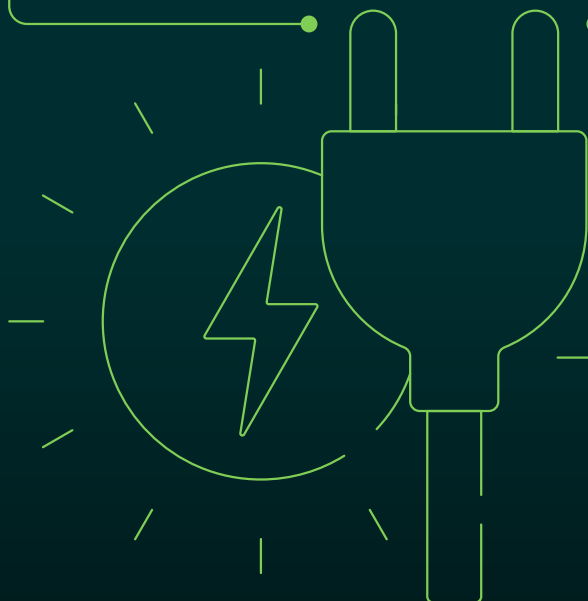


Agencia de Regulación y Control de Energía  
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA  
**ELÉCTRICO**  
2024



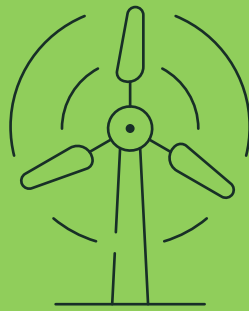
EDICIÓN 21 > **MARZO 2024**

EL NUEVO  
**ECUADOR**

Paisaje - Galápagos  
Ministerio de Turismo



Paneles fotovoltaicos - Imbabura  
Gransolar



Iglesia de San Francisco  
- Pichincha  
Marisol Díaz Espinoza



Ruinas de Ingapirca - Cañar  
Ministerio de Turismo



Planta El Inga - Pichincha  
GasGreen





# PRESENTACIÓN

La Revista Panorama Eléctrico, es un espacio de comunicación que complementa las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Presenta, de forma resumida y con una menor periodicidad, los principales indicadores del sector e integra información relacionada con 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 diciembre de 2023, datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico. Además, se incluye información referente a la temática, Análisis causa – efecto de planes de pago sobre deterioro de cartera en la Empresa Eléctrica Riobamba.

**CAP  
01**

## **INFRAESTRUCTURA**

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

**1**

1.1	Generación .....	2
1.2	Transmisión .....	6
1.3	Distribución .....	8

**CAP  
02**

## **BALANCE NACIONAL**

DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**12**

**CAP  
03**

## **DEMANDA**

DE POTENCIA NACIONAL

**19**

3.1	Demanda diaria, diciembre 2023 .....	20
3.2	Demanda máxima año móvil (enero - diciembre 2023) .....	24
3.3	Evolución histórica de la demanda máxima, período 2013 - 2023.....	25

**CAP  
04**

## **PRODUCCIÓN**

DE ENERGÍA

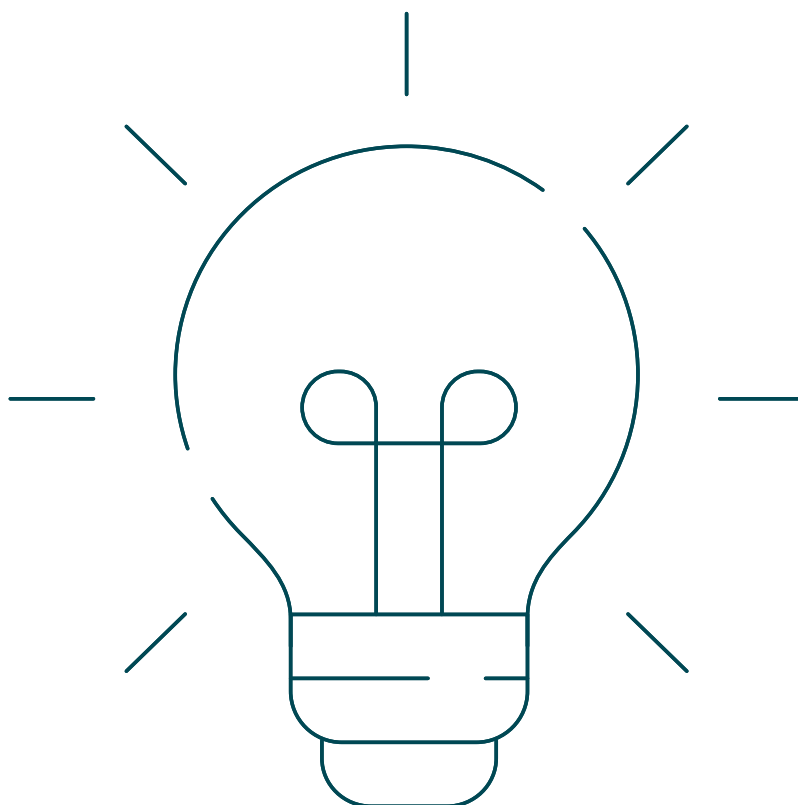
**28**

## ANÁLISIS CAUSA-EFECTO

DE PLANES DE PAGO SOBRE DETERIORO DE CARTERA  
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

33

5.1	Antecedentes .....	34
5.2	Cartera: conceptos y reportes .....	35
5.3	Modelo Matemático de la Aplicación de Planes de Pago como estrategia de reducción de cartera vencida y posible causa para el efecto "Rebote" en deterioro de cartera .....	38
5.4	El peor escenario .....	41
5.5	Conclusiones .....	43
5.6	Recomendaciones .....	44



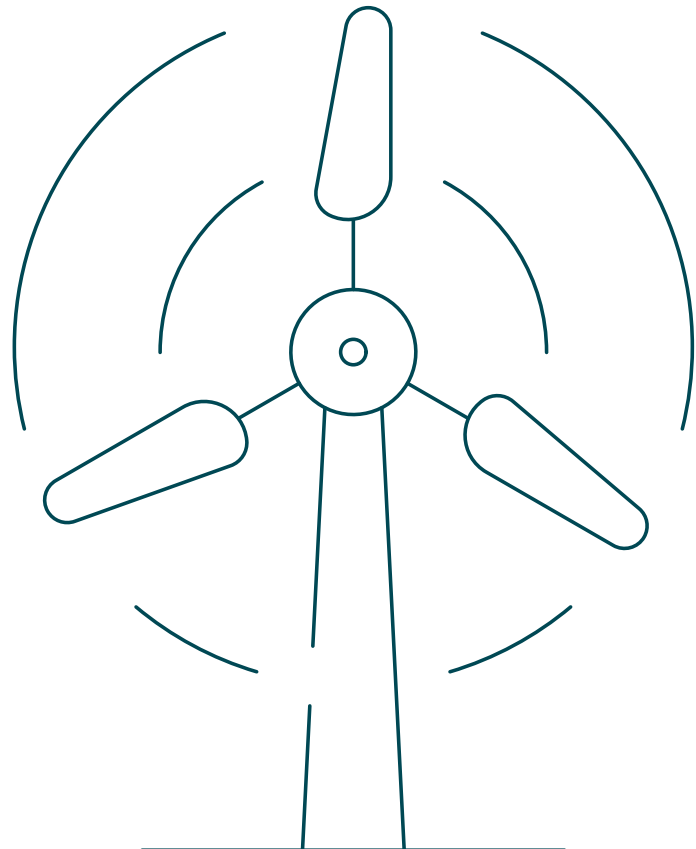
# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), diciembre 2023 .....	2
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, diciembre 2023 .....	6
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, diciembre 2023 .....	8
Tabla Nro. 4:	Cantidad de consumidores, diciembre 2023 .....	9
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica .....	13
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil .....	24
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual .....	26
Tabla Nro. 8:	Energía Bruta (GWh) .....	29
Tabla Nro. 9:	Ejemplo de histórico de consumo con cálculo de media aritmética y desviaciones .....	39

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), diciembre 2023 .....	3
Figura Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2013 - diciembre 2023 .....	4
Figura Nro. 3:	Potencia nominal por provincia, diciembre 2023 .....	5
Figura Nro. 4:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2013 - diciembre 2023 .....	6
Figura Nro. 5:	Número de consumidores de las empresas eléctricas de distribución de 2013 y diciembre 2023 .....	10
Figura Nro. 6:	Consumidores por provincia, diciembre 2023 .....	11
Figura Nro. 7:	Potencia nominal (MW), diciembre 2023 .....	14
Figura Nro. 8:	Potencia efectiva (MW), diciembre 2023 .....	14
Figura Nro. 9:	Producción de energía e importaciones (GWh), a diciembre 2023 .....	15
Figura Nro. 10:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), a diciembre 2023 .....	16
Figura Nro. 11:	Energía entregada para servicio público (GWh), a diciembre 2023 .....	17
Figura Nro. 12:	Consumo de energía (GWh), a diciembre 2023 .....	18
Figura Nro. 13:	Demanda máxima diaria (MW), diciembre 2023 .....	20
Figura Nro. 14:	Producción energética día máxima demanda, diciembre 2023 (MWh) .....	21
Figura Nro. 15:	Curva de carga día demanda máxima, diciembre 2023 (MW) .....	21
Figura Nro. 16:	Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, diciembre 2023 ....	22
Figura Nro. 17:	Demanda máxima no coincidente (MW) mensual por distribuidora, 2023 .....	23

Figura Nro. 18:	Demanda máxima mensual (MW), 2023 .....	25
Figura Nro. 19:	Evolución de la demanda máxima periodo 2014-2023 .....	26
Figura Nro. 20:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual .....	27
Figura Nro. 21:	Energía renovable (GWh) .....	30
Figura Nro. 22:	Energía no renovable (GWh) .....	30
Figura Nro. 23:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh) .....	31
Figura Nro. 24:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh) .....	32
Figura Nro. 25:	Comparativo energía bruta (GWh) .....	32
Figura Nro. 26:	Log Main del Sistema de Reportería BO (Business Object - BI) de SAP .....	36
Figura Nro. 27:	Planes de pago firmados mensualmente .....	38
Figura Nro. 28:	Histograma de consumo de cuenta contrato activa en la EERSA - Dic/2023 ..	38
Figura Nro. 29:	Estado de cuenta - transacción FPL9 IS-U de SAP .....	41
Figura Nro. 30:	Evolución mensual de cartera vencida de acuerdo al CAR027 .....	42
Figura Nro. 31:	Estado de cartera de planes de pago .....	43



# CAP 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 diciembre de 2023.

### 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), diciembre 2023

		DICIEMBRE 2023	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
<b>Por sistema</b>			
	Sistema Nacional Interconectado	7.491,67	7.176,98
	No Incorporado	1.407,91	1.077,46
<b>Por tipo de energía</b>			
	Renovable	5.445,10	5.395,21
	No Renovable	3.454,47	2.859,24
<b>Por empresa</b>			
	Generadora	6.677,01	6.444,64
	Autogeneradora	453,03	382,96
	Distribuidora	1.769,53	1.426,84

**8.899,58**  
Potencia Nominal (MW)

**8.254,45**  
Potencia Efectiva (MW)

En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecia la potencia nominal instalada a diciembre de 2023, clasificada por sistema, tipo de empresa, tipo de central y tipo de energía.



**Figura Nro 1:** Comparativo de potencia nominal (MW), diciembre 2023

**8.899,58 MW**  
Diciembre 2023

POTENCIA NOMINAL (MW)

**Sistema**

<b>1.407,91</b>	No Incorporado
<b>7.491,67</b>	Sistema Nacional Interconectado



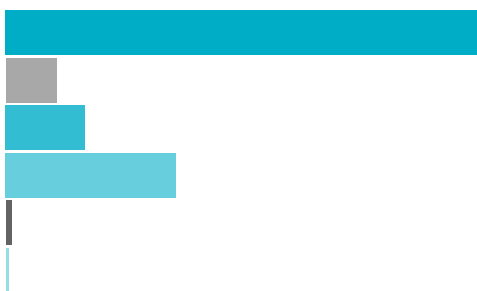
**Tipo Empresa**

<b>6.677,01</b>	Generadora
<b>453,03</b>	Autogeneradora
<b>1.769,53</b>	Distribuidora



**Tipo de Central**

<b>5.192,30</b>	Hidráulica
<b>605,93</b>	Turbovapor
<b>944,85</b>	Turbogas
<b>2.056,32</b>	MCI
<b>71,13</b>	Eólica
<b>29,06</b>	Solar



**Tipo de Energía**

<b>3.454,47</b>	No Renovable
<b>5.445,10</b>	Renovable

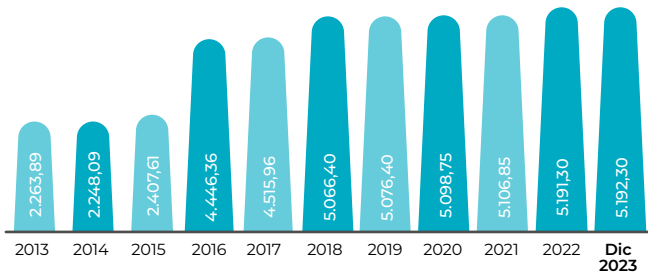




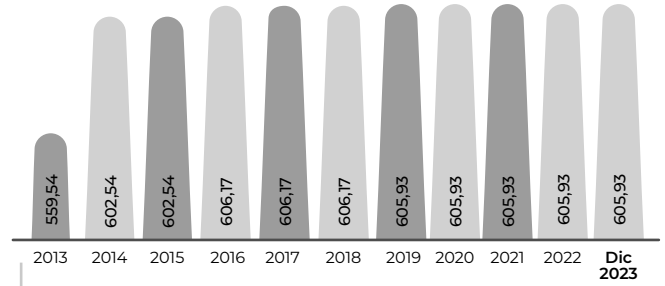
**Figura Nro 2:** Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2013 - diciembre 2023



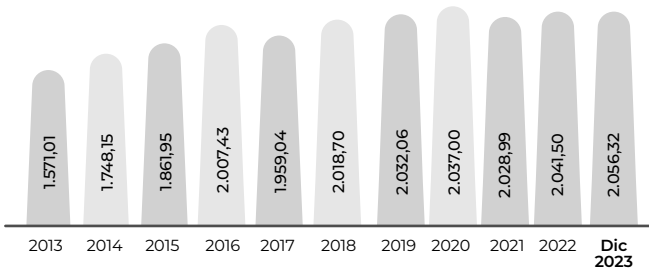
### Hidráulica



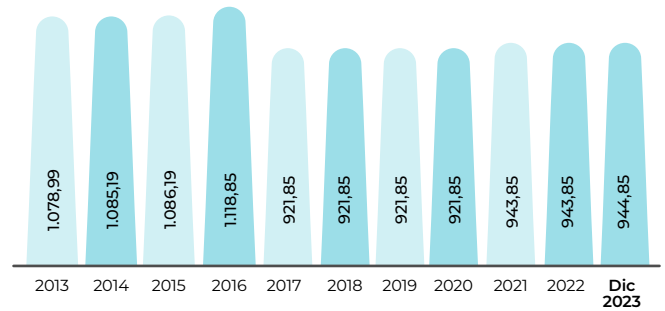
### Turbovapor



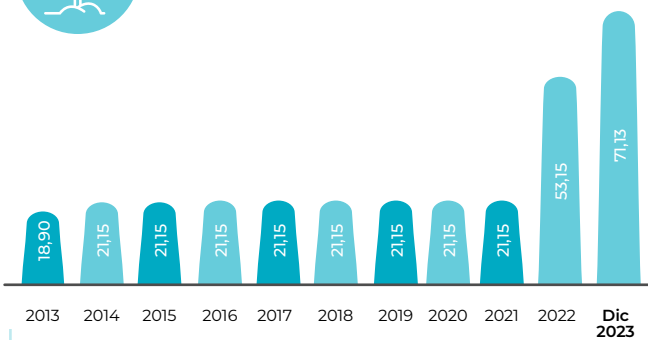
### MCI



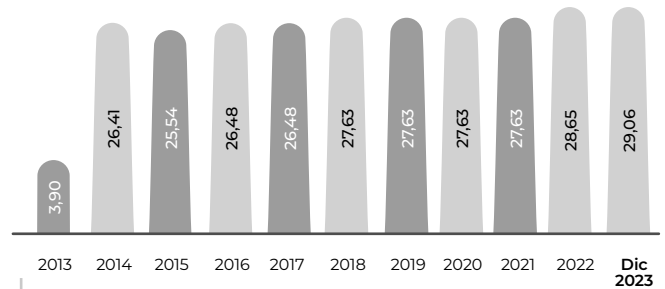
### Turbogás



### Eólica



### Solar





**Figura Nro 3:** Potencia nominal por provincia, diciembre 2023

### SIERRA

3.310,28 MW

37,20 %

Carchi	5,82
Imbabura	108,73
Pichincha	388,94
Santo Domingo de los Tsáchilas	-
Cotopaxi	49,39
Bolívar	8,00
Tungurahua	511,30
Chimborazo	16,33
Cañar	84,96
Azuay	2.044,61
Loja	92,21

### REGIÓN INSULAR

32,55 MW

0,37 %

Galápagos	32,55
-----------	-------

### COSTA

2.125,05 MW

23,88 %

Esmeraldas	244,92
Manabí	225,12
Los Ríos	105,17
Guayas	1.136,68
Santa Elena	131,80
El Oro	281,35

### AMAZONIA

3.431,69 MW

38,56 %

Sucumbíos	612,39
Napo	1.643,09
Orellana	753,64
Pastaza	61,30
Morona Santiago	142,88
Zamora Chinchipe	218,40






## 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, diciembre 2023

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

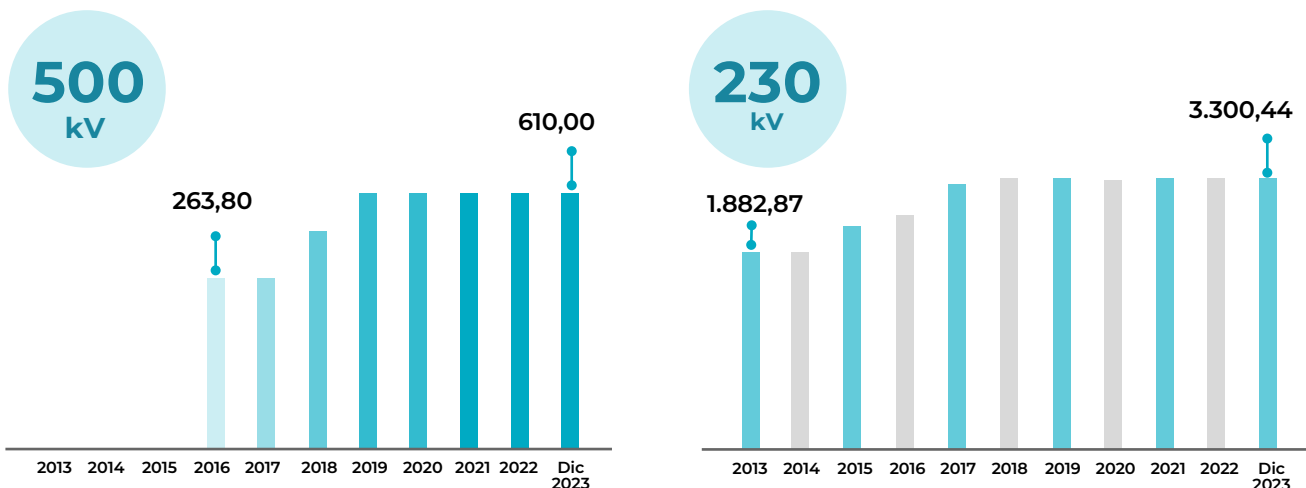
  

Sistema Nacional Interconectado	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)	7,50	 15,50
230 kV (Doble Circuito)	169,94	 380,70

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

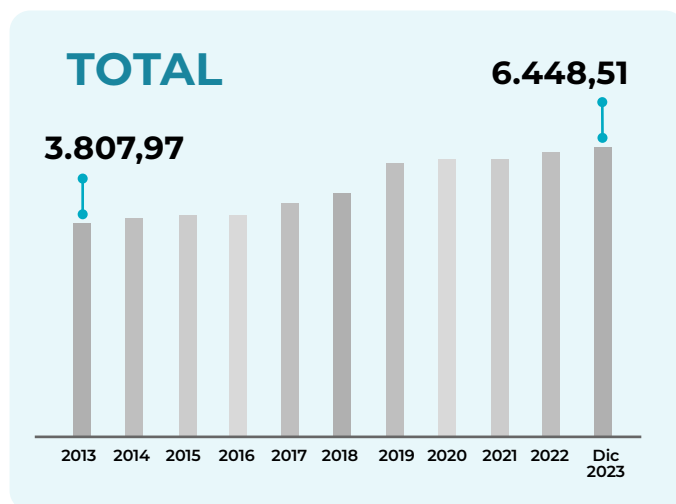
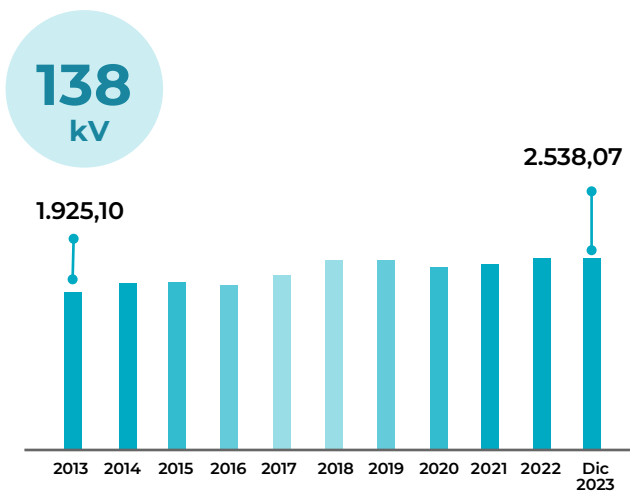


**Figura Nro 4:** Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2013 – diciembre 2023 (1/2)





**Figura Nro 4:** Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2013 – diciembre 2023 (2/2)



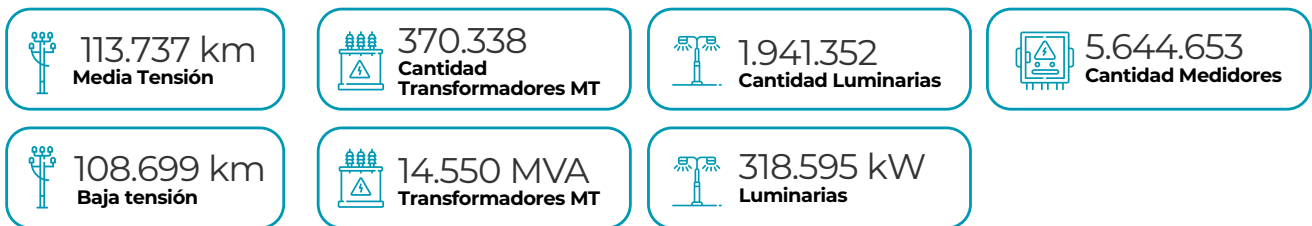
Paisaje, Chimborazo  
Marisol Díaz

## 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 medio y bajo voltaje, 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, diciembre 2023



Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.360,04	6.493	100,60	3.645,45	28.561	4.721,44	71.605
CNEL-El Oro	5.790,46	15.936	707,84	3.850,41	103.057	18.979,60	273.137
CNEL-Esmeraldas	5.013,69	10.818	350,47	3.103,28	58.145	10.376,03	131.193
CNEL-Guayaquil	2.939,11	37.634	2.582,03	5.442,48	185.785	30.623,79	692.966
CNEL-Guayas Los Ríos	8.978,78	35.768	1.446,94	5.908,35	110.813	20.290,71	366.013
CNEL-Los Ríos	3.778,89	11.444	371,87	2.324,38	36.939	6.669,05	151.497
CNEL-Manabí	8.763,63	30.869	957,77	7.695,45	142.324	25.778,58	352.278
CNEL-Milagro	4.568,67	13.954	462,83	2.320,38	56.755	10.765,62	161.649
CNEL-Sta. Elena	2.415,28	10.524	500,07	2.001,49	53.425	9.812,91	139.279
CNEL-Sto. Domingo	10.364,45	25.369	526,94	6.819,52	93.018	16.421,68	272.366
CNEL-Sucumbíos	5.550,65	11.203	304,04	4.870,60	54.826	7.415,01	109.290
E.E. Ambato	6.265,40	17.466	484,80	8.838,29	153.920	22.292,83	308.487
E.E. Azogues	862,25	2.334	67,64	1.549,41	19.662	3.369,51	40.963
E.E. Centro Sur	10.926,33	28.894	942,68	13.521,47	180.791	32.997,79	438.618
E.E. Cotopaxi	4.505,48	10.821	321,44	6.172,32	63.785	9.617,80	155.719
E.E. Galápagos	370,16	1.290	45,18	277,23	6.559	769,67	14.397
E.E. Norte	6.572,72	19.537	557,84	7.612,11	131.291	18.973,68	277.508
E.E. Quito	9.344,93	44.279	3.101,46	11.219,87	305.171	48.492,52	1.267.270
E.E. Riobamba	4.538,18	15.227	313,77	5.700,69	80.392	10.719,28	190.431
E.E. Sur	8.828,04	20.478	403,75	5.825,88	76.133	9.507,44	229.987

La tabla Nro. 4 y figura Nro. 6 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a diciembre 2023.



**Tabla Nro 4:** Cantidad de consumidores, diciembre 2023

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	612.343	73.299	2.110	5.230	692.982	46	693.028
CNEL-Guayas Los Ríos	342.745	20.458	809	6.197	370.209	16	370.225
CNEL-Manabí	327.778	18.666	501	5.339	352.284	8	352.292
CNEL-El Oro	252.212	18.751	1.573	3.837	276.373	3	276.376
CNEL-Sto. Domingo	241.414	27.254	286	3.418	272.372	4	272.376
CNEL-Milagro	147.734	12.070	186	1.666	161.656	4	161.660
CNEL-Esmeraldas	121.212	7.800	322	2.459	131.793	3	131.796
CNEL-Los Ríos	141.457	7.849	335	1.861	151.502	2	151.504
CNEL-Sta. Elena	128.053	9.323	195	2.253	139.824	4	139.828
CNEL-Sucumbíos	94.478	12.198	459	2.512	109.647	1	109.648
CNEL-Bolívar	66.285	3.744	119	1.467	71.615	-	71.615
<b>CNEL EP</b>	<b>2.475.711</b>	<b>211.412</b>	<b>6.895</b>	<b>36.239</b>	<b>2.730.257</b>	<b>91</b>	<b>2.730.348</b>
E.E. Quito	1.092.390	145.216	12.117	18.188	1.267.911	155	1.268.066
E.E. Centro Sur	392.593	37.819	4.874	6.991	442.277	9	442.286
E.E. Ambato	266.318	30.486	6.132	5.635	308.571	6	308.577
E.E. Norte	242.449	29.014	2.681	3.543	277.687	6	277.693
E.E. Sur	202.747	19.253	1.256	6.933	230.189	2	230.191
E.E. Riobamba	166.958	19.599	662	3.306	190.525	3	190.528
E.E. Cotopaxi	138.212	12.127	3.373	2.090	155.802	4	155.806
E.E. Azogues	37.259	2.702	430	610	41.001	1	41.002
E.E. Galápagos	11.238	2.431	183	558	14.410	-	14.410
<b>Empresas Eléctricas</b>	<b>2.550.164</b>	<b>298.647</b>	<b>31.708</b>	<b>47.854</b>	<b>2.928.373</b>	<b>186</b>	<b>2.928.559</b>
<b>Total</b>	<b>5.025.875</b>	<b>510.059</b>	<b>38.603</b>	<b>84.093</b>	<b>5.658.630</b>	<b>277</b>	<b>5.658.907</b>

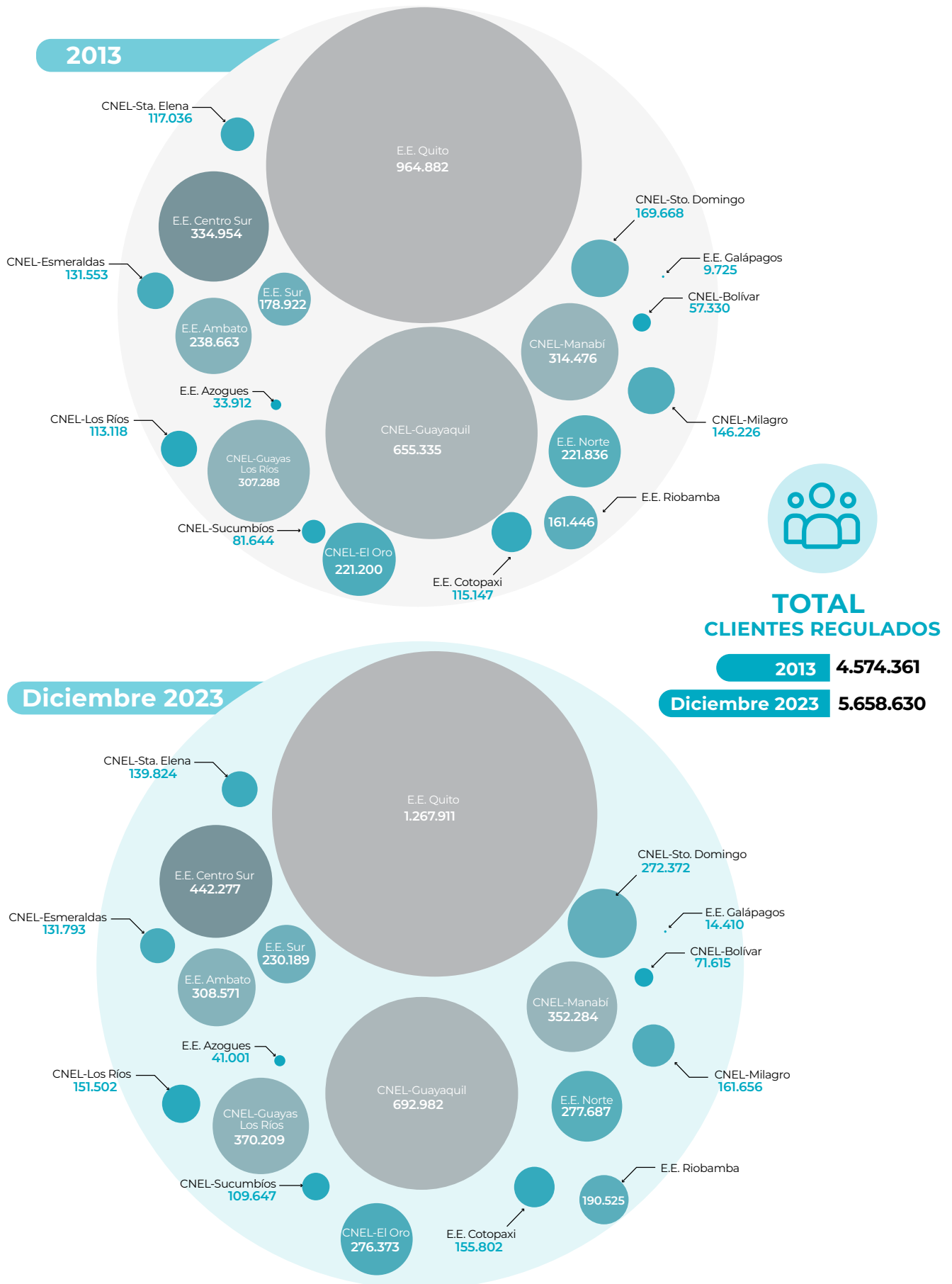
En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como consumidores regulados a los suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado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

En la figura Nro. 5, se aprecia el incremento de usuarios durante el periodo 2013 a diciembre 2023, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNELEP.





**Figura Nro 5:** Número de consumidores de las empresas eléctricas de distribución de 2013 y diciembre 2023



**TOTAL CLIENTES REGULADOS**

**2013 4.574.361**

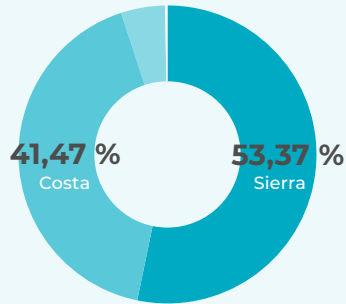
**Diciembre 2023 5.658.630**



Figura Nro 6: Consumidores por provincia, diciembre 2023

Consumidores Regulados

Amazonía 4,90 % 0,25 % Región Insular



REGIÓN INSULAR

14.410 Consumidores

0,25 %

Galápagos 14.410

SIERRA

3.020.280 Consumidores

53,37 %

Carchi	62.763
Imbabura	174.166
Pichincha	1.309.435
Santo Domingo de los Tsáchilas	177.896
Cotopaxi	157.501
Bolívar	70.542
Tungurahua	235.756
Chimborazo	194.784
Cañar	101.080
Azuay	350.057
Loja	186.300

COSTA

2.346.665 Consumidores

41,47 %

AMAZONIA

277.275 Consumidores

4,90 %

Esmeraldas	139.179
Manabí	428.082
Los Ríos	251.661
Guayas	1.168.601
Santa Elena	106.001
El Oro	253.141

Sucumbíos	63.514
Napo	39.976
Orellana	46.919
Pastaza	33.862
Morona Santiago	54.442
Zamora Chinchipe	38.562

**CAP**  
**02**

**BALANCE NACIONAL**  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PANORAMA  
**ELÉCTRICO**

EDICIÓN 21

# BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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



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

Potencia en Generación de Energía Eléctrica	Dic 2023 (MW)	Dic 2022 (MW)	Variación 2023-2022
<b>Nominal</b>	8.899,58	8.864,37	0,40
<b>Renovable</b>	5.445,10	5.425,72	0,36
<b>Hidráulica</b>	5.192,30	5.191,30	0,02
<b>Eólica</b>	71,13	53,15	33,83
<b>Fotovoltaica</b>	29,06	28,65	1,41
<b>Biomasa</b>	144,30	144,30	-
<b>Biogás</b>	8,32	8,32	-
<b>No Renovable</b>	3.454,47	3.438,65	0,46
<b>MCI</b>	2.048,00	2.033,18	0,73
<b>Turbogás</b>	944,85	943,85	0,11
<b>Turbovapor</b>	461,63	461,63	-
<b>Interconexión</b>	650,00	650,00	-
<b>Colombia</b>	540,00	540,00	-
<b>Perú</b>	110,00	110,00	-

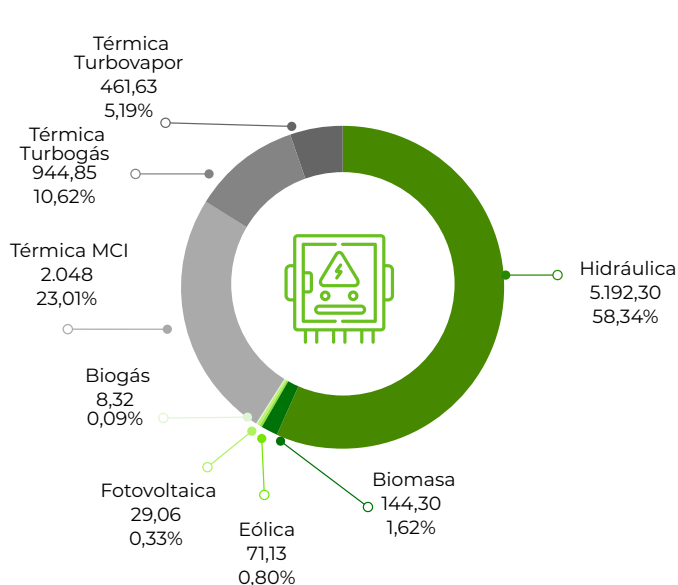
  

Potencia en Generación de Energía Eléctrica	Dic 2023 (MW)	Dic 2022 (MW)	Variación 2023-2022
<b>Efectiva</b>	8.254,45	8.219,55	0,42
<b>Renovable</b>	5.395,21	5.372,40	0,42
<b>Hidráulica</b>	5.152,31	5.151,31	0,02
<b>Eólica</b>	71,13	49,72	43,07
<b>Fotovoltaica</b>	28,17	27,76	1,46
<b>Biomasa</b>	136,40	136,40	-
<b>Biogás</b>	7,20	7,20	-
<b>No Renovable</b>	2.859,24	2.847,16	0,42
<b>MCI</b>	1.636,39	1.625,11	0,69
<b>Turbogás</b>	791,35	790,55	0,10
<b>Turbovapor</b>	431,50	431,50	-
<b>Interconexión</b>	635,00	635,00	-
<b>Colombia</b>	525,00	525,00	-
<b>Perú</b>	110,00	110,00	-

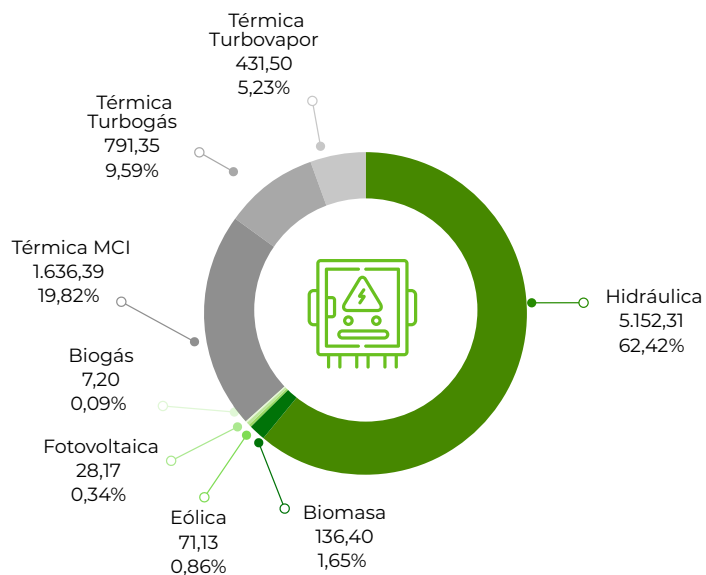




**Figura Nro. 7: Potencia nominal (MW), diciembre 2023**



**Figura Nro. 8: Potencia efectiva (MW), diciembre 2023**

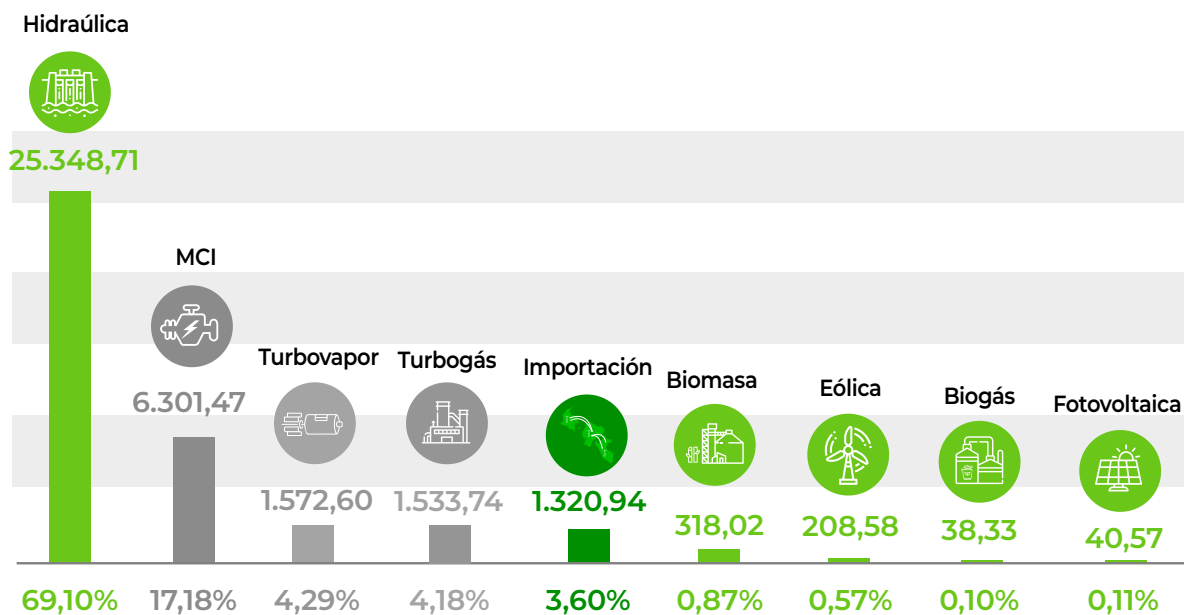


**Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (2/6)**

Producción de Energía e Importaciones	2023 GWh	2022 GWh	Variación 2023 - 2022 %
<b>Total</b>	36.682,97	33.478,63	9,57
<b>Nacional</b>	35.632,03	33.012,80	7,12
<b>Renovable</b>	35.632,03	25.123,93	3,30
<b>Hidráulica</b>	25.348,71	24.635,16	2,90
<b>Eólica</b>	208,58	60,60	244,22
<b>Fotovoltaica</b>	40,57	38,50	5,37
<b>Biomasa</b>	318,02	348,08	(8,64)
<b>Biogás</b>	38,33	41,59	(7,83)
<b>No Renovable</b>	9.407,81	7.888,88	19,25
<b>MCI</b>	6.301,47	5.370,88	17,33
<b>Turbogás</b>	1.533,74	1.021,54	50,14
<b>Turbop vapor</b>	1.572,60	1.496,46	5,09
<b>Importación</b>	1.320,94	465,83	183,57
<b>Colombia</b>	1.296,58	465,30	178,65
<b>Perú</b>	24,37	0,53	4.517,08



**Figura Nro. 9:** Producción de energía e importaciones (GWh), a diciembre 2023

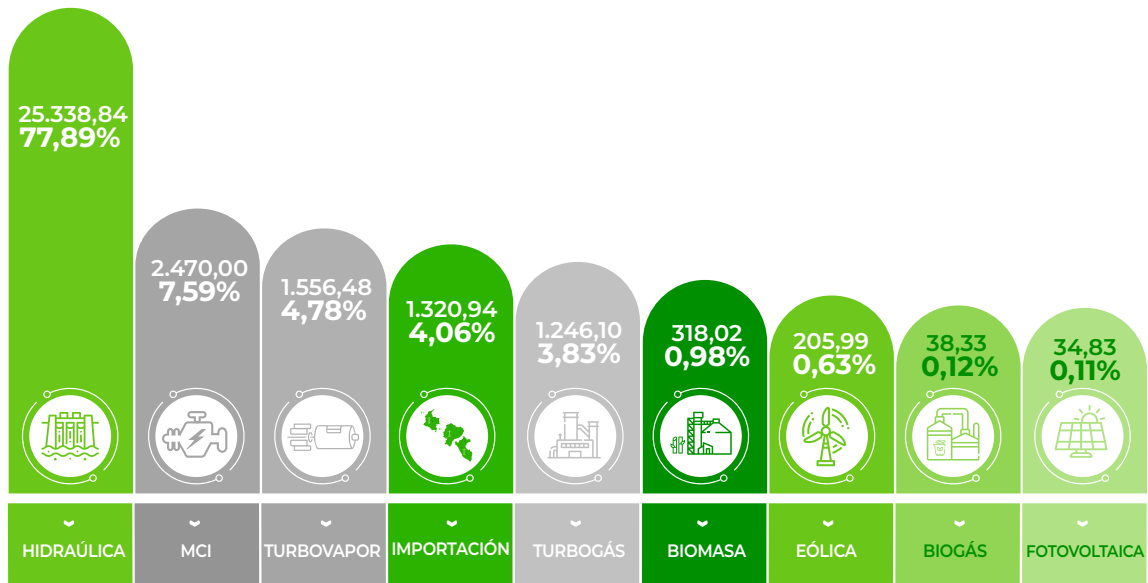


**Tabla Nro. 5:** Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

Producción de Energía e Importaciones	2023 GWh	2022 GWh	Variación 2023 - 2022 %
<b>SNI</b>	32.529,53	29.328,83	10,91
<b>Nacional</b>	31.208,59	28.863,00	8,13
<b>Renovable</b>	25.936,01	25.105,23	3,31
<b>Hidráulica</b>	25.338,84	24.624,39	2,90
<b>Eólica</b>	205,99	57,89	255,85
<b>Fotovoltaica</b>	34,83	33,28	4,65
<b>Biomasa</b>	318,02	348,08	(8,64)
<b>Biogás</b>	38,33	41,59	(7,83)
<b>No Renovable</b>	5.272,58	3.757,77	40,31
<b>MCI</b>	2.470,00	1.557,76	58,56
<b>Turbogás</b>	1.246,10	703,56	77,11
<b>Turbovapor</b>	1.556,48	1.496,45	4,01
<b>Importación</b>	1.320,94	465,83	183,57
<b>Colombia</b>	1.296,58	465,30	178,65
<b>Perú</b>	24,37	0,53	4.517,08



**Figura Nro. 10:** Producción de energía e importaciones SNI (GWh), diciembre 2023

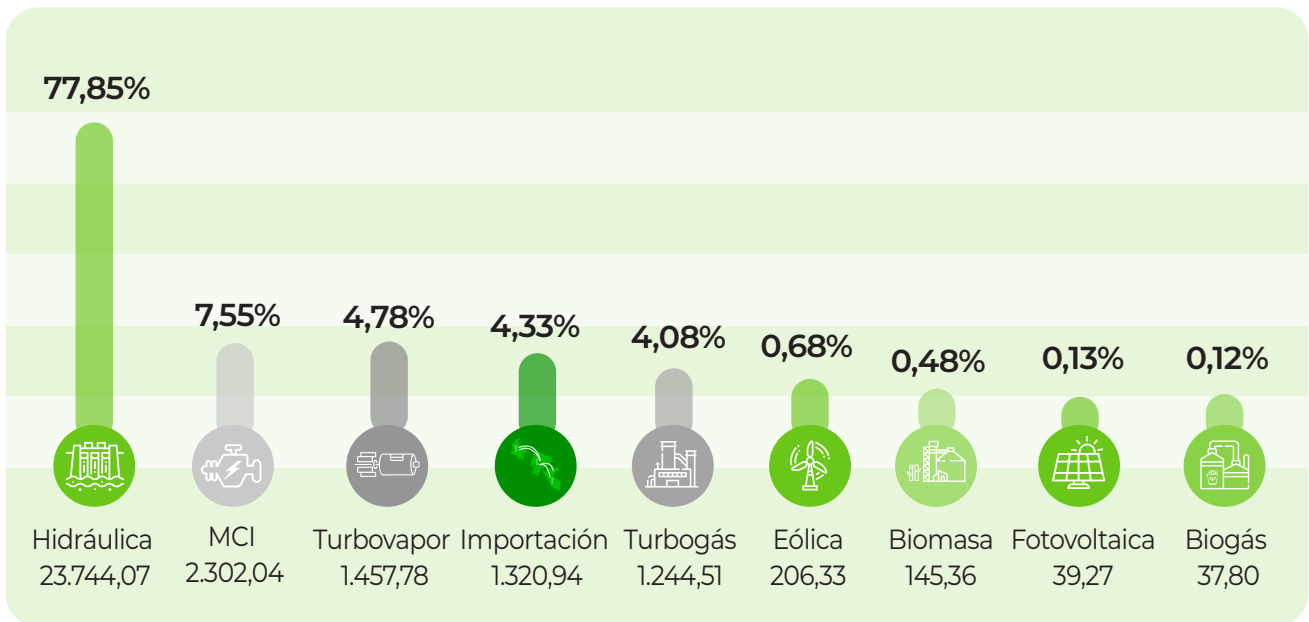


**Tabla Nro. 5:** Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

Energía Entregada	2023 GWh	2022 GWh	Variación 2023 - 2022 %
<b>Servicio Público</b>	30.498,10	27.370,79	11,43
<b>Nacional</b>	29.177,16	26.904,96	8,45
<b>Renovable</b>	24.172,83	23.342,83	3,56
<b>Hidráulica</b>	23.744,07	23.058,85	2,97
<b>Eólica</b>	206,33	59,55	246,46
<b>Fotovoltaica</b>	39,27	37,41	4,97
<b>Biomasa</b>	145,36	145,54	(0,12)
<b>Biogás</b>	37,80	41,48	(8,87)
<b>No Renovable</b>	5.004,33	3.562,13	40,49
<b>MCI</b>	2.302,04	1.494,29	54,06
<b>Turbogás</b>	1.244,51	685,29	81,60
<b>Turbovapor</b>	1.457,78	1.382,55	5,44
<b>Importación</b>	1.320,94	465,83	183,57
<b>Colombia</b>	1.296,58	465,30	178,65
<b>Perú</b>	24,37	0,53	4.517,08



**Figura Nro. 11:** Energía entregada para servicio público (GWh), diciembre 2023








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

Energía Entregada	2023 GWh	2022 GWh	Variación 2023 - 2022 %
<b>Total</b>	<b>32.279,54</b>	<b>29.128,40</b>	<b>10,82</b>
Servicio Público	30.498,10	27.370,79	11,43
Demanda No Regulada	1.781,43	1.757,61	1,36
Pérdidas de Energía en Transmisión	1.463,68	1.299,11	12,67
Energía Disponible	30.815,86	27.829,29	10,73
Exportación	543,07	190,79	184,64
Colombia	530,09	159,15	233,07
Perú	12,99	31,64	(58,96)
Sistemas de Distribución	30.272,78	27.638,49	9,53
Consumo Total Energía Eléctrica <sup>(1)</sup>	25.724,87	23.975,90	7,29
Pérdidas de Energía en Distribución	4.547,92	3.662,60	24,17
Técnicas	1.936,70	1.720,55	12,56
No Técnicas	2.611,22	1.942,05	34,46
	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas Porcentuales en Distribución	15,02	13,25	1,77
Técnicas	6,40	6,23	0,17
No Técnicas	8,63	7,03	1,60

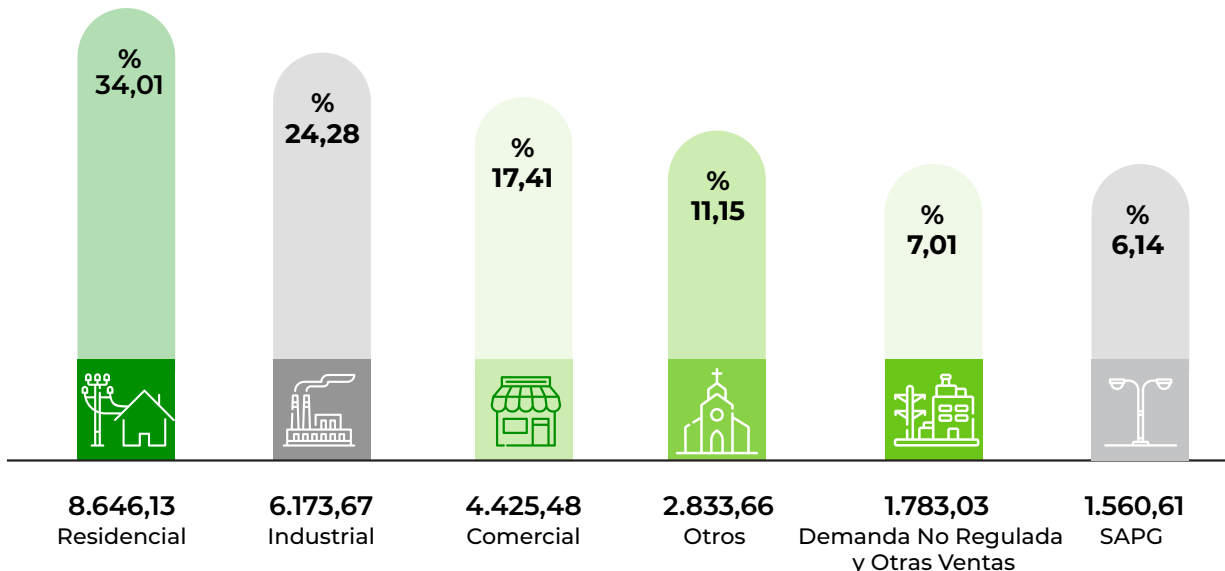
1. Valor obtenido de los balances de energía reportados por las empresas distribuidoras.



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

Energía Facturada por Servicio Eléctrico	2023 GWh	2022 GWh	Variación 2023 - 2022 %
<b>Total</b>	<b>25.422,58</b>	<b>23.879,65</b>	<b>6,46</b>
Demanda Regulada	23.639,55	22.120,69	6,87
 <b>Residencial</b>	8.646,13	7.832,94	10,38
 <b>Industrial</b>	6.173,67	6.125,80	0,78
 <b>Comercial</b>	4.425,48	3.999,92	10,64
 <b>Otros</b>	2.833,66	2.640,63	7,31
 <b>SAPG</b>	1.560,61	1.521,40	2,58
Demanda No Regulada y Otras Ventas <sup>(1)</sup>	1.783,03	1.758,95	1,37
<b>Valores Facturados y Recaudados</b>	<b>MUSD</b>	<b>MUSD</b>	<b>%</b>
Facturación Servicio Eléctrico	2.209,51	2.046,34	7,97
Recaudación Servicio Eléctrico <sup>(2)</sup>	2.142,99	2.023,16	5,92
<b>Indicadores de Calidad del Servicio Técnico</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Frecuencia Media de Interrupción (FMIK)	6,05	5,28	14,60
Tiempo Total de Interrupción (TTIK)	7,50	5,93	26,61

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

**Figura Nro. 12:** Consumo de energía (GWh), 2023

# CAP 03

## DEMANDA DE POTENCIA NACIONAL



# DEMANDA

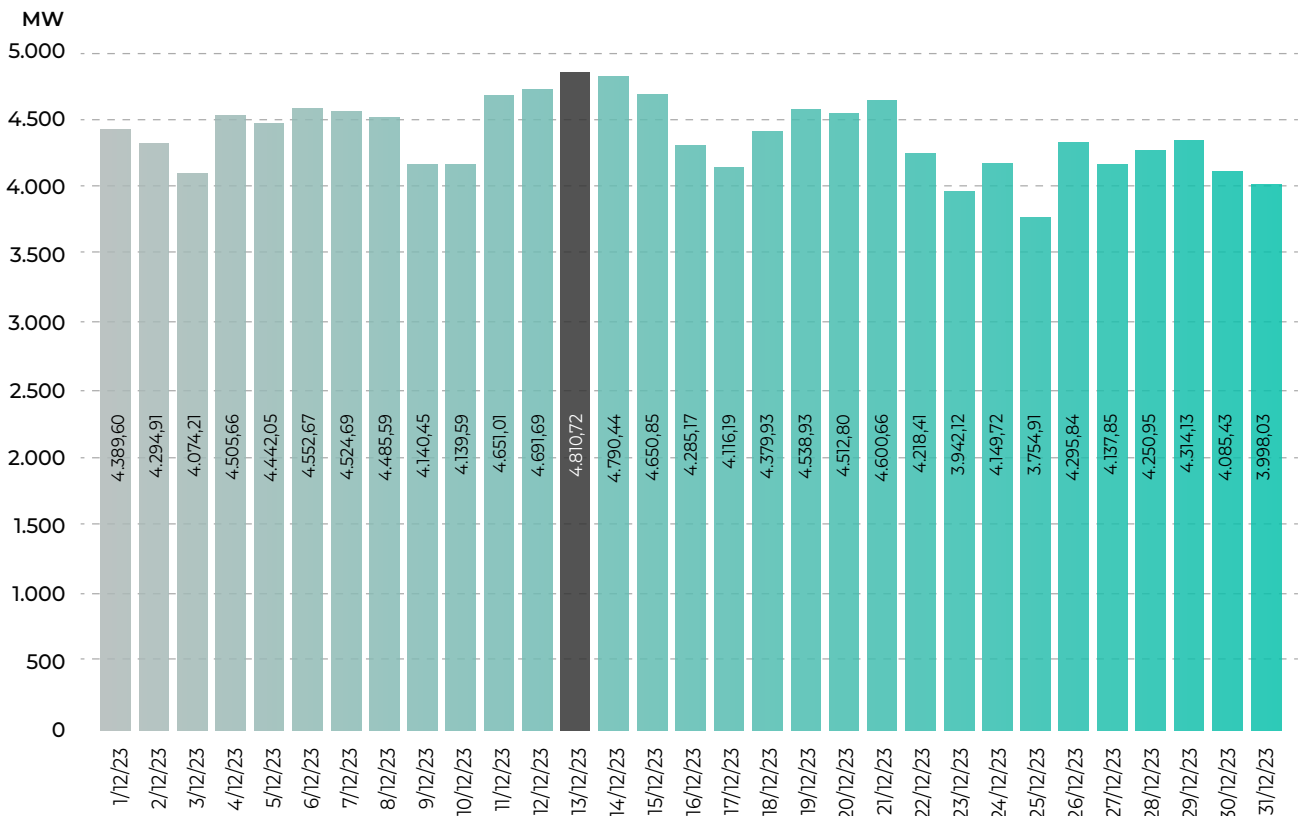
## DE POTENCIA NACIONAL

### 3.1 Demanda diaria, diciembre 2023

En la figura Nro. 13 se presenta la demanda diaria máxima obtenida en diciembre 2023. El valor máximo mensual se registró el 13 de diciembre, con una demanda de 4.810,72 MW.



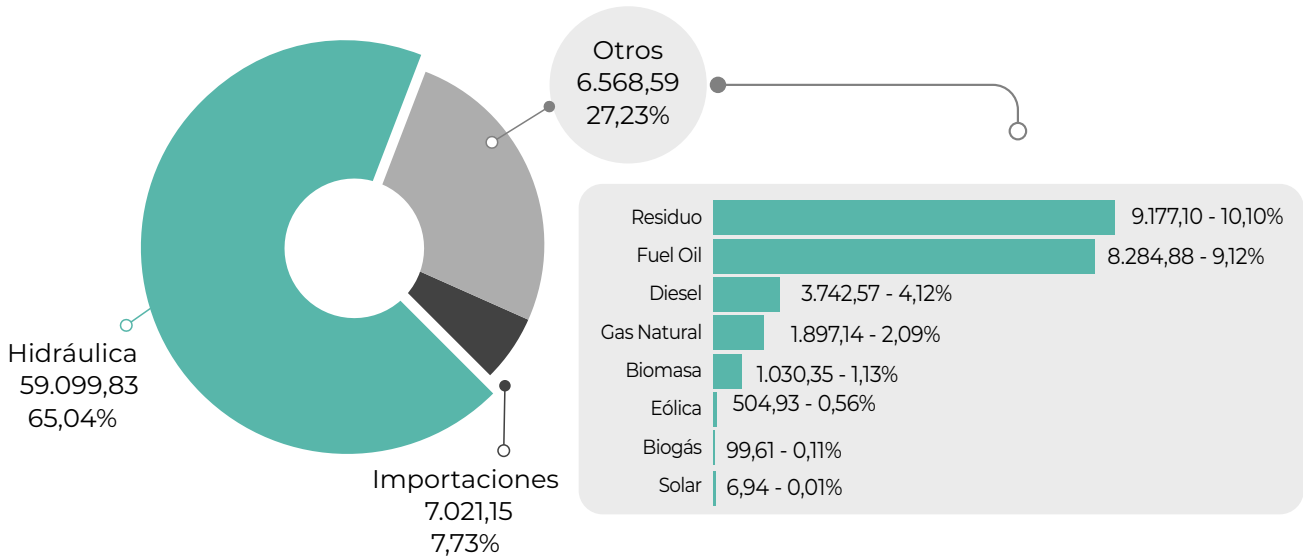
**Figura Nro. 13:** Demanda máxima diaria (MW), diciembre 2023



La figura Nro. 14 detalla la producción energética para el día de máxima demanda del mes de diciembre, en donde el 65,04% (59.099,83 MWh) de la demanda fue abastecida con generación hidráulica, 25,43 % (23.101,69 MWh) con generación térmica, el 1,81 % (1.641,83 MWh) con ERNC. Este día se registra una importación del 7,73% (7.021,15 MWh).



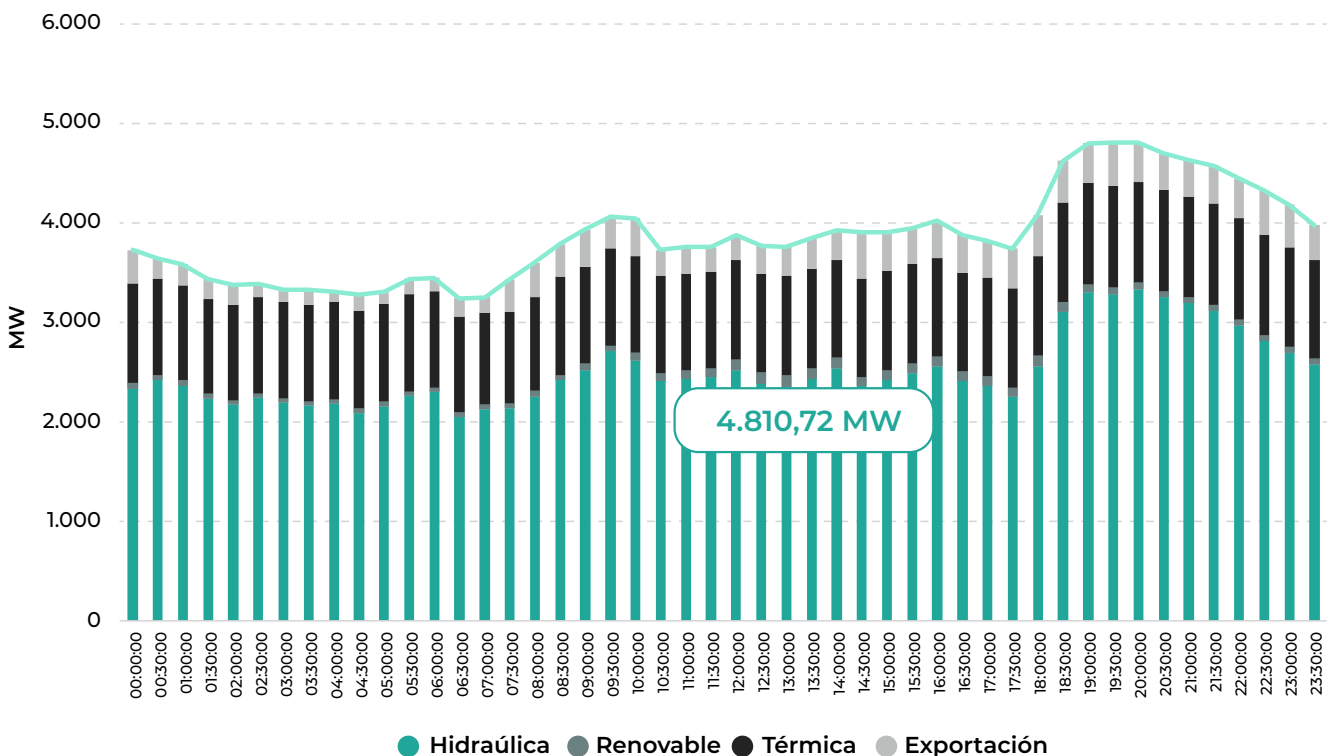
**Figura Nro. 14:** Producción energética día máxima demanda, diciembre 2023 (MWh)



En la figura Nro. 15 se presenta la curva de carga horaria para el día de máxima demanda del mes de diciembre, esta demanda se registra a las 19h30 con un valor de 4.810,72 MW, con la siguiente composición 68,37% hidrología, 1,35% con ERNC y 21,11% con generación térmica; con respecto a la importación, se registra una potencia importada de 441,30 MW que representan el 9,17% de la producción total del día.



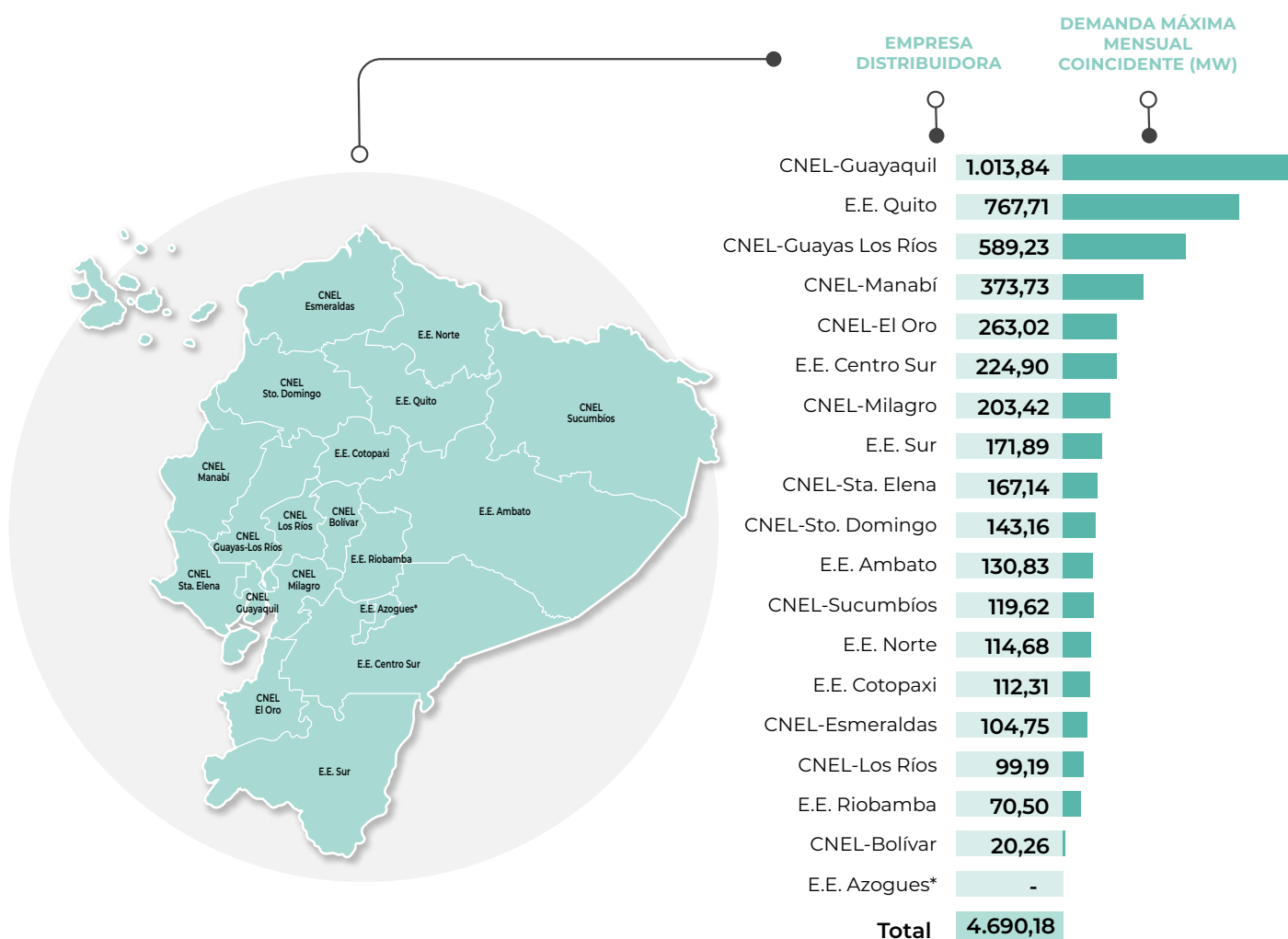
**Figura Nro. 15:** Curva de carga día demanda máxima, diciembre 2023 (MW)



En la figura Nro. 16 se presentan las demandas máximas no coincidentes del mes de diciembre 2023, segmentadas por empresas distribuidoras. El valor máximo mensual alcanzó un valor de 4.690,18 MW.



**Figura Nro. 16:** Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, diciembre 2023



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

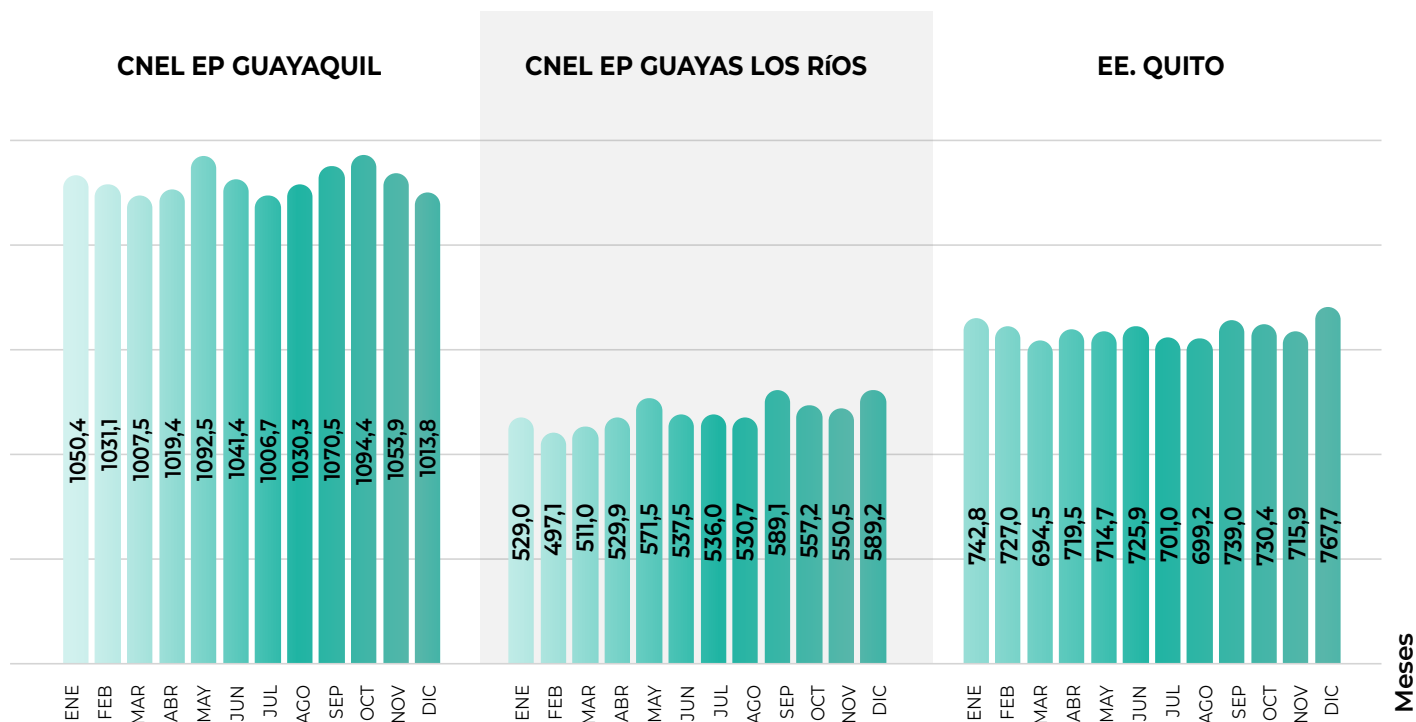
Las distribuidoras con mayor consumo del día de máxima demanda del mes fueron:

1. CNEL EP Guayaquil con 1.013,84 MW
2. Empresa Eléctrica Quito con 767,71 MW
3. CNEL EP Guayas – Los Ríos con 589,23 MW

En la figura Nro. 17 se presentan las demandas máximas no coincidentes mensuales de las distribuidoras con mayor consumo para el 2023.



**Figura Nro. 17:** Demanda máxima no coincidente (MW) mensual por distribuidora, 2023





## 3.2 Demanda máxima año móvil (enero - diciembre 2023)

La tabla Nro. 6 muestra el valor máximo de la demanda de potencia en el año móvil (enero - diciembre 2023), segmentada por el tipo de generación utilizada para su suministro. Cabe mencionar que el abastecimiento de la demanda a través de energía renovable no convencional contempla el uso de centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.



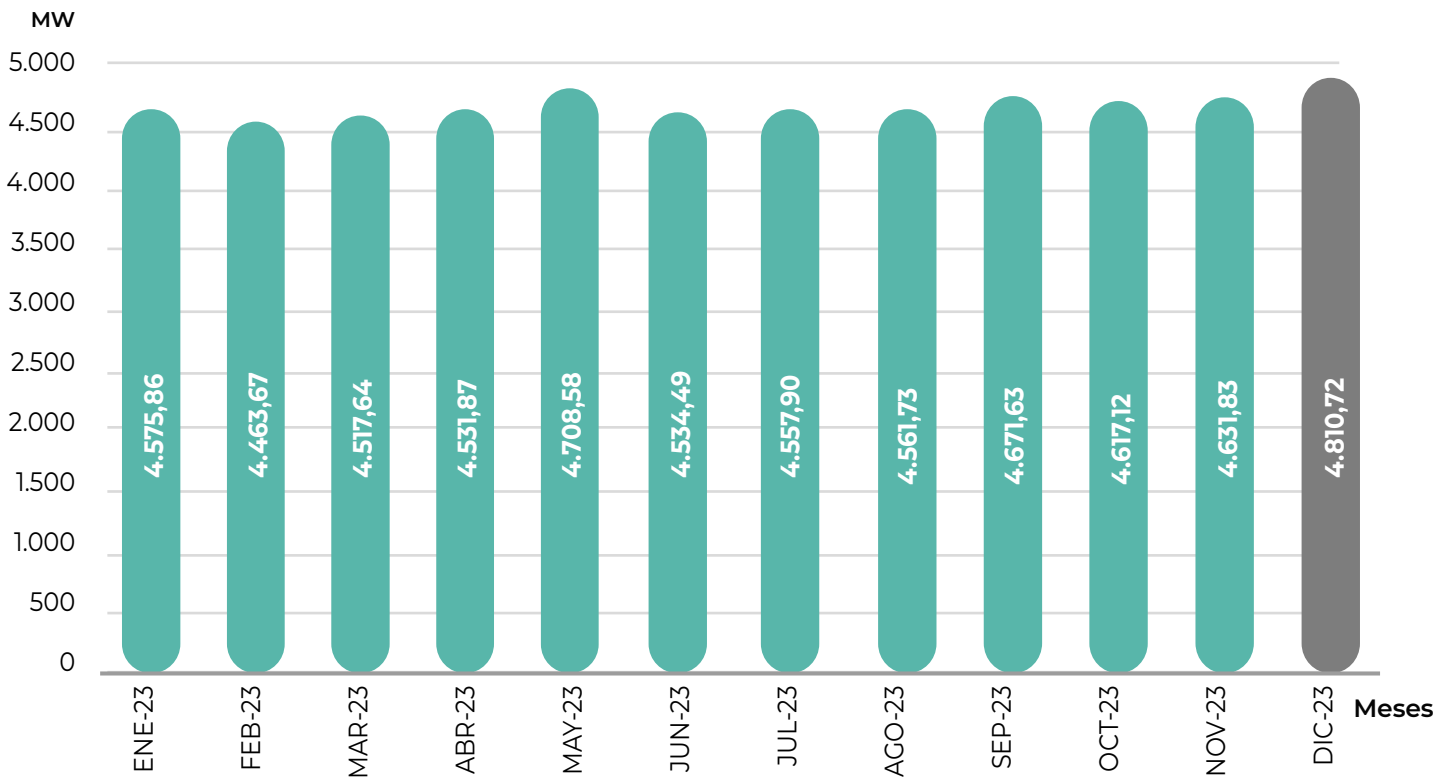
**Tabla Nro. 6:** Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

Año	Mes	Demanda máxima mensual (MW)	Demanda Máxima por tecnología de generación (MW)		
			Hidráulica	Renovable no convencional	Térmica
2023	Enero	4.575,86	3.266,78	65,51	1.018,32
	Febrero	4.463,67	3.502,61	72,89	1.007,84
	Marzo	4.517,64	4.067,90	72,13	674,30
	Abril	4.531,87	4.170,11	74,73	623,59
	Mayo	4.708,58	4.184,97	67,52	622,50
	Junio	4.534,49	4.116,29	74,68	396,29
	Julio	4.557,90	4.161,72	78,77	404,91
	Agosto	4.561,73	4.214,06	51,12	529,87
	Septiembre	4.671,63	3.561,47	149,29	944,00
	Octubre	4.617,12	3.441,36	144,64	1.013,49
	Noviembre	4.631,83	3.066,40	136,68	1.079,62
	Diciembre	4.810,72	3.338,29	117,86	1.016,35

En la figura Nro. 18 se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil. Dentro de este período de análisis en diciembre de 2023 se registró el valor más alto de la demanda máxima, el cual alcanzó un total de 4.810,72 MW.



**Figura Nro. 18:** Demanda máxima mensual (MW), 2023



### 3.3 Evolución histórica de la demanda máxima, período 2014 - 2023

En un período de 10 años (2023), la demanda de potencia máxima pasó de 3.502,64 MW en el 2014 a 4.810,72 MW en el 2023, registrando un incremento del 37,35%. La tabla Nro. 7 resume el detalle de las demandas máximas del período de análisis y la figura Nro.18 muestra el despliegue de la demanda plurianual.



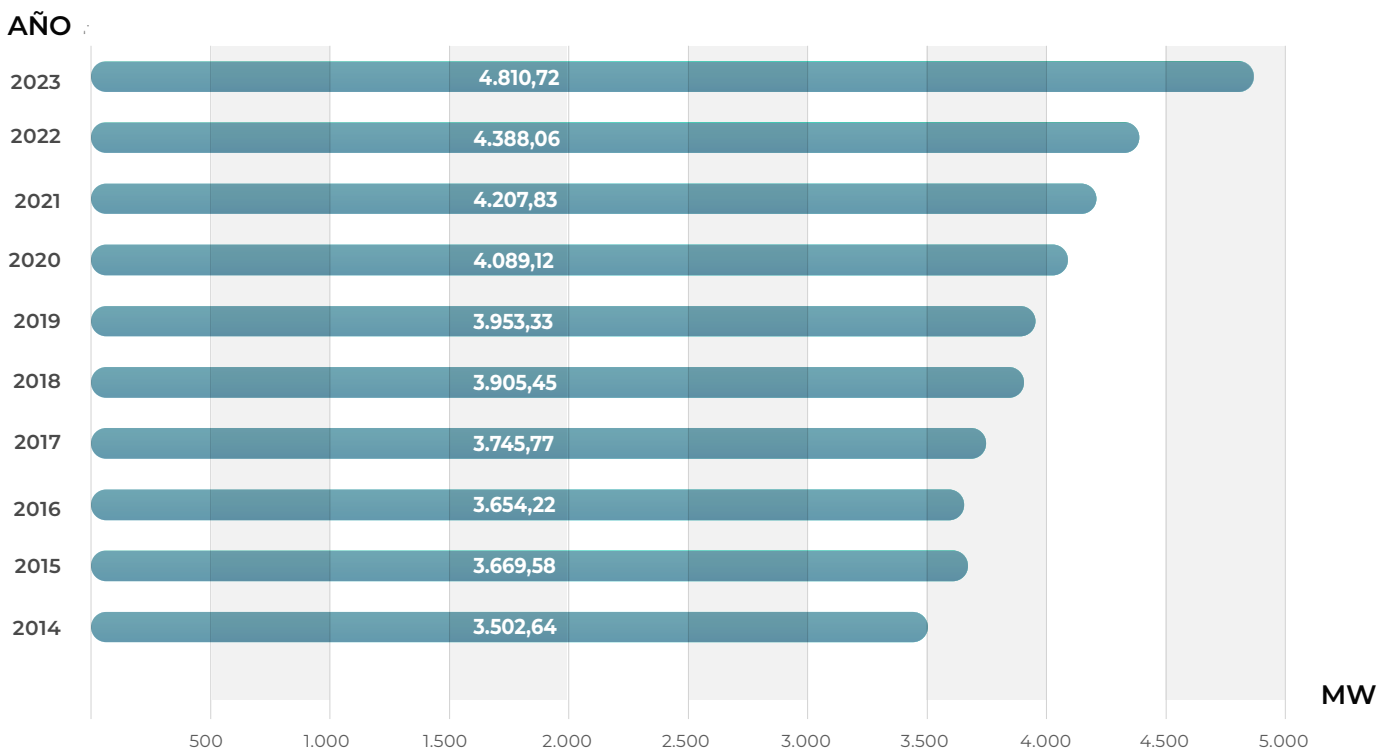


**Tabla Nro. 7:** Demanda máxima de potencia (MW), plurianual

MES \ AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	3.324,28	3.504,00	3.593,10	3.689,18	3.815,28	3.903,44	4.083,08	4.018,40	4.161,71	4.517,64
Febrero	3.324,14	3.523,27	3.638,11	3.645,86	3.748,54	3.906,90	4.089,12	4.061,84	4.152,33	4.531,87
Marzo	3.369,52	3.540,40	3.654,22	3.692,24	3.905,45	3.886,47	4.032,18	4.101,68	4.252,73	4.708,58
Abril	3.402,35	3.606,74	3.583,04	3.683,19	3.902,63	3.941,81	3.458,73	4.076,13	4.388,06	4.534,49
Mayo	3.396,90	3.601,99	3.586,75	3.687,69	3.816,81	3.949,94	3.626,89	4.051,04	4.238,00	4.557,90
Junio	3.399,01	3.559,68	3.624,79	3.561,15	3.673,05	3.778,59	3.633,50	3.892,24	4.077,14	4.561,73
Julio	3.352,43	3.525,24	3.450,27	3.435,24	3.617,14	3.701,49	3.650,21	3.949,03	4.114,26	4.671,63
Agosto	3.292,97	3.471,17	3.490,36	3.577,25	3.585,30	3.668,14	3.712,96	3.960,89	4.075,82	4.617,12
Septiembre	3.307,95	3.544,75	3.490,36	3.577,25	3.799,52	3.697,72	3.820,26	4.062,62	4.146,78	4.631,83
Octubre	3.373,11	3.591,02	3.457,48	3.674,02	3.657,19	3.790,12	3.935,11	4.065,48	4.113,94	4.810,72
Noviembre	3.423,45	3.653,34	3.572,86	3.586,63	3.773,64	3.953,33	3.921,50	4.079,58	4.216,00	4.631,83
Diciembre	3.502,64	3.669,58	3.624,67	3.745,77	3.856,97	3.951,68	3.942,30	4.207,83	4.261,62	4.810,72
Potencia Máxima	3.502,64	3.669,58	3.654,22	3.745,77	3.905,45	3.953,33	4.089,12	4.207,83	4.388,06	4.810,72



**Figura Nro. 19:** Evolución de la demanda máxima periodo 2014-2023



La figura Nro. 20 presenta los valores máximos anuales (móviles) de la demanda de potencia en el período 2014 - 2023. La demanda tiene un comportamiento incremental, cuyo límite inferior es de 3.502, MW en el 2013 y el superior se registra en diciembre de 2023 con un valor de 4.810,72 MW.



**Figura Nro. 20:** Demanda máxima de potencia (MW), plurianual



Puente de Aguarico - Orellana  
Ministerio de Transporte y Obras Públicas



# CAP 04

# PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

PANORAMA  
**ELÉCTRICO**

EDICIÓN 21

# PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En la tabla Nro. 8, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información con corte a diciembre de 2023; la producción de energía alcanzó 35.362,03 GWh.



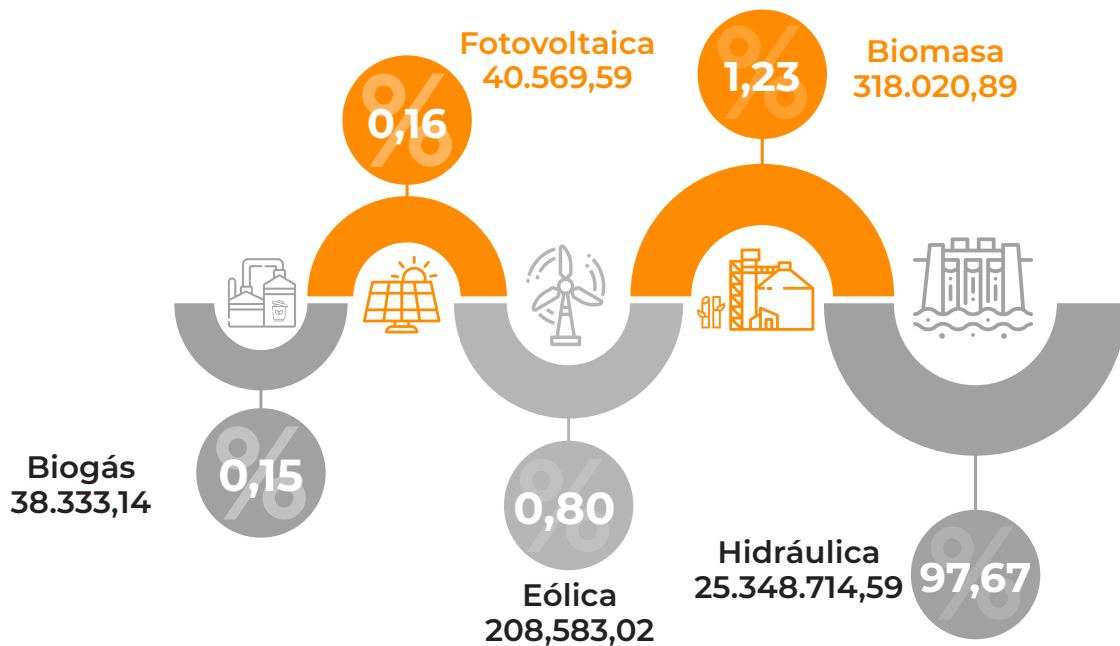
**Tabla Nro. 8:** Energía Bruta (GWh)

Tipo de Central	Diciembre 2023	Enero 2023 - Diciembre 2023	Composición (%)
<b>Energía Renovable</b>			
<b>Hidráulica</b>	1.858,61	25.348,71	71,68
<b>Biomasa</b>	46,83	318,02	0,90
<b>Eólica</b>	13,71	208,58	0,59
<b>Fotovoltaica</b>	3,21	40,57	0,11
<b>Biogás</b>	3,10	38,33	0,11
<b>Total renovable</b>	1.925,46	25.954,22	73,40
<b>Energía No Renovable</b>			
<b>MCI</b>	616,54	6.301,47	17,82
<b>Turbovapor</b>	230,31	1.572,60	4,45
<b>Turbogás</b>	139,59	1.533,74	4,34
<b>Total no renovable</b>	986,44	9.407,81	26,60
<b>Total general</b>	2.911,89	35.362,03	100,00

En la figura Nro. 21, se presenta la composición de energía renovable a diciembre de 2023; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 25.348,71 GWh lo que representó el 97,67 % de la producción de energía renovable.



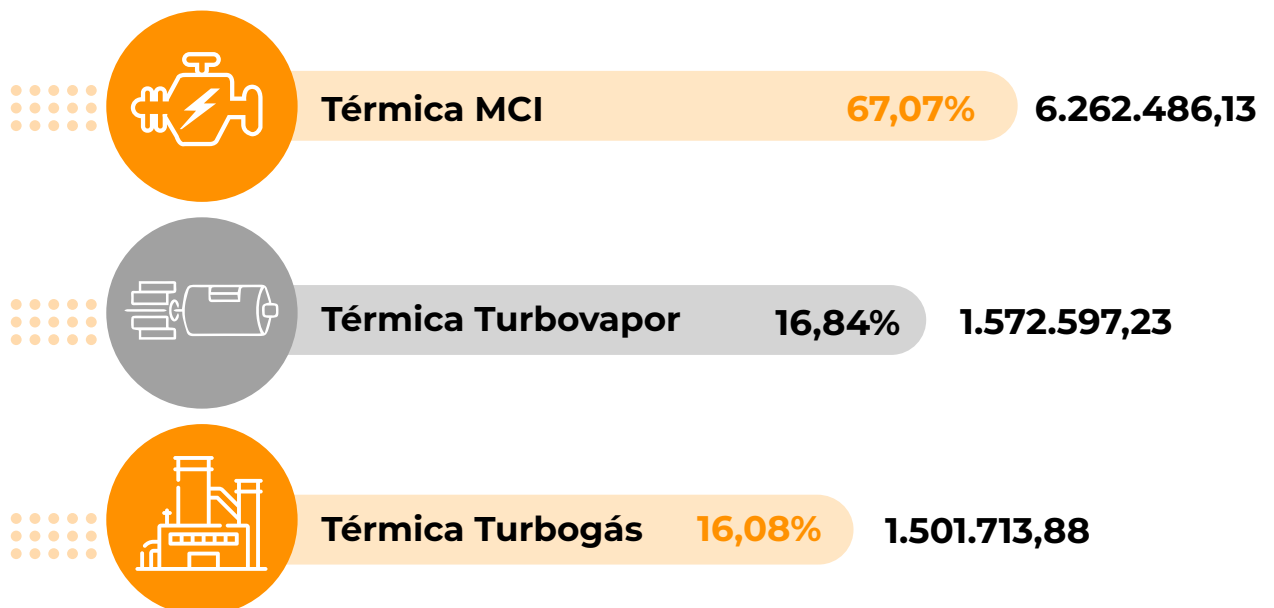
Figura Nro. 21: Energía renovable (GWh)



En la figura Nro. 22, se presenta la composición de energía no renovable con corte a diciembre de 2023; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 6.262,49 GWh lo que representó el 67,07 % de la producción de energía no renovable.



Figura Nro. 22: Energía no renovable (GWh)

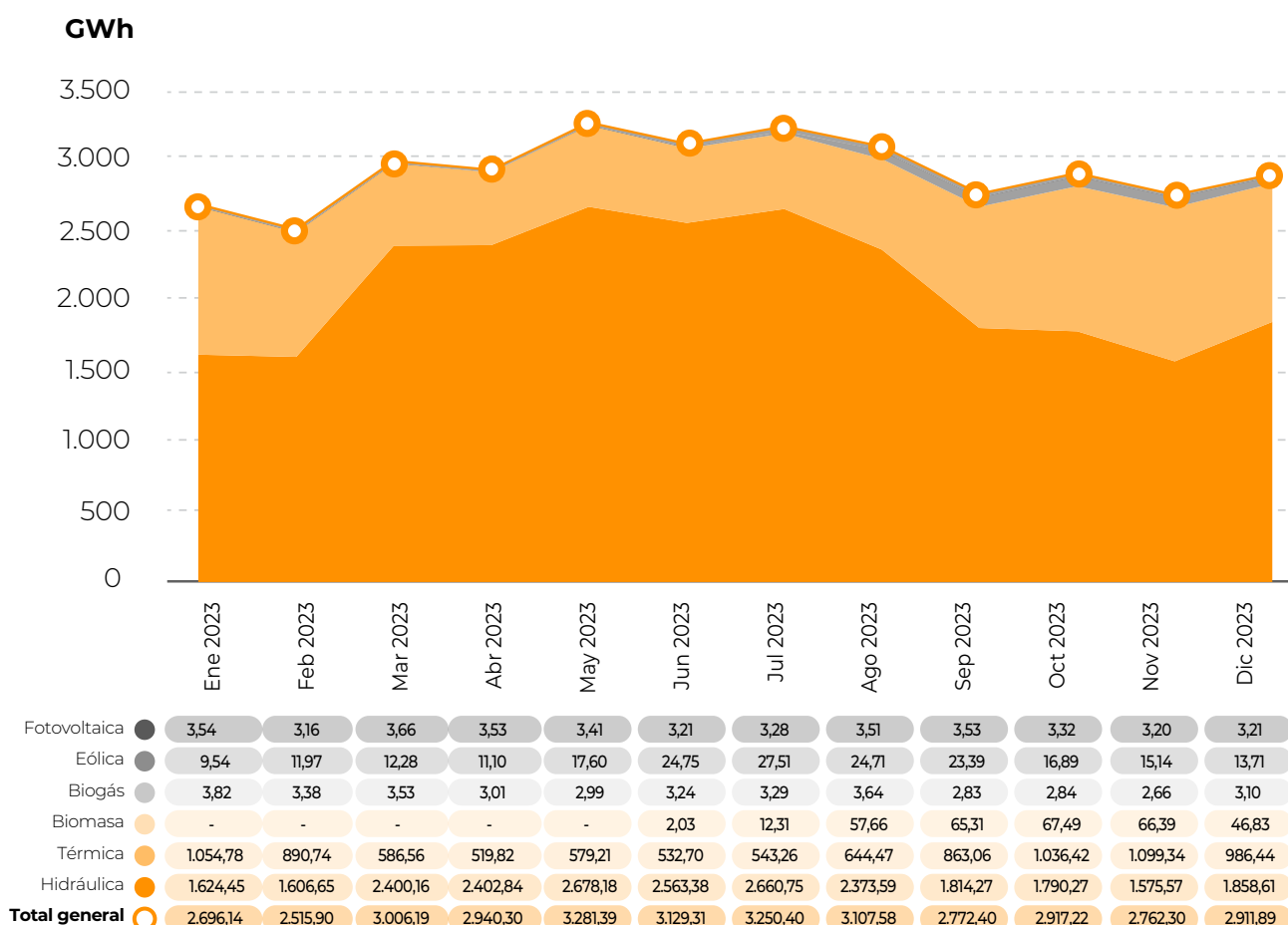




En la figura Nro. 23, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, a diciembre de 2023, registrándose en mayo de 2023 la mayor producción con 3.281,39 GWh.



**Figura Nro. 23:** Energía bruta por tipo de fuente (GWh)

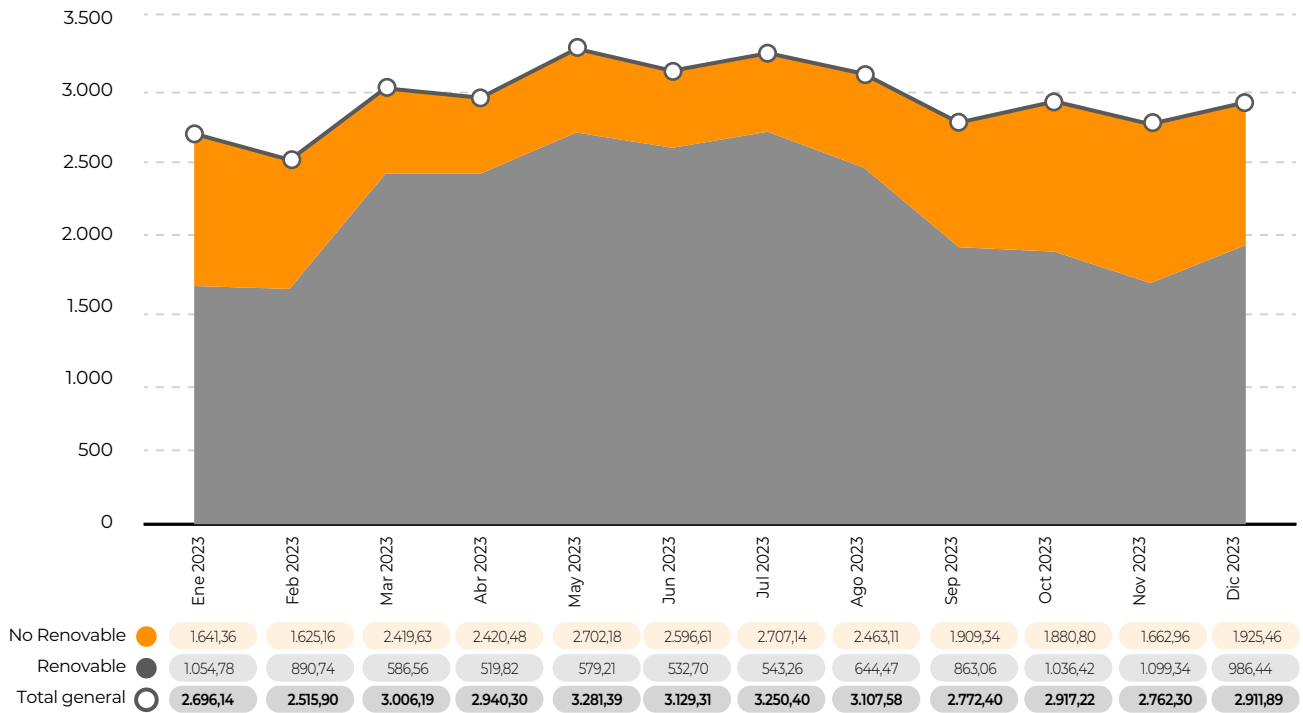


En la figura Nro. 24, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, a diciembre de 2023, registrándose a nivel de todo el sistema que 25.954,22 GWh 73,54 % corresponde a energía renovable y 9.336,80 GWh 26,46 % a energía no renovable.





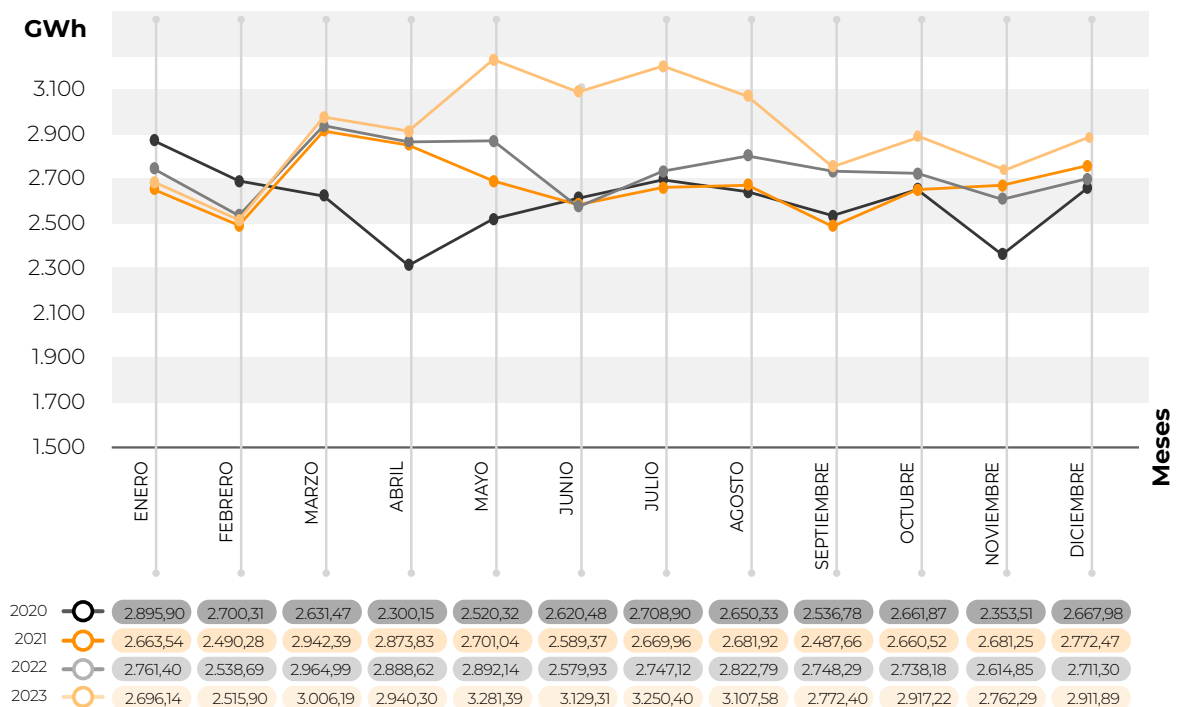
**Figura Nro. 24: Energía bruta renovable y no renovable (GWh)**



En la figura Nro. 25, se presenta un comparativo de la producción mensual de energía eléctrica entre el periodo 2020 - 2023; se observa una marcada disminución de la producción de energía durante el primer semestre del 2020 que coincide con la etapa de confinamiento dispuesta por los temas derivados de la pandemia por Covid-19.



**Figura Nro. 25: Comparativo energía bruta (GWh)**



**CAP**  
**05**

# ANÁLISIS CAUSA-EFECTO

DE PLANES DE PAGO SOBRE DETERIORO  
DE CARTERA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA  
RIOBAMBA S.A.

# ANÁLISIS CAUSA-EFECTO

DE PLANES DE PAGO SOBRE DETERIORO DE CARTERA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

## 5.1 Antecedentes

En el mes de noviembre del 2021, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. migra su sistema comercial al nuevo estándar nacional homologado CIS/CRM de SAP, sistema actualmente instalado en 8 empresas eléctricas S.A., incluido la EERSA, y varias unidades de negocio de la CNEL.

El nuevo sistema comercial imprime una serie de estándares de gestión que de una u otra forma, cada empresa eléctrica de distribución y comercialización debe implementar, como procedimientos de gestión propios en cada institución.

Dentro de los distintos esquemas operacionales, existe uno particularmente interesante, bajo el enfoque de la gestión de cartera como tal.

En la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se dispone desde el año 2020 de un Sistema de Gestión de la Calidad certificado bajo Norma Internacional ISO 9001:2015, el cual determina que la empresa disponga de un modelo de gestión por procesos, con enfoque de pensamiento basado en la gestión de riesgos, con control de ciclo de Deming (PHVA) y bajo concepción de mejora continua.

Todo esto va de la mano con una serie de parámetros de gestión que recientemente se han vuelto disposiciones gubernamentales, ministeriales e incluso de organismos de control.

Dentro del Sistema de Gestión de la Calidad certificado, en lo que se refiere a la Información Documentada, la EERSA dispone actualmente de un total de 136 documentos entre manuales, procedimientos e instructivos, además de una serie de reglamentos vigentes, sin contar la considerable cantidad de formularios y registros codificados y no codificados, todos bajo control del Sistema de Gestión de la Calidad, o SGC, como se lo conoce coloquialmente.

Sobre esta base documental es particularmente interesante para este artículo en específico, el Procedimiento para Gestión y Reportería de Recaudación (REC.855.PO.01), el Procedimiento para Gestión de Cartera Activa (AGN.855.PO.01) y el Instructivo de Planes de Pago (AGN.855.IN.02).

## 5.2 Cartera: conceptos y reportes

El 09/01/2020 se emite oficialmente en el SGC de la EERSA, el “Procedimiento de Gestión de Recaudación”, que, en su versión vigente, la 2.1, emitida oficialmente el 27/07/2023, identificado como “Procedimiento para Gestión y Reportería de la Recaudación”, documento actualizado bajo la nueva plataforma comercial CIS/CRM de SAP, en cuyo numeral 3, recoge las siguientes definiciones relevantes para este artículo:

01

**Cartera activa:**  
cartera de los clientes que se encuentra con servicio.

02

**Cartera corriente:**  
cartera que tiene hasta 30 días de antigüedad.

03

**Cartera vencida:**  
cartera mayor o igual a 31 días de antigüedad en su deuda.



**Nota:** Se muestra el link con el cual se podrá acceder a la copia no controlada de los procedimientos vigentes que se mencionan en este artículo.

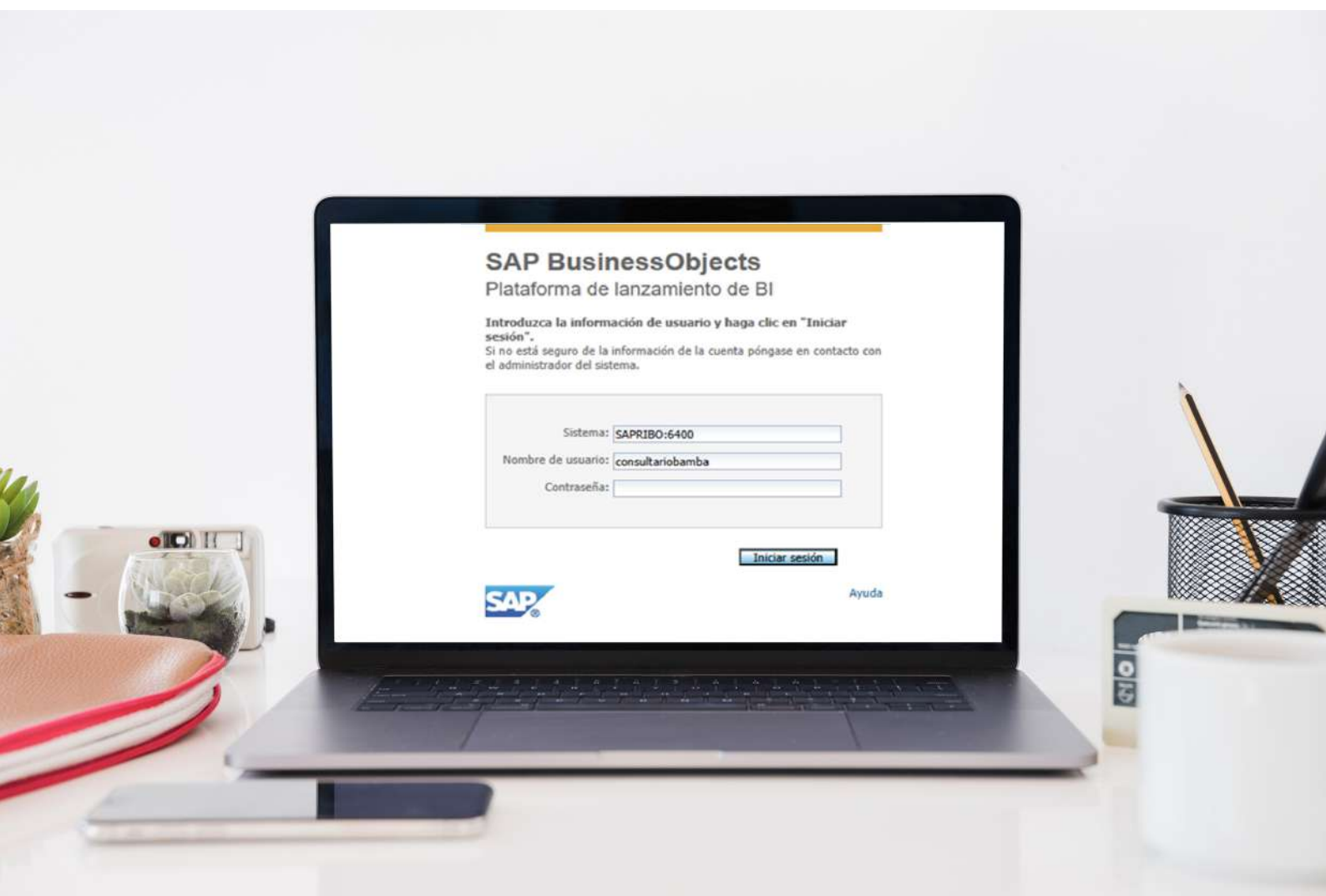


El sistema comercial homologado nacional, CIS/CRM de SAP se comanda desde tres módulos a nivel de software: 1) Web IC, 2) IS-U y 3) BO (Business Object - BI); los dos primeros operan bajo un esquema de usuario y contraseña personal para cada funcionario que interviene en el sistema, con control de registro y habilitación de roles, bajo responsabilidad del Departamento de TICs (Tecnologías de la Información y Comunicación) de la EERSA.

El tercer módulo opera bajo un usuario y clave empresarial, es decir, una única instancia para toda la empresa, proporcionado y controlado por el CTIC (Centro Temporal de Implementación y Competencias) de la Empresa Eléctrica Centro Sur C.A., para todo el país.



**Figura Nro. 26:** Log Main del Sistema de Reportería BO (Business Object - BI) de SAP



La cartera operacional, es decir, sujeta a control mediante procesos de notificación, corte y reconexión, de acuerdo a lo que establece la Regulación Nro. ARCONEL 001/2020 codificada, ha sido monitoreada por medio de varios reportes disponibles por medio del BO de SAP.

El reporte CAR027 (Gestión Cartera Mensual V2.0), es un reporte sumamente útil, siendo analizado mensualmente dentro del alcance de la definición de cartera vencida, expuesto y documentado en el Procedimiento para Gestión y Reportería de la Recaudación, es decir, para antigüedades superiores a 30 días, y bajo dos escenarios:

---

**01.** Sin rubros de cartera de terceros, pero con todos los demás rubros.

---

**02.** Solo rubros energéticos e intereses, tal como operan los reportes de “Formularios 1 y 2” que se remiten mensualmente a la ARCERNR.

---

Una de las herramientas que se encuentran normadas en el Procedimiento para Gestión de Cartera Activa, documento emitido desde: el 27/02/2020 en el Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) certificado para la EERSA, bajo Norma Internacional ISO 9001:2015, cuya versión vigente, la 1.1, emitida el 07/09/2022, considera el denominado “Plan de Pagos”, y su articulación detallada se encuentra documentada en el “Instructivo de Planes de Pago”, documento emitido en el SGC desde el 13/04/2022, y cuya versión vigente, la 0.3, se encuentra vigente desde el 06/01/2023.

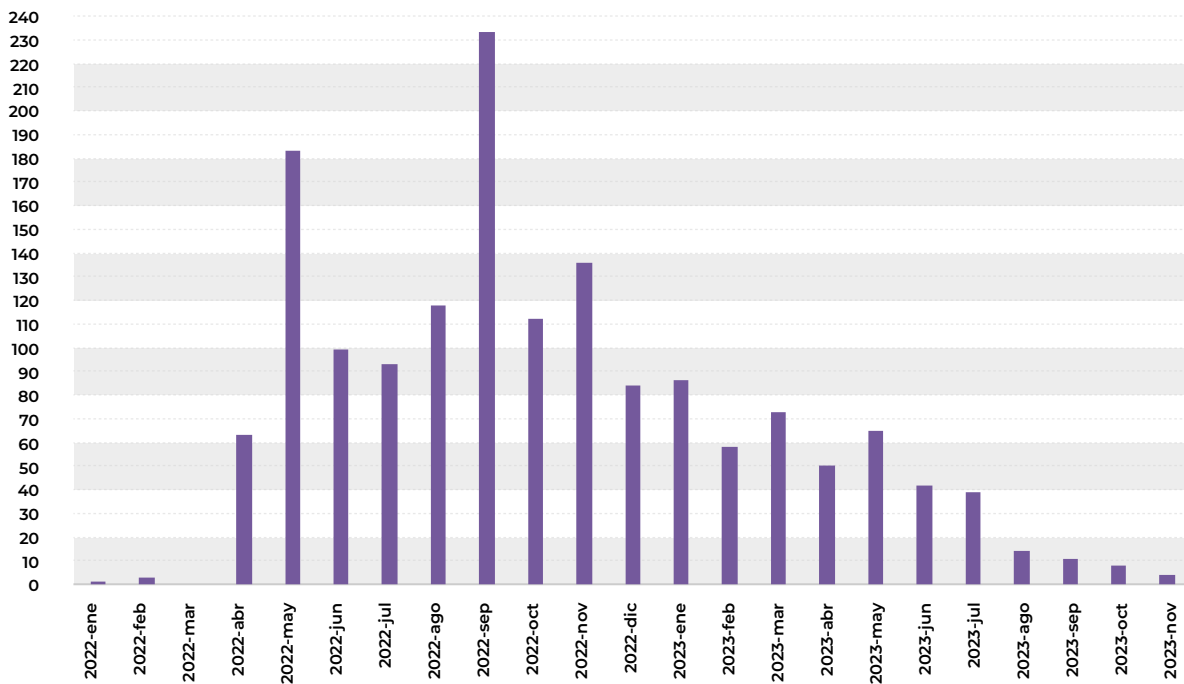
Los planes de pago se pueden monitorear mediante el reporte PLA002 (Planes de pago). A continuación, se puede observar el histórico de emisión de planes de pago en la EERSA.







Figura Nro. 27: Planes de pago firmados mensualmente

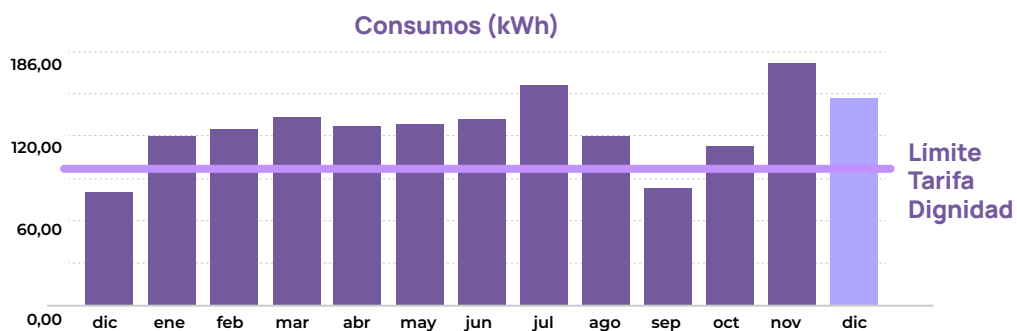


### 5.3 Modelo Matemático de la Aplicación de Planes de Pago como estrategia de reducción de cartera vencida y posible causa para el efecto “Rebote” en deterioro de cartera

A continuación, como ejemplo se muestra el histograma de consumo energético de una cuenta contrato de tarifa residencial PEC, perteneciente a un sistema de medición activo en la provincia de Chimborazo:



Figura Nro. 28: Histograma de consumo de cuenta contrato activa en la EERSA – Dic/2023



Es por completo notorio, que de los datos de kWh (consumo energético eléctrico mensual) se puede calcular la métrica de centralización estadística: “media aritmética”, y la desviación de los datos, como se muestra a continuación:



**Tabla Nro. 9:** Ejemplo de histórico de consumo con cálculo de media aritmética y desviaciones

kWh facturados	Media X	Desviación $X_j$
151	133.83	17.17
177	133.83	43.17
115	133.83	-18.83
86	133.83	-47.83
124	133.83	-9.83
161	133.83	27.17
137	133.83	3.17
133	133.83	-0.83
131	133.83	-2.83
138	133.83	4.17
129	133.83	-4.83
124	133.83	-9.83

En función de esto, se podría fácilmente modelar el consumo durante un intervalo plurimensual de n meses, como:

$$1. \quad kWh_n = \sum_{j=1}^n (\bar{X} + X_j)$$

Para simplificar el modelo, se asumirá que el monto en dólares facturados, durante el mismo período de n meses, corresponde a un valor constante de k dólares por cada kWh consumidor en el mes (sin considerar los detalles que se exponen para cada tarifa, en el pliego tarifario vigente en el 2023), multiplicado por el consumo, es decir:

$$2. \quad USD_n = k \sum_{j=1}^n (\bar{X} + X_j)$$

Lógicamente, la aproximación en 2), no considera valores “constantes” como bomberos (B) o comercialización (C), que también se podría modelar como:

$$3. \quad USD_n = k \sum_{j=1}^n (\bar{X} + X_j) + n(B+C)$$

Por simplicidad del modelo, no se considerará, ni intereses, ni alumbrado público, ni cargos por demanda o penalización por factor de potencia, PEC, etc.

Ahora bien, si se asume que esos n meses del intervalo, corresponde al periodo en el que un determinado usuario está en mora para con la empresa, la expresión 3) se transforma en el monto en dólares que el cliente le debe a la institución.

Por medio de la herramienta nativa de SAP, denominada “Planes de Pago”, se puede tomar el valor pendiente de cobro, retirarlo de la cartera vencida, y trasladarlo a cartera corriente para m meses. Mediante este mecanismo de financiamiento, agravado por la tasa activa mensual del Banco Central del Ecuador, cada cuota simplificada a un modelo constate, sin considerar intereses, es:

$$4. \quad PP_m = \frac{k \sum_{j=1}^n (\bar{X} + X_j) + n(B+C)}{m}$$

La cuota expresada en 4), se incorpora a la facturación periódica en los m meses subsiguientes a la firma del “Plan de Pagos”, quedando primero como un “estadístico” de SAP, es decir, una partida abierta que se puede consultar en cualquier instante de tiempo, mediante la transacción FPL9 en IS-U, hasta que se emita la facturación periódica correspondiente. Esto implica que si bien, matemáticamente desaparece del reporte de cartera vencida, al constar como valor estadístico registrado en el CIS/CRM de SAP, realmente no es cartera recuperada, es un mecanismo de financiamiento para el cliente, y como cartera sigue constando en el reporte de saldos pendientes para la institución. Ahí uno de los temas a considerar al analizar cartera, y saldos, el primero un concepto netamente comercial, y el segundo un concepto completamente financiero.

A continuación, se muestra una cuenta contrato con plan de pagos activo, consultada mediante la transacción FPL9 en IS-U, en donde se puede observar las partidas abiertas generadas por el plan con una identificación con ícono triangular amarillo, valores pendientes de facturarse en meses subsiguientes.



**Figura Nro. 29:** Estado de cuenta – transacción FPL9 IS-U de SAP

Navegación														
Créditos		Anticipos	Totales	Lista pagos	Cronología									
	Soc	Div	Cta Cto	Factura	CD	Documento	F.Document	Vencimient	OpPr	OpPa	Descripción	Importe	RC	CE
	1006	0615	200027528500		CE	37000235948	14.12.2023	14.12.2023	0040	1040	Intereses por Financ. (est)	6,93	8	G
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.05.2024	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,76	8	R
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.04.2024	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,75	8	R
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.03.2024	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,75	8	R
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.02.2024	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,75	8	R
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.01.2024	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,75	8	R
	1006	0615	200027528500		IP	70001607798	06.05.2022	06.12.2023	0080	0021	Plan de pagos Distribuidora	47,75	8	R
Créditos		USD										293,44		

Los siguientes meses, el valor a facturar, sería en base a 5), bajo el supuesto que la media aritmética  $\bar{X}$ , no cambia significativamente, y una cuota agravada por una tasa de interés  $i$  (expresada en por unidad):

$$5. \quad USD_m = k \sum_{j=1}^m (\bar{X} + X_j) + m(B+C) + (1+i) \left( \frac{k \sum_{j=1}^n (\bar{X} + X_j) + n(B+C)}{m} \right)$$

Ahora bien, es fácil notar lo evidente: el usuario que se acoge al plan de pagos, tiene que pagar más, cada mes, pues a su obligación de pago mensual se incrementa la cuota mensual del plan de pagos agravada por la tasa de interés, en un modelo simplificado.

## 5.4 El peor escenario

Lo que se puede evidenciar como una exitosa gestión de cartera por medio del reporte CAR027, si no se controla minuciosamente por medio de una adecuada y enfocada gestión operativo-administrativa, puede ofrecer un “efecto rebote”, en caso de que los usuarios con planes de pago, decidan no pagar, y que se deba retirar el medidor por falta de pago. El plan de pagos se desactiva, retorna el monto pendiente de pago actualizado con intereses, mas las planillas en curso, incrementando la cartera total, que producto del retiro del medidor, por completa falta de pago, pasa de cartera vencida a pasiva (inactiva) complicando la probabilidad de recaudación o recuperación, volviendo ineficiente toda la gestión.

Además, el deterioro de cartera en el peor escenario se transforma de n meses iniciales, a n+m meses finales, siendo lo adecuado controlar que  $m \leq 3$ , aunque ciertamente, conforme los lineamientos definidos en el modelo de “Plan de Pagos” que automáticamente maqueta el sistema SAP, se puede suspender el servicio inmediatamente a la falta por parte del usuario con respecto a cumplir los compromisos contraídos en el Plan de Pagos.

A continuación, se muestra la gráfica de reducción de cartera vencida, y el estado de planes de pago activos, finalizados y montos con corte a noviembre 2021 de la EERSA.



**Figura Nro. 30:** Evolución mensual de cartera vencida de acuerdo al CAR027

Año	Mes	% Red cartera	CARTERA USD\$ energéticos+intereses	% Red cartera6
2023	Enero	-2,79%	2.718.606,32	-3,59%
2023	Febrero	-4,37%	2.648.467,16	-6,07%
2023	Marzo	-10,68%	2.467.972,25	-12,48%
2023	Abril	-13,96%	2.368.550,53	-16,00%
2023	Mayo	-17,43%	2.263.059,73	-19,74%
2023	Junio	-21,45%	2.145.498,69	-23,91%
2023	Julio	-21,58%	2.132.768,91	-24,36%
2023	Agosto	-23,01%	2.098.898,74	-25,56%
2023	Septiembre	-22,05%	2.118.503,45	-24,87%
2023	Octubre	-17,88%	2.246.643,35	-20,32%
2023	Noviembre	-22,84%	2.116.524,07	-24,94%



**Nota:** el porcentaje de reducción se calcula con respecto a la cartera con lo que se cerró a diciembre del año previo.

A continuación, se muestra la gráfica de reducción de cartera vencida, y el estado de planes de pago activos, finalizados y montos con corte a noviembre 2021 de la EERSA.



**Figura Nro. 31:** Estado de cartera de planes de pago

Fecha	Activo		Finalizado			Total			
	Convenios	Importe Vencido	Monte Financiado	Convenios	Importe Vencido	Monte Financiado	Convenios	Importe Vencido	Monte Financiado
31/12/22	969	81.757,47	731.411,79	216	12.953,92	36.191,09	1185	947.11,39	767.602,88
14/8/23	650	94.316,69	791.073,24	924	44.750,71	270.821,03	1574	139.067,40	106.1894,27
18/9/23	501	61.478,87	711.189,68	1075	37.107,13	349.302,79	1576	98.586,00	1.060.492,47
26/9/23	478	70.478,33	691.814,79	1105	43.084,36	370.027,60	1583	113.562,69	1.061.842,39
11/10/23	438	67.955,81	668.216,36	1146	45.660,73	395.280,27	1584	113.616,54	1.063.496,63
30/10/23	395	63.656,98	616.116,07	1192	40.642,29	447.351,27	1587	104.299,27	1.063.467,34
30/11/23	319	46.474,55	574.386,20	1256	38.947,5	477.832,63	1575	85.422,05	1.052.218,83

## 5.5 Conclusiones

**01.** Los planes de pago, regularizados como una herramienta propia del sistema comercial homologado nacional CIS/CRM de SAP, otorgan una enorme y poderosa ventaja para gestionar la recuperación de cartera vencida, así como una enorme ventaja para los clientes regulados de cualquier empresa eléctrica de distribución y comercialización, al permitirles un mecanismo de financiación de deuda.

**02.** Si no se controla expresa y rigurosamente los compromisos adquiridos por el usuario mediante la firma del instrumento de gestión denominado “Plan de Pagos”, el efecto rebote puede cambiar las condiciones de deterioro de cartera previas a la firma de planes de pago, afectando muy probablemente a los estados financieros de la institución.

## 5.6 Recomendaciones

---

**01.** Al utilizar el mecanismo de planes de pago, para la gestión de cartera vencida, destinar y disponer de recursos suficientes (humanos, movilización, administrativos, tecnológicos, etc.), es decir, del apoyo total de la administración general de la empresa, para poder controlar la efectividad de la herramienta utilizada.

---

**02.** Adicionalmente, se deben implementar procedimientos de gestión de cartera pasiva (precoactiva y coactiva) que permitan la recuperación en corto plazo de los valores que lamentablemente ingresen a estado inactivo, debido al retiro del sistema de medición de usuarios morosos contumaces.

---





# CRÉDITOS DE ELABORACIÓN Y EDICIÓN

## Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico



**MARISOL DÍAZ**  
*Ingeniera de sistemas*



**RODRIGO BRIONES**  
*Ingeniero eléctrico*



**ANDREA TORRES**  
*Ingeniera eléctrica*



**CHRISTIAN JUNIA**  
*Ingeniero eléctrico*



**DIANA CAJAMARCA**  
*Ingeniera electrónica*

**E.E. Riobamba**



**JAIME RUIZ ROMERO**  
*Ingeniero Eléctrico*

# CRÉDITOS DE ELABORACIÓN Y EDICIÓN

## COORDINACIÓN GENERAL

Roberto Carrión Cevallos  
Coordinador Técnico de Regulación  
y Control Eléctrico - ARCERNNR

## DIRECCIÓN GENERAL

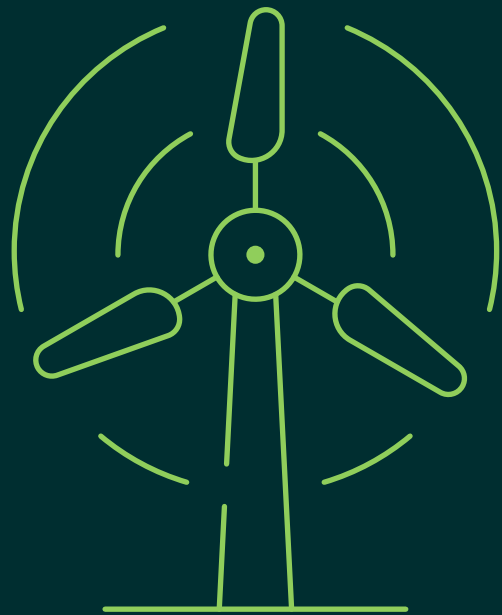
Iván Sánchez Loor  
Director de Estudios e Información  
del Sector Eléctrico - ARCERNNR

## DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade

## FOTOGRAFÍAS

Agip Oil  
CELEC - Hidroelectric  
CELEC - Hidronación  
E.E. Quito  
GasGreen  
Gransolar  
Marisol Díaz Espinoza  
Mario Alejandro Tapia  
Ministerio de Turismo  
Ministerio de Transporte y Obras  
Públicas



## AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo - BID



## CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 21  
Quito - Ecuador, marzo 2024  
Todos los derechos reservados



Fauna - Galápagos  
Mario Alejandro Tapia



Autotransformador  
Yanacocha - Loja  
Celec Hidroelectric



Guayaquil - Guayas  
Ministerio de Turismo






Paisaje - Orellana  
Ministerio de Turismo



Central Baba - Guayaquil  
CELEC - Hidronación

[www.controlrecursosyenergia.gob.ec](http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec)



 @ControlRecursosyEnergia  @arc\_energiayrecursos  @ARC\_EnergiaEc

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

**EL NUEVO  
ECUADOR** 