

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
DIRECCION CORPORATIVA DE ELECTRICIDAD**

**PLANIFICACION Y DESARROLLO ELECTRICO
PROCESO EXPANSION DEL SISTEMA**

**INFORME EJECUTIVO DEL
PLAN DE EXPANSION DE LA
GENERACION
2018 – 2034**

OCTUBRE 2018

(esta página intencionalmente en blanco)

Tabla de contenido

1. INTRODUCCION.....	1
2. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO	2
3. VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA.....	6
4. PROYECCIONES DE DEMANDA	7
4.1 METODOLOGIA USADA EN LA PROYECCION.....	8
4.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA.....	9
4.3 COMPARACION CON PROYECCIONES ANTERIORES DE DEMANDA.....	12
5. CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN	13
6. HERRAMIENTAS DE ANALISIS	15
7. PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION.....	15

(esta página intencionalmente en blanco)

1. INTRODUCCION

Este documento constituye un adelanto de la publicación del Plan de Expansión de la Generación 2018-2034, en el cual se presenta la conformación de proyectos necesarios para atender la demanda durante ese período. El documento completo está en proceso de elaboración y estará disponible para el mes de diciembre.

El Instituto Costarricense de Electricidad tiene bajo su responsabilidad asegurar el suministro eléctrico nacional en el corto y largo plazo, garantizando el equilibrio económico entre la oferta y la demanda de la electricidad.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en el futuro es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica que proporcionen respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica.

El plan de expansión se diseña considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones o exportaciones de los países vecinos.

El Plan de Expansión de la Generación 2018-20134 (PEG2018) fue formulado atendiendo los criterios que el país ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, limitada exposición a importaciones, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

Las adiciones de capacidad del Plan de Expansión están definidas y en ejecución hasta el 2026, año en el que entra en operación el proyecto geotérmico Borinquen 1 de 55 MW. Debido al moderado crecimiento de la demanda de los últimos años, las proyecciones futuras de demanda media no vislumbran un crecimiento vigoroso de la misma. Por lo tanto, no se prevén nuevas adiciones de capacidad desde el año 2021 en que inicia la operación de tres plantas hidroeléctricas de desarrolladores privados, hasta el año 2026 en que se programa el proyecto Borinquen 1.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

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.

Sistema de Generación

La capacidad instalada¹ del Sistema Eléctrico a diciembre del 2017 fue de 3 530 MW, conformada por un 66% de plantas hidroeléctricas, 16% de plantas térmicas, 6% de plantas geotérmicas, 11% de plantas eólicas, 1% de biomasa y un 0.2% de solar.

De la capacidad instalada, el ICE opera un 70% con plantas propias y un 20% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 10% corresponden a un esquema BOT. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 10% de la capacidad instalada.

La máxima demanda de potencia en el año 2017 fue de 1 692 MW y se registró el 29 de marzo. Con relación al 2016, la demanda máxima aumentó en 1.1%.

La Figura 2-1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada (potencia de placa) por fuente del año 2017. En la Figura 2-2 se muestra la generación bruta, sin intercambios, para el mismo año.

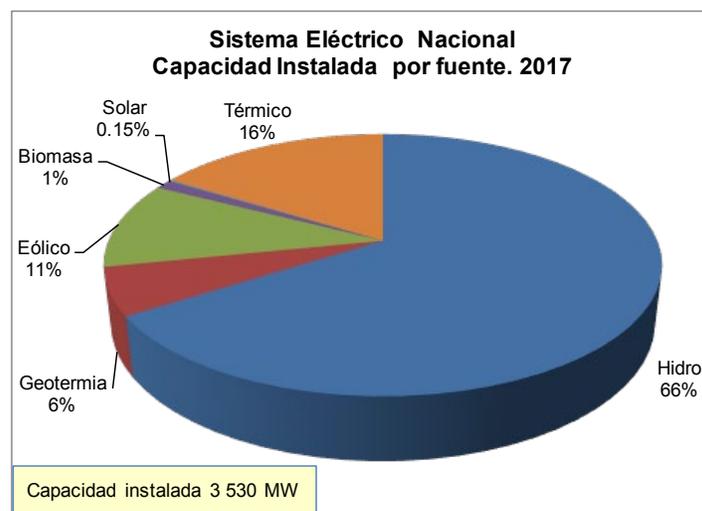


Figura 2-1 Capacidad instalada

¹ Potencia de placa. Fuente: CENCE.

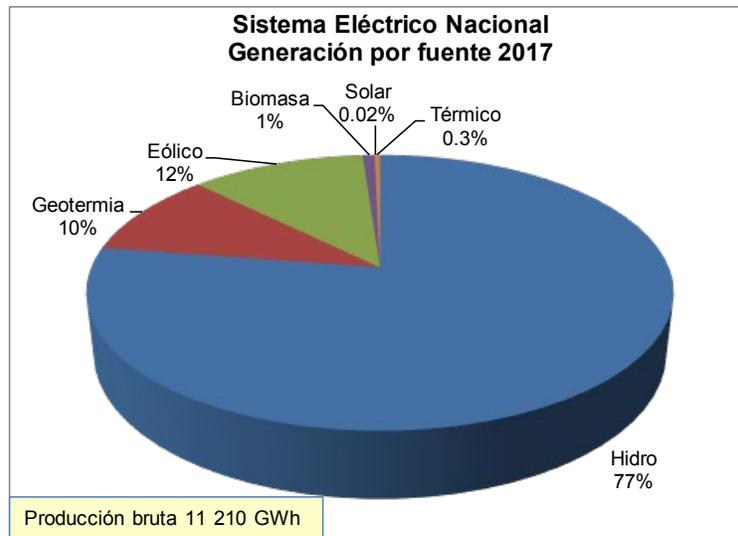


Figura 2-2 Generación por fuente

El consumo nacional del año 2017, incluyendo los intercambios, fue de 11 019 GWh, un 0.8% más de lo demandado en el 2016. La generación del sistema fue de 11 210 GWh, 3.97% más alta que la del año 2016. El ICE contribuyó a la generación total con un 66%, los generadores privados con 24% y el restante 10% fue producido por las empresas distribuidoras.

Los intercambios netos fueron positivos, en el orden de 191 GWh², como se muestra en la Figura 2-3.

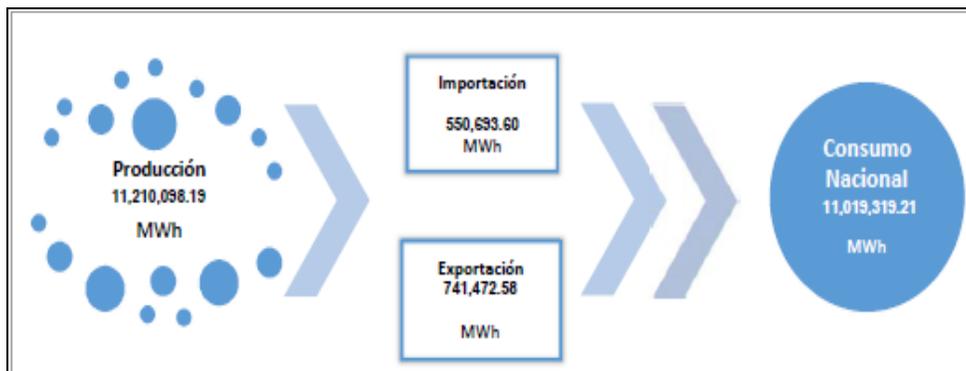


Figura 2-3 Intercambios de energía

La generación eléctrica del país de los últimos años ha sido renovable en casi un 100%. Sin embargo, la capacidad térmica instalada es un elemento imprescindible para asegurar la capacidad de respaldo del sistema en períodos hidrológicos críticos, como se muestra en la Figura 2-4, que presenta el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa como durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó

² Centro Nacional de Control de Energía CENCE, ICE. Informe Anual 2017.

generación térmica. Posteriormente, el uso de los recursos térmicos se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En el período comprendido 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 años previos al 2014 se caracterizaron por una baja aportación de caudales que provocó un aumento de la generación térmica, situación que se revierte en el año 2015 en que la generación con hidrocarburos fue del orden del 1% y casi nula en el 2017, con 0.33%.

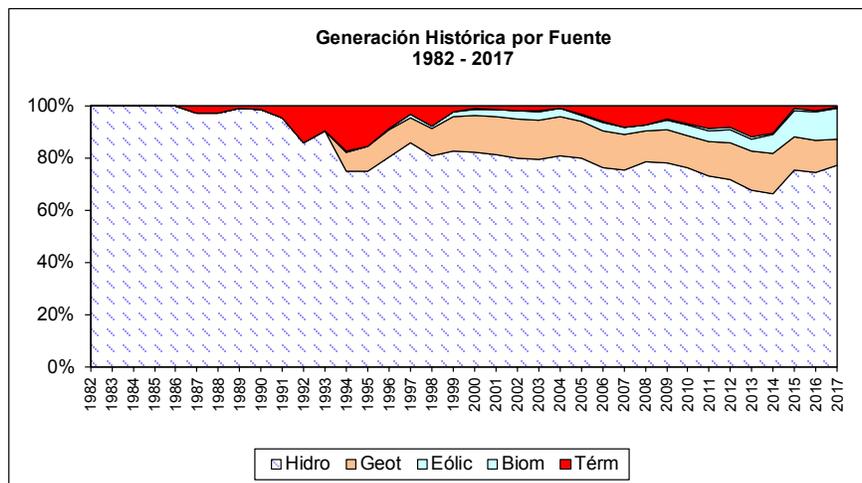


Figura 2-4 Generación histórica por fuente

Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre todo el país.

Al año 2017, el país disponía³ de un total de 2 375 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1 723 Km de enlaces en 230 kV y 652 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad.

En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana.

³ Instituto Costarricense de Electricidad, Negocio de Transmisión. Proceso Expansión de la Red. Plan de Expansión de la Transmisión 2017-2027. Noviembre 2017.

La capacidad de transformación del país es de 11 035 MVA, de los cuales 4 662 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 202 MVA a elevadores, 2 091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

En la Figura 2-5 se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión actualizado al año 2017.

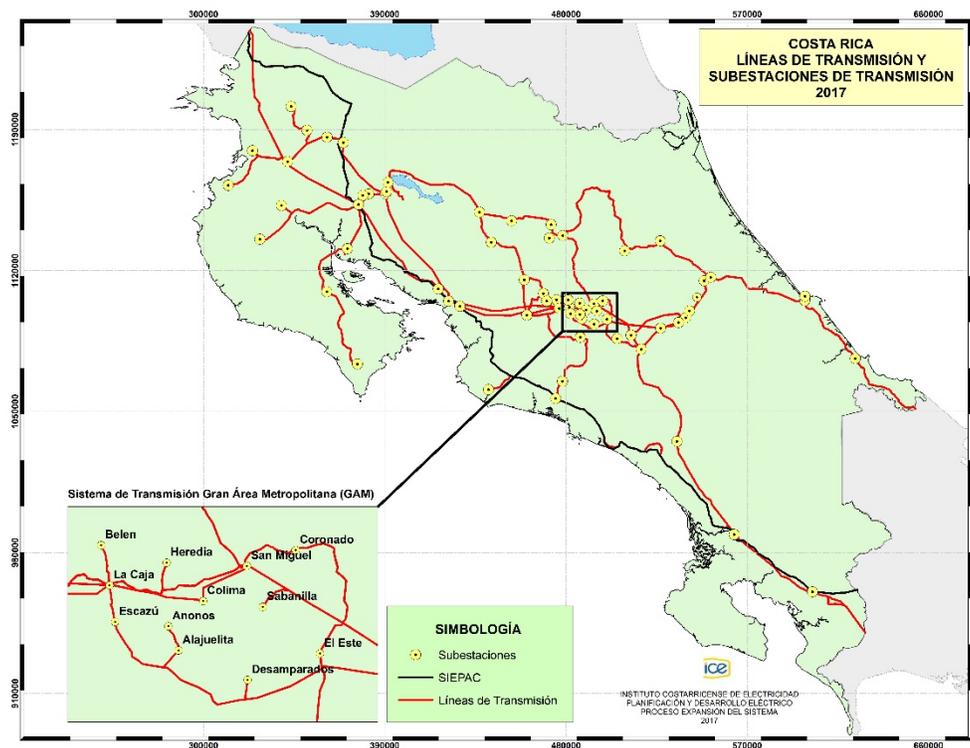


Figura 2-5 Sistema Transmisión Costa Rica

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 2-6 se muestra la participación⁴ de cada empresa en el sistema nacional.

⁴ Instituto Costarricense de Electricidad. Elaboración propia.

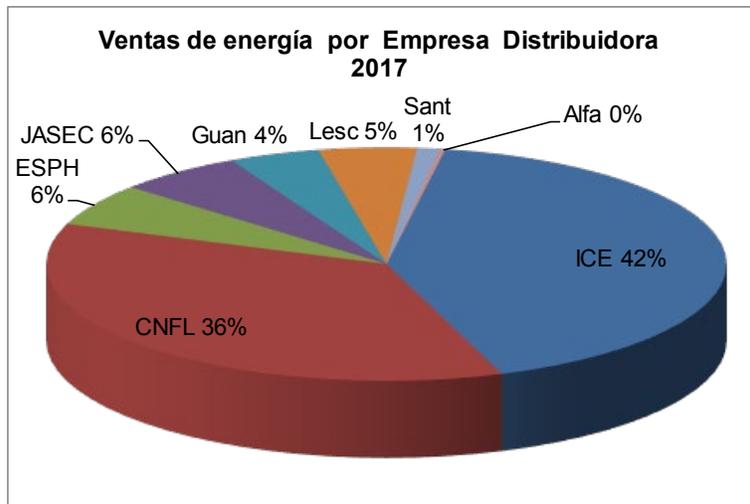


Figura 2-6 Ventas de energía por empresa distribuidora

3. VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

Las ventas de energía de las empresas distribuidoras a sus clientes en el año 2017 fueron de 9 806 GWh⁵. Los once clientes de Alta Tensión (AT), que no son atendidos por empresas distribuidoras por estar directamente conectados al Sistema de Transmisión, tuvieron un consumo de 238 GWh, un 2.4% de la demanda total del SEN.

Las ventas de los sectores Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público se muestran en la Figura 3-1.

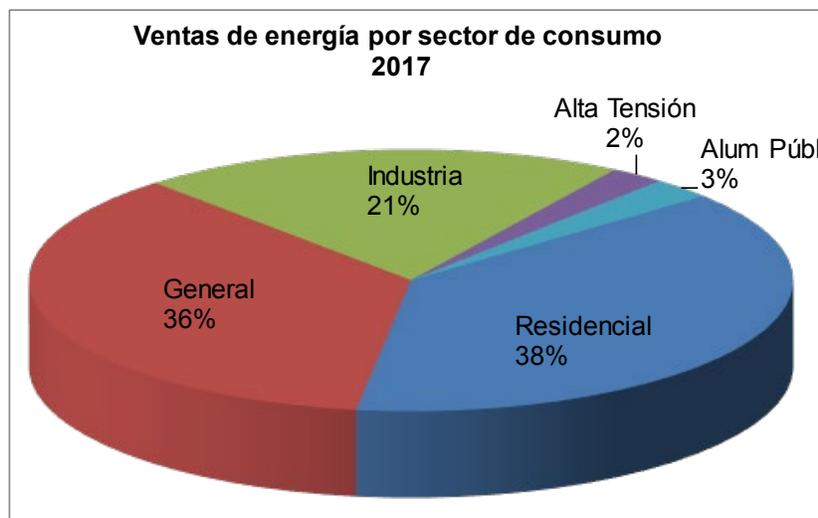


Figura 3-1 Energía demandada por sector de consumo

⁵ ICE. Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2018 – 2040.

Evolución de la demanda eléctrica

Desde 1990 hasta el 2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo promedio anual del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009. Varios aspectos contribuyen en la modificación del ritmo de crecimiento la demanda, entre ellas:

- Cambio en los patrones de consumo de la población
- Generación distribuida
- Políticas de eficiencia energética
- Migración de la industria de procesos de manufactura a servicios
- Contracción económica

Si bien ha habido una recuperación, aún persisten condiciones erráticas y deprimidas del crecimiento como se observa en la Figura 3-2.

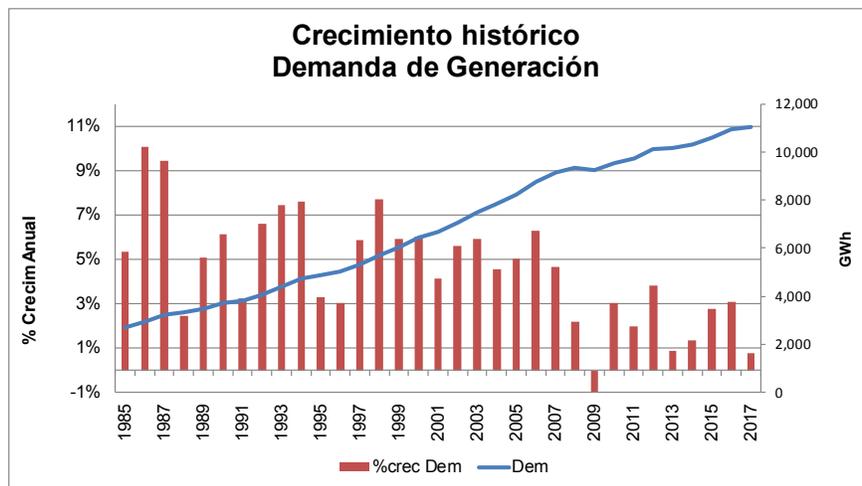


Figura 3-2 Crecimiento histórico de la demanda

4. PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda eléctrica que alimentan los estudios de expansión de la generación de largo plazo, son calculadas por el ICE para cada ciclo de planificación⁶. Las proyecciones de demanda utilizadas para la formulación del presente plan de expansión de la generación fueron elaboradas en mayo del 2018; el documento completo se publicó en setiembre del mismo año.

Con el objeto de dotar de mayor robustez al proceso de planificación de la expansión, ante la inherente incertidumbre de las estimaciones del futuro, se estiman proyecciones para tres escenarios de crecimiento: medio, alto y bajo.

⁶ Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, mayo 2018.

4.1 METODOLOGIA USADA EN LA PROYECCION

La demanda de largo plazo se estima proyectando por separado el crecimiento de cuatro sectores de consumo: Residencial, General, Industria y Alumbrado Público. A partir de las proyecciones de la demanda de cada sector, se obtiene la demanda agregada nacional de Costa Rica.

La demanda de electricidad futura se estima en función de proyecciones de variables macroeconómicas y demográficas. A partir de escenarios de desarrollo de la actividad económica del país, del precio de la energía y del crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo.

Para la estimación de corto plazo, correspondiente a los dos primeros años de proyección se utilizó el modelo Holt-Winters aditivo. Para el largo plazo se utilizan modelos de redes neuronales, técnicas de inteligencia artificial que tratan de emular el comportamiento del cerebro humano y sus neuronas mediante algoritmos matemáticos⁷. La red adquiere conocimiento de la demanda de energía eléctrica de cada sector de consumo por medio de un proceso de aprendizaje a partir de series de datos históricos.

Las variables que alimentan los modelos de demanda de largo plazo se refieren a los siguientes elementos:

- Cantidad de clientes residenciales
- Cantidad de clientes del sistema eléctrico nacional
- Precio medio de la electricidad para cada sector
- Variables macroeconómicas del país (Valor Agregado Industrial y Valor Agregado Comercial)
- Demanda histórica por sector de consumo

Las variables utilizadas en cada sector de consumo se resumen en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1
Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo

SECTOR DE CONSUMO	NUMERO CLIENTES		PRECIO DE LA ENERGIA			VARIABLES ECONOMICAS	
	Cientes Res	Cientes SEN	Precio Res	Precio Gen	Precio GI	VAI	VACA
Residencial	X		X				
General				X			X
Industria					X	X	
Alumbrado Público		X					

Precio: promedio ponderado del precio de venta al cliente final

VAI: Valor Agregado Industrial

VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

⁷ La técnica fue desarrollada a inicios de la década del 70 y tiene uso en varias disciplinas, una de ellas la formulación de pronósticos.

Las simulaciones con redes neurales proveen una estimación de las ventas a clientes finales en cada sector de consumo. A esta estimación se le aplican factores de pérdidas y de carga del sistema para estimar la demanda de generación y potencia máxima del sistema.

4.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda utilizadas en el PEG2018 se presentan en la Tabla **4-2** y en la Tabla 4-3 se muestran los porcentajes de crecimiento anual. El Plan Recomendado se formula a partir del escenario base de demanda.

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.

Los tres escenarios obtenidos para el largo plazo se grafican en la Figura 4-1.

Tabla 4-2
Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION															
Año	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Bajo	Base	Alto	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
				Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2011	8,603	8,603	8,603	9,499	9,499	9,499	1,510	1,510	1,510	9,723	9,723	9,723	1,546	1,546	1,546
2012	8,922	8,922	8,922	9,810	9,810	9,810	1,549	1,549	1,549	10,093	10,093	10,093	1,593	1,593	1,593
2013	8,990	8,989.9	8,990	9,902	9,902	9,902	1,549	1,549	1,549	10,184	10,184	10,184	1,593	1,593	1,593
2014	9,111	9,111	9,111	10,064	10,064	10,064	1,591	1,591	1,591	10,323	10,323	10,323	1,632	1,632	1,632
2015	9,332	9,332	9,332	10,403	10,403	10,403	1,581	1,581	1,581	10,607	10,607	10,607	1,612	1,612	1,612
2016	9,688	9,688	9,688	10,594	10,594	10,594	1,623	1,623	1,623	10,932	10,932	10,932	1,675	1,675	1,675
2017	9,806	9,806	9,806	10,655	10,655	10,655	1,636	1,636	1,636	11,019	11,019	11,019	1,692	1,692	1,692
2018	9,969	9,981	10,026	10,832	10,845	10,893	1,655	1,657	1,665	11,202	11,216	11,266	1,712	1,714	1,722
2019	10,132	10,174	10,245	11,008	11,054	11,132	1,674	1,681	1,693	11,385	11,433	11,513	1,732	1,739	1,751
2020	10,295	10,405	10,465	11,185	11,306	11,371	1,688	1,707	1,716	11,568	11,693	11,760	1,746	1,765	1,775
2021	10,441	10,656	10,762	11,344	11,578	11,693	1,709	1,744	1,761	11,733	11,974	12,093	1,767	1,804	1,822
2022	10,579	10,914	11,075	11,494	11,858	12,033	1,715	1,770	1,796	11,888	12,264	12,445	1,774	1,830	1,857
2023	10,708	11,164	11,387	11,634	12,130	12,373	1,731	1,805	1,841	12,033	12,546	12,796	1,790	1,866	1,904
2024	10,832	11,414	11,704	11,770	12,402	12,717	1,741	1,834	1,881	12,173	12,826	13,152	1,800	1,897	1,945
2025	10,953	11,662	12,028	11,900	12,671	13,069	1,760	1,874	1,932	12,308	13,105	13,516	1,820	1,938	1,999
2026	11,072	11,910	12,349	12,030	12,940	13,418	1,774	1,908	1,978	12,442	13,383	13,877	1,834	1,973	2,046
2027	11,192	12,158	12,678	12,160	13,210	13,775	1,787	1,942	2,025	12,576	13,662	14,247	1,848	2,008	2,094
2028	11,313	12,408	12,999	12,292	13,481	14,123	1,796	1,970	2,064	12,713	13,943	14,607	1,858	2,038	2,135
2029	11,440	12,660	13,313	12,429	13,756	14,465	1,816	2,010	2,113	12,855	14,227	14,960	1,878	2,079	2,186
2030	11,567	12,917	13,636	12,568	14,034	14,816	1,825	2,038	2,152	12,998	14,515	15,323	1,888	2,108	2,225
2031	11,701	13,176	13,953	12,713	14,316	15,160	1,842	2,075	2,197	13,148	14,806	15,679	1,905	2,146	2,272
2032	11,835	13,434	14,273	12,859	14,596	15,508	1,854	2,105	2,236	13,299	15,096	16,039	1,918	2,177	2,313
2033	11,973	13,684	14,599	13,009	14,868	15,863	1,877	2,145	2,289	13,454	15,377	16,406	1,941	2,219	2,367
2034	12,099	13,925	14,914	13,146	15,129	16,205	1,893	2,178	2,333	13,596	15,647	16,760	1,958	2,253	2,413
2035	12,221	14,149	15,189	13,278	15,373	16,503	1,908	2,209	2,371	13,733	15,899	17,068	1,973	2,284	2,452
2036	12,324	14,356	15,445	13,391	15,598	16,782	1,910	2,225	2,394	13,849	16,132	17,356	1,976	2,301	2,476
2037	12,432	14,546	15,669	13,508	15,804	17,025	1,931	2,260	2,434	13,970	16,345	17,608	1,997	2,337	2,518
2038	12,528	14,717	15,878	13,612	15,991	17,252	1,945	2,285	2,465	14,078	16,538	17,842	2,012	2,363	2,550
2039	12,620	14,871	16,076	13,712	16,158	17,467	1,959	2,308	2,495	14,182	16,711	18,065	2,026	2,387	2,580
2040	12,701	15,008	16,229	13,800	16,307	17,634	1,964	2,320	2,509	14,272	16,865	18,237	2,031	2,400	2,595

Tabla 4-3
Proyecciones de demanda. Crecimiento anual

PROYECCIONES DE DEMANDA- CRECIMIENTO ANUAL															
Ariai	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Bajo	Base	Alto	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
				Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2011	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	0.1%	0.1%	0.1%	2.0%	2.0%	2.0%	0.7%	0.7%	0.7%
2012	3.7%	3.7%	3.7%	3.3%	3.3%	3.3%	2.5%	2.5%	2.5%	3.8%	3.8%	3.8%	3.1%	3.1%	3.1%
2013	0.8%	0.8%	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
2014	1.3%	1.3%	1.3%	1.6%	1.6%	1.6%	2.7%	2.7%	2.7%	1.4%	1.4%	1.4%	2.4%	2.4%	2.4%
2015	2.4%	2.4%	2.4%	3.4%	3.4%	3.4%	-0.6%	-0.6%	-0.6%	2.8%	2.8%	2.8%	-1.2%	-1.2%	-1.2%
2016	3.8%	3.8%	3.8%	1.8%	1.8%	1.8%	2.7%	2.7%	2.7%	3.1%	3.1%	3.1%	3.9%	3.9%	3.9%
2017	1.2%	1.2%	1.2%	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	1.1%	1.1%	1.1%
2018	1.7%	1.8%	2.2%	1.7%	1.8%	2.2%	1.2%	1.3%	1.7%	1.7%	1.8%	2.2%	1.2%	1.3%	1.7%
2019	1.6%	1.9%	2.2%	1.6%	1.9%	2.2%	1.1%	1.4%	1.7%	1.6%	1.9%	2.2%	1.1%	1.4%	1.7%
2020	1.6%	2.3%	2.1%	1.6%	2.3%	2.1%	0.8%	1.5%	1.4%	1.6%	2.3%	2.1%	0.8%	1.5%	1.4%
2021	1.4%	2.4%	2.8%	1.4%	2.4%	2.8%	1.2%	2.2%	2.6%	1.4%	2.4%	2.8%	1.2%	2.2%	2.6%
2022	1.3%	2.4%	2.9%	1.3%	2.4%	2.9%	0.4%	1.5%	1.9%	1.3%	2.4%	2.9%	0.4%	1.5%	1.9%
2023	1.2%	2.3%	2.8%	1.2%	2.3%	2.8%	0.9%	2.0%	2.5%	1.2%	2.3%	2.8%	0.9%	2.0%	2.5%
2024	1.2%	2.2%	2.8%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%
2025	1.1%	2.2%	2.8%	1.1%	2.2%	2.8%	1.1%	2.1%	2.7%	1.1%	2.2%	2.8%	1.1%	2.1%	2.7%
2026	1.1%	2.1%	2.7%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%
2027	1.1%	2.1%	2.7%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%
2028	1.1%	2.1%	2.5%	1.1%	2.1%	2.5%	0.5%	1.5%	1.9%	1.1%	2.1%	2.5%	0.5%	1.5%	1.9%
2029	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%
2030	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	0.5%	1.4%	1.8%	1.1%	2.0%	2.4%	0.5%	1.4%	1.8%
2031	1.2%	2.0%	2.3%	1.2%	2.0%	2.3%	0.9%	1.8%	2.1%	1.2%	2.0%	2.3%	0.9%	1.8%	2.1%
2032	1.1%	2.0%	2.3%	1.1%	2.0%	2.3%	0.7%	1.5%	1.8%	1.1%	2.0%	2.3%	0.7%	1.5%	1.8%
2033	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%
2034	1.1%	1.8%	2.2%	1.1%	1.8%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%
2035	1.0%	1.6%	1.8%	1.0%	1.6%	1.8%	0.8%	1.4%	1.6%	1.0%	1.6%	1.8%	0.8%	1.4%	1.6%
2036	0.8%	1.5%	1.7%	0.8%	1.5%	1.7%	0.1%	0.8%	1.0%	0.8%	1.5%	1.7%	0.1%	0.8%	1.0%
2037	0.9%	1.3%	1.5%	0.9%	1.3%	1.5%	1.1%	1.5%	1.7%	0.9%	1.3%	1.5%	1.1%	1.5%	1.7%
2038	0.8%	1.2%	1.3%	0.8%	1.2%	1.3%	0.7%	1.1%	1.3%	0.8%	1.2%	1.3%	0.7%	1.1%	1.3%
2039	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%
2040	0.6%	0.9%	1.0%	0.6%	0.9%	1.0%	0.3%	0.5%	0.6%	0.6%	0.9%	1.0%	0.3%	0.5%	0.6%
2018-40	1.1%	1.9%	2.2%	1.1%	1.9%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%	1.1%	1.9%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%

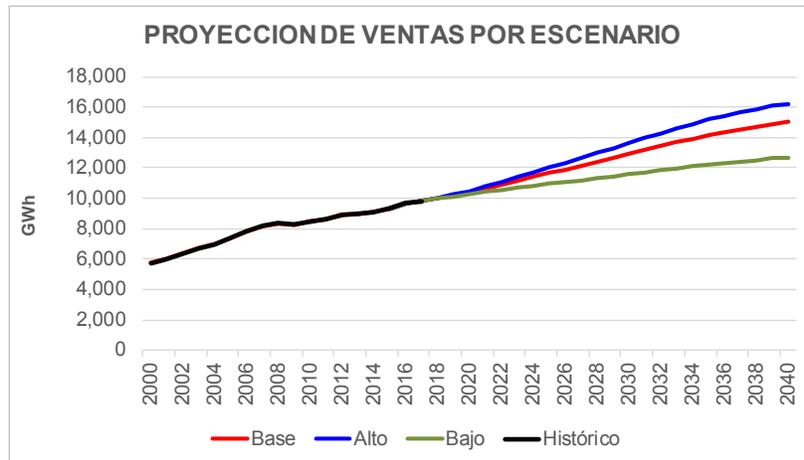


Figura 4-1 Proyección de la demanda anual de largo plazo

4.3 COMPARACION CON PROYECCIONES ANTERIORES DE DEMANDA

La demanda eléctrica del país experimenta una desaceleración de su crecimiento histórico desde el año 2008. Las causas de esta reducción en el ritmo de crecimiento son varias, pero la más importante es la contracción de la economía nacional, producto a la vez de una crisis de carácter mundial. Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo han recogido gradualmente esa señal del mercado eléctrico y han evidenciado un crecimiento menos agresivo en los últimos años.

En la Figura 4-2 puede observarse los ajustes anuales en las proyecciones de demanda de generación de largo plazo realizadas en varios años. Todos los casos se refieren al escenario base de demanda.

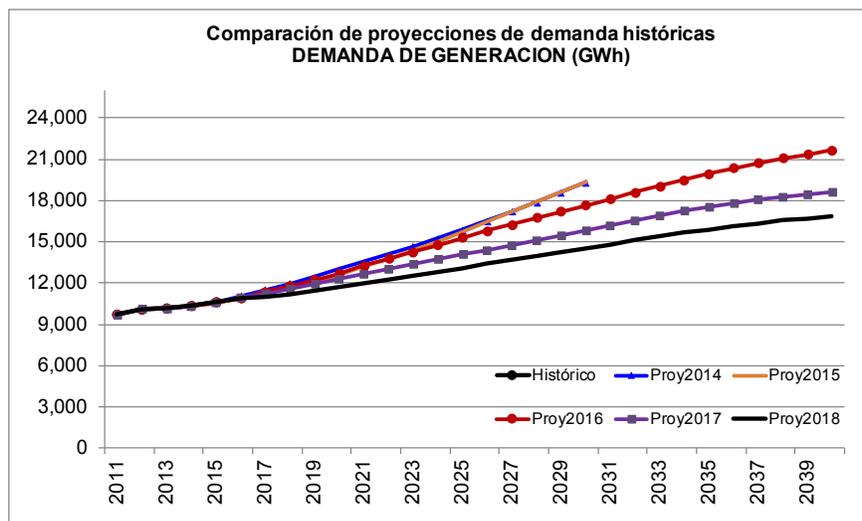


Figura 4-2 Proyecciones de energía en GWh- Escenario medio

5. CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN

Los planes de expansión de la generación se elaboran a partir de un conjunto de criterios de planeamiento con los cuales se definen las características y condiciones de simulación. Seguidamente se presentan estos criterios, que serán explicados más ampliamente en el documento final del PEG2018.

- **Política Energética**

EL PEG responde a las políticas energéticas definidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, vigente al momento de su formulación.

El principal objetivo del Plan de Energía es la sostenibilidad energética del país con un bajo nivel de emisiones, indicando lo siguiente: “Con esto se entiende que el país debe aspirar a contar con un sistema energético nacional con un bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios lo más competitivos que sean posible en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.”

- **Horizonte de Planeamiento**

El PEG 2018 cubre un horizonte de planeamiento de largo plazo, definido normalmente para 15-20 años. El Plan de Expansión 2018 se plantea para el período 2018-2034.

- **Entorno Centroamericano**

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 Eléctrico Regional permita planear la expansión en forma integrada regionalmente.

- **Criterio ambiental**

Los criterios ambientales globales responden a las políticas energéticas del país que orientan el desarrollo de la expansión de largo plazo. Los proyectos considerados en los planes de expansión dentro del período de corto plazo, han sido evaluados ambientalmente y en sus costos y beneficios se han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales.

- **Criterios de confiabilidad**

Los criterios de confiabilidad se usan 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.

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 críticos.

La capacidad para satisfacer la demanda es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad de agua suficiente para las plantas hidroeléctricas.

- **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.

- **Cambio climático y vulnerabilidad**

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.

A la fecha no hay consenso sobre la magnitud de los efectos de un cambio de este tipo ni sobre su escala de tiempo, por lo que no es posible cuantificar el grado de vulnerabilidad a la que está expuesto el sistema de generación, ni las medidas razonables para reducir la exposición a estos cambios. No obstante, 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 ciclo estacionarios, sin que exista fundamento científico para sospechar que este supuesto pueda inducir a grandes sobrevaloraciones o subvaloraciones.

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 para las plantas hidroeléctricas, que aportan la mayor parte de la generación del país.

- **Diversificación de fuentes de energía eléctrica**

En el PEG se procura integrar de manera segura y oportuna, nuevas fuentes de energía a la matriz de generación nacional. Las energías renovables no convencionales se integran al sistema en la proporción en que no comprometan la confiabilidad del mismo.

- **Parámetros de simulación**

- Evaluación social de los planes: La evaluación de los planes de expansión se hace en términos económicos para la sociedad costarricense. Por esta razón, los proyectos del ICE, de las demás empresas eléctricas y de los 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.

- Costos constantes en el tiempo: La evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2017.

- Tasa social de descuento: Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo.
- Costo de racionamiento: Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utilizó un costo de racionamiento de 800 USD/MWh para fallas menores al 2% de la demanda y 2 000 USD\$/MWh para fallas mayores. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer la energía demandada.

6. HERRAMIENTAS DE ANALISIS

Los planes de expansión se generan utilizando los modelos computacionales Super/Olade⁸ versión 6.0, el OPTGEN versión 7.2.15 y el SDDP versión 15.1rc8. Estos dos últimos son elaborados y mantenidos por Power Systems Research (PSR)⁹.

El OPTGEN es un modelo integrado, formulado como un problema de gran escala de optimización mixta entera-lineal. Se utiliza para generar 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 que no se utiliza en el presente caso). La herramienta es muy valiosa para la simulación de los planes de expansión nacionales porque está especialmente formulada para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses de regulación mensual o superior.

7. PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

El Plan Recomendado se estructura considerando los siguientes elementos para su formulación:

- Los proyectos previstos hasta el año 2021 están en ejecución y por lo tanto se consideran fijos dentro del Plan. Para estos proyectos únicamente se verifican las fechas de entrada en operación.
- Para el proyecto geotérmico Borinquen 1, también en ejecución, se ajusta su fecha de entrada con base en los requerimientos de la nueva demanda.

⁸ Se utiliza el Módulo de Demanda del Super/Olade con el fin de transformar la proyección de demanda anual (en potencia y energía) a datos mensuales por bloque de demanda. Este software fue desarrollado por Olade (Organización Latinoamericana de Energía).

⁹ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

- El Plan Recomendado se estructura considerando una matriz eléctrica que debe incluir necesariamente proyectos eólicos, solares y geotérmicos, con el objetivo de consolidar la diversificación de la misma.

En la Tabla 7-1 se presenta el Plan Recomendado para el período 2018-2034 (PEG2018-2034).

Tabla 7-1

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2018-2034									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
<i>Capacidad efectiva instalada a Dic2017:</i>									3,530
2018	11,216	1.8%	1,714	1.3%	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
					4	Los Negros II	Hidro	28	3,555
					7	PS Cooperativo	Solar	6	3,561
					8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	11,433	1.9%	1,739	1.4%	1	Barranca	Térm	-36	3,534
					1	El Cacao	Eólic	21	3,556
					1	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
					1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
2020	11,693	2.3%	1,765	1.5%	3	Pailas 2	Geot	55	3,579
					1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	11,974	2.4%	1,804	2.2%	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
					4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
					10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022	12,264	2.4%	1,830	1.5%					3,591
2023	12,545	2.3%	1,866	2.0%					3,591
2024	12,826	2.2%	1,897	1.6%	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025	13,105	2.2%	1,938	2.1%					3,581
2026	13,383	2.1%	1,973	1.8%	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	13,661	2.1%	2,008	1.8%					3,636
2028	13,942	2.1%	2,038	1.5%	1	Eólico	Eólic	50	3,686
					1	Miravalles1	Geot	-42	3,643
					1	Solar	Solar	50	3,693
2029	14,226	2.0%	2,079	2.0%	1	Eólico	Eólic	50	3,743
					1	Miravalles1- Modern	Geot	35	3,778
					1	Solar	Solar	100	3,878
2030	14,513	2.0%	2,108	1.4%	1	Borinquen 2	Geot	55	3,933
					1	Miravalles2	Geot	-42	3,891
2031	14,804	2.0%	2,146	1.8%	1	Miravalles2- Modern	Geot	35	3,926
2032	15,094	2.0%	2,177	1.5%					3,926
2033	15,375	1.9%	2,219	1.9%	1	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	15,645	1.8%	2,253	1.5%	1	Eólico	Eólic	100	4,076

En la Figura 7-1 se puede observar la instalación anual por tipo de fuente correspondiente al PEG 2018. En el gráfico se incluyen únicamente los proyectos nuevos, no se muestran los retiros de plantas ni la modernización de las unidades de Miravalles 1 y 2.

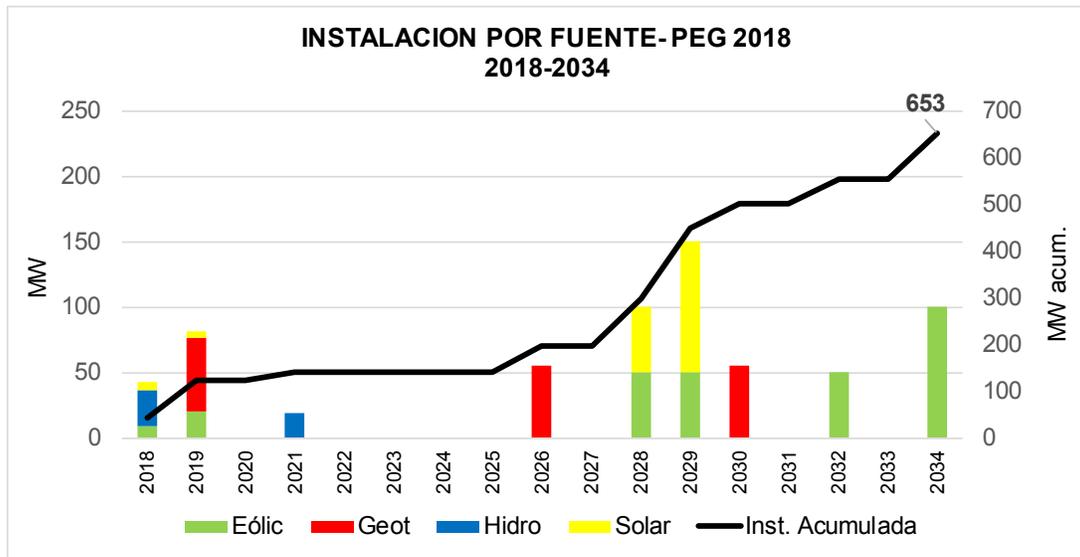


Figura 7-1 Instalación por fuente: 2018-2034

Observaciones:

Las revisiones periódicas de las proyecciones de demanda de generación han ido reduciendo consistentemente las expectativas de crecimiento. Bajo este escenario, las necesidades de nueva capacidad de generación del país se han estado ajustando periódicamente, como puede comprobarse en las revisiones de años anteriores de los planes de expansión.

De los análisis realizados para el PEG2018, se desprenden dos aspectos fundamentales:

- El Plan Recomendado muestra que el país tiene garantizada la atención de la demanda eléctrica para los próximos ocho años, a partir de una matriz de generación renovable, confiable y diversa. Con la capacidad instalada del parque de generación en operación, los proyectos que entrarán en línea los próximos dos años y el proyecto geotérmico Borinquen 1 de 55 MW, que estaría en línea en el 2026, será suficiente para solventar la demanda nacional hasta ese año, consolidando un modelo eléctrico nacional basado en fuentes renovables.
- El segundo elemento constituye la salida del Proyecto Hidroeléctrico El Diquís del horizonte de planeamiento del presente plan. El proyecto El Diquís ha sido parte de la estrategia de desarrollo de la generación del país desde el inicio de la década pasada. En los diferentes planes de expansión, el proyecto fue el eje central de las estrategias de generación del país, considerado la mejor opción energética disponible por la potencia y energía que aporta y la capacidad de regulación para atender la variabilidad del agua, viento y del sol. Debido a la desaceleración de la demanda nacional que se explicó anteriormente, el proyecto El Diquís por su gran tamaño, no se acomoda bien a los requerimientos de demanda del sistema. En el PEG2018 se concluye que en el horizonte de planificación estudiado y con las proyecciones de demanda disponibles, el proyecto El Diquís ya no forma parte de las opciones de expansión de mínimo costo.

Otros aspectos importantes asociados al PEG2018 son los siguientes:

- La entrada en operación del proyecto geotérmico Borinquen 1 se desplaza del año 2023 al año 2026.
- No resulta económico modernizar la Planta Eólica Tejona antes del año 2026.
- Se programa la salida de operación de las plantas térmicas Barranca y San Antonio, con más de 40 años de operación, y costos muy altos de operación.
- No serán necesarias nuevas adiciones de generación en el país hasta el año 2026. Sobre este particular es importante tomar en cuenta que, con las condiciones actuales de demanda, cualquier proyecto nuevo de generación que entre en operación antes del 2026, sea desarrollado por el ICE, generadores privados, empresas distribuidoras o generación distribuida, provocará un costo adicional al sistema eléctrico nacional que no se compensa con la disminución correspondiente del costo operativo, provocando un aumento de las tarifas eléctricas.