



1

RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Transformación y situación actual del Sector Eléctrico

Durante los últimos años se han ejecutado importantes obras en el sector eléctrico ecuatoriano, encaminadas a garantizar el abastecimiento eléctrico, a través del desarrollo de recursos energéticos locales y priorizando la participación de las energías renovables, especialmente la hidroeléctrica, con el fin de coadyuvar a la diversificación de la matriz energética y disminuir sustancialmente el consumo de combustibles fósiles.

Es así que el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada; al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84 % de fuentes Renovables, y el 40,16 % correspondiente a fuentes No Renovables, y para transportar técnica y eficientemente esta energía, se operaron 3.546,2 km de líneas de transmisión a simple circuito y 2.119,42 km a doble circuito; complementariamente, se operaron un total de 5.252,57 km de líneas de subtransmisión. Además se ha conseguido reducir las pérdidas de energía eléctrica de manera sostenida hasta alcanzar el 11,40%.

Durante los últimos 10 años (período 2008 - 2018) se ha logrado invertir más de doce mil millones de dólares en el sector eléctrico ecuatoriano, con lo cual se ha logrado la reducción de pérdidas de

energía, la mejora en la calidad del servicio y la modernización de los sistemas técnicos y comerciales, generando las condiciones para que florezca la innovación, creando productividad en Ecuador, pasando de ser importadores a exportadores de electricidad.

No solo se trata de producir energía, sino de consumirla de manera inteligente. La eficiencia en el uso ha sido otro de los pilares importantes mediante la aplicación de políticas tarifarias y la ejecución de diferentes programas de eficiencia energética: iluminación eficiente en los hogares y las vías públicas; la sustitución de refrigeradoras antiguas y de alto consumo; la aplicación de normas técnicas y de reglamentos de etiquetado de artefactos de uso en el hogar; la implementación de sistemas de gestión de energía en las principales industrias; y, la sustitución de GLP por electricidad, ha permitido conseguir una importante disminución en la demanda eléctrica a nivel nacional, y con ello ahorros económicos por costos evitados en la instalación de nueva infraestructura de generación necesaria para cubrir esa demanda.

A continuación se presenta la demanda mensual de energía del S.N.I. ecuatoriano, información que ha sido recopilada de las diferentes empresas del sector eléctrico.

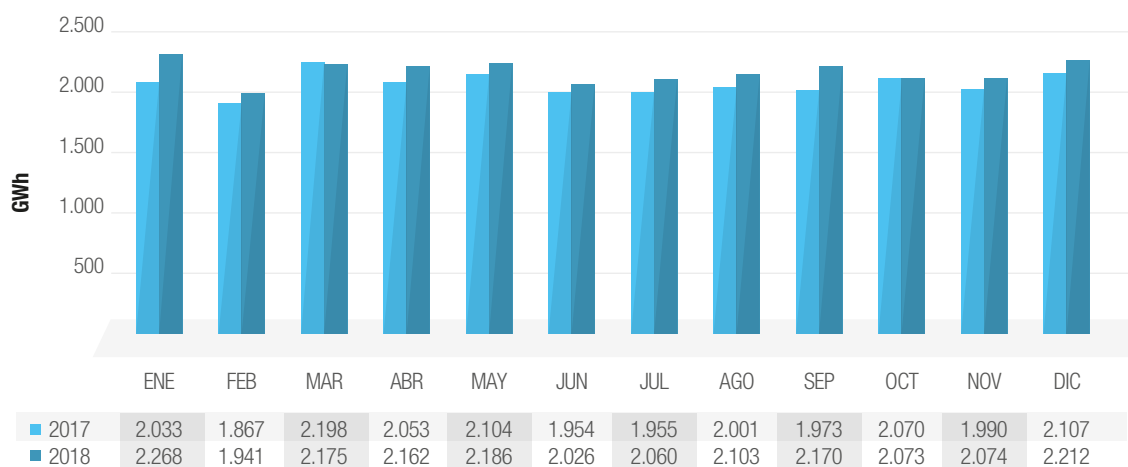


Figura Nro. 1-1: Demanda mensual de energía del S.N.I.

1.1.1 Producción de energía

La producción total de energía eléctrica del Ecuador, en 2018, fue de 29.243 GWh. La componente de energía eléctrica renovable fue de 21.224,31 GWh, que representó un 72,58% del total; mientras que la no renovable 8.019,28 GWh, con un valor de 27,42%.

La producción en el S.N.I. por tipo de energía estuvo integrada por: renovable 21.198,02 GWh (83,54 %) y no renovable 4.177,89 GWh

(16,46 %), la facturación de energía a nivel de usuarios finales fue 21.051,74 GWh.

Durante la última década progresivamente se reforzó el parque generador del país, llegando a 8.826,89 MW al 2018.

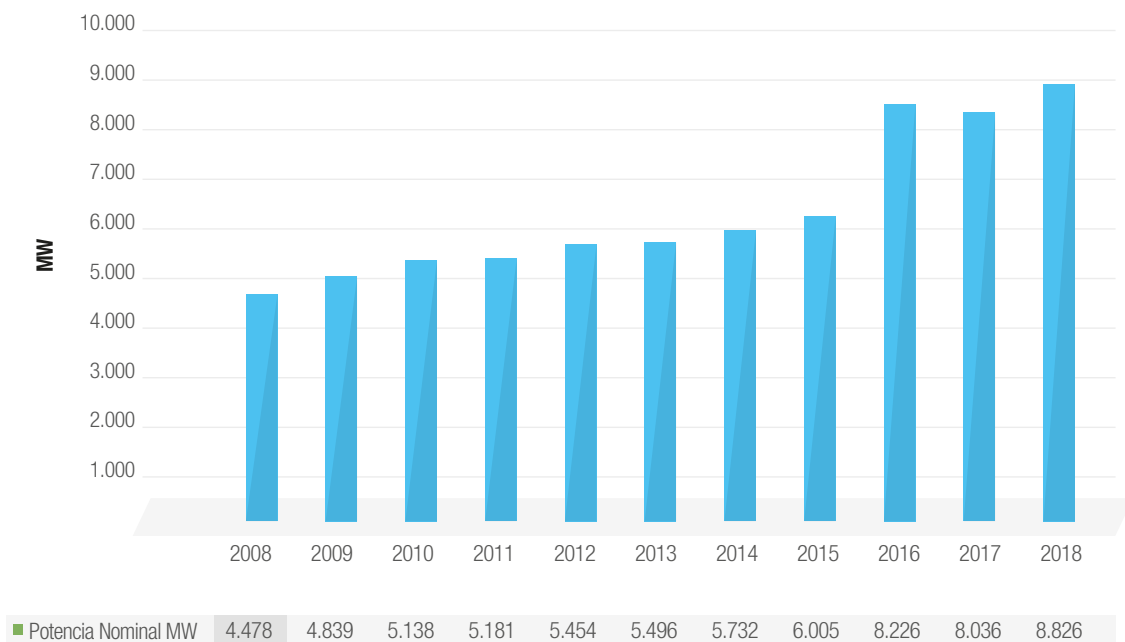


Figura Nro. 1-2: Crecimiento de la potencia instalada

Así mismo, la potencia efectiva en el S.N.I. representó el 87,53%, 7.176,82 MW; y los sistemas no incorporados representaron el 12,47%, 1.005,75 MW, mientras que la capacidad de las centrales

de generación mediante fuentes renovables en el país representaron el 64%, 5.231,72 MW y las no renovables el 36%, 2.950,85 MW.

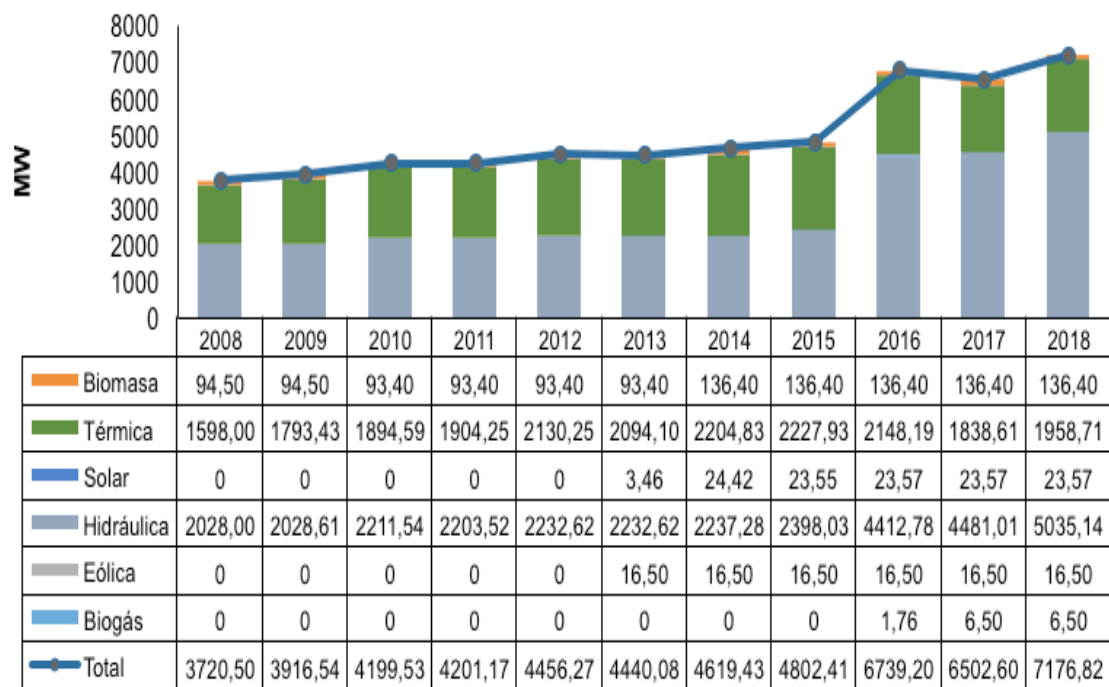


Figura Nro. 1-3: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2008-2018

La producción de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado fue del 86,77%, 25.375,92 GWh, mientras que el 13,23 %, 3.867,66 GWh se produjo en sistemas no incorporados. En el S.N.I. el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 20.661,59 GWh, térmicas 4.177,90 GWh,

fotovoltaicas 34,77 GWh, biogás 45,52 GWh y eólicas 73,70 GWh. Las fuentes renovables en el país representaron el 72,58 %; de los cuales el 97,43 % corresponde a energía hidráulica, 1,8% Biomasa, 0,18 % fotovoltaica, 0,38% eólica y 0,21 % Biogás.

1.1.2 Infraestructura

Al año 2018, el transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV, a simple y doble circuito, registrando un total de 5.665,61 km de longitud. Así mismo, las empresas autogeneradoras y generadoras registraron una longitud de 1.050,2 km de líneas de transmisión y subtransmisión. Las operadoras de distribución operaron un total de 5.252,57 km de líneas.

El S.N.T. cuenta con líneas de transmisión de 500 kV con 460,8 km

de líneas a circuito simple, de 138 kV con 1496,7 km de líneas a circuito simple y 692,5 km de líneas a doble circuito; y, a 230 kV se tienen 1.588,64 km de líneas a circuito simple y 1.426,8 km de líneas a doble circuito.

El sistema de transmisión está conformado por 50 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles y existen 153 transformadores instalados en las subestaciones, con una capacidad máxima de 14.902,63 MVA.

Relación de transformación (kV)	Trifásicos (#)	Monofásicos (#)
230 / 138	46	7
230 / 69	17	6
138 / 69	38	35
138 / 34.5		1
138 / 22		1
138 / 13.8		2

Tabla Nro. 1-1: transformadores instalados.

Se dispone de 41 bancos de condensadores, en varias subestaciones del sistema de transmisión, con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, así mismo en el sistema de subtransmisión durante el periodo 2009 - 2018 se han implementado 164 nuevas subestaciones, incorporando 2.402,37 MVA adicionales; y además se incrementaron líneas en una longitud de 694,57 km.

Por otra parte dentro del sistema de distribución, para el mismo periodo se construyeron 37.920 km de medio voltaje, 12.002 km de

redes de bajo voltaje; y, se instalaron 126.359 transformadores con una capacidad de 5.446 MVA; y se colocaron 1.699.529 medidores de energía.

La infraestructura correspondiente al servicio de alumbrado público general registró 1.548.918 luminarias instaladas, con una potencia de 250 MW, orientándose la política para el servicio de alumbrado público a mejorar la cobertura, con eficiencia energética y lumínica, mediante el reemplazo e instalación de equipos con nuevas tecnologías.

1.1.3 Gestión comercial

Durante la última década ha sido posible mejorar los indicadores respecto a facturación y recaudación de energía eléctrica, los cuales

son el soporte principal de las actividades de operación y mantenimiento que permiten generar la sostenibilidad del servicio eléctrico.

Año	Energía Facturada (GWh)	Energía Facturada (MUSD)	Recaudación (con subsidios) %
2008	13.217,92	1.015,51	93,69%
2018	21.052,01	1.863,77	98,43%

Tabla Nro. 1-2: Energía facturada y porcentaje de recaudación.

1.1.4 Transacciones internacionales de energía

La cifra más baja por importación de energía durante el periodo 2008 - 2018 se registró en el 2017 con 18,52 GWh; cifra que, comparada con la del año 2016, ha representado una reducción del 77 %, debido a las nuevas centrales de generación. Durante el 2018 se ha importado 106,07 GWh desde el sistema colombiano que

corresponde al 100 % de energía importada. Para el mismo periodo, al 2018 se registró una total de 255,6 GWh de energía exportada; provenientes 233,5 GWh del sistema colombiano que correspondió al 91,3 % y 22,13 GWh de Perú que representó el 8,7 %.

1.2 Resultados del estudio de la actualización de la demanda eléctrica

1.2.1 Línea Base

Durante el año 2018, el país demandó para servicio público 24.062 GWh. La demanda máxima de potencia en bornes de generación fue 3.933,41 MW y se produjo el 24 de abril de 2018, mientras que la demanda mínima fue de 3.578,29 MW y ocurrió en el mes de julio.

En la Tabla Nro. 1-3, se presenta información de la demanda de potencia eléctrica y de energía desde el año 2001 hasta el año 2018.

AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
2001	10.859	2.002
2002	11.541	2.132
2003	12.115	2.223
2004	12.960	2.401
2005	13.769	2.424
2006	14.689	2.642
2007	15.457	2.706
2008	16.315	2.785
2009	16.877	2.768
2010	17.594	2.879
2011	18.645	3.052
2012	19.547	3.207
2013	20.269	3.332
2014	21.461	3.503
2015	22.481	3.670
2016	22.355	3.653
2017	23.031	3.746
2018	24.062	3.933

Tabla Nro. 1-3: Demanda eléctrica anual de Potencia (MW) y Energía (GWh).



1.2.2 Resultados

Demanda Eléctrica en el Caso Base

Considera el crecimiento tendencial de la demanda, más las cargas de: proyectos de eficiencia energética, transporte, institutos públicos y privados, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y de desarrollo agroindustrial.

Además, se incluyen los nuevos requerimientos de las cargas singulares y de la conexión del Sistema Nacional Interconectado

con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), que serán conectadas a los sistemas de las empresas distribuidoras y al Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T).

Para el periodo de análisis, en la Tabla Nro. 1-4 y Figura Nro. 1-4, se observa la evolución de la demanda anual de potencia, con un crecimiento medio del 6,66% en bornes de generación.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No.2							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.933	3.933	3.933	3,99%			
2019	4.185	4.295	4.385		6,4%	9,2%	11,5%
2020	4.785	4.958	5.108		14,3%	15,4%	16,5%
2021	5.103	5.346	5.562		6,7%	7,8%	8,9%
2022	5.338	5.661	5.954		4,6%	5,9%	7,0%
2023	5.514	5.924	6.304		3,3%	4,7%	5,9%
2024	5.681	6.186	6.665		3,0%	4,4%	5,7%
2025	5.860	6.468	7.058		3,1%	4,6%	5,9%
2026	6.024	6.739	7.453		2,8%	4,2%	5,6%
2027	6.199	7.028	7.883		2,9%	4,3%	5,8%
Crec.2018-2027	5,18%	6,66%	8,03%				

Tabla Nro. 1-4: Proyección de la demanda de potencia - Caso Base.

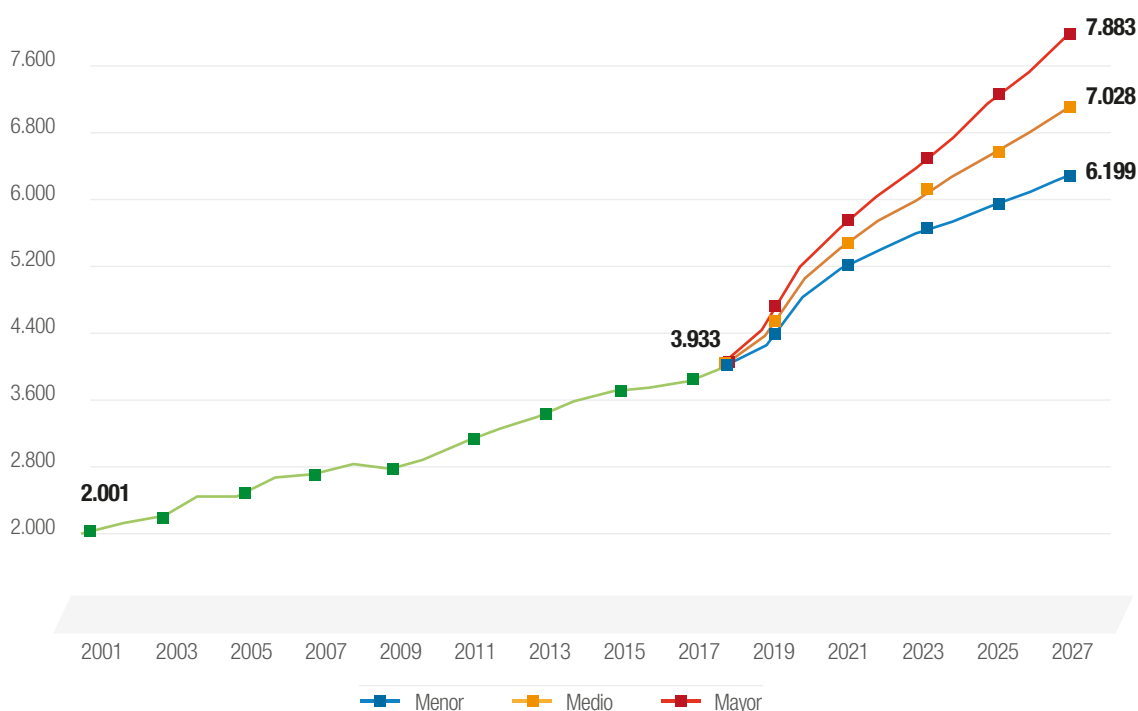


Figura Nro. 1 - 4: Proyección de la Demanda anual de Potencia (MW) en bornes de generación del SNI –Caso Base.

Mientras tanto, la proyección de la demanda de energía, presenta un crecimiento medio del 7,13%, este comportamiento obedece principalmente a las cargas singulares e industriales que se

incorporarán al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), a nivel de distribución y de transmisión.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%			
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%
2023	34.396	37.148	39.793		3,9%	5,4%	6,7%
2024	35.581	38.976	42.311		3,4%	4,9%	6,3%
2025	36.740	40.837	44.953		3,3%	4,8%	6,2%
2026	37.894	42.723	47.715		3,1%	4,6%	6,1%
2027	39.088	44.715	50.696		3,2%	4,7%	6,2%
Crec. 2018-2027	5,54%	7,13%	8,63%				

Tabla No. 1- 5: Proyección de la demanda de energía - Caso Base.

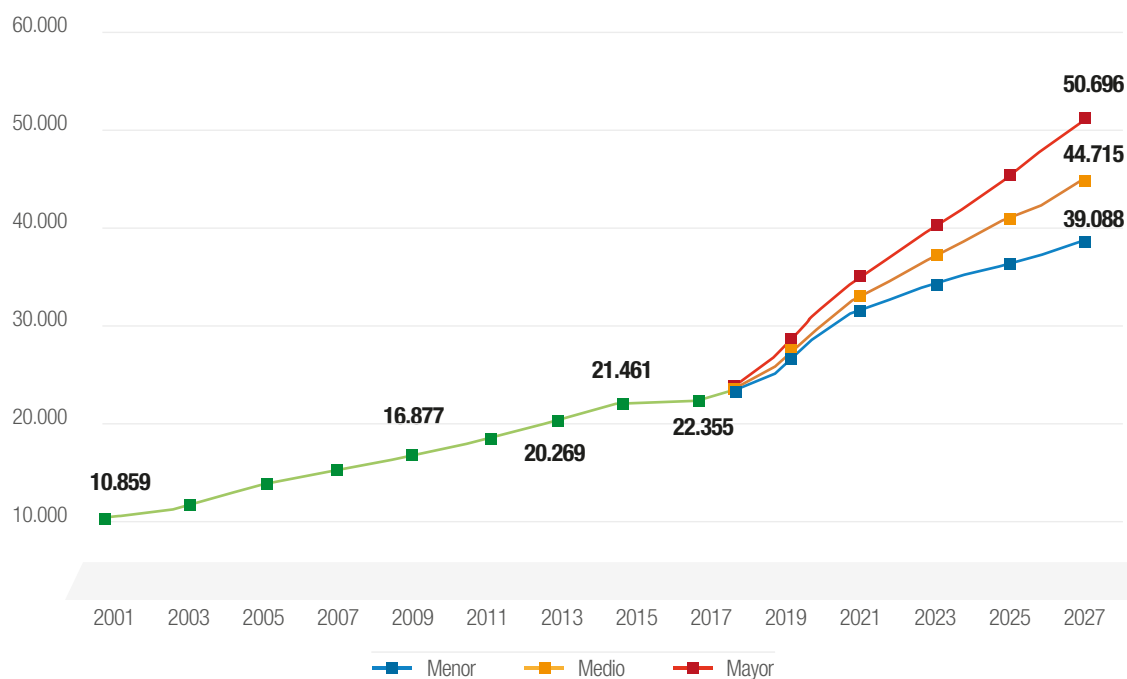


Figura No. 1 - 5: Proyección de la Demanda anual de Energía Eléctrica (GWh) en bornes de generación del SNI – Caso Base.

Demanda Eléctrica en el Caso Matriz Productiva

Se considera el Caso Base y los proyectos que forman el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva.

En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento

económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Para este caso, la proyección de la demanda tanto en potencia, como en energía se observa en las Tablas Nro. 1-6 y Nro. 1-7, y Figuras Nro. 1-6 y Nro. 1-7, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.933	3.933	3.933	3,88%			
2019	4.185	4.295	4.385		6,4	9,2	11,5
2020	4.785	4.958	5.108		14,3	15,4	16,5
2021	5.103	5.346	5.562		6,7	7,8	8,9
2022	5.338	5.661	5.954		4,6	5,9	7,0
2023	6.399	6.809	7.189		19,9	20,3	20,7
2024	6.543	7.047	7.526		2,2	3,5	4,7
2025	6.925	7.533	8.123		5,8	6,9	7,9
2026	7.228	7.943	8.657		4,4	5,4	6,6
2027	7.562	8.392	9.247		4,6	5,7	6,8
Crec. 2018-2027	7,53%	8,78%	9,96%				

Tabla Nro. 1-6: Proyección de la Demanda anual de Potencia - Caso Matriz Productiva.

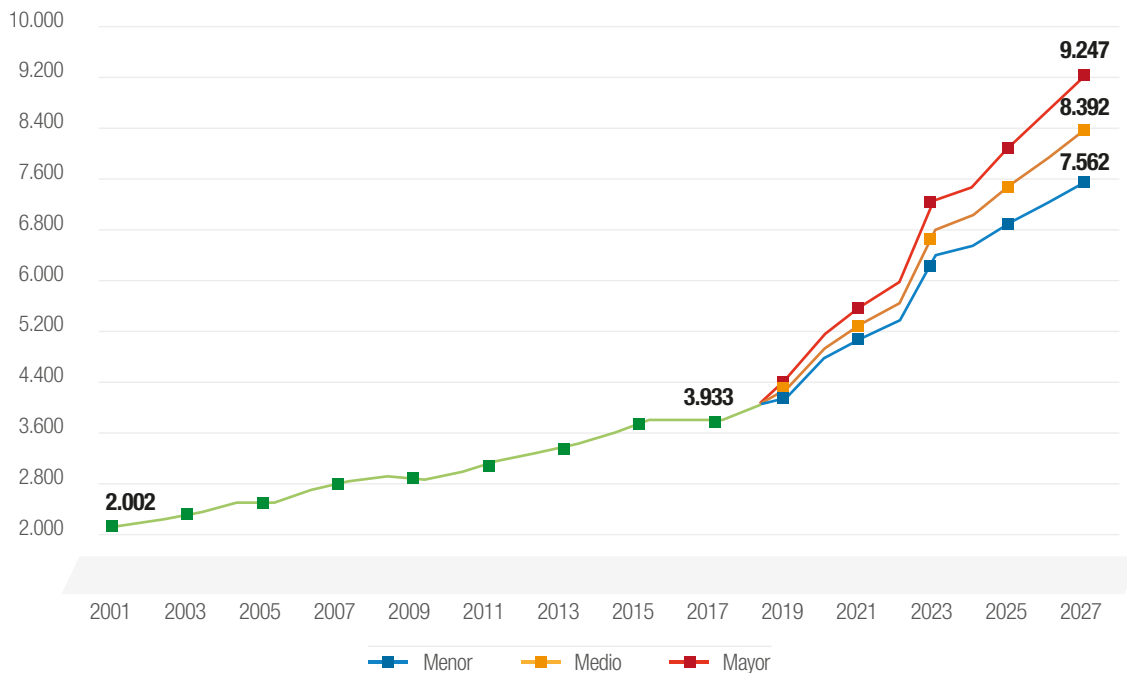


Figura Nro. 1-6: Proyección de la Demanda anual de Potencia (MW) en bornes de generación del SNI –Caso Matriz Productiva.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%			
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%
2023	38.055	40.807	43.452		15,0%	15,7%	16,5%
2024	43.227	46.622	49.957		13,6%	14,2%	15,0%
2025	45.387	49.485	53.600		5,0%	6,1%	7,3%
2026	47.822	52.652	57.643		5,4%	6,4%	7,5%
2027	50.324	55.951	61.932		5,2%	6,3%	7,4%
Crec. 2018-2027	8,54%	9,83%	11,08%				

Tabla No. 1-7: Proyección de la demanda anual de energía eléctrica - Caso Matriz Productiva.

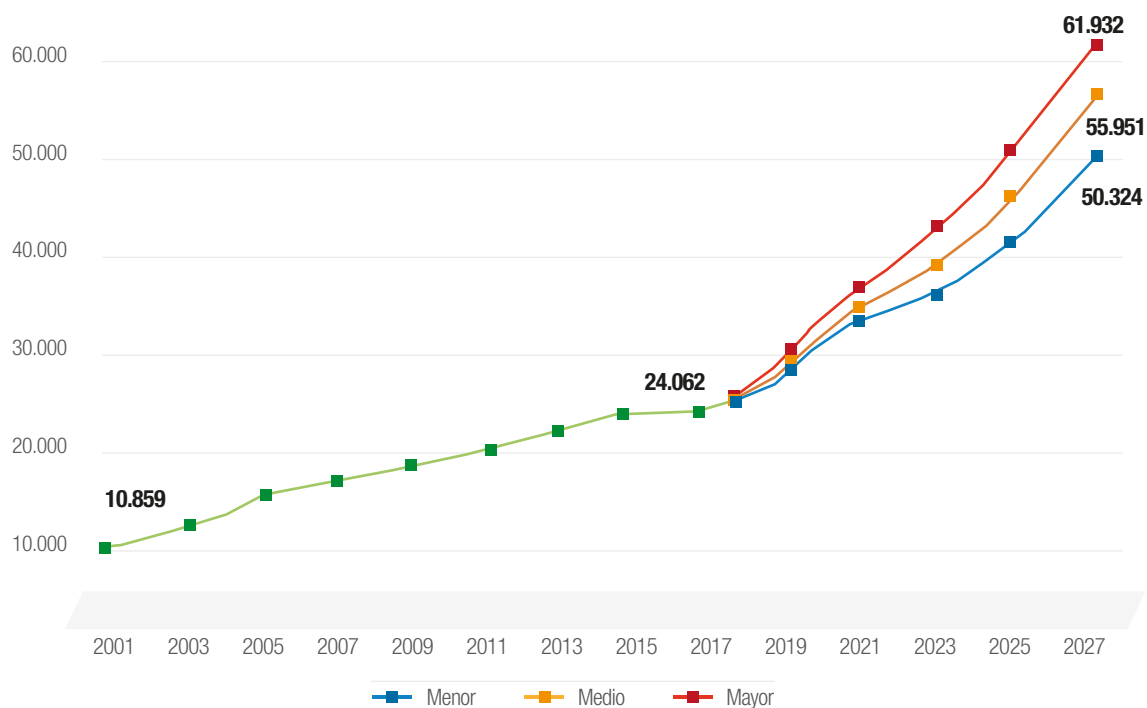


Figura No. 1 -7: Proyección de la Demanda anual de Energía Eléctrica (GWh) en bornes de generación del SNI – Caso Matriz Productiva.

1.3 Resultados de la expansión de la generación

El Plan de Expansión de la Generación 2018 – 2027 determina los proyectos de generación requeridos para el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y para Galápagos, con el aprovechamiento de recursos energéticos locales, principalmente de los renovables; en un

ámbito de soberanía energética, con la visión de convertir al Ecuador en un país exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

1.3.1 Línea Base

En la Tabla Nro.1-8 se observa la potencia nominal y efectiva del parque generador del Ecuador, desagregada por tipo de sistema y por tipo de tecnología.

Sistema	Tipo Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
No Incorporado	Eólica	4,65	0,05%	4,65	0,06%
	Hidráulica	6,06	0,07%	5,79	0,07%
	Solar	3,17	0,04%	3,17	0,04%
	Térmica	1302,49	15,01%	992,14	12,31%
Total No Incorporado		1316	15,17%	1006	12,47%
S.N.I.	Biogás	7,26	0,08%	6,50	0,08%
	Biomasa	144,30	1,66%	136,40	1,69%
	Eólica	16,50	0,19%	16,50	0,20%
	Hidráulica	5065,34	58,38%	5035,14	62,45%
	Solar	24,46	0,28%	23,57	0,29%
	Térmica	2252,65	24,23%	1958,71	22,81%
Total S.N.I.		7511	84,83%	7177	87,53%
Total general		8827	100,00%	8183	100,00%

Tabla Nro. 1 8: Potencia Nominal y Efectiva del Ecuador.

Adicionalmente, se dispone de dos interconexiones: Colombia con 525 MW y Perú con 110 MW. La producción nacional de energía por tipo de sistema durante el año 2018 se presenta en la Tabla Nro. 1-9.

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.678,00	70,45%
	Eólica	80,26	0,27%
	Fotovoltaica	38,08	0,13%
	Biomasa	382,44	1,30%
	Biogás	45,52	0,16%
Total Energía Renovable		21.224,30	72,32%
No Renovable	Térmica MCI	4.942,06	16,84%
	Térmica Turbogás	1.339,29	4,56%
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,92%
Total Energía No Renovable		8.019,28	27,32%
Total Producción Nacional		29.243,58	99,64%
Interconexión	Colombia	106,08	0,36%
	Perú	-	0,00%
	Importación	106,08	0,36%
Total Producción Nacional + Importación		29.349,66	100,00%

Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I.		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.661,59	81,08%
	Eólica	73,7	0,29%
	Fotovoltaica	34,77	0,14%
	Biomasa	382,44	1,50%
	Biogás	45,52	0,18%
Total Energía Renovable S.N.I.		21.198,02	83,19%
No Renovable	Térmica	4.177,89	16,40%
Total Energía No Renovable S.N.I.		106,08	0,42%
Total Producción Nacional S.N.I.		0	0,00%
Interconexión	Colombia	106,08	0,42%
	Perú	25.481,99	100,00%
	Importación	106,08	0,36%
Total Producción Nacional + Importación		29.349,66	100,00%

Tabla Nro. 1-9: Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2018.

1.3.2 Centrales recientemente incorporadas

Entre los años 2017 y 2018 se incorporaron las centrales de generación indicadas en la Tabla Nro. 1-10.

Central	Empresa / Institución	Pública o privada	Tipo	Potencial Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Año de ingreso
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	275,00	274,50	2018
Delsitanidagua	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	EliEnergy	Privada	Hidroeléctrico	38,25	38,25	2018
Topo	Ecuagesa	Privada	Hidroeléctrico	29,20	27,00	2017
Sigchos	Hidosigchos	Privada	Hidroeléctrico	18,60	18,39	2017
Palmira 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	686	

Tabla Nro. 1-10: Centrales de generación eléctrica incorporadas entre 2017 y 2018.

1.3.3 Resultados para el Sistema Nacional Interconectado

Cada caso del estudio de la demanda planteado anteriormente, representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres

en la demanda. Por ello, a continuación se presentan proyectos de expansión del Caso Base y se complementan con proyectos de generación para el Caso Matriz Productiva.

Caso Base

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Base (Figura No. 1-8).

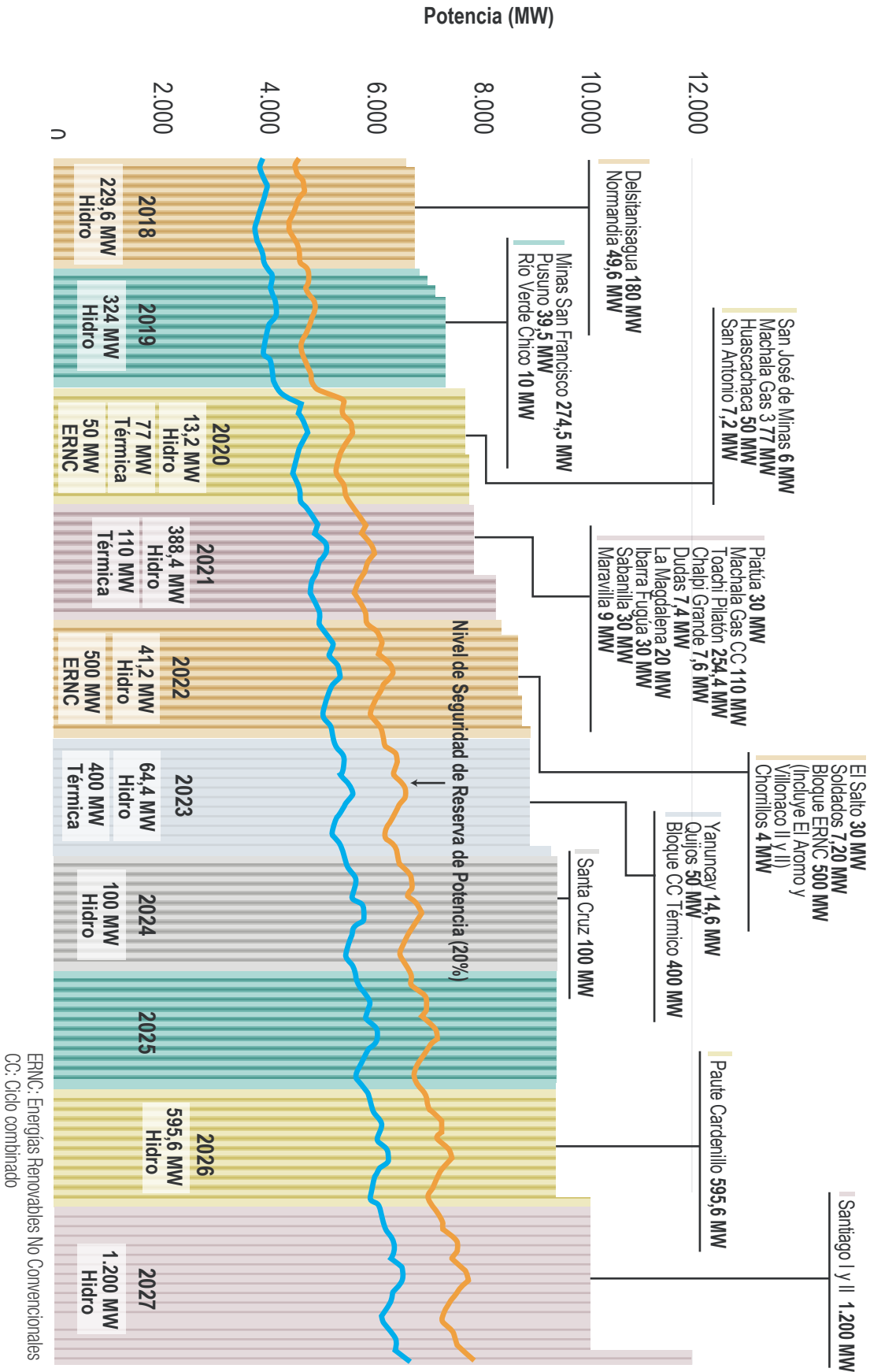
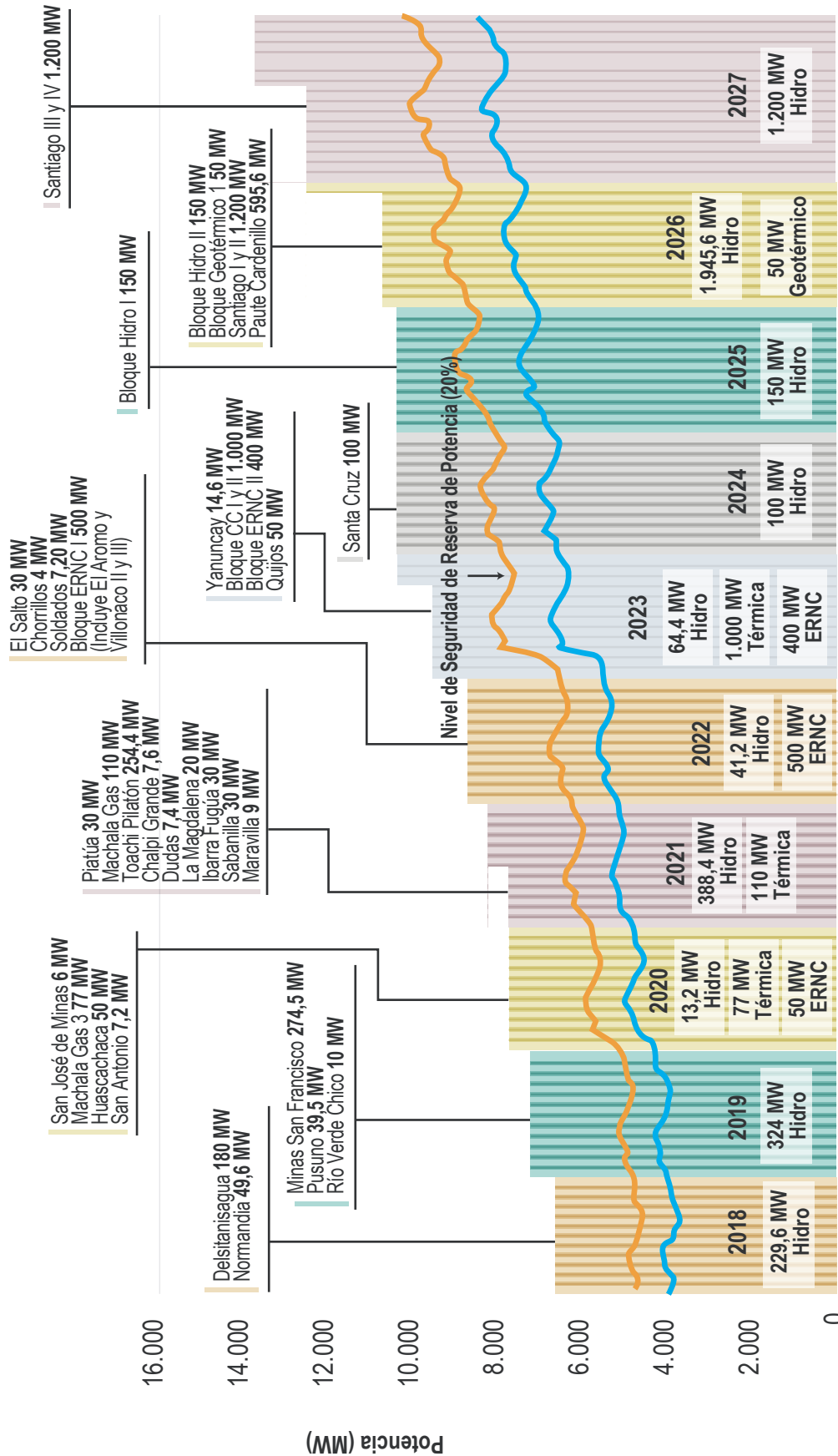


Figura No. 1-8: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Base.

Caso Matriz Productiva

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Matriz Productiva (Figura No. 1-9).



ERNC: Energías Renovables No Convencionales
CC: Ciclo combinado

Figura Nro. 1-9: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Matriz Productiva.

El Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, cumplen con la reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (con 90 % de probabilidad de excedencia),

y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones. Adicionalmente, se ha verificado el cumplimiento del VERE¹ y VEREC².

Inversión Estimada

La Tabla Nro. 1-11 muestra los requerimientos de inversión estimada.

Año	Inversión estimada	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2018	268,7	268,7
2019	328,0	328,0
2020	514,9	627,4
2021	892,5	1.470,0
2022	1.162,5	1.768,5
2023	910,2	1.667,2
2024	789,8	988,8
2025	702,0	875,0
2026	620,0	700,0
2027	467,9	361,4
Total	6.656,5	9.055,0

Tabla Nro. 1-11: Inversiones estimadas en el PEG 2018 – 2027, S.N.I. Caso Base y Caso Matriz Productiva, en millones de dólares.

1.3.4 Resultados para el Sistema de Galápagos

Para el sistema aislado de Galápagos, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente exige la necesidad de 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.

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas. A continuación se presentan los resultados:

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
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

¹ Valor esperado del racionamiento de energía cuyo valor límite es el 1,5%.

² Valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 2%.

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo
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.1-12: 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.*

Sumando las inversiones del Plan de Expansión de Generación del S.N.I. y el Plan de Expansión de Galápagos, en el periodo 2018 –

2027, se requerirían 6.760 millones de dólares para el Caso Base y 9.158 millones de dólares para el Caso Matriz Productiva.

1.4 Plan de expansión de la transmisión

A continuación se presenta el resultado de los análisis técnicos y económicos realizados para la expansión de la red de transmisión, realizados a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas del sistema para los años 2018 - 2019.

La expansión del sistema de transmisión de la próxima década permitirá garantizar en el S.N.I. los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

1.4.1 Línea base

Con la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Sopladora, Delsitanisagua, Minas – San Francisco y Coca Codo Sinclair, se conformó en el sistema dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora, Delsitanisagua y Minas - San Francisco) con una capacidad instalada del orden de los 2.150 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW, mejorando la confiabilidad operativa del S.N.I., cuyo sistema de transmisión operó durante varios años estresado debido a las altas transmisiones de potencia que se realizaban desde el Paute para alimentar la parte norte del país.

Este particular, modificó de forma importante la configuración del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), donde además del anillo troncal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba, se

han formado tipologías similares en las zonas de Guayaquil y Quito, y un sistema de transmisión San Rafael – El Inga de 500 kV.

El SNT al 2018, tiene líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV. En 500 kV se dispone de 460,80 km de líneas a circuito simple, a 230 kV se tienen 3.015,53 km de líneas a simple y doble circuito; y, en 138 kV se dispone de 2.189,29 km de líneas a simple y doble circuito.

Dispone de 51 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles, los patios de maniobras de subestaciones de 500 y 230 kV disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio. La capacidad máxima de transformación es de 14.902,63 MVA.

1.4.2 Resultados

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2018–2027, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha procedido a realizar los análisis de diagnóstico del sistema para el corto y largo plazo, incluyen aquellas obras consideradas en el PET previo (PET 2016 - 2025) que no han sido modificadas por los análisis realizados, excluyen las obras que han concluido su ejecución o que se encuentran en servicio, y realiza un análisis básico de los requerimientos de infraestructura necesarios a nivel de transmisión para la evacuación de toda la generación de los bloques de Energía Renovable No Convencional y el ingreso del proyecto termoeléctrico de Ciclo Combinado para el año 2022, Para los bloques de ERNC, en función de la ubicación y potencia de cada

uno, realiza una descripción básica del posible punto de conexión al S.N.I., sin embargo es importante mencionar que son necesarios estudios eléctricos específicos tanto en estado estable como dinámico, para determinar las posibles afectaciones que podrían existir ante el ingreso de esta gran cantidad de generación fotovoltaica y térmica en el sistema.

Es importante resaltar que para la actualización del PET se considera la carga camaronera embebida en la demanda de las distribuidoras en su zona de servicio y para el caso de la carga petrolera se proyecta su abastecimiento desde el SNT a partir del año 2021.

1.4.2.1 Inversión estimada total del PET 2018 – 2027

Las inversiones requeridas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, asciende a 1.793,09 millones de dólares:

- 981,62 millones de dólares, en el corto plazo; y,
- 811,47 millones de dólares, en el Largo Plazo.

Es importante señalar que al no haberse incluido obras de transmisión asociadas a Proyectos Renovables No Convencionales y Ciclo

Combinado, los proyectos o sistemas de transmisión de los dos casos de análisis serían prácticamente los mismos.

Para cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos y garantizar el normal abastecimiento de la demanda a lo largo del periodo de análisis, es indispensable disponer de los recursos económicos necesarios de forma oportuna para la ejecución de las obras de expansión propuestas. La Figura 1-10, muestra, el flujo de inversiones por año, expresados en millones de dólares

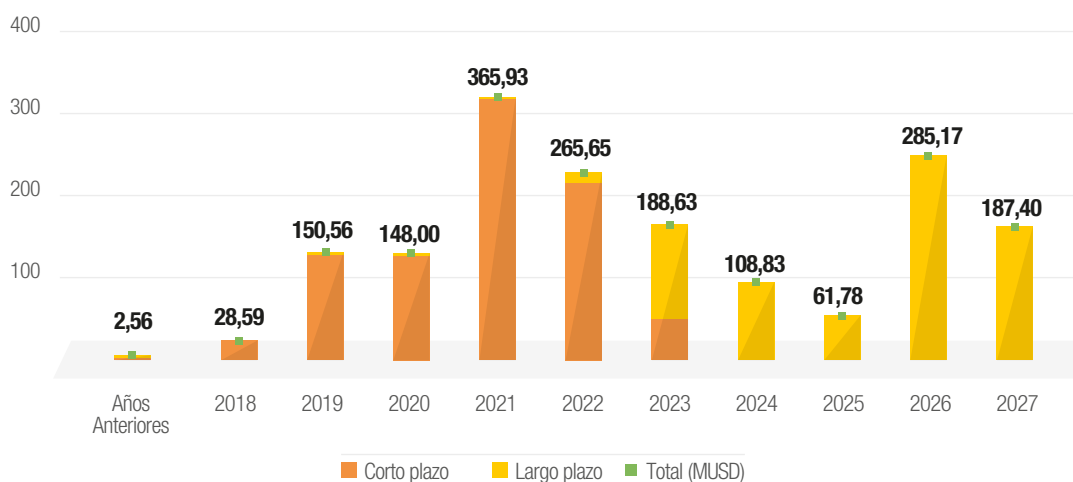


Figura 1-10: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

La columna años anteriores acumula todos los desembolsos realizados previamente

Corto Plazo: comprende los años 2018 al 2022

Largo Plazo: comprende los años 2023 al 2027

1.4.2.2 Corto plazo

La entrada en operación del sistema de 500 kV, El Inga-Tisaleo-Chorrillos con sus interconexiones al sistema troncal de 230 kV, de manera general permiten una operación segura del S.N.I. No obstante, para el corto, mediano y largo plazo; el sistema de transmisión, especialmente de la zona de Guayaquil; requiere de obras adicionales, con la finalidad de cumplir con la demanda creciente a través del aprovechamiento energético de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica.

El Plan de Expansión de Transmisión 2018 - 2027 para el Corto Plazo, contempla la ejecución de los proyectos definidos como resultado de los “Estudios de diagnóstico de la situación actual” realizados por CENACE (años 2018 y 2019) y los “Estudios de diagnóstico de corto plazo proyectado” (años 2020, 2021 y 2022) elaborados por CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Zona Noroccidental	2do sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión Concordia - Pedernales 138 kV	44,70
	1er sem 2020		Sistema de Transmisión Quevedo- San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV	45,54
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía	1,20
	2do sem 2022		S/E Esmeraldas, Autotransformador Trifásico , 100/133/167 MVA	4,97
			Subestación Esmeraldas, ampliación 138kV	1,51
Zona Nororiental	1er sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV 2/	57,96
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV	38,00
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV	33,33
			Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV	38,24
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)	304,10
	2do sem 2022		Línea de Transmisión Tisaleo - Totoras 230kV	4,37
			Subestación El Inga, ampliación 138kV, 2 bahías	2,02
Zona Suroccidental	1er sem 2019	En Ejecución	Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	2,89
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV	23,34
			Línea de Transmisión Pascuales - Lago de Chongón 138 kV, repotenciación	4,42
		Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA	6,02	
	1er sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías	2,00
			Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV	1,29
	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV , 300MVA		38,50	
	Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV		14,58	
	Nueva Ampliación Subestación Posorja 138/69 kV		4,93	
	Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV 225MVA		16,49	
	Sistema de Transmisión la Avanzada 230/138 kV		34,70	
	Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV		33,83	
	Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV		46,95	
	Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV		1,51	
	Ampliación Subestación Quevedo 230/69 kV		6,31	
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Subestación Palestina 230/138/69 kV	37,34
	2do sem 2022	Con Financiamiento	Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2X100 MVA	27,82
Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA			23,13	
Gestión de Financiamiento		Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	32,13	
Zona Suroriental	1er sem 2020	Con Financiamiento	Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA	3,80
	Ampliación Subestación Taday 230 kV		6,66	
	1er sem 2021	Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza - Bomboiza 230 kV	33,30
Zona Nacional	2do sem 2020	Con Financiamiento	Equipos de Transformación de Reserva	3,76
Total				981,62

Tabla Nro. 1 13: Sistemas/Proyectos - Corto Plazo.

1.4.2.3 Largo plazo

La entrada en operación de industrias siderúrgicas, de cobre y aluminio en la zona de Posorja, requerirá potencia adicional (950 MW), la cual será abastecida según el Plan de Expansión de Generación con el desarrollo del proyectos de Ciclo Combinando (Fase I: 400 MW, año 2022 y Fase II: 600 MW, año 2023) e hidroeléctricos Paute –

Cardenillo (595 MW, año 2025) y Santiago (1.200 MW, año 2026 y 1.200 MW adicionales en el año 2027).

Las transferencias de potencia desde el proyecto Santiago a la zona de Posorja, se realizará mediante un sistema de transmisión de 500 kV, que prevé la construcción de las subestaciones 500/230 kV Taday, Pasaje y Posorja; y, de las líneas de interconexión respectivas.

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto	Total (USD)
Zona Sur-Occidental	1er sem 2024	Gestión de Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
	1er sem 2025		Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
Zona Sur-Oriental			Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	22,99
	2do sem 2025		Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	7,54
Zona Nacional	1er sem 2023		Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	256,13
	2do sem 2026		Sistema de Transmisión Santiago 500 kV (2400 MW)	516,25
			Total	811,47

Tabla Nro. 1-14: Sistemas/Proyectos - Largo Plazo.

1.5 Resultados de la expansión y mejoras de la distribución

A continuación se presenta el resultado del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución para el período 2018 – 2027.

Este Plan se sustenta en los análisis técnicos realizados por cada una de las empresas eléctricas de distribución, las cuales han considerado para el mismo, el abastecimiento del crecimiento de la demanda

eléctricas dentro de sus áreas de servicio; así como a mejorar la calidad, continuidad, confiabilidad, sustentabilidad y sostenibilidad del servicio de Energía Eléctrica, cuyo resultado se podrá reflejar en las metas propuestas de cobertura eléctrica, calidad del servicio y de reducción de pérdidas de energía.

1.5.1 Línea base

En el Estudio de la Demanda Eléctrica, se señala que, durante el año 2018 el país demandó para servicio público de energía eléctrica 24.062 GWh; así como, y en lo que corresponde a potencia, a nivel de bornes de generación fue 3.933,41 MW y se produjo el 24 de abril de 2018, mientras que la demanda mínima fue de 3.578,29 MW y ocurrió en el mes de julio, siendo la energía entregada a los sistemas de distribución en el año 2018 fue de: 23.745 GWh, de los cuales se facturaron 21.055 GWh, teniendo un nivel de pérdidas de energía por el orden de 11,37% la cobertura eléctrica alcanzada fue de 97,05%, lo que corresponde a un total de 4,5 millones de clientes residenciales registrados por las empresas eléctricas de distribución.

En lo que corresponde a infraestructura; en el sistema de subtransmisión, a diciembre de 2018 se contó con 385 subestaciones con una capacidad de 6.623 MVA; y líneas de subtransmisión con niveles de voltaje de 46 kV, 69 kV y 138 kV, con una longitud aproximada de 5.490 km,

El sistema de distribución tiene aproximadamente 101.762 km de redes de medio voltaje, 93.123 km de redes de bajo voltaje, 324.776 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de 12.445,41 MVA; y 5.157.553 medidores de energía.

Las empresas eléctricas de distribución a diciembre del 2018, registraron 4,5 millones clientes residenciales.

1.5.2 Resultados

Para la elaboración del Plan de Expansión y Mejoras de Distribución 2018 – 2027, las empresas eléctricas de distribución realizaron el análisis para los dos casos considerados en el PME, es decir para el Caso Base y Caso Matriz Productiva.

Es importante resaltar que en la actualización del PED, las empresas eléctricas consideraron el abastecimiento de las cargas singulares desde los sistemas de distribución, como es el caso de las cargas relacionadas con el sector camaronero proyectos de electromovilidad impulsados, entre otros.

1.5.2.1 Metas

Para el periodo 2018-2027, se han determinado las siguientes metas:

Cobertura eléctrica

Considerando el número de clientes residenciales incorporados al sistema comercial de las empresas distribuidoras y el crecimiento

demográfico de la población proyectado por el INEC, se plantea que para el año 2027 se alcance una cobertura eléctrica de 97,99%.

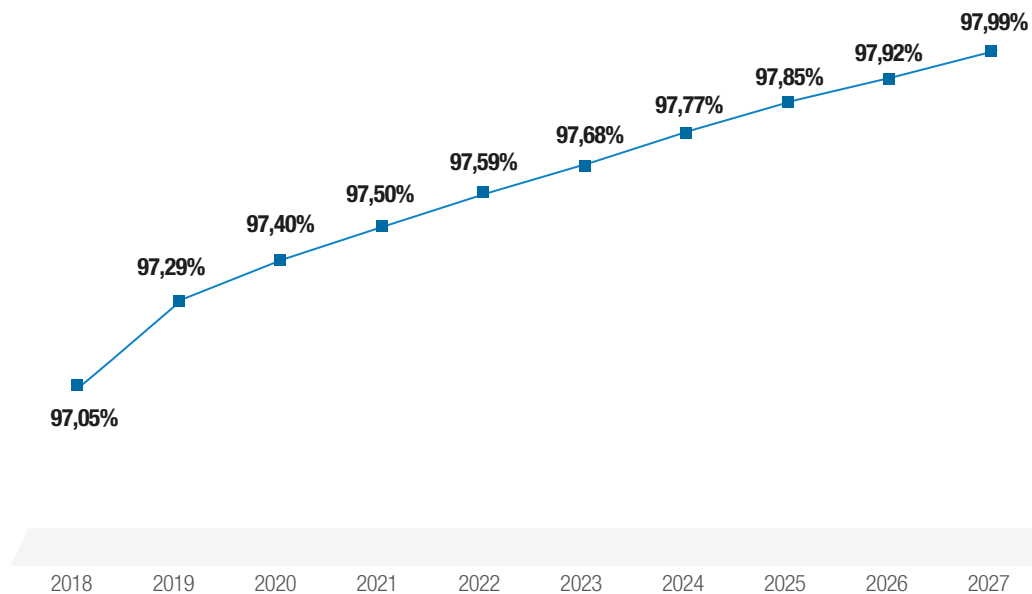


Figura Nro. 1-11: Metas de la cobertura eléctrica del 2018-2027.

Pérdidas de Energía

Se establece como meta para el año 2027, alcanzar un nivel de pérdidas totales de 8,92% en los sistemas eléctricos de distribución, conforme al detalle anual que se muestra en la tabla siguiente.

Año	Total Pérdidas GWh	Total Pérdidas %
2018	2.706,0	11,40%
2019	2.760,1	11,05%
2020	2.733,7	10,59%
2021	2.697,5	10,07%
2022	2.726,5	9,78%
2023	2.754,3	9,53%
2024	2.792,5	9,33%
2025	2.838,7	9,17%
2026	2.892,6	9,03%
2027	2.954,6	8,92%

Tabla Nro. 1-15: Metas de pérdidas de distribución.

Luminarias a Instalarse

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, acceso a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como al confort de las personas se plantea como

meta la instalación de 534.076 luminarias durante el periodo 2018–2027, conforme al detalle anual que se muestra en la tabla siguiente.

Número de Luminarias	
2018	99.889
2019	49.945
2020	29.967
2021	20.977
2022	37.758
2023	71.740
2024	78.914
2025	71.023
2026	56.818
2027	17.045
Total	534.076

Tabla Nro. 1-16: Meta de luminarias.

Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución

El manejo de la información es un elemento fundamental para cumplir con los objetivos y metas planteadas, por lo que se prevé la siguiente implantación.

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Medidores AMI Instalados	3%	4%	5%	7%	8%	10%	11%	12%	13%	15%
Automatización de alimentadores	0,62%	1,50%	3%	6%	8%	10%	12%	14%	15,50%	17%
Subestaciones Automatizadas	92%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Transformadores de distribución monitoreados	3%	6%	10%	13%	16%	19%	22%	25%	28%	32%

Tabla Nro. 1-17: Metas - Modernización y Automatización del sistema de distribución.

1.5.2.2 Inversiones

Los recursos requeridos por parte de las empresas eléctricas de distribución para el desarrollo de los proyectos propuestos para el cumplimiento de las metas planteadas, dentro del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución ascienden a 4.735 millones de USD para el Caso Base; y, 5.033 millones de USD para el Caso Matriz

Productiva, conforme al alcance del Plan Maestro de Electricidad.

A continuación se detalla a nivel de empresa eléctrica distribuidora y por cada año del periodo determinado en el PME, las inversiones para el PED.

Inversiones PED 2018 – 2027 para el Caso Base.

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	11,64	14,44	14,63	14,62	15,80	15,31	14,30	12,85	12,59	137,41
CNEL U.N. El Oro	10,85	13,32	17,31	24,89	25,51	16,39	19,68	19,52	12,61	9,35	169,43
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	20,72	15,39	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	170,75
CNEL U.N. Guayaquil	28,72	51,96	38,11	41,44	34,38	40,18	38,35	36,41	32,67	30,40	372,62
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,49	62,63	74,29	43,05	31,49	40,61	29,02	22,79	17,92	12,74	372,04
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	18,60	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	7,03	3,41	167,68
CNEL U.N. Manabí	39,40	70,49	56,33	56,91	64,21	49,34	50,82	59,35	53,10	47,96	547,92
CNEL U.N. Milagro	5,25	21,80	25,57	23,22	9,39	10,72	13,19	15,15	10,73	10,08	145,11

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	22,21	18,80	15,94	22,63	20,43	18,85	12,38	11,52	10,83	161,10
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	20,97	37,52	27,99	18,33	15,22	18,62	16,76	12,90	12,45	202,72
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	17,30	24,74	21,78	22,39	22,14	20,69	15,20	13,43	190,94
CNEL EP	193,55	341,01	340,51	323,63	294,66	257,50	259,26	247,36	201,89	178,36	2.637,72
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,48	47,44	441,40
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	1,01	11,34
E.E. Centro Sur	48,25	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	37,78	36,69	417,59
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,61	12,46	164,68
E.E. Galápagos	2,93	2,14	5,51	3,52	2,08	2,27	2,52	2,08	1,18	0,96	25,19
E.E. Norte	17,05	20,15	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	7,11	6,81	101,68
E.E. Quito	101,05	118,18	74,35	68,20	61,12	53,88	43,44	36,81	25,27	16,81	599,11
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	14,65	13,69	159,79
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,22	12,29	177,42
TOTAL	445,16	623,65	574,78	544,29	500,46	462,65	456,61	437,63	364,20	326,50	4.735,92

Tabla Nro. 1-18: Inversión por distribuidora Caso Base.

Inversiones PED 2018 – 2027 para el Caso Matriz Productiva.

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	13,09	14,67	14,63	15,93	15,80	15,31	14,30	12,65	12,18	139,79
CNEL U.N. El Oro	10,85	19,35	19,48	28,69	29,05	19,93	19,70	19,52	17,50	14,60	198,66
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	28,09	22,66	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	185,39
CNEL U.N. Guayaquil	57,01	60,40	50,96	56,91	61,84	61,03	44,91	40,75	37,21	31,61	502,64
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,91	72,56	77,48	44,00	31,78	40,90	29,13	22,90	20,11	13,59	390,36
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	26,56	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	9,32	7,25	181,77
CNEL U.N. Manabí	39,55	76,17	56,33	62,91	64,21	49,34	50,82	59,35	49,91	42,96	551,57
CNEL U.N. Milagro	5,25	26,17	25,97	23,22	9,39	10,72	16,07	15,15	11,33	10,43	153,70
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	28,23	24,83	21,12	23,53	21,32	18,85	12,38	11,98	10,93	180,68
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	23,12	42,56	29,77	22,55	19,44	18,62	16,76	11,72	10,69	217,19
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	26,36	25,41	21,78	22,39	22,14	20,69	17,89	15,20	205,13
CNEL EP	222,42	400,40	386,74	357,48	332,39	287,30	268,83	251,82	214,96	184,54	2.906,88
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,05	46,85	440,38
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	0,94	11,27
E.E. Centro Sur	49,02	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	40,97	40,13	425,00
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,16	11,67	163,45
E.E. Galápagos	2,94	5,54	5,51	3,52	2,58	2,50	2,52	2,48	1,58	1,41	30,58
E.E. Norte	17,05	26,65	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	6,61	6,24	107,11
E.E. Quito	104,26	122,37	74,35	71,46	61,12	53,88	43,44	36,81	26,12	17,23	611,04
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	15,15	14,08	160,67
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,88	11,44	177,24
TOTAL	478,02	697,12	621,02	581,40	538,68	492,68	466,18	442,48	381,48	334,52	5.033,60

Tabla Nro. 1-19: Inversión por distribuidora caso matriz productiva.

1.6 Resultados del análisis económico financiero

Se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, para la tarifa aplicada al consumidor final dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación del período 2018 – 2027. Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo anual del servicio eléctrico.
- Estimación del resultado de la aplicación tarifaria anual del sector eléctrico.

Hipótesis del Estudio

Para el presente estudio se ha definido dos escenarios de simulación: Caso Base y Caso Matriz Productiva, mismos que han sido seleccionados, por su representatividad e impacto dentro del sector eléctrico. Estos escenarios son concordantes con los capítulos respectivos de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.

Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

- Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del Caso Base, pues incluye la demanda de las industrias básicas.
- La energía generada se despacha en base a la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).

- Inclusión del concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, para la generación privada.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME. Los resultados y conclusiones del estudio, constituyen una herramienta para la toma de decisiones y análisis de los comportamientos esperados dentro del sector eléctrico.

- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo será la entrada en operación de las líneas de 500 kV.
- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia internacional.
- EL servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente a la actividad de distribución.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento.

1.6.1 Inversiones necesarias

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 se requiere de los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (Millones USD)	Caso Matriz Productiva (Millones USD)
Plan de expansión de la generación	6.150	9.155
Plan de expansión de la transmisión	1.793	1.793
Plan de expansión y mejoras de la distribución	4.736	5.034
Total Nacional	12.679	15.982

Tabla Nro. 1-20: Resumen de recursos económicos para el PME 2018-2027.

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés), y a su vez una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga

cada vez una participación mayor; para tal efecto, el sector eléctrico actualmente está estructurando las condiciones adecuadas para las asociaciones público –privadas, APP. Los montos de las inversiones de generación varían con relación a las indicadas en el capítulo 4 de este Plan, debido a que por la metodología para el análisis económico financiero, se considera la inversión total del proyecto en el año de su ingreso en operación.

1.6.2 Costo del servicio eléctrico para la tarifa

Los costos fijos para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, están compuestos por:

- Los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M),
- Los costos asociados a la calidad, confiabilidad & disponibilidad,
- Los costos asociados a la responsabilidad ambiental,
- Expansión del servicio eléctrico (actividad distribución); y,
- Para la actividad de generación se incluyen además los costos variables requeridos para la producción de energía.
- Para la generación privada se incluye el concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, a través de la determinación de una anualidad con tasas de descuento y vidas útiles definidas.

No se consideran los costos asociados al servicio de la deuda en las inversiones públicas.

La asignación de los costos de AO&M, tienen como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, ligados a un proceso de supervisión y control de estos parámetros en base a la normativa vigente.

En este estudio se considera para la determinación del costo del servicio eléctrico: la revisión de metodologías internacionales, el procedimiento utilizado actualmente por la ARCONEL, y aquellas modificaciones aplicables para los casos de estudio, según la normativa vigente.

1.6.3 Resultados del análisis para el Caso Base

Para el análisis de este escenario del Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027, se considera un monto global de inversiones de 12.679 millones de dólares, que corresponden a las actividades de

generación, transmisión y distribución, cuya participación porcentual se muestra en la figura siguiente.

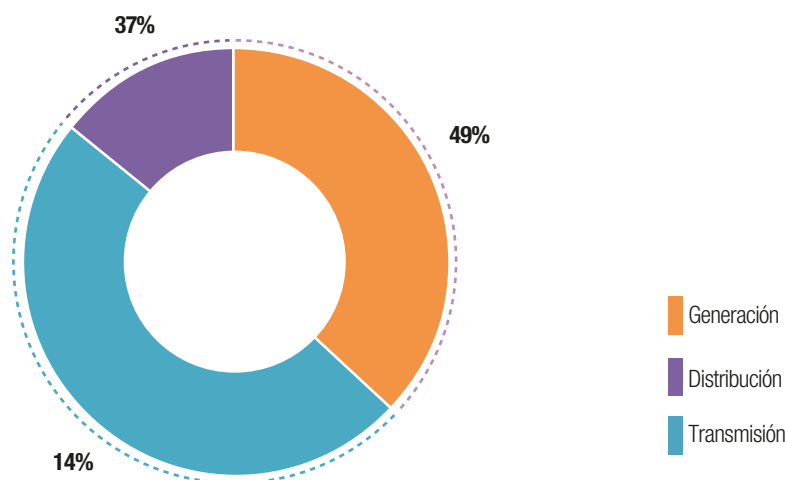


Figura Nro. 1-12: Participación de la inversión por actividad en el período del PME.

1.6.3.1 Análisis de costos de generación

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad, se establece en el capítulo de expansión de la generación un requerimiento de recursos por el orden de 6.150 millones de dólares.

En la Figura Nro. 1-13 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.

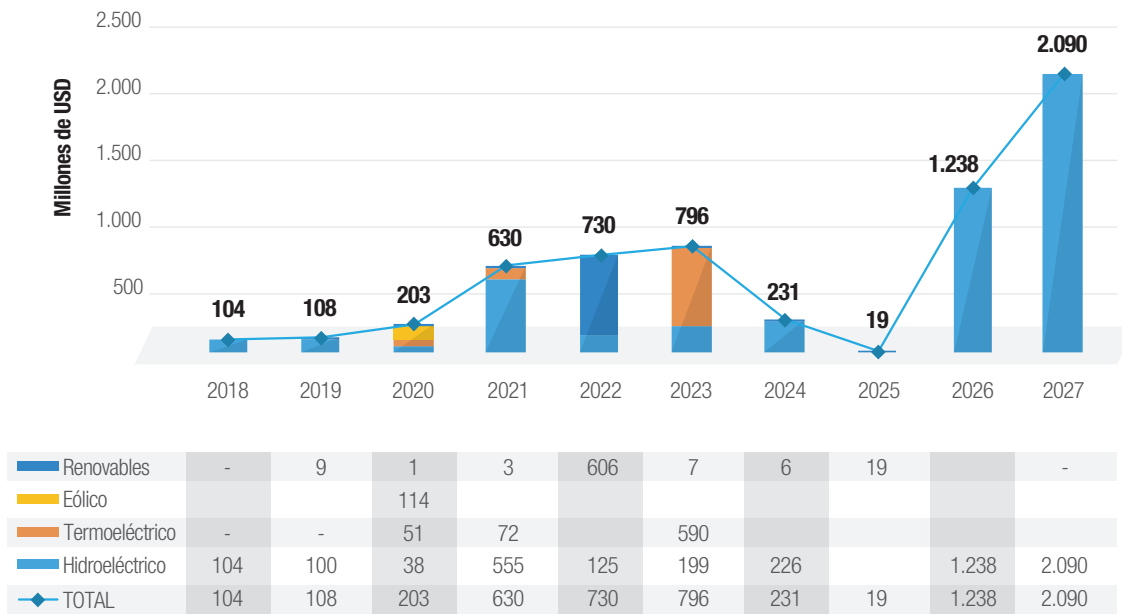


Figura Nro. 1-13: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología.

Costo Medio de Generación – CMG

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y

como rubro de contraste, tiene la producción total de energía de ese mismo período. A continuación se ilustra la evolución anual del costo medio de generación.

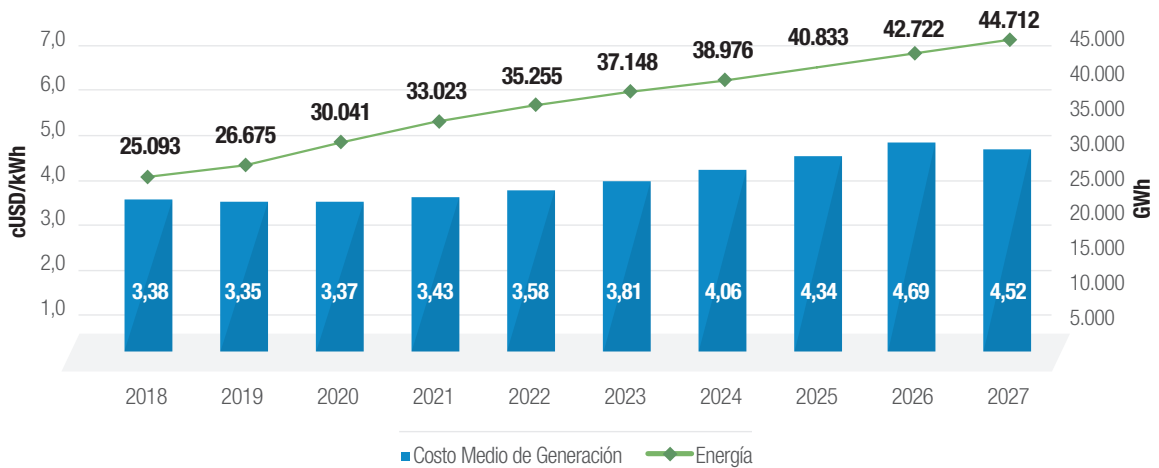


Figura Nro. 1-14: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación - Caso Base.

1.6.3.2 Análisis de costos de transmisión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de 1.793 millones de dólares para el periodo 2018-2027, de los cuales el 88% será destinado para líneas

de transmisión y el restante 12% para subestaciones. A continuación se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis.

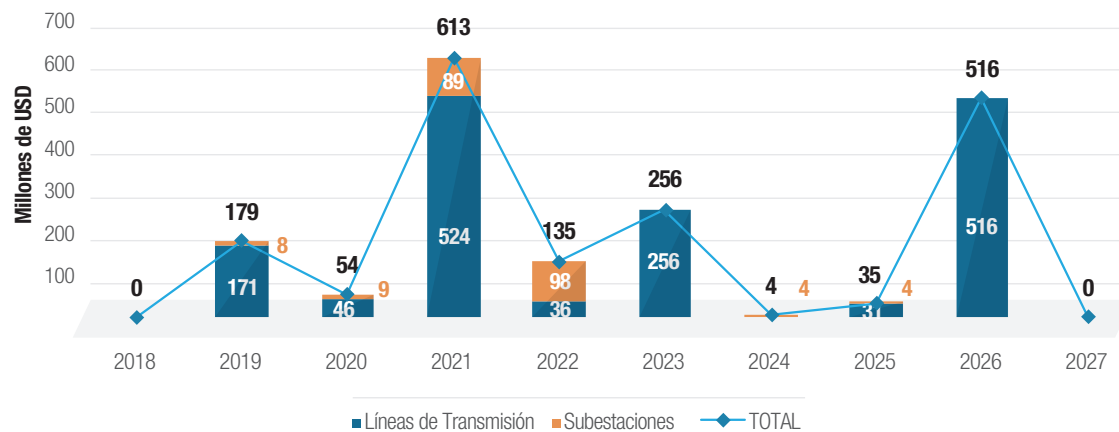


Figura Nro. 1-15: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base.

Costo medio de Transmisión - CMT

Conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica la metodología aplicada, no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de la calidad

de servicio, gestión ambiental, y confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa (en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (GWh).

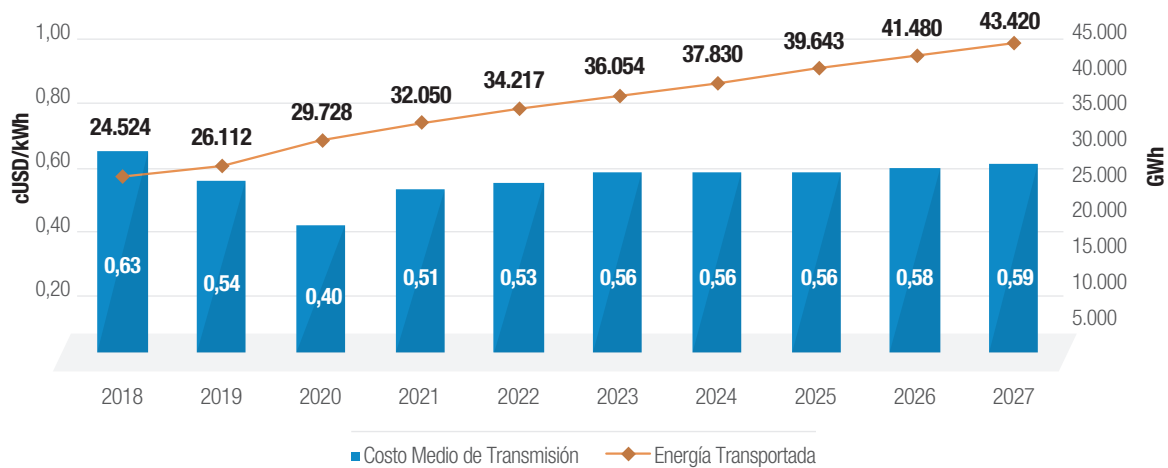


Figura Nro. 1-16: Evolución del costo de transmisión y energía transportada – Caso Base.

1.6.3.3 Análisis de costos de distribución

El plan de expansión de distribución, busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,43 millones de clientes regulados en el año 2027, lo que corresponde a una variación del 24% a lo largo del horizonte de tiempo analizado respecto del año 2018. Por lo tanto, se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 84.30%, respecto al año 2018.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.736 millones de dólares, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, y la gestión propia de las distribuidoras.

El detalle de inversión por etapa funcional a lo largo de los diez años de análisis se indica en la siguiente figura.

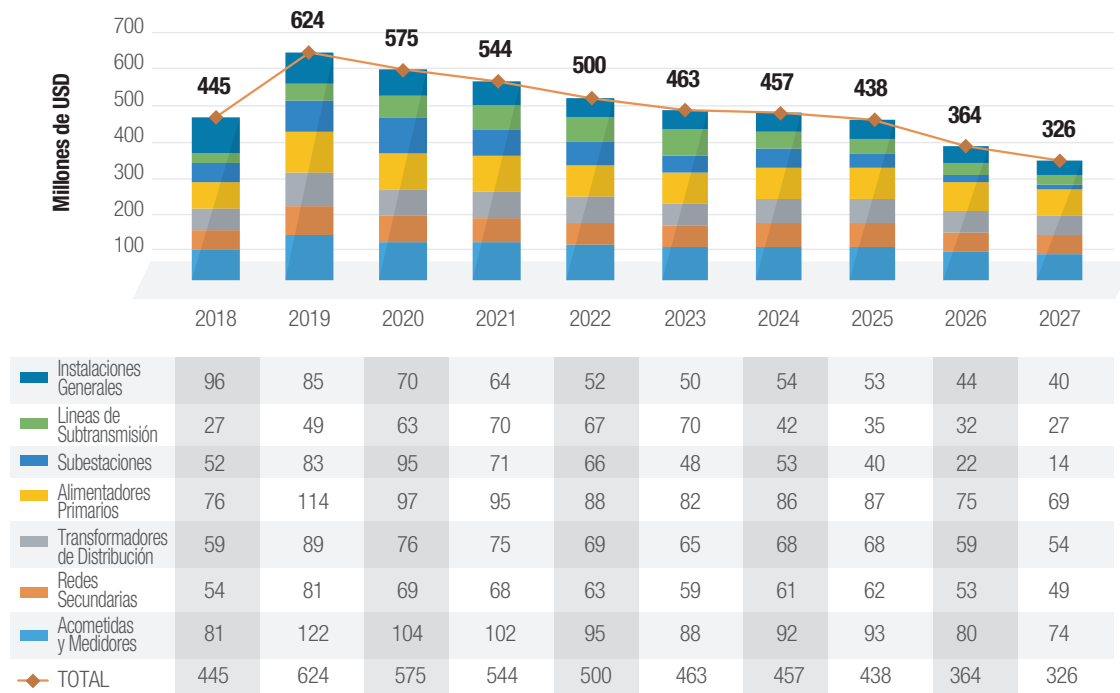


Figura Nro. 1-17: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Base.

Costo medio de Distribución - CMD

Conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de

la expansión de la transmisión se ha obtenido los costos de distribución, presentados para el período de análisis en la Figura Nro. 7-18.

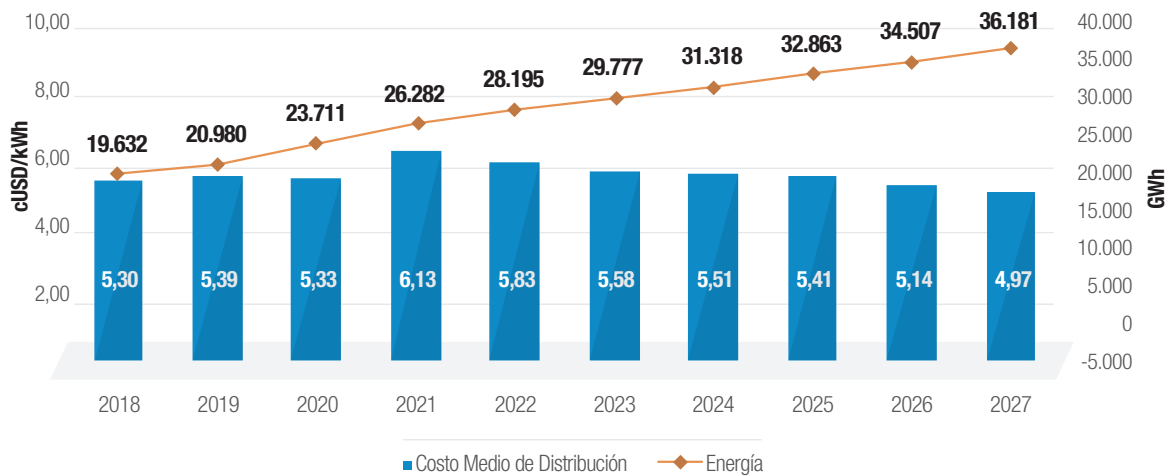


Figura Nro. 1-18: Costos medio de distribución - Caso Base.

1.6.3.4 Costo del servicio y precio medio, caso base

De acuerdo a las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 1-19 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica para el escenario de simulación Caso Base.

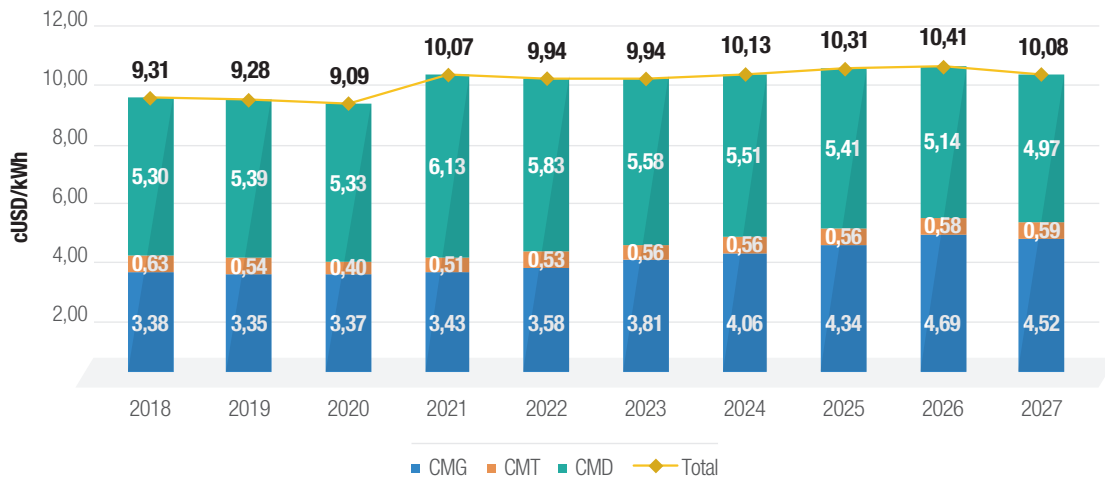


Figura No. 1-19: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Base.

1.6.4 Resultados del análisis para el caso matriz productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, se considera un monto global de inversiones de 15.982 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la siguiente figura.

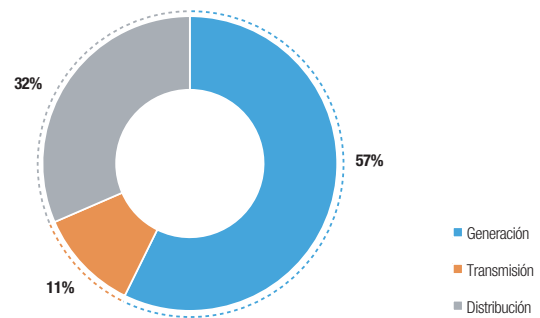


Figura No. 1-20: Participación de la inversión por actividad.

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la Figura No. 1-20 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica para esta hipótesis.

En la Figura No. 1-21 se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio en los últimos años del período decenal, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica.

El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las cuales para el año 2027 llegarán a representar el 30% de las ventas totales. Para los años 2024 y 2025, se incrementa el costo medio total, debido a la mayor participación de generación térmica para abastecer la demanda.

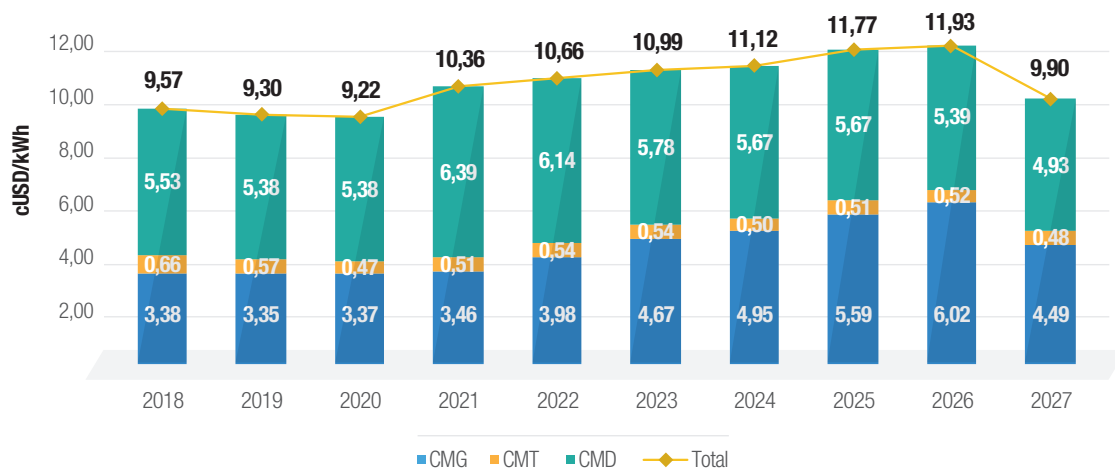


Figura No. 1-21: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Matriz Productiva.