

PANORAMA ELÉCTRICO





Fauna - Orellana
Sofía Andrade



Torre de transmisión de 230 kV - Pichincha
CELEC-Transelectric



Laguna de Limoncocha - Sucumbíos
Petroamazonas



Flor - Loja
Marisol Díaz Espinoza



Ave - Napo
Agip Oil



Parque fotovoltaico - Imbabura
Valsolar



Contenido



CAPÍTULO

01

Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano ... 1

- 1.1 Generación..... 1
- 1.2 Transmisión..... 4
- 1.3 Distribución..... 6



CAPÍTULO

02

Balance nacional

de energía eléctrica 11



CAPÍTULO

03

Demanda

de potencia nacional ... 19

- 3.1 Demanda diaria, junio 2021 19
- 3.2 Demanda máxima año móvil
(julio 2020 – junio 2021) 20
- 3.3 Evolución histórica de la demanda máxima,
período 2011 – 2020 22



CAPÍTULO

04

Producción

de energía ... 24



CAPÍTULO
05

Sistema de Gestión

Avanzada de la distribución en el Ecuador - ADMS

	29
5.1	Introducción 29
5.2	Centro de Control Nacional de Distribución (CCND) 31
5.3	Principales funciones del sistema ADMS 32
5.4	Información ingresada al ADMS 34
5.5	Indicadores 35
5.6	Intercambio de información entre centros de control 36
5.7	Conclusión 37

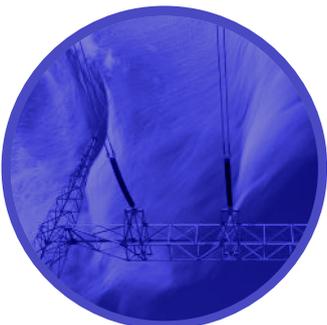


CAPÍTULO
06

Análisis Geográfico

del nivel isoceráunico

	39
6.1	Introducción 39
6.2	Problema 40
6.3	Propuesta 42
6.4	Realización 44
6.5	Resultados 46
6.6	Conclusiones 49
6.7	Recomendaciones 50



CAPÍTULO
07

Glosario de definiciones

y acrónimos

	52
7.1	Presentación 52

Contenido de Tablas

Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 - junio 2021	1
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - junio 2021 ..	5
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, junio 2021	6
Tabla Nro. 4:	Cantidad de clientes, junio 2021	7
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica	11
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima diaria, junio 2021 (MW)	19
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	20
Tabla Nro. 8:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	22
Tabla Nro. 9:	Energía bruta (GWh)	24
Tabla Nro. 10:	Información ingresada en ADMS, actualizada a julio 2021	34

Contenido de Figuras

Figura Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - junio 2021	2
Figura Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - junio 2021	3
Figura Nro. 3:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - junio 2021	5
Figura Nro. 4:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y junio 2021	8
Figura Nro. 5:	Potencia nominal (MW), junio 2021	12
Figura Nro. 6:	Potencia efectiva (MW), junio 2021	12
Figura Nro. 7:	Producción de energía e importaciones (GWh), año móvil a junio 2021.....	13
Figura Nro. 8:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a junio 2021	14
Figura Nro. 9:	Energía entregada para servicio público (GWh), año móvil a junio 2021.....	15
Figura Nro. 10:	Consumo de energía y pérdidas (GWh), año móvil a junio 2021	17
Figura Nro. 11:	Demanda máxima diaria (MW), junio 2021	19
Figura Nro. 12:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	21
Figura Nro. 13:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil	21
Figura Nro. 14:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	22
Figura Nro. 15:	Energía renovable (GWh), año móvil a junio 2021	25
Figura Nro. 16:	Energía no renovable (GWh), año móvil a junio 2021	25
Figura Nro. 17:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a junio 2021	26

Figura Nro. 18:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a junio 2021	26
Figura Nro. 19:	Comparativo energía bruta (GWh)	27
Figura Nro. 20:	Sistema Nacional ADMS	31
Figura Nro. 21:	Centro de Control Nacional de Distribución	31
Figura Nro. 22:	Interacción del centro de control nacional de distribución y los 20 centros de control locales	33
Figura Nro. 23:	Indicadores internacionales	35
Figura Nro. 24:	Subestación Taday (CELEC-Transelectric) ingresada en ADMS	36
Figura Nro. 25:	Proceso para la recolección de datos de descargas atmosféricas	40
Figura Nro. 26:	Problemas en recolección de datos de descargas atmosféricas	41
Figura Nro. 27:	Solución planteada para procesar datos de descargas atmosféricas	42
Figura Nro. 28:	Fuentes de información	43
Figura Nro. 29:	Fuentes de información para la realización	44
Figura Nro. 30:	Procesamiento de la información de datos	46
Figura Nro. 31:	Aplicación desarrollada para consultas de descargas atmosféricas	48

Contenido de Mapas

Mapa Nro. 1:	Potencia nominal por provincia	4
Mapa Nro. 2:	Clientes por provincia	9
Mapa Nro. 3:	Extracción de puntos de datos satelitales - LIS	45
Mapa Nro. 4:	Nivel cerámico en área de prestación del servicio de la E.E. Quito	47
Mapa Nro. 5:	Densidad de descargas en área de prestación del servicio de la E.E. Quito	47

Presentación

La Revista Panorama Eléctrico, es un espacio de comunicación que complementa las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del sector. Principalmente 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 junio de 2021; datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico; además se incluye información referente al Sistema de Gestión Avanzado de la Distribución en el Ecuador - ADMS, Análisis Geográfico del nivel isocerámico y Glosario de definiciones y acrónimos de la normativa del sector eléctrico ecuatoriano.



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



CAPÍTULO
01

Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano

Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano

En esta sección se presenta un resumen de la información de infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano, a junio de 2021.

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), 2011 - junio 2021

	8.725,21 Potencia Nominal (MW)		8.098,37 Potencia Efectiva (MW)				Variación 2011 a Junio 2021	
	Junio 2021		2020		2011			
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (%)
Por Sistema								
 SNI ⁽¹⁾	7.348,68	7.039,55	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,76	67,56
 No Incorporado	1.376,53	1.058,82	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	71,92	78,10
Por Tipo de Energía								
 Renovable	5.299,09	5.254,95	5.299,09	5.254,95	2.338,15	2.303,01	126,64	128,18
 No Renovable	3.426,12	2.843,42	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	20,51	14,07
Por Empresa								
 Generadora	6.616,62	6.382,01	6.608,20	6.382,01	3.759,41	3.628,15	76,00	75,90
 Autogeneradora	1.656,98	1.334,83	1.652,49	1.331,70	918,28	712,35	80,44	87,38
 Distribuidora	451,61	381,54	451,61	381,54	503,54	455,18	(10,31)	(16,18)

 (1) Sistema Nacional Interconectado

En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecian el comparativo y la evolución de la potencia nominal instalada, desde 2011 a junio de 2021.

Figura Nro. 1: Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - junio 2021

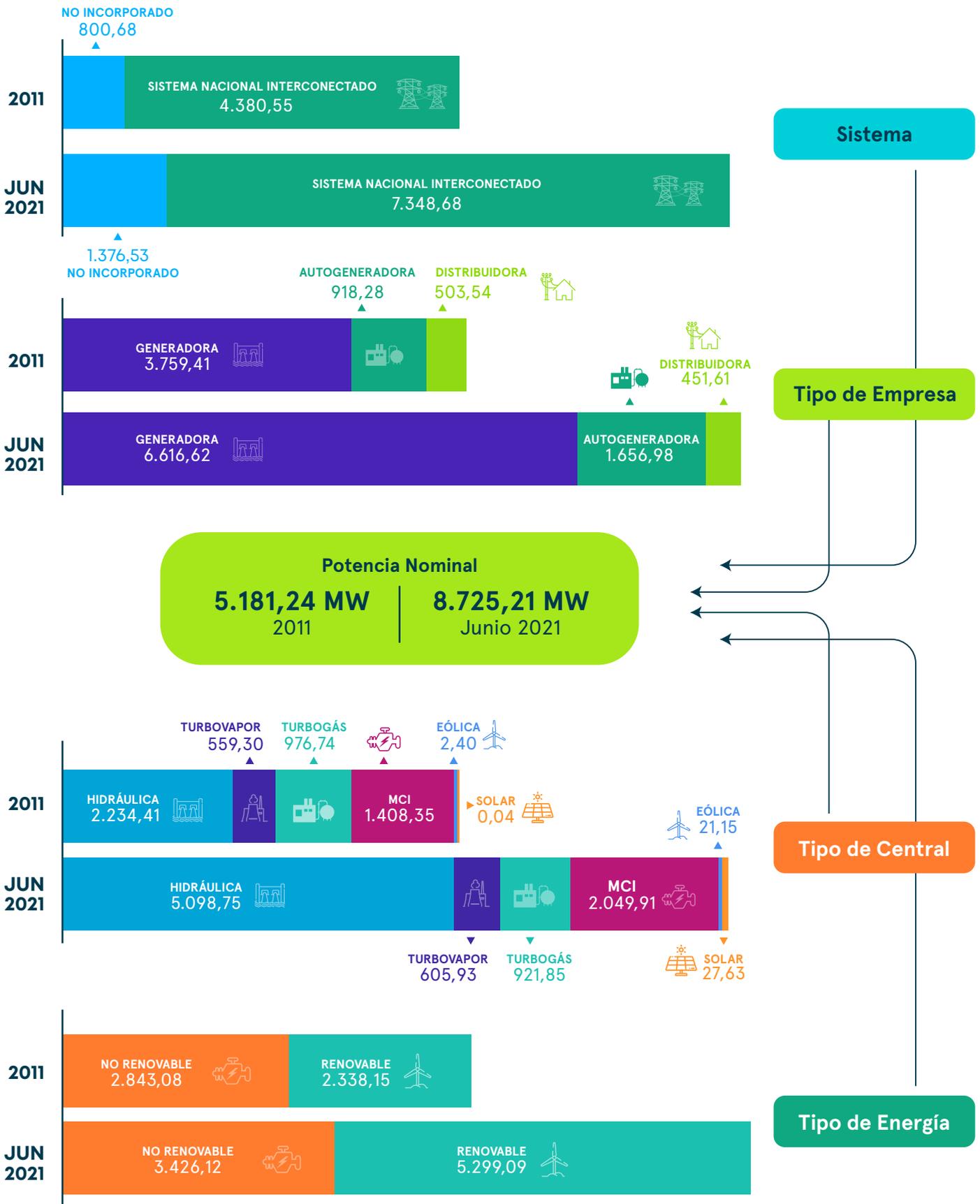
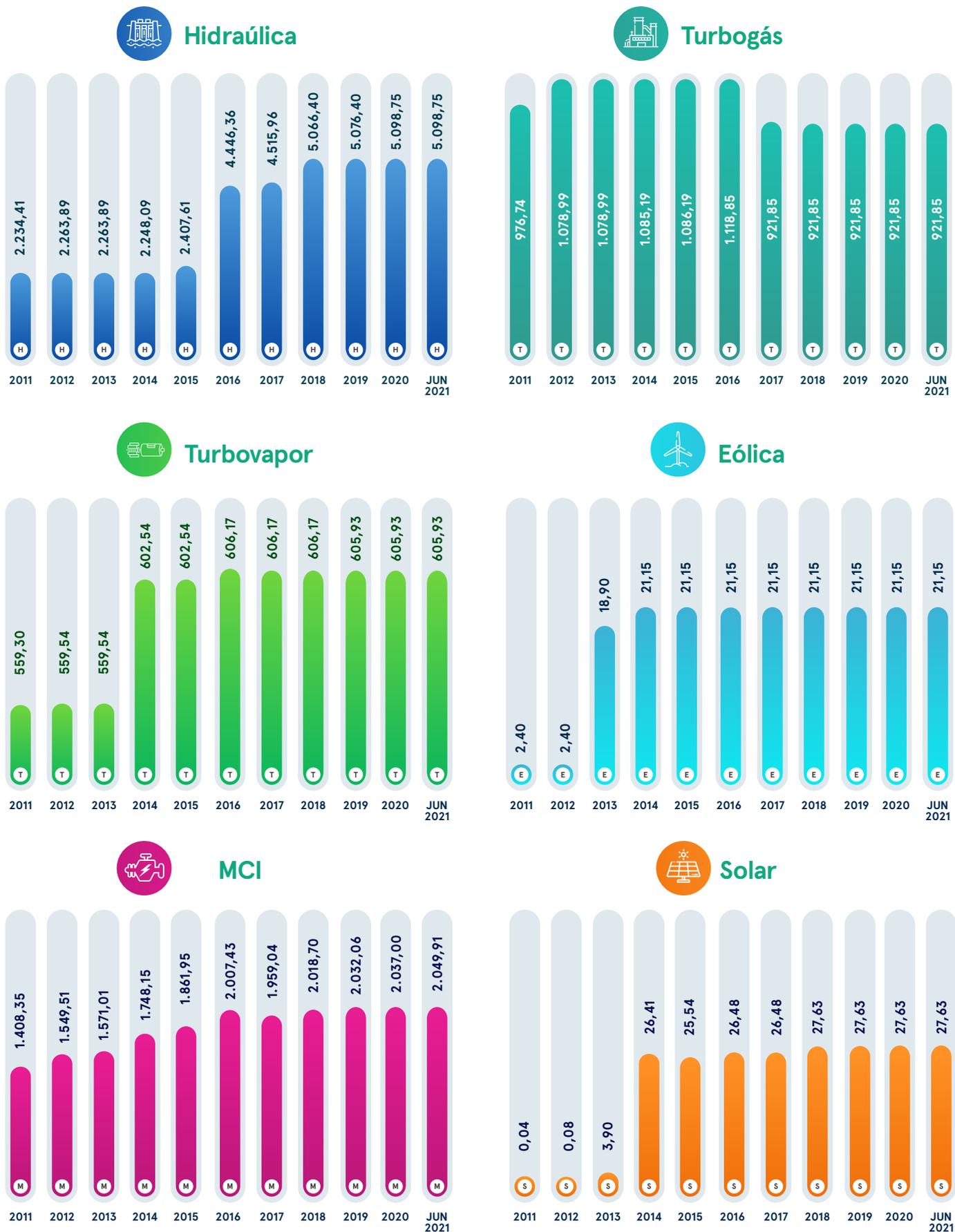
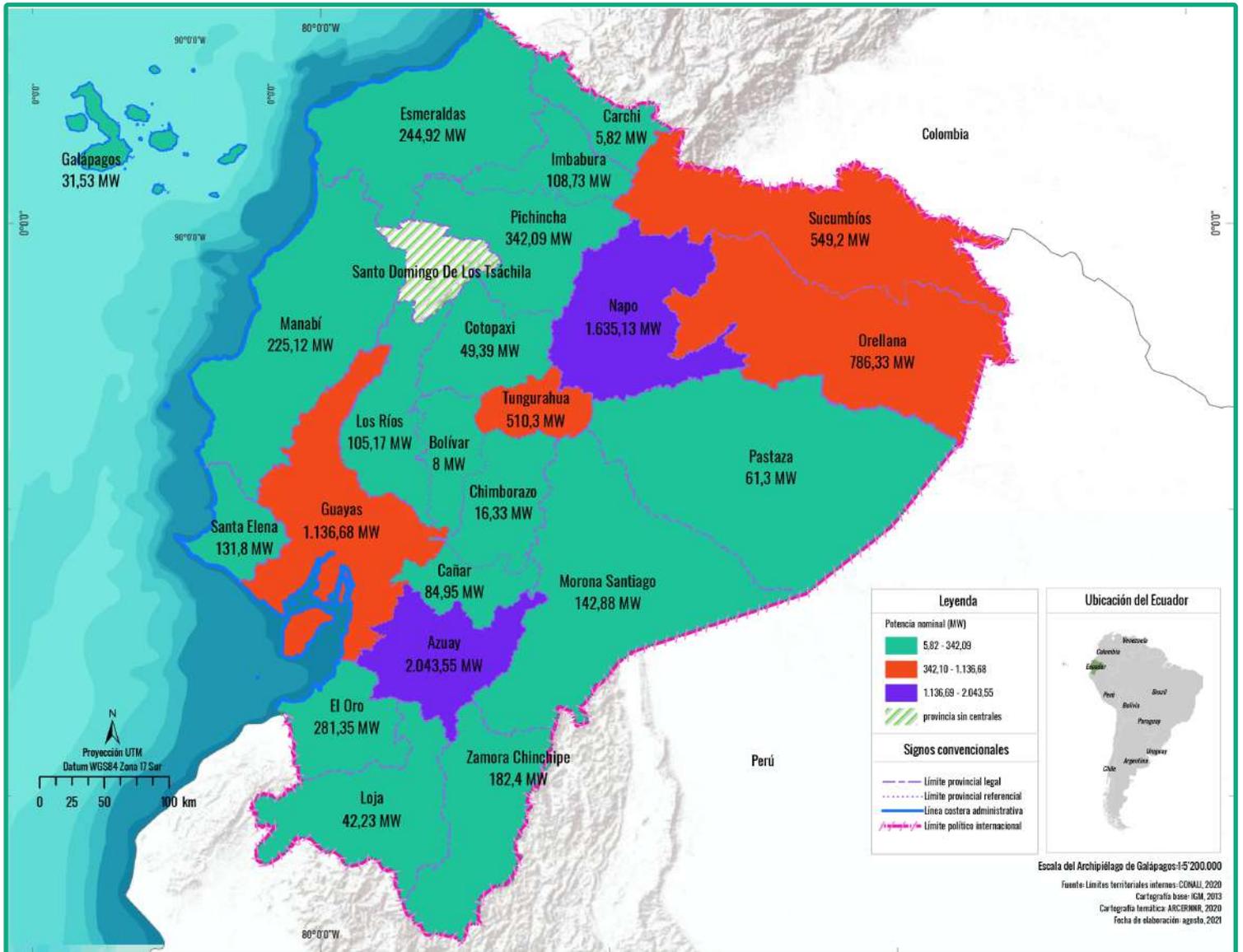


Figura Nro. 2: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - junio 2021



Mapa Nro. 1: Potencia nominal por provincia



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.

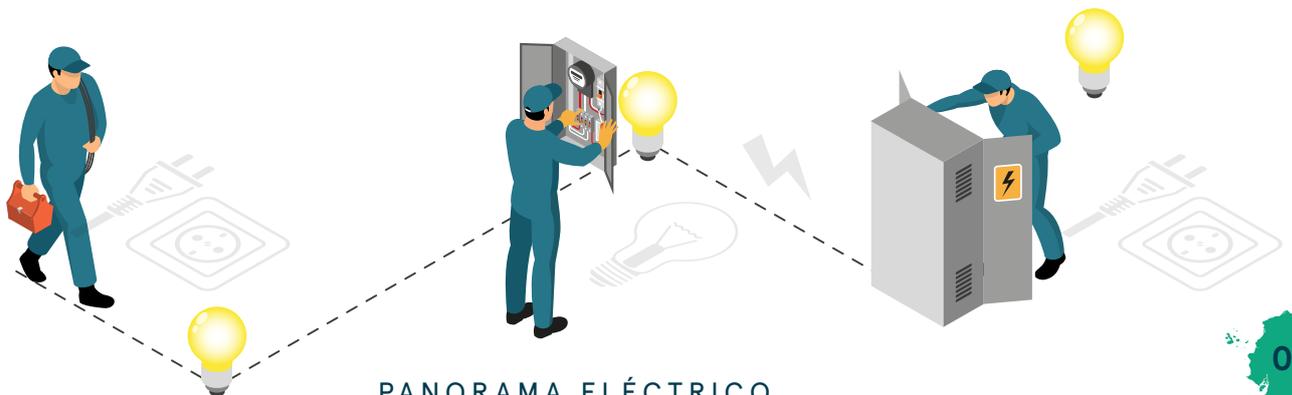


Tabla Nro. 2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - junio 2021



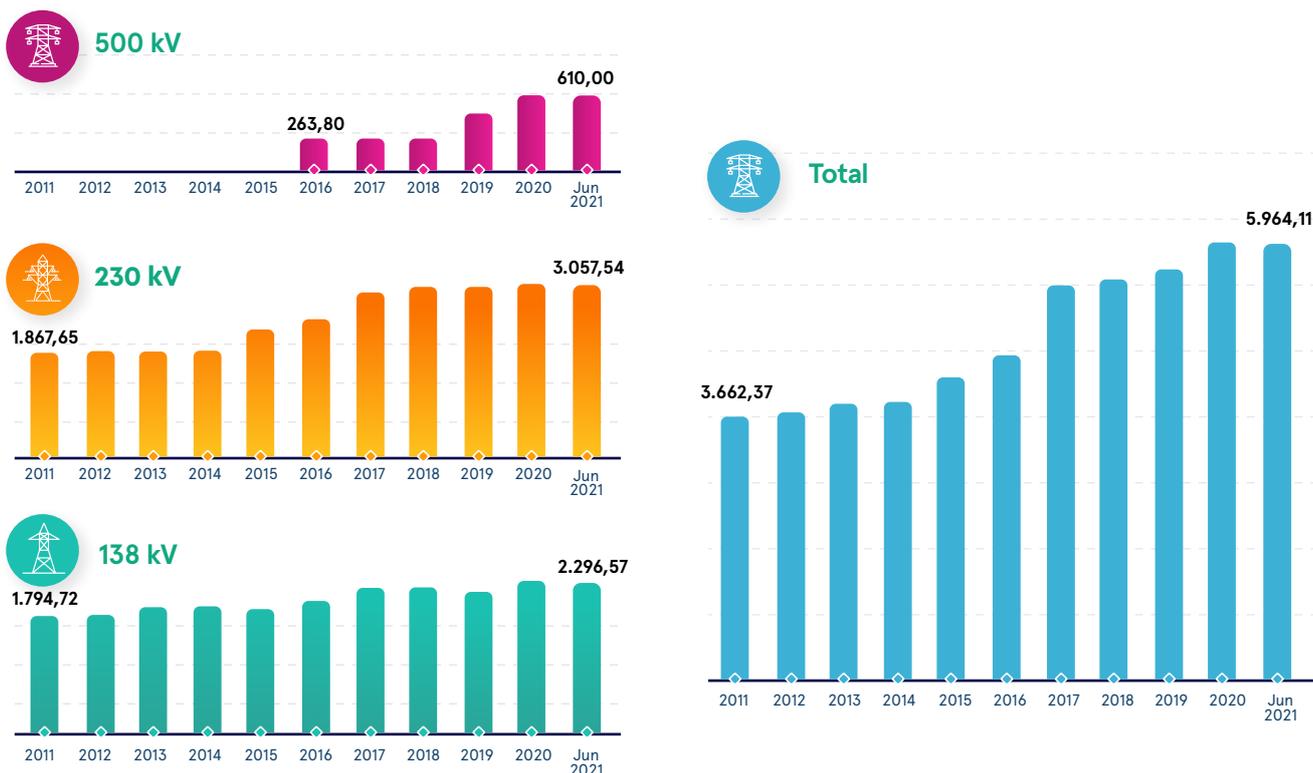
	Abril 2021	2020	2011	Variación 2011 a Junio 2021
SNI (*)	Longitud (km)	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	610,00	-	-
230 kV	3.057,54	3.057,54	1.867,65	63,71
138 kV	2.296,57	2.296,57	1.794,72	27,96

Líneas de Interconexión	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)	7,50	15,50
230 kV (Doble Circuito)	325,82	536,20

 (*) Sistema Nacional Interconectado

En la figura Nro. 3 se observa el crecimiento del sistema de transmisión por nivel de voltaje, de acuerdo a la longitud en kilómetros.

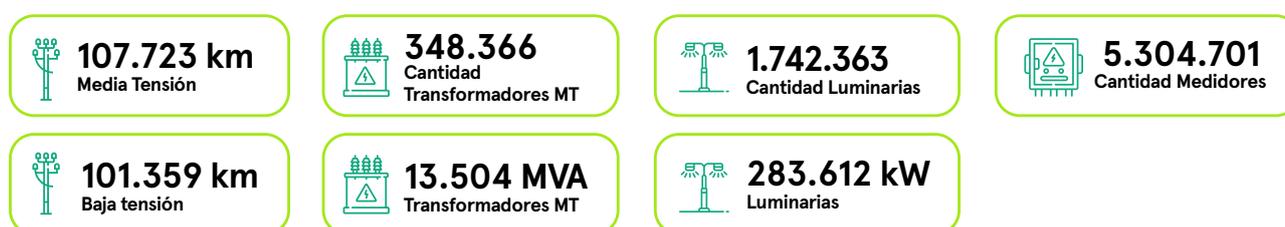
Figura Nro. 3: Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - junio 2021



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, junio 2021



Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.191	6.081	91	3.291	23.182	3.653	68.230
CNEL-EI Oro	5.497	16.518	721	3.466	91.070	16.577	267.795
CNEL-Esmeraldas	4.782	9.965	324	2.893	51.533	9.178	129.901
CNEL-Guayaquil	2.863	36.626	2.496	5.246	177.665	28.951	715.868
CNEL-Guayas Los Ríos	8.379	32.770	1.278	5.653	101.840	18.925	357.864
CNEL-Los Ríos	3.650	10.757	344	2.179	34.344	6.271	141.106
CNEL-Manabí	8.196	28.905	846	6.465	123.632	22.665	335.985
CNEL-Milagro	4.202	12.700	384	2.176	51.253	9.614	156.228
CNEL-Sta. Elena	2.303	9.769	423	1.814	40.228	6.726	129.350
CNEL-Sto. Domingo	9.929	24.344	496	6.376	85.410	14.686	256.879
CNEL-Sucumbíos	5.232	10.089	273	4.635	50.578	6.503	102.033
E.E. Ambato	5.823	16.313	449	8.068	133.761	18.680	289.177
E.E. Azogues	830	2.170	59	1.489	17.981	3.037	39.240
E.E. Centro Sur	10.236	26.538	855	12.855	160.862	29.190	414.955
E.E. Cotopaxi	4.331	10.004	285	5.848	54.034	8.081	149.735
E.E. Galápagos	341	1.172	40	262	6.238	707	13.468
E.E. Norte	6.140	17.825	508	6.969	111.735	15.444	260.421
E.E. Quito	9.065	42.526	2.964	10.781	290.248	47.374	1.207.575
E.E. Riobamba	4.258	14.224	294	5.368	67.639	8.763	182.271
E.E. Sur	8.476	19.070	373	5.526	69.130	8.586	216.521

La tabla Nro. 4 y mapa Nro. 2 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a junio 2021.

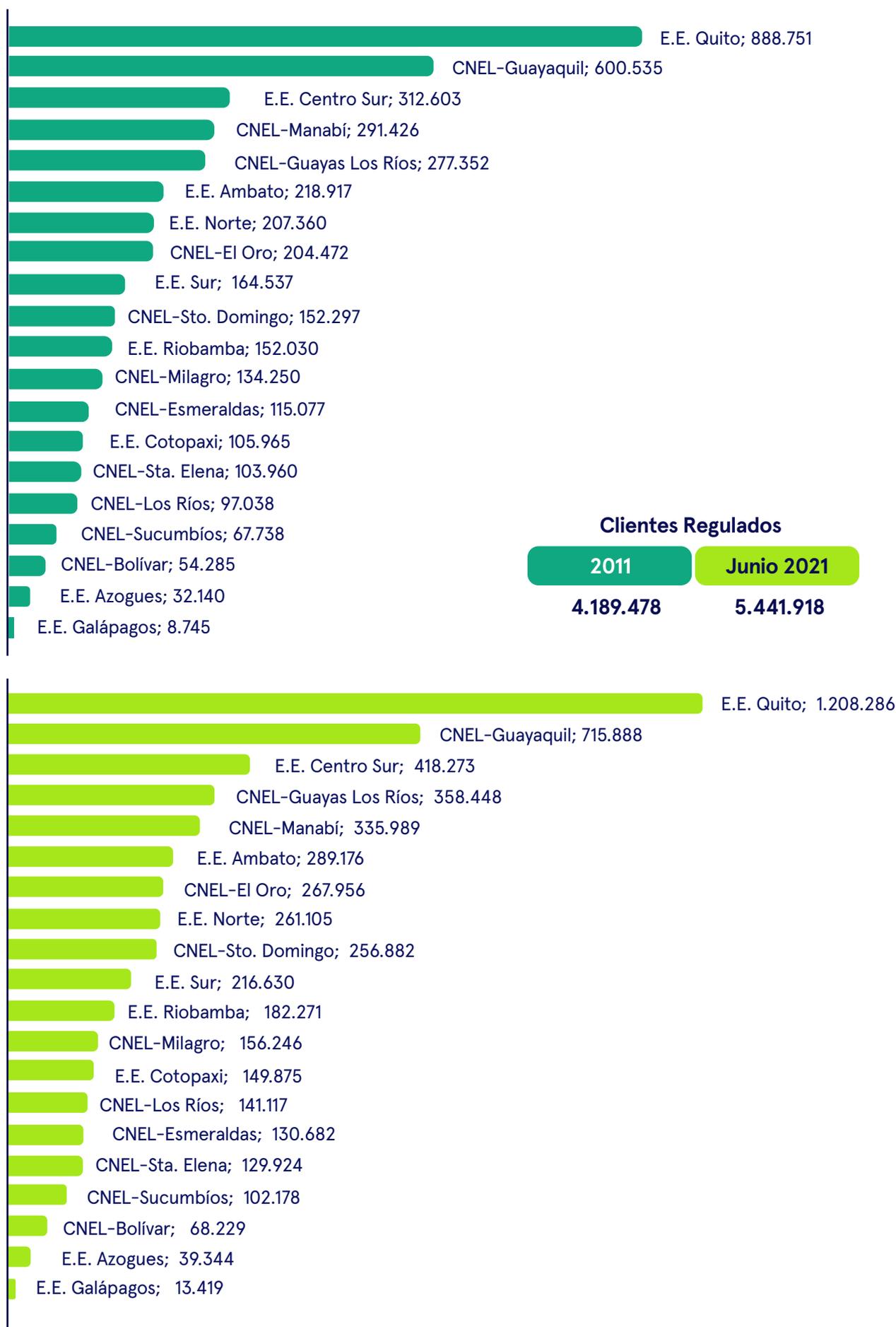
Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes, junio 2021

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	631.638	76.910	2.248	5.092	715.888	44	715.932
CNEL-Guayas Los Ríos	331.897	19.976	828	5.747	358.448	22	358.470
CNEL-Manabí	311.334	18.756	622	5.277	335.989	12	336.001
CNEL-El Oro	240.680	21.771	1.651	3.854	267.956	2	267.958
CNEL-Sto. Domingo	228.215	25.161	274	3.232	256.882	4	256.886
CNEL-Milagro	141.983	12.471	166	1.626	156.246	3	156.249
CNEL-Esmeraldas	119.467	8.436	366	2.413	130.682	3	130.685
CNEL-Los Ríos	131.508	7.489	367	1.753	141.117	2	141.119
CNEL-Sta. Elena	117.802	9.726	199	2.197	129.924	4	129.928
CNEL-Sucumbíos	87.110	12.091	497	2.480	102.178	2	102.180
CNEL-Bolívar	63.167	3.473	134	1.455	68.229	-	68.229
CNEL EP	2.404.801	216.260	7.352	35.126	2.663.539	98	2.663.637
E.E. Quito	1.041.053	137.846	12.619	16.768	1.208.286	85	1.208.371
E.E. Centro Sur	370.877	35.711	5.193	6.492	418.273	9	418.282
E.E. Ambato	248.826	28.657	6.270	5.423	289.176	6	289.182
E.E. Norte	227.996	26.505	2.709	3.895	261.105	7	261.112
E.E. Sur	190.344	18.226	1.351	6.709	216.630	3	216.633
E.E. Riobamba	159.439	18.807	724	3.301	182.271	2	182.273
E.E. Cotopaxi	132.120	11.548	3.808	2.399	149.875	4	149.879
E.E. Azogues	35.632	2.631	467	614	39.344	-	39.344
E.E. Galápagos	10.496	2.185	187	551	13.419	-	13.419
Empresas Eléctricas	2.416.783	282.116	33.328	46.152	2.778.379	116	2.778.495
Total	4.821.584	498.376	40.680	81.278	5.441.918	214	5.442.132

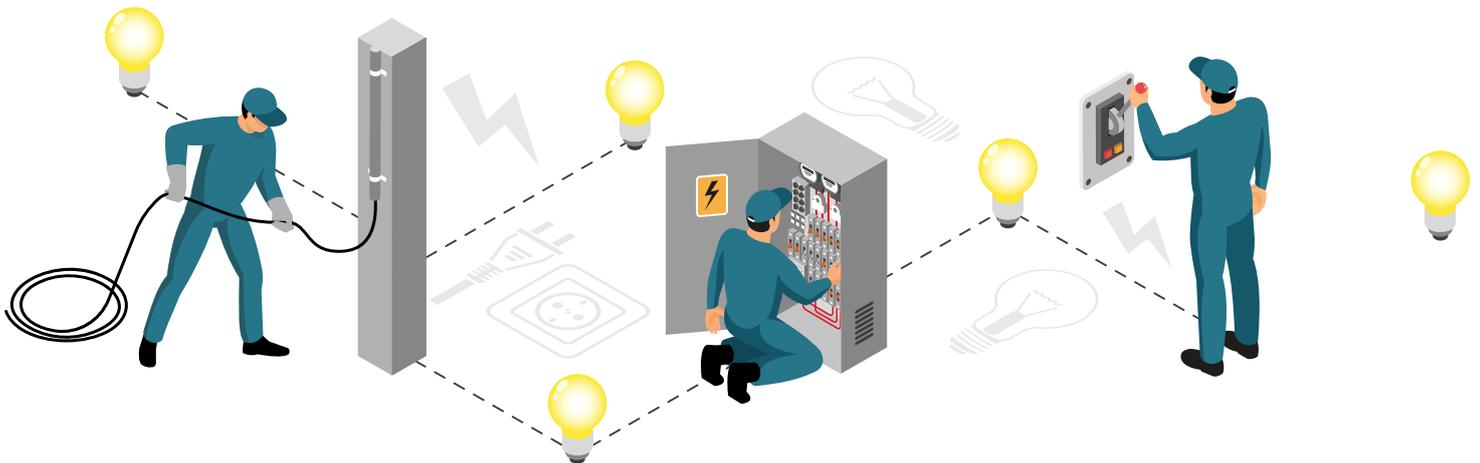
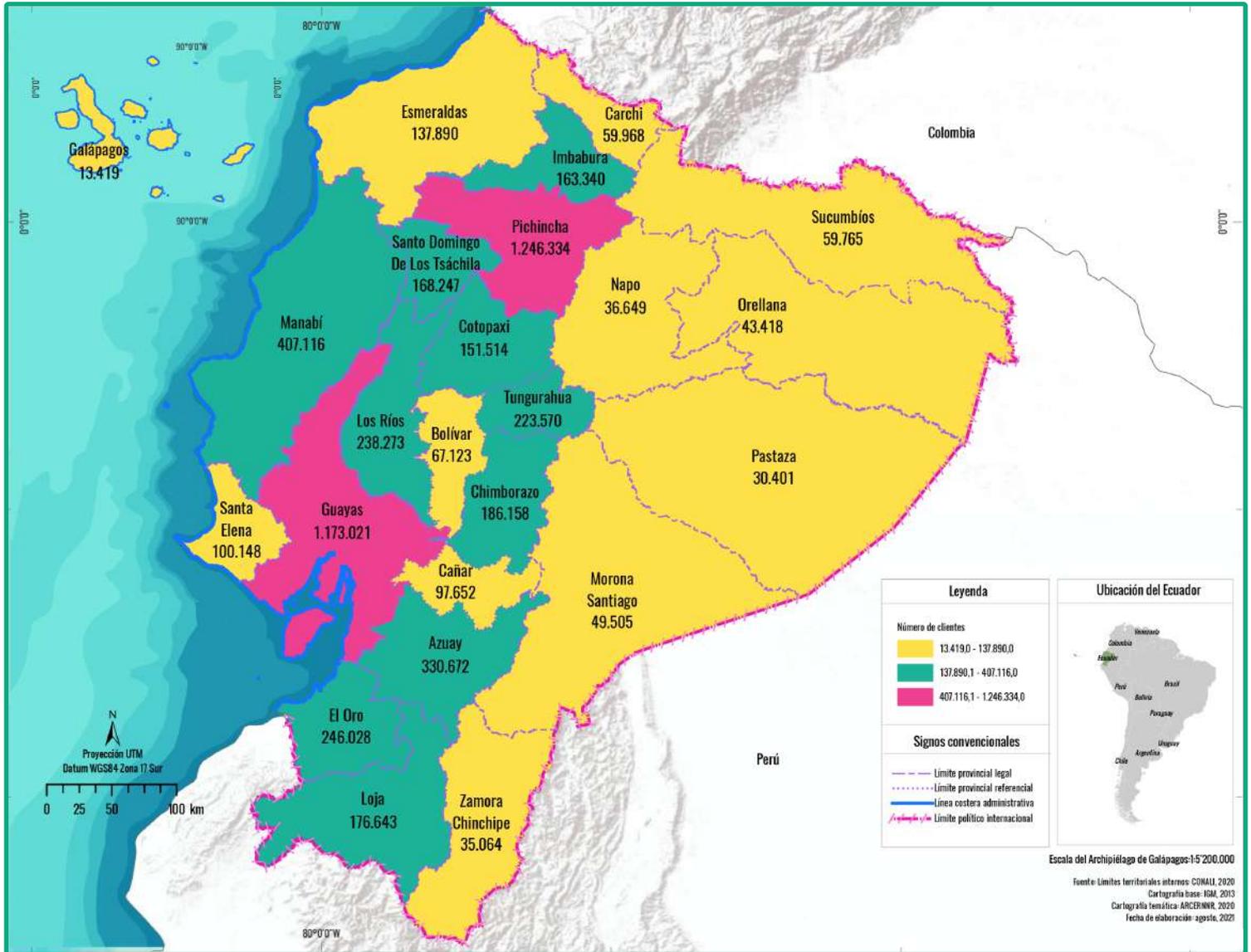
En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como clientes regulados a los suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado Público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

En la figura Nro. 4, se aprecia el incremento de usuarios durante el periodo 2011 a junio 2021, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNEL EP.

Figura Nro. 4: Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y junio 2021



Mapa Nro. 2: Clientes por provincia





CAPÍTULO

02

Balance nacional

de energía eléctrica

Balance nacional de energía eléctrica

En esta sección se presentan varios indicadores, los cuales han sido calculados con base en la información reportada por los diferentes participantes del sector. Los resultados obtenidos pretenden brindar una idea general de la situación acontecida con relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano.

Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (1/6)

	Jun 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Jun 2021 - 2020 (%)		Junio 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Jun 2021 - 2020 (%)
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.725,21	8.712,29	0,15	Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.098,37	8.095,25	0,04
Renovable	5.299,09	5.299,09	-	Renovable	5.254,95	5.254,95	-
Hidráulica	5.098,75	5.098,75	-	Hidráulica	5.064,16	5.064,16	-
Eólica	21,15	21,15	-	Eólica	21,15	21,15	-
Fotovoltaica	27,63	27,63	-	Fotovoltaica	26,74	26,74	-
Biomasa	144,30	144,30	-	Biomasa	136,40	136,40	-
Biogás	7,26	7,26	-	Biogás	6,50	6,50	-
No Renovable	3.426,12	3.413,21	0,38	No Renovable	2.843,42	2.840,30	0,11
MCI	2.042,65	2.029,74	0,64	MCI	1.636,37	1.633,25	0,19
Turbogás	921,85	921,85	-	Turbogás	775,55	775,55	-
Turbovapor	461,63	461,63	-	Turbovapor	431,50	431,50	-
Interconexión	650,00	650,00	-	Interconexión	635,00	635,00	-
Colombia	540,00	540,00	-	Colombia	525,00	525,00	-
Perú	110,00	110,00	-	Perú	110,00	110,00	-

Figura Nro. 5: Potencia nominal (MW), junio 2021

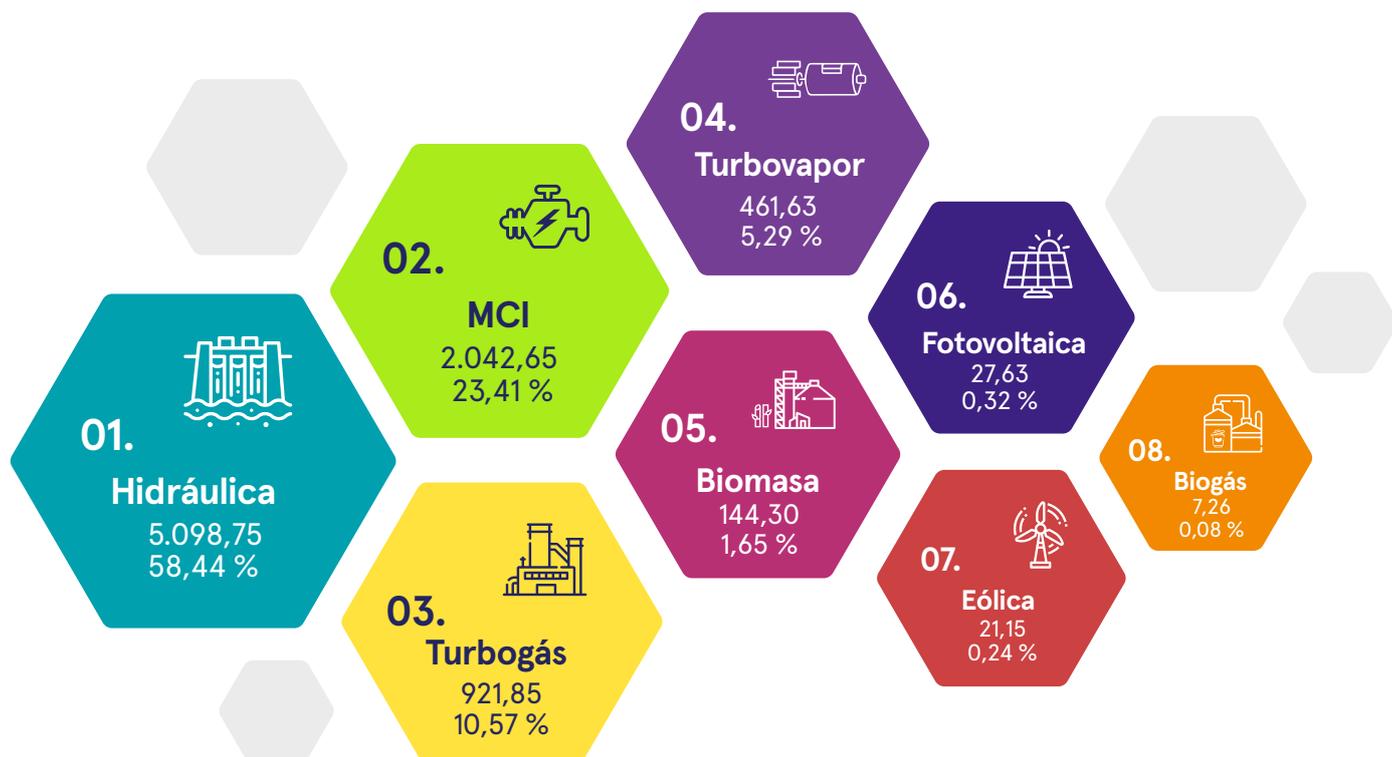


Figura Nro. 6: Potencia efectiva (MW), junio 2021

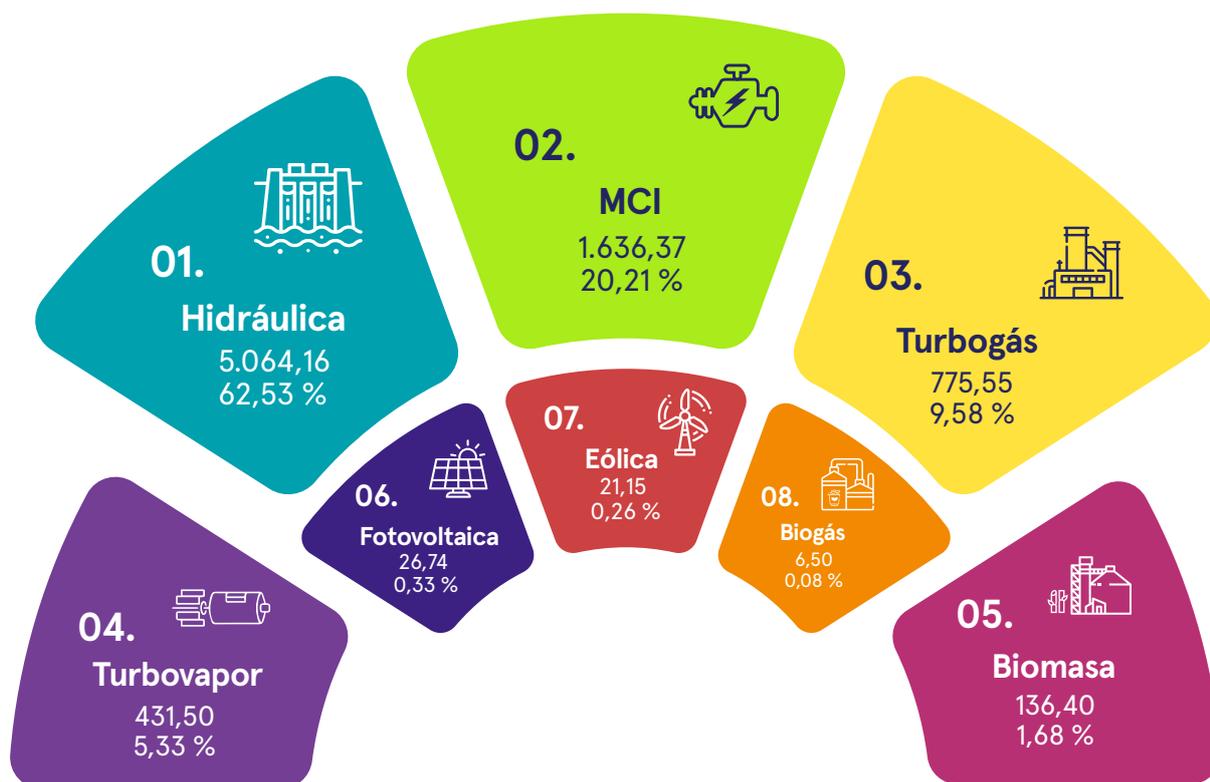


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (2/6)

	Jun 2021 (GWh)	Año móvil a junio 2021 (jul 2020 - jun 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a jun 2021 - 2020 (%)
Producción de Energía e Importaciones	2.608,93	32.225,83	31.498,80	2,31
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.608,79	31.973,90	31.248,00	2,32
Renovable	2.083,45	25.409,61	24.918,71	1,97
Hidráulica	2.053,60	24.842,03	24.333,26	2,09
Eólica	5,92	68,27	77,10	(11,45)
Fotovoltaica	2,65	37,60	37,76	(0,44)
Biomasa	18,46	418,13	426,59	(1,98)
Biogás	2,82	43,57	43,99	(0,95)
No Renovable	525,34	6.564,30	6.329,29	3,71
MCI	379,36	4.753,37	4.422,11	7,49
Turbogás	75,48	946,45	981,75	(3,60)
Turbovapor	70,49	864,47	925,43	(6,59)
Importación	0,15	251,93	250,79	0,45
Colombia	0,15	251,93	250,79	0,45
Perú	-	-	-	-

Figura Nro. 7: Producción de energía e importaciones (GWh), año móvil a junio 2021

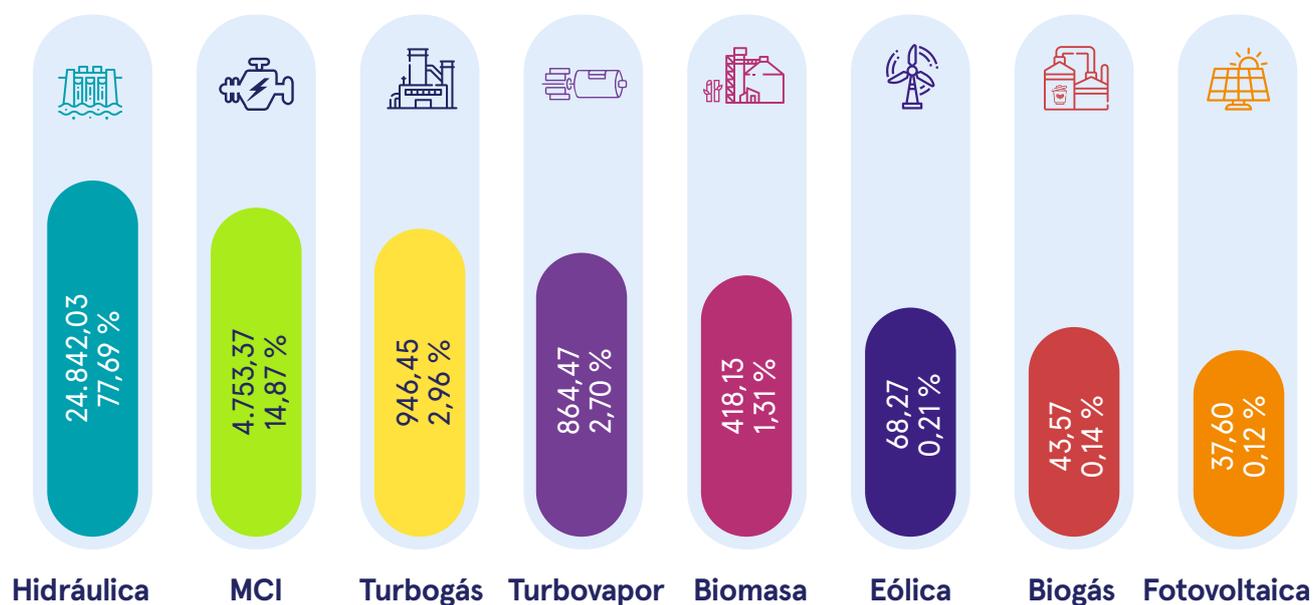


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

	Junio 2021 (GWh)	Año móvil a junio 2021 (jul 2020 - jun 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a jun 2021 - 2020 (%)
Producción e Importaciones SNI	2.242,14	27.921,87	27.551,32	1,34
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.241,99	27.669,95	27.300,52	1,35
Renovable	2.081,27	25.382,64	24.888,89	1,98
Hidráulica	2.051,74	24.822,45	24.312,85	2,10
Eólica	5,83	64,32	71,64	(10,21)
Fotovoltaica	2,42	34,16	33,82	1,03
Biomasa	18,46	418,13	426,59	(1,98)
Biogás	2,82	43,57	43,99	(0,95)
No Renovable	160,72	2.287,31	2.411,63	(5,16)
MCI	42,88	793,05	783,10	1,27
Turbogás	49,81	643,08	708,16	(9,19)
Turbovapor	68,03	851,18	920,37	(7,52)
Importación	0,15	251,93	250,79	0,45
Colombia	0,15	251,93	250,79	0,45
Perú	-	-	-	-

Figura Nro. 8: Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a junio 2021

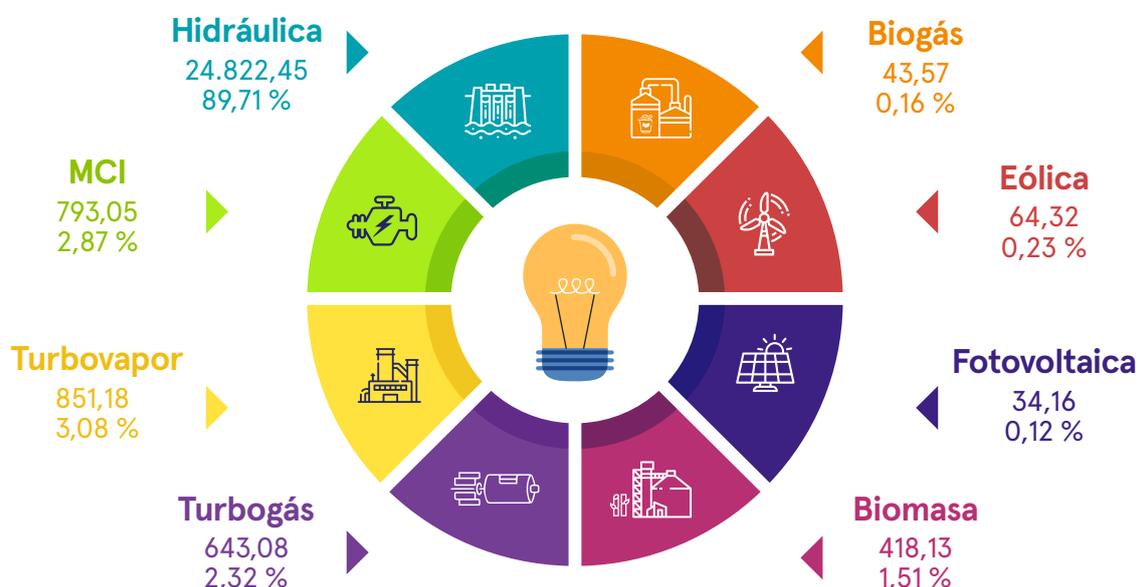


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

	Junio 2021 (GWh)	Año móvil a junio 2021 (jul 2020 - jun 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a jun 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada para Servicio Público	2.110,28	26.019,64	25.855,09	0,64
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.110,13	25.767,72	25.604,29	0,64
Renovable	1.937,67	23.767,58	23.444,65	1,38
Hidráulica	1.925,91	23.444,47	23.107,39	1,46
Eólica	5,82	66,73	75,23	(11,30)
Fotovoltaica	2,58	36,93	37,19	(0,71)
Biomasa	0,55	176,17	181,21	(2,78)
Biogás	2,81	43,28	43,62	(0,78)
No Renovable	172,46	2.000,13	2.159,64	(7,39)
Turbovapor	62,10	596,33	623,58	(4,37)
Turbogás	48,37	622,55	686,77	(9,35)
MCI	61,99	781,25	849,29	(8,01)
Importación	0,15	251,93	250,79	0,45
Colombia	0,15	251,93	250,79	0,45
Perú	-	-	-	-

Figura Nro. 9: Energía entregada para servicio público (GWh),
año móvil a junio 2021



Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (5/6)

	Junio 2021 (GWh)	Año móvil a junio 2021 (jul 2020 - jun 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a jun 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada	2.243,06	27.574,48	27.318,47	0,94
Servicio Público	2.110,28	26.019,64	25.855,09	0,64
Demanda No Regulada	132,78	1.554,84	1.463,38	6,34
Pérdidas de energía en Transmisión	118,27	1.212,38	1.261,48	(3,80)
Energía Disponible	2.124,79	26.362,10	26.057,00	1,17
Exportación	9,02	773,83	1.340,63	(42,28)
Colombia	1,20	729,04	1.301,96	(44,00)
Perú	7,82	44,79	38,66	15,86
Sistemas de Distribución	2.115,76	25.588,27	24.716,37	3,53
Consumo Total Energía Eléctrica (*)	1.861,21	22.314,74	21.556,06	3,52
Pérdidas de energía en Distribución	254,56	3.273,54	3.160,31	3,58
Técnicas	140,03	1.722,07	1.698,45	1,39
No Técnicas	114,53	1.551,47	1.461,86	6,13
	%	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas porcentuales en Distribución	12,03	12,79	12,79	0,007
Técnicas	6,62	6,73	6,87	(0,14)
No Técnicas	5,41	6,06	5,91	0,15



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



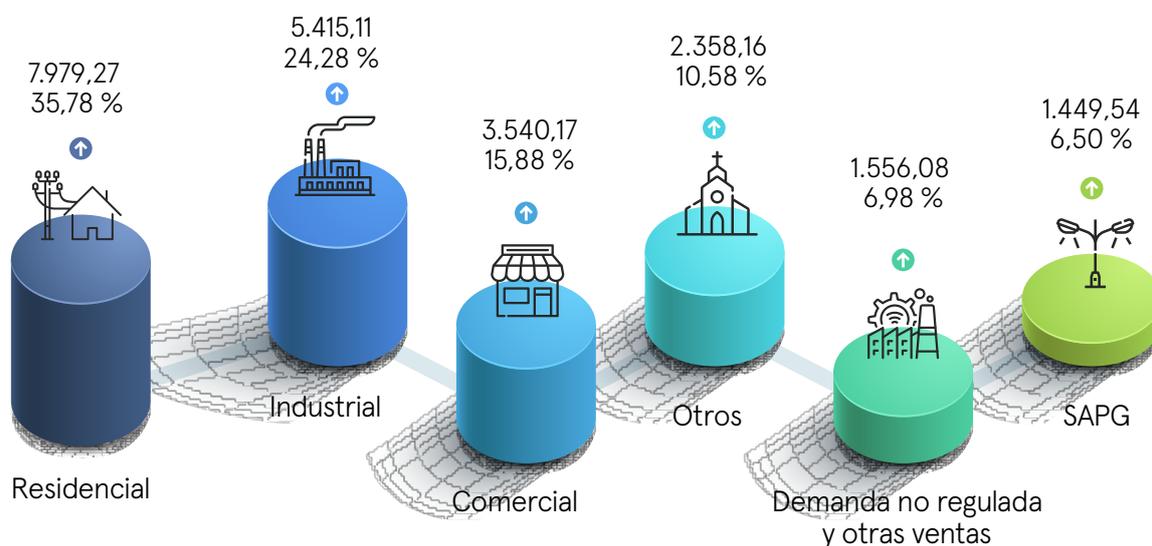
Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (6/6)

	Jun 2021	Año móvil a junio 2021 (jul 2020 - jun 2021)	2020	Variación Año móvil a jun 2021 - 2020
	GWh	GWh	GWh	%
Energía Facturada por Servicio Eléctrico	1.874,83	22.298,33	21.558,87	3,43
Demanda Regulada	1.741,94	20.742,25	20.095,49	3,22
Residencial	645,20	7.979,27	8.063,22	(1,04)
Comercial	475,26	5.415,11	4.820,99	12,32
Industrial	303,17	3.540,17	3.420,06	3,51
Otros	197,32	2.358,16	2.348,51	0,41
SAPG	120,99	1.449,54	1.442,71	0,47
Demanda No Regulada y Otras Ventas (*)	132,88	1.556,08	1.463,38	6,33
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	MUSD	%
Facturación por Servicio Eléctrico	156,95	1.905,33	1.861,62	2,35
Recaudación por Servicio Eléctrico	158,50	1.786,51	1.516,97	17,77
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
FMIK	0,36	5,35	6,06	(11,76)
TTIK	0,53	6,82	7,71	(11,53)



(*) 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.

Figura Nro. 10: Consumo de energía y pérdidas (GWh), año móvil a junio 2021





CAPÍTULO

03

Demanda

de potencia nacional

CAPÍTULO 03

Demanda

de potencia nacional

3.1 | Demanda diaria, junio 2021

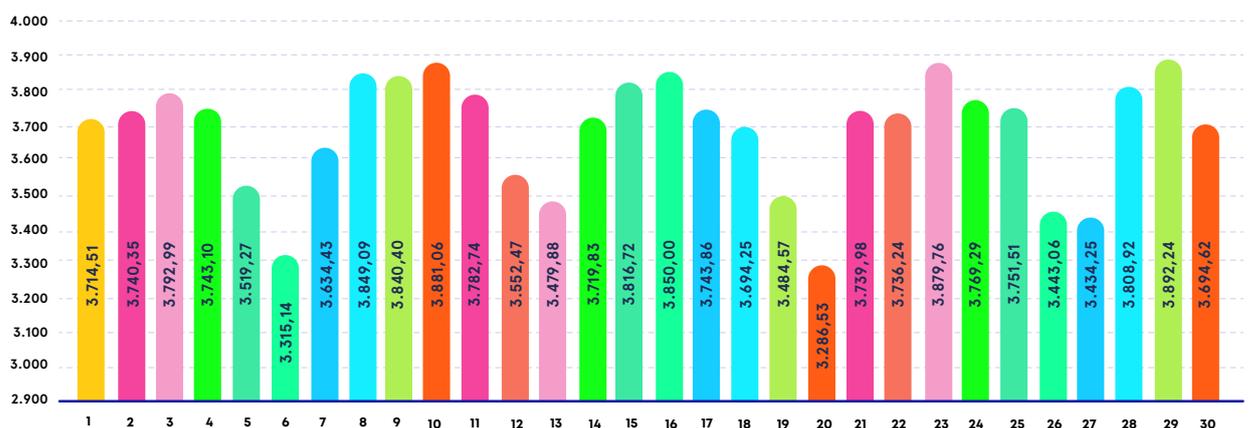
En la tabla Nro. 6 y figura Nro. 11, se presentan las demandas de potencia máximas diarias de junio de 2021; cuyo valor máximo mensual se registró el 29 de junio, que ascendió a 3.892,24 MW.

Tabla Nro. 6: Demanda máxima diaria, junio 2021 (MW)

Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)
1	1/6/21	3.714,51	2	8/6/21	3.849,09	3	15/6/21	3.816,72	4	22/6/21	3.736,24	5	29/6/21	3.892,24
	2/6/21	3.740,35		9/6/21	3.840,40		16/6/21	3.850,00		23/6/21	3.879,76		30/6/21	3.694,62
	3/6/21	3.792,99		10/6/21	3.881,06		17/6/21	3.743,86		24/6/21	3.769,29			
	4/6/21	3.743,10		11/6/21	3.782,74		18/6/21	3.694,25		25/6/21	3.751,51			
	5/6/21	3.519,27		12/6/21	3.552,47		19/6/21	3.484,57		26/6/21	3.443,06			
	6/6/21	3.315,14		13/6/21	3.479,88		20/6/21	3.286,53		27/6/21	3.434,25			
	7/6/21	3.634,43		14/6/21	3.719,83		21/6/21	3.739,98		28/6/21	3.808,92			



Figura Nro. 11: Demanda máxima diaria (MW), junio 2021



3.2 | Demanda máxima año móvil (julio 2020 – junio 2021)

En la tabla Nro. 7 y figura Nro. 12 se observan las demandas de potencia máximas por tipo de generación del año móvil (julio 2020 – junio 2021); dentro de la demanda de energía renovable, se incluyen las centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

Tabla Nro. 7: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

Año	Mes	Hidráulica	Renovable	Térmica	Potencia máxima Mensual
2020	Julio	3.763,26	86,46	319,83	3.650,21
	Agosto	3.779,06	90,61	467,76	3.712,96
	Septiembre	3.585,31	89,98	282,76	3.820,26
	Octubre	3.588,30	92,70	683,30	3.935,10
	Noviembre	3.370,60	93,99	757,81	3.921,50
	Diciembre	3.599,11	81,69	639,03	3.942,30
2021	Enero	3.786,20	23,90	585,60	4.018,40
	Febrero	3.854,50	24,09	446,60	4.061,84
	Marzo	4.063,27	23,79	346,04	4.101,68
	Abril	4.232,49	23,96	262,89	4.076,13
	Mayo	3.806,17	24,43	277,31	4.051,04
	Junio	3.701,18	43,09	325,48	3.892,24

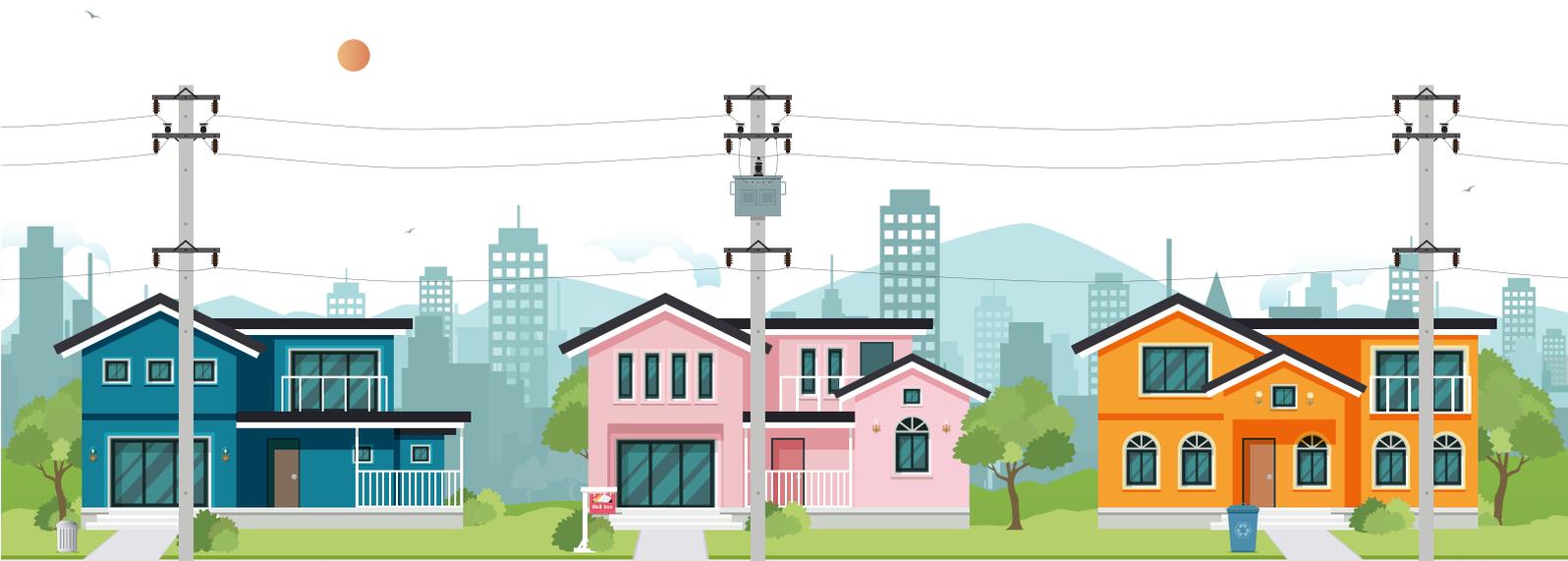
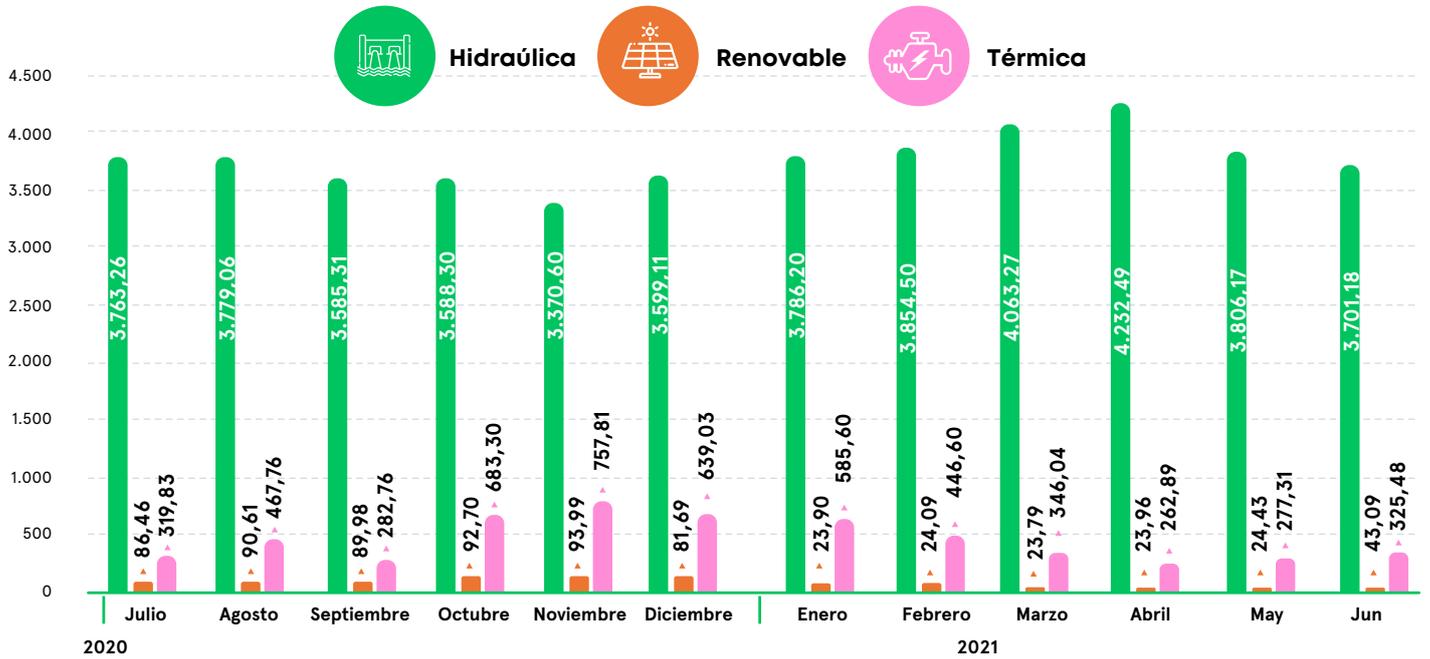
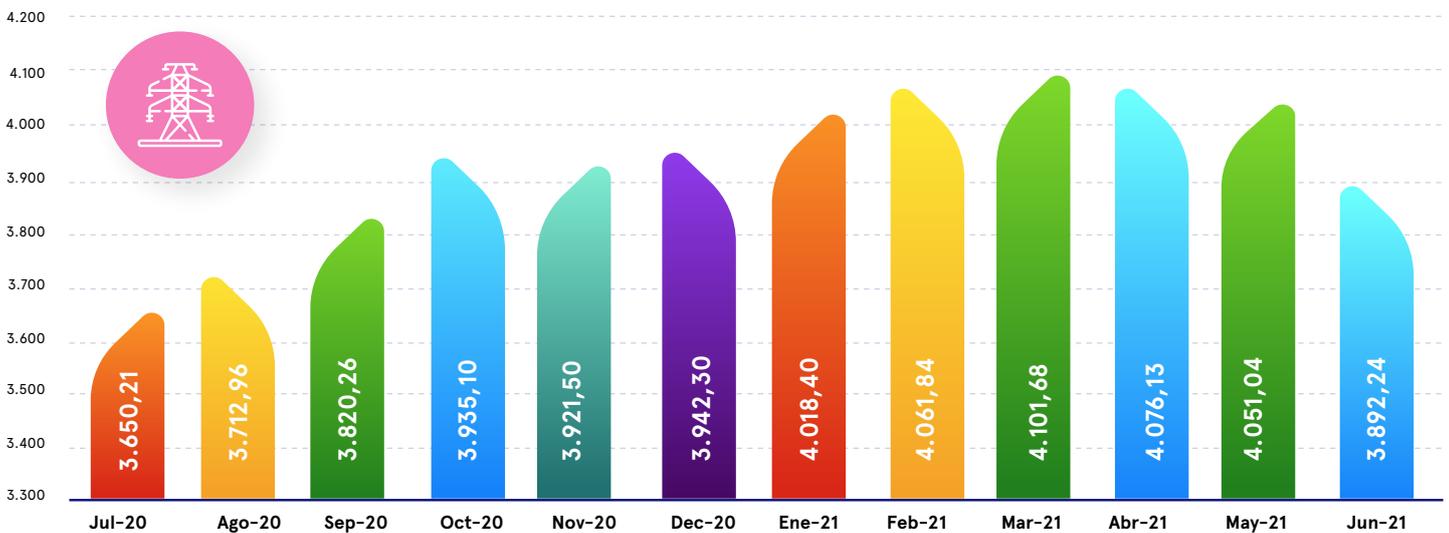


Figura Nro. 12: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil



En la figura Nro. 13, se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (julio 2020 – junio 2021); en marzo de 2021 se registró la demanda máxima del período, la cual alcanzó 4.101,68 MW siendo la potencia proveniente de centrales hidroeléctricas la predominante con 4.063,27 MW.

Figura Nro. 13: Demanda máxima mensual (MW), año móvil



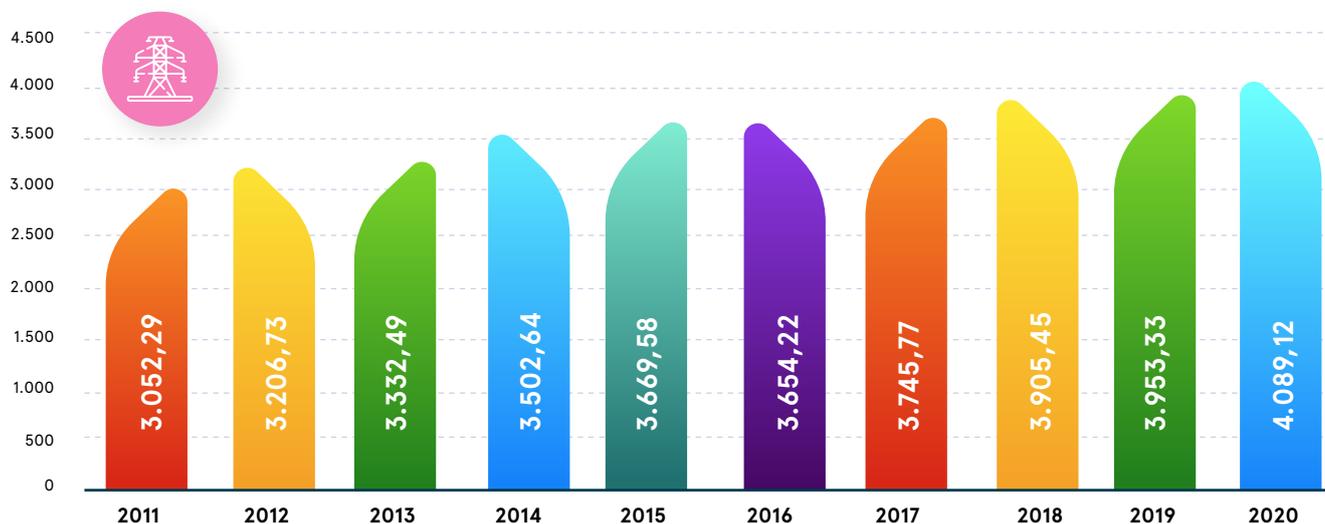
3.3 | Evolución histórica de la demanda máxima, período 2011 – 2020

En un periodo de 10 años, la demanda de potencia máxima incrementó de 3.052,29 MW en el 2011 a 4.089,12 MW en el 2020; lo que representó un crecimiento del 33,97 %.

Tabla Nro. 8: Demanda máxima de potencia (MW), multianual

Fecha	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	2.910,66	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
Febrero	2.932,09	3.036,78	3.151,74	3.324,14	3.523,27	3.638,11	3.645,86	3.748,54	3.906,9	4.089,12	4.061,84
Marzo	2.963,85	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
Abril	2.951,51	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
Mayo	2.979,65	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
Junio	2.877,66	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
Julio	2.841,57	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	
Agosto	2.831,19	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	
Septiembre	2.897,34	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	
Octubre	2.891,36	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	
Noviembre	2.999,81	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	
Diciembre	3.052,29	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	
Potencia Máxima	3.052,29	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	4.101,68

Figura Nro. 14: Demanda máxima de potencia (MW), multianual





CAPÍTULO

04

Producción

de energía

Producción

de energía

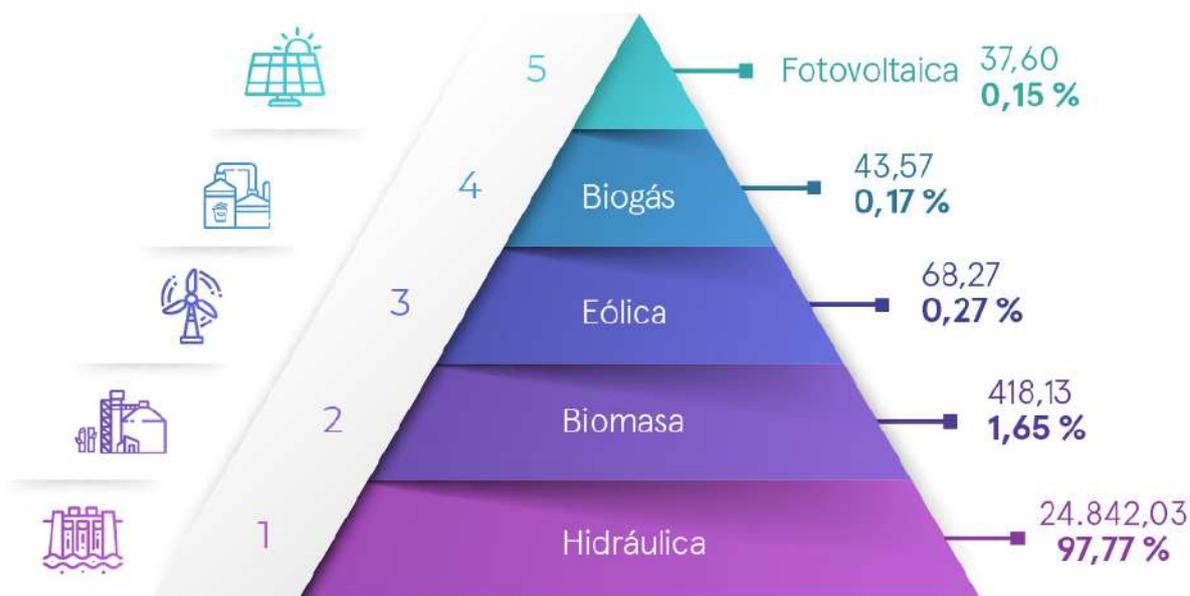
En la tabla Nro. 9, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información año móvil con corte a junio de 2021; la producción de energía alcanzó 31.973,90 GWh.

Tabla Nro. 9: Energía bruta (GWh)

Tipo Energía	Tipo de Central	Junio 2021	Año móvil jul 2020 - jun 2021	Composición (%)
Renovable	Hidráulica 	2.053,60	24.842,03	77,69
	Eólica 	5,92	68,27	0,21
	Fotovoltaica 	2,65	37,60	0,12
	Biogás 	2,82	43,57	0,14
	Biomasa 	18,46	418,13	1,31
Total Renovable		2.083,45	25.409,61	79,47
No Renovable	MCI 	379,36	4.753,37	14,87
	Turbovapor 	75,48	946,45	2,96
	Turbogas 	70,49	864,47	2,70
Total No Renovable		525,34	6.564,30	20,53
Total general		2.608,79	31.973,90	100,00

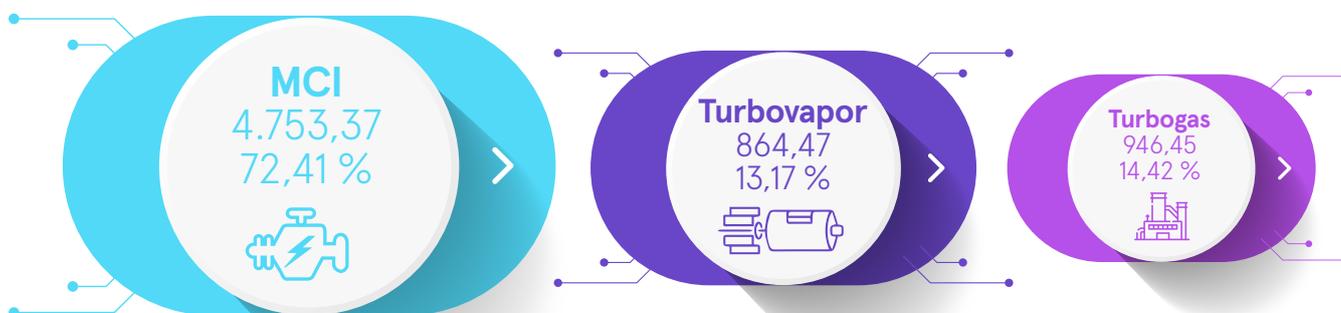
En la figura Nro. 15, se presenta la composición de energía renovable año móvil a junio de 2021; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.842,03 GWh lo que representó el 97,77 % de la producción de energía renovable.

Figura Nro. 15: Energía renovable (GWh), año móvil a junio 2021



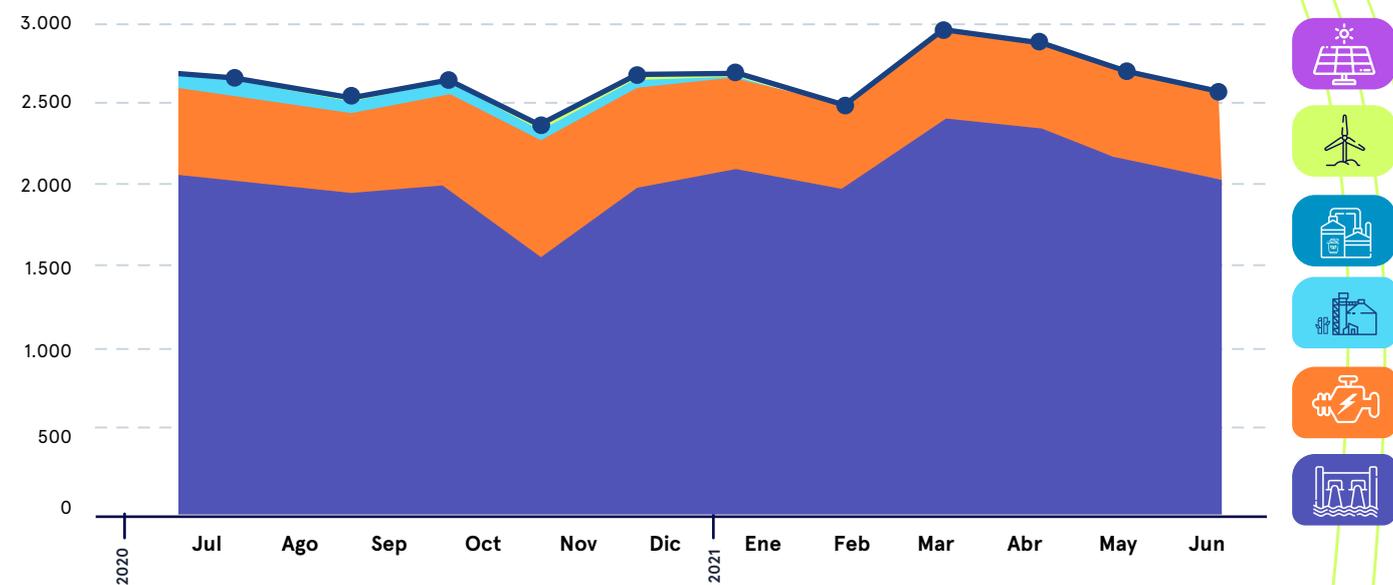
En la figura Nro. 16, se presenta la composición de energía no renovable año móvil con corte a junio de 2021; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 4.753,37 GWh lo que representó el 72,41 % de la producción de energía no renovable.

Figura Nro. 16: Energía no renovable (GWh), año móvil a junio 2021



En la figura Nro. 17, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, año móvil a junio de 2021, registrándose en marzo de 2021 la mayor producción con 2.967,68 GWh.

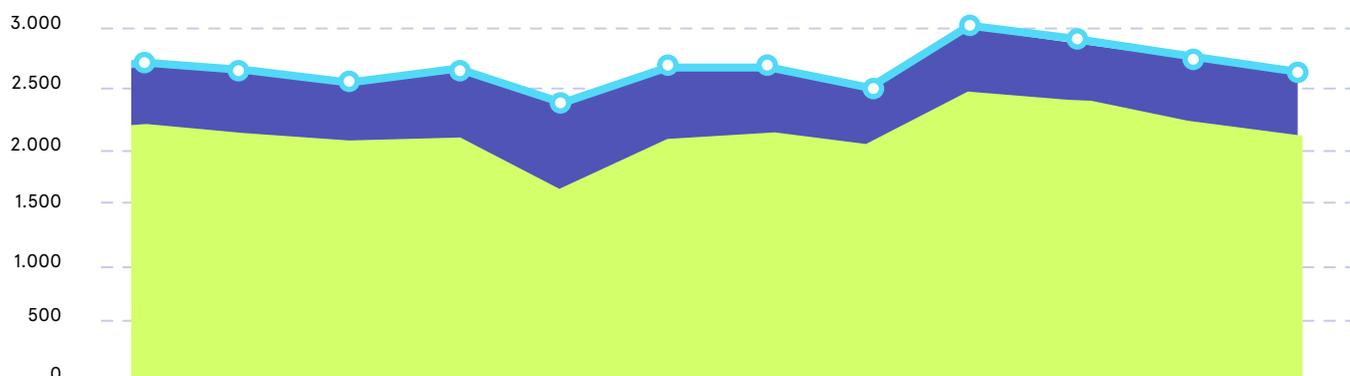
Figura Nro. 17: Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a junio 2021



	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Fotovoltaica	2,76	3,37	3,03	3,30	3,32	3,08	3,33	3,06	3,49	3,27	2,94	2,65
Eólica	7,74	8,97	8,31	8,15	3,57	3,52	4,65	3,55	2,53	5,20	6,18	5,92
Biogás	4,24	4,22	3,92	3,71	3,76	2,55	3,55	3,38	3,69	3,57	4,16	2,82
Biomasa	64,63	72,90	67,26	68,62	70,62	54,99	-	-	-	-	-	18,46
Térmica	528,04	529,91	486,52	573,87	704,66	600,80	546,40	499,28	528,92	506,93	533,63	525,34
Hidráulica	2.101,49	2.030,97	1.967,74	2.004,23	1.567,57	2.003,03	2.130,60	2.003,98	2.429,05	2.374,99	2.174,77	2.053,60
Total general	2.708,90	2.650,33	2.536,78	2.661,87	2.353,51	2.667,98	2.689,17	2.513,25	2.967,68	2.893,97	2.721,67	2.608,79

En la figura Nro. 18, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, año móvil a junio de 2021, registrándose a nivel de todo el sistema que 79,47 % corresponde a energía renovable y el 20,53 % a energía no renovable.

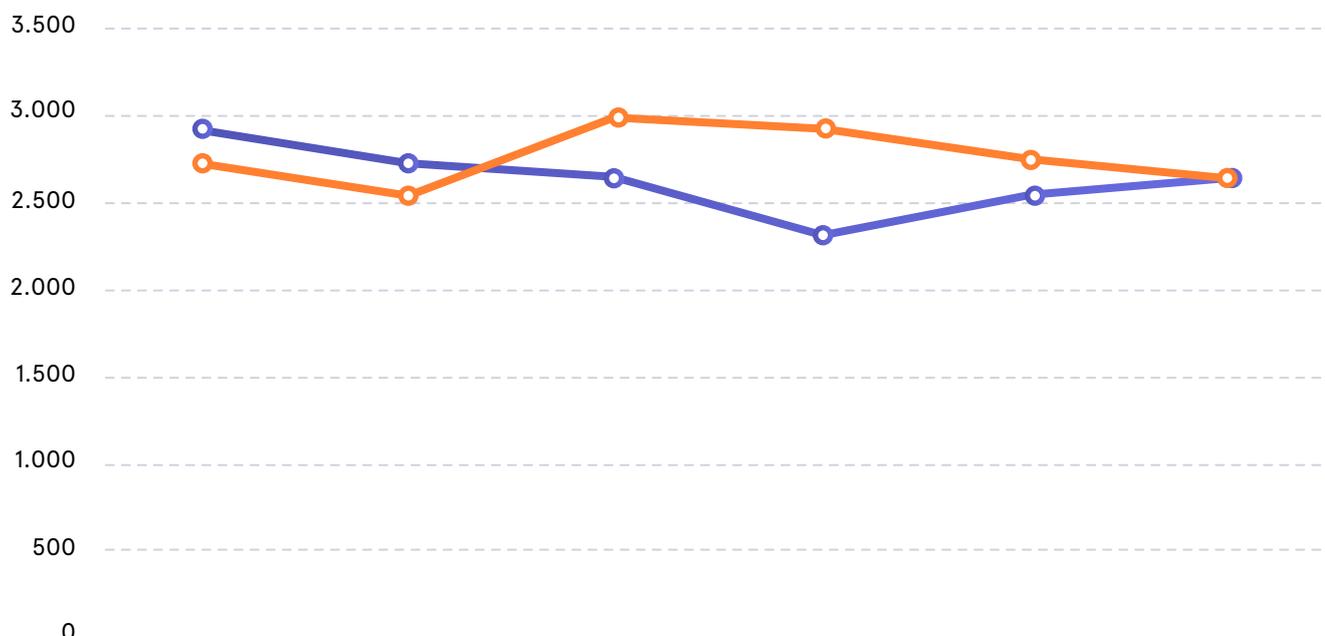
Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a junio 2021



	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
	2020						2021					
No renovable	528,04	529,91	486,52	573,87	704,66	600,80	546,40	499,28	528,92	506,93	533,63	525,34
Renovable	2.180,86	2.120,43	2.050,26	2.088,00	1.648,85	2.067,18	2.142,77	2.013,96	2.438,76	2.387,04	2.188,05	2.083,45
Total general	2.708,90	2.650,33	2.536,78	2.661,87	2.353,51	2.667,98	2.689,17	2.513,25	2.967,68	2.893,97	2.721,67	2.608,79

En la figura Nro. 19, se presenta un comparativo de la producción de energía eléctrica, entre el primer semestre del 2020 y 2021; se observa que, en los meses de enero y febrero, la producción de electricidad del 2020 fue superior a la del 2021.

Figura Nro. 19: Comparativo energía bruta (GWh)



	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
2020	2.895,90	2.700,31	2.631,47	2.300,15	2.520,32	2.620,48
2021	2.689,17	2.513,25	2.967,68	2.893,97	2.721,67	2.608,79





CAPÍTULO

05

Sistema de Gestión

Avanzada de la Distribución en el Ecuador

Sistema de Gestión

Avanzada de la distribución en el Ecuador

5.1 | Introducción

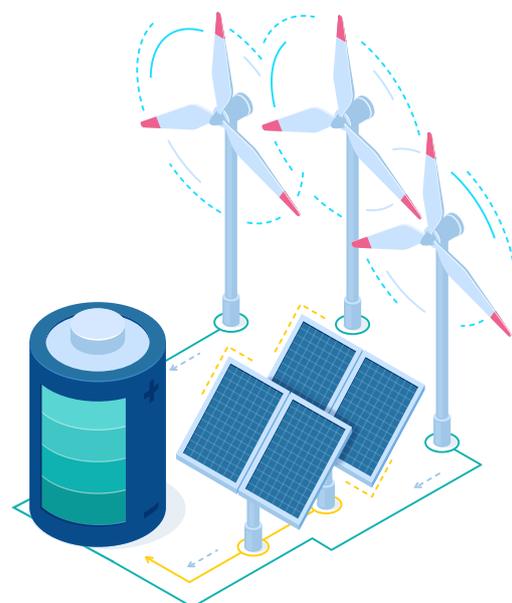
El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables, implementó el Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica a nivel nacional, para todas las empresas de distribución del país, un Modelo Único de Gestión para la Operación de la Distribución Eléctrica, sustentado en los más novedosos avances de la industria eléctrica, telecomunicaciones y tecnologías de la operación, que permite al sector brindar servicios de calidad, con eficiencia operativa y energética, alineado con los principales objetivos:

- 1 **Mejorar la fiabilidad** de la red y calidad del servicio.
- 2 Mejorar **la eficiencia operativa** en la red y **satisfacción** de los usuarios.

Para lograr el Modelo Único de Gestión, se implementó el Sistema SCADA/OMS-MWM/DMS denominado ADMS (Advanced Distribution Management System), en las nueve empresas eléctricas de distribución y las 11 unidades de negocio de CNEL EP, mediante Convenios de Asociatividad Temporal, y delegó a la Empresa Eléctrica Quito el liderazgo del proyecto nacional.

El ADMS permite supervisar y controlar en tiempo real todos los elementos de las subestaciones de distribución, agilizando las labores, análisis y reposición del servicio. Para esto cuenta con aplicaciones que ayudan al operador a localizar las fallas, aislar los elementos involucrados en las fallas y restaurar el servicio eléctrico tras una interrupción, así como simular maniobras en la red para garantizar en todo momento la estabilidad del sistema eléctrico.

Todas estas aplicaciones se alimentan de los activos de la red de distribución y clientes de manera georreferenciada, lo que permite recibir reclamos de usuarios, predecir lo que ocurre en la red y estimar los tiempos de reposición del servicio.



Actualmente, desde el sistema ADMS se puede gestionar a

 **450**
subestaciones

 **1.467**
alimentadores
de distribución

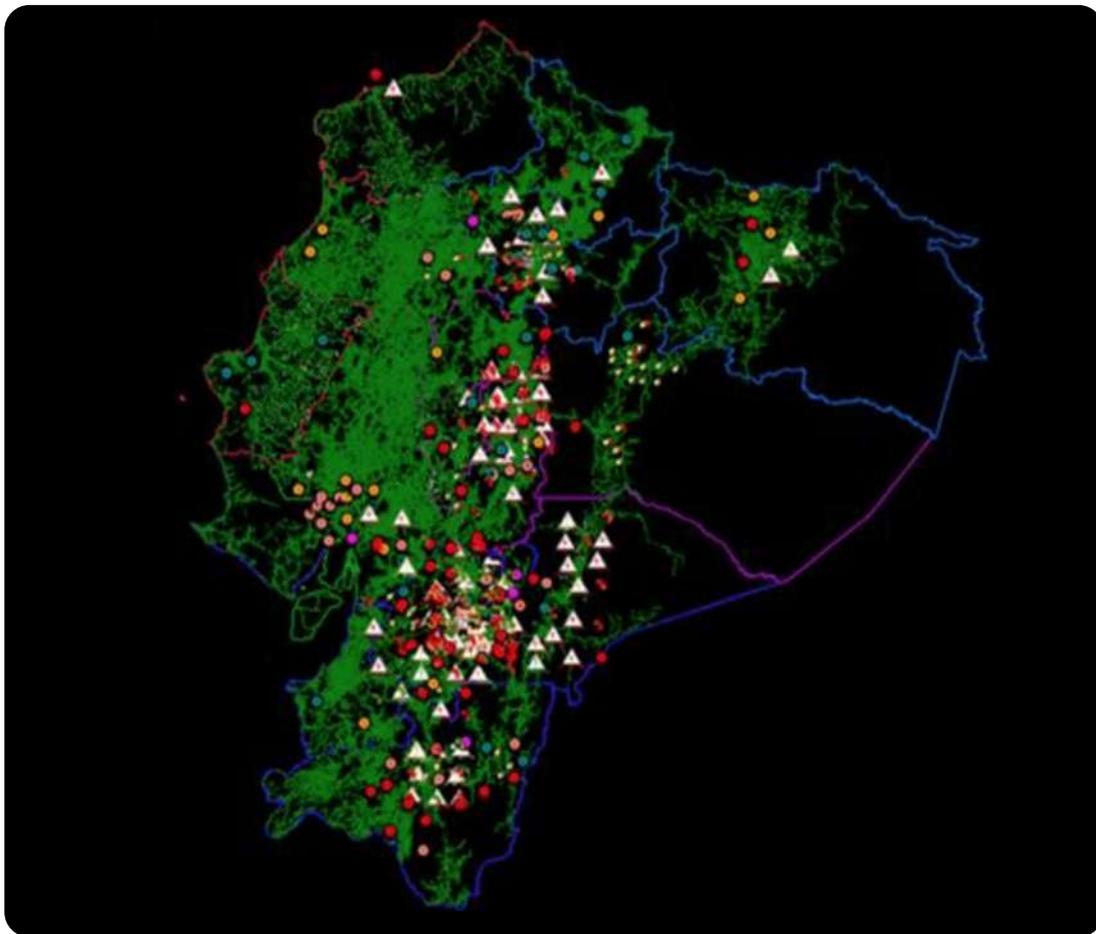
 **1.385**
reconectores



y más de **5 millones de clientes** para atención a reclamos técnicos.

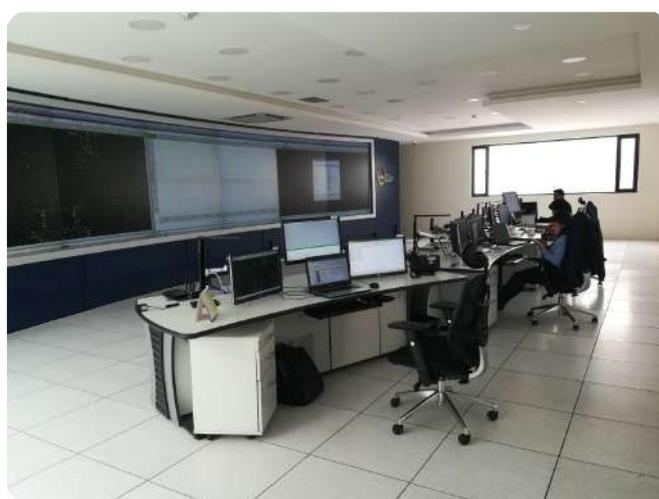
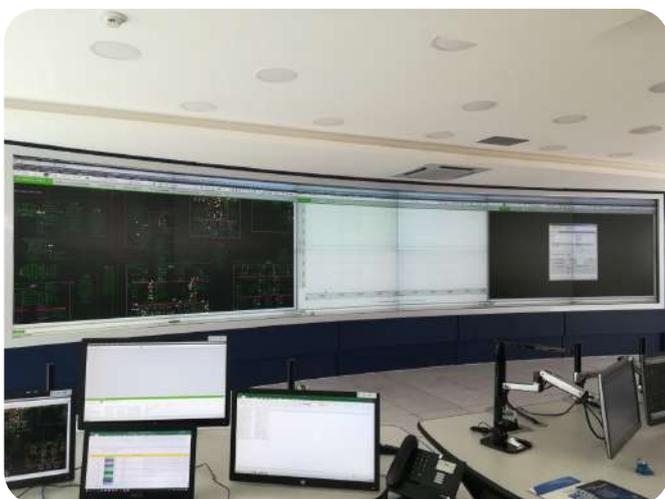
El sistema ADMS permite contar con una visión completa de la red eléctrica en tiempo real, incluyendo vistas geográficas y esquemáticas de la red eléctrica por medio de la integración de bases de datos de fuentes externas como el ArcGIS, equipos de campo, tablets de gestión de incidencias en grupos de mantenimiento, localización automática de vehículos (AVL), entre otras, en una única herramienta de gestión.

Figura Nro. 20: Sistema Nacional ADMS



5.2 | Centro de Control Nacional de Distribución (CCND)

Figura Nro. 21: Centro de Control Nacional de Distribución



El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable delegó a la Empresa Eléctrica Quito, en el año 2015, la institución del Centro de Control Nacional de Distribución, con el fin de optimizar, estandarizar procesos, procedimientos, estrategias y criterios de operación para las empresas distribuidoras en el ámbito nacional, alineados con la norma IEC 61968.



El Centro de Control Nacional brinda un servicio continuo de soporte, monitoreo y apoyo a los 20 centros de control locales, los 365 días del año de manera ininterrumpida, garantizando la calidad de la información para la operación de los sistemas eléctricos de las empresas.

5.3 | Principales funciones del sistema ADMS

El sistema ADMS integra las funcionalidades SCADA, DMS y OMS proporcionando una solución global para la gestión operativa en tiempo real y disponibilidad de información para los análisis postoperativos, insumos que permitirán gestionar trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo con las áreas operativas de las empresas distribuidoras.

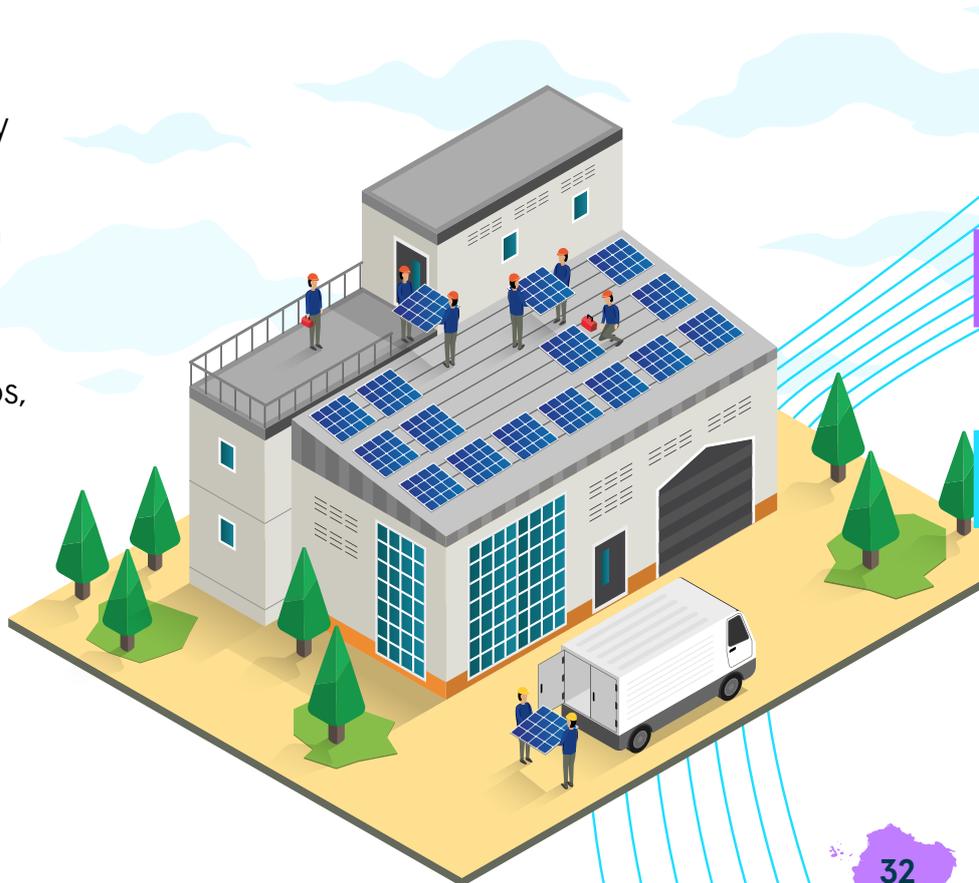
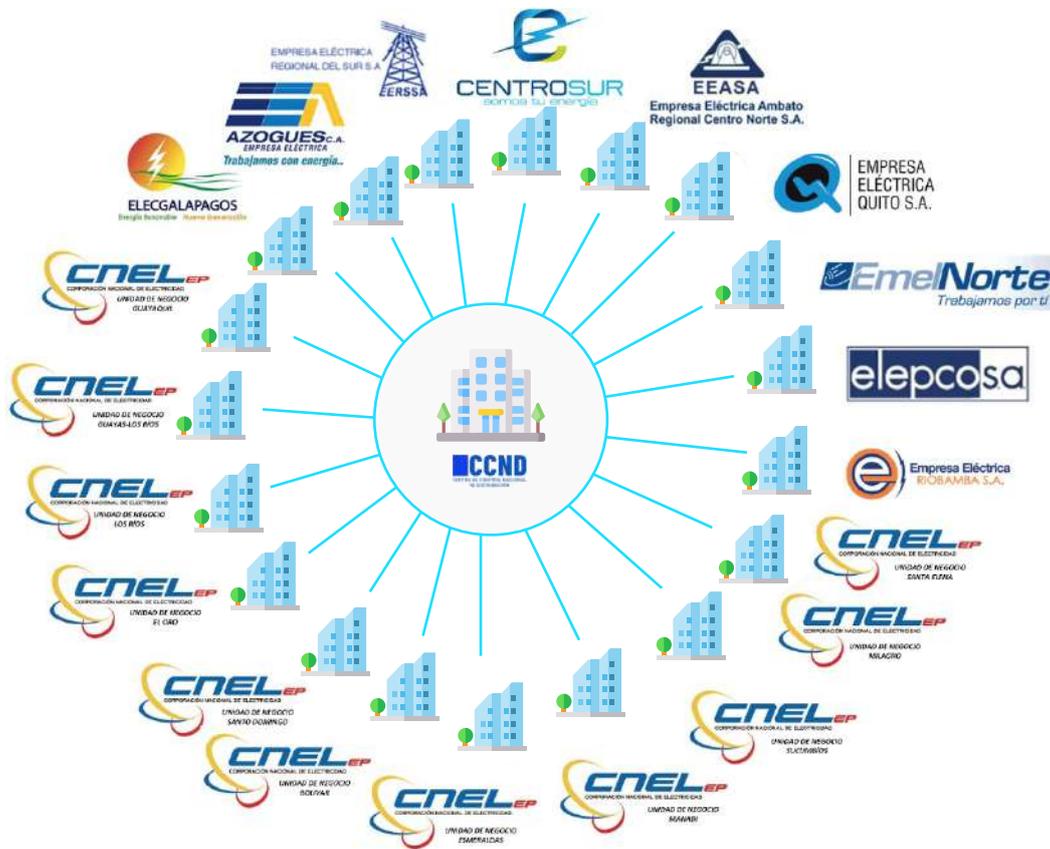


Figura Nro. 22: Interacción del centro de control nacional de distribución y los 20 centros de control locales



CENTRO DE CONTROL NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN - EQ



CENTROS DE CONTROL LOCALES EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

SCADA

Permiten supervisar y controlar en tiempo real todos los elementos de las subestaciones de distribución, agilizando las labores de análisis, operación y reposición del servicio.

DMS

Compuesto por un grupo de aplicaciones diseñadas para monitorizar y controlar la red de distribución en su integridad, así como simular maniobras en la red, para garantizar en todo momento la estabilidad de la misma y la seguridad de los empleados que deben realizarlas. Las aplicaciones DMS tienen capacidad de realizar análisis de la red basados en la configuración topológica de la red, flujos de carga, estimación de estados, reconfiguración de la red y localización de fallas, entre otras muchas aplicaciones.

OMS

La funcionalidad OMS permite la gestión de interrupciones del servicio en contacto directo con los usuarios por eventos de falla en el suministro eléctrico en el sistema de distribución.

MWM

Aplicación que permite asignar los trabajos de reparación o supervisión a los grupos de campo, así como la gestión de las reparaciones a través de los aplicativos webs instalados en los equipos móviles de campo.

Con esto, se estima reducir los tiempos de atención de los reclamos técnicos, debido a que se puede localizar la falla más rápido, mejorando así los indicadores de calidad de servicio en las empresas.

A través del Sistema se puede cuantificar la cantidad de clientes afectados por interrupciones del servicio a nivel nacional, por distribuidora, por primario, por cliente.

5.4 | Información ingresada al ADMS

La información más relevante, ingresada al ADMS por parte de cada una de las Empresas Eléctricas de Distribución se detalla a continuación:

Tabla Nro. 10: Información ingresada en ADMS, actualizada a julio 2021

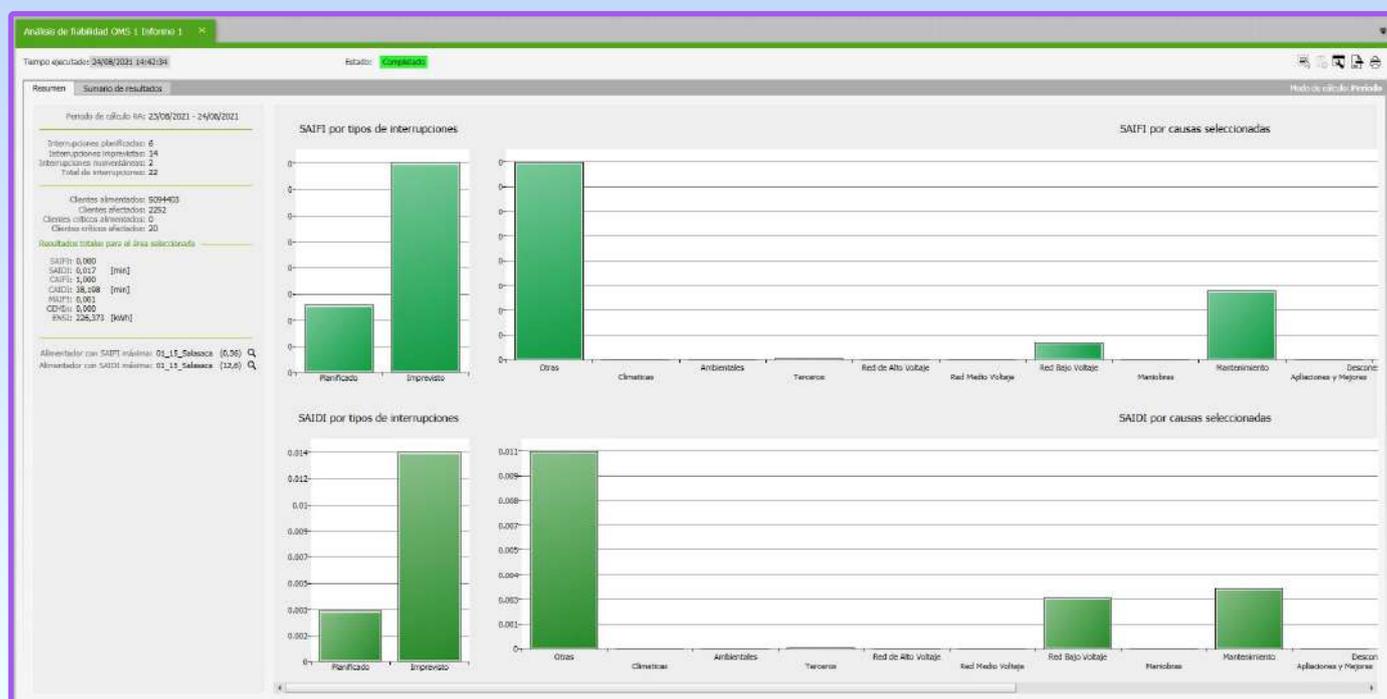
Empresa	Alimentadores	KVA Instalados	Clientes	Señales Digitales	Señales Analógicas
CNEL-Bolívar	24	90.976,0	64.623	1.424	1.994
CNEL-El Oro	78	723.964,0	252.091	5.916	4.386
CNEL-Esmeraldas	57	324.727,0	129.547	3.477	3.327
CNEL-Guayaquil	195	2.492.957,0	734.656	15.043	13.234
CNEL-Guayas Los Ríos	126	1.286.642,5	350.304	4.124	4.377
CNEL-Los Ríos	38	341.947,5	135.395	2.434	2.720
CNEL-Manabí	105	853.589,0	311.161	7.502	4.797
CNEL-Milagro	52	382.782,5	150.466	3.249	2.919
CNEL-Sta. Elena	69	430.475,5	124.712	3.482	3.023
CNEL-Sto. Domingo	61	520.377,0	258.976	4.872	2.998
CNEL-Sucumbíos	35	270.025,0	94.246	2.081	1.835
E.E. Ambato	101	449.752,5	286.471	6.045	9.712
E.E. Azogues	6	58.859,5	39.203	1.040	1.572
E.E. Centro Sur	91	831.897,5	412.432	7.849	17.971
E.E. Cotopaxi	35	273.359,0	141.716	2.393	1.825
E.E. Galápagos	14	39.773,0	13.200	2.436	554
E.E. Norte	65	507.501,0	252.394	10.839	5.064
E.E. Quito	198	2.946.379,0	1.217.252	14.307	34.214
E.E. Riobamba	41	292.926,0	182.180	3.257	5.784
E.E. Sur	76	373.329,5	215.933	8.926	12.445
Total	1.467	13.492.240,0	5.366.958	110.696	134.751

5.5 | Indicadores

En un trabajo conjunto entre el CCND y la ARCERNNR, con el fin de evitar duplicidad en la entrega de información, se incluye al ADMS como herramienta homologada para la obtención de los indicadores de calidad. Es así que ARCERNNR emitió la Resolución Nro. Arconel-053/18 formalizando al Sistema ADMS como fuente de control de los índices de calidad de servicio de suministro eléctrico FMIK y TTIK, para todas las empresas del país.

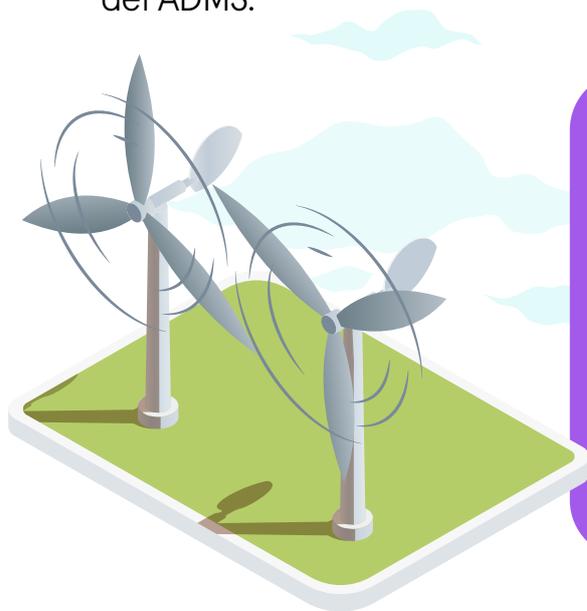
Adicional a los indicadores nacionales, el ADMS, proporciona los indicadores internacionales como el SAIDI, SAIFI, entre otros, lo que permite medirnos a nivel mundial.

Figura Nro. 23: Indicadores internacionales



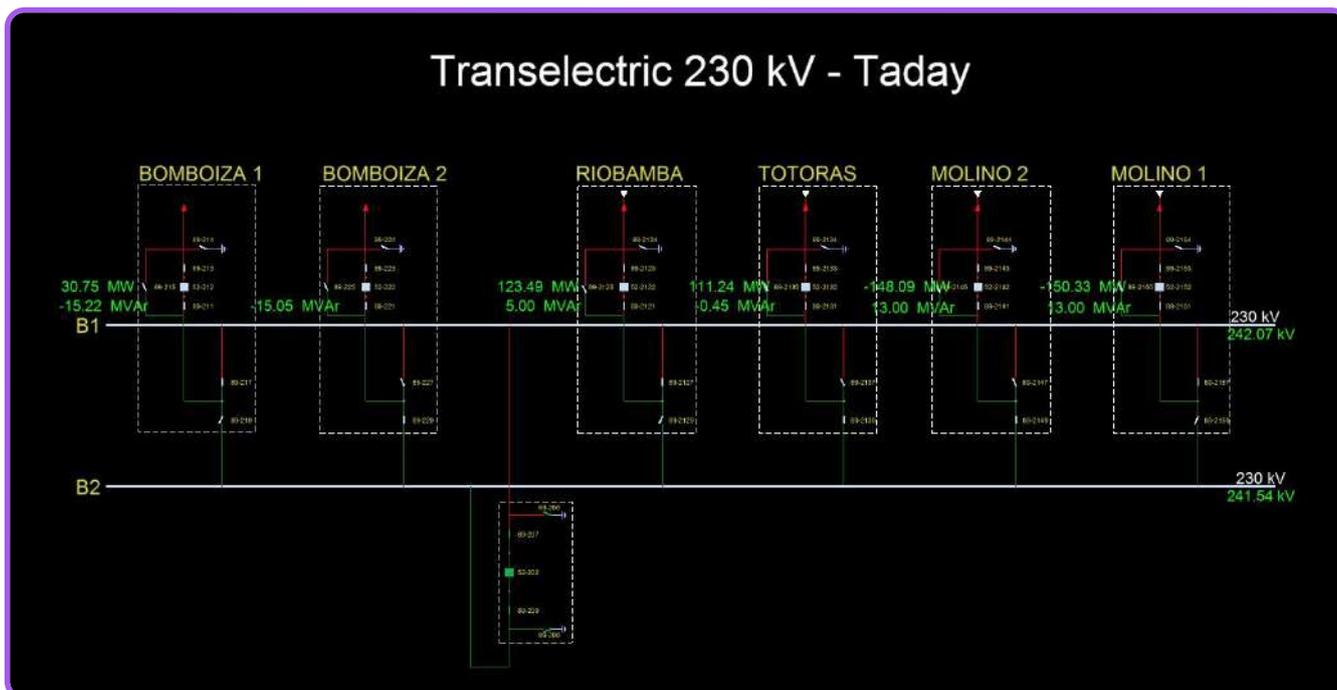
5.6 | Intercambio de información entre centros de control

Con la finalidad de reforzar y mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico nacional, se realiza el intercambio de información en tiempo real con los Centros de Control de: CENACE y CELEC-Transelectric a través del canal ICCP del ADMS.



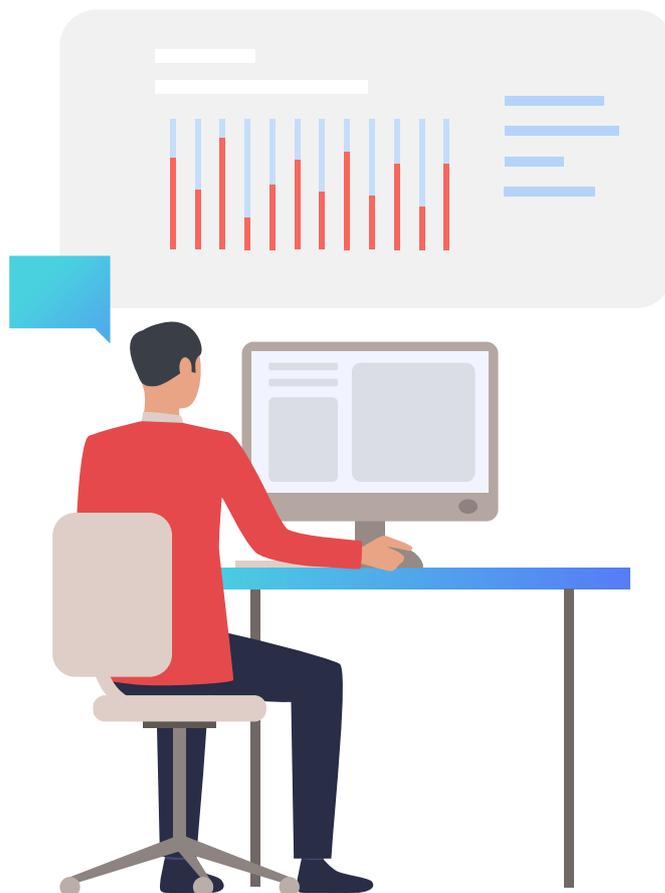
Vía ICCP entre CELEC-Transelectric, CENACE y el Centro de Control Nacional de Distribución se envía y se recibe la información necesaria de las subestaciones que son puntos frontera entre cada uno de los Sistemas de Distribución y el Sistema Nacional de Transmisión.

Figura Nro. 24: Subestación Taday (CELEC-Transelectric) ingresada en ADMS



5.7 | Conclusión

Con la participación activa de los profesionales de los centros de control, tecnologías de la operación de las empresas de distribución y el Centro de Control Nacional de Distribución (CCND) liderado por la E.E. Quito, se implementó el Sistema ADMS que proporciona herramientas y funciones potentes para una visualización y gestión sencilla de los equipos de automatización de la red que aportan información al operador para un análisis certero y rápido de los problemas en la red, a fin de visualizar las áreas sin suministro eléctrico y otras funciones que proporcionarán seguridad operacional a las empresas.



Adicionalmente el sistema de operación nacional ha permitido colaborar en la supervisión de la red de transmisión del Ecuador mediante el intercambio de información en tiempo real hacia CENACE y CELEC-Transelectric.



CAPÍTULO

06

Análisis geográfico

de nivel isoceráunico

Análisis geográfico del nivel isoceraúnico

6.1 | Introducción

Este capítulo es un extracto de la tesis “Mapa isoceraúnico georreferenciado para la coordinación de protecciones frente a descargas atmosféricas” elaborada por el Ing. Alejandro Zurita.

La descarga atmosférica es un efecto en cascada, en donde los átomos son ionizados cuando el medio es sometido a un campo eléctrico suficientemente elevado, influenciados principalmente por la presión, temperatura y humedad. Este fenómeno de la naturaleza, es capaz de acelerar los electrones libres al nivel de energía necesario para causar ionización por impacto. Produciéndose así un efecto físico que cambia el estado de la materia a plasma, con temperaturas muy elevadas y una energía que se transforma, a una parte auditiva, denominada “trueno” y a una parte luminosa, denominada “relámpago”, los dos juntos forman la descarga atmosférica o también llamada rayo.

Normalmente el campo eléctrico vertical inducido en la superficie de la Tierra, cuando hay buen tiempo, es de aproximadamente, 120 V/m, pero este se eleva exponencialmente hasta valores de 15 a 20 kV/m, cuando hay tormentas y la nube está totalmente electrificada.

Ahora bien, se sabe que las tormentas tienen un alto poder destructivo, sin embargo, en Ecuador no se hace un seguimiento adecuado a este tema.

6.2 | Problema

Durante varios años, se ha tenido una única fuente de consulta que indique algo respecto a descargas atmosféricas en Ecuador, en este caso es el mapa de nivel isoceráunico, creado hace más de 25 años por el extinto Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Actualmente las condiciones climáticas varían cada vez más, por lo que el mapa indicado no correspondería a la realidad, además que en ese tiempo no existían las tecnologías actuales que al combinarse con el uso de equipos como GPS, análisis en tiempo real, aplicativos para móvil, entre otros, permite recoger con certeza dicha información.

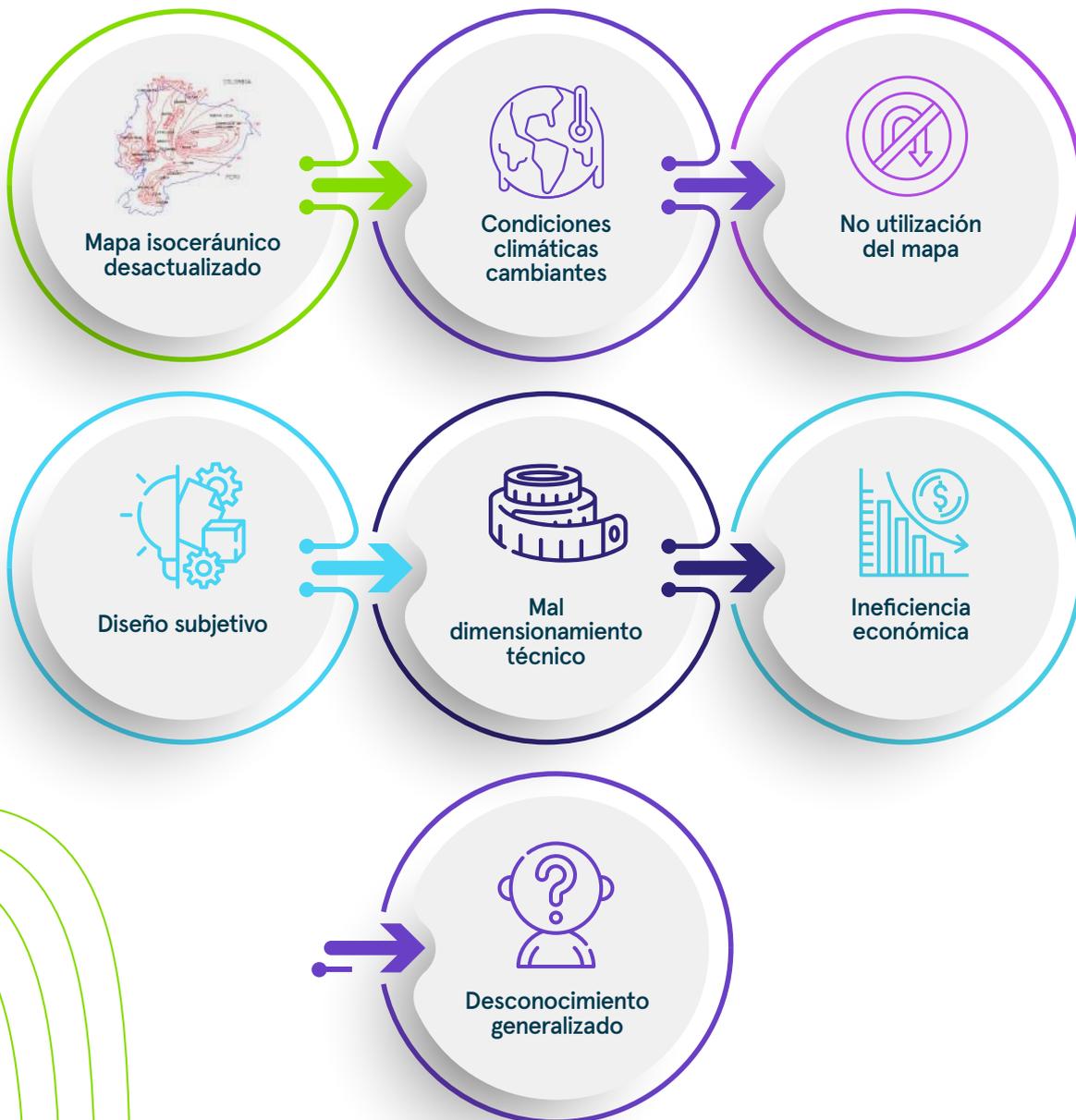
El problema en sí, no es solo el mapa desactualizado, sino que, el análisis de descargas atmosféricas ha sido excluido de planes de monitoreo digital, por parte de la principal entidad encargada del clima en nuestro país, INAMHI y por otros entes secundarios como la Secretaría del Ambiente. En sus estaciones meteorológicas, existen varios sensores tales como: de radiación solar, velocidad del viento, presión, temperatura, pluvial; pero, no de descargas atmosféricas, ya que son sensores especiales y costosos. Al no existir sensores, no es posible monitorear de una forma adecuada las descargas atmosféricas y por lo tanto no existe un registro de datos que permitan generar investigaciones, foros, conversatorios y toma de decisiones respecto a este tema en el Ecuador.

Figura Nro. 25: Proceso para recolección de datos de descargas atmosféricas



La falta de esta información en el país, ha retrasado la investigación en temas de descargas atmosféricas. Por esto, el profesional eléctrico, ha optado por recurrir a metodologías de conocimiento a posteriori, es decir basados en la experiencia. Haciendo consideraciones subjetivas, de la cantidad de tormentas eléctricas que hay en cierto sector, confundiendo un día de lluvia con un día de tormenta eléctrica, generando así riesgos por mal dimensionamiento en la parte técnica, y una ineficiencia en la parte económica.

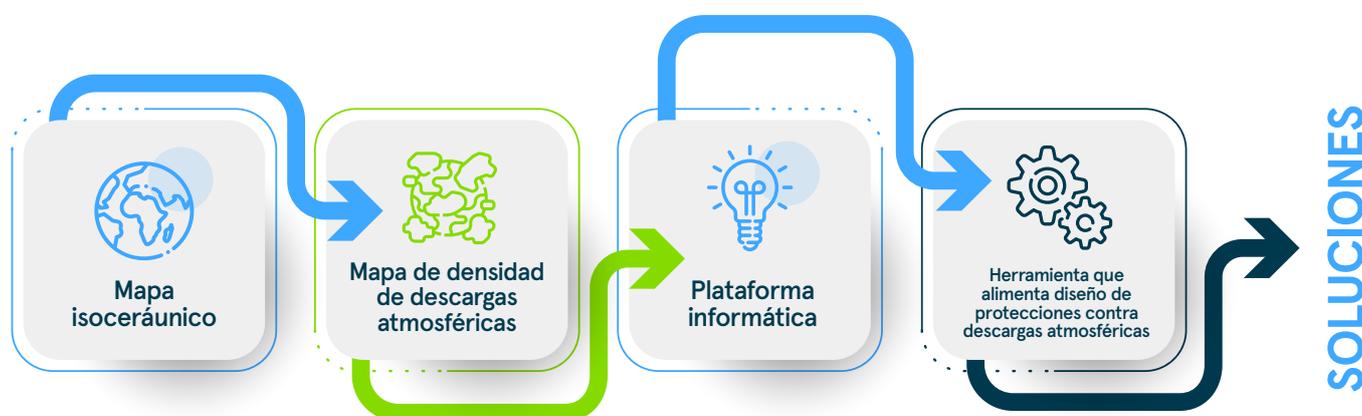
Figura Nro. 26: Problemas en recolección de datos de descargas atmosféricas



6.3 | Propuesta

El conocimiento crea recursos y empezar a investigar más sobre las descargas atmosféricas podría ser el primer paso. Por lo que, en este estudio se creó un mapa isoceráunico, un mapa de densidad de descargas atmosféricas y una plataforma informática, dedicada al área de prestación del servicio de la E.E. Quito correspondiente a los cantones: San Miguel de Los Bancos, Quijos, Rumiñahui, Quito, El Chaco, Mejía, Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado, y parte de Archidona.

Figura Nro. 27: Solución planteada para procesar datos de descargas atmosféricas



El nivel ceráunico (Nk), corresponde a la cantidad de días al año que tienen una “tormenta eléctrica”, pero no es una medida precisa ya que, para considerar un día como tormenta eléctrica, se debe registrar una sola descarga atmosférica. En otras palabras, si cae al menos 1 descarga en el día, se lo considera como día de tormenta, y si caen 100 descargas en el día, igual se lo considera como un día de tormenta, es decir no hay una diferenciación entre la cantidad de descargas atmosféricas.

Por otra parte, la densidad de descargas atmosféricas (Td) en inglés es conocido como Flash Rate Density (FRD), se refiere al número de descargas por km² por año, esta medida es más confiable ya que considera la cantidad de descargas que se han generado en un área específica (1 km²) en un tiempo específico (1 año), este índice considera las descargas atmosféricas a tierra y las descargas atmosféricas entre nubes, por lo cual hay una mejor apreciación de la cantidad de descargas.

Los valores (N_k y T_d) son importantes, ya que en líneas de transmisión se consideran para el cálculo del índice de salida de líneas (costos de energía no suministrada) y la tasa de falla por apantallamiento Shielding Failure Rate (SFR). Además de dar una idea más clara y objetiva para la colocación de mallas de tierra, pararrayos, puntas Franklin, en proyectos de bajo voltaje.

Figura Nro. 28: Fuentes de información



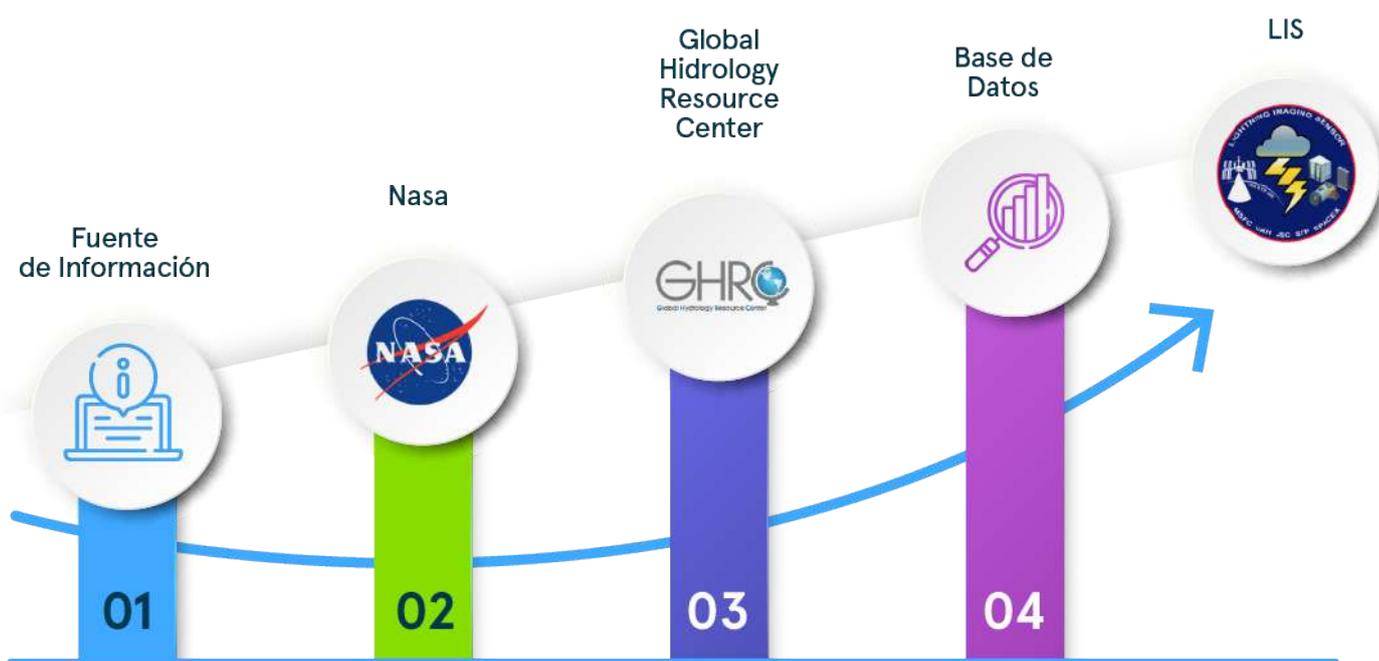
Las soluciones propuestas, facilitan una fuente de información hacia el profesional eléctrico, dirigido a mejorar el aspecto técnico y económico en proyectos de empresas públicas y empresas privadas. Ayudando a la toma de decisiones oportunas, evitando riesgos y asegurando condiciones de seguridad.



6.4 | Realización

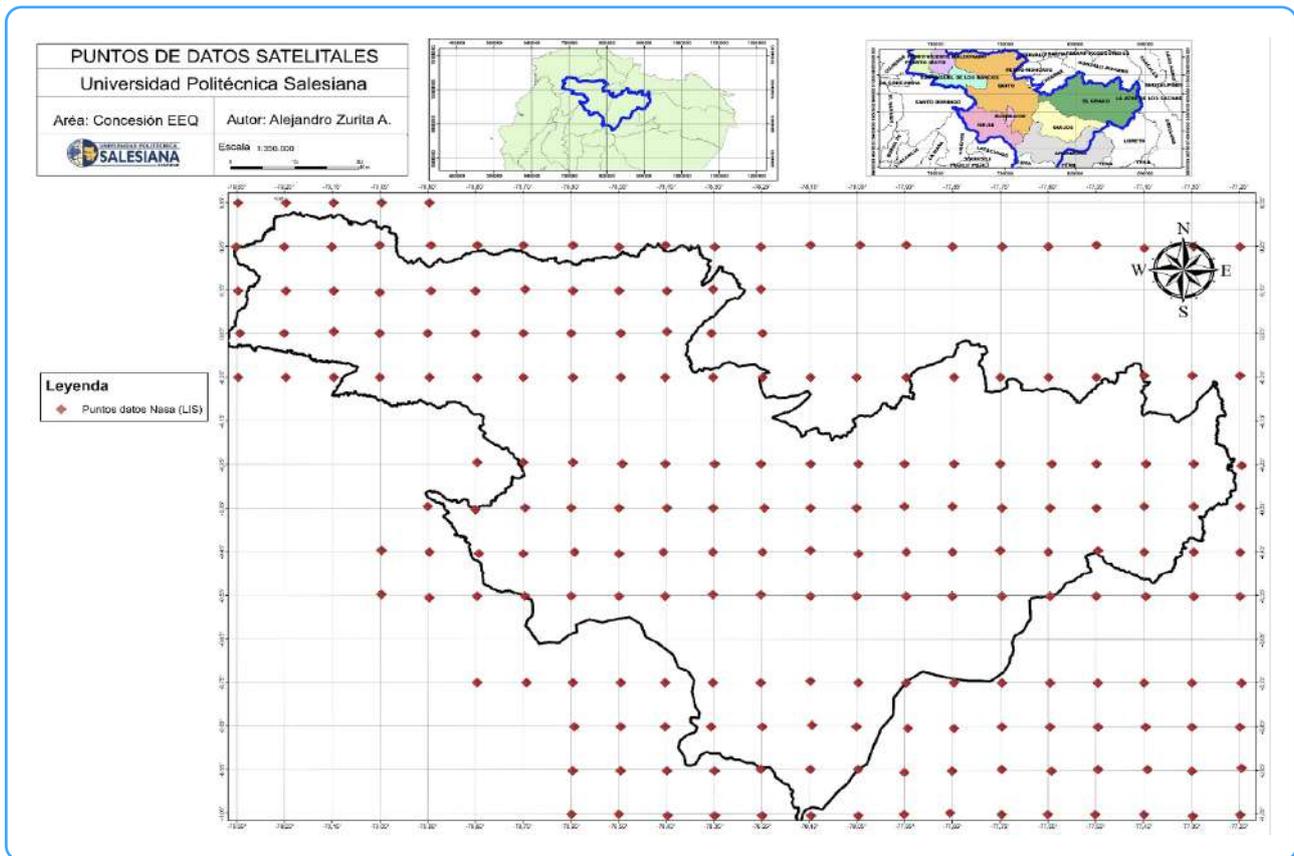
Como primer paso se accedió a la base de datos del Lightning Imaging Sensor “LIS 0.1 degree very high resolution gridded lightning seasonal climatology”, del Global Hydrology Resource Center de la Nasa que es una base de datos confiable. Se colocó como delimitación el área de prestación del servicio de la E.E. Quito, requiriendo así de una resolución alta ya que el área no es muy grande, respecto al globo terráqueo.

Figura Nro. 29: Fuentes de información para la realización



Los datos obtenidos corresponden a un periodo de 16 años, desde el año 1998 hasta el año 2013. Es decir, se analizaron cinco mil ochocientos cuarenta días (5840) por cada punto de latitud y longitud en el mapa, que equivalen a 208 coordenadas separadas en una grilla de 0.1 grados de coordenada geográfica, tanto de latitud como de longitud. En síntesis, se analizaron un millón doscientos catorce mil setecientos veinte (1.214.720) días, para obtener la actualización del mapa isocerámico dentro del área de prestación del servicio de la E.E. Quito.

Mapa Nro. 30: Extracción de puntos de datos satelitales - LIS



Los mapas se realizaron con la herramienta de Sistemas de Información Geográfica, ArcGIS, que permite la visualización y utilización de este tipo de bases de datos, en la que mediante el módulo Spatial Analysis Tools y una interpolación Inverse Distance Weighting, se crearon regiones con líneas "iso" o iguales en las que se pueda agrupar un solo valor cerámico o de densidad de descargas atmosféricas.

Por otra parte, en la aplicación desarrollada, se utilizó el software Matlab para la creación de apps "stand alone", donde el usuario ingresa sus coordenadas de longitud, latitud y el programa da como resultado el nivel cerámico y de densidad de descargas atmosféricas. Esto se logró mediante ciclos iterativos, para comparar cuáles son los 4 puntos más cercanos al dato ingresado y determinar su promedio.

Figura Nro. 30: Procesamiento de la información de datos

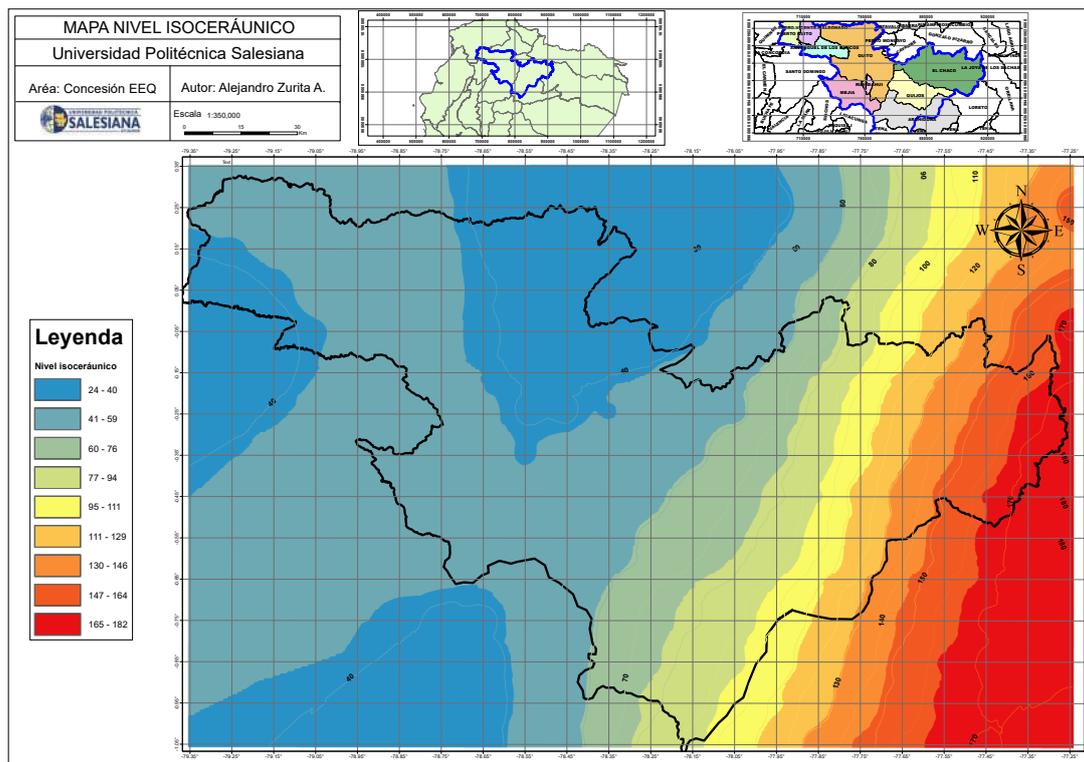


6.5 | Resultados

Se elaboraron dos mapas con líneas en las áreas donde los valores son iguales, el primero muestra el nivel cerámico y el segundo la densidad de descargas atmosféricas. Estos mapas son el resultado del procesamiento de las bases de datos anteriormente mencionadas. De forma complementaria, se desarrolló una aplicación de escritorio, que facilita al usuario ingresar coordenadas dentro del área de prestación del servicio de la E.E. Quito, para obtener los valores de los indicadores que forman parte de este análisis. Como resultado final se obtiene una gráfica para visualizar de manera global los índices correspondientes a cada área, y un resultado numérico con un valor específico de los indicadores en una determinada coordenada. Cabe recalcar que estos índices de descargas atmosféricas son de tipo probabilístico.



Mapa Nro. 4: Nivel cerámico en área de prestación del servicio de la E.E. Quito



Mapa Nro. 5: Densidad de descargas en área de prestación del servicio de la E.E. Quito

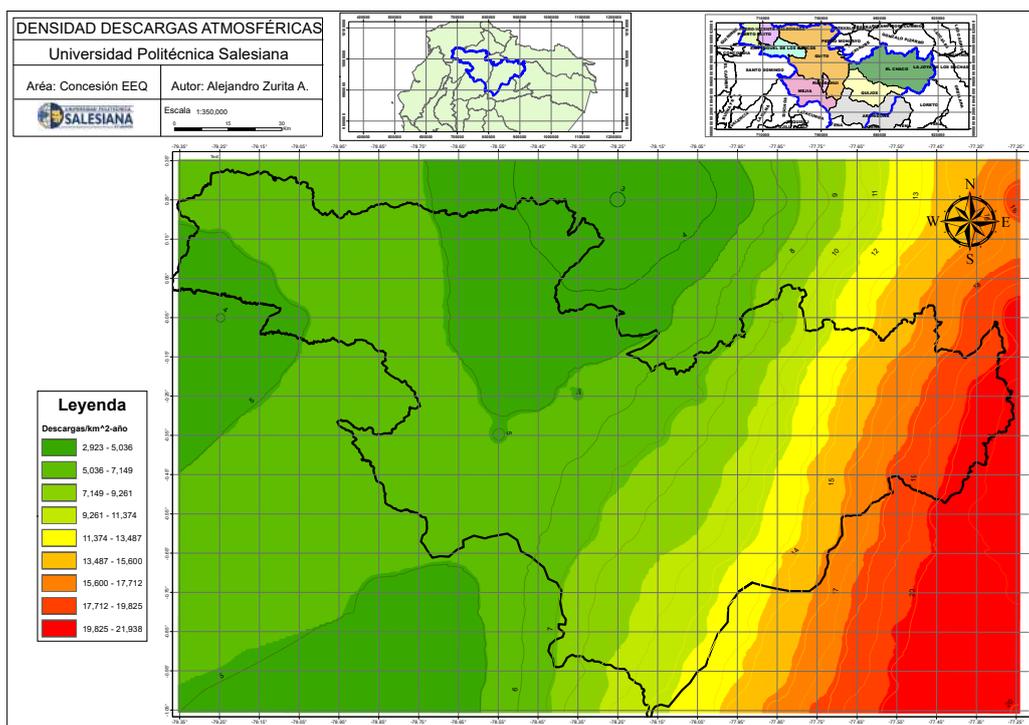
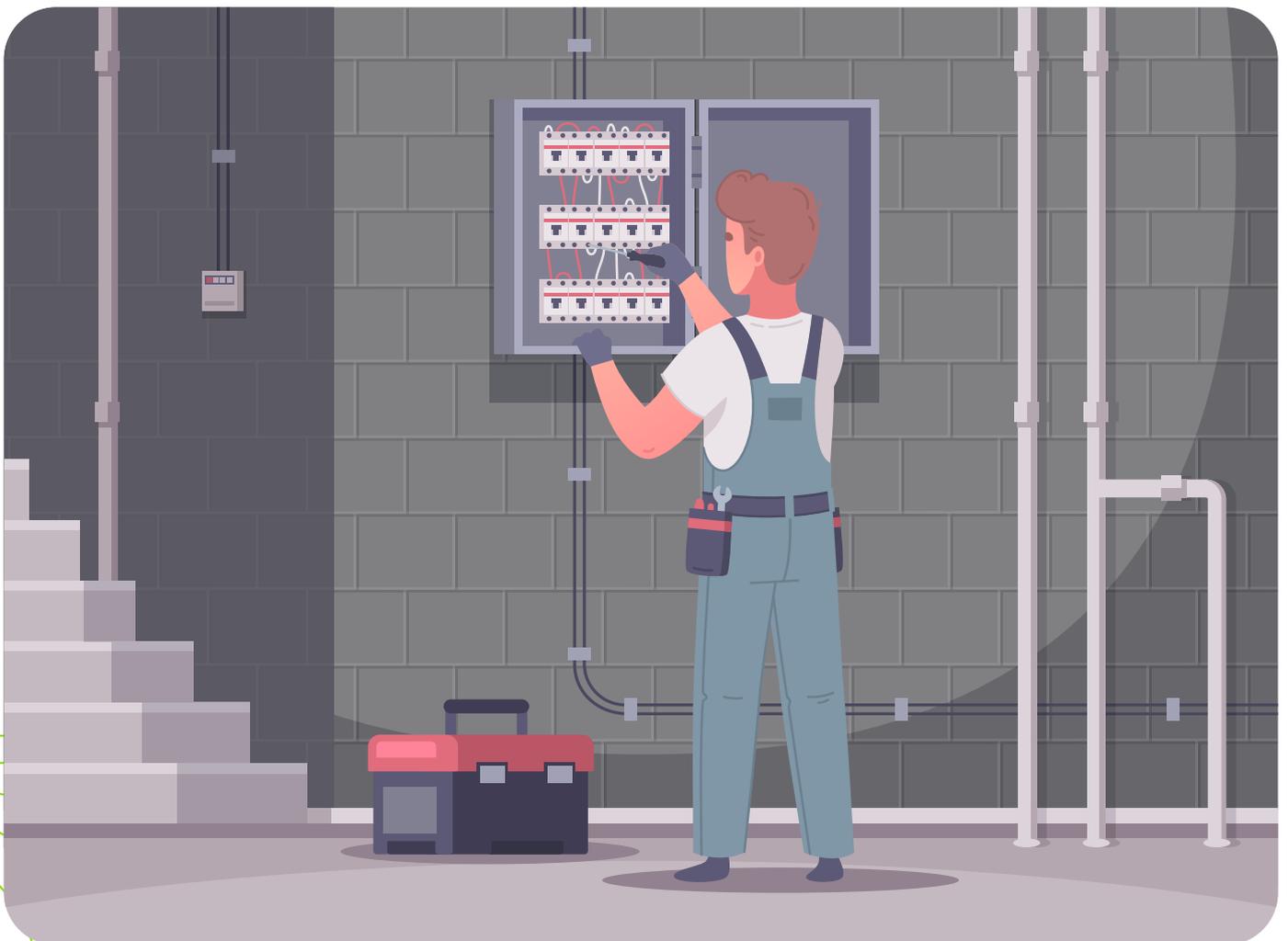
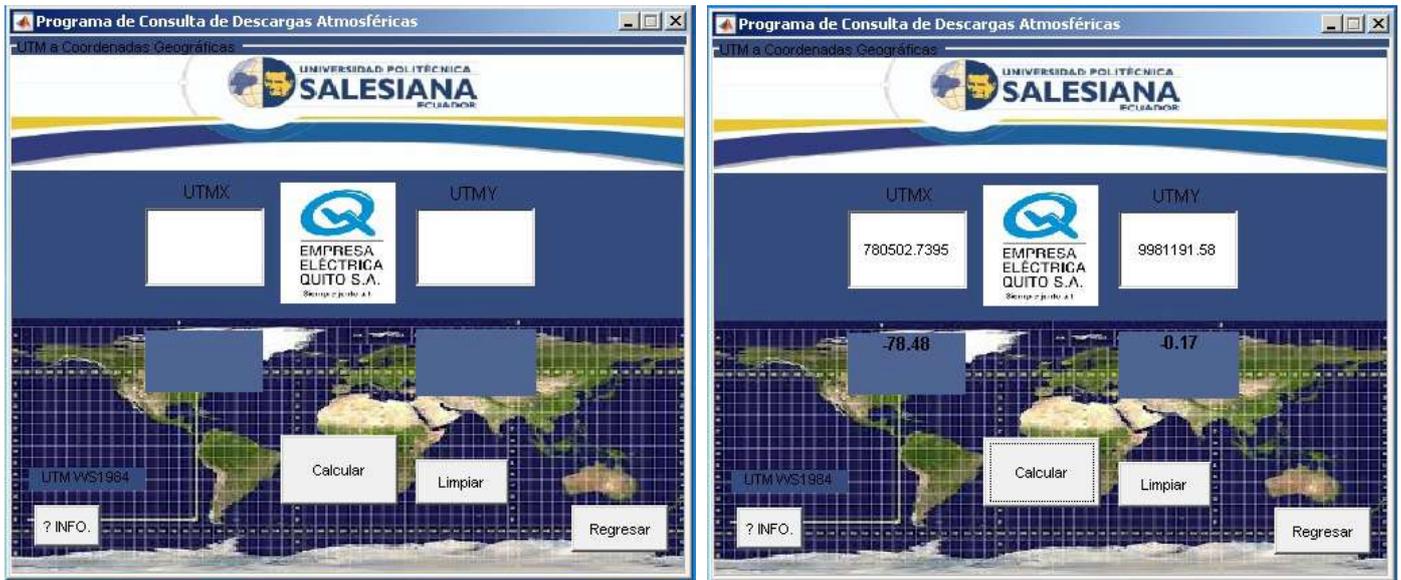


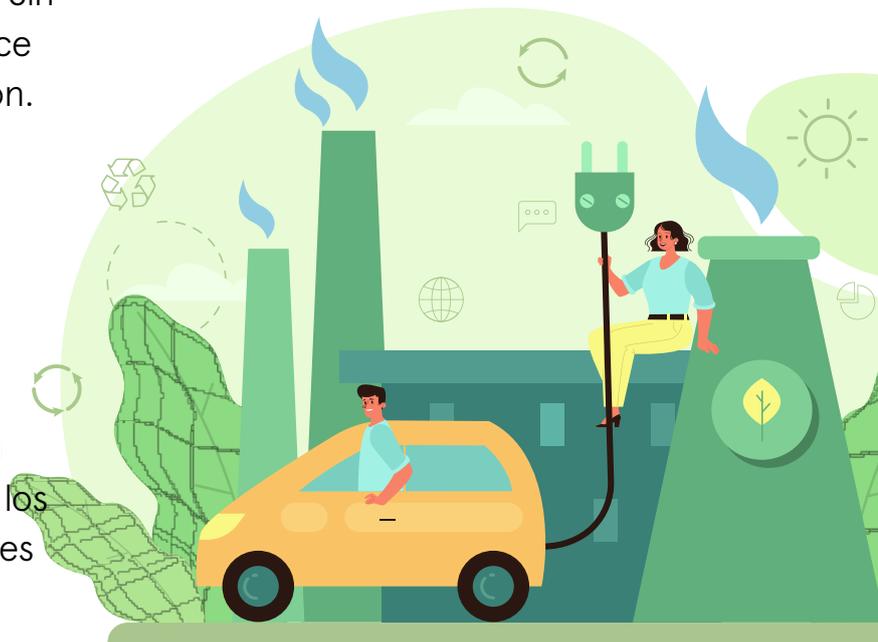
Figura Nro. 31: Aplicación desarrollada para consultas de descargas atmosféricas



6.6 | Conclusiones

- 1 En el área urbana de Quito el promedio de nivel cerámico es de 40 días con tormenta eléctrica al año, siendo esto una referencia aproximada porque la relación de densidad de descargas atmosféricas con el nivel cerámico no es 100% lineal, y el promedio de densidad de descargas atmosféricas es de 4,85 (descargas/ km²-año); así mismo se puede destacar que al sur de Quito hay una mayor cantidad de tormentas eléctricas que en el norte de la ciudad.
- 2 Existe una variación de la densidad de descargas atmosféricas de un mínimo de 2,92 a un máximo de 21,94 (descargas/ km²-año), o su equivalente, una variación del nivel cerámico de un mínimo de 24 a un máximo de 182 (Días con tormenta eléctrica al año).
- 3 Los meses de septiembre, octubre y noviembre registran un mayor número de tormentas eléctricas. Sin embargo, el cambio climático hace que exista una constante variación.
- 4 Se observa un incremento importante en la densidad de descargas atmosféricas y el nivel cerámico, en sectores que se encuentran más hacia la zona oriental del área de servicio de la E.E. Quito, donde se encuentran los valores más altos de ambos índices de esta investigación.

5 Mediante la utilización de mapas actualizados y georreferenciados para proyectos eléctricos de alto y bajo voltaje, se puede reducir la probabilidad de falla o accidente, mejorando el diseño de protecciones contra descargas atmosféricas.



6.7 | Recomendaciones

- 1 Realizar un estudio más detallado, donde intervengan otro tipo de condiciones climáticas como, viento, presión atmosférica, altura, en el área de investigación propuesta, para determinar la razón específica por la que ciertas zonas tienen mayor densidad de descargas atmosféricas que otras.

- 2 Actualizar el mapa isoceráunico del Ecuador y complementarlo, con la creación de un mapa de densidad de descargas atmosféricas, con una resolución adecuada (espaciamiento de la grilla) para una alta precisión, aprovechando la tecnología actual para proporcionar datos confiables, interactivos, georreferenciados y con una interfaz adecuada.



- 3 Registrar digitalmente parámetros o índices que muestren el comportamiento de las descargas atmosféricas en las estaciones meteorológicas del INAMHI y Secretaría del Ambiente, que con el tiempo se pueda convertir en grandes bases de datos que permitan realizar investigaciones, estudios, discusiones y proponer soluciones.

- 4 Adquirir instrumentos de medición directa de descargas atmosféricas en el país, y de ser posible unirse a la red de monitoreo de este fenómeno a nivel latinoamericano o mundial.



CAPÍTULO

07

Glosario de definiciones y acrónimos

de la normativa del sector
eléctrico ecuatoriano

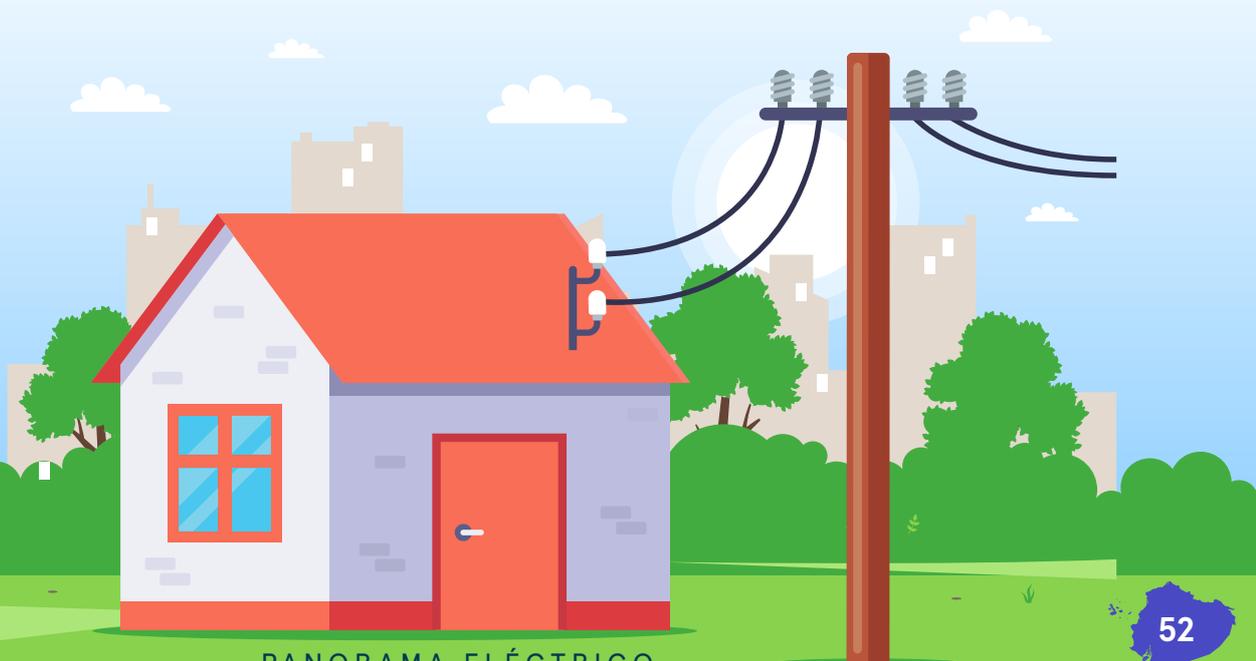
Glosario de definiciones y acrónimos

de la normativa del sector eléctrico ecuatoriano

7.1 | Presentación

La Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico (DRTSE), posee como parte de sus atribuciones y deberes la elaboración de proyectos normativos 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.

Como resultado la DRTSE, con fin de facilitar a los participantes del sector eléctrico y lectores en general la comprensión y correcta aplicación del marco normativo vigente que regula y controla el sector eléctrico ecuatoriano; desarrolló el catálogo denominado:



“Glosario de definiciones y acrónimos contenidos en la normativa del sector eléctrico ecuatoriano”



Enlace de descarga

<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/regulacion-y-control/>



Este catálogo es un compendio de definiciones y acrónimos homologados, y una herramienta para los equipos de trabajo responsables de elaborar y proponer leyes, reglamentos, regulaciones y resoluciones, debido a que coadyuva a que el marco normativo del sector eléctrico ecuatoriano guarde coherencia y armonía.

El documento en mención consta de un glosario agrupado y está ordenado alfabéticamente, con hipervínculos para realizar búsquedas simples que facilitan la navegación a lo largo del mismo; aporta así, al entendimiento y aplicación de la normativa que rige al sector eléctrico ecuatoriano.

Créditos

ELABORACIÓN



Diego Arias - DIRECTOR



Walter Intriago - PROFESIONAL



Christian Junia - ANALISTA



Andrés Chiles - ESPECIALISTA



Andrea Torres - ANALISTA



Rodrigo Briones - PROFESIONAL

ELABORACIÓN DE MAPAS



Ma. Fernanda Jiménez
- PROFESIONAL EXTERNO



Alejandro Zurita
- PROFESIONAL EXTERNO



Ana López - ANALISTA

EDICIÓN



Marisol Díaz - PROFESIONAL 1



Diana Cajamarca - TÉCNICO

● Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico - ARCERNNR

● Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico - ARCERNNR

● E.E. Quito

Créditos

COORDINACIÓN GENERAL

Danilo Ojeda Paz
Coordinador Técnico de
Regulación y Control Eléctrico
- ARCERNNR

DIRECCIÓN GENERAL

Santiago Flores Gómez
Director de Estudios e
Información del Sector Eléctrico
- ARCERNNR

FOTOGRAFÍAS

Marisol Díaz Espinoza

Ministerio de Turismo

Néstor Carrera

Participantes del sector
eléctrico ecuatoriano

Sofía Andrade

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade
VISIONSPROF
Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de
Desarrollo - BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 6
Quito - Ecuador, septiembre 2021
Todos los derechos reservados



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



 Fauna - Galápagos
Ministerio de Turismo



 Caminante - Manabí
Marisol Díaz Espinoza



 Guayaquil - Guayas
Ministerio de Turismo



 Atardecer - Manabí
Néstor Carrera



 Fauna - Zamora
Marisol Díaz Espinoza



 Escarabajo - Napo
CELEC-Coca Codo Sinclair



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



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