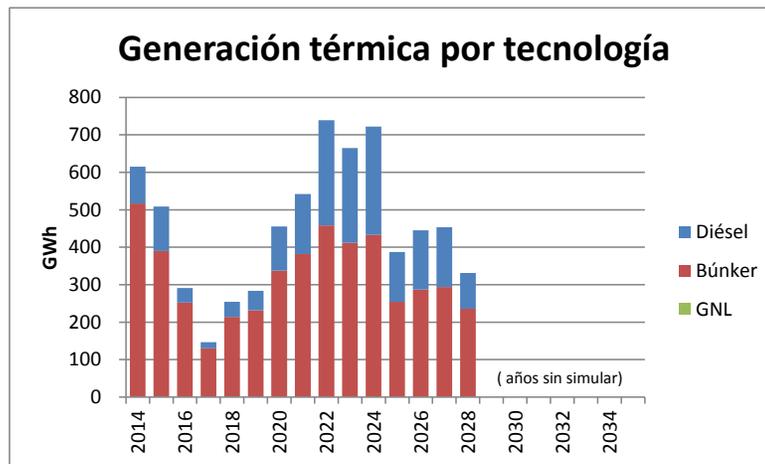


Figura 13-1 Ruta 0 Generación térmica esperada

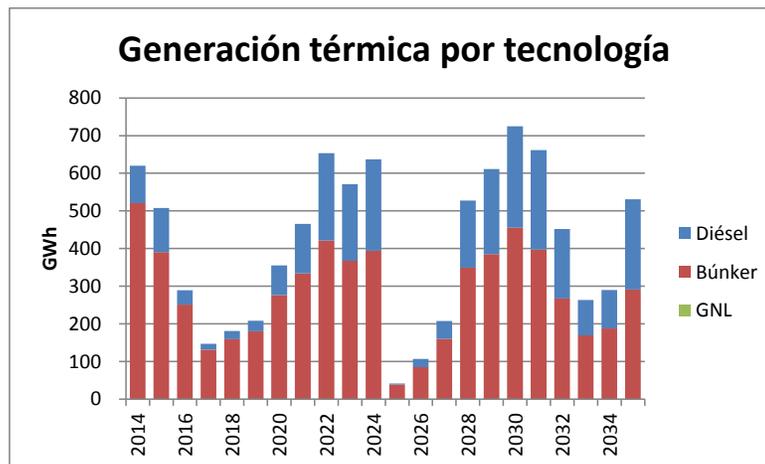


Figura 13-2 Ruta 1 Generación térmica esperada

³⁸ Las rutas 1 y 2 fueron simuladas en el período completo 2014-2035. La Ruta 0 fue simulada hasta el año 2028.

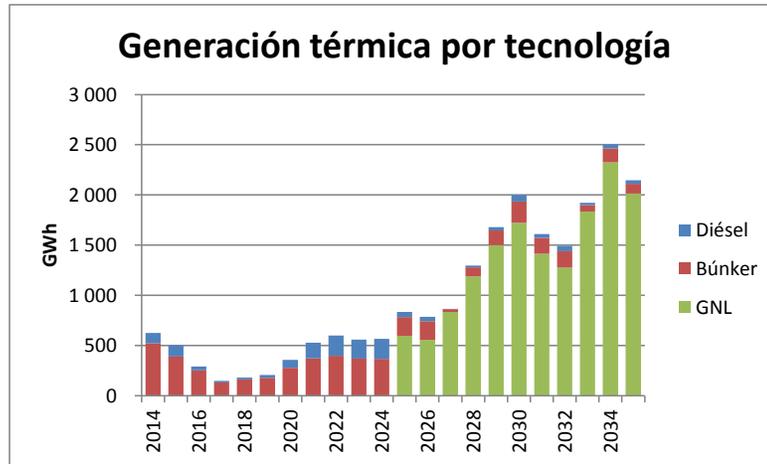


Figura 13-3 Ruta 2 Generación térmica esperada

Las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero se estiman aplicando índices de emisiones a cada una de las tecnologías que componen la ruta de expansión. Al dividir la cantidad de emisiones entre la generación total se obtiene el índice de emisiones unitarias del sistema. En la Figura 13-4 se comparan los índices de las rutas para el período 2014-2028.

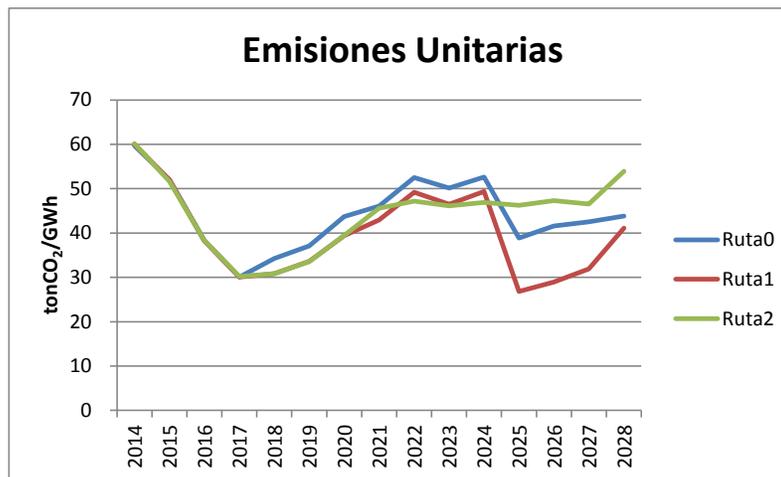


Figura 13-4 Emisiones unitarias por ruta de expansión

13.5 Flujos de caja y endeudamiento

Se comparan en forma relativa los flujos de caja y los niveles de endeudamiento que provocan cada una de las rutas. El interés es visualizar, cualitativamente, las diferencias esperables debidas a la escogencia de cada ruta.

Debido al carácter de prospección general del presente análisis, se recurre a grandes simplificaciones para facilitar el estudio y la interpretación de los resultados. Todas las plantas, existentes o futuras, se trataron bajo los mismos supuestos. En todos los casos se supuso un financiamiento del 70% de la inversión, a 17 años plazo, con un año de gracia y con una tasa del 8% anual. Los intereses durante la construcción se supusieron financiados

dentro del crédito. Se supuso que todas las plantas son de un mismo propietario (“el sistema de generación”).

El flujo de caja anual se calculó como la suma de los aportes propios de capital, amortizaciones, intereses y costos anuales operativos. Esta cifra se divide entre la energía anual generada para obtener el índice de comparación entre las tres rutas. Como es un índice simplificado que no mide el flujo contable de caja, se han omitido las cifras y las unidades en la Figura 13-5, se lo que interesa mostrar es el comportamiento anual relativo de los tres índices así calculados. La Ruta 0 se simuló hasta el año 2026.

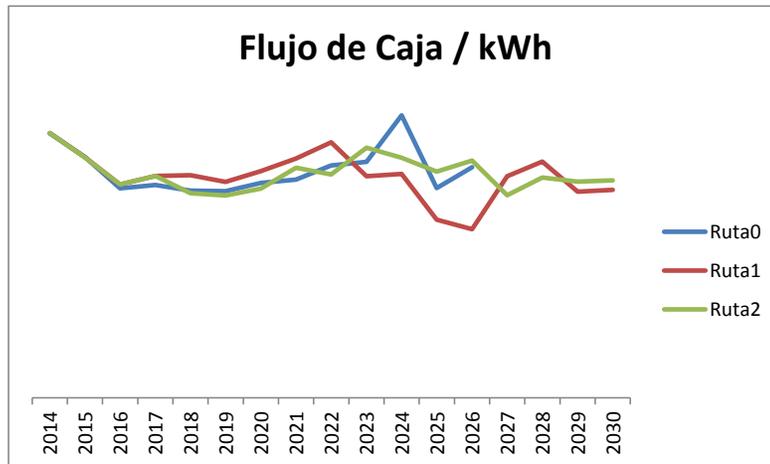


Figura 13-5 Evolución del índice del flujo de caja por unidad generada

El endeudamiento se divide entre el valor de los activos para obtener un índice de deuda/activo. El valor del activo es el costo de inversión depreciado linealmente sin valor de rescate al final de la vida útil de la planta. Como esta razón es una simplificación que no guarda relación con valores contables, se han omitido las cifras en la Figura 13-6, cuyo propósito es solo mostrar la evolución relativa de las rutas. La Ruta 0 se simuló hasta el 2026.

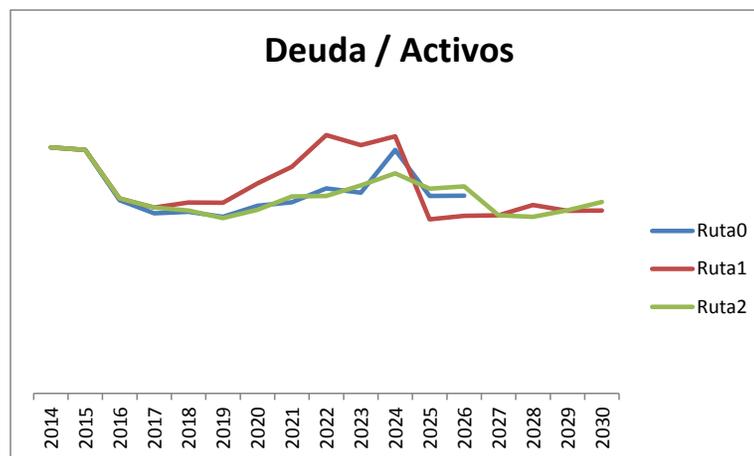


Figura 13-6 Evolución del índice del endeudamiento por unidad de activo

13.6 Necesidad estratégica de una adición térmica

En las tres rutas de expansión evaluadas bajo la presente revisión del Plan de Expansión aparece la necesidad de adicionar nueva capacidad térmica entre el 2021 y 2022. Estas plantas se justifican como complemento térmico y como la primera etapa para la introducción del GNL.

13.6.1 Función de complemento térmico

En el sistema de generación, basado en fuentes renovables, es necesario mantener un balance de recursos y tecnología, para que la matriz energética sea robusta y al mismo tiempo económica.

Las fuentes renovables experimentan por naturaleza variaciones fuera del control del operador del sistema y solo se pueden explotar con ventaja si existe algún complemento para asegurar la continuidad del servicio aun cuando las fuentes renovables disminuyen. Las plantas térmicas son las más adecuadas para dar este servicio.

Conforme aumenta la proporción de fuentes con mayor variabilidad e intermitencia, como el viento y en el futuro el solar, esta dependencia tiende a aumentar significativamente.

No disponer de la adecuada capacidad térmica eleva desmesuradamente los costos de producción, puesto que habría que realizar el respaldo usando otras tecnologías, que aunque pueden tener costos operativos bajos, tienen costos de inversión mayores.

13.6.2 Primera etapa del GNL

Las plantas térmicas previstas en todas las rutas de expansión tienen una segunda función de carácter estratégico.

Las turbinas del período 2021-2022 son la primera etapa de un eventual proyecto de introducción de gas natural en el país.

Dado que la mayor parte de los costos de la cadena de suministro de gas son fijos, la utilización del GNL solo será rentable si existe desde el principio una demanda térmica importante. Mientras el sistema no aumente su capacidad térmica y dependa exclusivamente de renovables, las necesidades térmicas serán marginales y no justifican el uso del GNL.

El papel de las turbinas como primera etapa del GNL es permitir que parte de la demanda sea cubierta con combustibles, de tal manera que cuando posteriormente se concluyan las obras de GNL, exista una demanda térmica inicial.

El proyecto de GNL, además de ser el elemento central de la Ruta 2, es parte de los planes alternativos de las rutas 0 y 1, como se explica en la sección **14.2 Planes alternativos**. Esta función estratégica de las turbinas, que permite el aprovechamiento del GNL, está presente en todas las rutas, ya sea como plan original o como plan alternativo de emergencia.

La instalación de las turbinas debe planearse para que en el futuro cercano se pueda cerrar el ciclo y convertirlas a ciclo combinado. El sitio donde se emplacen debe prever la instalación de la infraestructura del gas (almacenamiento, regasificación, distribución) y su conexión con las facilidades portuarias para la importación.

La incorporación del GNL implica un cambio del rol del térmico, que pasaría de ser usado solamente como respaldo, a ser parte de la generación base del sistema. Esta nueva condición de operación más intensa, obliga a especificar unidades grandes con muy alta eficiencia.

(esta página en blanco intencionalmente)

14 SELECCION DE LA RUTA A SEGUIR

La selección de la ruta a seguir se hace a la luz de los resultados obtenidos y de otras consideraciones estratégicas que se discuten en el presente capítulo.

14.1 Consideraciones adicionales sobre las rutas

14.1.1 Ruta 0 – Sin Diquís y sin GNL

En la Ruta 0 la demanda de energía hasta el 2028 es satisfecha recurriendo a la progresiva adición de proyectos renovables genéricos que a la fecha no están individualizados. Es posible prever que se tratará de desarrollos relativamente pequeños o medianos, sin aportes particularmente importantes en el almacenamiento de energía.

Se debe notar que la falta de almacenamiento y flexibilidad de la mayoría de los proyectos que conforman la Ruta 0, obligará a incorporar inversiones de compensación, como plantas de turbo-bombeo, instalación de capacidad redundante, etc. En el presente análisis estos costos no fueron calculados ni incluidos.

En esta ruta no es crítica la identificación precisa de los proyectos que conforman el plan de expansión, porque se supone que comparten las mismas características generales de desempeño y de costo.

La viabilidad de la Ruta 0 depende de la abundante existencia de proyectos genéricos de bajo costo. En el presente análisis se ha supuesto la disponibilidad de recursos, pero no se tiene certeza de la posibilidad de su aprovechamiento.

La Ruta 0 no demanda una decisión inmediata sobre Diquís o el GNL. Sin embargo, aunque los proyectos que la integran son de ejecución relativamente rápida, su gran número sí obliga a adoptar esta ruta con suficiente anticipación, para implementar las medidas necesarias para el desarrollo de una gran cantidad de proyectos. Por ejemplo, se debe establecer qué porción del esfuerzo será realizada por el ICE y cuánto y de qué forma participarán terceros (generadores privados independientes, empresas distribuidoras). La capacidad total requerida plantea problemas de financiamiento, capacidad de construcción, gestión de permisos ambientales, etc., que deben ser solucionados oportunamente.

La Ruta 0 necesita de 800 MW en proyectos genéricos renovables para responder a una demanda media y de 1 150 MW para atender un escenario de crecimiento alto.

El principal riesgo de esta ruta es que no exista la cantidad de proyectos con los niveles de costos que se han supuesto. Por su característica, esta ruta puede ser abortada en cualquier momento, siempre y cuando se pueda desarrollar otra ruta alternativa con suficiente tiempo.

14.1.2 Ruta 1 – Diquís en el año 2025

En la Ruta 1 el elemento más importante es la puesta en línea de Diquís en el 2025.

Diquís requiere de dos a cuatro años para completar su viabilidad socioambiental y estructurar su financiamiento, más seis años para la fase de construcción. Para disponer de su energía en el 2025 es necesario decidir adoptar la Ruta 1 inmediatamente.

La Ruta 1 implica mantener los trabajos programados para avanzar los diseños y obtener los permisos ambientales pendientes.

La viabilidad social del proyecto podría desmejorar sensiblemente si la Ruta 1 es pospuesta para el futuro.

El principal riesgo de Diquís es la complejidad de los temas ambientales y sociales, que podrían atrasar e incluso detener su desarrollo. Actualmente se está realizando una consulta indígena* y completando los estudios de factibilidad ambiental.

14.1.3 Ruta 2 – GNL en el 2025

En la Ruta 2 se persigue disponer de GNL en el año 2025.

La introducción del GNL se facilita con la instalación previa de nueva capacidad térmica. Esto se logra con las turbinas previstas en el 2021-2022, que luego son incorporadas en el ciclo combinado alimentado por el gas natural.

Si no se adopta la Ruta 2, siempre será posible desarrollar el gas natural en el futuro.

El principal riesgo de la Ruta 2 es la complejidad de los contratos de suministro de GNL.

14.2 Planes alternativos

La adopción de una ruta de expansión define el plan de expansión deseable para el mediano plazo. Sin embargo, es necesario también considerar planes alternativos, en caso que los proyectos fundamentales de la ruta sufran atrasos o tengan problemas de ejecución.

La Ruta 0 no requiere planes alternativos ejecutados en paralelo. El principal riesgo que tiene es que no se consigan suficientes proyectos genéricos a un costo atractivo. Este eventual faltante se manifestaría en forma paulatina, con un costo creciente cada vez que se agregan nuevos proyectos. Esto hace que no exista un punto de decisión definido para poner en marcha planes alternativos. En caso de detectarse en futuras revisiones del plan un

* **Nota aclaratoria posterior a la publicación:** a junio del 2014 la consulta indígena para el proyecto Diquís no se ha iniciado. A esta fecha se está realizando un proceso de análisis y discusión pública del proyecto y sus implicaciones con las comunidades no indígenas del Área de Influencia Directa y las instituciones públicas relacionadas, en el marco de preparación del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA).

faltante de proyectos, se deberá recurrir a plantas térmicas convencionales mientras se adopta una solución definitiva usando GNL.

En la Ruta 1 existe un riesgo importante alrededor de Diquís. Por su tamaño, un atraso importante de Diquís causaría un desbalance significativo en el sistema de generación.

El principal riesgo de Diquís es no obtener oportunamente su viabilidad social. Es necesario disponer de un plan alternativo que pueda subsanar un eventual faltante de Diquís.

Se ha estimado preliminarmente que si Diquís no logra completar la fase de viabilidad social y financiera cerca del 2018, deberá suspenderse y adoptarse una nueva ruta de expansión.

Un plan alternativo basado en sustituir Diquís con proyectos genéricos menores requiere que en los primeros años se corra en forma paralela un proceso de preparación de proyectos, en áreas como estudios de factibilidad, diseños preliminares, esquemas de financiamiento, esquemas de contratación de energía, de tal forma que la gran cantidad de pequeños proyectos que sustituyan a Diquís puedan estar listos oportunamente. El costo de esta fase preparatoria podría ser significativo. Esquemáticamente este plan alternativo se ilustra en la Figura 14-1.

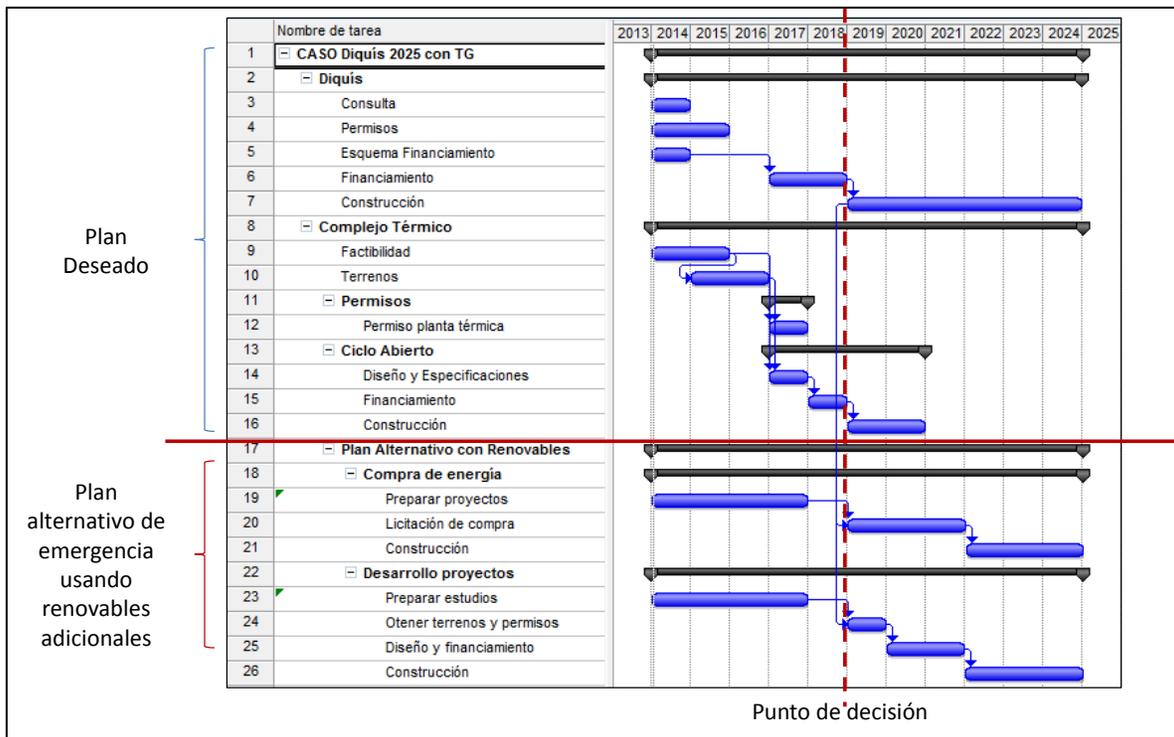


Figura 14-1 Ruta 1 con plan alternativo usando renovables

Se considera más seguro y atractivo un plan alternativo que introduzca el GNL en caso de falla de Diquís. En este plan, las turbinas de combustión previstas en el 2021-2022 se especifican y se instalan en un sitio que permita la rápida implementación de un ciclo combinado y el manejo y almacenamiento de GNL. En la Figura 14-2 se muestra un esquema del plan alternativo.

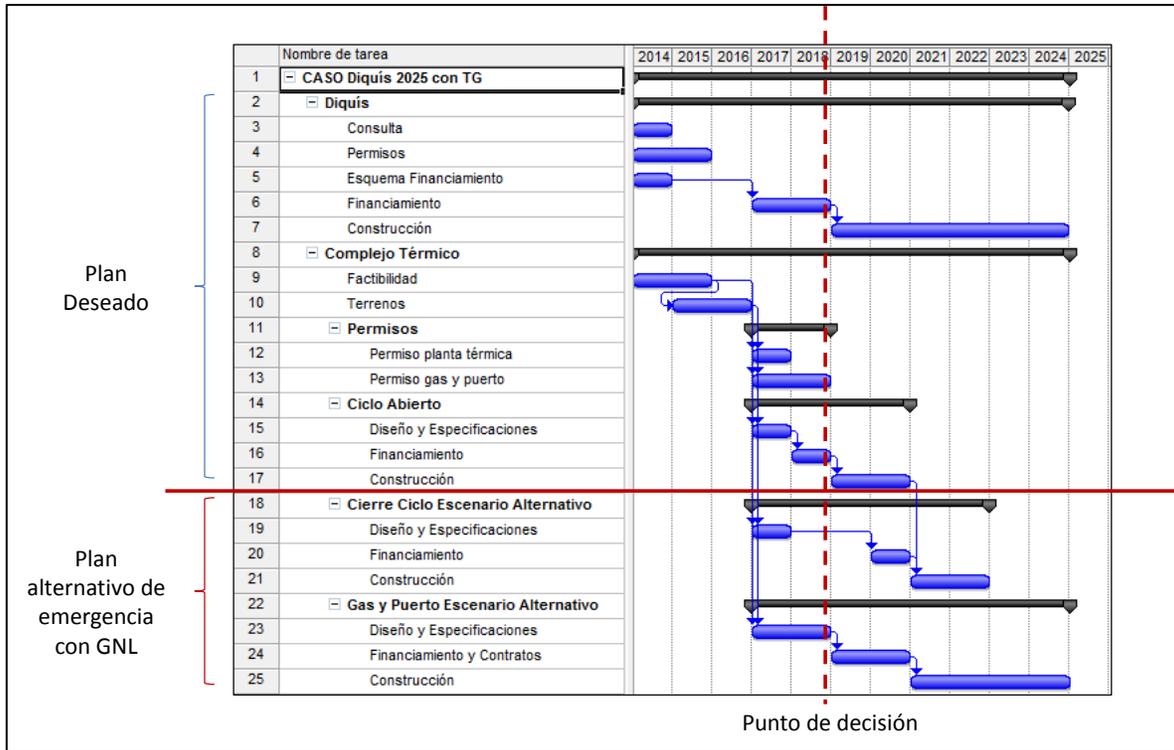


Figura 14-2 Ruta 1 con plan alternativo usando GNL

En el caso de la Ruta 2, el principal riesgo está asociado a la complejidad de los contratos de suministro de GNL. Esto sugiere que se debe desacoplar la construcción del ciclo combinado de los contratos de GNL. El plan alternativo consiste en especificar una central con combustible dual diésel/gas natural, que operaría con diésel mientras exista un atraso en la parte del gas, con un desarrollo similar al mostrado en la Figura 14-3.

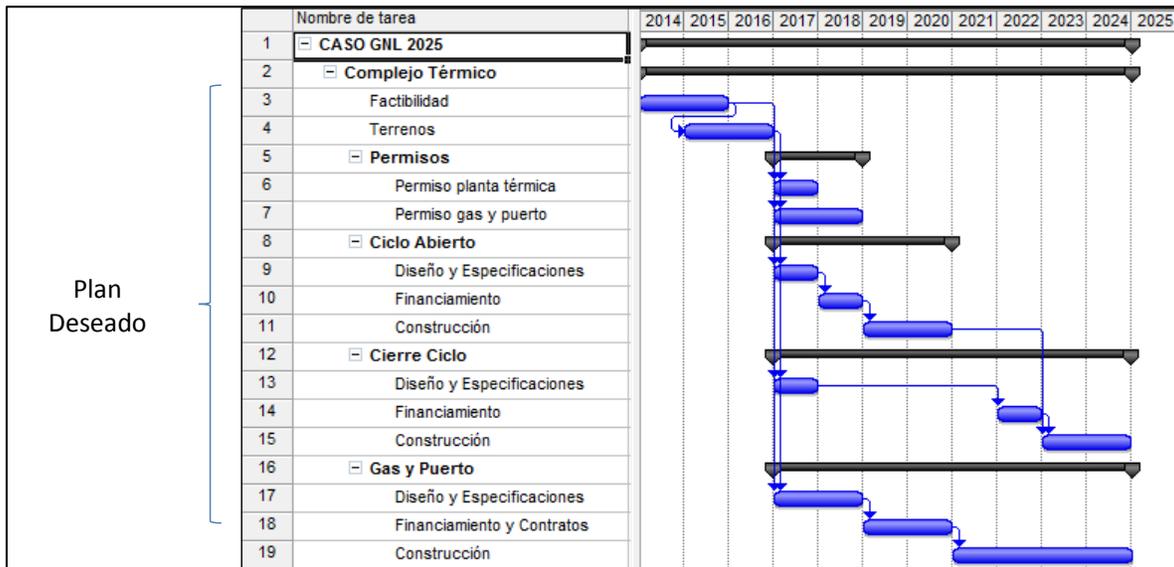


Figura 14-3 Ruta 2 con plan alternativo usando combustible dual

14.3 Ruta recomendada

Se recomienda seguir la Ruta 1, manteniendo un plan alternativo que permita introducir gas natural licuado en caso de no lograr avanzar con Diquís.

(esta página en blanco intencionalmente)

15 CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

15.1 Plan recomendado 2014-2035

El Plan de Expansión Recomendado se recalculó para optimizarlo en el período 2014-2035. El plan resultante es el mostrado en la Tabla 15-1.

Tabla 15-1 Plan de Expansión Recomendado Escenario medio de demanda

Año	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot MW	Instalación MW
					Capacidad Instalada al: 2012				2 682
2013					7	Tacares	Hidro	7	2 689
					12	Balsa Inferior	Hidro	38	2 727
2014	10 789		1 688		7	Cachí	Hidro	-105	2 622
					11	Cachí 2	Hidro	158	2 780
2015	11 278	4.5%	1 757	4.1%	1	Chucás	Hidro	50	2 830
					2	Torito	Hidro	50	2 880
					3	Anonos	Hidro	4	2 883
					3	Río Macho	Hidro	-120	2 763
					3	Río Macho 2	Hidro	140	2 903
					7	Chiripa	Eólic	50	2 953
2016	11 786	4.5%	1 827	4.0%	1	Capulín	Hidro	49	3 002
					1	La Joya 2	Hidro	64	3 066
					1	La Joya	Hidro	-50	3 016
					1	Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	3 066
					1	Orosí	Eólic	50	3 116
					5	Reventazón	Hidro	292	3 408
					10	Reventazón Minicentral	Hidro	14	3 422
2017	12 317	4.5%	1 891	3.5%	1	Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	3 472
					1	Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	3 492
					1	Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	3 529
					1	Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	3 579
					6	Moín 1	Térm	-20	3 559
2018	12 873	4.5%	1 971	4.2%	1	Renov 50 MW	Renov	50	3 609
2019	13 451	4.5%	2 051	4.1%	1	Pailas 2	Geot	55	3 664
2020	14 054	4.5%	2 126	3.6%					3 664
2021	14 680	4.5%	2 206	3.8%	1	Turbina Proy 1	Térm	80	3 744
					1	Renov 50 MW	Renov	50	3 794
2022	15 330	4.4%	2 297	4.1%	1	Turbina Proy 2	Térm	80	3 874
2023	16 003	4.4%	2 382	3.7%	1	Borinquen 1	Geot	55	3 929
					1	Renov 150 MW	Renov	150	4 079
2024	16 698	4.3%	2 479	4.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4 134
2025	17 417	4.3%	2 564	3.4%	1	Diquís	Hidro	623	4 757
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27	4 784
2026	18 155	4.2%	2 660	3.7%					4 784
2027	18 914	4.2%	2 756	3.6%					4 784
2028	19 691	4.1%	2 858	3.7%					4 784
2029	20 488	4.0%	2 949	3.2%	1	Renov 150 MW	Renov	150	4 934
2030	21 301	4.0%	3 066	4.0%	1	Geotérm 55 MW	Geot	55	4 989
2031	22 130	3.9%	3 173	3.5%	1	Geotérm 110 MW	Geot	110	5 099
2032	22 975	3.8%	3 291	3.7%	1	Renov 150 MW	Renov	150	5 249
					1	Geotérm 165 MW	Geot	165	5 414
2033	23 832	3.7%	3 403	3.4%	1	Renov 400 MW	Renov	400	5 814
2034	24 704	3.7%	3 526	3.6%	1	Renov 150 MW	Renov	150	5 964
2035	25 589	3.6%	3 649	3.5%	1	Turbina 160 MW	Térm	160	6 124

Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario medio de demanda. El valor presente del plan para el período 2014-2035 es 5 586 millUSD, de los cuales 4 975 millUSD corresponden al costo de inversión, 595 millUSD al costo operativo y 15 millUSD al costo de energía no suministrada.

En el Anexo A7 se muestra el detalle de los proyectos renovables que se simularon en el Plan de Expansión de Referencia.

15.2 Capacidad instalada y generación

El crecimiento esperado de la capacidad instalada puede verse en la Figura 15-1. Hacia el final del período la capacidad instalada alcanza los 6 124 MW, con una tasa de crecimiento anual del 4.0% entre el 2011 y el 2024.

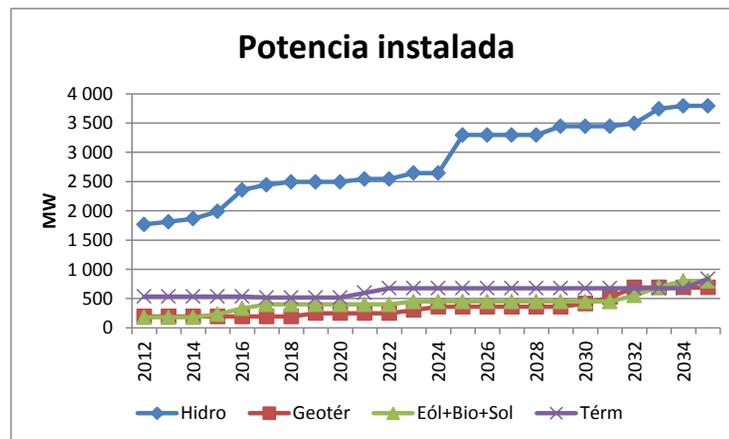


Figura 15-1 Capacidad instalada por fuente

En la Tabla 15-2 se muestra el porcentaje de capacidad instalada total de las diferentes fuentes en el período 2014-2035.

Tabla 15-2 Composición por fuente de la nueva capacidad

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA										
Año	MW					%				
	Hidro	Geotér	Eól+Bio+Sol	Térm	Total	Hidro	Geotér	Eól+Bio+Sol	Térm	Total
2012	1 768	195	182	537	2 682	66%	7%	7%	20%	100%
2013	1 813	195	182	537	2 727	66%	7%	7%	20%	100%
2014	1 866	195	182	537	2 780	67%	7%	7%	19%	100%
2015	1 990	195	232	537	2 953	67%	7%	8%	18%	100%
2016	2 358	195	332	537	3 422	69%	6%	10%	16%	100%
2017	2 445	195	402	518	3 559	69%	5%	11%	15%	100%
2018	2 495	195	402	518	3 609	69%	5%	11%	14%	100%
2019	2 495	250	402	518	3 664	68%	7%	11%	14%	100%
2020	2 495	250	402	518	3 664	68%	7%	11%	14%	100%
2021	2 545	250	402	598	3 794	67%	7%	11%	16%	100%
2022	2 545	250	402	678	3 874	66%	6%	10%	17%	100%
2023	2 645	305	452	678	4 079	65%	7%	11%	17%	100%
2024	2 645	360	452	678	4 134	64%	9%	11%	16%	100%
2025	3 295	360	452	678	4 784	69%	8%	9%	14%	100%
2026	3 295	360	452	678	4 784	69%	8%	9%	14%	100%
2027	3 295	360	452	678	4 784	69%	8%	9%	14%	100%
2028	3 295	360	452	678	4 784	69%	8%	9%	14%	100%
2029	3 445	360	452	678	4 934	70%	7%	9%	14%	100%
2030	3 445	415	452	678	4 989	69%	8%	9%	14%	100%
2031	3 445	525	452	678	5 099	68%	10%	9%	13%	100%
2032	3 495	690	552	678	5 414	65%	13%	10%	13%	100%
2033	3 745	690	702	678	5 814	64%	12%	12%	12%	100%
2034	3 795	690	802	678	5 964	64%	12%	13%	11%	100%
2035	3 795	690	802	838	6 124	62%	11%	13%	14%	100%

La generación esperada del período 2014-2035, por fuente de energía, será 74% hidroeléctrica, 15% geotérmica y un 9% de fuentes eólicas, biomásicas y solares. El térmico, usado solo como complemento de las renovables, cubrirá el 2% de la generación total, como se muestra en la Figura 15-2. La Tabla 15-3 contiene la generación esperada anual.

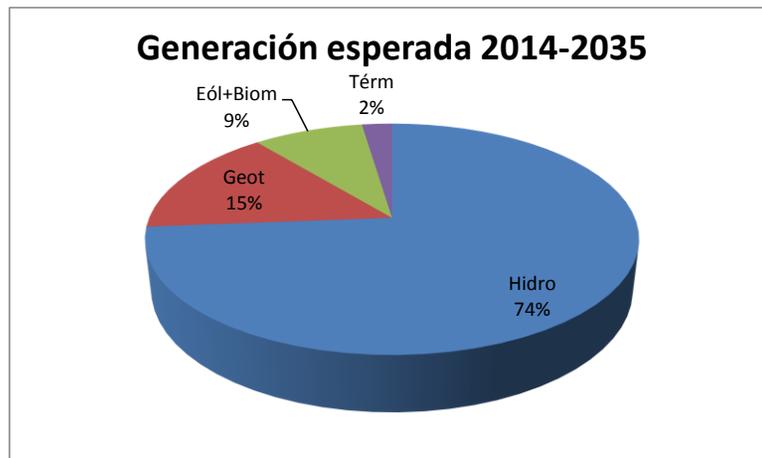
**Figura 15-2 Porcentaje de generación por fuente 2014-2035**

Tabla 15-3 Generación esperada por fuente

Generación anual esperada										
Año	GWh					%				
	Hidro	Geotér	Eól+Bio+Sol	Térm	Total	Hidro	Geotér	Eól+Bio+Sol	Térm	Total
2014	8 102	1 523	544	620	10 789	75%	14%	5%	6%	100%
2015	8 657	1 491	622	508	11 277	77%	13%	6%	5%	100%
2016	9 041	1 365	1 090	289	11 785	77%	12%	9%	2%	100%
2017	9 541	1 316	1 314	147	12 317	77%	11%	11%	1%	100%
2018	10 075	1 290	1 326	181	12 872	78%	10%	10%	1%	100%
2019	10 183	1 698	1 362	208	13 451	76%	13%	10%	2%	100%
2020	10 633	1 760	1 302	355	14 051	76%	13%	9%	3%	100%
2021	11 100	1 786	1 326	466	14 678	76%	12%	9%	3%	100%
2022	11 581	1 820	1 272	653	15 326	76%	12%	8%	4%	100%
2023	11 730	2 225	1 473	571	15 999	73%	14%	9%	4%	100%
2024	11 940	2 645	1 474	637	16 696	72%	16%	9%	4%	100%
2025	13 575	2 333	1 467	41	17 417	78%	13%	8%	0%	100%
2026	14 118	2 447	1 484	106	18 155	78%	13%	8%	1%	100%
2027	14 625	2 539	1 541	208	18 913	77%	13%	8%	1%	100%
2028	15 110	2 615	1 437	527	19 689	77%	13%	7%	3%	100%
2029	15 732	2 631	1 507	611	20 481	77%	13%	7%	3%	100%
2030	16 028	3 072	1 470	725	21 296	75%	14%	7%	3%	100%
2031	15 985	3 928	1 546	661	22 121	72%	18%	7%	3%	100%
2032	15 552	5 106	1 859	452	22 969	68%	22%	8%	2%	100%
2033	16 241	4 947	2 375	263	23 827	68%	21%	10%	1%	100%
2034	16 701	5 041	2 662	290	24 694	68%	20%	11%	1%	100%
2035	17 240	5 157	2 658	530	25 585	67%	20%	10%	2%	100%

Es importante señalar que la generación hidroeléctrica, así como la térmica por su carácter de complemento de la primera, dependen de las condiciones climáticas que se presenten, y en ese sentido, los valores dados en la Tabla 15-3 son “esperados”, es decir, corresponden a un promedio de 47 escenarios hidrológicos analizados mediante el modelo de simulación SDDP.

En el Anexo A1 se muestra la generación esperada para cada una de las plantas del sistema interconectado. El Anexo A2 muestra el consumo de combustibles esperado para cada una de las plantas térmicas y el Anexo A3 calcula el costo operativo unitario de las plantas térmicas.

Estas proyecciones son estimaciones para planeamiento de largo plazo. Pronósticos detallados del corto plazo son elaborados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) para planeamiento operativo.

15.3 Déficit de energía

La energía no servida para las 47 series hidrológicas se muestra en Figura 15-3, como porcentaje de la demanda mensual. Los déficit mostrados en esta figura cumplen con el criterio de confiabilidad explicado en la sección **9.5 Criterio de confiabilidad**.

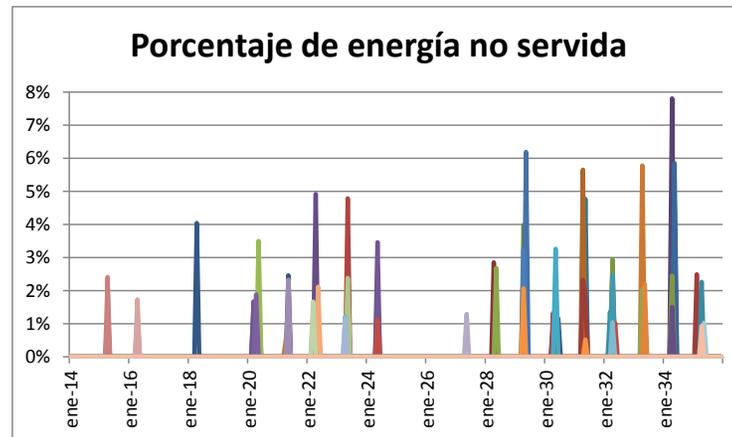


Figura 15-3 Déficit de energía mensual por serie hidrológica

Se observa que en el corto plazo el plan es robusto y tiene una holgura, que se manifiesta en las pocas ocurrencias de déficit. También se puede notar la holgura que se produce con la entrada en operación de Reventazón y Diquís, en el 2016 y 2025 respectivamente.

15.4 Emisiones

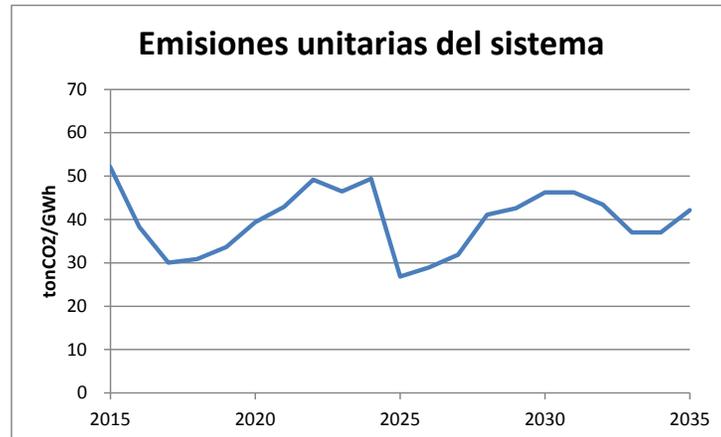
Las emisiones del sistema dependen de la composición y utilización del parque generador.

Para calcular las emisiones de CO_2 -equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología³⁹. Para las tecnologías relevantes y presentes en el plan de expansión, las emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7-3. Con estos coeficientes y la generación por tipo de tecnología se calcula el índice de emisiones para el sistema de generación. Los datos y los resultados se muestran en la Tabla 15-4. El comportamiento anual de las emisiones se ilustra en la Figura 15-4, donde se observa el impacto de los proyectos Reventazón y Diquís, que resultan muy eficaces para reducir el nivel de emisiones del sistema de generación.

³⁹ Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Año 2012. CENPE. Marzo 2013.

Tabla 15-4 Cálculo de emisiones de CO₂equivalente

Año	Generación							Emisiones							Emisiones Unitarias tonCO ₂ /GWh
	GWh							miles de ton CO ₂ equiv							
	Hidro	Eólic	Geot	TurbD	MMV	CCGNL	Total	Hidro	Eólic	Geot	TurbD	MMV	CCGNL	Total	
2014	8 102	544	1 523	100	520	0	10 789	138	1	137	60	312	0	647	60
2015	8 657	622	1 491	117	391	0	11 277	147	1	134	70	234	0	587	52
2016	9 041	1 090	1 365	39	251	0	11 785	154	1	123	23	150	0	451	38
2017	9 541	1 314	1 316	16	131	0	12 317	162	1	118	9	79	0	370	30
2018	10 075	1 326	1 290	22	159	0	12 872	171	1	116	13	95	0	397	31
2019	10 183	1 362	1 698	28	180	0	13 451	173	1	153	17	108	0	452	34
2020	10 633	1 302	1 760	79	276	0	14 051	181	1	158	47	166	0	554	39
2021	11 100	1 326	1 786	132	334	0	14 678	189	1	161	79	200	0	630	43
2022	11 581	1 272	1 820	232	421	0	15 326	197	1	164	139	253	0	754	49
2023	11 730	1 473	2 225	204	367	0	15 999	199	1	200	122	220	0	744	46
2024	11 940	1 474	2 645	244	394	0	16 696	203	1	238	146	236	0	825	49
2025	13 575	1 467	2 333	3	38	0	17 417	231	1	210	2	23	0	467	27
2026	14 118	1 484	2 447	22	85	0	18 155	240	1	220	13	51	0	526	29
2027	14 625	1 541	2 539	48	160	0	18 913	249	2	229	29	96	0	603	32
2028	15 110	1 437	2 615	178	349	0	19 689	257	1	235	107	209	0	810	41
2029	15 732	1 507	2 631	226	385	0	20 481	267	2	237	136	231	0	872	43
2030	16 028	1 470	3 072	270	455	0	21 296	272	1	277	162	273	0	986	46
2031	15 985	1 546	3 928	264	397	0	22 121	272	2	354	158	238	0	1 024	46
2032	15 552	1 859	5 106	185	267	0	22 969	264	2	460	111	160	0	997	43
2033	16 241	2 375	4 947	94	169	0	23 827	276	2	445	56	102	0	882	37
2034	16 701	2 662	5 041	102	188	0	24 694	284	3	454	61	113	0	914	37
2035	17 240	2 658	5 157	239	291	0	25 585	293	3	464	144	175	0	1 078	42

Figura 15-4 Índice unitario de emisiones de CO₂-equivalente

15.5 Costos marginales de corto plazo

Un aspecto importante en cuanto a los resultados de la modelación de los planes de expansión son los costos marginales de corto plazo (CMCP). La Figura 15-5 muestra los costos marginales promedio mensuales para el Plan Recomendado obtenidos por el SDDP. El valor promedio para el horizonte 2014-2035 es de USD70.4/MWh.

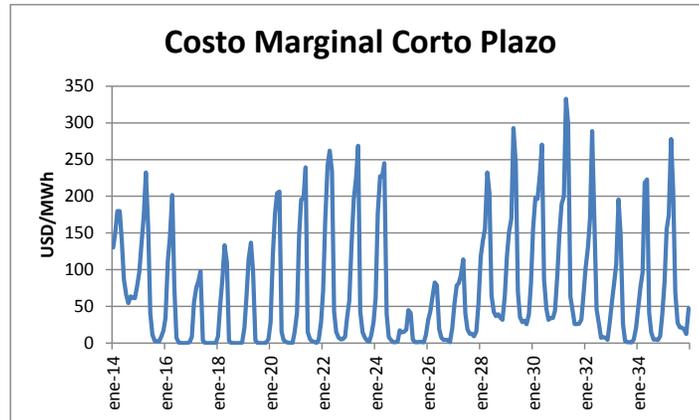


Figura 15-5 Costo Marginal de Corto Plazo

El CMCP exhibe dos depresiones por la entrada en operación de Reventazón en el 2016 y de Diquís en el 2025. También es fácil observar el claro patrón estacional provocado por el alto componente hidroeléctrico. Reagrupando los CMCP por períodos mensuales se obtienen los valores medios mensuales de la Figura 15-6. Obsérvese la gran volatilidad entre el CMCP de época seca contrastado contra el de época húmeda.

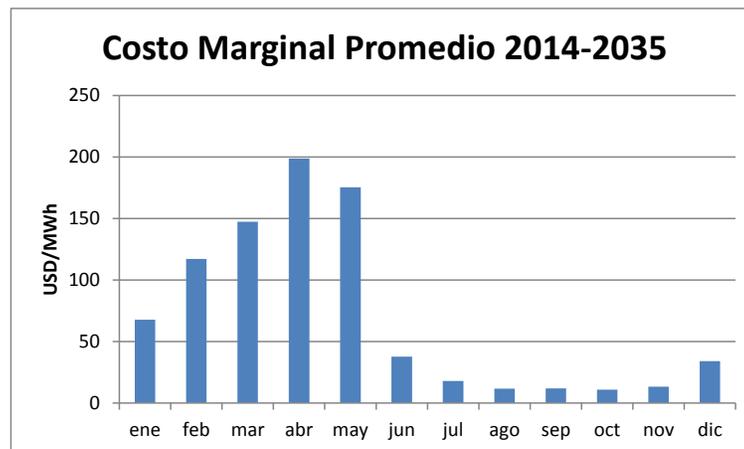


Figura 15-6 Costos Marginales de Corto Plazo Promedio Mensual

15.6 Costos marginales de largo plazo de generación

La estimación del costo marginal promedio de largo plazo de generación se calcula de forma práctica con el concepto del costo incremental promedio de largo plazo de generación (CILP). Este valor indica el costo medio que a largo plazo representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación.

El cálculo del CILP se realiza bajo el siguiente procedimiento:

- Se proyecta la demanda a abastecer en el período de expansión considerado.
- Se determina el Plan de Expansión, entendiéndose este último como el programa de costo mínimo de obras y proyectos de generación necesarios para cubrir el

crecimiento de la demanda de electricidad proyectada y que cumple con los criterios de confiabilidad.

- Utilizando un modelo de despacho hidrotérmico, en este caso el SDDP, se calcula un despacho optimizado, de donde se obtienen los costos variables de operación y mantenimiento, y los costos de falla del sistema para cada uno de los años analizados.
- Se calcula el costo total anual como la suma del costo de inversión anualizado de las obras contempladas en el Plan de Expansión, incluyendo sus cargos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de operación y mantenimiento, los costos de combustibles, y el costo de falla.

El costo incremental de largo plazo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CILP = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta D_t}{(1+i)^t}}$$

donde ΔC_t representa la variación del costo total del año t respecto al año t-1, y ΔD_t representa la variación de la energía demandada, del año t respecto al año t-1

Este es el costo de producción del kWh marginal para el sistema eléctrico en su conjunto. Para el cálculo anterior es importante realizar un análisis de largo plazo, para que los costos de inversión queden correctamente reflejados.

La Tabla 15-5 muestra el cálculo del CILP, considerando precios de mercado de diciembre del 2012, que resulta ser USD139/MWh, si se considera el período 2014-2035.

Tabla 15-5 Costo Incremental de Largo Plazo

CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO													
Nivel de Precios Año: dic-12													
Año	Demanda		Costos Fijos Oper. e Inver. mill.\$	Costos Variables			Costo Total		Curva de Costo Ajustada				
	Total GWh	Incremental GWh		Comb+O&M mill.\$	Falla mill.\$	Total mill.\$	Annual mill.\$	Incremental mill.\$	Total mill.\$	Incremental mill.\$			
2014	10 789		43	102.79	0.00	102.80	145		197				
2015	11 278	489	127	88.00	0.91	88.92	216	70	274	77			
2016	11 786	508	399	47.41	0.65	48.06	447	231	351	77			
2017	12 317	532	484	23.82	0.00	23.82	508	61	429	78			
2018	12 873	556	511	30.34	1.40	31.74	542	34	508	79			
2019	13 451	578	562	35.83	0.01	35.84	597	55	588	80			
2020	14 054	603	562	66.79	3.27	70.06	632	34	669	82			
2021	14 680	627	604	92.23	2.02	94.24	698	66	753	83			
2022	15 330	650	619	137.27	3.93	141.20	760	62	838	85			
2023	16 003	673	751	122.58	4.68	127.26	878	118	925	87			
2024	16 698	696	802	141.95	2.50	144.45	946	68	1 015	90			
2025	17 417	718	1 261	7.53	0.00	7.53	1 268	322	1 107	92			
2026	18 155	738	1 261	21.89	0.04	21.92	1 283	14	1 203	95			
2027	18 914	758	1 261	44.30	0.36	44.66	1 305	23	1 301	98			
2028	19 691	777	1 261	123.37	2.38	125.75	1 386	81	1 403	102			
2029	20 488	797	1 342	148.90	8.90	157.80	1 500	114	1 509	106			
2030	21 301	813	1 393	180.79	4.44	185.24	1 578	78	1 618	109			
2031	22 130	829	1 495	170.03	11.16	181.19	1 676	98	1 731	113			
2032	22 975	845	1 729	118.94	5.80	124.74	1 853	177	1 849	118			
2033	23 832	857	1 945	68.48	6.41	74.88	2 020	166	1 972	122			
2034	24 704	873	2 026	76.29	16.01	92.30	2 118	98	2 099	127			
2035	25 589	884	2 056	150.56	4.05	154.61	2 210	92	2 231	132			
Valor Presente													
Tasa de actualización: 12%			Año inicial: 2014			Año final: 2035							
4 728		4 975		595		15		610		5 586	707	5 588	658
Costo Incremental de Largo Plazo con curva de costos ajustada													
										CILP: 0.13913			

Es importante recalcar que el supuesto básico para la aplicación de los principios marginalistas es que exista un balance óptimo de oferta-demanda, condición que normalmente no se presenta.

La utilización del CILP como parámetro tarifario presenta problemas de definición. La imposibilidad de cumplir todos los supuestos de la teoría marginalista hace que el cálculo de este parámetro produzca resultados inestables. En la Figura 15-7 se muestra cómo fluctúa el CILP según sea el período que se tome en consideración y si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste.

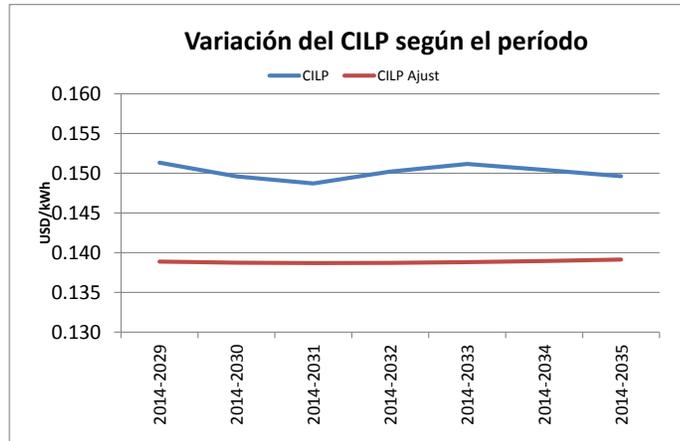


Figura 15-7 Variación del CILP según el período considerado

El CILP representa un promedio del costo de generación a largo plazo, incluyendo todos los diferentes tipos de proyectos del Plan de Expansión, tales como proyectos hidroeléctricos de embalse, proyectos hidroeléctricos de filo de agua, proyectos térmicos, proyectos geotérmicos, etc. El costo o beneficio de un proyecto particular no puede obtenerse directamente del CILP, pues dependerá de la contribución que ese proyecto haga al sistema de acuerdo a su patrón de generación.

Aunque no se recomienda su utilización para estudios de detalle, el CILP puede usarse con cautela en estudios muy preliminares.

15.6.1 Estructura estacional

Para estimar la variación estacional y horaria de los costos de la energía, se utilizan los costos marginales de corto plazo. Para ese efecto se ha considerado la estructura horaria-estacional mostrada en la Tabla 15-6.

Tabla 15-6 Definición de los períodos horario-estacionales

ESTRUCTURA ESTACIONAL			
Temporada Alta	Ene-May		
Temporada Baja	Jun-Dic		
ESTRUCTURA HORARIA			
	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Horario			
Día hábil	10:00-12:30 17:30-20:00	06:00-10:00 12:30-17:30	20:00-06:00
Fin Semana		06:00-20:00	20:00-06:00
Horas por día			
Día hábil	5	9	10
Fin Semana	0	14	10
Horas por semana	25	73	70

Los costos marginales de corto plazo del plan de expansión recomendado se han promediado para cada una de las bandas horario-estacionales del período 2014-2035 y se muestran en la Tabla 15-7. Según la teoría económica, la remuneración que por energía deberían recibir las plantas que son despachadas en un hipotético mercado perfecto resulta de la multiplicación de su generación por el costo marginal de corto plazo.

Tabla 15-7 Costos marginales de demanda

Costo Marginal de Demanda				
USD/MWh				
Período	Punta	Media Punta	Fuera Punta	Promedio
Estación alta (enero-may)	134.8	134.0	103.3	129.1
Estación baja (Jun-Dic)	18.5	17.7	16.5	17.7
A anual	66.9	66.1	52.7	64.1

Cuando la instalación de un sistema tiene reservas de capacidad para cumplir con criterios de confiabilidad, se debe agregar un reconocimiento de la potencia disponible. Para evaluaciones muy preliminares de los proyectos de generación se puede utilizar el costo marginal de potencia estimado en la Tabla 15-8, de USD150.38/kW-año.

Para estimar el costo marginal de potencia se utilizó el costo de inversión en la tecnología al margen para cubrir necesidades de potencia (normalmente turbinas de gas) menos los ingresos que obtendría esta tecnología a través de la tarifa de energía, por la aplicación de los CMCP.

En la Tabla 15-8, se presenta la estimación de este cargo, y los supuestos utilizados para el cálculo. Nótese que al costo de la turbina de gas se le restó USD58.3/kW-año, que corresponden al ingreso por generación que la turbina ganaría siempre que los precios de la energía fuesen mayores que su costo variable (al ser ésta la tecnología al margen, sería la energía no suministrada). En caso contrario se podría producir una sobreinversión en este tipo de tecnología.

Tabla 15-8 Cálculo del costo marginal de potencia

COSTO MARGINAL DE POTENCIA			
DATOS DESCRIPTIVOS			
Máquina marginal	Unidad	Turbina Industrial	
Potencia por unidad	MW	56.16	
Factor de Planta Típico	%	20%	
Combustible		Diesel	
Densidad (kg/lt)		0.832	
Eficiencia Térmica	%	29.5%	
Poder calórico	kJ/litro	36 462	
Plant Heat Reat	kJ/kWh	12 195	
Consumo Específico	kWh/litro	2.99	
Costo OyM variable	\$/MWh	3.0	
DATOS DE CÁLCULO			
Costos Fijos de O&M			
Costo Fijo O&M	\$/kW-año	42.7	
Costos Fijos de Capital			
Costo Construcción (sin IDC)	\$/kW	1000	
Vida Útil	años	20	
Período de Construcción	años	1.5	
Tasa de descuento	%	12%	
Factor Recuperación Capital		0.1339	
Factor Capitalización-IDC		1.0837	
Costo Fijo Anual	\$/kW-año	145.1	
Costo Fijo Total	\$/kW-año	187.8	
Disponibilidad		90%	
Costo Fijo Total con disponibilidad	\$/kW-año	208.7	
Ingreso por generación	\$/kW-año	58.3	
COSTO MARGINAL DE POTENCIA	\$/kW-año	150.38	

15.7 Flujo de caja y endeudamiento

La construcción y operación de las plantas que conforman el Plan de Expansión demanda una cantidad muy importante de recursos financieros.

El siguiente análisis calcula los flujos de recursos asociados con la inversión y la operación de las plantas. La estimación se hace en forma muy simplificada, suponiendo que todas las obras se financian con las mismas condiciones. A partir de los costos de inversión y explotación de cada planta, se calculan los aportes de capital, los costos de operación y el servicio de la deuda, que conforman el flujo de caja de un hipotético desarrollador único de todo el sistema de generación. También se obtiene el endeudamiento. Con estos parámetros se obtienen los índices de flujo de caja/demanda y el de endeudamiento/activos.

Los parámetros que se aplicaron a todas las plantas, existentes y futuras, fueron:

- Porcentaje de la inversión financiada 70%
- Intereses durante la construcción financiados
- Crédito a 17 años con un año de gracia y al 8% anual
- Vida útil de 40 años en plantas hidroeléctricas
- Vida útil de 30 años en plantas geotérmicas
- Vida útil de 20 años en plantas eólicas
- Vida útil de 20 años en plantas térmicas
- Depreciación lineal hasta cero en la vida útil

Para estimar el endeudamiento y el valor de los activos actuales, el cálculo se remontó hasta 40 años atrás, incluyendo plantas construidas de 1974 en adelante.

La inversión acumulada en los próximos 17 años, hasta el 2030, ascenderá a USD8 300 millones. El monto anual de inversión se muestra en la Figura 15-8.

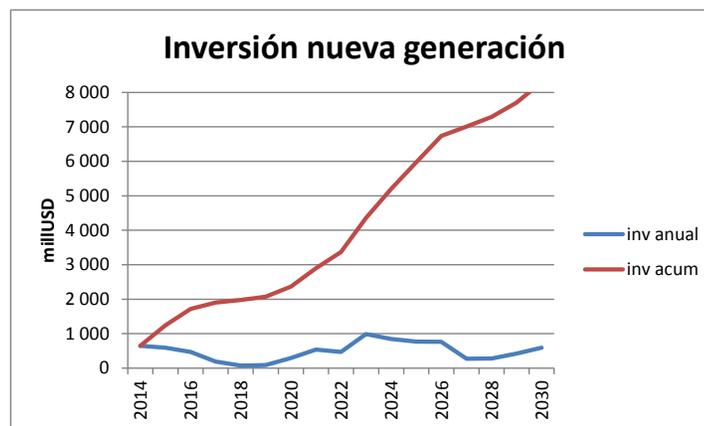


Figura 15-8 Inversiones en nueva capacidad de generación

Aplicando las simplificaciones y los supuestos arriba indicados, se obtuvieron los aportes de capital, los costos operativos fijos y variables, las amortizaciones y el pago de intereses, que en conjunto conforman el flujo de caja para generación. Ver Figura 15-9.

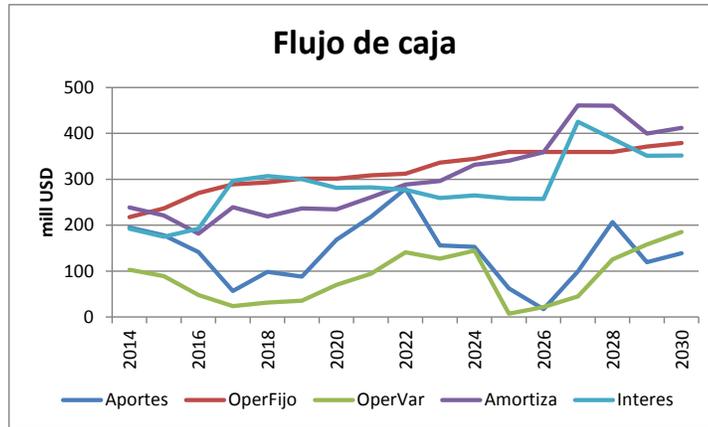


Figura 15-9 Flujo de caja

Al dividir el flujo de caja entre la demanda, como se ilustra en la Figura 15-10, se obtiene un índice que refleja en forma aproximada el costo en cada año de atender una unidad de demanda.

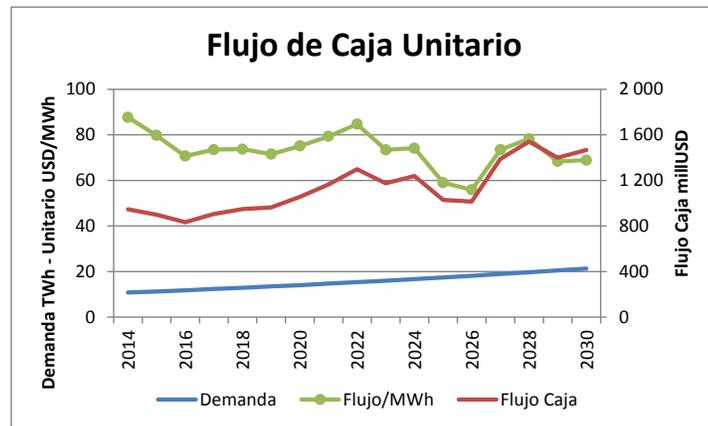


Figura 15-10 Flujo de caja unitario anual

En la Figura 15-11 se muestra la razón de endeudamiento sobre el valor de los activos de generación. Los activos se calculan como el valor de la inversión menos la depreciación lineal, con valor cero de rescate y sin ningún tipo de revaluación.

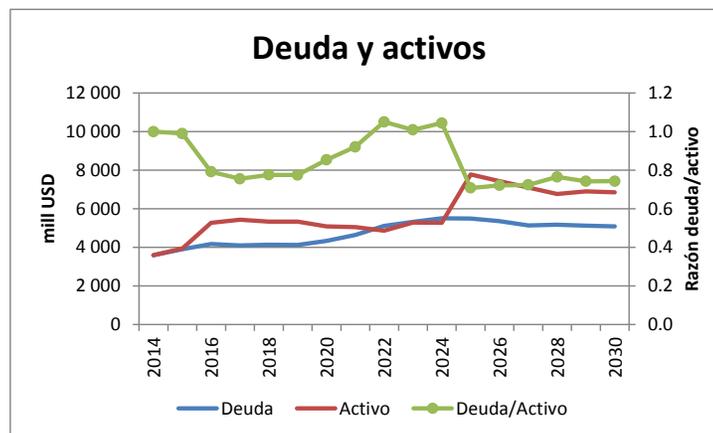


Figura 15-11 Deuda relativa al valor de los activos

Es necesario advertir que estos indicadores financieros se calculan en el presente estudio en forma simplificada y recurriendo a supuestos generales que se aplican a todas las plantas, y que no están vinculadas con las condiciones reales de financiamiento. El único propósito de este análisis es conocer en forma aproximada los órdenes de magnitud de los requerimientos de flujo de caja y endeudamiento totales. No deben confundirse con los índices financieros del ICE, CNFL, empresas distribuidoras o de los generadores privados.

16 REFERENCIAS

BID/CEPAL, 2007: Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2003: Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del Istmo Centroamericano 2003.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2007: Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica. BID/CEPAL.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2008: Anuario estadístico de América Latina y el Caribe.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2011: Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico, Informe preliminar del segmento de la producción de electricidad (Datos actualizados a 2010).

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2012: Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico.

CONSEJO DE ELECTRIFICACION DE AMERICA CENTRAL (CEAC), 2010: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2011-2025. GTPIR.

DEPARTMENT OF ENERGY US GOVERNMENT, 2012: Annual Energy Outlook 2013. Energy Information Administration.

ELECTROWATT ENGINEERING, 1985: Non-Conventional Energy Sources.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 1991: Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2012: Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales 2012-2016. CENPE

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2010: Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo. www.grupoice.com

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Caracterización de la curva de carga del sistema, año 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Informe anual de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica 2012. Dirección Gestión Tarifaria.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Porcentaje de cobertura eléctrica. Estimado a mayo 2013. CENPE

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Proyecciones de la demanda de energía eléctrica en Costa Rica 2013-2035. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Año 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Informe de Operación Anual 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, 2013: Proyección de precios de combustibles 2013-2040. CENPE

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2007: Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2008: V Plan Nacional de Energía, 2008-2021. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2012: Balance Nacional de Energía 2011. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2010: Hacia un nuevo modelo energético de nuestro país.

MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN), 2007: Plan Nacional de Desarrollo Jorge Manuel Dengo.

MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN), 2010: Plan Nacional de Desarrollo María Teresa Obregón Zamora.

SDDP y el OPTGEN. En www.psr-inc.com.br

ANEXOS

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 1
GENERACIONES ESPERADAS POR PLANTA

(esta página en blanco intencionalmente)

Tabla A1.1 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas hidroeléctricas(GWh)

Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GENERACION ANUAL DE PLANTAS HIDROELECTRICAS																					
							GWh																					
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Angostura	Hidro	180	54%	788	856	886	788	841	847	853	851	855	866	856	865	861	874	853	822	862	862	862	886	876	872	847	865	872
Anonos	Hidro	4	44%	9	14	17		13	10	10	9	10	12	12	15	13	14	13	15	16	17	17	17	17	17	16	15	16
Arenal	Hidro	157	54%	649	741	798	649	654	704	709	750	751	766	774	798	749	773	705	746	763	787	743	779	779	718	694	733	781
Balsa Inferior	Hidro	38	40%	97	133	179	179	160	107	97	97	102	121	127	144	135	138	114	128	138	148	147	151	149	140	129	129	141
Cachí	Hidro	105	28%	258	258	258	258																					
Cachí 2	Hidro	158	57%	143	796	861	143	842	817	811	833	823	835	850	861	839	856	811	781	816	829	829	844	835	820	806	819	822
Canalete	Hidro	18	49%	67	76	83	83	80	75	69	71	71	76	76	79	76	76	67	74	76	79	80	79	80	77	70	73	77
Capulín	Hidro	49	34%	101	143	173			104	102	101	106	125	128	157	142	148	142	157	162	168	169	169	173	163	158	140	153
Cariblanco	Hidro	84	38%	263	282	298	298	294	271	266	269	273	279	284	289	283	286	263	276	282	287	291	291	291	285	277	282	285
Carrillos	Hidro	2	57%	8	12	16	16	13	10	9	8	9	10	10	12	11	12	10	12	12	13	13	13	13	12	12	11	12
Chocosuela	Hidro	26	52%	109	117	123	123	121	114	109	112	113	116	118	120	117	120	112	115	118	121	121	121	121	119	115	118	120
Chucás	Hidro	50	30%	78	132	172		136	89	81	78	85	101	104	138	122	134	135	147	158	165	167	169	172	157	153	138	150
CNFL Virilla	Hidro	48	55%	203	231	270	270	257	216	203	206	217	231	239	251	242	244	206	224	228	239	238	243	240	231	219	214	227
Corobicí	Hidro	174	46%	613	697	784	675	644	626	613	659	657	701	734	784	708	744	618	687	709	778	725	766	772	681	646	666	739
Cote	Hidro	7	16%	8	10	13	13	10	9	9	8	8	9	9	10	10	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	9	10
Cubujuquí	Hidro	22	45%	68	86	109	109	92	77	68	70	73	82	84	89	85	89	74	82	88	93	94	94	94	89	81	86	90
Daniel Gutiérrez	Hidro	18	36%	39	57	81	81	65	47	41	39	43	49	49	60	56	57	54	59	62	65	64	64	65	61	57	53	57
Diquís	Hidro	623	50%	2 613	2 724	2 809												2 613	2 657	2 723	2 767	2 768	2 809	2 770	2 702	2 709	2 745	2 703
Diquís Minicentral	Hidro	27	79%	166	187	196												166	180	186	194	193	195	196	189	180	180	193
Doña Julia	Hidro	16	73%	94	102	113	113	107	94	96	96	98	102	103	106	104	105	94	99	102	106	103	104	105	101	98	98	103
El Encanto	Hidro	8	39%	24	29	35	35	31	26	24	25	25	27	28	30	29	30	26	28	29	30	30	31	31	29	28	28	30
Garita	Hidro	40	46%	144	163	183	183	171	150	144	144	152	163	164	175	167	170	147	159	168	174	174	175	177	167	156	150	163
General	Hidro	39	62%	190	211	227	227	220	197	190	202	200	208	213	220	216	217	196	204	213	218	220	221	221	215	209	211	213
Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	61%	177	197	209				179	186	188	197	203	209	202	204	177	191	197	204	205	204	207	199	192	195	203
Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	57%	229	250	263				231	240	241	250	254	261	254	256	229	243	246	259	258	260	263	250	244	249	254
Hidro GP1 Existente	Hidro	39	70%	224	238	252	252	243	224	225	226	228	234	236	243	239	241	226	234	237	243	243	246	244	240	235	243	245
Hidro GP2 Existente	Hidro	41	56%	189	198	206	206	201	191	189	192	193	197	199	202	199	200	194	197	200	202	202	202	203	197	195	199	201
Hidro GP3 Existente	Hidro	10	74%	57	65	71	71	67	59	57	60	61	64	65	68	66	67	59	63	66	67	66	68	68	66	65	65	67

Generación anual de plantas hidroeléctricas (continuación)

Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GENERACION ANUAL DE PLANTAS HIDROELECTRICAS																						
							GWh																						
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Hidro Proy D1	Hidro	50	51%	218	224	230														223	226	230	221	221	218	230			
Hidro Proy D2	Hidro	50	54%	230	237	244																			230	238	244		
Hidro Proy D3	Hidro	50	50%	217	220	226																			217	217	226		
Hidro Proy D4	Hidro	50	68%	264	299	315						301	315	309	309	264	283	293	304	303	307	308	299	294	292	303			
Hidro Proy D5	Hidro	50	80%	314	349	368				321	328	345	351	368	361	364	314	335	348	362	360	367	366	353	338	338	356		
Hidro Proy D6	Hidro	50	58%	246	254	260															255	259	260	250	247	246	258		
Hidro Proy G1	Hidro	50	54%	231	236	242																			231	234	242		
Hidro Proy G2	Hidro	50	64%	245	279	290									289	289	245	264	274	289	285	290	290	277	275	269	287		
Hidro Proy G3	Hidro	50	59%	236	259	267									265	266	236	248	256	265	264	266	267	258	256	255	261		
Hidro Proy G4	Hidro	50	53%	225	230	240																		225	226	229	240		
Hidro Proy G5	Hidro	50	48%	208	212	219																				208	210	219	
Hidro Proy G6	Hidro	50	64%	265	279	286															283	286	286	279	265	274	282		
Hidro Proy G7	Hidro	50	62%	265	273	284																			265	269	284		
Hidro Proy G8	Hidro	50	57%	239	248	256																				239	256		
ICE Menores	Hidro	5	54%	17	25	37	37	28	19	18	17	18	21	22	26	24	25	22	25	27	29	29	29	30	27	26	25	27	
JASEC Menores	Hidro	20	80%	128	143	159	159	152	133	128	134	136	142	144	151	149	149	130	139	143	148	148	149	149	144	140	137	144	
La Joya	Hidro	50	47%	175	207	239	175	239																					
La Joya 2	Hidro	64	41%	164	230	285			183	164	170	183	212	228	254	241	244	205	215	247	271	273	285	281	247	227	228	250	
Los Negros	Hidro	18	49%	65	75	92	92	82	72	65	65	67	72	74	78	75	74	67	73	76	79	80	79	81	76	70	74	77	
Peñas Blancas	Hidro	37	47%	128	152	185	185	167	145	128	136	140	153	150	157	154	150	141	151	154	161	159	160	162	153	140	144	156	
Pirris	Hidro	128	53%	588	599	610	610	594	588	591	601	592	597	595	601	594	607	590	588	599	608	603	608	610	597	596	602	608	
Pocosol	Hidro	26	51%	86	115	149	149	132	103	86	88	93	104	108	119	117	119	102	112	117	122	126	128	129	122	114	116	128	
Reventazón	Hidro	292	45%	903	1 159	1 193			903	1 189	1 168	1 184	1 186	1 185	1 193	1 173	1 177	1 140	1 171	1 167	1 170	1 159	1 184	1 171	1 178	1 150	1 165	1 170	
Reventazón Minicentral	Hidro	14	60%	11	70	84			11	59	60	64	72	72	80	76	78	64	71	77	81	82	83	84	76	71	71	77	
Río Macho	Hidro	120	28%	56	294	533	533	56																					
Río Macho 2	Hidro	140	41%	429	505	561		469	482	443	463	475	509	535	555	539	550	429	467	509	560	549	561	560	515	457	475	511	
San Lorenzo	Hidro	16	53%	58	74	96	96	81	60	60	58	63	70	68	75	73	75	63	72	77	81	82	83	85	79	72	75	81	
Sandillal	Hidro	32	34%	68	95	118	117	88	77	68	71	73	84	89	103	90	94	82	95	101	118	107	116	118	99	88	91	112	
Tacares	Hidro	7	42%	16	26	39	39	28	18	17	16	18	20	21	26	24	26	23	27	28	30	30	31	31	28	28	26	28	
Torito	Hidro	50	41%	130	178	222		182	144	130	134	134	156	152	186	169	177	166	180	202	213	214	218	222	198	176	191	205	
Toro 1	Hidro	27	41%	91	97	105	105	100	94	91	95	93	96	99	101	98	101	91	92	95	99	98	100	100	96	92	95	96	
Toro 2	Hidro	66	44%	229	255	273	269	265	245	235	248	245	255	266	273	263	270	229	235	253	267	264	269	268	251	237	248	255	
Toro 3	Hidro	48	46%	173	193	209	209	202	184	175	184	182	193	202	208	208	199	205	173	179	194	203	202	205	205	190	180	187	194
Ventanas-Garita	Hidro	100	59%	490	518	557	557	529	518	508	512	513	523	520	526	522	527	490	505	519	527	524	527	525	507	504	507	506	
Total							8 102	8 657	9 041	9 541	10 075	10 183	10 633	11 100	11 581	11 730	11 940	13 575	14 118	14 625	15 110	15 732	16 028	15 985	15 552	16 241	16 701	17 240	

Cuadro A1.2 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas térmicas (GWh)

Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GENERACION ANUAL DE PLANTAS TERMICAS																								
							GWh																								
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035			
Barranca	Térm	36	1%	0	2	6	1	3	1	0	0	1	2	2	3	2	2	0	0	0	1	3	4	6	3	2	2	2			
Garabito	Térm	200	15%	37	258	475	475	353	231	124	150	168	255	306	385	334	359	37	79	148	319	351	413	361	243	155	174	264			
Guápiles	Térm	14	11%	1	13	24	21	17	9	3	5	7	12	16	21	19	20	1	4	7	17	19	24	21	14	8	8	16			
Moín 1	Térm	20	3%	1	5	8	8	7	4	1																					
Moín 2a	Térm	65	2%	0	14	30	23	26	7	3	4	6	17	18	17	14	22	0	2	2	15	23	29	30	20	11	11	10			
Moín 2b	Térm	65	3%	0	15	32	25	30	9	4	5	7	17	19	19	16	23	0	2	3	16	24	32	31	21	11	12	12			
Moín 3	Térm	78	4%	0	26	55	50	55	21	9	12	14	40	31	33	29	38	0	2	7	27	37	44	43	30	14	16	17			
Orotina	Térm	10	11%	1	10	18	16	14	7	3	4	5	9	12	15	14	15	1	3	5	13	15	18	15	10	6	6	12			
San Antonio Gas	Térm	34	1%	0	2	6	1	3	1	0	1	1	2	2	3	3	3	0	0	0	2	4	5	6	3	2	2	2			
Turbina Proy 1	Térm	80	7%	1	49	77								59	77	69	77	1	7	17	57	66	76	72	53	27	29	45			
Turbina Proy 2	Térm	80	7%	1	50	80									80	70	78	1	8	19	60	69	80	76	54	28	31	48			
Turbina Proy 3	Térm	80	7%	49	49	49																						49			
Turbina Proy 4	Térm	80	8%	56	56	56																						56			
Total							620	508	289	147	181	208	355	466	653	571	637	41	106	208	527	611	725	661	452	263	290	530			

**Cuadro A1.3 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas Geotérmicas, Eólicas y Biomásicas (GWh)**

GENERACION ANUAL DE PLANTAS GEOTERMICAS																																
Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GWh																									
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035				
Borinquen 1	Geot	55	84%	364	406	419									414	417	364	382	398	410	414	418	419	414	410	410	419					
Borinquen 2	Geot	55	84%	367	406	420										417	367	384	400	412	413	419	420	411	400	411	420					
Geotérm Proy 1	Geot	55	86%	401	414	419																419	419	413	401	410	419					
Geotérm Proy 2	Geot	55	86%	400	413	419																	419	414	400	411	419					
Geotérm Proy 3	Geot	55	85%	396	412	420																	420	416	396	410	417					
Geotérm Proy 4	Geot	55	85%	403	410	417																		414	403	406	417					
Geotérm Proy 5	Geot	55	85%	403	412	418																		417	403	409	418					
Geotérm Proy 6	Geot	55	85%	402	410	417																		413	402	409	417					
Miravalles 3	Geot	27	78%	166	184	210	210	202	180	171	169	170	181	185	191	188	188	166	171	181	187	189	191	192	189	181	184	190				
Miravalles ICE	Geot	133	81%	856	947	1042	1042	1026	949	919	898	917	939	952	964	962	958	856	902	926	950	955	960	970	954	928	940	959				
Pailas	Geot	35	79%	215	241	272	272	263	236	226	223	225	238	242	249	246	248	215	225	236	244	247	249	251	245	238	241	248				
Pailas 2	Geot	55	84%	365	404	417									385	403	408	416	415	416	416	365	382	398	412	413	417	417	408	395	399	412
Total							1523	1491	1365	1316	1290	1698	1760	1786	1820	2225	2645	2333	2447	2539	2615	2631	3072	3928	5106	4947	5041	5157				
GENERACION ANUAL DE PLANTAS EOLICAS																																
Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GWh																									
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035				
Chiripa	Eólic	50	38%	63	167	179			63	174	171	173	179	170	173	166	170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170			
Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	39%	166	172	179				174	171	173	179	170	173	166	170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170			
Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	39%	166	172	179					171	173	179	170	173	166	170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170			
Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	39%	66	69	71					68	69	71	68	69	66	68	68	68	69	71	67	70	68	71	70	70	68	68			
Eólico GP Arenal Exister	Eólic	26	39%	87	90	94	88	90	91	90	90	94	89	90	87	89	89	88	90	93	87	91	89	94	91	91	89	89				
Eólico Proy D1	Eólic	50	39%	166	172	179											170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170			
Eólico Proy D2	Eólic	50	39%	170	172	174																			174	174	170	170				
Eólico Proy D3	Eólic	50	39%	170	172	174																			174	174	170	170				
Eólico Proy G1	Eólic	50	39%	170	171	174																				174	170	170				
Eólico Proy G2	Eólic	50	39%	170	171	174																				174	170	170				
Eólico Proy G3	Eólic	50	39%	170	171	174																				174	170	170				
Eólico Proy G4	Eólic	50	39%	170	170	170																					170	170				
Eólico Proy G5	Eólic	50	39%	170	170	170																					170	170				
Guanacaste	Eólic	50	39%	166	172	179	167	171	174	171	173	179	170	173	166	170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170				
Los Santos	Eólic	13	39%	42	43	45	42	43	43	43	43	45	43	43	42	42	43	42	43	44	42	44	42	45	44	44	42	42				
Orosí	Eólic	50	39%	166	172	179				174	171	173	179	170	173	166	170	171	169	171	178	166	175	170	179	174	174	170	170			
Tejona	Eólic	20	39%	66	69	71	67	68	69	68	69	71	68	69	66	68	68	68	69	71	67	70	68	71	70	70	68	68				
Tierras Morenas	Eólic	20	39%	66	69	71	67	68	69	68	69	71	68	69	66	68	68	68	69	71	67	70	68	71	70	70	68	68				
Valle Central	Eólic	15	39%	50	52	54	50	51	52	51	52	54	51	52	50	51	51	51	51	51	53	50	52	51	54	52	52	51	51			
Total							481	555	1019	1245	1256	1299	1238	1256	1209	1405	1411	1397	1418	1472	1377	1444	1404	1477	1788	2313	2594	2595				

GENERACION ANUAL DE PLANTAS BIOMASICAS																												
Planta	Fuente	Pot Inst MW	fp %	Min GWh	Promedio GWh	Max GWh	GWh																					
							2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingenios GP Existente	Biom	37	20%	60	66	71	63	67	71	68	70	63	64	71	63	68	63	69	66	70	60	63	66	69	71	62	68	63
Total							63	67	71	68	70	63	64	71	63	68	63	69	66	70	60	63	66	69	71	62	68	63

ANEXO 2 CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES

CONSUMO DE COMBUSTIBLE																										
Planta	Fuente	Pot MW	Rendimiento kWh/litro litro/MWh		mill litros																					
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Garabito	Búnker	200	4.48	223	106	79	52	28	33	38	57	68	86	75	80	8	18	33	71	78	92	81	54	35	39	59
Guápiles	Búnker	14	4.07	246	5	4	2	1	1	2	3	4	5	5	5	0	1	2	4	5	6	5	3	2	2	4
Moín 1	Búnker	20	4.08	245	2	2	1																			
Orotina	Búnker	10	4.18	239	4	3	2	1	1	1	2	3	4	3	4	0	1	1	3	3	4	4	2	1	1	3
Barranca	Diésel	36	2.41	415	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	2	2	1	1	1	1
Moín 2a	Diésel	65	2.88	347	8	9	2	1	1	2	6	6	6	5	8	0	1	1	5	8	10	11	7	4	4	4
Moín 2b	Diésel	65	2.88	347	9	10	3	1	2	2	6	7	7	5	8	0	1	1	5	8	11	11	7	4	4	4
Moín 3	Diésel	78	2.95	339	17	19	7	3	4	5	14	10	11	10	13	0	1	2	9	13	15	15	10	5	5	6
San Antonio Gas	Diésel	34	2.52	397	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	2	2	2	1	1	1	1
Turbina Proy 1	Diésel	80	3.00	333								20	26	23	26	0	2	6	19	22	25	24	18	9	10	15
Turbina Proy 2	Diésel	80	3.00	333									26	23	26	0	3	6	20	23	27	25	18	9	10	16
Turbina Proy 3	Diésel	80	3.00	333																						16
Turbina Proy 4	Diésel	80	3.00	333																						19
Totales																										
	Búnker		mill litros		113	85	55	29	35	39	60	72	91	79	85	8	18	35	75	83	98	86	58	37	41	63
	Diésel		mill litros		38	44	15	6	8	11	30	48	82	72	86	1	8	17	63	80	96	94	65	33	36	65

Nota: Generación esperada correspondiente al valor esperado de la simulación de todas las series hidrológicas

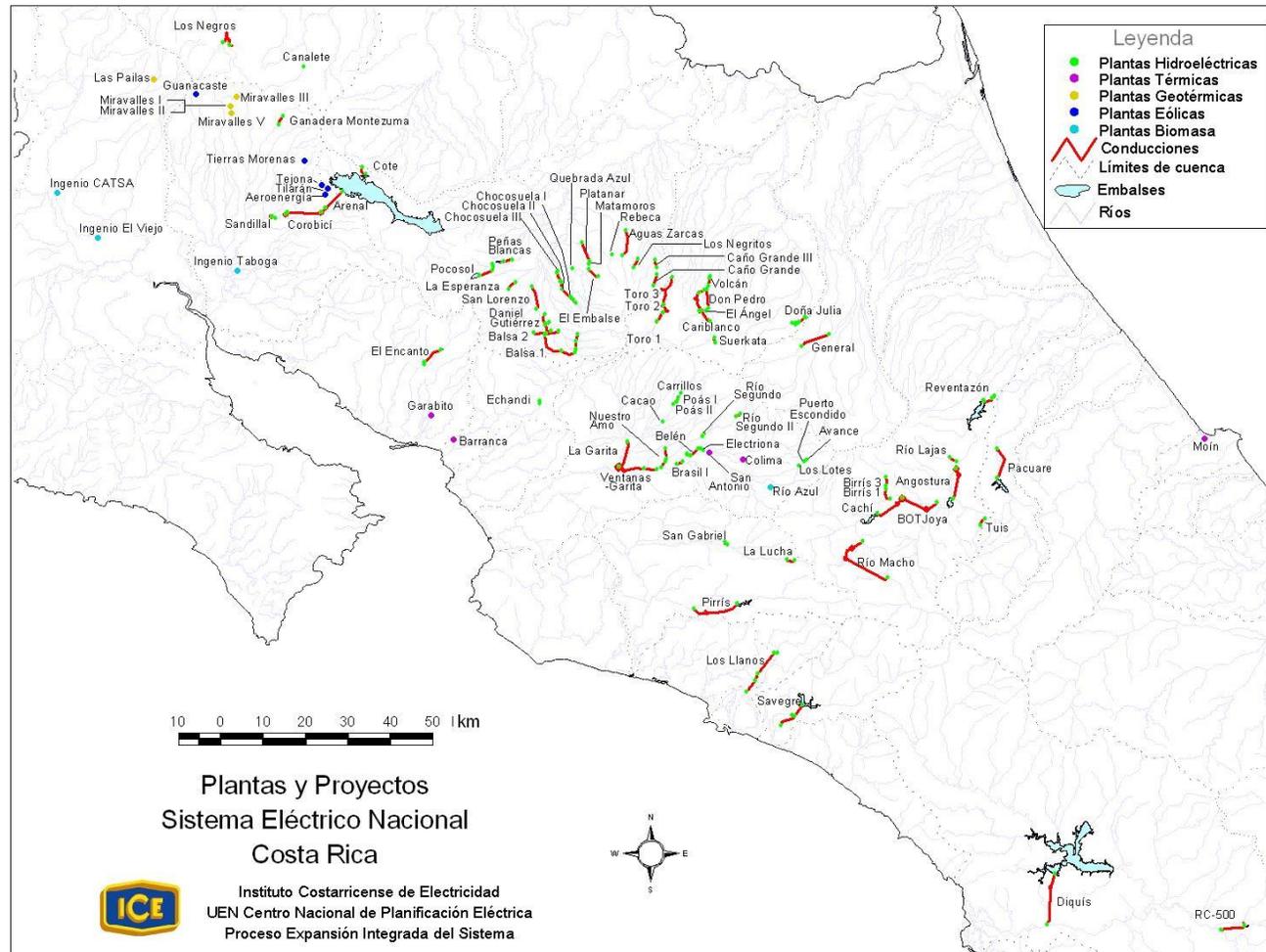
(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 3
COSTO VARIABLE DE OPERACION
(precio medio de combustible, sin impuestos)

COSTO OPERATIVO TERMICO																										
Planta	Fuente	Pot MW	Rend kWh/litro	CostOper USD/MWh	USD/MWh																					
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Garabito	Búnker	200	4.48	15	146	144	146	148	151	153	157	159	161	165	169	172	176	180	184	187	192	194	199	203	206	212
Guápiles	Búnker	14	4.07	15	159	157	160	162	165	167	171	174	176	180	184	188	192	197	201	205	211	213	218	222	226	232
Moín 1	Búnker	20	4.08	15	158	157	159	161	165	167	171	173	176	180	184	187	191	196	200	204	210	212	217	221	225	231
Orotina	Búnker	10	4.18	15	155	153	155	157	161	163	167	169	172	176	180	183	187	191	196	200	205	207	212	216	220	226
Barranca	Diésel	36	2.41	3	319	319	325	333	338	344	350	357	363	370	376	384	390	397	404	411	418	424	431	438	446	455
Moín 2a	Diésel	65	2.88	3	267	268	273	279	283	289	293	299	304	310	315	321	327	333	338	344	350	355	361	367	374	381
Moín 2b	Diésel	65	2.88	3	267	268	273	279	283	289	293	299	304	310	315	321	327	333	338	344	350	355	361	367	374	381
Moín 3	Diésel	78	2.95	3	261	261	266	272	277	282	287	292	297	303	308	314	319	325	330	336	342	347	352	358	365	372
San Antonio Gas	Diésel	34	2.52	3	305	306	312	318	324	330	335	341	347	354	360	367	374	380	387	393	400	406	412	419	427	436
Turbina Proy 1	Diésel	80	3.00	4	258	258	263	268	273	278	283	288	293	298	304	310	315	320	326	331	337	342	347	353	360	367
Turbina Proy 2	Diésel	80	3.00	4	258	258	263	268	273	278	283	288	293	298	304	310	315	320	326	331	337	342	347	353	360	367
Turbina Proy 3	Diésel	80	3.00	4	258	258	263	268	273	278	283	288	293	298	304	310	315	320	326	331	337	342	347	353	360	367
Turbina Proy 4	Diésel	80	3.00	4	258	258	263	268	273	278	283	288	293	298	304	310	315	320	326	331	337	342	347	353	360	367
Proyección de precio de combustibles																										
Escenario medio de precios, SIN impuestos																										
Combustible	unidad			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Bunker	USD/l			0.58	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.64	0.65	0.66	0.67	0.69	0.70	0.72	0.74	0.76	0.77	0.79	0.80	0.83	0.84	0.86	0.88	
Diesel	USD/l			0.76	0.76	0.78	0.79	0.81	0.82	0.84	0.85	0.87	0.88	0.90	0.92	0.93	0.95	0.97	0.98	1.00	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 4 UBICACION DE PLANTAS Y PROYECTOS



(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 5

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES

Grupo	Planta	Fuente	Propiedad	5 años	
				Gen Prom GWh	Pot Efectiva MW
CNFL Virilla	Belén	hidro	cnfl	63	9
	Brasil	hidro	cnfl	109	24
	Electriona	hidro	cnfl	33	3
	Nuestro Amo	hidro	cnfl	39	8
	Río Segundo	hidro	cnfl	5	1
	Ventanas	hidro	cnfl	21	11
	SubTotal				270
Eólicos GP Arenal Existente	Aeroenergía	eólico	priv	26	6
	Tilarán	eólico	priv	76	20
	SubTotal			103	26
Hidro GP1 Existente	Aguas Zarcas	hidro	priv	73	13
	El Embalse	hidro	priv	8	2
	La Esperanza	hidro	priv	31	5
	Matamoros	hidro	priv	23	4
	Platanar	hidro	priv	90	15
	Rebeca	hidro	priv	0	0
	Tapezco	hidro	priv	1	0
SubTotal			228	39	
Hidro GP2 Existente	Caño Grande	hidro	priv	17	2
	Caño Grande III	hidro	priv	15	2
	Don Pedro	hidro	priv	61	14
	El Angel	hidro	priv	19	4
	Poás I&II	hidro	priv	9	2
	Río Segundo II	hidro	priv	4	1
	Suerkata	hidro	priv	15	3
	Vara Blanca	hidro	priv	11	3
	Volcán	hidro	priv	63	17
SubTotal			215	47	
Hidro GP3 Existente	Río Lajas	hidro	priv	51	10
	SubTotal			51	10
ICE Menores	Avance	hidro	ice	2	0
	Echandi	hidro	ice	34	4
	Los Lotes	hidro	ice	3	0
	Puerto Escondido	hidro	ice	1	0
SubTotal			40	5	
Ingenios GP Existente	El Viejo	biom	priv	72	18
	Taboga	biom	priv	71	19
	SubTotal			142	37
JASEC Menores	Barro Morado	hidro	jasec	9	1
	Birris 1	hidro	jasec	83	14
	Birris 3	hidro	jasec	32	3
	Tuis	hidro	jasec	11	2
SubTotal			135	20	
Miravalles ICE	Boca de Pozo 1	geot	ice	41	5
	Miravalles 1	geot	ice	419	55
	Miravalles 2	geot	ice	372	55
	Miravalles 5	geot	ice	107	18
	SubTotal			939	133

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 6 PLANTAS E INFORMACION HIDROLOGICA

Los datos de caudales mensuales históricos son calculados por la Unidad de Pronóstico y Estado Hidrometeorológico, del Centro de Servicios Estudios Básicos de Ingeniería, PySA.

Se basan en los registros históricos de las estaciones hidrometeorológicas que opera el ICE en las diferentes cuencas del país. Usando técnicas de extrapolación, correlación y de relleno de datos, se crea una estación ficticia, ubicada en el sitio de toma de cada proyecto. Esta entidad, denominada “Estación Hidrológica”, contiene la serie de caudales mensuales que cubren los 47 años entre 1965 y el 2011.

La estación hidrológica se calcula para todas las plantas y proyectos grandes y se le pone el nombre de la central. A las plantas o grupo de plantas menores se les asigna una estación hidrológica representativa y se ajustan los parámetros de las plantas para que con ese caudal produzcan la energía que les corresponde. Lo mismo se hace con los proyectos hidroeléctricos genéricos.

Plantas o grupos en operación		Proyectos o grupos futuros	
Nombre	Datos Hidrológicos	Nombre	Datos Hidrológicos
Angostura	Angostura	Anonos	Ventanas Garita
Arenal	Arenal	Balsa Inferior	Turbinado Daniel Gutiérrez
Cachí	Cachí	Bijagua	Cariblanco
Canalete	Canalete	Brujo 2	Brujo2
Cariblanco	Cariblanco	Capulín	Alumbre
Chocosuela	Chocosuela	Chucás	Balsa
CNFL Virilla	Ventanas Garita	Diquís	Diquís
Corobicí	Corobicí	Diquís Minicentral	Diquis
Cote	Cote	HCp1Conc1	General
Cubujuquí	General	HCp1Conc2	Cariblanco
Daniel Gutiérrez	Daniel Gutiérrez	HidProyD1	Peñas Blancas
Doña Julia	Doña Julia	HidProyD2	Toro1
El Encanto	El Encanto	HidProyD3	Pirris
ESPH	Ventanas Garita	HidProyD4	Savegre
Garita	Garita	HidProyD5	Diquis
General	General	HidProyD6	Los Negros
Hidro GP1 Existente	Platanar	HidProyG1	Canalete
Hidro GP2 Existente	Volcán	HidProyG2	Daniel Gutierrez
Hidro GP3 Existente	Lajas	HidProyG3	Doña Julia
JASEC	Cachí	HidProyG4	Chocosuela
La Joya	Turbinado Cachí	HidProyG5	Peñas Blancas
Los Negros	Los Negros	HidProyG6	PocoSol
Menores ICE	Río Macho	HidProyG7	RC-500
Peñas Blancas	Peñas Blancas	HidProyG8	Balsa
Pirris	Pirris	Pacuare	Pacuare
Pocosol	PocoSol	RC-500	RC-500
Río Macho	Río Macho	Reventazón	Reventazón
San Lorenzo	PocoSol	Reventazón Minicentral	Reventazón
Sandillal	Turbinado Corobicí	Savegre	Savegre
Toro 1	Toro1	Tacares	Ventanas Garita
Toro 2	Toro2	Torito	Turbinado Angostura
Toro 3	Toro3		
Ventanas Garita	Ventanas Garita		

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 7

DETALLE DE PROYECTOS EN LAS RUTAS DE EXPANSION

El propósito de las rutas de expansión es evaluar los proyectos más grandes, que implican decisiones importantes y que afectan las características futuras del sistema de generación. Los proyectos menores, por el contrario, no se detallan porque su participación en el plan puede sufrir grandes variaciones, según evolucione la demanda y disponibilidad de recursos energéticos. Es así que las posibles plantas hidros, eólicas, solares y de otras tecnologías todavía en desarrollo se agrupan genéricamente bajo el término de proyectos renovables.

Sin embargo, en las simulaciones con el SDDP sí es necesario definir cada tipo de proyecto de acuerdo con las tablas de proyectos candidatos. A continuación se presentan los planes simulados con el SDDP, con el detalle de los proyectos que conforma la solución óptima para el escenario medio de demanda.

Corto plazo igual para las tres rutas

En el corto plazo, el programa de ejecución de proyectos es igual para las tres rutas. También es de notar que para estar preparado para responder ante cualquier escenario de demanda, el plan de corto plazo se instala para soportar los escenarios de demanda base-modificado y alta.

Año	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot MW	Instalado MW
Capacidad Instalada al: 2012									2 682
2013					7	Tacares	Hidro	7	2 689
					12	Balsa Inferior	Hidro	38	2 727
2014	10 789		1 688		7	Cachí	Hidro	-105	2 622
					11	Cachí 2	Hidro	158	2 780
2015	11 278	4.5%	1 757	4.1%	1	Chucás	Hidro	50	2 830
					2	Torito	Hidro	50	2 880
					3	Anonos	Hidro	4	2 883
					3	Río Macho	Hidro	-120	2 763
					3	Río Macho 2	Hidro	140	2 903
					7	Chiripa	Eólic	50	2 953
2016	11 786	4.5%	1 827	4.0%	1	Capulín	Hidro	49	3 002
					1	La Joya 2	Hidro	64	3 066
					1	La Joya	Hidro	-50	3 016
					1	Eólico Cap1 Conc 1a	Eólic	50	3 066
					1	Orosí	Eólic	50	3 116
					5	Reventazón	Hidro	292	3 408
2017	12 317	4.5%	1 891	3.5%	10	Reventazón Minicentral	Hidro	14	3 422
					1	Eólico Cap1 Conc 1b	Eólic	50	3 472
					1	Eólico Cap1 Conc 2	Eólic	20	3 492
					1	Hidro Cap1 Conc 1	Hidro	37	3 529
					1	Hidro Cap1 Conc 2	Hidro	50	3 579
					6	Moín 1	Térm	-20	3 559
2018	12 873	4.5%	1 971	4.2%	1	Hidro Proy D5	Hidro	50	3 609
2019	13 451	4.5%	2 051	4.1%	1	Pailas 2	Geot	55	3 664

Ruta 0 (*): sin Diguís y sin GNL

Año	Energía	% crec	Pot	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot	Instalado
2020	14 054	4.5%	2 126	3.6%					3 664
2021	14 680	4.5%	2 206	3.8%	1	Turbina Proy 1	Térm	80	3 744
2022	15 330	4.4%	2 297	4.1%	1	Turbina Proy 2	Térm	80	3 824
2023	16 003	4.4%	2 382	3.7%	1	Borinquen 1	Geot	55	3 879
					1	Hidro Proy D1	Hidro	50	3 929
					1	Hidro Proy G2	Hidro	50	3 979
					1	RC-500	Hidro	58	4 037
2024	16 698	4.3%	2 479	4.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4 092
2025	17 417	4.3%	2 564	3.4%	1	Brujo 2	Hidro	60	4 152
					1	Eólico Proy D1	Eólic	50	4 202
					1	Eólico Proy D2	Eólic	50	4 252
					1	Eólico Proy D3	Eólic	50	4 302
					1	Eólico Proy G1	Eólic	50	4 352
					1	Hidro Proy D2	Hidro	50	4 402
					1	Hidro Proy D3	Hidro	50	4 452
					1	Hidro Proy D4	Hidro	50	4 502
					1	Hidro Proy D6	Hidro	50	4 552
					1	Hidro Proy G1	Hidro	50	4 602
					1	Hidro Proy G3	Hidro	50	4 652
					1	Hidro Proy G4	Hidro	50	4 702
2026	18 155	4.2%	2 660	3.7%	1	Geotérm Proy 1	Geot	55	4 757
2027	18 914	4.2%	2 756	3.6%	1	Geotérm Proy 2	Geot	55	4 812
2028	19 691	4.1%	2 858	3.7%	1	Geotérm Proy 3	Geot	55	4 867
					1	Geotérm Proy 4	Geot	55	4 922
					1	Geotérm Proy 5	Geot	55	4 977
					1	Geotérm Proy 6	Geot	55	5 032
					1	Hidro Proy G5	Hidro	50	5 082

(*) La Ruta 0 solo se simuló hasta el 2028. Las rutas 1 y 2 cubren hasta el 2035

Ruta 1: PLAN RECOMENDADO Diquís en operación en el año 2025

Año	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot MW	Instalado MW
2020	14 054	4.5%	2 126	3.6%					3 664
2021	14 680	4.5%	2 206	3.8%	1	Hidro Proy D4	Hidro	50	3 714
					1	Turbina Proy 1	Térm	80	3 794
2022	15 330	4.4%	2 297	4.1%	1	Turbina Proy 2	Térm	80	3 874
2023	16 003	4.4%	2 382	3.7%	1	Borinquen 1	Geot	55	3 929
					1	Eólico Proy D1	Eólic	50	3 979
					1	Hidro Proy G2	Hidro	50	4 029
					1	Hidro Proy G3	Hidro	50	4 079
2024	16 698	4.3%	2 479	4.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4 134
2025	17 417	4.3%	2 564	3.4%	1	Diquís	Hidro	623	4 757
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27	4 784
2026	18 155	4.2%	2 660	3.7%					4 784
2027	18 914	4.2%	2 756	3.6%					4 784
2028	19 691	4.1%	2 858	3.7%					4 784
2029	20 488	4.0%	2 949	3.2%	1	Hidro Proy D1	Hidro	50	4 834
					1	Hidro Proy D6	Hidro	50	4 884
					1	Hidro Proy G6	Hidro	50	4 934
2030	21 301	4.0%	3 066	4.0%	1	Geotérm Proy 1	Geot	55	4 989
2031	22 130	3.9%	3 173	3.5%	1	Geotérm Proy 2	Geot	55	5 044
					1	Geotérm Proy 3	Geot	55	5 099
2032	22 975	3.8%	3 291	3.7%	1	Eólico Proy D2	Eólic	50	5 149
					1	Eólico Proy D3	Eólic	50	5 199
					1	Geotérm Proy 4	Geot	55	5 254
					1	Geotérm Proy 5	Geot	55	5 309
					1	Geotérm Proy 6	Geot	55	5 364
					1	Hidro Proy G4	Hidro	50	5 414
2033	23 832	3.7%	3 403	3.4%	1	Eólico Proy G1	Eólic	50	5 464
					1	Eólico Proy G2	Eólic	50	5 514
					1	Eólico Proy G3	Eólic	50	5 564
					1	Hidro Proy D2	Hidro	50	5 614
					1	Hidro Proy D3	Hidro	50	5 664
					1	Hidro Proy G1	Hidro	50	5 714
					1	Hidro Proy G5	Hidro	50	5 764
					1	Hidro Proy G7	Hidro	50	5 814
2034	24 704	3.7%	3 526	3.6%	1	Eólico Proy G4	Eólic	50	5 864
					1	Eólico Proy G5	Eólic	50	5 914
					1	Hidro Proy G8	Hidro	50	5 964
2035	25 589	3.6%	3 649	3.5%	1	Turbina Proy 3	Térm	80	6 044
					1	Turbina Proy 4	Térm	80	6 124

Ruta 2: Introducción del GNL en el 2025

Año	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Pot MW	Instalación MW
2020	14 054	4.5%	2 126	3.6%					3 664
2021	14 680	4.5%	2 206	3.8%	1	Turbina Proy 1	Térm	80	3 744
2022	15 330	4.4%	2 297	4.1%	1	Hidro Proy D1	Hidro	50	3 794
					1	Hidro Proy D4	Hidro	50	3 844
					1	Turbina Proy 2	Térm	80	3 924
2023	16 003	4.4%	2 382	3.7%	1	Borinquen 1	Geot	55	3 979
					1	Eólico Proy D1	Eólic	50	4 029
					1	Hidro Proy G3	Hidro	50	4 079
2024	16 698	4.3%	2 479	4.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4 134
					1	Eólico Proy D2	Eólic	50	4 184
2025	17 417	4.3%	2 564	3.4%	1	CCGNL 1	Térm	300	4 484
					1	Turbina Proy 1 (-)	Térm	-80	4 404
					1	Turbina Proy 2 (-)	Térm	-80	4 324
2026	18 155	4.2%	2 660	3.7%	1	Geotérm Proy 1	Geot	55	4 379
					1	Geotérm Proy 2	Geot	55	4 434
2027	18 914	4.2%	2 756	3.6%	1	CCGNL 2	Térm	300	4 734
					1	Geotérm Proy 3	Geot	55	4 789
2028	19 691	4.1%	2 858	3.7%	1	Hidro Proy G4	Hidro	50	4 839
2029	20 488	4.0%	2 949	3.2%					4 839
2030	21 301	4.0%	3 066	4.0%	1	Hidro Proy G2	Hidro	50	4 889
2031	22 130	3.9%	3 173	3.5%	1	Geotérm Proy 4	Geot	55	4 944
					1	Geotérm Proy 5	Geot	55	4 999
					1	Geotérm Proy 6	Geot	55	5 054
					1	Hidro Proy G6	Hidro	50	5 104
2032	22 975	3.8%	3 291	3.7%	1	Hidro Proy G1	Hidro	50	5 154
					1	Hidro Proy G5	Hidro	50	5 204
					1	Hidro Proy G7	Hidro	50	5 254
					1	Hidro Proy G8	Hidro	50	5 304
					1	RC-500	Hidro	58	5 362
2033	23 832	3.7%	3 403	3.4%	1	CCGNL 3	Térm	300	5 662
2034	24 704	3.7%	3 526	3.6%					5 662
2035	25 589	3.6%	3 649	3.5%	1	Eólico Proy D3	Eólic	50	5 712
					1	Eólico Proy G1	Eólic	50	5 762
					1	Eólico Proy G2	Eólic	50	5 812
					1	Eólico Proy G3	Eólic	50	5 862
					1	Eólico Proy G4	Eólic	50	5 912
					1	Hidro Proy D2	Hidro	50	5 962
					1	Hidro Proy D3	Hidro	50	6 012
					1	Hidro Proy D6	Hidro	50	6 062