



Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

2021
**ESPERANZAS
VICTORIOSAS!**
TODO CON AMOR!

Ministerio de Energía y Minas

ANUARIO ESTADISTICO DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL

UNID@S EN 2020
VICTORIAS!

*Por Gracia
de Dios!*

Junio 2020



CRISTIANA, SOCIALISTA, SOLIDARIA!

Ministerio de Energía y Minas

De la Rotonda Centroamérica 700 m, al oeste, Villa Fontana. Managua, Nicaragua.

Teléfonos (505) 2252-7400 y 2252-7500 Correo: salvador.mansell@mem.gob.ni

Sitio web: www.mem.gob.ni

Ministerio de
Energía y
Minas

CONTENIDO

SIGLAS Y ABREVIATURAS	5
TERMINOLOGIA	6
PRESENTACION	10
RESUMEN EJECUTIVO	11
I.CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL	13
1.1 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas.....	13
1.2 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente	15
1.3 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	16
1.4 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente.....	19
II.GENERACION DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
2.1 Generación Bruta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	20
2.2 Generación Bruta por Tipo de Fuente	24
2.3 Generación Neta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	26
2.4 Generación Neta por Tipo de Fuente	28
III. INSUMOS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y RENDIMIENTO	29
3.1 Insumos para la Generación de Electricidad.....	29
3.2 Rendimiento por Tipo de Planta.....	33
IV.IMPOR, EXPOR, DEMANDA MAXIMA, MÍNIMA Y FACTOR DE CARGA	34
4.1 Importaciones y Exportaciones.....	34
4.2 Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga	36
V. TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	37
5.1 Capacidad Instalada del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	38
5.2 Pérdidas de Transmisión.....	39
5.3 Inyecciones Eléctricas al SIN.....	40
5.3.1 Despacho del Parque Generador	40
5.3.2 Despacho del Parque Generador por Bloque Horario	46
VI. MERCADO MAYORISTA NACIONAL	50
6.1 Precios de la Electricidad en el Mercado de Contratos	50
6.2 Precios de la Electricidad en el Mercado de Ocasión.....	51
6.3 Precios Mayoristas	53
VII. DISTRIBUCION ELÉCTRICA	54
7.1 Demanda Neta	54
7.2.1 Ventas de Electricidad por Agente de Mercado	56
7.2.2 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa.....	57
7.2.3 Pérdidas de Distribución de Electricidad.....	60
7.3 Clientes Facturados a Nivel Nacional.....	61
7.3.1 Clientes Facturados por Concesionarios	62
7.3.2 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa.....	63
7.4 Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en el SIN	67
ANEXOS	68

GRAFICOS**Página**

Gráfico 1 Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas	13
Gráfico 2 Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Fuente.....	15
Gráfico 3 Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas	16
Gráfico 4 Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Fuente	19
Gráfico 5 Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas	20
Gráfico 6 Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente	24
Gráfico 7 Generación Neta (GWh) Por Tipo de Sistemas	26
Gráfico 8 Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente	28
Gráfico 9 Consumo Mensual de Fuel Oil y Diésel (kbbbl)	32
Gráfico 10 Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)	34
Gráfico 11 Importaciones Eléctricas por Nodo de Interconexión (MWh)	35
Gráfico 12 Exportaciones Eléctricas por Nodo de Interconexión (MWh)	36
Gráfico 13 Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)	37
Gráfico 14 Curva de Pérdidas Diarias de Transmisión Eléctrica (%).....	39
Gráfico 15 Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente.....	40
Gráfico 18 Inyecciones Semanales de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente	41
Gráfico 17 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)	42
Gráfico 18 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)	43
Gráfico 19 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)	44
Gráfico 20 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh) Año 2020	45
Gráfico 21 Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh)	46
Gráfico 22 Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)	47
Gráfico 23 Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario (MWh)	48
Gráfico 24 Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)	49
Gráfico 25 Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh)	50
Gráfico 26 Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh)	51
Gráfico 27 Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh).....	52
Gráfico 28 Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh).....	53
Gráfico 29 Demanda Neta (GWh)	54
Gráfico 30 Ventas de Electricidad por Agente de Mercado (GWh).....	56
Gráfico 31 Ventas de Electricidad a Grandes Consumidores (GWh)	57
Gráfico 32 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	58
Gráfico 33 Curva de Pérdidas Mensuales de Distribución (%)	61
Gráfico 34 Clientes Facturados por Concesionarios.....	63
Gráfico 35 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa	64
Gráfico 36 Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en Disnorte y Dissur	67

TABLAS

Tabla 1 Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	14
Tabla 2 Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	17
Tabla 3 Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	21
Tabla 4 Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente	25
Tabla 5 Generación Neta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	27
Tabla 6 Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente	28
Tabla 7 Insumos para Generación Eléctrica	30
Tabla 8 Resumen de Insumos para Generación Eléctrica.....	31
Tabla 9 Consumo de Fuel Oil y Diésel. Miles de Galones / Barriles	32
Tabla 10 Rendimientos por Plantas del SIN y el SAN	33
Tabla 11 Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh).....	34
Tabla 12 Importaciones y Exportaciones de Electricidad por Nodo (MWh).....	35
Tabla 13 Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)	37

Tabla 14 Subestaciones, Capacidad y Líneas de Transmisión	38
Tabla 15 Demanda Neta (GWh)	54
Tabla 16 Ventas de Electricidad (GWh), Estructura y Crecimiento	55
Tabla 17 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	59
Tabla 18 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	60
Tabla 19 Clientes Facturados a diciembre. Estructura y Crecimiento	62
Tabla 20 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa	65
Tabla 21 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa	66
Tabla 22 Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa	67

ANEXOS

Anexo 1. Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)	69
Anexo 2. Gráficos de Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)	70
Anexo 3. Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)	71
Anexo 4. Gráficos de Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)	72
Anexo 5. Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	73
Anexo 6. Gráficos de Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	74
Anexo 7. Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	75
Anexo 8. Gráficos de Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	76
Anexo 9. Insumos para Generación de Electricidad	77
Anexo 10. Gráfico de Consumo Anual de Fuel Oil y Diésel	78
Anexo 11. Importaciones y Exportaciones, Demanda de Potencia y Factor de Carga	79
Anexo 12. Gráficos de Importaciones y Exportaciones, Demanda de Potencia y Factor de Carga	80
Anexo 13. Subestaciones, Líneas de Transmisión (kms) y Capacidad de Transformación (Mva)	81
Anexo 14. Gráfico de Líneas de Transmisión (kms) - Capacidad de Transformación (Mva)	82
Anexo 15. Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	83
Anexo 16. Gráfico de Venta de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	84
Anexo 17. Gráfico de Venta Mensual de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	86
Anexo 18. Pérdidas de Distribución (SIN y SAN) y Transmisión (%)	88
Anexo 19. Gráfico de Pérdidas de Distribución y Transmisión (%)	89
Anexo 20. Clientes Facturados por Tipo de Tarifa el Mes de Diciembre	90
Anexo 21. Gráfico de Clientes Facturados en el SIN por Tipo de Tarifa	91
Anexo 22. Gráfico de Clientes Mensuales por Tipo de Tarifa	93
Anexo 23. Precios Promedio por Tipo de Tarifa	95
Anexo 24. Gráfico Precios Promedio por Tipo de Tarifa (USD\$/MWh) en el SIN	96
Anexo 25. Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)	97
Anexo 26. Gráfico de Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)	97
Anexo 27. Inyecciones Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas (MWh)	98
Anexo 28. Inyecciones Eléctricas de Centrales Geotérmicas (MWh)	100
Anexo 29. Inyecciones Eléctricas de Centrales Eólicas (MWh)	101
Anexo 30. Inyecciones Eléctricas de Ingenios Azucareros (MWh)	102
Anexo 31. Inyecciones Eléctricas de Centrales Térmicas (MWh)	103
Anexo 32. Inyecciones Eléctricas de Central Solar Fotovoltaica (MWh)	104
Anexo 33. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh)	105
Anexo 34. Curva de Carga Promedio Diario (MW) por Tipo de Fuente	109
Anexo 35. Niveles Mensuales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (msnm)	122
Anexo 36. Aportes Naturales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10^3 m^3)	125
Anexo 37. Derrames en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10^6 m^3)	128
Anexo 38. Velocidad Promedio de Vientos (m/seg)	131
Anexo 39. Mapa del Sistema Nacional de Transmisión	133

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AGSA	Alba Generación, S.A.
ALBANISA	Alba de Nicaragua, S.A.
ATDER	Asociación de Trabajadores de Desarrollo Rural
BCN	Banco Central de Nicaragua
CCN	Compañía Cervecera de Nicaragua
CENSA	Corporación Eléctrica de Nicaragua S.A
CHDN	Compañía Hotelera de Nicaragua
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur
EDS	Energía Dejada de Servir
EEC	Empresa Energética de Corinto
EGERSA	Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas S.A
EGOMSA	Empresa Generadora de Ometepe S.A
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
ENSA	Embotelladora Nacional S.A
EPR	Empresa Propietaria de la Red
GEOSA	Generadora Eléctrica de Occidente S.A
GESARSA	Generadora San Rafael, S.A.
GRUN	Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio-hora
HPA	Hidropantasma
IHCSA	Interamerican Hydroelectric S.A
IHSA	Inversiones Hidroeléctricas S.A
IMR	Ingenio Monte Rosa
INDEX	Industria de Exportación S.A
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
kbbl	Miles de barriles
km	Kilómetro
kv	kilovoltio
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MPC	Momotombo Power Company
Mva	Megavoltiamperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
NSEL	Nicaragua Sugar Estate Limited
PCP	Puerto Cabezas Power
PENSA	Polaris Energy Nicaragua, S.A.
RACCN	Región Autónoma de la Costa Caribe Norte
RACCS	Región Autónoma de la Costa Caribe Sur
SAN	Sistema Aislado Nacional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIMEC	Sistema de Medición Comercial
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
tm	Toneladas Métricas
TP	Tichaná Power
TPC	Tipitapa Power Company
USD	Dólar Americano (United States Dollar)
ZFLP	Zona Franca Las Palmeras

TERMINOLOGIA

Agente de mercado: Agente económico o gran consumidor que opera comercialmente en el mercado de Nicaragua o en el mercado regional, y que entrega o retira energía eléctrica del sistema nacional de transmisión, o de la red de distribución.

Autoconsumo: Es la energía eléctrica generada por las centrales de cogeneración o auto productores que es utilizada en su propio proceso industrial.

Autoprodutor: Son los productores de electricidad que generan para su propio consumo, y que pertenecen principalmente a los sectores industrial, comercial y residencial. Estos autoprodutores en algunas ocasiones suministran excedentes de energía a la red pública, sin que sea esta parte de su actividad principal.

Bagazo de Caña: Fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en los ingenios azucareros y que se utiliza como energético para generar electricidad en los propios ingenios o como materia prima.

Biomasa: Es la materia orgánica de origen vegetal y animal utilizada con fines energéticos. La biomasa puede ser usada directamente como combustible o procesada y convertida en subproductos líquidos y gaseosos.

Capacidad Instalada Nominal: Es la suma de las capacidades nominales (datos de placa) de los grupos de generación que están instalados en una central o conjunto de centrales eléctricas.

Capacidad Instalada Efectiva: Es la capacidad de la planta sin considerar la potencia absorbida por los servicios auxiliares y por pérdidas en los transformadores de la central.

Categoría del Consumidor: Clasificación de los clientes, ventas e ingresos basada en el uso de aplicación predominante de la energía eléctrica. Los consumidores se clasifican en las siguientes categorías:

- a) **Residencial:** se refiere al consumo eléctrico de las familias que residen en las zonas urbanas y rurales.
- b) **Comercial/General:** Se refiere a la cantidad de energía eléctrica consumida por el sector comercial (incluye establecimientos comerciales, oficinas públicas y privadas, centros de salud, centros recreativos, hospitales, etc.)
- c) **Industrial:** Incluye los consumos eléctricos de todas las actividades de la industria (talleres, fábricas, otros).
- d) **Irrigación:** Se refiere a la energía eléctrica consumida para el riego de los campos agrícolas.
- e) **Alumbrado Público:** Se refiere a la energía eléctrica consumida por circuitos eléctricos para iluminación de calles, avenidas, parques, plazas, monumentos en vía pública. entre otros.
- f) **Bombeo:** Se refiere a la energía utilizada para la extracción y bombeo de agua potable para uso público.
- g) **Industria Turística:** Comprende instalaciones de la Industria

Hotelera con no menos de 15 unidades habitacionales para alojamiento, así como paradores de Nicaragua y parques de atracciones turísticas permanentes (parques temáticos).

- h) **Apoyo a la Industria Turística:** Comprende Hospederías Menores, servicios de alimentos y bebidas; entretenimiento y centros nocturnos; centros de convenciones y marinas turísticas.
- i) **Bombeo Comunitario:** Tarifa aplicada a los Comités de Agua Potable y Saneamiento que suministra agua mediante un sistema de mayor complejidad, operado por un Mini Acueductos por Bombeo Eléctrico (MABE)

Central Eléctrica: Son instalaciones que disponen de equipos que permiten convertir diferentes formas de energía en electricidad, tanto energía directa obtenida de la naturaleza, como la hidráulica, la geotermia, la energía eólica y la energía solar, así como el calor obtenido de la combustión de otras fuentes.

Central con Cogeneración: Son centrales térmicas, generalmente turbo vapor y turbo gas, donde el calor residual del vapor y de los gases de escape, respectivamente, son usados como calor de proceso en las actividades industriales.

Central Eólica: Instalación que convierte la energía cinética del viento en electricidad.

Central Geotérmica: Central que aprovecha directamente el vapor de agua que fluye de los pozos

geotérmicos para la generación de electricidad.

Central Hidroeléctrica: Es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua. En el caso de Nicaragua, este potencial se refiere al flujo de los ríos.

Central Solar Fotovoltaica: Central que convierte la energía solar en electricidad, a través del uso de paneles de células fotoeléctricas.

Central Térmica (termoeléctricas convencionales): Central que convierte el calor de combustión en electricidad. Estas pueden clasificarse en turbo vapor, turbo gas y motores de combustión interna.

Consumo Propio: Es la energía utilizada en una central en sus equipos auxiliares durante el proceso de transformación de energía, incluyendo el consumo cuando está fuera de servicio. Se excluyen los combustibles empleados para generación de electricidad.

Curva de Carga: Curva que representa como varía la demanda o la carga eléctrica (MW) en función del tiempo (diario, semanal, etc.).

Demanda máxima: Se refiere a la mayor potencia instantánea demandada por el sistema, registrada en MW en un periodo de tiempo.

Demanda mínima: Se refiere a la menor potencia instantánea demandada por el sistema, registrada en MW en un período de tiempo.

Diésel: Combustible líquido que se obtienen de la destilación atmosférica

del petróleo entre los 200 y 380 grados centígrados, son más pesados que el kerosene y es utilizado en motores de combustión interna tipo diésel (automóviles, camiones, generación eléctrica, motores marinos y ferroviarios), para calefacción en usos industriales y comerciales.

Energía Eléctrica (electricidad): Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Es la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, en los diferentes tipos de centrales de generación eléctrica.

Factor de carga: Es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un período de tiempo y la energía generada si hubiese trabajado a plena carga durante el mismo período.

Fuel Oil: Es un combustible residual de la refinación del petróleo y comprende a todos los productos pesados, incluyendo los obtenidos por mezcla. Generalmente es utilizado en calderas, centrales de generación eléctrica y en motores utilizados en navegación.

Generación Bruta: Es la energía eléctrica producida por una central o grupo de centrales que incluye la energía utilizada por los equipos y aparatos auxiliares de las propias plantas.

Fuentes de Energía: Es todo elemento o producto, natural y artificial, del cual es posible obtener energía en cualquiera de sus formas o manifestaciones.

Generación Neta: Es la generación que es entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en los

bornes de conexión, y se calcula restándole el consumo propio a la generación bruta. En el caso de los autoprodutores, la generación neta es entendida como la energía entregada al SIN, es decir su generación bruta, menos la electricidad inyectada a la planta de producción menos el consumo propio.

Mercado Mayorista: Conjunto de operaciones que se realizan en el Mercado de Ocasión y Mercado de Contratos del mercado eléctrico de Nicaragua.

Mercado de Ocasión: Son las transacciones de oportunidad de energía y potencia eléctrica que se realizan a precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción y que no han sido establecidas mediante contratos.

Motor de Combustión Interna: Son motores que producen energía eléctrica a partir de la energía mecánica obtenida directamente de la explosión del combustible en el interior de un cilindro.

Nodo de Interconexión: Son los puntos establecidos dentro del sistema interconectado nacional, donde los operadores del sistema o del mercado eléctrico regional, pueden controlar la inyección/retiro de electricidad.

Potencia Eléctrica: La potencia eléctrica de una central puede ser medida instantáneamente en un momento dado o determinada convencionalmente por la potencia producida durante un cierto período generalmente una hora, media hora, o un cuarto de hora.

Precio Monómico: Es el cargo único pagado por el agente distribuidor a los agentes generadores, el cual está compuesto de un cargo por energía y un cargo por potencia.

Precio Promedio por kWh vendido: Es el cociente entre el ingreso de las ventas de energía eléctrica dividido por la cantidad correspondiente de kWh vendidos, puede ser total o por categoría del consumidor.

Peaje: Es la remuneración por la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica a través de redes de interconexión, transmisión y distribución.

Sistema Eléctrico: Equipos de generación, transmisión, distribución y otros, conectados físicamente y operados como unidad integral bajo un solo control, dirección o supervisión de operación.

Sistema Interconectado Nacional: Es el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión.

Sistema de Medición Comercial (SIMEC): Es el conjunto de equipos

requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Agente del Mercado producto de sus intercambios en el Mercado Mayorista y en el Mercado Eléctrico Regional (MER) cuando aplique.

Sistema Nacional de Transmisión: Es el sistema de transmisión integrado a nivel nacional que incluye las interconexiones internacionales, entendiendo por Sistema de Transmisión, el conjunto de líneas de transmisión, subestaciones y equipos asociados necesarios para transportar la energía desde centrales de generación hasta sistemas de distribución.

Subestación Eléctrica: Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal función es transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Turbina a Vapor o de Gas: Máquina motriz cerrada, de tipo rotatorio, en la cual la energía calórica contenida en el vapor o gas se convierte en energía mecánica, produciendo un movimiento del rotor para producción de electricidad.

PRESENTACION

El Ministerio de Energía y Minas, basado en lo establecido en la Ley No. 612 “Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 290, Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo”, en la cual se le designan funciones y atribuciones en materia energética y minera, ha elaborado el documento **Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Nacional año 2020**.

El presente documento contiene material relevante de la memoria anual e histórica del sector eléctrico en forma resumida. La información del presente Anuario Estadístico, se origina en distintas fuentes primarias y secundarias de datos; de las que se ha comprobado su validez resultando confiables, consistentes y expresan con toda fidelidad los hechos relevantes ocurridos en el sector eléctrico en el año 2020.

La recopilación del anuario estadístico es de consulta permanente para todos los agentes económicos del sector, por lo tanto, se informa de manera clara y sencilla, la evolución en el año de la generación, transmisión y distribución de electricidad a consumidores finales en los distintos sectores de la economía nacional.

El Anuario Estadístico se encuentra dividido en siete (7) capítulos:

- I: Capacidad Instalada Nacional
- II: Generación Eléctrica
- III: Insumos para la Generación de Electricidad y Rendimiento
- IV: Importación y Exportación de Electricidad, Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga
- VI: Transmisión Eléctrica
- VI: Mercado Mayorista Nacional
- VII: Distribución Eléctrica

Se agradece a todas las áreas y dependencias del Ministerio de Energía y Minas y a las siguientes instituciones: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (DISNORTE) y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (DISSUR), Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Centro Nacional Despacho de Carga (CNDC) y empresas privadas que hicieron posible la elaboración de este Anuario Estadístico.

Ministerio de Energía y Minas

RESUMEN EJECUTIVO

De acuerdo a estadísticas publicadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en el mes de diciembre del año 2020, la capacidad instalada nominal del país, fue de 1,619.73 MW, incluyendo Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistema Aislado Nacional (SAN). De acuerdo al tipo de fuentes, la capacidad instalada nominal cuenta con 888.31 MW térmicos que utilizan fuel oil y diésel (54.66%); 218.20 MW térmicos que utilizan biomasa (13.47%); 186.20 MW eólicos (11.50%); 153.24 MW geotérmicos (9.46%); 157.42 MW hidroeléctricos (9.90%) y 16.36 MW solares fotovoltaicos (1.01%).

La capacidad efectiva, al mes de diciembre del año 2020, de las centrales eléctricas fue de 1,329.42 MW, de los cuales 720.01 MW térmicos que utilizan fuel oil y diésel (54.16%); 188.80 MW térmicos que utilizan biomasa (14.20%); 170.11 MW eólicos (12.80%); 93.21 MW geotérmicos (7.01%); 141.89 MW hidroeléctricos (10.67%) y 15.40 MW solares fotovoltaicos (1.16%).

Respecto al año 2019, no se reporta variación en la capacidad instalada nominal, en vista que no entraron en operación nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, la capacidad efectiva aumentó 7.31 MW (0.55%) respecto a diciembre del año anterior.

En cuanto a la generación bruta del año 2020, totalizó 3,797.06 GWh, incluyendo consumo propio y autoconsumo de los autoprodutores. Según el tipo de fuentes, el 69.80% fue generado por fuentes renovables (sin incluir importaciones) y el 30.20% por fuentes térmicas que utilizan fuel oil y diésel. De manera específica, se generaron 767.31 GWh con fuentes geotérmicas (20.21%); 732.78 GWh con fuentes de biomasa (19.30%); 574.46 GWh hidroeléctricos (15.13%); 549.94 GWh eólicos (14.48%); 25.95 GWh solares fotovoltaicos (0.68%) y 1,146.62 GWh térmicos que utilizan fuel oil y diésel (30.20%).

Respecto al año 2019, se reporta una reducción considerable del 17.14% (785.35 GWh), producto a limitaciones en algunas centrales eléctricas y principalmente por razones de despacho económico. Esta reducción en la generación, se compensó con un incremento significativo en las importaciones realizadas en el mercado eléctrico regional. Además, se destaca el incremento en la generación hidroeléctrica del 153.09%, debido principalmente a que las centrales Centroamérica y Carlos Fonseca, estuvieron en operación todo el año, después de mantenimientos mayores finalizados en el año 2019.

Por otro lado, en el año 2020, se observó un importante dinamismo del mercado eléctrico regional. Las importaciones aumentaron 146.47% comparado con el año 2019, mientras que las exportaciones se redujeron 98.67%. El total de importación significó un 24.62% de la demanda neta nacional.

En cuanto al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), la longitud de las líneas de transmisión en el año 2020, totalizan 3,506.23 kilómetros. Así mismo, existen 103 subestaciones eléctricas, tanto estatales como privadas, con una capacidad de transformación de 5,753.76 MVA.

En el año 2020, se registró una demanda máxima de potencia de 689.04 MW, ocurrida el 04 de marzo a las 14:00 horas, reduciéndose 28.49 MW, es decir, 3.97%, con respecto al año anterior, que fue de 717.53 MW. El factor de carga promedio del año fue de 72.75%.

Según estadísticas publicadas por el CNDC, la demanda neta de electricidad en el año 2020, fue de 4,348.58 GWh, es decir, 101.30 GWh (2.28%) menor que el año 2019. De acuerdo al informe anual del Banco Central de Nicaragua (BCN), a partir del segundo trimestre del año 2020, la evolución de la economía nicaragüense, como la de toda la región centroamericana y del mundo, se vio afectada por la pandemia de Covid-19. A pesar que Nicaragua registró uno de los menores impactos de la pandemia en la región, en términos de afectación a la producción y el comercio, la economía en general se vio afectada negativamente por la disminución de la producción y el comercio mundial, ocasionando a su vez una reducción de la actividad económica interna, por tanto, una reducción en la demanda eléctrica.

El precio mayorista de la energía, considerando transacciones en los mercados de contratos, ocasión, regional, costo de transporte y servicios auxiliares fue de 135.97 USD\$/MWh en el año 2020, reduciéndose 9.51% en comparación al año 2019, que fue de 150.26 USD\$/MWh.

Por otro lado, las ventas de electricidad, en el año 2020, fueron de 3,403.63 GWh (incluye ventas a grandes consumidores), reduciendo 96.35 GWh (2.75%) respecto al año 2019. De éstas ventas, el 36.95% corresponden a la tarifa residencial, 23.28% industrial, 23.03% comercial, 7.90% bombeo y 8.84% en tarifas de irrigación, alumbrado público, industria turística, apoyo industria turística y bombeo comunitario.

Respecto al año 2019, se observan aumentos en las ventas eléctricas, según lo siguiente: 3.04 GWh (0.39%) en ventas con tarifa comercial, 2.21 GWh (0.18%) ventas con tarifa residencial, 0.87 GWh (0.68%) en alumbrado público y 0.83 GWh (14.04%) en ventas a tarifas de bombeo comunitario. Así mismo, se observa una reducción en: 43.22 GWh (13.85%) en ventas con tarifa bombeo, 30.60 GWh (3.72%) en industria, 20.33 GWh (16.06%) en ventas con tarifa irrigación, 5.43 GWh (10.36%) apoyo a industria turística y 3.72 GWh (24.72%) en industria turística.

En el año 2020, las pérdidas de transmisión eléctrica fueron de 2.07%, además de 19.39% las de distribución en el SIN y 41.86% en el SAN. Respecto al año 2019, las pérdidas de transmisión se redujeron en 0.22%, las de distribución en el SIN aumentaron 0.99%, mientras que en el SAN aumentaron 2.45%.

En cuanto a clientes activos, al mes de diciembre del año 2020, se reporta un total de 1,257,706 clientes (incluyendo grandes consumidores, uso de redes y pequeñas concesionarias), con un crecimiento del 2.05% respecto al año 2019. La tarifa residencial concentra 1,173,784 clientes representando 93.33% de los clientes a nivel nacional (incluyendo SIN y SAN), seguido por comercial o general con 70,119 clientes (5.58%) e industrial con 8,141 clientes (0.65%). El resto de los clientes que representaron el 0.45%, se distribuyen dentro de las tarifas irrigación, bombeo, alumbrado público, apoyo a la industria turística, industria turística, bombeo comunitario, pequeñas concesionarias de DN y DS y uso de redes.

I.CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL

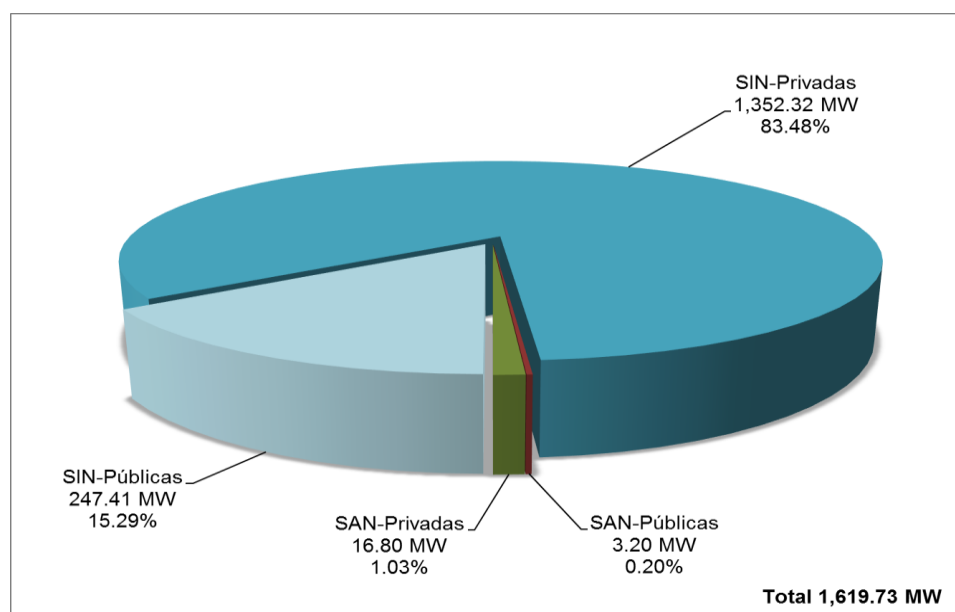
1.1 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

De acuerdo a estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en el mes de diciembre del año 2020, la capacidad instalada nominal en el país fue de 1,619.73 MW, correspondiendo 1,599.73 MW (98.77%) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 20.00 MW (1.23%) al Sistema Aislado Nacional (SAN).

El SIN está conformado por centrales eléctricas propiedad del Estado (empresas públicas) que tienen una capacidad nominal de 247.41 MW (15.29%) y centrales eléctricas de propiedad privada (empresas privadas) con 1,352.32 MW (83.48%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad nominal de 3.20 MW (0.20%) y 16.80 MW (1.03%) de empresas privadas.

En total, de los 1,619.73 MW instalados nominales a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 250.61 MW (15.49%) son de propiedad del Estado y 1,369.12 MW (84.51%) son empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 1).

Gráfico 1
Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas
Diciembre 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

La capacidad instalada nominal para diciembre del año 2020, no presentó ninguna variación con respecto a diciembre del año 2019. Es decir, durante el año 2020, no se instaló nueva capacidad de generación eléctrica a nivel nacional.

En la Tabla 1, se observa la información del año 2020 y 2019 a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de capacidades como porcentual.

Tabla 1
Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

AGENTES DEL MERCADO	CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL -MW				
	NOMINAL	NOMINAL	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	Dic-19	Dic-20	%	%	MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	1,599.73	1,599.73	98.77	0.00	0.00
EMPRESAS PÚBLICAS	247.41	247.41	15.29	-	-
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	246.03	246.03	15.20	-	-
Planta Centroamérica	52.00	52.00	3.22	-	-
Planta Carlos Fonseca	53.55	53.55	3.31	-	-
Planta Larreynaga	17.52	17.52	1.08	-	-
Planta Managua	57.96	57.96	3.58	-	-
Planta Las Brisas	65.00	65.00	4.01	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	1.38	1.38	0.09	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	1,352.32	1,352.32	83.48	0.00	0.00
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	0.90	0.90	0.06	-	-
Hidro Pantasma (HPA)	14.40	14.40	0.89	-	-
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	4.90	4.90	0.30	-	-
Tichana Power (TP)	0.40	0.40	0.02	-	-
Hidralia Energía, S.A. El Sardinal	1.20	1.20	0.07	-	-
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	1.20	1.20	0.07	-	-
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	3.50	3.50	0.22	-	-
Aprodelbo. Benjamín Linder	0.25	0.25	0.02	-	-
Energía Sol y Viento. El Wawule	1.70	1.70	0.10	-	-
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	5.90	5.90	0.36	-	-
Fotovoltaica Solaris, S.A.	12.58	12.58	0.78	-	-
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	2.95	2.95	0.18	-	-
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	330.80	330.80	20.42	-	-
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	291.20	291.20	17.98	-	-
Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (PECCOS)	39.60	39.60	2.44	-	-
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	147.68	147.68	9.12	-	-
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	68.34	68.34	4.22	-	-
Empresa Energética Corinto (EEC)	73.78	73.78	4.56	-	-
Tipitapa Power Company (TPC)	57.80	57.80	3.57	-	-
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	106.00	106.00	6.54	-	-
Planta Nicaragua	106.00	106.00	6.54	-	-
Momotombo Power Company (MPC)	76.24	76.24	4.71	-	-
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	77.00	77.00	4.75	-	-
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	79.30	79.30	4.90	-	-
Monte Rosa S.A. (IMR)	56.40	56.40	3.48	-	-
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	42.50	42.50	2.62	-	-
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas (EGERSA)	40.00	40.00	2.47	-	-
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	63.00	63.00	3.89	-	-
Blue Power & Energy S.A.	39.60	39.60	2.44	-	-
Eolo de Nicaragua, S.A.	44.00	44.00	2.72	-	-
SISTEMA AISLADO NACIONAL	20.00	20.00	1.23	-	-
EMPRESAS PÚBLICAS	3.20	3.20	0.20	-	-
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	3.20	3.20	0.20	-	-
RACCN (Waspan)	1.10	1.10	0.07	-	-
RACCS (Com Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	2.10	2.10	0.13	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	16.80	16.80	1.03	-	-
Puerto Cabezas Power (PCP)	12.20	12.20	0.75	-	-
Sistema Híbrido Solar - Térmico. San Juan de Nicaragua	0.70	0.70	0.04	-	-
San Juan de Nicaragua (Térmico)	0.40	0.40	0.02	-	-
San Juan de Nicaragua (Solar)	0.30	0.30	0.02	-	-
Caribbean Pride Energy. Corn Island	3.90	3.90	0.24	-	-
Corn Island (Térmico)	1.80	1.80	0.11	-	-
Corn Island (Solar)	2.10	2.10	0.13	-	-
TOTAL NACIONAL	1,619.73	1,619.73	100.00	0.00	0.00

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

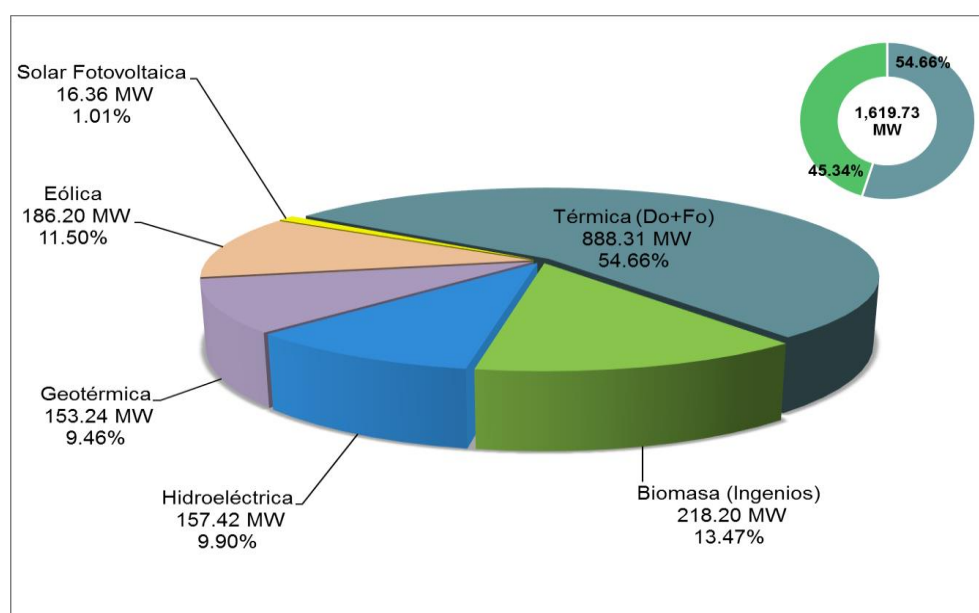
- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA reportan el total de su capacidad instalada nominal, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.
- Las centrales La Trinidad, El Bote, Tichaná, El Sardinal, Aprodelbo, El Wawule y EGOMSA, se encuentran interconectadas al SIN, mediante la red de distribución eléctrica.
- En el año 2019, se agregó las centrales El Sardinal, El Salto Grande, Siempre Viva, Aprodelbo y el Wawule.

1.2 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente

Tomando en consideración las diferentes fuentes de energía que se utilizan para la generación de electricidad en las distintas centrales, se observa que del total de 1,619.73 MW nominales instalados, 888.31 MW (54.66%) están constituidos por el parque térmico que genera electricidad a base de fuel oil y diésel, las centrales de biomasa que operan con bagazo de caña (ingenios azucareros) incorporan 218.20 MW (13.47%), las centrales eólicas tienen una capacidad instalada de 186.20 MW (11.50%), el parque hidroeléctrico cuenta con 157.42 MW (9.90%), la capacidad instalada geotérmica es de 153.24 MW (9.46%) y las centrales solares fotovoltaicas con 16.36 MW (1.01%).

De manera general, de los 1,619.73 MW nominales instalados a nivel nacional, 888.31 MW (54.66%) utiliza combustibles fósiles para la generación eléctrica, mientras que 731.42 MW (45.34%) utiliza fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar. (Ver Gráfico 2).

Gráfico 2
Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Fuente
Diciembre 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

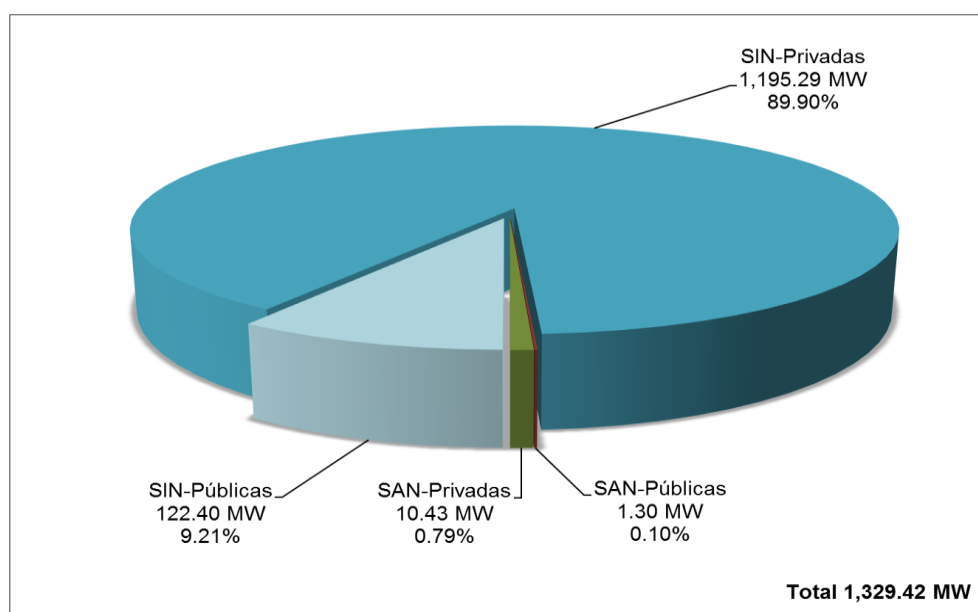
Si bien en el año 2020, no se instaló nueva capacidad de generación, es importante mencionar que desde el año 2007, se ha fomentado la instalación de nuevas centrales eléctricas, pasando de 768.0 MW a inicios del 2007 a 1,619.73 MW al finalizar el año 2020, representando un incremento del 110.9% de la capacidad instalada de generación del país en ese período.

Esto ha significado la instalación de 881.15 nuevos MW (433.67 MW renovables y 447.48 MW térmicos) y el retiro de 29.42 MW (19.42 MW térmicos y 10.00 MW geotérmicos).

1.3 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

En el mes de diciembre del año 2020, la capacidad instalada efectiva en el país fue de 1,329.42 MW, correspondiendo 1,317.69 MW (99.11%) al SIN y 11.73 MW (0.89%) al SAN. (Ver Gráfico 3).

Gráfico 3
Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas
Diciembre 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

El SIN está conformado por centrales eléctricas propiedad del Estado (empresas públicas) que tienen una capacidad efectiva de 122.40 MW (9.21%) y centrales eléctricas de propiedad privada (empresas privadas) con 1,195.29 MW (89.90%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad efectiva de 1.30 MW (0.10%) y 10.43 MW (0.79%) de empresas privadas.

En total, de los 1,329.42 MW instalados efectivos a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 123.70 MW (9.31%) son de propiedad del Estado y 1,205.72 MW (90.69%) son empresas de propiedad privada.

La capacidad instalada efectiva de diciembre del año 2020, tuvo un incremento neto de 7.31 MW respecto a diciembre del año 2019 (1,322.11 MW), con una tasa creciente de 0.55%.

La variación en las capacidades efectivas de algunas centrales eléctricas, depende de la disponibilidad de sus unidades en el período que se está analizando, es decir, el mes de diciembre del año 2020 y diciembre del año 2019. En la Tabla 2, se observan estas variaciones a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de capacidades como porcentual.

Tabla 2
Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

AGENTES DEL MERCADO	CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA -MW				
	EFFECTIVA	EFFECTIVA	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	Dic-19	Dic-20	%	%	MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	1,304.61	1,317.69	99.11	1.00	13.08
EMPRESAS PÚBLICAS	127.00	122.40	9.21	(3.62)	(4.60)
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	126.00	121.40	9.13	(3.65)	(4.60)
Planta Centroamérica	48.00	50.00	3.76	4.17	2.00
Planta Carlos Fonseca	50.00	43.40	3.26	(13.20)	(6.60)
Planta Larreynaga	17.00	17.00	1.28	-	-
Planta Managua	11.00	11.00	0.83	-	-
Planta Las Brisas	-	-	-	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	1.00	1.00	0.08	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	1,177.61	1,195.29	89.90	1.50	17.68
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	0.90	0.90	0.07	-	-
Hidro Pantasma (HPA)	13.00	13.00	0.98	-	-
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	4.70	4.70	0.35	-	-
Tichana Power (TP)	0.21	-	-	(100.00)	(0.21)
Hidralia Energía, S.A. El Sardinal	1.10	1.13	0.09	3.64	0.03
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	1.14	1.14	0.09	-	-
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	3.10	3.10	0.23	-	-
Aprodelbo. Benjamín Linder	0.25	0.19	0.01	(26.00)	(0.06)
Energía Sol y Viento. El Wawule	1.50	1.46	0.11	(2.67)	(0.04)
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	5.90	5.87	0.44	(0.51)	(0.03)
Fotovoltaica Solaris, S.A.	12.00	12.00	0.90	-	-
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	2.20	2.22	0.17	0.77	0.02
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	305.40	307.41	23.13	0.66	2.01
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	269.70	276.86	20.83	2.65	7.16
Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (PECCOS)	35.70	30.55	2.30	(14.43)	(5.15)
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	119.17	138.30	10.40	16.05	19.13
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	60.90	60.90	4.58	-	-
Empresa Energética Corinto (EEC)	70.50	70.50	5.30	-	-
Tipitapa Power Company (TPC)	50.90	50.90	3.83	-	-
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	100.00	100.00	7.52	-	-
Planta Nicaragua	100.00	100.00	7.52	-	-
Momotombo Power Company (MPC)	23.80	30.64	2.29	28.74	6.84
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	67.84	62.57	4.71	(7.77)	(5.27)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	77.30	77.30	5.81	-	-
Monte Rosa S.A. (IMR)	48.00	48.00	3.61	-	-
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	42.50	42.50	3.20	-	-
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas (EGERSA)	31.20	21.00	1.58	(32.69)	(10.20)
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	60.90	63.00	4.74	3.45	2.10
Blue Power & Energy S.A.	39.60	39.60	2.98	-	-
Eolo de Nicaragua, S.A.	33.60	36.96	2.78	10.00	3.36
SISTEMA AISLADO NACIONAL	17.50	11.73	0.89	(32.95)	(5.77)
EMPRESAS PÚBLICAS	2.00	1.30	0.10	(34.82)	(0.70)
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	2.00	1.30	0.10	(34.82)	(0.70)
RACCN (Waspan)	0.30	0.87	0.07	190.53	0.57
RACCS (Com Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	1.70	0.43	0.03	(74.59)	(1.27)
EMPRESAS PRIVADAS	15.50	10.43	0.79	(32.71)	(5.07)
Puerto Cabezas Power (PCP)	10.90	6.10	0.46	(44.04)	(4.80)
Sistema Híbrido Solar - Térmico. San Juan de Nicaragua	0.70	0.70	0.05	-	-
San Juan de Nicaragua (Térmico)	0.40	0.40	0.03	-	-
San Juan de Nicaragua (Solar)	0.30	0.30	0.02	-	-
Caribbean Pride Energy. Corn Island	3.90	3.63	0.28	(6.92)	(0.27)
Corn Island (Térmico)	1.80	1.53	0.12	(15.00)	(0.27)
Corn Island (Solar)	2.10	2.10	0.16	-	-
TOTAL NACIONAL	1,322.11	1,329.42	100.00	0.55	7.31

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA reportan el total de su capacidad instalada efectiva, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.
- Las centrales La Trinidad, El Bote, Tichaná, El Sardinal, Aprodelbo, El Wawule y EGOMSA, se encuentran interconectadas al SIN, mediante la red de distribución eléctrica.
- En el año 2019, se agregó las centrales El Sardinal, El Salto Grande, Siempre Viva, Aprodelbo y el Wawule.

De forma específica, las variaciones observadas son las siguientes:

Adición de 41.21 MW en la capacidad efectiva de las siguientes centrales eléctricas:

- i) Aumento de 19.13 MW de capacidad efectiva de la central térmica AGSA, debido a una mayor disponibilidad de sus unidades.
- ii) Aumento de 7.16 MW de capacidad efectiva de la central ALBANISA, debido a mayor disponibilidad de las unidades Hugo Chávez.
- iii) Aumento de 6.84 MW de capacidad efectiva de la central geotérmica MPC, debido a mayor disponibilidad en sus unidades 2 y 3.
- iv) Aumento de 3.36 MW de capacidad efectiva de la central eólica Eolo, debido a una mayor disponibilidad de sus unidades aerogeneradoras.
- v) Aumento de 2.10 MW de capacidad efectiva de la central eólica Amayo, debido a una mayor disponibilidad de las unidades aerogeneradoras en la planta Amayo 1.
- vi) Aumentos menores de 2.62 MW de capacidad efectiva en las centrales Centroamérica, El Sardinal, EGOMSA y ENEL-Waspán, debido a mayor disponibilidad de sus unidades.

Por otro lado, se presenta reducción de 33.90 MW en la capacidad efectiva de las siguientes centrales eléctricas:

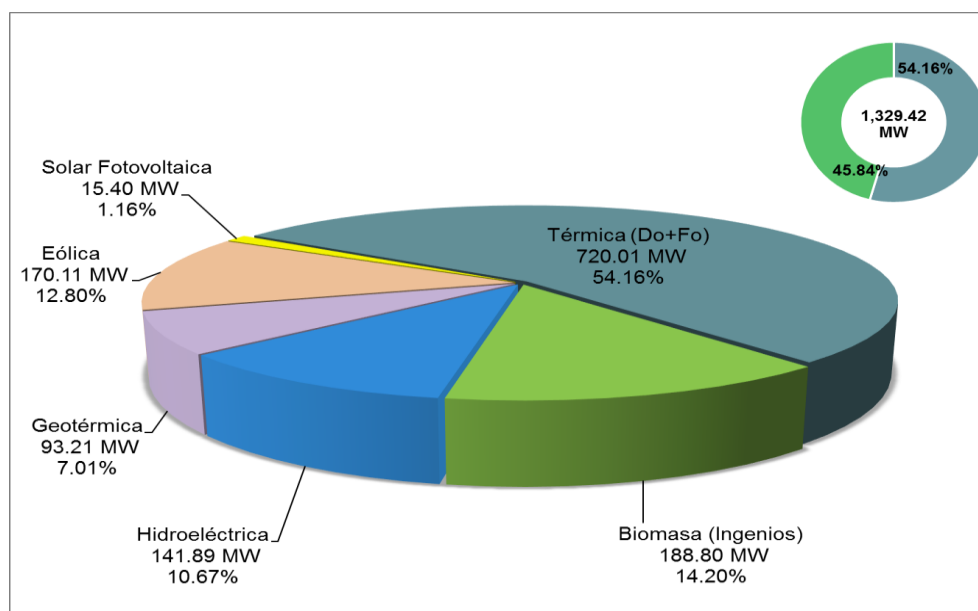
- i) Reducción de 10.20 MW de capacidad efectiva de la central de biomasa EGERSA¹.
- ii) Reducción de 6.60 MW de capacidad efectiva de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca, debido a una menor disponibilidad de sus unidades.
- iii) Reducción de 5.27 MW de capacidad efectiva de la central geotérmica PENSA, debido menor disponibilidad en su unidad 4.
- iv) Reducción de 5.15 MW de capacidad efectiva de la central eólica PECCOS, debido principalmente a la indisponibilidad de sus unidades 6, 7, 11, 15 y 22, durante el mes de diciembre del año 2020.
- v) Reducción de 4.80 MW de capacidad efectiva de la central térmica PCP, debido principalmente a la indisponibilidad de sus unidades 5, 6, 9 y 10, durante el mes de diciembre del año 2020.
- vi) Reducciones menores de 1.88 MW de capacidad efectiva de las centrales Tichaná, El Bote, El Wawule, San Martín, ENEL – RAACS y Corn Island, debido a menor disponibilidad de sus unidades.

¹ La información corresponde a la disponibilidad reportada por la central eléctrica, sin embargo, al último día del mes de diciembre, su disponibilidad era de 37.0 MW.

1.4 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente

Tomando en consideración las diferentes fuentes de energía que se utilizan para la generación de electricidad en las distintas centrales, se observa que del total de 1,329.42 MW efectivos instalados, 720.01 MW (54.16%) están constituidos por el parque térmico que genera electricidad a base de fuel oil y diésel, las centrales de biomasa que operan con bagazo de caña (ingenios azucareros) incorporan 188.80 MW (14.20%), las centrales eólicas tienen una capacidad instalada de 170.11 MW (12.80%), el parque hidroeléctrico cuenta con 141.89 MW (10.67%), la capacidad instalada geotérmica es de 93.21 MW (7.01%), y las centrales solares fotovoltaicas con 15.40 MW (1.16%). (Ver Gráfico 4).

Gráfico 4
Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Fuente
Diciembre 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Así mismo, de los 1,329.42 MW efectivos instalados a nivel nacional, 720.01 MW (54.16%) utiliza combustibles fósiles para la generación eléctrica, mientras que 609.41 MW (45.84%) utiliza fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar.

La participación de las fuentes renovables en la capacidad instalada efectiva, se redujo 13.23 MW (2.12%) comparado al mes de diciembre del año 2019. Esta reducción se explica detalladamente en la página anterior, sin embargo, de manera general obedece principalmente a una mayor disponibilidad en las 2 unidades de la planta MAN de la central térmica AGSA, además de una reducción en la disponibilidad de la central de biomasa EGERSA.

II.GENERACION DE ENERGÍA ELÉCTRICA

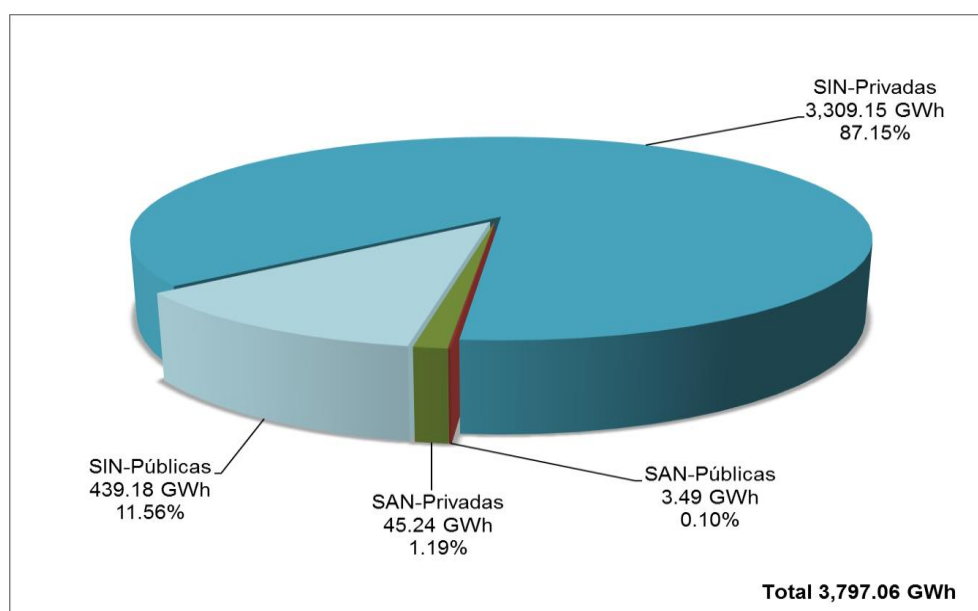
2.1 Generación Bruta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

La generación bruta a nivel nacional, totalizó 3,797.06 GWh en el año 2020, correspondiendo 3,748.33 GWh (98.71%) al SIN y 48.73 GWh (1.29%) al SAN.

El SIN está conformado por centrales eléctricas propiedades del Estado (empresas públicas) las cuales generaron 439.18 GWh (11.56%) y centrales eléctricas de propiedad privada (empresas privadas) que generaron 3,309.15 GWh (87.15%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que generaron 3.49 GWh (0.10%) y 45.24 GWh (1.19%) que generaron las empresas privadas.

En total, de los 3,797.06 GWh que se generaron a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 442.67 GWh (11.66%) fueron generados por empresas de propiedad del Estado y 3,354.39 GWh (88.34%) por empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 5).

Gráfico 5
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

La generación bruta a nivel nacional tuvo una reducción en valor neto de 785.35 GWh, es decir 17.14% con respecto al año 2019. En el SIN, la reducción fue de 782.91 GWh (17.28%), mientras que, en el SAN, la reducción fue de 2.44 GWh (4.82%). De forma agregada, la reducción en la generación bruta se compensa con un incremento en las importaciones eléctricas, lo que se analiza más adelante en el documento.

En la Tabla 3, se observan estas variaciones a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de generación como porcentual.

Tabla 3
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

AGENTES DEL MERCADO	GENERACION BRUTA - GWh				
	BRUTA	BRUTA	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	2019	2020	%	%	MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4,531.24	3,748.33	98.71	(17.28)	(782.91)
EMPRESAS PÚBLICAS	156.60	439.18	11.56	180.45	282.58
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	154.52	437.17	11.51	182.93	282.65
Planta Centroamérica	7.07	195.74	5.15	2,669.40	188.67
Planta Carlos Fonseca	72.10	154.49	4.07	114.28	82.39
Planta Larreynaga	51.72	77.95	2.05	50.72	26.23
Planta Managua	23.63	8.99	0.24	(61.96)	(14.64)
Planta Las Brisas	-	-	-	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	2.08	2.01	0.05	(3.52)	(0.07)
EMPRESAS PRIVADAS	4,374.64	3,309.15	87.15	(24.36)	(1,065.49)
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	3.68	4.67	0.12	26.99	0.99
Hidro Pantasma (HPA)	32.57	58.83	1.55	80.66	26.26
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	18.37	25.80	0.68	40.45	7.43
Tichana Power (TP)	1.39	0.74	0.02	(46.58)	(0.65)
Hidralia Energía, S.A. El Sardinal	2.15	3.67	0.10	71.29	1.52
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	12.33	10.59	0.28	(14.06)	(1.74)
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	9.39	10.54	0.28	12.25	1.15
Aprodelbo. Benjamín Linder	0.74	0.85	0.02	15.01	0.11
Energía Sol y Viento. El Wawule	0.90	3.87	0.10	328.98	2.97
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	14.60	26.72	0.70	83.04	12.12
Fotovoltaica Solaris, S.A.	22.32	20.85	0.55	(6.58)	(1.47)
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	-	2.21	0.06	-	2.21
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	307.09	92.36	2.43	(69.93)	(214.73)
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	173.07	3.54	0.09	(97.96)	(169.53)
Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (PECCOS)	134.02	88.82	2.34	(33.73)	(45.20)
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	591.31	254.60	6.71	(56.94)	(336.71)
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	189.38	86.93	2.29	(54.10)	(102.45)
Empresa Energética Corinto (EEC)	373.98	278.97	7.35	(25.40)	(95.01)
Tipitapa Power Company (TPC)	242.53	140.33	3.70	(42.14)	(102.20)
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	336.50	325.41	8.57	(3.30)	(11.09)
Planta Nicaragua	336.50	325.41	8.57	(3.30)	(11.09)
Momotombo Power Company (MPC)	199.02	209.54	5.52	5.29	10.52
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	579.11	557.77	14.69	(3.68)	(21.34)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	254.45	192.11	5.06	(24.50)	(62.34)
Monte Rosa S.A. (IMR)	251.44	231.38	6.09	(7.98)	(20.06)
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	205.68	196.83	5.18	(4.30)	(8.85)
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas (EGERSA)	129.56	112.46	2.96	(13.19)	(17.10)
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	263.12	199.06	5.24	(24.35)	(64.06)
Blue Power & Energy S.A.	155.72	116.24	3.06	(25.35)	(39.48)
Eolo de Nicaragua, S.A.	177.31	145.82	3.84	(17.76)	(31.49)
SISTEMA AISLADO NACIONAL	51.17	48.73	1.29	(4.82)	(2.44)
EMPRESAS PÚBLICAS	7.34	3.49	0.10	(52.52)	(3.85)
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	7.34	3.49	0.10	(52.52)	(3.85)
RACCN (Waspan)	2.96	2.92	0.08	(1.58)	(0.04)
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	4.38	0.57	0.02	(86.99)	(3.81)
EMPRESAS PRIVADAS	43.83	45.24	1.19	3.16	1.41
Puerto Cabezas Power (PCP)	40.50	38.79	1.02	(4.23)	(1.71)
Sistema Híbrido Solar - Térmico. San Juan de Nicaragua	0.62	0.65	0.02	3.65	0.03
San Juan de Nicaragua (Térmico)	0.29	0.25	0.01	(12.66)	(0.04)
San Juan de Nicaragua (Solar)	0.33	0.40	0.01	17.57	0.07
Caribbean Pride Energy. Corn Island	2.71	5.80	0.15	112.69	3.09
Corn Island (Térmico)	1.82	3.11	0.08	69.76	1.29
Corn Island (Solar)	0.89	2.69	0.07	200.47	1.80
TOTAL NACIONAL	4,582.41	3,797.06	100.00	(17.14)	(785.35)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA reportan el total de electricidad producida por su central, utilizada para su planta industrial y para entrega de electricidad al SIN.
- Las centrales La Trinidad, El Bote, Tichaná, El Sardinal, Aprodelbo, El Wawule y EGOMSA, se encuentran interconectadas al SIN, mediante la red de distribución eléctrica.
- En el año 2019, se agregó las centrales El Sardinal, El Salto Grande, Siempre Viva, Aprodelbo y el Wawule.

De forma específica, las variaciones observadas son las siguientes:

Incremento de 365.73 GWh en la generación bruta de las siguientes centrales:

- i) Incremento de 188.67 GWh de la central hidroeléctrica Centroamérica, la cual finalizó mantenimientos mayores en el año 2019, aumentando significativamente sus horas trabajadas ya que estuvo en operación la mayor parte del año 2020.
- ii) Incremento de 82.39 GWh de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca, la cual aumentó significativamente sus horas trabajadas en el año 2020.
- iii) Incremento de 26.26 GWh de la central hidroeléctrica Hidropantasma, la cual aumentó sus horas trabajadas en 86.37% durante el año 2020.
- iv) Incremento de 26.23 GWh de la central hidroeléctrica Larreynaga, la cual aumentó por encima del 100.00% sus horas trabajadas durante el año 2020 respecto al 2019.
- v) Incremento de 12.12 GWh de la central hidroeléctrica San Martín, la cual aumentó sus horas trabajadas en 54.29%, en vista que estuvo en operación durante todo el año.
- vi) Incremento de 10.52 GWh de la central geotérmica MPC, la cual aumentó significativamente las horas trabajadas en su unidad 2.
- vii) Incremento de 7.43 GWh de la central hidroeléctrica El Diamante, la cual aumentó sus horas trabajadas en 9.55%.
- viii) Incrementos menores de 12.11 GWh de las centrales El Bote, El Sardinal, Siempre Viva, Aprodelbo, El Wawule, EGOMSA, San Juan de Nicaragua – Solar y Caribbean Pride Energy.

Reducción de 1,151.08 GWh en la generación bruta de las siguientes centrales:

- i) Reducción de 336.71 GWh (56.94%) de la central térmica AGSA, cuyas horas trabajadas se redujeron 23.34% en la unidad 1 de la planta MAN y su producción se ha visto reducida por razones de despacho económico.
- ii) Reducción de 169.53 GWh (97.96%) de las centrales térmicas de ALBANISA, cuya producción se ha reducido significativamente por razones de despacho económico.
- iii) Reducción de 102.45 GWh de la central térmica CENSA, cuya producción se ha reducido por razones de despacho económico.

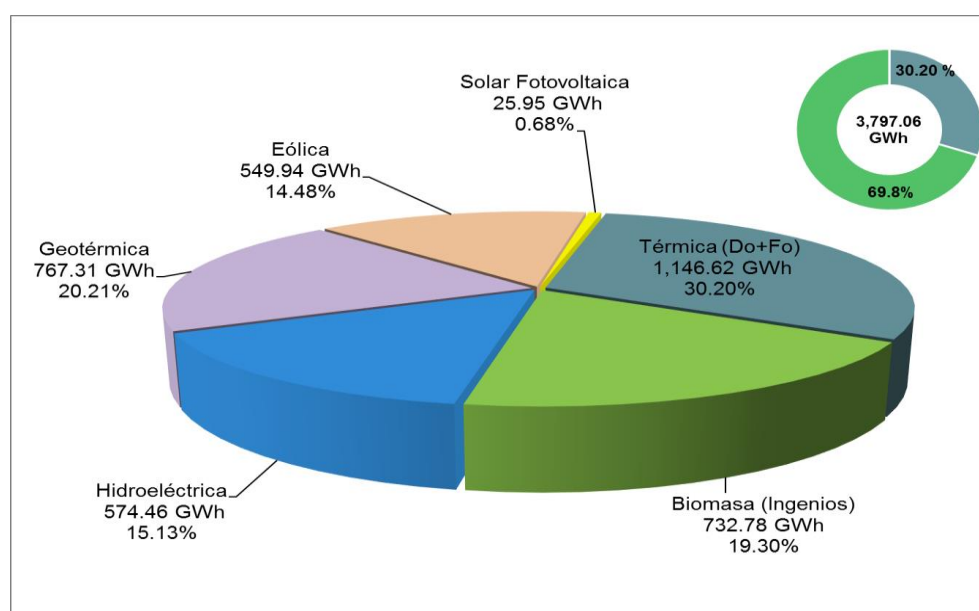
- iv) Reducción de 102.20 GWh de la central térmica TPC, cuya producción se ha reducido por razones de despacho económico.
- v) Reducción de 95.01 GWh (25.40) de la central térmica EEC, cuya producción se ha reducido por razones de despacho económico.
- vi) Reducción de 64.06 GWh (24.35%) de la central eólica Amayo, que además de reducir sus horas trabajadas (2.54% en promedio), también registró una reducción de 13.36% en las velocidades promedio del viento en sus 2 plantas.
- vii) Reducción de 62.34 GWh (24.50%) de la central de biomasa NSEL, la cual redujo el consumo de bagazo de caña en 19.45%, disminuyendo así su generación eléctrica.
- viii) Reducción de 45.20 GWh (33.73%) de la central eólica PECCOS, que además de reducir sus horas trabajadas (0.20% en promedio), también registró una reducción de 30.38% en las velocidades promedio del viento.
- ix) Reducción de 39.48 GWh (25.35%) de la central eólica Blue Power, que además de reducir sus horas trabajadas (3.01% en promedio), también registró una reducción de 19.82% en las velocidades promedio del viento.
- x) Reducción de 31.49 GWh (17.76%) de la central eólica Eolo, a pesar de aumentar sus horas trabajadas, registró una reducción de 8.65% en las velocidades promedio del viento.
- xi) Reducción de 21.34 GWh (3.68%) de la central geotérmica PENSA, la cual redujo sus horas trabajadas en 11.39% y 3.09% sus 2 unidades.
- xii) Reducción de 20.06 GWh (7.98%) de la central de biomasa IMR, la cual redujo sus horas trabajadas en 16.14% promedio de sus 4 unidades.
- xiii) Reducción de 17.10 GWh (13.19%) de la central de biomasa EGERSA, la cual redujo el consumo de bagazo de caña en 33.81%, disminuyendo así su generación eléctrica.
- xiv) Reducción de 14.64 GWh (61.96%) de la central térmica Planta Managua, cuya producción se ha reducido significativamente por razones de despacho económico.
- xv) Reducción de 11.09 GWh (3.30%) de la central térmica Planta Nicaragua, cuyas horas trabajadas se redujeron 23.34% en su unidad 1, por razones de mantenimiento y despacho económico.
- xvi) Reducciones menores de 18.38 GWh de las centrales La Trinidad, Tichaná, El Salto Grande, Solaris, Ingenio Montelimar, ENEL, Puerto Cabezas Power y San Juan de Nicaragua – Térmico.

2.2 Generación Bruta por Tipo de Fuente

A nivel de las diferentes fuentes de energía que se utilizan para la generación de electricidad en las distintas centrales, se observa que del total de 3,797.06 GWh generados en el año 2020, las centrales térmicas que utilizan fuel oil y diésel generaron 1,146.62 GWh (30.20%); las centrales geotérmicas generaron 767.31 GWh (20.21%); las centrales de biomasa, es decir, ingenios azucareros, generaron 732.78 GWh (19.30%); centrales hidroeléctricas generaron 574.46 GWh (15.13%); centrales eólicas generaron 549.94 GWh (14.48%); finalmente las centrales solares fotovoltaicas generaron 25.95 GWh (0.68%).

De forma consolidada, de los 3,797.06 GWh generados a nivel nacional, 1,146.62 GWh (30.20%) se generaron a partir de combustibles fósiles, mientras que 2,650.44 GWh (69.80%) se generó a partir de fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar. En este dato no se toman en consideración las importaciones eléctricas. (Ver Gráfico 6).

Gráfico 6
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Uno de los objetivos prioritarios de la política energética nacional es la transformación y diversificación de la matriz de generación eléctrica, que desde el año 2007, se ha convertido además en un factor dinamizador de la economía nacional. En ese sentido, con la instalación de nuevas centrales eléctricas, se ha logrado aumentar la participación de las centrales renovables en la generación bruta, del 30.01% en el año 2006, al 69.80% en el año 2020.

En la siguiente tabla, se observan variaciones entre el año 2019 y 2020, por fuente:

Tabla 4
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente

TIPO DE FUENTE	GENERACION BRUTA -GWh				
	BRUTA	BRUTA	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	2019	2020	%	%	GWh
Hidroeléctricas	227.01	574.46	15.13	153.09	347.45
Geotérmicas	778.13	767.31	20.21	(1.39)	(10.82)
Eólicas	730.17	549.94	14.48	(24.68)	(180.23)
Solar Fotovoltaica	24.40	22.86	0.60	(6.32)	(1.54)
Termoeléctricas (FO + DO)	1,930.40	1,100.98	29.00	(42.97)	(829.42)
Biomasa (Bagazo de Caña)	841.13	732.78	19.30	(12.88)	(108.35)
TOTAL S.I.N.	4,531.24	3,748.33	98.72	(17.28)	(782.91)
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-
Termoeléctricas (FO + DO)	49.95	45.64	1.20	(8.66)	(4.31)
Solar Fotovoltaica	1.22	3.09	0.08	-	1.87
TOTAL S.A.N	51.17	48.73	1.28	(4.82)	(2.44)
Hidroeléctricas	227.01	574.46	15.13	153.09	347.45
Geotérmicas	778.13	767.31	20.21	(1.39)	(10.82)
Eólicas	730.17	549.94	14.48	(24.68)	(180.23)
Solar Fotovoltaica	25.62	25.95	0.68	1.23	0.33
Termoeléctricas (FO + DO)	1,980.35	1,146.62	30.20	(42.10)	(833.73)
Biomasa (Bagazo de Caña)	841.13	732.78	19.30	(12.88)	(108.35)
TOTAL NACIONAL	4,582.41	3,797.06	100.00	(17.14)	(785.35)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

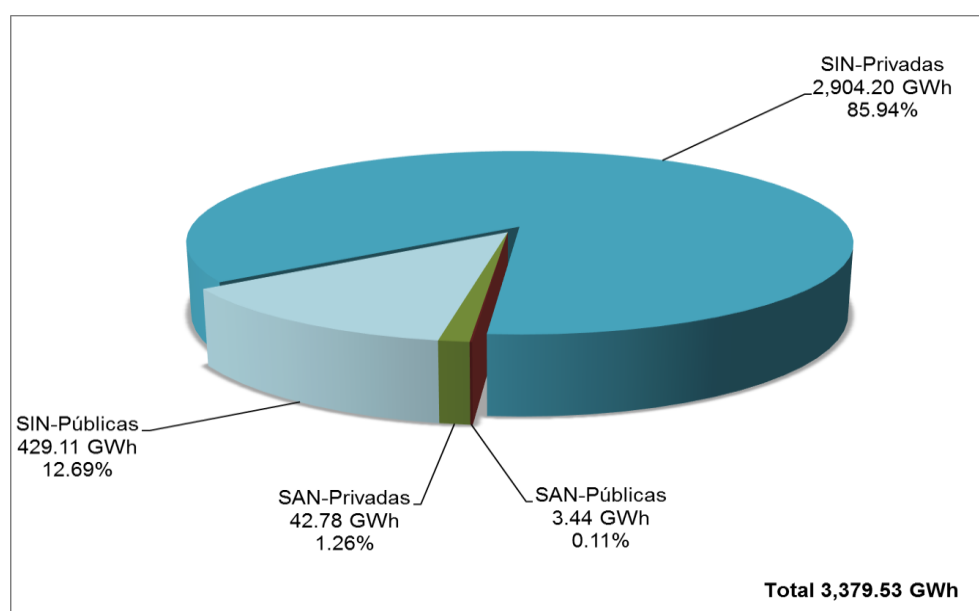
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA reportan el total de electricidad producida por su central, utilizada para su planta industrial y para entrega de electricidad al SIN.
- i) Las centrales hidroeléctricas han aumentado considerablemente su generación en 347.45 GWh (153.09%), impulsado principalmente por la mayor disponibilidad de las centrales Centroamérica y Carlos Fonseca.
 - ii) Las centrales solares fotovoltaicas aumentaron ligeramente su generación en 0.33 GWh (1.23%), debido principalmente a centrales ubicadas en el Caribe.
 - iii) Las centrales térmicas, son las que mayor han reducido su producción en 833.73 GWh (42.10%), principalmente debido a reducciones en las centrales de Albanisa y AGSA.
 - iv) Las centrales eólicas redujeron su generación en 180.23 GWh (24.68%), debido a una considerable reducción en las velocidades promedio del viento, registradas por las propias centrales. En anexos puede observarse información más detallada de velocidades promedio de viento, de cada una de las centrales eólicas.
 - v) Las centrales de biomasa redujeron su generación en 108.35 GWh (12.88%), debido principalmente a una reducción en el consumo de bagazo de caña en NSEL, IMR y EGERSA.
 - vi) Las centrales geotérmicas redujeron ligeramente su generación en 10.82 GWh (1.39%), debido principalmente a una reducción de las horas trabajadas y producción en PENSA.

2.3 Generación Neta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

La generación neta a nivel nacional totalizó 3,379.53 GWh en el año 2020, correspondiendo 3,333.31 GWh (98.63%) al SIN y 46.22 GWh (1.37%) al SAN. El SIN está conformado por centrales eléctricas propiedades del Estado (empresas públicas) que generaron 429.11 GWh (12.69%) y centrales eléctricas de propiedad privada (empresas privadas) que generaron 2,904.20 GWh (85.94%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que generaron 3.44 GWh (0.11%) y 42.78 GWh (1.26%) que generaron las empresas privadas.

En total, de los 3,379.53 GWh que se generaron a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 432.55 GWh (12.80%) fueron generados por empresas de propiedad del Estado y 2,946.98 GWh (87.20%) por empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 7).

Gráfico 7
Generación Neta (GWh) Por Tipo de Sistemas
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En el caso de las centrales de biomasa, la diferencia entre generación bruta y neta es significativa, debido a que parte de la electricidad generada es utilizada en la planta industrial para producción de azúcar y el excedente es inyectado al SIN.

La generación neta a nivel nacional tuvo una reducción de 725.95 GWh, es decir 17.68% con respecto al año 2019. A como se mencionó en la generación bruta, esta reducción se compensa con un incremento en las importaciones eléctricas. Además, esta reducción no implica una disminución en la demanda eléctrica nacional, sino que representa el comportamiento de la producción de electricidad por parte de las centrales que se encuentran dentro del país. Dicha reducción se dio por despacho económico o por indisponibilidades de algunas de las centrales. En la Tabla 5, se observan estas variaciones a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de generación como porcentual.

Tabla 5
Generación Neta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

AGENTES DEL MERCADO	GENERACION NETA - GWh				
	NETA	NETA	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	2019	2020	%	%	MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4,056.74	3,333.31	98.63	(17.83)	(723.43)
EMPRESAS PÚBLICAS	152.50	429.11	12.69	181.41	276.61
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	150.48	427.15	12.63	183.88	276.67
Planta Centroamérica	6.85	189.30	5.60	2,665.40	182.45
Planta Carlos Fonseca	70.26	152.52	4.51	117.09	82.26
Planta Larreynaga	50.96	76.75	2.27	50.61	25.79
Planta Managua	22.41	8.58	0.25	(61.70)	(13.83)
Planta Las Brisas	-	-	-	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	2.02	1.96	0.06	(2.75)	(0.06)
EMPRESAS PRIVADAS	3,904.24	2,904.20	85.94	(25.61)	(1,000.04)
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	3.66	4.65	0.14	27.02	0.99
Hidro Pantasma (HPA)	32.04	57.91	1.71	80.74	25.87
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	18.36	25.80	0.76	40.51	7.44
Tichana Power (TP)	1.38	0.74	0.02	(46.61)	(0.64)
Hidralia Energía, S.A. El Sardinal	2.14	3.66	0.11	71.22	1.52
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	12.16	10.43	0.31	(14.24)	(1.73)
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	9.31	10.45	0.31	12.17	1.14
Aprodelbo. Benjamín Linder	0.74	0.81	0.02	10.39	0.07
Energía Sol y Viento. El Wawule	0.89	3.75	0.11	322.76	2.86
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	14.07	25.90	0.77	84.01	11.83
Fotovoltaica Solaris, S.A.	22.21	20.73	0.61	(6.68)	(1.48)
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	0.03	2.07	0.06	6,977.65	2.04
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	294.86	89.61	2.65	(69.61)	(205.25)
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	165.01	3.42	0.10	(97.92)	(161.59)
Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (PECCOS)	129.85	86.19	2.55	(33.62)	(43.66)
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	571.79	244.92	7.25	(57.16)	(326.87)
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	185.83	85.11	2.52	(54.20)	(100.72)
Empresa Energética Corinto (EEC)	348.47	260.18	7.70	(25.34)	(88.29)
Tipitapa Power Company (TPC)	235.36	137.79	4.08	(41.45)	(97.57)
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	314.75	304.03	9.00	(3.41)	(10.72)
Planta Nicaragua	314.75	304.03	9.00	(3.41)	(10.72)
Momotombo Power Company (MPC)	170.11	182.46	5.40	7.26	12.35
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	532.99	511.70	15.14	(3.99)	(21.29)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	121.54	81.39	2.41	(33.04)	(40.15)
Monte Rosa S.A. (IMR)	161.47	144.63	4.28	(10.43)	(16.84)
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	169.30	166.19	4.92	(1.84)	(3.11)
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas (EGERSA)	94.44	76.65	2.27	(18.84)	(17.79)
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	258.31	195.30	5.78	(24.40)	(63.01)
Blue Power & Energy S.A.	153.60	114.23	3.38	(25.63)	(39.37)
Eolo de Nicaragua, S.A.	174.43	143.11	4.23	(17.96)	(31.32)
SISTEMA AISLADO NACIONAL	48.74	46.22	1.37	(5.17)	(2.52)
EMPRESAS PÚBLICAS	7.33	3.44	0.11	(53.11)	(3.89)
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	7.33	3.44	0.11	(53.11)	(3.89)
RACCN (Waspan)	2.96	2.88	0.09	(2.83)	(0.08)
RACCS (Com Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	4.37	0.56	0.02	(87.16)	(3.81)
EMPRESAS PRIVADAS	41.41	42.78	1.26	3.31	1.37
Puerto Cabezas Power (PCP)	38.09	36.33	1.07	(4.62)	(1.76)
Sistema Híbrido Solar - Térmico. San Juan de Nicaragua	0.61	0.65	0.02	5.76	0.04
San Juan de Nicaragua (Térmico)	0.28	0.25	0.01	(11.01)	(0.03)
San Juan de Nicaragua (Solar)	0.33	0.40	0.01	20.09	0.07
Caribbean Pride Energy. Corn Island	2.71	5.80	0.17	114.35	3.09
Corn Island (Térmico)	1.83	3.11	0.09	69.92	1.28
Corn Island (Solar)	0.88	2.69	0.08	207.20	1.81
TOTAL NACIONAL	4,105.48	3,379.53	100.00	(17.68)	(725.95)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

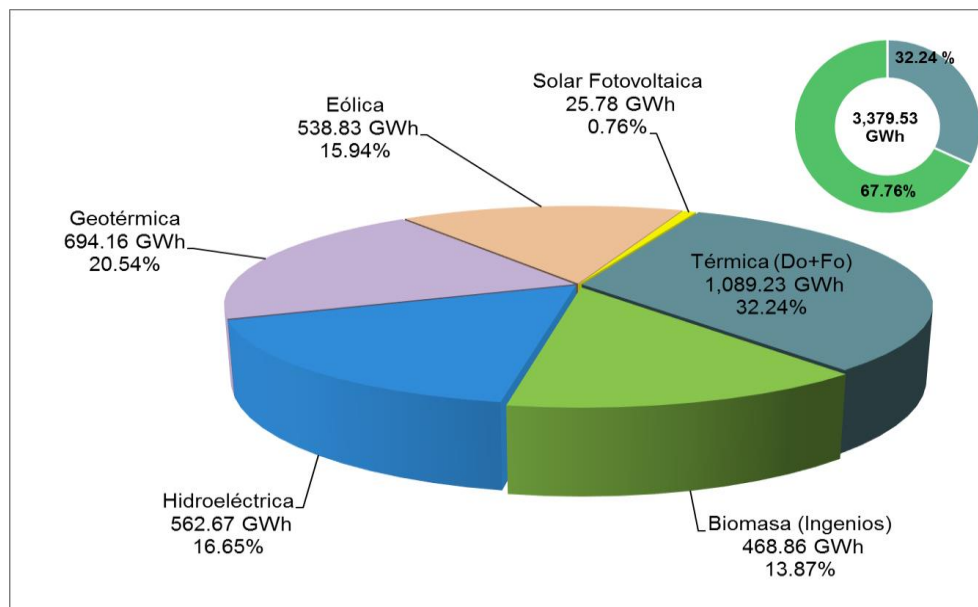
Notas:

- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA reportan el total de electricidad inyectada al SIN.
- Las centrales La Trinidad, El Bote, Tichaná, El Sardinal, Aprodelbo, El Wawule y EGOMSA, se encuentran interconectadas al SIN, mediante la red de distribución eléctrica.
- En el año 2019, se agregó las centrales El Sardinal, El Salto Grande, Siempre Viva, Aprodelbo y el Wawule.

2.4 Generación Neta por Tipo de Fuente

A nivel de fuentes de energía, las centrales térmicas generaron 1,089.23 GWh (32.24%); centrales geotérmicas generaron 694.16 GWh (20.54%); 562.67 GWh (16.65 %) las centrales hidroeléctricas; centrales eólicas generaron 538.83 GWh (15.94%); 468.86 GWh (13.87%) las centrales de biomasa; y las centrales solares fotovoltaicas generaron 25.78 GWh (0.76%). (Ver Gráfico 8 y Tabla 6).

Gráfico 8
Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tabla 6
Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente

TIPO DE FUENTE	GENERACION NETA -GWh				
	NETA	NETA	PARTICIP	VARIACION	VARIACION
	2019	2020	%	%	GWh
Hidroeléctricas	222.82	562.67	16.65	152.53	339.85
Geotérmicas	703.10	694.16	20.54	(1.27)	(8.94)
Eólicas	716.19	538.83	15.94	(24.77)	(177.36)
Solar Fotovoltaica	24.23	22.69	0.67	(6.36)	(1.54)
Termoeléctricas (FO + DO)	1,843.65	1,046.10	30.95	(43.26)	(797.55)
Biomasa (Bagazo de Caña)	546.75	468.86	13.87	(14.25)	(77.89)
TOTAL S.I.N.	4,056.74	3,333.31	98.62	(17.83)	(723.43)
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-
Termoeléctricas (FO + DO)	47.53	43.13	1.28	(9.26)	(4.40)
Solar Fotovoltaica	1.21	3.09	0.09	155.65	1.88
TOTAL S.A.N	48.74	46.22	1.37	(5.17)	(2.52)
Hidroeléctricas	222.82	562.67	16.65	152.53	339.85
Geotérmicas	703.10	694.16	20.54	(1.27)	(8.94)
Eólicas	716.19	538.83	15.94	(24.77)	(177.36)
Solar Fotovoltaica	25.44	25.78	0.76	1.34	0.34
Termoeléctricas (FO + DO)	1,891.18	1,089.23	32.24	(42.40)	(801.95)
Biomasa (Bagazo de Caña)	546.75	468.86	13.87	(14.25)	(77.89)
TOTAL NACIONAL	4,105.48	3,379.53	100.00	(17.68)	(725.95)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La generación neta presentada por los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa, Montelimar y EGERSA, corresponde al total de electricidad inyectada al SIN.

III. INSUMOS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y RENDIMIENTO

3.1 Insumos para la Generación de Electricidad

La generación eléctrica utiliza diferentes fuentes de energía como insumos. Las centrales térmicas utilizan como principal combustible, el bunker (fuel oil) y diésel, los cuales son consumidos en plantas a vapor, turbinas a gas y motores de combustión interna. Las centrales hidroeléctricas hacen uso del agua almacenada en los embalses ya sea de regulación horaria o estacional, además de centrales a filo de agua. Las centrales geotérmicas aprovechan el agua y vapor de agua a altas temperaturas y presión, almacenado en un reservorio de agua subterránea. Finalmente, las centrales de biomasa (ingenios azucareros) utilizan de combustible el bagazo de caña principalmente y en menor cantidad leña y otros residuos de biomasa, que son quemados para calentar calderas de vapor.

La mayor participación de las energías renovables en la generación de electricidad durante los últimos años han influenciado en una disminución del consumo de fuel oil y diésel, sin embargo, su consumo continúa siendo de mucha importancia para la generación eléctrica. Durante el año 2020, el consumo de fuel oil se redujo significativamente en 39.89% comparado con el año anterior, mientras que el diésel se redujo en 45.19%. Cabe mencionar que en el año 2020, la generación renovable tuvo una participación importante.

El consumo de fuel oil para generación eléctrica fue de 1,723.38 kbbl (miles de barriles) en el año 2020. En el SIN, el consumo de este combustible fue de 1,666.17 kbbl, de los cuales 13.34 kbbl fue consumido por empresas públicas (ENEL Planta Managua) y 1,652.83 kbbl por empresas privadas (Albanisa, AGSA, Censa, EEC, TPC y Geosa). En el SAN el consumo de fuel oil fue de 57.21 kbbl, únicamente por empresas privadas (Puerto Cabezas Power).

El consumo de diésel totalizó 36.68 kbbl en el año 2020. En el SIN, el consumo de este combustible fue de 15.15 kbbl, consumido únicamente por empresas privadas (Albanisa, AGSA, EEC, TPC, Censa y EGOMSA). En el SAN el consumo de diésel fue de 21.53 kbbl, de los cuales 6.56 kbbl fue consumido por empresas públicas (ENEL) y 14.97 kbbl por empresas privadas (Puerto Cabezas Power).

El consumo de bagazo de caña medido en toneladas métricas (tm) durante el año 2020, fue de 1,847,862.86 (en los ingenios San Antonio con 719,516.72 tm, Monte Rosa con 667,865.05 tm, Montelimar con 239,155.81 tm y EGERSA con 221,325.28 tm), este volumen implica una reducción de 18.00% respecto al año 2019. Cabe mencionar, que el consumo de bagazo de caña corresponde al requerido para generación de electricidad, tanto para inyección al SIN como para autoconsumo. Además, se reporta el consumo de 176,545.00 tm de leña y residuos de biomasa.

El uso del vapor geotérmico en las centrales MPC y PENSA, se redujo en 3.83% al pasar de 5,973.34 miles de toneladas en el año 2019, a 5,744.30 miles de toneladas en el año 2020. El uso de salmuera consumido en la planta binaria de los campos

geotérmicos Momotombo y planta de condensación en San Jacinto-Tizate, de las empresas antes mencionadas, aumentó 8.38% respecto al año 2019, al pasar de 8,568.58 miles de toneladas en 2019, a 9,286.72 miles de toneladas en el año 2020. Cabe mencionar que en este mismo año, la empresa PENSA, utilizó 11,011.69 miles de metros cúbicos de agua de salmuera para reinyección en sus pozos.

Las generadoras hidroeléctricas aprovecharon un aporte de 1,342,312.79 miles de metros cúbicos de agua en el año 2020, aumentando considerablemente en 147.49% con respecto al año anterior, debido principalmente a la operación durante todo el año de las centrales hidroeléctricas Centroamérica, Carlos Fonseca y Larreynaga principalmente. (Ver Tablas 7 y 8).

Tabla 7
Insumos para Generación Eléctrica

AGENTES DEL MERCADO	Unidad de Medida	2019	2020	VARIAC. %
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Miles de Metros Cúbicos de Agua	10³ m³ Agua	389,801.43	990,359.9	154.07
Planta Centroamérica (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	11,739.53	324,920.9	2,667.75
Planta Carlos Fonseca (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	148,490.91	321,346.8	116.41
Planta Larreynaga (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	229,570.99	344,092.1	49.88
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	34.97	13.34	(61.85)
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles FO	34.97	13.34	(61.85)
Generadora San Rafael, S.A.(GESARSA)	10 ³ Barriles FO	-	-	-
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	-	-	-
Planta Las Brisas (ENEL)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Generadora San Rafael, S.A.(GESARSA)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	-	-	-
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Planta Las Brisas (ENEL)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Combustible para Otros Usos (Fuel Oil)	10³ Barriles FO	-	-	-
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles FO	-	-	-
EMPRESAS PRIVADAS				
Miles de Metros Cúbicos de Agua	10³ m³ Agua	152,565.26	351,952.8	130.69
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	10 ³ m ³ Agua	15,982.16	20,295.09	26.99
Hidro Pantasma (HPA)	10 ³ m ³ Agua	34,792.54	62,856.08	80.66
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	10 ³ m ³ Agua	20,451.41	29,112.84	42.35
Tichana Power (TP)	10 ³ m ³ Agua	2,907.33	1,768.73	(39.16)
Hidralia Energía, S.A. El Sardinal	10 ³ m ³ Agua	5,487.14	9,398.67	71.29
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	10 ³ m ³ Agua	1,377.18	60,437.46	4,288.49
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	10 ³ m ³ Agua	1,865.27	41,345.32	2,116.59
Aprodelbo. Benjamín Linder	10 ³ m ³ Agua	839.02	156.74	(81.32)
Energía Sol y Viento. El Wawule	10 ³ m ³ Agua	-	-	-
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	10 ³ m ³ Agua	68,863.21	126,581.8	83.82
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	2,769.61	1,648.93	(40.46)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	10 ³ Barriles FO	221.06	2.02	(99.09)
Alba Generación (AGSA)	10 ³ Barriles FO	814.15	347.44	(57.32)
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles FO	277.19	127.78	(53.90)
Empresa Energética Corinto (EEC)	10 ³ Barriles FO	511.11	377.93	(26.06)
Tipitapa Power Company (TPC)	10 ³ Barriles FO	330.81	193.18	(41.60)
Planta Nicaragua (GEOSA)	10 ³ Barriles FO	615.29	600.58	(2.39)
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	42.09	13.63	(67.62)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	10 ³ Barriles DO	36.46	4.24	(88.37)
Alba Generación (AGSA)	10 ³ Barriles DO	4.58	4.01	(12.45)
Empresa Energética Corinto (EEC)	10 ³ Barriles DO	0.99	1.32	33.33
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	10 ³ Barriles DO	0.06	4.06	6,666.67
Miles de Toneladas de Vapor Geotérmico	10³ Ton Vapor	5,973.34	5,744.30	(3.83)
Momotombo Power Company (MPC)	10 ³ Ton Vapor	1,494.72	1,471.58	(1.55)
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	10 ³ Ton Vapor	4,478.62	4,272.72	(4.60)

AGENTES DEL MERCADO	Unidad de Medida	2019	2020	VARIAC. %
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
Miles de Toneladas de Salmuera	10³ Ton Salmuera	8,568.58	9,286.72	8.38
Momotombo Power Company (MPC)	10 ³ Ton Salmuera	8,568.58	9,286.72	8.38
Miles de Metros Cúbicos de Agua de Salmuera	10³ M³ Salmuera	14,409.17	11,011.69	(23.58)
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	10 ³ M ³ Salmuera	14,409.17	11,011.69	(23.58)
Toneladas Métricas de Bagazo Caña	10³ Ton Met Bagazo	2,253,587.2	1,847,862.	(18.00)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	10 ³ Ton Met Bagazo	893,226.03	719,516.7	(19.45)
Monte Rosa S.A. (IMR)	10 ³ Ton Met Bagazo	825,932.06	667,865.0	(19.14)
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	10 ³ Ton Met Bagazo	200,030.01	239,155.8	19.56
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas	103 Ton Met Bagazo	334,399.14	221,325.2	(33.81)
Toneladas Métricas de Leña	Ton Met Le/Cas/RAC	151,367.31	176,545.0	16.63
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	Ton Met Le/Cas/RAC	-	22,963.21	-
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	Ton Met Le/Cas/RAC	128,910.91	127,195.9	(1.33)
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas	Ton Met Le/Cas/RAC	22,456.40	26,385.80	17.50
Combustible para Otros Usos (Fuel Oil)	10³ Barriles FO	3.01	3.90	29.57
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles FO	3.01	3.90	29.57
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	1.60	1.52	(5.00)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA) / Alba Generación	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles DO	0.49	0.42	(14.29)
Tipitapa Power Company (TPC)	10 ³ Barriles DO	1.11	1.10	(0.90)
SISTEMA AISLADO NACIONAL				
EMPRESAS PUBLICAS				
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	13.19	6.56	(50.27)
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)	10 ³ Barriles DO	13.19	6.56	(50.27)
RAAN (Waspam)	10 ³ Barriles DO	5.37	5.03	(6.33)
RAAS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	10 ³ Barriles DO	7.82	1.53	(80.43)
EMPRESAS PRIVADAS				
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	59.52	57.21	(3.88)
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles FO	59.52	57.21	(3.88)
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	9.51	9.23	(2.94)
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles DO	9.51	9.23	(2.94)
Sistema Hibrido Solar - Térmico. San Juan de Nicaragua	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Caribbean Pride Energy. Corn Island	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	0.53	5.74	983.02
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles DO	0.53	5.74	983.02

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- En el caso de PENSA, no se utiliza el agua de salmuera para generar electricidad, solamente se reinyecta a los pozos de producción.

Tabla 8
Resumen de Insumos para Generación Eléctrica

RESUMEN DE INSUMOS PARA GENERACION ELECTRICA	2019	2020	Crecim %
Total Agua (10 ³ M ³)	542,366.69	1,342,312.79	147.49
Total Salmuera (10 ³ Toneladas)	8,568.58	9,286.72	8.38
Total Agua Salmuera (10 ³ M ³)	14,409.17	11,011.69	(23.58)
Total Vapor Geotérmico (10 ³ Toneladas)	5,973.34	5,744.30	(3.83)
Total Bagazo Caña (Toneladas Métricas)	2,253,587.24	1,847,862.86	(18.00)
Total Leña (Toneladas Métricas)	151,367.31	176,545.00	16.63
Total Fuel Oil (10 ³ Barriles)	2,867.11	1,723.38	(39.89)
Total Diésel (10 ³ Barriles)	66.92	36.68	(45.19)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

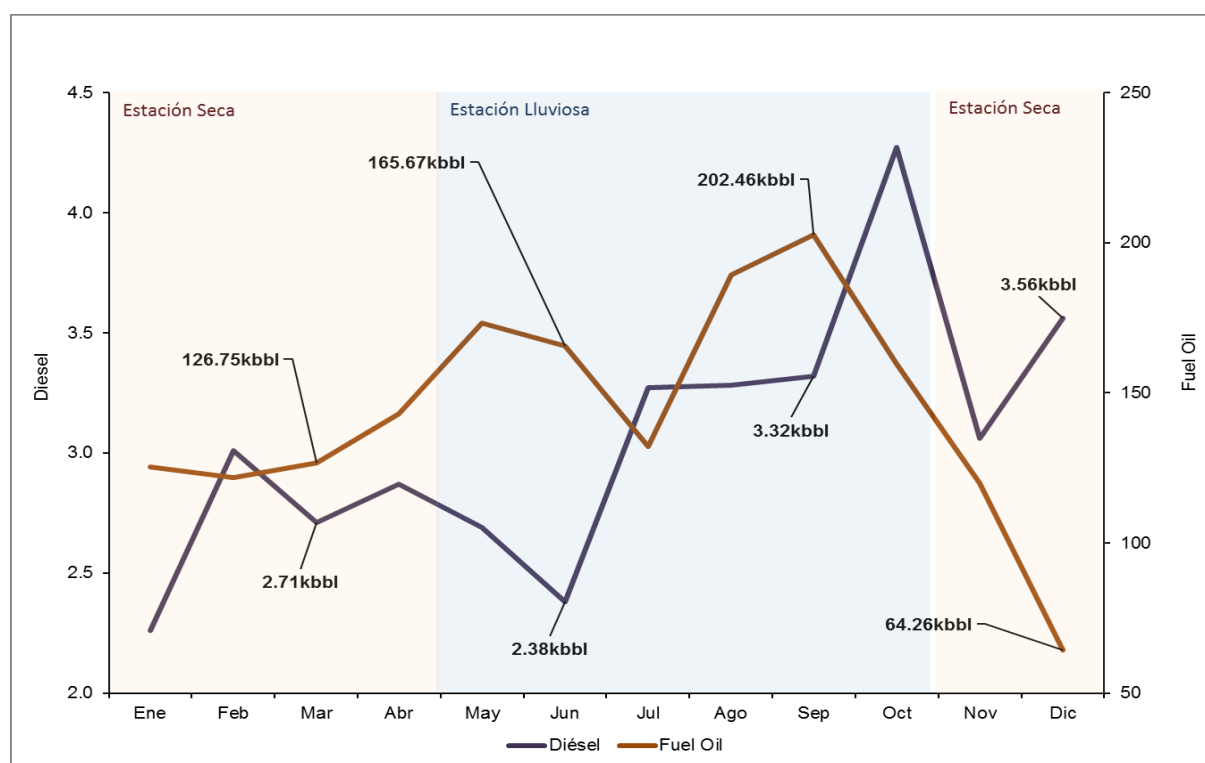
En la Tabla 9 y Gráfico 19, se muestra por mes el consumo de fuel oil y diésel en miles de galones y barriles, que fueron requeridos para garantizar la generación eléctrica de las centrales termoeléctricas del país en el año 2020.

Tabla 9
Consumo de Fuel Oil y Diésel. Miles de Galones / Barriles

Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
MILES DE GALONES													
Fuel Oil	5,267.04	5,114.33	5,323.70	6,010.16	7,271.49	6,958.02	5,548.48	7,948.34	8,503.14	6,705.53	5,032.13	2,699.46	72,381.82
Diésel	95.04	126.50	113.87	120.34	112.90	99.76	137.22	137.71	139.44	179.38	128.38	150.13	1,540.67
MILES DE BARRILES													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fuel Oil	125.41	121.77	126.75	143.10	173.13	165.67	132.11	189.25	202.46	159.66	119.81	64.26	1,723.38
Diésel	2.26	3.01	2.71	2.87	2.69	2.38	3.27	3.28	3.32	4.27	3.06	3.56	36.68

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Gráfico 9
Consumo Mensual de Fuel Oil y Diésel (kbbl)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

El consumo de combustibles fósiles aumenta considerablemente a partir del segundo trimestre del año, mientras decrece nuevamente en el último trimestre. Este es un comportamiento asociado a la generación térmica, en donde los meses de mayor demanda (abril y mayo) es donde se presentan los mayores consumos, mientras se reduce en aquellos meses donde la generación renovable es más predominante.

Cabe mencionar que el año 2020, fue atípico debido a las afectaciones de la pandemia de Covid-19, por lo que se experimentó una reducción en la demanda eléctrica que se analizará más adelante en el documento.

3.2 Rendimiento por Tipo de Planta

La Tabla 10 muestra el rendimiento por cada tipo de fuente utilizado por todas las plantas públicas y privadas del SIN y los sistemas aislados en los años 2019 y 2020.

Tabla 10
Rendimientos por Plantas del SIN y el SAN

AGENTES DEL MERCADO	Unidad de Medida	2019	2020
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL			
EMPRESAS PÚBLICAS			
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)			
Planta Centroamérica	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.60	0.60
Planta Carlos Fonseca	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.49	0.48
Planta Larreynaga	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.23	0.23
Planta Managua	kWh / Galón de Fuel Oil	16.09	16.04
Planta Las Brisas	kWh / Galón Diésel	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	kWh / Galón de Fuel Oil + Diésel	-	-
EMPRESAS PRIVADAS			
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.23	0.23
Hidro Pantasma (HPA)	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.94	0.94
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.90	0.89
Empresa Generadora Ometepe S.A. (EGOMSA)	kWh / Galón Diésel	-	-
Tichana Power (TP)	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.48	0.42
Hidralía Energía, S.A. El Sardinal	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.39	0.39
Hemco Nicaragua, S.A. El Salto Grande	kWh / Metro Cúbico de Agua	8.95	0.18
Hemco Nicaragua, S.A. Siempre Viva	kWh / Metro Cúbico de Agua	5.03	0.25
Aprodelbo. Benjamín Linder	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.88	5.40
Energía Sol y Viento. El Wawule	kWh / Metro Cúbico de Agua	-	-
Interamerican Hydroelectric S.A (IHCSA). San Martín	kWh / Metro Cúbico de Agua	0.21	0.21
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	kWh / Galón Fuel Oil + Diésel	16.00	13.46
Planta Hugo Chávez 1 - 2	kWh / Galón Diésel	13.29	13.33
Planta Che Guevara 1 - 9	kWh / Galón Fuel Oil + Diésel	16.02	13.58
Alba Generación S.A. (AGSA)	kWh / Galón Fuel Oil + Diésel	17.20	17.25
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	kWh / Galón Fuel Oil	16.24	16.15
Empresa Energética Corinto (EEC)	kWh / Galón Fuel Oil + Diésel	17.39	17.51
Tipitapa Power Company (TPC)	kWh / Galón Fuel Oil	17.40	17.20
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	kWh / Galón Fuel Oil	13.02	12.90
Planta Nicaragua	kWh / Galón Fuel Oil	13.02	12.90
Momotombo Power Company (MPC)	kWh / Tonelada Vapor Geotérmico	99.05	106.25
Planta Momotombo (OEC)	kWh / Tonelada de Salmuera	5.95	5.73
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	kWh / Tonelada Vapor Geotérmico	129.30	130.54
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	kWh / Tonelada Biomasa	284.86	267.00
Monte Rosa S.A. (IMR)	kWh / Tonelada Biomasa	304.44	346.44
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	kWh / Tonelada Biomasa	625.27	537.28
Empresa Generadora de Energía Renovable de Rivas	kWh / Tonelada Biomasa	363.05	454.00
SISTEMA AISLADO NACIONAL			
EMPRESAS PÚBLICAS			
Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL)			
RAAN (Waspam)	kWh / Galón Diésel	13.13	13.80
RAAS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	kWh / Galón Diésel	13.34	8.85
EMPRESAS PRIVADAS			
Puerto Cabezas Power (PCP)	kWh / Galón Fuel Oil + Diésel	13.86	12.80

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

IV. IMPORTACION Y EXPORTACION, DEMANDA MAXIMA, MÍNIMA Y FACTOR DE CARGA

4.1 Importaciones y Exportaciones

En el año 2020, se importaron 1,070,686.65 MWh de energía eléctrica. En el mes de octubre se registró la mayor importación del año, de 116,028.20 MWh. Esta energía ha sido importada a través de los diferentes agentes del mercado habilitados. Por otro lado, las exportaciones de electricidad sumaron 2.00 MWh en el año, ocurriendo específicamente durante el mes de noviembre.

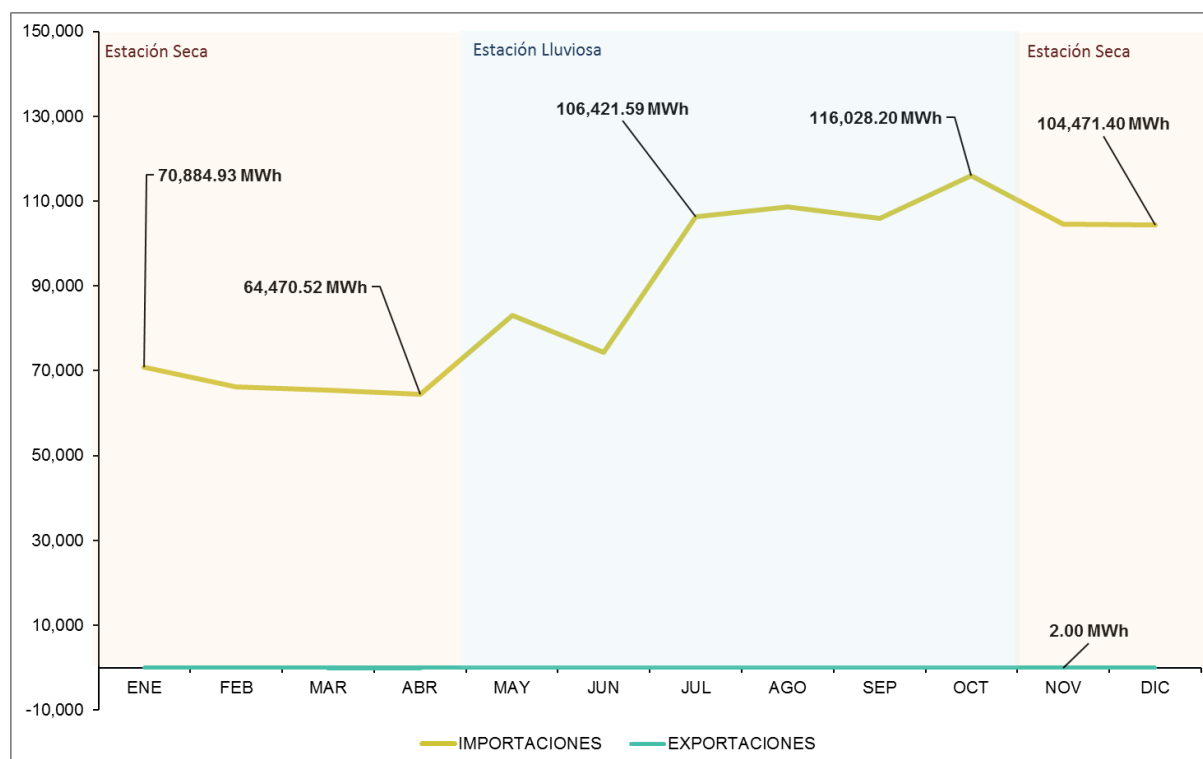
Con respecto al año anterior, se observa que las importaciones de electricidad aumentaron significativamente en un 146.47%. Este aumento en las importaciones compensa la reducción en la generación eléctrica por parte de las centrales. Mientras las exportaciones disminuyeron 98.67%. Ver Tabla 11 y Gráfico 10.

Tabla 11
Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)

TRANSACCIONES	Año		Variación	Variación
	2019	2020	Absoluta	%
IMPORTACIONES	434,416.72	1,070,686.65	636,269.93	146.47
EXPORTACIONES	150.80	2.00	(148.80)	(98.67)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Gráfico 10
Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Por otro lado, Nicaragua cuenta con 4 nodos de interconexión por donde se transporta la energía eléctrica que es recibida y enviada en el mercado regional.

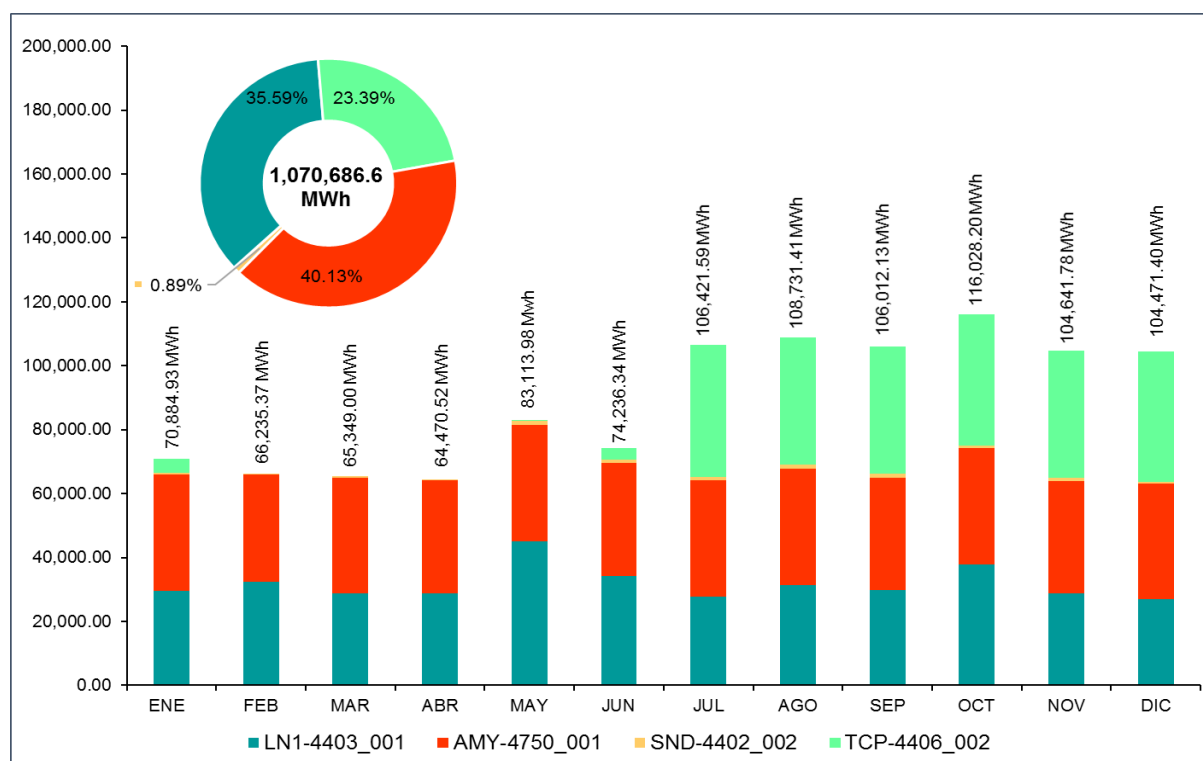
Tabla 12
Importaciones y Exportaciones de Electricidad por Nodo (MWh)

MES	IMPORTACIONES				EXPORTACIONES			
	SND-4402_002	LN1-4403_001	TCP-4406_002	AMY-4750_001	SND-4402_002	LN1-4403_001	TCP-4406_002	AMY-4750_001
ENE	491.35	29,492.95	4,290.00	36,610.63	0.00	0.00	0.00	0.00
FEB	306.94	32,366.03	0.00	33,562.40	0.00	0.00	0.00	0.00
MAR	456.56	28,724.45	0.00	36,168.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ABR	352.65	28,837.87	0.00	35,280.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MAY	1,102.00	45,010.32	412.00	36,589.66	0.00	0.00	0.00	0.00
JUN	1,161.72	34,304.72	3,579.89	35,280.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JUL	956.25	27,761.62	41,247.71	36,456.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGO	1,110.82	31,444.59	39,720.00	36,456.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SEP	1,188.59	29,703.55	39,840.00	35,280.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OCT	859.88	37,792.32	40,920.00	36,456.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOV	1,052.56	28,709.21	39,600.00	35,280.00	2.00	0.00	0.00	0.00
DIC	491.40	26,929.30	40,872.79	36,177.91	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	9,530.72	381,076.92	250,482.38	429,596.59	2.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En la Tabla 12, Gráfico 11 y Gráfico 12, se observan las importaciones y exportaciones eléctricas mensuales a nivel de nodo de interconexión.

Gráfico 11
Importaciones Eléctricas por Nodo de Interconexión (MWh)
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

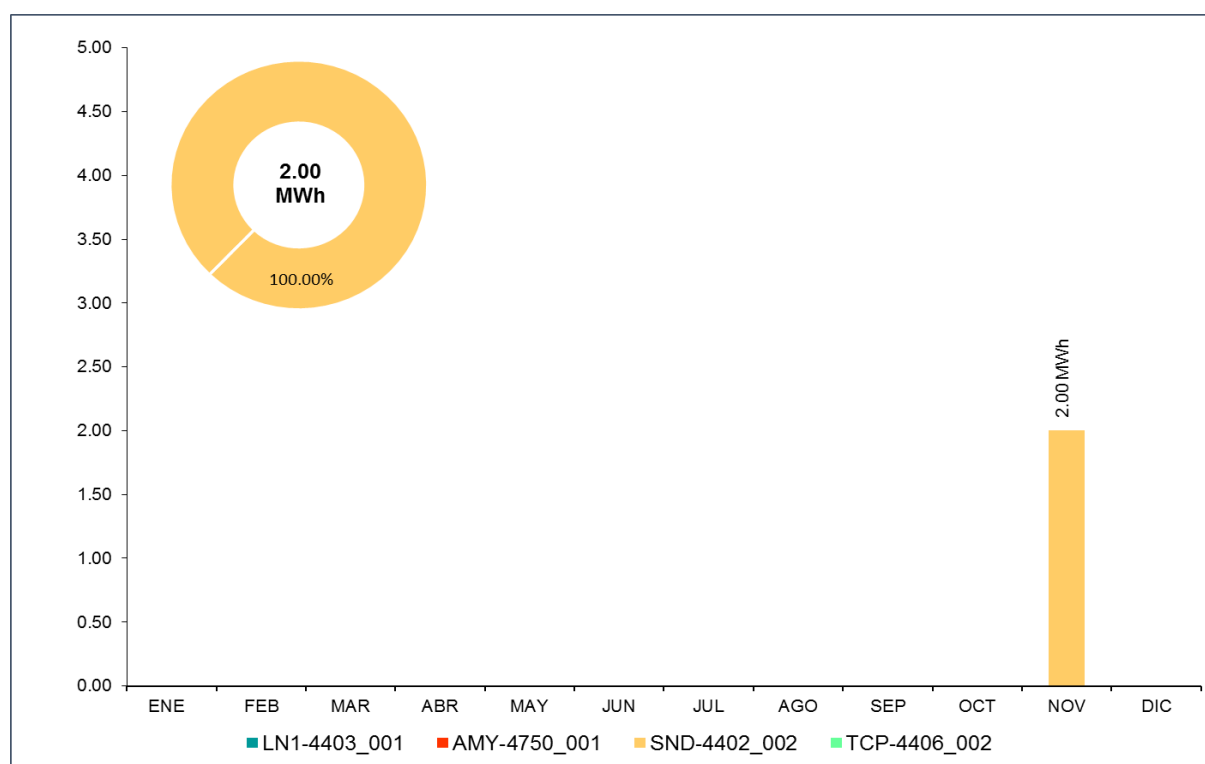
Estos nodos de interconexión son los siguientes:

- Sub Estación Sandino (SND-4402_002): Hacia la República de Honduras.
- Sub Estación León 1 (LNI-4403_001): Hacia la República de Honduras.
- Sub Estación Ticuantepe (TCP-4406_002): Hacia la República de Costa Rica.
- Sub Estación Amayo (AMY-4750_001): Hacia la República de Costa Rica.

Del total de importaciones en el año 2020, el 40.13% se transportó a través de la Sub Estación Amayo (429,596.59 MWh), seguido con un 35.59% la Sub Estación León 1 (381,076.92 MWh), con el 23.39% la Sub Estación Ticuantepe (250,482.38 MWh) y finalmente con el 0.89% la Sub Estación Sandino (9,530.72 MWh).

Por otro lado, en el año 2020 se exportaron 2.00 MWh, los que fueron transportados a través de la Sub Estación Sandino.

Gráfico 12
Exportaciones Eléctricas por Nodo de Interconexión (MWh)
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

4.2 Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga

En el año 2020, la demanda máxima de potencia registrada en el SIN se fijó en 689.04 MW y ocurrió el 04 de marzo a las 14:00 horas. En el año 2019, esta demanda alcanzó 717.53 MW, de manera que la reducción al año 2020, es de 28.49 MW y representa una reducción de 3.97%.

La demanda mínima en el año 2020, se situó en 326.15 MW el día 09 de septiembre a las 02:00 horas. El factor de carga promedio del año fue de 72.75%. La Tabla 13 muestra las demandas máximas, mínimas y el factor de carga obtenido en los años 2019 y 2020, así como las diferencias absolutas y el porcentaje de crecimiento. El Gráfico 13 también muestra por meses del año 2020, la demanda máxima y mínima en MW y el factor de carga en porcentaje.

Tabla 13
Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)

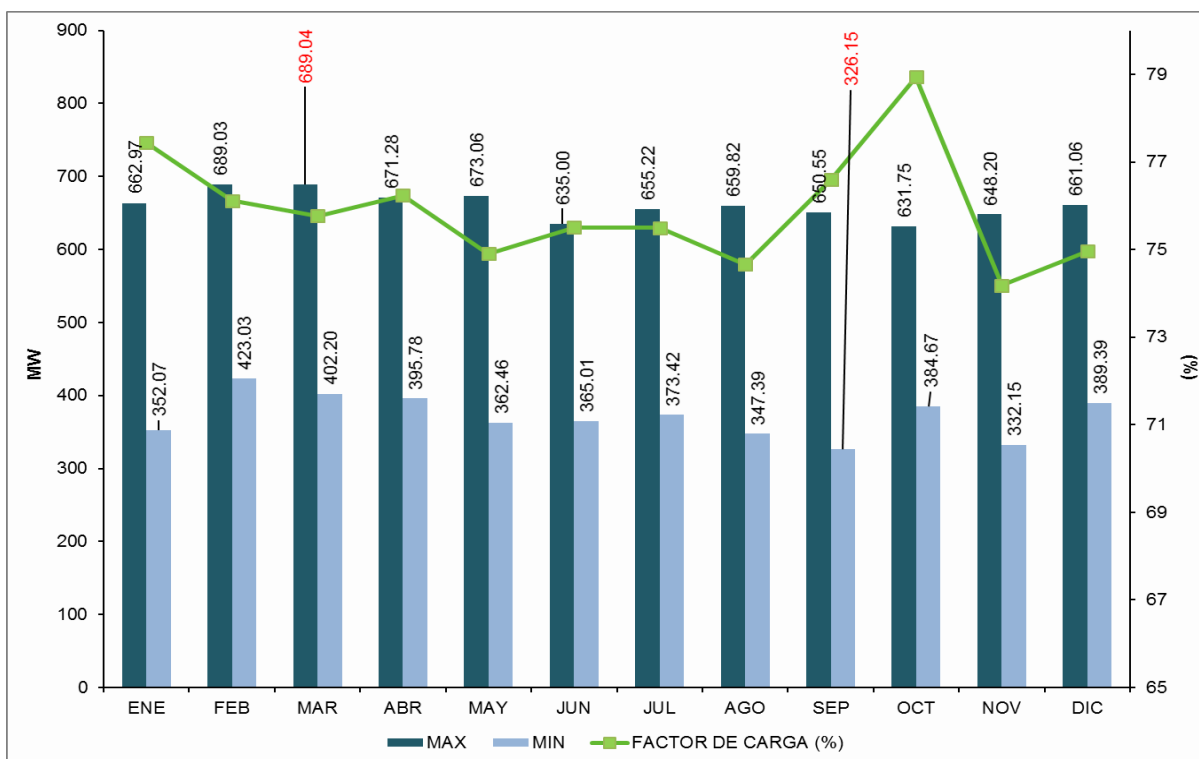
Demandas	AÑO 2019	AÑO 2020	Diferencia	Variación %
Máxima	717.53	689.04	(28.49)	(3.97)
Hora	14:00:00	14:00:00		
Fecha	29-Abr-19	4-Mar-20		
Mínima	234.10	326.15	286.28	718.03
Hora	12:00:00	02:00:00		
Fecha	16-Sept-19	9-Sept-19		
Factor de Carga (%)	71.35	72.75		1.40

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La demanda mínima del año 2019, corresponde a la Demanda Mínima Calculada (DMC), de acuerdo a información reportada por el CNDG. En ese mismo año, el INE reporta una demanda mínima de 39.87 MW, la que se debió a una falla en el sistema interconectado eléctrico centroamericano, lo que provocó la interrupción del servicio de energía a nivel nacional.

Gráfico 13
Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

V. TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

5.1 Capacidad Instalada del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

La red de transmisión del SIN está constituida por líneas desglosadas en diferentes niveles de tensión, las que incluyen las interconexiones internacionales, así como subestaciones y transformadores necesarios para trasladar la electricidad generada por las centrales eléctricas hasta los diferentes puntos de entrega. En anexo se puede observar un mapa que muestra la cobertura del Sistema Nacional de Transmisión, las plantas generadoras, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para los 3 niveles de tensión existentes en el SIN.

A nivel nacional, la longitud de las líneas de transmisión en el año 2020, totalizan 3,506.23 kilómetros, distribuidos por niveles de voltaje de manera que 1,174.30 kilómetros corresponden líneas de 230 kV; 1,685.56 kilómetros a líneas de 138 kV y 646.37 kilómetros a líneas de 69 kV. De éstas, es importante mencionar que 2,838.07 km, son de propiedad Estatal, es decir que pertenecen a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y los restantes 668.16 km a sistemas secundarios pertenecientes a privados donde 311.15 kilómetros de línea de 230 kV corresponde al SIEPAC propiedad a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

Así mismo, al finalizar el año 2020, existían 103 subestaciones eléctricas, tanto estatales como privadas, con una capacidad de transformación de 5,753.76 MVA. (Ver Tabla 14).

Tabla 14
Subestaciones, Capacidad y Líneas de Transmisión

Sistema	Año 2019		Total 2019	Año 2020		Total 2020	Variación (%)
	ESTATAL	PRIVADA		ESTATAL	PRIVADA		
Número de Subestaciones	82	16	98	87	16	103	5.10
Capacidad de Transformación	4,988.01		4,988.01	5,753.76		5,753.76	15.35
230/138	1,110.00		1,110.00	1,305.00		1,305.00	1,305.00
230/34.5	160.00		160.00	160.00		160.00	160.00
230/13.8	550.00		550.00	670.00		670.00	670.00
230/4.16	9.37		9.37	9.37		9.37	9.37
138/69	278.75		278.75	275.75		275.75	275.75
138/24.9	484.95		484.95	649.95		649.95	649.95
138/13.8	1,580.63		1,580.63	1,850.63		1,850.63	1,850.63
138/10.5	126.00		126.00	126.00		126.00	126.00
138/4.16	35.50		35.50	35.50		35.50	35.50
69/24.9	98.75		98.75	107.50		107.50	107.50
69/13.8	219.76		219.76	229.76		229.76	229.76
69/4.16	12.00		12.00	12.00		12.00	12.00
24.9/10.5	0.00		0.00	0.00		0.00	-
13.8/4.16	242.30		242.30	242.30		242.30	242.30
13.8/0.48	80.00		80.00	80.00		80.00	80.00
Kilómetros de línea de	2,536.16	477.76	3,013.92	2,838.07	668.16	3,506.23	16.33
230 kV (km línea de transmisión)	471.90	396.28	868.18	587.62	586.68	1,174.30	35.26
138 kV (km línea de transmisión)	1,453.14	45.70	1,498.84	1,639.86	45.70	1,685.56	12.46
69 kV (km línea de transmisión)	611.12	35.78	646.90	610.59	35.78	646.37	(0.08)

Fuente: Estadísticas Eléctricas ENATREL. Elaboración propia.

Notas:

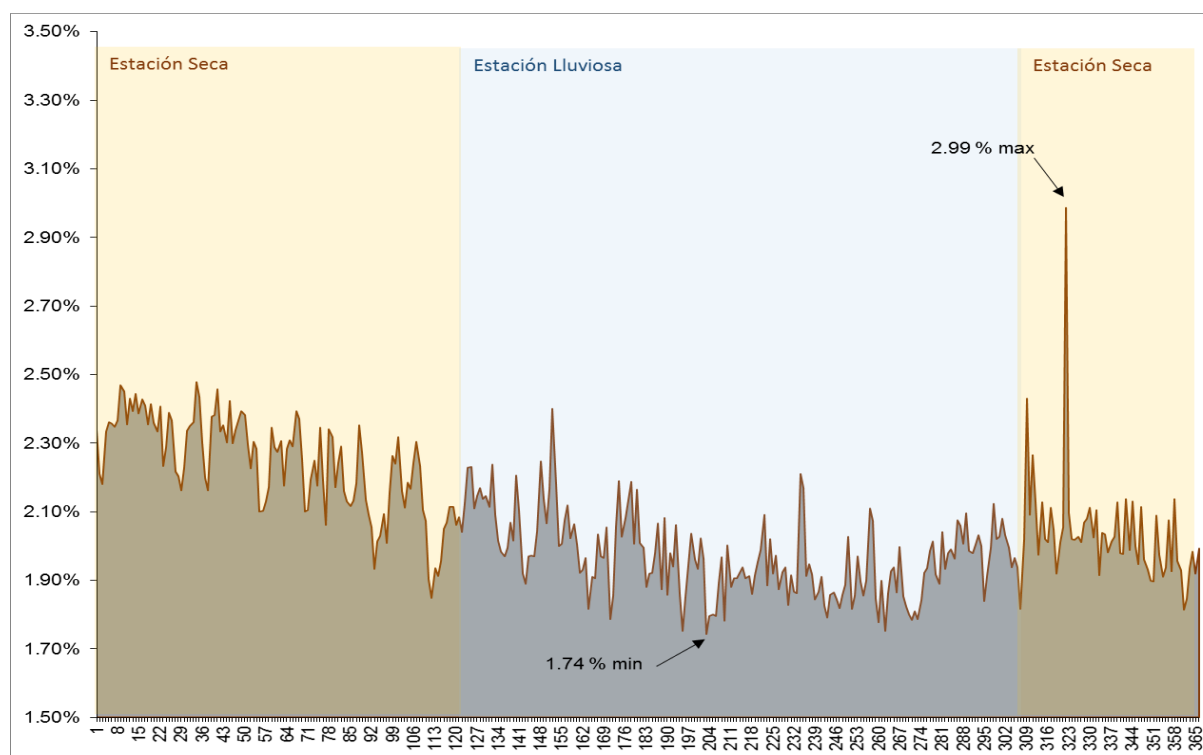
- En las líneas de 230kV privadas se incluye 311.15 km de la línea SIEPAC propiedad de EPR.

5.2 Pérdidas de Transmisión

En cuanto a pérdidas en el sistema de transmisión eléctrica nacional, durante el año 2020, éstas fueron de 2.07%, las cuales han disminuido ligeramente en comparación con el año 2019, que se situaron en 2.29%. En ese sentido, en el año 2020, las pérdidas de transmisión fueron 12,498.94 MWh menores que las del año 2019.

Estas pérdidas son calculadas en base al total de inyecciones netas de electricidad en el SIN, considerando todas las centrales de generación eléctrica, así como las compras de electricidad a través de los 4 nodos de interconexión; en contraste con las extracciones netas de energía en el SIN, considerando la energía extraída por las propias centrales de generación (consumo propio), las distribuidoras eléctricas Disnorte y Dissur, grandes consumidores habilitados por INE y ventas eléctricas en el mercado regional. De manera gráfica, las diferencias entre las inyecciones y extracciones de electricidad en el SIN forman una curva de pérdidas a como se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfico 14
Curva de Pérdidas Diarias de Transmisión Eléctrica (%)
Año 2020



Fuente. Resumen mensual Inyecciones eléctricas. SIMEC – CNDC. Elaboración propia.

El mayor porcentaje de pérdidas de transmisión eléctrica en el año ocurrió el día 17 de noviembre, con un equivalente de 2.99% en pérdidas, es decir, 307.28 MWh. Por otro lado, la menor pérdida de transmisión eléctrica en el año ocurrió el día 21 de julio, con un equivalente de 1.74%, es decir, 215.73 MWh. En magnitudes físicas, las pérdidas transmisión eléctrica en el año 2020, fueron de 91,647.86 MWh. En anexos puede observarse el comportamiento de estas pérdidas en el período 2006 - 2020.

5.3 Inyecciones Eléctricas al SIN

El SIN es la estructura por medio de la cual se transporta la mayor parte de la electricidad a nivel nacional, desde la generación de la misma en centrales de generación eléctrica e intercambios regionales a través de nodos de interconexión, hasta las empresas distribuidoras que suministran electricidad a los consumidores finales.

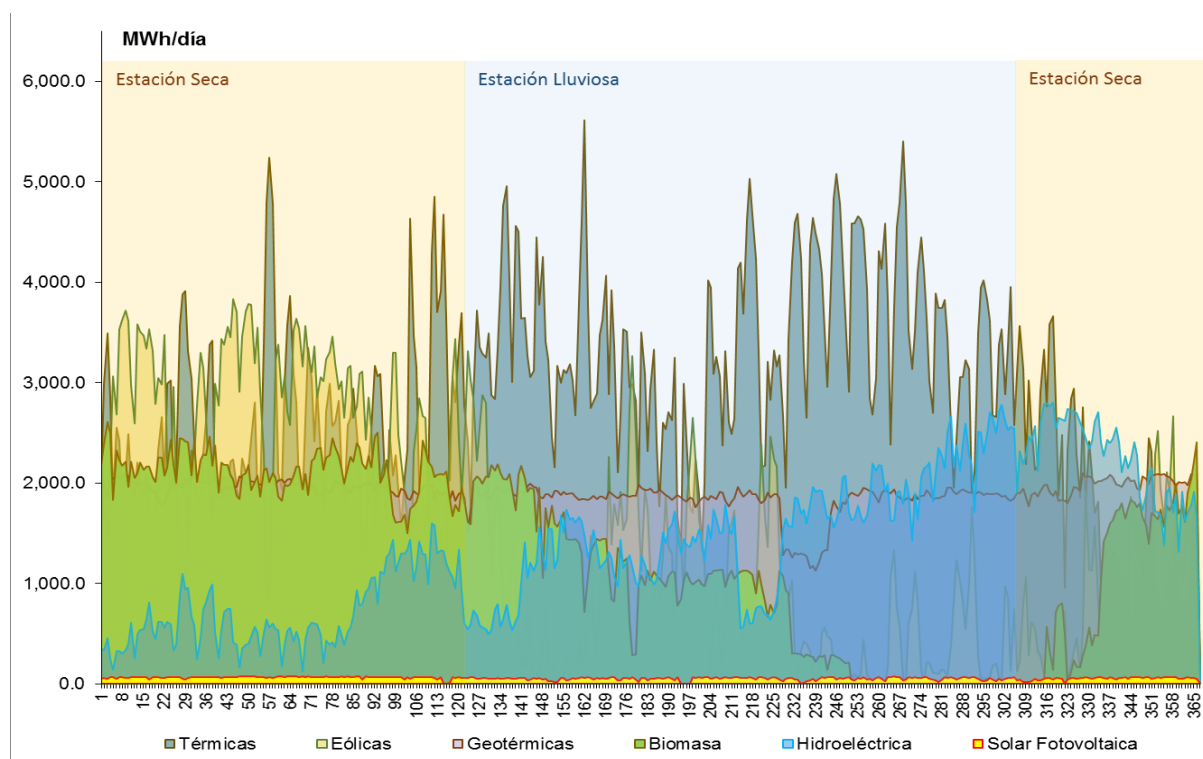
La programación y operación integrada del SIN se realiza en forma económica, dando prioridad a los parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema.

De acuerdo a registros obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SIMEC) y publicados por el CNDC, es posible obtener las magnitudes físicas entregadas por cada agente del mercado producto de sus intercambios en el mercado mayorista, de manera horaria y así observar el comportamiento de las inyecciones de electricidad de las diferentes centrales de generación en el país.

5.3.1 Despacho del Parque Generador

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento del despacho diario de las distintas centrales de generación eléctrica, agrupadas de acuerdo al tipo de recurso que utilizan, según registros del SIMEC en el año 2020.

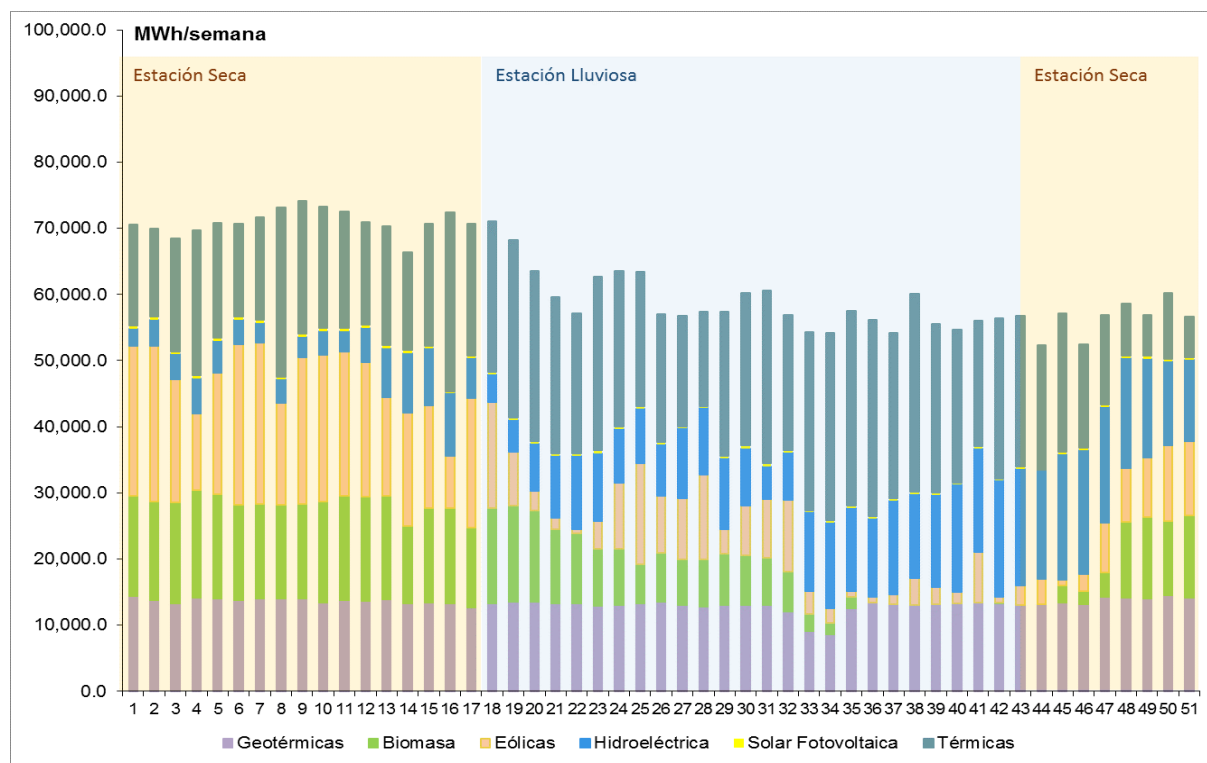
Gráfico 15
Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Cada tipo de central, presenta un comportamiento diferenciado en el año, factores estacionales como el clima (estación seca y estación lluviosa) y la cosecha de algunos cultivos afectan a centrales hidroeléctricas, eólicas y de biomasa; las centrales geotérmicas en cambio, no muestran variaciones en el corto plazo ya que su producción depende de procesos naturales en el interior de la tierra, mientras el comportamiento de las centrales térmicas lo determina principalmente la demanda.

Gráfico 16
Inyecciones Semanales de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Para las centrales hidroeléctricas, los períodos secos y lluviosos determinan en gran manera los niveles de los embalses y la velocidad de sus caudales, de forma que en los meses con más lluvias presentan sus mayores aportes. Para el año 2020, los mayores aportes se presentaron en los meses más lluviosos del año, entre octubre y noviembre.

Por otro lado, las centrales eólicas muestran un comportamiento similar, pero en sentido contrario, durante los meses de la estación seca, que es cuando se observan mayores velocidades en los vientos, estas centrales generan más electricidad comparándola con los meses lluviosos, donde la velocidad del viento se reduce.

Los ingenios azucareros, están marcados por factores estacionales distintos, en este caso las entregas de energía eléctrica vienen determinadas por el período de zafra de la caña de azúcar, el cual tiene una duración de aproximadamente 180 días, entre los meses de noviembre y mayo.

En el caso de las centrales geotérmicas, su generación se mantiene constante durante el año y no depende significativamente de factores estacionales.

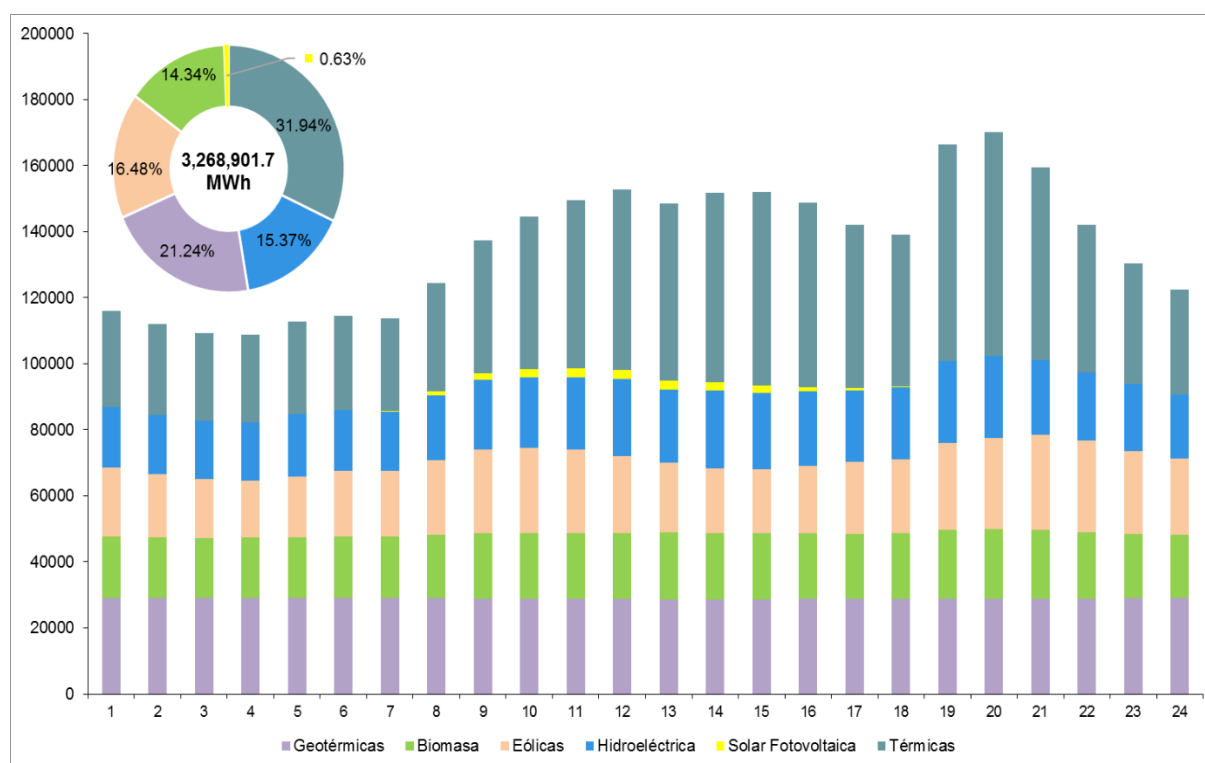
La generación de las centrales térmicas, se encuentra determinada en gran medida por el comportamiento de la demanda, la disponibilidad de las demás centrales eléctricas y la regulación del sistema.

Por otro lado, para el despacho de la generación eléctrica no se consideran únicamente factores estacionales a lo largo del año, sino también el comportamiento de la demanda a lo largo del día y cómo factores estacionales determinan la manera en que se despacha la energía eléctrica entre una época del año y otra.

En el Gráfico 17, se observa el total de electricidad inyectada en el SIN durante el año 2020, agrupada en 24 horas. Es decir, la sumatoria de todas las horas 1, todas las horas 2, todas las horas 3 y sucesivamente hasta llegar al total de las horas 24. De esta manera es posible identificar el comportamiento diferenciado que tiene la inyección eléctrica en cada una de las horas del día.

Se observa que las mayores inyecciones eléctricas ocurren entre las 19:00hrs y las 22:00hrs, que son las horas con mayor demanda (hora pico), mientras que las horas con menor demanda ocurren entre la 01:00hr a las 04:00hrs.

Gráfico 17
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)
Año 2020



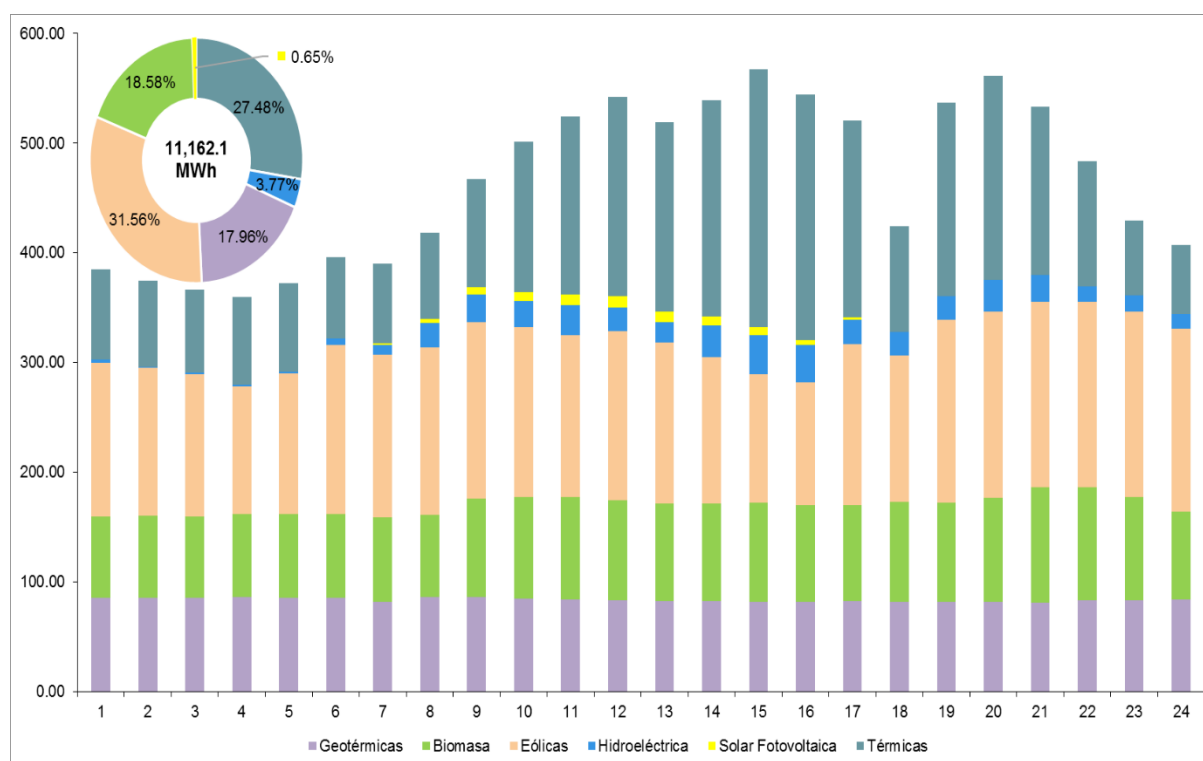
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En el gráfico anterior se observa claramente como las inyecciones eléctricas por parte de las centrales solares fotovoltaicas, ocurre únicamente en horas de sol, es decir, principalmente a partir de las 7:00am hasta las 6:00pm, mientras que otras centrales tienen un comportamiento más fijo durante el día, como es el caso de las centrales geotérmicas.

Por otro lado, considerando factores estacionales en el año, es posible observar variaciones en la manera que la electricidad se despacha en cada hora en dependencia si se analizan los meses secos y lluviosos. En ese sentido, a manera de ejemplo se analiza como un día típico de la estación seca el día viernes 06 de marzo del año 2020, el cual se observa en el Gráfico 18.

En este puede notarse que el 27.48% de la electricidad es generada por centrales térmicas, teniendo mayor participación de centrales renovables (72.52%), en donde se destacan las centrales eólicas (31.56%), centrales de biomasa (18.58%), centrales geotérmicas (17.96%), centrales hidroeléctricas (3.77%) y centrales solares fotovoltaicas (0.65%).

Gráfico 18
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)
Día de Verano. Viernes 06 de marzo del año 2020

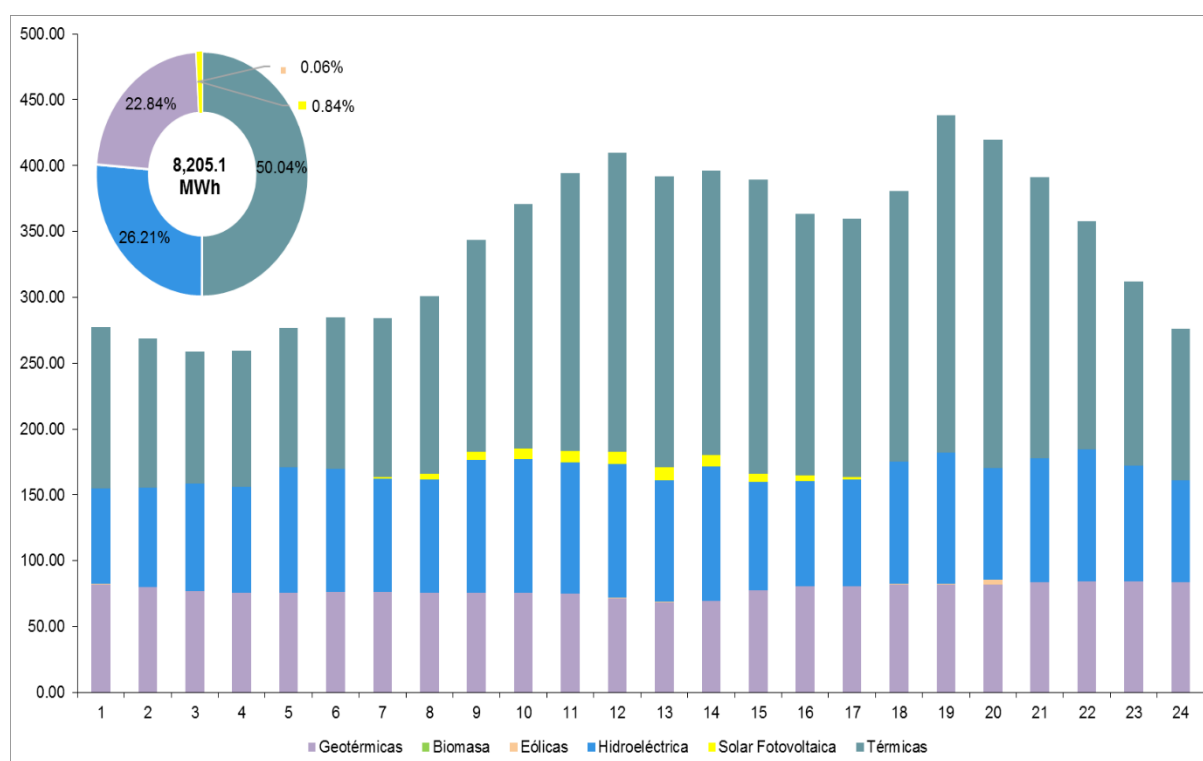


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En este día también se observa que las inyecciones eléctricas por parte de las centrales solares fotovoltaicas se extienden desde las 7:00am hasta las 5:00pm, y una producción mínima a las 06:00pm

Por otro lado, analizando un día de la estación lluviosa, el día viernes 03 de octubre del año 2020, en el Gráfico 19, se observa que el comportamiento es distinto, las centrales térmicas participan con el 50.04% de las inyecciones de electricidad y las renovables con 49.96%, en donde se destaca las centrales hidroeléctricas con 26.21%, geotérmicas con 22.84%, solares fotovoltaicas con 0.84% y centrales eólicas con apenas el 0.06%, en este día no existe generación por parte de las centrales de biomasa al encontrarse fuera de los días de zafra.

Gráfico 19
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)
Día de Invierno. Viernes 03 de octubre del año 2020



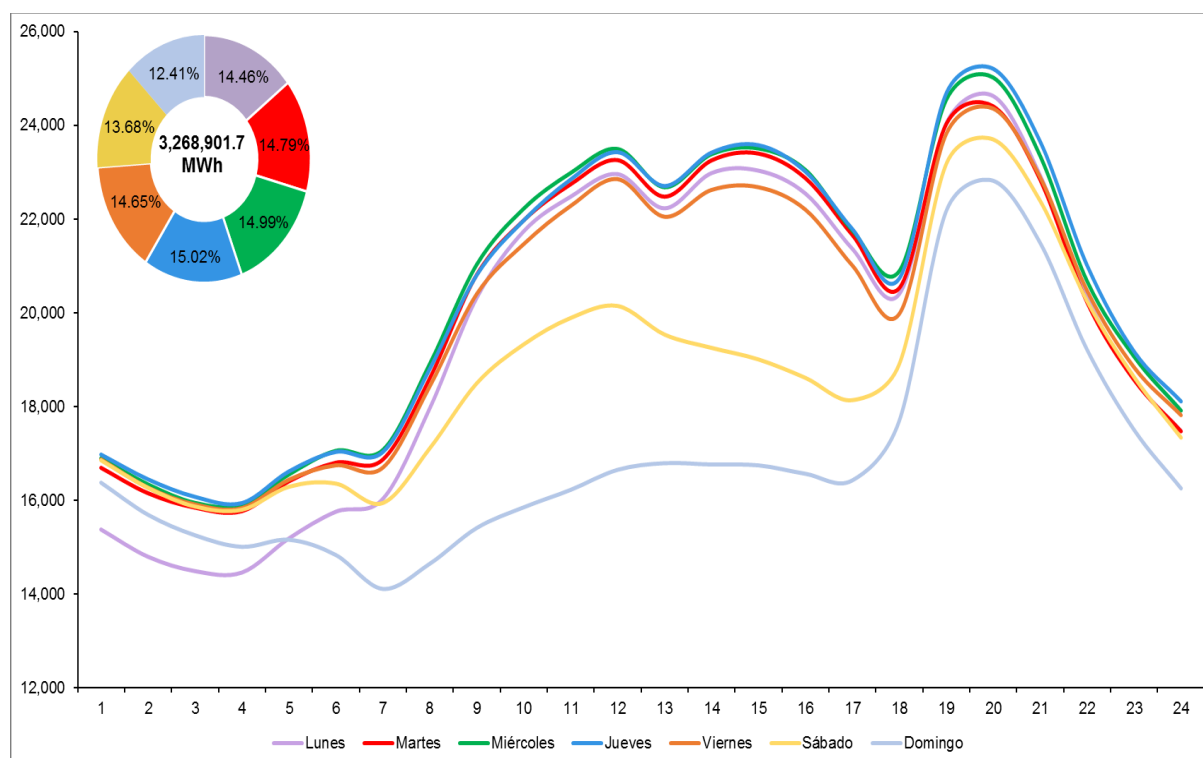
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Además, existen también comportamientos diferenciados en las inyecciones de electricidad según el día de la semana. En ese sentido, de lunes a viernes se tiene un patrón de comportamiento bastante similar, sin embargo, los días sábado el acumulado de inyecciones eléctricas se reduce en promedio 7.43% comparado a los días de semana, de igual manera, los días domingo esta reducción es del 16.05%. Esta diferencia en cuanto al consumo de energía eléctrica puede explicarse por diversos factores, ya sean costumbres de consumo en los hogares, jornadas laborales, entre otros. En el Gráfico 20, se observa el comportamiento de las inyecciones eléctricas de las centrales de generación según el día de la semana.

Así mismo, cada día de la semana tiene su propia participación respecto a las fuentes de energía utilizadas para la generación eléctrica, presentándose también diferencias importantes. En ese sentido, los días de semana, la participación térmica en las inyecciones eléctricas alcanza 33.43% promedio, sin embargo, los días

sábado esta participación se reduce a 28.65% promedio y los días domingo a 26.68% promedio. En anexos puede observarse la inyección horaria de cada día de la semana en el año 2020.

Gráfico 20
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh)
Año 2020



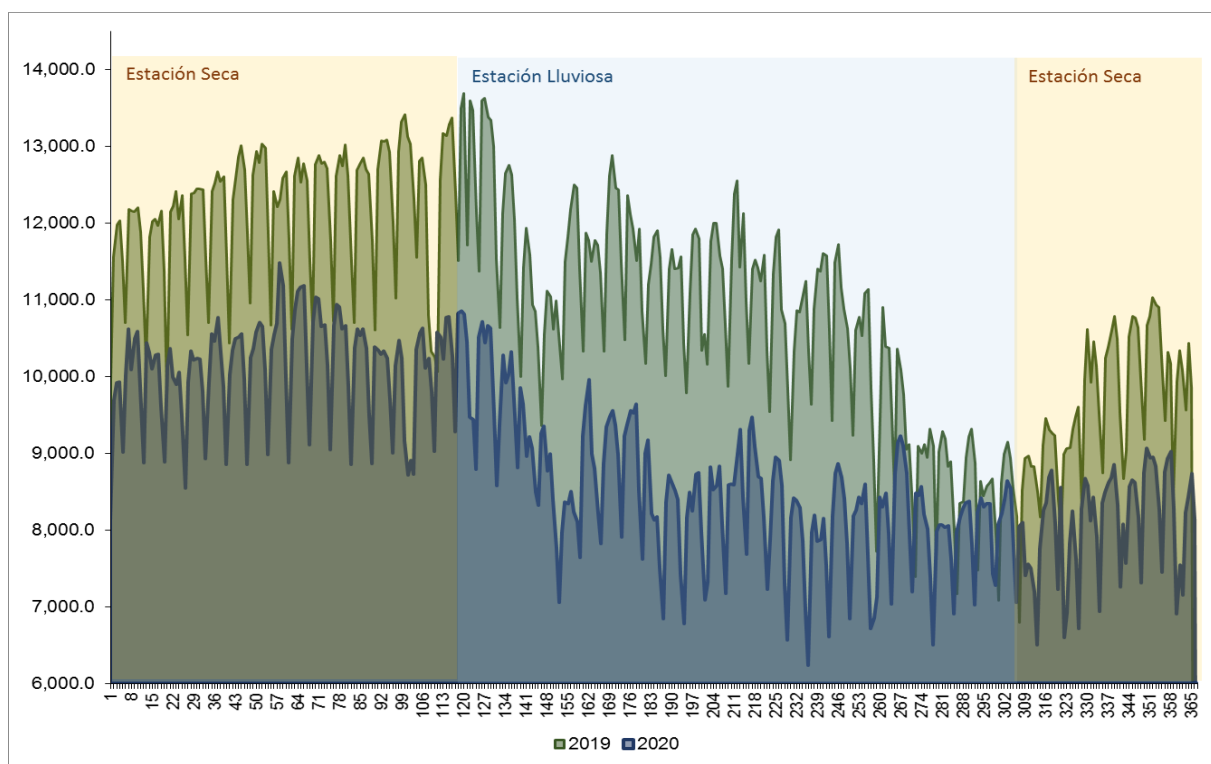
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

De manera general, las inyecciones de electricidad generadas por las centrales de generación eléctrica en el SIMEC se redujeron 18.49% en el año 2020, con respecto al año anterior. (Ver Gráfico 21). En anexos puede observarse la inyección diaria de cada tipo de tecnología entre el año 2019 y 2020.

Es importante mencionar que la variación en las inyecciones eléctricas de un año con respecto a otro, no debe entenderse inmediatamente como un aumento o reducción en el consumo eléctrico de los usuarios finales. Existen otros factores que determinan la demanda eléctrica, como son las importaciones eléctricas del mercado regional, y la autogeneración en algunas empresas, fábricas y domicilios.

El año 2020, experimentó reducciones importantes en la producción de electricidad por parte del parque generador, por factores que serán analizados en el capítulo de demanda.

Gráfico 21
Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh)
Período 2019 – 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

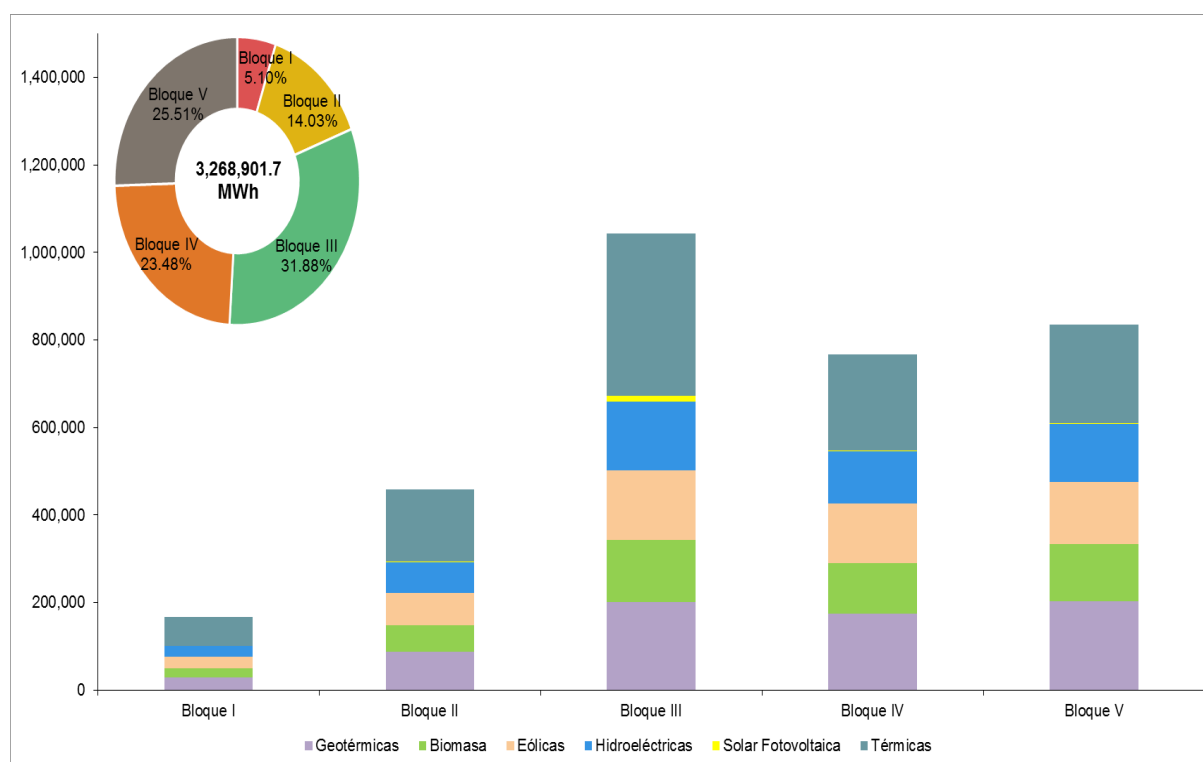
5.3.2 Despacho del Parque Generador por Bloque Horario

Para facilitar el análisis del comportamiento de las inyecciones de electricidad en las diferentes horas del día a lo largo del año, es recomendable agrupar las horas en bloques horarios donde se comparten características similares. En ese sentido, de acuerdo a la Normativa de Operación, en conformidad a la Ley de la Industria Eléctrica, establece en su Anexo Técnico para optimización y programación, que la demanda eléctrica se modelará en 5 bloques horarios establecidos, de acuerdo a lo siguiente:

- Bloque I: Corresponde al consumo eléctrico desde las 19:01 hasta 20:00 horas.
- Bloque II: Corresponde al consumo eléctrico de las 11:01 hasta las 12:00 horas, desde las 18:01 hasta las 19:00 horas y desde las 20:01 hasta las 21:00 horas.
- Bloque III: Corresponde al consumo eléctrico desde las 09:01 hasta las 11:00 horas, desde las 13:01 hasta las 17:00 horas y desde las 21:01 hasta las 22:00 horas.
- Bloque IV: Corresponde al consumo eléctrico desde las 06:01 hasta las 09:00 horas, desde las 17:01 hasta las 18:00 horas y desde las 22:01 hasta las 00:00 horas.
- Bloque V: Corresponde al consumo eléctrico desde las 00:01 hasta las 06:00 horas y desde las 12:01 hasta las 13:00 horas.

Distribuyendo las inyecciones de electricidad registradas por el SIMEC en estos mismos bloques, es posible analizar a mayor detalle la influencia del comportamiento de la demanda eléctrica en el despacho del parque generador, como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 22
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En el gráfico anterior se observa que el acumulado de las inyecciones eléctricas en las horas que corresponden al bloque I representa el 5.10%, el bloque II el 14.03%, el bloque III el 31.88%, el bloque IV el 23.48% y el bloque V el 25.51%, del total de electricidad inyectada en el año.

Por otro lado, en el Gráfico 23, se analizan éstos por tecnología de las centrales que inyectan al sistema, se observa que las fuentes renovables tienen mayor participación en las horas que corresponden al bloque V (73.2%) seguido por el bloque IV (71.3%), bloque III (64.5%), bloque II (64.1%) y bloque I (60.6%).

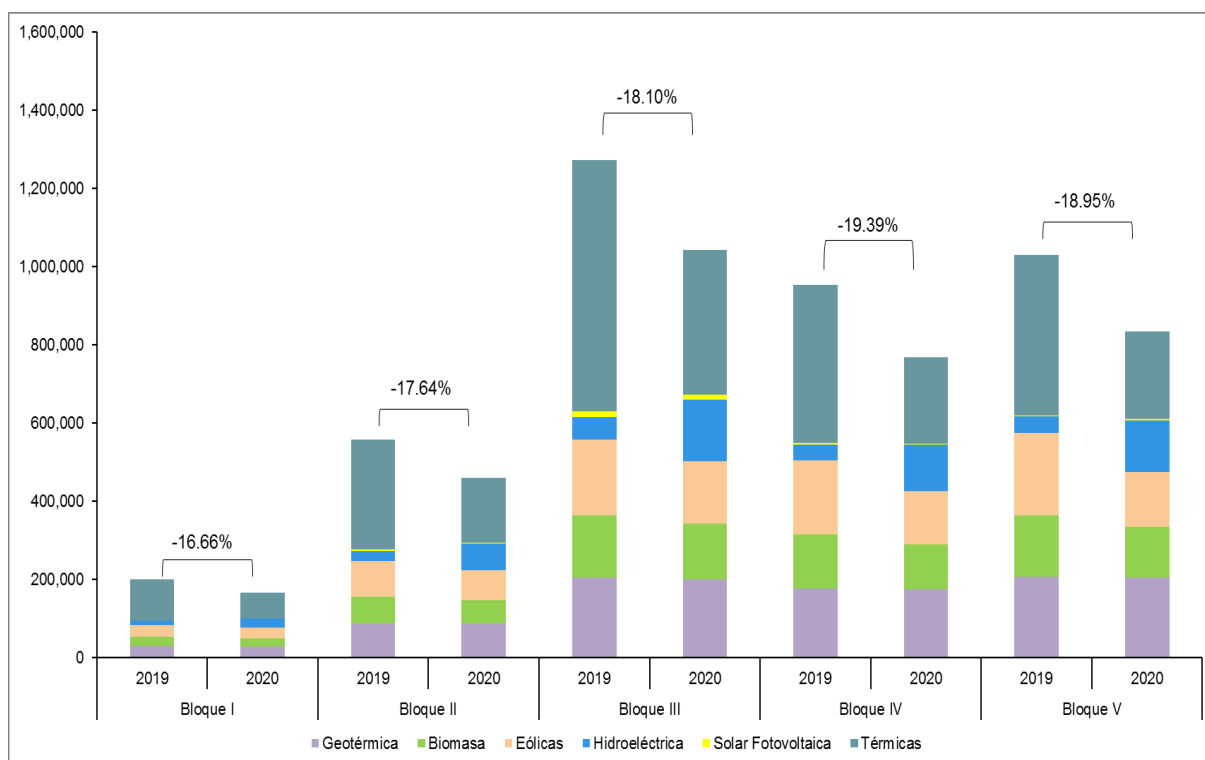
Gráfico 23
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario (MWh)
Año 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC.
Elaboración propia.

A nivel de bloque horario, el acumulado de electricidad agrupada en los bloques se redujo 18.49%. Para el bloque I se redujo 16.66%, para el bloque II se redujo 17.64%, para el bloque III se redujo 18.10%, para el bloque IV se redujo 19.39% y finalmente para el bloque V se redujo 18.95%. (Ver Gráfico 24).

Gráfico 24
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)
Período 2019 - 2020



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

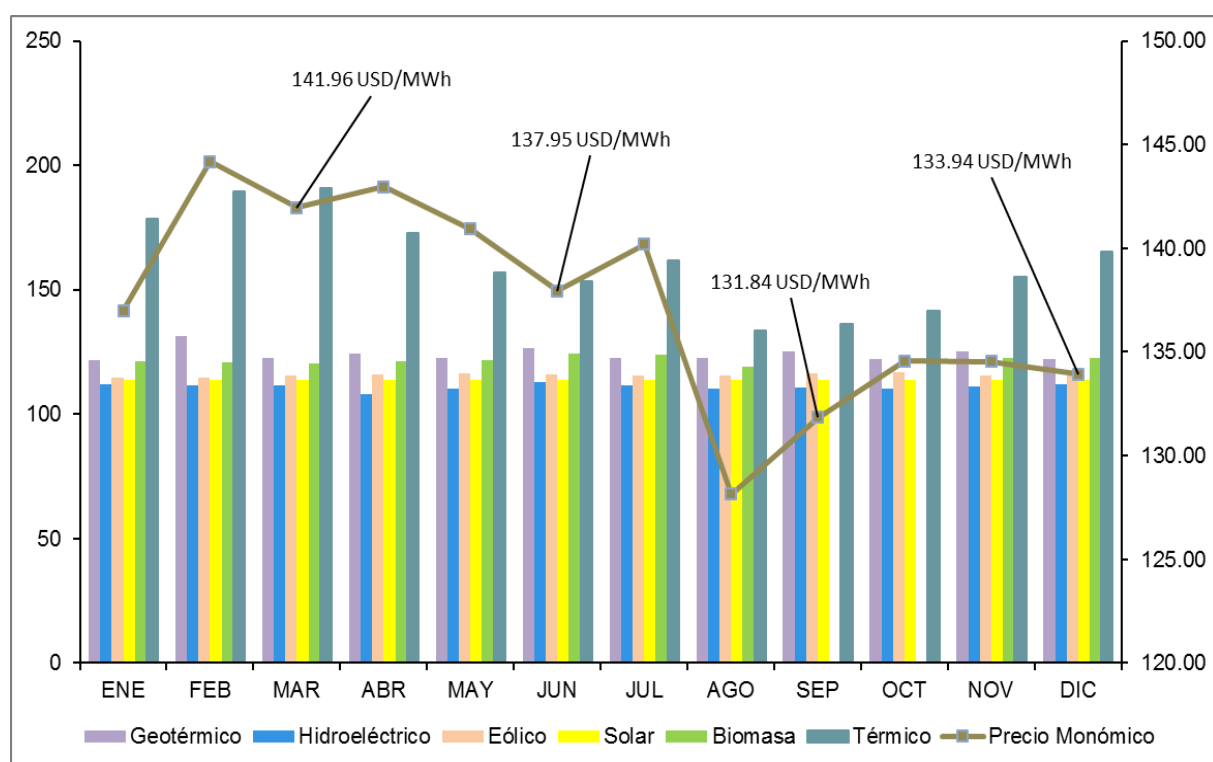
VI. MERCADO MAYORISTA NACIONAL

El Mercado Mayorista Nacional se refiere al conjunto de operaciones que se realizan en el mercado de ocasión y mercado de contratos del mercado eléctrico de Nicaragua.

6.1 Precios de la Electricidad en el Mercado de Contratos

El mercado de contratos, se refiere a las transacciones económicas realizadas entre los distintos agentes del mercado habilitados por el INE que cuentan con contratos de compra-venta de energía eléctrica con distribuidores. En el año 2020, las compras mayoristas de Disnorte y Dissur de acuerdo a la liquidación oficial presentada por el **INE**, establece los siguientes precios para energía y potencia (precio monómico), (Ver Gráfico 25).

Gráfico 25
Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh)
Año 2020

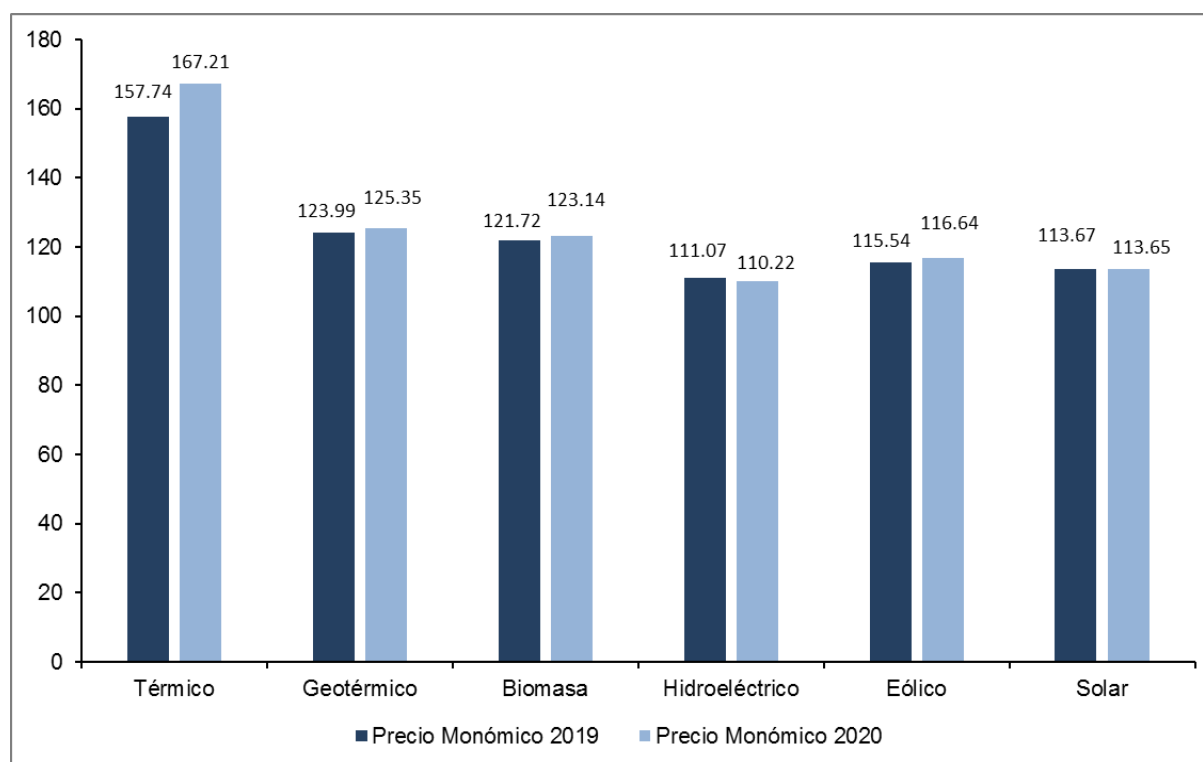


Fuente: Transacciones de Mercado de Contratos – INE. Elaboración propia.

Los precios por energía y potencia facturados por Disnorte y Dissur a empresas de generación eléctrica en promedio durante el año 2020, de acuerdo al tipo de fuente, fue el siguiente: En centrales de generación térmica 167.21 USD\$/ MWh (6.00% mayor al año 2019), centrales geotérmicas 125.35 USD\$/MWh (1.10% mayor al año 2019), centrales de biomasa 123.14 USD\$/MWh (1.16% mayor al año 2019), centrales hidroeléctricas 110.22 USD\$/MWh (0.77% menor al año 2019), centrales

eólicas 116.64 USD\$/MWh (0.96% mayor al año 2019) y en centrales solares fotovoltaicas 113.65 USD\$/MWh (0.01% menor al año 2019). (Ver Gráfico 26). De manera agregada, los precios en el mercado de contratos durante el año 2020, se redujeron 0.04% comparado con el año 2019.

Gráfico 26
Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh)
Período 2019 - 2020



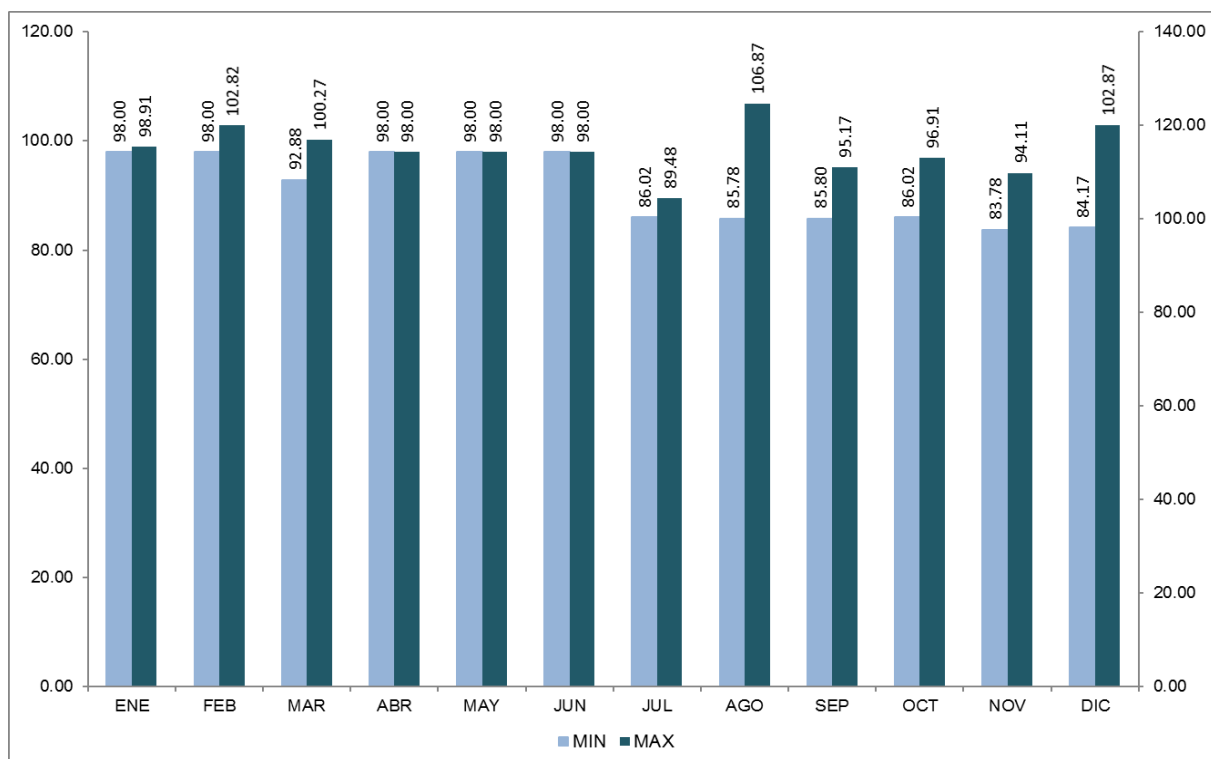
Fuente: Transacciones de Mercado de Contratos – INE. Elaboración propia.

6.2 Precios de la Electricidad en el Mercado de Ocasión

Se entiende por mercado de ocasión, las transacciones de oportunidad de potencia y energía eléctrica que se realizan a precios establecidos en forma horaria en función del costo económico de producción y que no han sido establecidas mediante contratos.

De acuerdo a la normativa de operación, el CNDC realizará la administración del mercado y calculará las transacciones comerciales que surgen por operaciones fuera de contratos, tanto de energía como de potencia y servicios de acuerdo a los procedimientos comerciales definidos. En el Gráfico 27 se observan los precios promedios de la energía durante el año 2020, en el mercado de ocasión.

Gráfico 27
Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh)
Año 2020



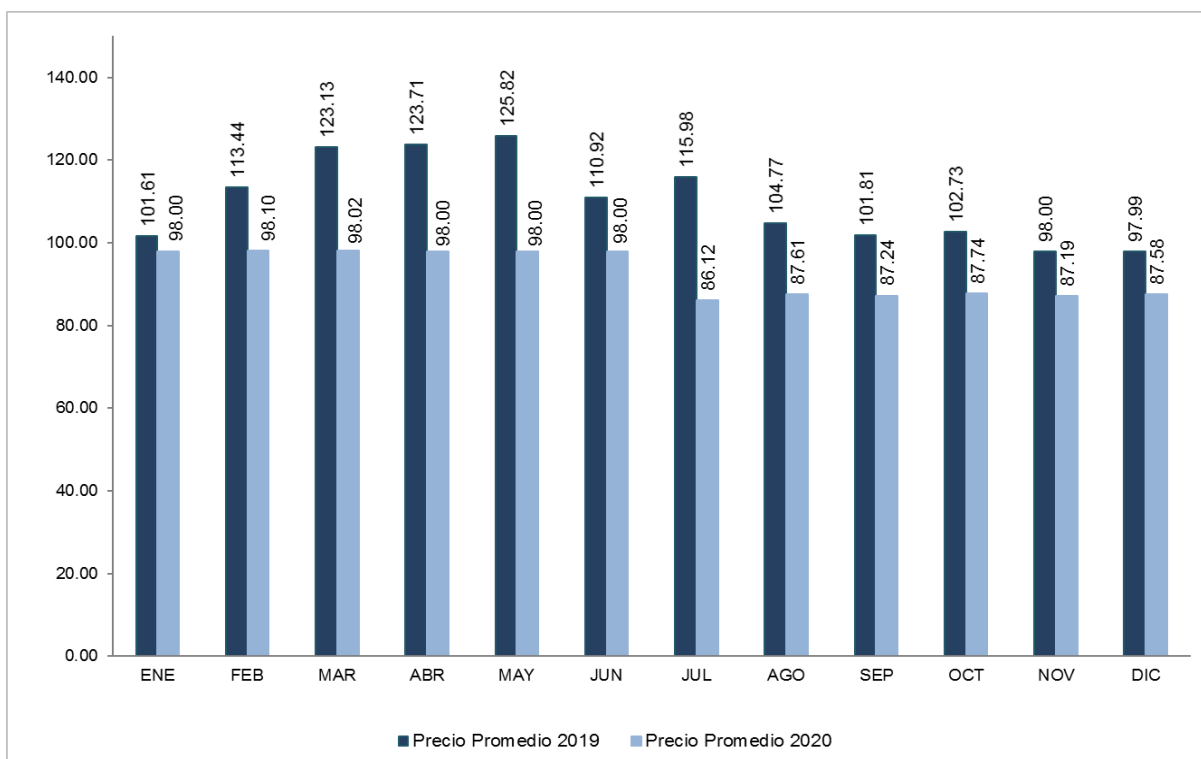
Fuente: Transacciones Económicas. Precios de Energía y Potencia – CNDC. Elaboración propia.

El precio promedio en el mercado de ocasión sin regulación de mercado fue de 92.63 USD\$/MWh por energía en el año 2020, siendo en el mes de marzo donde se presentó el precio más alto, es decir, 98.02 USD\$/MWh y en el mes de julio el precio más bajo del año de 86.12 USD\$/MWh.

En comparación con el año 2019, los precios promedio de la energía eléctrica en el mercado de ocasión presentan una reducción de 15.78%.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento del precio promedio de la energía eléctrica en los años 2019 y 2020.

Gráfico 28
Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh)
Período 2019 - 2020



Fuente: Transacciones Económicas. Precios de Energía y Potencia – CNDC. Elaboración propia.

6.3 Precios Mayoristas

De manera general, el precio mayorista de la energía eléctrica, considerando transacciones en el mercado de contratos, mercado de ocasión, mercado regional y el costo por el transporte y servicios auxiliares fue de 135.97 USD\$/MWh en el año 2020. Este precio se ha reducido 9.51% en comparación al año 2019, que fue de 150.26 USD\$/MWh. En anexos se puede observar serie histórica de precios mayoristas.

VII. DISTRIBUCION ELÉCTRICA

7.1 Demanda Neta

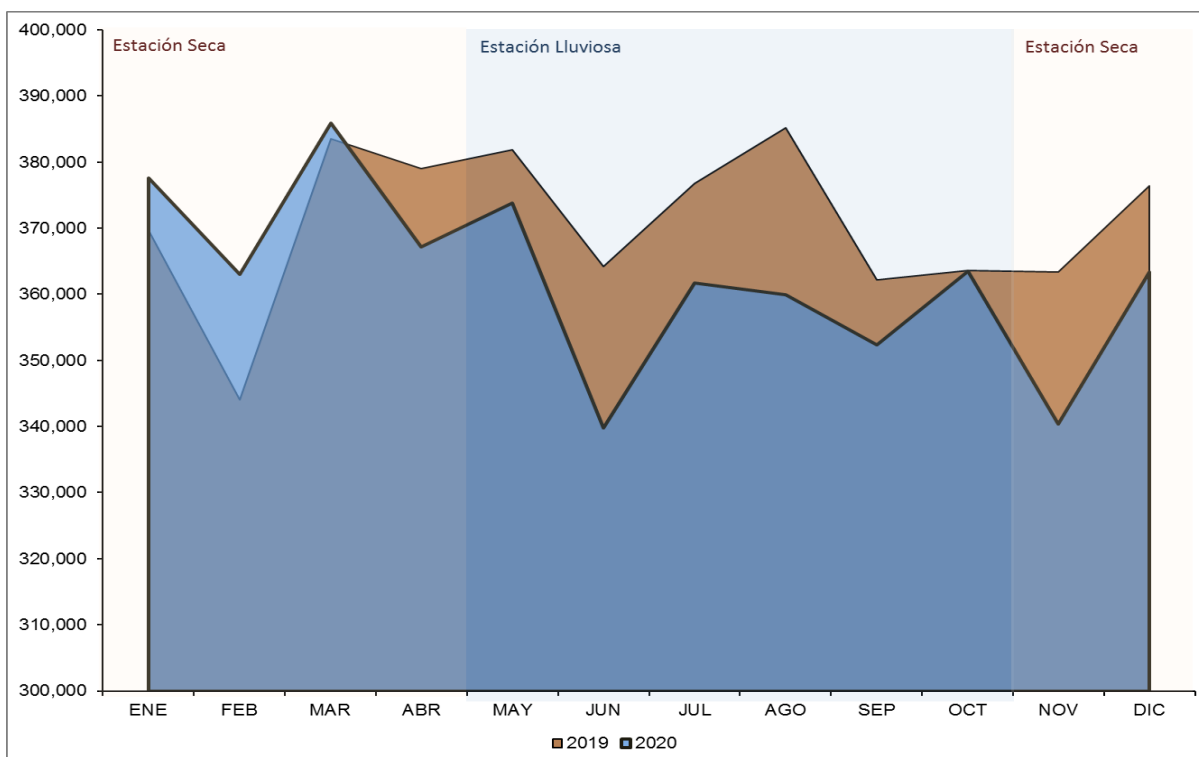
Según estadísticas publicadas por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la demanda neta de energía eléctrica se calcula con las inyecciones eléctricas reportadas por el SIMEC, a este valor se suma la Energía Dejada de Servir (EDS), además del saldo de interconexión neta (diferencia entre energía enviada y recibida por los 4 nodos de interconexión). Finalmente se suman las importaciones y se restan las exportaciones. La demanda neta del año 2020, fue de 4,348.58 GWh, siendo 101.30 GWh (2.28%) menor que la del año 2019. (Ver Tabla 15 y Gráfico 29).

Tabla 15
Demanda Neta (GWh)

CONCEPTOS	2019	2020	Variación (%)	Variación (MWh)
Inyecciones Eléctricas al SIN (Centrales Eléctricas)	4,010.40	3,268.90	(18.49)	(741.50)
Energía No Servida	11.18	9.15	(18.09)	(2.02)
Interconexión Neta	(5.96)	(0.16)	(97.28)	5.80
Importaciones	434.42	1,070.69	146.47	636.27
Exportaciones	0.15	0.00	(98.67)	(0.15)
DEMANDA NETA	4,449.88	4,348.58	(2.28)	(101.30)

Fuente: Informe Anual CNDC. Elaboración propia.

Gráfico 29
Demanda Neta (GWh)
Período 2019 – 2020



Fuente: Informe Anual CNDC. Elaboración propia.

Desde el año 2018, debido a los acontecimientos sociopolíticos que afectaron a diversos sectores de la economía, se alteró la tendencia de crecimiento sostenido de la demanda eléctrica por encima del 3.0% anual. En el año 2019, mediante la aplicación de diferentes medidas de recuperación económica adoptadas por el Gobierno de Nicaragua, los principales sectores afectados por la crisis, comenzaron a dinamizarse. En ese sentido, se observó nuevamente un crecimiento de la demanda eléctrica, alcanzando un aumento del 1.42% en ese año. Esta tendencia continuó durante el primer trimestre del año 2020, que ya mostraba un aumento del 2.67% comparado al primer trimestre del año 2019.

De acuerdo al informe anual del Banco Central de Nicaragua (BCN) del año 2020, a partir del segundo trimestre de ese año, la evolución de la economía nicaragüense, como la de toda la región centroamericana y del mundo, se vio afectada por la pandemia de Covid-19. A pesar que Nicaragua registró uno de los menores impactos de la pandemia en la región, en términos de afectación a la producción y el comercio, la economía en general se vio afectada negativamente por la disminución de la producción y el comercio mundial, ocasionando a su vez una reducción de la actividad económica interna. Como consecuencia, en el mes de abril, la demanda eléctrica se redujo 3.13% comparado al mes de abril del año 2019. Esta tendencia continuó, finalizando el año con una reducción promedio del 2.28%

7.2 Ventas de Electricidad

Las ventas netas de energía eléctrica realizadas a usuarios finales por parte de las diferentes distribuidoras suman 3,403.63 GWh (incluye ventas a grandes consumidores), presentando una reducción de 96.35 GWh (2.75%) respecto al año 2019. (Ver Tabla 16).

Tabla 16
Ventas de Electricidad (GWh), Estructura y Crecimiento

AGENTES DEL MERCADO	Año		Estruct % 2020	Variación %	Variación GWh
	2019	2020			
SIST.INT.NACIONAL	3,470.46	3,374.94	99.16	(2.75)	(95.52)
Disnorte	1,534.56	1,472.43	43.26	(4.05)	(62.13)
Dissur	1,457.15	1,389.23	40.82	(4.66)	(67.92)
DN + DS	2,991.71	2,861.66	84.08	(4.35)	(130.05)
Aprodelbo	1.66	1.25	0.04	(24.70)	(0.41)
Atder - bl	3.27	3.53	0.10	7.95	0.26
Bluefields	27.65	27.19	0.80	(1.66)	(0.46)
Bonanza	6.76	7.59	0.22	12.28	0.83
El Ayote	1.78	1.81	0.05	1.69	0.03
Casa Quemada	0.54	0.56	0.02	3.70	0.02
Kukra Hill	2.16	2.25	0.07	4.17	0.09
Laguna de Perlas	1.53	1.48	0.04	(3.27)	(0.05)
Mulukukú	6.89	7.28	0.21	5.66	0.39
Plan de Gramma	0.31	0.33	0.01	6.45	0.02
Rosita	6.26	6.55	0.19	4.63	0.29
Siuna	8.15	8.76	0.26	7.48	0.61
Tasbapauni	0.16	0.17	0.00	6.25	0.01
Tortuguero	1.03	1.10	0.03	6.80	0.07
Ayapal	0.39	1.12	0.03	187.18	0.73
Wiwili	3.63	3.80	0.11	4.68	0.17
Zelaya luz, S.A.	0.23	0.23	0.01	-	-
Hismow (Wapi)	0.83	0.90	0.03	8.43	0.07

AGENTES DEL MERCADO	Año		Estruct % 2020	Variación %	Variación GWh
	2019	2020			
SIST.INT.NACIONAL	3,470.46	3,374.94	99.16	(2.75)	(95.52)
Pequeñas Distribuidoras	73.23	75.90	2.23	3.65	2.67
Enacal / Zona Franca	346.10	320.86	9.43	(7.29)	(25.24)
Grandes Consumidores	59.42	116.52	3.42	96.10	57.10
SIST.AISLADO NACIONAL	29.52	28.69	0.84	(2.81)	(0.83)
Públicos (ENEL)	29.52	28.69	0.84	(2.81)	(0.83)
NACIONAL	3,499.98	3,403.63	100.00	(2.75)	(96.35)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

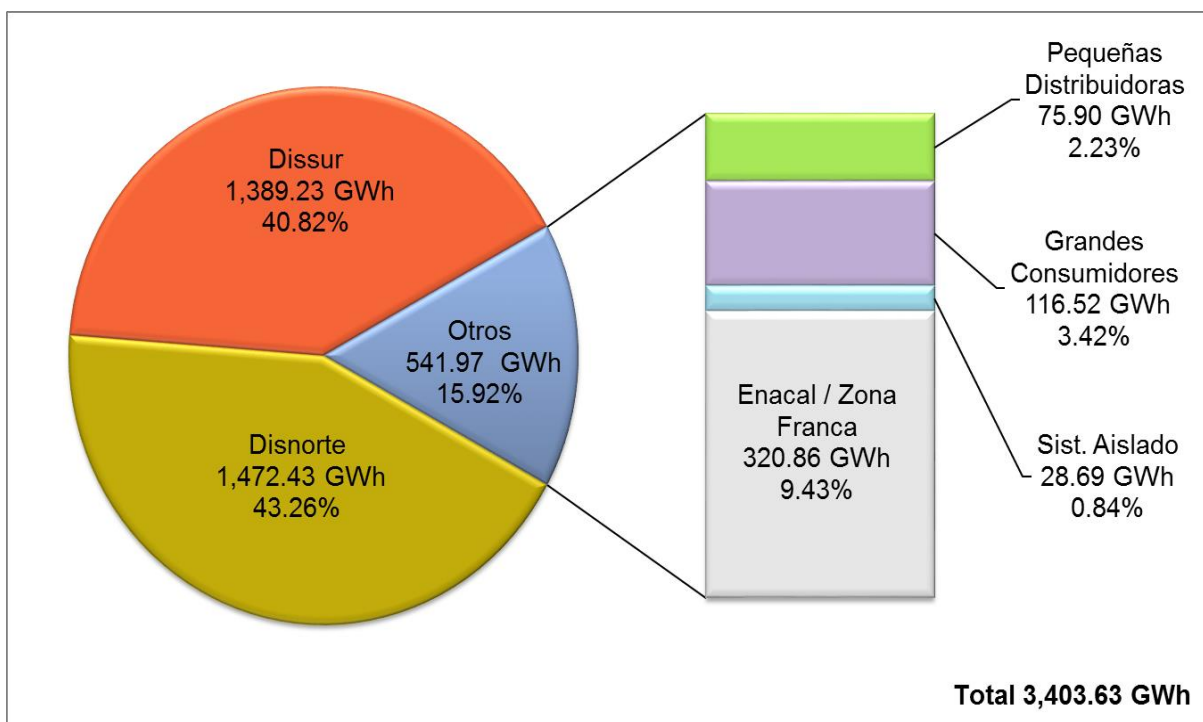
Notas:

- La información de pequeñas distribuidoras corresponde a lo que ellas reportan como facturación.
- En base a Acuerdo Ministerial No. 026-DGEER-002-2018, se dispone que las ventas de energía a ENACAL, no formarán parte del cálculo del precio medio de compra mayorista que se traslada a tarifa, ni de las ventas que realiza mensualmente las distribuidoras en el mercado regulado, es por ello que se coloca aparte de las distribuidoras DISNORTE-DISSUR.

7.2.1 Ventas de Electricidad por Agente de Mercado

A nivel de agentes del mercado, o empresas distribuidoras, se observa que dentro del SIN se consumió 3,374.94 GWh y 28.69 GWh en los sistemas aislados, representando el 99.16% y 0.84% del total de ventas de energía eléctrica (Ver Gráfico 30).

Gráfico 30
Ventas de Electricidad por Agente de Mercado (GWh)
Año 2020

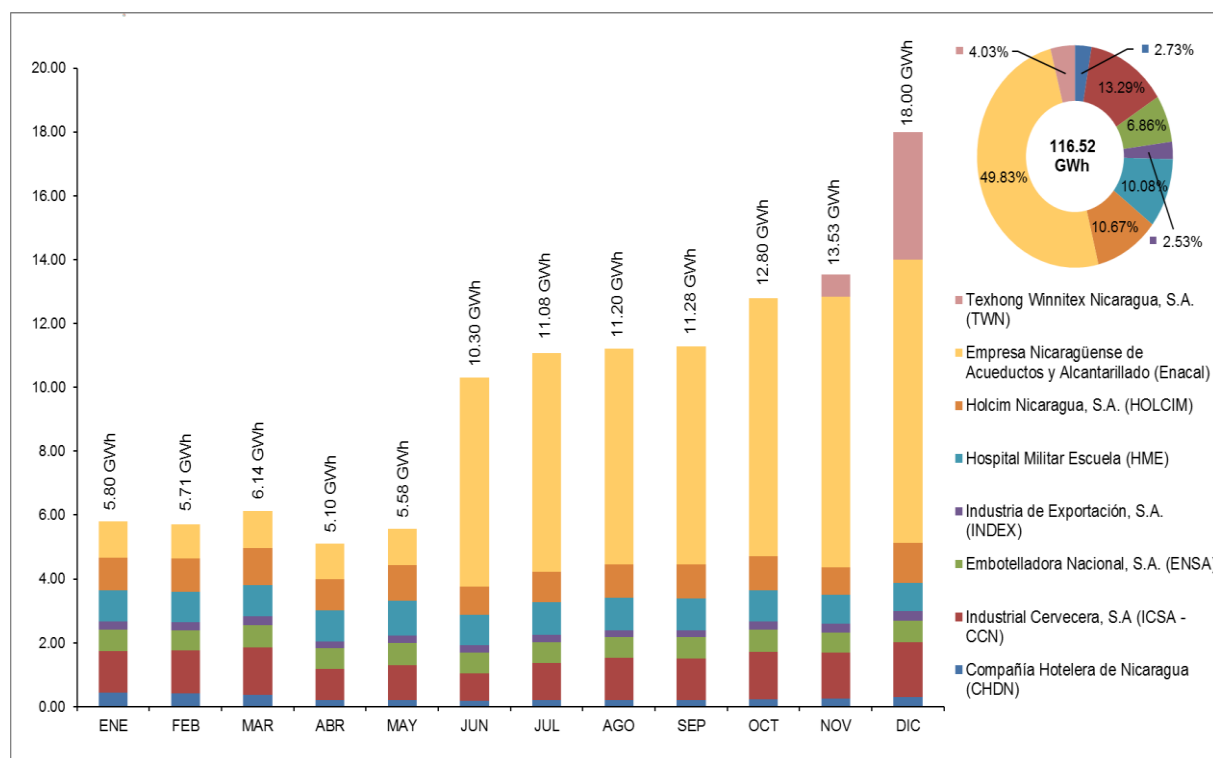


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Por otro lado, el sistema aislado considera únicamente concesionarias administradas por ENEL, ya que las ventas de la concesión de Dissur en la Isla de Ometepe, forman parte del SIN, desde el año 2016.

Así mismo, las ventas netas realizadas en el SIN a los usuarios finales en el año 2020, fueron atendidas por (I) las distribuidoras: Disnorte y Dissur, (II) las ventas de pequeñas distribuidoras en el SIN, y (III) las ventas de los generadores a ENACAL, Zona Franca y grandes consumidores mediante contratos y mercado de ocasión. Las ventas a éstos últimos se pueden observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 31
Ventas de Electricidad a Grandes Consumidores (GWh)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

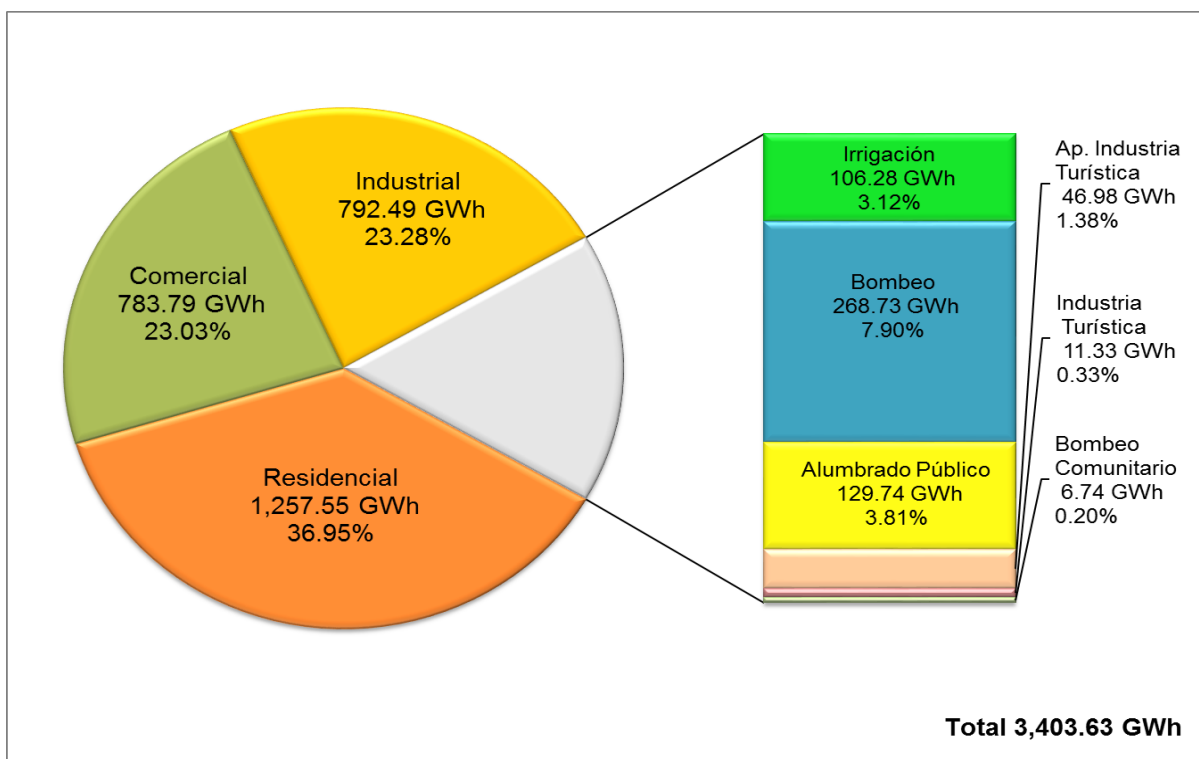
7.2.2 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa

El tipo de tarifa con mayor consumo de energía eléctrica en el año 2020, fue el residencial, concentrando 36.95% en el total de ventas a nivel nacional, seguido por la tarifa industrial con 23.28% y comercial o general con 23.03%. En menor medida participan las tarifas de bombeo (7.90%), alumbrado público (3.81%), irrigación (3.12%), apoyo a la industria turística² (1.38%), industria turística³ (0.33%) y bombeo comunitario (0.20%). (Ver Gráfico 32).

² La resolución No.542-08-2007 del INE creó la tarifa Apoyo a la Industria Turística, que comprende Hospederías Menores (instalaciones de la Industria Hotelera con menos de quince unidades habitacionales para alojamiento); Servicios de Alimentos y Bebidas; Entretenimiento y Centros Nocturnos; Centros de Convenciones; Marinas Turísticas. Esta tarifa se ubica dentro del sector comercio y servicios.

³ Según la resolución administrativa del INE No.542-08-2007, se tipifica al sector turismo bajo la tarifa Industria Turística englobada en el pliego tarifario para el sector industrial. La tarifa de Industria Turística comprende las instalaciones de la Industria Hotelera con no menos de quince unidades habitacionales para alojamiento ubicados en zonas rurales o urbanas, que incluyen Hoteles, Condo Hoteles, Aparta Hoteles, Alojamiento en Tiempo Compartido, Moteles Turísticos, Paradores de Nicaragua, Parques de Atracciones Turísticas Permanentes (parques temáticos).

Gráfico 32
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En la Tabla 17 se presentan las ventas a usuarios finales de los distintos sectores de consumo en Disnorte y Dissur, las pequeñas distribuidoras y las ventas a los grandes consumidores habilitados por el INE⁴. También se muestra las ventas de los sistemas aislados públicos y privados distribuidos por tipo de tarifas.

Es importante mencionar la participación de las ventas residenciales en la estructura del consumo por sistemas, representa el 36.82% en el SIN, 51.76% en Sistemas Aislados y 36.95% a nivel nacional.

⁴ La ley 272 Ley de la Industria Eléctrica define como gran consumidor aquel consumidor servido con un voltaje igual o mayor a 13.8 Kilovoltios. Así mismo, el acuerdo INE-03-11-2005, dicto normativa para la habilitación de grandes consumidores, estableciendo una carga concentrada de por lo menos 1,000 Kilovatios.

Tabla 17
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Año 2020

AGENTES DEL MERCADO	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Público	Ap. Industria Turística	Industria Turística	Bombeo Comunitario	TOTAL
SIST.INT.NACIONAL	1,242.56	776.45	787.38	106.28	268.09	129.49	46.98	10.97	6.74	3,374.94
Disnorte	610.93	386.75	307.01	62.26	6.12	68.83	19.79	7.09	3.65	1,472.43
Dissur	582.17	296.23	368.39	44.02	5.21	59.24	27.19	3.69	3.09	1,389.23
DN + DS	1,193.10	682.98	675.40	106.28	11.33	128.07	46.98	10.78	6.74	2,861.66
Aprodelbo	1.25	-	-	-	-	-	-	-	-	1.25
Atder - bl	3.51	0.02	-	-	-	-	-	-	-	3.53
Bluefields	14.75	8.45	2.36	-	0.54	1.09	-	-	-	27.19
Bonanza	5.16	2.40	-	-	0.01	-	-	0.02	-	7.59
El Ayote	1.12	0.52	-	-	0.13	0.04	-	-	-	1.81
Casa Quemada	0.54	0.01	0.01	-	-	-	-	-	-	0.56
Kukra Hill	1.88	0.26	0.08	-	0.02	0.01	-	-	-	2.25
Laguna de Perlas	1.27	0.10	0.04	-	0.06	0.01	-	-	-	1.48
Mulukukú	4.48	2.46	0.05	-	0.19	0.09	-	0.01	-	7.28
Plan de Gramma	0.21	-	0.10	-	-	0.02	-	-	-	0.33
Rosita	3.92	2.39	-	-	0.10	0.01	-	0.13	-	6.55
Siuna	5.01	3.20	-	-	0.44	0.08	-	0.03	-	8.76
Tasbapauni	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	0.17
Tortuguero	0.78	0.25	-	-	0.03	0.04	-	-	-	1.10
Ayapal	1.01	0.11	-	-	-	-	-	-	-	1.12
Wiwili	3.30	0.31	-	-	0.19	-	-	-	-	3.80
Zelaya luz, S.A.	0.20	-	-	-	-	0.03	-	-	-	0.23
Hismow (Wapí)	0.90	-	-	-	-	-	-	-	-	0.90
Pequeñas Distribuidoras	49.46	20.48	2.64	-	1.71	1.42	-	0.19	-	75.90
Enacal / Zona Franca	-	-	65.81	-	255.05	-	-	-	-	320.86
Grandes Consumidores	-	72.99	43.53	-	-	-	-	-	-	116.52
SIST.AISLADO NACIONAL	14.99	7.34	5.11	-	0.64	0.25	-	0.36	-	28.69
Públicos (ENEL)	14.99	7.34	5.11	-	0.64	0.25	-	0.36	-	28.69
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NACIONAL	1,257.55	783.79	792.49	106.28	268.73	129.74	46.98	11.33	6.74	3,403.63

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La información de pequeñas distribuidoras corresponde a lo que ellas reportan como facturación.
- El uso de redes se refiere al trasiego de la energía eléctrica en las redes de distribución, por tanto, no es tomada en cuenta en el cálculo de las ventas de electricidad nacional.
- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc)
- En base a Acuerdo Ministerial No. 026-DGEER-002-2018, se dispone que las ventas de energía a ENACAL, no formarán parte del cálculo del precio medio de compra mayorista que se traslada a tarifa, ni de las ventas que realiza mensualmente las distribuidoras en el mercado regulado, es por ello que se coloca aparte de las distribuidoras DISNORTE-DISSUR.

Se observan incrementos modestos en ventas eléctricas a clientes pertenecientes a las siguientes tarifas: 3.04 GWh (0.39%) en ventas con tarifa comercial, 2.21 GWh (0.18%) en ventas con tarifa residencial, 0.87 GWh (0.68%) en alumbrado público y 0.83 GWh (14.04%) en ventas a tarifas de bombeo comunitario.

Así mismo, se observa una reducción en las ventas de electricidad a clientes pertenecientes a las siguientes tarifas: reducción de 43.22 GWh (13.85%) en ventas con tarifa bombeo, 30.60 GWh (3.72%) en industria, 20.33 GWh (16.06%) en ventas con tarifa irrigación, 5.43 GWh (10.36%) en ventas con tarifa apoyo a industria turística y 3.72 GWh (24.72%) en industria turística. Ver Tabla 18.

Tabla 18
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Período 2019 - 2020

TIPO DE TARIFA	Año		Estruct % 2020	Estruct % 2020	Variación %	Variación GWh
	2019	2020				
Residencial	1,238.30	1,242.56	36.51	36.82	0.34	4.26
Comercial	774.51	776.45	22.81	23.01	0.25	1.94
Industrial	817.59	787.38	23.13	23.33	(3.70)	(30.21)
Irrigación	126.61	106.28	3.12	3.15	(16.06)	(20.33)
Bombeo	311.51	268.09	7.88	7.95	(13.94)	(43.42)
Alumbrado Público	128.71	129.49	3.80	3.83	0.61	0.78
Ap. Industria Turística	52.41	46.98	1.38	1.39	(10.36)	(5.43)
Industria Turística	14.91	10.97	0.32	0.32	(26.43)	(3.94)
Bombeo Comunitario	5.91	6.74	0.20	0.20	14.04	0.83
SIST.INT.NACIONAL	3,470.46	3,374.94	99.15	100.00	(2.75)	(95.52)
Residencial	17.04	14.99	0.44	51.76	(12.03)	(2.05)
Comercial	6.24	7.34	0.22	25.88	17.63	1.10
Industrial	5.50	5.11	0.15	17.65	(7.09)	(0.39)
Irrigación	-	-	-	-	-	-
Bombeo	0.44	0.64	0.02	2.35	45.45	0.20
Alumbrado Público	0.16	0.25	0.01	1.18	56.25	0.09
Ap. Industria Turística	-	-	-	-	-	-
Industria Turística	0.14	0.36	0.01	1.18	157.14	0.22
Bombeo Comunitario	-	-	-	-	-	-
SIST.AISLADO NACIONAL	29.52	28.69	0.85	100.00	(2.81)	(0.83)
Residencial	1,255.34	1,257.55	36.95	36.95	0.18	2.21
Comercial	780.75	783.79	23.03	23.03	0.39	3.04
Industrial	823.09	792.49	23.28	23.28	(3.72)	(30.60)
Irrigación	126.61	106.28	3.12	3.12	(16.06)	(20.33)
Bombeo	311.95	268.73	7.90	7.90	(13.85)	(43.22)
Alumbrado Público	128.87	129.74	3.81	3.81	0.68	0.87
Ap. Industria Turística	52.41	46.98	1.38	1.38	(10.36)	(5.43)
Industria Turística	15.05	11.33	0.33	0.33	(24.72)	(3.72)
Bombeo Comunitario	5.91	6.74	0.20	0.20	14.04	0.83
NACIONAL	3,499.98	3,403.63	100.00	100.00	(2.75)	(96.35)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

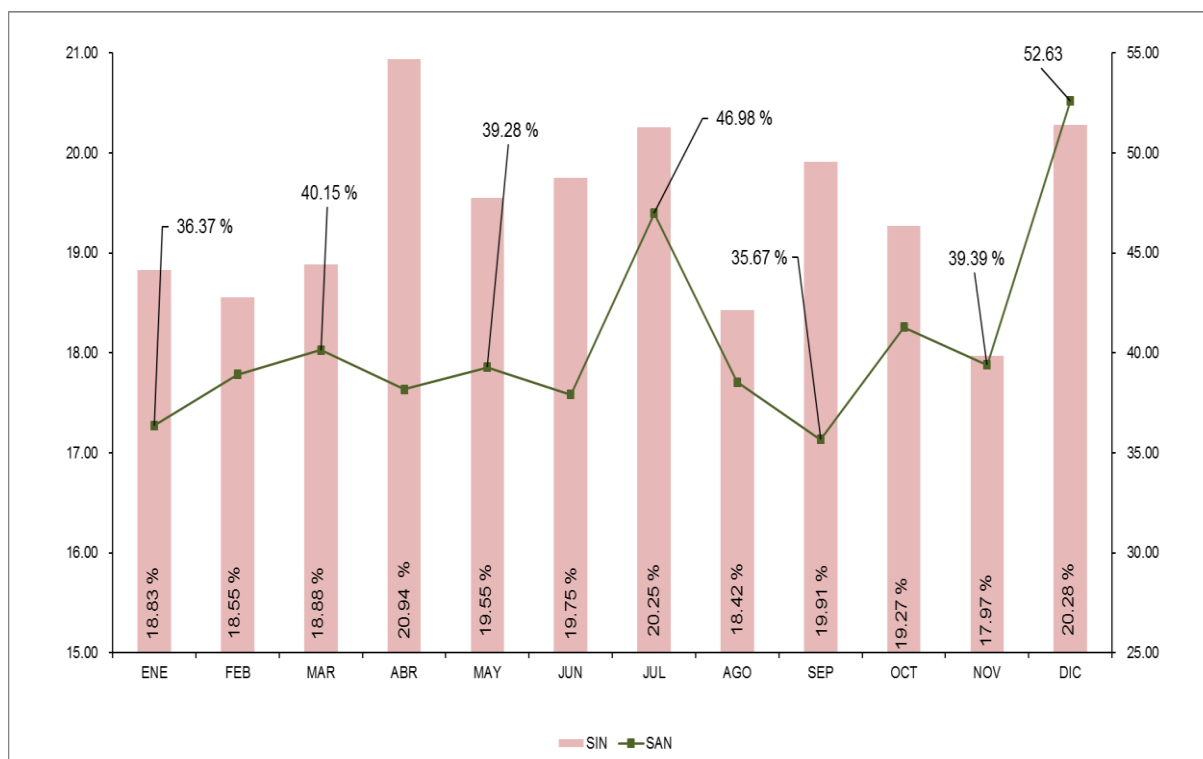
- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc)
- Las ventas a ENACAL se agregaron dentro del tipo de tarifa de bombeo, mientras las ventas a Zona Franca, se agregaron al tipo de tarifa industrial. En el caso de Grandes Consumidores, las ventas se agregaron a las tarifas Comercial o Industrial según la naturaleza de la empresa.

El comportamiento del año 2020, según el tipo de tarifa, muestran la manera en que sectores como la industria, industria turística y apoyo a la industria turística se han visto afectados por la reducción del dinamismo económico a consecuencia de la pandemia de Covid-19. Otros sectores como el residencial y el comercial, también afectados por la pandemia, tuvieron crecimientos moderados menores al 1.0%. En anexos se observa el comportamiento mensual de las ventas eléctricas por tipo de tarifa, comparando los años 2019 y 2020.

7.2.3 Pérdidas de Distribución de Electricidad

La diferencia entre la electricidad extraída por las distribuidoras eléctricas y la facturación por venta de esa energía a sus clientes finales en el SIN, resultó en 19.39% en pérdidas de distribución, lo que equivale a 865,019.05 MWh. Los sistemas aislados registraron 41.86% en pérdidas de distribución, es decir, 19,344.56 MWh. (Ver Gráfico 33).

Gráfico 33
Curva de Pérdidas Mensuales de Distribución (%)
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En el año 2020, las pérdidas en el SIN aumentaron 0.99 puntos en términos porcentuales, mientras en magnitudes físicas este aumento fue de 25,795.80 MWh. En el SAN, las pérdidas de distribución aumentaron 138.24 MWh, es decir, 2.45 puntos. En anexos puede observarse el comportamiento de estas pérdidas en el período 2006-2020.

7.3 Clientes Facturados a Nivel Nacional

En el mes de diciembre del año 2020, los clientes facturados totales, reportados por el INE en estado activo, alcanzaron la cifra de 1,257,706 clientes (incluyendo grandes consumidores, uso de redes y pequeñas concesionarias en Disnorte y Dissur), mostrando un crecimiento anual de 25,232 clientes respecto a diciembre del año 2019, lo que representó 2.05% de incremento. (Ver Tabla 19).

Tabla 19
Clientes Facturados a diciembre. Estructura y Crecimiento

AGENTES DEL MERCADO	Año		Estruct % 2020	Variación %	Variación Clientes
	Diciembre 2019	Diciembre 2020			
SIST.INT.NACIONAL	1,212,613	1,238,596	98.48	2.14	25,983
Disnorte	629,794	642,278	51.07	1.98	12,484
Dissur	508,059	515,787	41.01	1.52	7,728
DN + DS	1,137,853	1,158,065	92.08	1.78	20,212
Aprodelbo	1,473	1,550	0.12	5.23	77
Atder - bl	6,816	7,049	0.56	3.42	233
Bluefields	12,465	12,722	1.01	2.06	257
Bonanza	5,514	6,633	0.53	20.29	1,119
El Ayote	2,030	2,293	0.18	12.96	263
Casa Quemada	2,042	2,864	0.23	40.25	822
Kukra Hill	2,508	2,665	0.21	6.26	157
Laguna de Perlas	1,306	1,369	0.11	4.82	63
Mulukukú	8,532	9,458	0.75	10.85	926
Plan de Gramma	495	522	0.04	5.45	27
Rosita	7,696	6,903	0.55	(10.30)	(793)
Siuna	7,655	9,222	0.73	20.47	1,567
Tasbapauni	349	364	0.03	4.30	15
Tortuguero	2,006	2,030	0.16	1.20	24
Ayapal	2,739	2,957	0.24	7.96	218
Wiwili	8,800	9,571	0.76	8.76	771
Zelaya luz, S.A.	311	309	0.02	(0.64)	(2)
Hismow (Wapi)	1,159	1,228	0.10	5.95	69
Pequeñas Distribuidoras	73,896	79,709	6.34	7.87	5,813
Enacal / Zona Franca	857	814	0.06	(5.02)	(43)
Grandes Consumidores	7	8	0.00	14.29	1
SIST.AISLADO NACIONAL	19,861	19,110	1.52	(3.78)	(751)
Públicos (ENEL)	19,861	19,110	1.52	(3.78)	(751)
NACIONAL	1,232,474	1,257,706	100.00	2.05	25,232

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La información de pequeñas distribuidoras corresponde a los clientes activos que ellas reportan en facturación durante el mes de diciembre.
- En el total de clientes de Disnorte y Dissur, se incluyen 5 pequeñas concesionarias y 6 clientes en uso de red.

Según el número de clientes activos inscritos en los registros de las distribuidoras, en el SIN se atendió a 1,238,596 representando un aumento de 25,983 clientes y 2.14 en términos porcentuales, respecto a diciembre del año 2019. El resto de clientes (19,110) fueron atendidos por las distribuidoras del sistema aislado, las cuales redujeron en 751 clientes, es decir 3.78%. Es importante mencionar que dicha reducción se observa específicamente en clientes residenciales atendidos en el municipio de Puerto Cabezas, durante el mes de diciembre del año 2020, posterior al paso de los huracanes Eta y Iota, que afectaron especialmente a comunidades del Caribe de Nicaragua, a finales del mes de noviembre del mismo año.

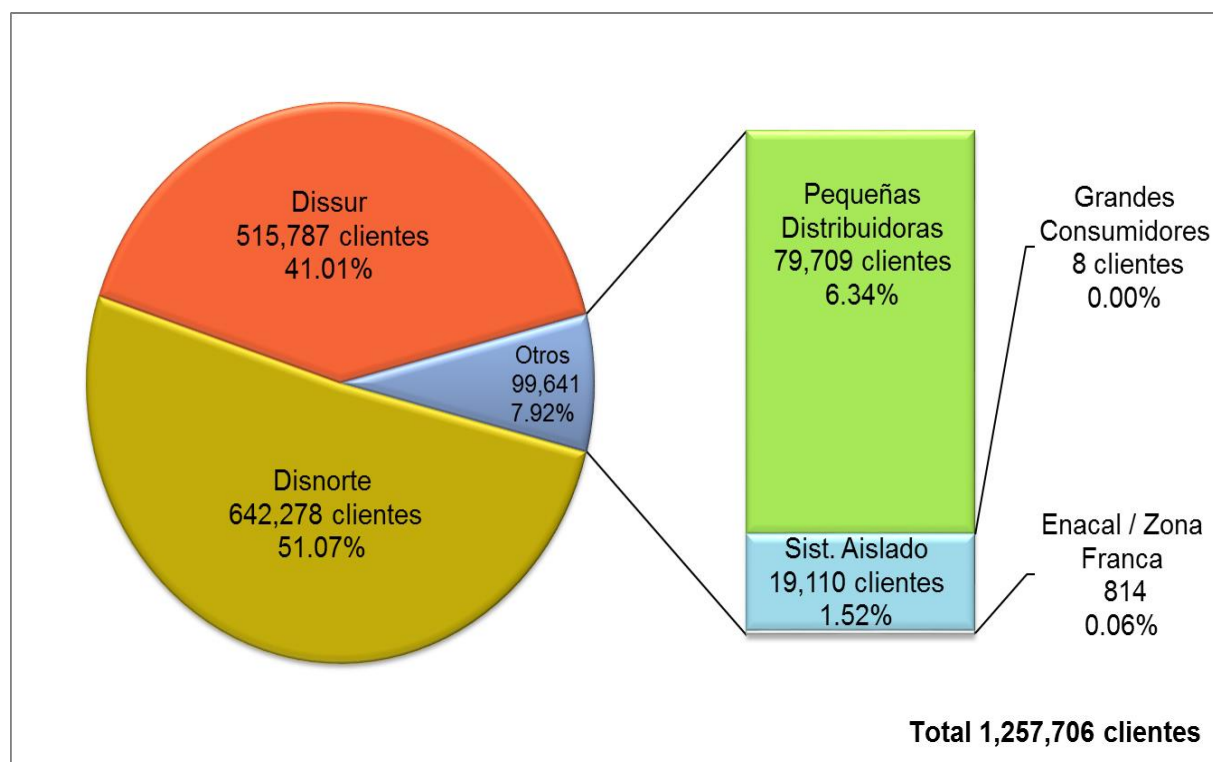
En términos porcentuales por sistema, los clientes se distribuyen en 98.48% en el SIN y 1.52% en los sistemas aislados.

7.3.1 Clientes Facturados por Concesionarios

Los 1,257,706 clientes atendidos en el SIN se distribuyen en 1,158,065 atendidos por Disnorte y Dissur (incluye pequeñas concesionarias que DN y DS les vende

energía eléctrica y uso de redes), 8 clientes reportados como grandes consumidores habilitados por INE, además de 79,709 usuarios reportados por pequeñas distribuidoras y 814 usuarios reportados por ENACAL y Zona Franca. Por su parte, los 19,110 clientes en el sistema aislado, son atendidos por ENEL. (Ver Gráfico 34).

Gráfico 34
Clientes Facturados por Concesionarios
Diciembre 2020

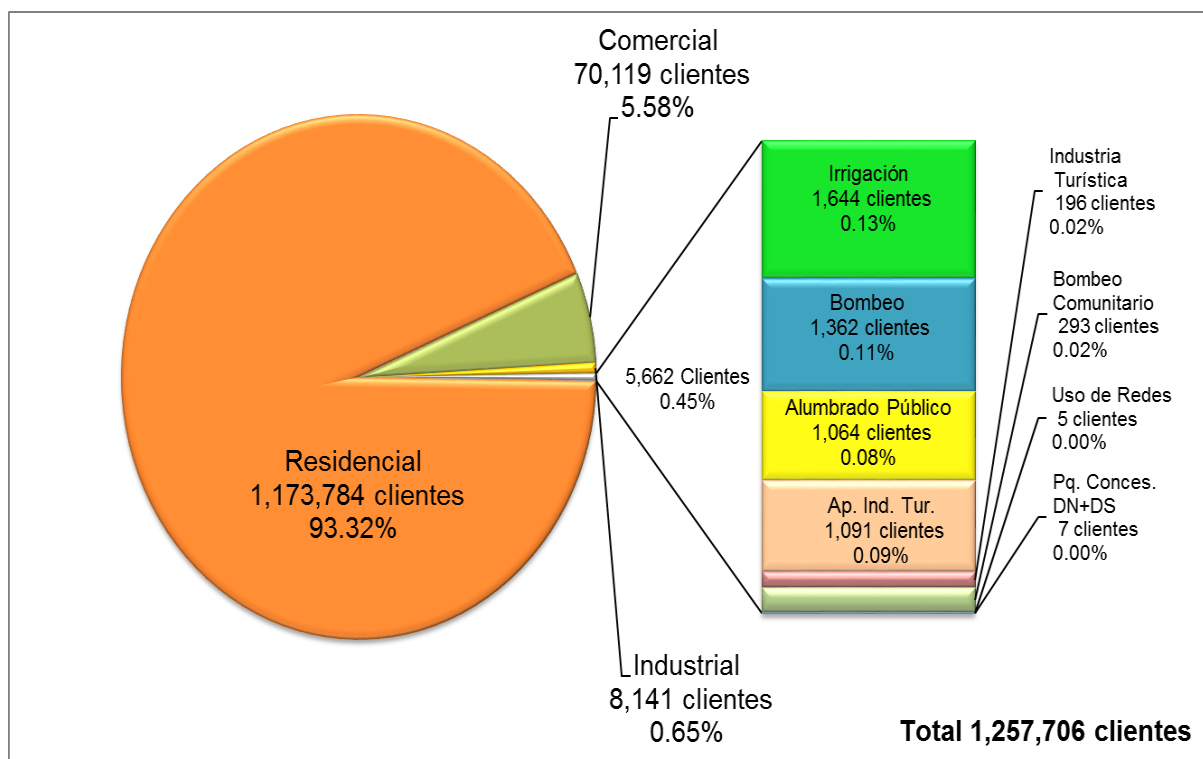


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

7.3.2 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa

La tarifa residencial concentra 1,173,784 clientes representando 93.33% de los clientes a nivel nacional, seguido por la tarifa comercial o general con 70,119 clientes (5.58%) y la tarifa industrial con 8,141 clientes (0.65%). El resto de los clientes que representaron 0.45% de los clientes a nivel nacional, se distribuyen dentro de las tarifas irrigación, bombeo, alumbrado público, apoyo a la industria turística, industria turística, bombeo comunitario, pequeñas concesionarias de DN y DS y uso de redes. (Ver Gráfico 35).

Gráfico 35
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa
Diciembre 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- Los grandes consumidores se encuentran distribuidos dentro de los sectores Industrial y Comercial.

A continuación, se presentan los clientes distribuidos por tipo de tarifas en el SIN y sistema aislado, las pequeñas distribuidoras, los grandes consumidores habilitados por el INE, las pequeñas concesionarias atendidas por Disnorte y Dissur y el uso de redes. (Ver Tabla 20).

Tabla 20
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa
Diciembre 2020

AGENTES DEL MERCADO	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Púb.	Ap. Ind. Turíst.	Industria Turíst.	Bombeo Comun.	Peq. Conc. DN+DS	Uso de Redes	TOTAL
SIST.INT.NACIONAL	1,155,606	69,298	8,127	1,644	1,351	1,041	1,091	133	293	7	5	1,238,596
Disnorte	601,076	33,456	4,971	1,133	350	557	464	49	216	4	2	642,278
Dissur	478,770	32,114	3,031	511	167	426	627	58	77	3	3	515,787
DN + DS	1,079,846	65,570	8,002	1,644	517	983	1,091	107	293	7	5	1,158,065
Aprodelbo	1,550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,550
Atder - bl	7,024	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,049
Bluefields	11,828	847	19	-	4	24	-	-	-	-	-	12,722
Bonanza	6,183	445	-	-	3	-	-	2	-	-	-	6,633
El Ayote	2,150	137	-	-	1	5	-	-	-	-	-	2,293
El Bluff	2,858	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2,864
Kukra Hill	2,609	49	5	-	1	1	-	-	-	-	-	2,665
Laguna de Perlas	1,337	28	1	-	2	1	-	-	-	-	-	1,369
Mulukukú	8,934	420	81	-	8	14	-	1	-	-	-	9,458
Plan de Gramma	520	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	522
Rosita	6,294	587	-	-	5	2	-	15	-	-	-	6,903
Sahsa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Siuna	8,422	784	-	-	2	6	-	8	-	-	-	9,222
Tasbapauni	361	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	364
Tortuguero	1,826	198	-	-	2	4	-	-	-	-	-	2,030
Wamblan	2,919	38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,957
Wiwili	9,410	157	-	-	4	-	-	-	-	-	-	9,571
Zelaya luz, S.A.	309	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	309
Hismow (Wapí)	1,226	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,228
Pequeñas Distribuidoras	75,760	3,725	108	-	32	58	-	26	-	-	-	79,709
Enacal / Zona Franca	-	-	12	-	802	-	-	-	-	-	-	814
Grandes Consumidores	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	8
SIST.AISLADO NACIONAL	18,178	821	14	-	11	23	-	63	-	-	-	19,110
Públicos (ENEL)	18,178	821	14	-	11	23	-	63	-	-	-	19,110
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NACIONAL	1,173,784	70,119	8,141	1,644	1,362	1,064	1,091	196	293	7	5	1,257,706

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La información de pequeñas distribuidoras corresponde a los clientes activos que ellas reportan en facturación durante el mes de diciembre.
- La información de Pequeñas Concesionarias Disnorte-Dissur, corresponde al número de concesionarias a las que Disnorte y Dissur, suministra electricidad.
- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (calles, avenidas, parques, plazas, canchas, monumentos, etc)

Tabla 21
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa
Período 2019 - 2020

TIPO DE TARIFA	Año		Estruct % 2020	Estruct % 2020	Variación %	Variación Clientes
	2019	2020				
Residencial	1,130,580	1,155,606	91.88	93.31	2.21	25,026
Comercial	68,654	69,298	5.51	5.59	0.94	644
Industrial	7,942	8,127	0.65	0.66	2.33	185
Irrigación	1,576	1,644	0.13	0.13	4.31	68
Bombeo	1,399	1,351	0.11	0.11	(3.43)	(48)
Alumbrado Público	1,030	1,041	0.08	0.08	1.07	11
Ap. Industria Turística	1,037	1,091	0.09	0.09	5.21	54
Industria Turística	139	133	0.01	0.01	(4.32)	(6)
Bombeo Comunitario	245	293	0.02	0.02	19.59	48
Peq. Concesiones DN+DS	6	7	0.00	-	16.67	1
Uso de Redes	5	5	0.00	-	-	-
SIST.INT.NACIONAL	1,212,613	1,238,596	98.48	100.00	2.14	25,983
Residencial	19,135	18,178	1.44	95.12	(5.00)	(957)
Comercial	628	821	0.07	4.30	30.73	193
Industrial	13	14	0.00	0.07	7.69	1
Irrigación	-	-	-	-	-	-
Bombeo	9	11	0.00	0.06	22.22	2
Alumbrado Público	12	23	0.00	0.12	91.67	11
Ap. Industria Turística	-	-	-	-	-	-
Industria Turística	64	63	0.01	0.33	(1.56)	(1)
Bombeo Comunitario	-	-	-	-	-	-
Peq. Concesiones DN+DS	-	-	-	-	-	-
Uso de Redes	-	-	-	-	-	-
SIST.AISLADO NACIONAL	19,861	19,110	1.52	100.00	(3.78)	(751)
Residencial	1,149,715	1,173,784	93.32	93.32	2.09	24,069
Comercial	69,282	70,119	5.58	5.58	1.21	837
Industrial	7,955	8,141	0.65	0.65	2.34	186
Irrigación	1,576	1,644	0.13	0.13	4.31	68
Bombeo	1,408	1,362	0.11	0.11	(3.27)	(46)
Alumbrado Público	1,042	1,064	0.08	0.08	2.11	22
Ap. Industria Turística	1,037	1,091	0.09	0.09	5.21	54
Industria Turística	203	196	0.02	0.02	(3.45)	(7)
Bombeo Comunitario	245	293	0.02	0.02	19.59	48
Peq. Concesiones DN+DS	6	7	0.00	-	16.67	1
Uso de Redes	5	5	0.00	-	-	-
NACIONAL	1,232,474	1,257,706	100.00	100.00	2.05	25,232

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc)

En la tabla anterior, se observa que el mayor crecimiento lo presenta los clientes dentro de la tarifa residencial, aumentando 24,069 clientes (2.09%); seguido por clientes comercial o general con 837 clientes (1.21%); industrial con 186 clientes (2.34%); irrigación con 68 clientes (4.31%); apoyo a la industria turística con 54 clientes (5.21%); bombeo comunitario con 48 clientes (19.59%); alumbrado público con 22 clientes (2.11%) y pequeñas distribuidoras con 1 cliente (16.67%). En cambio, se presenta también reducción de 46 clientes (3.27%) en bombeo y 7 clientes (3.45%) en industria turística. En el caso de uso de redes, no se presentó variación.

7.4 Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en el SIN

En la Tabla 22 y Gráfico 36, se muestra el precio promedio corriente de Disnorte y Dissur según tipo de tarifa, además del consumo promedio de electricidad.

Tabla 22
Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa

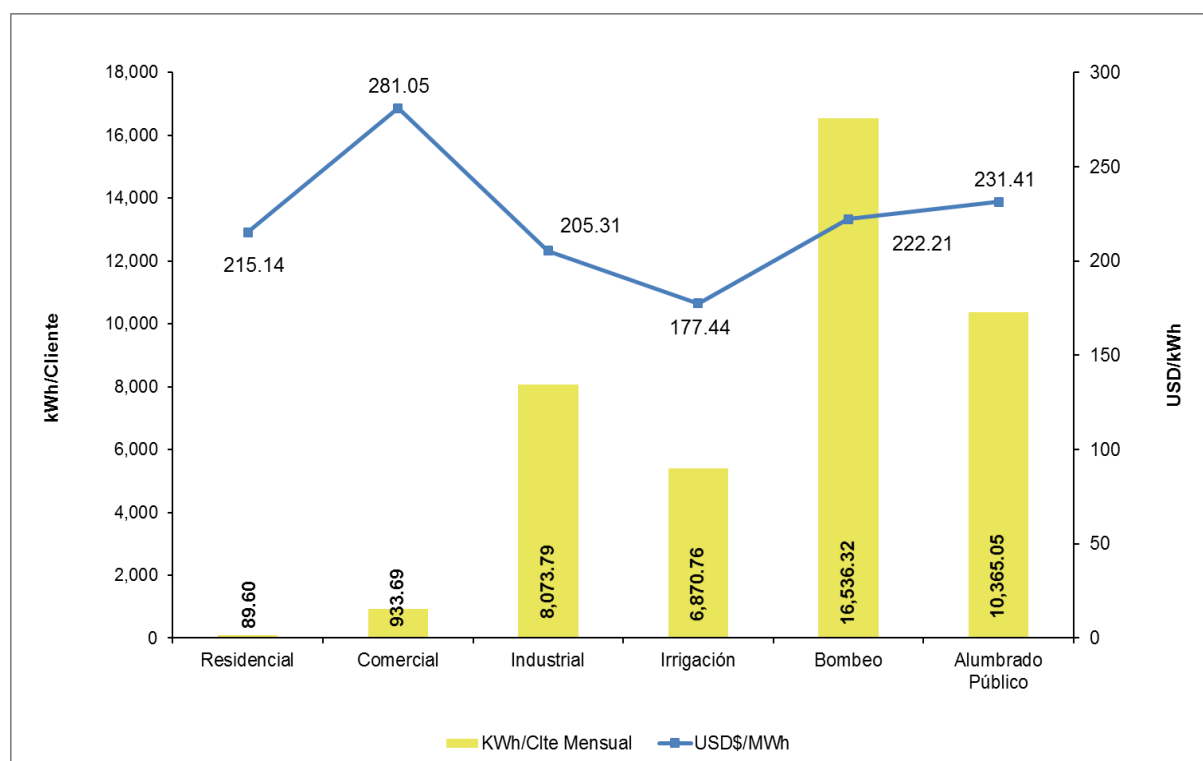
AÑO 2020	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)						PROMEDIO
	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Público	NACIONAL
C\$/kWh	7.3886	9.6521	7.0511	6.0938	7.6313	7.9475	7.4861
USD\$/MWh	215.14	281.05	205.31	177.44	222.21	231.41	217.98
MWh/Clte	1.08	11.20	96.89	64.65	198.44	124.38	2.71
kWh/Clte	1,075.26	11,204.33	96,885.46	64,650.55	198,435.85	124,380.64	2,706.22
KWh/Clte	89.60	933.69	8,073.79	5,387.55	16,536.32	10,365.05	225.52

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- Para el cálculo del precio promedio se utilizan los ingresos por ventas dividido entre las ventas eléctricas. El sector industria incluye Zona Franca.
- El consumo promedio es calculado al dividir las ventas eléctricas entre los clientes, según información de INE.
- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc)

Gráfico 36
Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en Disnorte y Dissur
Año 2020



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1
Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)
Período 2006 – 2020

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2006	104.63	87.50	-	449.12	121.80	-	763.05
2007	105.30	87.50	-	517.12	121.80	-	831.72
2008	105.30	87.50	-	576.36	121.80	-	890.96
2009	105.30	87.50	39.90	627.15	121.80	-	981.65
2010	105.30	87.50	63.00	694.99	121.80	-	1,072.59
2011	105.30	87.50	63.00	731.14	121.80	-	1,108.74
2012	105.70	164.50	146.60	736.21	133.80	-	1,286.81
2013	120.10	154.50	146.60	735.05	133.80	1.38	1,291.43
2014	120.10	154.50	186.20	732.59	133.80	1.38	1,328.57
2015	137.60	154.50	186.20	732.59	133.80	1.38	1,346.07
2016	142.45	154.50	186.20	735.19	176.60	1.38	1,396.32
2017	142.45	154.50	186.20	808.66	176.60	13.96	1,482.37
2018	142.45	154.50	186.20	808.66	176.60	13.96	1,482.37
2019	157.42	153.24	186.20	888.31	218.20	16.36	1,619.73
2020	157.42	153.24	186.20	888.31	218.20	16.36	1,619.73

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

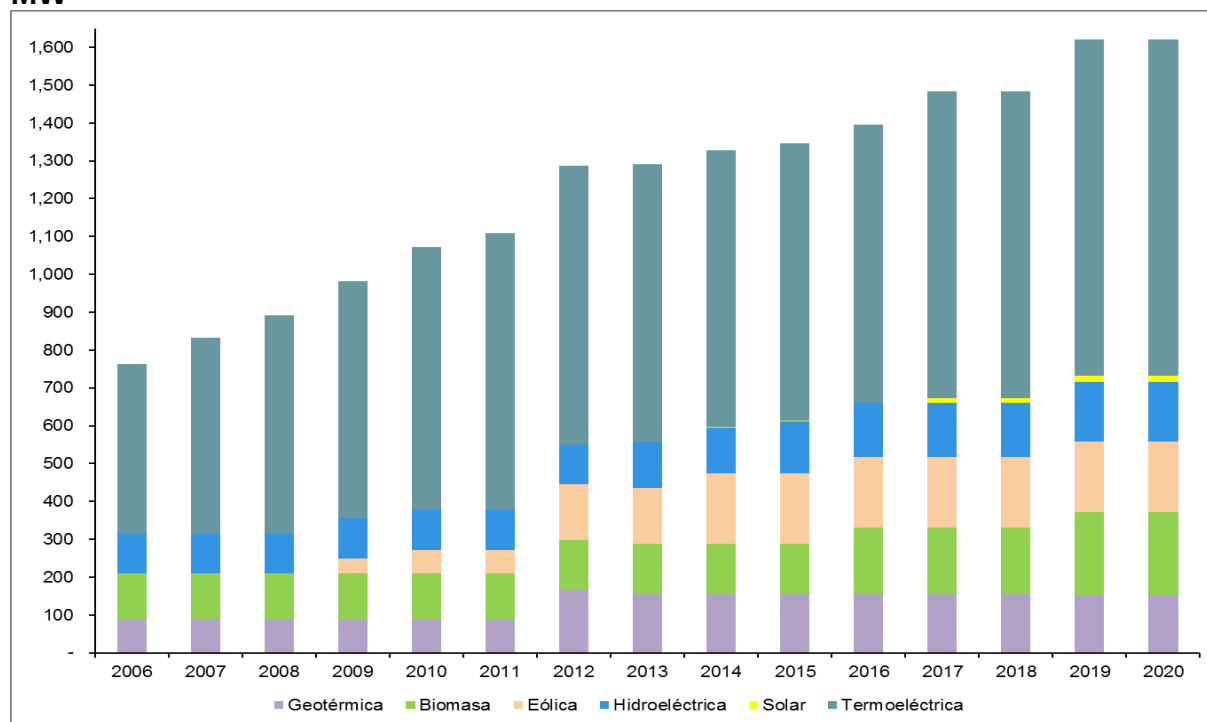
Notas:

- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su capacidad instalada nominal, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 2

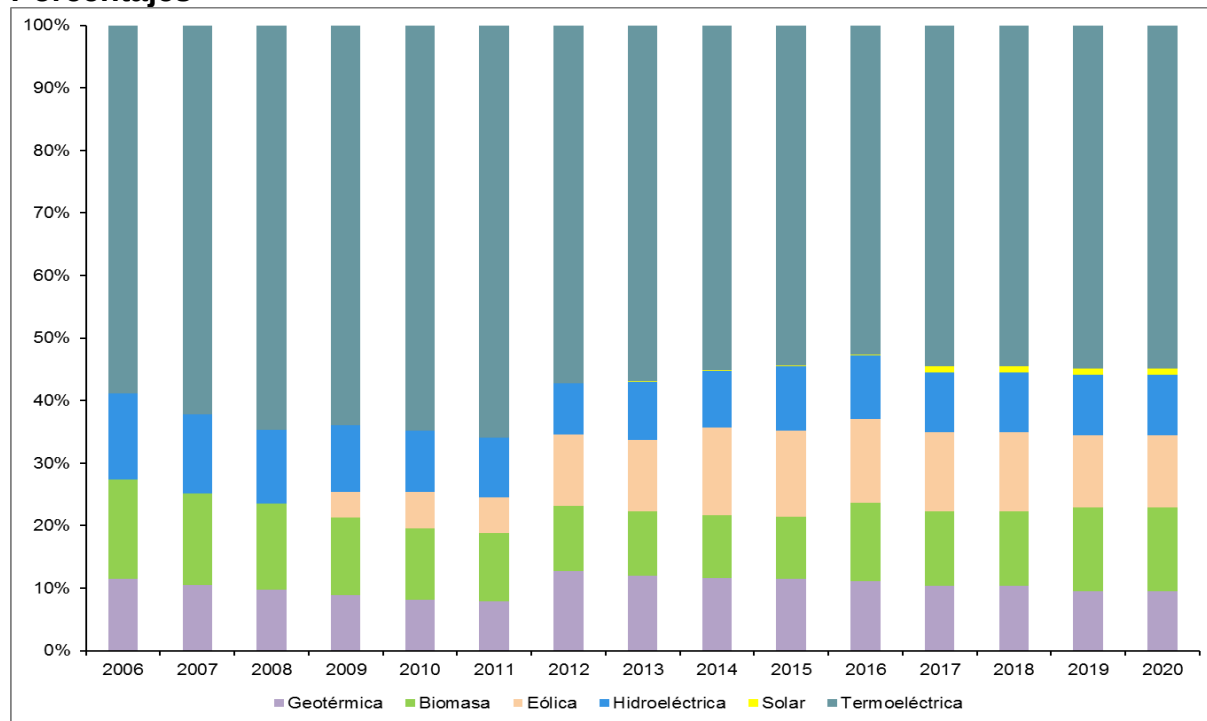
Gráficos de Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW) Período 2006 – 2020

MW



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Porcentajes



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 3
Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)
Período 2006 - 2020

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2006	100.13	39.83	-	367.55	100.30	-	607.81
2007	98.90	39.33	-	428.66	102.30	-	669.19
2008	98.90	38.50	-	451.58	103.30	-	692.28
2009	98.90	37.17	20.13	524.18	115.30	-	795.68
2010	105.50	36.80	60.90	619.03	103.30	-	925.53
2011	98.90	36.30	63.00	593.24	104.30	-	895.74
2012	99.10	77.10	117.00	622.11	125.80	-	1,041.11
2013	112.12	69.34	139.56	532.13	124.80	1.00	978.95
2014	112.12	81.62	174.86	582.25	110.30	1.00	1,062.14
2015	129.12	78.36	172.76	582.85	124.30	1.00	1,088.38
2016	133.81	88.52	176.96	564.99	163.30	1.00	1,128.59
2017	108.85	104.72	175.26	595.84	164.30	13.00	1,161.97
2018	108.82	87.02	170.10	581.14	168.30	13.00	1,128.38
2019	146.80	91.64	169.80	699.47	199.00	15.40	1,322.11
2020	141.90	93.21	170.11	720.01	188.80	15.40	1,329.42

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

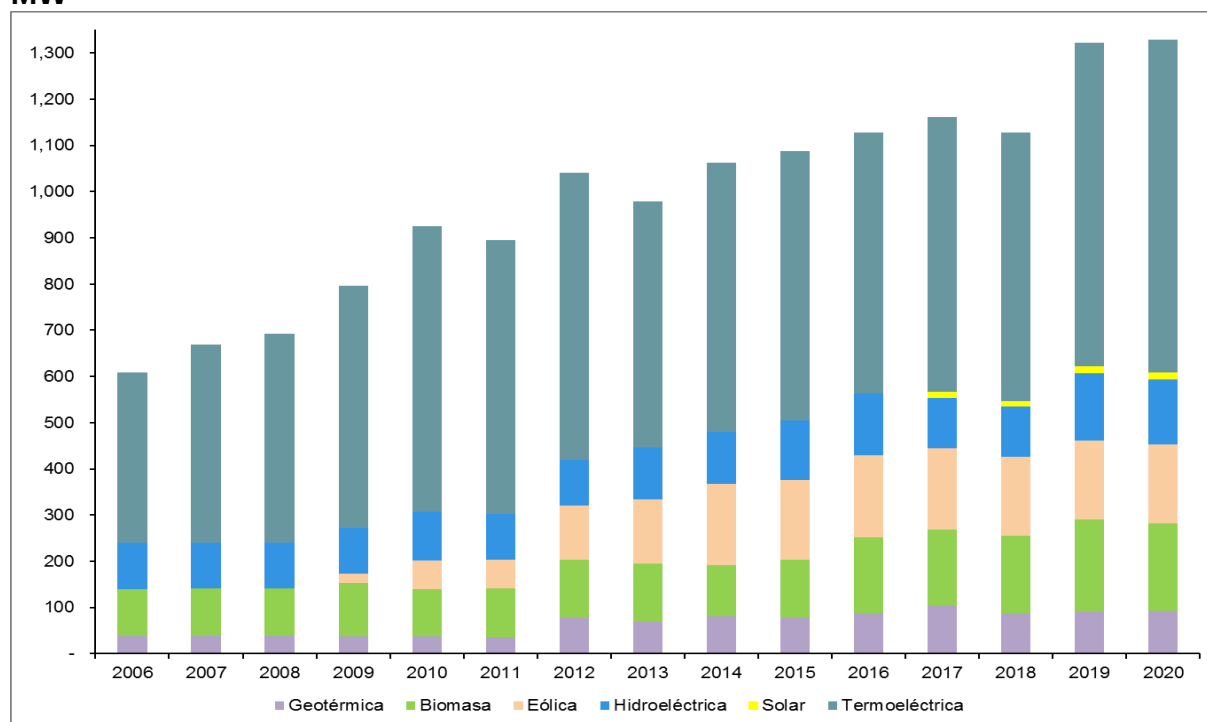
Notas:

- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas asilados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su capacidad instalada efectiva, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 4

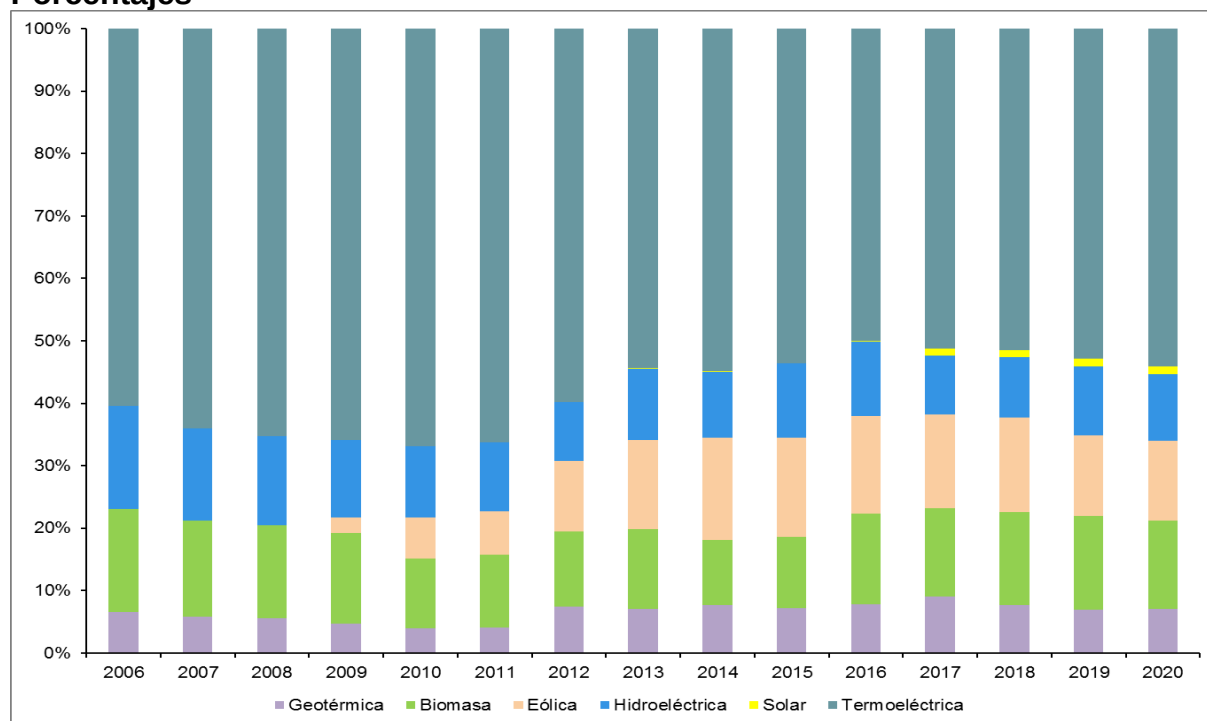
Gráficos de Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW) Período 2006 - 2020

MW



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Porcentajes



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 5
Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)
Período 2006 - 2020

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2006	308.05	310.99	-	2,195.62	322.78	-	3,137.44
2007	306.57	243.24	-	2,278.69	380.67	-	3,209.17
2008	534.45	322.14	-	2,166.53	337.83	-	3,360.95
2009	296.72	296.53	112.00	2,386.25	362.56	-	3,454.06
2010	503.15	302.11	163.39	2,305.77	384.65	-	3,659.07
2011	443.70	272.85	210.66	2,524.47	372.75	-	3,824.42
2012	418.63	523.32	329.55	2,295.99	453.96	-	4,021.46
2013	456.06	679.36	561.57	1,979.51	482.11	0.68	4,159.30
2014	395.88	662.01	845.97	2,041.58	491.61	1.43	4,438.48
2015	295.11	677.74	865.44	2,290.00	454.67	2.22	4,585.19
2016	426.69	705.56	729.04	2,199.59	533.24	2.16	4,596.28
2017	467.58	750.86	634.56	1,994.16	666.40	13.91	4,527.47
2018	410.90	801.39	800.60	1,914.84	701.69	23.99	4,653.41
2019	227.01	778.13	730.17	1,980.35	841.13	25.62	4,582.41
2020	574.47	767.31	549.93	1,146.61	732.78	25.96	3,797.06

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

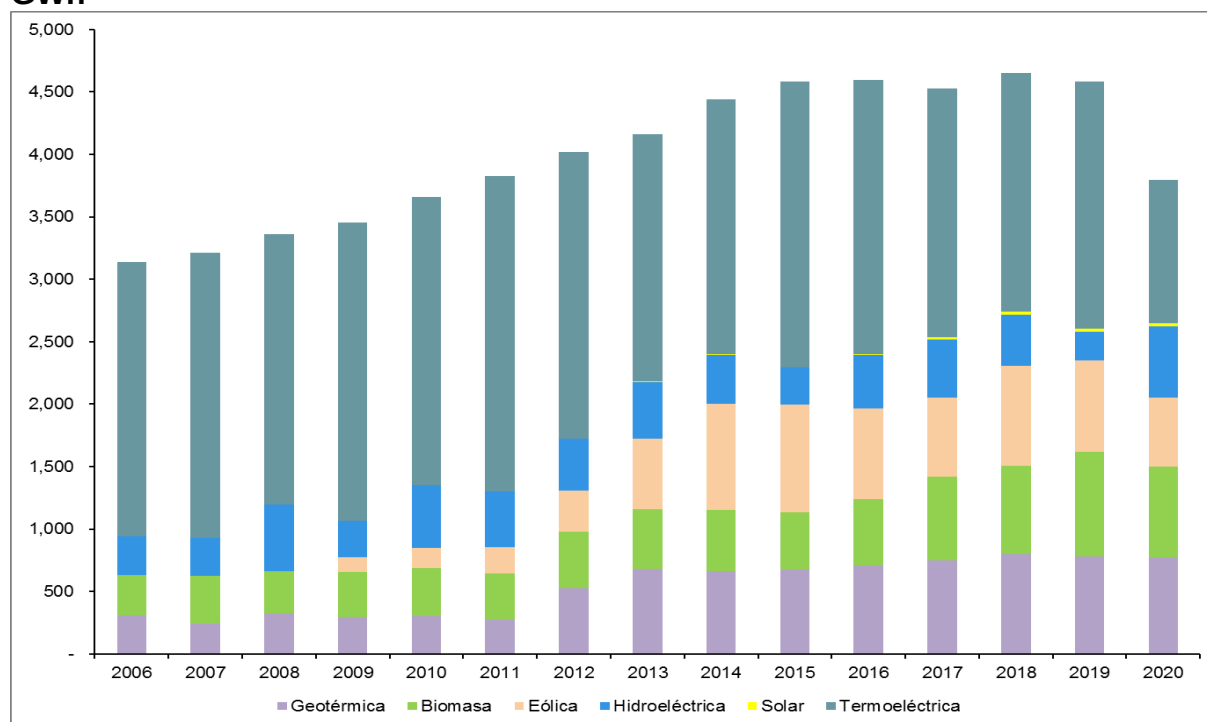
Notas:

- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas asilados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su generación bruta, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 6

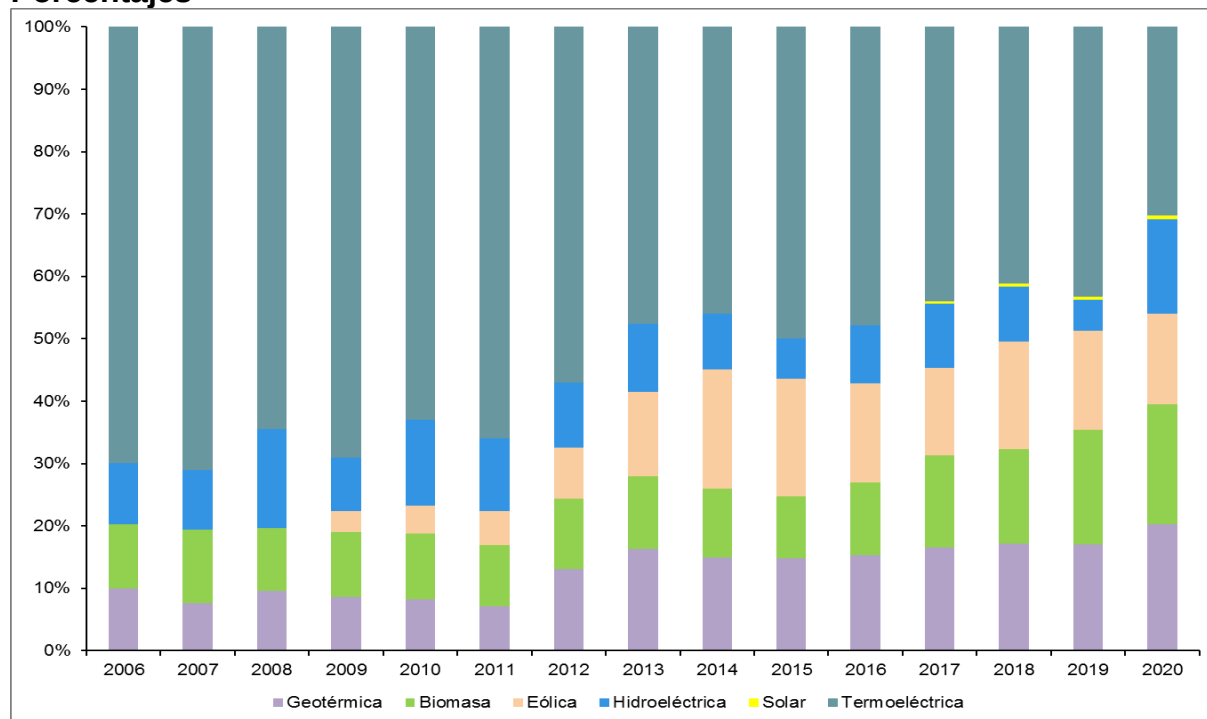
Gráficos de Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh) Período 2006 - 2020

GWh



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Porcentajes



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 7
Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)
Período 2006 - 2020

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2006	299.57	276.98	-	2,098.71	194.35	-	2,869.61
2007	300.62	211.06	-	2,157.63	235.29	-	2,904.60
2008	529.47	289.84	-	2,065.19	197.62	-	3,082.12
2009	290.16	262.84	109.22	2,282.13	206.00	-	3,150.35
2010	499.25	268.25	160.30	2,211.67	224.56	-	3,364.02
2011	438.20	241.56	206.49	2,433.55	210.52	-	3,530.32
2012	412.66	473.80	324.81	2,213.14	248.23	-	3,672.63
2013	449.70	607.31	555.00	1,908.66	275.18	0.65	3,796.50
2014	390.56	590.43	833.69	1,970.26	265.23	1.37	4,051.53
2015	291.16	605.00	852.76	2,209.06	260.83	2.12	4,220.91
2016	421.10	629.50	717.61	2,116.56	316.70	2.06	4,203.53
2017	462.45	674.99	622.58	1,927.83	418.84	13.64	4,120.34
2018	406.52	723.74	788.03	1,848.57	441.99	23.81	4,232.66
2019	222.82	703.10	716.19	1,891.18	546.75	25.44	4,105.48
2020	562.67	694.16	538.83	1,089.25	468.85	25.78	3,379.53

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

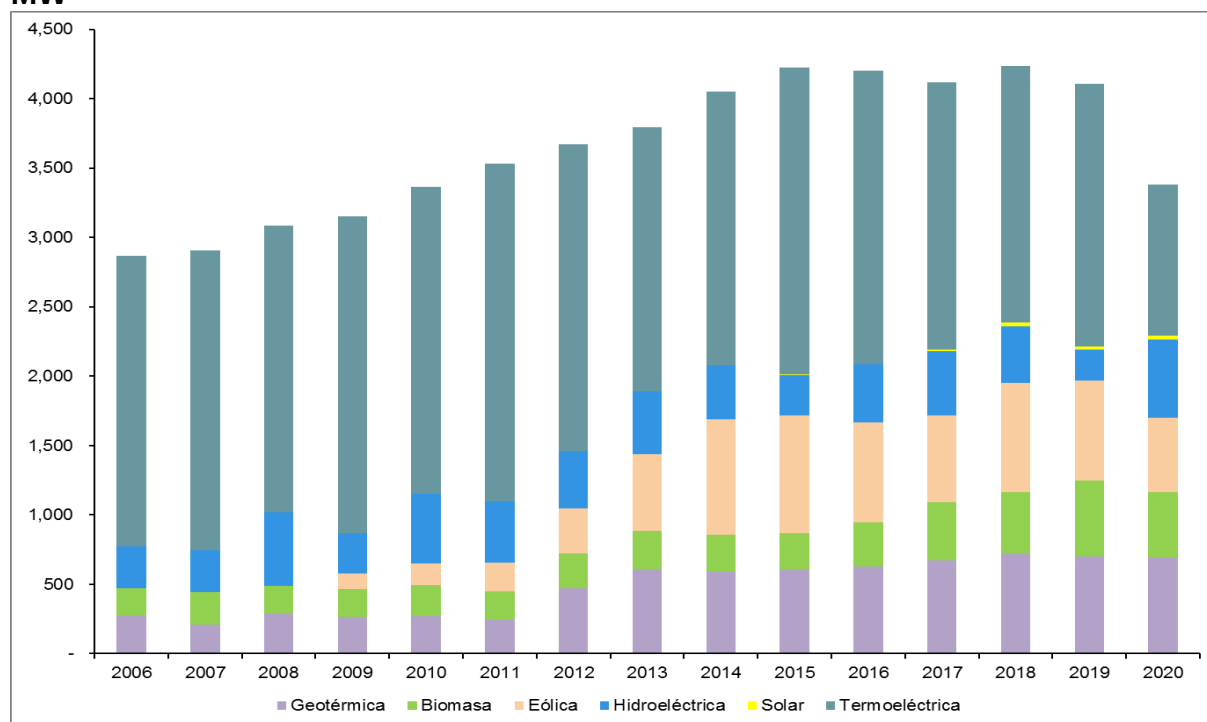
Notas:

- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- La generación neta reportada por las plantas de biomasa, es la entregada en el SIN.

Anexo 8

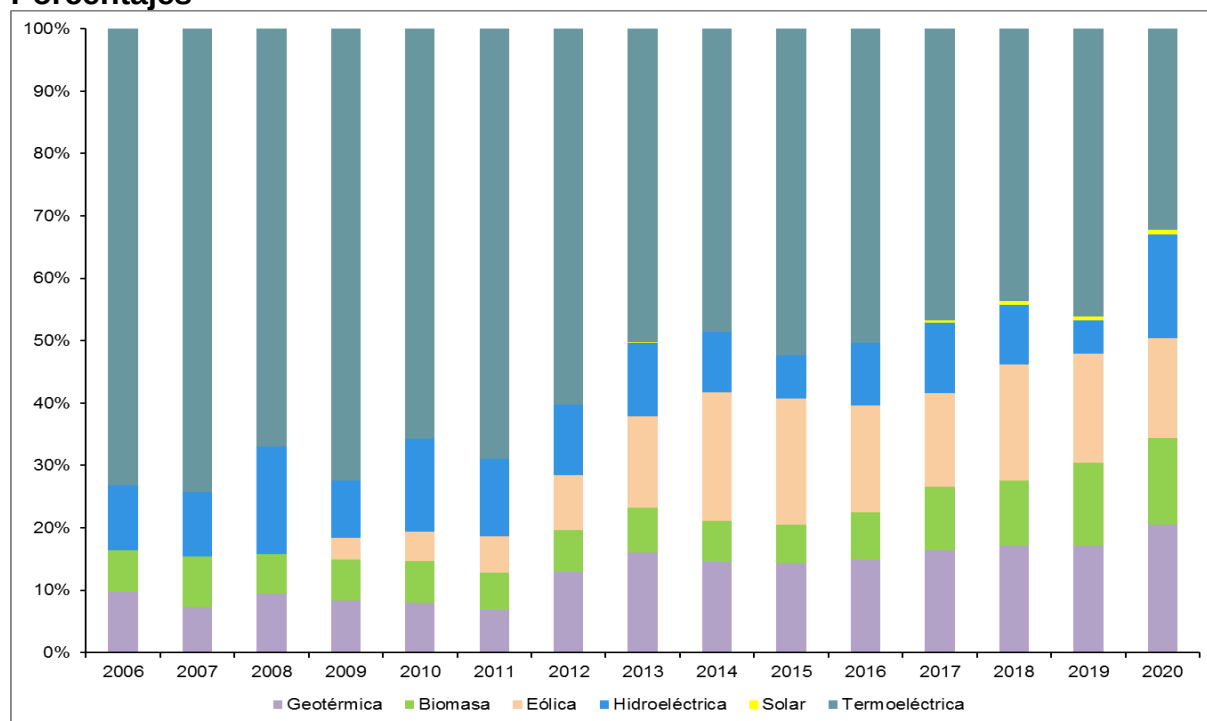
Gráficos de Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh) Período 2006 - 2020

MW



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Porcentajes



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 9
Insumos para Generación de Electricidad
Período 2006 - 2020

Años	Fuel Oil	Diésel	Vapor Geot	Agua	Agua Caliente	Leña + Residuos	Bagazo de Caña	Fuel Oil	Diésel
	(10 ³ Glns)	(10 ³ Glns)	(10 ³ ton.Vapor)	(10 ⁶ m ³)	(ton salmuera)	(ton)	(10 ³ ton)	(10 ³ Bbls)	(10 ³ Bbls)
2006	137,729.56	6,907.57	2,532.61	560.23	9,239.55	27,047.16	950.94	3,279.28	164.47
2007	131,849.50	19,848.96	2,055.39	578.65	7,713.66	29,334.24	1,103.37	3,139.27	472.59
2008	135,175.66	7,617.66	2,758.57	994.53	8,663.83	29,677.57	990.21	3,218.47	181.37
2009	148,963.85	5,485.75	2,738.13	546.53	7,910.25	24,320.00	1,041.36	3,546.76	130.61
2010	145,089.23	3,625.71	2,652.69	939.71	8,930.28	19,532.01	1,167.95	3,454.51	86.33
2011	155,173.84	3,996.14	2,466.71	833.23	8,616.52	56,968.82	1,071.23	3,694.62	95.15
2012	140,961.78	3,747.37	4,080.27	781.53	8,208.59	27,746.00	1,395.05	3,356.23	89.22
2013	120,090.47	3,354.01	5,361.90	829.34	8,475.61	19,427.09	1,553.78	2,859.30	79.86
2014	123,474.62	3,788.63	5,264.76	694.21	8,386.99	16,430.00	1,785.44	2,939.87	90.21
2015	139,275.50	4,846.65	5,320.18	585.46	8,491.68	-	1,612.95	3,316.08	115.40
2016	134,567.63	4,473.83	5,569.36	927.49	8,282.29	6,849.00	1,882.64	3,203.99	106.52
2017	119,139.21	3,852.83	5,848.25	1,024.40	7,930.11	-	2,206.85	2,836.65	91.73
2018	114,360.80	3,801.21	6,146.15	939.33	8,369.20	16,282.97	2,103.40	2,722.88	90.51
2019	120,418.70	2,810.50	5,973.34	542.37	8,568.58	151,367.31	2,253.59	2,867.11	66.92
2020	72,566.88	1,370.29	5,744.30	1,342.31	9,286.72	176,545.00	1,847.86	1,727.78	32.63

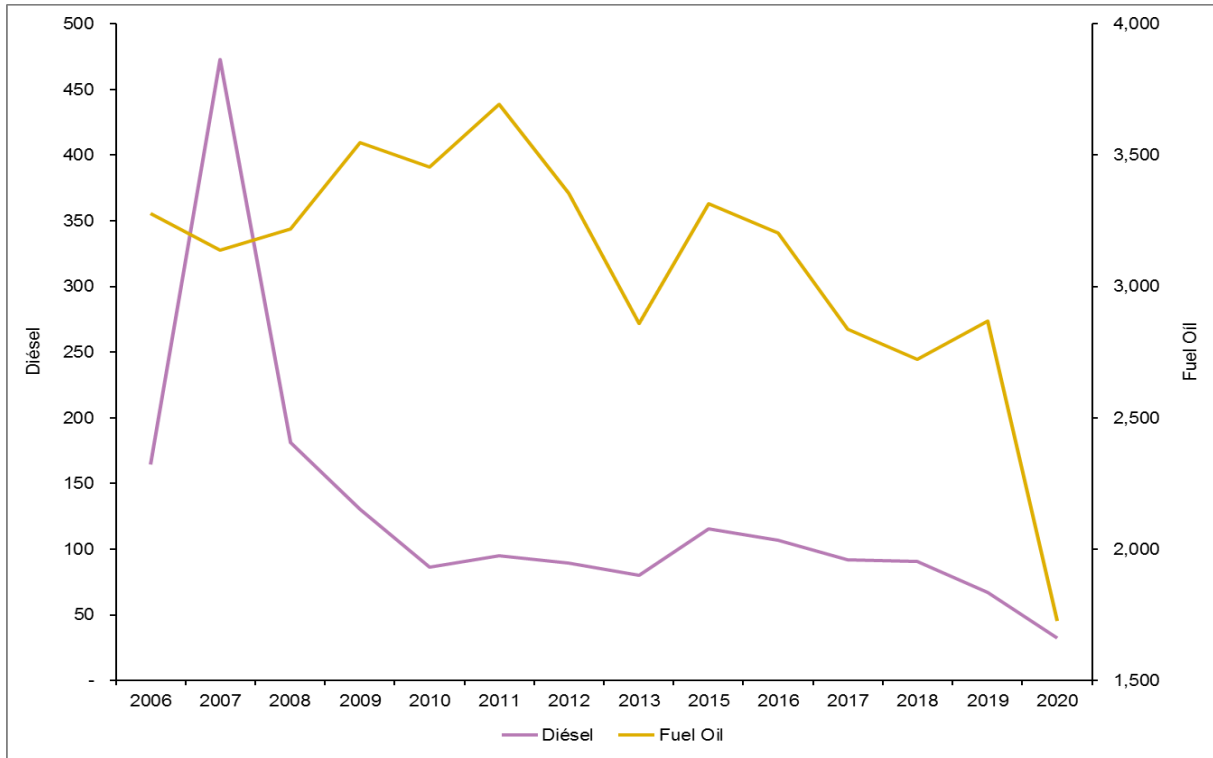
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- El consumo de leña y biomasa es utilizado para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 10

Gráfico de Consumo Anual de Fuel Oil y Diésel Período 2006 – 2020



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 11
Importaciones y Exportaciones de Electricidad, Demanda de Potencia y
Factor de Carga. Sistema Interconectado Nacional
Período 2006 – 2020

Años	Energía Eléctrica (GWh)		Demanda de Potencia (MW)		F. Carga
	Importaciones	Exportaciones	Máxima	Mínima	%
2006	53.32	0.07	500.80	158.70	67.12
2007	63.95	-	507.40	191.80	70.35
2008	28.20	0.03	506.27	181.10	68.56
2009	1.69	1.50	524.50	181.70	67.94
2010	10.25	43.29	545.44	185.10	69.68
2011	9.93	40.56	558.51	134.00	68.50
2012	20.02	3.19	568.28	165.80	68.24
2013	51.95	16.23	593.96	272.10	69.14
2014	22.32	48.98	619.49	236.90	70.45
2015	33.54	21.51	667.75	323.56	71.56
2016	204.81	17.88	671.83	332.35	72.53
2017	326.64	1.03	679.97	307.00	67.28
2018	201.10	0.23	691.92	337.15	68.78
2019	434.42	0.15	717.53	234.10	71.35
2020	1,070.69	0.00	689.04	326.15	72.75

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

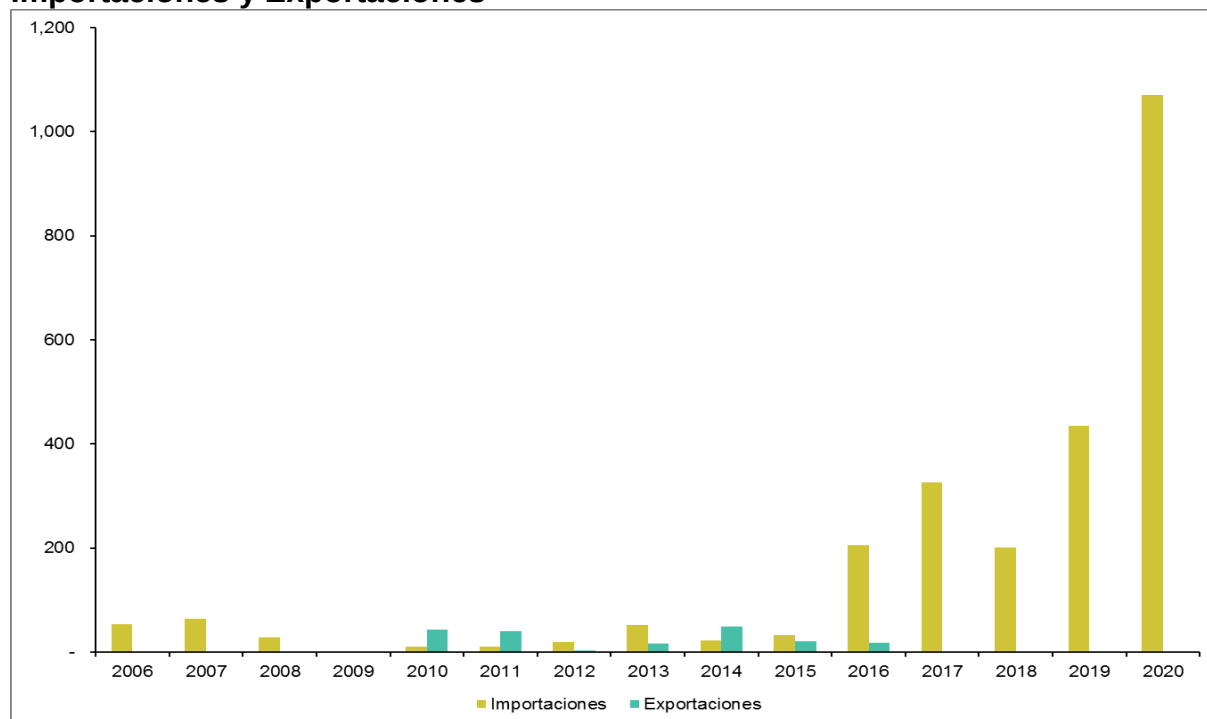
Notas:

- La demanda mínima del año 2019, corresponde a la Demanda Mínima Calculada (DMC), de acuerdo a información reportada por el CNDG. En ese mismo año, el INE reporta una demanda mínima de 39.87 MW, la que se debió a una falla en el sistema interconectado eléctrico centroamericano, lo que provocó la interrupción del servicio de energía a nivel nacional.

Anexo 12

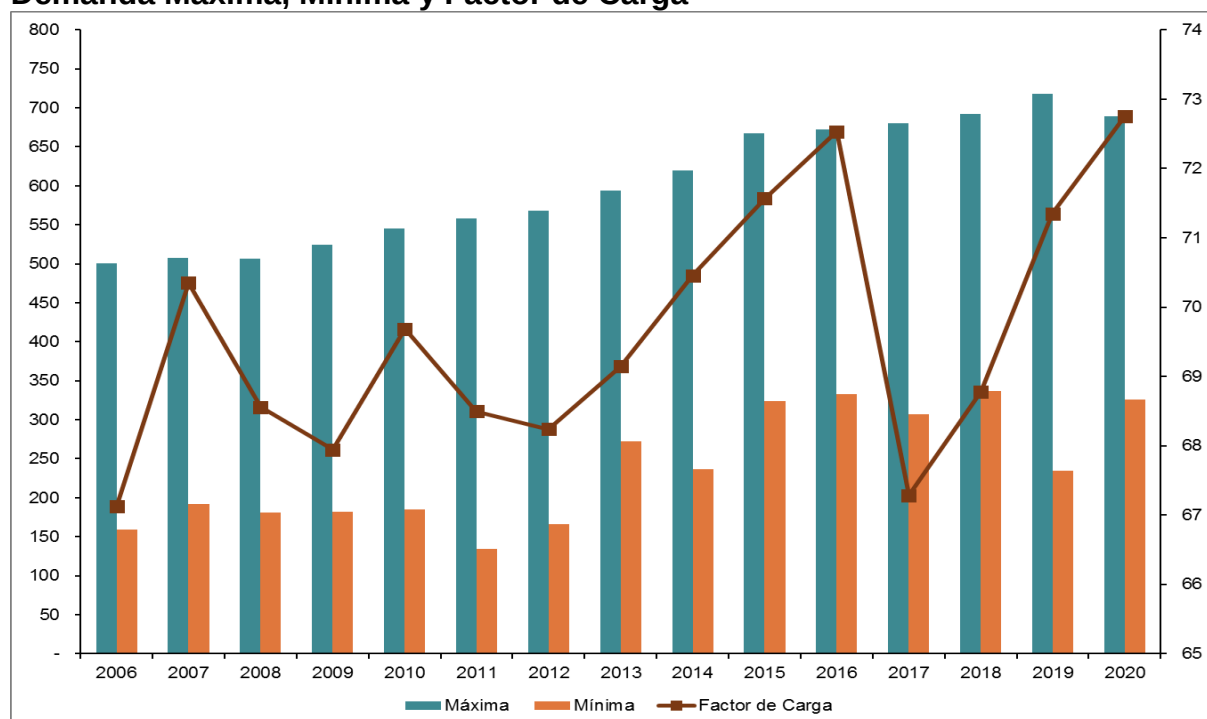
Gráficos de Importaciones y Exportaciones de Electricidad, Demanda de Potencia y Factor de Carga. Sistema Interconectado Nacional Período 2006 – 2020

Importaciones y Exportaciones



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 13
Subestaciones, Líneas de Transmisión (kms) y Capacidad de Transformación
(Mva). Sistema de Transmisión Eléctrica
Período 2006 – 2020

Año	Total	Capacidad	Líneas de Transmisión por Niveles de Voltaje (kms)			
	Subestaciones	Total (MVA)	230 kv	138 kv	69 kv	Total
2006	64	2,600.08	336.75	991.06	690.10	2,017.91
2007	61	2,600.08	336.75	991.06	690.10	2,017.90
2008	63	2,812.58	336.75	1,007.37	831.92	2,176.03
2009	63	3,147.58	336.75	1,007.37	829.62	2,173.74
2010	63	3,177.83	336.75	1,010.30	830.44	2,177.49
2011	63	3,341.58	336.75	1,022.90	830.44	2,190.09
2012	64	3,439.58	336.75	1,022.90	830.44	2,190.09
2013	64	3,545.35	426.37	1,052.70	818.94	2,298.01
2014	66	3,753.35	774.09	1,123.58	829.94	2,727.61
2015	66	4,043.35	773.73	1,147.56	829.94	2,751.23
2016	91	4,432.56	773.73	1,301.53	646.92	2,722.18
2017	94	4,534.56	774.65	1,367.99	645.34	2,787.98
2018	98	4,945.01	774.73	1,499.82	645.34	2,919.89
2019	98	4,988.01	868.60	1,498.83	646.37	3,013.80
2020	103	5,753.76	1,174.30	1,685.56	646.37	3,506.23

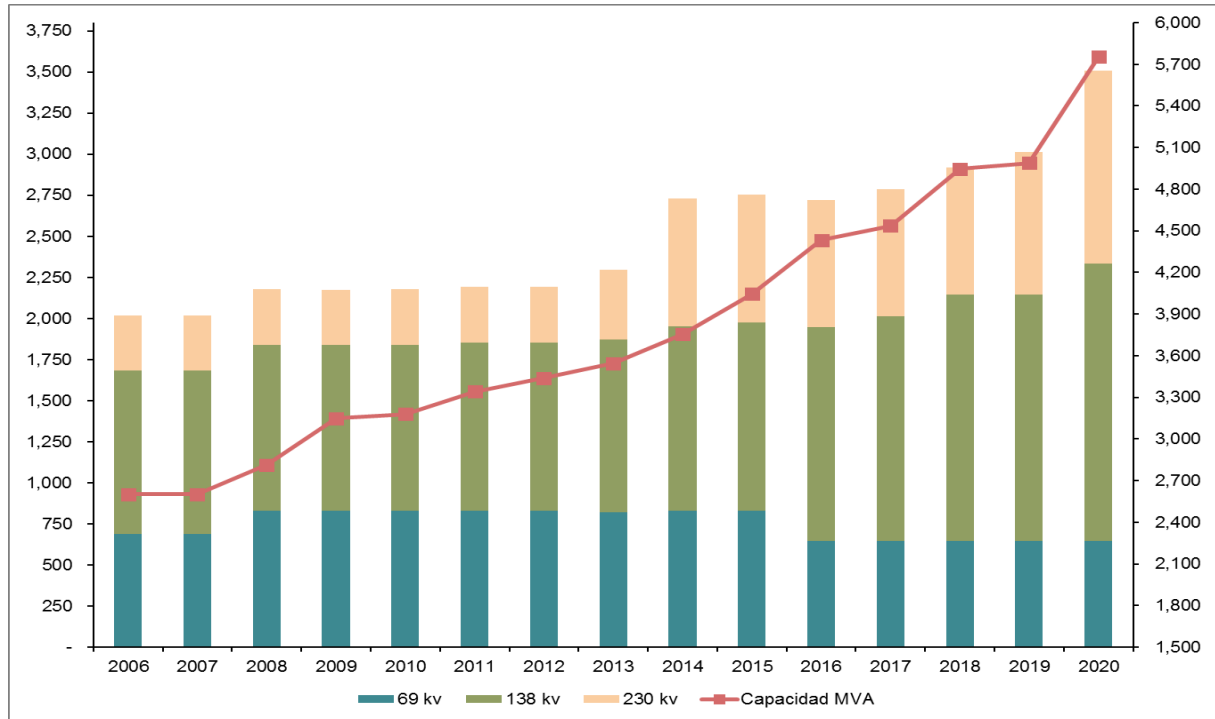
Fuente: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL. Elaboración propia.

Notas:

Incluye subestaciones privadas a partir del año 2016.

Anexo 14

Gráfico de Líneas de Transmisión (kms) - Capacidad de Transformación (Mva) Período 2006 – 2020



Fuente: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL. Elaboración propia.

Anexo 15
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Período 2006 - 2020

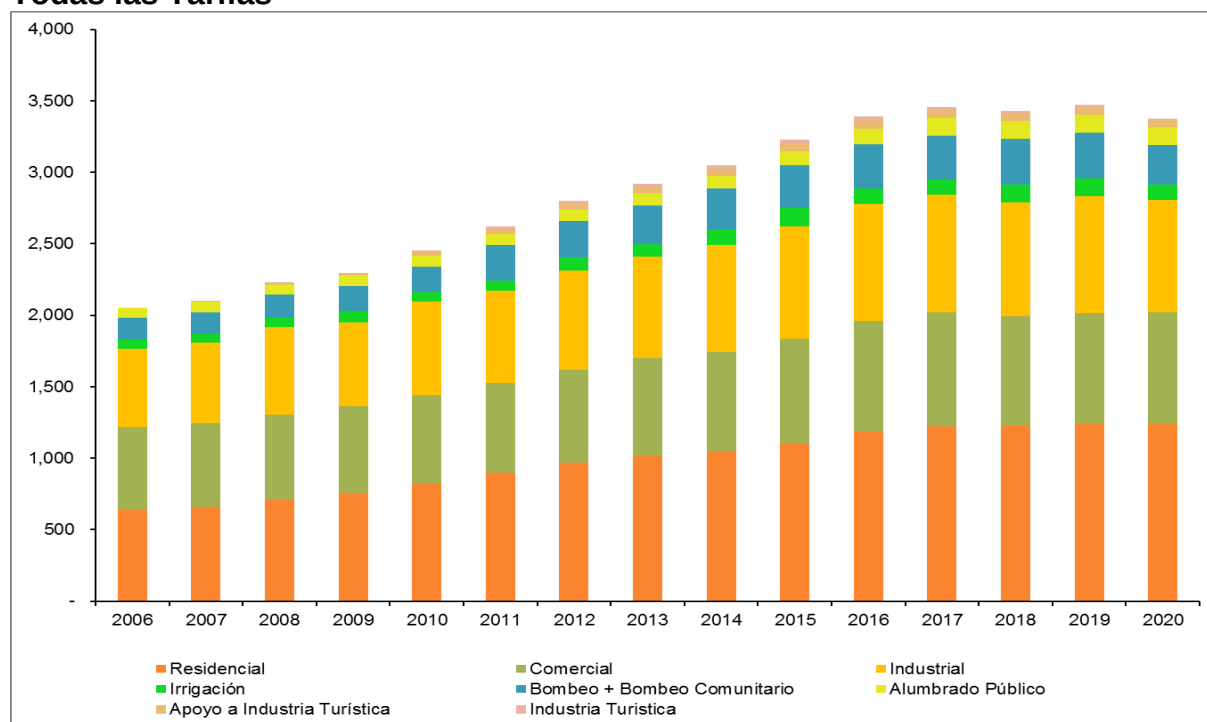
AÑOS	Sistema Interconectado Nacional								Sistema Aislado Nacional	Total Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo + Bombeo Comunitario	Alumbrado Público	Apoyo a Industria Turística	Industria Turística		
2006	639.69	575.71	549.35	65.56	150.22	70.83	-	-	26.06	2,077.43
2007	657.88	586.65	563.57	57.32	155.60	71.94	0.53	1.71	28.14	2,123.34
2008	705.44	596.74	616.84	63.82	162.92	71.17	4.58	7.42	29.28	2,258.20
2009	756.46	606.61	586.73	82.21	172.51	74.44	9.28	9.11	24.88	2,322.23
2010	822.91	618.98	653.05	65.55	180.85	76.12	22.59	12.56	24.12	2,476.72
2011	896.88	630.36	642.72	74.10	247.88	77.46	34.11	17.53	25.67	2,646.72
2012	968.54	651.06	691.47	93.35	257.13	79.51	39.33	22.07	28.72	2,831.19
2013	1,017.41	681.11	709.75	87.42	273.43	83.34	44.44	23.04	30.41	2,950.35
2014	1,048.55	695.37	746.66	110.60	284.80	87.09	50.87	23.92	34.51	3,082.37
2015	1,104.10	733.40	781.86	132.17	295.54	100.59	55.55	23.95	36.16	3,263.32
2016	1,183.15	775.39	818.45	112.10	305.35	110.96	58.28	24.90	37.96	3,426.54
2017	1,221.35	798.57	821.54	104.63	310.75	121.71	59.64	19.05	30.73	3,487.97
2018	1,230.65	759.32	796.92	126.45	318.29	128.27	50.87	15.35	29.50	3,455.62
2019	1,238.30	774.51	817.59	126.61	317.42	128.71	52.41	14.91	29.52	3,499.98
2020	1,242.58	776.44	787.39	106.29	274.82	129.48	46.98	10.96	28.69	3,403.63

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 16

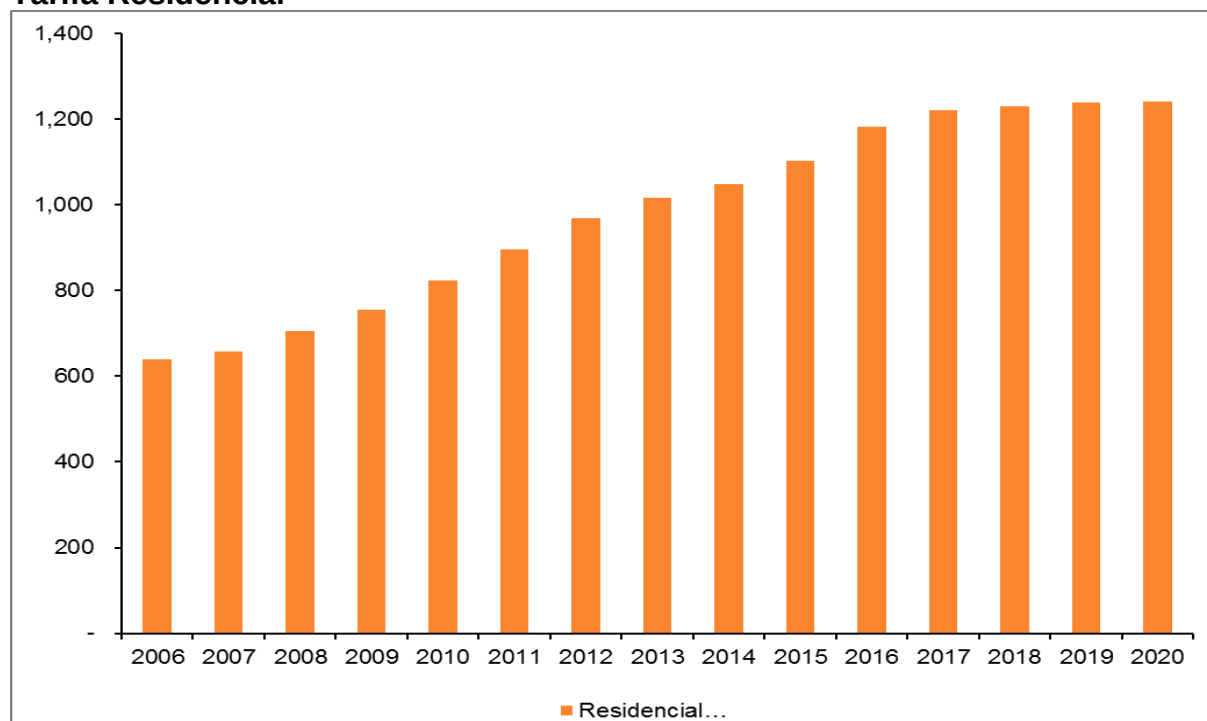
Gráfico de Venta de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh) Período 2006 - 2020

Todas las Tarifas



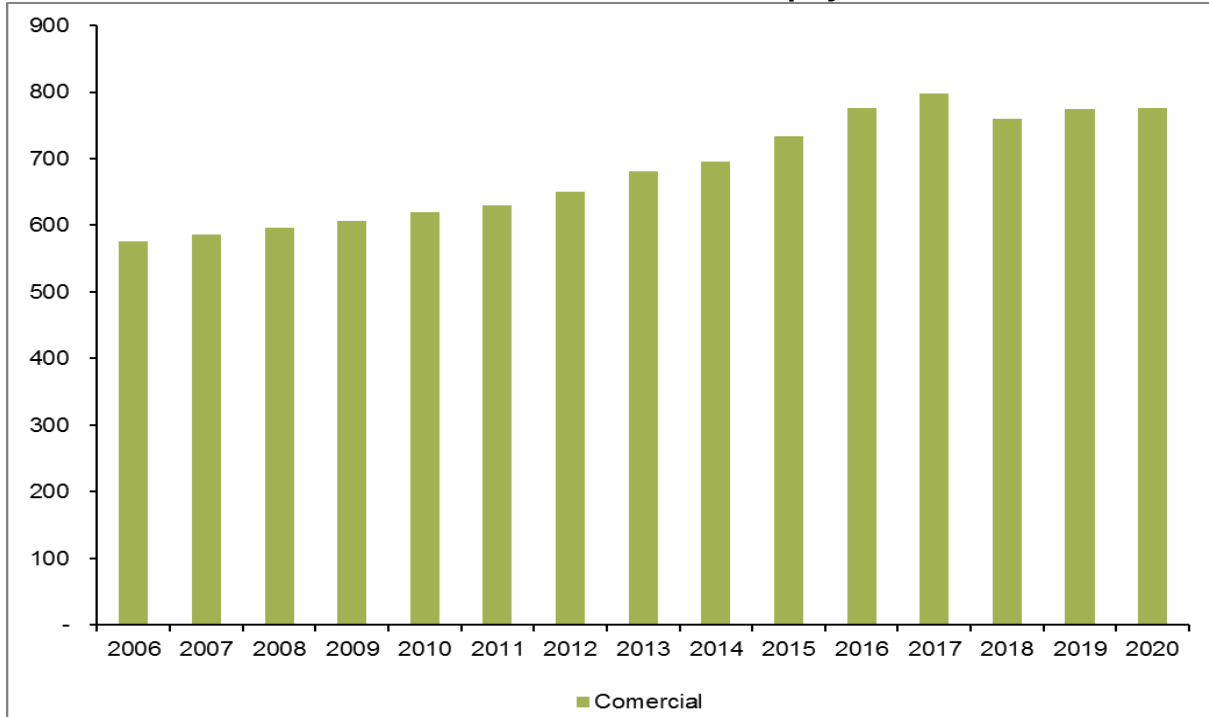
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Residencial



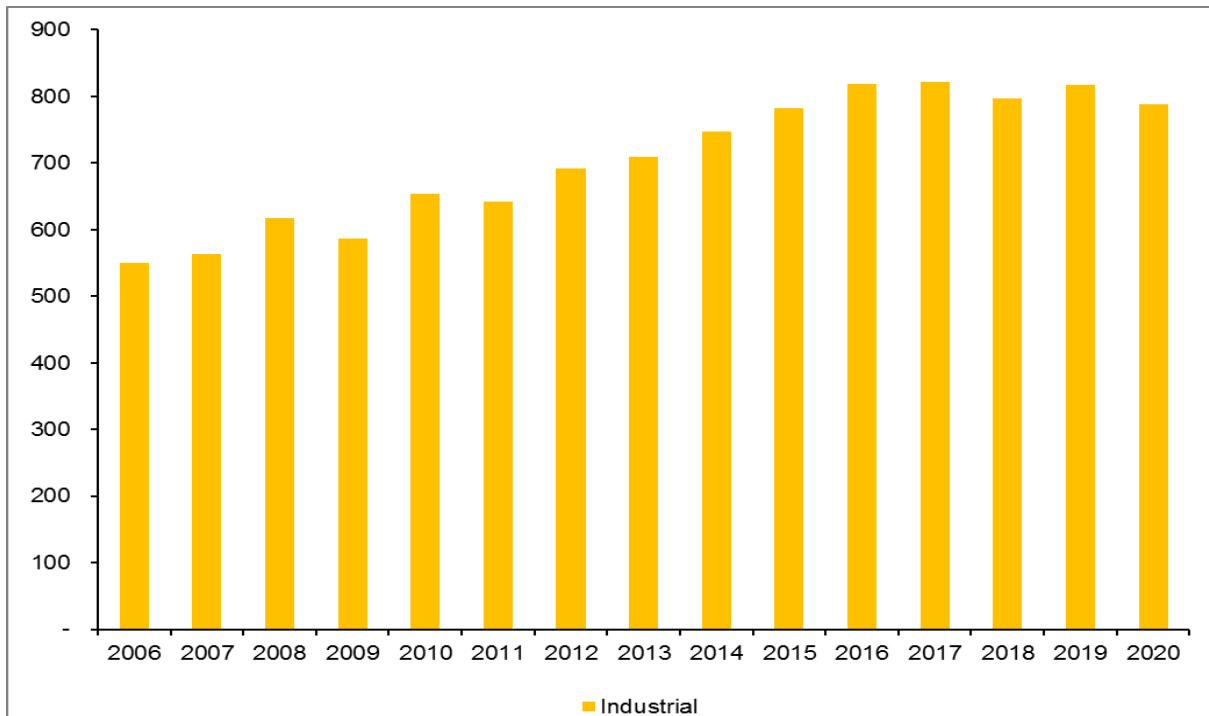
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Comercial o General + Industria Turística + Apoyo a Industria Turística



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Industrial



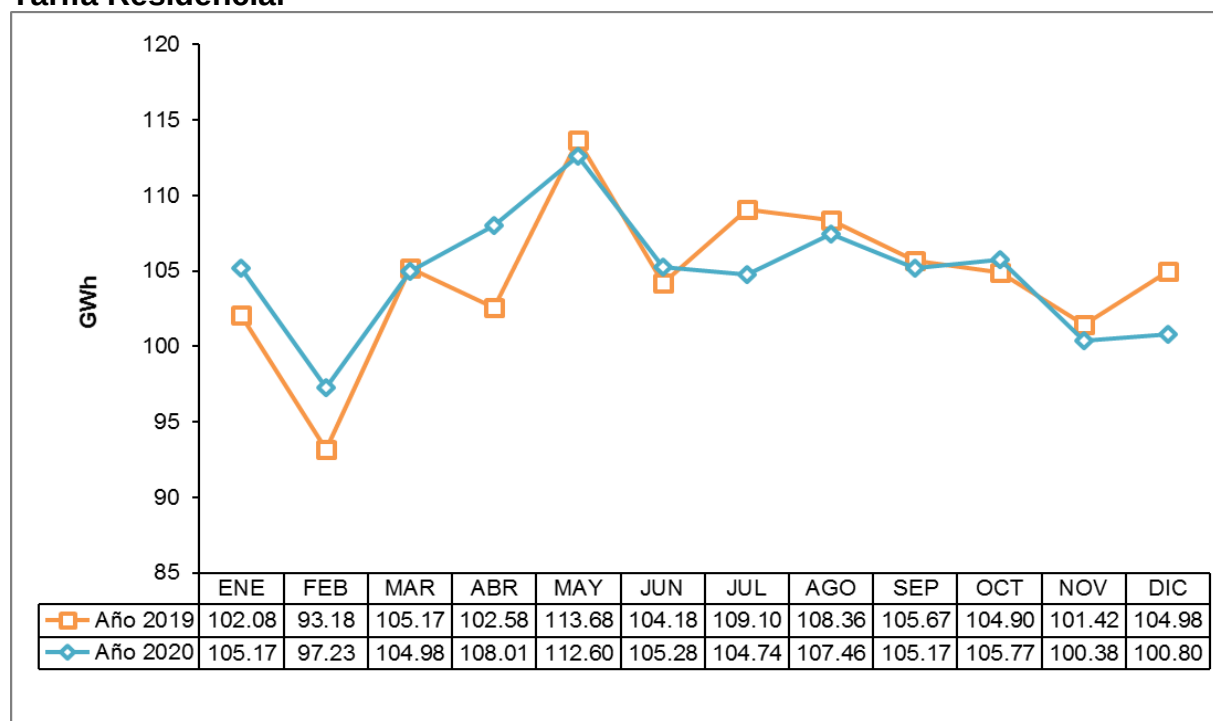
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 17

Gráfico de Venta Mensual de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)

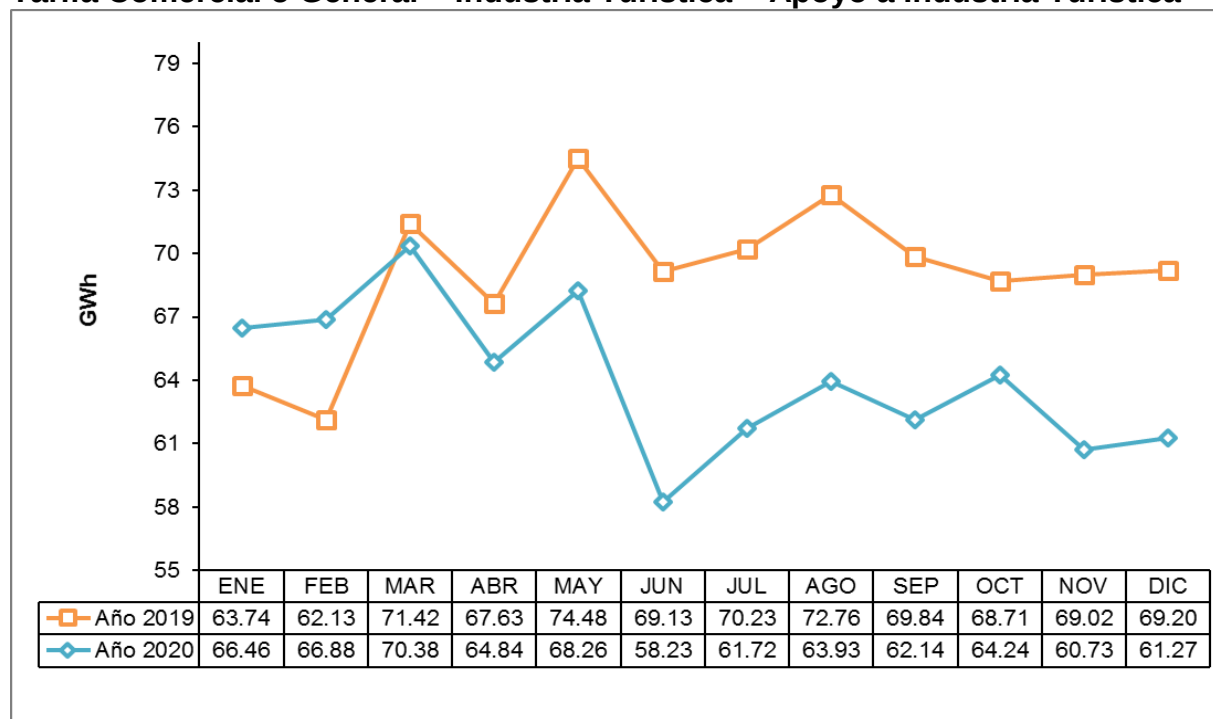
Período 2019 – 2020

Tarifa Residencial

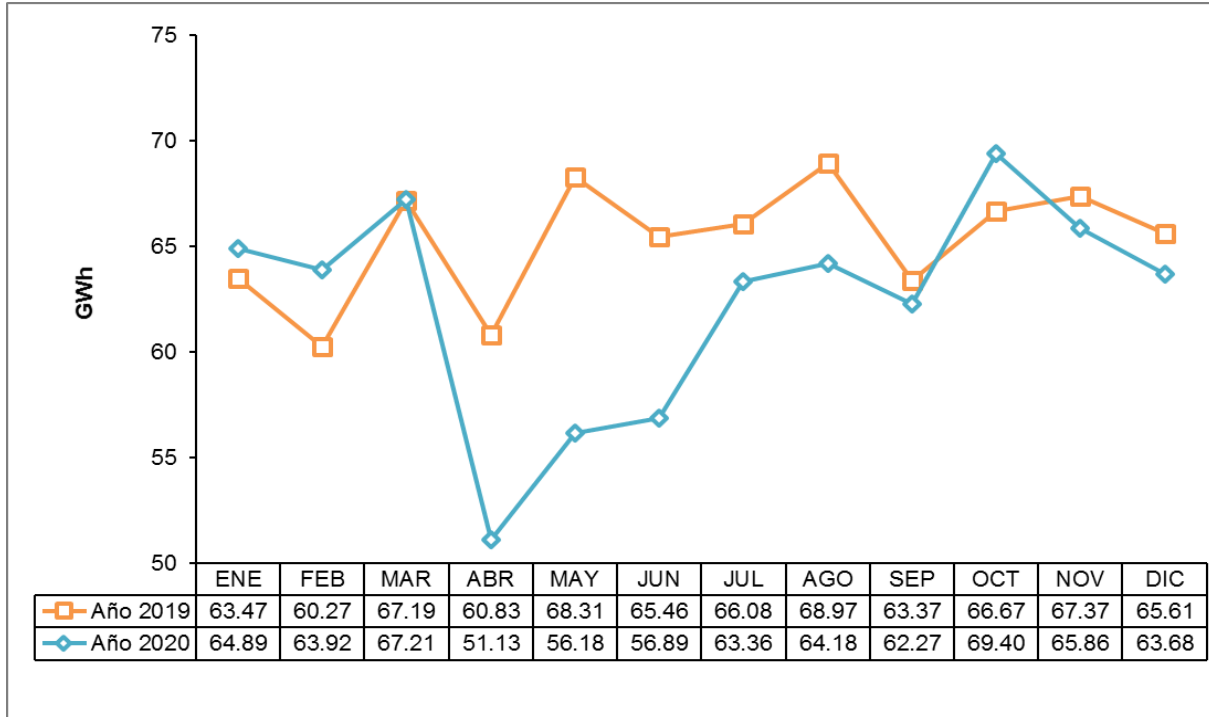


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Comercial o General + Industria Turística + Apoyo a Industria Turística



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Industrial

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 18
Pérdidas de Distribución (SIN y SAN) y Transmisión en Porcentajes
Período 2006 – 2020

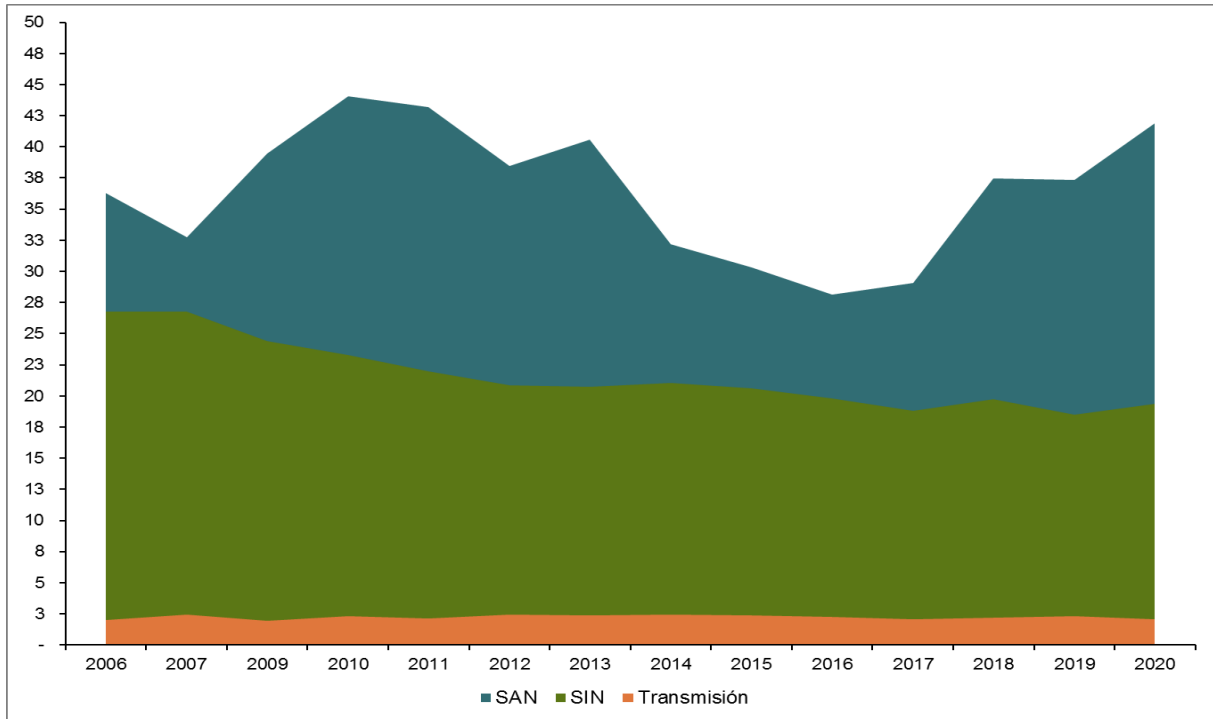
Año	Distribución		Transmisión
	SIN	SAN	
2006	26.79	36.28	2.00
2007	26.75	32.77	2.44
2008	25.07	36.46	2.07
2009	24.41	39.46	1.95
2010	23.28	44.05	2.29
2011	21.96	43.18	2.14
2012	20.86	38.44	2.46
2013	20.71	40.60	2.41
2014	21.07	32.20	2.43
2015	20.62	30.31	2.35
2016	19.78	28.12	2.23
2017	18.83	29.07	2.08
2018	19.73	37.45	2.16
2019	18.47	37.35	2.29
2020	19.39	41.86	2.07

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.
 Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 19

Gráfico de Pérdidas de Distribución y Transmisión (%)

Período 2006 – 2020



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE.
 Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 20
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa el Mes de Diciembre
Período 2006 - 2020

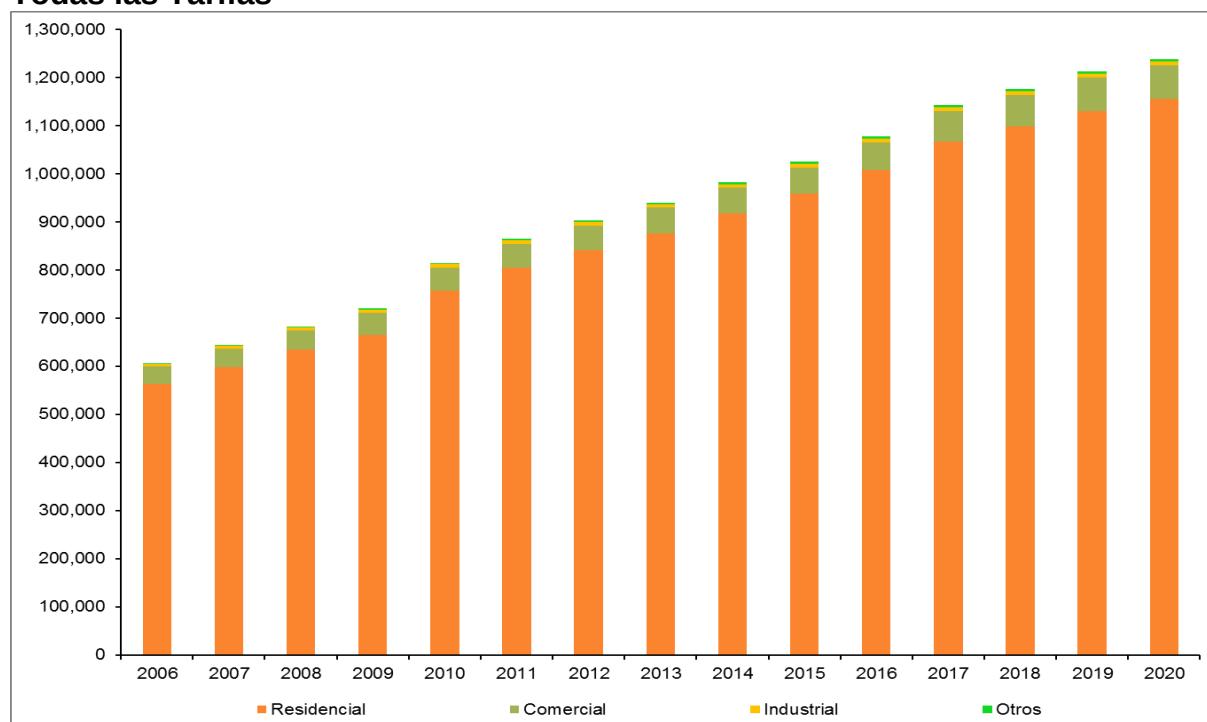
Año	Sistema Interconectado Nacional					Sist. Aislado Nacional	Total Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total SIN		
2006	563,033	36,387	5,291	1,931	606,642	17,217	623,859
2007	597,182	39,087	5,545	2,010	643,824	18,656	662,480
2008	634,354	39,512	5,897	2,298	682,061	19,717	701,778
2009	664,833	46,281	6,508	2,406	720,028	16,469	736,497
2010	757,380	47,644	6,821	2,525	814,370	16,504	830,874
2011	804,735	49,665	7,107	2,677	864,184	17,981	882,165
2012	840,669	51,330	7,225	2,879	902,103	18,223	920,326
2013	876,626	52,840	7,388	2,961	939,815	19,107	958,922
2014	917,560	52,945	7,386	3,991	981,882	22,054	1,003,936
2015	957,825	55,119	7,534	4,284	1,024,762	23,049	1,047,811
2016	1,006,884	58,493	7,617	4,496	1,077,490	23,799	1,101,289
2017	1,066,027	63,346	7,779	4,813	1,141,965	17,009	1,158,974
2018	1,098,060	65,271	7,865	4,994	1,176,190	18,835	1,195,025
2019	1,130,580	68,654	7,942	5,437	1,212,613	19,861	1,232,474
2020	1,155,606	69,298	8,127	5,565	1,238,596	19,110	1,257,706

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 21

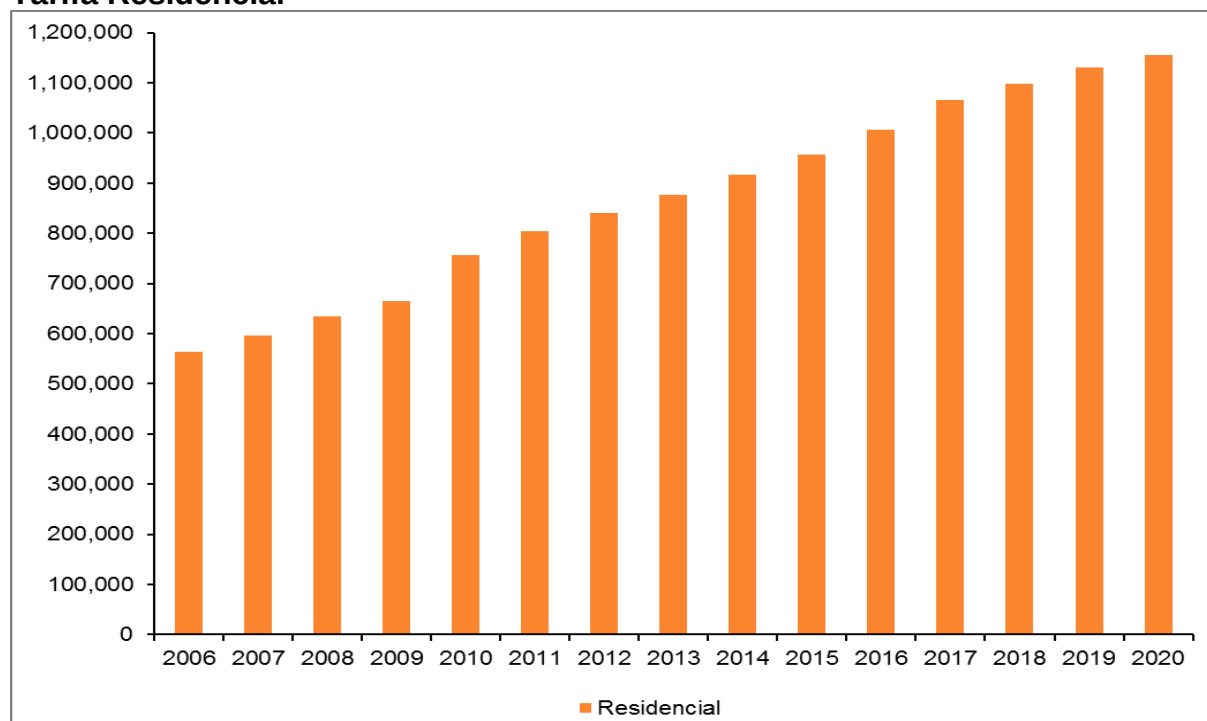
Gráfico de Clientes Facturados en el SIN por Tipo de Tarifa Mes de Diciembre- Período 2006 - 2020

Todas las Tarifas



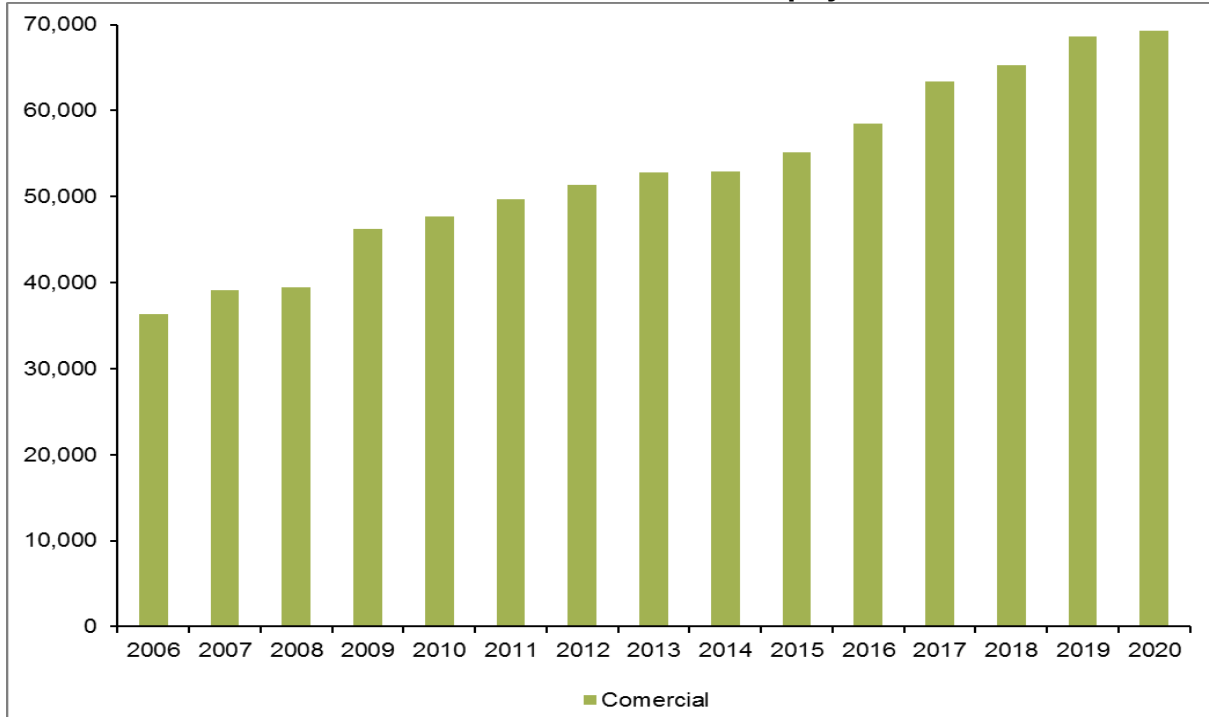
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Residencial



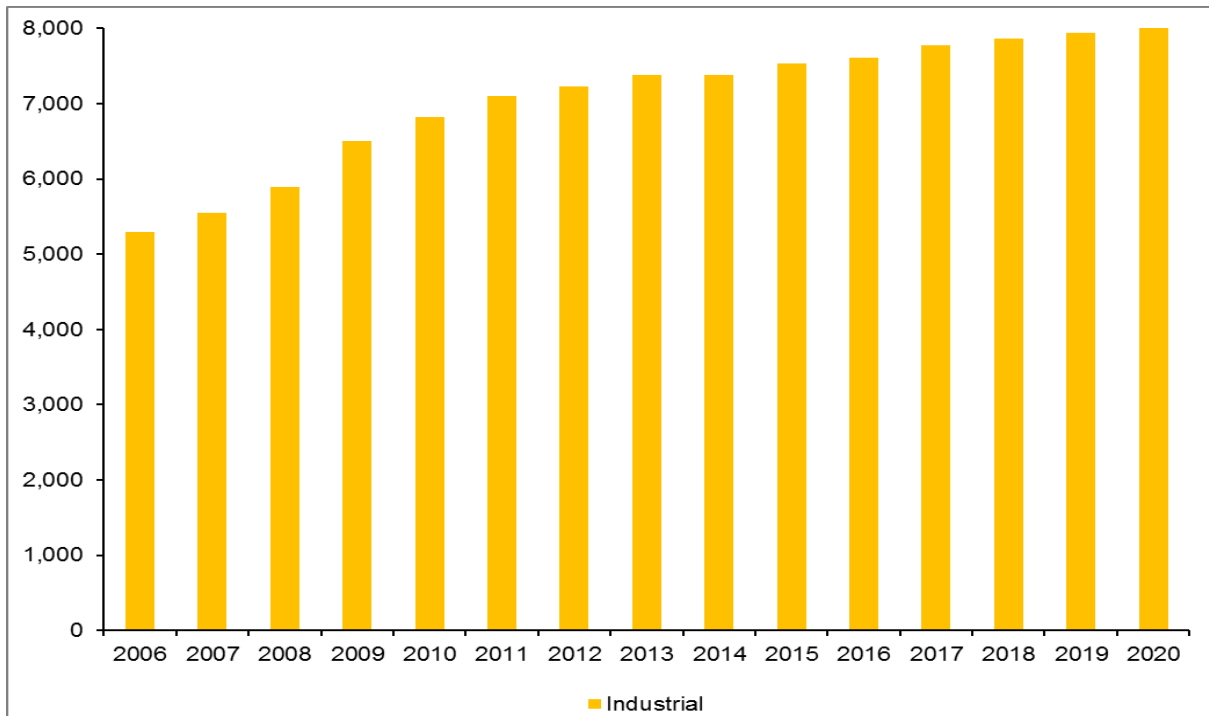
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Comercial o General + Industria Turística + Apoyo a Industria Turística



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Industrial

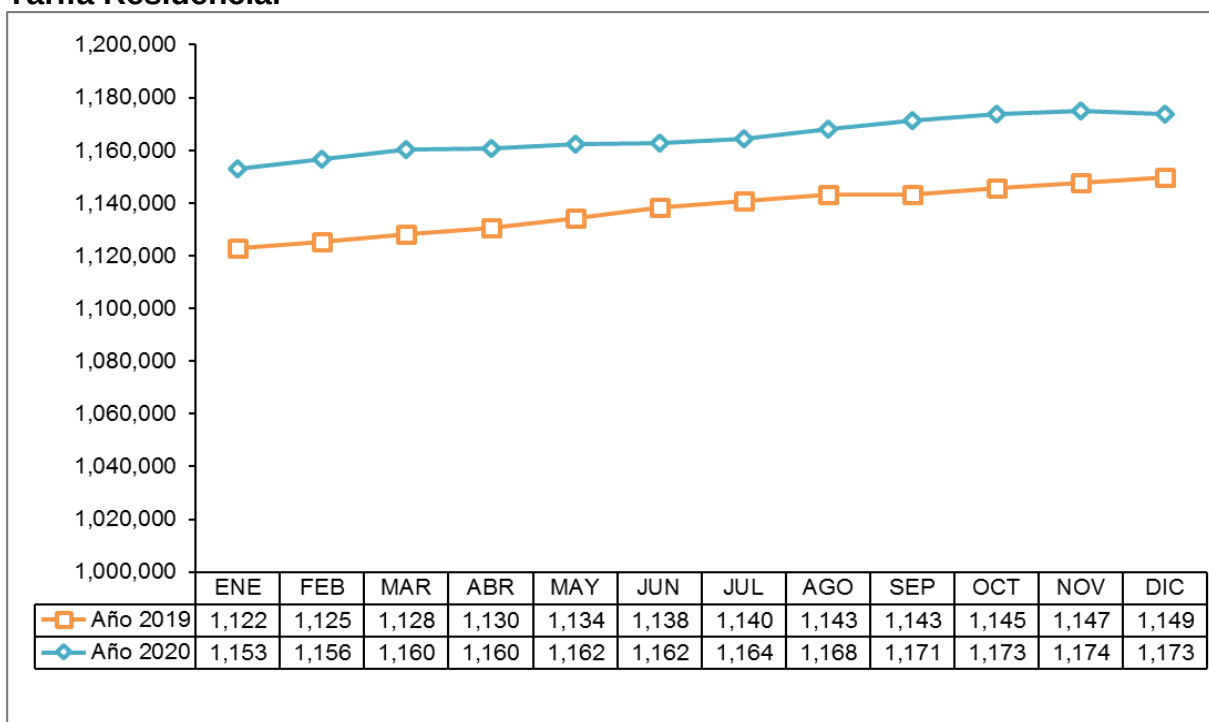


Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 22

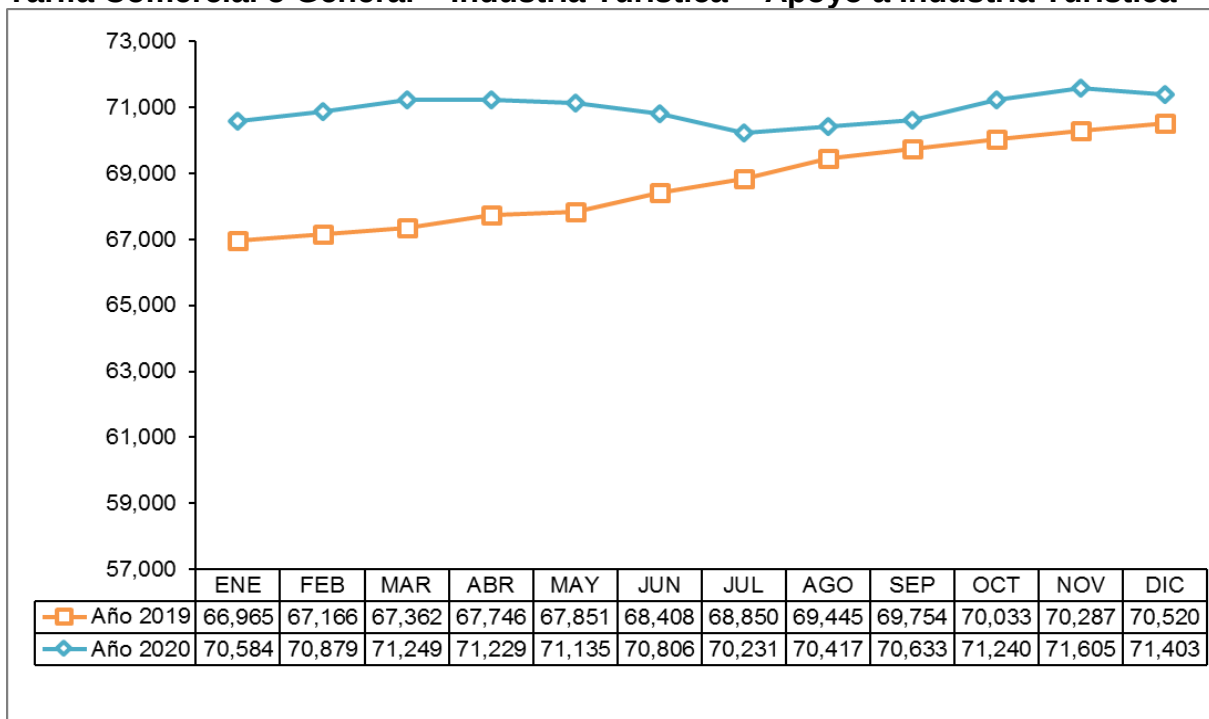
Gráfico de Clientes Mensuales por Tipo de Tarifa Mes de Diciembre- Período 199 - 2020

Tarifa Residencial

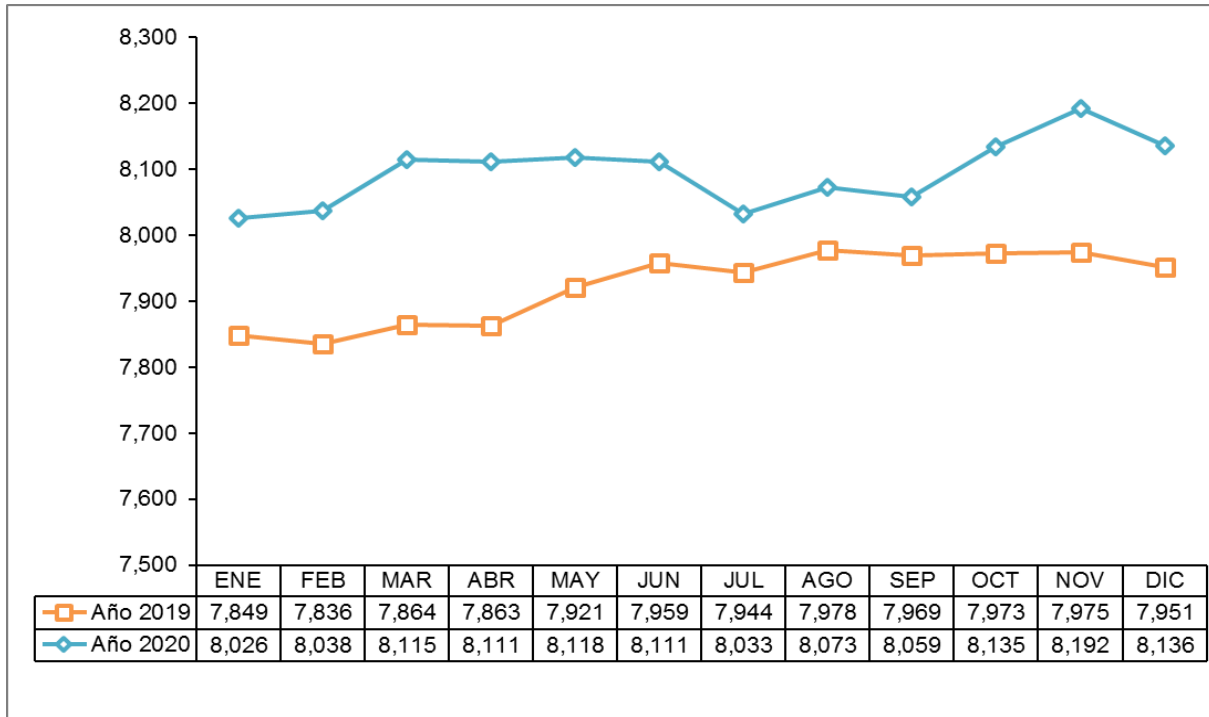


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Comercial o General + Industria Turística + Apoyo a Industria Turística



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Tarifa Industrial

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Anexo 23
Precios Promedio por Tipo de Tarifa
Período 2006 - 2020

C\$/kWh

Año	Sistema Interconectado Nacional			Promedio SIN	Uso de Red	Sist. Aislado Nacional	Promedio Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial				
2006	2.58	3.26	2.53	2.75	0.27	3.22	2.74
2007	2.82	3.60	2.76	3.02	0.29	3.51	3.01
2008	3.61	4.71	3.61	3.87	0.34	3.83	3.87
2009	3.28	4.28	3.32	3.54	0.37	3.80	3.54
2010	3.89	5.08	3.89	4.19	0.41	4.02	4.20
2011	5.00	6.60	5.11	5.42	0.49	4.47	5.42
2012	5.40	6.99	5.35	5.76	0.52	4.65	5.75
2013	5.68	7.28	5.56	6.02	0.60	4.90	6.01
2014	5.84	7.45	5.68	6.15	0.66	5.21	6.14
2015	5.33	6.72	5.14	5.58	0.65	5.13	5.58
2016	5.38	7.18	5.52	5.87	0.71	5.34	5.86
2017	5.90	7.55	5.78	6.21	0.77	5.40	6.20
2018	6.22	7.12	5.90	6.53	0.84	5.69	6.52
2019	6.91	9.02	6.71	7.04	0.92	6.06	7.03
2020	7.39	9.65	7.05	7.50	0.97	6.19	7.49

(USD\$/MWh)

Año	Sistema Interconectado Nacional			Promedio SIN	Uso de Red	Sist. Aislado Nacional	Promedio Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial				
2006	146.65	185.31	143.74	156.42	15.44	183.19	155.94
2007	152.65	195.33	149.53	163.68	15.57	190.05	163.24
2008	186.33	243.08	186.30	199.68	17.40	197.84	199.65
2009	161.26	210.57	163.36	174.15	18.40	186.75	174.29
2010	182.11	237.85	182.09	196.41	19.29	188.04	196.73
2011	223.06	294.40	227.88	241.60	21.88	199.26	241.78
2012	229.47	296.95	227.17	244.62	22.00	197.66	244.09
2013	229.85	294.35	224.96	243.41	24.13	198.18	242.98
2014	224.91	286.98	218.89	236.74	25.42	200.69	236.61
2015	195.52	246.50	188.74	204.88	24.03	188.13	204.69
2016	188.05	251.02	193.03	205.01	24.67	186.56	204.81
2017	196.24	251.24	192.45	206.68	25.75	179.61	206.44
2018	197.02	225.59	186.99	206.96	26.62	180.16	206.73
2019	208.55	272.24	202.47	212.41	27.68	182.94	212.16
2020	215.14	281.05	205.31	218.31	28.16	180.30	217.98

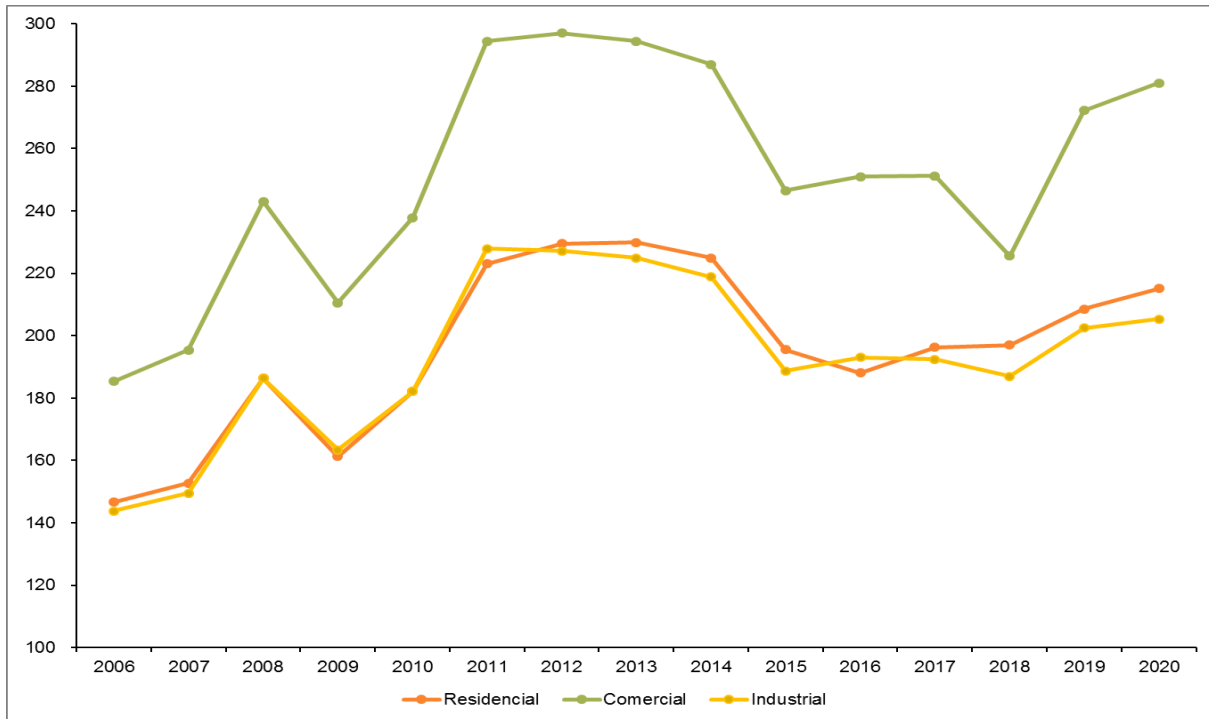
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- El uso de redes se refiere al trasiego de la energía eléctrica en las redes de distribución.

Anexo 24

Gráfico Precios Promedio por Tipo de Tarifa (USD\$/MWh) en el SIN Período 2006 – 2020



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

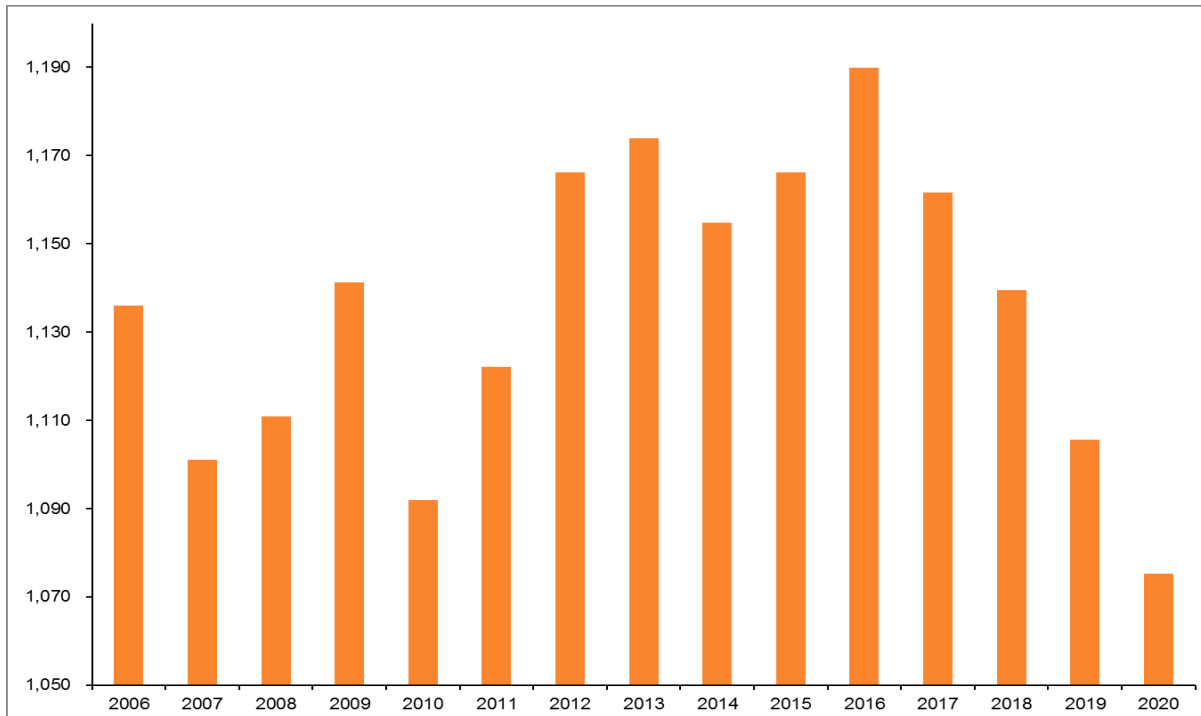
Anexo 25
Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)
Período 2006 – 2020

Año	Sistema Interconectado Nacional			Promedio SIN	Uso de Red	Sist. Aislado Nacional	Promedio Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial				
2006	1,135.96	15,862.89	72,436.24	3,381.51	1,513.87	3,329.96	1,135.96
2007	1,101.02	15,052.78	78,953.34	3,254.36	1,508.24	3,205.14	1,101.02
2008	1,110.92	15,244.77	84,921.35	3,267.93	1,484.84	3,217.83	1,110.92
2009	1,141.30	13,370.76	79,090.73	3,190.64	1,510.48	3,153.07	1,141.30
2010	1,091.84	13,545.49	85,190.64	3,011.66	1,461.17	2,980.86	1,091.84
2011	1,122.15	13,322.07	88,675.66	3,032.98	1,427.44	3,000.26	1,122.15
2012	1,166.22	13,488.06	95,056.78	3,106.59	1,576.20	3,076.29	1,166.22
2013	1,174.00	13,872.12	95,984.68	3,106.93	1,591.37	3,076.74	1,174.00
2014	1,154.80	14,033.74	99,230.13	3,104.08	1,565.05	3,070.27	1,154.80
2015	1,166.26	14,261.50	101,584.67	3,038.64	1,568.78	3,148.93	1,166.26
2016	1,189.97	14,202.96	105,326.59	3,064.01	1,595.18	3,111.39	1,189.97
2017	1,161.58	13,335.05	102,756.28	2,994.31	1,806.57	2,976.88	1,161.58
2018	1,139.57	12,265.46	96,372.97	2,912.90	1,565.37	2,891.66	1,139.57
2019	1,105.64	11,540.41	103,457.63	2,597.33	1,486.91	2,824.25	1,105.64
2020	1,075.26	11,204.33	96,885.46	2,724.81	1,501.51	2,706.22	1,075.26

Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

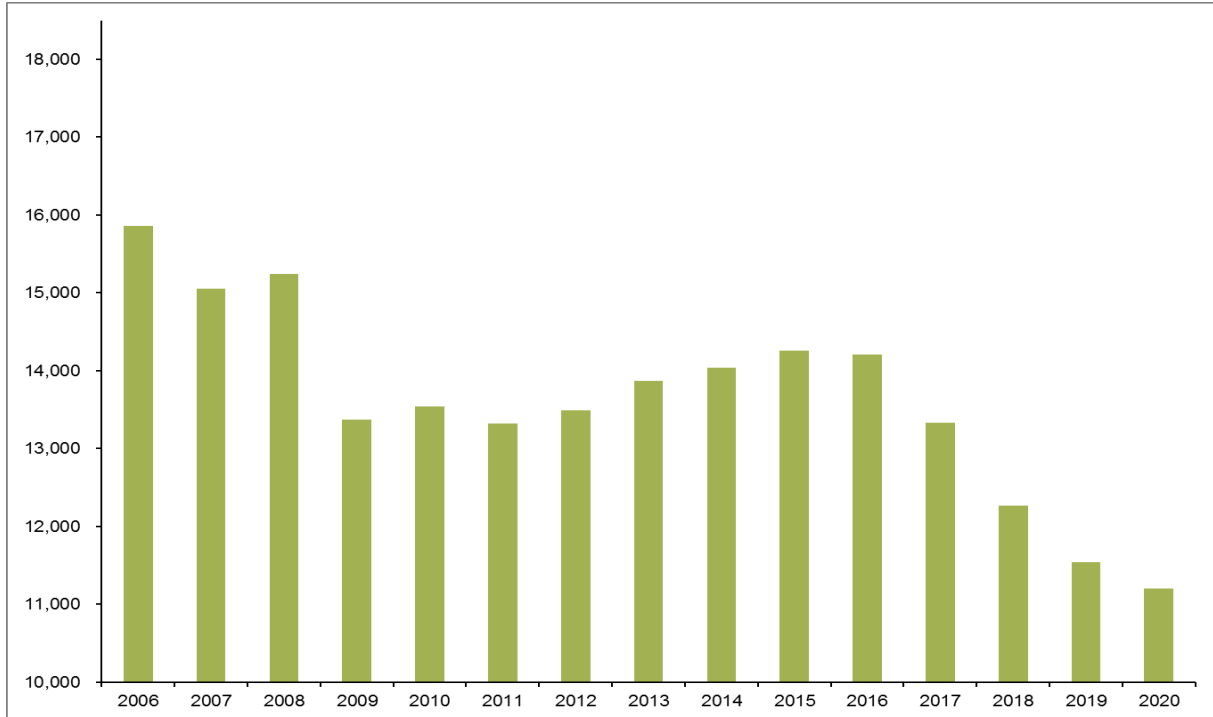
Anexo 26
Gráfico de Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)
Período 2006 – 2020

Residencial



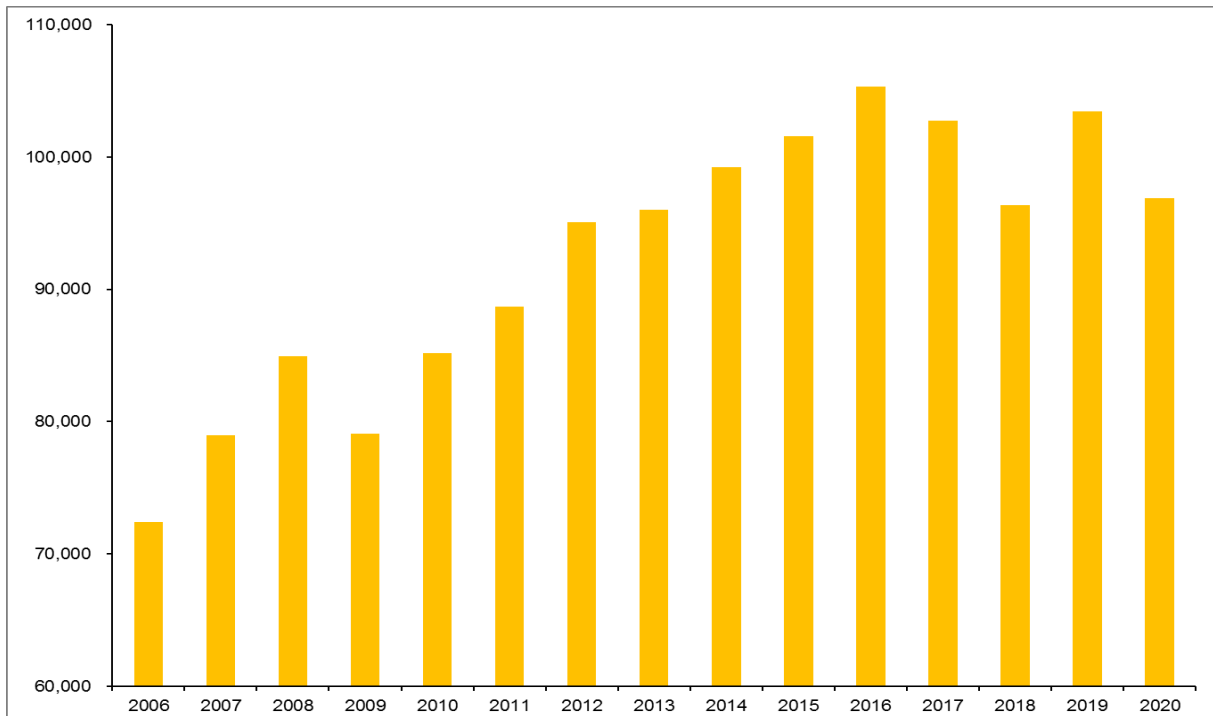
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Comercial



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

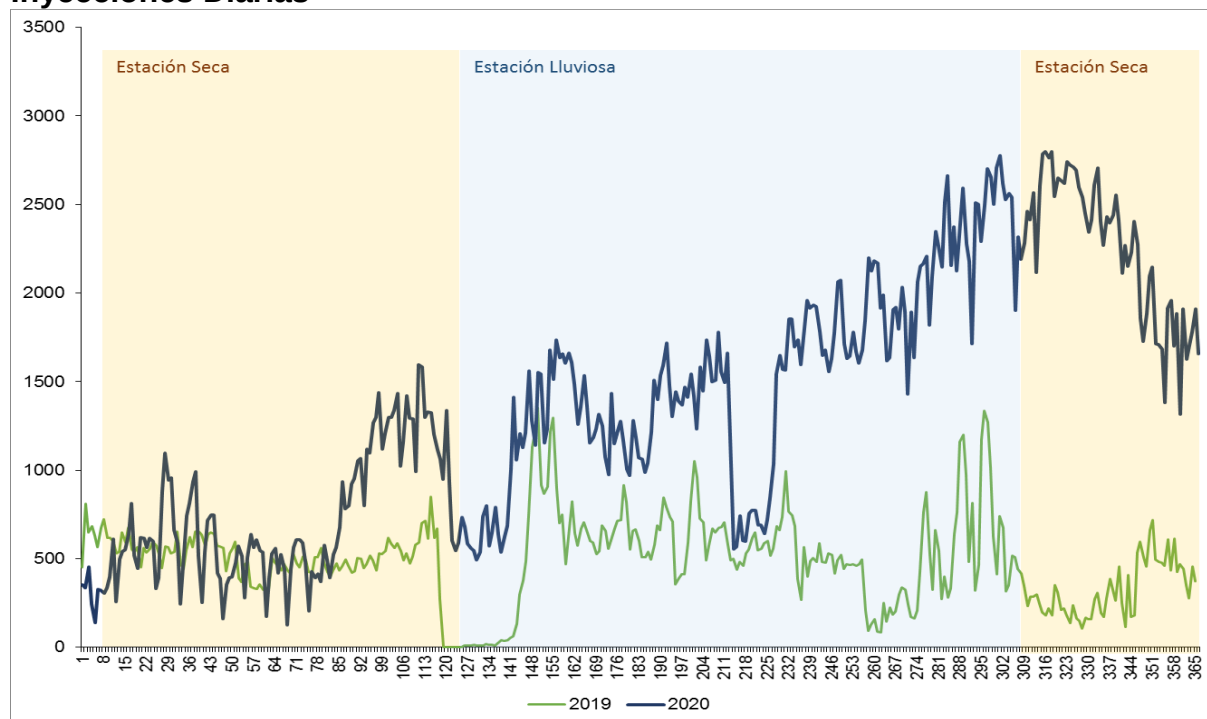
Industrial



Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

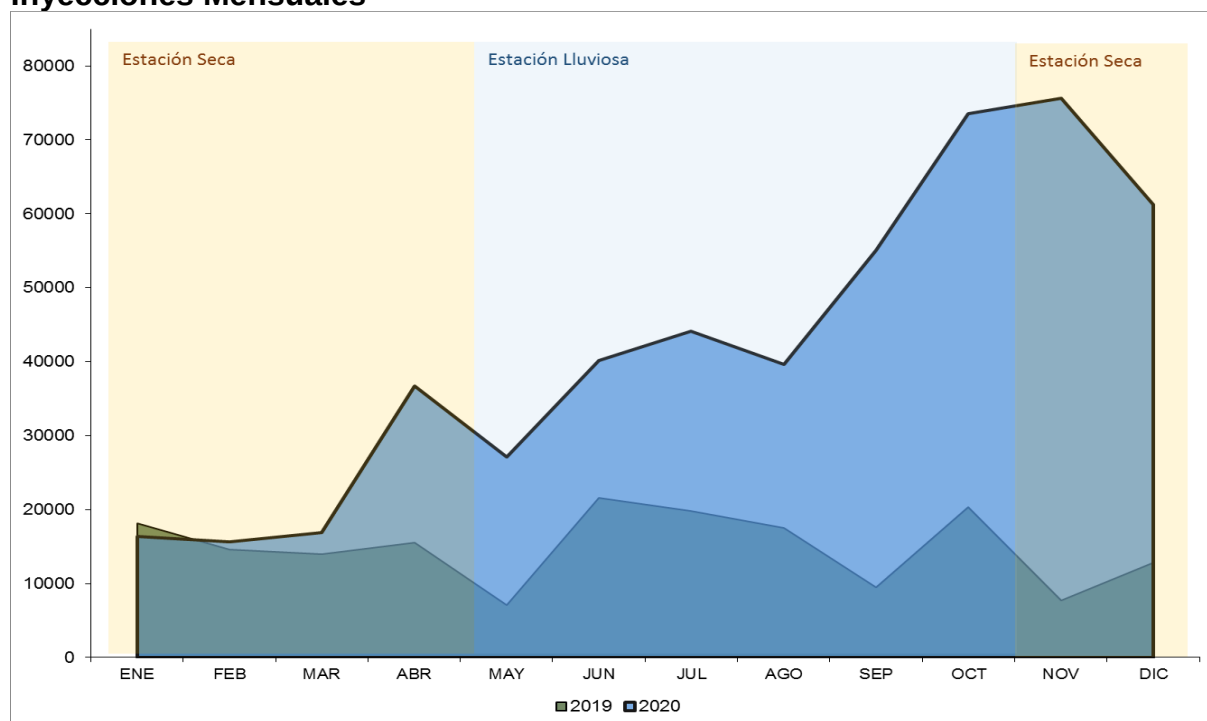
Inyecciones Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas (MWh) Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



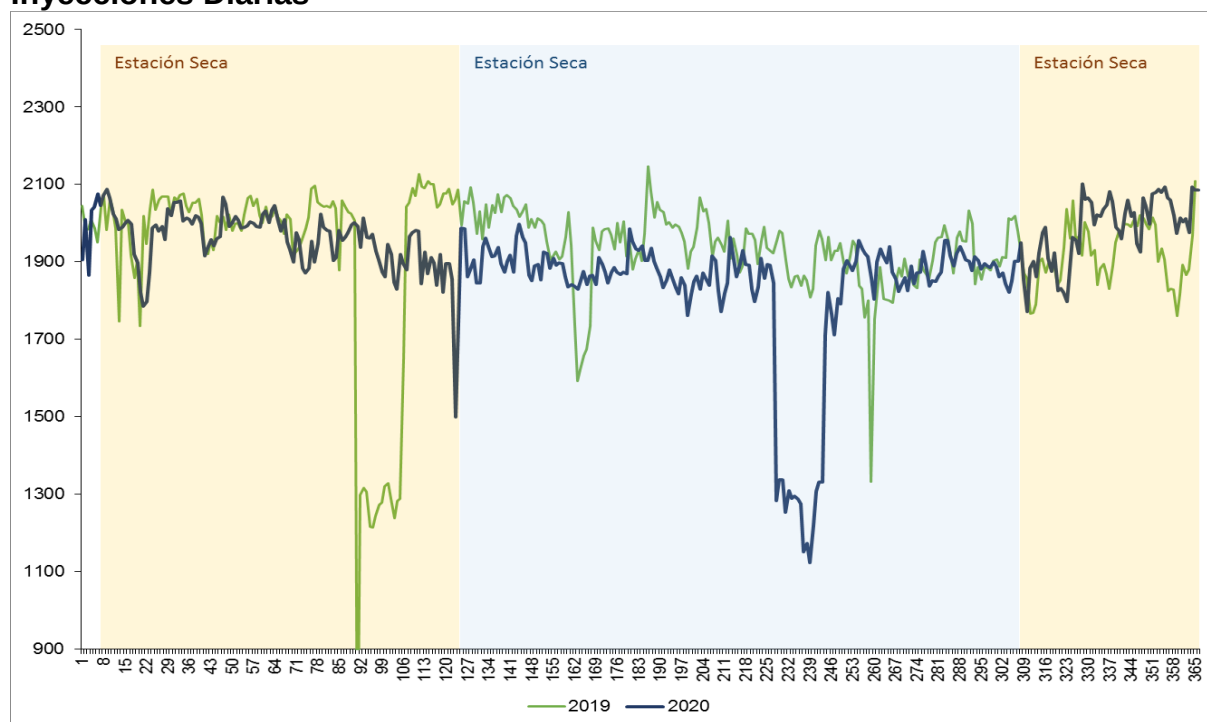
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 28

Inyecciones Eléctricas de Centrales Geotérmicas (MWh)

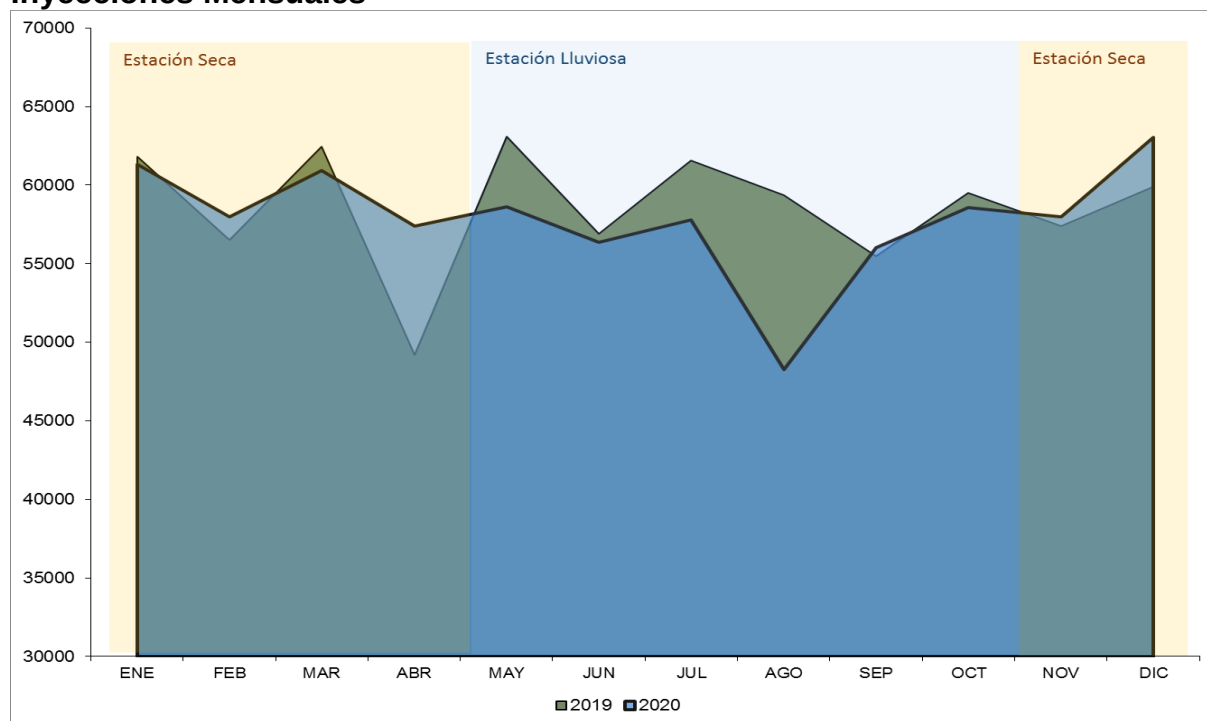
Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



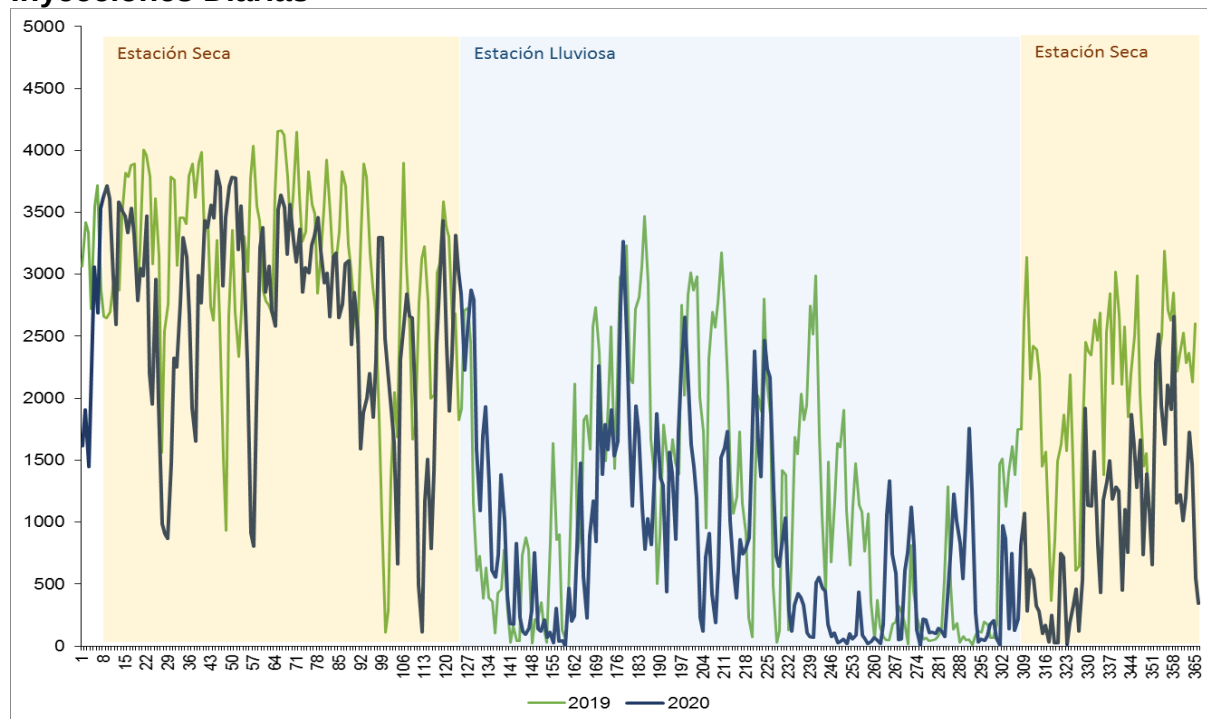
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 29

Inyecciones Eléctricas de Centrales Eólicas (MWh)

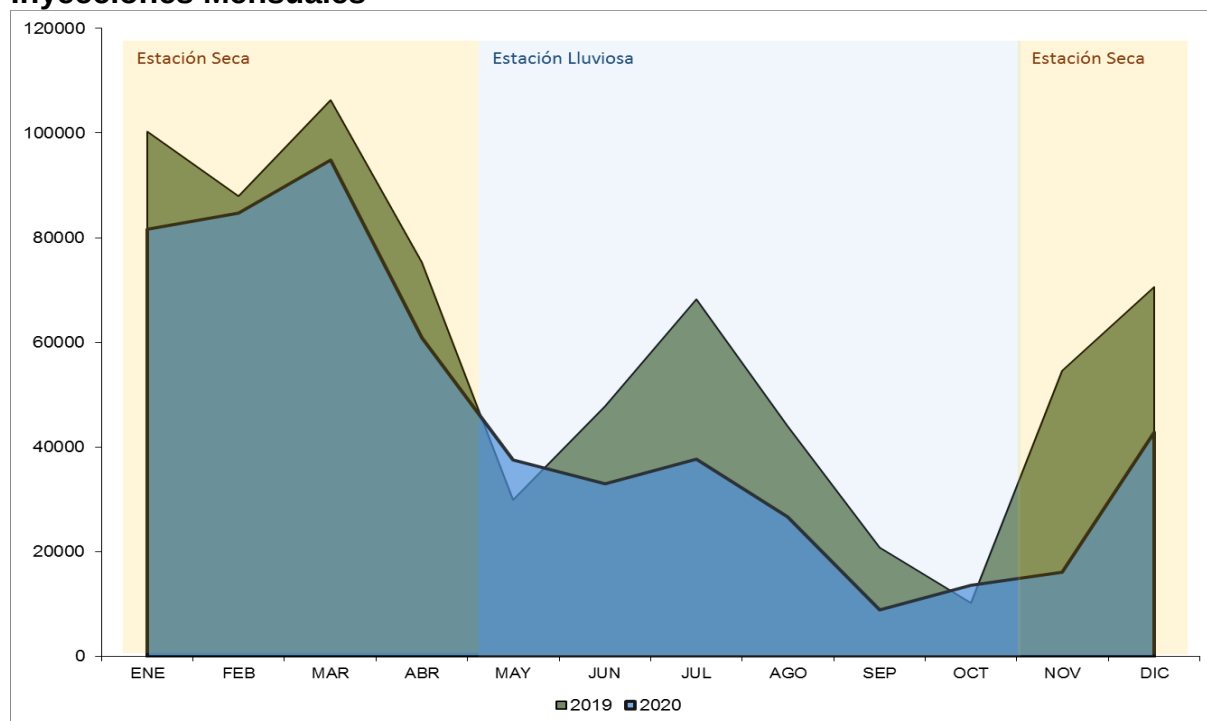
Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



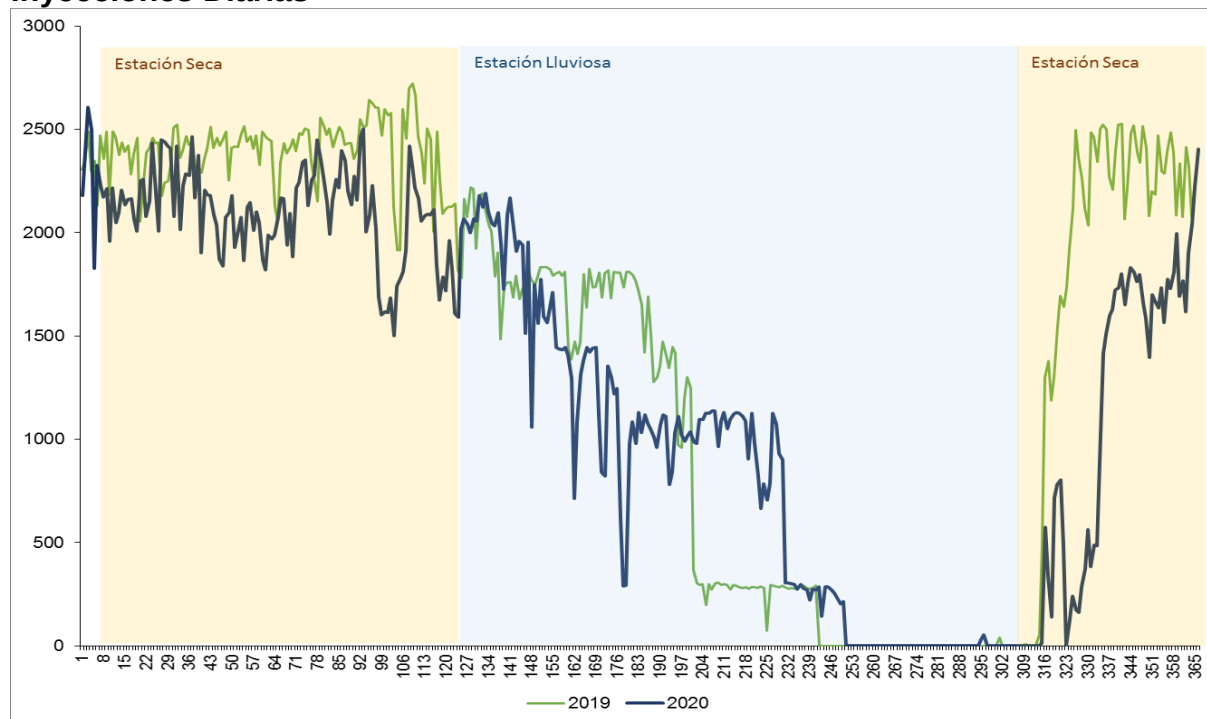
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 30

Inyecciones Eléctricas de Ingenios Azucareros (MWh)

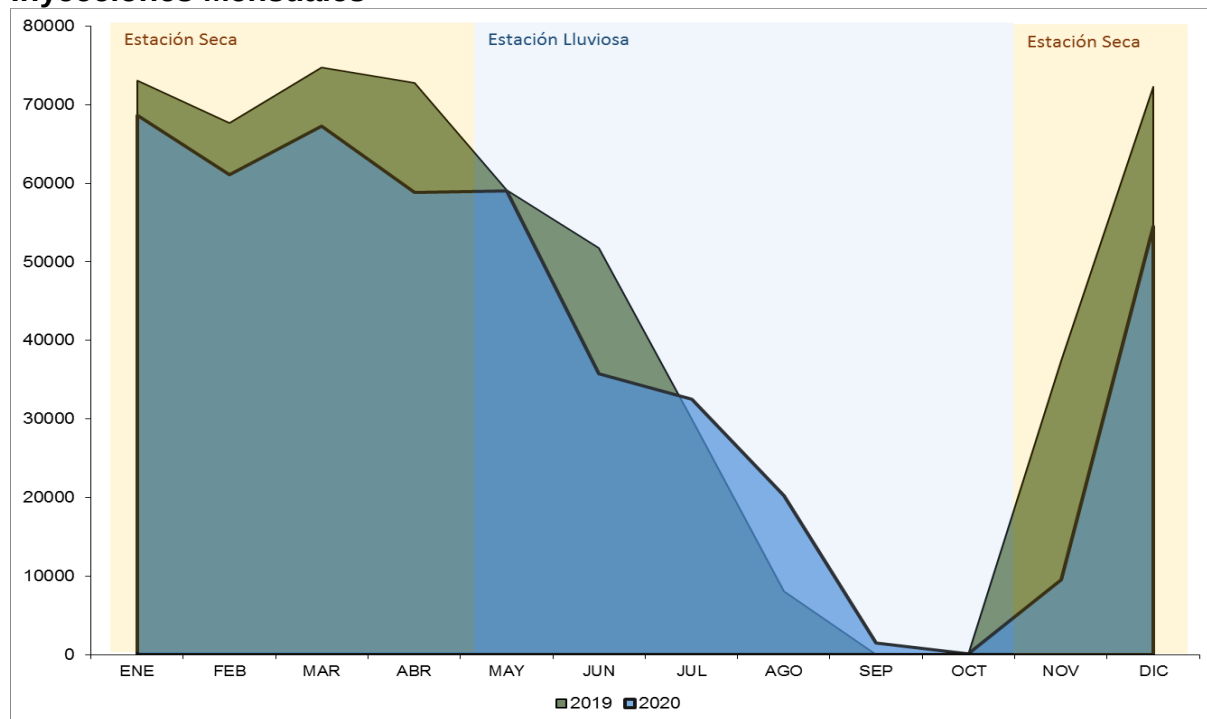
Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



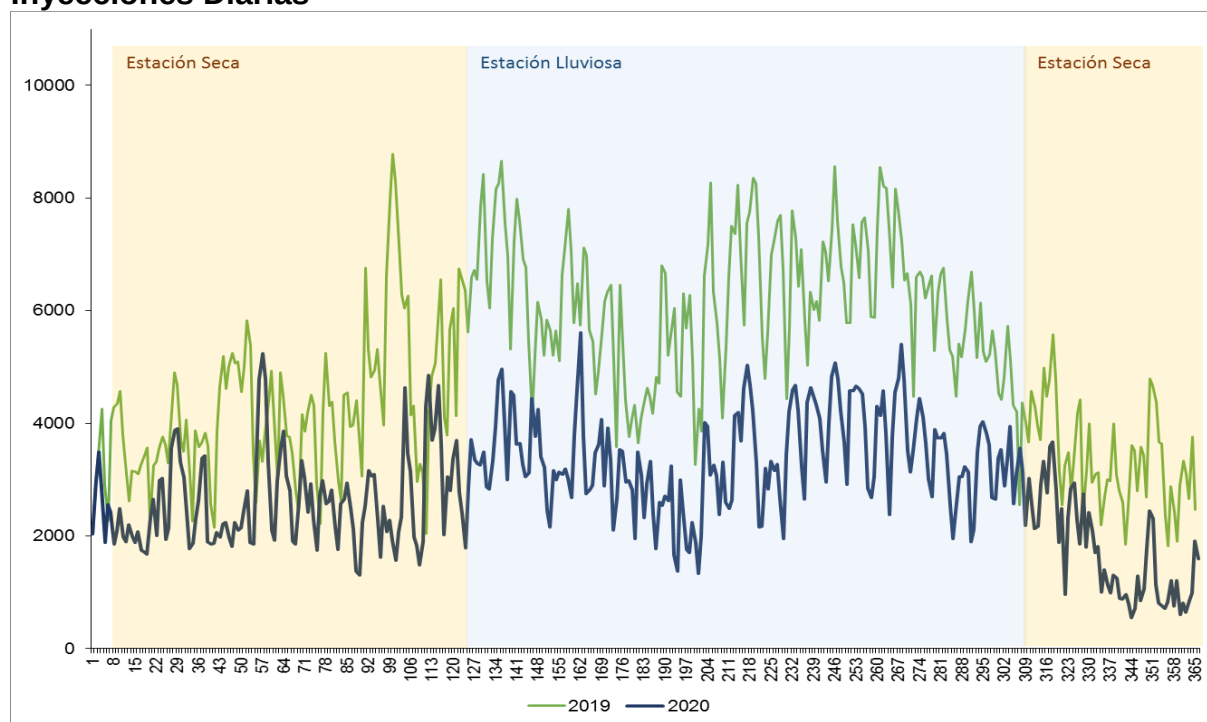
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 31

Inyecciones Eléctricas de Centrales Térmicas (MWh)

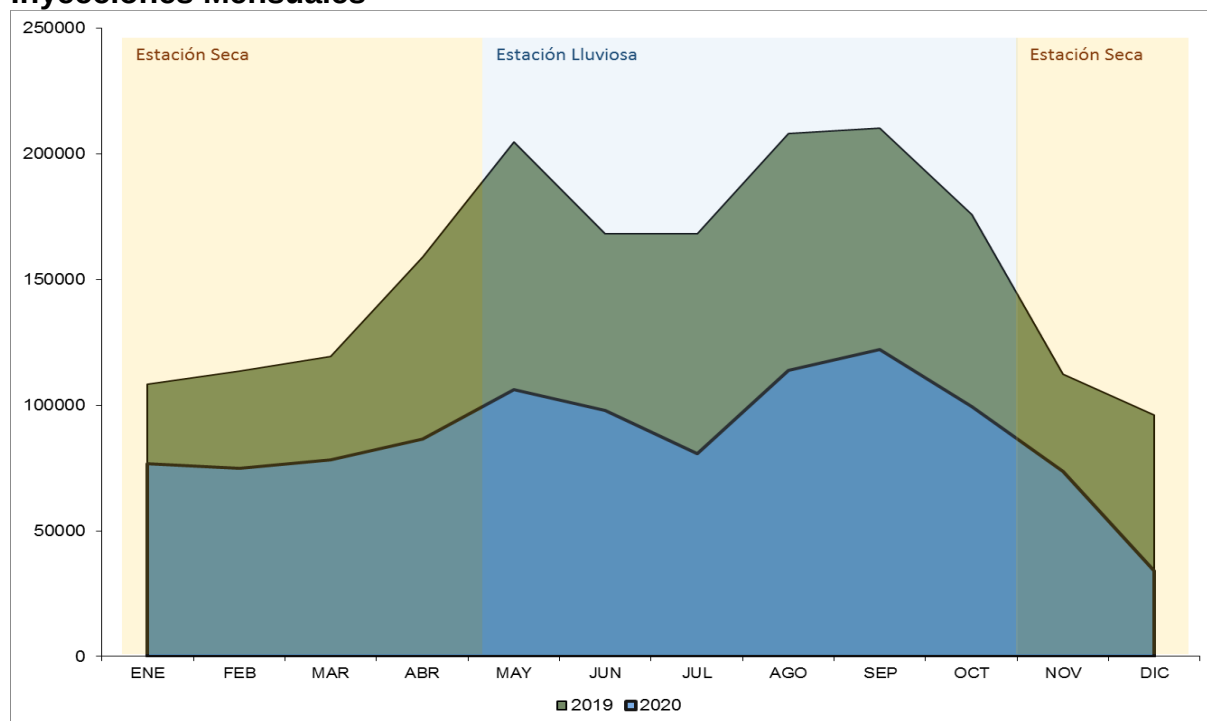
Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



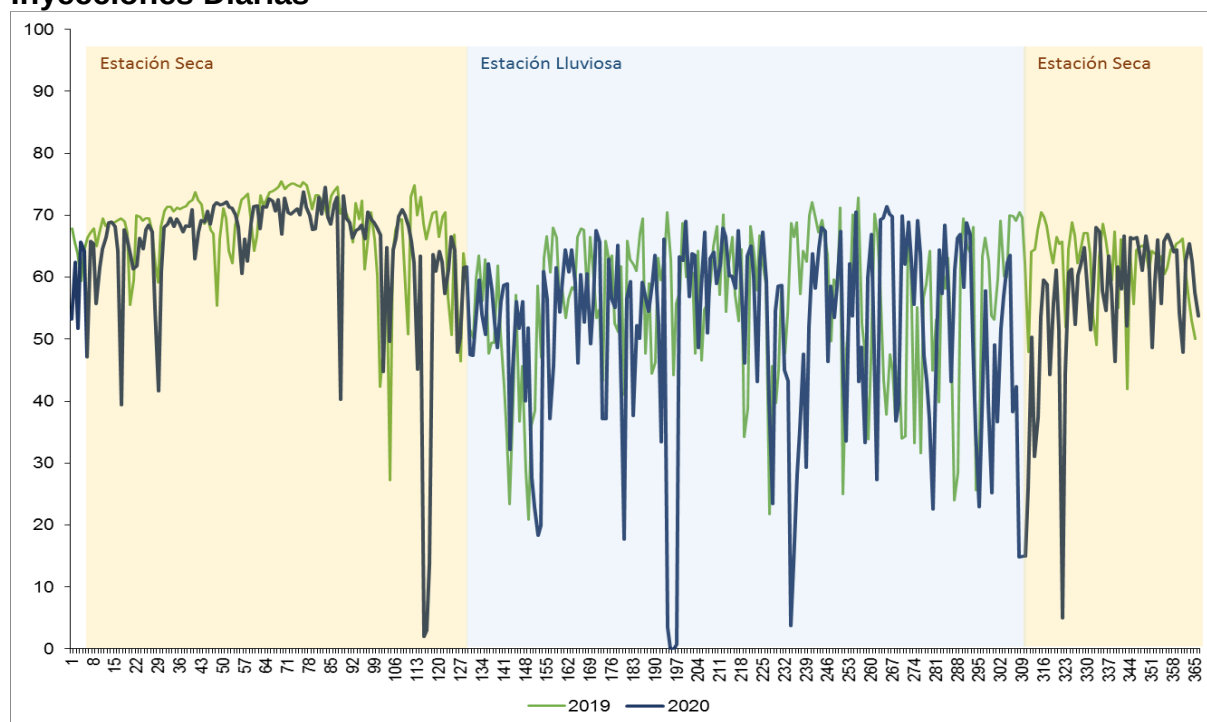
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 32

Inyecciones Eléctricas de Central Solar Fotovoltaica (MWh)

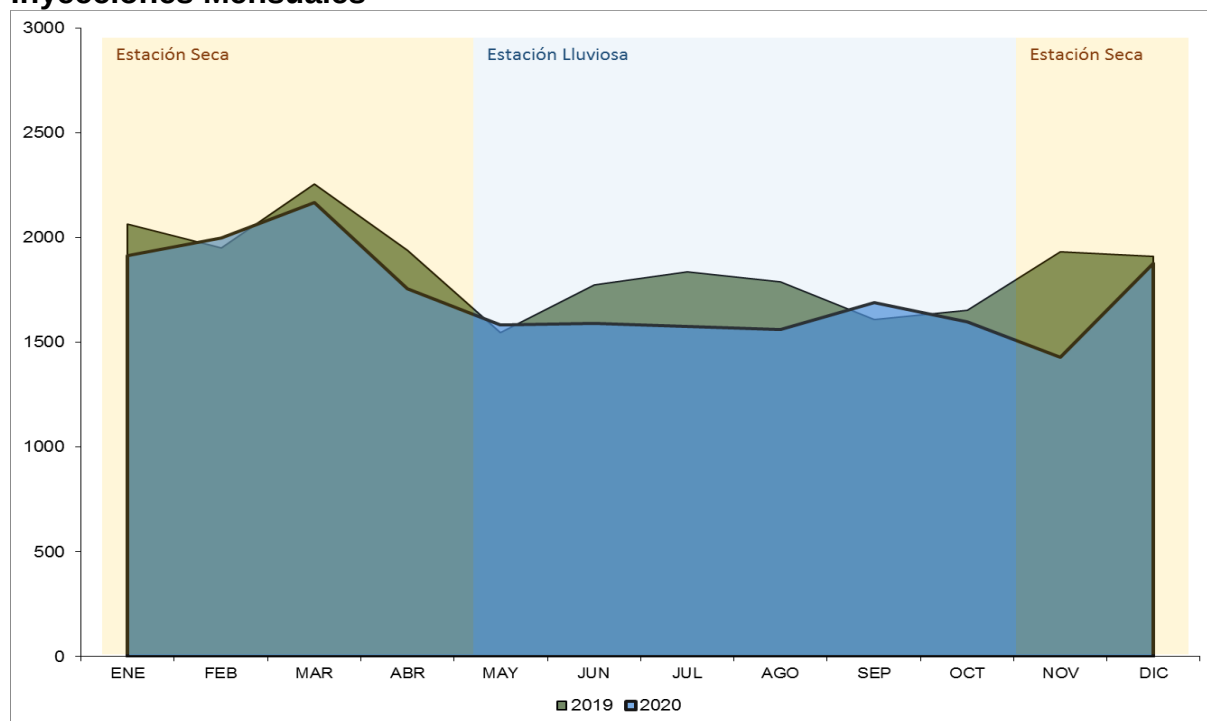
Período 2019 – 2020

Inyecciones Diarias



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Inyecciones Mensuales



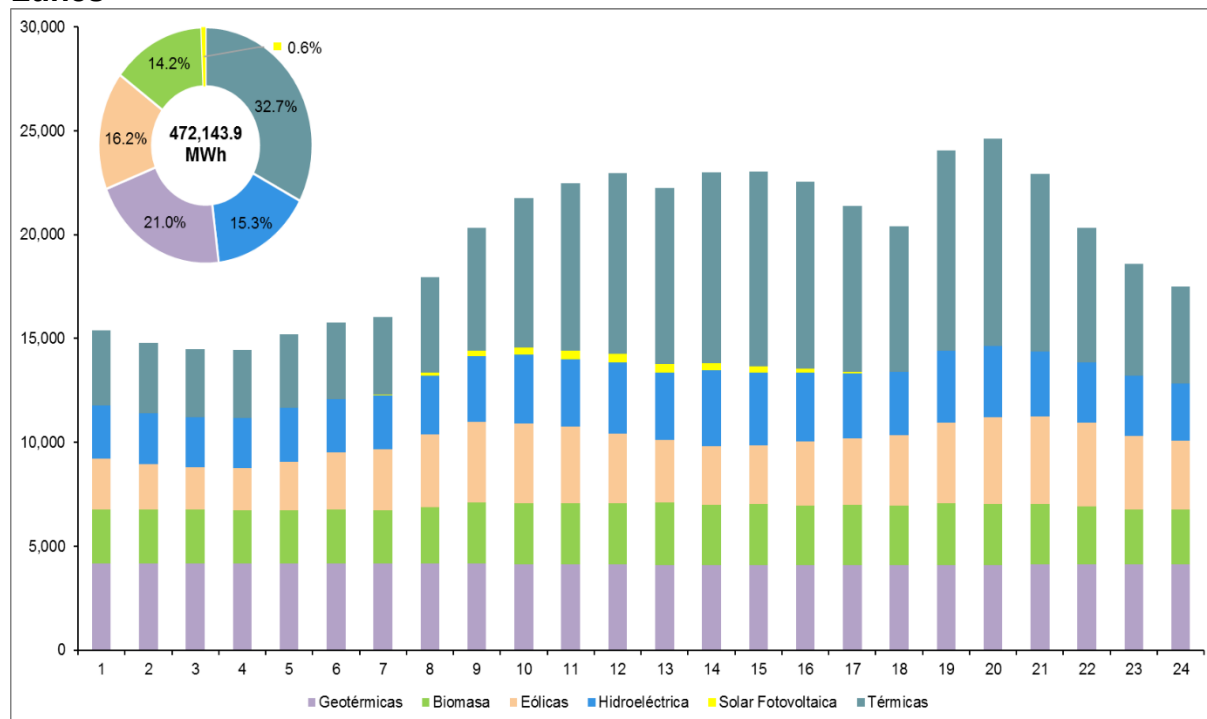
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 33

Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh)

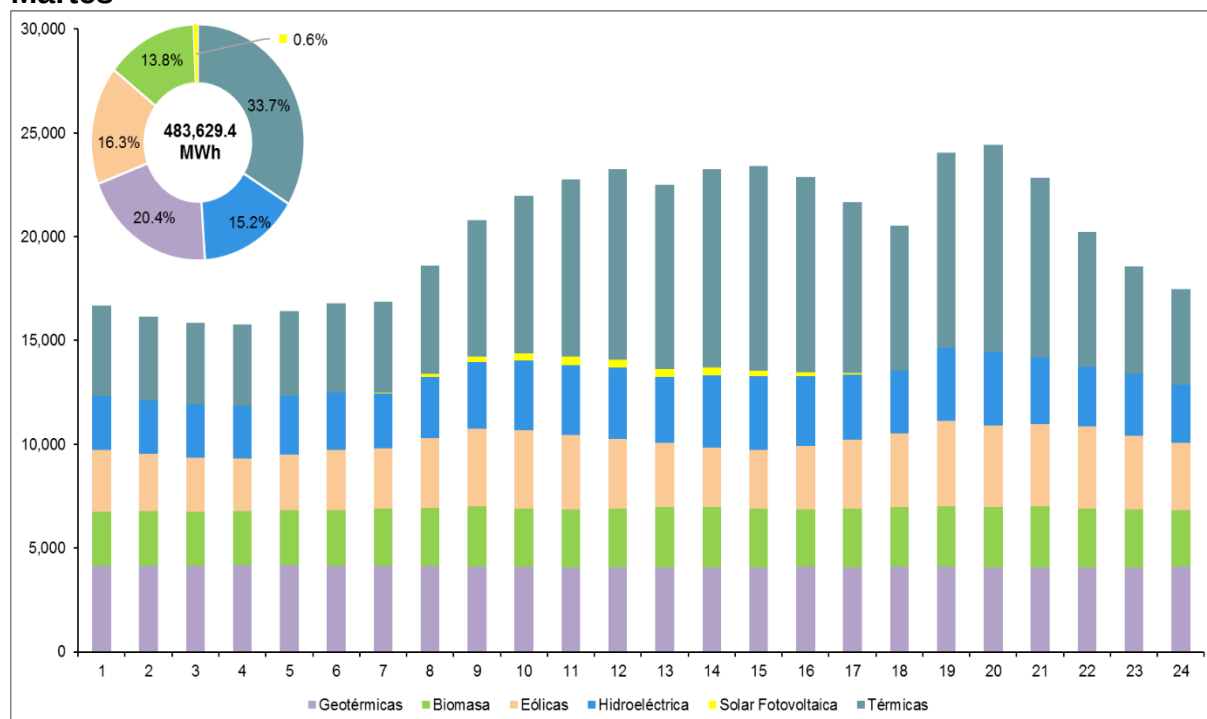
Año 2020

Lunes



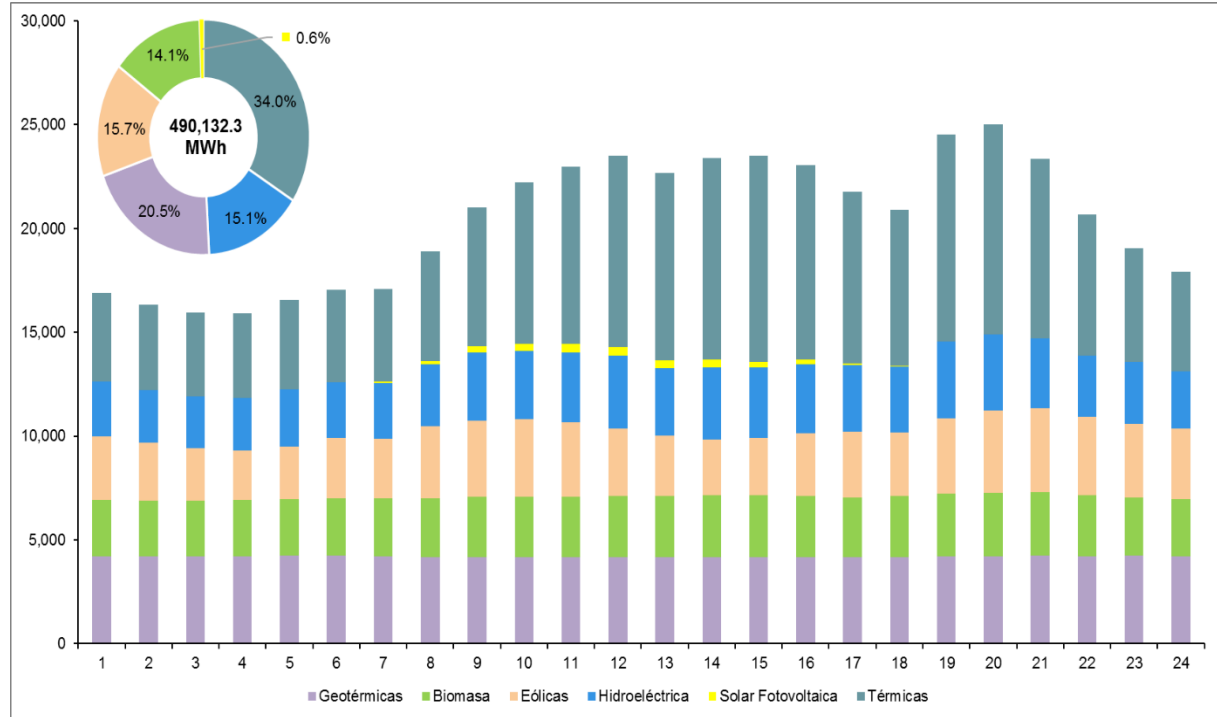
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Martes



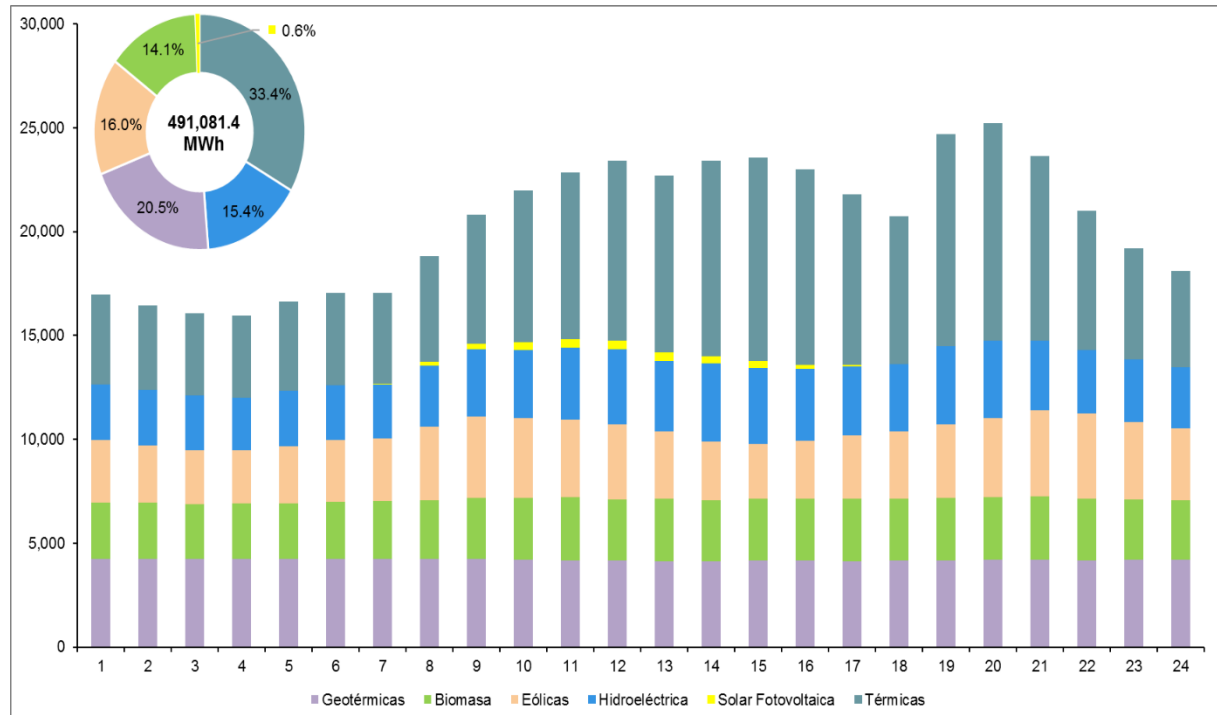
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Miércoles



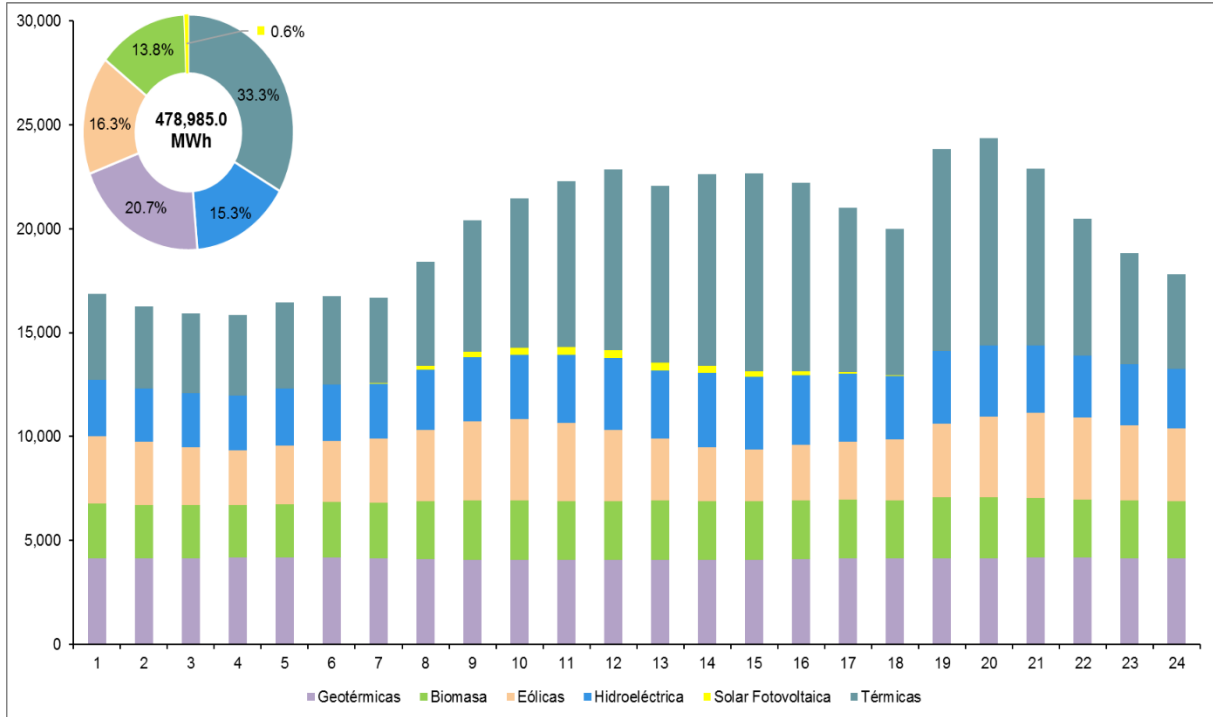
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Jueves



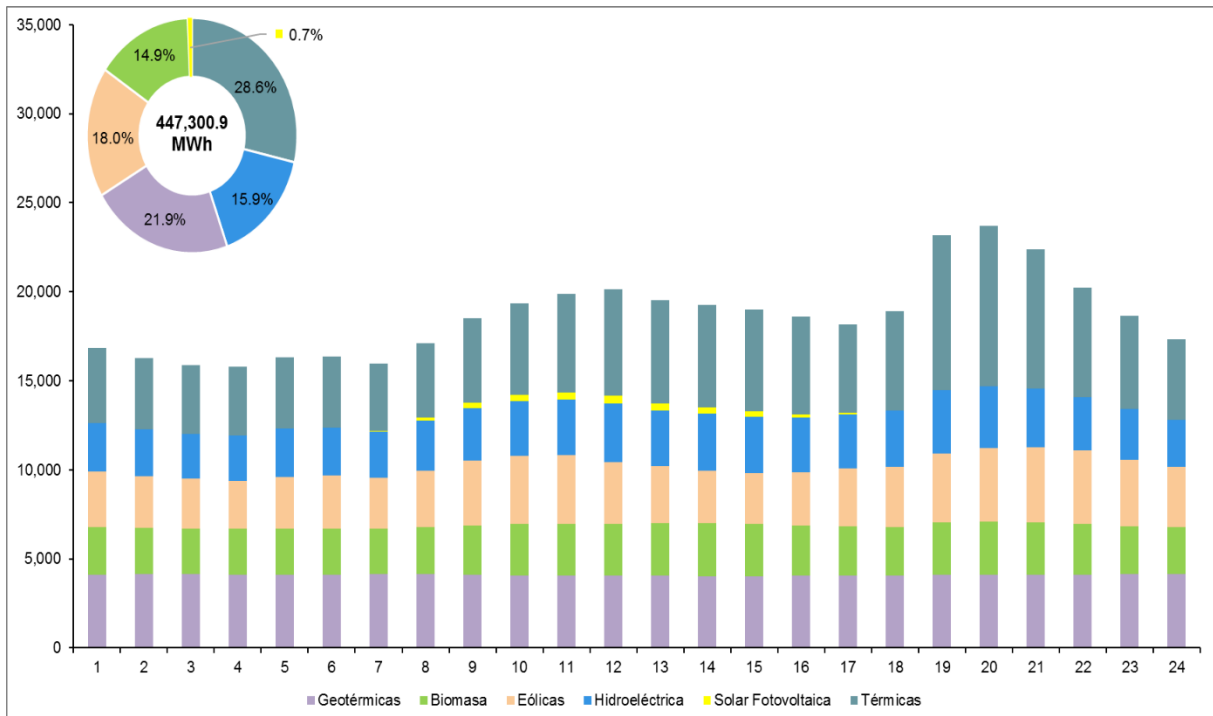
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Viernes



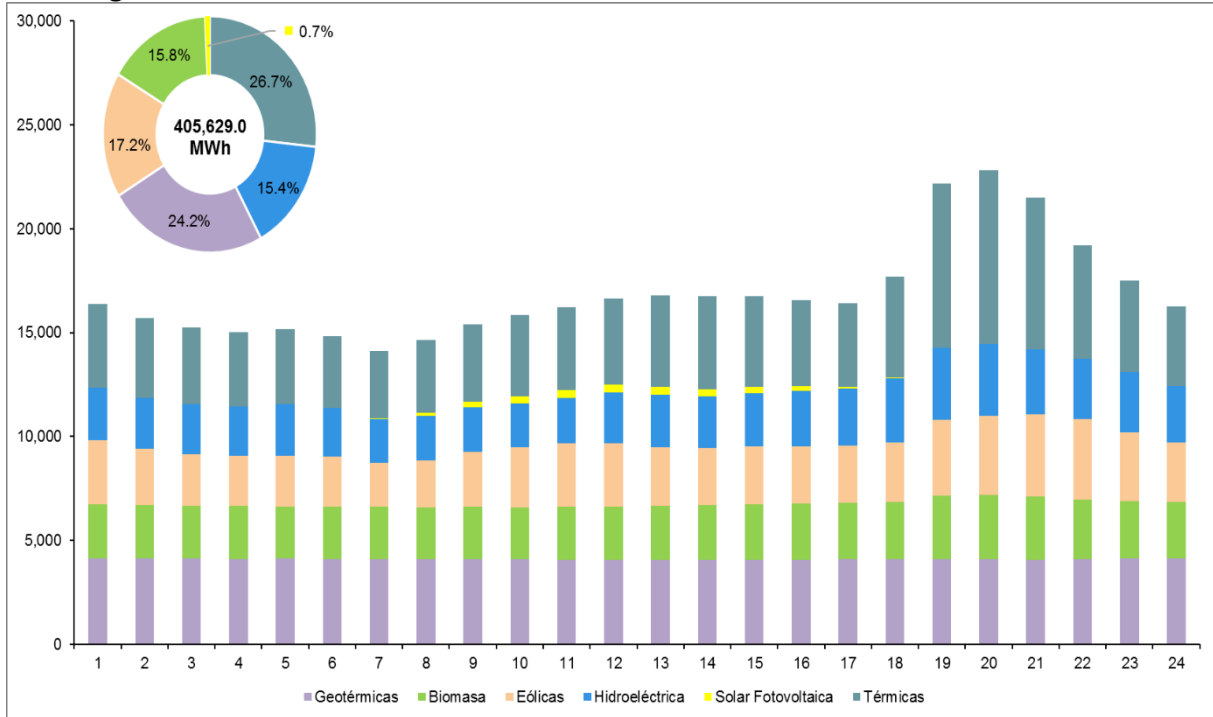
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Sábado



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Domingo



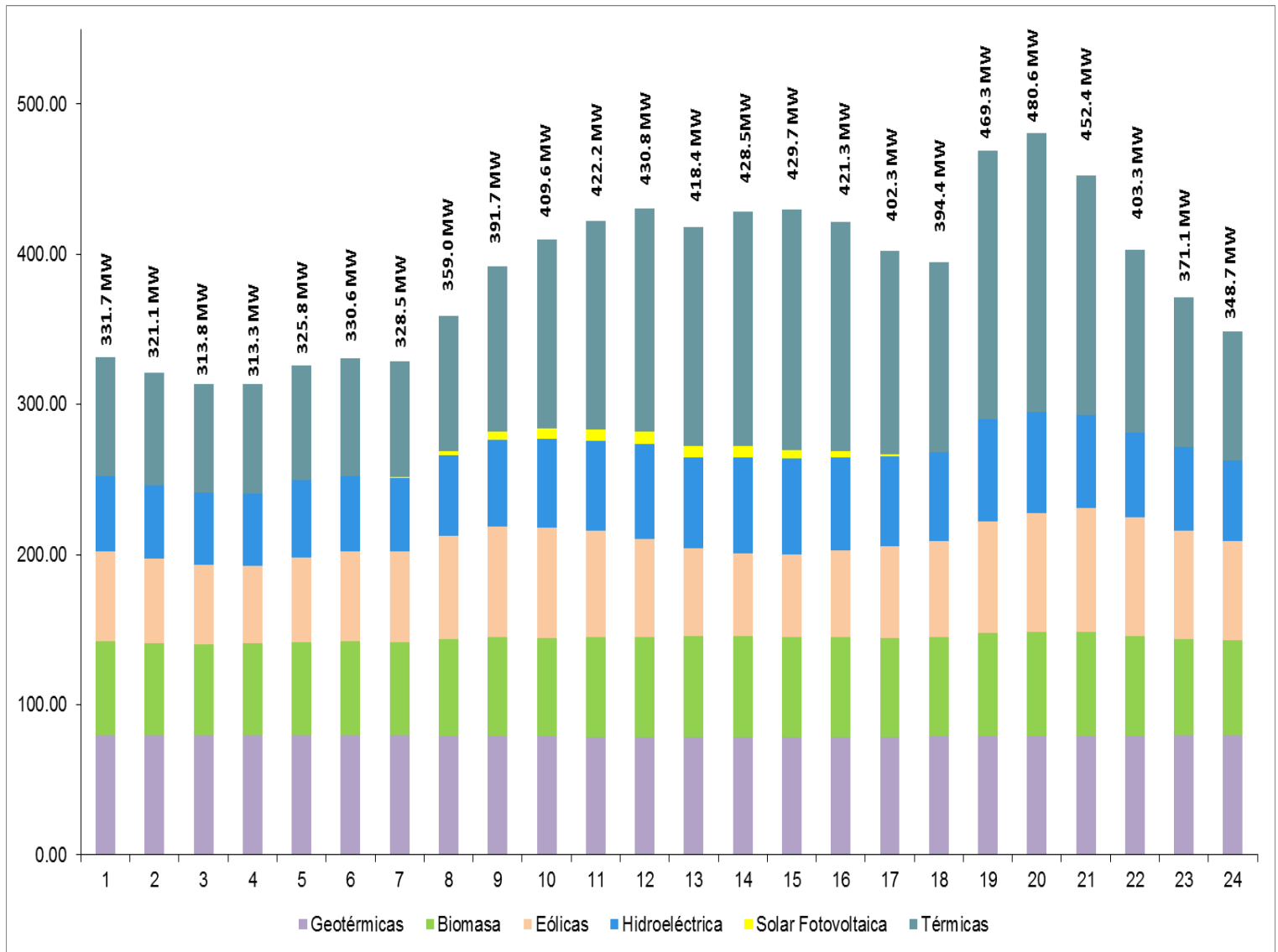
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 34

Curva de Carga Promedio Diario (MW) por Tipo de Fuente

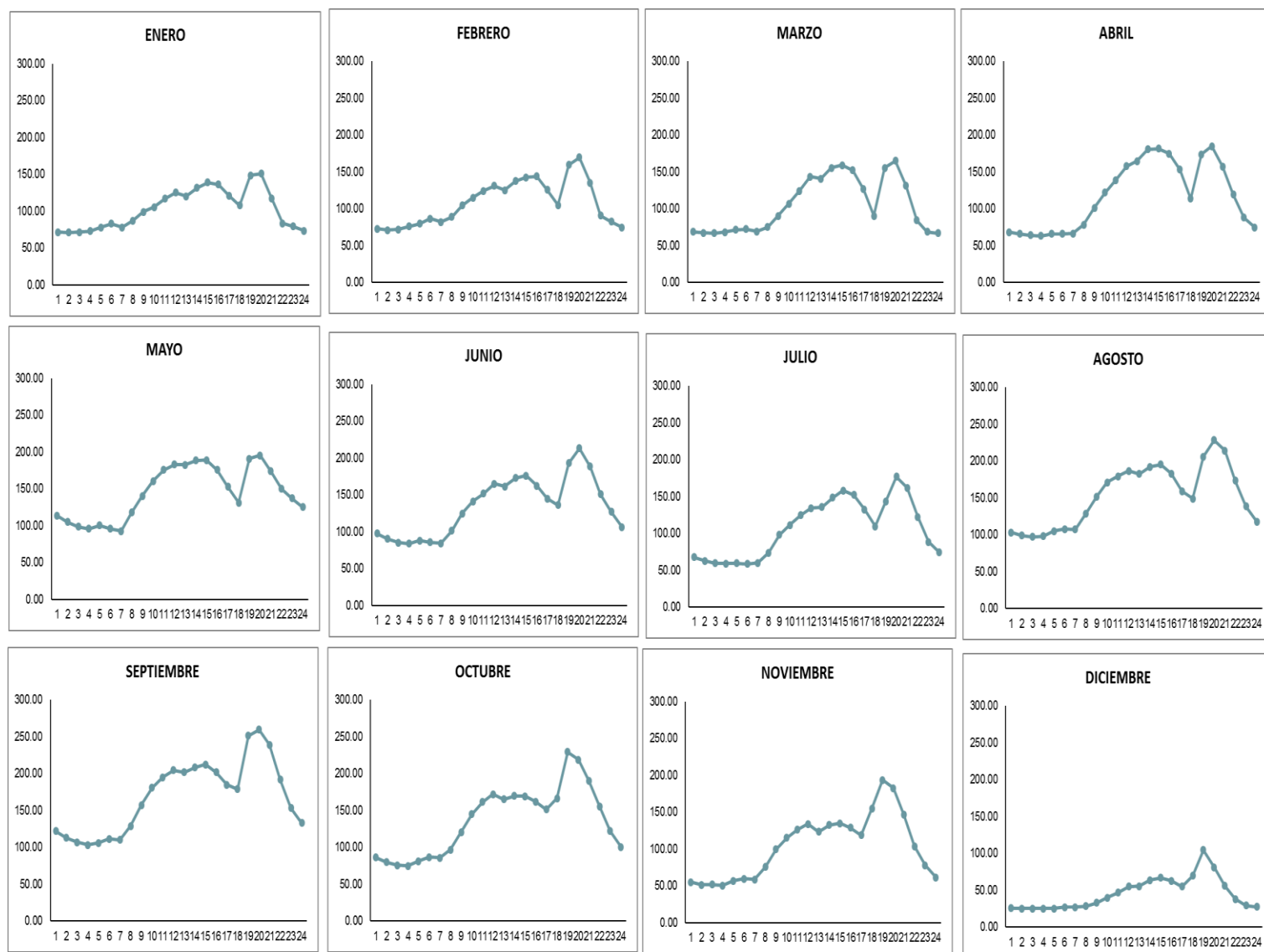
Año 2020

Todas las Centrales



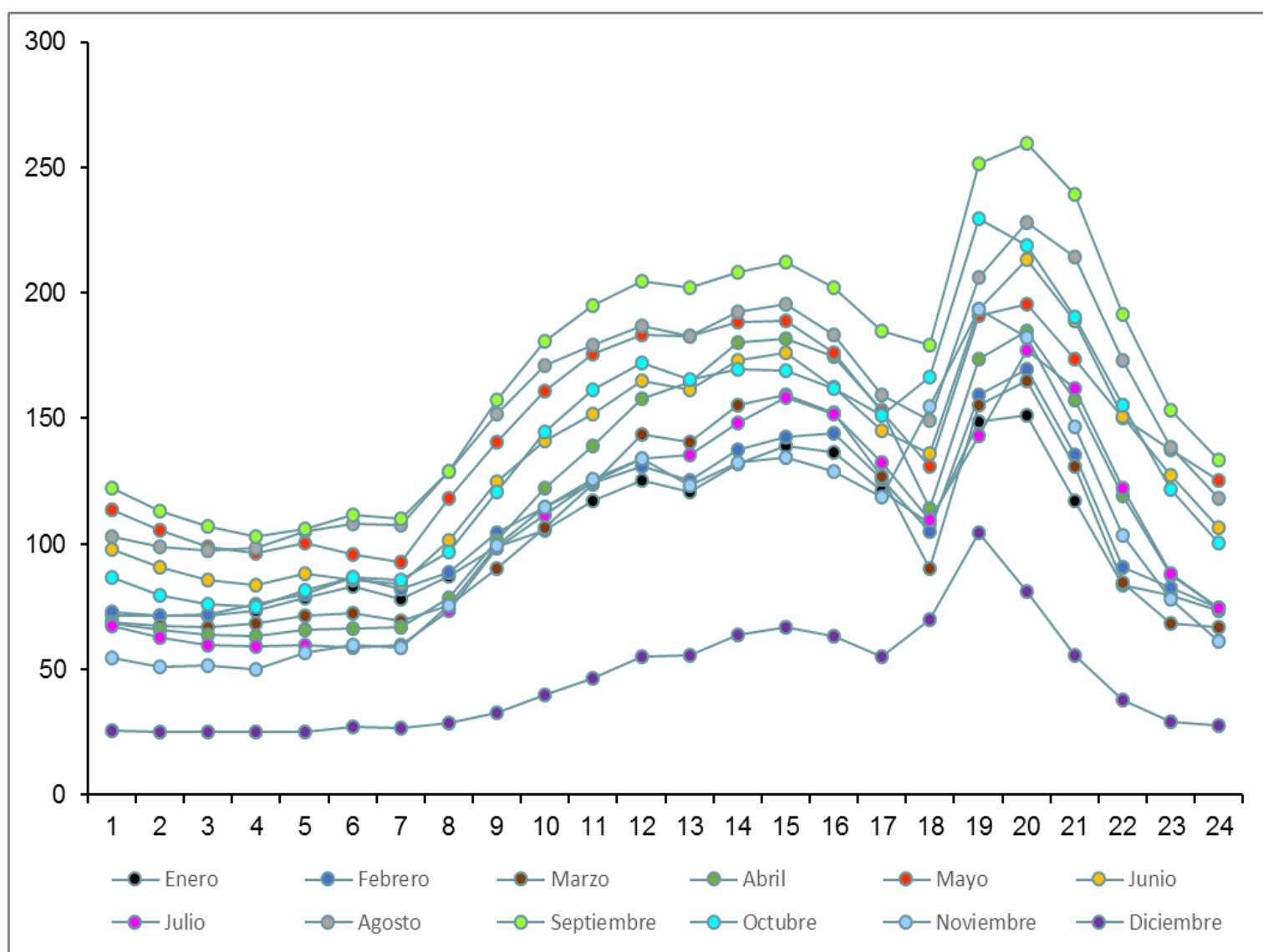
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Térmicas (por mes)



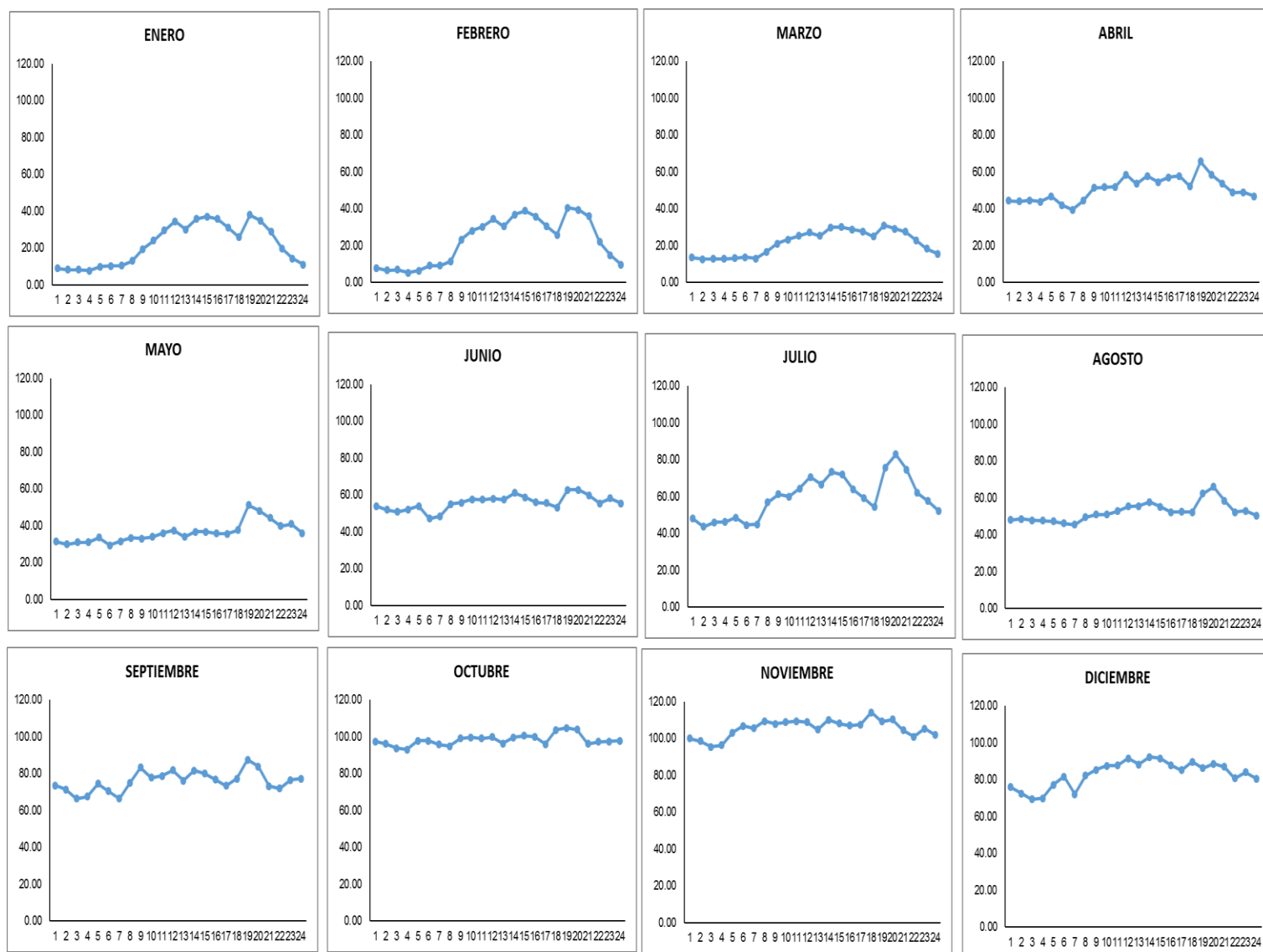
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Térmicas (consolidado)



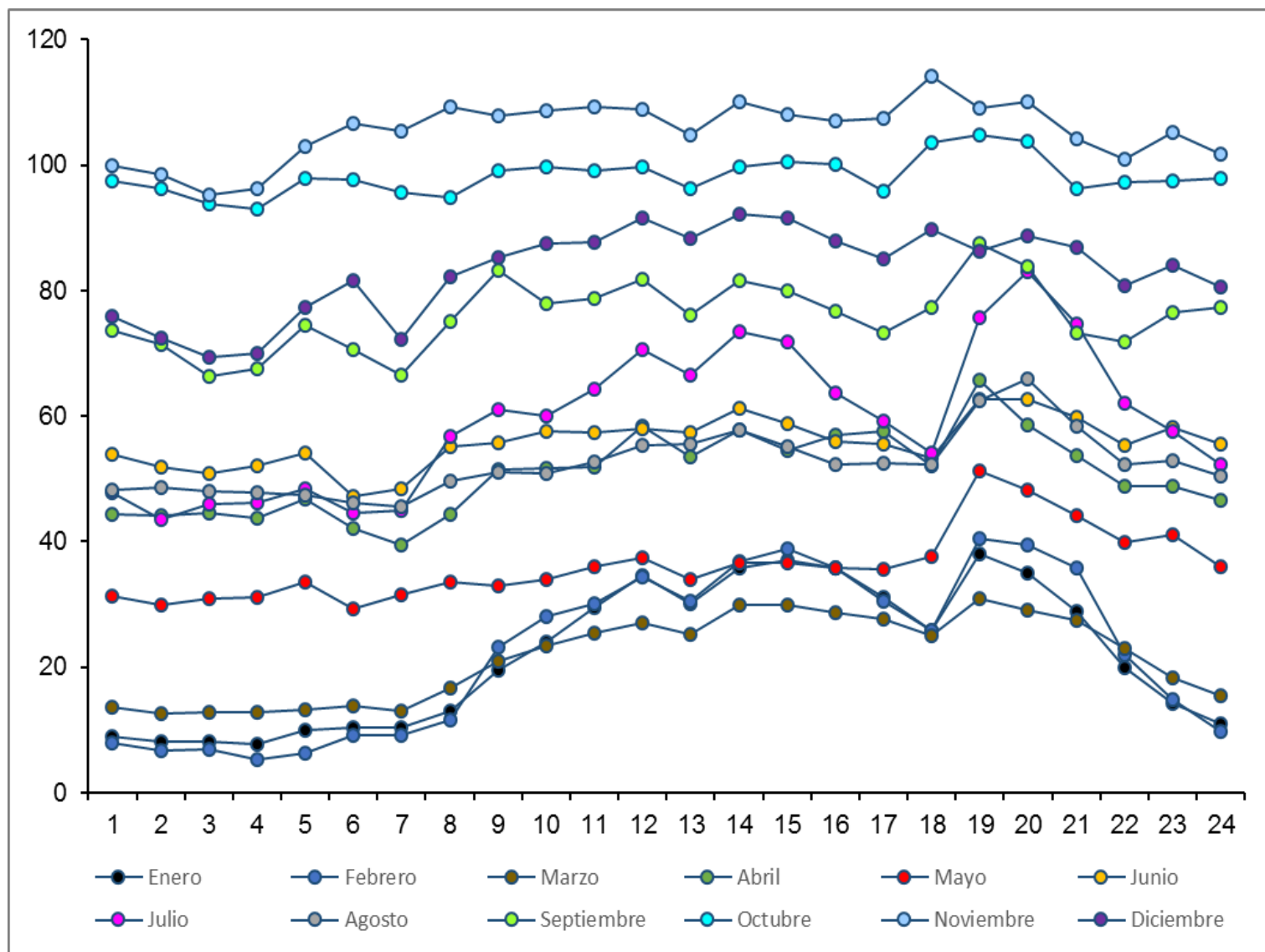
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Hidroeléctricas (por mes)



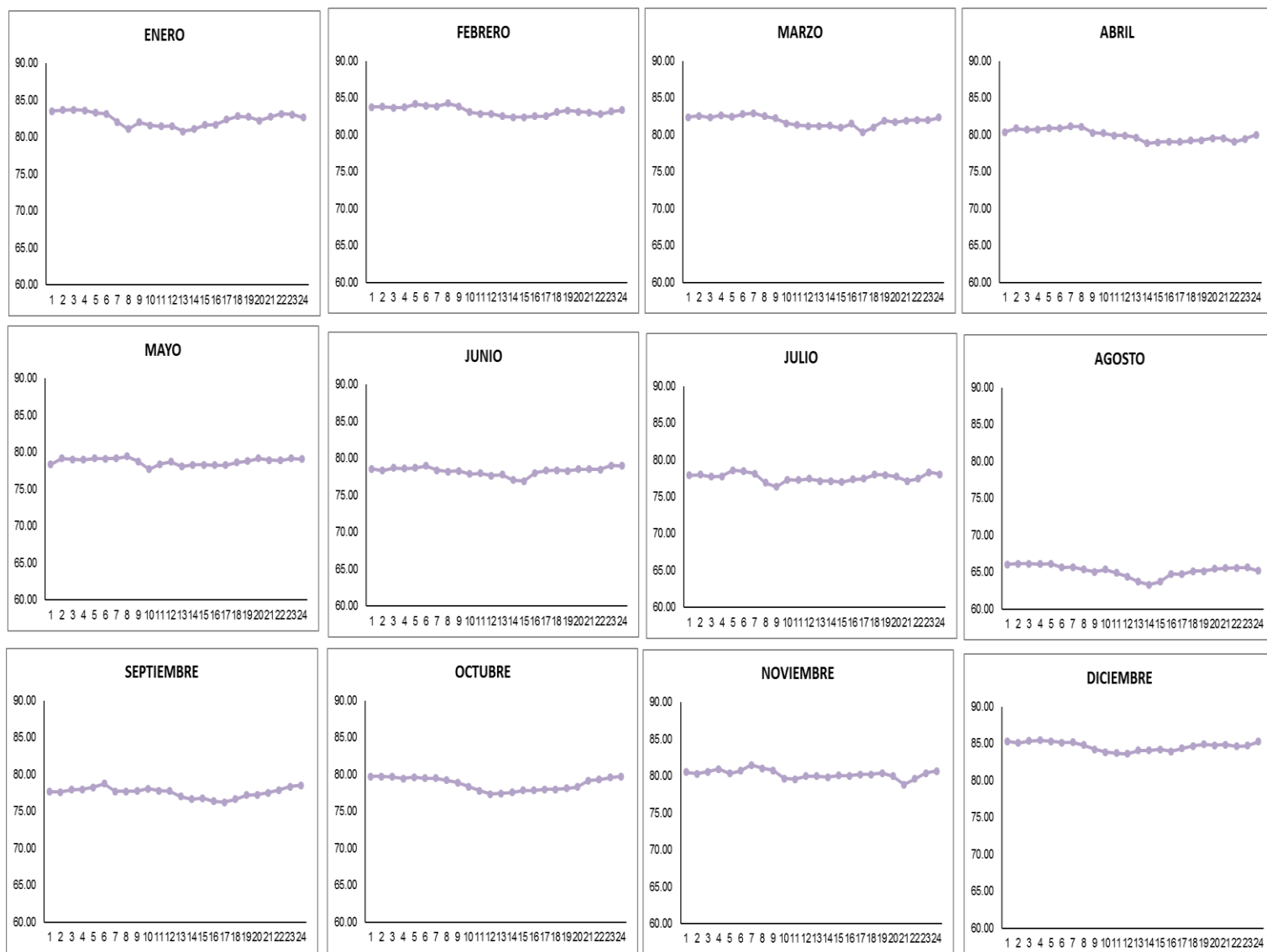
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Hidroeléctricas (acumulado)



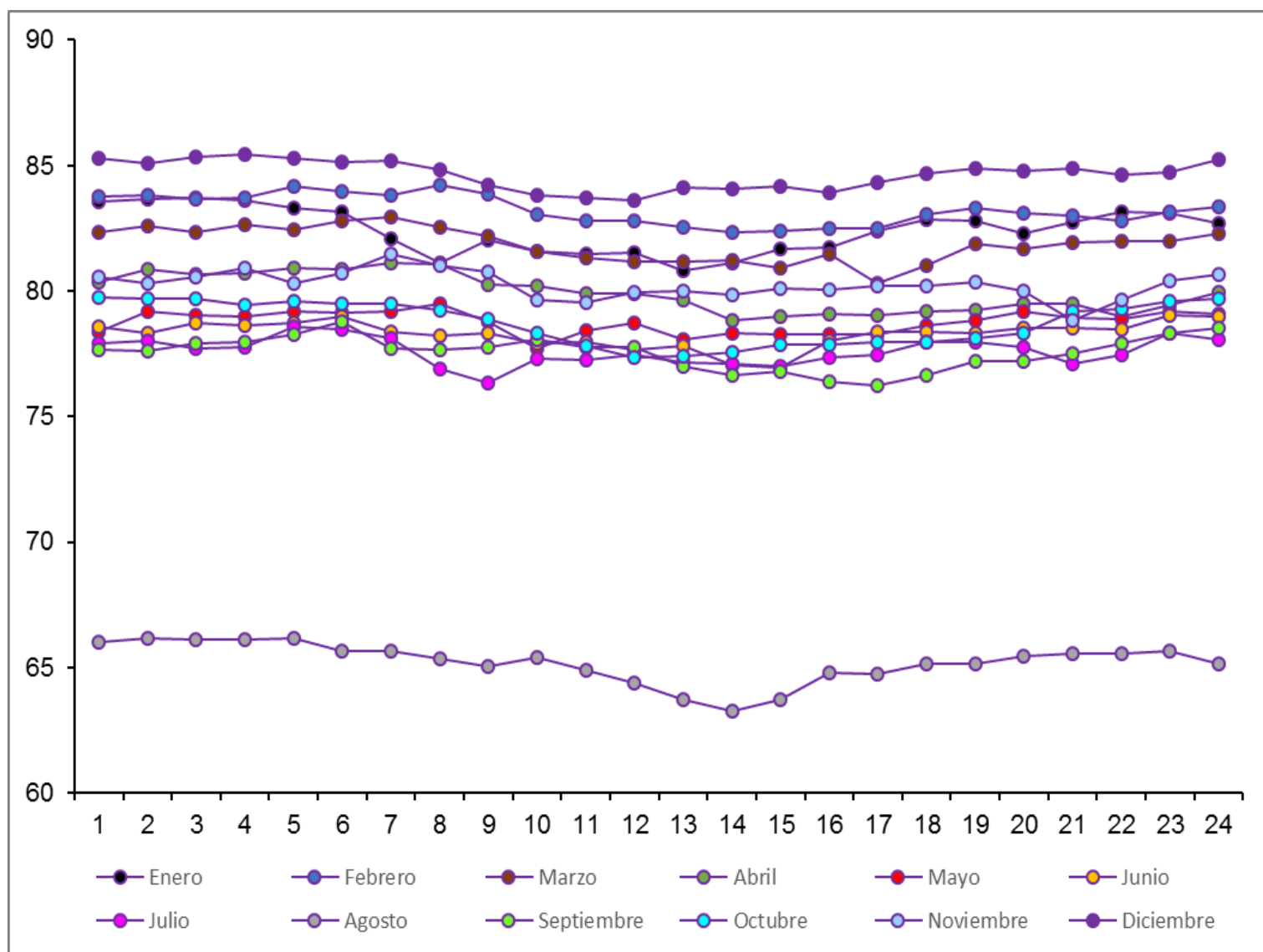
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Geotérmicas (por mes)



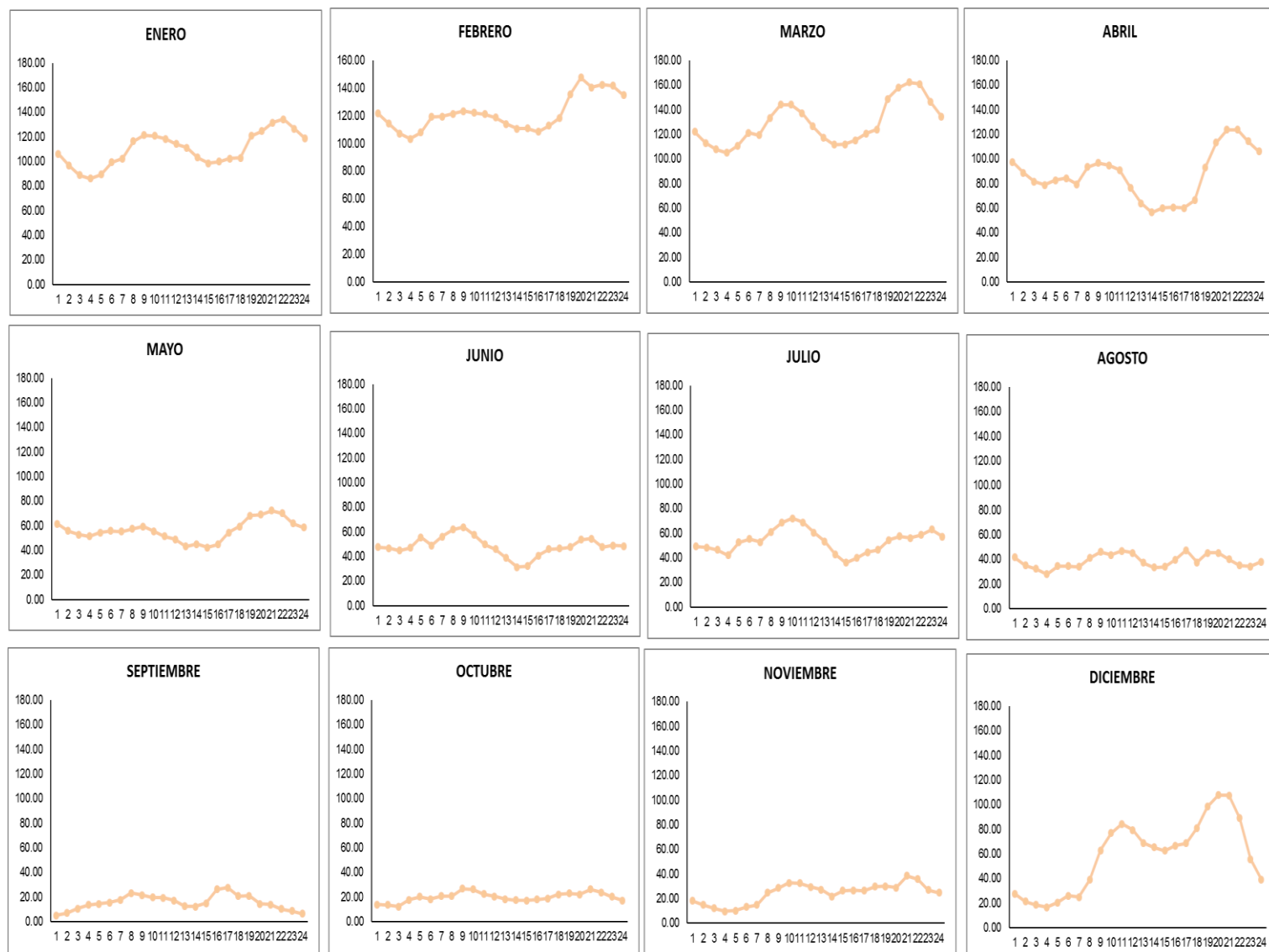
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Geotérmicas (consolidado)



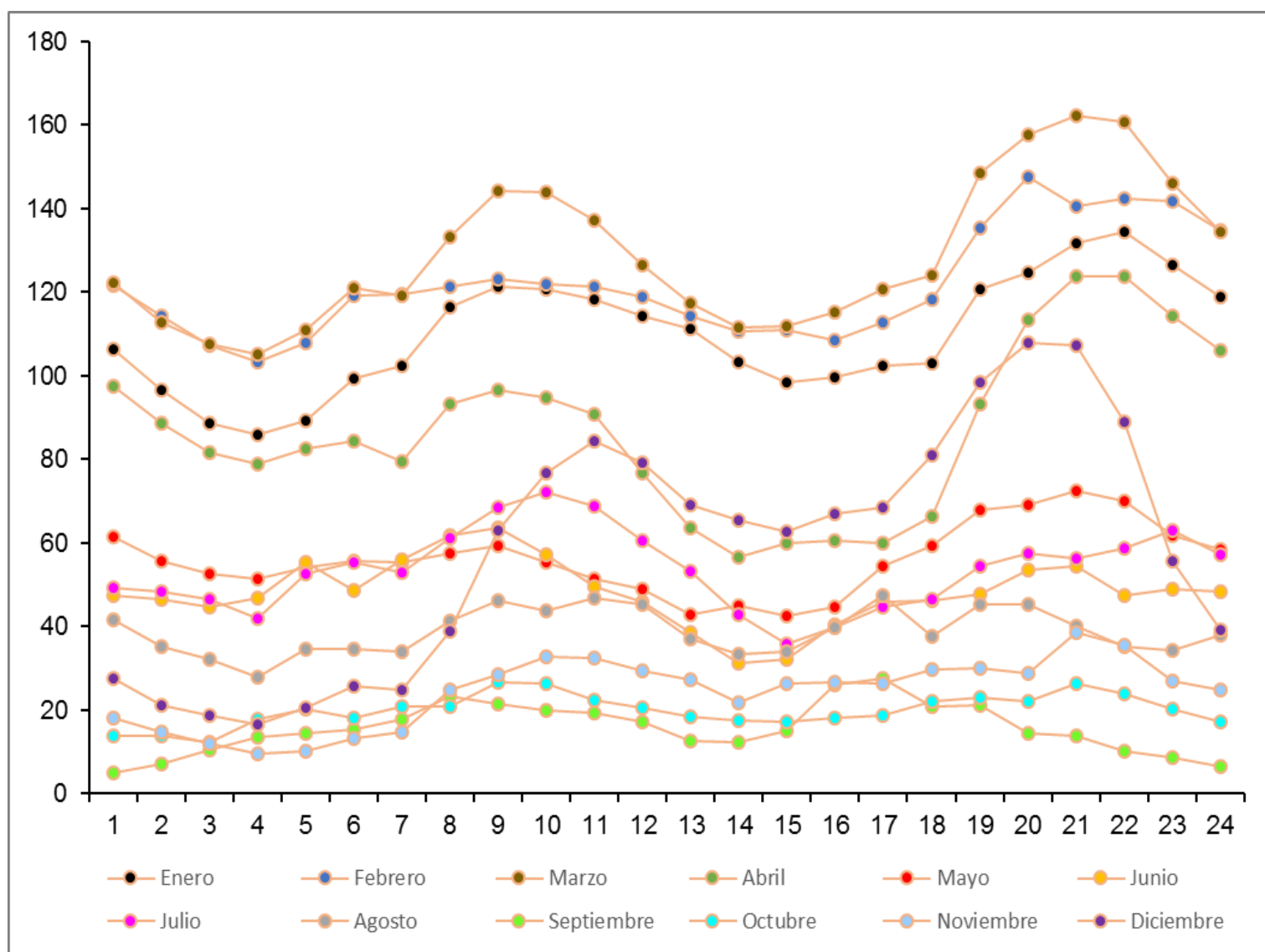
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Eólicas (por mes)



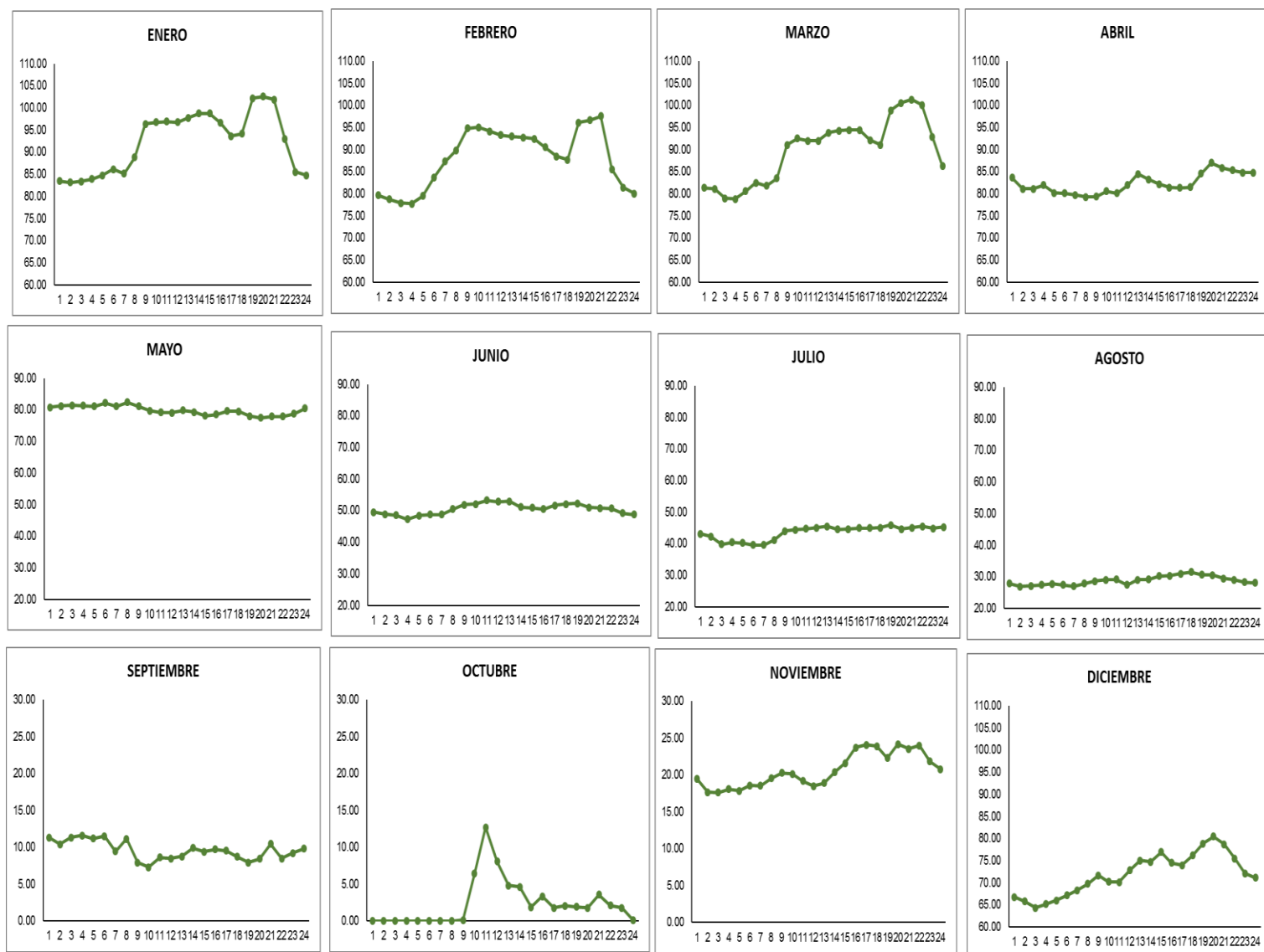
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Eólicas (consolidado)



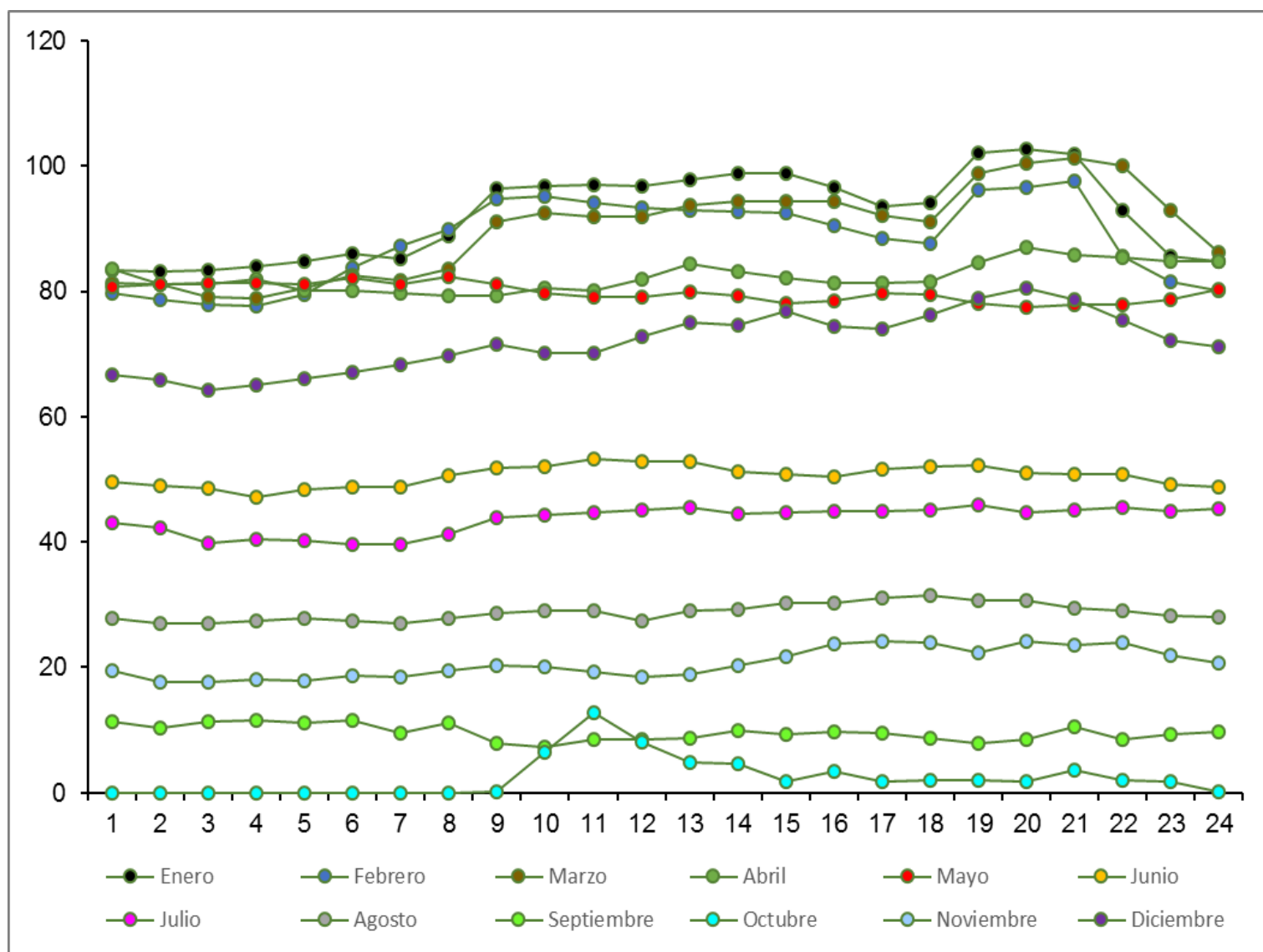
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales de Biomasa (por mes)



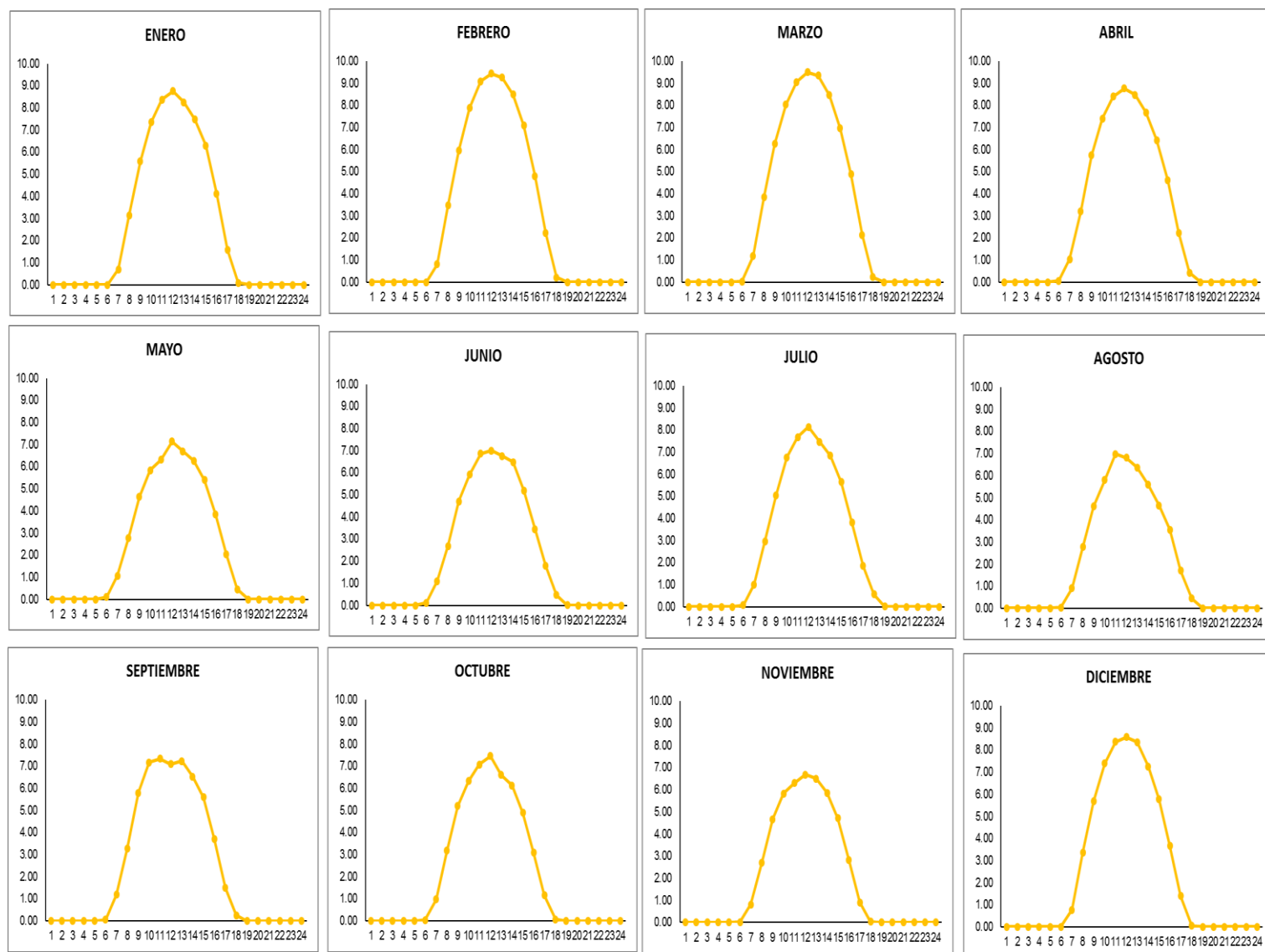
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales de Biomasa (consolidado)



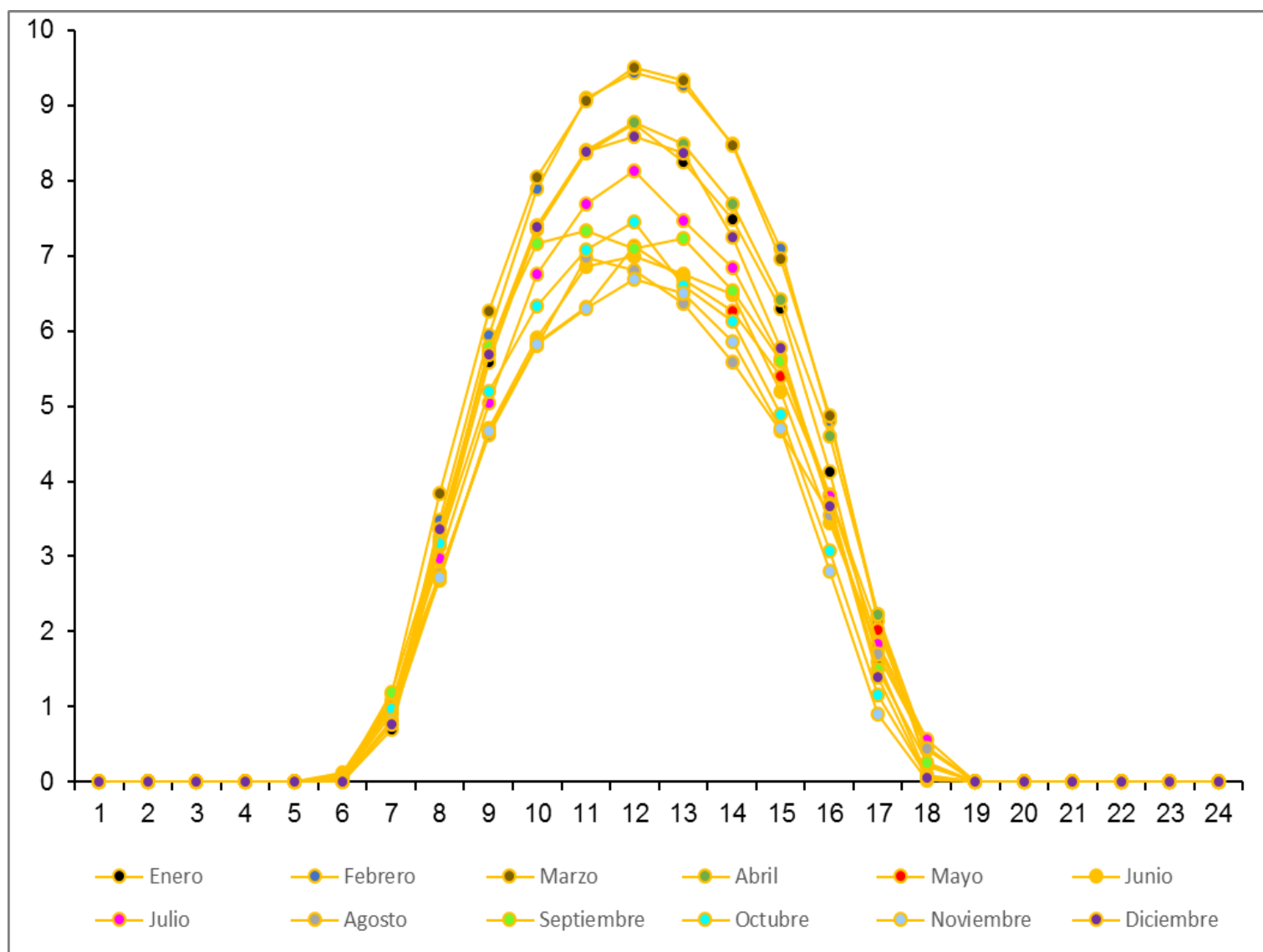
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Solares Fotovoltaicas (por mes)



Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Centrales Solares Fotovoltaicas (consolidado)



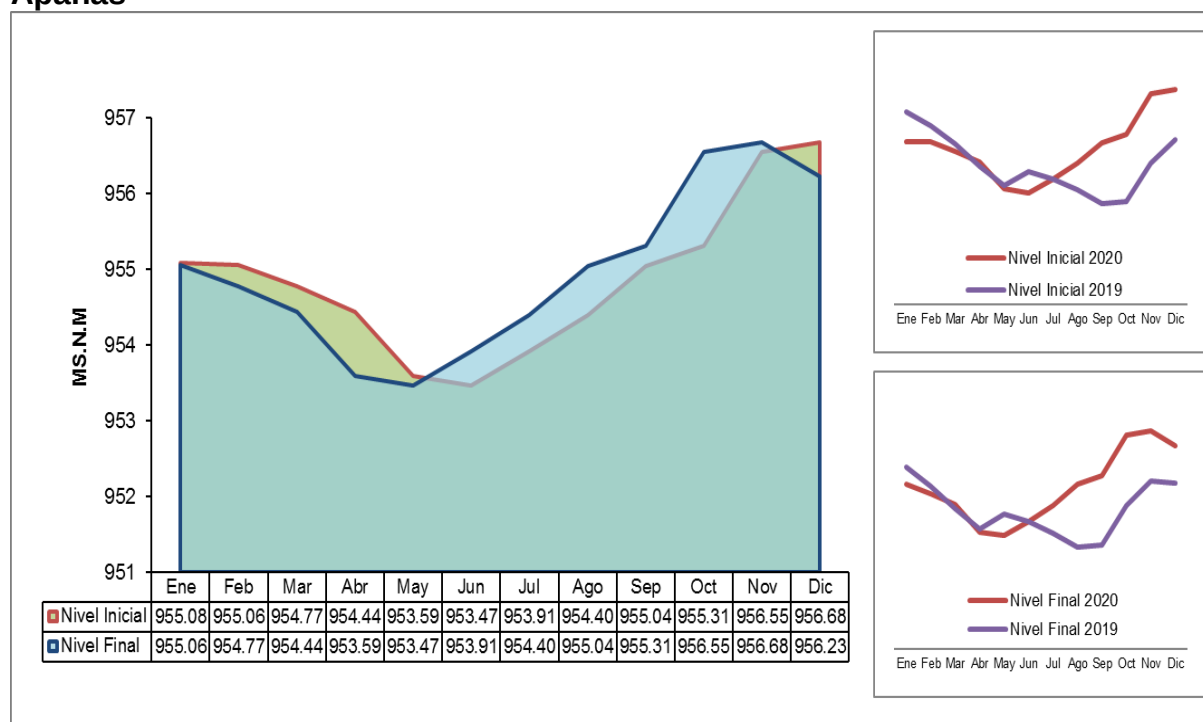
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 35

Niveles Mensuales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (msnm)

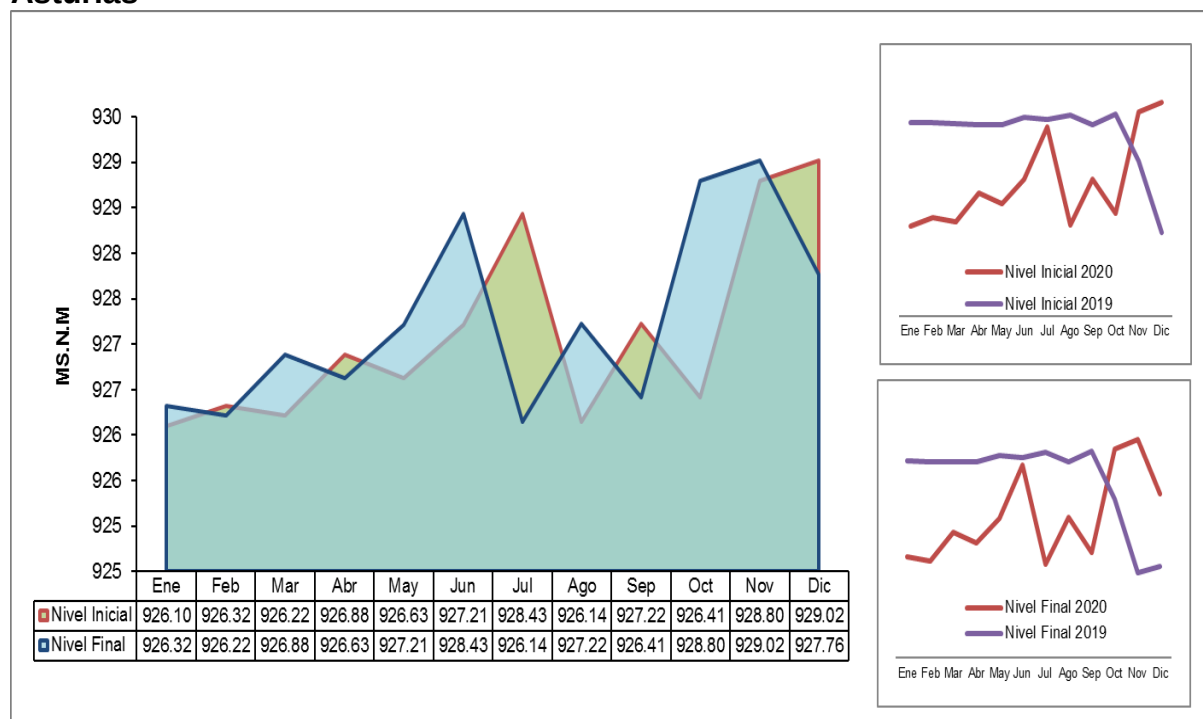
Período 2019 – 2020

Apanás



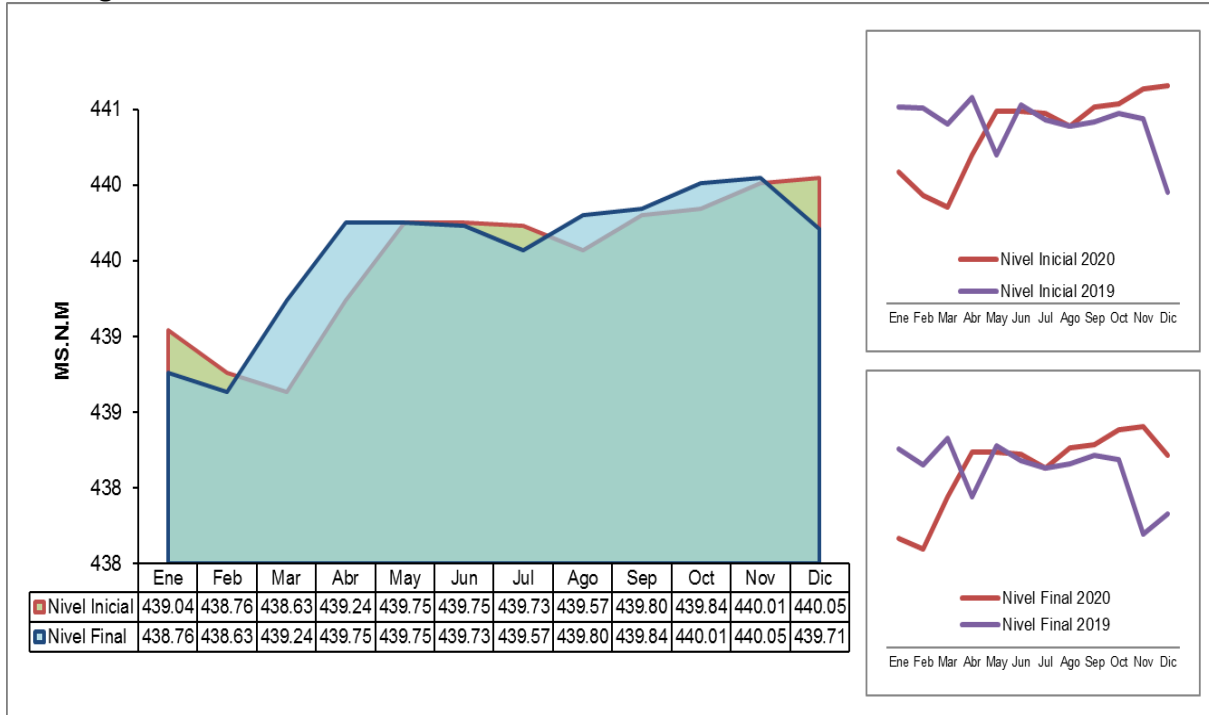
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Asturias



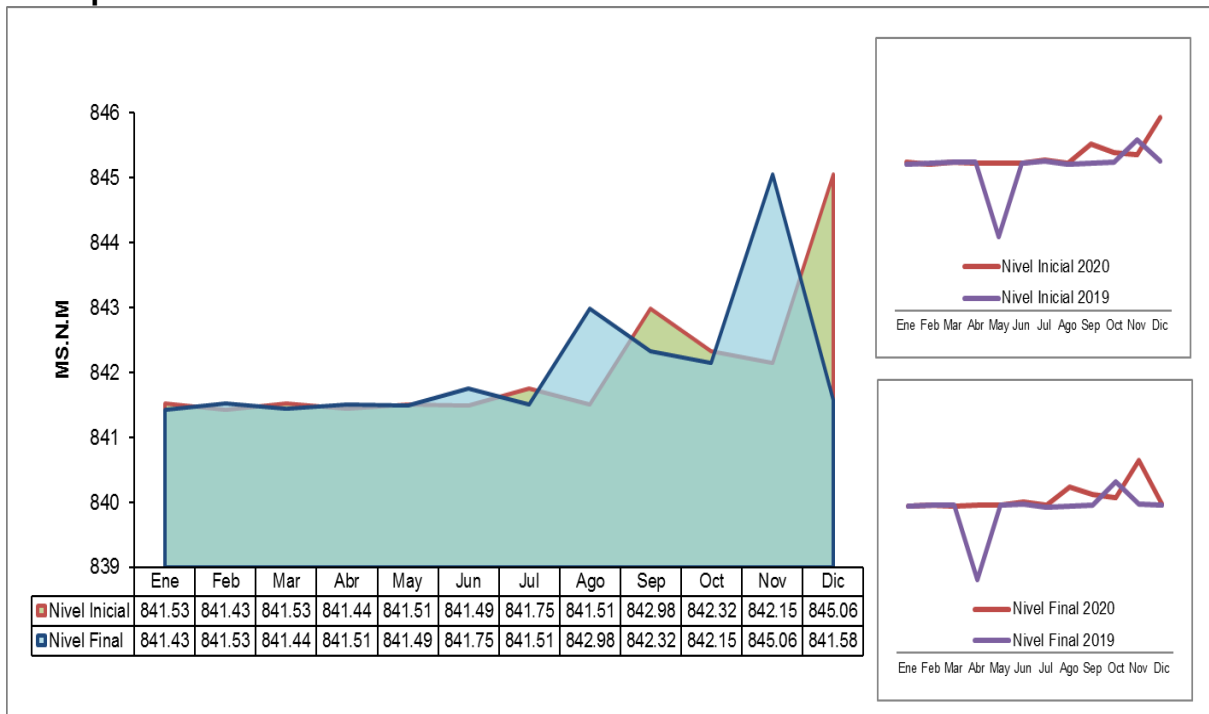
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

La Virgen



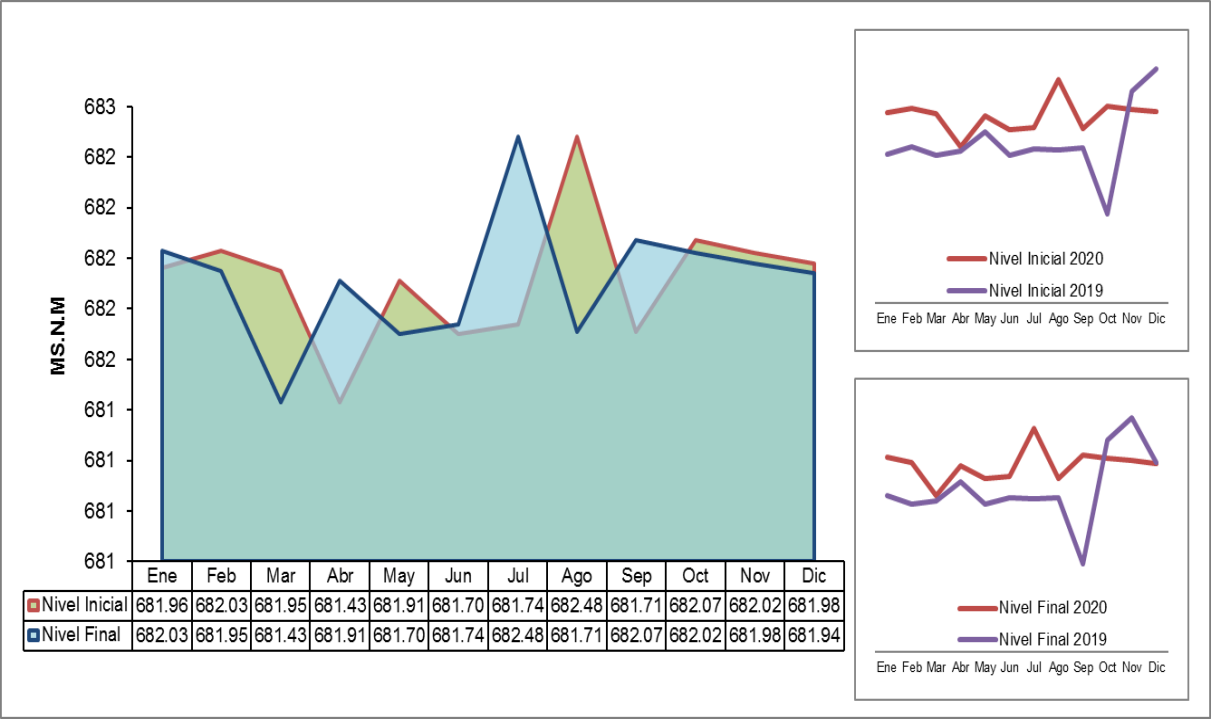
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Hidropantasma



Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Larreynaga



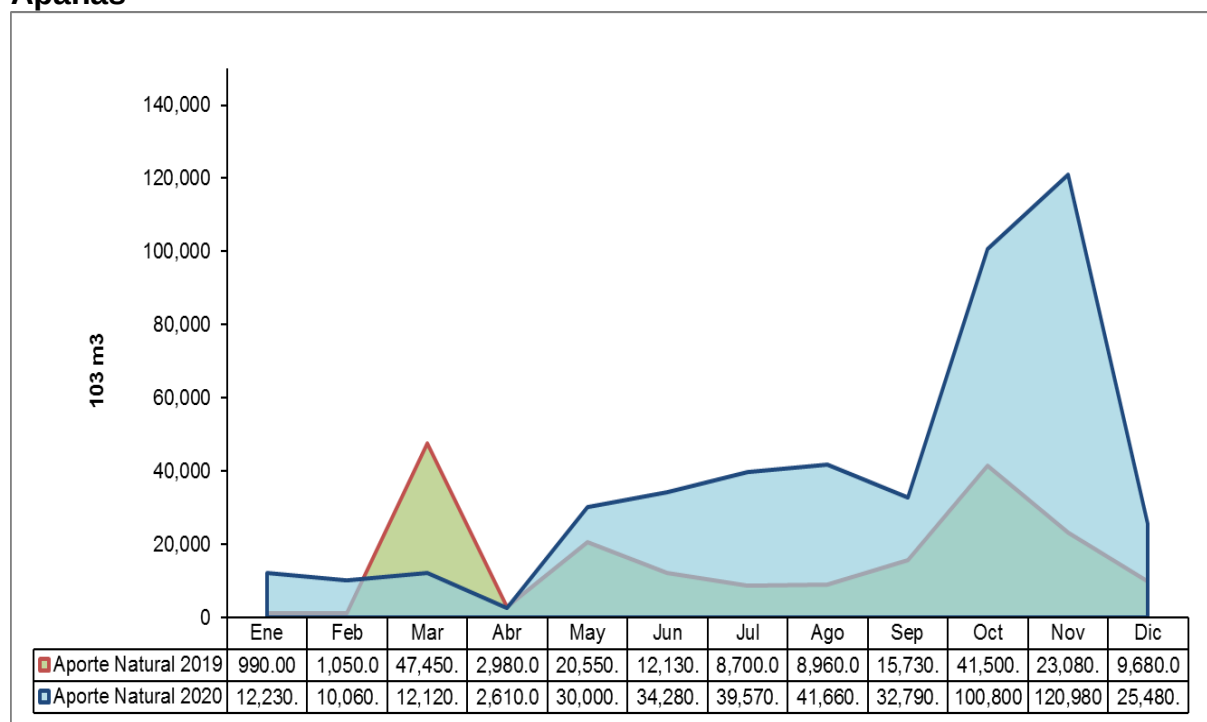
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Anexo 36

Aportes Naturales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10^3 m^3)

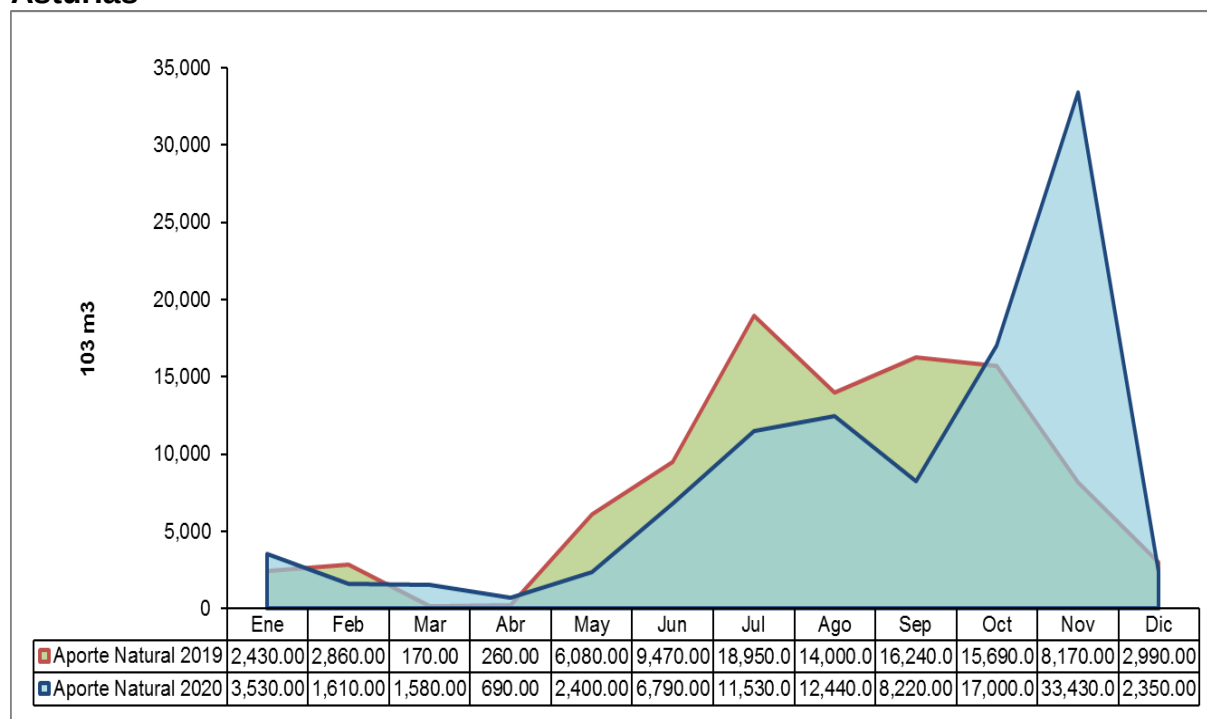
Período 2019 – 2020

Apanás



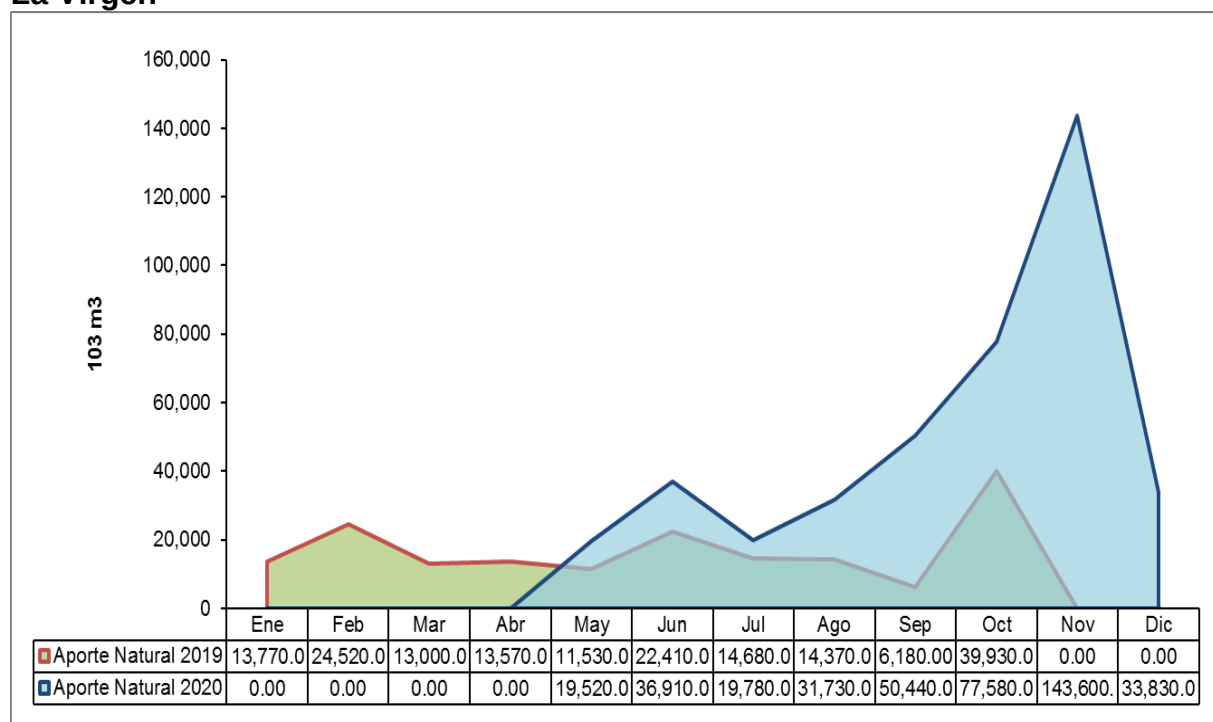
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Asturias



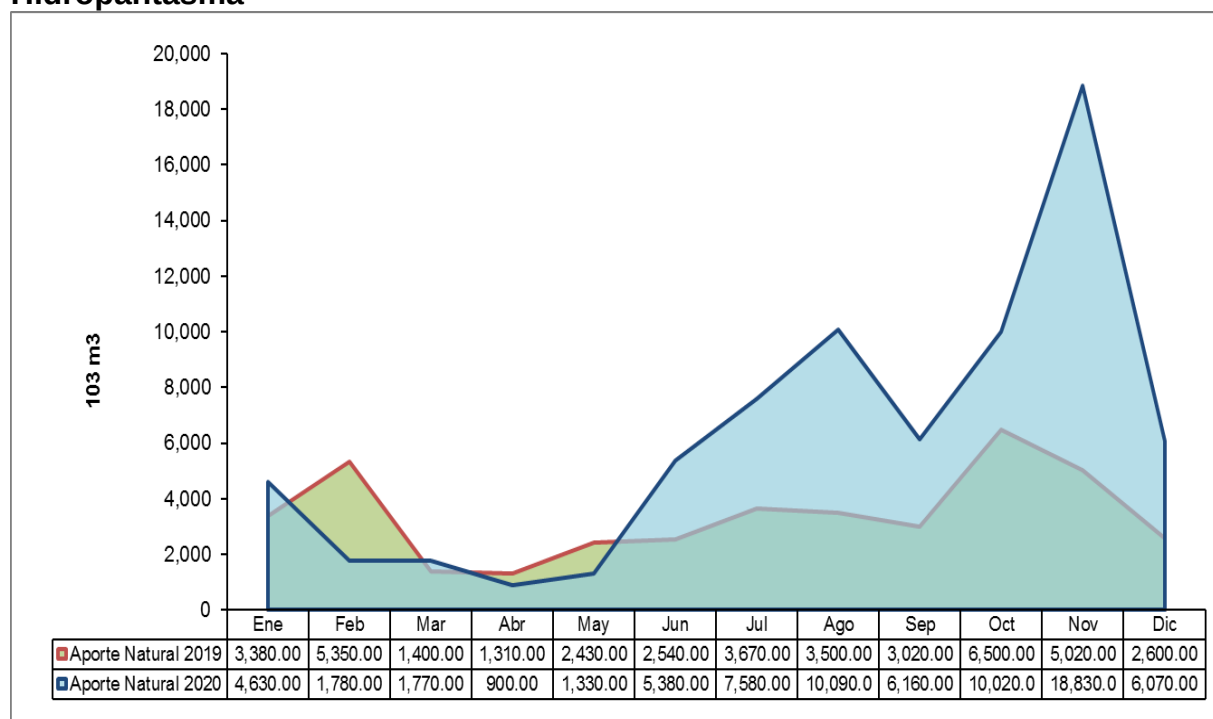
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

La Virgen

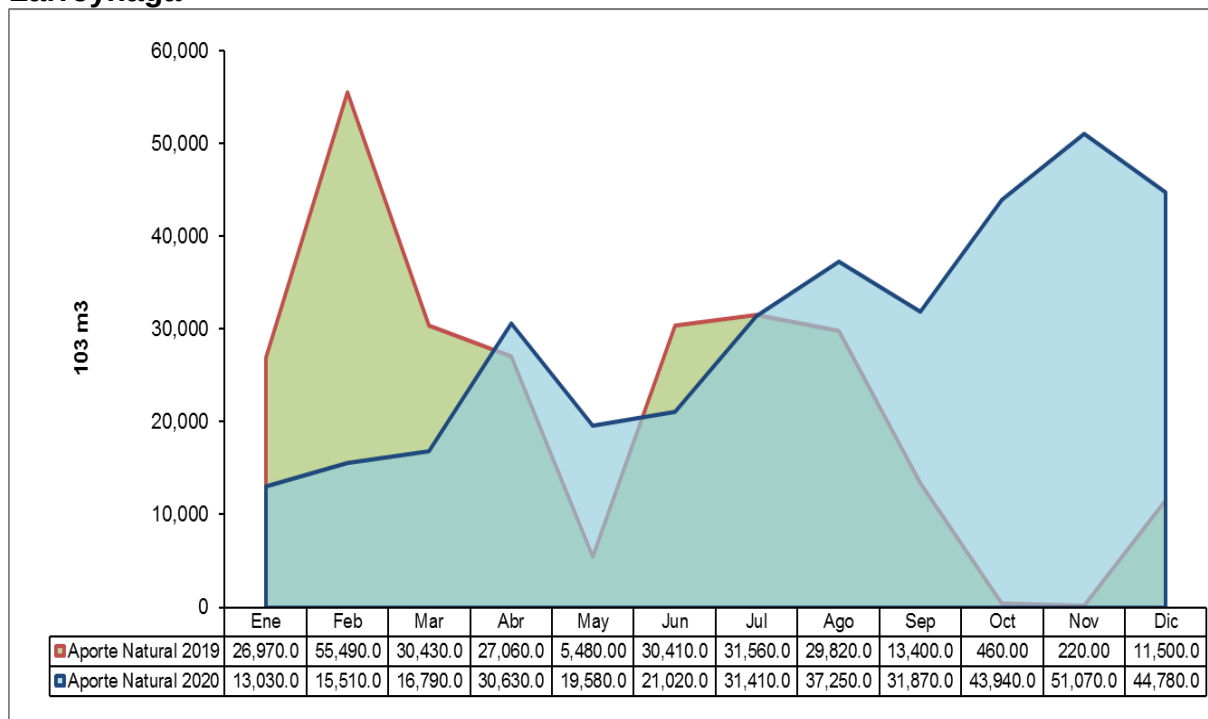


Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Hidropantasma



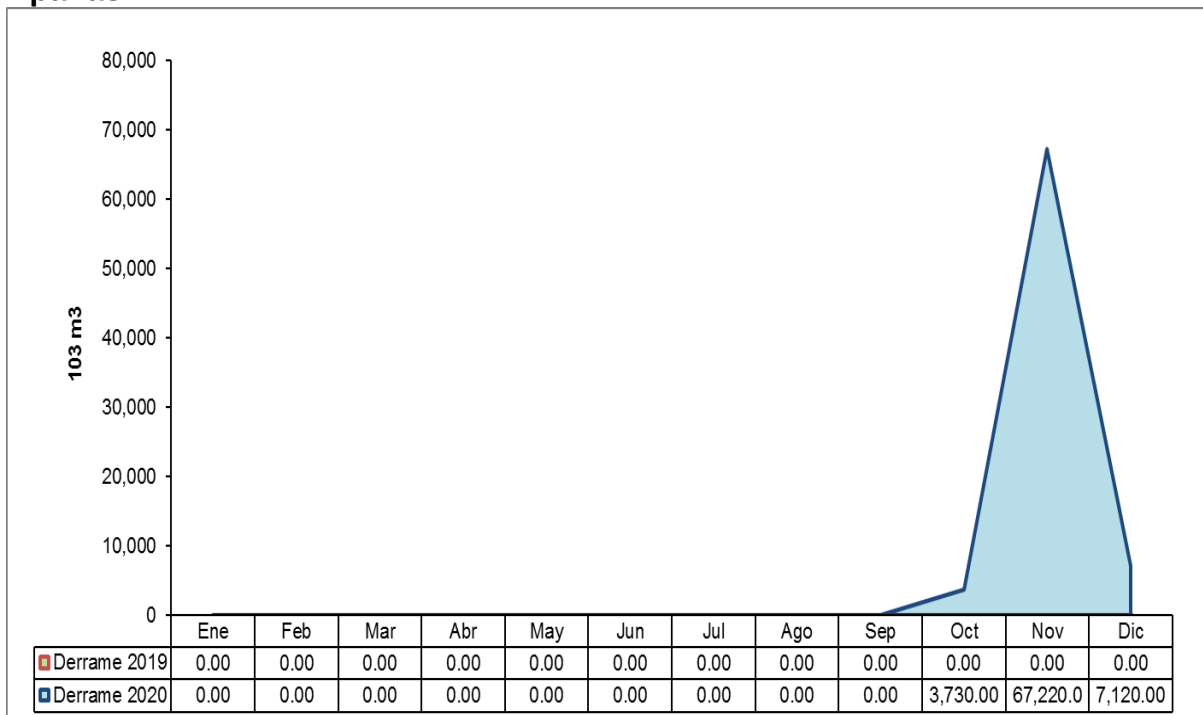
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Larreynaga

Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

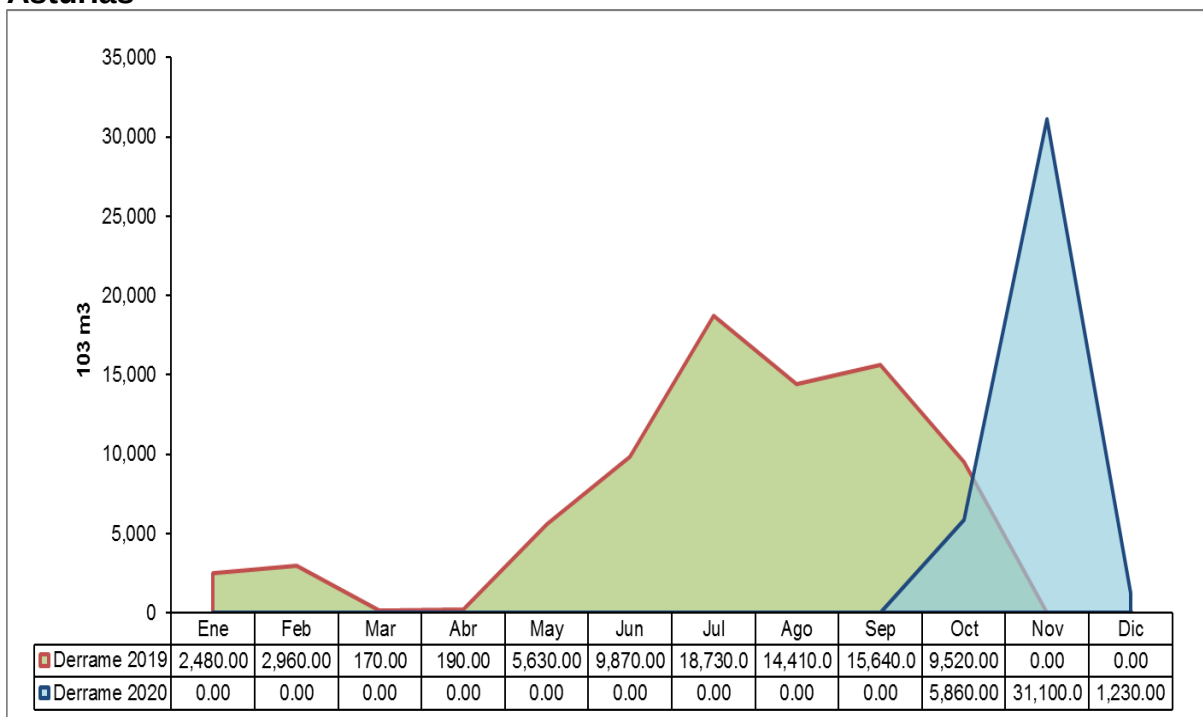
Anexo 37
Derrames en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10³ m³)
Período 2019 - 2020

Apanás



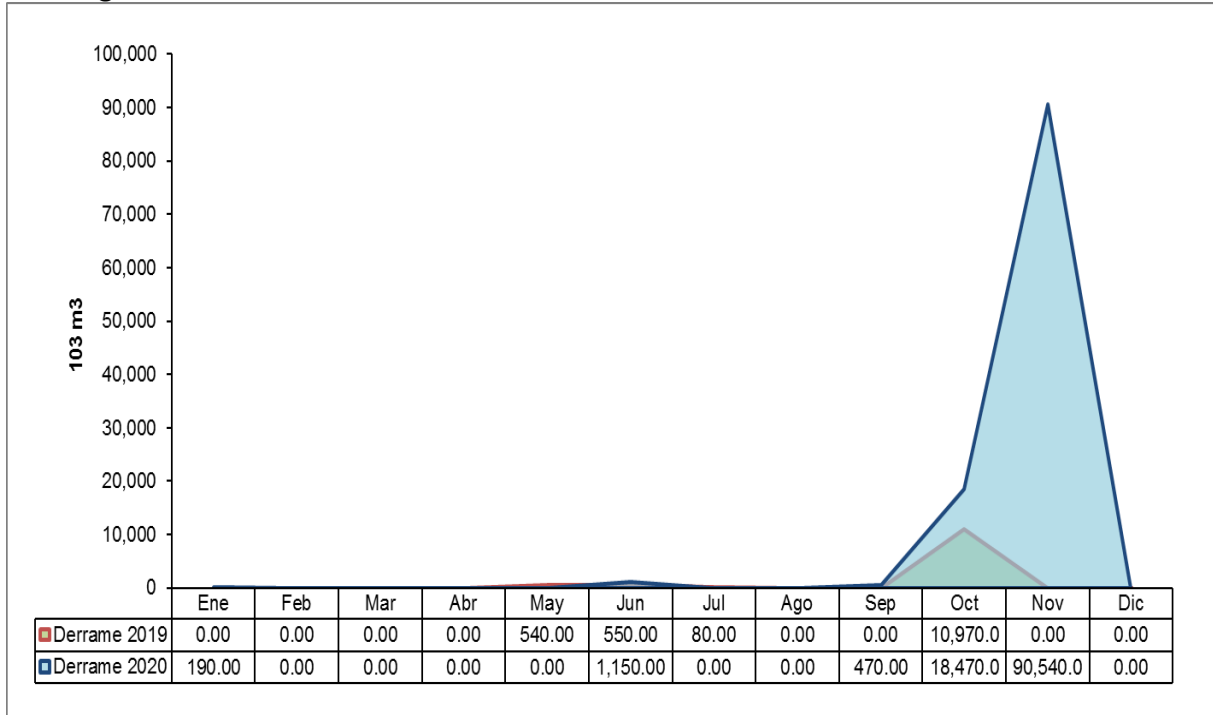
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Asturias



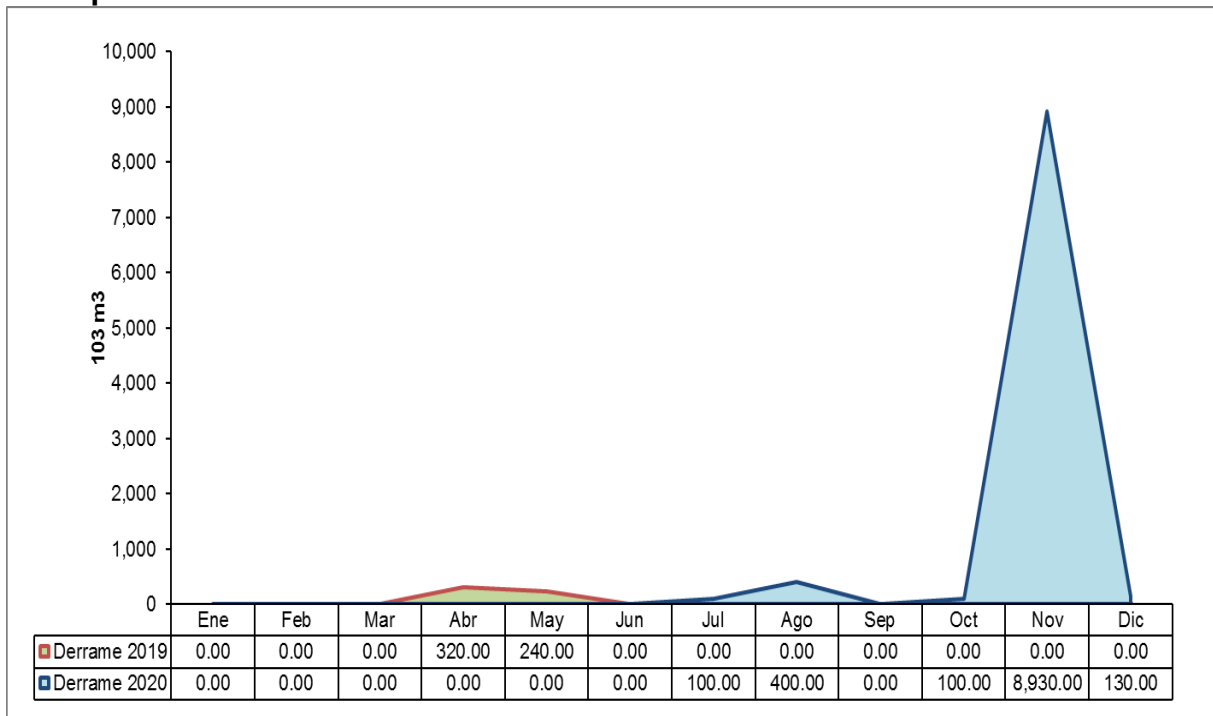
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

La Virgen



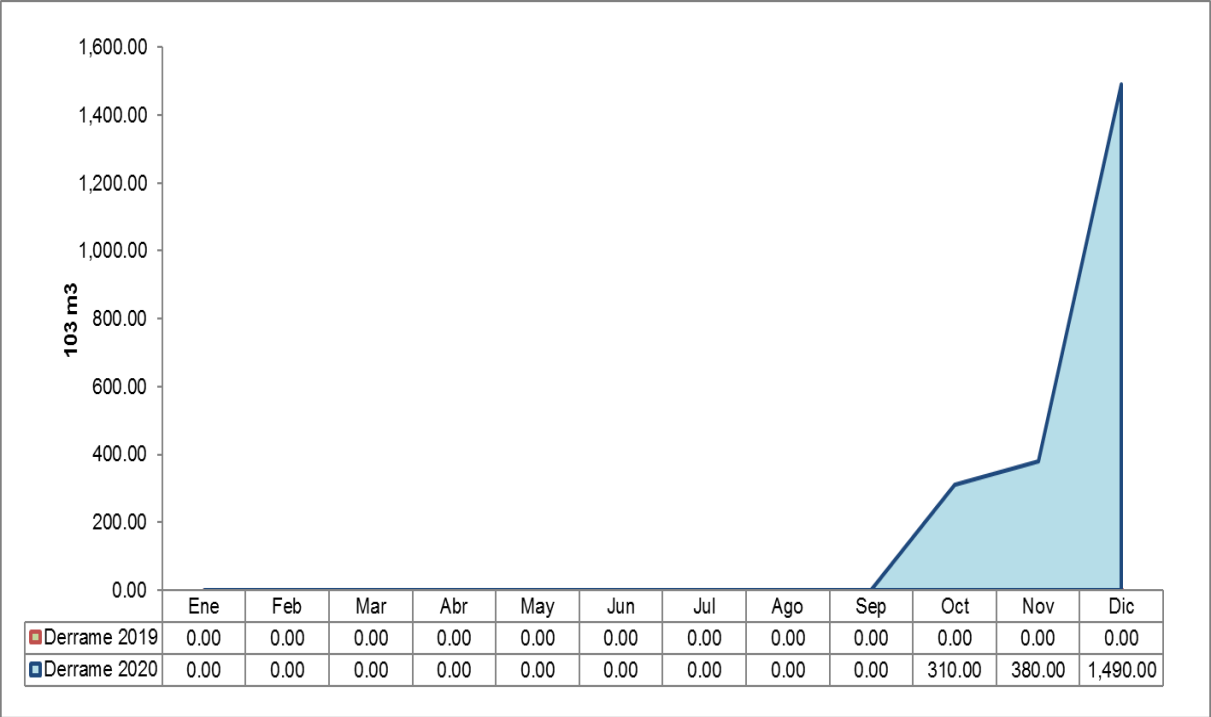
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Hidropantasma



Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Larreynaga



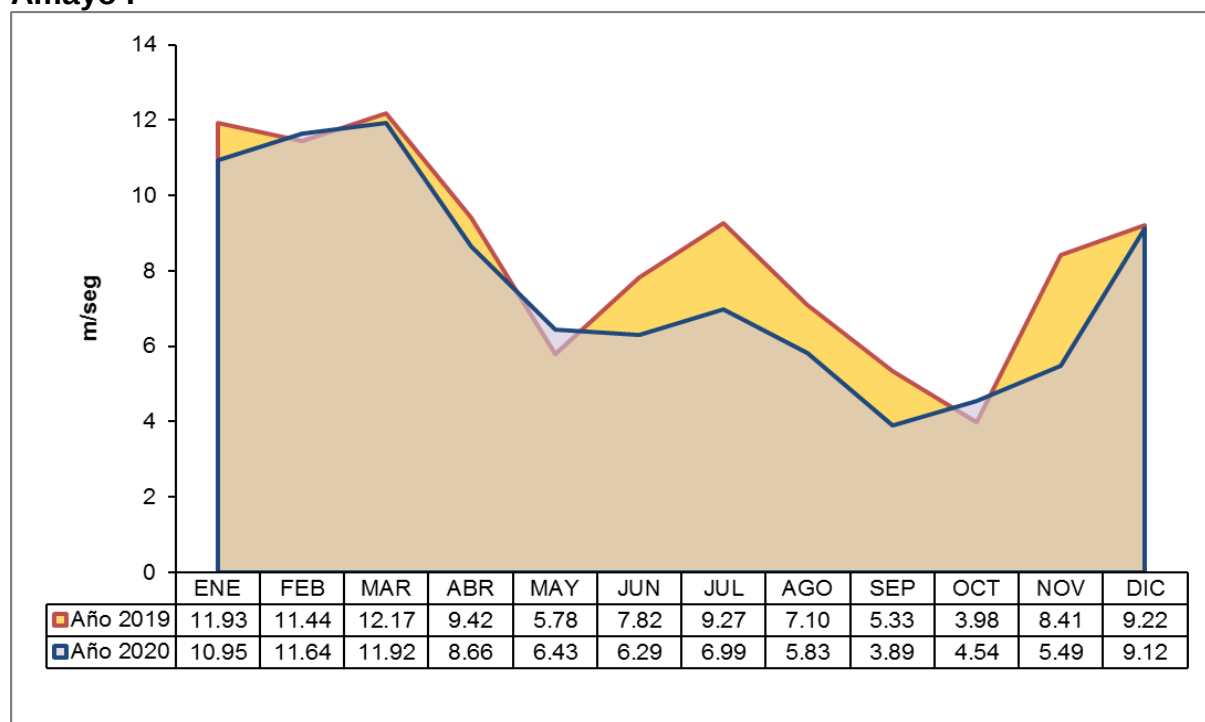
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Anexo 38

Velocidad Promedio de Vientos (m/seg)

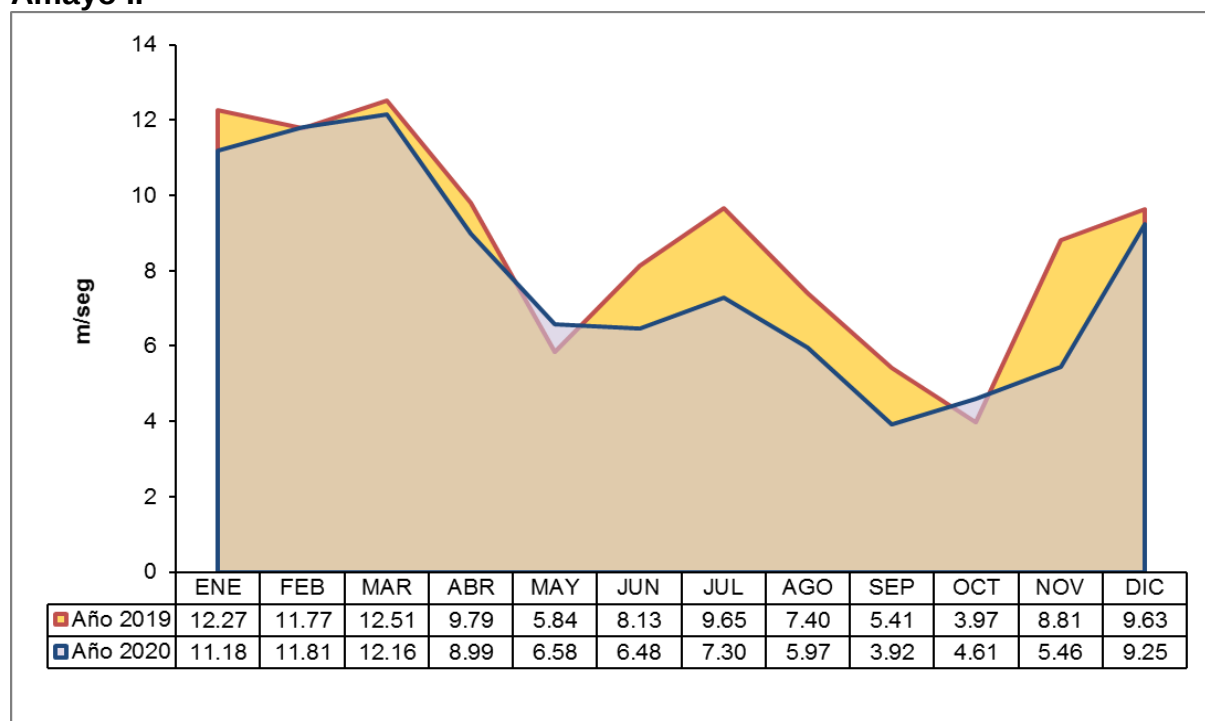
Período 2019 – 2020

Amayo I

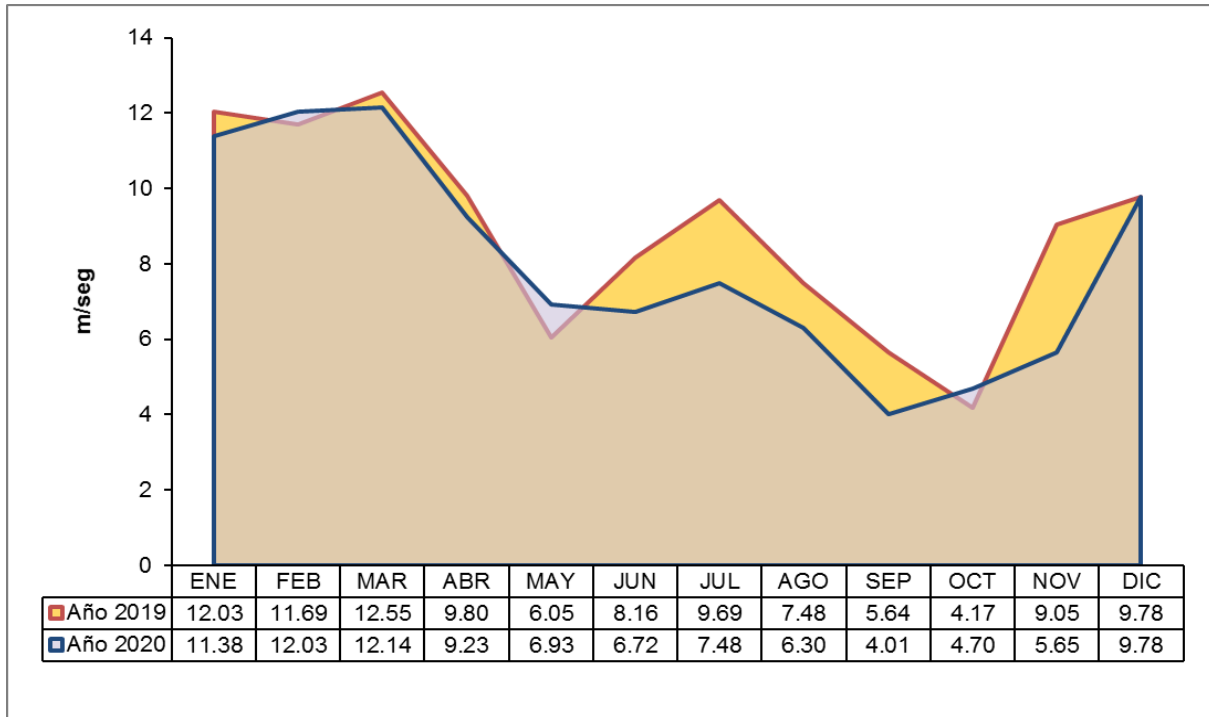


Fuente: Informe Anual central eólica Amayo 2020. Elaboración Propia.

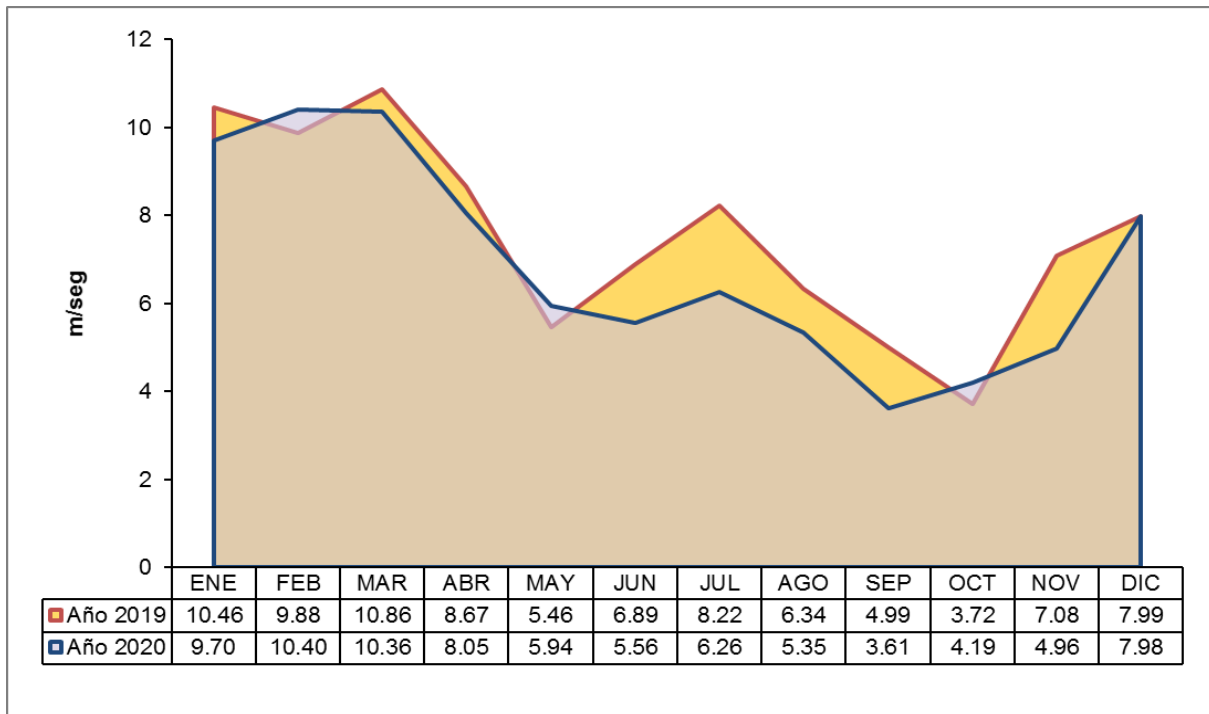
Amayo II



Fuente: Informe Anual central eólica Amayo 2020. Elaboración Propia.

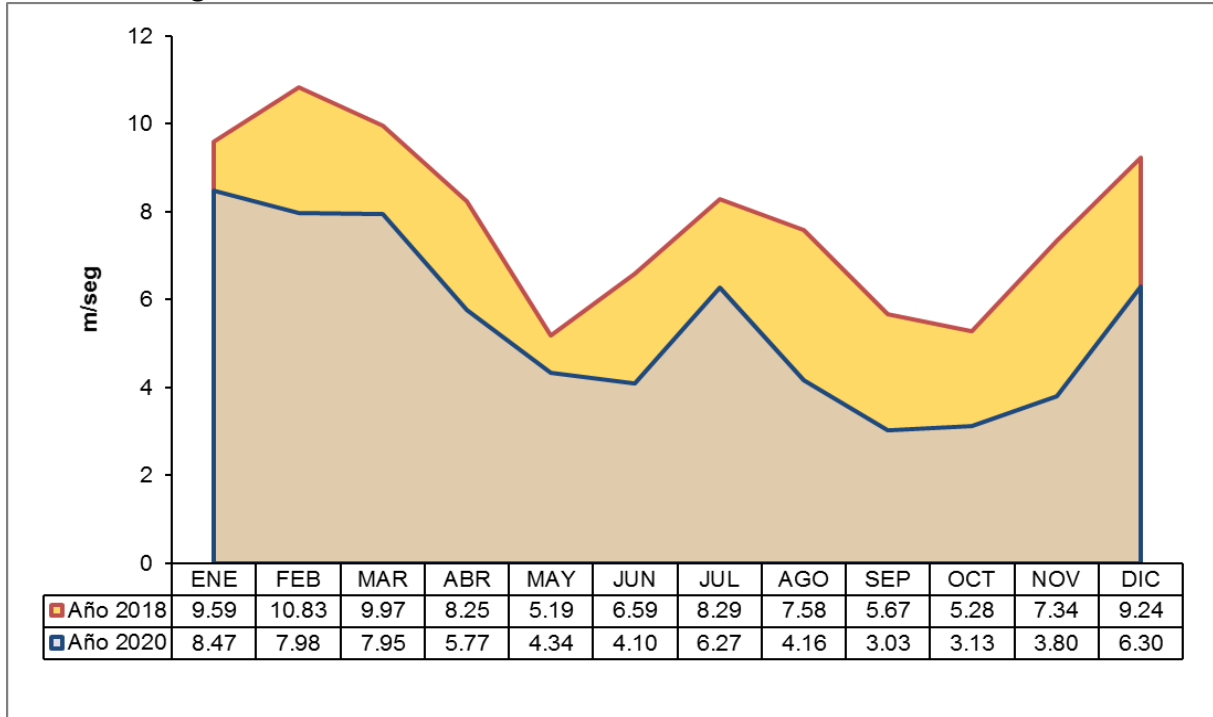
Eolo

Fuente: Informe Anual central eólica Eolo 2020. Elaboración Propia.

Blue Power

Fuente: Informe Anual central eólica Blue Power & Energy 2020. Elaboración Propia.

Camilo Ortega



Fuente: Informe Anual central eólica Camilo Ortega 2020. Elaboración Propia.

Notas:

- Se compara información del año 2020 y el año 2018, en vista que no se obtuvo registro del año 2019.

