

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables



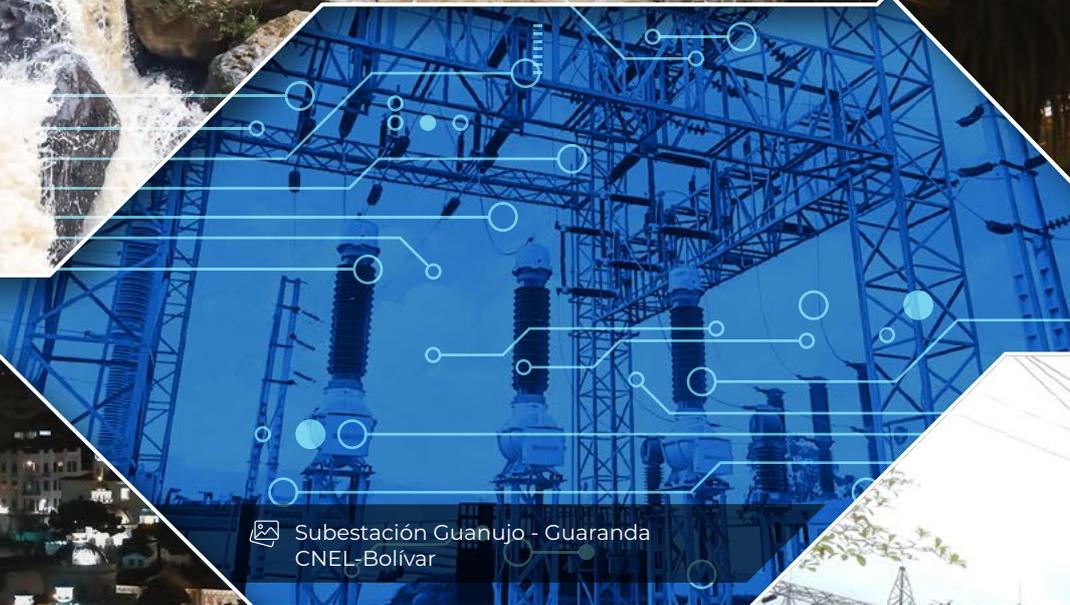
PANORAMA Eléctrico

EDICIÓN 13
NOVIEMBRE 2022

Río Iñan - Azuay - CONALI



Subestación Guanujo - Guaranda - CNEL-Bolívar



Quito nocturno - Pichincha
Marisol Díaz Espinoza



Subestación Guanujo - Guaranda
CNEL-Bolívar



Operativos - Guayas - CNEL-Guayaquil



Subestación móvil - Cotopaxi
E.E. Cotopaxi



Represa eléctrica - Pichincha
CELEC-Hidrotapi



Lagunas de Attilo - Chimborazo -
Ministerio del Ambiente



Páramo - Chimborazo - CONALI





Presentación

La **Revista Panorama Eléctrico**, es un espacio de comunicación que complementa las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del sector. Presenta, de forma resumida y con una menor periodicidad, los principales indicadores del sector eléctrico e integra información relacionada a la gestión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables y del Sector Eléctrico.

En esta edición se presentan, con corte a agosto de 2022, datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico. Además, se incluye información referente a la temática de *Plan Anual de Operación Estadística PAO 2023* y *Mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano*.

Tabla de contenido

CAPÍTULO

1

INFRAESTRUCTURA del sector eléctrico ecuatoriano

8

1.1	Generación	8
1.2	Transmisión	12
1.3	Distribución	13

CAPÍTULO

2

BALANCE NACIONAL de energía eléctrica

20

CAPÍTULO

3

DEMANDA de potencia nacional

27

3.1	Demanda diaria, agosto 2022	27
3.2	Demanda máxima año móvil (septiembre 2021 - agosto 2022)	29
3.3	Evolución histórica de la demanda máxima, período 2012 – 2022	30

CAPÍTULO

4

PRODUCCIÓN de energía

33

CAPÍTULO

5

PLAN ANUAL de Operación Estadística PAO 2023

37

5.1	Plazos de entrega de la información estadística y geográfica	37
5.2	Calendario estadístico 2023	40
5.3	Índice de oportunidad de la información estadística y geográfica	41
5.4	Índice de calidad de la información estadística y geográfica	42

CAPÍTULO

6

MAPA NORMATIVO del Sector Eléctrico Ecuatoriano

44

Contenido de tablas

TABLA Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2012 – agosto 2022.....	8
TABLA Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, agosto 2022.....	12
TABLA Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, agosto 2022.....	13
TABLA Nro. 4:	Cantidad de clientes, agosto 2022.....	15
TABLA Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica.....	20
TABLA Nro. 6:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil.....	29
TABLA Nro. 7:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual.....	30
TABLA Nro. 8:	Energía Bruta (GWh).....	33
TABLA Nro. 9:	Plazos de entrega de información estadística y geográfica.....	37
TABLA Nro. 10:	Excepciones plazos de entrega.....	39

Contenido de figuras

FIGURA Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), agosto 2022.....	9
FIGURA Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2012 – agosto 2022.....	10
FIGURA Nro. 3:	Potencia nominal por provincia, agosto 2022.....	11
FIGURA Nro. 4:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2012 – agosto 2022.....	12
FIGURA Nro. 5:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2012 y agosto 2022.....	17
FIGURA Nro. 6:	Clientes por provincia, agosto 2022.....	18

FIGURA Nro. 7:	Potencia nominal (MW), agosto 2022	20
FIGURA Nro. 8:	Potencia efectiva (MW), agosto 2022.....	20
FIGURA Nro. 9:	Producción de energía e importaciones (GWh), año móvil a agosto 2022.....	21
FIGURA Nro. 10:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a agosto 2022	22
FIGURA Nro. 11:	Energía entregada para servicio público (GWh), año móvil a agosto 2022.....	23
FIGURA Nro. 12:	Consumo de energía (GWh), año móvil a agosto 2022.....	25
FIGURA Nro. 13:	Demanda máxima diaria (MW), agosto 2022.....	27
FIGURA Nro. 14:	Producción energética día máxima demanda, agosto 2022 (MWh).....	27
FIGURA Nro. 15:	Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, agosto 2022	28
FIGURA Nro. 16:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil.....	29
FIGURA Nro. 17:	Evolución de la demanda máxima período 2012-2022.....	30
FIGURA Nro. 18:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual.....	31
FIGURA Nro. 19:	Energía renovable (GWh), año móvil a agosto 2022.....	33
FIGURA Nro. 20:	Energía no renovable (GWh), año móvil a agosto 2022	34
FIGURA Nro. 21:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a agosto 2022	34
FIGURA Nro. 22:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a agosto 2022	35
FIGURA Nro. 23:	Comparativo energía bruta (GWh).....	35
FIGURA Nro. 24:	Calendario estadístico 2023.....	40



CAPÍTULO

1

INFRAESTRUCTURA del sector eléctrico ecuatoriano

CAPÍTULO

1

INFRAESTRUCTURA del sector eléctrico ecuatoriano

En esta sección se presenta un resumen de la información de infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano, a agosto de 2022.

1.1 GENERACIÓN

En la tabla Nro. 1 se aprecian las potencias nominal y efectiva clasificadas por sistema, tipo de energía y empresa:

Tabla Nro. 1:

Potencias nominal y efectiva (MW), agosto 2022

		AGOSTO 2022	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Por Sistema			
	Sistema Nacional Interconectado	7.406,29	7.096,80
	No Incorporado	1.382,99	1.058,10
Por Tipo de Energía			
	Renovable	5.357,72	5.313,23
	No Renovable	3.431,56	2.841,68
Por Empresa			
	Generadora	6.619,83	6.390,66
	Autogeneradora	1.716,82	1.381,69
	Distribuidora	452,63	382,56

8.789,28
Potencia Nominal (MW)

8.154,91
Potencia Efectiva (MW)

En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecian el comparativo y la evolución de la potencia nominal instalada a agosto de 2022.

Figura Nro. 1:

Comparativo de potencia nominal (MW), agosto 2022

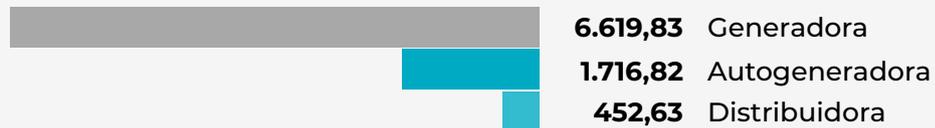
POTENCIA NOMINAL (MW)

8.789,28 MW
Agosto 2022

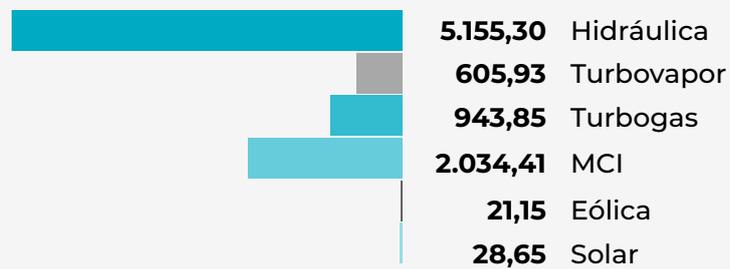
Sistema



Tipo Empresa



Tipo de Central



Tipo de Energía



Figura Nro. 2:

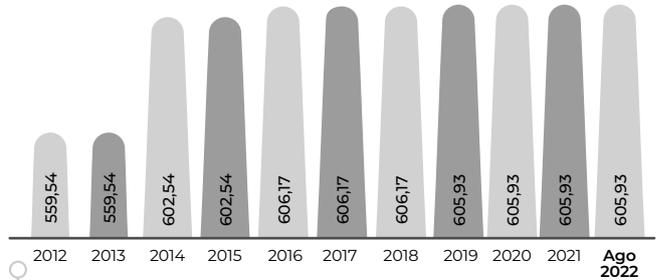
Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2012 – agosto 2022



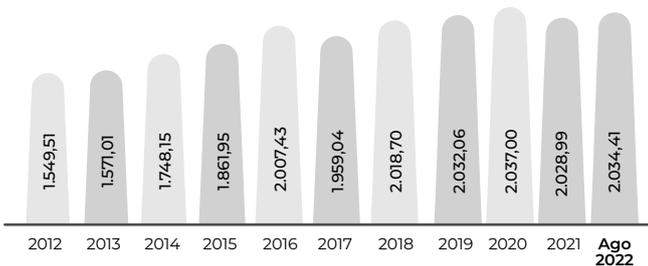
HIDRÁULICA



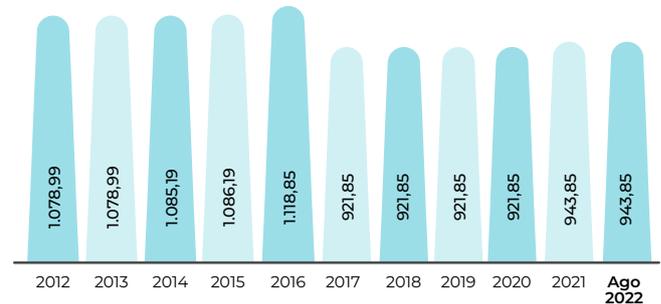
TURBOVAPOR



MCI



TURBOGAS



EÓLICA



SOLAR

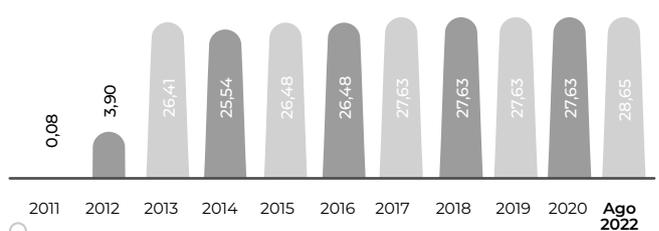
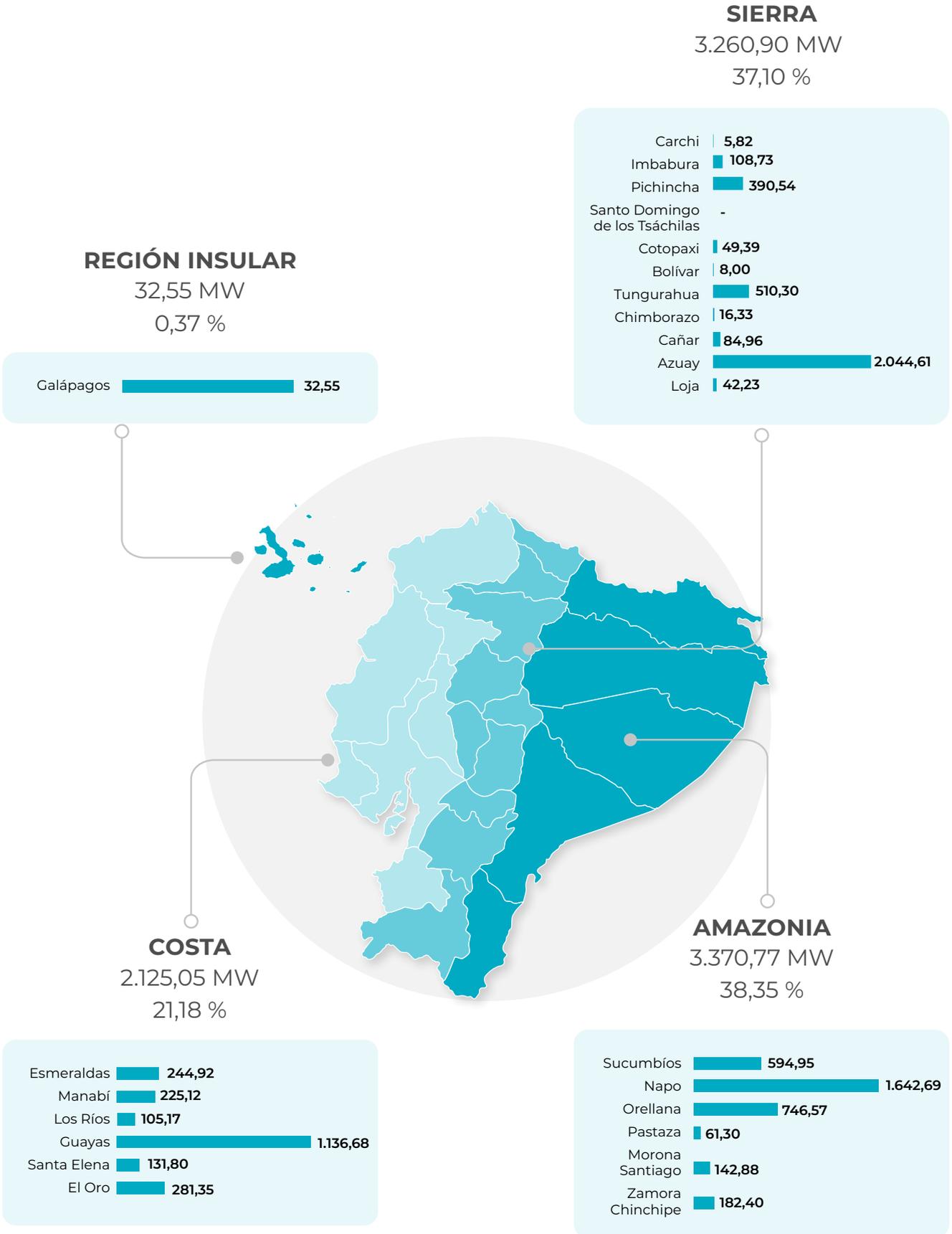


Figura Nro. 3:

Potencia nominal por provincia, agosto 2022



1.2 TRANSMISIÓN

En la tabla Nro. 2 se resumen las longitudes de líneas de transmisión, clasificándolas por nivel de voltaje y datos de líneas de interconexión.

Tabla Nro. 2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, agosto 2022

Sistema Nacional Interconectado		Agosto
		Longitud km
	500 kV	610,00
	230 kV	3.300,44
	138 kV	2.538,07

Líneas de Interconexión	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)	7,50	15,50
230kV (Dobles Circuito)	169,94	380,70

En la figura Nro. 4 se observa el crecimiento del sistema de transmisión por nivel de voltaje, de acuerdo con la longitud en kilómetros.

Figura Nro. 4: Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2012 – agosto 2022 (1/2)

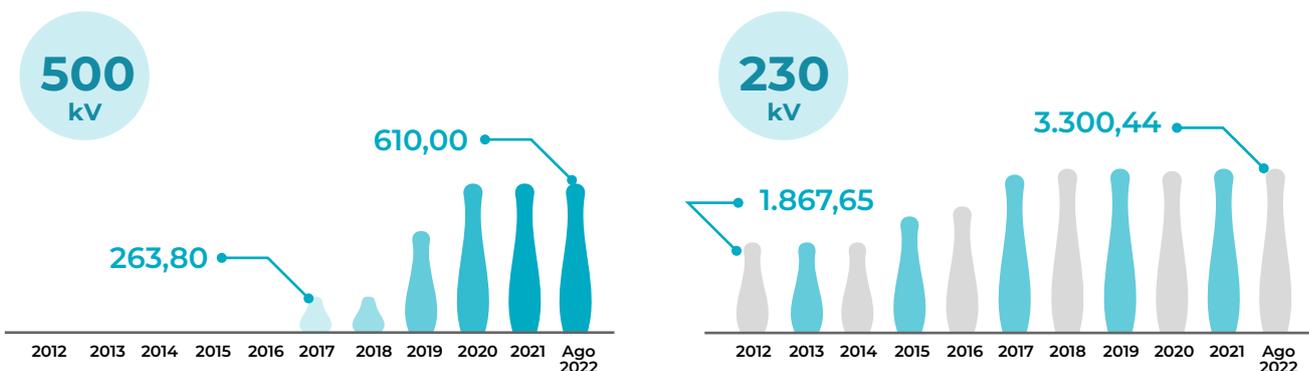
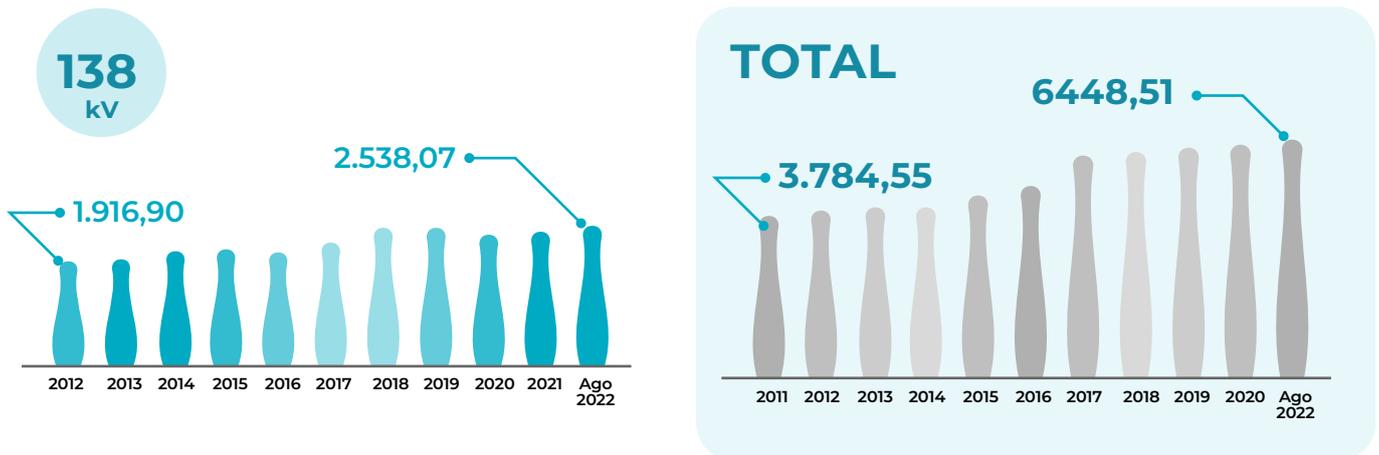


Figura Nro. 4:

Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2012 – agosto 2022 (2/2)



1.3 DISTRIBUCIÓN

En la tabla Nro. 3 se presenta información de infraestructura de los principales componentes de los sistemas de distribución, tales como: redes de media y baja tensión, transformadores, luminarias, entre otros; para cada una de las empresas de distribución del país.

Tabla Nro. 3:

Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, agosto 2022 (1/2)

110.469 km	359.659 Cantidad	1.834.499 Cantidad	
Media tensión	Transformadores MT	Luminarias	
104.756 km	14.062 MVA	301.515 kW	5.519.335 Cantidad
Baja tensión	Transformadores MT	Luminarias	Medidores

Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.236,79	6.239	94,66	3.369,97	24.074	3.818,89	68.885
CNEL-EI Oro	5.649,16	17.187	769,60	3.652,90	96.456	17.738,63	273.857
CNEL-Esmeraldas	4.851,08	10.401	337,49	3.011,78	54.216	9.687,14	132.114
CNEL-Guayaquil	2.872,18	36.715	2.506,17	5.297,43	179.244	29.423,11	707.964
CNEL-Guayas Los Ríos	8.610,59	34.447	1.383,40	5.709,64	105.254	19.505,79	356.077
CNEL-Los Ríos	3.713,63	11.243	366,09	2.275,65	35.725	6.493,04	143.162

Tabla Nro. 3:

Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, agosto 2022 (1/2)

Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Manabí	8.418,66	29.261	890,80	7.014,01	131.894	24.336,67	333.052
CNEL-Milagro	4.400,72	13.572	422,29	2.275,36	54.655	10.416,87	156.273
CNEL-Sta. Elena	2.351,64	10.119	450,71	1.868,25	47.273	7.990,53	133.523
CNEL-Sto. Domingo	10.100,35	24.746	509,21	6.532,80	88.376	15.592,98	260.468
CNEL-Sucumbíos	5.322,13	10.440	284,64	4.729,96	51.934	6.943,61	106.034
E.E. Ambato	6.135,74	17.020	467,58	8.519,85	146.927	20.724,48	298.709
E.E. Azogues	839,00	2.253	62,98	1.526,30	19.076	3.238,35	40.259
E.E. Centro Sur	10.558,89	27.627	902,31	13.203,96	170.287	31.004,11	425.509
E.E. Cotopaxi	4.390,41	10.363	302,01	5.923,43	56.803	8.593,47	153.493
E.E. Galápagos	354,16	1.237	42,08	276,41	6.488	749,51	13.847
E.E. Norte	6.389,00	18.705	535,19	7.308,68	121.626	17.114,62	262.431
E.E. Quito	9.236,38	43.571	3.041,16	11.047,09	297.036	49.316,85	1.243.731
E.E. Riobamba	4.364,35	14.706	302,98	5.527,31	73.981	9.738,83	186.831
E.E. Sur	8.673,87	19.807	390,53	5.684,81	73.174	9.088,05	223.116



La tabla Nro. 4 y figura Nro. 6 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a agosto 2022.

Tabla Nro. 4:

Cantidad de clientes, agosto 2022 (1/2)

Empresa	Clientes Regulados				Total Regulados	No Regulados	General
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Guayaquil	625.175	75.487	2.202	5.118	707.982	45	708.027
CNEL-Guayas Los Ríos	331.586	19.611	826	5.733	357.756	17	357.773
CNEL-Manabí	308.664	18.557	526	5.332	333.079	11	333.090
CNEL - El Oro	247.350	21.190	1.620	3.874	274.034	2	274.036
CNEL-Sto. Domingo	230.596	26.109	286	3.505	260.496	4	260.500
CNEL-Milagro	142.590	11.919	171	1.636	156.316	4	156.320
CNEL-Esmeraldas	121.434	8.448	346	2.449	132.677	3	132.680
CNEL-Los Ríos	133.475	7.691	347	1.786	143.299	2	143.301
CNEL-Sta. Elena	122.028	9.582	204	2.221	134.035	4	134.039
CNEL-Sucumbíos	91.163	12.158	471	2.496	106.288	2	106.290
CNEL-Bolívar	63.727	3.567	123	1.467	68.884	-	68.884
CNEL EP	2.417.788	214.319	7.122	35.617	2.674.846	94	2.674.940
E.E. Quito	1.072.310	142.239	12.489	17.486	1.244.524	89	1.244.613
E.E. Centro Sur	380.604	36.647	5.032	6.761	429.044	9	429.053
E.E. Ambato	257.412	29.586	6.158	5.552	298.708	6	298.714
E.E. Norte	231.848	26.483	2.684	2.195	263.210	7	263.217

Tabla Nro. 4:

Cantidad de clientes, agosto 2022 (2/2)

Empresa	Clientes Regulados				Total Regulados	No Regulados	General
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
E.E. Sur	196.388	18.878	1.341	6.787	223.394	3	223.397
E.E. Riobamba	163.677	19.220	710	3.312	186.919	2	186.921
E.E. Cotopaxi	135.651	11.951	3.633	2.405	153.640	4	153.644
E.E. Azogues	36.566	2.709	444	609	40.328	1	40.329
E.E. Galápagos	10.843	2.291	184	540	13.858	-	13.858
Empresas Eléctricas	2.485.299	290.004	32.675	45.647	2.853.625	121	2.853.746
Total	4.903.087	504.323	39.797	81.264	5.528.471	215	5.528.686

En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como clientes regulados a los suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General" que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que utilizan el SAPG.



En la figura Nro. 5, se aprecia el incremento de usuarios durante el periodo 2012 a agosto 2022, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNEL EP.

Figura Nro. 5:

Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2012 y agosto 2022

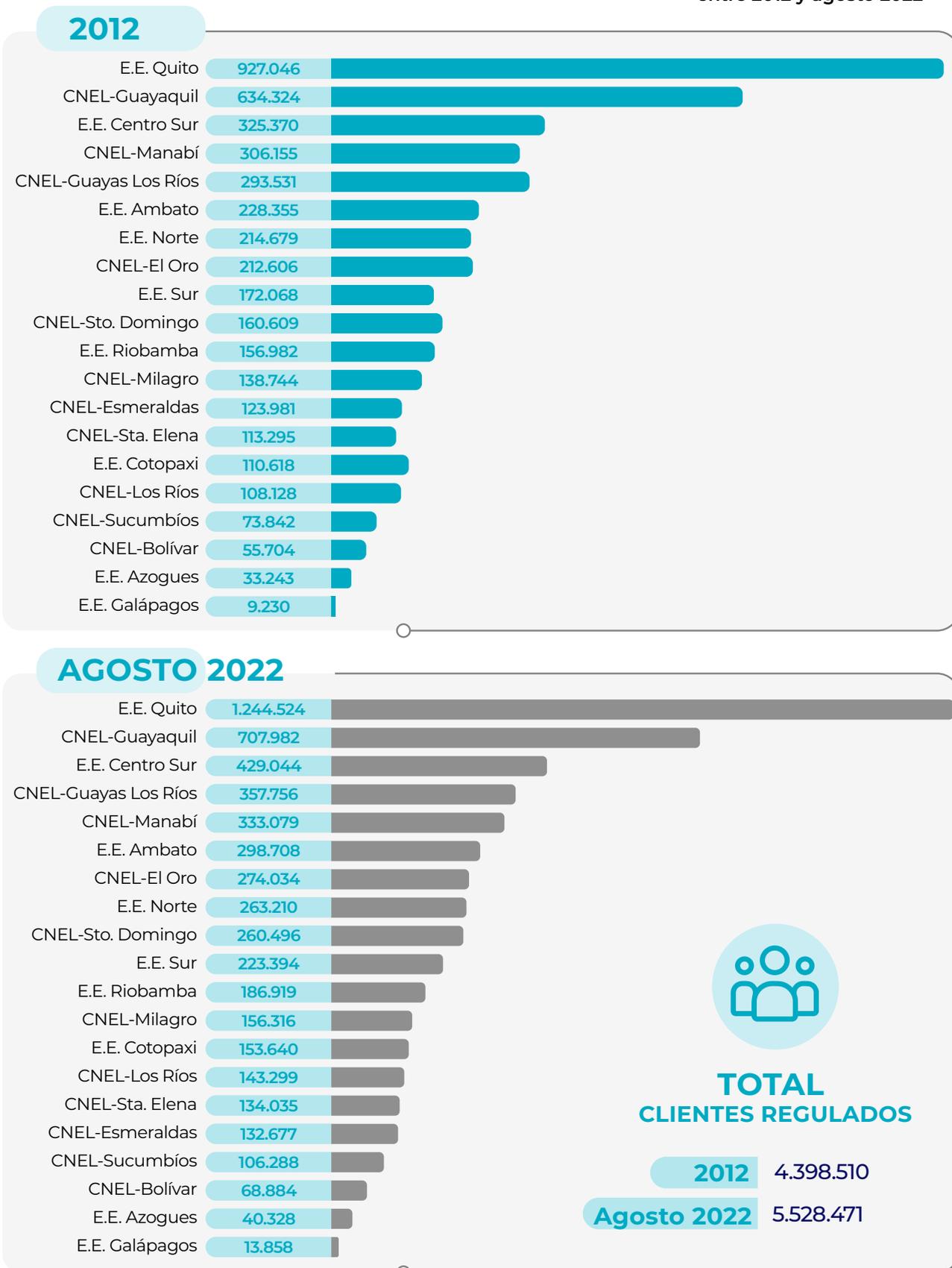


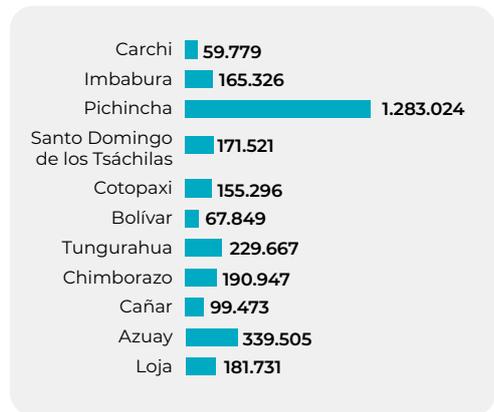
Figura Nro. 6:

Cientes por provincia, agosto 2022



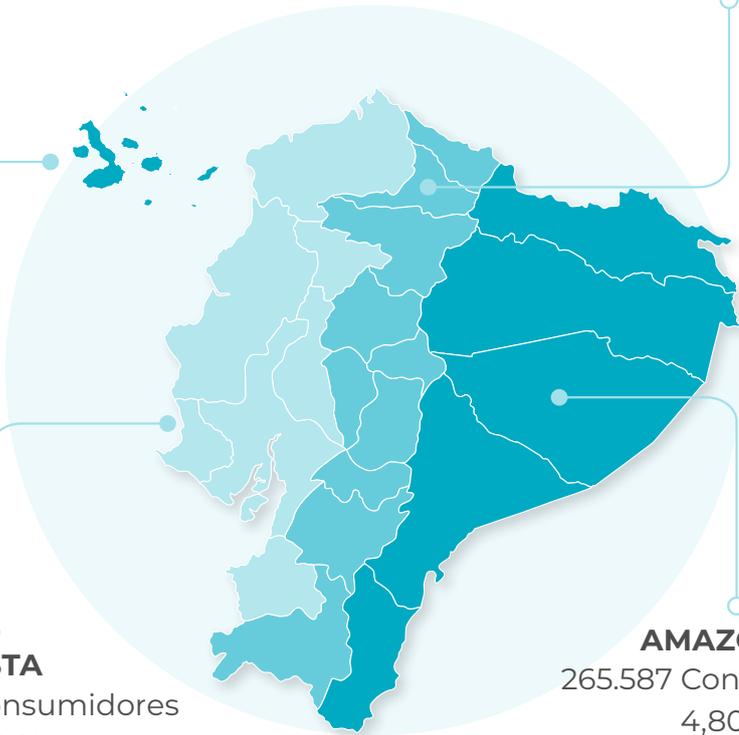
SIERRA

2.944.118 Consumidores
53,25 %



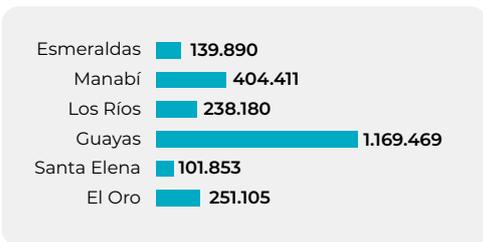
REGIÓN INSULAR

13.858 Consumidores
0,25 %



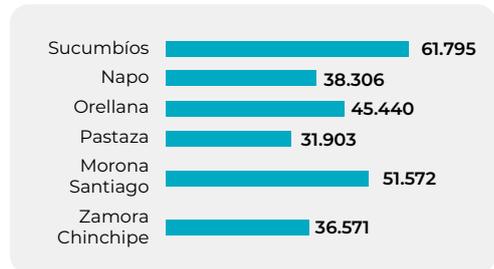
COSTA

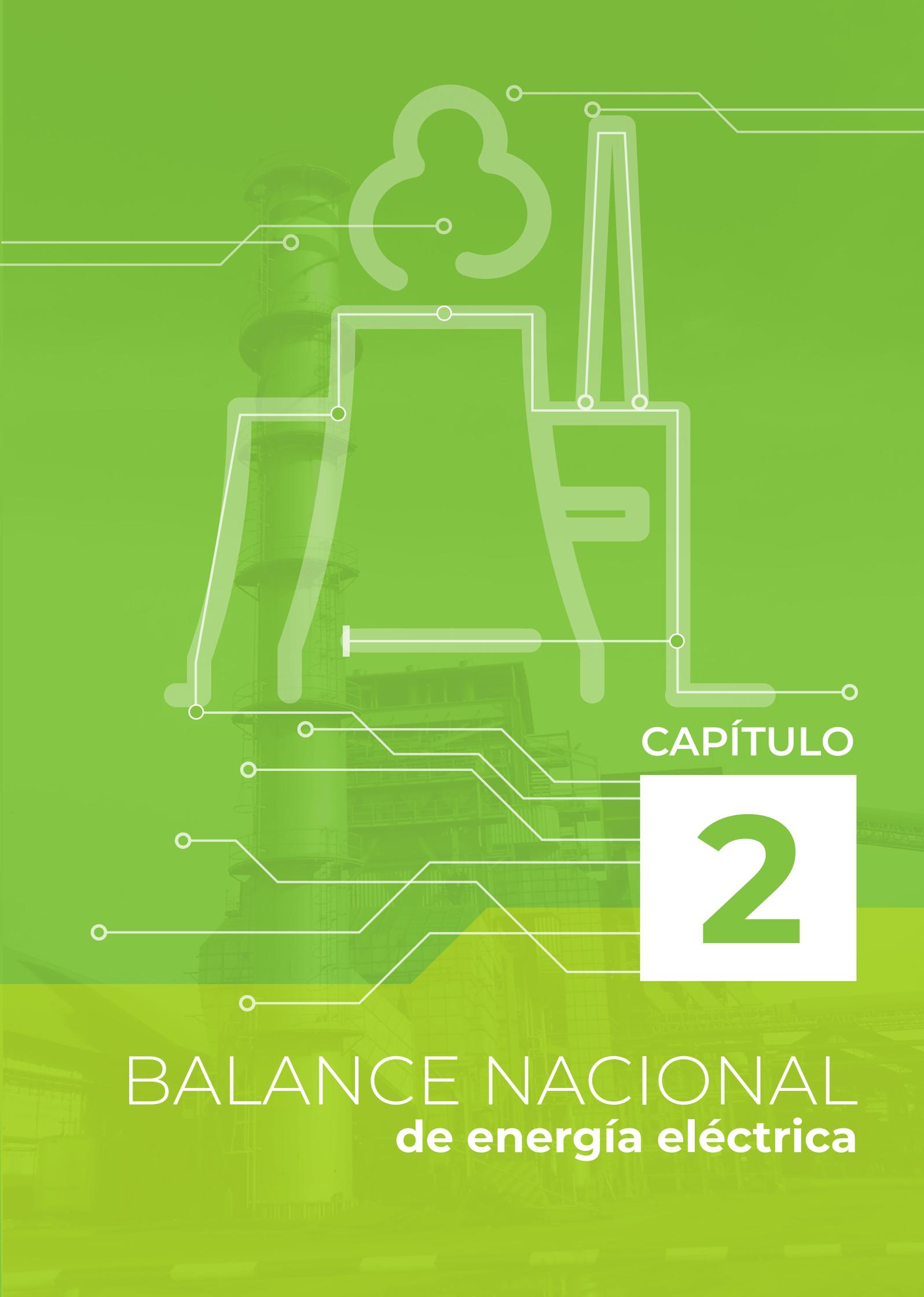
2'304.908 Consumidores
41,69 %



AMAZONIA

265.587 Consumidores
4,80 %



A stylized graphic of a person's silhouette is overlaid with white circuit lines. The background features a faint image of a power plant with cooling towers. The overall color scheme is green.

CAPÍTULO

2

BALANCE NACIONAL
de energía eléctrica

CAPÍTULO

2

BALANCE NACIONAL de energía eléctrica

En esta sección se presenta información relevante del sector eléctrico ecuatoriano en los ámbitos de generación, transmisión, transacciones internacionales de electricidad, distribución y comercialización.

Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (1/6)

Potencia en Generación de Energía Eléctrica	Ago 22 (MW)	Dic 2021 (MW)	Variación 2022-2021
Nominal	8.789,28	8.734,41	0,63
Renovable	5.357,72	5.308,27	0,93
 Hidráulica	5.155,30	5.106,85	0,95
 Eólica	21,15	21,15	-
 Fotovoltaica	28,65	27,65	3,62
 Biomasa	144,30	144,30	-
 Biogás	8,32	8,32	-
No Renovable	3.431,56	3.426,14	0,16
 MCI	2.026,09	2.020,67	0,27
 Turbogás	943,85	943,85	-
 Turbovapor	461,63	461,63	-
Interconexión	650,00	650,00	650,00
 Colombia	540,00	540,00	540,00
 Perú	110,00	110,00	110,00

Potencia en Generación de Energía Eléctrica	Ago 22 (MW)	Dic 2021 (MW)	Variación 2022-2021
Efectiva	8.154,91	8.100,68	0,67
Renovable	5.313,23	5.263,78	0,94
 Hidráulica	5.120,71	5.072,26	0,96
 Eólica	21,15	21,15	-
 Fotovoltaica	27,76	26,76	3,74
 Biomasa	136,40	136,40	-
 Biogás	7,20	7,20	-
No Renovable	2.841,68	2.836,90	0,17
 MCI	1.619,63	1.614,85	0,30
 Turbogás	790,55	790,55	-
 Turbovapor	431,50	431,50	-
Interconexión	635,00	635,00	635,00
 Colombia	525,00	525,00	-
 Perú	110,00	110,00	-

Figura Nro. 7:

Potencia nominal (MW), agosto 2022

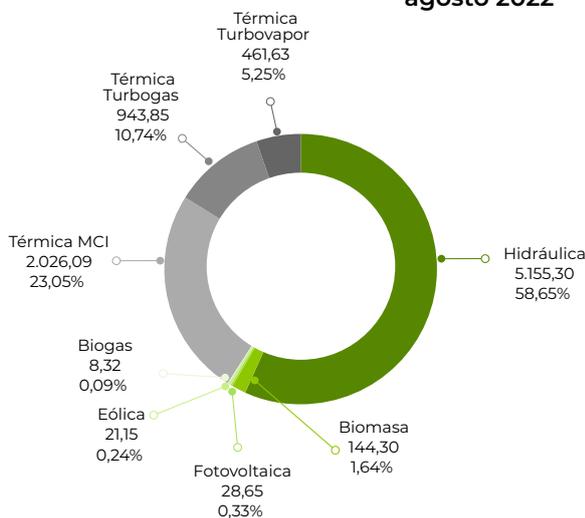


Figura Nro. 8:

Potencia efectiva (MW), agosto 2022

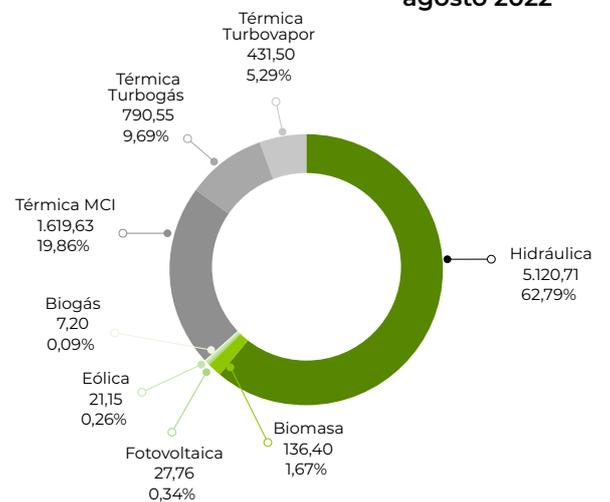


Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (2/6)

Producción de Energía e Importaciones	Año móvil a agosto 2022 (sep 2021 - ago 2022) GWh	2021 GWh	Variación 2022-2021 %
Total	33.151,00	32.570,68	1,78
Nacional	32.782,64	32.206,88	1,79
Renovable	25.960,91	26.088,42	(0,49)
Hidráulica	25.449,75	25.574,61	(0,49)
Eólica	55,38	62,01	(10,69)
Fotovoltaica	37,36	36,87	1,34
Biomasa	378,94	372,80	1,65
Biogás	39,46	42,13	(6,34)
No Renovable	6.821,74	6.118,46	11,49
MCI	4.548,68	4.335,56	4,92
Turbogás	902,25	911,82	(1,05)
Turbovapor	1.370,81	871,07	57,37
Importación	368,36	363,80	1,25
Colombia	368,36	363,80	1,25
Perú	-	-	-

Figura Nro. 9:

Producción de energía e importaciones (GWh), año móvil a agosto 2022

Hidráulica

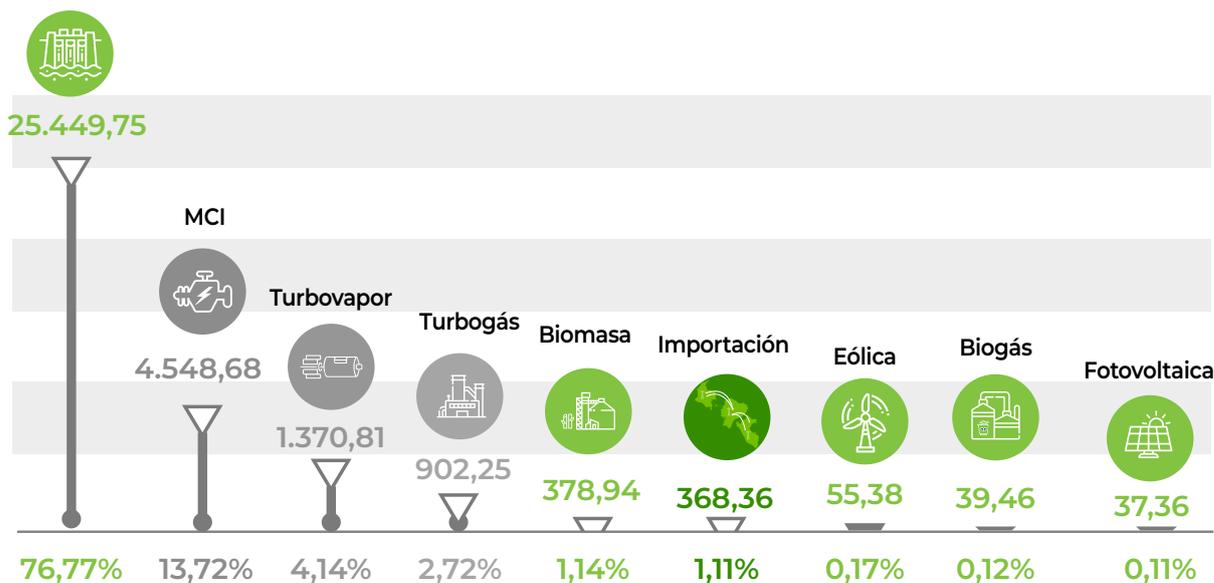


Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

Producción de Energía e Importaciones	Año móvil a agosto 2022 (sep 2021 - ago 2022) GWh	2021 GWh	Variación 2022-2021 %
SNI	29.165,24	28.537,30	2,20
Nacional	28.796,88	28.173,50	2,21
Renovable	25.941,62	26.063,96	(0,47)
 Hidráulica	25.437,38	25.555,53	(0,46)
 Eólica	53,06	60,06	(11,65)
 Fotovoltaica	32,77	33,44	(2,01)
 Biomasa	378,94	372,80	1,65
 Biogás	39,46	42,13	(6,34)
No Renovable	2.855,26	2.109,54	35,35
 MCI	916,92	671,95	36,46
 Turbogás	577,08	594,53	(2,94)
 Turbovapor	1.361,26	843,06	61,47
Importación	368,36	363,80	1,25
 Colombia	368,36	363,80	1,25
 Perú	-	-	-

Figura Nro. 10:

Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a agosto 2022

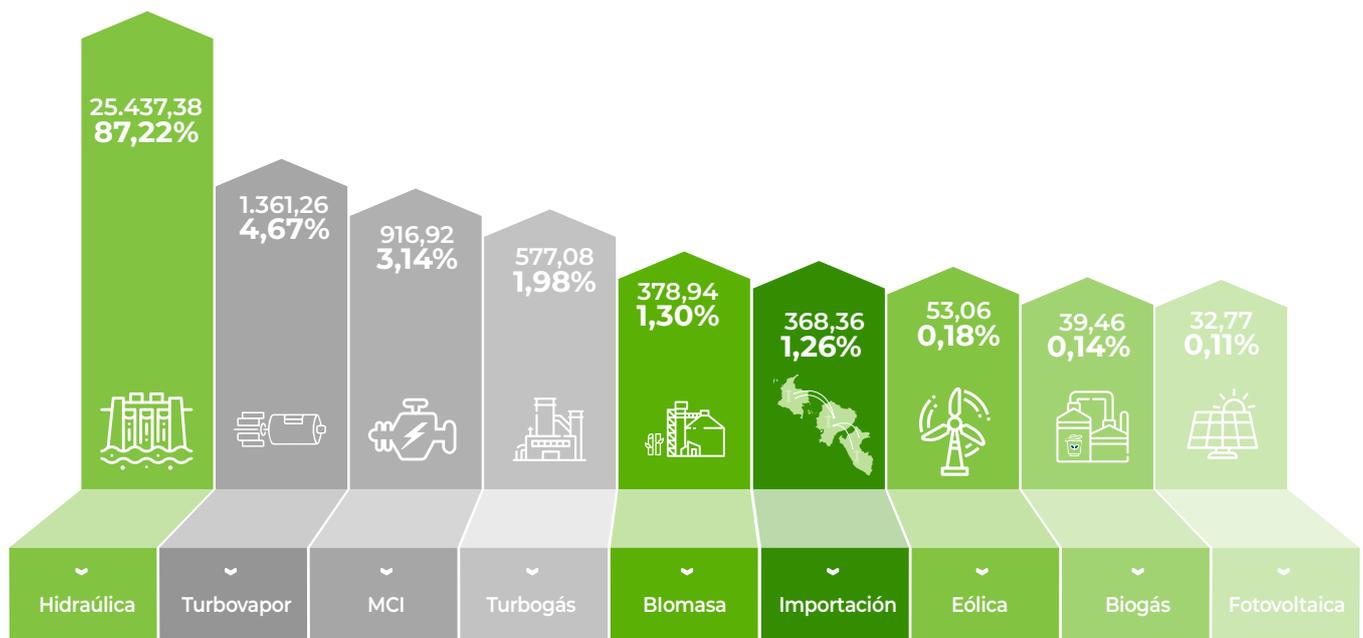


Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

Energía Entregada	Año móvil a agosto 2022 (sep 2021 - ago 2022) GWh	2021 GWh	Variación 2022-2021 %
Servicio Público	27.081,86	26.526,95	2,09
Nacional	26.713,49	26.163,15	2,10
Renovable	24.164,57	24.333,42	(0,69)
Hidráulica	23.885,12	24.047,79	(0,68)
Eólica	54,42	60,83	(10,54)
Fotovoltaica	36,33	36,02	0,86
Biomasa	149,42	146,84	1,76
Biogás	39,28	41,94	(6,34)
No Renovable	2.548,92	1.829,73	39,31
MCI	739,34	480,23	53,95
Turbogás	557,10	575,94	(3,27)
Turbovapor	1.252,48	773,56	61,91
Importación	368,36	363,80	1,25
Colombia	368,36	363,80	1,25
Perú	-	-	-

Figura Nro. 11:

Energía entregada para servicio público (GWh), año móvil a agosto 2022

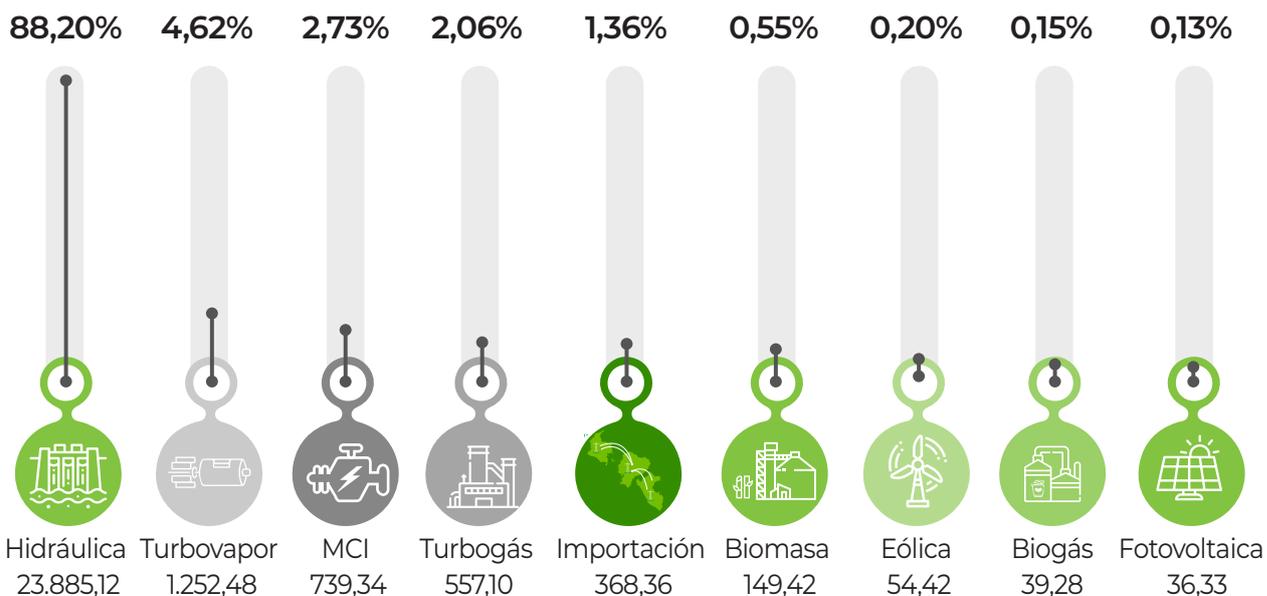


Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (5/6)

Energía Entregada	Año móvil a agosto 2022 (sep 2021 - ago 2022) GWh	2021 GWh	Variación 2022-2021 %
Total	28.842,94	28.166,64	2,40
Servicio Público	27.081,86	26.526,95	2,09
Demanda No Regulada	1.761,08	1.639,69	7,40
Pérdidas de Energía en Transmisión	1.174,23	1.191,73	(1,47)
Energía Disponible	27.668,71	26.974,91	2,57
Exportación	282,35	524,13	(46,13)
Colombia	245,83	479,81	(48,76)
Perú	36,52	44,32	(17,60)
Sistemas de Distribución	27.386,36	26.450,78	3,54
Consumo Total Energía Eléctrica ⁽¹⁾	23.764,62	22.996,15	3,34
Pérdidas de Energía en Distribución	3.621,74	3.454,63	4,84
Técnicas	1.713,88	1.726,48	(0,73)
No Técnicas	1.907,87	1.728,15	10,40
	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas Porcentuales en Distribución	13,22	13,06	0,16
Técnicas	6,26	6,53	(0,27)
No Técnicas	6,97	6,53	0,43

(1) Valor obtenido de los balances de energía reportados por las empresas distribuidoras.

Tabla Nro. 5:

Balance nacional de energía eléctrica (6/6)

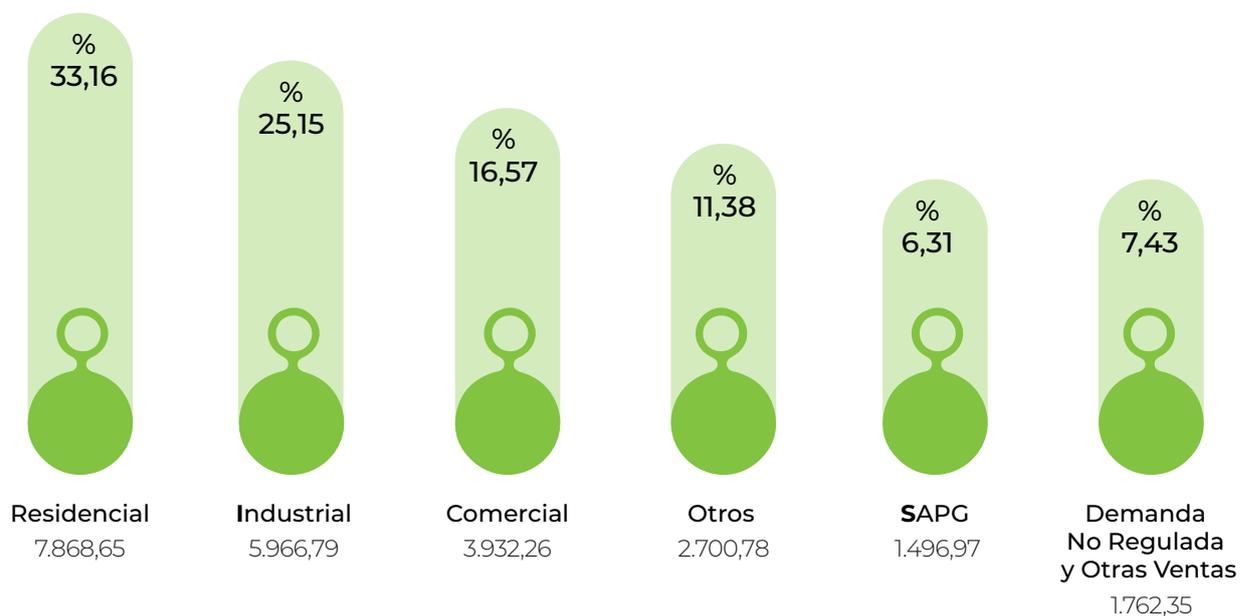
Energía Facturada por Servicio Eléctrico	Año móvil a agosto 2022 (sep 2021 - ago 2022) GWh	2021 GWh	Variación 2022-2021 %
Total	23.727,80	22.889,38	3,66
Demanda Regulada	21.965,45	21.248,40	3,37
 Residencial	7.868,65	7.959,12	(1,14)
 Industrial	5.966,79	5.660,46	5,41
 Comercial	3.932,26	3.740,77	5,12
 Otros	2.700,78	2.431,45	11,08
 SAPG	1.496,97	1.456,60	2,77
Demanda No Regulada y Otras Ventas ⁽¹⁾	1.762,35	1.640,98	7,40
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	%
Facturación Servicio Eléctrico	2.036,32	1.973,20	8,14
Recaudación Servicio Eléctrico ⁽²⁾	2.014,97	1.963,62	2,62
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	Valor	Valor	%
Frecuencia Media de Interrupción (FMIK)	5,25	4,85	8,14
Tiempo Total de Interrupción (TTIK)	6,22	5,90	5,37

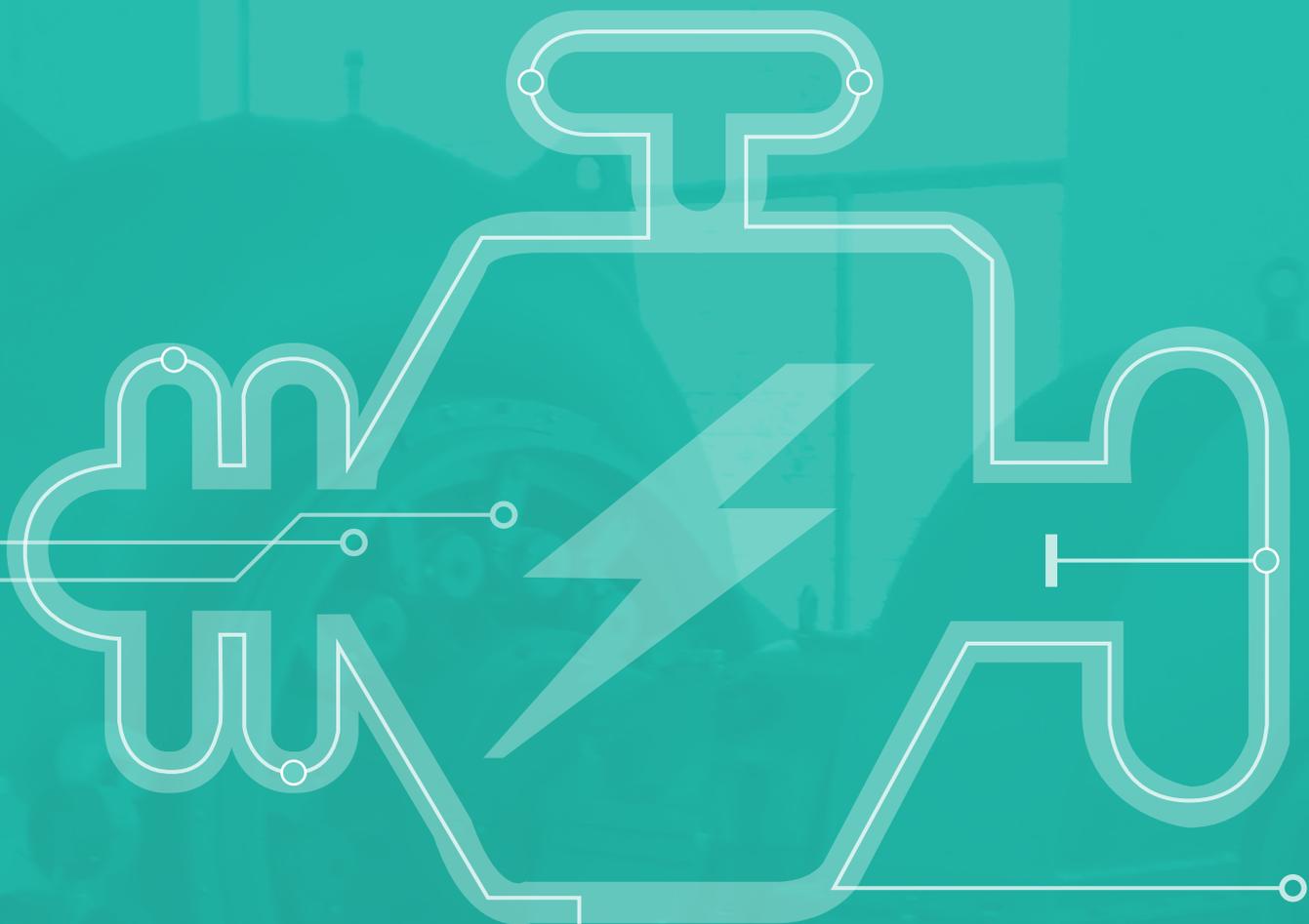
(1) La demanda no regulada corresponde a los consumos de energía de los grandes consumidores y de los consumos propios de autogeneradores. En Otras Ventas se incluye la energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos, servidos mediante redes de distribución.

(2) Valores monetarios recaudados más subsidios.

Figura Nro. 12:

Consumo de energía (GWh), año móvil a agosto 2022





CAPÍTULO

3

DEMANDA
de potencia nacional

CAPÍTULO

3

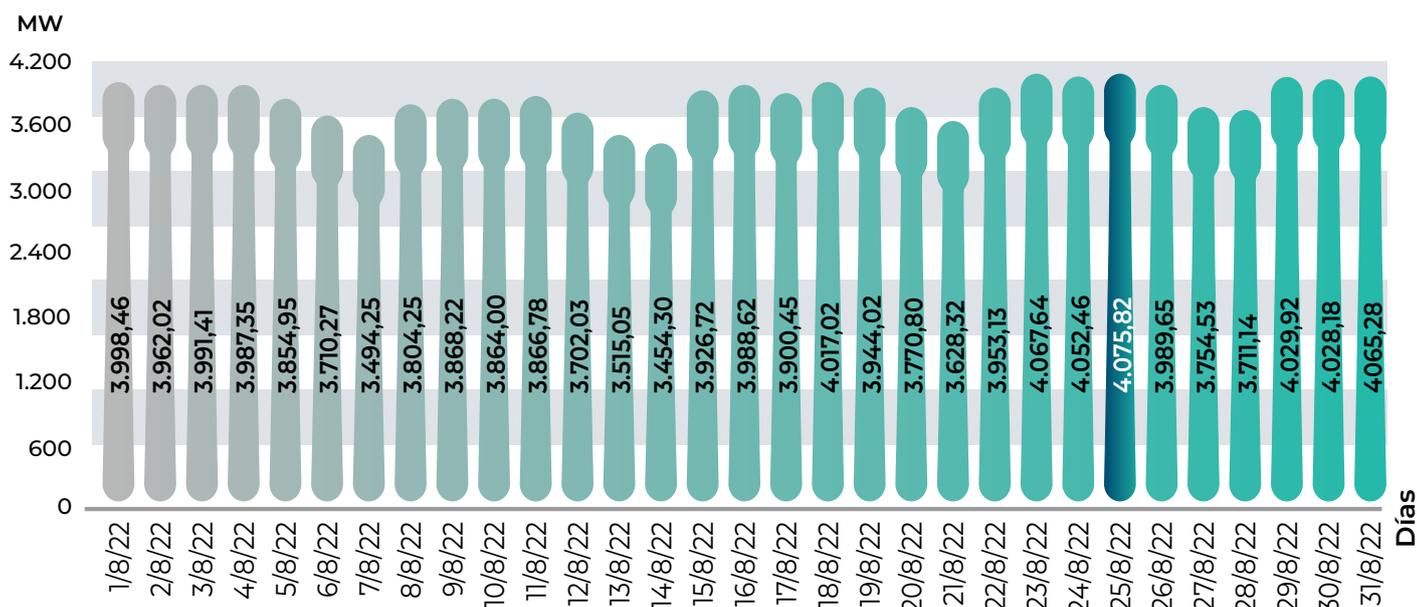
DEMANDA de potencia nacional

3.1 DEMANDA DIARIA, AGOSTO 2022

En la figura Nro. 13 se presenta la demanda diaria máxima obtenida en agosto de 2022. El valor máximo mensual se registró el 25 de agosto, con una demanda de 4.077,14 MW.

Figura Nro. 13:

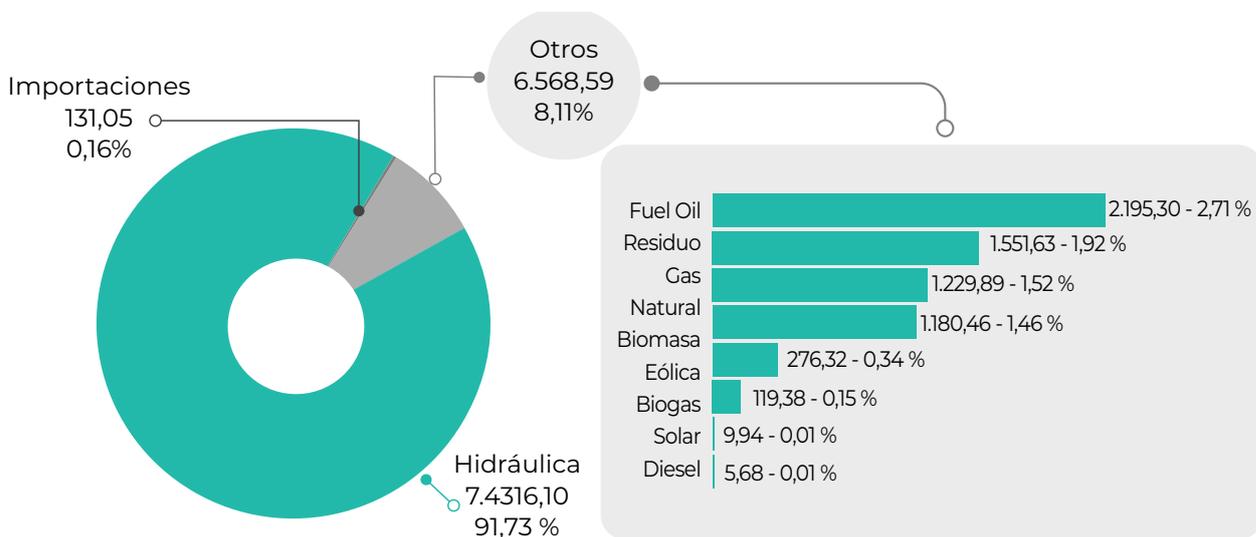
Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil



La figura Nro. 14 detalla la producción energética para el día de máxima demanda del mes de junio, en donde el 91,73 % (74.316,10 MWh) de la demanda fue abastecida con generación hidráulica, 6,16 % (4.982,50 MWh) con generación térmica y el 2,10 % (1.586,09 MWh) restante con ERNC e importación.

Figura Nro. 14:

Producción energética día máxima demanda, agosto 2022 (MWh)

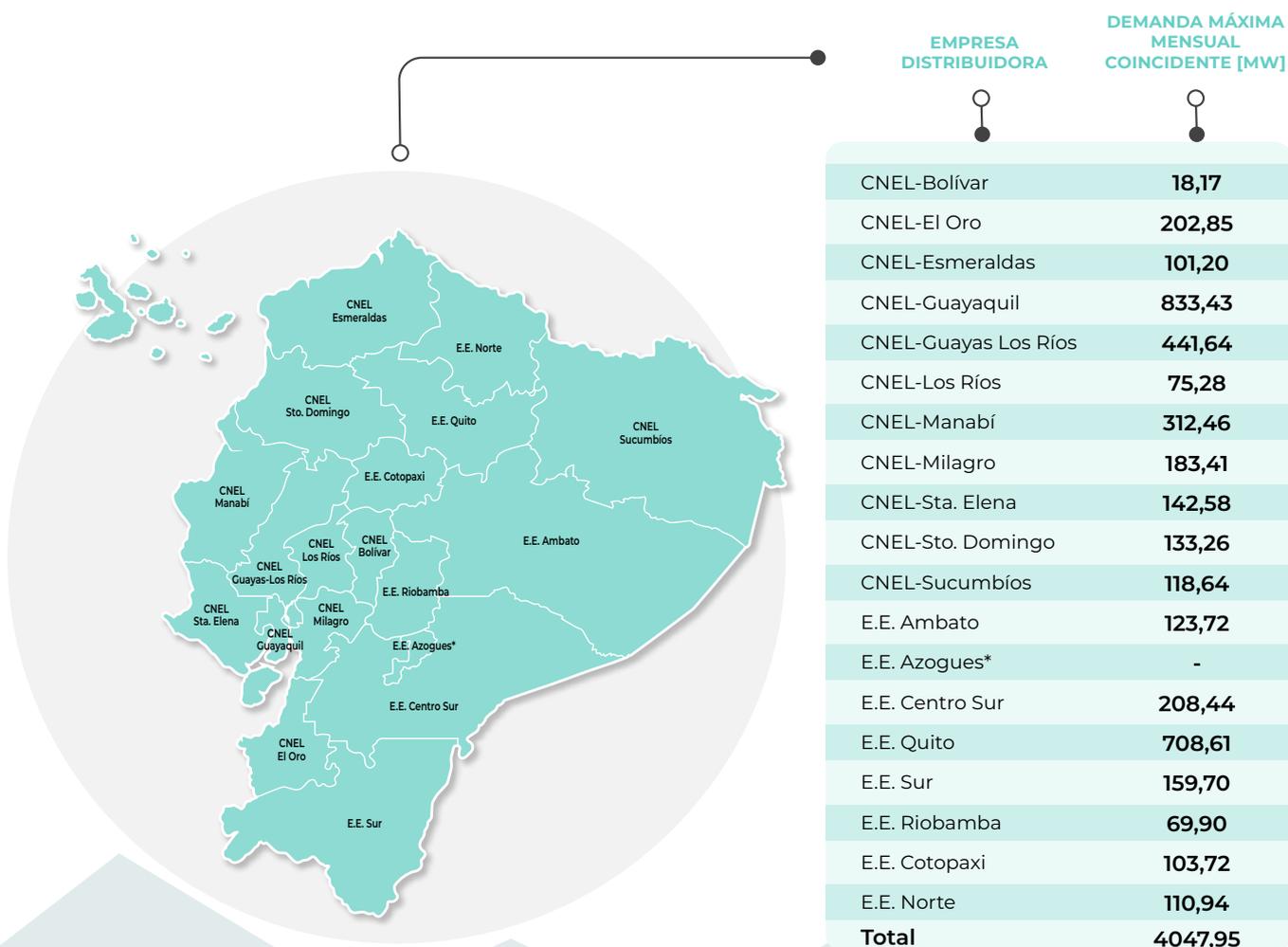


En la figura Nro. 15 se presentan las demandas máximas no coincidentes del mes de agosto de 2022, segmentadas por empresas distribuidoras. El valor máximo mensual de esta demanda se presentó el 25 de agosto, llegando a un valor de 4.047,95 MW. Las distribuidoras con mayor consumo del día de máxima demanda del mes fueron:

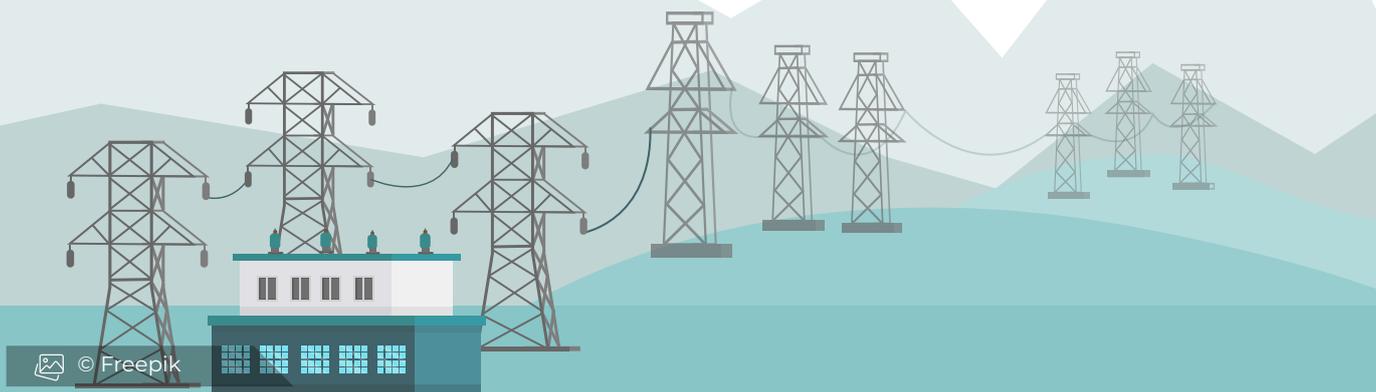
1. CNEL EP Guayaquil con 833,43 MW
2. Empresa Eléctrica Quito con 708,61 MW
3. CNEL EP Guayas – Los Ríos con 441,64 MW

Figura Nro. 15:

Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, agosto 2022



* La demanda de la E.E. Azogues se encuentra inmersa en la E.E. Centro Sur.



3.2 DEMANDA MÁXIMA AÑO MÓVIL (SEPTIEMBRE 2021 - AGOSTO 2022)

La tabla Nro. 6 muestra el valor máximo de la demanda de potencia en el año móvil (septiembre 2021 – agosto 2022), segmentada por el tipo de generación utilizada para su suministro. Cabe mencionar que el abastecimiento de la demanda a través de energía renovable no convencional contempla el uso de centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

Tabla Nro. 6:

Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

Año	Mes	Demanda Máxima Mensual [MW]	Demanda Máxima por tecnología de generación [MW]		
			Hidráulica 	Renovable no Convencional 	Térmica 
2021	Septiembre	4.062,62	3.622,10	82,64	686,69
	Octubre	4.065,48	3.794,31	79,55	688,34
	Noviembre	4.079,58	3.770,80	75,55	462,97
	Diciembre	4.207,83	4.074,22	79,73	422,08
2022	Enero	4.161,71	3.690,55	31,48	929,68
	Febrero	4.152,33	3.575,98	23,14	1.065,60
	Marzo	4.252,73	4.039,06	20,40	541,58
	Abril	4.388,06	4.098,39	22,73	765,88
	Mayo	4.238,00	3.988,84	24,54	436,04
	Junio	4.077,14	3.845,58	53,41	418,96
	Julio	4.114,26	3.930,98	80,35	713,87
	Agosto	4.075,82	3.942,47	84,15	615,66

En la figura Nro. 16 se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (septiembre 2021 – agosto 2022). Dentro de este período de análisis en abril de 2022 se registró el valor más alto de la demanda máxima, el cual alcanzó el valor de 4.388,67 MW.

Figura Nro. 16:

Demanda máxima mensual (MW), año móvil



3.3 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA, PERÍODO 2012 – 2022

En un período de 10 años (septiembre 2012 – agosto 2022), la demanda de potencia máxima pasó de 3.206,73 MW en el 2012 a 4.388,06 MW en el 2022, registrando un incremento del 36,84 %. La tabla Nro. 7 resume el detalle de las demandas máximas del período de análisis y la figura Nro.17 muestra el despliegue de la demanda plurianual.

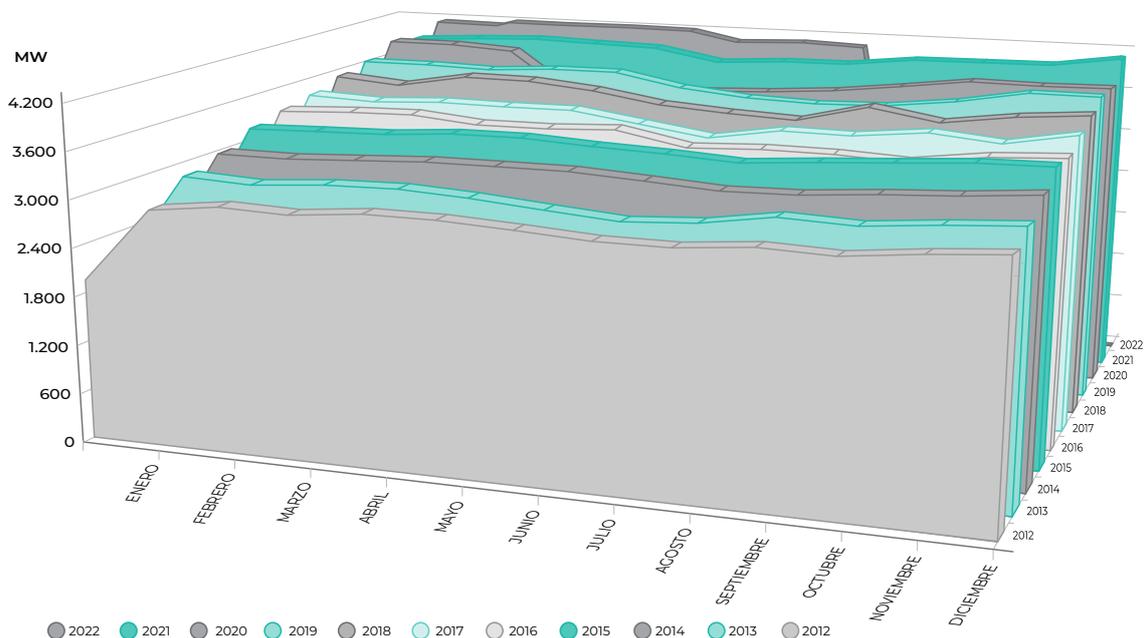
Tabla Nro. 7:

Demanda máxima de potencia (MW), plurianual

Año Mes	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	2.939,16	3.190,31	3.324,28	3.504,00	3.593,10	3.689,18	3.815,28	3.903,44	4.083,08	4.018,40	4.161,71
Febrero	3.036,78	3.151,74	3.324,14	3.523,27	3.638,11	3.645,86	3.748,54	3.906,90	4.089,12	4.061,84	4.152,33
Marzo	3.014,22	3.214,05	3.369,52	3.540,40	3.654,22	3.692,24	3.905,45	3.886,47	4.032,18	4.101,68	4.252,73
Abril	3.091,88	3.234,29	3.402,35	3.606,74	3.583,04	3.683,19	3.902,63	3.941,81	3.458,73	4.076,13	4.388,06
Mayo	3.088,18	3.185,68	3.396,90	3.601,99	3.586,75	3.687,69	3.816,81	3.949,94	3.626,89	4.051,04	4.238,00
Junio	3.041,94	3.107,99	3.399,01	3.559,68	3.624,79	3.561,15	3.673,05	3.778,59	3.633,50	3.892,24	4.077,14
Julio	2.990,20	3.039,13	3.352,43	3.525,24	3.450,27	3.435,24	3.617,14	3.701,49	3.650,21	3.949,03	4.114,26
Agosto	2.983,52	3.080,53	3.292,97	3.471,17	3.490,36	3.577,25	3.585,30	3.668,14	3.712,96	3.960,89	4.075,82
Septiembre	3.058,91	3.218,77	3.307,95	3.544,75	3.490,36	3.577,25	3.799,52	3.697,72	3.820,26	4.062,62	
Octubre	3.035,26	3.187,60	3.373,11	3.591,02	3.457,48	3.674,02	3.657,19	3.790,12	3.935,11	4.065,48	
Noviembre	3.125,07	3.277,04	3.423,45	3.653,34	3.572,86	3.586,63	3.773,64	3.953,33	3.921,50	4.079,58	
Diciembre	3.206,73	3.332,49	3.502,64	3.669,58	3.624,67	3.745,77	3.856,97	3.951,68	3.942,30	4.207,83	
Potencia Máxima	3.206,73	3.332,49	3.502,64	3.669,58	3.654,22	3.745,77	3.905,45	3.953,33	4.089,12	4.207,83	4.388,06

Figura Nro. 17:

Evolución de la demanda máxima, período 2012-2022



La figura Nro. 18 presenta los valores máximos anuales (móviles) de la demanda de potencia en el período septiembre 2012 - agosto 2022. La demanda tiene un comportamiento incremental, cuyo límite inferior es de 3.234,29 MW en el 2012 y uno superior de 4.388,06 MW en el 2022.

Figura Nro. 18:

Demanda máxima de potencia (MW), plurianual



© Central Manduriacu - Imbabura
CELEC-Coca Codo Sinclair



CAPÍTULO

4

PRODUCCIÓN
de energía

CAPÍTULO

4

PRODUCCIÓN
de energía

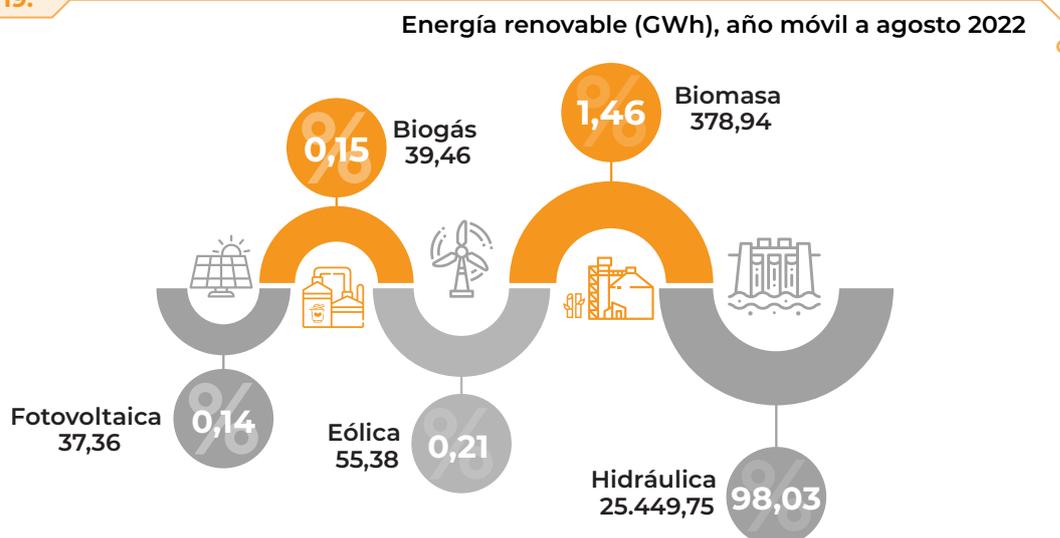
En la tabla Nro. 8, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información año móvil con corte a agosto de 2022; la producción de energía alcanzó 32.782,64 GWh.

Tabla Nro. 8:

Energía Bruta (GWh)			
Tipo de Central	Agosto 2022	Septiembre 2021 Agosto 2022	Composición (%)
Energía Renovable			
 Hidráulica	2.190,95	25.449,75	77,63
 Biomasa	63,49	378,94	1,16
 Eólica	7,62	55,38	0,17
 Biogás	3,72	39,46	0,12
 Fotovoltaica	3,13	37,36	0,11
Total renovable	2.268,91	25.960,91	79,19
Energía No Renovable			
 Térmica MCI	377,43	4.548,68	13,88
 Turbovapor	100,12	1.370,81	4,18
 Turbogás	73,98	902,25	2,75
Total no renovable	551,53	6.821,74	20,81
Total general	2.820,44	32.782,64	100,00

En la figura Nro. 19, se presenta la composición de energía renovable año móvil a agosto de 2022; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 25.449,75 GWh lo que representó el 98,03 % de la producción de energía renovable.

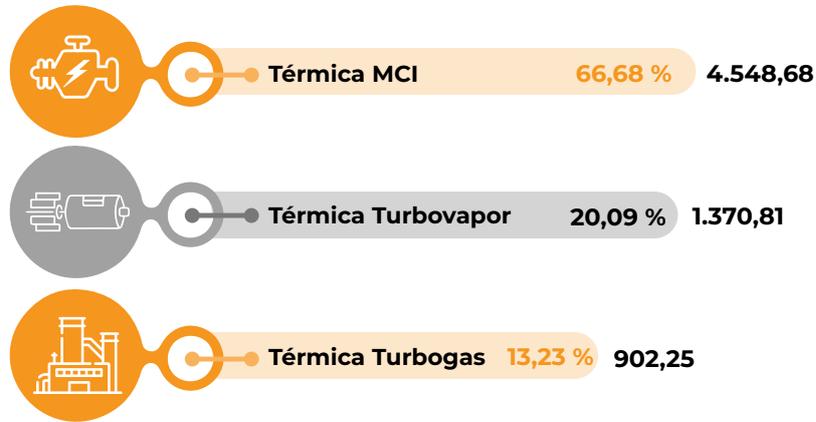
Figura Nro. 19:



En la figura Nro. 20, se presenta la composición de energía no renovable año móvil con corte a agosto de 2022; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 4.548,68 GWh lo que representó el 66,68 % de la producción de energía no renovable.

Figura Nro. 20:

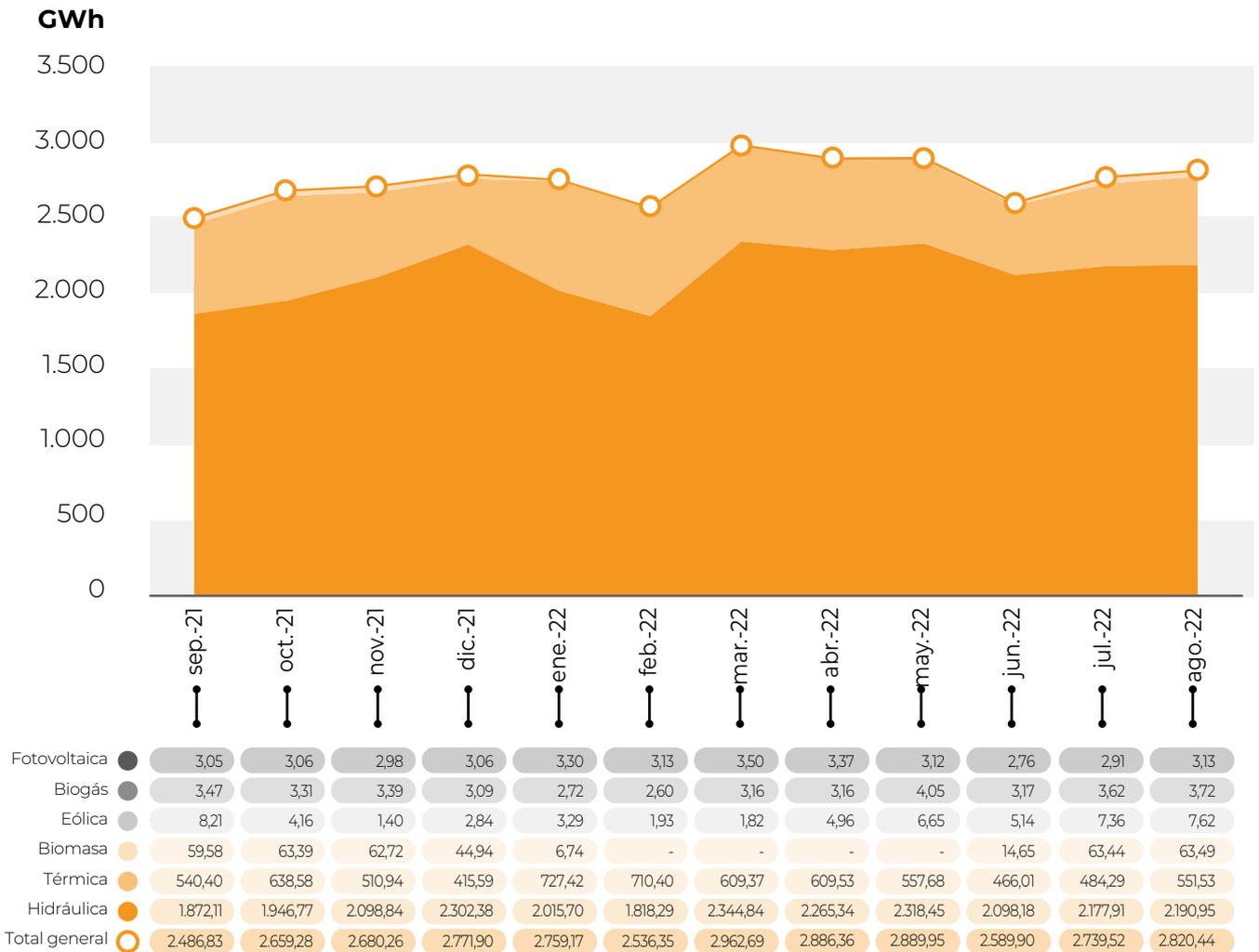
Energía no renovable (GWh), año móvil a agosto 2022



En la figura Nro. 21, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, año móvil a agosto de 2022, registrándose en marzo de 2022 la mayor producción con 2.962,69 GWh.

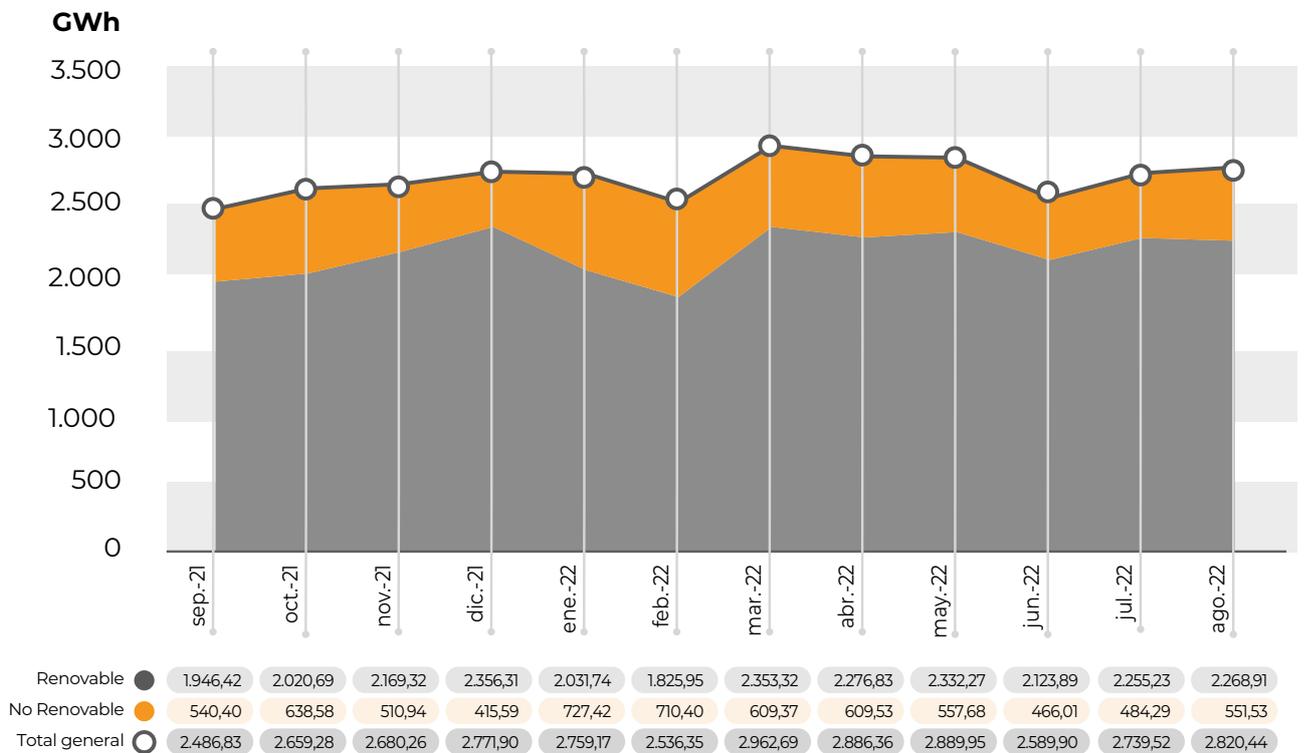
Figura Nro. 21:

Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a agosto 2022



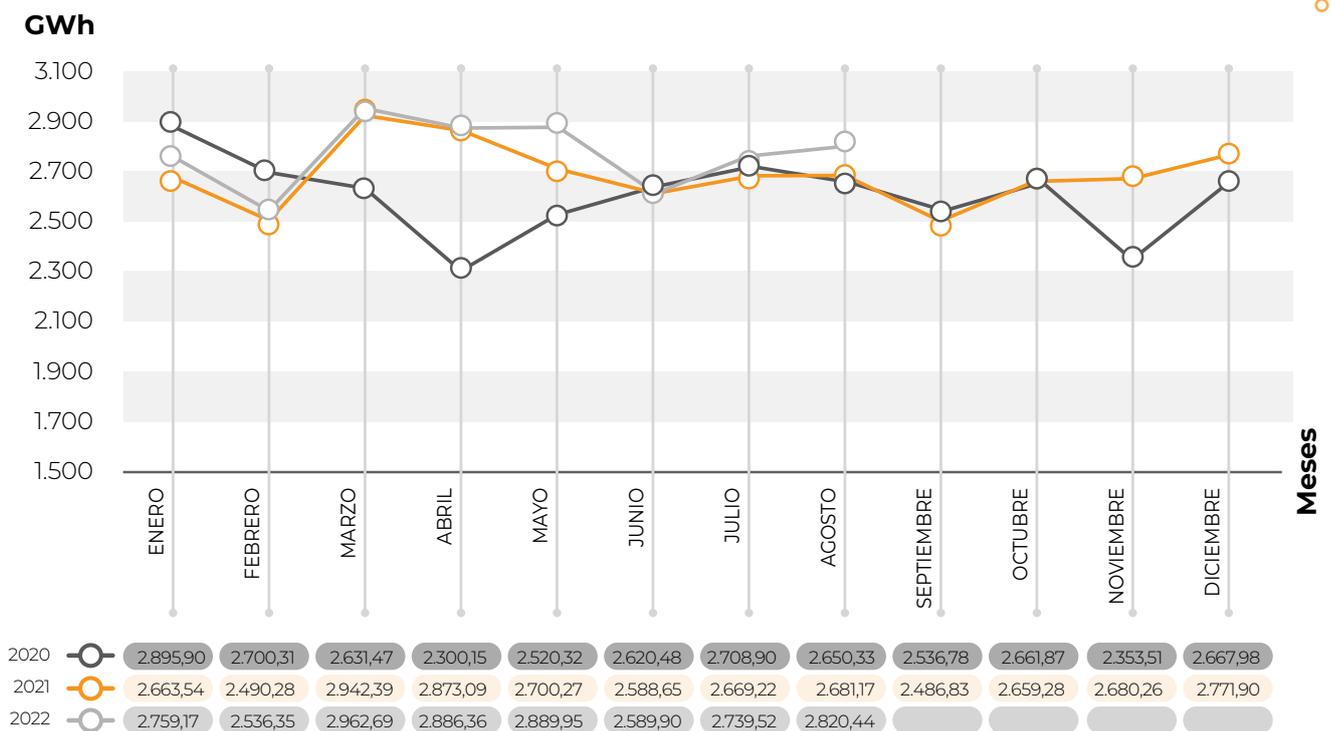
En la figura Nro. 22, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, año móvil a agosto de 2022, registrándose a nivel de todo el sistema que 79,19 % corresponde a energía renovable y el 20,81 % a energía no renovable.

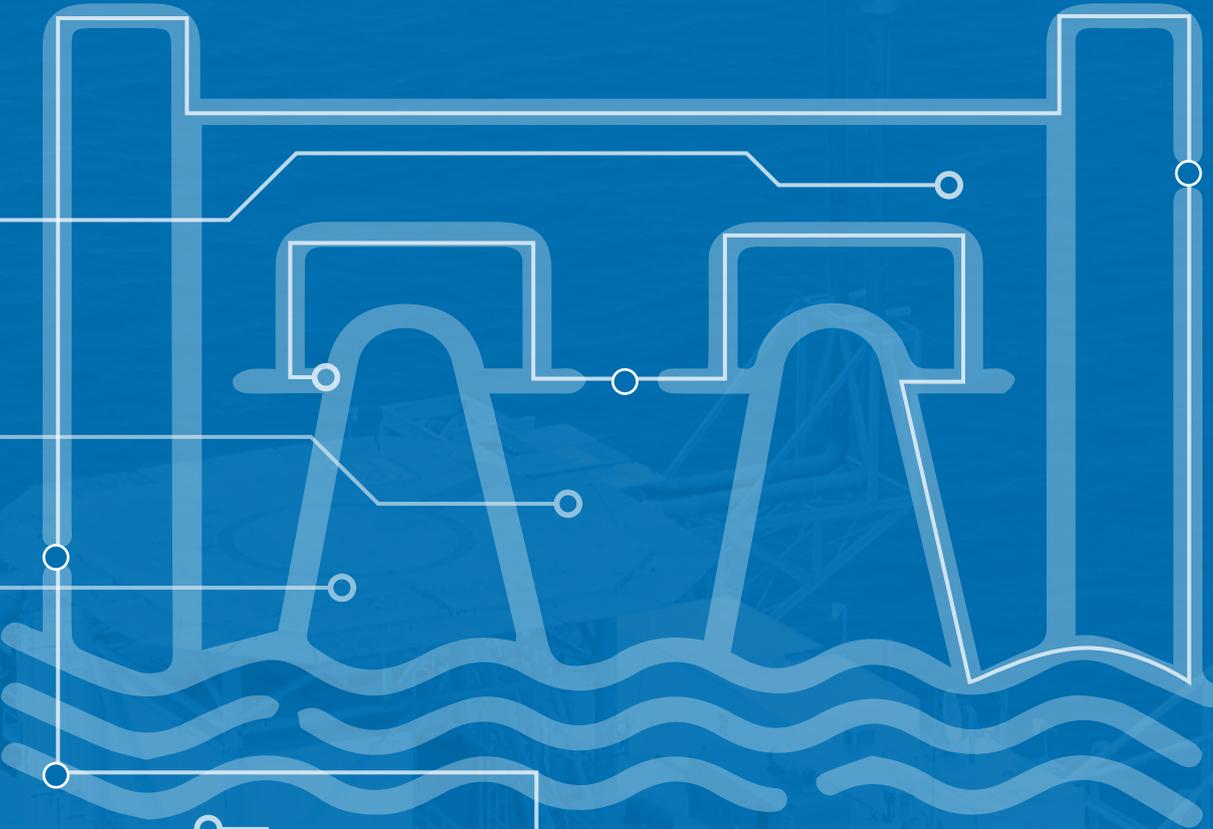
Figura Nro. 22: Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a agosto 2022



En la figura Nro. 23, se presenta un comparativo de la producción mensual de energía eléctrica entre el 2020, 2021 y 2022; se observa que, en los meses de enero y febrero, la producción de electricidad del 2020 fue superior a la del 2021 y 2022.

Figura Nro. 23: Comparativo energía bruta (GWh)





CAPÍTULO

5

PLAN ANUAL
de Operación Estadística PAO 2023

CAPÍTULO

5

PLAN ANUAL de Operación Estadística PAO 2023

El **Plan Anual de Operación Estadística PAO**, presenta los criterios, acciones y requerimientos que los Integrantes SISDAT deberán cumplir durante el accionar de las etapas que comprenden la operación estadística del sector eléctrico ecuatoriano en el año 2023; en el mismo se establecen: los plazos previstos para la entrega de información estadística y geográfica del sector eléctrico, mecanismos de captación, módulos de información, formatos, calendario estadístico, responsables, eventos de capacitación e índices de control, entre otros aspectos.

5.1 PLAZOS DE ENTREGA DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA Y GEOGRÁFICA

La información de infraestructura del módulo de “**datos del agente**” del aplicativo SISDAT, deberá ser actualizada en un plazo máximo de 5 días laborables a partir de la entrada en operación de determinado elemento; y, para el cierre anual de infraestructura, se deberán efectuar las revisiones del caso hasta el 10 de enero de cada año.

Los plazos de entrega de la información estadística y geográfica estipulan el tiempo puntual para realizar las actividades para la captación de la información según el siguiente detalle:

Tabla Nro. 9:

Plazos de entrega de información estadística y geográfica (1/2)

Tipo	Formulario	Nombre	Es acumulativa	Fecha Entrega Máxima	Autogenerador	Distribuidor	Generador	Transmisor
Calidad de Servicio	CAL-060	Calidad de Servicio Técnico	No	A		X		
Infraestructura	INF-010	Caudales	Si	B	X	X	X	
	INF-020	Cobertura Eléctrica	No	D		X		
	INF-040	Redes Media Tensión	Si	D		X		
	INF-050	Luminarias	Si	B		X		
	INF-060	Redes Secundarias	Si	B		X		
	INF-070	Acometidas	Si	B		X		
	INF-080	Medidores	No	D		X		
	INF-090	Personal	No	B	X	X	X	X
	INF-100	Medidores Instalados	No	B		X		

Tabla Nro. 9:

Plazos de entrega de información estadística y geográfica (2/2)

Tipo	Formulario	Nombre	Es acumulativa	Fecha Entrega Máxima	Autogenerador	Distribuidor	Generador	Transmisor
Transacciones	TRA-010	Energía Vendida	Si	B	X	X	X	
	TRA-020	SNT Energía Transportada	Si	B				X
	TRA-030	SNT Balance de Energía	Si	B				X
	TRA-040	Balance Energía	No	D		X	X	
	TRA-050	SNT Potencia Línea Transmisión	Si	B				X
	TRA-060	Pérdidas	No	D		X		
	TRA-080	Fact Clientes No Regulados	No	D	X	X		
	TRA-090	SNT DMax Transformadores	Si	B				X
	TRA-130	Fact Clientes Regulados	No	D		X		
	TRA-140	SNT KV Subestaciones	Si	B				X
	TRA-160	Energía Comprada	Si	B	X	X	X	
	TRA-180	Energía Producida	No	B	X	X	X	
	TRA-190	Balance de Producción	No	B	X	X	X	
	TRA-210	Catastro de Clientes	No	D		X		
Regulación económica	REG-010	Tarifa de la Dignidad	No	C		X		
	REG-030	Ley Anciano	No	D		X		
	REG-070	Discapacitados	No	D		X		
	REG-080	Déficit Tarifario	No	E		X		
Información Geográfica	GEO-001	GDB homologada	No	F		X		
	GEO-002	Shapefile de subestaciones de transmisión y líneas de transmisión	No	G				X

A	B	C	D	E	F	G
El día 15 del mes n+1	El último día del mes n+1	El día 1 del mes n+2	El día 5 del mes n+2	El día 15 del mes n+2	El día 5 del mes n+1	El último día del mes n

En el caso de que los plazos anteriormente descritos coincidan con sábado, domingo o feriado, la fecha de entrega se traslada el siguiente día laborable; según las siguientes excepciones.

Tabla Nro. 10:

Excepciones plazos de entrega

Mes	A: 15 n+1	B: 30 n+1	C: 1 n+2	D: 5 n+2	E: 15 n+2	F: 5 n+1	G: 30 n
Enero	15-feb-23	28-feb-23	1-mar-23	6-mar-23	15-mar-23	6-feb-23	
Febrero	15-mar-23	31-mar-23	4-abr-23	5-abr-23	17-abr-23	6-mar-23	28-feb-23
Marzo	17-abr-23	2-may-23	2-may-23	5-may-23	15-may-23	5-abr-23	
Abril	15-may-23	31-may-23	1-jun-23	5-jun-23	15-jun-23	5-may-23	
Mayo	15-jun-23	30-jun-23	3-jul-23	5-jul-23	17-jul-23	5-jun-23	
Junio	17-jul-23	31-jul-23	1-ago-23	7-ago-23	15-ago-23	5-jul-23	30-jun-23
Julio	15-ago-23	31-ago-23	1-sep-23	5-sep-23	15-sep-23	7-ago-23	
Agosto	15-sep-23	2-oct-23	2-oct-23	5-oct-23	16-oct-23	5-sep-23	
Septiembre	16-oct-23	31-oct-23	1-nov-23	7-nov-23	15-nov-23	5-oct-23	
Octubre	15-nov-23	30-nov-23	1-dic-23	5-dic-23	15-dic-23	7-nov-23	31-oct-23
Noviembre	15-dic-23	2-ene-24	2-ene-24	5-ene-24	15-ene-24	5-dic-23	
Diciembre	15-ene-24	29-feb-24	1-feb-24	5-feb-24	15-feb-24	5-ene-24	
	CAL-060	INF-010	REG-010	INF-020	REG-080	GEO-001	GEO-002
		INF-050		INF-040			
		INF-060		INF-080			
		INF-070		TRA-060			
		INF-090		TRA-130			
		INF-100		TRA-210			
		TRA-010		TRA-040			
		TRA-020		TRA-080			
		TRA-030		REG-030			
		TRA-050		REG-070			
		TRA-090					
		TRA-140					
		TRA-160					
		TRA-180					
		TRA-190					



En el caso de que los plazos coincidan con sábado o domingo, la fecha de entrega se traslada el siguiente día laborable.

Para el caso de feriados nacionales, provinciales y cantonales a continuación se detallan las excepciones de los plazos de entrega de la información estadística y geográfica:

El 1 de abril es provincialización de Cotopaxi, por esta razón la fecha de entrega se traslada al 4 de abril.

El 1 de mayo es feriado del Día del Trabajo, por esta razón la fecha de entrega se traslada al 2 de mayo.

El 2 de noviembre es día de los difuntos; 3 de noviembre independencia de Cuenca; 4 de noviembre es cantonización de Manta y Azogues; 6 de noviembre es la provincialización de Santo Domingo de los Tsáchilas. Por esa razón la entrega se traslada al 7 de noviembre.

5.2 CALENDARIO ESTADÍSTICO 2023

El “Calendario estadístico 2023” es una herramienta de planificación estadística cuya creación y aplicación, proporciona un adecuado control y seguimiento al cumplimiento de la publicación de resultados de la operación estadística “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.

Figura Nro. 24:

Calendario estadístico 2023



5.3 ÍNDICE DE OPORTUNIDAD DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA Y GEOGRÁFICA



Donde: $OIEG = \frac{\sum MFP}{TMI}$



OIEG Índice de oportunidad de la información

MFP Sumatoria de módulos de información fuera de plazo

TMI Total de módulos de información



El plazo de entrega y el total de los módulos de información estadística y geográfica se establecen en el numeral 7 *Plazos de entrega de la información estadística y geográfica* del presente PAO.

En el mes que este índice sea mayor que cero, la ARCERNNR iniciará el proceso sancionatorio correspondiente.

La información estadística y geográfica entregada fuera del plazo, puede ser justificada por los Integrantes SISDAT mediante un informe de descargo; y, solicitar su análisis de manera oficial a la ARCERNNR hasta dos (2) días laborables después del plazo de entrega del o los módulos de información correspondientes.

La ARCERNNR, en un plazo máximo de dos (2) días laborables, realizará los análisis de cada caso y, de proceder la solicitud de descargo, para el cálculo del indicador OIEG, contabilizará únicamente aquellas que no sean justificadas y las que sean imputables al Integrante SISDAT.

5.4 ÍNDICE DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA Y GEOGRÁFICA

Donde:
$$CIEG = \frac{\sum_{i=1}^{12} (NA_i)}{NR}$$

CIEG Índice de calidad de la información estadística y geográfica

NA Número de rectificaciones fuera de plazo

NR Número máximo de rectificaciones anual

La contabilización del número de rectificaciones fuera de plazo (NA) de los módulos de información estadística y geográfica, será mensual y acumulada.

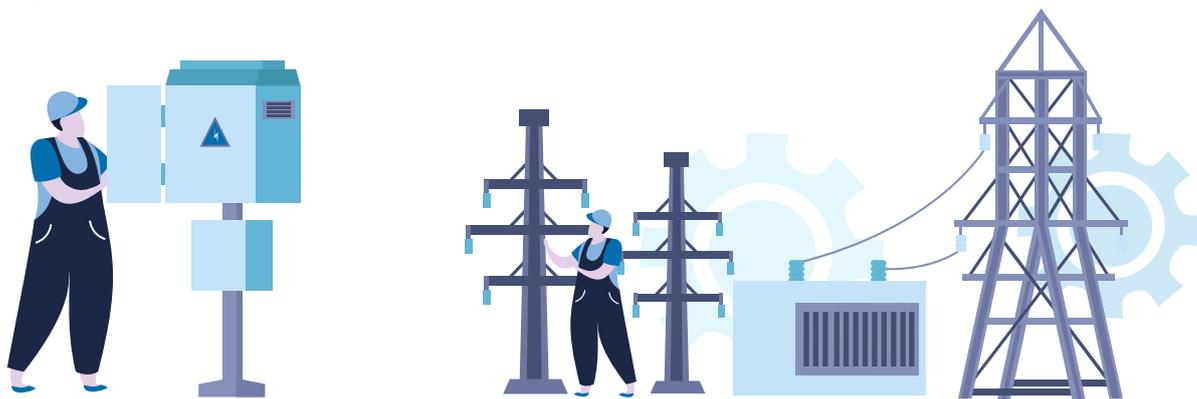
El número máximo anual de rectificaciones (NR) de los formularios de información estadística y geográfica, de manera inicial se establece en función del comportamiento de solicitudes de rectificación de información en el aplicativo SISDAT de los últimos años; y, se efectúa una distinción entre el tipo de empresas por cuanto el número de formularios en el caso de las distribuidoras es mayor.

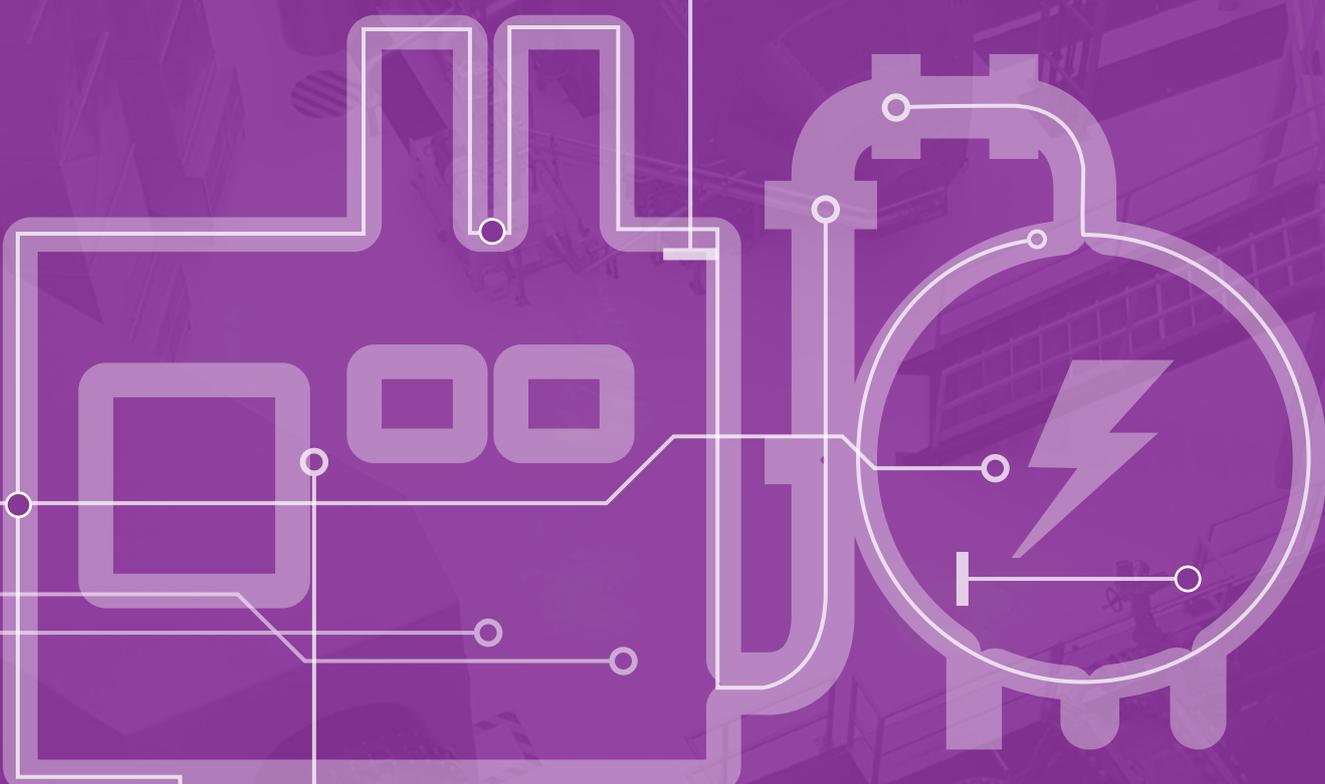
- Para las empresas generadoras, autogeneradoras, transmisor y grandes consumidores: se establecen cinco (5) recargas durante el año de operación estadística 2023.
- Para las empresas de distribución y unidades de negocio de CNEL EP: se establecen catorce (14) recargas durante el año de operación estadística 2023.

Para el cálculo del índice se considerará únicamente las rectificaciones que sean imputables al Integrante SISDAT; y, que estén fuera del plazo establecido en el PAO.

Los plazos que deberán cumplir los Integrantes SISDAT para realizar rectificaciones, se señalan el numeral 7 Plazos de entrega de la información estadística y geográfica.

En el mes que este índice sea mayor a uno, se procederá con el inicio del proceso sancionatorio correspondiente. Para el mes posterior, reiniciará el cálculo del indicador CIEG; en consecuencia, el número de rectificaciones fuera de plazo (NA) de los módulos de información estadística y geográfica, volverá a cero.





CAPÍTULO

6

MAPA NORMATIVO
del sector eléctrico ecuatoriano

CAPÍTULO

6

MAPA NORMATIVO
del sector eléctrico ecuatoriano

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) es el organismo técnico - administrativo, encargado de regular, controlar, fiscalizar, y auditar las actividades de los recursos energéticos y naturales no renovables; con objetivo final de precautelar y garantizar los intereses del consumidor o usuario final, promoviendo el aprovechamiento óptimo de estos recursos con responsabilidad social y ambiental, basado en la transparencia e integridad institucional.

La Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico, a través de la Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico, como parte de sus atribuciones y deberes relacionados con la elaboración de proyectos de normativa y sus reformas, para regular aspectos técnicos, comerciales y operativos de la prestación del servicio público de energía eléctrica, el servicio de alumbrado público general y el servicio de carga de vehículos eléctricos, da a conocer el “Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.

El mapa antes referido, es una herramienta de difusión y consulta que contiene el régimen legal y la estructura del sector eléctrico ecuatoriano. Este último está conformado por una estructura institucional y una empresarial. Por otra parte, el régimen legal del sector eléctrico ecuatoriano está compuesto por la Constitución de la República, Decisiones de la Comunidad Andina, las Leyes y sus Reglamentos Generales, y el Marco Regulatorio.

El Marco Regulatorio está dividido en 12 categorías que abarcan 34 regulaciones y 11 resoluciones (las más relevantes), vigentes en todos los ámbitos de la cadena productiva de energía eléctrica. En esta actualización, el mapa normativo, incluye la sección “Económico y Tarifario” que contiene, además de la normativa relacionada, también los estudios de costos y pliegos tarifarios vigentes.



Créditos

ELABORACIÓN Y EDICIÓN

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS E INFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



Marisol Díaz
PROFESIONAL I



Rodrigo Briones
PROFESIONAL



Andrés Chiles
ESPECIALISTA



Christian Junia
ANALISTA



Andrea Torres
ANALISTA

DIRECCIÓN DE REGULACIÓN TÉCNICA DEL SECTOR ELÉCTRICO



Diego Arias
DIRECTOR



Walter Intriago
PROFESIONAL



Santiago Santana
ESPECIALISTA

Créditos

COORDINACIÓN GENERAL

Geovanny Pardo Salazar

Coordinador Técnico de Regulación
y Control Eléctrico - ARCERNR

DIRECCIÓN GENERAL

Iván Sánchez Loor

Director de Estudios e Información
del Sector Eléctrico - ARCERNR

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Esmeralda Bolaños / Augusto Cabrera

FOTOGRAFÍAS

CONALI

CNEL-Bolívar

CNEL-Guayaquil

CNEL-Manabí

CNEL -El Oro

CNEL-Los Ríos

E. E. Cotopaxí

E. E. Norte

CELEC-Hidrotoapi

CELEC-Coca Codo

CELEC-Hidroagoyán

Ministerio del Ambiente

Ministerio de Turismo

Repsol

Algenotec

Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de
Desarrollo –BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 13. Quito – Ecuador,
noviembre 2022. Todos los derechos reservados.



Quito nocturno - Pichincha
Marisol Díaz Espinoza

Tubería de presión - Tulcán- E.E. Norte



Subestación Eléctrica - Chone
CNEL-Manabí



Fauna- Pichincha - Ministerio de Turismo



Bloque 16 - Orellana
Repsol



Parque solar - Guayas - Algenotec



Subestación Machala - CNEL-El Oro



Malecón - Guayas - Ministerio de Turismo

**Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables**

www.controrecursosyenergia.gob.ec

Armenia: Calle Estadio entre Manuela Cañizares y Lola Quintana
Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de los Shyrís