



4

**EXPANSIÓN
DE LA GENERACIÓN**

4.1 Introducción

El Plan Maestro de Electricidad (PME) está alineado con el Plan Nacional de Desarrollo 2017 – 2021 – “Toda Una Vida”, elaborado por el Consejo Nacional de Planificación (CNP). Parte fundamental del PME es el Plan de Expansión de Generación (PEG).

La política energética impulsada por el gobierno nacional, a través del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), está enfocada en la ejecución de obras de gran trascendencia para el desarrollo del Ecuador, que permitan abastecer adecuadamente la siempre creciente demanda de energía eléctrica del país, cumpliendo con criterios de confiabilidad, calidad, economía y menor afectación ambiental.

El Plan de Expansión de Generación (PEG), herramienta fundamental de la planificación energética, se adapta al comportamiento dinámico

del sistema eléctrico ecuatoriano y debe, por ello, ser actualizado periódicamente, conforme el crecimiento real y proyectado de la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de los sistemas eléctricos aislados, observando las políticas sectoriales y los lineamientos emitidos por las autoridades nacionales y sectoriales, en apego al Plan Nacional de Desarrollo.

A modo introductorio se incluyen los objetivos y políticas empleados; luego, se describen los elementos básicos utilizados en el análisis de la expansión de la generación, los proyectos que se encuentran en construcción y en estudios, los programas computacionales utilizados, los resultados de las simulaciones, aspectos sobre las reservas de potencia y energía; y, la estimación de las emisiones de CO₂.

4.2 Objetivos, políticas y lineamientos

4.2.1 Objetivo

Garantizar el abastecimiento de electricidad en el Ecuador mediante la expansión óptima de la etapa de generación de energía eléctrica, en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de eficiencia, sostenibilidad, calidad, continuidad y seguridad; promoviendo el uso de recursos

energéticos renovables, en un ámbito de suficiencia, soberanía energética, responsabilidad social y ambiental; considerando los aspectos de tipo técnico, económico, financiero y administrativo.

4.2.2 Políticas referentes a la expansión de generación

- a. La expansión de la generación deberá considerar cronogramas actualizados de ejecución de los proyectos previstos en un horizonte de mediano plazo y definir la expansión de largo plazo, mediante una solución que sea robusta ante las incertidumbres en las variables de entrada.
- b. La expansión deberá cumplir los niveles mínimos de reserva en energía y potencia establecidos por la normativa vigente, observando los distintos escenarios hidrológicos.
- c. Se deberá considerar la interconexión con el sistema petrolero nororiental, en cuanto a su capacidad instalada de generación y su oferta de energía eléctrica disponible.
- d. Se establecerá la expansión óptima del parque generador considerando precios internacionales de combustible y se coordinará con EP Petroecuador sus provisiones de disponibilidad.
- e. Los intercambios de energía con los países de la región se considerarán dentro de la expansión como intercambios de oportunidad, que permiten optimizar los costos de operación, pero de ninguna manera constituirán una base para el abastecimiento.
- f. La expansión de la generación deberá considerar una adecuada complementación de la matriz energética, para lo cual podrá establecer bloques de potencia y energía de diferentes fuentes primarias, que puedan ser cubiertos mediante proyectos estudiados y propuestos por la iniciativa privada.

4.2.3 Estrategias relativas a la expansión de generación

- a. Impulsar el desarrollo energético y tecnológico del sector eléctrico en toda su cadena de valor, incluyendo la investigación.
- b. Mantener actualizado el inventario de fuentes de energía renovable, que permita cuantificar el potencial energético

- aprovechable para la generación eléctrica, propendiendo a maximizar la participación de energías renovables en la matriz energética del sector eléctrico.
- Reducir la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones hidrológicas a través de la implementación de fuentes de generación con alta firmeza.
 - Aprovechar el potencial de desarrollo de la bioenergía, sin detrimento de la soberanía alimentaria.
 - Fomentar intercambios energéticos regionales privilegiando el interés nacional.
 - Prestar el servicio eléctrico de generación en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.
 - Dar impulso a la generación distribuida, con especial énfasis en las mini y micro centrales hidroeléctricas y de otras fuentes de energía renovable no convencional.

4.3 Elementos básicos utilizados en el análisis

El establecimiento del plan de expansión de generación de energía eléctrica parte de las políticas y lineamientos citados en el numeral 4.2 e incorpora los siguientes elementos básicos para el análisis:

crecimiento de la demanda (tanto en potencia como en energía), interconexiones internacionales e infraestructura de generación existente.

4.3.1 Crecimiento de la demanda

En la Figura Nro. 4-1 se aprecian las etapas funcionales del sector eléctrico. Los valores de potencia expresados en el presente capítulo, salvo se indique lo contrario, se refieren a bornes de generador.

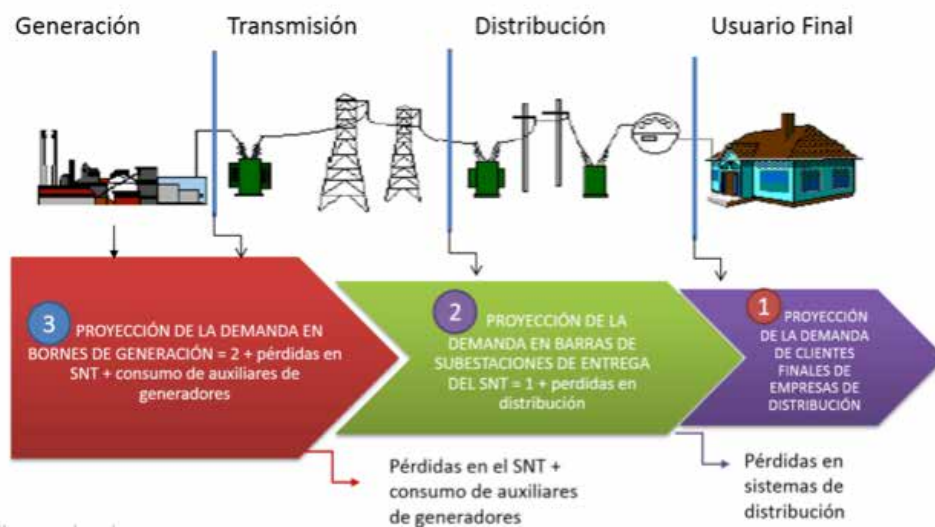


Figura Nro. 4-1: Etapas funcionales del sector eléctrico.

En el estudio de proyección de la demanda eléctrica se consideraron tres hipótesis de crecimiento; sin embargo, como se detalla a continuación, se presenta un Plan de Expansión de Generación para el Caso Base; y, un Plan de Expansión de Generación para el Caso Matriz Productiva.

El estudio de proyección de la demanda 2018-2027 dispone de tres hipótesis, con una base de desagregación mensual y anual para cargas singulares a nivel de transmisión, potencia en barras de subestaciones y en bornes de generación:

- Hipótesis 1 (Tendencial): considera el crecimiento tendencial de demanda.
- Hipótesis 2 (Caso Base): considera: proyección tendencial de la demanda eléctrica; proyectos de eficiencia energética; inclusión

de cargas singulares de las empresas eléctricas de distribución; conexión del Sistema Nacional Interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), con la finalidad de optimizar el uso de recursos energéticos de forma integral.

- Hipótesis 3 (Caso Matriz Productiva): considera la Hipótesis 2 más la incorporación de las industrias básicas a gran escala de aluminio, cobre, siderúrgicas y papel.

Cada una de las Hipótesis planteadas representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión de Generación debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres en la demanda. Por ello, en el presente documento se analiza un Caso Base del Plan de Expansión de Generación, que considera la proyección del mismo nombre de crecimiento de la demanda, en virtud del alto

grado de certeza en la ejecución de las cargas consideradas en dicho escenario. A los resultados de este Plan se lo denomina “PEG 2018 - 2027 Caso Base”.

Por otro lado para el Caso Matriz Productiva de la demanda; se analiza el requerimiento de las cargas en el cumplimiento del cambio de la matriz productiva y la incorporación de las industrias básicas. A los resultados de este estudio se lo denomina: “PEG 2018 - 2027 Caso Matriz Productiva”. Conforme evolucione la demanda real de potencia y energía, se tomarán las decisiones de iniciar con la ejecución de los

proyectos adicionales recomendados en el Caso Matriz Productiva; es decir, una vez que se tenga la certeza de la incorporación de las demandas de las industrias básicas, el análisis servirá para la toma de decisiones adecuadas.

En la Figura Nro. 4-2 y Figura Nro. 4-3 se presenta la demanda máxima de potencia y la demanda de energía del S.N.I., respectivamente, para las tres hipótesis antes expuestas, con resolución anual. Información más detallada sobre la proyección de la demanda y las hipótesis consideradas se presenta en el Capítulo 3.

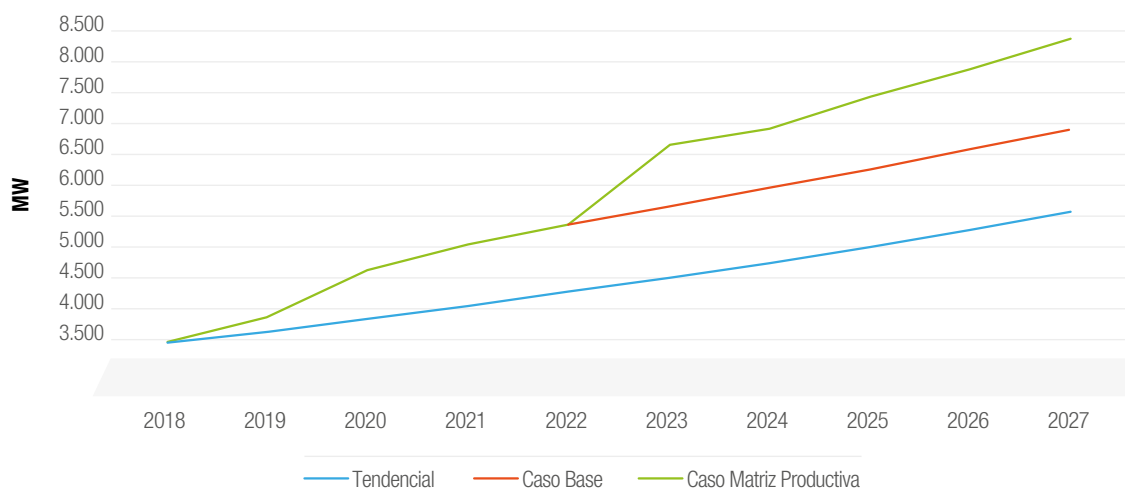


Figura Nro. 4-2: Proyección de la demanda máxima de potencia del S.N.I.

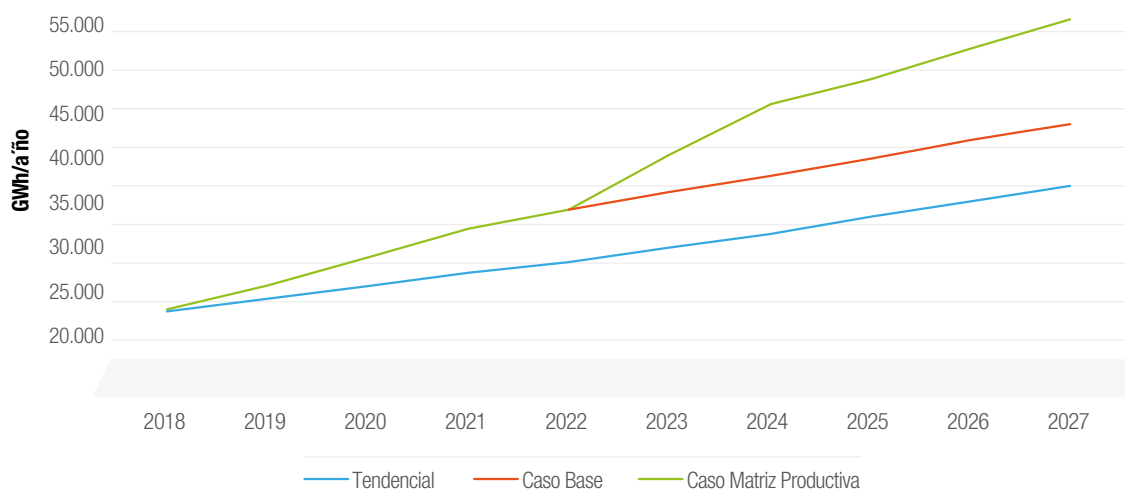


Figura Nro. 4-3: Proyección de la demanda de energía anual del S.N.I.

4.3.2 Interconexiones internacionales

Para definir el plan de expansión de generación no se han considerado las capacidades de importación de electricidad desde los países vecinos, de tal forma de poder garantizar el abastecimiento del país sólo con recursos de generación propios. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las interconexiones existentes con Colombia y Perú constituyen una oportunidad para tener potencia y energía adicional; y, eventualmente, para contingencias especiales. Esto podría permitir

alcanzar reducciones importantes en los costos de operación del sistema. Bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas, este Plan considera la exportación de energía eléctrica a los países vecinos, a partir de los excedentes que se obtendrían en los diferentes regímenes hidrológicos simulados, cuando los precios de energía para oferta de exportación sean competitivos a nivel internacional.

4.3.3 Infraestructura existente

El parque generador disponible para producción de electricidad en el Ecuador, al mes de diciembre de 2018, consta de 317 centrales

eléctricas con una potencia total efectiva de 8.183 MW, tal como se detalla en la Tabla Nro. 4-1.

Sistema	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Sistemas Nacional Interconectado (S.N.I.)	133	7.177
Sistemas No Incorporados	184	1.006
TOTAL	317	8.183

Tabla Nro. 4-1: Número de centrales y potencia efectiva del Ecuador.

Los Sistemas No Incorporados incluyen todos aquellos sistemas que nos están conectados al Sistema Nacional Interconectado; y que generalmente sirven para proveer energía eléctrica a sitios de difícil acceso o para facilidades petroleras o mineras; un caso particular es el sistema eléctrico de las Islas Galápagos que, por estar separado del continente, se lo considera como aislado.

Por otro lado, se dispone de dos interconexiones internacionales: Colombia (525 MW) y Perú (110 MW).

En los siguientes párrafos se detallan aspectos sobre las fuentes de energía renovable y fuentes no renovables. En el Anexo 4.1 se detallan las centrales de generación existentes a diciembre de 2018 ordenadas de mayor a menor potencia efectiva.

4.3.3.1 Centrales recientemente incorporadas

En el periodo enero 2017 - diciembre de 2018, las principales centrales de generación con fuentes de energía renovable incorporadas al sistema son las siguientes (se indica la potencia efectiva):

- Hidroeléctrica Minas-San Francisco: 274,50 MW
- Hidroeléctrica Delsitanisagua: 180,00 MW
- Hidroeléctrica Due: 49,71 MW
- Hidroeléctrica Normandía: 49,58 MW
- Hidroeléctrica Pusuno: 38,25 MW
- Hidroeléctrica Topo: 29,2 MW
- Hidroeléctrica Sigchos: 18,39 MW
- Hidroeléctrica Palmira-Nanegal: 10,36 MW
- Hidroeléctrica Mazar Dudas Alazán: 6,23 MW
- Central Pichacay (biogás): 1 MW
- Central Híbrida Isabela: 0,95 MW (fotovoltaica) + 1,625 MW térmico (duales biocombustible)

En la Tabla Nro. 4.4 se detallan las centrales recientemente incorporadas.



Figura Nro. 4-4: Presa de la Central Hidroeléctrica Minas – San Francisco (274,50 MW). Fuente: Revista Avance, 2019.



Figura Nro. 4-5: Presa de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua (180 MW).
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec).

4.3.3.2 Centrales con fuentes de energía renovable

En el presente acápite se detallan las principales centrales que utilizan fuentes de energía renovable.

A diciembre de 2018, la capacidad efectiva en centrales de energía renovable alcanza los valores presentados en la Tabla Nro. 4-2.

Tipo	Con embalse		Sin embalse		Sub total	
	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Hidráulica	5	1.598	66	3.443	71	5.041
Biomasa	N/A	N/A	N/A	N/A	3	136,4
Eólica	N/A	N/A	N/A	N/A	3	21,15
Solar	N/A	N/A	N/A	N/A	34	26,74
Biogas	N/A	N/A	N/A	N/A	2	6,50
Subtotal					113	5.232

Tabla Nro. 4-2: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía renovable.

Las centrales hidroeléctricas, con embalse de regulación, con las que cuenta el Ecuador son:

- Paute – Molino, de 1.100 MW de potencia efectiva, de CELEC EP – Unidad de Negocio Hidropaute (Presa Daniel Palacios, Embalse Amaluza).
- Marcel Laniado de Wind, de 213 MW, CELEC EP – UN Hidronación (Embalse Daule Peripa).
- Mazar, de 170 MW de CELEC EP – UN Hidropaute (Embalse Mazar).
- Pucará, de 70 MW de CELEC EP – UN Hidroagoyán (Embalse Pisayambo).
- Baba (42 MW), de CELEC EP – UN Hidronación (Embalse Baba).

Las principales centrales hidroeléctricas de pasada, son:

- Coca Codo Sinclair, 1.500 MW de potencia nominal, 1.476 MW de potencia efectiva, de CELEC EP – Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair (con embalse compensador de regulación intradiaria)
- Sopladora, de 486,90 MW de potencia efectiva, CELEC EP – UN Hidropaute.
- Minas – San Francisco, 274,50 MW, CELEC EP – UN Enerjubones (con embalse de regulación intradiaria)
- San Francisco, de 212 MW, CELEC EP – UN Hidroagoyán.
- Delsitanisagua, 180 MW, CELEC EP – UN Gensur (con embalse de regulación intradiaria).
- Agoyán, 156 MW), de CELEC EP – UN Hidroagoyán (con embalse de regulación intradiaria)

- Manduriacu, 65 MW, CELEC EP – UN Coca Codo Sinclair (con embalse de regulación intradiaria)
- San Bartolo, 49,95 MW, Hidrosanbartolo.
- Due, 49,71 MW, Hidroalto
- Normandía, 49,58 MW, Hidronormandía
- Cumbayá, 40 MW, Empresa Eléctrica Quito S.A.

Las centrales con biomasa (bagazo de caña de azúcar) son: San Carlos, 73,60 MW de potencia efectiva, Empresa San Carlos S.A.;

Ecoelectric, 35,20 MW Empresa Ecoelectric S.A.; y, Ecudos A-G, 27,60 MW, Empresa Coazúcar S.A.

Las centrales de generación eólica son: Villonaco, 16,50 MW de potencia efectiva, CELEC EP – Gensur; San Cristóbal, 2,40 MW, Empresa Eléctrica Galápagos; y, Baltra, 2,25 MW, Empresa Eléctrica Galápagos.

Adicionalmente se cuenta con 34 centrales fotovoltaicas con 26,74 MW de potencia efectiva y 2 centrales con biogás que totalizan 6,50 MW de potencia efectiva.

4.3.3.3 Centrales con fuentes de energía no renovable

A diciembre de 2018 se dispone de 204 centrales termoeléctricas en el Ecuador, tal como se detalla a continuación.

Tipo	Número de centrales	"Potencia efectiva (MW)"
Motores de combustión interna (MCI)	186	1.753
Turbogás	11	744
Turbovapor	7	454
Subtotal	204	2.951

Tabla Nro. 4-3: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía no renovable.

Las principales centrales termoeléctricas con motores de combustión interna (MCI) son: Jaramijó (128,88 MW), Termoguyas (120 MW), EPF-Edén Yuturi (85,51 MW; no pertenece al SNI), Esmeraldas II (84 MW), Quevedo II (81 MW), TPP Andes Petro (65,4 MW), Santa Elena II (65,03 MW); y, Guangopolo II (48 MW).

Las mayores centrales termoeléctricas con turbinas a gas (turbogás) son: Termogás Machala I (130,6 MW), Termogás Machala II (119 MW), Victoria II (102 MW), Aníbal Santos (97 MW), Enrique García (96

MW), Álvaro Tinajero (64 MW); y, Santa Rosa (51 MW).

Las principales centrales termoeléctricas con turbinas a vapor (turbovapor) son: Gonzalo Zevallos (140 MW), Trinitaria (133 MW), Esmeraldas I (125 MW), Palo Azul PGE (33,18 MW) y Aníbal Santos (20 MW). En el Anexo No. 4-1 se presenta un listado con todas las centrales de generación eléctrica del Ecuador, ordenadas de mayor a menor potencia efectiva.

4.4 Recursos para generación eléctrica

El cambio de la matriz energética propende al uso preferencial de fuentes renovables, complementado con el uso eficiente de las fuentes energéticas no renovables que se disponen en el Ecuador, con el propósito de lograr una disminución radical del uso de combustibles importados y derivados del petróleo.

La disponibilidad de recursos energéticos considerada para el Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 se ha obtenido del "Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica, 2015", en donde se identifica el potencial "técnico viable"

por tipo de fuente natural de energía. Los recursos se clasifican en cinco grupos:

- Recursos hidráulicos
- Recursos geotérmicos
- Recursos solares
- Recursos eólicos
- Recursos con biomasa y otras fuentes de energía

4.4.1 Potencial Hidroeléctrico

Los valores actualmente identificados del potencial hidroeléctrico con los que cuenta el Ecuador son:

- Potencial Hidroeléctrico Teórico Medio, estimado con caudales medios mensuales: 91.000 MW
- Potencial Técnicamente Factible: 31.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)
- Potencial Económicamente Factible: 22.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)

El potencial aprovechado corresponde a la capacidad hidroeléctrica instalada: 5.071 MW (5.041 MW de potencia efectiva) en 71 centrales hidroeléctricas. Con ello, el porcentaje del potencial económicamente factible aprovechado es del 23,05%; y el porcentaje del potencial

económicamente factible por aprovechar asciende al 76,95%.

En el Anexo No. 4-2 se presentan los proyectos hidroeléctricos, la mayoría identificados a nivel de inventario.

4.4.2 Potencial de otras fuentes renovables

Según el “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el potencial eólico – eléctrico bruto del país es de 1.691 MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7 m/s, el que generaría una energía media de 2.869 GWh. El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1.518 GWh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s).

Según el “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el valor de insolación directa promedio del Ecuador continental es de 2.543 Wh/m²/día; la insolación difusa promedio es de 2.032 Wh/m²/día; y la insolación global promedio es de 4.575 Wh/m²/día.

En lo referente al potencial geotérmico del Ecuador, CELEC EP se encuentra estudiando varios sitios potenciales. Según el Inventario de recursos energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica, 2015, basados en estudios realizados por INECEL y por estudios de CELEC EP, los potenciales máximos son los siguientes:

- Chachimbiro. Potencial estimado 178 MWe
- Tufiño-Chiles-Cerro Negro (binacional): 330 MWe
- Chalupas: 283 MWe
- Chacana-Cachiyacu: 83 MWe
- Jamanco: 26 MWe



“Figura Nro. 4-6: Perforación en el Proyecto Geotérmico Chachimbiro.
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec)”

Según el “Atlas Bioenergético del Ecuador”, se tendría un recurso de biomasa en el país de 18,4 millones toneladas/año que incluye residuos agrícolas, pecuarios y forestales; con los cuales se tendría un potencial energético estimado de 230.959 TJ/año, lo que equivaldría a 12.700 GWh/año. Como referencia, según la información del Atlas Bioenergético del Ecuador, si se aprovechara el 50% de los residuos

mayoritarios existentes en el país como: palma africana, banano y arroz, con un sistema asociado de almacenamiento; se estima un potencial teórico de aproximadamente 500 MW de generación firme durante todo el año.

Los mapas por tipo de fuente de energía, se anexan al final del Plan Maestro de Electricidad

4.5 Centrales incorporadas y proyectos en construcción

En el presente acápite se detallan las centrales incorporadas en los dos últimos años, los proyectos en fase de construcción y en fase de estudios.

4.5.1 Centrales incorporadas en 2017 y 2018

Entre los años 2017 y 2018 se incorporaron las centrales de generación indicadas en la Tabla Nro. 4.4.

Central	Empresa / Institución	Pública o privada	Tipo	Potencia nominal [MW]	Potencia efectiva [MW]	Año de ingreso
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	275,00	274,50	2018
Delsitanisagua	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	180,00	180,00	2018
6 centrales térmicas (en diferentes sitios)	Petroamazonas	Pública	Térmica	46,66	26,02	2017 y 2018
Due	Hidroalto	Privada	Hidroeléctrico	49,71	49,71	2017
Normandía	Hidronormandía S.A.	Privada	Hidroeléctrico	49,58	49,58	2018
Pusuno	ElitEnergy	Privada	Hidroeléctrico	38,25	38,25	2018
Topo	Ecuagesa	Privada	Hidroeléctrico	29,20	27,00	2017
Sigchos	Hidrosigchos	Privada	Hidroeléctrico	18,60	18,39	2017
Palмира Nanegal	Ipnegal	Mixta	Hidroeléctrico	10,44	10,36	2018
Mazar-Dudas: Alazán	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	6,23	6,23	2017
Isabela	E.E. Galápagos	Pública	Térmica (dual)	1,63	1,63	2018
Pichacay	EMAC-GBP	Mixta	Biogás	1,06	1,00	2017
Isabela Solar	E.E. Galápagos	Pública	Fotovoltaica	0,95	0,95	2018
Paneles Pastaza	E.E. Ambato	Pública	Fotovoltaica	0,20	0,20	2018
Estación Mira	Orion	Privada	MCI	0,18	0,17	2018
TOTAL				708	684	

Tabla No. 4-4: Centrales de generación eléctrica incorporadas entre 2017 y 2018.

4.5.2 Proyectos en construcción

En la Tabla No. 4.5 se detallan los proyectos de generación eléctrica que se encuentran en fase de construcción.

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba S.A.	Privada	Hidroeléctrico	1,02	8,4	Tungurahua	Baños
TOTAL				644,5	3.490,6		

Tabla Nro. 4-5: Proyectos de generación eléctrica en fase de construcción¹⁶.

4.5.3 Proyectos con título habilitante

En la Tabla Nro. 4.6 se detallan los proyectos de generación eléctrica que poseen título habilitante.

Proyecto	Empresa / Institución	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
El Salto	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	Privada	Hidroeléctrico	9,30	68,7	Cotopaxi	Pujilí
Maravilla	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
Pichacay II	EMAC-GBP	Mixta	Biogás	1,00	3,5	Azuay	Cuenca
El Laurel	CBS Energy	Privada	Hidroeléctrico	0,97	6,8	Carchi	Mira
TOTAL				130	918		

Tabla Nro. 4-6: Proyectos de generación eléctrica con título habilitante.

4.5.4 Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios

En la Tabla Nro. 4.7 se detallan los proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW que poseen estudios de diseño definitivo.

Proyecto	Estudios	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Santiago	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	2.400	14.613	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
Cardenillo	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	596	3.409	Morona Santiago	Méndez
TOTAL			2.996	18.022		

Tabla Nro. 4-7: Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios de diseño definitivo.

16. La Central Hidroeléctrica Río Verde Chico (10 MW) está en operación comercial desde abril de 2019.



Figura Nro. 4-7: Unión de los ríos Zamora y Namangoza para formar el río Santiago
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec)

En el Anexo No. 4-3 se detallan varios proyectos de generación y autogeneración, de iniciativas públicas y privadas, algunos de los cuales tienen trámites de obtención de títulos habilitantes, y otros

se encuentran en etapa de estudios; sin embargo, por su grado de avance, no constituyen proyectos con suficiente certeza de ejecución para ser incluidos en la expansión actual.

4.5.5 Información sobre las centrales y proyectos de generación

La descripción así como las características técnicas de las principales centrales y proyectos contemplados en este capítulo se encuentran disponibles en varias páginas web especializadas. Se citan las páginas más relevantes:

- En el portal institucional de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP (www.celec.gob.ec), en la sección Proyectos / Generación /, se halla una descripción de los proyectos de generación hidráulicos, térmicos y de energías renovables de CELEC EP.
- En el portal institucional de CELEC EP - Unidad de Negocio Hidropaute, www.celec.gob.ec/hidropaute, se describen las Centrales Hidroeléctricas Mazar, Molino y Sopladora; así como los Proyectos Hidroeléctricos Cardenillo y Santiago.
- En www.celec.gob.ec/cocacodosinclair se describen las Centrales Hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Manduriacu; así como el Proyecto Hidroeléctrico Quijos.
- En www.celec.gob.ec/hidroagoyan se detallan características técnicas de las Centrales Hidroeléctricas San Francisco, Agoyán y Pucará.
- En www.celec.gob.ec/gensur se presentan características técnicas de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua y la Central Eólica Villonaco.
- En www.celec.gob.ec/hidrotoapi se detalla información del Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón.

- En www.celec.gob.ec/enerjubones se presenta información de la Central Hidroeléctrica Minas - San Francisco.
- En www.elecaastro.com.ec se presenta una descripción del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca y del Proyecto Hidroeléctrico Soldados Yanuncay.
- En www.celec.gob.ec/hidroazogues se encuentra información de la Central Hidroeléctrica Mazar Dudas.
- En www.celec.gob.ec/termogasmachala se presenta información sobre el Proyecto de Ciclo Combinado ubicado en la Provincia de El Oro.
- En www.iic.org/es/proyectos se encuentra información de la Central Hidroeléctrica Normandía.
- En el sitio www.celec.gob.ec/termopichincha se presenta información sobre los proyectos geotérmicos, incluido Chachimbiro.

En las páginas antes descritas existe abundante información técnica, mapas, planos, esquemas, fotografías, etc. de las centrales y proyectos del PEG. Por su especial interés se incluye en la Figura Nro. 4-8, el Diagrama de aprovechamiento de la cuenca media del Río Paute; y en la Figura Nro. 4-9, el Esquema de implantación de la presa de Hormigón Compactado con Rodillo HCR en el Río Santiago (Proyecto Hidroeléctrico Santiago).

4.6 Plan de Expansión de Generación del SNI 2018-2027

En los numerales siguientes se presentan, en forma resumida, aspectos sobre los modelos utilizados en el Plan de Expansión de Generación del Sistema Nacional interconectado (SNI), tanto para

el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva; las reservas de potencia y energía, estimación de combustibles y emisiones de CO₂ a la atmósfera; así como, la estimación de inversiones.

4.6.1 Modelos computacionales utilizados

Para la definición del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 (PEG) del SNI, se han utilizado dos herramientas computacionales: OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales), y SDDP (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red).

El programa OPTGEN parte del pronóstico de la demanda y del inventario de proyectos; determina la expansión de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento) de forma integrada con el SDDP, considerando la incertidumbre de los caudales y las restricciones operativas de las centrales de generación.

El programa SDDP calcula la política operativa estocástica de mínimo costo a través de un análisis probabilístico, generando múltiples escenarios hidrológicos equiprobables, en función de lo cual se simulan múltiples despachos económicos para cubrir la demanda eléctrica proyectada a futuro. De los resultados probabilísticos, se

obtienen los valores esperados del despacho económico así como valores de generación para diferentes probabilidades de excedencia. Se verifica posteriormente el cumplimiento de los márgenes de reserva de energía así como los criterios de confiabilidad de abastecimiento energético VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía) y VEREC (Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado) para reserva de potencia. Finalmente, se determina el consumo estimado de combustible y se estiman las emisiones de CO₂.

En el Anexo No. 4-4 se presenta el flujograma para el proceso de planificación de la expansión de generación. Para las simulaciones realizadas en los estudios del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 del SNI, se considera todo el parque generador del Sistema Nacional Interconectado.

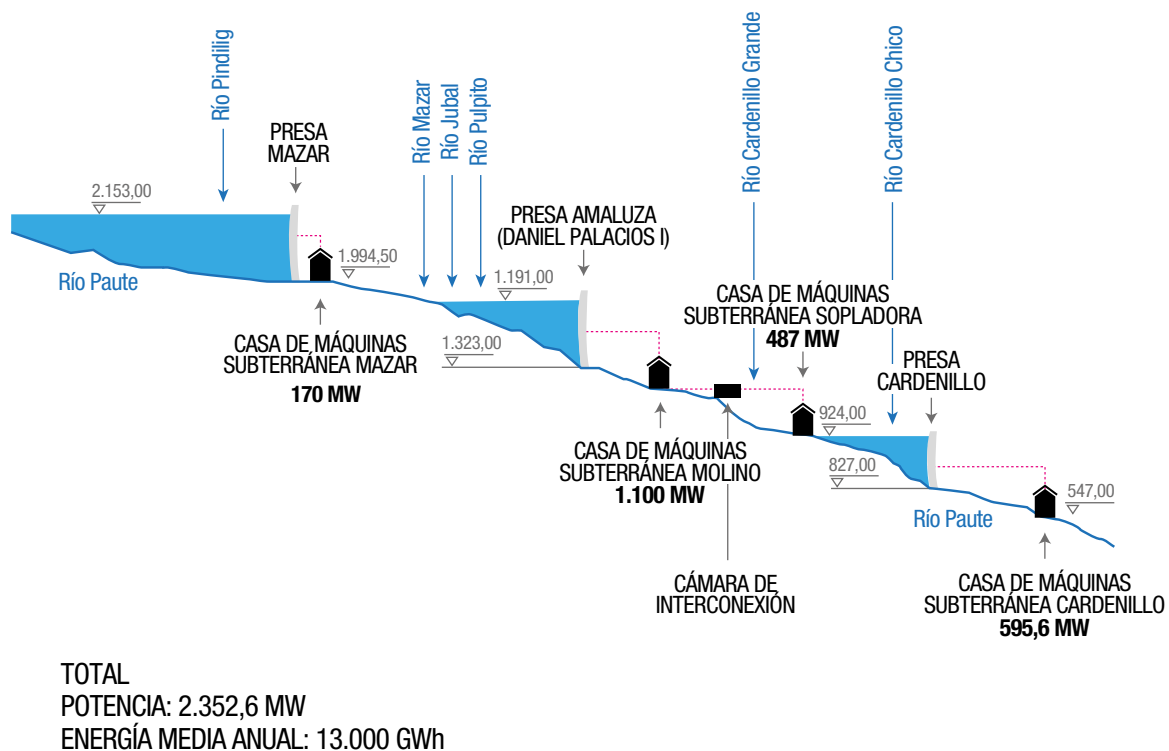


Figura Nro. 4-8: Diagrama de aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca media del río Paute. Fuente: CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

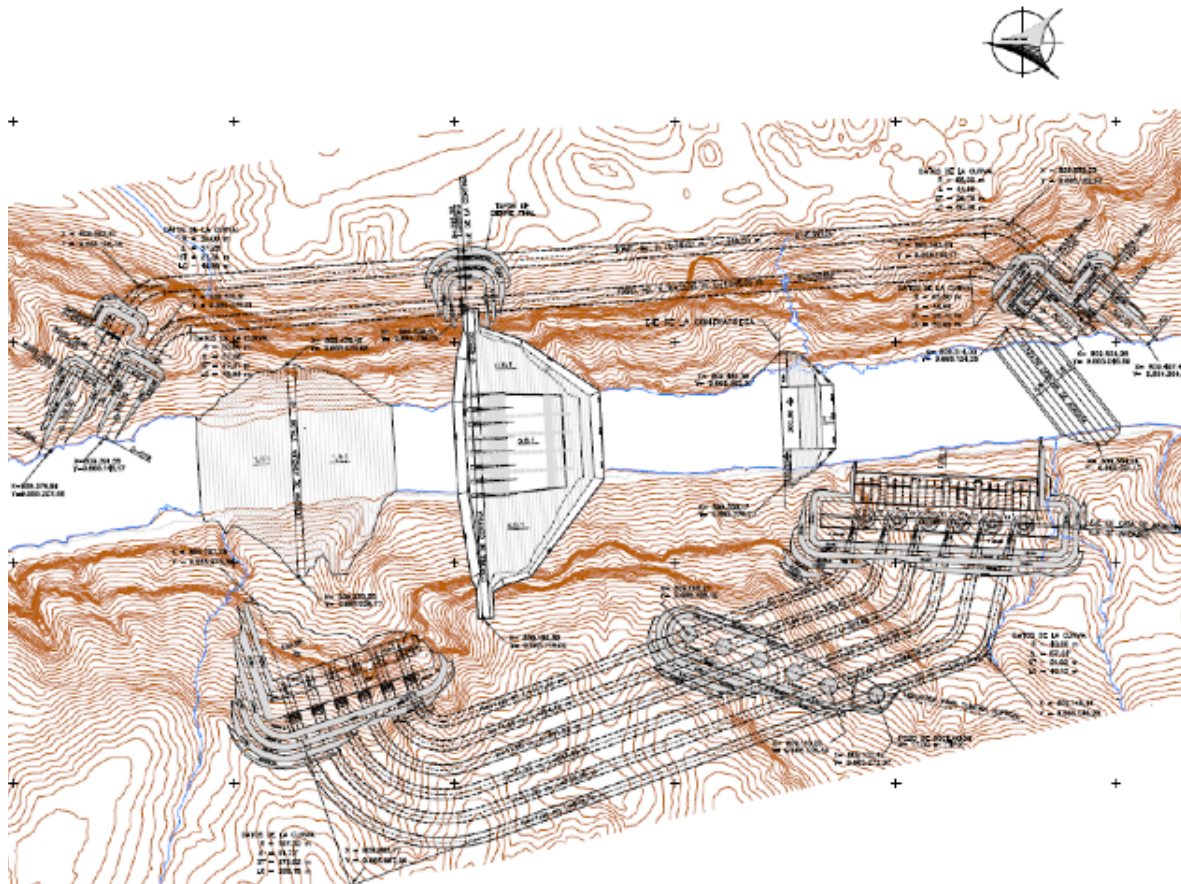


Figura Nro. 4-9: Esquema general de implantación de la presa de HCR del Proyecto Hidroeléctrico Santiago.
Fuente: CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

4.6.2 Resultados del PEG 2018 – 2027 del S.N.I.

De las simulaciones realizadas con OPTGEN y SDDP, previa verificación del cumplimiento de criterios técnicos y operativos, se obtuvo el Plan de Expansión de Generación:

- Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, Caso Base. Considera la Proyección Tendencial más la adición de cargas singulares, es decir: demandas industriales vinculadas con la actividad minera, camaroneras, cemento, siderúrgica, transporte, bombeo, sistema petrolero público y privado; proyectos de eficiencia energética, abastecimiento a la ciudad del Conocimiento, obras portuarias e industria molinera.
- Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, Caso Matriz Productiva. Incluye la demanda del Caso Base y las cargas adicionales de las industrias básicas impulsadas por el Gobierno Nacional, tales como: industria del aluminio, petroquímica, industria del cobre, puerto comercial y astilleros.

En la Tabla Nro. 4-8 y en la Figura Nro. 4-10 se presenta el resumen del Caso Base del PEG, en el que se detalla la fecha más probable de operación comercial (en función del avance de las obras y de los requerimientos sugeridos por el OPTGEN), el nombre del proyecto de generación, la empresa o institución a cargo, el estado actual (construcción, estudios, etc.), si el proyecto se financia con fondos públicos o privados, el tipo de tecnología (hidroeléctrico, termoeléctrico, Energías Renovables No Convencionales, entre otros),

la potencia nominal (MW), la energía media anual estimada (GWh/año), y la ubicación (provincia y cantón).

En el Plan se incorporan bloques de proyectos de generación, los mismos que serán definidos y especificados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables en cuanto a los aspectos relacionados con la tecnología, capacidades mínimas, ubicación geográfica, etc.; para su posterior identificación y desarrollo por parte de la inversión privada, como resultado de procesos públicos de selección.

En la Tabla Nro. 4-9 se presentan los proyectos de generación adicionales al Caso Base que se requieren en el Caso Matriz Productiva del PEG. En la Figura Nro. 4-11 se presenta el resumen del Caso Matriz Productiva del PEG. En la Figura Nro. 4-12 se presenta un mapa con la ubicación de los proyectos del PEG 2018 – 2027.

En cumplimiento a las disposiciones establecidas y alineado a la política del gobierno de incentivo productivo en varias zonas del país; así como de fomentar la inversión privada, se presenta, en la Tabla Nro. 4-10, información técnica de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales que forman parte del "Bloque de ERNC I" citado en las Tablas 4-8 y 4-9; así como en las Figuras Nro. 4-10 y 4.11:

- Proyecto Fotovoltaico El Aromo (200 MW)
- Proyecto Eólico Villonaco II y III (110 MW)

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia (MW)	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Normandía	Hidronormandía S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	49,60	350,3	Morona Santiago	Morona
2018	Delisantisagua	CELEC EP - Gensur	En operación	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2019	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enejujones	En operación	Pública	Hidroeléctrico	274,50	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
2019	Pusuno	Eitenergy S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
2020	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2020	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2020	Minas de Huasacachaca	Elecausto S.A.	En construcción	Pública	Edificio	50,00	119,0	Loja	Saraguro
2021	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Paralizado	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2021	Piatúa	San Francisco Guefran S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
2021	Chalpi Grande	EPMAPS EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
2021	Toachi - Piatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotopi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Meja, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2021	La Magdalena	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2021	Maravilla	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2021	Ibarra Fugua	Hidro Ibarra Fugua S.A.	Contrato de concesión	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
2021	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
2021	Sabanilla	Hidroigen S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	El Salto	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia (MW)	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2022	Chorrillos	Hidrozamora EP	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecausto S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
2022	Bloque de ERNC I. Incluye Fotovoltaico El Aromo y Eólico Villonaco II y III.	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	ERNC	500,00	1.700,0	Varias	Varios
2023	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecausto S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
2023	Quijos	CELEC EP - CCS	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2023	Bloque de Ciclo Combinado I	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por Definir	Por Definir
2024	Santa Cruz	Hidrocrúz S.A.	Autogeneración minera En trámite	Privada	Hidroeléctrico	100,00	560,0	Morona Santiago	Mirador
2026	Paute - Cardenillo	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2027	Santiago (G8), Fase I	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
2028	Santiago (G8), Fase II	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
TOTAL CASO BASE						5.294	30.836		

Tabla Nro. 4-8: Proyectos del PEG 2018 – 2027 de S.M.I, Caso Base.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales
 PPS: Proceso Público de Selección

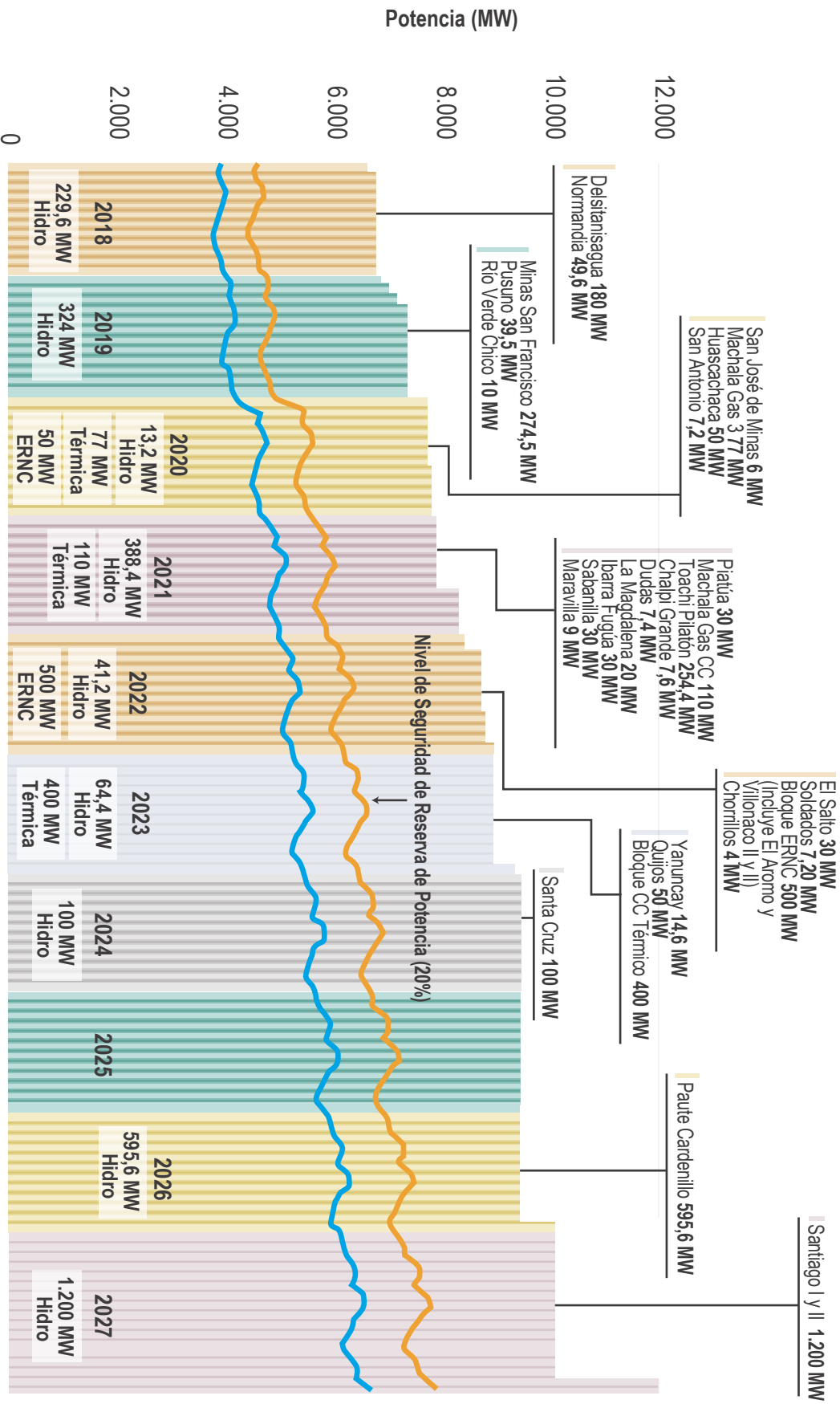


Figura Nro. 4-10: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Base.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales
CC: Ciclo combinado

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Normandía	Hidronormandía S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	49,60	350,3	Morona Santiago	Morona
2018	Delstaniagua	CELEC EP - Gensur	En operación	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2019	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En operación	Pública	Hidroeléctrico	274,50	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
2019	Pusuno	Ellitenergy S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
2020	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2020	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2020	Minas de Huasachaca	Elecaustro S.A.	En construcción	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
2021	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Paralizado	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2021	Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
2021	Chalpi Grande	EPWAPS EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quiljos
2021	Toachi - Pliatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotopi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2021	La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2021	Maravilla	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2021	Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Contrato de concesión	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
2021	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
2021	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	El Salto	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
2022	Chornillos	Hidroamora EP	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaustro S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
2022	Bloque de ERNC I. Incluye Fotovoltaico El Aroma y Eólico Villonaco II y III.	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	ERNC	500,00	1.700,0	Varias	Varios

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2023	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaustro S.A.	AutORIZACIÓN DE OPERACIÓN	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
2023	Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2023	Bloque de Ciclo Combinado I	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por Definir	Por Definir
2023	Bloque de ERNC II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	ERNC	400,00	1.400,0	Por Definir	Por Definir
2023	Bloque de Ciclo Combinado II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Termoeléctrico	600,00	4.500,0	Por Definir	Por Definir
2024	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Autogeneración minera En trámite	Privada	Hidroeléctrico	100,00	560,0	Morona Santiago	Mirador
2025	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos I	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir
2026	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir
2026	Bloque de proyectos geotérmicos I	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Geotérmico	50,00	380,0	Por Definir	Por Definir
2026	Paute - Cardenillo	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2026	Santiago (G8), Fase I	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
2027	Santiago (G8), Fase II	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
TOTAL CASO MATRIZ PRODUCTIVA						6.644	38.816		

Tabla Nro. 4-9: Proyectos del PEG 2018 – 2027 del S.N.I., Caso Matriz Productiva.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

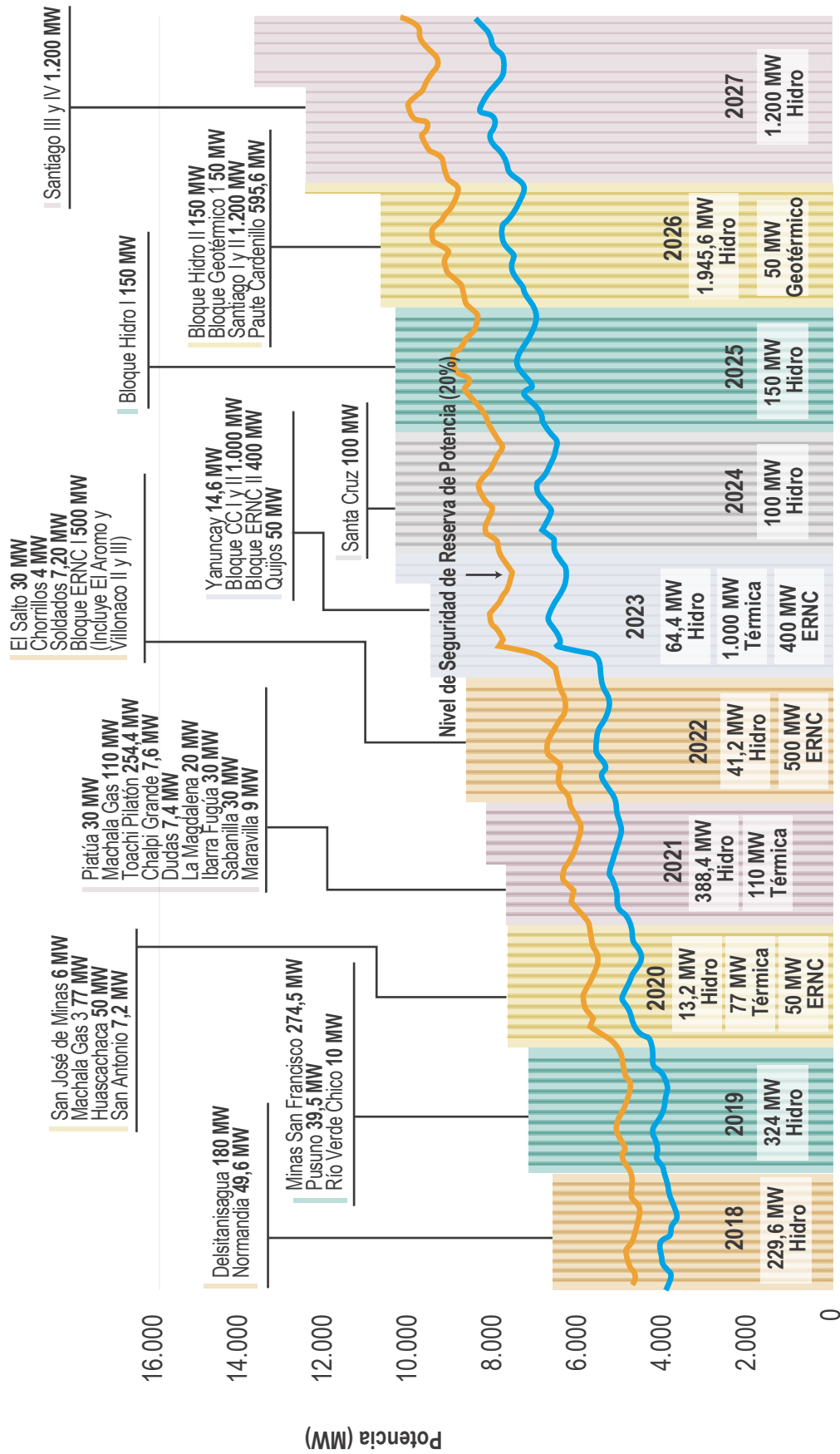


Figura Nro. 4-11: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Matriz Productiva.
ERNC: Energías Renovables No Convencionales

INFORMACIÓN TÉCNICA													
PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES													
Nombre	Proyecto Eólico Villonaco II y III												
POTENCIA (MW)	UBICACIÓN												
	PROVINCIA:		Loja		CANTÓN:		Loja		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		
	COORDENADAS : EMPLAZAMIENTO MEMBRILLO DUCAL												
	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	AÑO 1	AÑO 2	
	695.266.575	696.868.216	9.554.109.732	9.548.601.282	2.797	2.995							
	COORDENADAS: EMPLAZAMIENTO HUAYRAPAMBA												
110	NORTE		ESTE		COTAS (m.s.n.m.)						162,47	97,48	64,99
	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN							
	9.569.837.020	9.576.486.309	692.896.667	681.418.416	2.950	3.000							
NOMBRE:	Proyecto Fotovoltaico El Aromo												
POTENCIA (MVA)	UBICACIÓN												
	PROVINCIA:		Manabí		CANTÓN:		Manta - Montecristi		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		
	COORDENADAS												
	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	INICIO	FIN	año 1	año 2	
250	9.889.694	9.878.988	518.887	528.514	255	255					160	160	0

Tabla Nro. 4-10: Proyectos de generación que forman parte del Bloque de ERNC I; Fuente: CELEC EP.

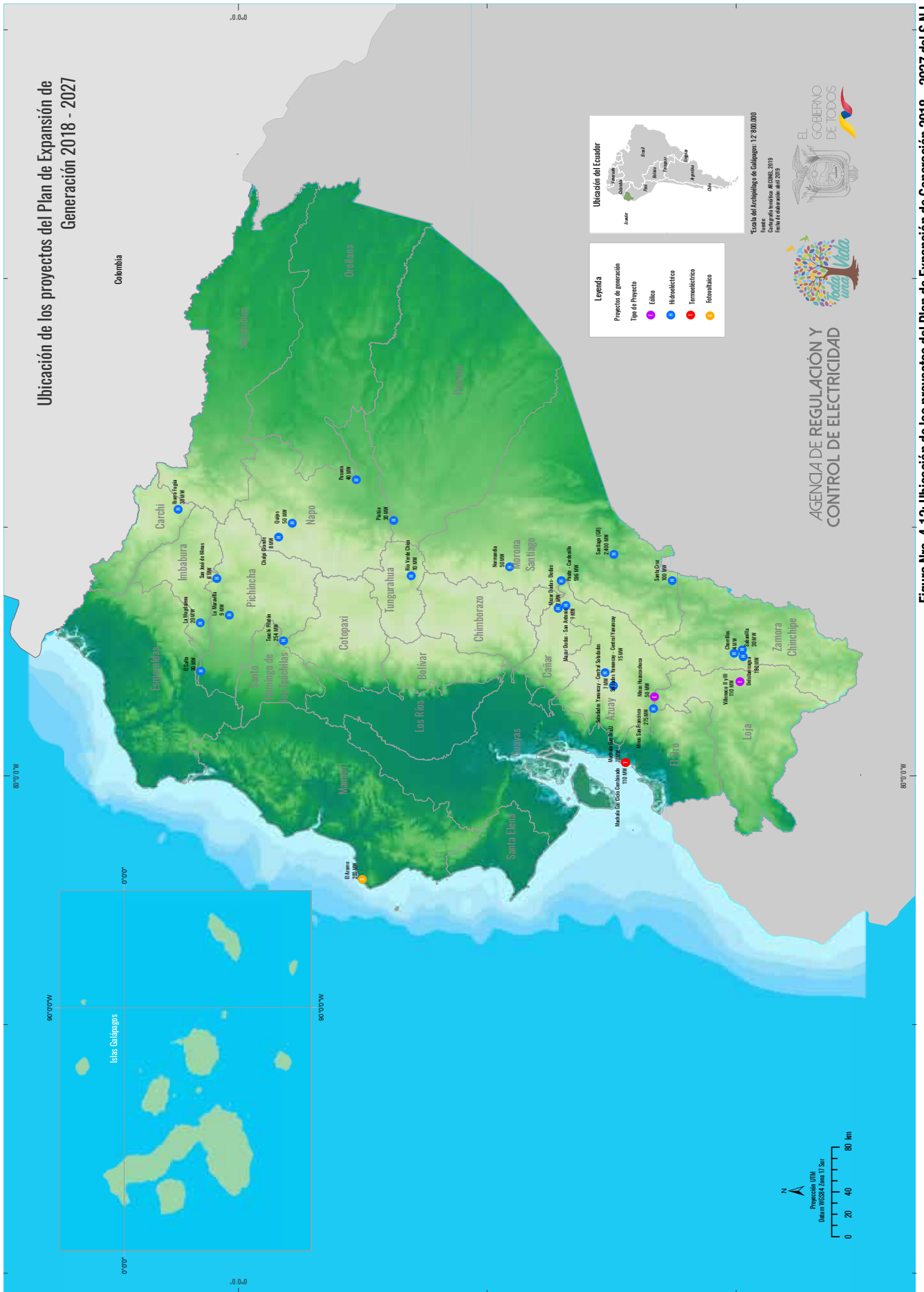


Figura Nro. 4-12: Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 del S.N.I.

4.6.3 Reservas de potencia y energía del S.N.I., PEG 2018 - 2027

Con el objeto de determinar un criterio sobre la reserva mínima de potencia y energía ante diferentes escenarios hidrológicos, se elaboró un diagnóstico de la generación del sector eléctrico, en el que se tomó en cuenta la seguridad en el abastecimiento de la demanda, el índice general energético, los índices de reserva de potencia y energía, la ejecución de los planes de mantenimiento de generación y el índice de indisponibilidad de generación. En el Anexo No. 4.5 se detallan los índices antes expuestos.

En función del diagnóstico antes citado, para el Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027, tanto para el Caso Base como para

el Caso Matriz Productiva, se ha adoptado el criterio de garantizar una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (con 90 % de probabilidad de excedencia, resolución mensual), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones internacionales. Adicionalmente, se ha realizado una verificación del VERE y VEREC, metodología utilizada en varios países de América Central y de Sudamérica.

Se presentan los resultados de reservas de energía para dos escenarios hidrológicos: hidrología media e hidrología seca.

4.6.3.1 Reservas de Energía: Hidrología Media

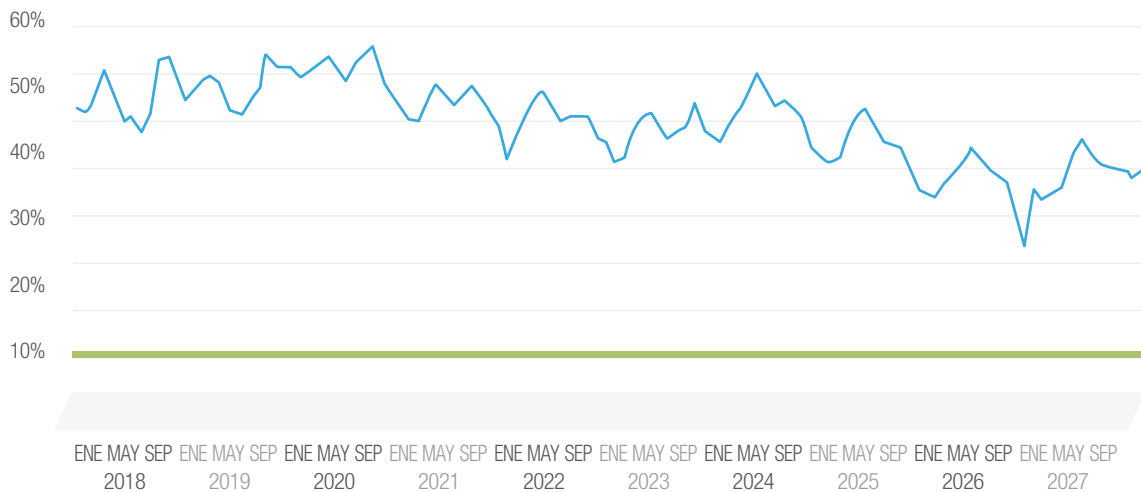


Figura No. 4-13: Reserva de energía con hidrología media, Caso Base.

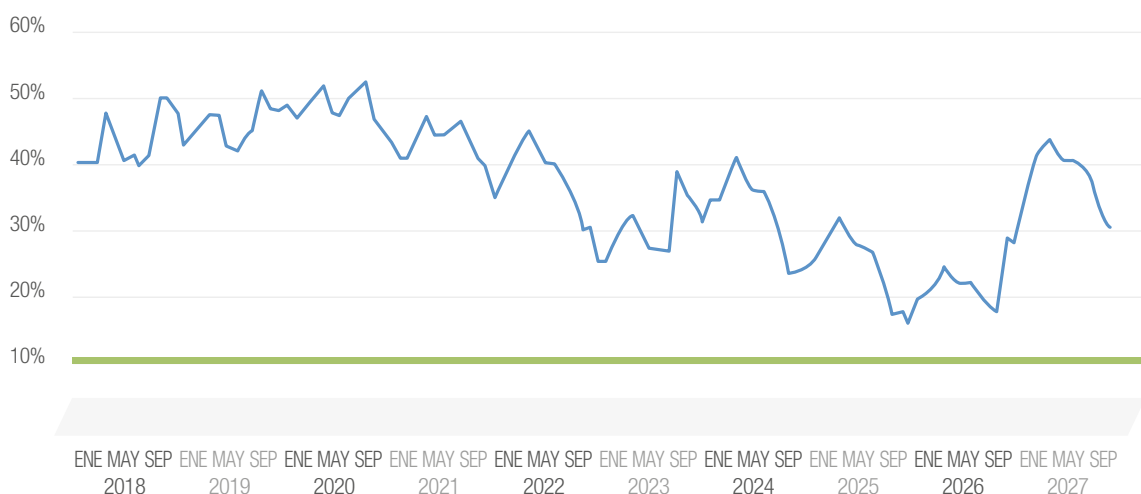


Figura No. 4-14: Reserva de energía con hidrología media, Caso Matriz Productiva.

4.6.3.2 Reservas de Energía: Hidrología Semi - Seca



Figura Nro. 4-15: Reserva de energía con hidrología semi - seca, Caso Base.

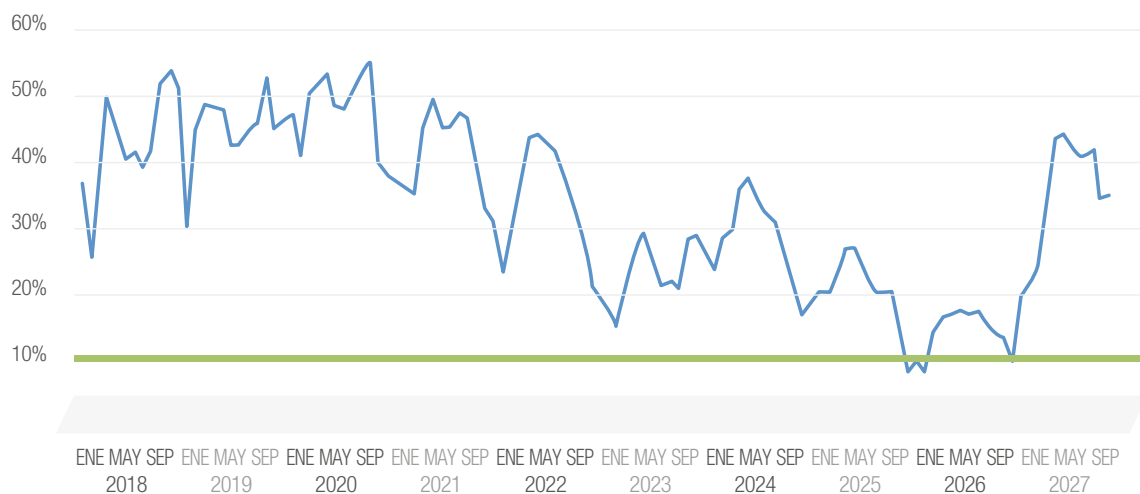


Figura Nro. 4-16: Reserva de energía con hidrología semi - seca, Caso Matriz Productiva.

Como se observa en las figuras anteriores 4-15 y 4-16, con el equipamiento del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, se

cumple con el criterio de reserva mínima de energía ante la ocurrencia de escenarios hidrológicos promedio y semi - secos.

4.6.3.3 Reservas de Potencia

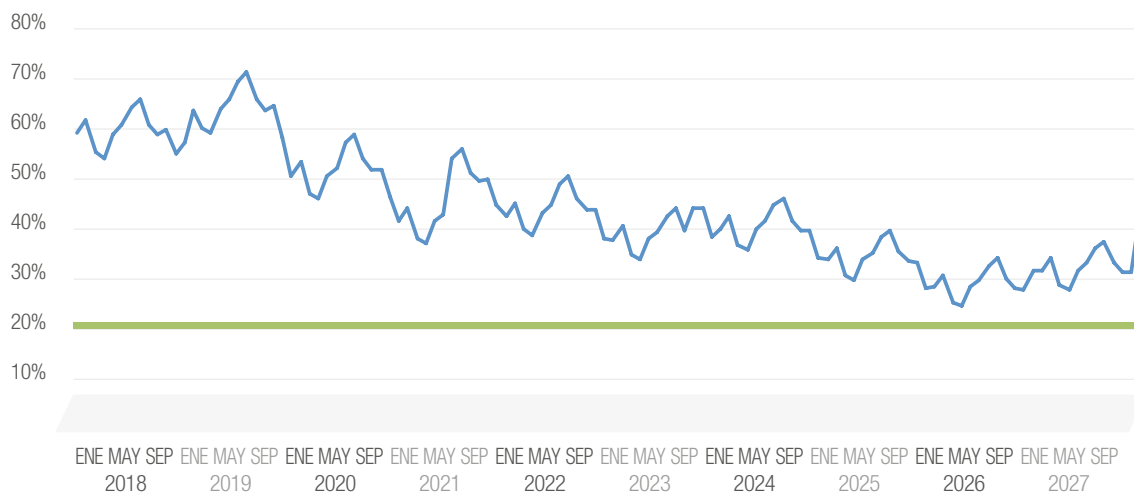


Figura Nro. 4-17: Reserva de potencia del S.N.I., Caso Base.



Figura Nro. 4-18: Reserva de potencia del S.N.I., Caso Matriz Productiva.

Como se observa en las figuras anteriores 4-17 y 4-18, con el equipamiento del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027,

tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, se cuenta con reserva de potencia necesaria.

4.6.4 Composición de la generación

4.6.4.1 Hidrología promedio

En la Figura Nro. 4-19 y Figura Nro. 4-20 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso

Base y para el PEG Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica promedio.

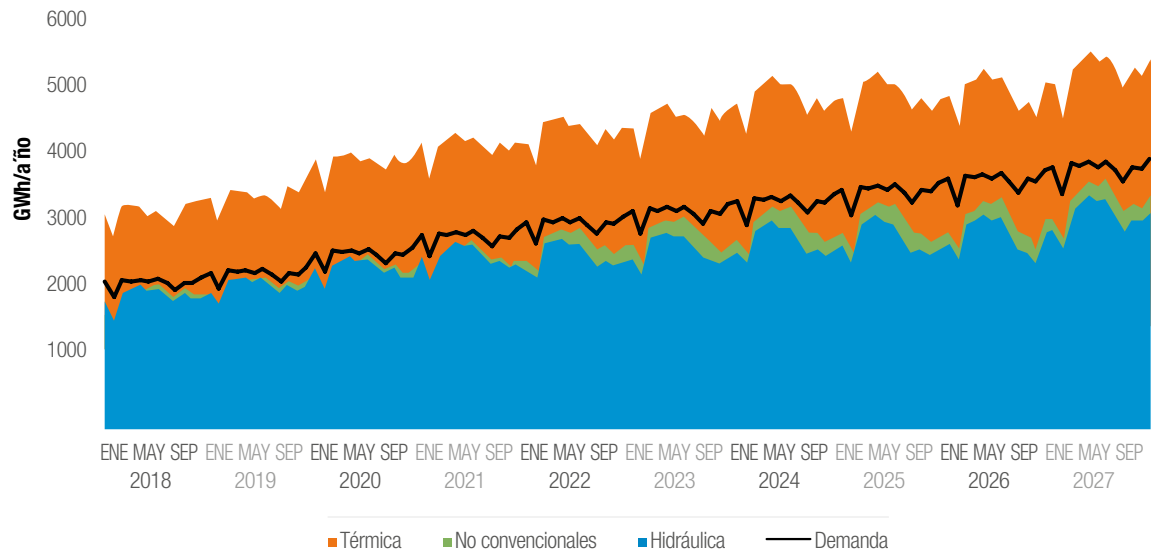


Figura Nro. 4-19: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes).

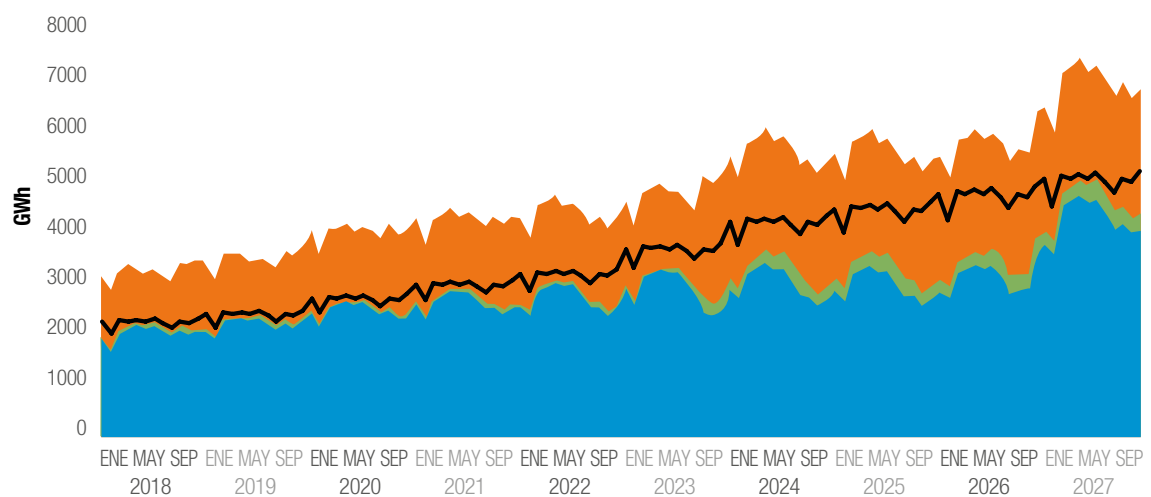


Figura Nro. 4-20: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes).

4.6.4.2 Hidrología semi - seca

En la Figura Nro. 4-21 y Figura Nro. 4-22 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso Base y para el PEG Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica semi - seca (resolución mensual).

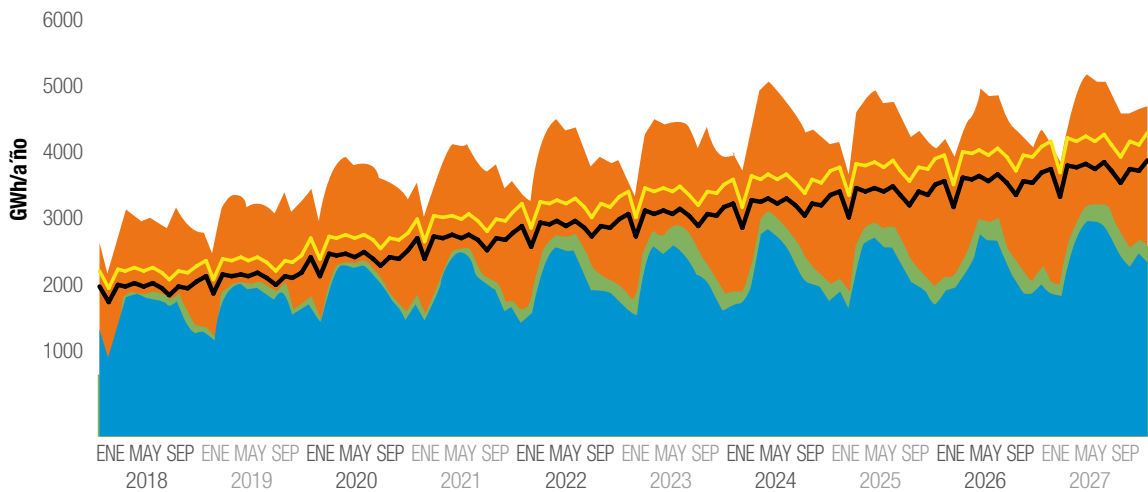


Figura Nro. 4-21: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología semi - seca, Caso Base (GWh/mes).

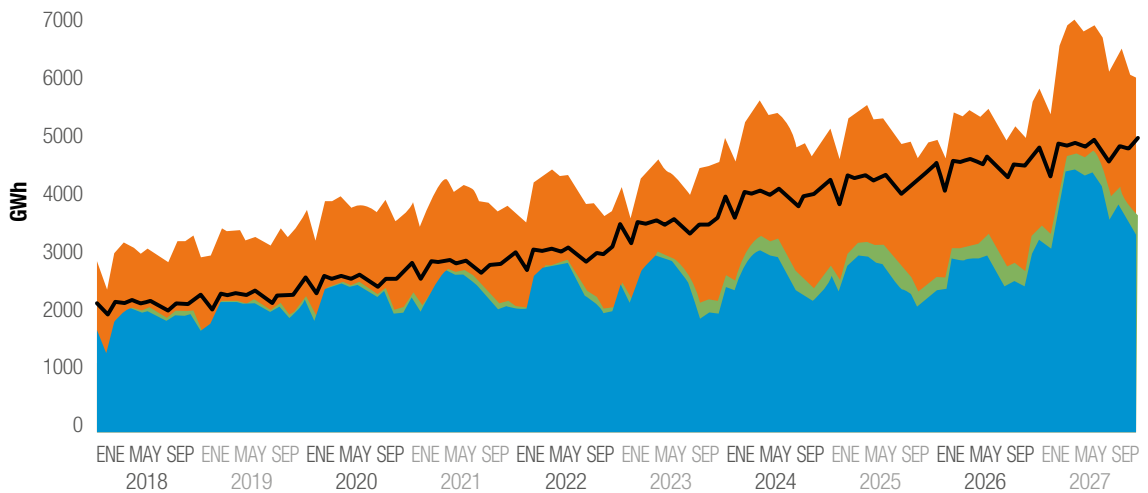


Figura Nro. 4-22: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología semi - seca, Caso Matriz Productiva (GWh/mes).

4.6.5 Criterio de confiabilidad VERE y VEREC

En un país como el Ecuador, con un parque generador hidroeléctrico predominante, se recomienda el uso de criterios de confiabilidad que permitan estimar los posibles racionamientos.

Algunos países de Centroamérica y Sudamérica utilizan en su planeación los denominados "Índices de verificación de racionamientos

de energía en el horizonte del planeamiento: VERE y VEREC. Estos índices deben ser verificados para establecer la viabilidad de los programas de mantenimiento para un determinado mes.

4.6.5.1 Valor esperado de racionamiento de energía (VERE)

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este límite de confiabilidad, está expresado en porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor de

1,5%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante reducción de voltaje y frecuencia, sin desconexión de circuitos.

4.6.5.2 Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)

Es el valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 2% de la demanda de energía y el número de casos de racionamiento, cuyo límite es 5% del total de escenarios hidrológicos considerados. Por tanto, en un análisis que contempla 100 escenarios hidrológicos, el VEREC no debe superar el 2% de la demanda mensual de energía en más de 5 escenarios

hidrológicos. El criterio adoptado para el presente PEG 2018 – 2027 ha sido:

- VERE: límite máximo 1,5%
- VEREC: límite máximo 2,0%

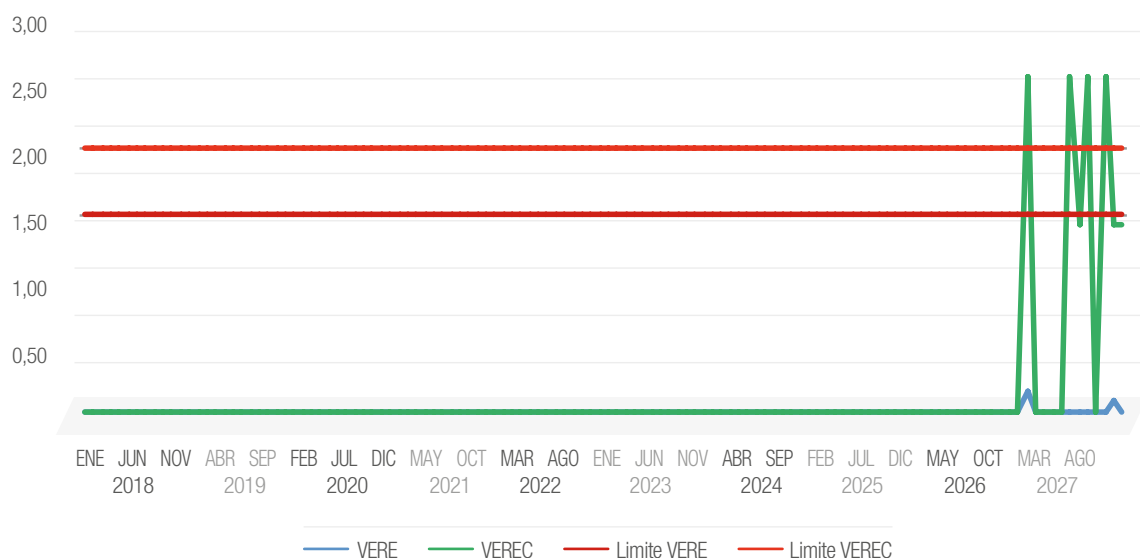


Figura Nro. 4-23: Índices de confiabilidad VERE y VEREC para el PEG 2018 – 2027 del S.N.I.

4.7 Consumo de combustibles y emisiones de CO₂

4.7.1 Consumo estimado de combustibles

El consumo estimado de combustibles para condiciones hidrológicas medias se presenta en la Tabla Nro. 4-11 y en la Figura Nro. 4-24 para el Caso Base del PEG. De manera similar, en la Tabla Nro. 4-11 y en la Figura Nro. 4-25 para el Caso Matriz Productiva del PEG.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2018	10.509,0	0,0	3.679,4	10.859,0	34.125,5	78.338,6	44.984,5
2019	10.848,0	0,0	1.448,5	8.692,7	21.906,6	80.865,6	30.599,3
2020	10.925,0	0,0	1.140,1	14.575,0	44.573,9	81.439,6	59.148,9
2021	10.948,0	0,0	5.028,4	23.298,0	77.787,1	81.611,1	101.085,1
2022	17.195,0	0,0	2.925,3	14.050,0	46.679,5	128.178,9	60.729,5
2023	21.527,0	0,0	2.487,9	12.043,0	42.439,9	160.471,4	54.482,9
2024	25.886,0	0,0	2.510,3	9.658,8	30.340,4	192.965,3	39.999,2
2025	33.113,0	0,0	3.321,7	15.118,0	54.239,2	246.838,4	69.357,2
2026	38.664,0	0,0	4.374,7	26.087,0	88.872,4	288.218,0	114.959,4
2027	32.070,0	0,0	7.506,2	15.802,0	54.277,3	239.063,5	70.079,3
Total	211.685,0	0,0	34.422,5	150.183,5	495.241,8	1.577.990,3	645.425,3

Tabla Nro. 4-11: Consumo estimado de combustibles, hidrología promedio, Caso Base del PEG.

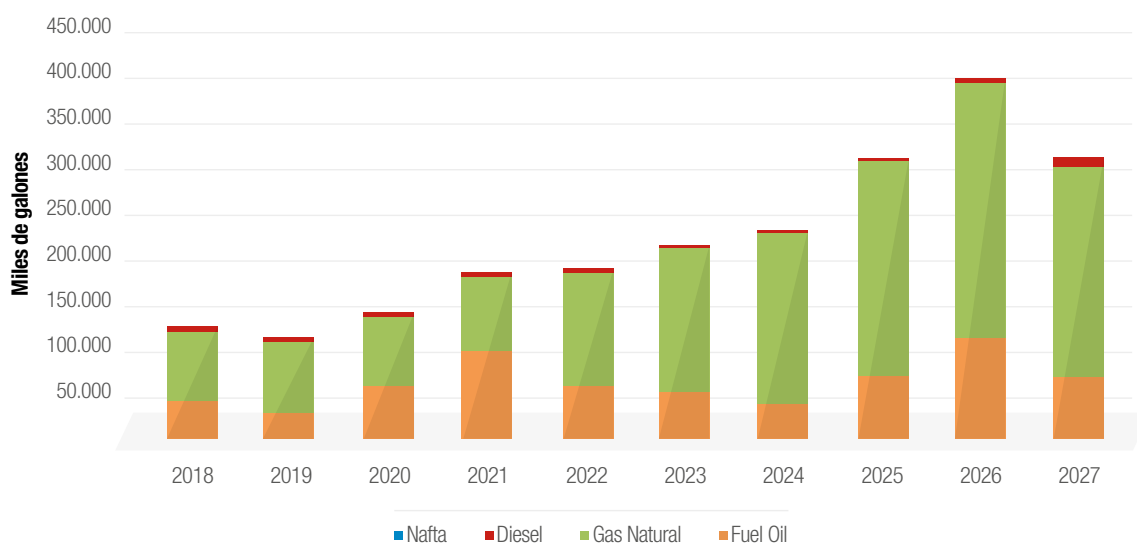


Figura Nro. 4-24: Consumo de combustibles, hidrología media, Caso Base del PEG.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2018	10.511,0	0,0	3.689,6	11.070,0	33.871,4	78.353,5	44.941,4
2019	10.848,0	0,0	1.612,8	8.824,4	21.938,9	80.865,6	30.763,3
2020	10.925,0	0,0	1.421,1	14.262,0	44.180,2	81.439,6	58.442,2
2021	10.949,0	0,0	5.365,9	24.194,0	81.771,3	81.618,5	105.965,3
2022	20.083,0	0,0	5.372,0	26.695,0	84.241,0	149.707,3	110.936,0
2023	30.855,0	0,0	15.828,0	52.607,0	164.393,5	230.006,3	217.000,5
2024	46.340,0	0,0	34.895,0	63.999,0	185.611,3	345.438,1	249.610,3
2025	48.219,0	0,0	76.191,0	112.480,0	271.132,7	359.445,0	383.612,7
2026	49.570,0	0,0	112.290,0	125.620,0	312.652,1	369.515,9	438.272,1
2027	27.064,0	0,0	13.825,0	20.848,0	60.861,0	201.746,6	81.709,0
Total	265.364,0	0,0	270.490,4	460.599,4	1.260.653,5	1.978.136,5	1.721.252,9

Tabla Nro. 4-12: Consumo estimado de combustibles, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva del PEG.

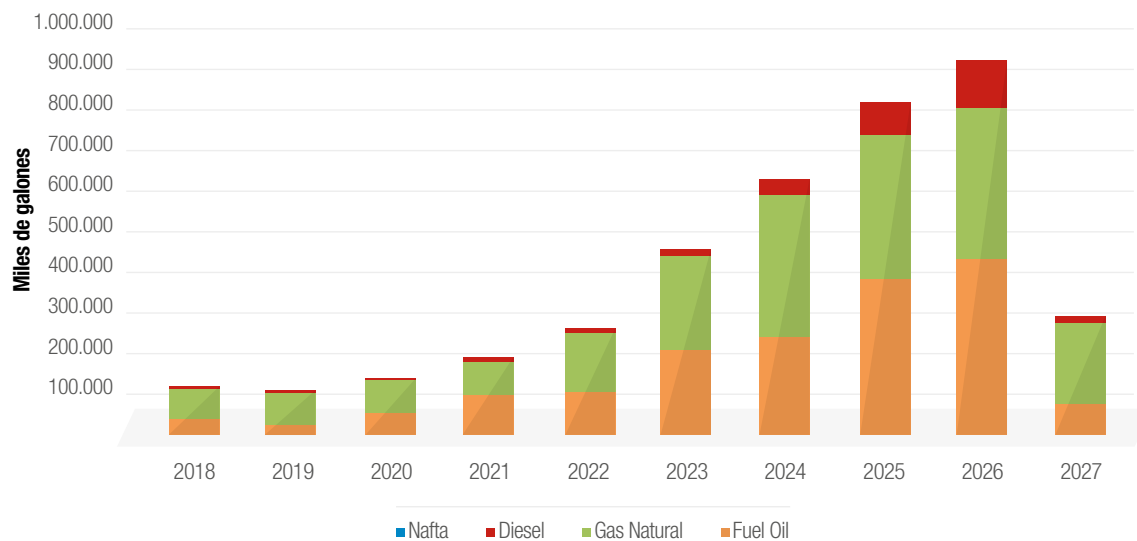


Figura Nro. 4-25: Consumo de combustibles, hidrología media, Caso Matriz Productiva del PEG.

4.7.2 Emisiones de CO₂

Entre los múltiples resultados de la simulación de la expansión de la generación, se dispone de la estimación de emisiones de CO₂ a la atmósfera, considerando un factor de emisión asociado al tipo de combustible utilizado. Los factores utilizados son de uso generalizado en la mayoría de los países de Sudamérica y Centroamérica y se

encuentran detallados en el documento “Cálculo del factor de emisión”, disponible para descarga en el sitio web de CENACE: www.cenace.org.ec. En la Figura Nro. 4-26 y en la Figura Nro. 4-27 se presenta la estimación de emisiones de CO₂ para condiciones hidrológicas medias.

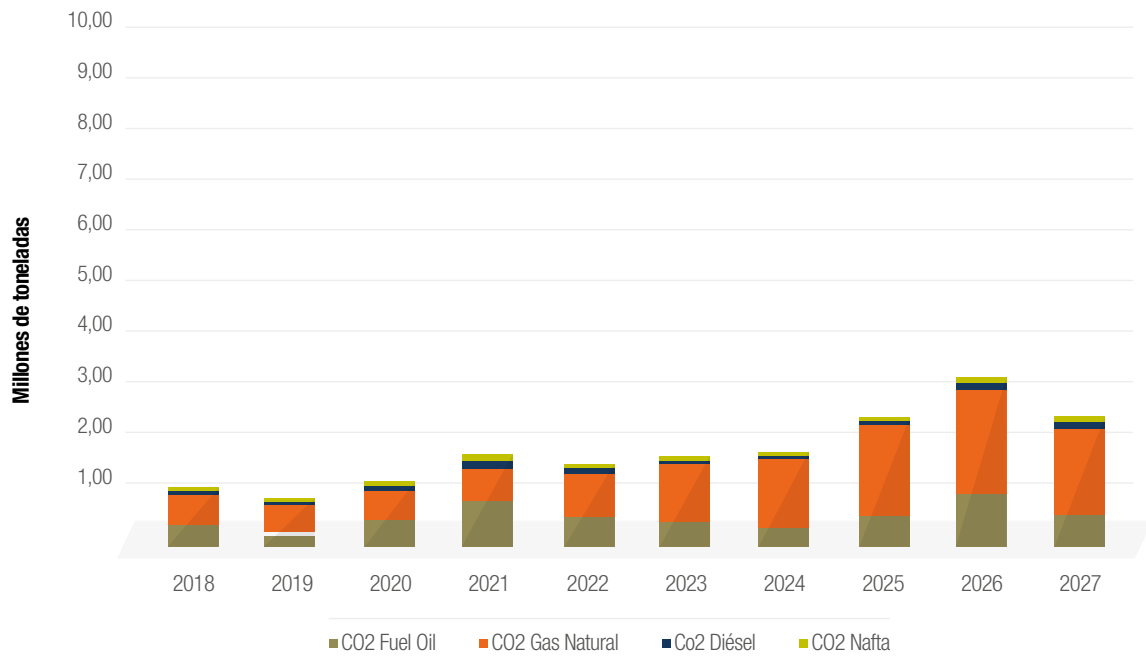


Figura Nro. 4-26: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Base del PEG.

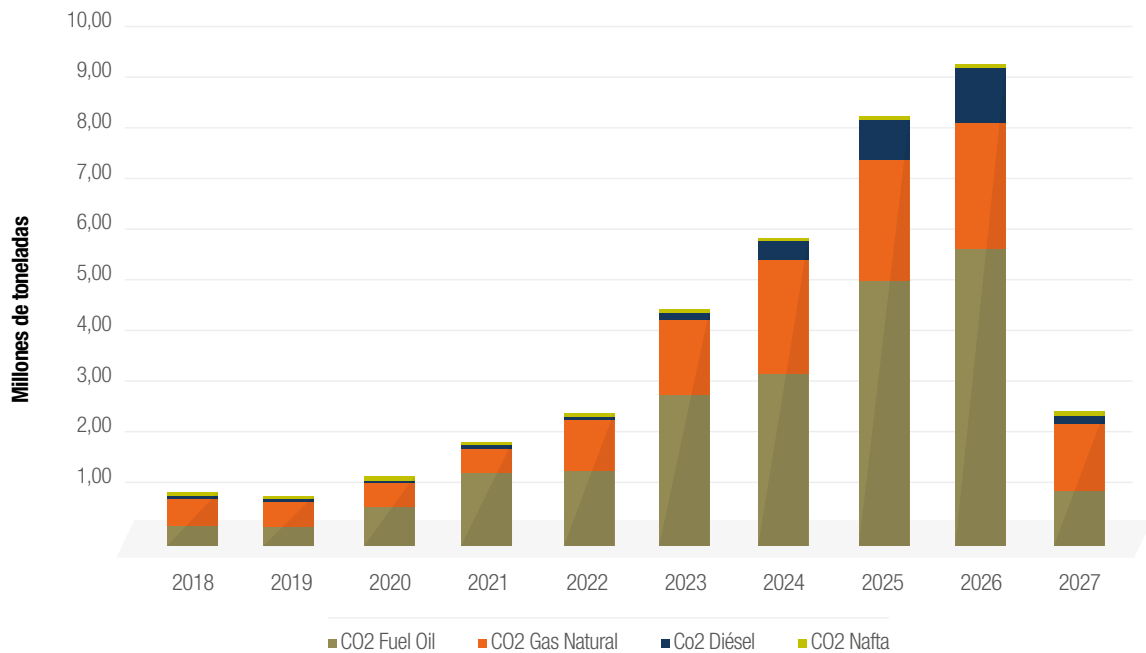


Figura Nro. 4-27: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Matriz Productiva del PEG.



Figura Nro. 4-28: Presa del Proyecto Hidroeléctrico Toachi – Pilatón
Fuente: La Hora, 01.mar.2019

4.8 Inversiones estimadas

Un resumen de las inversiones totales de los proyectos del S.N.I., estimadas para el periodo 2018 – 2027 se presentan en la tabla y figuras siguientes:

Año	Inversión estimada (MUSD)	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2018	268,7	268,7
2019	328,0	328,0
2020	754,9	867,4
2021	1.082,5	1.660,0
2022	1.122,5	1.728,5
2023	780,2	1.537,2
2024	779,8	978,8
2025	642,0	815,0
2026	497,9	577,9
2027	400,0	293,5
TOTAL	6.656,5	9.055,0

Tabla Nro. 4-13: Inversiones estimadas en el PEG 2018 – 2027, S.N.I. Caso Base y Caso Matriz Productiva, en millones de dólares

Como se puede apreciar en la Tabla Nro. 4-13, las diferencias entre las inversiones estimadas para el Caso Base del PEG y para el Caso Matriz Productiva, son significativas a partir del año 2020. La toma de decisiones sobre la ejecución de los proyectos adicionales considerados en el Caso Matriz Productiva está estrechamente

relacionada a la incorporación de las cargas adicionales: la Industria Petroquímica, la industria del Cobre, los Astilleros y, finalmente, la industria del Aluminio. En la Figura Nro. 4.29 y en la Figura Nro. 4-30 se presenta la estimación de inversiones para el PEG Caso Base y para el Caso Matriz Productiva, respectivamente.

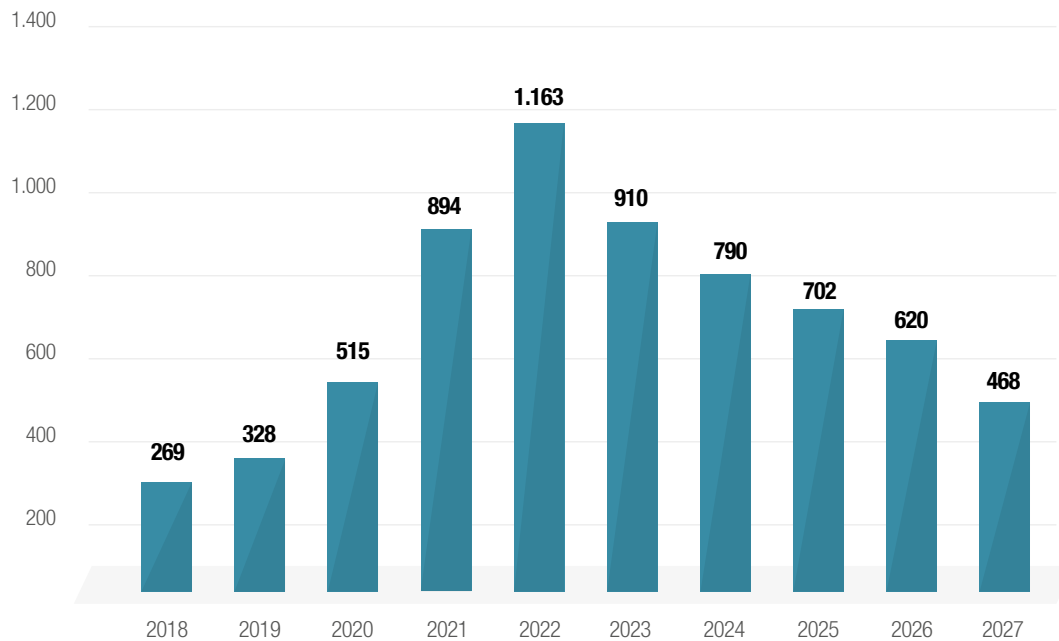


Figura Nro. 4-29: Inversiones públicas y privadas estimadas en el PEG Caso Base.

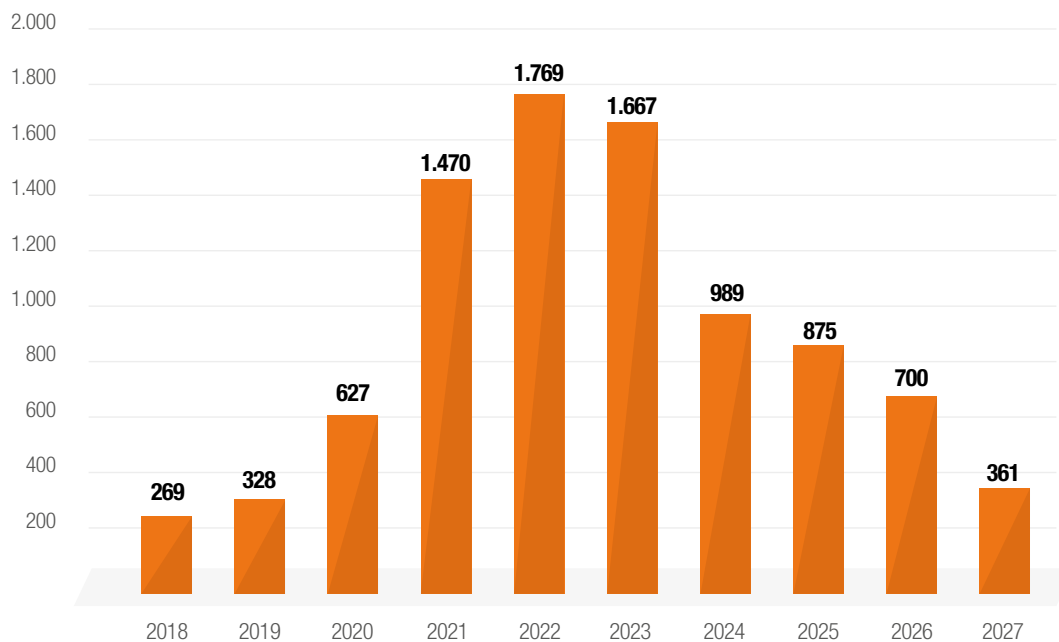


Figura Nro. 4-30: Inversiones públicas y privadas estimadas en el PEG Caso Matriz Productiva.



Figura No. 4-31: Captación del río Pilatón, Proyecto Hidroeléctrico Toachi – Pilatón
Fuente: El Comercio, 27.feb.2019

4.9 Plan de Expansión de Generación en el Sistema Aislado Galápagos

Con el objeto de apoyar en el cuidado de los ecosistemas y el desarrollo de las Islas Galápagos, se ha evidenciado la necesidad de incorporación de criterios de sostenibilidad en la planificación del Sistema Eléctrico de cada una de las islas; conformadas espacialmente por sus áreas protegidas (7.731 km²) y áreas pobladas (264 km²).

El Plan de expansión del sistema eléctrico para la Provincia de Galápagos se sustenta en las políticas y objetivos de: La Constitución de la República del Ecuador, Plan Nacional de Desarrollo, Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE- y Ley de Régimen Especial de la Provincia de Galápagos.

El principal lineamiento constituye, el impulso para el desarrollo de los sectores de manera sustentable; con los criterios de soberanía energética y aprovechamiento de recursos renovables disponibles, con la finalidad de reducir el uso de combustibles fósiles para generación eléctrica.

Por tanto, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente, exige implementar centrales con los más modernos avances tecnológicos en generación renovable no convencional, con la finalidad de coadyuvar al desarrollo sostenible de la región insular.

4.9.1 Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos”

El Estado ecuatoriano mantiene como política la conservación ambiental de las Islas Galápagos, por esta razón en 1986 el Gobierno del Ecuador declara al Archipiélago de Galápagos como Reserva de la Biosfera y en 1990 Santuario de Ballenas. En el año 2001 fue incluida por la ONU en la lista de Patrimonios Naturales de la Humanidad, además en 1998 se aprobó la Ley Orgánica de Régimen Especial para la Conservación y Desarrollo Sustentable de la Provincia de Galápagos, donde se estableció La Reserva Marina de Galápagos, reconociéndose de esta manera su valor ecológico, cultural, educacional y económico para la conservación y mantenimiento de especies únicas en el mundo.

El constante transporte de combustibles fósiles por medio marítimo hacia las Islas hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan accidentes y derrames. Así mismo y debido al uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, se emiten gases nocivos para el medio ambiente, provocando significantes

impactos ambientales en una zona que posee un elevado endemismo que permite separarla como una región biogeográfica única, constituyéndose en un refugio de especies amenazadas y un atractivo turístico

El Gobierno Nacional aspira que la aplicación de tecnologías energéticas sustentadas en el aprovechamiento de fuentes renovables y no convencionales de energía disminuya la transportación de combustibles fósiles y por ende la emisión de gases de efecto invernadero.

En el año 2007, el Gobierno del Ecuador declaró en situación de riesgo a las Islas Galápagos y ordenó asignar la máxima prioridad a la conservación de su biodiversidad y así superar la grave crisis institucional, ambiental y social que viven las islas.

Ante la problemática energética existente en las Islas, el Gobierno del Ecuador promueve desde el año 2007 la iniciativa “Cero Combustibles

Fósiles en las Islas Galápagos”, que plantea el objetivo de disminuir el uso de derivados del petróleo en esa zona de alta sensibilidad ambiental y social como parte importante de la estrategia nacional de conservación del Archipiélago, en cumplimiento de los compromisos que ha asumido el Estado ecuatoriano con la comunidad internacional y sus organismos especializados.

Para la ejecución de la iniciativa en el ámbito de su competencia, el Ministerio de Energías y Recursos Natural No Renovables (MERNNR) en conjunto con la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A (ELECGALAPAGOS S.A) se encuentran diseñando y ejecutando proyectos que apuntan a sustituir la generación eléctrica basada en energía térmica de origen fósil por energía renovable basada en los recursos solar, eólico, hidráulico, biocombustibles y geotérmica.

4.9.2 El Régimen Especial de Galápagos

La Asamblea Nacional, de conformidad con las atribuciones que le confiere la Constitución de la República del Ecuador y la Ley Orgánica de la Función Legislativa, discutió y aprobó el PROYECTO DE LEY ORGANICA DE REGIMEN ESPECIAL DE LA PROVINCIA DE GALAPAGOS.

“Que, el Art. 258 de la Constitución de la Republica establece que la provincia de Galápagos tendrá un Gobierno de Régimen Especial, cuya administración estará a cargo de un Consejo de Gobierno

presidido por el representante de la Presidencia de la República e integrado por las alcaldesas y alcaldes de los municipios de la provincia de Galápagos, el representante de las juntas parroquiales y los representantes de los organismos que determine la Ley”

“Que, el Art. 11 numeral 2 de la Ley Orgánica del Régimen Especial de la provincia de Galápagos establece: Aprobar el Plan para el Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial de Galápagos, así como las modificaciones al mismo.”

4.9.3 Situación demográfica

De acuerdo a las proyecciones de la población para el año 2018 se estima un total de 31.600 personas en la Provincia de Galápagos¹⁷, manteniendo una tasa de crecimiento positiva.

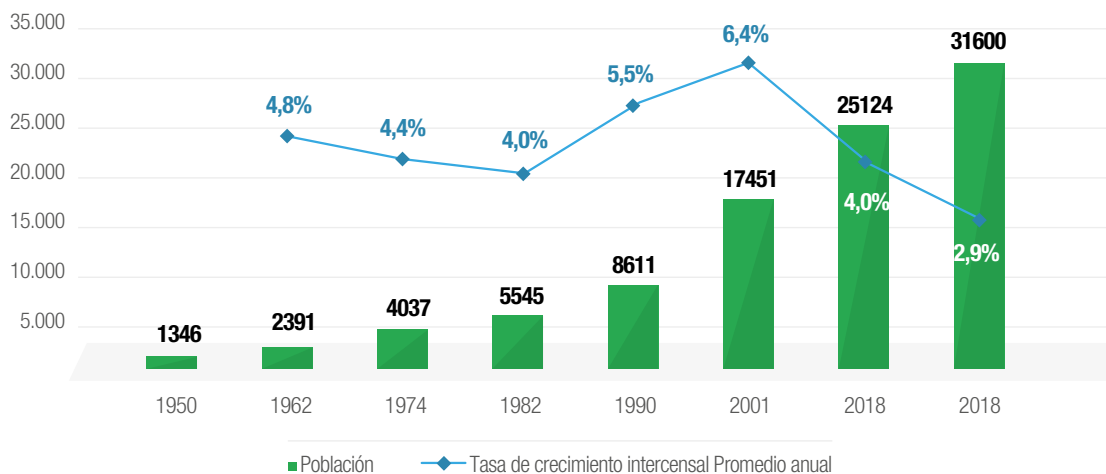


Figura Nro. 4-32: Evolución población habitual en la Provincia de Galápagos¹⁸.

Cantón /Parroquia	2010	2018	Tasa de crecimiento intercensal
Cantón Santa Cruz	15.393	19.404	2,9%
Cantón San Cristóbal (no incluye Floreana)	7.339	9.167	2,8%
Parroquia Floreana del Cantón San Cristóbal	136	111	-2,5%
Cantón Isabela	2.256	2.918	3,2%
TOTAL	25.124	31.600	2,9%

Tabla. Nro. 4-14: Tasa de crecimiento intercensal por parroquia (2010 – 2018)¹⁹.

17. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC.

18. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC

19. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC

4.9.2 El Régimen Especial de Galápagos

Como se observa en la Figura Nro. 4-2, la población flotante muestra un crecimiento constante. De todos los ingresos, los turistas que

se hospedan en tierra son los que afectan la demanda de energía eléctrica.

4.9.4 Situación actual de la generación de energía eléctrica

El parque de generación en Galápagos se conforma de sistemas aislados para cada una de las islas, los cuales están compuestos en su mayor parte por centrales termoeléctricas, seguida por centrales

de generación de fuentes renovables como: parques eólicos, centrales fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento de energía y motores duales que utilizan biocombustibles (aceite de piñón).

Isla	Térmica (MW)	Eólica (MW)	FV (MW)	Subtotal (MW)	Baterías (MW)
San Cristóbal	7,19	2,40	0,01	9,61	
Santa Cruz- Baltra	11,85	2,25	1,60	15,70	Pb-Acido: 0,5MW; 4,03MWh Ion-litio: 0,5MW; 0,27MWh
Isabela	2,10		0,95	3,05	Ion-litio: 0,66MW - 0,33MWh
Floreana	0,24		0,02	0,26	Pb-Acido:0,07MW; 0,38MWh
Total	21,38	4,65	2,58	28,62	

Tabla. Nro. 4-15: Potencia Efectiva por isla en la provincia de Galápagos al 31 de diciembre 2018²⁰.

4.9.4.1 Sistemas de acumulación de combustible para generación de energía eléctrica

Para cubrir con la demanda de generación térmica se cuenta con infraestructura para los procesos de descarga, transporte, almacenamiento, filtrado, y bombeo de combustibles a las unidades

de generación. Para el caso de Isabela y Floreana, existe un sistema para la mezcla del diésel con biocombustible. El cuadro a continuación describe la cantidad de tanques y su capacidad de almacenamiento.

TANQUES DE COMBUSTIBLE DE ELECGALAPAGOS		
CENTRAL TÉRMICA	CAPACIDAD EN GAL	COMBUSTIBLE
SAN CRISTÓBAL	25.500	Diésel
SANTA CRUZ	38.000	Diésel
ISABELA	46.476	Diésel
	16.000	Piñón
FLOREANA	3.000	Diésel
	3.100	Piñón
SUBTOTAL DIÉSEL	112.976	
SUBTOTAL PIÑÓN	19.100	
Total	132.076	

Tabla. Nro. 4-16: Capacidad de los tanques de almacenamiento de combustible²¹.

4.9.5 Matriz de generación de energía eléctrica

En el año 2018, la energía total generada fue de 56.897,64 MWh/año, la principal fuente de energía es producida con generación térmica a diésel, representando 47.785,23 MWh/año equivalente al 83,98%, mientras que el aporte de energía producida con fuentes renovables fue de 9.112,41 MWh/año equivalente al 16,02%. En el

periodo del año 2018, en lo que respecta a la demanda, esta creció un 3,84% con respecto al año 2017.

Como se presenta en la siguiente gráfica, de porcentajes de participación de las diferentes fuentes de generación eléctrica, predomina la generación térmica:

20. ELECGALAPAGOS S.A.

21. ELECGALAPAGOS S.A.

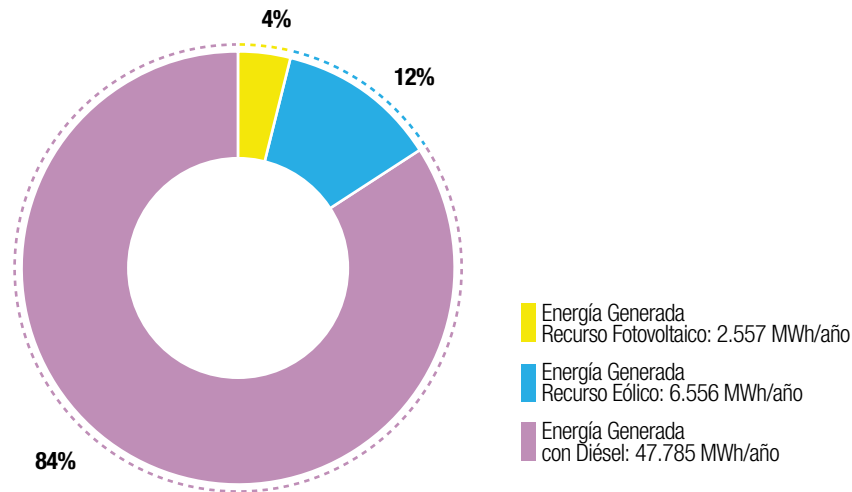


Figura Nro. 4-33: Generación eléctrica en la provincia de Galápagos año 2018.

El desarrollo de los proyectos bajo la Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles”, han logrado cambiar la matriz de generación eléctrica a partir del 2007, desplazando la participación del parque térmico de un 100%, a una participación que inició con el 91% hasta alcanzar en el año 2018 una participación del 84%, permitiendo así que los recursos renovables y disponibles en las islas aporten el 16% de la energía.

Esto permitió en el periodo 2007 a 2018 la reducción acumulada de 4,51 millones de galones de diésel para la generación de electricidad, evitando así la emisión de aproximadamente 42,44 miles toneladas de CO₂ significando un ahorro de aproximadamente 4,69 millones de dólares.

En la Isla Isabela, en octubre del año 2018, inicio la operación del Proyecto Híbrido Isabela estimándose una participación anual del 25% de energía renovable y del 75% de energía térmica.

4.9.5.1 Generación Isla San Cristóbal

La isla San Cristóbal cuenta con diversas fuentes de electricidad:

- Parque eólico de 2,4 MW, que entró en funcionamiento en octubre del 2007. Tiene instalados 3 aerogeneradores de 0,8 MW.
- Sistema Fotovoltaico, con una potencia instalada de 0,013 MW.

- Central térmica con una potencia instalada de 8,99 MW, y una potencia efectiva de 7,19 MW, unidades que datan del año 1991.

La Figura Nro. 4-4, muestra la predominancia de la generación térmica alcanzando un aporte del 81,63% en el año 2018.

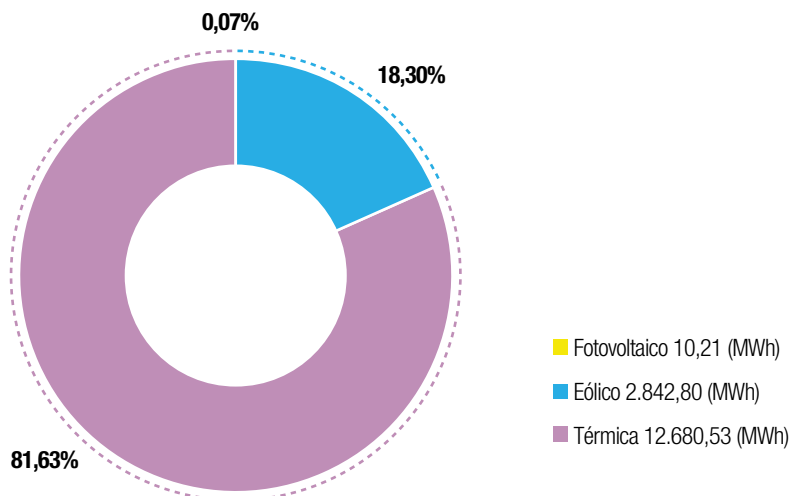


Figura Nro. 4-34: Generación eléctrica San Cristóbal año 2018²².

22. ELECGALAPAGOS S.A.

4.9.5.2 Generación de las Islas Santa Cruz y Baltra

El sistema de generación en Santa Cruz-Baltra, dispone de la siguiente infraestructura:

- Parque Eólico Baltra con una potencia instalada de 2,25 MW, conformado por 3 aerogeneradores de 0,75 MW, que entró en funcionamiento en enero de 2015.
- Parque Fotovoltaico Puerto Ayora con una potencia instalada de 1,5 MW que entró en funcionamiento en mayo de 2014, también se cuenta con sistemas fotovoltaicos pequeños sumando una potencia instalada de 0,03 MW.
- Parque Fotovoltaico Baltra con una potencia instalada de 0,07 MW, que entro en funcionamiento en marzo de 2016.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Ion-Litio (500 kW; 268,07 kWh) el cual permite

estabilizar el sistema absorbiendo las variaciones de generación del parque eólico y otro banco de baterías de Plomo- Acido (500 kW; 4.032 kWh) que sirven para almacenamiento y despacho de energía eléctrica. Estos bancos se encuentran ubicados en Baltra y que entro en funcionamiento en marzo de 2016.

- Central térmica Santa Cruz con una potencia instalada de 14,81 MW, y una potencia efectiva de 11,85 MW, la central cuenta con unidades que datan del año 1990.

Las centrales de las islas Santa Cruz y Baltra se encuentran interconectadas mediante una línea a 34,5 kV, recorriendo una distancia de 54,1 km, que incluye tramos aéreo, submarino y soterrado.

La Figura Nro. 4-5, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

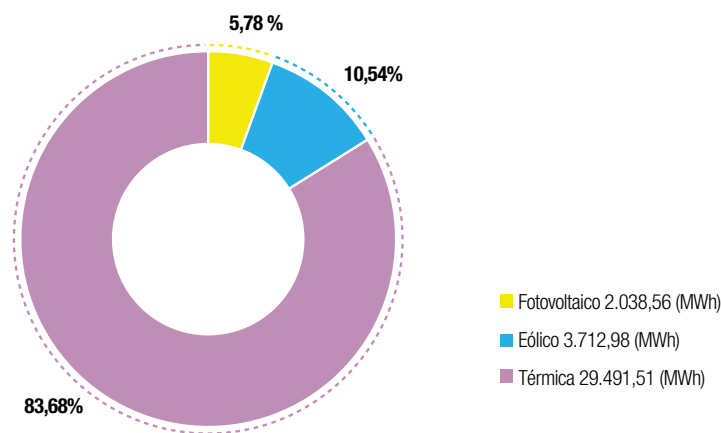


Figura Nro. 4-35: Generación eléctrica Santa Cruz Baltra año 2018²³.

4.9.5.3 Generación Isla Isabela

El sistema de generación en la Isla Isabela dispone de la siguiente infraestructura:

- Generación térmica dual de 1,63 MW
- Planta Fotovoltaica con una potencia instalada de 0,952p MW.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Ion-Litio (0,66 MW – 0,33 MWh).

La operación de la generación se encuentra automatizada, donde el sistema de almacenamiento permite mantener la estabilidad al absorber las variaciones de la producción de la planta fotovoltaica.

El sistema de generación (Central Híbrida) entró en operación en agosto de 2018. Además, se dispone de una unidad térmica a diésel de 1 MW en reserva fría. La Figura Nro. 4-6, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

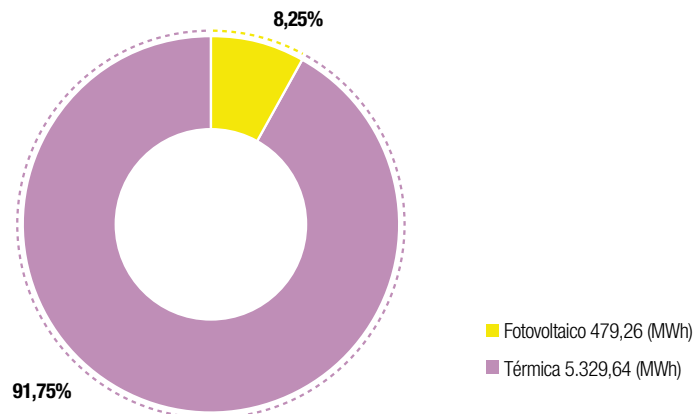


Figura Nro. 4-36: Generación eléctrica isla Isabela año 2018²⁴.

23. ELECGALAPAGOS S.A.
24. ELECGALAPAGOS S.A.

4.9.5.4 Generación Isla Floreana

El sistema de generación en la isla Floreana, actualmente dispone de las siguientes centrales de generación:

- Planta Fotovoltaica Perla Solar con una potencia instalada de 0,021 MWp, operativa desde junio de 2014.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Pb-Acido: 0,069kW y 0,38 MWh, el cual permite almacenar y despachar la energía de la planta fotovoltaica.

- Central térmica dual con una potencia instalada de 0,29 MW y una potencia efectiva de 0,23 MW, con unidades que datan del año 2010.

La Figura Nro. 4-7, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

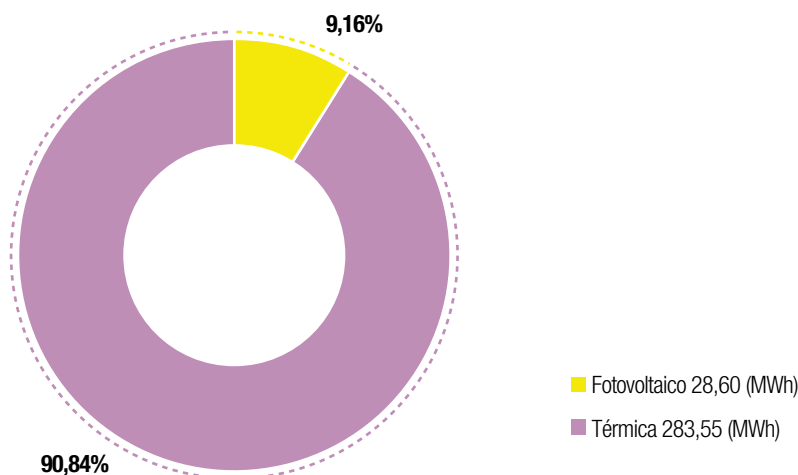


Figura Nro. 4-37: Generación eléctrica Floreana año 2018.

4.9.6 Plan de Expansión de la Generación para Galápagos

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas y la designación tecnológica obedece a la política orientada a garantizar el desarrollo económico del archipiélago en función de la preservación del medio ambiente. El portafolio de proyectos expuestos en el Plan de expansión 2018-2027, garantizará una penetración de energía renovable de al menos 56%, seguridad, calidad y confiabilidad del servicio con los mejores niveles de cobertura. Es necesario continuar los estudios para el aprovechamiento de los recursos naturales renovables en las islas, hasta cumplir la meta de descarbonizar las islas hasta el año 2030.

El dimensionamiento de los proyectos de generación de energía

renovable para Galápagos utilizó el software HOMER y LEAP, los cuales permiten analizar la participación de las distintas centrales de generación optimizando el uso del recurso, y de acuerdo a la disponibilidad del mismo.

El HOMER realiza un análisis anual técnico - económico, mientras que el LEAO efectúa una prospectiva energética de medio y largo plazo, con un modelo multicriterio, que se genera a través de la evaluación de varios escenarios alternativos comparando sus requerimientos de energía, sus costos y beneficios sociales y sus impactos ambientales. La Tabla. Nro. 4-4, muestra la planificación de los nuevos proyectos, en periodos de corto, mediano y largo plazo.

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo (MUSD)
San Cristóbal	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	1,00 [MWp]	21%	8,5
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	1,4 [MWh]		
	Corto Plazo	Automatización del sistema híbrido	2020			0,5
	Corto Plazo	Eólico	2022	5,6 [MW]	15%	12,3
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	2,2 [MWh]		1,3
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2024	2,5 [MW]	19%	5,71

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo (MUSD)
Santa Cruz - Baltra	Corto Plazo	Segunda fase Eólico Baltra	2022	6,75 [MW]	23%	14,8
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2022	4 [MWp]	20%	9,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	30 [MWh]		18
	Corto Plazo	Sistema de Redes Inteligentes	2022			2,26
	Mediano Plazo	Tercera fase Eólico Baltra	2025	2,75 [MW]	18%	6,03
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	1,5 [MW]	21%	3,43
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	10 [MWh]		6
Isabela	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2021	0,8 [MWp]	20%	1,82
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2021	1 [MWh]		1,5
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,5[MWp]	23%	1,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2023	7,1 [MWh]		4,26
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	0,5 [MWp]	23%	1,42
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	4,3 [MWh]		2,58
Floreana	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	0,09 [MWp]	20%	0,31
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	0,384[MWh]		0,33
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,08 [MWp]	20%	1,83
					TOTAL	103,16

Tabla. Nro. 4-17: Plan de Expansión de la Generación de las Islas Galápagos.

**Corto Plazo corresponde de 0 a 4 años.*

**Mediano Plazo corresponde de 4 a 7 años.*

**Largo Plazo corresponde de 7 años en adelante.*

4.9.7 Descripción de los proyectos

4.9.7.1 Proyectos para el corto plazo

Los proyectos a ser incorporados, abastecerán la demanda proyectada de las islas al corto plazo²⁵, además que aportan al desplazamiento del uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica, cambiando la tendencia de incorporar centrales térmicas para el abastecimiento del crecimiento de la demanda. Dentro de los proyectos se tiene:

A. Automatización del sistema híbrido San Cristóbal

Actualizar y automatizar todo el sistema híbrido eólico – diésel, para lograr la máxima penetración de energía renovable sistema la red eléctrica de San Cristóbal. Se espera un aporte energético de 3,9 GWh/año proveniente del parque eólico instalado, además de la reducción 350 mil gal/año de diésel para generación de electricidad,

25. Para corto plazo, se considera un periodo de 4 años, en los que se pueda ejecutar los proyectos que aprovechan fuentes renovables.

lo que evitará la emisión de aproximadamente 3 148 Ton CO₂/año. El Presupuesto referencial es de 500 mil USD, y se espera la entrada en operación a partir del segundo semestre del año 2020.

B. Proyecto Fotovoltaico y de acumulación Energética San Cristóbal

Se dispone del estudio de factibilidad para la instalación de una Planta Fotovoltaica de 1MWp de potencia, adicional un sistema de acumulación energética de 1,4 GWh, con un costo aproximado de 8,5 MUSD, para ello se dispondría de un aporte internacional del 80% del costo total del proyecto. Se espera la reducción 520 mil gal/año de diésel para generación de electricidad, lo que evitará la emisión de aproximadamente 3.300 Ton CO₂/año. Se prevé su entrada en operación en el segundo semestre del año 2020.

C. Segunda fase proyecto eólico San Cristóbal

Ampliación del parque eólico San Cristóbal, mediante el incremento de 5,6 MW de potencia. Con este proyecto se estima lograr un aporte energético de aproximadamente 7,25 GWh/año, y una reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 0,6 millón de galones/año evitando la emisión de toneladas de CO₂ en aproximadamente 6 mil Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 12,3 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

D. Sistema de acumulación energética San Cristóbal

Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) de 2,2 MWh; a fin de integrar la generación renovable en el sistema eléctrico de la isla. El proyecto tiene un costo de 1,3 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

E. Sistema de redes Inteligentes Santa Cruz – Baltra

El objetivo del proyecto se centra en la integración máxima de energía renovable. Para ello las Redes Inteligentes dispondrían de las siguientes funcionalidades:

- Gestión en la optimización de despacho de energía renovable.
- Gestión de los sistemas de almacenamiento de Energía
- Gestión de la demanda en el sector residencial y comercial.

El proyecto dispone de un análisis de prefactibilidad para su implementación, el presupuesto estimado es de 2,26 MUSD, y está previsto para el año 2022.

F. Segunda fase proyecto eólico Baltra Santa Cruz

Ampliación del parque eólico de la Isla Baltra, mediante el incremento de 6,75 MW de potencia. Con este proyecto se estima lograr un aporte energético de aproximadamente 13,4 GWh/año, y una reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 1,1 millón de galones/año evitando la emisión de toneladas de CO₂ en aproximadamente 11 500 Ton/año. El proyecto tiene un costo de 14,8 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

G. Proyecto Fotovoltaico Santa Cruz

Con el fin de diversificar la matriz de generación en el sistema Baltra Santa Cruz, se prevé incorporar una planta fotovoltaica de 4 MWp, misma que aportará con aproximadamente 6,9 GWh/año, una reducción de 0,57 millones de galones/año, evitando la emisión de 5 800 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 9,14 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

H. Acumulación energética Santa Cruz

La integración de la generación renovable a la red del sistema, será dada a través de la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía (ESS) de 30 MWh. El proyecto tiene un costo de 18 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

I. Ampliación de la planta fotovoltaica Isabela

Ampliación de 0,8 MWp de la planta fotovoltaica del Proyecto Híbrido Isabela, mismo que aportará con 1,41 GWh/año, aportando con una reducción de 1 200 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 1,82 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2021.

J. Ampliación acumulación energética Isabela

Como parte de la ampliación del sistema híbrido Isabela, se prevé el aumento de 1 MWh del Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS); a fin de aprovechar la energía fotovoltaica generada. El proyecto tiene un costo de 1,5 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2021.

K. Ampliación de la planta fotovoltaica Isabela Fase II

Ampliación de 0,5 MWp de la planta fotovoltaica del Proyecto Híbrido Isabela, mismo que aportará con 1 GWh/año, con una reducción estimada de 851 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 1,14 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2023.

L. Ampliación acumulación energética Isabela Fase II

Como parte de la ampliación del sistema híbrido Isabela, se prevé el aumento de 7,1 MWh del Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS); a fin de aprovechar la energía fotovoltaica generada. El proyecto tiene un costo de 4,26 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2023.

M. Proyecto fotovoltaico Floreana

Instalación de una planta fotovoltaica de 90 KWp, que aportará con una generación promedio de 0,16 GWh/año, desplazando 13 mil galones de combustible y reduciendo 140 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 0,31 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2020.

N. Acumulación energética Floreana

Incorporación de 384 kWh al Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) en baterías para el mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica instalada. El proyecto tiene un costo de 0,33 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2020.

4.9.7.2 Proyectos para el mediano y largo plazo

La participación de nuevos proyectos de fuentes de energía renovable en las Islas Galápagos en el mediano y largo plazo²⁶ se considera en un escenario de crecimiento renovable. Este toma como referencia

los proyectos que aseguren una participación del 56% de fuentes de energía renovable, evitando el aumento de generación térmica diésel; y garantizando el abastecimiento de la demanda.

4.9.8 Escenario de participación de energía renovable

La Figura Nro. 4-8, muestra la participación de la incorporación cronológica de la potencia renovable en el mix de generación,

resultado de la simulación de las condiciones de recurso renovable, disponibilidad de las plantas e incremento de demanda.

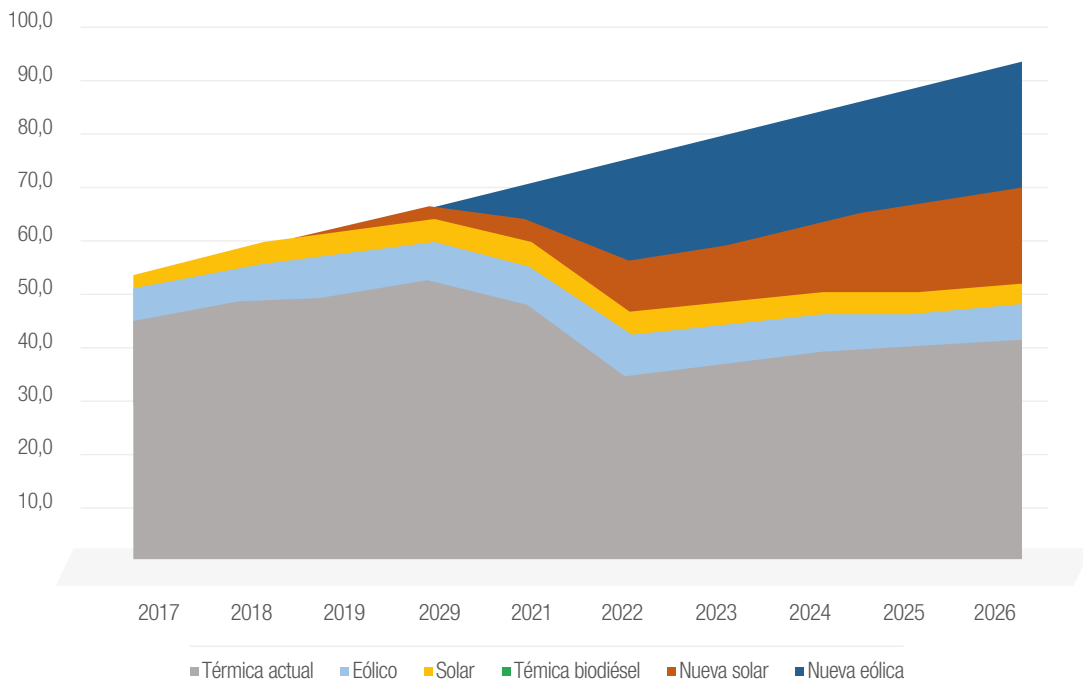


Figura Nro. 4-38: Escenario de crecimiento renovable (GWh).

Con la instalación de la potencia de 26,07MW necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda y el desplazo de combustibles fósiles que son usados en la generación de electricidad;

se logra una participación renovable, según lo que se indica en la Figura 4-9.

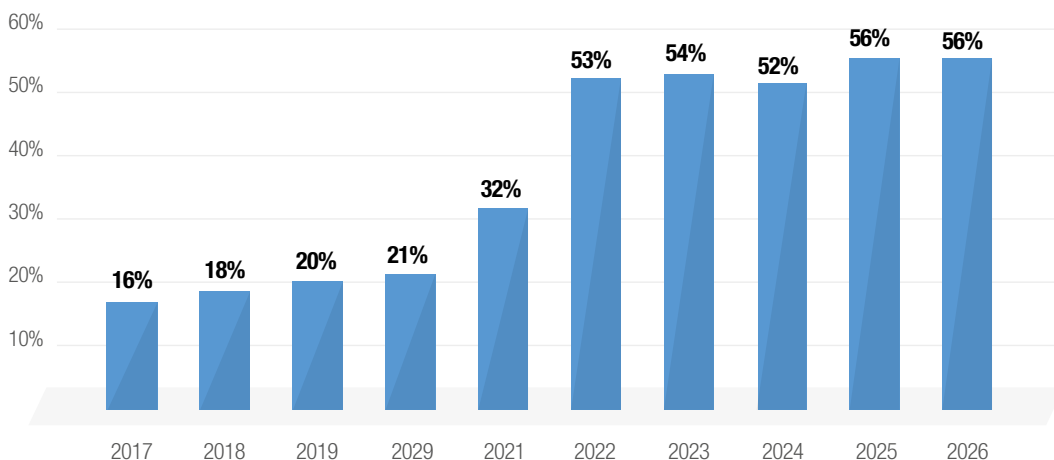


Figura Nro. 4-39: Proyección de la participación de energía renovable en la matriz.

26. Se considera la ejecución en un mediano y largo plazo en un periodo de 7 a 10 años.

4.9.9 Evaluación de los recursos solar y eólicos

El análisis de recursos renovables, específicamente el estudio del recurso eólico toma en cuenta diversos factores que influyen en el comportamiento del viento, como son: la rugosidad del terreno, temperatura, densidad del aire, altura, presión atmosférica, etc. El análisis del potencial eólico con fines de generación eléctrica incluye la selección de la potencia del aerogenerador a instalar, los datos de velocidad de viento y los cálculos de densidad de potencia la cual depende variables de las condiciones medio-ambientales del sitio de interés.

Por otro lado, los estudios del recurso solar orientado a parques fotovoltaicos depende del comportamiento de las celdas solares bajo las condiciones ambientales del sitio priorizado. Existen diversos estudios sobre el rendimiento de los paneles fotovoltaicos para niveles

de radiación iguales, pero con distintos valores de temperaturas, donde la eficiencia del mismo tipo de celda solar disminuye a medida que incrementa la temperatura de la celda.

El estudio de los recursos en las Islas Galápagos se desarrolla a través de la metodología del potencial-eoloeléctrico que estima la producción de un aerogenerador promedio de 2 MW bajo las condiciones de densidad del aire y velocidad del viento medias. Asimismo, el potencial solar es analizado a partir del mapa de radiación solar provisto por SolarGIS, el mismo que tiene una resolución de 1 km², junto con el método de Osterwald, se logró obtener los rendimientos aproximados de parques fotovoltaicos en las Islas Galápagos.

4.9.9.1 Potencial Eolo-eléctrico

El Mapa de potencial Eolo-eléctrico de la Figura Nro. 4-10 presenta los valores de potencia media del aerogenerador tipo considerado, donde los valores se encuentran en el intervalo de 0 a 400 (kW). Con el fin determinar el factor de rendimiento de cada una de las turbinas según el mapa, el valor de potencia media debe ser dividido

para la capacidad del aerogenerador que es 2000 (kW). En este sentido, los valores de factor de rendimiento máximo de las turbinas promedio tendrían valores cercanos a 0,2 en las condiciones de las Islas Galápagos.

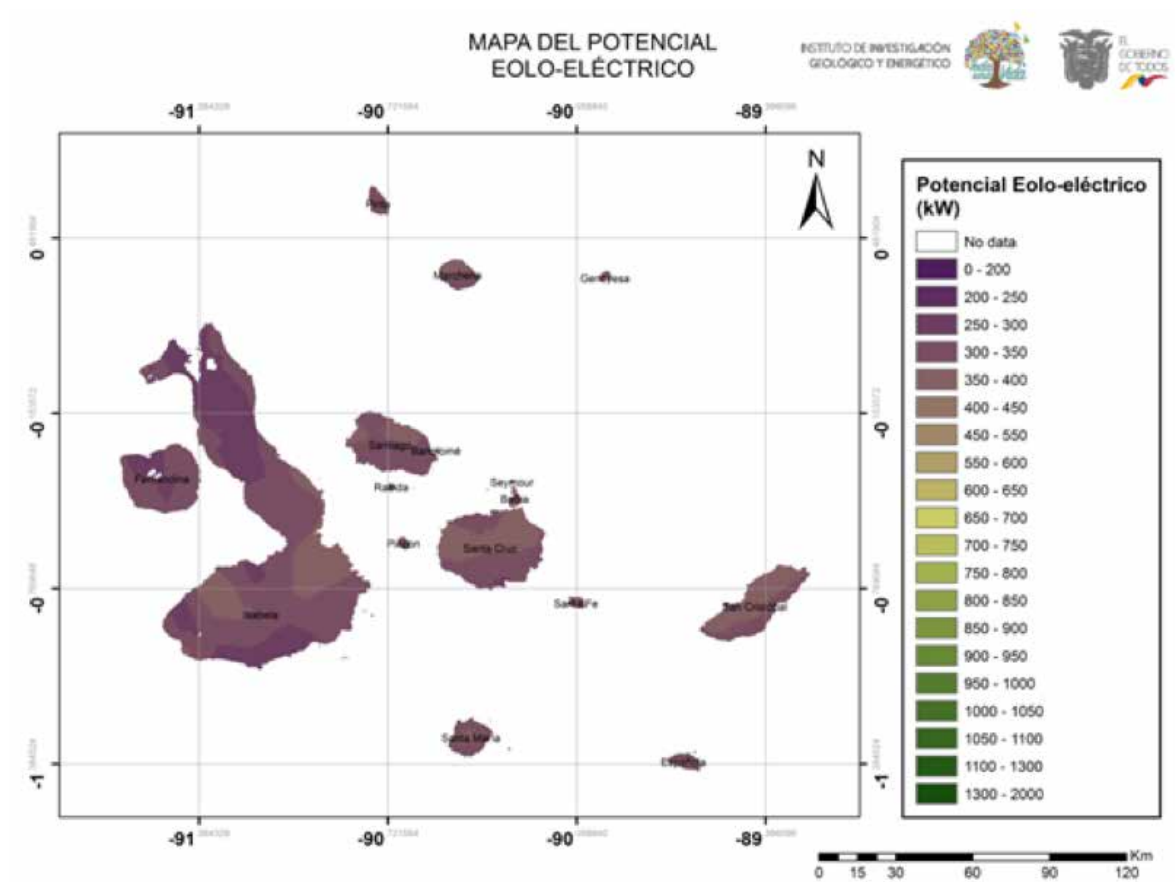


Figura Nro. 4-40: Potencial Eolo eléctrico de las Islas Galápagos.

4.9.9. 2 Potencial PV-eléctrico

El potencial PV-eléctrico que determina la potencia media con la que funcionaría un parque fotovoltaico de 2.1 MW en un año, dado la radiación global horizontal anual y la temperatura ambiente, y es presentado en la Figura Nro. 4-11.

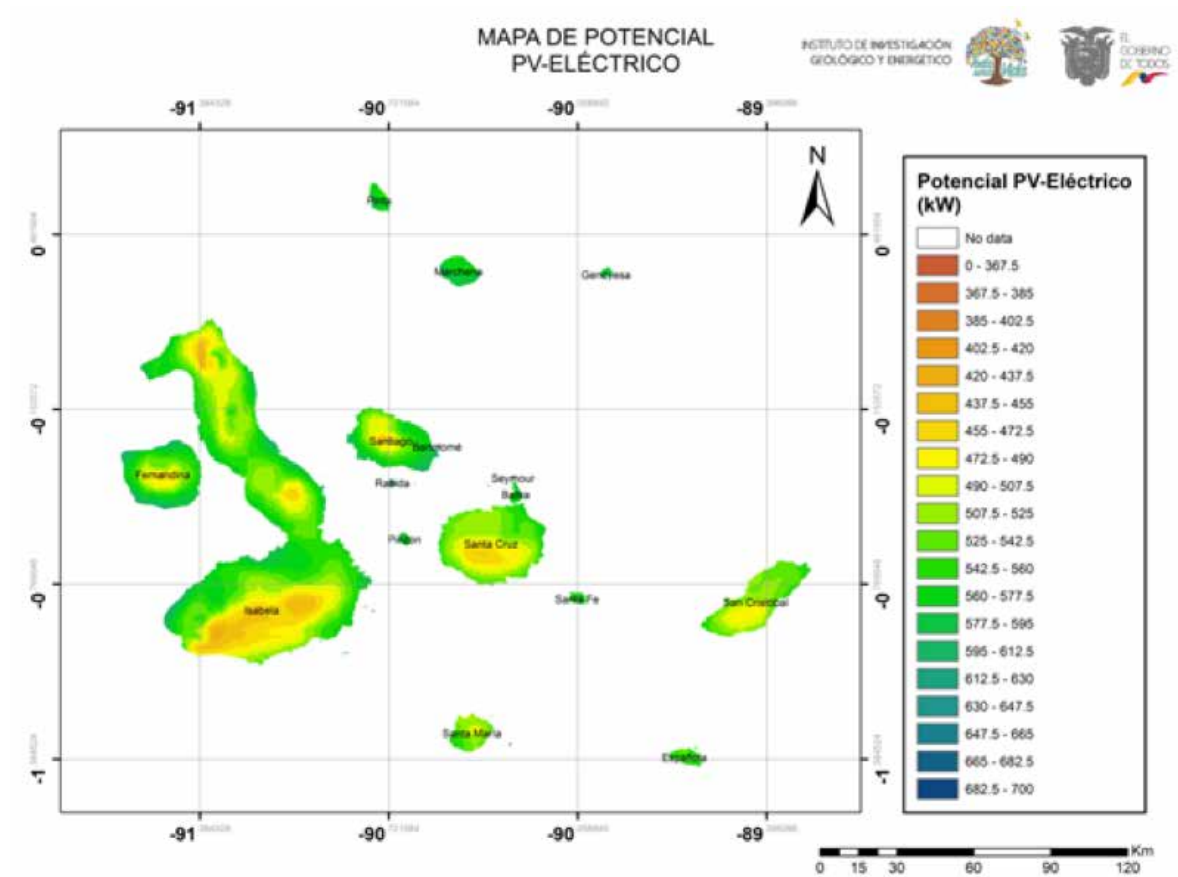


Figura Nro. 4-41: Potencial fotovoltaico de las Islas Galápagos.

El Mapa de potencial FV-eléctrico de la Figura 4-11 presenta los valores de potencia media para cada 4 hectáreas que es un pixel del mapa, donde los valores se encuentran en el intervalo de 0 a 590 (kW). Con el fin de determinar el factor de rendimiento de un parque fotovoltaico de 2,1 MW, el valor de potencia media debe ser dividido para la capacidad del parque.

En las Islas Galápagos el recurso solar más alto se encuentra en las zonas costeras, mientras que el recurso eólico más alto se presenta en las zonas de: la Isla de Baltra, Santa Cruz y San Cristóbal, pero con un área inferior de aprovechamiento que en el caso solar.

4.10 ANEXOS

4.10.1 Anexo Nro. 4.1: Centrales de generación existentes ordenadas de mayor a menor potencia efectiva

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	El Chaco	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1.500,00	1.476,00
CELEC-Hidropaute	Paute	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	1.075,00	1.100,00
CELEC-Hidropaute	Sopladora	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	487,00	486,90
CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	Azuay	Pucara	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	275,00	274,50
CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	Guayas	El Empalme	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	213,00	213,00
CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	230,00	212,00
CELEC-Gensur	Delitanisagua	Zamora Chinchipe	Zamora	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	180,00	180,00
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	170,00	170,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	160,00	156,00
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	146,00	140,00
CELEC-Electroguayas	Trinitaria	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	133,00	133,00
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	El Guabo	S.N.I.	Térmica	Turbogás	138,56	130,60
CELEC-Termomanabí	Jaramijó	Manabí	Jaramijó	S.N.I.	Térmica	MCI	140,00	128,88
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	132,50	125,00
Termogayas Generation S.A.	Termogayas	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	MCI	150,00	120,00
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	El Oro	El Guabo	S.N.I.	Térmica	Turbogás	136,80	119,00
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	115,00	102,00
ONEL-Guayaquil	Anibal Santos (Gas)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	113,27	97,00
CELEC-Electroguayas	Enrique García	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	102,00	96,00
Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	119,62	85,51
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas II	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	100,20	84,00
CELEC-Termopichincha	Quevedo II	Los Ríos	Quevedo	S.N.I.	Térmica	MCI	95,20	81,00
San Carlos	San Carlos	Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	78,00	73,60
CELEC-Hidroagoyán	Pucará	Tungurahua	Pillaro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	73,00	73,00
Andes Petro	TPP	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	75,83	65,40
CELEC-Electroguayas	Santa Elena II	Santa Elena	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	90,10	65,03
CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Imbabura	Cotacachi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	63,36	65,00
ONEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	94,80	64,00

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Térmica	Turbogás	71,10	51,00
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	Santiago	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,98	49,95
Hidroalto	Due	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,71	49,71
Hidronormandía	Normandía	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,58	49,58
CELEC-Termopichincha	Guangopolo 2	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	52,20	48,00
Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	Orellana	Aguatico	No Incorporado	Térmica	MCI	45,28	44,30
CELEC-Termopichincha	Jivino III	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	44,00	42,00
CELEC-Hidronación	Baba	Los Rios	Buena Fe	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	42,20	42,00
CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	Santa Elena	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	41,70	40,00
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	40,00	40,00
CELEC-Termomanabí	Miraflores	Manabí	Manta	S.N.I.	Térmica	MCI	49,80	39,40
ElEnergy	Pusuno	Napo	Tena	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,25	38,25
Hidroabánico	Abánico	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,45	37,99
Agip	CPF	Pastaza	Pastaza	No Incorporado	Térmica	MCI	40,34	36,23
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	Miagro	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	36,50	35,20
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	Aguatico	No Incorporado	Térmica	Turbogás	42,90	35,00
Generoca	Generoca	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	MCI	38,12	34,40
Petroamazonas	Sacha	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	41,94	34,37
Petroamazonas	Palo Azul PGE	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	38,90	33,18
E.E. Quito	Gualberto Hernández	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	34,32	31,20
E.E. Quito	Nayón	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,70	29,70
Petroamazonas	Oso	Napo	Tena	No Incorporado	Térmica	MCI	40,00	29,57
Coazucar	Ecuador A-G	Cañar	La Troncal	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	29,80	27,60
Ecuagesa	Topo	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,20	27,00
Petroamazonas	CPF	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	38,59	26,59
Petroamazonas	Secoya	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	29,75	26,27
Elecaustro	Ocaña	Cañar	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	26,10	26,10
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	Otavalo	S.N.I.	Térmica	MCI	29,28	24,30

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Elecaustro	Saucay	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	24,00	24,00
Petroamazonas	Tiputini C-1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	26,33	22,59
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	22,50	21,80
E.E. Quito	Guangopolo	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	20,92	20,92
ONEL-Guayaquil	Anibal Santos (Vapor)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	34,50	20,00
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	26,27	20,00
Repsol	REPSOL YPF-SPF-1	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	Turbogás	30,10	19,00
Petroamazonas	Auca Sur	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	22,72	18,98
CELEC-Termopichincha	Sacha	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	20,40	18,60
CELEC-Termopichincha	Sigchos	Cotopaxi	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	20,40	18,60
CELEC-Termomanabí	Manita II	Manabí	Sigchos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	18,60	18,39
CELEC-Termomanabí	Manita II	Manabí	Manita	S.N.I.	Térmica	MCI	20,40	17,34
Elecaustro	El Descanso	Cañar	Azogues	S.N.I.	Térmica	MCI	19,20	17,20
E.E. Sur	Catamayo	Loja	Catamayo	S.N.I.	Térmica	MCI	19,74	17,17
CELEC-Gensur	Villonaco	Loja	Loja	S.N.I.	Eólica	Eólica	16,50	16,50
Elecaustro	Saymirín	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	15,52	15,52
Petroamazonas	Tiputini C-2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	17,49	15,06
Enermax	Calope	Cotopaxi	La Maná	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	16,60	15,00
EPMAPS	Recuperadora	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	14,70	14,50
HidroSibimbe	Sibimbe	Los Rios	Ventanas	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	15,37	14,20
Petroamazonas	Cuyabeno	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	23,15	14,09
Repsol	REPSOL YPF-SPF-2	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	15,84	13,63
CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Térmica	MCI	14,81	12,79
Petroamazonas	Aguarico	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	15,17	11,70
Petroamazonas	Sacha Norte 2	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	15,33	11,49
Petroamazonas	Auca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	15,23	11,39
Petroamazonas	Tiputini A-1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	14,62	11,30
Petroamazonas	Tiputi A-2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	13,88	11,22
Petroamazonas	CELEC Sacha	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	14,40	11,20

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Lago Agrio	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	13,80	11,12
Petroamazonas	Payamino	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	16,72	10,98
Petroamazonas	Cononaco	Pastaza	Arajuno	No Incorporado	Térmica	MCI	15,04	10,53
IPNEGAL	Iñegal	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,44	10,36
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	Riobamba	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,40	10,00
Petroamazonas	Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	Turbogás	11,75	10,00
CELEC-Termopichincha	Jivino II	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	11,00	10,00
HidroviCTORIA	Victoria	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,32	10,00
Petroamazonas	Guanta	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	12,41	9,77
Petroamazonas	Shushufindi Estación Sur-oeste	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	14,63	9,77
CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	9,60	9,40
Petroamazonas	Yuralpa	Napo	Tena	No Incorporado	Térmica	MCI	18,60	9,21
Petroamazonas	VHR	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	12,32	8,70
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	10,50	8,50
Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	10,28	8,49
EPMAPS	El Carmen	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,40	8,20
Petroamazonas	Acolandis Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	10,15	8,14
CELEC-Termopichincha	Secoya	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	10,00	8,00
Hidrotrambo	Hidrotrambo	Bolívar	Chillanes	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,00	8,00
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,00	7,85
Andes Petro	Hormiguero C	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	9,61	7,85
Agip	Sarayacu	Napo	Archidona	No Incorporado	Térmica	MCI	9,00	7,78
Petroamazonas	Coca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	10,83	7,67
Petroamazonas	Limonococha	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	15,95	7,47
Spec	MDC-CPF	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	9,55	7,40
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbios	Lago Agrio	S.N.I.	Térmica	MCI	10,00	7,20
Repsol	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	9,62	6,95
Petroamazonas	Sansahuari	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	10,28	6,49

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Cañar	Azogues	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,23	6,23
Ecoluz	Papallacta	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,63	6,20
OCP Ecuador	Amazonas	Sucumbios	Lago Agrío	No Incorporado	Térmica	MCI	6,66	6,14
CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Térmica	MCI	7,41	5,91
Vicunha	Vindobona	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,09	5,86
Andes Petro	Tapir A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	6,56	5,83
Gasgreen	El Inga	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Biogás	MCI	6,20	5,50
Petroamazonas	Yuca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	6,95	5,48
CELEC-Termopichincha	Jivino I	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	7,50	5,40
Andes Petro	Dorine Battery	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	7,75	5,40
OCP Ecuador	Sardinas	Napo	Quijos	No Incorporado	Térmica	MCI	6,66	5,33
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	5,20	5,20
Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago 2	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	7,16	4,79
Petroamazonas	Paka Sur	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	8,74	4,75
E.E. Quito	Paschoa	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,50	4,50
Petroamazonas	Central de Procesos Tiputini	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,52	4,42
Andes Petro	Nantu D	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,58	4,33
Petroamazonas	Auca 51	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	8,05	4,23
Agip	Villano A	Pastaza	Arajuno	No Incorporado	Térmica	MCI	5,72	4,20
Petroamazonas	Palmar Oeste	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	6,62	4,15
CELEC-Termopichincha	Isabela	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Térmica	MCI	5,06	4,09
Andes Petro	Hormiguero Sur	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,08	4,08
Andes Petro	Wanke 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,85	4,08
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.1	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,19	4,00
CELEC-Termopichincha	Macas	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Térmica	MCI	4,50	4,00
Petroamazonas	Tapi	Sucumbios	Lago Agrío	No Incorporado	Térmica	MCI	5,21	3,92
CELEC-Termomanabí	Pedernales	Manabí	Pedernales	S.N.I.	Térmica	MCI	5,00	3,90

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Andes Petro	Nantu B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,44	3,88
Petroamazonas	Gacela	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,26	3,82
E.E. Ambato	Liguá	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Térmica	MCI	5,00	3,60
Petroamazonas	Sacha Sur GAS Wakesta	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	4,20	3,60
OCP Ecuador	Cayagana	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	No Incorporado	Térmica	MCI	3,36	3,36
Petroamazonas	Sacha Norte 1	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	17,45	3,26
Petroamazonas	Sacha Sur	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	3,90	3,09
Andes Petro	Mariann Vieja	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,82	3,00
E.E. Riobamba	Río Blanco	Chimborazo	Riobamba	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3,13	3,00
Andes Petro	Hormiguero D	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	3,73	3,00
Petroamazonas	Tetele	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	4,61	2,91
E.E. Ambato	Península	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3,00	2,90
Petroamazonas	CUYABENO E	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,65	2,74
Petroamazonas	Vinita	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,51	2,64
Petroamazonas	Dumbique	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,90	2,60
OCP Ecuador	Páramo	Napo	Quijos	No Incorporado	Térmica	MCI	3,36	2,56
E.E. Norte	San Miguel de Car	Carchi	Tulcan	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,95	2,52
CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	Guayas	Guayaquil	No Incorporado	Térmica	MCI	2,80	2,52
UCEM	Planta Guapán	Cañar	Azogues	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	3,63	2,50
Perlabí	Perlabí	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,70	2,46
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	Zamora	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,40	2,40
E.E. Galápagos	San Cristóbal Eólico	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Eólica	Eólica	2,40	2,40
Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago N1	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	3,19	2,40
Petroamazonas	Shushufindi Norte	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	3,15	2,37
Andes Petro	Sunka 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,76	2,30
Sipac	PBHI-INCHI A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,77	2,30
Petroamazonas	Indillana	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,71	2,28
E.E. Galápagos	Baltra Eólico	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Eólica	Eólica	2,25	2,25

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Ecoluz	Loreto	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,30	2,20
Petroamazonas	Auca Central	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,66	2,04
Petroamazonas	Aguajal	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	5,80	2,02
Gransolar	Salinas	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	2,00	2,00
I.M. Mejía	La Calera	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,50	1,98
Andes Petro	Nantu C	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,46	1,97
UCEM	Planta Chimborazo	Chimborazo	Riobamba	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	2,00	1,90
Petroamazonas	Pakay	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	3,25	1,85
Petroamazonas	Tambococha A	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	2,13	1,84
Andes Petro	Kupi 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,18	1,83
CELEC-Termopichincha	Payamino	Orellana	Orellana	S.N.I.	Térmica	MCI	2,50	1,80
CELEC-Termopichincha	Loreto	Orellana	Loreto	S.N.I.	Térmica	MCI	2,25	1,80
CELEC-Termopichincha	Dayuma	Orellana	Orellana	S.N.I.	Térmica	MCI	2,25	1,80
Petroamazonas	Frontera	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	2,46	1,76
E.E. Quito	Los Chillos	Pichincha	Rumiñahui	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,76	1,76
Petroamazonas	Mono	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,60	1,74
OCP Ecuador	Terminal Marítimo	Esmeraldas	Esmeraldas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,72	1,72
E.E. Cotopaxi	El Estado	Cotopaxi	Pujilí	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	1,70	1,66
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	Cayambe	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,65	1,65
Petroamazonas	Nerke	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	4,08	1,58
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,52	1,52
Tecpetrol	Planta de Agua	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,90	1,52
Andes Petro	Kupi 4	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,91	1,50
Speec	PBH-PAR12	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,80	1,50
Petroamazonas	Pucuna	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,88	1,46
Andes Petro	Pindo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,82	1,45
Moderna Alimentos	Kohler	Pichincha	Cayambe	S.N.I.	Térmica	MCI	1,60	1,40
Petroamazonas	Itaya A	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,53	1,35

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Santa Elena	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,50	1,31
Andes Petro	Tapiri B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,52	1,30
Andes Petro	Lago Agrio LTF	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	1,64	1,28
Andes Petro	CPH	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,59	1,27
Andes Petro	Mariann 4A	Sucumbios	Cuyabero	No Incorporado	Térmica	MCI	1,49	1,25
E.E. Norte	La Playa	Carchi	Tuacan	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,43	1,23
Petroamazonas	Yamanunka	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,19	1,20
Tecpetrol	Estación Sur	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,44	1,15
Petroamazonas	Yanaq Oeste	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,64	1,15
Petroamazonas	Tipishca	Sucumbios	Cuyabero	No Incorporado	Térmica	MCI	1,43	1,12
Petroamazonas	Itaya B	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,55	1,10
Petroamazonas	Lobo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,41	1,09
Andes Petro	Penke B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	1,09
Petroamazonas	ZEMI	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	1,07
Petroamazonas	Tumali	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,55	1,07
Tecpetrol	Bermejo Sur 1008	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,33	1,06
Andes Petro	Mariann 5-8	Sucumbios	Cuyabero	No Incorporado	Térmica	MCI	1,29	1,05
EMAC-BGP	Pichacay	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Biogás	MCI	1,06	1,00
Gransolar	Tren Salinas	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabi	San Vicente	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Sanersol	Sanersol	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solsantos	Solsantos	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	Gonzanama	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
San Pedro	San Pedro	Loja	Gonzanama	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Surenergy	Surenergy	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solchacras	Solchacras	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solhuacqui	Solhuacqui	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Electrisol	Electrisol	Pichincha	Pedro Moncayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Epfotovoltaica	Mulaló	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Epfotovoltaica	Pastocalle	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Valsolar	Paragachi	Imbabura	Pimampiro	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Sansau	Sansau	Guayas	Urbina Jado	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	Urbina Jado	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,99	0,99
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,99	0,99
Hidrosibimbe	Uravia	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,99	0,98
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,99	0,98
Petroamazonas	Anaconda	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,35	0,98
Andes Petró	Mariann 9	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,27	0,97
Elecaustro	Gualaceo	Azuay	Gualaceo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,97	0,97
E.E. Galápagos	Isabela Solar	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,95	0,95
E.E. Norte	Buenos Aires	Imbabura	San Miguel de Urcoquí	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,98	0,95
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,92	0,88
Tecpetrol	Bermejo Sur 12	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,08	0,86
Andes Petró	Hormiguero B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,18	0,83
Petroamazonas	Arazá	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,05	0,82
Andes Petró	Mariann Battery	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,09	0,80
Andes Petró	Shiripuno	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,90	0,80
Andes Petró	Mariann 30	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,09	0,80
Andes Petró	Hormiguero A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,07	0,77
E.E. Cotopaxi	Catazación	Cotopaxi	Pangua	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,80	0,76
Petroamazonas	Jivino A	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,96	0,76
E.E. Riobamba	Nizag	Chimborazo	Alausi	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,80	0,75
Andes Petró	Dorine H	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,00	0,75
Sabiangosolar	Sabiango Solar	Loja	Maccara	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,73

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Tecpetrol	Estación Payo	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,91	0,72
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,70
Renova Loja	Renova Loja	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,70
Spec	PBH-HUA02	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,72	0,70
Spec	PBH-PSQ24	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,82	0,70
Andes Petró	Tarapuy	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,79	0,64
SERMAA EP	Fábrica Imbabura	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,79	0,61
Orion	Estación Ocano	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,77	0,61
Orion	Estación ENO	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,73	0,58
Andes Petró	Fanny 50	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,70	0,50
Spec	PBH-INCHI B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,56	0,50
Petroamazonas	Paka Norte	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	2,73	0,50
Energol	Energol	Manabí	Jaramiljo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,50	0,49
Orion	Estación Peña Blanca	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,58	0,46
Tecpetrol	Subestación 4B	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,57	0,46
Petroamazonas	Cedros	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,73	0,45
Petroamazonas	Laguna	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,82	0,44
Petroamazonas	Playas del Cuyabeno	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,53	0,43
Hidrotaivalo	Otavalo II	Imbabura	Otavalo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,40	0,40
Hidrotaivalo	Otavalo I	Imbabura	Otavalo	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,40	0,40
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	Espejo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,44	0,40
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago	Huamboya	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,37	0,37
Andes Petró	Sunka 2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,45	0,36
Petroamazonas	SRF Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,83	0,35
Petroamazonas	Angel Norte	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	0,40	0,35
Andes Petró	CDP	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,41	0,33
Petroamazonas	Parayacu	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,23	0,32
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,40	0,32
Petroamazonas	Concordia	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,89	0,31

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi II	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,30	0,30
EPIMAPS	Noroccidente	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,30	0,30
Andes Petro	Chorongo A	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,30
Petroamazonas	Jaguar	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	0,29
Petroamazonas	Tangay	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,29
Tecpetrol	Estación Norte	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,36	0,29
Petroamazonas	Pacayacu	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,35	0,28
Andes Petro	Dorine G	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,27
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	Pujilí	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,30	0,26
E.E. Centro Sur	Taisha	Morona Santiago	Taisha	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	0,24	0,24
CELEC-Termopichincha	Floreana	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Térmica	MCI	0,29	0,24
Petroamazonas	Jivino C	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,55	0,23
Orion	Estación Ron	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,28	0,22
Spec	PBH-Estación	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,28	0,20
Electroordova	Electroordova	Imbabura	Cotacachi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,20	0,20
E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico	Pastaza	Pastaza	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,20	0,20
Orion	Estación Mira	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,18	0,17
Petroamazonas	Pichincha	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,27	0,17
OCP Ecuador	Chiquilpe	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	No Incorporado	Térmica	MCI	0,16	0,16
OCP Ecuador	Puerto Quito	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	No Incorporado	Térmica	MCI	0,16	0,16
Tecpetrol	Bermejo Este	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,19	0,15
Andes Petro	Estación Dayuma	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,25	0,13
Petroamazonas	Pañacocha	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,00	0,13
Orion	Estación CFE	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,14	0,12
Petroamazonas	PCC-Tierras Orientales	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,15	0,11
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,10	0,09
E.E. Galápagos	Balra Solar	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,07	0,07
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,10	0,06

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
EPIMAPS	Carcelén	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	No Incorporado	Hidráulica	Pasaca	0,06	0,06
Andes Petro	Carni	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,05	0,04
E.E. Galápagos	Floreana Perla Solar	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,02	0,02
E.E. Galápagos	San Cristóbal Solar Eólica	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Aislados	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Isabela Solar Aislados	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Floreana Solar Aislados	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
Petroamazonas	Puerto Nuevo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,0002	0,0002
Total general							8,826,89	8,182,58

4.10.2 Anexo Nro. 4.2: Proyectos hidroeléctricos del Inventario de Recursos Energéticos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Zamora G9 y G10	Zamora	3.180	Prefactibilidad	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza / Gualaquiza
Verdeyacu Chico	Verdeyacu	1.172	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Catachi	Mulatos	748	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Chespi - Palma Real	Guayllabamba	460	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cedroyacu	Chalupas	270	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
El Retorno	Zamora	261	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Tortugo	Guayllabamba	201	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Abitagua	Pastaza	198	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua-Muyjo	Pastaza, Muyjo	170	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Llurimaguas	Guayllabamba	162	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Chirapi	Guayllabamba	160	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Calderón	Guayllabamba	147	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Parambas	Mira	145	Prefactibilidad	Mira	Pacífico	Imbabura	Ibarra
Los Bancos	Blanco	92,2	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Palanda 2	Palanda	84,7	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
San Pedro	Guayllabamba	83,4	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Las Cidras	Isimanchi	77,3	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Lelia	Toachi	62,3	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Platón-Santa Ana	Platón-Sta. Ana-Chicúa	58,5	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cubí	Guayllabamba	53,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cuyes	Cuyes	51,3	Prefactibilidad básica	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Isimanchi	Isimanchi	51,1	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Mira 2	Mira	47,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Cinto	Saloya / Cinto	45,8	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Milpe	Blanco	43,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Vacas Galindo 2	Intag	42,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mira	Mira	41,0	Prefactibilidad básica	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Pamplona	Intag	40,5	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
La Barquilla	Chingual	40,1	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Cascales
Guayabal	Mira	39,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Numbalá	Numbalá	39,2	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Calderón II	San Pedro	38,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Negro (2)	Negro	36,0	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Puniyacu	Puniyacu	35,6	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Alluriquín	Toachi	34,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Yacuchaqui	Toachi	32,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sucúa	Tutangozo	31,6	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa
Gualleturo	Cañar	27,7	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Las Juntas	Toachi	27,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sarapullo	Sarapullo	27,0	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cosanga	Cosanga	27,0	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidragráfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Langoa	Langoa	26,0	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Paquishapa	Paquishapa	26,0	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Chingual	Chingual	25,6	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
Victoria 2	Pastaza	25,0	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Quijos-1	Quijos	24,2	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Chilma	Chilma	23,7	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
Bellavista	Alambí	11,6	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Sigsipamba	Blanco	10,9	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
El Burro	El Burro	10,2	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Girón
Bravo Grande	Bravo Grande	10,0	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Alambí	Alambí	9,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
San Pedro II	San Pedro	9,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
San Francisco II	San Francisco	9,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Tandapi	Pilatón	8,90	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Lucarquí	Catamayo	8,80	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Sozoranga
Echeandia bajo 2	Soloma	8,40	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Bolívar	Echeandia
Uchucay	Uchucay	8,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Balsepamba	Cristal	8,10	Inventario	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Montalvo
Blanco 2	Toachi	8,00	Inventario	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Valencia
Mandur	Mandur	7,80	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón
Palmar	San Miguel	7,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Bolívar
Tulipe	Tulipe	7,80	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Alausí	Alausí-Guasuntos	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Chunchi
Rayo	Cochapamba-Rayo	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Chanchán	Chanchán	7,30	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Alausí
Cebadas	Cebadas	6,95	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Guanoate
Casacay	Casacay	6,10	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Lachas	Lachas	6,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Tomebamba	Tomebamba	6,00	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Vivar	Vivar	5,90	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Pucará
Collay	Collay	5,80	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca
El Cañero	Yanuncay	5,60	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca
Chinambi	Chinambi	5,00	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Tandayapa	Alambi	5,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Pucayacu 1	Quindigua	4,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
Huarhuallá	Huarhuallá	4,60	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Riobamba
Ambato	Ambato	4,00	Inventario	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Ambato
Chilayacu	Chilayacu	3,92	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Chimbo-Guaranda	Illangama	3,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda
Guápulo	Quebrada El Batán	3,20	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
La Concepción	Santiagoullo	3,17	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Rircay	Rircay	3,10	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Solanda	Solanda	3,00	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Loja
Monte Nuevo	Toachi Grande	2,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
El Laurel	La Plata	2,37	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
Chuquiraguas	Chuquiraguas	2,35	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
Ganancay	Ganancay	2,29	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Campo Bello	Suquibí	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda
Intag 2	Intag	1,70	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Salunguire	Salunguire	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Chilanes
Mariano Acosta	Chamachán	1,68	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
Tululbi	Tululbi	1,60	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
M.J. Calle	Canal de riego	1,44	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	La Troncal
Vacas Galindo 1	Intag	1,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mirador 1	Gala	1,15	Prefactibilidad	Naranjal-Pagua	Pacífico	Azuay	Pucará
Río Luis-2 (2)	Luis	1,13	Inventario	Puyango	Pacífico	El Oro	Portovelo
Total		9,429					

4.10.3 Anexo Nro. 4.3: Proyectos de generación y autogeneración en fase de estudios**A) CON TRÁMITE DE OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE**

Proyecto	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Santa Cruz	Privada	Hidroeléctrico	100,0	560	Morona Santiago	Mirador
Pagshillín	Privada	Hidroeléctrico	2,6	16	Cotopaxi	Sigchos
TOTAL			103	576		

B) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE DISEÑO DEFINITIVO CONCLUIDO

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Chespí-Palma Real	Público	Hidroeléctrico	460,0	2.000	Pichincha	Quito
Chontal	Público	Hidroeléctrico	194,0	1.044	Pichincha/ Imbabura	Quito y Cotacachi
La Unión	Público	Hidroeléctrico	94,1	412	El Oro	Pasaje
Angamarca	Privado	Hidroeléctrico	66,0	300,0	Cotopaxi	Pangua
Apaquí	Privado	Hidroeléctrico	36,00	235	Carchi	Bolívar
Angamarca Sinde	Público	Hidroeléctrico	29,1	241	Cotopaxi y Bolívar	Pangua y Guaranda
Infiernillos	Público	Hidroeléctrico	19,60	120,7	Loja	Saraguro
Río Luis	Privado	Hidroeléctrico	15,00	83,0	El Oro	Portovelo / Zaruma
Chinambí	Público	Hidroeléctrico	9,90	45,2	Carchi	Mira
Sardinas Grande	Público	Hidroeléctrico	6,60	42,8	Napo	Archidona
Valladolid	Privado	Hidroeléctrico	5,85	39	Zamora Chinchipe	Palanda
Huapamala	Público	Hidroeléctrico	5,20	30	Loja	Saraguro
Caluma Pasagua	Público	Hidroeléctrico	3,45	21	Bolívar	Caluma
Tigreurco	Público	Hidroeléctrico	3,44	21	Bolívar	Guaranda
TOTAL			948	4.634		

C) PROYECTOS EN ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Ocaña II	Público	Hidroeléctrico	24,00	145	Cañar	Cañar
Tahuín	Público	Hidroeléctrico	2,50	18	El Oro	Arenillas
TOTAL			26,5	163,0		

D) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD CONCLUIDA

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Tortugo	Público	Hidroeléctrico	201,0	864	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Chirapí	Público	Hidroeléctrico	169,2	968	Pichincha	Quito
Llurimaguas	Público	Hidroeléctrico	162,0	718	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Villonaco II	Público	Eólico	46,00	200	Loja	Loja
Villonaco III	Público	Eólico	54,00	235	Loja	Loja
Tránsito	Privado	Hidroeléctrico	3,14	20	Santo Domingo de los Tsáchilas	Santo Domingo de los Colorados
TOTAL			635	3.005		

E) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD CONCLUIDO

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Abitagua	Público	Hidroeléctrico	198,20	1.336	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua Muyo	Público o privado	Hidroeléctrico	170,0	1.242	Tungurahua	Baños
Parambas	Público o privado	Hidroeléctrico	144,5	965	Imbabura	Ibarra
Jondachi Sardinias	Público	Hidroeléctrico	24,0	137	Napo	Archidona
TOTAL			339	2.344		

4.10.4 Anexo Nro. 4.4: Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación



4.10.5 Anexo Nro. 4.5: Índices utilizados en el diagnóstico de la generación en el S.N.I.

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información Fuente
Índice General Energético (GWh)	Diferencia entre el embalse equivalente real y embalse equivalente esperado	Semanal	Cuando el embalse equivalente real es menor al esperado	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva que cubra las incertidumbres en los pronósticos de los caudales, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos y cálculo)
Reserva de potencia (%)	$\text{Potencia Disponible (MW)} - \text{Potencia Despachada (MW)} / \text{Potencia Disponible (MW)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva de potencia para cubrir los desbalances de generación Vs. carga	CENACE (base de datos)
Reserva de energía (%)	$\text{Energía Disponible (MWh)} - \text{Energía Despachada (MWh)} / \text{Energía Disponible (MWh)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva hidráulica y térmica que cubra los periodos de estiaje, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos)
Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)	$(\text{Número de mantenimientos ejecutados} / \text{Número de mantenimientos programados}) * 100$	Mensual	Cuando el indicador sea menor al 95 %	Reducción de la indisponibilidad en el parque generador	CENACE (base de datos)
Índice de indisponibilidad de generación (%)	$\frac{\sum \text{Potencia Indisponible} \cdot \text{Horas Indisponibles}}{\sum \text{Potencia Total} \cdot \text{Horas Totales}}$	Mensual	Mayor que el 7 % para las térmicas y que el 3 % para las hidráulicas	Reducción de los índices de indisponibilidad del parque generador	CENACE (base de datos)