



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES



PAÑORAMA ELECTRICO



EDICIÓN 4
MAYO 2021

Centro Histórico de Quito - Pichincha
Autor: Marisol Díaz Espinoza



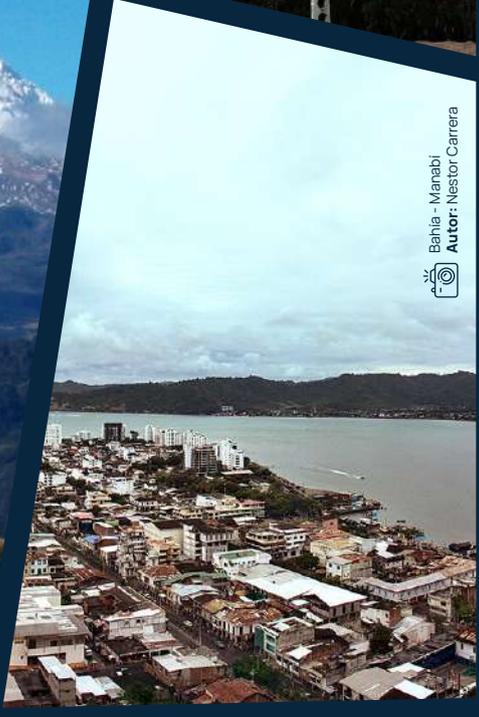
Proyecto de Repotenciación - Chimborazo
Autor: E.E. Riobamba



Bloque PBHII - Orbellana
Autor: Enap Sipec



Volcán Antisana - Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo



Bahía - Manabí
Autor: Néstor Carrera



Punta Carnero - Santa Elena
Autor: CNEL-Santa Elena



Paneles fotovoltaicos - Imbabura
Autor: Gansolar

CONTENIDO

PANORAMA ELÉCTRICO

01 INFRAESTRUCTURA

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

.....	1
1.1 GENERACIÓN.....	1
1.2 TRANSMISIÓN.....	4
1.3 DISTRIBUCIÓN.....	6



02 BALANCE NACIONAL

DE ENERGÍA ELÉCTRICA

.....	11
-------	----

03 DEMANDA

DE POTENCIA NACIONAL

.....	18
3.1 DEMANDA DIARIA, FEBRERO 2021.....	18
3.2 DEMANDA MÁXIMA AÑO MÓVIL (MARZO 2020 - FEBRERO 2021).....	19
3.3 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA, PERÍODO 2011 - 2020	21



04 PRODUCCIÓN

DE ENERGÍA

.....	23
-------	----

CONTENIDO

PANORAMA ELÉCTRICO

05 PROGRAMA PEC

PROCESO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

.....	28
5.1 REGISTRO DE CONSUMIDORES PEC	28
5.2 DETERMINACIÓN DEL CONSUMO INCREMENTAL	31
5.3 CONSUMO INCREMENTAL POR DISTRIBUIDORA	32
5.4 ANÁLISIS DE LOS RANGOS DE CONSUMO INCREMENTAL	32
5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	36



06 MAPA NORMATIVO

E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

.....	39
6.1 INTRODUCCIÓN	39
6.2 ESTRUCTURA.....	42
6.3 MARCO LEGAL	42
6.4 MARCO REGULATORIO	44

07 PROCESO PARA EL ESTABLECIMIENTO DEL

PLIEGO TARIFARIO

.....	46
7.1 ANTECEDENTES.....	46
7.2 PROCEDIMIENTOS DE ELABORACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO	47
7.3 CONCLUSIONES	54



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

ÍNDICE

TABLAS, FIGURAS, MAPAS



Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 - febrero 2021	1
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - febrero 2021	5
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, febrero 2021	6
Tabla Nro. 4:	Cantidad de clientes, febrero 2021	7
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica	11
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima diaria (MW), febrero 2021	18
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	19
Tabla Nro. 8:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	21
Tabla Nro. 9:	Energía bruta (GWh)	23
Tabla Nro. 10:	Cantidad de consumidores PEC	28
Tabla Nro. 11:	Cantidad de consumidores PEC por equipamiento	30
Tabla Nro. 12:	Consumo Incremental por distribuidora	32
Tabla Nro. 13:	Cantidad de consumidores PEC con cocción eléctrica por cada rango de consumo incremental ...	34
Tabla Nro. 14:	Cantidad de consumidores PEC con calentamiento de agua por cada rango de consumo incremental	35
Tabla Nro. 15:	Cantidad de consumidores PEC con cocción eléctrica y calentamiento de agua por cada rango de consumo incremental	36



Figura Nro. 1:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - febrero 2021	2
Figura Nro. 2:	Comparativo de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - febrero 2021	3
Figura Nro. 3:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - febrero 2021	5
Figura Nro. 4:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y febrero 2021	8
Figura Nro. 5:	Potencia nominal (MW), febrero 2021	12
Figura Nro. 6:	Potencia efectiva (MW), febrero 2021	12
Figura Nro. 7:	Producción de energía e importaciones (GWh), a febrero 2021	12
Figura Nro. 8:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), a febrero 2021	13
Figura Nro. 9:	Energía entregada para servicio público (GWh), a febrero 2021	14
Figura Nro. 10:	Consumo de energía y pérdidas (GWh), a febrero 2021	16
Figura Nro. 11:	Demanda máxima diaria (MW), febrero 2021	18
Figura Nro. 12:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	20
Figura Nro. 13:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil	20
Figura Nro. 14:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	21
Figura Nro. 15:	Energía renovable (GWh), año móvil a febrero 2021	24

ÍNDICE

TABLAS, FIGURAS, MAPAS



Figura Nro. 16: Energía no renovable (GWh), año móvil a febrero 2021	24
Figura Nro. 17: Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a febrero 2021	25
Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a febrero 2021	25
Figura Nro. 19: Comparativo energía bruta (GWh)	26
Figura Nro. 20: Participación de consumidores PEC	29
Figura Nro. 21: Participación de consumidores PEC por equipamiento, febrero 2021	30
Figura Nro. 22: Proceso para determinar los clientes por rango de CI	33
Figura Nro. 23: Aspectos históricos para el Establecimiento de Pliegos Tarifarios	46
Figura Nro. 24: Rol del Regulador	47
Figura Nro. 25: Gestión Tarifaria	48
Figura Nro. 26: Línea de tiempo Análisis de Costos	49
Figura Nro. 27: Línea de tiempo Pliegos Tarifarios	49
Figura Nro. 28: Rol del Regulador (Objetivos – Instrumentos)	50
Figura Nro. 29: Estructura y nivel tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica	51
Figura Nro. 30: Cadena de Producción y Consumo Eléctrico	52
Figura Nro. 31: Tarifas Principales del SPEE.....	53



Mapa Nro. 1: Potencia nominal por provincia	4
Mapa Nro. 2: Clientes por provincia	9

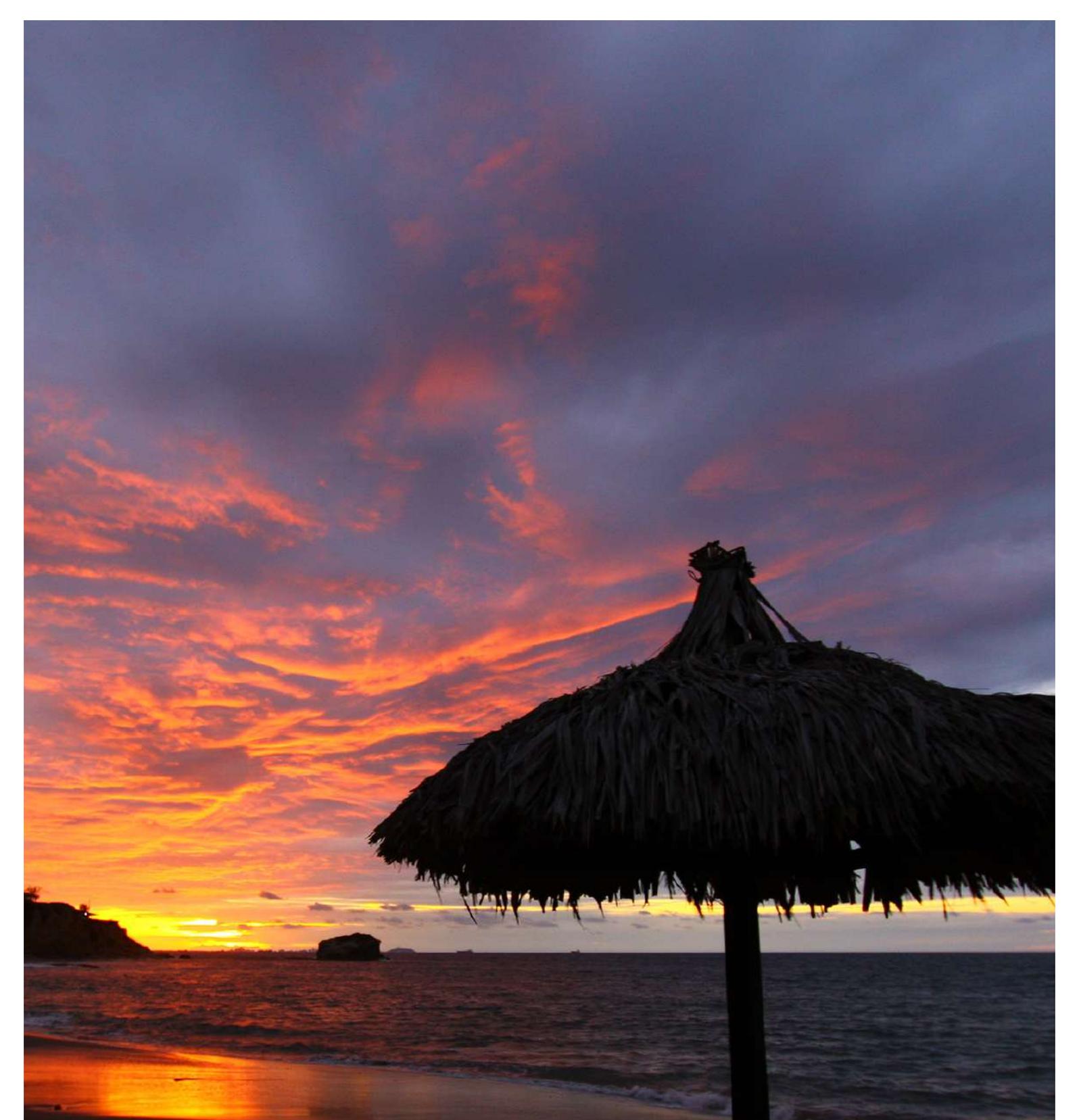


PRESENTACIÓN

La Revista Panorama Eléctrico, es un espacio informativo que complementa las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del sector. Presenta bimensualmente los principales indicadores del sector eléctrico e integra la información más relevante del Sector Eléctrico, y la presentamos como un producto de la gestión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

En esta edición se presentan con corte a febrero de 2021; datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico; además se incluye información para el análisis estadístico de los datos de consumo de energía eléctrica incremental de los beneficiarios del programa PEC, Mapa Normativo e Institucionalidad del Sector Eléctrico Ecuatoriano; y, Proceso para el Establecimiento del Pliego Tarifario.





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 febrero 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 - febrero 2021

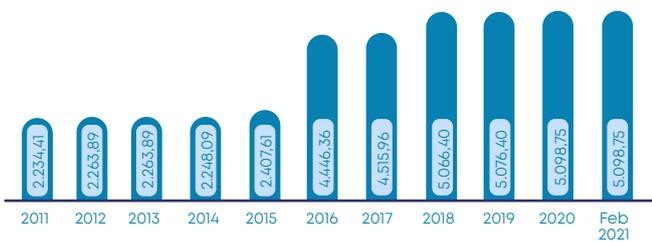
	8.712,29 Potencia Nominal (MW)		8.095,25 Potencia Efectiva (MW)					
	Febrero 2021		2020		2011		Variación 2011 a Febrero 2021	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (%)
Por Sistema								
SNI ⁽¹⁾	7.340,26	7.039,55	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,56	67,56
No Incorporado	1.372,04	1.055,70	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	71,36	77,57
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	3.413,21	2.840,30	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	20,05	13,95
Por Empresa								
Generadora	6.608,20	6.382,01	6.608,20	6.382,01	3.759,41	3.628,15	75,78	75,90
Autogeneradora	1.652,49	1.331,70	1.652,49	1.331,70	918,28	712,35	79,95	86,94
Distribuidora	451,61	381,54	451,61	381,54	503,54	455,18	(10,31)	(16,18)

(1) Sistema Nacional Interconectado

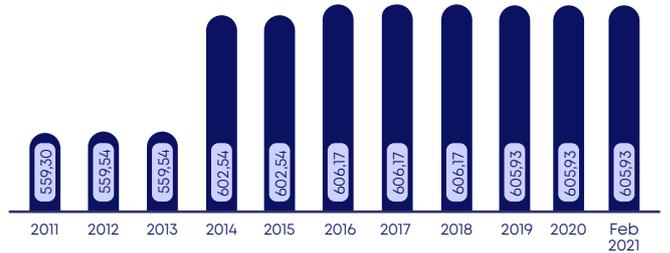
En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecian la evolución y el comparativo de la potencia nominal instalada, desde 2011 a febrero de 2021.

Figura Nro. 1: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - febrero 2021

HIDRÁULICA



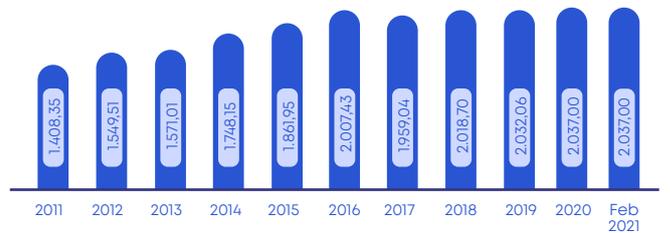
TURBOVAPOR



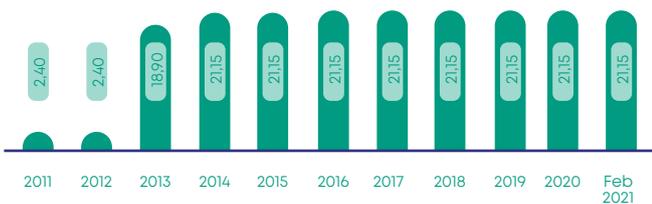
TURBOGAS



MCI



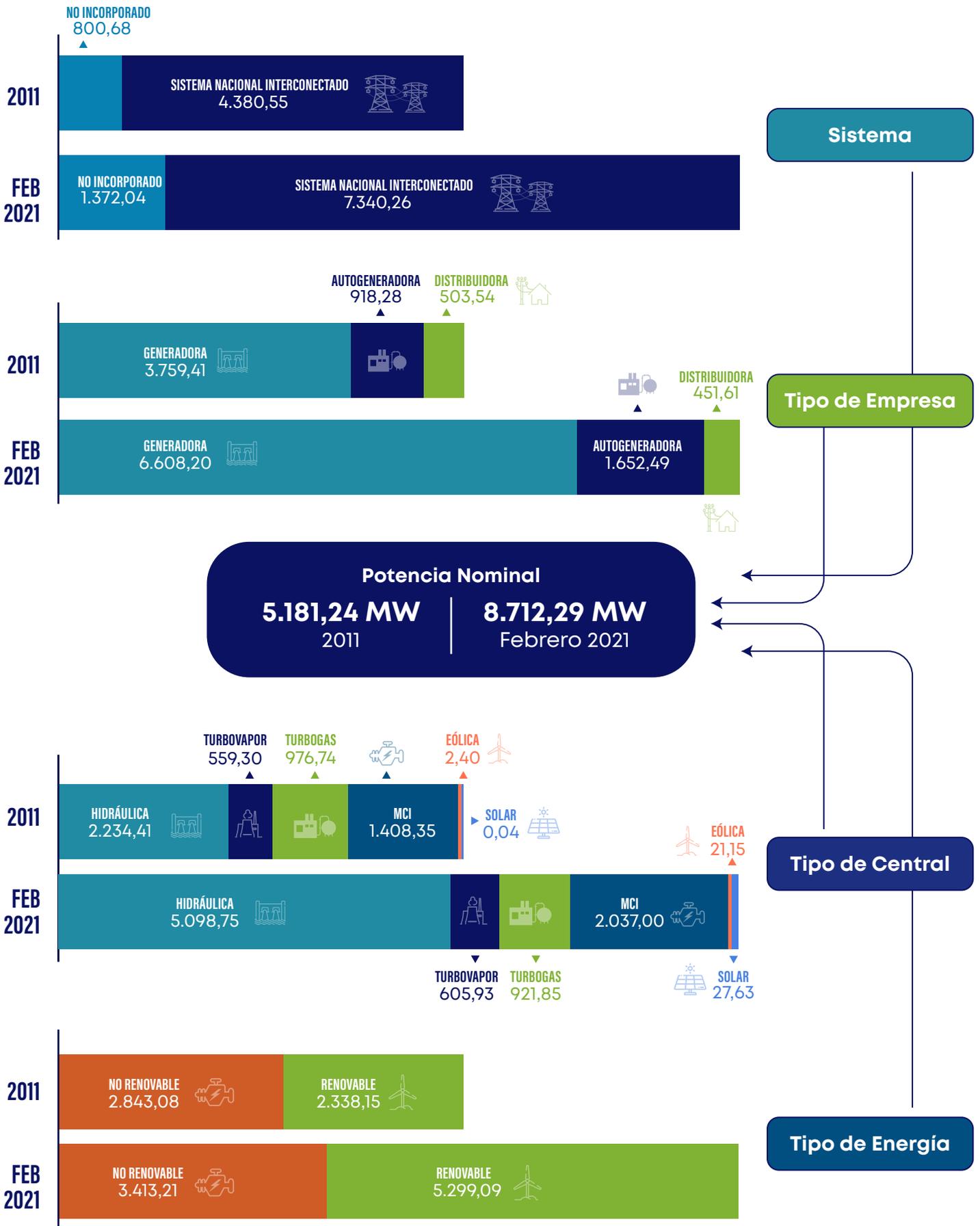
EÓLICA

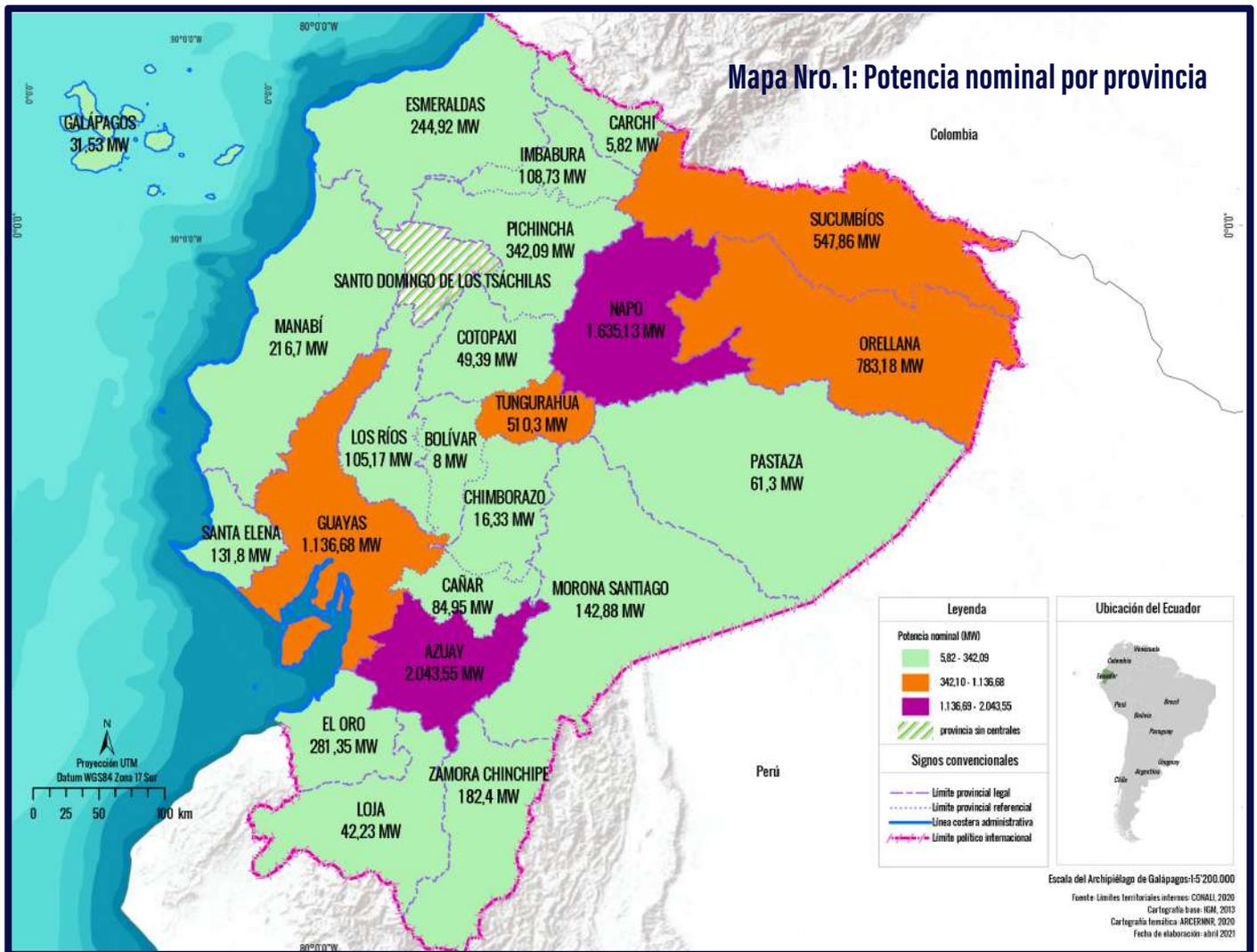


FOTOVOLTAICA



Figura Nro 2: Comparativo de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - febrero 2021

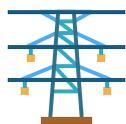




1.2 TRANSMISIÓN

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 - febrero 2021



610,00 km
Línea a 500 kV

3057,54 km
Línea a 230 kV

2.296,57 km
Línea a 138 kV

	Febrero 2021	2020	2011	Variación 2011 a febrero 2021
SNI ⁽¹⁾	Longitud (km)	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	610,00	-	-
230 kV	3.057,54	3.057,54	1.867,65	66,48
138 kV	2.296,57	2.296,57	1.794,72	27,96

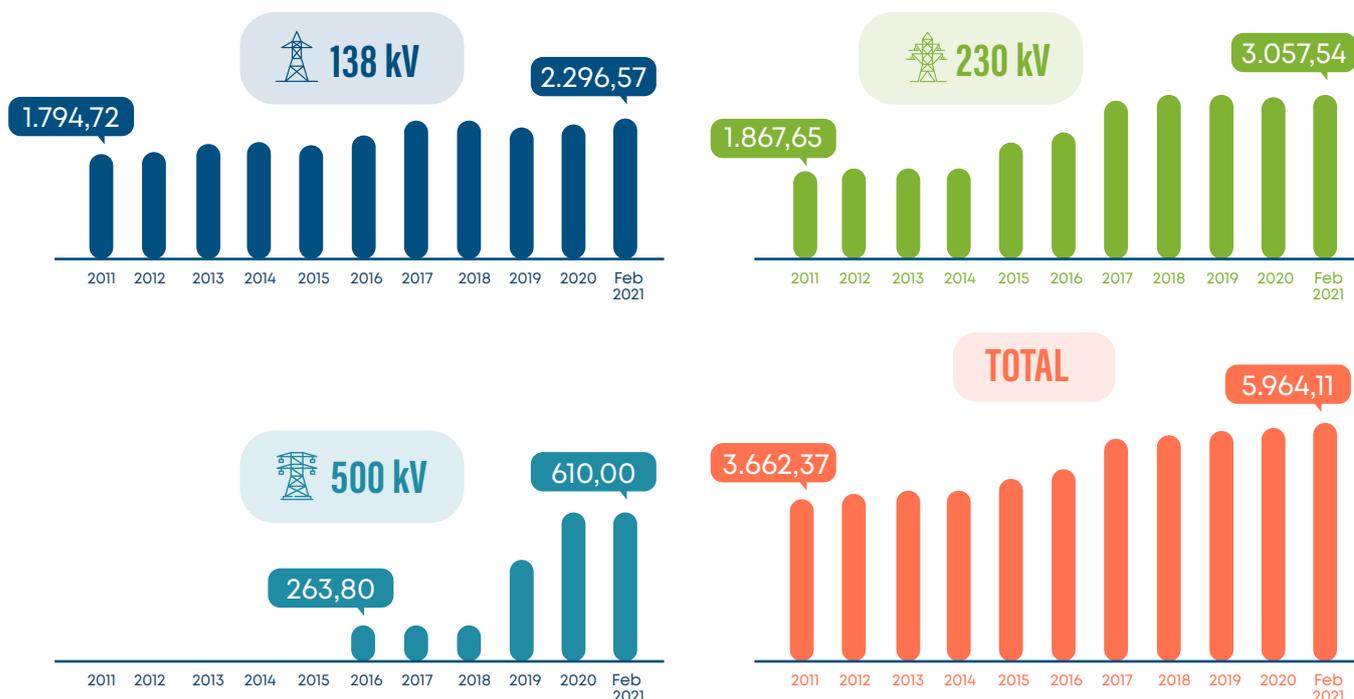
Líneas de Interconexión	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)	7,50	15,50
230 kV (Doble Circuito)	325,82	536,20



(1) 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 - febrero 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, febrero 2021



Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Acometidas		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#	km	#
CNEL-Bolívar	3.187	6.064	91	3.288	22.145	3.571	65.600	1.458	68.167
CNEL-EI Oro	5.450	16.481	719	3.414	89.549	16.142	237.858	4.430	265.372
CNEL-Esmeraldas	4.756	9.872	321	2.869	50.506	9.017	122.933	2.600	128.878
CNEL-Guayaquil	2.853	36.562	2.488	5.225	176.924	28.525	530.686	5.948	710.480
CNEL-Guayas Los Ríos	8.342	32.623	1.273	5.609	100.935	18.784	330.300	7.742	709.800
CNEL-Los Ríos	3.633	10.613	338	2.150	33.315	6.112	131.005	3.310	138.537
CNEL-Manabí	8.114	28.581	829	6.622	122.370	22.391	333.954	7.118	333.056
CNEL-Milagro	4.159	12.505	374	2.142	49.740	9.111	148.460	3.287	154.342
CNEL-Sta. Elena	2.296	9.708	417	1.798	39.692	6.560	117.621	1.940	127.990
CNEL-Sto. Domingo	9.875	24.181	490	6.292	84.251	14.506	194.205	4.830	254.752
CNEL-Sucumbios	5.215	10.054	271	4.617	50.041	6.549	89.890	1.767	100.261
E.E. Ambato	5.775	16.338	450	7.955	130.086	18.041	234.185	4.220	286.339
E.E. Azogues	826	2.148	58	1.485	17.746	2.991	34.112	868	39.047
E.E. Centro Sur	10.111	26.082	842	12.746	157.141	28.347	327.968	6.283	411.777
E.E. Cotopaxi	4.327	9.906	283	5.830	53.705	8.033	150.699	3.487	147.596
E.E. Galápagos	342	1.169	40	261	6.150	693	9.191	105	13.482
E.E. Norte	6.085	17.616	500	6.872	108.822	14.854	200.039	4.231	258.417
E.E. Quito	9.006	42.220	2.933	10.718	288.594	46.825	607.331	10.464	1.196.670
E.E. Riobamba	4.220	14.052	290	5.324	65.705	8.482	151.112	3.195	181.178
E.E. Sur	8.428	18.867	368	5.471	67.574	8.275	175.229	6.343	214.490

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

Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes, febrero 2021

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	626.900	76.295	2.259	5.048	710.502	43	710.545
CNEL-Cuayas Los Rios	329.053	20.199	832	5.720	355.804	19	355.823
CNEL-Manabí	308.845	18.393	640	5.206	333.084	12	333.096
CNEL-EI Oro	237.675	22.324	1.678	3.868	265.545	2	265.547
CNEL-Sto. Domingo	226.087	25.155	275	3.237	254.754	4	254.758
CNEL-Milagro	139.982	12.587	167	1.617	154.353	1	154.354
CNEL-Esmeraldas	119.074	8.449	376	2.503	130.402	3	130.405
CNEL-Los Ríos	129.101	7.330	368	1.748	138.547	2	138.549
CNEL-Sta. Elena	116.310	9.733	202	2.255	128.500	4	128.504
CNEL-Sucumbíos	85.240	12.122	497	2.472	100.331	2	100.333
CNEL-Bolívar	63.118	3.459	128	1.461	68.166	-	68.166
CNEL EP	2.381.385	216.046	7.422	35.135	2.639.988	92	2.640.080
E.E. Quito	1.030.887	137.010	12.701	16.808	1.197.406	78	1.197.484
E.E. Centro Sur	367.516	35.759	5.331	6.498	415.104	9	415.113
E.E. Ambato	246.458	28.225	6.292	5.363	286.338	6	286.344
E.E. Norte	225.656	26.564	2.739	3.786	258.745	7	258.752
E.E. Sur	188.455	18.098	1.352	6.684	214.589	3	214.592
E.E. Riobamba	158.430	18.684	732	3.332	181.178	2	181.180
E.E. Cotopaxi	130.210	11.407	3.834	2.377	147.828	4	147.832
E.E. Azogues	35.454	2.506	469	757	39.186	-	39.186
E.E. Galápagos	10.451	2.244	189	546	13.430	-	13.430
Empresas Eléctricas	2.393.517	280.497	33.639	46.151	2.753.804	109	2.753.913
Total	4.774.902	496.543	41.061	81.286	5.393.792	201	5.393.993

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 febrero 2021, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNEL EP.

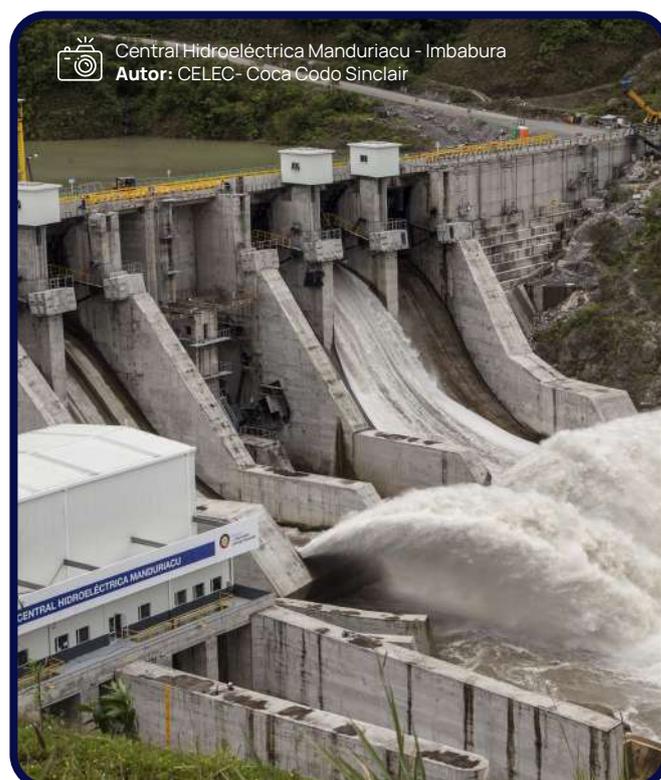
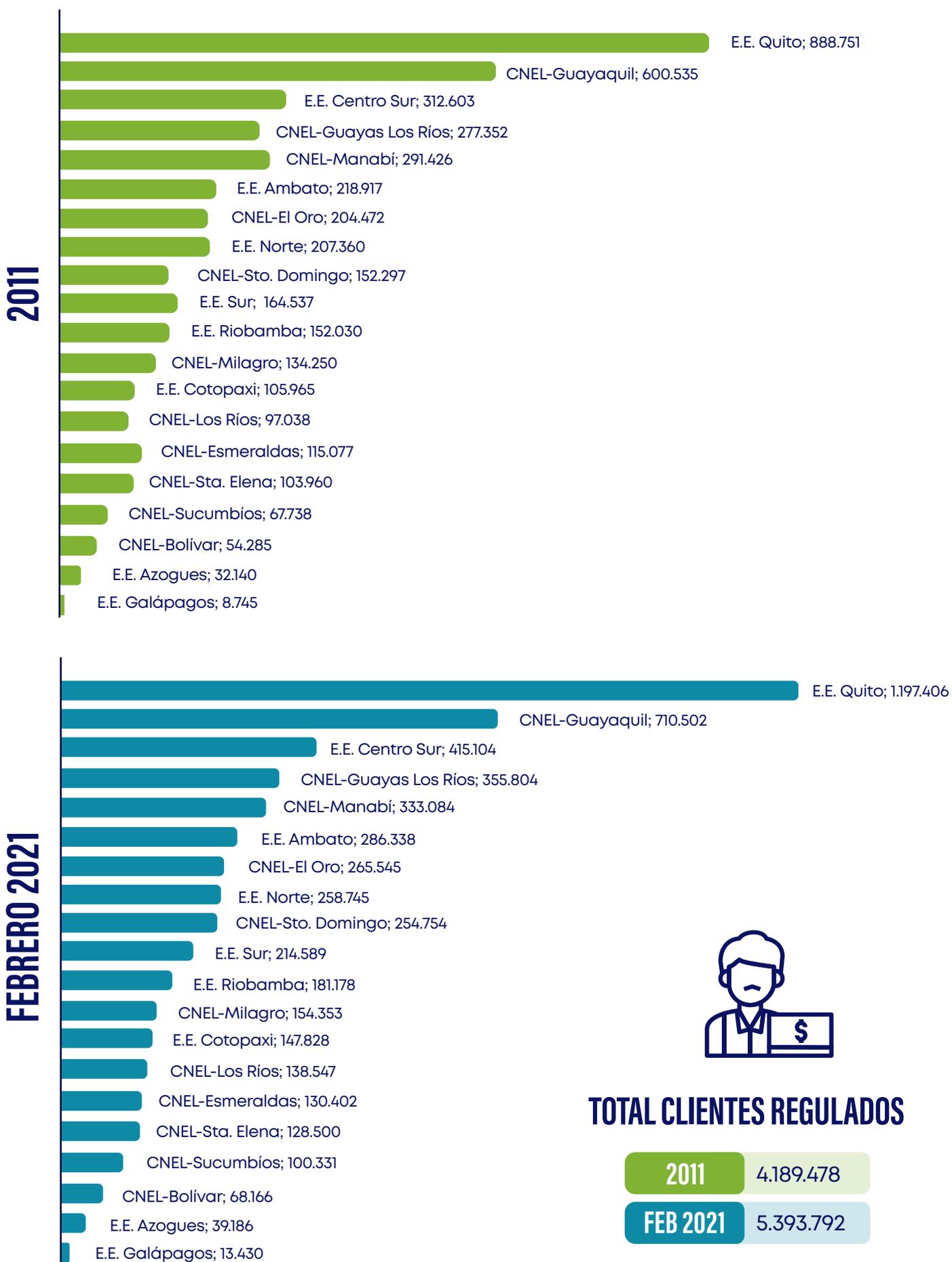
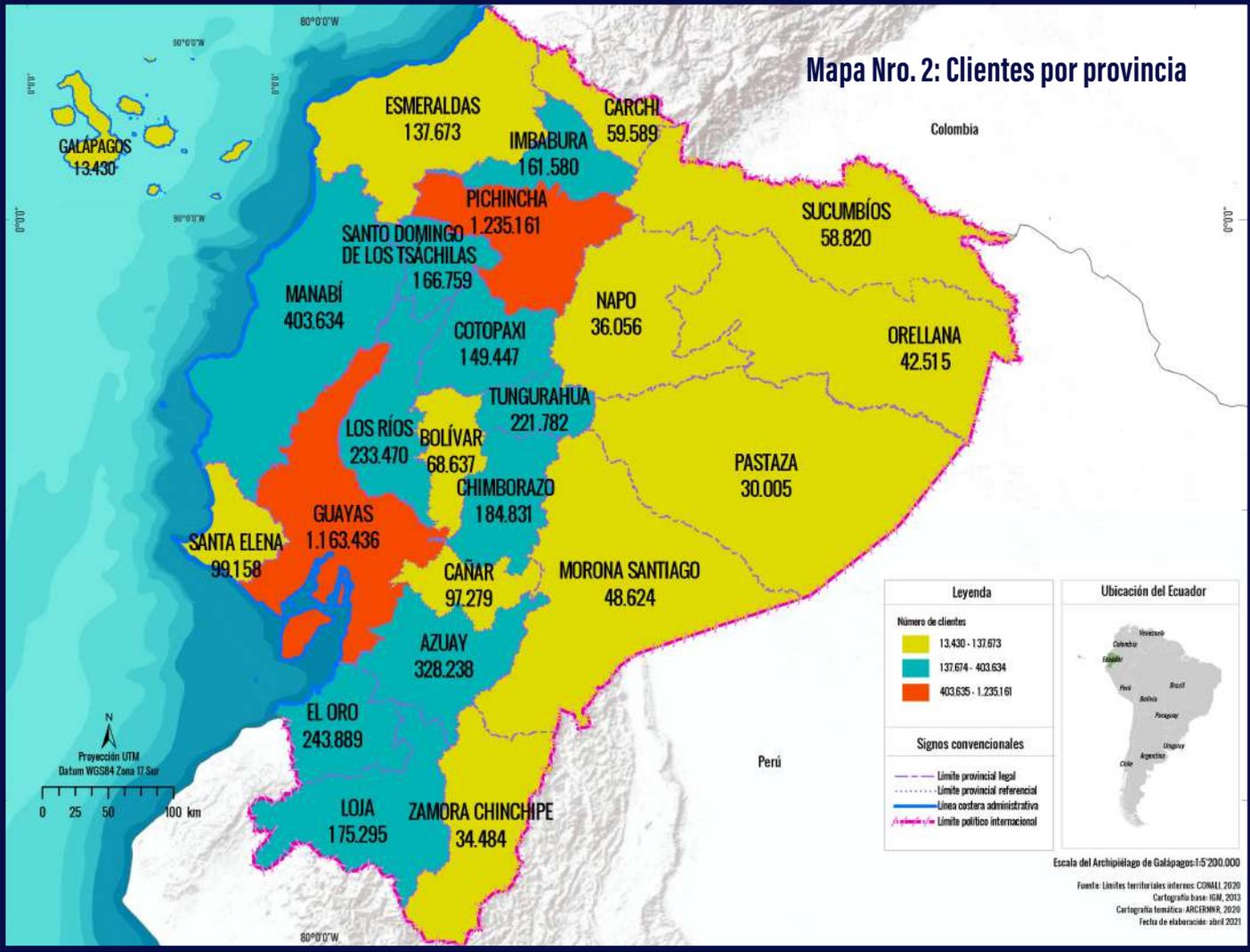
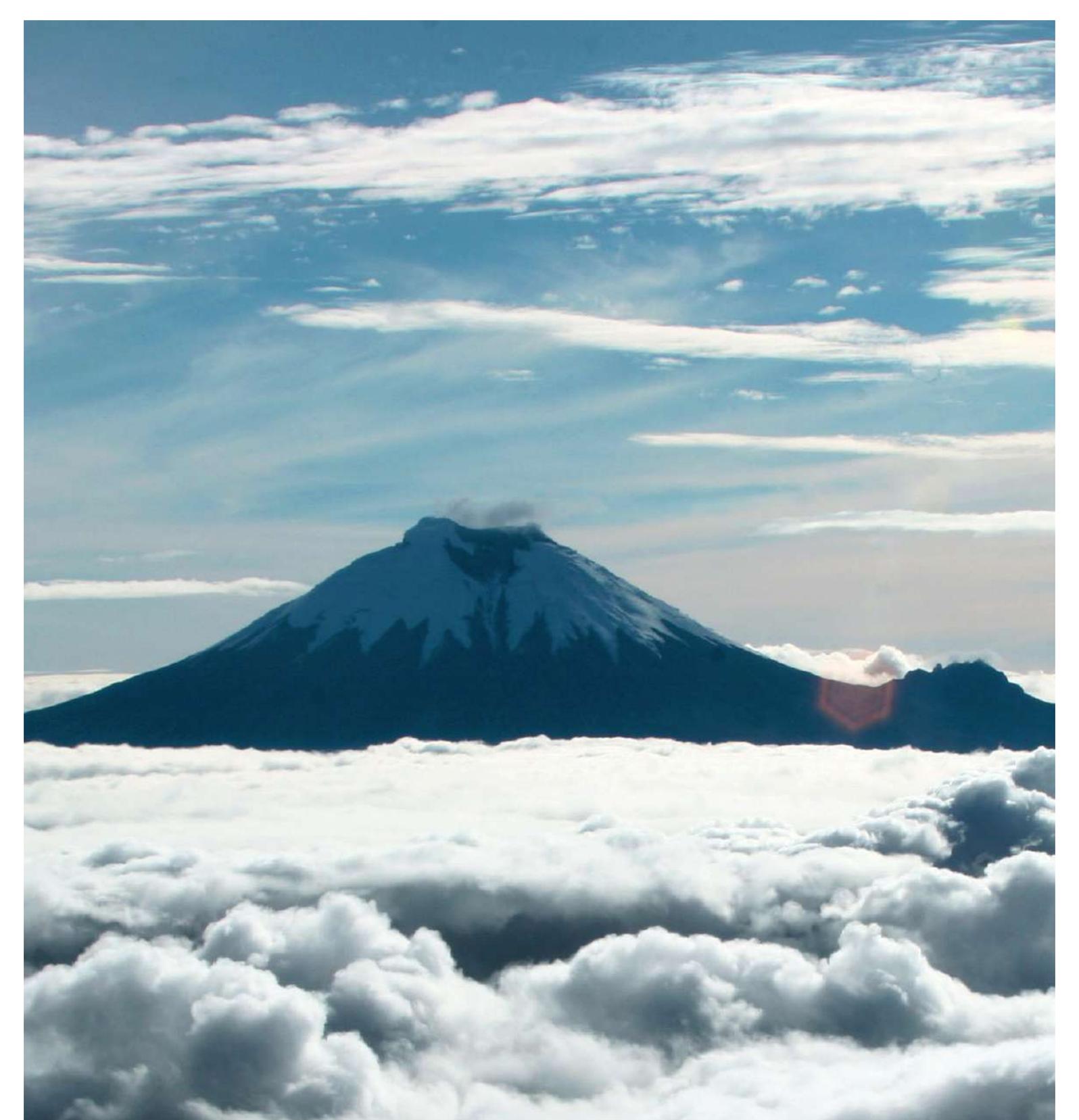


Figura Nro. 4: Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y febrero 2021



Mapa Nro. 2: Clientes por provincia





CAPÍTULO 2

BALANCE NACIONAL

DE ENERGÍA ELÉCTRICA



CAPÍTULO 2

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)

	Feb 2021 (MW)	2020 (MW)	2019 (MW)		Feb 2021 (MW)	2020 (MW)	2019 (MW)
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.712,29	8.712,29	8.685,01	Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.095,25	8.095,25	8.072,81
Renovable	5.299,09	5.299,09	5.276,74	Renovable	5.254,95	5.254,95	5.237,42
Hidráulica	5.098,75	5.098,75	5.076,40	Hidráulica	5.064,16	5.064,16	5.046,63
Eólica	21,15	21,15	21,15	Eólica	21,15	21,15	21,15
Fotovoltaica	27,63	27,63	27,63	Fotovoltaica	26,74	26,74	26,74
Biomasa	144,30	144,30	144,30	Biomasa	136,40	136,40	136,40
Biogás	7,26	7,26	7,26	Biogás	6,50	6,50	6,50
No Renovable	3.413,21	3.413,21	3.408,27	No Renovable	2.840,30	2.840,30	2.835,39
MCI	2.029,74	2.029,74	2.024,80	MCI	1.633,25	1.633,25	1.628,34
Turbogas	921,85	921,85	921,85	Turbogas	775,55	775,55	775,55
Turbovapor	461,63	461,63	461,63	Turbovapor	431,50	431,50	431,50
Interconexión	650,00	650,00	650,00	Interconexión	635,00	635,00	635,00
Colombia	540,00	540,00	540,00	Colombia	525,00	525,00	525,00
Perú	110,00	110,00	110,00	Perú	110,00	110,00	110,00

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

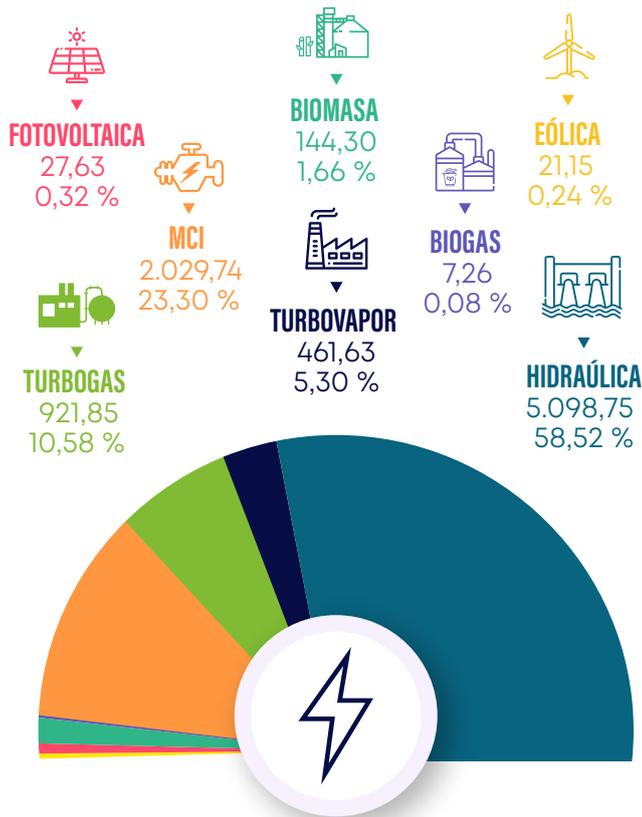


Figura Nro. 6: Potencia efectiva (MW), febrero 2021

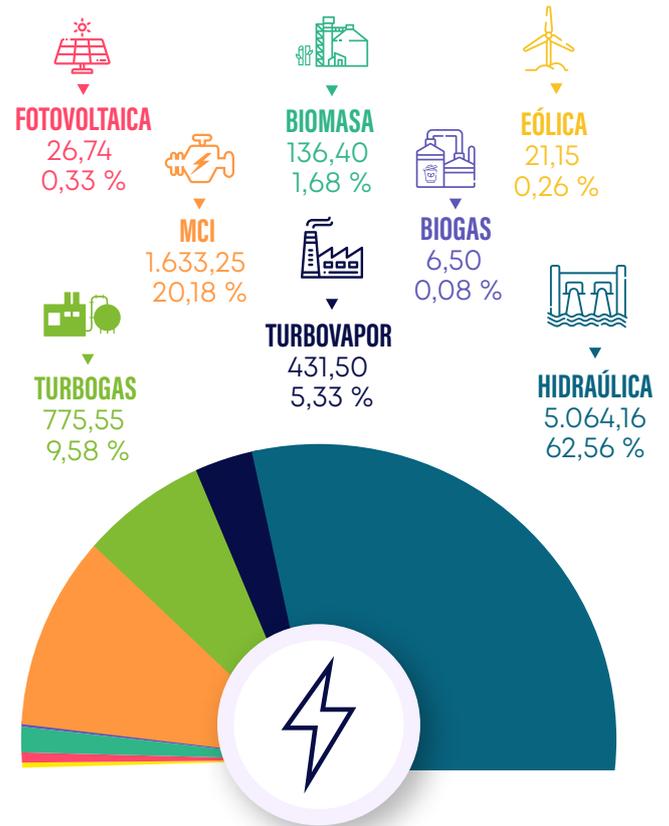


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (2/6)

	Feb 2021 (GWh)	Año móvil a febrero 2021 (mar 2020 - feb 2021) (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	Variación Año móvil a feb 2021 - 2020 (%)
Producción de Energía e Importaciones	2.488,73	31.051,28	31.489,64	32.289,79	(1,39)
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.487,98	30.799,72	31.238,85	32.283,96	(1,41)
Renovable	1.988,70	24.580,18	24.909,55	25.218,44	(1,32)
Hidráulica	1.978,71	24.010,39	24.324,10	24.640,57	(1,29)
Eólica	3,55	74,03	77,10	85,53	(3,99)
Fotovoltaica	3,06	37,98	37,76	37,62	0,57
Biomasa	-	413,47	426,59	413,56	(3,08)
Biogás	3,38	44,31	43,99	41,16	0,73
No Renovable	499,28	6.219,54	6.329,29	7.065,52	(1,73)
MCI	355,76	4.368,91	4.422,11	4.618,39	(1,20)
Turbogás	70,80	970,12	981,75	1.185,73	(1,18)
Turbovapor	72,73	880,51	925,43	1.261,39	(4,85)
Importación	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Colombia	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Perú	-	-	-	-	-

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

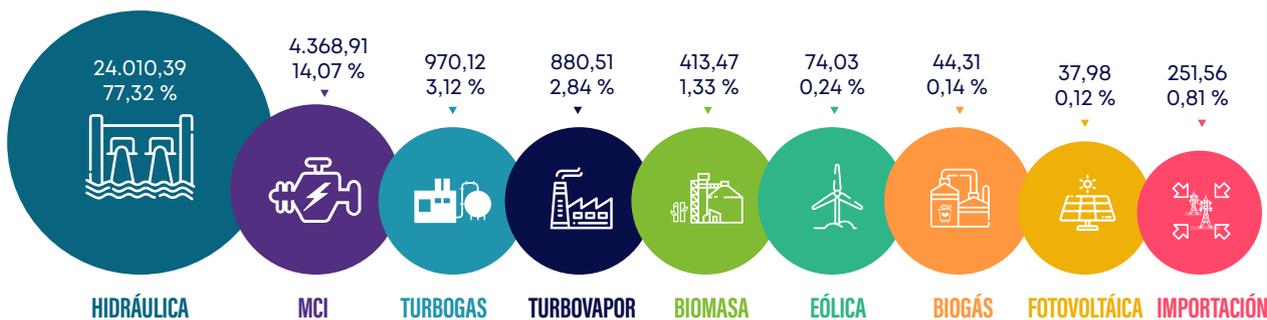


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

	Feb 2021 (GWh)	Año móvil a febrero 2021 (mar 2020 - feb 2021) (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	Variación Año móvil a feb 2021 - 2020 (%)
Producción e Importaciones SNI	2.152,22	27.094,88	27.542,16	28.169,97	(1,62)
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.151,47	26.843,32	27.291,36	28.164,14	(1,64)
Renovable	1.986,55	24.550,56	24.879,73	25.186,96	(1,32)
Hidráulica	1.977,07	23.989,85	24.303,70	24.619,13	(1,29)
Eólica	3,35	68,83	71,64	79,98	(3,93)
Fotovoltaica	2,74	34,10	33,82	33,13	0,83
Biomasa	-	413,47	426,59	413,56	(3,08)
Biogás	3,38	44,31	43,99	41,16	0,73
No Renovable	164,92	2.292,76	2.411,63	2.977,18	(4,93)
MCI	47,20	722,53	783,10	854,22	(7,74)
Turbogás	47,19	694,66	708,16	888,65	(1,91)
Turbovapor	70,53	875,57	920,37	1.234,30	(4,87)
Importación	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Colombia	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Perú	-	-	-	-	-

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

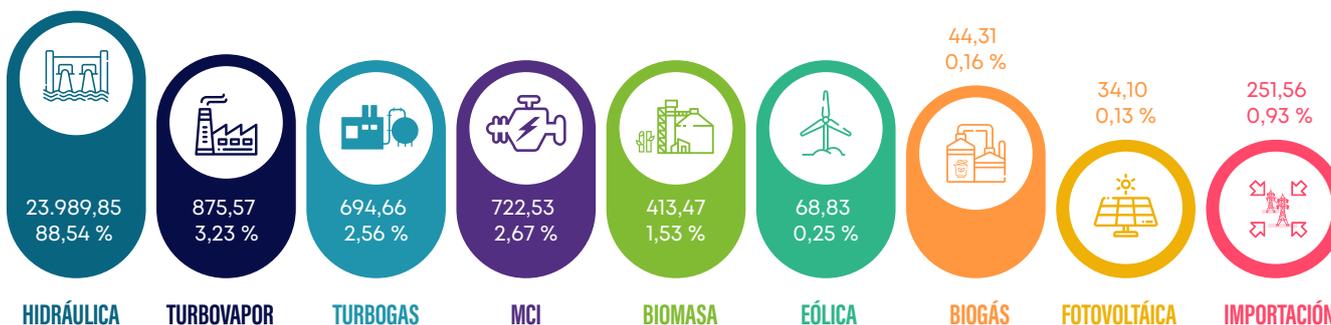


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

	Feb 2021 (GWh)	Año móvil a febrero 2021 (mar 2020 - feb 2021) (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	Variación Año móvil a feb 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada para Servicio Público	2.013,22	25.387,59	25.851,17	26.573,70	(1,79)
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.012,47	25.136,03	25.600,38	26.567,87	(1,81)
Renovable	1.871,82	23.098,02	23.440,73	23.660,05	(1,46)
Hidráulica	1.862,03	22.768,40	23.103,48	23.317,18	(1,45)
Eólica	3,43	72,22	75,23	83,47	(4,01)
Fotovoltaica	3,01	37,41	37,19	37,04	0,57
Biomasa	-	176,05	181,21	181,92	(2,85)
Biogás	3,35	43,95	43,62	40,44	0,76
No Renovable	140,65	2.038,01	2.159,64	2.907,82	(5,63)
Turbovapor	30,90	558,94	623,58	909,73	(10,37)
Turbogas	45,66	673,24	686,77	867,20	(1,97)
MCI	64,09	805,83	686,77	1.130,89	(5,12)
Importación	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Colombia	0,75	251,56	250,79	5,83	0,31
Perú	-	-	-	-	-

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

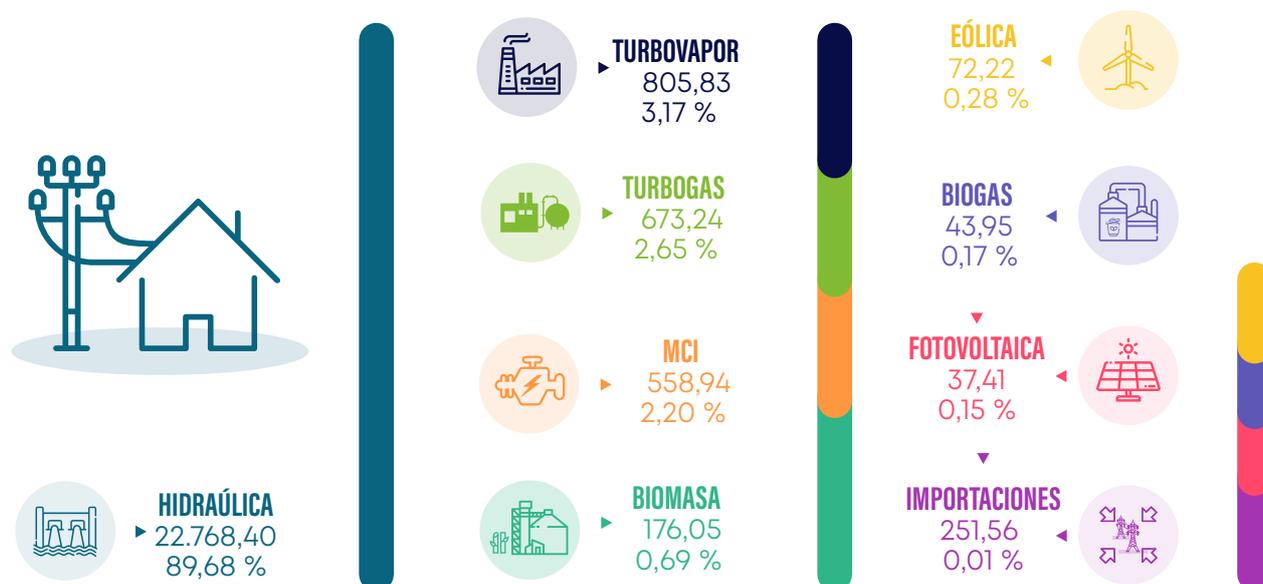


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (5/6)

	Feb 2021 (GWh)	Año móvil a febrero 2021 (mar 2020 - feb 2021) (GWh)	2020 (GWh)	2019 (GWh)	Variación Año móvil a feb 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada	2.130,65	26.842,43	27.314,56	28.001,92	(1,73)
Servicio Público	2.013,22	25.387,59	26.573,70	26.573,70	(1,79)
Clientes No Regulados	117,43	1.454,84	1.428,22	1.428,22	(0,58)
Pérdidas de energía en Transmisión	57,07	1.151,08	1.257,56	1.294,27	(8,47)
Energía Disponible	2.073,58	25.691,35	26.057,00	26.707,65	(1,40)
Exportación	7,60	1.116,75	1.340,63	1.826,64	(16,70)
Colombia	7,52	1.078,07	1.301,96	1.765,22	(17,20)
Perú	0,07	38,68	38,66	61,42	0,04
Sistemas de Distribución	2.065,99	24.574,60	24.716,37	24.881,01	(0,57)
Consumo de Energía a Nivel Nacional	1.831,13	21.427,39	21.556,06	21.895,70	(0,60)
Pérdidas de energía en Distribución	234,86	3.147,21	3.160,31	2.985,31	(0,41)
Técnicas	123,87	1.674,00	1.698,45	1.737,67	(1,44)
No Técnicas	110,99	1.473,22	1.461,86	1.247,65	0,78
	%	%	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas porcentuales en Distribución	11,37	12,81	12,79	12,00	0,02
Técnicas	6,00	6,81	6,87	6,98	(0,06)
No Técnicas	5,37	5,99	5,91	5,01	0,08



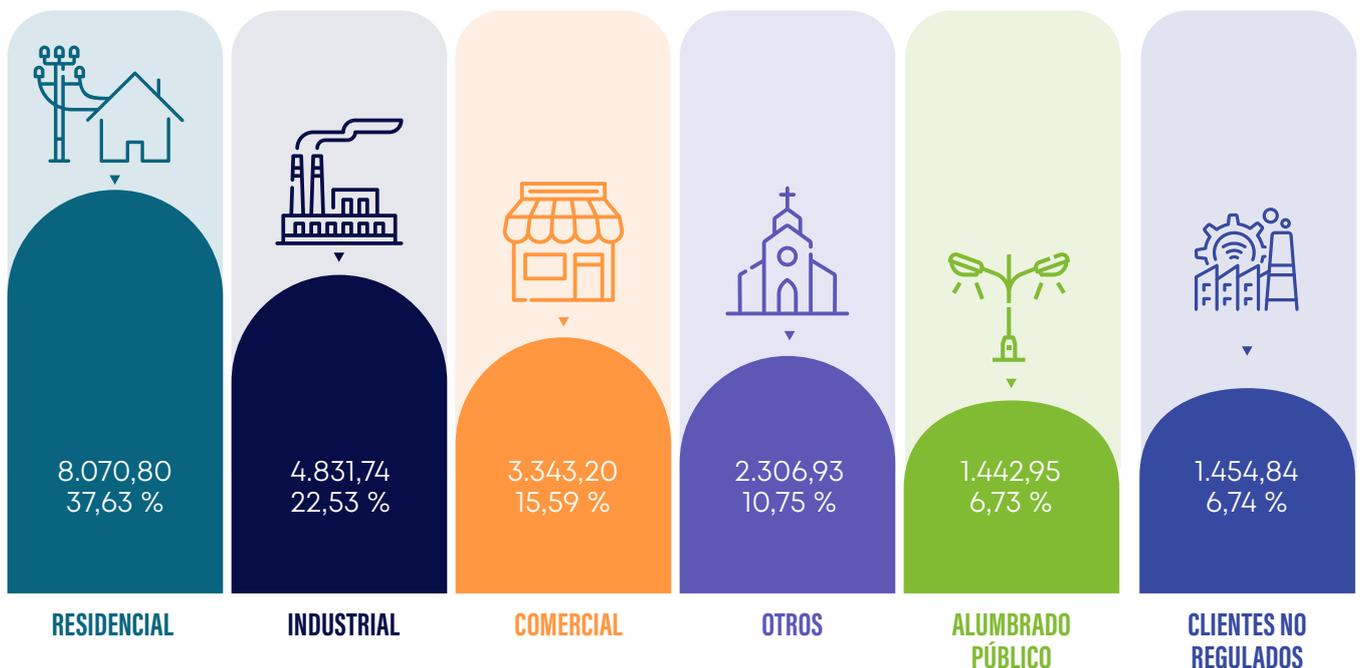
Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (5/6)

	Feb 2021	Año móvil a febrero 2021 (mar 2020 - feb 2021)	2020	2019	Variación Año móvil a feb 2021 - 2020
	GWh	GWh	GWh	GWh	%
Energía Facturada por Servicio Eléctrico ⁽¹⁾	1.855,49	21.450,46	21.558,87	21.907,87	(0,50)
Clientes Regulados	1.738,07	19.995,62	20.095,49	20.479,65	(0,50)
Residencial 	691,25	8.070,80	8.063,22	7.656,29	0,09
Comercial 	303,75	3.343,20	3.420,06	3.923,65	(2,25)
Industrial 	446,29	4.831,74	4.820,99	5.054,14	0,22
A. Público 	112,16	1.442,95	1.442,71	1.382,14	0,02
Otros 	184,61	2.306,93	2.348,51	2.463,43	(1,77)
Clientes No Regulados	117,43	1.454,84	1.463,38	1.428,22	(0,58)
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	%
Facturación por Servicio Eléctrico	163,40	1.836,15	1.851,28	1.916,95	(0,82)
Recaudación por Servicio Eléctrico	169,69	1.531,77	1.507,81	1.872,24	1,59
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
FMIK	0,37	5,60	6,06	6,15	(7,59)
TTIK	0,45	7,25	7,71	7,63	5,97



(1) El consumo de energía empleado para el cálculo de las pérdidas de energía, difiere de la energía facturada, puesto que para el cálculo de las pérdidas de energía de la empresas eléctricas Centro Sur y Quito, no se considera la facturación comercial, sino el consumo promedio real calculado, metodología que permite obtener el consumo de energía de acuerdo al número de días del mes calendario.

Figura Nro. 10: Consumo de energía (GWh), a febrero 2021





Paisaje Amazónico - Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo

CAPÍTULO 3

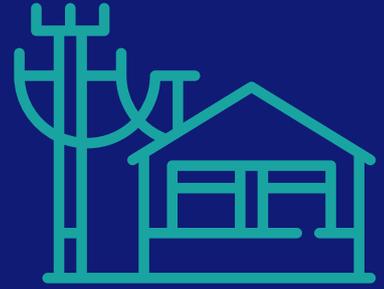
DEMANDA

DE POTENCIA NACIONAL

CAPÍTULO 3

DEMANDA

DE POTENCIA NACIONAL



3.1 DEMANDA DIARIA, FEBRERO 2021

En la tabla Nro. 6 y figura Nro. 11, se presentan las demandas de potencia máximas diarias de febrero de 2021; cuyo valor máximo mensual se registró el 18 de febrero, que ascendió a 4.061,84 MW.

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

Semana	Día	Potencia (MW)									
1	1	3.885,22	2	8	3.886,13	3	15	3.485,47	4	22	3.840,77
	2	3.863,89		9	4.021,99		16	3.602,17		23	3.916,98
	3	3.989,89		10	4.004,94		17	4.059,93		24	3.992,78
	4	3.829,91		11	3.888,48		18	4.061,84		25	4.015,47
	5	3.779,50		12	3.886,53		19	3.957,37		26	4.042,80
	6	3.639,95		13	3.825,84		20	3.620,99		27	3.762,50
	7	3.547,28		14	3.448,80		21	3.542,46		28	3.448,80

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



3.2

DEMANDA MÁXIMA AÑO MÓVIL (MARZO 2020 – FEBRERO 2021)

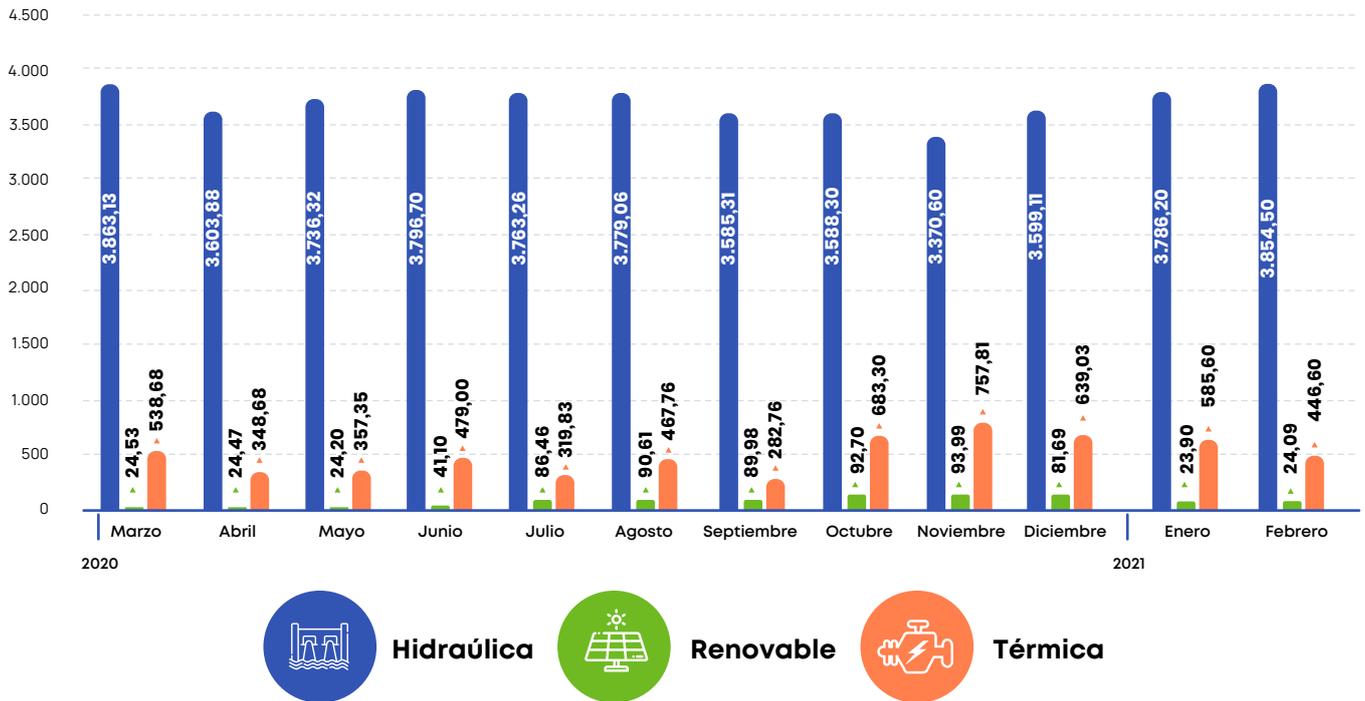
En la tabla Nro. 7 y figura Nro. 12 se observan las demandas de potencia máximas por tipo de generación del año móvil (marzo 2020 – febrero 2021); dentro de demanda de energía renovable, se incluyen las centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

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

Año	Mes	Hidráulica	Renovable	Térmica	Potencia máxima Mensual	
2020	Marzo	3.863,13	24,53	538,68	4.032,18	
	Abril	3.603,88	24,47	348,68	3.458,73	
	Mayo	3.736,32	24,20	357,35	3.626,89	
	Junio	3.796,70	41,10	479,00	3.633,50	
	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

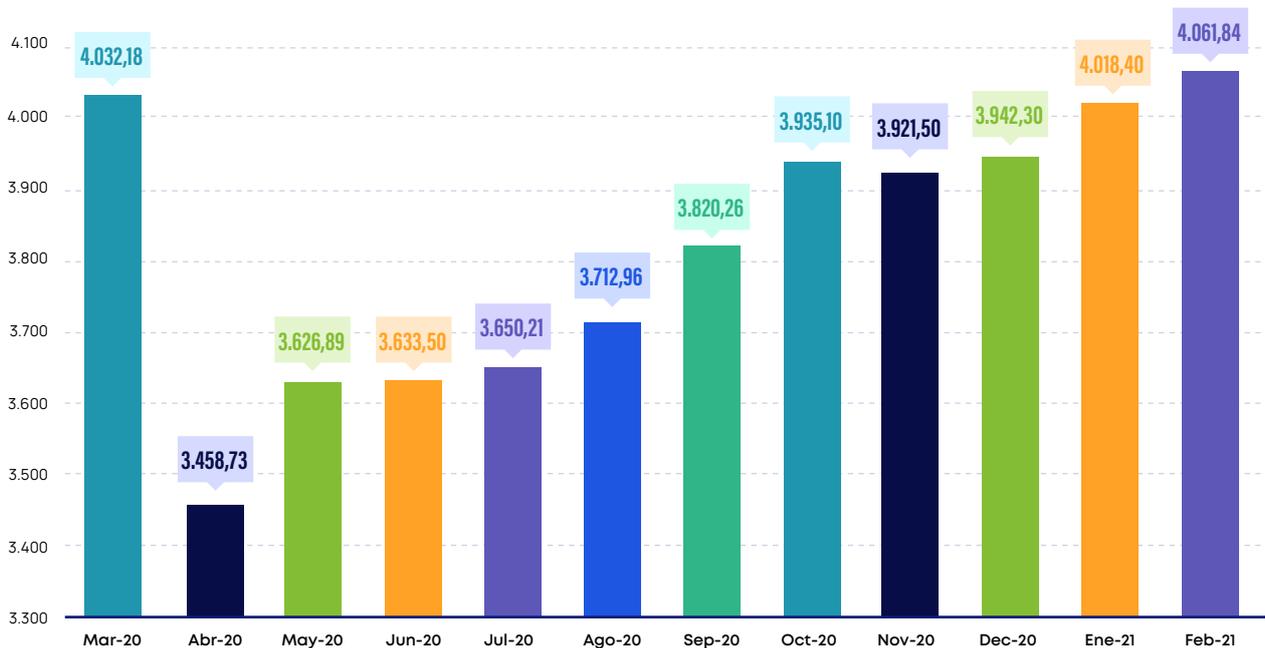


Figura Nro. 12: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil



En la figura Nro. 13, se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (marzo 2020 – febrero 2021); en febrero de 2021 se registró la demanda máxima del período, la cual alcanzó 4.061,84 MW siendo la potencia proveniente de centrales hidroeléctricas la predominante con 3.854,50 MW.

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



3.3

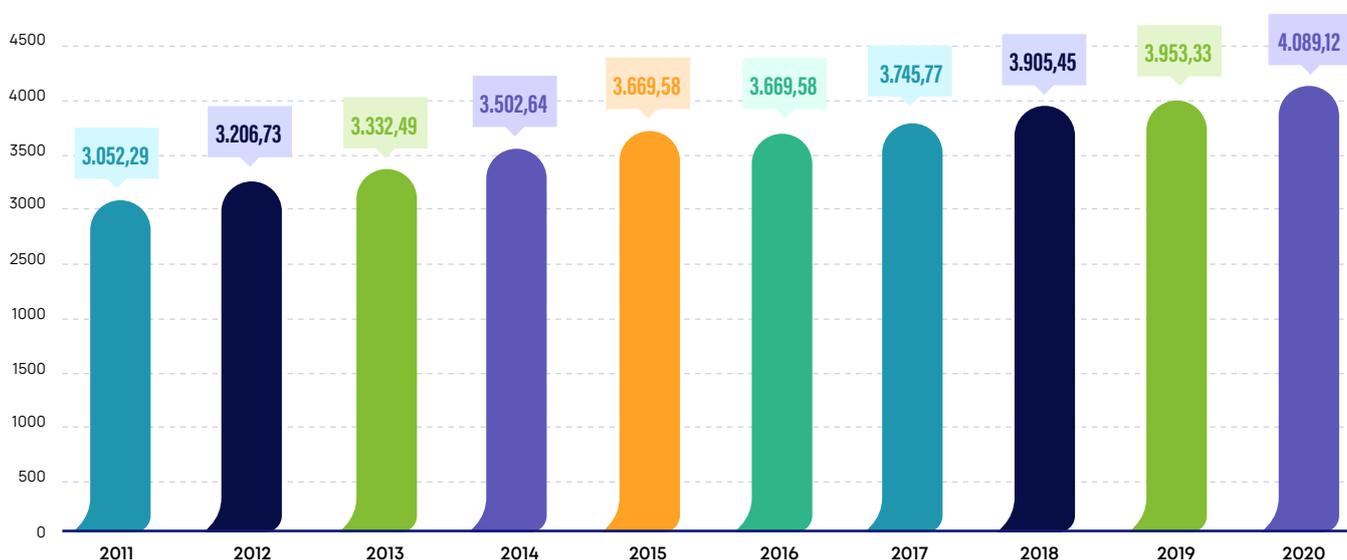
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA, PERÍODO 2011 - 2020

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
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
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
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
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
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
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
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

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



CAPÍTULO 4

PRODUCCIÓN

DE ENERGÍA



Laguna del Quilotoa - Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

CAPÍTULO 4

PRODUCCIÓN

DE ENERGÍA



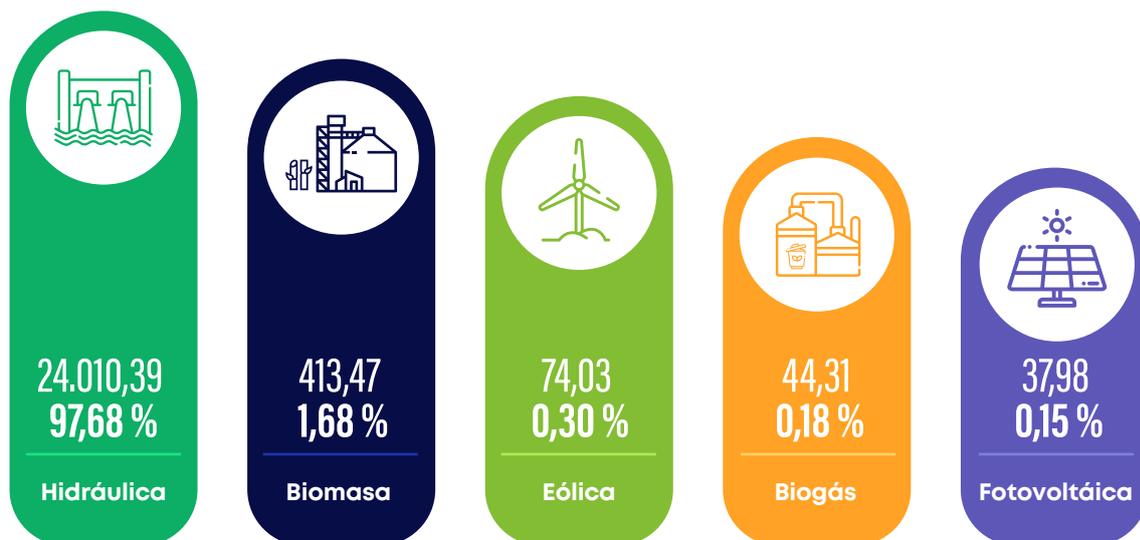
En la tabla Nro. 9, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información año móvil con corte a febrero de 2021; la producción de energía alcanzó 31.238,85 GWh.

Tabla Nro. 9: Energía bruta (GWh)

Tipo Energía	Tipo de Central	Feb 2021	2020	Año móvil mar 2020-feb 2021	Composición (%)
Renovable	Hidráulica	1.978,71	24.324,10	24.010,39	77,96
	Eólica	3,55	77,10	74,03	0,24
	Biogás	3,38	43,99	44,31	0,14
	Fotovoltaica	3,06	37,76	37,98	0,12
	Biomasa	-	426,59	413,47	1,34
Total Renovable		1.988,70	24.909,55	24.580,18	79,81
No Renovable	MCI	355,76	4.422,11	4.368,91	14,18
	Turbovapor	72,73	925,43	880,51	2,86
	Turbogas	70,80	981,75	970,12	3,15
Total No Renovable		499,28	6.329,29	6.219,54	20,19
Total general		2.487,98	31.238,85	30.799,72	100,00

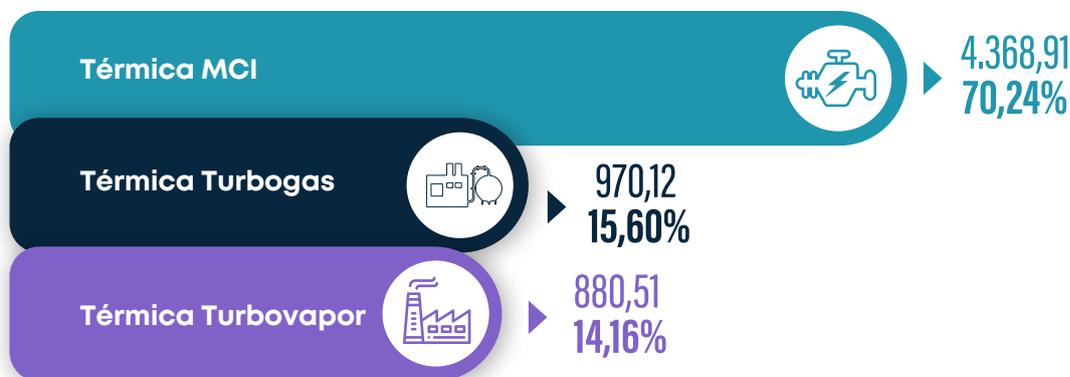
En la figura Nro. 15, se presenta la composición de energía renovable año móvil a febrero de 2021; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.010,39 GWh lo que representó el 97,68 % de la producción de energía renovable.

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



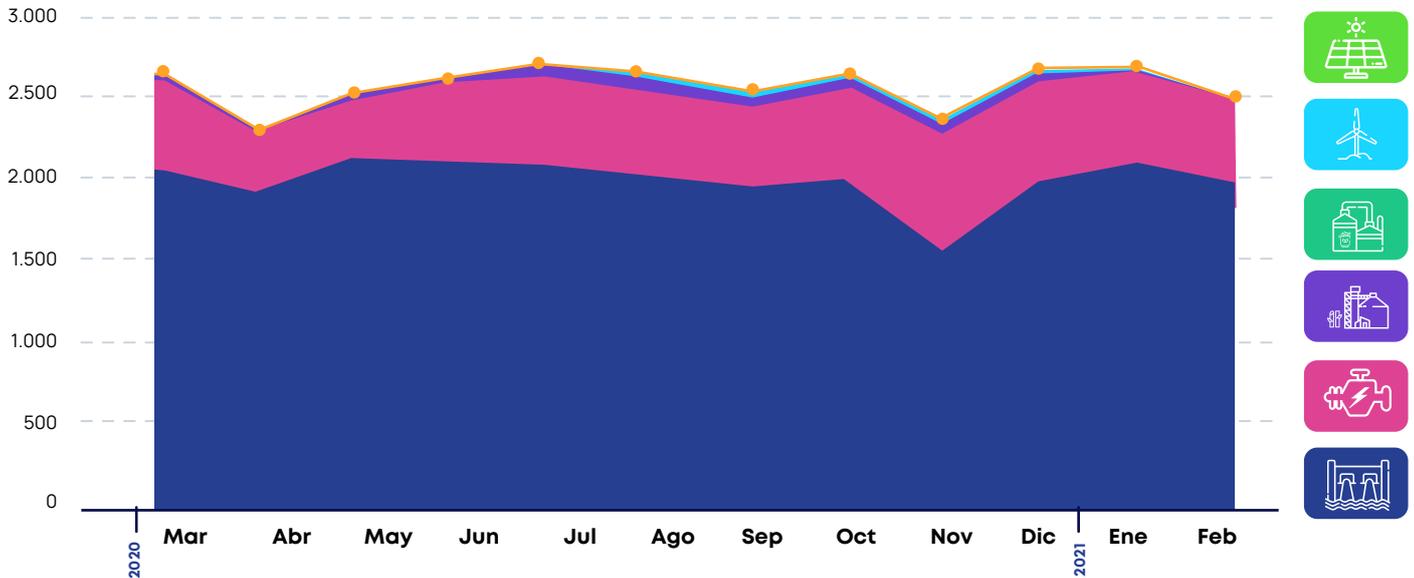
En la figura Nro. 16, se presenta la composición de energía no renovable año móvil con corte a febrero de 2021; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 4.368,91 GWh lo que representó el 70,24 % de la producción de energía no renovable.

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



En la figura Nro. 17, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, año móvil a febrero de 2021, registrándose en julio la mayor producción con 2.707,97 GWh.

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



	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
Fotovoltaica	3,47	3,26	3,11	2,89	2,76	3,37	3,03	3,30	3,32	3,08	3,33	3,06
Eólica	4,29	5,87	7,19	8,24	7,74	8,97	8,31	8,15	3,57	3,52	4,65	3,55
Biogás	3,56	4,17	3,47	3,77	4,24	4,22	3,92	3,71	3,76	2,55	3,55	3,38
Biomasa	-	-	-	14,45	64,63	72,90	67,26	68,62	70,62	54,99	-	-
Térmica	554,87	332,86	382,79	479,54	528,04	529,91	486,52	573,87	704,66	600,80	546,40	499,28
Hidráulica	2.064,14	1.952,72	2.122,44	2.110,49	2.100,57	2.030,22	1.967,10	2.003,67	1.567,04	2.002,13	2.111,18	1.978,71
Total general	2.630,33	2.298,88	2.518,99	2.619,39	2.707,97	2.649,58	2.536,14	2.661,31	2.352,98	2.667,07	2.669,10	2.487,98

En la figura Nro. 18, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, año móvil a febrero de 2021, registrándose que a nivel de todo el sistema el 79,81 % corresponde a energía renovable y el 20,19 % a energía no renovable.

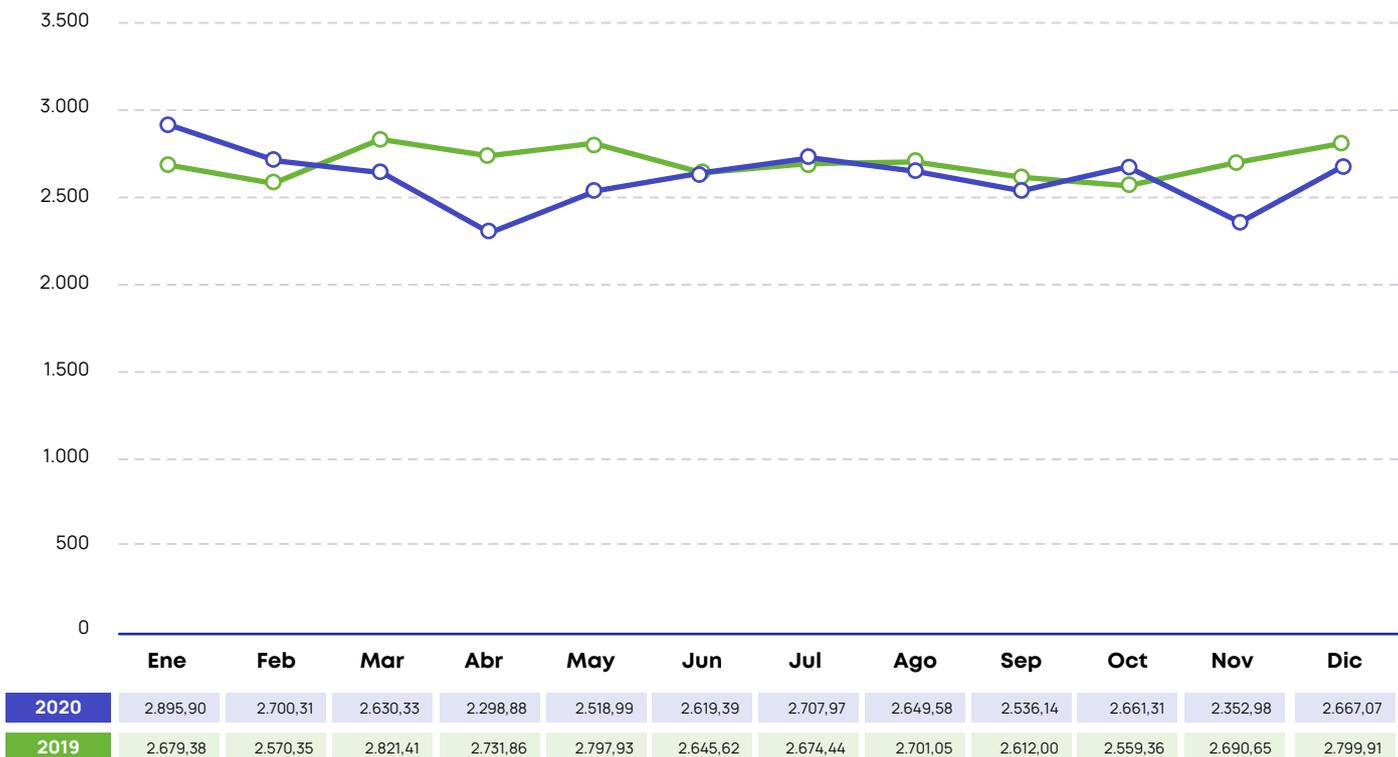
Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a febrero 2021



	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
	2020										2021	
No renovable	554,87	332,86	382,79	479,54	528,04	529,91	486,52	573,87	704,66	600,80	546,40	499,28
Renovable	2.075,46	1.966,02	2.136,20	2.139,85	2.179,93	2.119,67	2.049,62	2.087,44	1.648,32	2.066,27	2.122,71	1.988,70
Total general	2.630,33	2.298,88	2.518,99	2.619,39	2.707,97	2.649,58	2.536,14	2.661,31	2.352,98	2.667,07	2.669,10	2.487,98

En la figura Nro. 19, se presenta un comparativo de la producción de energía eléctrica, entre el 2019 y 2020; se observa que, en los meses de marzo a mayo, agosto, septiembre, noviembre y diciembre de 2020, la producción de electricidad se redujo en comparación a los mismos meses del 2019.

Figura Nro. 19: Comparativo energía bruta (GWh)



CAPÍTULO 5



CAPÍTULO 5

PROGRAMA PEC

PROCESO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

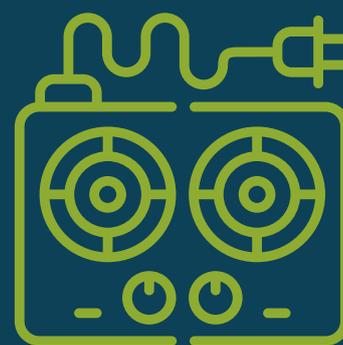


Canoa - Manabi
Autor: Ministerio de Turismo

CAPÍTULO 5

PROGRAMA PEC

PROCESO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO



El análisis estadístico de los datos de consumo de energía eléctrica incremental de los beneficiarios del programa PEC, pretende dar una idea general del impacto que ha tenido el programa PEC en el consumo de los clientes que se han acogido a este programa.

El análisis inicia con el detalle histórico de la cantidad de clientes con tarifa residencial para el programa PEC (Consumidores PEC).

5.1 REGISTRO DE CONSUMIDORES PEC

En la tabla Nro. 10 se presenta la cantidad de consumidores PEC registrados por cada empresa distribuidora.

Tabla Nro. 10: Cantidad de consumidores PEC

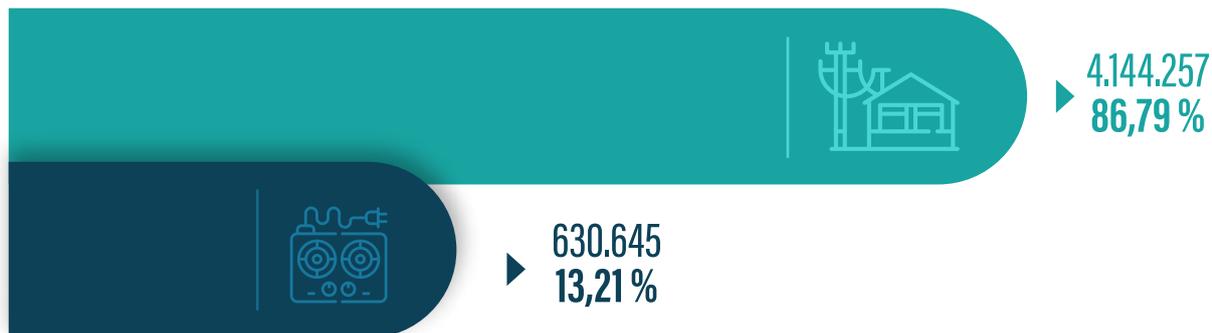
Grupo	Distribuidora	Año / mes							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Feb 2021
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	19	834	2.757	3.537	3.615	3.598	3.543	3.538
	CNEL-EI Oro	92	11.294	22.019	28.703	29.974	29.578	29.576	29.611
	CNEL-Esmeraldas	4	6.275	12.691	18.387	19.407	19.088	18.740	18.427
	CNEL-Guayaquil	46	44.751	82.186	106.456	114.356	113.645	112.352	112.378
	CNEL-Guayas Los Rios	72	30.363	52.288	60.978	62.322	59.442	58.714	58.694
	CNEL-Los Rios	18	9.947	17.738	20.405	21.166	21.073	20.251	20.260
	CNEL-Manabi	99	22.385	34.886	43.863	45.632	43.259	42.789	42.751
	CNEL-Milagro	68	11.188	20.290	24.146	25.026	24.811	24.799	24.397
	CNEL-Sta. Elena	4	6.927	17.778	22.365	22.757	22.106	21.908	21.885
	CNEL-Sto. Domingo	9	19.022	27.981	32.761	33.668	33.511	33.380	33.418
CNEL-Sucumbios	7	4.605	8.667	9.598	10.839	10.255	10.243	10.229	
Total CNELEP		438	167.591	299.281	371.199	388.762	380.366	376.295	375.588
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	266	11.481	18.093	22.602	23.760	24.099	24.196	24.214
	E.E. Azogues	13	428	784	931	1.018	1.032	1.047	1.046
	E.E. Centro Sur	199	5.988	11.984	18.139	19.017	19.074	19.250	19.277
	E.E. Cotopaxi	11	983	2.407	4.072	4.313	4.296	4.221	4.219
	E.E. Galápagos	41	142	241	273	326	431	303	304
	E.E. Norte	45	6.694	14.370	22.602	24.037	23.902	23.936	23.945
	E.E. Quito	7.122	70.049	121.019	152.193	162.231	163.337	162.252	163.000
	E.E. Riobamba	35	2.572	4.865	6.197	6.700	6.814	6.878	6.885
	E.E. Sur	67	3.884	8.814	11.120	11.931	12.036	12.155	12.167
Total Empresas Eléctricas		7.799	102.221	182.577	238.129	253.333	255.021	254.238	255.057
Total general		8.237	269.812	481.858	609.328	642.095	635.387	630.533	630.645

Para febrero de 2021, del total de consumidores residenciales a nivel nacional (4.774.902), los consumidores PEC (630.645) representaron el 13,21% del total.

Figura Nro. 20: Participación de consumidores PEC



Total consumidores residenciales - febrero 2021: **4.774.902**



● Resto de consumidores residenciales ● Consumidores PEC

La tarifa residencial para el programa PEC se aplica en función del incremento del consumo de energía eléctrica mensual de cada abonado, que se denomina **Consumo Incremental**, para lo cual se considera los siguientes límites de acuerdo al equipamiento:



1. **Cocción eléctrica:** Un Consumo Incremental de hasta 80 kWh-mes, sin importar su nivel de consumo, estrato socioeconómico, ubicación geográfica, tipo de cocina eléctrica de inducción o fecha de adquisición del electrodoméstico.



2. **Calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos:** Un Consumo Incremental de hasta 20 kWh-mes.



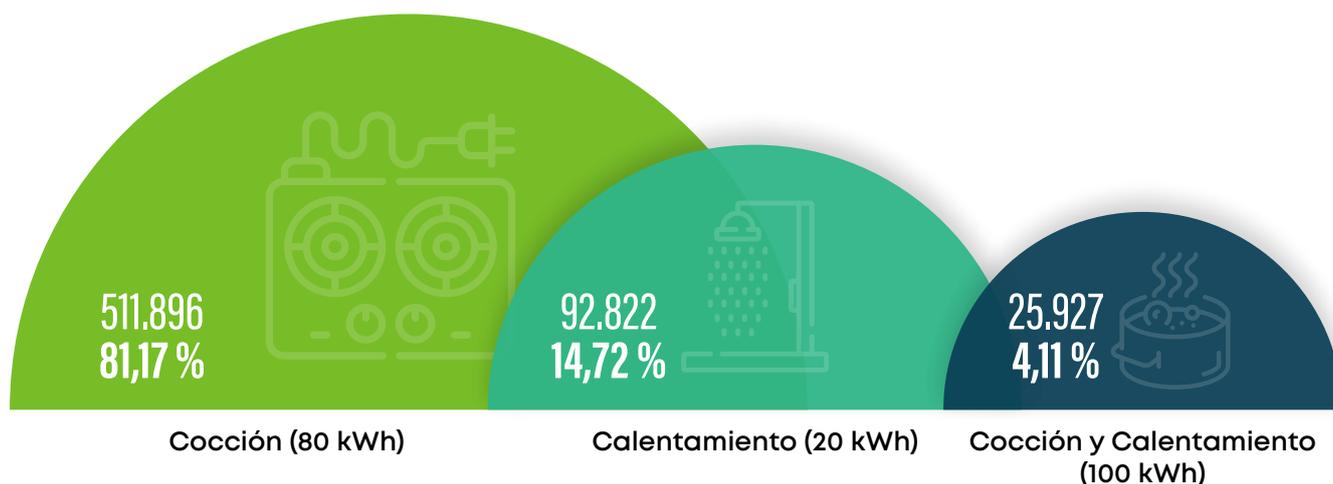
3. **Cocción eléctrica y calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos:** Un Consumo Incremental de hasta 100 kWh-mes.

En la tabla Nro. 11 se muestra el registro de consumidores PEC por equipamiento para febrero de 2021.

Tabla Nro. 11: Cantidad de consumidores PEC por equipamiento

Grupo	Distribuidora	Febrero 2021			Total programa PEC
		Cocción eléctrica	Calentamiento de agua	Cocción eléctrica y Calentamiento de agua	
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	3.351	9	178	3.538
	CNEL-El Oro	29.033	32	546	29.611
	CNEL-Esmeraldas	18.408	2	17	18.427
	CNEL-Guayaquil	111.550	105	723	112.378
	CNEL-Guayas Los Ríos	58.387	36	271	58.694
	CNEL-Los Ríos	20.248	0	12	20.260
	CNEL-Manabí	42.183	114	454	42.751
	CNEL-Milagro	24.311	8	78	24.397
	CNEL-Sta. Elena	21.807	14	64	21.885
	CNEL-Sto. Domingo	31.069	888	1.461	33.418
	CNEL-Sucumbios	10.108	6	115	10.229
Total CNEL EP		370.455	1.214	3.919	375.588
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	17.528	6.196	490	24.214
	E.E. Azogues	837	101	108	1.046
	E.E. Centro Sur	15.360	1.421	2.496	19.277
	E.E. Cotopaxi	3.541	58	620	4.219
	E.E. Galápagos	244	21	39	304
	E.E. Norte	21.286	488	2.171	23.945
	E.E. Quito	68.590	16.074	78.336	163.000
	E.E. Riobamba	3.441	30	3.414	6.885
	E.E. Sur	10.614	324	1.229	12.167
Total Empresas Eléctricas		141.441	24.713	88.903	255.057
Total general		511.896	25.927	92.822	630.645

Figura Nro. 21: Participación de consumidores PEC por equipamiento, febrero 2021



A continuación se presenta el procedimiento para determinar el Consumo Incremental de cada consumidor PEC, según lo establecido en el Pliego Tarifario.

5.2 DETERMINACIÓN DEL CONSUMO INCREMENTAL

El Consumo Incremental, en cada caso, se establece considerando un **Consumo Base**, el mismo que lo determina la distribuidora y es el resultante del análisis estadístico del historial de consumos de energía eléctrica de los últimos 12 meses del consumidor, previo a su registro en el Programa PEC.

El Consumo Incremental se determina con la siguiente expresión:



$$\text{Consumo Incremental} = \text{Consumo}_n - \text{Consumo}_{\text{base}}$$

DONDE:

Consumo_n

Corresponde al consumo en kWh medido por la distribuidora en el mes correspondiente, luego del registro en el Programa PEC.

Consumo_{base}

Corresponde al consumo en kWh, resultante del análisis estadístico del historial de consumos de energía eléctrica.

Para los consumidores residenciales nuevos o los existentes que al momento de registrarse en el Programa PEC informen a la empresa distribuidora que utilizan sistemas eléctricos para: cocción eléctrica de inducción, calentamiento de agua sanitaria o ambos, se establece un periodo de tres meses durante los cuales el Consumo Incremental será igual al límite establecido por equipamiento (80 kWh-mes, 20 kWh-mes o 100 kWh-mes, respectivamente).

El valor del Consumo Incremental, al ser el resultado de la diferencia entre el consumo del mes n y el consumo base, podría ser negativo o superior al límite por equipamiento. En este sentido, para efectuar el análisis estadístico se consideran dos criterios adicionales:

1. Si la diferencia entre el consumo del mes n y el consumo base es un valor negativo, el Consumo Incremental será cero.
2. Si la diferencia entre el consumo del mes n y el consumo base es un valor superior al límite por equipamiento, el Consumo Incremental será igual al límite por equipamiento.

Con estas consideraciones, en las siguientes secciones se presentan los análisis y resultados obtenidos con relación al Consumo Incremental de los consumidores PEC.

5.3

CONSUMO INCREMENTAL POR DISTRIBUIDORA

En la tabla Nro. 12 se presentan los valores del Consumo Incremental registrados en febrero de 2021 por cada empresa distribuidora.

Tabla Nro. 12: Consumo Incremental por distribuidora

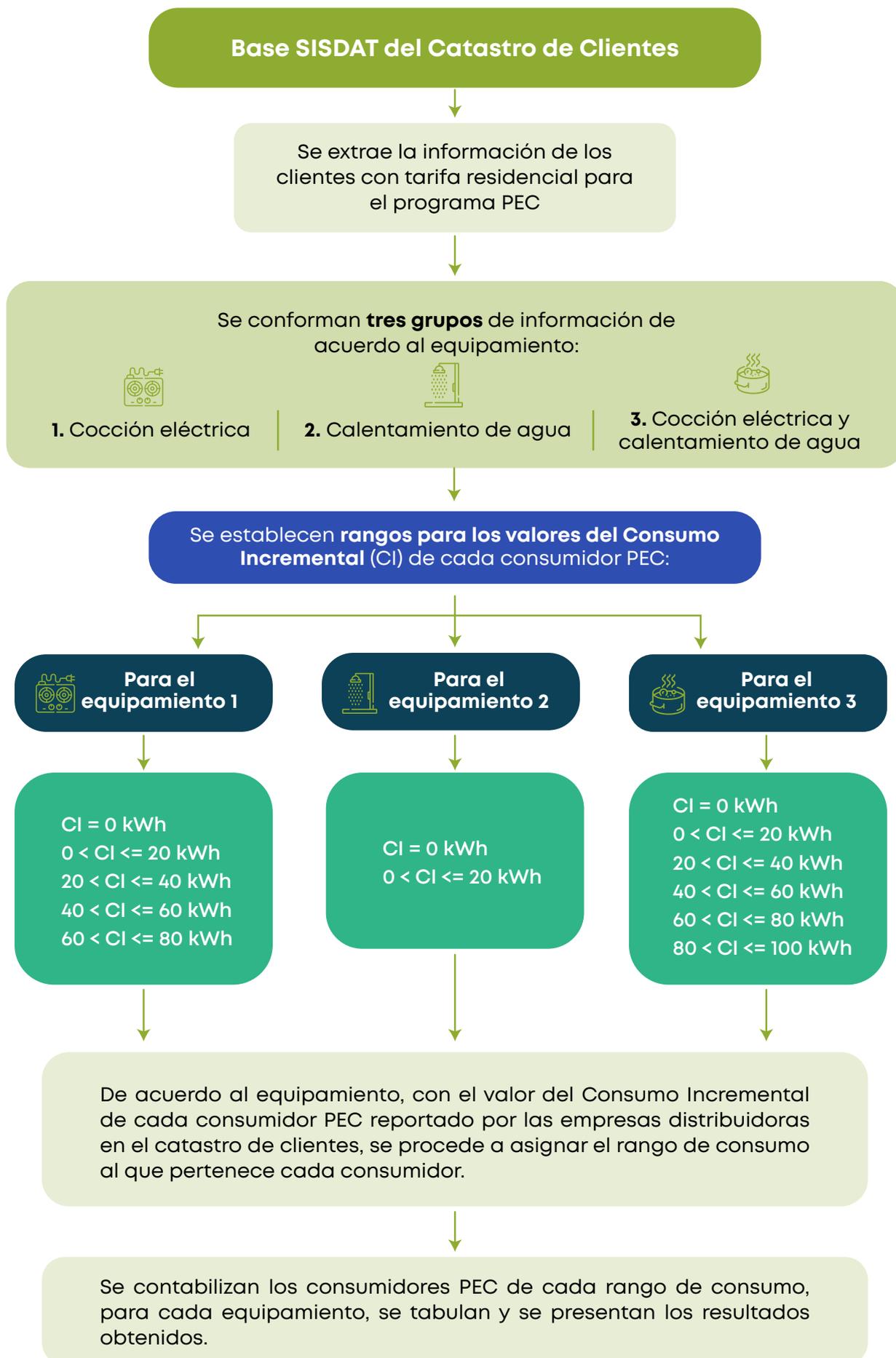
Grupo	Distribuidora	Febrero 2021
		Consumo Incremental (MWh)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	107,06
	CNEL-El Oro	1.012,48
	CNEL-Esmeraldas	579,89
	CNEL-Guayaquil	4.056,14
	CNEL-Guayas Los Rios	2.568,87
	CNEL-Los Ríos	821,57
	CNEL-Manabi	1.639,48
	CNEL-Milagro	866,63
	CNEL-Sta. Elena	979,58
	CNEL-Sto. Domingo	1.023,10
	CNEL-Sucumbios	355,80
Total CNEL EP		14.010,58
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	791,40
	E.E. Azogues	38,62
	E.E. Centro Sur	611,69
	E.E. Cotopaxi	167,67
	E.E. Galápagos	14,24
	E.E. Norte	769,32
	E.E. Quito	6.308,90
	E.E. Riobamba	272,85
	E.E. Sur	546,45
Total Empresas Eléctricas		9.521,14
Total general		23.531,72

5.4

ANÁLISIS DE LOS RANGOS DE CONSUMO INCREMENTAL

El proceso de análisis de los rangos de Consumo Incremental para cada consumidor PEC, se resume en el siguiente diagrama:

Figura Nro. 22: Proceso para determinar los clientes por rango de CI



Con base al diagrama anterior, se obtuvieron los siguientes resultados para febrero de 2021.

Tabla Nro. 13: Cantidad de consumidores PEC con cocción eléctrica por cada rango de consumo incremental

Grupo	Distribuidora	Febrero 2021				
		CI = 0 kWh	0 < CI ≤ 20 kWh	20 < CI ≤ 40 kWh	40 < CI ≤ 60 kWh	60 < CI ≤ 80 kWh
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	747	782	698	524	600
	CNEL-EI Oro	11.314	3.042	2.672	2.287	9.718
	CNEL-Esmeraldas	8.185	1.784	1.527	998	5.914
	CNEL-Guayaquil	47.263	7.387	7.027	6.490	43.383
	CNEL-Guayas Los Rios	16.447	5.462	5.176	4.403	26.899
	CNEL-Los Rios	6.166	2.235	2.067	1.250	8.530
	CNEL-Manabi	15.537	3.518	3.336	3.018	16.774
	CNEL-Milagro	9.110	2.570	2.336	1.741	8.554
	CNEL-Sta. Elena	5.789	2.061	2.131	1.540	10.286
	CNEL-Sto. Domingo	13.443	3.331	3.028	2.543	8.724
	CNEL-Sucumbios	3.917	976	944	784	3.487
Total CNEP EP		137.918	33.148	30.942	25.578	142.869
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	1	4.476	4.252	3.682	5.117
	E.E. Azogues	254	80	98	79	326
	E.E. Centro Sur	6.196	1.737	1.437	1.220	4.770
	E.E. Cotopaxi	658	686	607	434	1.156
	E.E. Galápagos	71	13	18	9	133
	E.E. Norte	7.931	2.912	2.487	1.986	5.970
	E.E. Quito	26.152	6.700	6.128	5.755	23.855
	E.E. Riobamba	1.214	377	335	282	1.233
	E.E. Sur	2.462	1.397	1.399	664	4.692
Total Empresas Eléctricas		44.939	18.378	16.761	14.111	47.252
Total general		182.857	51.526	47.703	39.689	190.121



Tabla Nro. 14: Cantidad de consumidores PEC con calentamiento de agua por cada rango de consumo incremental

Grupo	Distribuidora	Febrero 2021	
		CI = 0 kWh	0 < CI ≤ 20 kWh
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	3	6
	CNEL-El Oro	13	19
	CNEL-Esmeraldas	1	1
	CNEL-Guayaquil	39	66
	CNEL-Guayas Los Ríos	12	24
	CNEL-Los Ríos	0	0
	CNEL-Manabí	47	67
	CNEL-Milagro	3	5
	CNEL-Sta. Elena	4	10
	CNEL-Sto. Domingo	346	542
	CNEL-Sucumbios	3	3
Total CNELEP		471	743
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	6.030	166
	E.E. Azogues	53	48
	E.E. Centro Sur	840	581
	E.E. Cotopaxi	17	41
	E.E. Galápagos	9	12
	E.E. Norte	247	241
	E.E. Quito	7.508	8.566
	E.E. Riobamba	9	21
	E.E. Sur	58	266
Total Empresas Eléctricas		14.771	9.942
Total general		15.242	10.685



Tabla Nro. 15: Cantidad de consumidores PEC con cocción eléctrica y calentamiento de agua por cada rango de consumo incremental

Grupo	Distribuidora	Febrero 2021					
		CI = 0 kWh	0 < CI ≤ 20 kWh	20 < CI ≤ 40 kWh	40 < CI ≤ 60 kWh	60 < CI ≤ 80 kWh	80 < CI ≤ 100 kWh
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	37	34	27	35	19	26
	CNEL-EI Oro	180	44	36	36	30	220
	CNEL-Esmeraldas	6	0	1	0	0	10
	CNEL-Guayaquil	228	26	35	36	44	354
	CNEL-Guayas Los Ríos	55	6	7	13	6	184
	CNEL-Los Ríos	5	1	1	0	0	5
	CNEL-Manabi	168	24	22	26	14	200
	CNEL-Milagro	27	4	1	4	5	37
	CNEL-Sta. Elena	14	2	2	3	3	40
	CNEL-Sto. Domingo	405	118	131	110	102	595
	CNEL-Sucumbios	40	8	8	10	8	41
Total CNEL EP		1.165	267	271	273	231	1.712
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	0	0	0	0	0	490
	E.E. Azogues	40	11	10	9	10	28
	E.E. Centro Sur	919	210	201	202	174	790
	E.E. Cotopaxi	97	91	104	79	64	185
	E.E. Galápagos	10	2	3	4	1	19
	E.E. Norte	647	228	221	209	198	668
	E.E. Quito	24.476	6.680	6.780	6.890	6.362	27.148
	E.E. Riobamba	1.180	336	314	270	243	1.071
	E.E. Sur	234	77	103	69	65	681
Total Empresas Eléctricas		27.603	7.635	7.736	7.732	7.117	31.080
Total general		28.768	7.902	8.007	8.005	7.348	32.792

5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos para febrero de 2021 son:

1. Se registraron un total de 630.645 consumidores con tarifa residencial para el programa PEC, que corresponden al 13,21 % del total de los usuarios residenciales reportados a nivel nacional.
2. El Consumo Incremental de los consumidores PEC fue 23.531,72 MWh, lo que representa un Consumo Incremental de 37,31 kWh/consumidor PEC (en promedio). Este indicador se ubica en 37,30 kWh/consumidor PEC y 37,33 kWh/consumidor PEC para la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP y para las Empresas Eléctricas, respectivamente.

3. Del total de consumidores PEC (630.645), el 35,97 %, es decir, 226.867 consumidores presentaron un Consumo Incremental de 0 (kWh).

4. Los consumidores PEC registrados solo con cocción eléctrica fueron 511.896 (81,17 % del total), de los cuales: el 35,72 % presenta un Consumo Incremental de 0 (kWh); el 10,07 % estuvo en un rango de consumo entre 0 y 20 (kWh); el 9,32 % entre 20 y 40 (kWh); el 7,75 % entre 40 y 60 (kWh); y, el 37,14 % entre 60 y 80 (kWh).

5. De los 25.927 consumidores PEC registrados solo con calentamiento de agua, el 58,79 % presentó un consumo incremental de 0 (kWh), mientras que el restante 41,21 % estuvo en un rango de consumo entre 0 y 20 (kWh).

6. De los 92.822 consumidores PEC registrados con cocción eléctrica y calentamiento de agua, el 30,99 % presenta un consumo incremental de 0 (kWh); el 8,51 % estuvo en un rango de consumo entre 0 y 20 (kWh); el 8,63 % entre 20 y 40 (kWh); el 8,62 % entre 40 y 60 (kWh); el 7,92 % entre 60 y 80 (kWh); y, el 35,33 % entre 80 y 100 (kWh).



CAPÍTULO 6

MAPA NORMATIVO

E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO
ECUATORIANO



Volcán Intisana - Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo

CAPÍTULO 6

MAPA NORMATIVO

E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



6.1

INTRODUCCIÓN

El presente mapa normativo nace con el propósito de conceptualizar de una forma global y simplificada la institucionalidad, el marco legal y el marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano, con el objetivo final de mostrar a los participantes del sector eléctrico, instituciones, empresas privadas, inversionistas, gremios, academia y la ciudadanía en general, el funcionamiento del sector eléctrico y la normativa vigente.

MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

CONSTITUCIÓN, LEYES Y REGLAMENTO

CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR 2008

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LOSPEE)

La presente ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética.

REGLAMENTO GENERAL A LA LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Establecer las disposiciones necesarias para la aplicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), cumpliendo los principios constitucionales de accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, y participación; garantizando la transparencia en todas sus etapas y procesos.

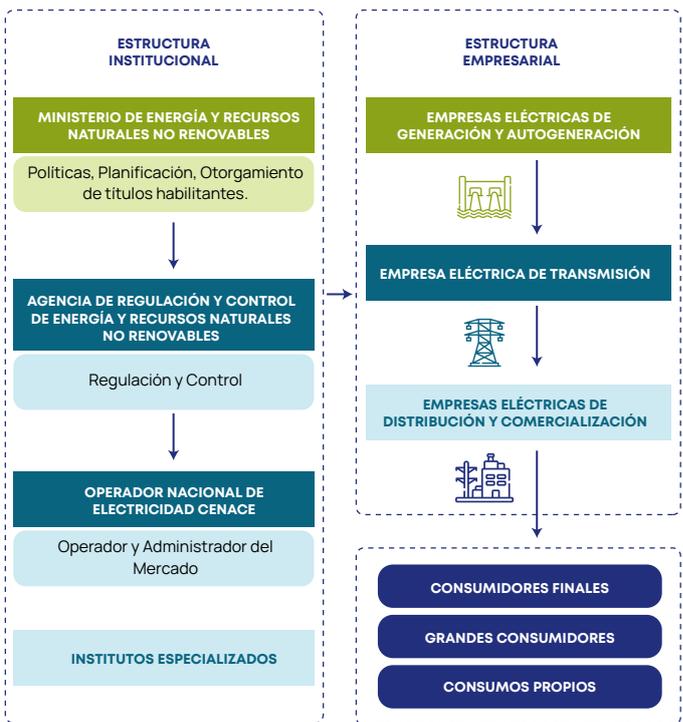
LEY ORGÁNICA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

La presente Ley tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética - SNEE, y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; al ser más eficiente, aumentar la productividad energética, fomentar la competitividad de la economía nacional, construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportar a la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano y a tomar decisiones informadas.

LEY ORGÁNICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR

El objeto de esta Ley es normar las relaciones entre proveedores y consumidores, promoviendo el conocimiento y protegiendo los derechos de los consumidores y procurando la equidad y la seguridad jurídica en dichas relaciones entre las partes.

ESTRUCTURA



MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

MARCO REGULATORIO 1 de 2

TEMAS SECTORIALES	 GENERACIÓN	 TRANSMISIÓN	 DISTRIBUCIÓN
<p>Regulación ARCERRNR 007/20 "Procedimiento administrativo para el juzgamiento de infracciones en el sector eléctrico"</p>	<p>Regulación ARCONEL 001/19 "Modelo de contrato regulado a ser suscrito con Generadores que obtienen su Título Habilitante a través de Procesos Públicos de Selección"</p>	<p>Regulación CONELEC 003/08 "Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado"</p>	<p>Regulación ARCONEL 001/20 "Distribución y comercialización de energía eléctrica"</p>
<p>Establecer el procedimiento administrativo para el juzgamiento de infracciones establecidas en la LOSPEE y los Títulos Habilitantes, por parte de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables a los participantes del sector eléctrico, al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y a los terceros.</p>	<p>Establecer el modelo de Contrato Regulado, que permita a los generadores privados y de economía popular y solidaria, que han obtenido un Título Habilitante como resultado de un Proceso Público de Selección (PPS), vender a la demanda regulada los productos técnicos que han sido definidos en el Título Habilitante.</p>	<p>Establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad de la potencia, y del servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), operado conforme a las disposiciones indicadas en la normativa vigente relacionadas con el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, Procedimientos de Despacho y Operación y Restricciones e Inflexibilidades Operativas, o aquellas normas que las sustituyan o reformen.</p>	<p>Regular los aspectos técnicos, comerciales y operativos entre: la distribuidora y el consumidor; y, la distribuidora, el transmisor y el consumidor, cuando corresponda; en la prestación del servicio público de energía eléctrica.</p>
<p>Regulación ARCONEL 002/19 "Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, SISDAT 2.0"</p>	<p>Regulación ARCONEL 002/16 "Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación"</p>	<p>Regulación ARCONEL 002/16 "Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación"</p>	<p>Regulación ARCERRNR 002/20 "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica"</p>
<p>Establecer de forma integral criterios y normas para gestionar el proceso de operación del Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico (SISDAT 2.0).</p>	<p>Determina los requisitos y el procedimiento que deben seguir los titulares de títulos habilitantes para generación, para dar inicio a las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental de centrales o unidades de generación, previo a su declaración en operación comercial.</p>	<p>GENERACIÓN DISTRIBUIDA</p>	<p>Establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas de distribución y consumidores, según corresponda.</p>
<p>Regulación ARCONEL 003/15 "Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico"</p>	<p>Resolución No. ARCONEL 037/19 "Metodología para la Determinación de Precios de Reserva de los Procesos Públicos de Selección en el Ecuador"</p>	<p>Regulación ARCERRNR 001/21 "Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica"</p>	<p>Regulación ARCONEL 001/18 "Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones"</p>
<p>Establece los lineamientos para la elaboración de un proyecto de regulación y el procedimiento para la difusión interna y externa del mismo, previo a su expedición.</p>	<p>Establecer la metodología para la determinación de precios de reserva de los Procesos Públicos de Selección en el Ecuador.</p>	<p>Establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados.</p>	<p>Determinar las franjas de servidumbre para líneas de medio y alto voltaje, con el objeto de prevenir y reducir afectaciones a la confiabilidad de dichas instalaciones; y, definir las distancias de seguridad entre las redes eléctricas y las edificaciones, a fin de reducir y prevenir los riesgos de contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar su integridad física.</p>
<p>Regulación ARCONEL 003/17 "Fijación de los aportes anuales de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del Operador Nacional de Electricidad -CENACE"</p>	<p>AUTOGENERACIÓN</p>	<p>Regulación ARCERRNR 002/21 "Marco normativo de la Generación Distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación"</p>	<p>Regulación CONELEC 007/08 "Procedimiento para la Elaboración de Encuestas de Consumidores"</p>
<p>Determinar los aspectos a considerarse para el cálculo de los aportes de las empresas participantes del sector eléctrico sujetas de aportaciones para el funcionamiento del CENACE</p>	<p>Regulación CONELEC 001/14 "Participación de Auto-generadores en el Sector Eléctrico"</p>	<p>Establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación</p>	<p>Establecer un procedimiento general que permita medir y evaluar el grado de satisfacción de los consumidores por parte de cada una de las empresas eléctricas de distribución del país.</p>
<p>Regulación ARCERRNR 001/20 "Proyectos de Desarrollo Territorial"</p>	<p>Regulación CONELEC 001/09 "Participación de los Auto-generadores a través de la Cogeneración"</p>	<p>MOVILIDAD ELÉCTRICA</p>	<p>Regulación CONELEC 003/99 "Reducción anual de pérdidas no técnicas en las Empresas de Distribución"</p>
<p>Normar las condiciones para la determinación, asignación, ejecución y control de los recursos económicos de las empresas eléctricas de generación y autogeneración, destinados a proyectos de Desarrollo Territorial en el área de influencia de las centrales de generación.</p>	<p>Establecer los parámetros regulatorios específicos para la participación del autoproducer, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico.</p>	<p>Regulación ARCERRNR 003/20 "Modelo de Contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos"</p>	<p>Establece el nivel de pérdidas no técnicas aceptables para las empresas distribuidoras del país.</p>
		<p>Establecer el modelo de contrato de suministro, a ser suscrito entre la empresa eléctrica de distribución y personas naturales o jurídicas proveedoras del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos.</p>	

MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

MARCO REGULATORIO 2 de 2

 COMERCIALIZACIÓN	 ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL	 ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL SNI	 TRANSACCIONES INTERNACIONALES
<p>Regulación ARCONEL 002/18 "Modelo de contrato de suministro de energía eléctrica"</p>	<p>Regulación ARCERNNR 006/20 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General"</p>	<p>Regulación ARCERNNR 004/20 "Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"</p>	<p>Regulación ARCONEL 002/15 "Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú a través de los Agentes Habilitados conforme a la normativa supranacional expedida por la Comunidad Andina"</p>
<p>Establecer el modelo de contrato para el suministro del servicio público de energía eléctrica a ser suscrito entre empresas distribuidoras y consumidores regulados.</p>	<p>Normar las condiciones técnicas y comerciales que permitan a las empresas eléctricas distribuidoras prestar el servicio de alumbrado público general con calidad y eficiencia.</p>	<p>Establece las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de potencia.</p>	<p>Establece los lineamientos técnicos y comerciales a ser cumplidos por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), el Agente Habilitado y los demás agentes involucrados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, en aplicación a las disposiciones establecidas en la normativa supranacional expedida por la CAN.</p>
<p>Regulación ARCONEL 001/17 "Procedimiento para la atención de reclamos presentados por parte de los consumidores del servicio público de energía eléctrica"</p>	<p>ENERGÍA RENOVABLE</p>	<p>Regulación ARCERNNR 005/20 "Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano"</p>	<p>Resolución CONELEC 065/12 "Resolución Agente Habilitado"</p>
<p>Establece el procedimiento que deben emplear las empresas eléctricas de distribución para atender los reclamos que presenten los consumidores, con relación a la prestación del servicio público de energía eléctrica y al servicio de alumbrado público general; e incorporar el procedimiento administrativo, a cargo de la ARCONEL, para la atención de los reclamos de segunda instancia.</p>	<p>Reforma a la Regulación ARCONEL 003/18, denominada "Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica"</p>	<p>Establecer las disposiciones regulatorias que normen el funcionamiento comercial y la administración de las transacciones comerciales en el sector eléctrico.</p>	<p>Faculta a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, a suscribir los contratos bilaterales con los agentes habilitados por parte de la República del Perú para la importación o exportación de electricidad hasta los límites de capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de la normativa interna de la referida empresa pública.</p>
<p>Regulación ARCONEL 005/15 "Modelo de factura para el pago de los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general"</p>	<p>NORMATIVA ECONÓMICA</p>	<p>Regulación ARCONEL 004/17 "Regulación para Grandes Consumidores"</p>	<p>Regulación CONELEC 004/10 "Desarrollo de las TIES en el período de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina"</p>
<p>Establecer un modelo de factura en la cual se identifique la información y valores a pagar por parte del consumidor, por el servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general prestado por las empresas habilitadas para tal efecto.</p>	<p>Regulación CONELEC 009/00 "Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios"</p>	<p>Regulación ARCONEL 003/16 "Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado"</p>	<p>Establece los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo; y además, establecer los procedimientos para realizar la liquidación económica, por parte del CENACE, con el Administrador del mercado del país involucrado, derivada de una Transacción Internacional de Electricidad, sea importación o exportación.</p>
<p>Regulación CONELEC 002/14 "Comercialización de Electricidad a través de Sistemas Prepago"</p>	<p>Establecer los índices de gestión que serán aplicados en la elaboración de los pliegos tarifarios que entrarán en vigencia el 30 de octubre de 2000.</p>	<p>Regulación ARCONEL 001/16 "Sistema de Medición Comercial -SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano"</p>	<p>Regulación CONELEC 007/12 "Aplicación de las exoneraciones consideradas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades; y, la Ley que favorece a la población y sectores turísticos, artesanal comercial, agrícola, avícola, pecuario y ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua"</p>
<p>Establece las condiciones técnicas, económicas y operativas, para que las empresas eléctricas de distribución comercialicen energía eléctrica a través de sistemas prepago.</p>	<p>Regulación CONELEC 001/05 "Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación"</p>	<p>Establece los requerimientos y condiciones mínimas que deben cumplir los participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano - SEE, en lo que respecta a la instalación y funcionamiento del SISMEC, con la finalidad de que el CENACE disponga de manera segura, oportuna y confiable, la información necesaria para la liquidación de las transacciones de electricidad que se realicen dentro del SEE.</p>	<p>Establece los procedimientos para la aplicación, registro y control de las exoneraciones dispuestas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua, por parte de las empresas distribuidoras en las diferentes zonas geográficas del Ecuador, y la forma de remitir los valores al CONELEC, para su reconocimiento, dentro del Déficit Tarifario por parte del Estado Ecuatoriano.</p>
<p>Regulación CONELEC 007/12 "Aplicación de las exoneraciones consideradas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades; y, la Ley que favorece a la población y sectores turísticos, artesanal comercial, agrícola, avícola, pecuario y ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua"</p>	<p>Regulación CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación"</p>	<p>Establece los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico.</p>	<p>Regulación CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación"</p>
<p>Establece los procedimientos para la aplicación, registro y control de las exoneraciones dispuestas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua, por parte de las empresas distribuidoras en las diferentes zonas geográficas del Ecuador, y la forma de remitir los valores al CONELEC, para su reconocimiento, dentro del Déficit Tarifario por parte del Estado Ecuatoriano.</p>	<p>Proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.</p>	<p>Proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.</p>	<p></p> <p>DESCARGAR EL DOCUMENTO</p> <p>Versión: Abril 2021</p>



6.2

ESTRUCTURA



La estructura del sector eléctrico está conformada de acuerdo al capítulo I de la LOSPEE, en donde se especifica una estructura institucional y una empresarial.

El sector eléctrico estará estructurado en el ámbito institucional, de la siguiente manera:

- 1.** Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovable (MERNNR) ente encargado de la emisión de políticas, planificación y otorgamiento de títulos habilitantes.

- 2.** Agencia de Regulación y Control de Energía Recursos Naturales No Renovable (ARCERNNR) ente encargado de la potestad de regulación y controlar las actividades del sector eléctrico.

- 3.** Operador Nacional de Electricidad (CENACE) ente encargado de operar el sistema eléctrico de potencia y la administración de las transacciones del sector eléctrico; y,

- 4.** Institutos especializados.

El sector eléctrico, en el ámbito empresarial, actuará a través de empresas públicas, empresas de economía mixta, empresas privadas, consorcios o asociaciones, y empresas de economía popular y solidaria, las cuales participarán dentro de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, alumbrado público, movilidad eléctrica y transacciones internacionales de energía eléctrica.

6.3

MARCO LEGAL



El marco legal parte desde la Constitución de la República del Ecuador del año 2008 que es la norma suprema, a la que está sometida toda la legislación ecuatoriana, donde se establecen las normas fundamentales que amparan los derechos, libertades y obligaciones de todos los ciudadanos, así como las del Estado y las Instituciones del mismo. En el ámbito energético se establece, en los artículos 313 y 314, que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre ellos el de energía eléctrica, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), publicada en el Tercer Suplemento del Registro Oficial No. 418, del 16 de enero de 2015, derogó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), publicada en el Suplemento – Registro Oficial N°43 del 10 de octubre de 1996 y sus reformas. La LOSPEE derogó también los Mandatos Constituyentes Nros. 9 y 15. No obstante, ratificó los conceptos del Mandato Constituyente Nro. 15 y creó una nueva institucionalidad; de este modo, consolidó en un único normativo legal disposiciones establecidas, vigentes desde 2008, más algunas complementarias, con el objetivo de reforzar el modelo ya implementado de integración de la cadena productiva y de provisión de energía eléctrica en un entorno con empresas públicas, bajo la rectoría estatal, en régimen de tarifa única; con un mercado regulado, en el cual las distribuidoras, para participar en las transacciones comerciales, deben suscribir contratos a plazo regulados por el Estado; y, con la cobertura y la inversión estatal dando prioridad al sector rural, en la consideración de que la provisión del servicio eléctrico es un derecho garantizado por el Estado. En el Registro Oficial Suplemento Nro. 21 del 20 de agosto de 2019, se promulgó el Reglamento General a Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLOSPEE) el cual establece disposiciones para la aplicación de la LOSPEE, para normar los derechos, obligaciones y funciones de los consumidores, instituciones y participantes del sector eléctrico.



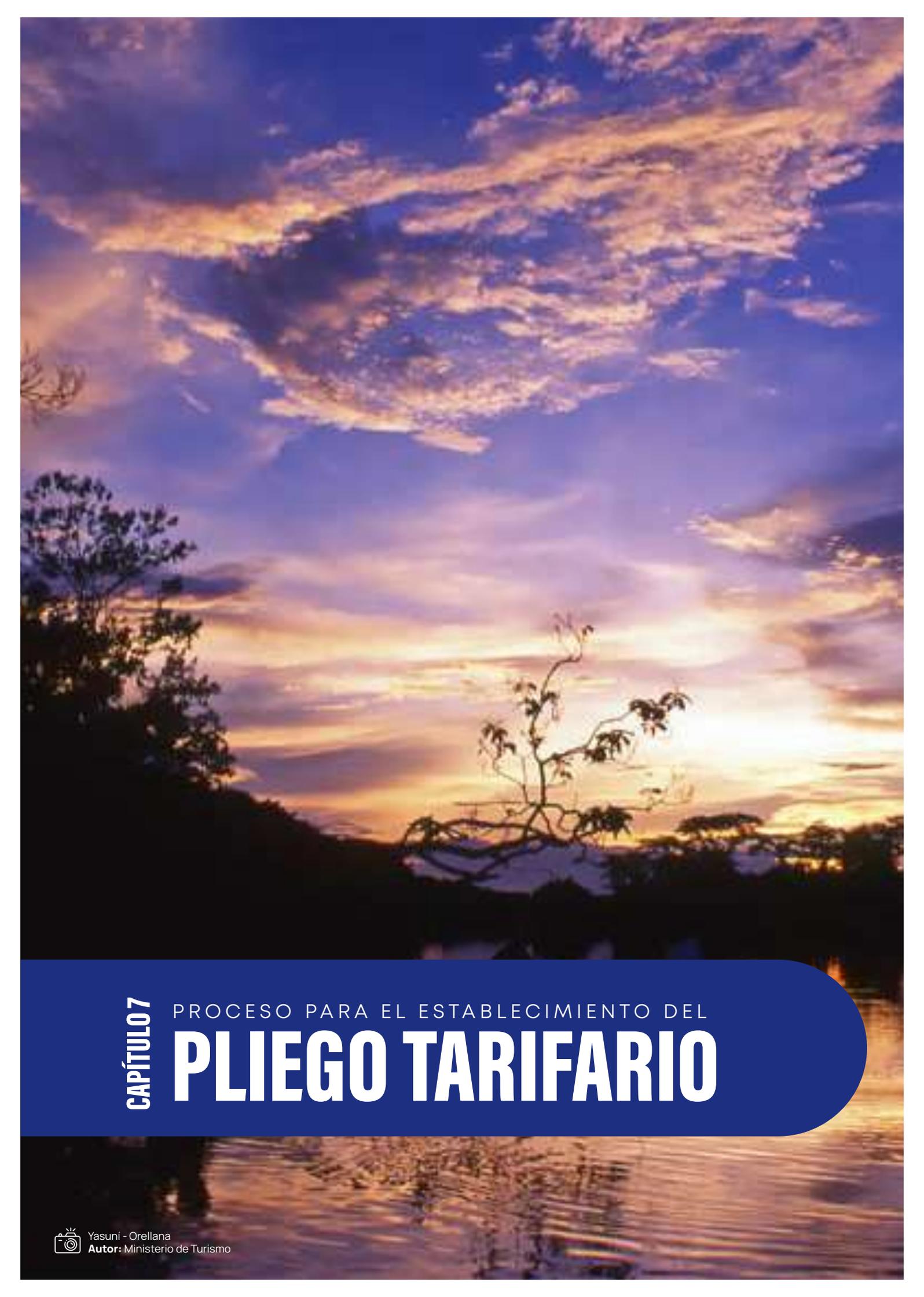
Finalmente se han incluido **dos leyes que son:** la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, publicado en el Registro Oficial Suplemento 449 de 19 de marzo de 2019, la cual tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética (SNEE), y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; y, la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, publicada en el Registro Oficial Suplemento 116 de 10 de julio de 2000, la cual tiene por objeto normar las relaciones entre proveedores y consumidores, promoviendo el conocimiento y protegiendo los derechos de los consumidores y procurando la equidad y la seguridad jurídica en dichas relaciones entre las partes.

6.4 MARCO REGULATORIO



El marco regulatorio está dividido en 12 categorías (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Auto generación, Temas sectoriales, Alumbrado Público General, Energía Renovable, Normativa Económica, Administración y operación del SNI, Movilidad Eléctrica, Transacciones Internacionales de Electricidad) que abarca 37 regulaciones vigentes en todos los ámbitos de la cadena productiva del sector eléctrico. Es importante resaltar que actualmente la Agencia se encuentra en proceso de actualización, simplificación y mejora de las regulaciones, por lo que periódicamente se actualizará el mapa normativo.





CAPÍTULO 7

PROCESO PARA EL ESTABLECIMIENTO DEL

PLIEGO TARIFARIO



Yasuni - Orellana

Autor: Ministerio de Turismo

CAPÍTULO 7

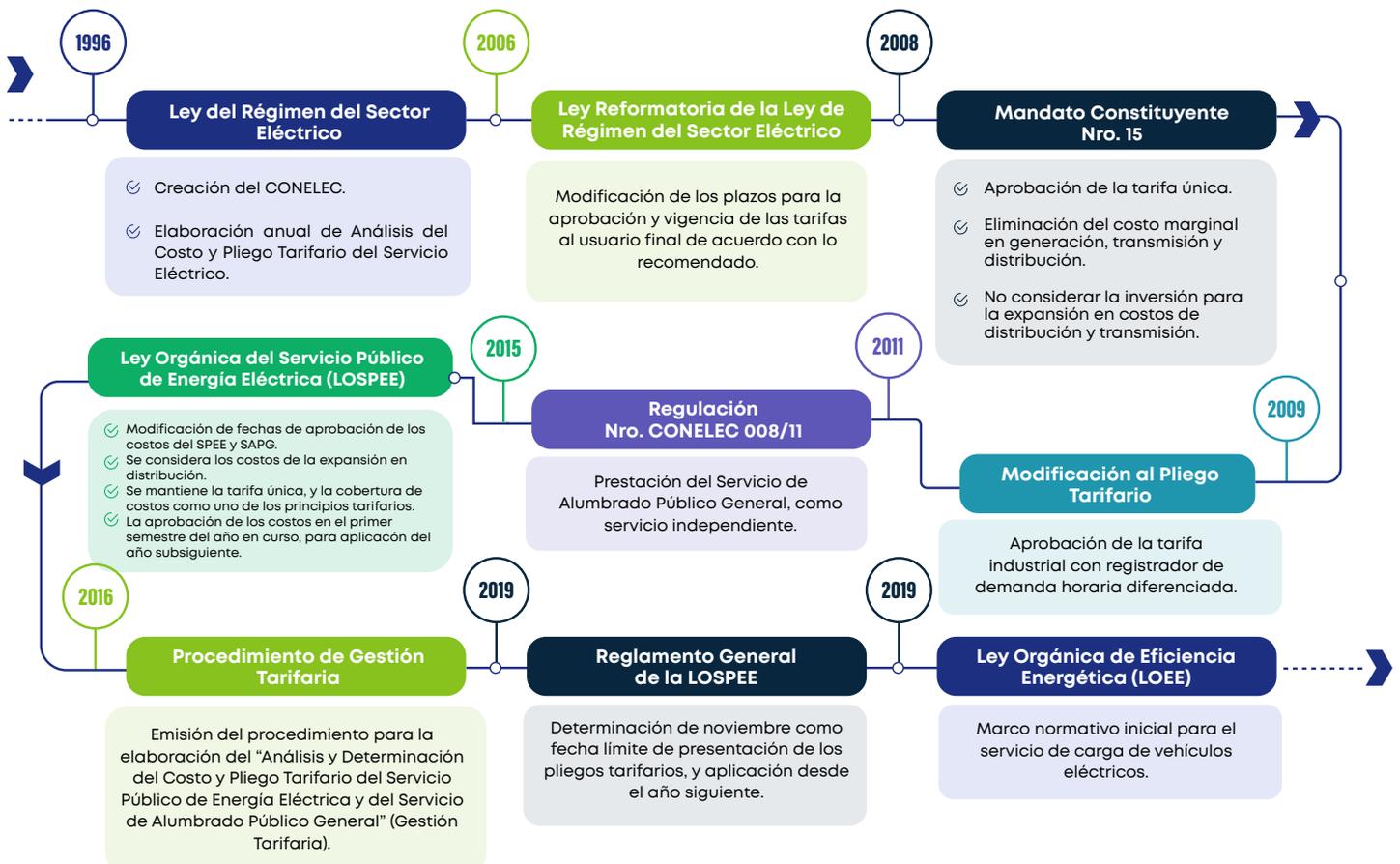
PROCESO PARA EL ESTABLECIMIENTO DEL PLIEGO TARIFARIO



7.1 ANTECEDENTES

En el Ecuador, la dinámica y evolución del Sector Eléctrico ha ido encaminándose bajo los requerimientos de la normativa vigente, mandatos, decretos y/o políticas buscando la adaptabilidad, el cambio o la eliminación de aspectos orientados a mejorar la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica, del Servicio de Alumbrado Público General y del Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos, en beneficio de los consumidores o usuarios finales.

Figura Nro. 23: Aspectos históricos para el Establecimiento de Pliegos Tarifarios



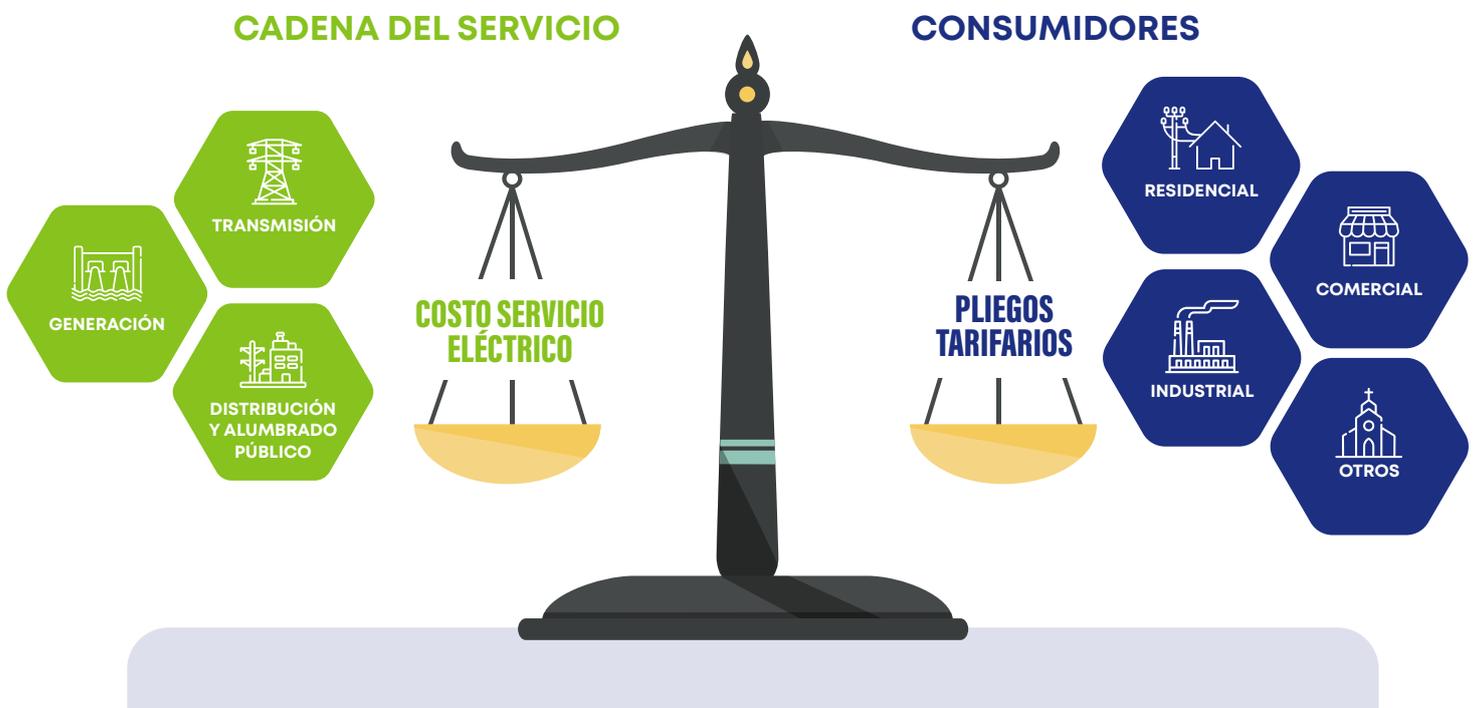
7.2

PROCEDIMIENTOS DE ELABORACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO

La Agencia, como el Regulador del sector eléctrico, tiene que observar los costos para la prestación de los servicios: público de energía eléctrica, alumbrado público general y carga de vehículos eléctricos; y, la predisposición del pago del consumidor o usuario final.

Es decir, tomando como referencia el servicio público de energía eléctrica, por una parte, garantizar la recuperación de los costos asociados a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización (Costos de la cadena del servicio); y por otra parte diseñar las tarifas para los consumidores del servicio. Por lo que, el rol del regulador, es decir de la Agencia, en la fijación de las tarifas eléctricas al usuario final conlleva conceptos y criterios técnicos y económicos que obedezcan a los principios tarifarios, en cumplimiento a la normativa vigente, tales como: cobertura de costos, equidad, solidaridad, eficiencia energética, responsabilidad social y ambiental; haciendo que la prestación del servicio sea sostenible y sustentable.

Figura Nro. 24: Rol del Regulador



Conforme lo expuesto, la elaboración del Pliego Tarifario implica un proceso que inicia con el análisis y determinación de los costos del servicio, mismo que por su grado de complejidad requiere un gran esfuerzo del recurso humano tanto para la Agencia como para los participantes del Sector que suministran la información base para llevar a cabo la denominada Gestión Tarifaria.

La Gestión Tarifaria es el proceso que contempla dos grandes aristas, por un lado, el análisis y determinación de los Costos de los servicios: público de energía eléctrica, alumbrado público general y carga de vehículos eléctricos; y por otro el análisis y determinación de sus Pliegos Tarifarios, que son la consecuencia de la primera actividad; ambos con un límite de plazo de aprobación bajo ley y reglamento.

Conforme se establece en el Procedimiento de Gestión Tarifaria, el proceso consta de 7 fases que se grafican a continuación:

Figura Nro. 25: Gestión Tarifaria



Las fases 5 y 7 se encuentran limitadas para su entrega por fechas definidas por ley, conforme la normativa vigente los costos del servicio se deben aprobar durante el primer semestre del año n, y los pliegos tarifarios hasta el último día laborable del mes de noviembre del año n.

Figura Nro. 26: Línea de tiempo Análisis de Costos



El proceso de Gestión Tarifaria inicia con las directrices y políticas emitidas por el ente Rector del Sector Eléctrico, mismas que son consideradas para el análisis y la determinación de los costos del servicio, que lleva un tiempo aproximado de 9 meses hasta su aprobación, en el cual se genera una constante interacción entre los participantes del Sector, CENACE y la Agencia; a través de la cual, mediante información técnica y económica permite obtener los diferentes costos en las etapas de Generación; Transmisión; y, Distribución y Comercialización del Servicio Público de Energía Eléctrica, lo propio para el Servicio de Alumbrado Público General y para el Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos.

Figura Nro. 27: Línea de tiempo Pliegos Tarifarios



Año n-1: Es el año de inicio, planificación y desarrollo del análisis del costo y pliegos tarifarios.

Año n: Es el año de desarrollo y aprobación del análisis del costo y pliegos tarifarios.

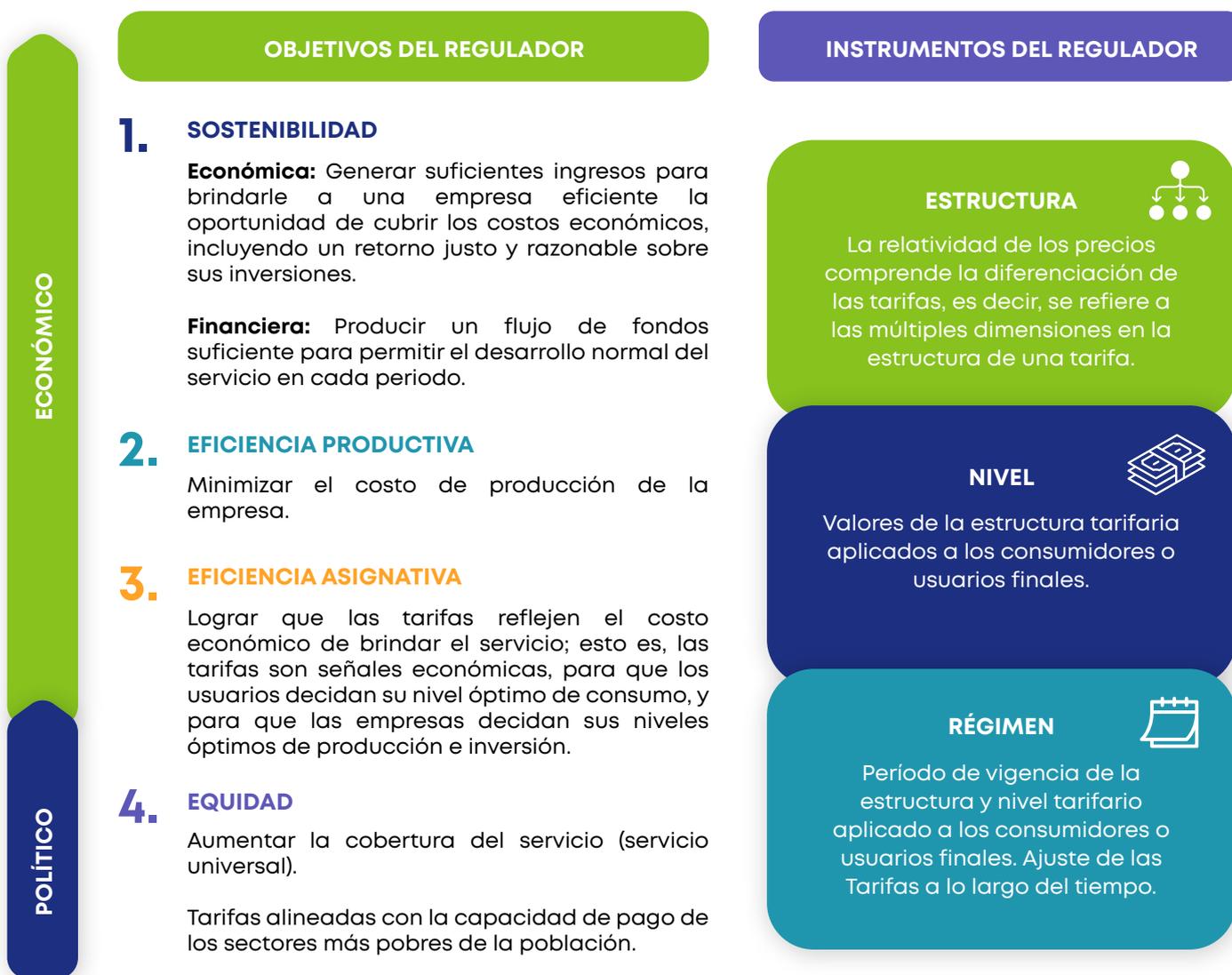
Año n+1: Es el año de análisis, en el cual se efectúa la ejecución y aplicación de los resultados aprobados en el año n.

Consecuentemente, toda vez se cuenta con los costos de cada servicio aprobados por el Directorio Institucional a través de Resolución, se procede a la elaboración de sus respectivos Pliegos Tarifarios, proceso que lleva un tiempo aproximado de 4 meses.

La elaboración de los Pliegos Tarifarios comprende, una etapa inicial de planificación en la que se definen las directrices para su elaboración, así como se revisa la pertinencia de acoger las observaciones al Pliego Tarifario realizado por los participantes del Sector, respecto a su aplicación de años anteriores. Partiendo de la premisa de la tarifa única, se toma como base los costos aprobados para el diseño y fijación de los pliegos tarifarios, procurando se cumplan los principios tarifarios normados por ley.

Para alcanzar los 4 objetivos principales del Regulador, el diseño tarifario comprende tres instrumentos principales del regulador: estructura, nivel y régimen tarifario.

Figura Nro. 28: Rol del Regulador (Objetivos – Instrumentos)



A continuación, se presenta la estructura y nivel tarifario vigente:

Figura Nro. 29: Estructura y nivel tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica

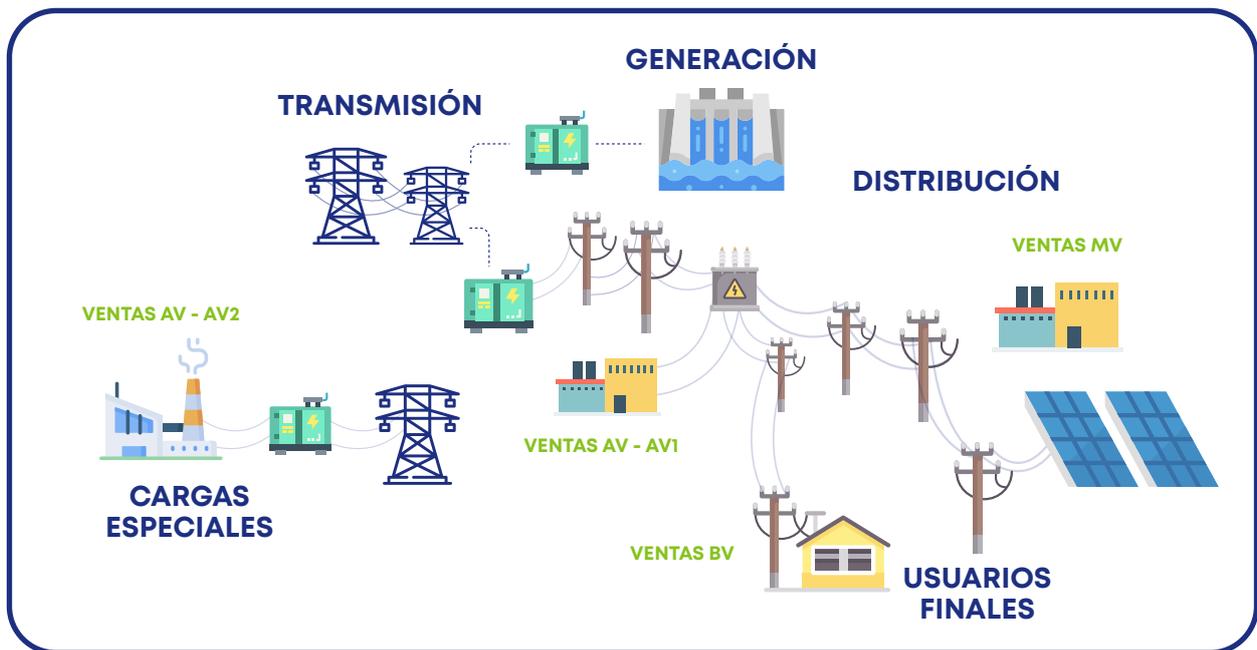


Con base en la Teoría de Regulación Económica para Sectores de Infraestructura, para la determinación del nivel tarifario se debe considerar que los usuarios que se encuentran en bajo voltaje alcanzan mayores costos al utilizar mayor infraestructura, que los usuarios de medio y alto voltaje, que además de requerir grandes volúmenes de energía, utilizan parte de la infraestructura, pudiéndose, de acuerdo a la teoría, transferir dichos costos; lo que se denomina, subsidio cruzado entre tarifas de diferentes grupos de consumo.

Se toma como ejemplo el caso del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE), para un consumidor conectado en bajo voltaje, es decir, al final de la cadena de producción, requiere el uso de toda la infraestructura del sector eléctrico, en tanto que, para los grandes industriales, por ejemplo, por su equipamiento técnico, requieren ser abastecidos en alto voltaje, lo que se refleja en un menor uso de la infraestructura, por tal motivo, el costo del servicio público de energía eléctrica se compone desde: la producción óptima de energía eléctrica (generación), el transporte por el sistema nacional interconectado hacia los centros de mayor concentración de carga

eléctrica (transmisión), y finalmente, la entrega y comercialización de la energía eléctrica a los consumidores finales (distribución). Ver figura Nro. 30. Consecuentemente, el Servicio de Alumbrado Público General y Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos utilizan la misma cadena de producción del SPEE para la prestación de su servicio, reconociendo los costos del uso de la energía eléctrica, hasta la infraestructura que requieren para llegar al usuario final.

Figura Nro. 30: Cadena de Producción y Consumo Eléctrico



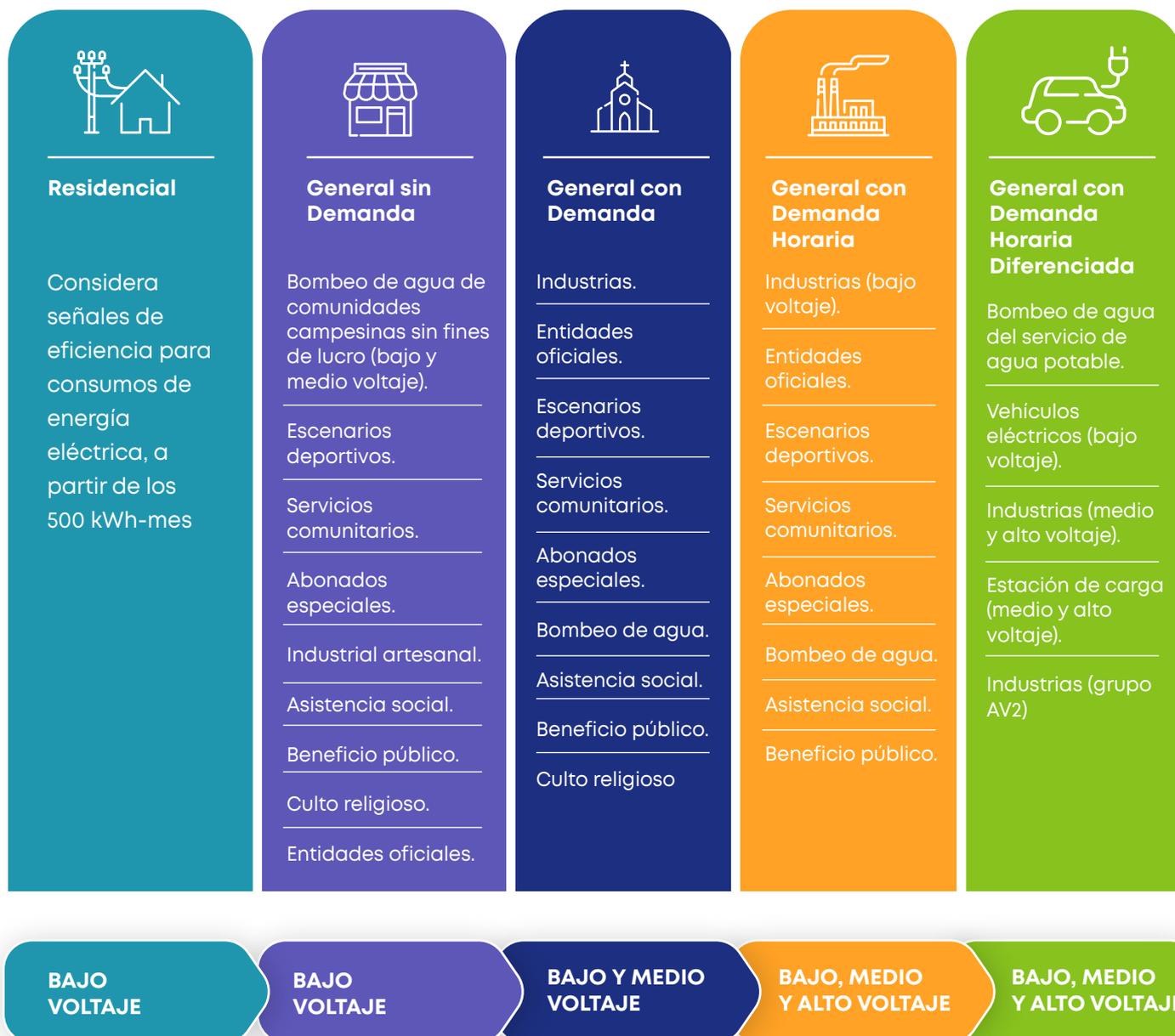
Es así que la asignación de los recursos, tienen como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, atadas a un proceso de supervisión y control de estos parámetros.

Toda vez que se cuenta con la estructura y nivel tarifario, el análisis parte del balance de electricidad efectuado en el Informe de Costos del servicio, del cual se extrae la información de usuarios y ventas de energía eléctrica por nivel de voltaje. Con base en la información anterior detallada por tipo de tarifa, tomando como premisa la Tarifa Única y las políticas que se establezcan por parte de las autoridades del Sector para el régimen tarifario correspondiente, se realiza una estimación del precio medio, resultante de la facturación para el año $n+1$, por distribuidora.

De lo último, se realiza una revisión por estructura y nivel tarifario, cuyos cargos tarifarios reflejen el cumplimiento de los principios de equidad y cobertura de costos del servicio eléctrico establecidos en la normativa.

Es así que, se dispone de tarifas específicas para cada grupo de consumo: residencial, comercial, industrial y otros; a las cuales puedan acceder los pequeños, medianos y grandes consumidores del país. Así, por ejemplo, el Pliego Tarifario contiene, entre otras tarifas, las siguientes:

Figura Nro. 31: Tarifas Principales del SPEE



Finalmente, los análisis y determinación de los costos y pliegos tarifarios, culminan con la socialización de sus resultados, publicación en el Registro Oficial y su difusión a través de los medios de comunicación oficial; para su posterior aplicación por parte de las Empresas Eléctricas y el CENACE, conforme corresponda.

El Ecuador, bajo el principio constitucional de garantizar la provisión de los servicios públicos y que estos respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad; el Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación, que en el Sector Eléctrico se ampara a la legislación, reglamentos y normativa que permite determinar los costos y tarifas del Servicio Público de Energía Eléctrica, del Servicio de Alumbrado Público General y del Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos; en beneficio de los consumidores o usuarios finales.

En el marco jurídico y normativo vigente, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), tiene la plena facultad para efectuar los análisis y determinación de los costos y pliegos tarifarios de los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general, para lo cual dispone de un Procedimiento que le permite efectuar de manera sistemática el proceso de Gestión Tarifaria, mediante una sinergia entre áreas de la Agencia, desde el punto de vista regulatorio y la retroalimentación desde el control.

El análisis y determinación de Pliegos Tarifarios constituye un proceso que requiere la participación activa de varios actores dentro del ramo, sin convertirse en un proceso aislado, sino en una gestión integral que permita alcanzar los objetivos del regulador, en concordancia para asegurar un equilibrio económico y financiero en el Sector Eléctrico.



**DATO
CURIOSO:**

En diciembre del año 2018, fue aprobado mediante Resolución Nro. ARCONEL 051/18 el Pliego Tarifario del Servicio de Alumbrado Público General, para el año 2019, con el objetivo de buscar un equilibrio entorno a los actuales mecanismos de cobro del servicio; sin embargo, por diferentes factores externos se retornó al método tradicional de cobro.

En concordancia con las actuales políticas enmarcadas en la eficiencia energética y en el uso de tecnologías limpias, a partir del año 2019, esta Agencia en conjunto con diversos actores Gubernamentales y de interés privado ha venido trabajando en el establecimiento del esquema de Movilidad Eléctrica para el país, derivado de lo último y en cumplimiento al marco normativo vigente durante el año 2020 se determinó el Pliego Tarifario para los Proveedores del Servicio de Carga de Energía a Vehículos Eléctricos, para el año 2021.

CRÉDITOS

ELABORACIÓN



Danilo Ojeda DIRECTOR



Diego Arias DIRECTOR



Christian Junia ANALISTA



Andrea Torres ANALISTA



Andrés Chiles ESPECIALISTA



Rodrigo Briones PROFESIONAL

EDICIÓN



Marisol Díaz PROFESIONAL 1



Alexandra Maldonado AUXILIAR



Cristian Picoita PASANTE

ELABORACIÓN DE MAPAS

- Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico
- Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico
- Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico



Ana López ANALISTA



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

CRÉDITOS

COORDINACIÓN GENERAL

Paulo Peña Toro
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

Nestor Carrera

Participantes del sector
eléctrico ecuatoriano

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade
VISIONSPROF
Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de
Desarrollo - BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 4
Quito - Ecuador, mayo 2021
Todos los derechos reservados

 Bahía de Caráquez - Manabí
Autor: Ministerio de Turismo



 Estación CPF - Pastaza
Autor: Agil Oil



 Paneles fotovoltaicos - Loja
Autor: Surenergy



 Bloque 49 - Sucumbios
Autor: Tecpetrol



 Línea de transmisión 500 kV - Napo
Autor: CELEC-Transelctric

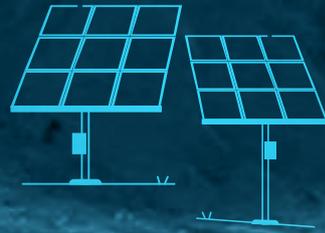


 Quito Nocturno - Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo



 Volcán Cotopaxi - Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo





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

www.controrecursosyenergia.gob.ec