



Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

2018

UNID@S EN *Por Gracia*
VICTORIAS! *de Dios!*

Ministerio de Energía y Minas

ANUARIO ESTADISTICO DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL 2017

UNID@S EN
VICTORIAS!

*Por Gracia
de Dios!*

Junio 2018



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



CONTENIDO

SIGLAS Y ABREVIATURAS	5
TERMINOLOGIA	6
PRESENTACION.....	10
I.CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL	11
1.1 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas.	11
1.2 Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente.	13
1.3 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas.....	14
1.4 Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente.....	17
II.GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.....	18
2.1 Generación Bruta por Tipo de Sistemas, Empresas y Planta.	18
2.2 Generación Bruta por Tipo de Fuente.	22
2.3 Generación Neta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas.	24
2.4 Generación Neta por Tipo de Fuente.	26
2.5 Inyecciones Eléctricas al SIN.....	27
2.5.1 Despacho del Parque Generador	27
2.5.2 Despacho del Parque Generador por Bloque Horario.....	34
III.INSUMOS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y RENDIMIENTO	38
3.1 Insumos para la Generación de Electricidad.....	38
3.2 Rendimiento por Tipo de Planta.....	42
IV.IMPORTACION Y EXPORTACION, DEMANDA MAXIMA, MÍNIMA Y FACTOR DE CARGA.....	43
4.1 Importaciones y Exportaciones.....	43
4.2 Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga.	45
V. TRANSMISIÓN ELECTRICA.....	47
5.1 Capacidad Instalada del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).	47
5.2 Pérdidas de Transmisión.....	47
VI. MERCADO MAYORISTA NACIONAL	49
6.1 Precios de la Electricidad en el Mercado de Contratos.....	49
6.2 Precios de la Electricidad en el Mercado de Ocasión.....	50
VII. DISTRIBUCION ELECTRICA	53
7.1 Demanda Neta.	53
7.2 Ventas de Electricidad.	54
7.2.1 Ventas de Electricidad por Agente de Mercado.	55
7.2.2 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa.....	56
7.2.3 Pérdidas de Distribución Eléctrica.	60
7.3 Clientes Facturados a Nivel Nacional.....	60
7.3.1 Clientes Facturados por Concesionarios.....	62
7.3.2 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa.....	62
7.4 Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en el SIN.	66
ANEXOS.....	67

GRAFICOS**Página**

Gráfico 1. Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas.....	11
Gráfico 2. Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Fuente	13
Gráfico 3. Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas	14
Gráfico 4. Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Fuente	17
Gráfico 5. Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas.....	18
Gráfico 6. Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente	22
Gráfico 7. Generación Neta (GWh) Por Tipo de Sistemas	24
Gráfico 8. Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente	26
Gráfico 9. Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente.....	28
Gráfico 10. Inyecciones Semanales de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente	29
Gráfico 11. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh) Año 2017	30
Gráfico 12. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh) Verano.....	31
Gráfico 13. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh) Invierno	32
Gráfico 14. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh) Año 2017	33
Gráfico 15. Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh) 2016 - 2017	34
Gráfico 16. Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh) Año 2017.....	35
Gráfico 17. Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario (MWh)	36
Gráfico 18. Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh) 2016- 2017	37
Gráfico 19. Consumo Mensual de Fuel Oil y Diésel (kbbbl)	41
Gráfico 20. Agentes del Mercado que Importan Electricidad del Mercado Regional (MWh)	43
Gráfico 21. Agentes del Mercado que Exportan Electricidad en el Mercado Regional (MWh)	44
Gráfico 22. Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)	45
Gráfico 23. Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)	46
Gráfico 24. Curva de Pérdidas Diarias de Transmisión Eléctrica (%).....	48
Gráfico 25. Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh) Año 2017.....	49
Gráfico 26. Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh) 2016 - 2017	50
Gráfico 27. Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh) Año 2017	51
Gráfico 28. Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh) 2016 - 2017	52
Gráfico 29. Demanda Neta (GWh)	53
Gráfico 30. Ventas de Electricidad por Agente de Mercado (GWh).....	55
Gráfico 31. Ventas de Electricidad de Grandes Consumidores (GWh)	56
Gráfico 32. Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	57
Gráfico 33. Curva de Pérdidas Mensuales de Distribución (%)	60
Gráfico 34. Clientes Facturados por Concesionarios.....	62
Gráfico 35. Clientes Facturados por Tipo de Tarifa	63
Gráfico 36. Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa en Disnorte y Dissur	66

TABLAS

Tabla 1. Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	12
Tabla 2. Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	16
Tabla 3. Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	21
Tabla 4. Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente	23
Tabla 5. Generación Neta (GWh) por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas	25
Tabla 6. Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente	27
Tabla 7. Insumos para Generación Eléctrica	39
Tabla 8. Resumen de Insumos para Generación Eléctrica.....	40
Tabla 9. Consumo de Fuel Oil y Diésel. Miles de Galones / Barriles	41
Tabla 10. Rendimientos por Plantas del SIN y el SAN	42
Tabla 11. Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh).....	44

Tabla 12. Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)	46
Tabla 13. Subestaciones, Capacidad y Líneas de Transmisión	47
Tabla 14. Demanda Neta (GWh)	53
Tabla 15. Ventas de Electricidad (GWh), Estructura y Crecimiento	54
Tabla 16. Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh) Año 2017	58
Tabla 17. Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh) 2016 - 2017	59
Tabla 18. Clientes Facturados a diciembre. Estructura y Crecimiento	61
Tabla 19. Clientes Facturados por Tipo de Tarifa Año 2017	64
Tabla 20. Clientes Facturados por Tipo de Tarifa 2016 - 2017	65
Tabla 21. Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa	66

ANEXOS

Anexo 1. Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)	68
Anexo 2. Gráficos de Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)	69
Anexo 3. Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)	70
Anexo 4. Gráficos de Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)	71
Anexo 5. Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	72
Anexo 6. Gráficos de Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	73
Anexo 7. Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	74
Anexo 8. Gráficos de Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)	75
Anexo 9. Insumos para Generación de Electricidad	76
Anexo 10. Gráfico de Consumo Anual de Fuel Oil y Diésel	77
Anexo 11. Importaciones y Exportaciones de Electricidad, Demanda de Potencia y Factor de Carga	78
Anexo 12. Gráficos de Importaciones y Exportaciones, Demanda de Potencia y Factor de Carga.	79
Anexo 13. Subestaciones, Líneas de Transmisión (kms) y Capacidad de Transformación (Mva)	80
Anexo 14. Gráfico de Líneas de Transmisión (kms) - Capacidad de Transformación (Mva)	81
Anexo 15. Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	82
Anexo 16. Gráfico de Venta de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)	83
Anexo 17. Pérdidas de Distribución (SIN y SAN) y Transmisión en Porcentajes	84
Anexo 18. Gráfico de Pérdidas de Distribución y Transmisión (%)	85
Anexo 19. Clientes Facturados por Tipo de Tarifa el Mes de Diciembre	86
Anexo 20. Gráfico de Clientes Facturados en el SIN por Tipo de Tarifa	87
Anexo 21. Precios Promedio por Tipo de Tarifa	88
Anexo 22. Gráfico Precios Promedio por Tipo de Tarifa (USD\$/MWh) en el SIN	89
Anexo 23. Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)	90
Anexo 24. Gráfico de Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)	90
Anexo 25. Inyecciones Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas (MWh)	92
Anexo 26. Inyecciones Eléctricas de Centrales Geotérmicas (MWh)	93
Anexo 27. Inyecciones Eléctricas de Centrales Eólicas (MWh)	94
Anexo 28. Inyecciones Eléctricas de Ingenios Azucareros (MWh)	95
Anexo 29. Inyecciones Eléctricas de Centrales Térmicas (MWh)	96
Anexo 30. Inyecciones Eléctricas de Central Solar Fotovoltaica (MWh)	97
Anexo 31. Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh) Año 2017	98
Anexo 32. Niveles Mensuales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (msnm)	102
Anexo 33. Aportes Naturales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (103 m3)	105
Anexo 34. Derrames en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (106 m3)	108
Anexo 35. Velocidad Promedio de Vientos (m/seg)	111

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ALBANISA	Alba de Nicaragua, S.A.
BCN	Banco Central de Nicaragua
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CENSA	Corporación Eléctrica de Nicaragua S.A
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
DGE	Dirección de Estudios Económicos y Tarifas
DGPPE	Dirección General de Políticas y Plantificación Energética
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur
EEC	Empresa Energética de Corinto
EGOMSA	Empresa Generadora de Ometepe S.A
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
GECSA	Generadora Eléctrica Central, S.A.
GESARSA	Generadora San Rafael, S.A.
GWh	Gigavatio-hora
HIDROGESA	Generadora Hidroeléctrica, S.A.
IMR	Ingenio Monte Rosa
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
INIDE	Instituto Nacional de Información de Desarrollo
kWh	Kilovatio-hora
Kbbl	Miles de barriles
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MPC	Momotombo Power Company
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
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SAN	Sistema Aislado Nacional
TPC	Tipitapa Power Company
TP	Tichaná Power

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: Es el agente económico que genera energía eléctrica para suplir parcial o totalmente los requerimientos de sus propias instalaciones industriales o de sus actividades.

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. Entre las fuentes de mayor uso se pueden mencionar la leña, el bagazo de caña, cultivos agrícolas, residuos orgánicos municipales y el estiércol.

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.

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

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.

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.

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.

Motores 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.

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, entendiéndose 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 2017”.

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 2017.

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.

Ministro de Energía y Minas

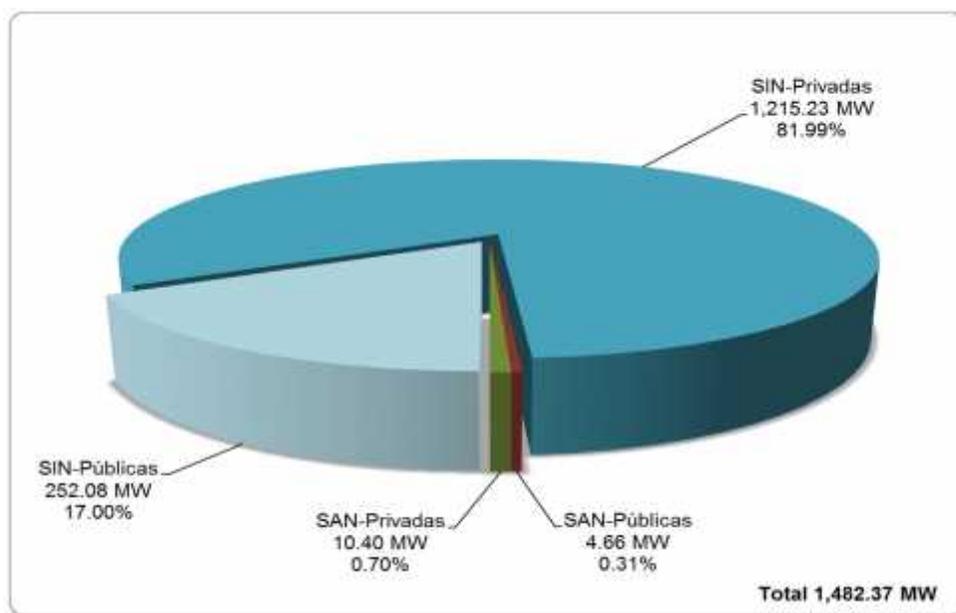
I. CAPACIDAD INSTALADA NACIONAL

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 2017, la capacidad instalada nominal en el país fue de 1,482.37 MW, correspondiendo 1,467.31 MW (98.99%) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 15.06 MW (1.01%) al Sistema Aislado Nacional (SAN).

El SIN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad nominal de 252.08 MW (17.00%) y empresas privadas con 1,215.23 MW (81.99%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad nominal de 4.66 MW (0.31%) y 10.40 MW (0.70%) de empresas privadas. En forma general, de los 1,482.37 MW instalados nominales a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 256.74 MW (17.31%) son de propiedad pública y 1,225.63 MW (82.69%) son empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 1).

Gráfico 1
Capacidad Instalada Nominal (MW) por Tipo de Sistemas
Diciembre 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

La capacidad instalada nominal de diciembre del año 2017, tuvo un crecimiento neto de 86.05 MW respecto a diciembre del año 2016 (1,396.32 MW), con tasa creciente de 6.16%. Esto se debe principalmente a la instalación adicional en el SIN de 12.58 MW de la central solar fotovoltaica Solaris y la instalación de 73.60 MW en centrales MAN de la empresa Alba Generación S.A (AGSA). Por otro lado, en el SAN se observa una reducción en la capacidad nominal de 0.13 MW en la empresa Puerto Cabezas Power (Ver Tabla 1).

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

AGENTES DEL MERCADO	CAPACIDAD INSTALADA NOMINAL - MW				
	NOMINAL dic-16	NOMINAL dic-17	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	1,381.13	1,467.31	98.99	6.24	86.18
EMPRESAS PÚBLICAS	252.08	252.08	17.00	0.00	0.00
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	244.30	244.30	16.48	-	-
Planta Centroamérica	50.00	50.00	3.38	-	-
Planta Carlos Fonseca	54.40	54.40	3.67	-	-
Planta Larreynaga	17.50	17.50	1.18	-	-
Planta Managua	57.40	57.40	3.87	-	-
Planta Las Brisas	65.00	65.00	4.38	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	6.40	6.40	0.43	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	1.38	1.38	0.09	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	1,129.05	1,215.23	81.99	7.63	86.18
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	0.90	0.90	0.06	-	-
Hidro Pantasma (HPA)	14.40	14.40	0.97	-	-
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	4.85	4.85	0.33	-	-
Tichana Power (TP)	0.40	0.40	0.03	-	-
Fotovoltaica Solaris, S.A.	-	12.58	0.85	-	12.58
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	2.50	2.50	0.17	-	-
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	330.80	330.80	22.31	-	-
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	291.20	291.20	19.64	-	-
Planta Camilo Ortega Saavedra	39.60	39.60	2.67	-	-
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	-	73.60	4.97	-	73.60
Corporación Eléctrica Nicaraguense S.A. (CENSA)	65.30	65.30	4.41	-	-
Empresa Energética Corinto (EEC)	74.00	74.00	4.99	-	-
Tipitapa Power Company (TPC)	52.20	52.20	3.52	-	-
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	106.00	106.00	7.15	-	-
Planta Nicaragua	106.00	106.00	7.15	-	-
Momotombo Power Company (MPC)	77.50	77.50	5.23	-	-
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	77.00	77.00	5.19	-	-
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	79.30	79.30	5.35	-	-
Monte Rosa S.A. (IMR)	54.50	54.50	3.68	-	-
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	42.80	42.80	2.89	-	-
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	63.00	63.00	4.25	-	-
Blue Power & Energy S.A.	39.60	39.60	2.67	-	-
Eolo de Nicaragua, S.A.	44.00	44.00	2.97	-	-
SISTEMA AISLADO NACIONAL	15.19	15.06	1.01	(0.86)	(0.13)
EMPRESAS PÚBLICAS	4.66	4.66	0.31	0.00	0.00
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	4.66	4.66	0.31	-	-
RACCN (Waspam)	1.09	1.09	0.07	-	-
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	3.57	3.57	0.24	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	10.53	10.40	0.70	(1.23)	(0.13)
Puerto Cabezas Power (PCP)	10.53	10.40	0.70	(1.23)	(0.13)
TOTAL NACIONAL	1,396.32	1,482.37	100.00	6.16	86.05

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

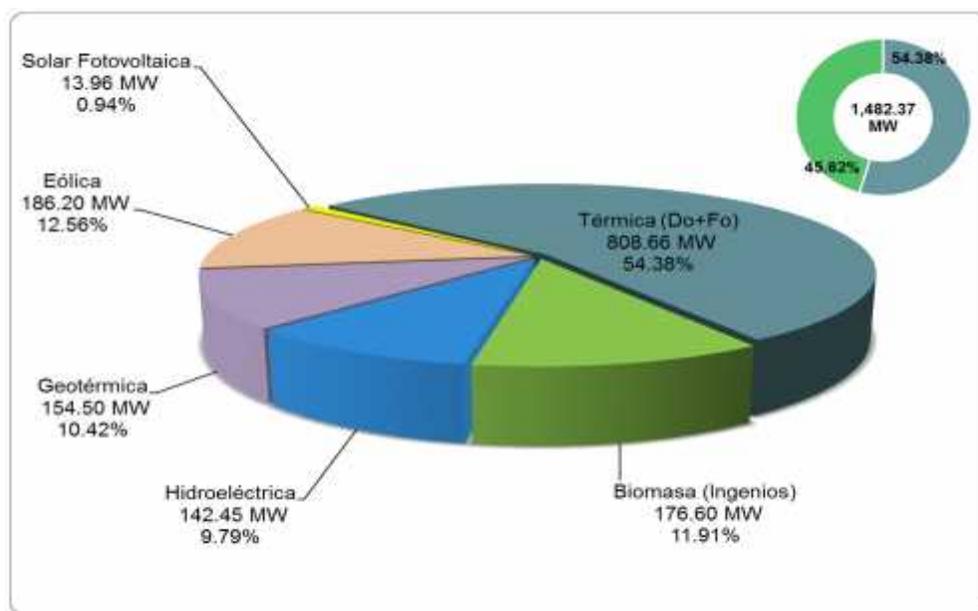
- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de la empresa ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa y Montelimar reportan el total de su capacidad instalada nominal, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.
- Las centrales de La Trinidad, El Bote, Tichaná y EGOMSA, se encuentran interconectadas al SIN, mediante la red de distribución eléctrica.
- Las centrales ubicadas en la isla de Ometepe (EGOMSA y Tichaná) se interconectaron al SIN en el año 2016.

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 1,482.37 MW nominales instalados, 808.66 MW (54.38%) están constituidos por el parque térmico que genera electricidad a base de fuel oil y diésel, las centrales eólicas tienen una capacidad instalada de 186.20 MW (12.56%), las centrales de biomasa que operan con bagazo de caña (ingenios azucareros) incorporan 176.60 MW (11.91%), la capacidad instalada geotérmica es de 154.50 MW (10.42%), el parque hidroeléctrico tiene 142.45 MW (9.79%) y las centrales solares fotovoltaica con 13.96 MW (0.94%).

De manera general, de los 1,482.37 MW nominales instalados a nivel nacional, 808.66 MW (54.38%) utiliza combustibles fósiles para la generación eléctrica, mientras que 673.71 MW (45.62%) 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 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

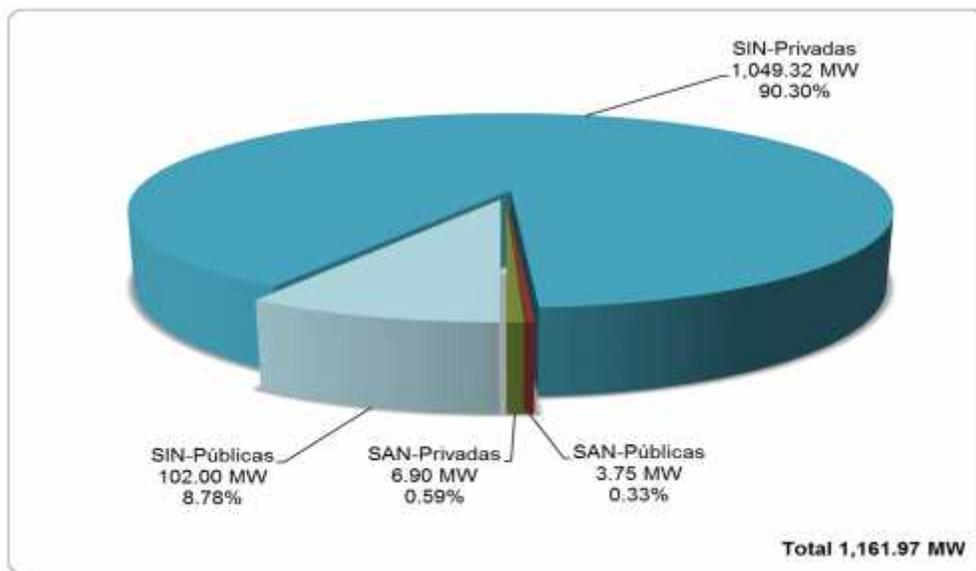
Resulta importante mencionar el aumento de la capacidad instalada de centrales de generación eléctrica que utilizan fuentes renovables en los últimos años. De acuerdo a estadísticas históricas del INE, del año 2007 al año 2017, se han instalado 376.71 MW en energía renovable, de los cuales 186.20 MW (49.42%) son centrales eólicas, 77.00 MW (20.44%) centrales geotérmicas, 62.80 MW (16.67%) son centrales de biomasa, 36.75 MW (9.76%) centrales hidroeléctricas y 13.96 MW (3.71%) central solar fotovoltaica.

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

En el mes de diciembre del año 2017, la capacidad instalada efectiva en el país fue de 1,161.97 MW, correspondiendo 1,151.32 MW (99.08%) al SIN y 10.65 MW (0.92%) al SAN.

El SIN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad efectiva de 102.00 MW (8.78%) y empresas privadas con 1,049.32 MW (90.30%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que tienen una capacidad efectiva de 3.75 MW (0.33%) y 6.90 MW (0.59%) de empresas privadas. En forma general, de los 1,161.97 MW instalados efectivos a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 105.75 MW (9.11%) son de propiedad pública y 1,056.22 MW (90.89%) son empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 3).

Gráfico 3
Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Sistemas
Diciembre 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

La capacidad instalada efectiva de diciembre del año 2017, tuvo un crecimiento neto de 33.38 MW respecto a diciembre del año 2016 (1,128.59 MW), con tasa creciente de 2.96%.

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 2016 y el mes de diciembre del año 2017. En la Tabla 2, se observan estas variaciones a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de capacidades como porcentual.

De forma específica, las variaciones observadas son las siguientes:

Incremento de 118.88 MW en la capacidad efectiva de las siguientes centrales eléctricas:

- i) Instalación de 12.00 MW de capacidad efectiva por parte de la central solar fotovoltaica Solaris.
- ii) Instalación de 69.68 MW de capacidad efectiva por parte de la central MAN, de la empresa AGSA.
- iii) Empresa Energética Corinto (EEC) con 17.62 MW (33.33%) más de capacidad efectiva, refiriéndose específicamente a su unidad 04, que en diciembre del año 2016, no estuvo disponible debido a fallas internas.
- iv) Momotombo Power Company (MPC) con 18.00 MW (75.00%) más de capacidad efectiva, refiriéndose específicamente a su unidad 02, que en diciembre del año 2016, no estuvo disponible debido a limitaciones del equipo.
- v) Ingenio Monte Rosa (IMR), con 1.00 MW (2.08%) más de capacidad efectiva, debido a mayor disponibilidad en su unidad 07; Puerto Cabezas Power (PCP) con 0.54 MW (8.66%) más de capacidad efectiva, debido a mayor disponibilidad en algunas de sus unidades; y Tichaná Power con 0.04 MW (16.04%) más capacidad efectiva, debido a mayor disponibilidad.

Por otro lado, se presenta reducción de 85.50 MW en la capacidad efectiva de las siguientes centrales eléctricas:

- i) Planta Carlos Fonseca reduce su capacidad instalada efectiva en 25.00 MW (50.00%), debido a trabajos de mantenimiento en su unidad 02 (repotenciación).
- ii) Las centrales de ALBANISA limitan su capacidad instalada efectiva en 57.00 MW (20.59%), que se refiere específicamente a las plantas Che Guevara II, Che Guevara IV y Che Guevara V, las cuales en diciembre 2017, se encontraban no disponibles por perturbaciones. Por otro lado, la central eólica Camilo Ortega, limita su capacidad instalada efectiva en 1.70 MW (4.55%), referido específicamente a su aerogenerador 01.
- iii) Polaris Energy Nicaragua (PENSA), limita su capacidad instalada efectiva en 1.80 MW (2.80%), relacionado a una reducción en la productividad de sus pozos geotérmicos.

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

AGENTES DEL MERCADO	CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA -MW				
	EFFECTIVA dic-16	EFFECTIVA dic-17	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION MW
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	1,118.48	1,151.32	99.08	2.94	32.84
EMPRESAS PÚBLICAS	127.00	102.00	8.78	(19.69)	(25.00)
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	126.00	101.00	8.69	(19.84)	(25.00)
Planta Centroamérica	48.00	48.00	4.13	-	-
Planta Carlos Fonseca	50.00	25.00	2.15	(50.00)	(25.00)
Planta Larreynaga	17.00	17.00	1.46	-	-
Planta Managua	11.00	11.00	0.95	-	-
Planta Las Brisas	-	-	-	-	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	1.00	1.00	0.09	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	991.48	1,049.32	90.30	5.83	57.84
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	0.90	0.90	0.08	-	-
Hidro Pantasma (HPA)	13.00	13.00	1.12	-	-
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	4.70	4.70	0.40	-	-
Tichana Power (TP)	0.21	0.25	0.02	16.04	0.04
Fotovoltaica Solaris, S.A.	-	12.00	1.03	-	12.00
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	2.35	2.35	0.20	-	-
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	314.26	255.56	21.99	(18.68)	(58.70)
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	276.86	219.86	18.92	(20.59)	(57.00)
Planta Camilo Ortega Saavedra	37.40	35.70	3.07	(4.55)	(1.70)
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	-	69.68	6.00	-	69.68
Corporación Eléctrica Nicaraguense S.A. (CENSA)	60.90	60.90	5.24	-	-
Empresa Energética Corinto (EEC)	52.88	70.50	6.07	33.33	17.62
Tipitapa Power Company (TPC)	50.90	50.90	4.38	-	-
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	100.00	100.00	8.61	-	-
Planta Nicaragua	100.00	100.00	8.61	-	-
Momotombo Power Company (MPC)	24.00	42.00	3.61	75.00	18.00
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	64.52	62.72	5.40	(2.80)	(1.80)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	77.30	77.30	6.65	-	-
Monte Rosa S.A. (IMR)	48.00	49.00	4.22	2.08	1.00
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	38.00	38.00	3.27	-	-
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	63.00	63.00	5.42	-	-
Blue Power & Energy S.A.	39.60	39.60	3.41	-	-
Eolo de Nicaragua, S.A.	36.96	36.96	3.18	-	-
SISTEMA AISLADO NACIONAL	10.11	10.65	0.92	5.44	0.54
EMPRESAS PÚBLICAS	3.75	3.75	0.33	-	-
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	3.75	3.75	0.33	-	-
RACCN (Waspam)	0.87	0.87	0.08	-	-
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	2.88	2.88	0.25	-	-
EMPRESAS PRIVADAS	6.36	6.90	0.59	8.66	0.54
Puerto Cabezas Power (PCP)	6.36	6.90	0.59	8.66	0.54
TOTAL NACIONAL	1,128.59	1,161.97	100.00	2.96	33.38

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

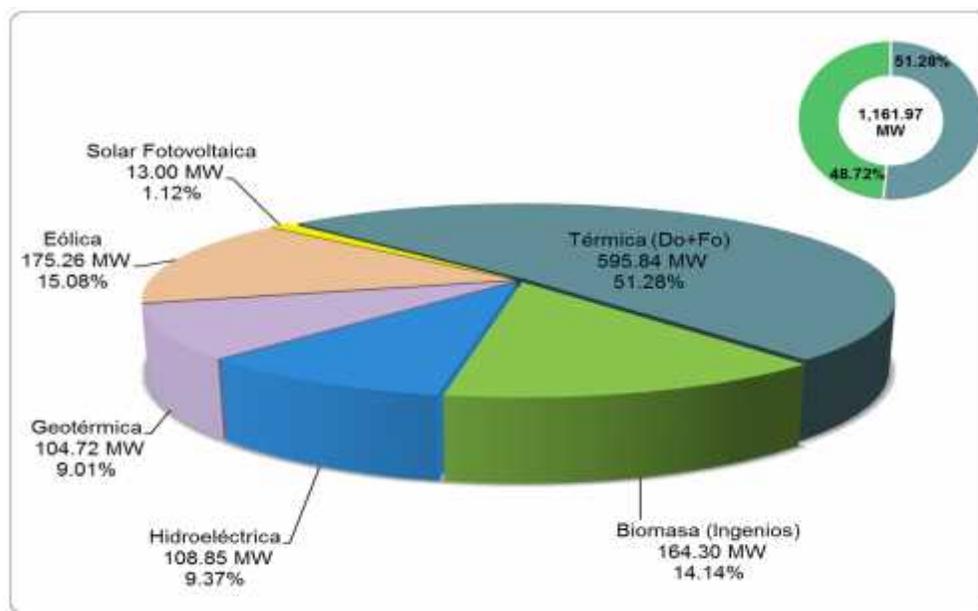
Notas:

- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de la empresa ENEL.
- Los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa y Montelimar reportan el total de su capacidad instalada efectiva, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.
- Las centrales de La Trinidad, El Bote, Tichaná y EGOMSA, se encuentran conectadas a la red de distribución eléctrica.
- Las centrales ubicadas en la isla de Ometepe (EGOMSA y Tichaná) forman parte del SIN desde el año 2016.

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 1,161.97 MW nominales instalados, 595.84 MW (51.28%) están constituidos por el parque térmico que genera electricidad a base de fuel oil y diésel, las centrales eólicas tienen una capacidad instalada de 175.26 MW (15.08%), las centrales de biomasa que operan con bagazo de caña (ingenios azucareros) incorporan 164.30 MW (14.14%), la capacidad instalada geotérmica es de 104.72 MW (9.01%), el parque hidroeléctrico tiene 108.85 MW (9.37%) y las centrales solares fotovoltaica con 13.00 MW (1.12%). (Ver Gráfico 4).

Gráfico 4
Capacidad Instalada Efectiva (MW) por Tipo de Fuente
Diciembre 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

De manera general, de los 1,161.97 MW nominales instalados a nivel nacional, 595.84 MW (51.28%) utiliza combustibles fósiles para la generación eléctrica, mientras que 566.13 MW (48.72%) utiliza fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar.

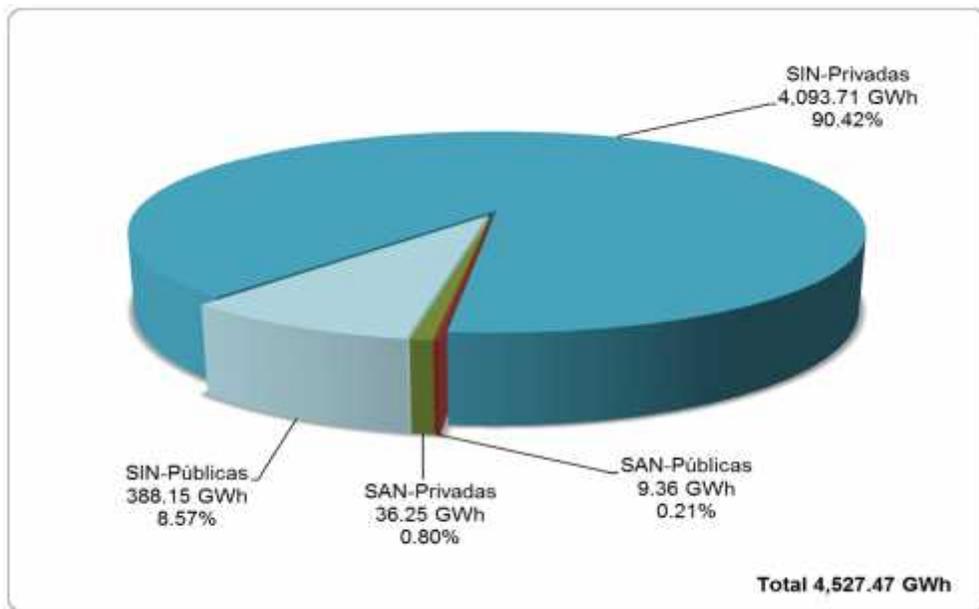
II.GENERACION DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 Generación Bruta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

La generación bruta a nivel nacional, totalizó 4,527.47 GWh, correspondiendo 4,481.86 GWh (98.99%) al SIN y 45.61 GWh (1.01%) al SAN.

El SIN está conformado por empresas públicas que generaron 388.15 GWh (8.57%) y empresas privadas que generaron 4,093.71 GWh (90.42%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que generaron 9.36 GWh (0.21%) y 36.25 GWh (0.80%) que generaron las empresas privadas. En forma general, de los 4,527.47 GWh que se generaron a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 397.51 GWh (8.78%) fueron generados por empresas de propiedad pública y 4,129.96 GWh (91.22%) por empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 5).

Gráfico 5
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Sistemas
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

La generación bruta a nivel nacional tuvo una reducción neta de 68.81 GWh, es decir 1.50% con respecto al año 2016. En la Tabla 3, se observan estas variaciones a nivel de sistemas, empresas y plantas, tanto a nivel de generación como porcentual. Las variaciones entre los años se presentaron según lo siguiente:

Incremento de 600.27 GWh en la generación bruta de las siguientes centrales eléctricas:

- i) Entrada en operación comercial de las plantas MAN de la empresa AGSA, la cual generó 258.68 GWh

- ii) Ingenio Montelimar incrementó su generación en 91.07 GWh (135.45%), debido a que en el año 2017, estuvo en operación durante todos los días de zafra.
- iii) Central hidroeléctrica Centroamérica incrementó su generación en 82.70 GWh (45.86%), la que además presenta un incremento del 41.72% en los aportes totales de su embalse, de los cuales el agua turbinada incrementó 46.19%.
- iv) Ingenio Monte Rosa (IMR) aumentó su generación en 36.36 GWh (15.84%), debido a un incremento en las horas trabajadas del 3.22%.
- v) Central hidroeléctrica Larreynaga incrementó su generación en 35.55 GWh (52.18%), la cual presenta además un incremento del 52.09% en los aportes totales de su embalse, de los cuales el agua turbinada incrementó 45.70%.
- vi) PENSA incrementó su generación en 30.99 GWh (6.13%), debido a un incremento en la productividad de sus pozos y un aumento de 1.66% en sus horas trabajadas.
- vii) MPC incrementó su generación en 14.31 GWh (7.16%), la que presenta mayor productividad en sus pozos.
- viii) Central hidroeléctrica Hidropantasma incrementó su generación en 14.24 GWh (26.01%), la cual presenta además un incremento del 45.16% en los aportes totales de su embalse, de los cuales el agua turbinada incrementó 26.01%.
- ix) EEC incrementó su generación en 13.68 GWh (3.72%), la que además presenta un incremento de 3.75% en sus horas trabajadas en el año.
- x) Entrada en operación comercial de la central solar fotovoltaica Solaris, la cual generó 11.83 GWh.
- xi) Incrementos menores de 5.74 GWh (2.43%) en ingenio San Antonio; 3.60 GWh (17.13%) en central hidroeléctrica El Diamante; 0.86 GWh (20.74%) en central hidroeléctrica El Bote; 0.47 GWh (5.24%) en plantas de ENEL en el sistema aislado; y 0.19 GWh (13.09%) en central hidroeléctrica Tichaná Power.

Reducción de 669.08 GWh en la generación bruta de las siguientes centrales eléctricas:

- i) Las plantas Hugo Chávez y Che Guevara de la empresa ALBANISA reducen su generación en 249.87 GWh (33.85%), estas plantas han reducido en promedio el 45.36% de sus horas trabajadas, principalmente por razones de despacho económico.
- ii) Planta Nicaragua (GEOSA) reduce su generación en 147.85 GWh (38.45%), esta central ha reducido sus horas trabajadas en 66.40%, principalmente por razones de despacho económico y en menor medida por mantenimientos.

- iii) Central hidroeléctrica Carlos Fonseca reduce su generación en 96.27 GWh (99.39%) en vista a que sus dos unidades han pasado la mayor parte del año en mantenimiento (repotenciación).
- iv) Central eólica Camilo Ortega de la empresa ALBANISA reduce su generación en 34.86 GWh (24.01%). Comparado con el año 2016, la velocidad promedio de los vientos en el año se ha reducido 4.43% de acuerdo a registros de la empresa.
- v) Tipitapa Power Company (TPC) reduce su generación en 32.35 GWh (8.77%), esta central ha reducido sus horas trabajadas en 46.68%, principalmente por razones de despacho económico y por mantenimientos.
- vi) Consorcio eólico Amayo I y II reducen su generación en 24.12 GWh (10.01%). Comparado con el año 2016, la velocidad promedio de los vientos en el año se ha reducido 6.55% de acuerdo a registros de la empresa.
- vii) Planta Managua reduce su generación en 21.09 GWh (52.93%), la cual ha reducido también sus horas trabajadas en 53.35%, principalmente por razones de despacho económico.
- viii) Eolo de Nicaragua reduce su generación en 19.00 GWh (9.79%). Comparado con el año 2016, la velocidad promedio de los vientos en el año se ha reducido 5.81% de acuerdo a registros de la empresa.
- ix) Corporación Eléctrica Nicaragüense (CENSA) reduce su generación en 17.48 GWh (6.07%), esta central ha reducido sus horas trabajadas en 4.73%, principalmente por razones de despacho económico.
- x) Blue Power & Energy (BPE) reduce su generación en 16.50 GWh (11.09%). Comparado con el año 2016, la velocidad promedio de los vientos en el año se ha reducido 4.48% de acuerdo a registros de la empresa.
- xi) Reducciones menores de 8.40 GWh (100.00%) de EGOMSA; 0.53 GWh (100.00%) de planta Las Brisas; 0.68 GWh (1.84%) de PCP; y 0.08 GWh (3.91%) en central solar fotovoltaica La Trinidad.

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

AGENTES DEL MERCADO	GENERACION BRUTA -GWh				
	BRUTA 2016	BRUTA 2017	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION GWh
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4,550.46	4,481.86	98.99	(1.51)	(68.60)
EMPRESAS PÚBLICAS	387.87	388.15	8.57	0.07	0.28
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	385.71	386.07	8.52	0.10	0.36
Planta Centroamérica	180.34	263.04	5.81	45.86	82.70
Planta Carlos Fonseca	96.86	0.59	0.01	(99.39)	(96.27)
Planta Larreynaga	68.13	103.68	2.29	52.18	35.55
Planta Managua	39.85	18.76	0.41	(52.93)	(21.09)
Planta Las Brisas	0.53	-	-	(100.00)	(0.53)
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	2.16	2.08	0.05	(3.91)	(0.08)
EMPRESAS PRIVADAS	4,162.59	4,093.71	90.42	(1.65)	(68.88)
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	4.12	4.98	0.11	20.74	0.86
Hidro Pantasma (HPA)	54.75	68.99	1.52	26.01	14.24
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	20.97	24.57	0.54	17.13	3.60
Tichana Power (TP)	1.53	1.72	0.04	13.09	0.19
Fotovoltaica Solaris, S.A.	-	11.83	0.26	-	11.83
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	8.40	-	-	(100.00)	(8.40)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	841.04	556.31	12.29	(33.85)	(284.73)
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	695.86	445.99	9.85	(35.91)	(249.87)
Planta Camilo Ortega Saavedra	145.18	110.32	2.44	(24.01)	(34.86)
Alba Generación S.A. (AGSA). Plantas MAN	-	258.68	5.71	-	258.68
Corporación Eléctrica Nicaraguense S.A. (CENSA)	287.82	270.34	5.97	(6.07)	(17.48)
Empresa Energética Corinto (EEC)	368.08	381.76	8.43	3.72	13.68
Tipitapa Power Company (TPC)	368.68	336.33	7.43	(8.77)	(32.35)
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	384.54	236.69	5.23	(38.45)	(147.85)
Planta Nicaragua	384.54	236.69	5.23	(38.45)	(147.85)
Momotombo Power Company (MPC)	200.07	214.38	4.74	7.16	14.31
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	505.49	536.48	11.85	6.13	30.99
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	236.52	242.26	5.35	2.43	5.74
Monte Rosa S.A. (IMR)	229.50	265.86	5.87	15.84	36.36
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	67.22	158.29	3.50	135.45	91.07
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	240.93	216.81	4.79	(10.01)	(24.12)
Blue Power & Energy S.A.	148.74	132.24	2.92	(11.09)	(16.50)
Eolo de Nicaragua, S.A.	194.19	175.19	3.87	(9.79)	(19.00)
SISTEMA AISLADO NACIONAL	45.82	45.61	1.01	(0.47)	(0.21)
EMPRESAS PÚBLICAS	8.89	9.36	0.21	5.24	0.47
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	8.89	9.36	0.21	5.24	0.47
RACCN (Waspam)	2.48	2.64	0.06	6.27	0.16
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	6.41	6.72	0.15	4.83	0.31
EMPRESAS PRIVADAS	36.93	36.25	0.80	(1.84)	(0.68)
Puerto Cabezas Power (PCP)	36.93	36.25	0.80	(1.84)	(0.68)
TOTAL NACIONAL	4,596.28	4,527.47	100.00	(1.50)	(68.81)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

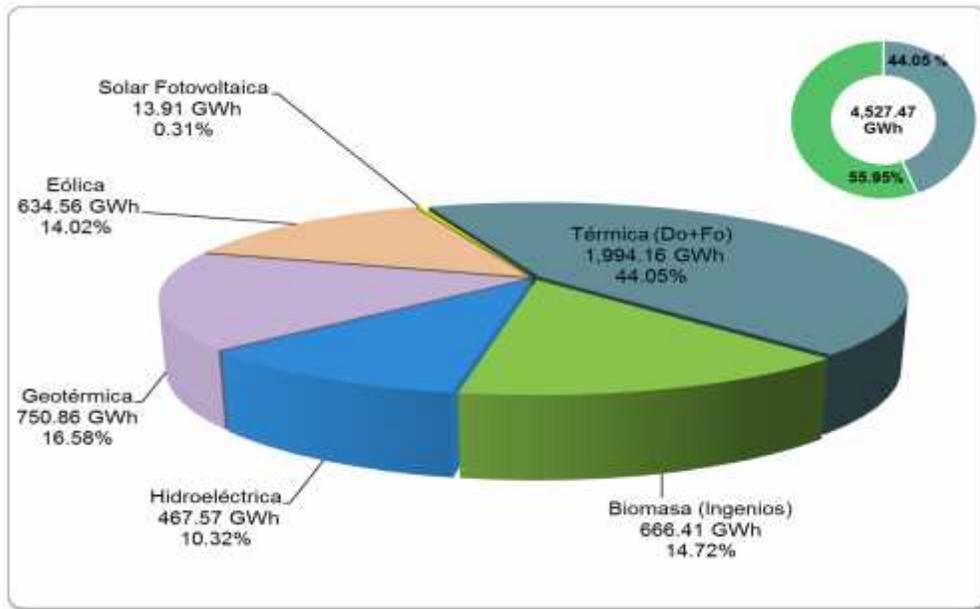
- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de la empresa ENEL.
- La generación bruta presentada por los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa y Montelimar corresponde al total de electricidad producida por su planta, utilizado tanto para sus instalaciones industriales como para la inyección de energía eléctrica al SIN.
- Las centrales de La Trinidad, El Bote, Tichaná y EGOMSA, se encuentran conectadas a la red de distribución eléctrica.
- Las centrales ubicadas en la isla de Ometepe (EGOMSA y Tichaná) forman parte del SIN desde el año 2016.

2.2 Generación Bruta 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 4,527.47 GWh generados, las centrales térmicas que utilizan fuel oil y diésel generaron 1,994.16 GWh (44.05%); las centrales geotérmicas generaron 750.86 GWh (16.58%); las centrales de biomasa que utilizan bagazo de caña (ingenios azucareros) generaron 666.41 GWh (14.72%); centrales eólicas generaron 634.56 GWh (14.02%); las centrales hidroeléctricas generaron 467.57 GWh (10.32%); finalmente las centrales solares fotovoltaica generaron 13.91 GWh (0.31%).

De manera general, de los 4,527.47 GWh generados a nivel nacional, 1,994.16 GWh (44.05%) se generaron a partir de combustibles fósiles, mientras que 2,533.31 GWh (55.95%) se generó a partir de fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar. (Ver Gráfico 6).

Gráfico 6
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En la Tabla 4, se observan variaciones entre el año 2016 y 2017, de forma agrupada según el tipo de fuente:

- i) Las centrales de biomasa, es decir, los ingenios azucareros, presentan el mayor incremento comparado con el año anterior, siendo de 133.17 GWh (24.97%), debido especialmente a que el ingenio Montelimar se mantuvo en operación durante toda la zafra, mientras que en el año 2016 su operación comercial inició en los últimos días de la zafra.

- ii) Las centrales geotérmicas presentan un incremento de 45.30 GWh (6.42%) en su generación eléctrica, impulsado principalmente por una mayor generación en PENSA.
- iii) De manera agregada, las centrales hidroeléctricas han aumentado su generación en 40.87 GWh (9.58%). Si bien la central hidroeléctrica Carlos Fonseca estuvo en mantenimiento la mayor parte del año, esto fue compensado por el importante aumento en generación por parte de las demás centrales hidroeléctricas. Las buenas precipitaciones del año, han logrado un aumento significativo en los aportes naturales de los embalses. En anexos puede observarse información más detallada de los balances hidrológicos de los embalses.
- iv) Las centrales solares fotovoltaica aumentan su generación en 11.75 GWh (543.93%), debido a la entrada en operación comercial de la central solar fotovoltaica Solaris.
- i) Las centrales térmicas reducen su generación en 205.42 GWh (9.34%), especialmente en las centrales de ALBANISA, GEOSA (planta Nicaragua), Tipitapa Power, CENSA, EGOMSA y en menor medida Puerto Cabezas Power. Esta reducción en la generación térmica, además de ser compensada por una mayor participación de centrales con fuentes renovables, también es compensada por importaciones que se realizan en el mercado regional.
- ii) Las centrales eólicas han reducido su generación eléctrica en 94.48 GWh (12.96%). De acuerdo a registros presentados por las centrales, se observan reducciones en las velocidades promedio de los vientos comparado con el año 2016. En anexos puede observarse información más detallada de velocidades promedio de viento.

Tabla 4
Generación Bruta (GWh) por Tipo de Fuente

TIPO DE FUENTE	GENERACION BRUTA -GWh				
	BRUTA 2016	BRUTA 2017	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION GWh
Hidroeléctricas	426.70	467.57	10.32	9.58	40.87
Geotérmicas	705.56	750.86	16.58	6.42	45.30
Eólicas	729.04	634.56	14.02	(12.96)	(94.48)
Solar Fotovoltaica	2.16	13.91	0.31	543.93	11.75
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,153.76	1,948.55	43.04	(9.53)	(205.21)
Biomasa (Bagazo de Caña)	533.24	666.41	14.72	24.97	133.17
TOTAL S.I.N.	4,550.46	4,481.86	98.99	(1.51)	(68.60)
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	45.82	45.61	1.01	(0.47)	(0.21)
TOTAL S.A.N	45.82	45.61	1.01	(0.47)	(0.21)
Hidroeléctricas	426.70	467.57	10.32	9.58	40.87
Geotérmicas	705.56	750.86	16.58	6.42	45.30
Eólicas	729.04	634.56	14.02	(12.96)	(94.48)
Solar Fotovoltaica	2.16	13.91	0.31	543.93	11.75
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,199.58	1,994.16	44.05	(9.34)	(205.42)
Biomasa (Bagazo de Caña)	533.24	666.41	14.72	24.97	133.17
TOTAL NACIONAL	4,596.28	4,527.47	100.00	(1.50)	(68.81)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Nota:

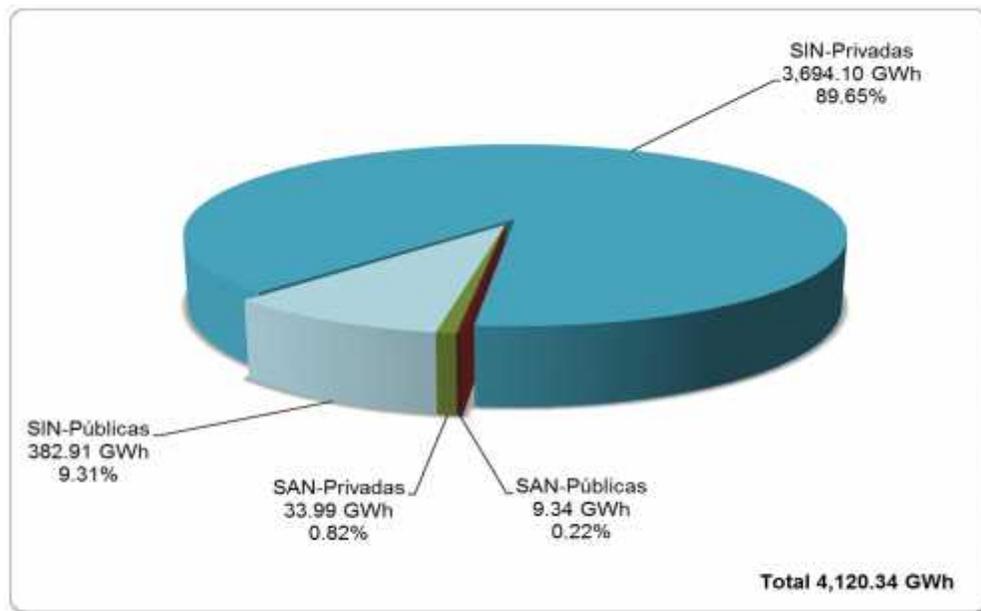
- La generación bruta presentada por los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa y Montelimar, corresponde al total de electricidad producida por su planta, utilizada tanto para sus instalaciones industriales como para la inyección de energía eléctrica al SIN.

2.3 Generación Neta por Tipo de Sistemas, Empresas y Plantas

La generación neta a nivel nacional, es decir, el total de electricidad que las centrales de generación eléctrica entregaron al sistema, totalizó 4,120.34 GWh, correspondiendo 4,077.01 GWh (98.96%) al SIN y 43.33 GWh (1.04%) al SAN.

El SIN está conformado por empresas públicas que generaron 382.91 GWh (9.31%) y empresas privadas que generaron 3,694.10 GWh (89.65%). Por otro lado, el SAN está conformado por empresas públicas que generaron 9.34 GWh (0.22%) y 33.99 GWh (0.82%) que generaron las empresas privadas. En forma general, de los 4,120.34 GWh que se generaron a nivel nacional (incluye SIN y SAN), 392.25 GWh (9.53%) fueron generados por empresas de propiedad pública y 3,728.09 GWh (90.47%) por empresas de propiedad privada. (Ver Gráfico 7).

Gráfico 7
Generación Neta (GWh) Por Tipo de Sistemas
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Entre los años 2016 y 2017, la generación neta de electricidad disminuyó 83.19 GWh (1.98%). Las centrales del SIN disminuyeron 82.96 GWh (1.99%), mientras que las del SAN disminuyeron 0.23 GWh (0.55%). (Ver Tabla 5).

Cabe destacar que en el caso de los ingenios azucareros, la diferencia entre generación bruta y neta es significativa, debido a que parte de la generación de electricidad es utilizada en su planta de producción de azúcar y el excedente es inyectado al SIN. Así mismo, es importante mencionar que una reducción en la energía inyectada al sistema, no significa una reducción del consumo eléctrico por parte de los usuarios. La reducción en la generación neta es compensada por un incremento en las importaciones del mercado regional.

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

AGENTES DEL MERCADO	GENERACION NETA -GWh				
	NETA 2016	NETA 2017	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION GWh
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4,159.97	4,077.01	98.96	(1.99)	(82.96)
EMPRESAS PÚBLICAS	380.79	382.91	9.31	0.56	2.12
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	378.73	381.04	9.26	0.61	2.31
Planta Centroamérica	178.29	260.50	6.33	46.11	82.21
Planta Carlos Fonseca	95.14	0.59	0.01	(99.38)	(94.55)
Planta Larreynaga	67.18	102.20	2.49	52.15	35.02
Planta Managua	37.59	17.75	0.43	(52.78)	(19.84)
Planta Las Brisas	0.53	-	-	(100.00)	(0.53)
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	-	-	-	-
Generadora Fotovoltaica La Trinidad	2.06	1.87	0.05	(9.23)	(0.19)
EMPRESAS PRIVADAS	3,779.18	3,694.10	89.65	(2.25)	(85.08)
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	4.10	4.96	0.12	20.88	0.86
Hidro Pantasma (HPA)	53.91	67.92	1.65	25.97	14.01
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	20.96	24.56	0.60	17.18	3.60
Tichana Power (TP)	1.52	1.72	0.04	13.16	0.20
Fotovoltaica Solaris, S.A.	-	11.77	0.29	-	11.77
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	8.05	0.03	-	(99.59)	(8.02)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	816.33	544.06	13.20	(33.35)	(272.27)
Planta Hugo Chávez 1 - 2 y Che Guevara 1 - 9	671.88	434.48	10.54	(35.33)	(237.40)
Planta Camilo Ortega Saavedra	144.45	109.58	2.66	(24.14)	(34.87)
Alba Generación S.A. (AGSA)	-	252.48	6.13	-	252.48
Corporación Eléctrica Nicaraguense S.A. (CENSA)	282.16	265.24	6.44	(6.00)	(16.92)
Empresa Energética Corinto (EEC)	349.61	362.33	8.79	3.64	12.72
Tipitapa Power Company (TPC)	363.99	331.42	8.04	(8.95)	(32.57)
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	359.19	220.78	5.36	(38.54)	(138.41)
Planta Nicaragua	359.19	220.78	5.36	(38.54)	(138.41)
Momotombo Power Company (MPC)	169.51	184.22	4.47	8.68	14.71
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	459.99	490.77	11.91	6.69	30.78
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	115.30	113.51	2.75	(1.56)	(1.79)
Monte Rosa S.A. (IMR)	150.45	177.77	4.31	18.17	27.32
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	50.95	127.56	3.10	150.36	76.61
Consorcio Eólico S.A. (AMAYO) I y II	236.36	212.66	5.16	(10.03)	(23.70)
Blue Power & Energy S.A.	146.50	128.70	3.12	(12.15)	(17.80)
Eolo de Nicaragua, S.A.	190.30	171.64	4.17	(9.80)	(18.66)
SISTEMA AISLADO NACIONAL	43.56	43.33	1.04	(0.55)	(0.23)
EMPRESAS PÚBLICAS	8.86	9.34	0.22	5.24	0.48
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	8.86	9.34	0.22	5.24	0.48
RACCN (Waspam)	2.47	2.64	0.06	6.27	0.17
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	6.39	6.70	0.16	4.84	0.31
EMPRESAS PRIVADAS	34.70	33.99	0.82	(2.04)	(0.71)
Puerto Cabezas Power (PCP)	34.70	33.99	0.82	(2.04)	(0.71)
TOTAL NACIONAL	4,203.53	4,120.34	100.00	(1.98)	(83.19)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

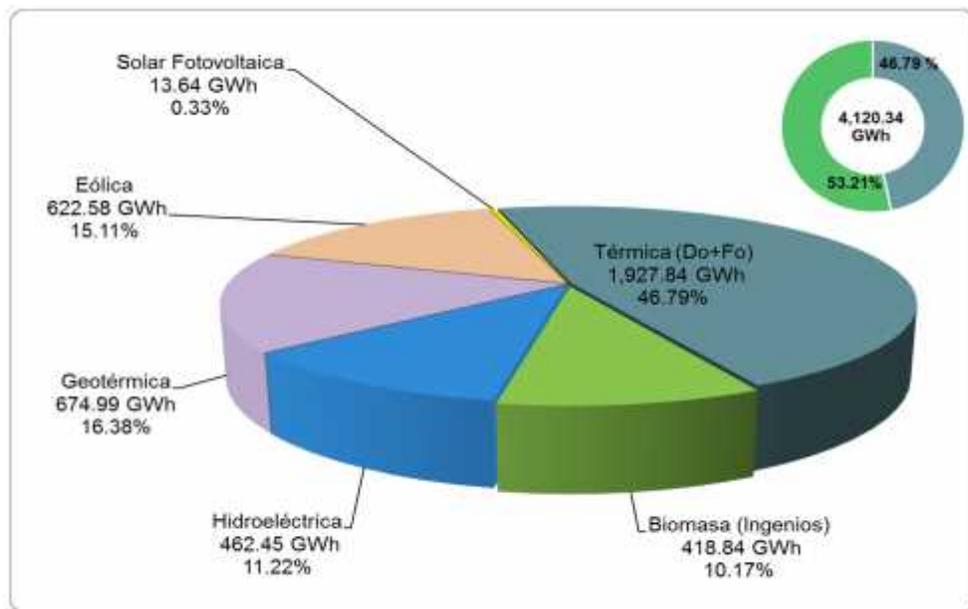
Notas:

- La empresa Momotombo Power Company (MPC), tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento del campo geotérmico Momotombo, propiedad de la empresa ENEL.
- La generación neta presentada por los ingenios azucareros NSEL, Monte Rosa y Montelimar corresponde a la energía inyectada al SIN.
- Las centrales de La Trinidad, El Bote, Tichaná y EGOMSA, se encuentran conectadas a la red de distribución eléctrica.
- Las centrales ubicadas en la isla de Ometepe (EGOMSA y Tichaná) forman parte del SIN desde el año 2016.

2.4 Generación Neta 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 4,120.34 GWh entregados al sistema, las centrales térmicas que utilizan fuel oil y diésel generaron 1,927.84 GWh (46.79%); las centrales geotérmicas generaron 674.99 GWh (16.38%); 622.58 GWh (15.11%) las centrales eólicas; 462.45 GWh (11.22%) las centrales hidroeléctricas; las centrales de biomasa que utilizan bagazo de caña (ingenios azucareros) entregaron 418.84 GWh (10.17%); finalmente las centrales solares fotovoltaica generaron 13.64 GWh (0.33%). (Ver Gráfico 8).

Gráfico 8
Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

De manera general, de los 4,120.34 GWh generados a nivel nacional, 1,927.84 GWh (46.79 %) se generaron a partir de combustibles fósiles, mientras que 2,192.50 GWh (53.21%) se generó a partir de fuentes renovables tales como energía eólica, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y solar.

Esta participación de las fuentes renovables en la generación eléctrica, aumentó en comparación con el año anterior en 3.56 puntos porcentuales. La generación de las centrales hidroeléctricas, geotérmicas e ingenios azucareros, son la principal causa de este incremento, el cual también es de mucha relevancia ya que reafirma la política energética del Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) respecto a la diversificación de la matriz de generación, con mayor énfasis en los recursos renovables. (Ver Tabla 6).

Tabla 6
Generación Neta (GWh) por Tipo de Fuente

TIPO DE FUENTE	GENERACION NETA -GWh				
	NETA 2016	NETA 2017	PARTICIP %	VARIACION %	VARIACION GWh
Hidroeléctricas	421.10	462.45	11.22	9.82	41.35
Geotérmicas	629.50	674.99	16.38	7.23	45.49
Eólicas	717.61	622.58	15.11	(13.24)	(95.03)
Solar Fotovoltaica	2.06	13.64	0.33	562.34	11.58
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,073.00	1,884.51	45.74	(9.09)	(188.49)
Biomasa (Bagazo de Caña)	316.70	418.84	10.17	32.25	102.14
TOTAL S.I.N.	4,159.97	4,077.01	98.95	(1.99)	(82.96)
Hidroeléctricas	-	-	-	-	-
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	43.56	43.33	1.05	(0.55)	(0.23)
TOTAL S.A.N	43.56	43.33	1.05	(0.55)	(0.23)
Hidroeléctricas	421.10	462.45	11.22	9.82	41.35
Geotérmicas	629.50	674.99	16.38	7.23	45.49
Eólicas	717.61	622.58	15.11	(13.24)	(95.03)
Solar Fotovoltaica	2.06	13.64	0.33	562.34	11.58
Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)	2,116.56	1,927.84	46.79	(8.92)	(188.72)
Biomasa (Bagazo de Caña)	316.70	418.84	10.17	32.25	102.14
TOTAL NACIONAL	4,203.53	4,120.34	100.00	(1.98)	(83.19)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Nota:

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

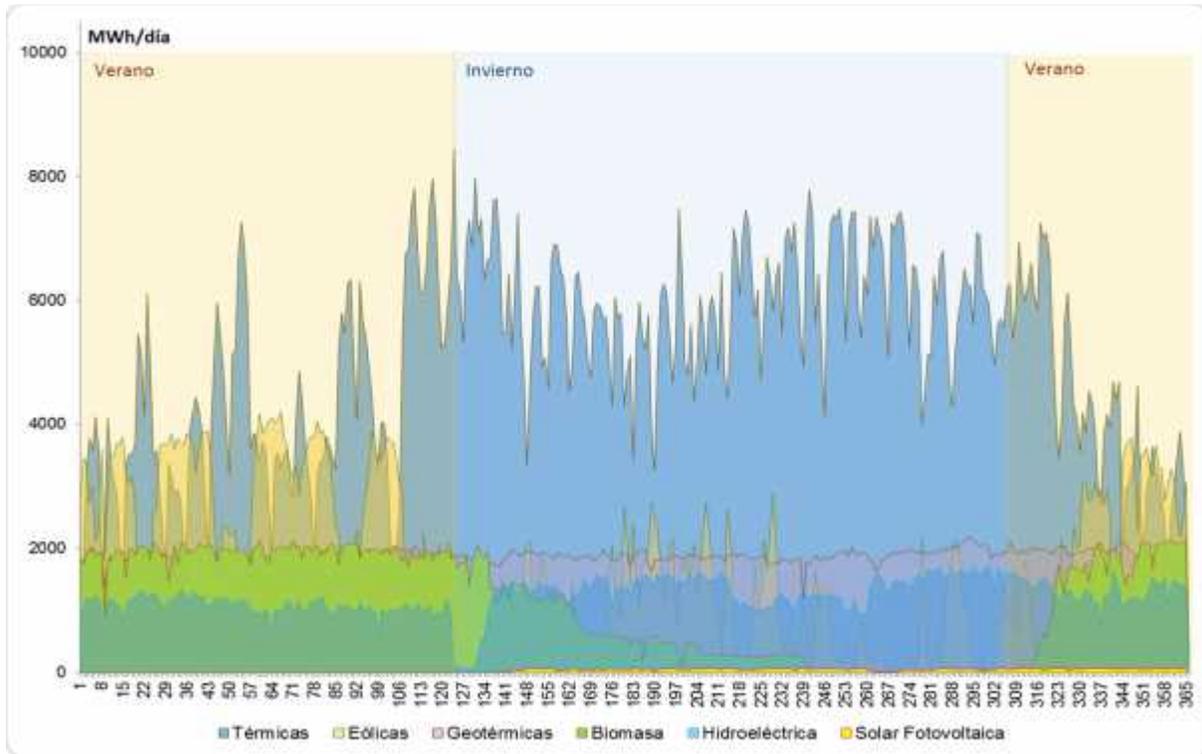
2.5 Inyecciones Eléctricas al SIN

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 usuarios finales. La programación y operación integrada del SIN se realiza en forma económica, dando prioridad al mantenimiento de los parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad. De acuerdo a registros obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), 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.

2.5.1 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 2017.

Gráfico 9
Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente
Año 2017



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 (invierno y verano) y la cosecha de algunos cultivos afectan a centrales hidroeléctricas, eólicas y de biomasa; las centrales geotérmicas no son afectadas por estos factores y permanece estable en el año, mientras el comportamiento de las centrales térmicas es determinado según la demanda.

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 2017, los mayores aportes se presentaron en los meses más lluviosos del año, entre septiembre y octubre.

Por otro lado, las centrales eólicas muestran un comportamiento similar, pero en sentido contrario, durante los meses de verano, 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.

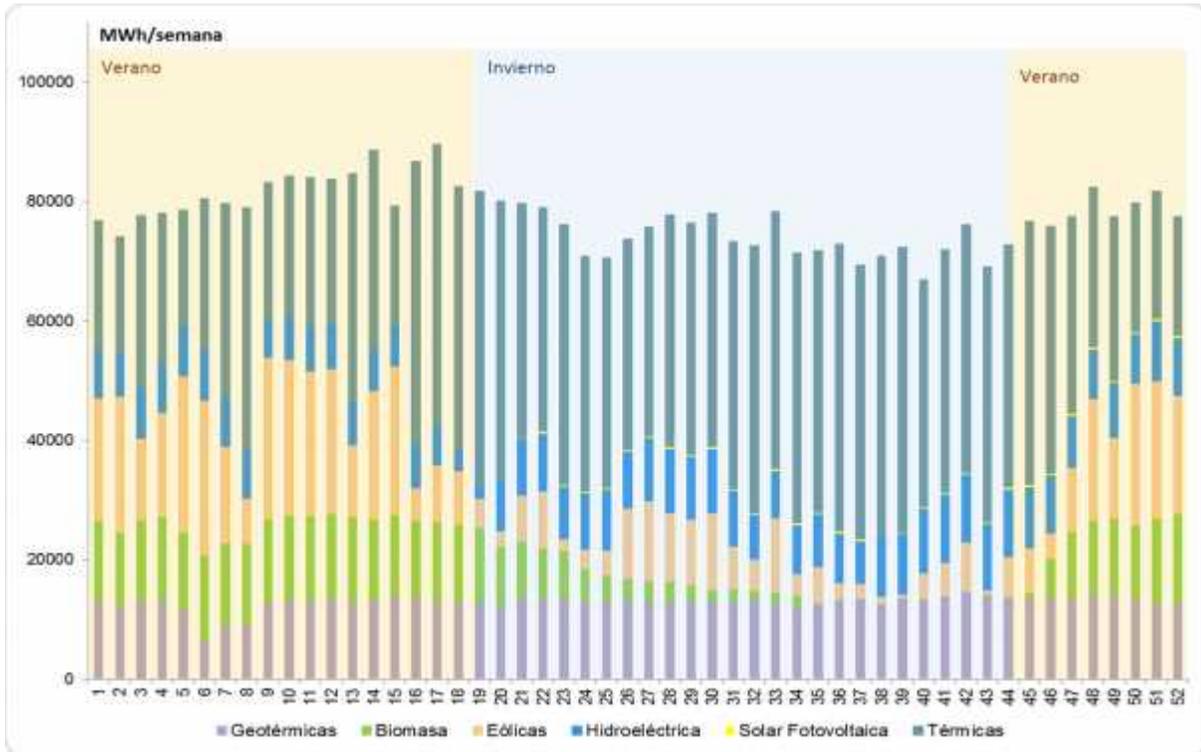
Los ingenios azucareros están marcados por factores estacionales distintos, en este caso las entregas de energía eléctrica vienen determinadas por el período de zafra de la caña de azúcar, el cual tiene una duración de aproximadamente 180 días, entre los meses de noviembre y mayo.

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

La generación de las centrales térmicas, se encuentran determinadas en gran medida por el comportamiento de la demanda y la regulación del sistema.

En el siguiente gráfico se observa de manera más clara el comportamiento de las inyecciones eléctricas, por tipo de fuente, durante el año 2017.

Gráfico 10
Inyecciones Semanales de Electricidad (MWh) por Tipo de Fuente
Año 2017

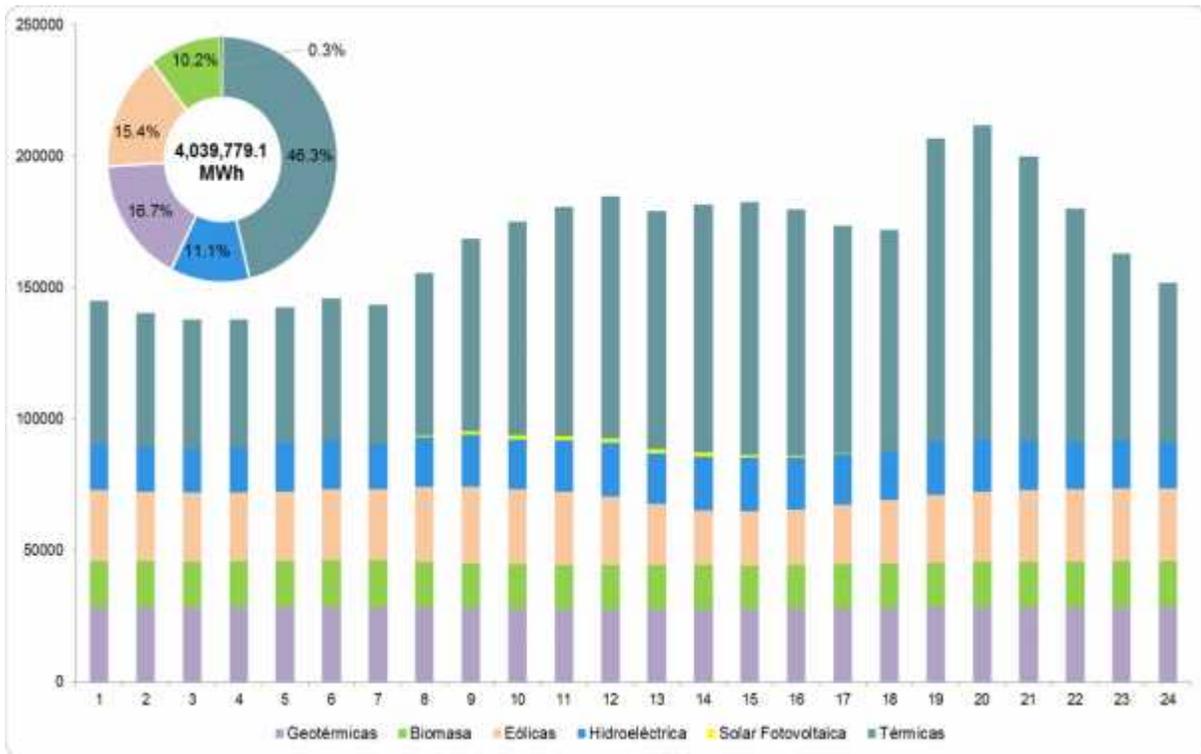


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

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 11 se observa el total de electricidad inyectada en el SIN durante el año 2017, agrupada en 24 horas. Es decir, la sumatoria de todas las horas 1, todas las horas 2 y sucesivamente hasta llegar al total de las horas 24. De esta manera es posible identificar el comportamiento diferenciado que tienen 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 11 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh) Año 2017

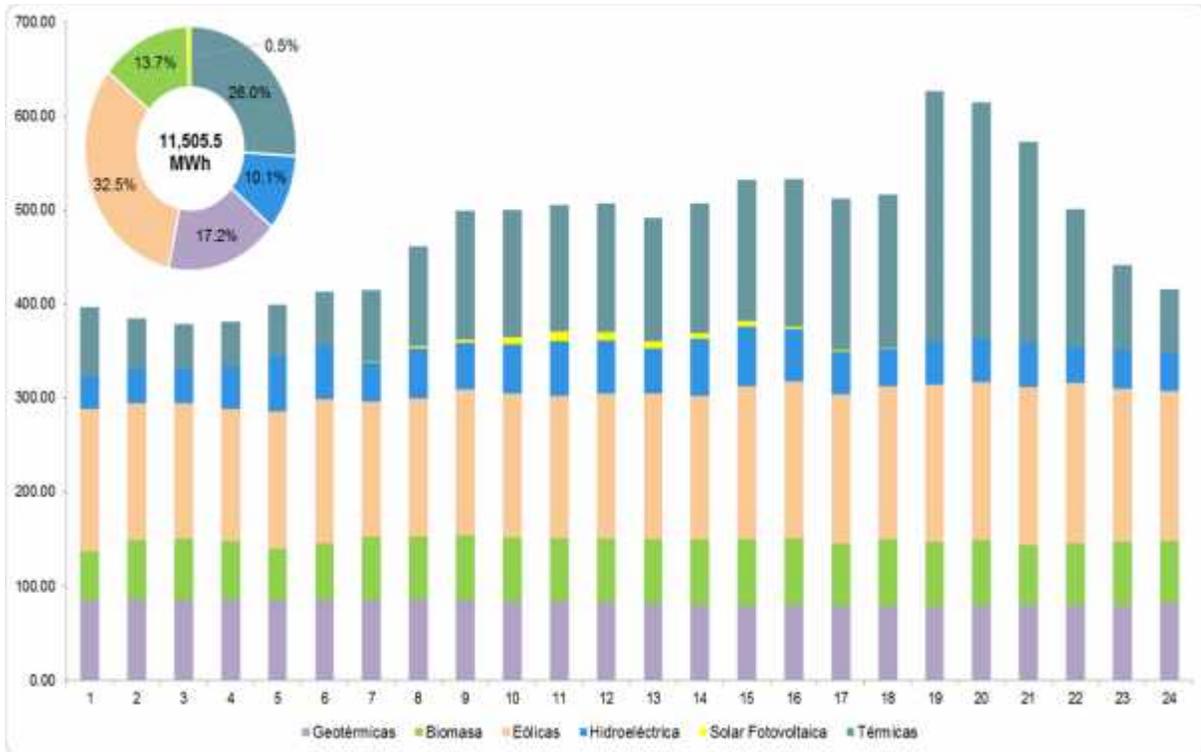


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En el gráfico anterior se observa claramente como las inyecciones eléctricas por parte de la central solar fotovoltaica, ocurre únicamente en horas de sol, es decir, principalmente a partir de las 8:00am hasta las 5:00pm.

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 de invierno y verano. En ese sentido, a manera de ejemplo se analiza como un día típico de verano el martes 12 de diciembre del año 2017, se observa en el Gráfico 12, que el 26.0% de la electricidad es generada por centrales térmicas, teniendo mayor participación de centrales renovables (74.00%), en donde se destacan las centrales eólicas (32.5%), geotérmicas (17.2%), ingenios azucareros (13.7%), centrales hidroeléctricas (10.1%) y solar fotovoltaica (0.5%).

Gráfico 12
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)
Día de Verano. Martes 12 de diciembre del año 2017

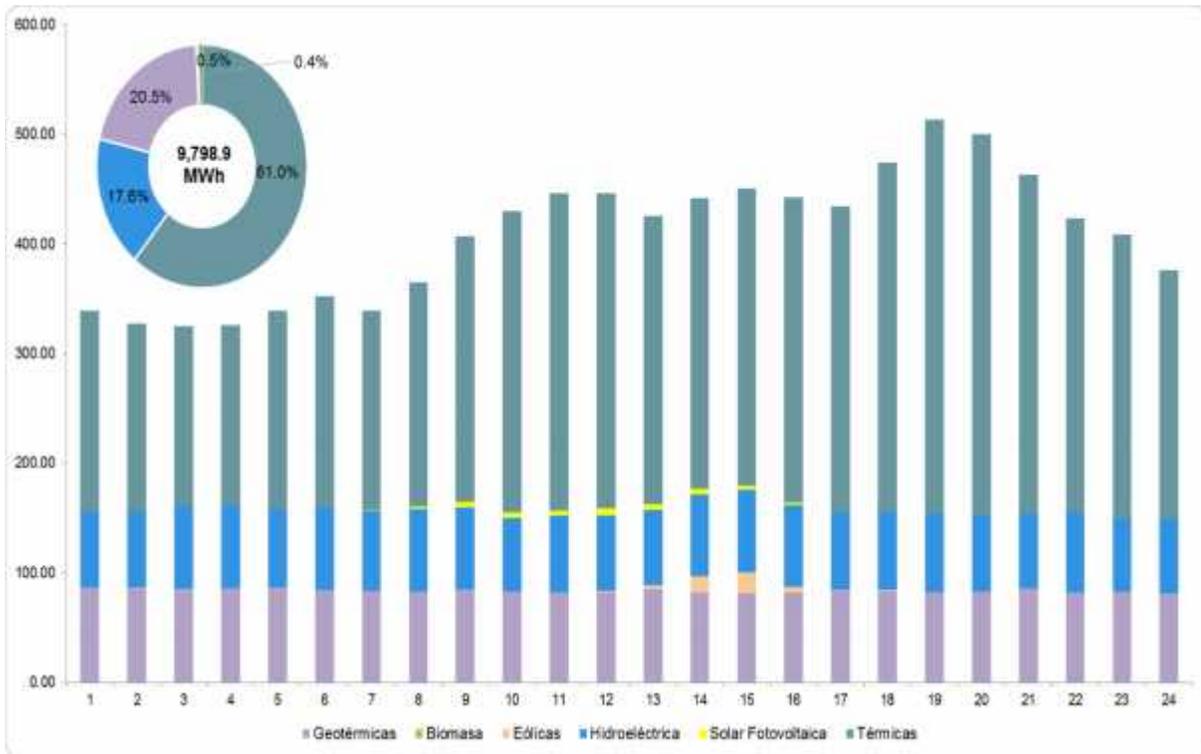


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

En este día también se observa que las inyecciones eléctricas por parte de la central solar fotovoltaica se extienden desde las 7:00am hasta las 6:00pm.

Por otro lado, analizando un día de invierno, el viernes 27 de octubre, en el Gráfico 13, se observa que el comportamiento es distinto, las centrales térmicas participan con el 61.0% de las inyecciones de electricidad y las renovables con 39.0%, en donde se destaca las centrales geotérmicas con 20.5%, hidroeléctricas con 17.6% y eólicas con apenas 0.5%, en este día no existe generación por parte de los ingenios azucareros al encontrarse fuera de los días de zafra y tan solo 0.4% la central solar fotovoltaica.

Gráfico 13
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Tipo de Fuente (MWh)
Día de Invierno. Viernes 27 de octubre del año 2017

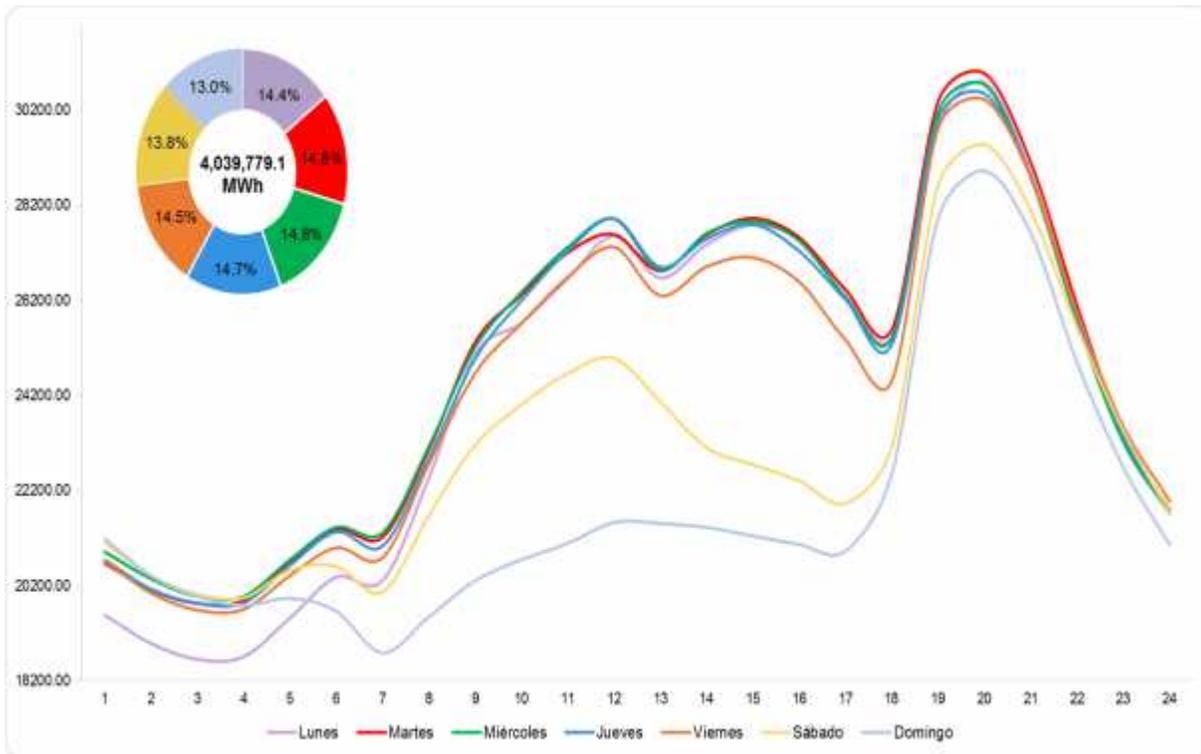


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Por otro lado, 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 6.14% comparado a los días de semana, de igual manera, los días domingo esta reducción es del 11.33%. 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 14, 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 47.69% promedio, sin embargo, los días sábado esta participación se reduce a 44.28% promedio y los días domingo a 39.96% promedio. En anexos puede observarse la inyección horaria de cada día de la semana en el año 2017.

Gráfico 14
Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh)
Año 2017

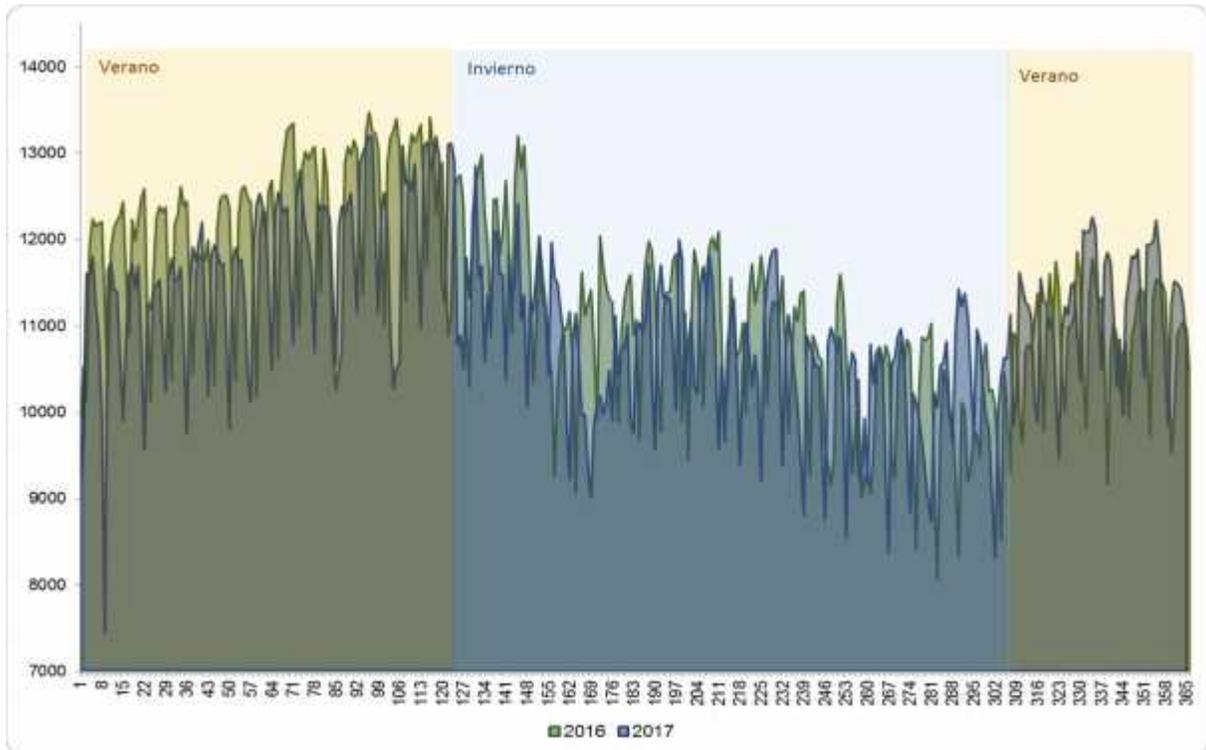


Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

De manera general, las inyecciones de electricidad generadas por las centrales de generación eléctrica en el SIMEC se han reducido 1.99% en el año 2017, con respecto al año anterior. (Ver Gráfico 15). En anexos puede observarse la inyección diaria de cada tipo de tecnología entre el año 2016 y 2017.

A como se ha mencionado anteriormente, la reducción en las inyecciones eléctricas no debe entenderse como reducción en el consumo eléctrico de los usuarios finales. La reducción en la generación de las centrales eléctricas, está siendo compensada por un aumento en las importaciones eléctricas del mercado regional.

Gráfico 15
Inyecciones Diarias de Electricidad (MWh)
Período 2016 – 2017



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

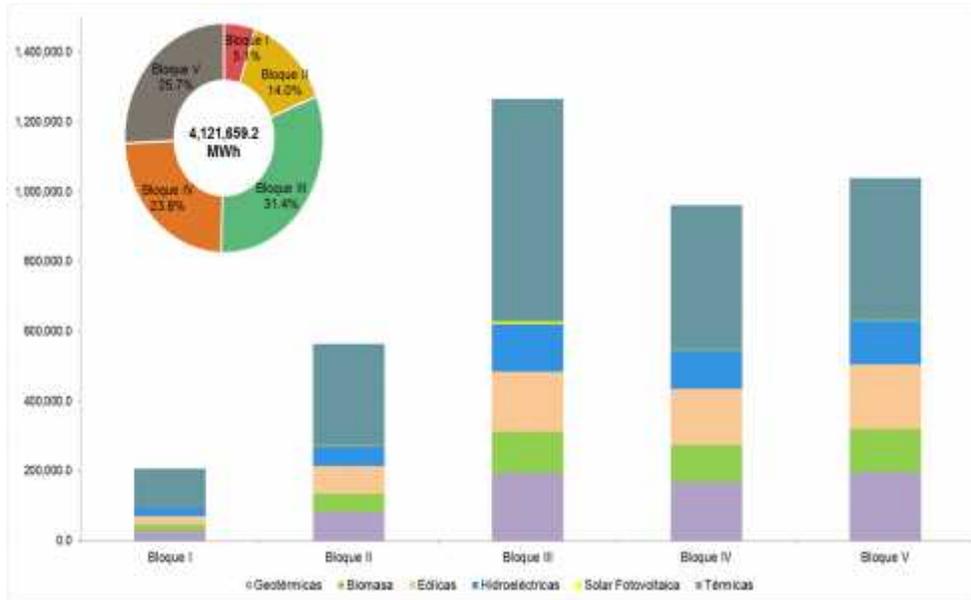
2.5.2 Despacho del Parque Generador por Bloque Horario

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 16
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)
Año 2017



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 5.12%, el bloque II el 13.98%, el bloque III el 31.36%, el bloque IV el 23.80% y el bloque V el 25.74%, del total de electricidad inyectada en el año.

Por otro lado, en el Gráfico 17, 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 (60.75%) seguido por el bloque IV (56.82%), bloque III (49.66%), bloque II (48.42%) y bloque I (44.28%).

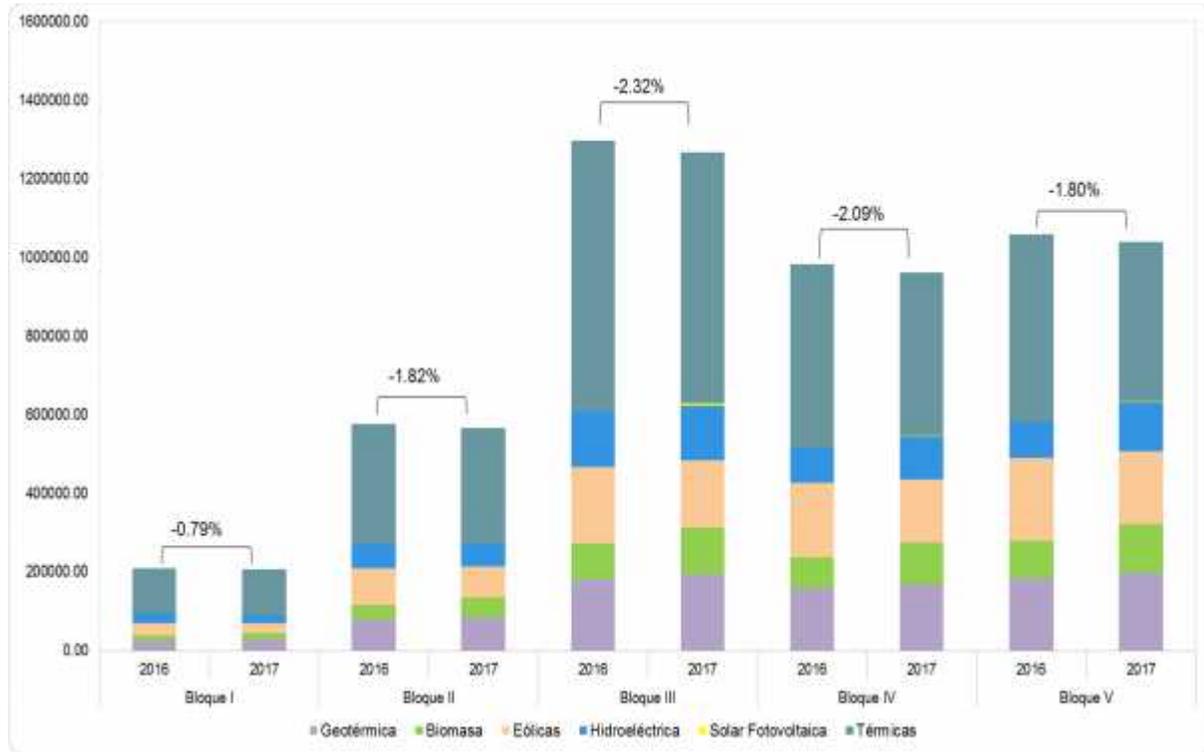
Gráfico 17
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario (MWh)
Año 2017



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

A nivel de bloque horario, el acumulado de electricidad agrupada en los bloques disminuyó en 0.79% para el bloque I, disminuyó 1.82% para el bloque II, disminuyó 2.32% para el bloque III, aumentó 2.09% para el bloque IV y finalmente aumentó 1.80% para el bloque V. (Ver Gráfico 18).

Gráfico 18
Inyecciones Eléctricas por Bloque Horario y Tipo de Fuente (MWh)
Período 2016 - 2017



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

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, que son quemados por 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 2017, el consumo de fuel oil disminuyó 11.47% comparado con el año anterior, mientras que el diésel también disminuyó en 13.91%. Cabe mencionar que en el año 2016, la generación renovable tuvo una participación importante, empujada por la recuperación en la generación hidroeléctrica.

El consumo de fuel oil para generación eléctrica fue de 2,836.64 kbbl (miles de barriles) en el año 2017. En el SIN, el consumo de este combustible fue de 2,782.94 kbbl, de los cuales 29.74 kbbl fue consumido por empresas públicas (ENEL Planta Managua) y 2,753.20 kbbl por empresas privadas (Albanisa, Censa, EEC, TPC y Geosa). En el SAN el consumo de fuel oil fue de 53.70 kbbl, únicamente por empresas privadas (Puerto Cabezas Power).

El consumo de diésel totalizó 91.70 kbbl en el año 2017. En el SIN, el consumo de este combustible fue de 65.48 kbbl, consumido únicamente por empresas privadas (Albanisa, EEC, TPC, Censa y EGOMSA). En el SAN el consumo de diésel fue de 26.22 kbbl, de los cuales 17.69 kbbl fue consumido por empresas públicas (ENEL) y 8.53 kbbl por empresas privadas (Puerto Cabezas Power).

El consumo de bagazo de caña medido en toneladas métricas (tm) durante el año 2017, fue de 2,206,848.88 (en los ingenios San Antonio con 1,016,555.88 tm, Monte Rosa con 963,863.10 tm y Montelimar con 226,429.90 tm), este volumen implica un crecimiento de 17.22% respecto al año 2016. Cabe mencionar, que el consumo de bagazo de caña corresponde al requerido para generación de electricidad, tanto para inyección al SIN como para su autoconsumo. Por otro lado, este año no se reporta consumo de leña para generación eléctrica en estos ingenios.

El uso del vapor geotérmico en las centrales MPC y PENSA, aumentó en 5.01% al pasar de 5,569.36 miles de toneladas en el año 2016, a 5,848.25 miles de toneladas en el año 2017. 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, disminuyó en 4.25% respecto al año 2016, al pasar de 8,282.29 miles de toneladas en 2016, a 7,930.11 miles de toneladas en el año 2017. Cabe mencionar que en este mismo año, la empresa PENSA, utilizó 12,266.26 miles de metros cúbicos de agua de salmuera para reinyección en sus pozos.

Las generadoras hidroeléctricas aprovecharon un aporte de 1,024,398.31 miles de metros cúbicos de agua en el año 2017, aumentando en 10.45% con respecto al año anterior, manteniéndose el ciclo de buenas precipitaciones durante el año, al igual que en el año 2016. (Ver Tablas 7 y 8).

Tabla 7
Insumos para Generación Eléctrica

EMPRESAS	Unidad de Medida	2016	2017	Crecim. %
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Miles de Metros Cúbicos de Agua	10³ m³ Agua	821,262.01	896,518.21	9.16
Planta Centroamérica (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	299,368.50	437,653.66	46.19
Planta Carlos Fonseca (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	207,794.05	1,232.73	(99.41)
Planta Larreynaga (ENEL)	10 ³ m ³ Agua	314,099.46	457,631.82	45.70
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	58.83	29.74	(49.45)
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles FO	58.83	29.74	(49.45)
Generadora San Rafael, S.A.(GESARSA)	10 ³ Barriles FO	-	-	-
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	1.34	-	(100.00)
Planta Las Brisas (ENEL)	10 ³ Barriles DO	1.34	-	(100.00)
Generadora San Rafael, S.A.(GESARSA)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	0.01	-	(100.00)
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles DO	0.01	-	(100.00)
Planta Las Brisas (ENEL)	10 ³ Barriles DO	-	-	-
Combustible para Otros Usos (Fuel Oil)	10³ Barriles FO	0.00	0.002	(33.333)
Planta Managua (ENEL)	10 ³ Barriles FO	0.00	0.002	(33.333)
EMPRESAS PRIVADAS				
Miles de Metros Cúbicos de Agua	10³ m³ Agua	106,226.42	127,880.10	20.38
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	10 ³ m ³ Agua	17,919.23	21,636.32	20.74
Hidro Pantasma (HPA)	10 ³ m ³ Agua	58,494.55	73,711.36	26.01
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	10 ³ m ³ Agua	26,087.29	29,050.41	11.36
Tichana Power (TP)	10 ³ m ³ Agua	3,725.35	3,482.01	(6.53)
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	3,087.73	2,751.87	(10.88)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA) / Alba Generación (AGSA)	10 ³ Barriles FO	953.65	939.28	(1.51)
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles FO	424.04	395.57	(6.71)
Empresa Energética Corinto (EEC)	10 ³ Barriles FO	497.13	517.32	4.06
Tipitapa Power Company (TPC)	10 ³ Barriles FO	504.73	462.60	(8.35)
Planta Nicaragua (GEOSA)	10 ³ Barriles FO	708.18	437.10	(38.28)
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	81.12	64.05	(21.04)
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA) / Alba Generación (AGSA)	10 ³ Barriles DO	64.47	62.70	(2.75)
Empresa Energética Corinto (EEC)	10 ³ Barriles DO	1.15	1.34	16.52
Empresa Generadora Ometepe, S.A. (EGOMSA)	10 ³ Barriles DO	15.50	0.01	(99.94)
Miles de Toneladas de Vapor Geotérmico	10³ Ton Vapor	5,569.36	5,848.25	5.01
Momotombo Power Company (MPC)	10 ³ Ton Vapor	1,560.88	1,720.45	10.22
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	10 ³ Ton Vapor	4,008.48	4,127.80	2.98

EMPRESAS	Unidad de Medida	2016	2017	Crecim. %
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Miles de Toneladas de Salmuera	10³ Ton Salmuera	8,282.29	7,930.11	(4.25)
Momotombo Power Company (MPC)	10 ³ Ton Salmuera	8,282.29	7,930.11	(4.25)
Miles de Metros Cúbicos de Agua de Salmuera	10³ M³ Salmuera	10,199.94	12,266.26	20.26
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	10 ³ M ³ Salmuera	10,199.94	12,266.26	20.26
Toneladas Métricas de Bagazo Caña	10³ Ton Met Bagazo	1,882,641.10	2,206,848.88	17.22
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	10 ³ Ton Met Bagazo	961,802.00	1,016,555.88	5.69
Monte Rosa S.A. (IMR)	10 ³ Ton Met Bagazo	780,116.68	963,863.10	23.55
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	10 ³ Ton Met Bagazo	140,722.42	226,429.90	60.91
Toneladas Métricas de Leña	10³ Ton Met Leña	6,849.00	-	(100.00)
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	10 ³ Ton Met Leña	6,849.00	-	(100.00)
Combustible para Otros Usos (Fuel Oil)	10³ Barriles FO	0.70	1.33	90.00
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles FO	0.70	1.33	90.00
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	0.93	1.43	53.76
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA) / Alba Generación (AGSA)	10 ³ Barriles DO	-	0.53	-
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	10 ³ Barriles DO	0.62	0.52	(16.13)
Tipitapa Power Company (TPC)	10 ³ Barriles DO	0.31	0.38	22.58
SISTEMA AISLADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	16.47	17.69	7.41
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)	10 ³ Barriles DO	16.47	17.69	7.41
RAAN (Waspam)	10 ³ Barriles DO	4.87	5.04	3.49
RAAS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo San Juan de Nicaragua)	10 ³ Barriles DO	11.60	12.65	9.05
-				-
EMPRESAS PRIVADAS				
Miles de Barriles de Fuel Oil	10³ Barriles FO	56.73	53.70	(5.34)
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles FO	56.73	53.70	(5.34)
Miles de Barriles de Diésel	10³ Barriles DO	6.04	7.87	30.30
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles DO	6.04	7.87	30.30
Combustible para Otros Usos (Diésel)	10³ Barriles DO	0.61	0.66	8.20
Puerto Cabezas Power (PCP)	10 ³ Barriles DO	0.61	0.66	8.20

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Nota:

- 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	2016	2017	Crecim %
Total Agua (10 ³ M ³)	927,488.43	1,024,398.31	10.45
Total Salmuera (10 ³ Toneladas)	8,282.29	7,930.11	(4.25)
Total Agua Salmuera (10 ³ M ³)	10,199.94	12,266.26	20.26
Total Vapor Geotérmico (10 ³ Toneladas)	5,569.36	5,848.25	5.01
Total Bagazo Caña (Toneladas Métricas)	1,882,641.10	2,206,848.88	17.22
Total Leña (Toneladas Métricas)	6,849.00	0.00	(100.00)
Total Fuel Oil (10 ³ Barriles)	3,203.99	2,836.64	(11.47)
Total Diésel (10 ³ Barriles)	106.52	91.70	(13.91)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

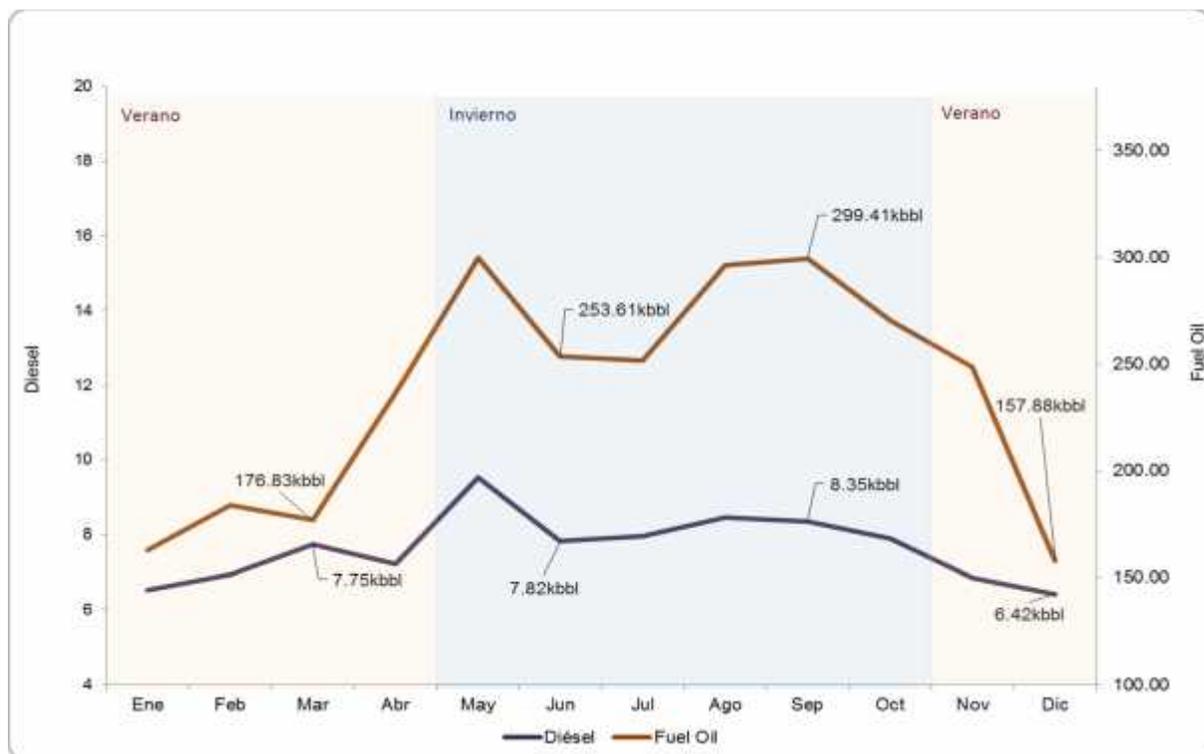
En la Tabla 9 y Gráfico 19, se muestra por mes el consumo de fuel oil y diésel en miles de galones y barriles, que fueron requeridos para garantizar la generación eléctrica de las centrales termoeléctricas del país en el año 2017.

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	6,831.52	7,720.03	7,426.99	9,923.58	12,586.08	10,651.75	10,570.46	12,434.65	12,575.18	11,344.82	10,442.78	6,631.34	119,139.18
Diésel	274.37	291.56	325.41	303.37	399.78	328.43	334.38	355.52	350.85	331.41	287.82	269.95	3,852.85
MILES DE BARRILES													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Fuel Oil	162.66	183.81	176.83	236.28	299.67	253.61	251.68	296.06	299.41	270.11	248.64	157.88	2,836.64
Diésel	6.53	6.94	7.75	7.22	9.52	7.82	7.96	8.46	8.35	7.89	6.84	6.42	91.70

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Gráfico 19
Consumo Mensual de Fuel Oil y Diésel (kbbi)
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

El consumo de los combustibles fósiles, como se muestra en el gráfico anterior, aumenta considerablemente en los meses de abril y mayo, mientras decrece a finales de octubre. Este es un comportamiento típico asociado a la generación térmica, en donde los meses de mayor demanda (abril y mayo) es donde se

presentan los mayores consumos, mientras que los meses más lluviosos, este consumo se reduce, debido principalmente a la alta generación hidroeléctrica que se tuvo en esos mismos meses durante el año 2017.

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 2016 y 2017.

Tabla 10
Rendimientos por Plantas del SIN y el SAN

AGENTES DEL MERCADO	G.BRUTA	INSUMOS	U/M	RENDIMIENTO
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)				
Planta Centroamérica	263.04	437,653.66	Agua	0.60
Planta Carlos Fonseca	0.59	1,232.73	Agua	0.48
Planta Larreynaga	103.68	457,631.82	Agua	0.23
Planta Managua	18.76	1,249.15	Fuel Oil	15.02
Planta Las Brisas	-	-	Diésel	-
Generadora San Rafael S.A.(GESARSA)	-	0.07	Fo+Do	-
EMPRESAS PRIVADAS				
Hidroeléctrica ATDER - El Bote	4.98	21,636.32	Agua	0.23
Hidro Pantasma (HPA)	68.99	73,711.36	Agua	0.94
Inversiones Hidroeléctricas S.A. (IHSA). El Diamante	24.57	29,050.41	Agua	0.85
Empresa Generadora Ometepe S.A. (EGOMSA)	-	0.01		-
Tichana Power (TP)	1.72	3,482.01	Agua	0.50
Alba de Nicaragua S.A. (ALBANISA)	556.31	42,105.03		
Planta Hugo Chávez 1 - 2	4.76	375.78	Do	12.67
Planta Che Guevara 1 - 9	441.23	27,311.27	Fo+Do	16.16
Alba Generación S.A. (AGSA)	258.68	14,417.98	Fo+Do	17.94
Corporación Eléctrica Nicaragüense S.A. (CENSA)	270.34	16,614.15	Fuel Oil	16.27
Empresa Energética Corinto (EEC)	381.76	21,783.97	Fo+Do	17.52
Tipitapa Power Company (TPC)	336.33	19,429.08	Fuel Oil	17.31
Generadora Eléctrica de Occidente S.A. (GEOSA)	236.69			
Planta Nicaragua	236.69	18,358.38	Fuel Oil	12.89
Momotombo Power Company (MPC)	167.75	1,720.45	Vapor Geotérmico	97.50
Planta Momotombo (OEC)	46.63	7,930.11	Salmuera	5.88
Polaris Energy Nicaragua S.A. (PENSA)	536.47	4,127.80	Vapor Geotérmico	129.97
Nicaragua Sugar Estates Limited (NSEL)	242.26	1,016.56	Baqazo de Caña	238.32
Monte Rosa S.A. (IMR)	265.86	963.86	Baqazo de Caña	275.83
Green Power S.A. Ingenio Montelimar	158.28	226.43	Baqazo de Caña	699.01
SISTEMA AISLADO NACIONAL				
EMPRESAS PÚBLICAS				
Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL)				
RACCN (Waspam)	2.64	211.57	Diésel	12.48
RACCS (Corn Island, Karawala, Orinoco, Pueblo Nuevo)	6.72	531.10	Diésel	12.65
San Juan de Nicaragua)				
EMPRESAS PRIVADAS				
Puerto Cabezas Power (PCP)	36.25	2,614.36	Fo+Do	13.87

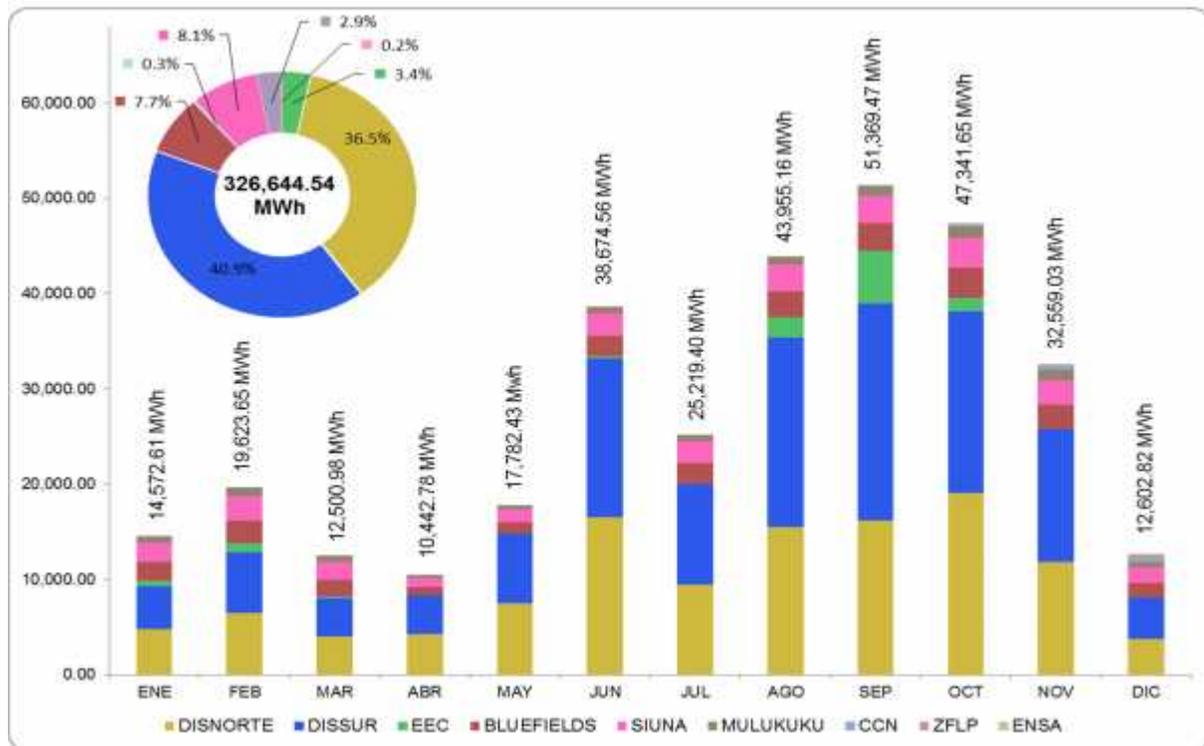
Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

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

4.1 Importaciones y Exportaciones

En el año 2017, se importaron 326,644.54 MWh de energía eléctrica. En el mes de septiembre se registró la mayor importación del año, de 51,369.47 MWh. Entre los agentes del mercado que importaron electricidad del mercado regional está la empresa de distribución eléctrica Dissur con el 40.94%, seguido de Disnorte con 36.47%, además la central eléctrica EEC con el 3.43%, pequeñas distribuidoras de Siuna (8.11%), Bluefields (7.70%) y Mulukuku (2.86%), Compañía Cervecera de Nicaragua (0.32%) y Zona Franca Las Palmeras (0.17%). En el siguiente gráfico se muestran las importaciones de electricidad por agente de mercado.

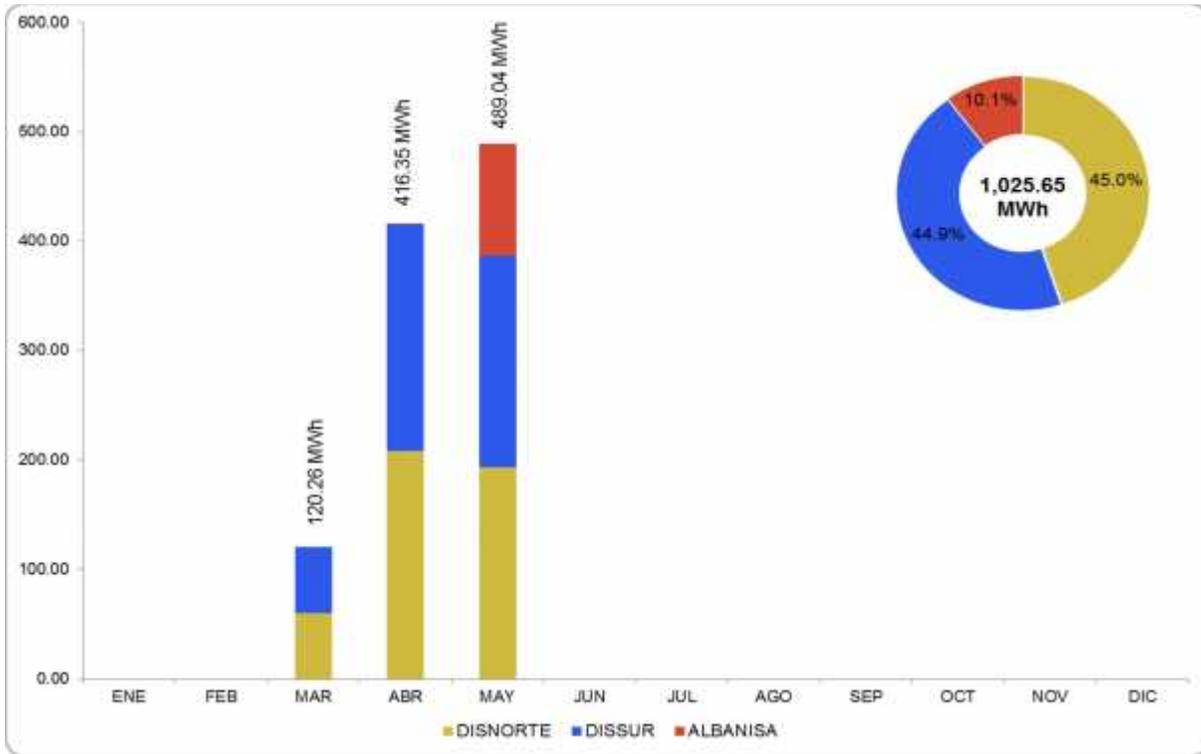
Gráfico 20
Agentes del Mercado que Importan Electricidad del Mercado Regional (MWh)
Año 2017



Fuente: Resúmenes Anuales. Extracciones 2016 - CNDC. Elaboración propia.

Por otro lado, las exportaciones de electricidad sumaron 1,025.65 MWh en el año 2017. La mayor exportación mensual ocurrió en mayo y fue de 489.04 MWh. Entre los agentes del mercado que exportaron electricidad en el mercado regional está la empresa Disnorte con el 44.97%, seguido por Dissur con 44.95% y ALBANISA con 10.08%. En el siguiente gráfico se muestran las exportaciones de electricidad por agente de mercado.

Gráfico 21
Agentes del Mercado que Exportan Electricidad en el Mercado Regional (MWh)
Año 2017



Fuente: Resúmenes Anuales. Extracciones 2016 - CNDC. Elaboración propia.

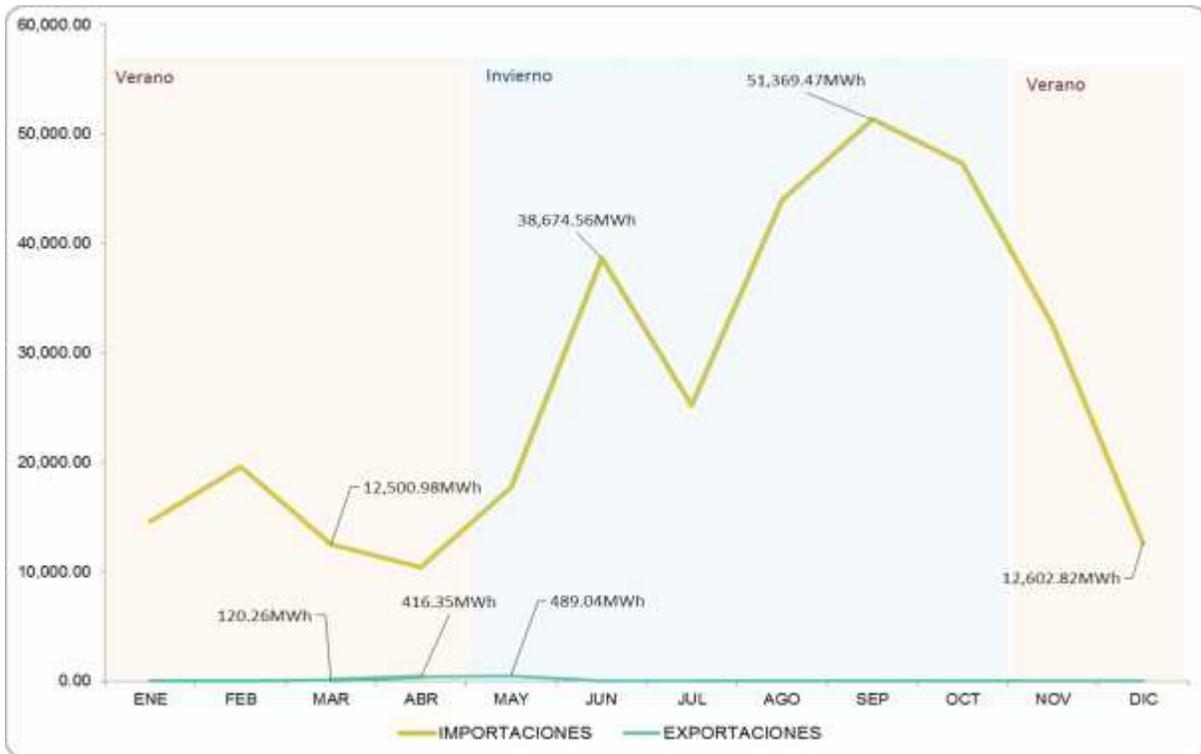
Con respecto al año anterior, se observa que las importaciones de electricidad aumentaron 59.49%. Este crecimiento considerable, compensa la reducción que se observa en la generación por parte de las centrales eléctricas. Por otro lado, exportaciones disminuyeron 94.26%. En la Tabla 11 y Gráfico 22, se observan las transacciones regionales de electricidad en el año 2016 y 2017, el crecimiento absoluto y los porcentajes de variación.

Tabla 11
Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)

TRANSACCIONES	Año		Variación Absoluta	Variación %
	2016	2017		
IMPORTACIONES	204,808.10	326,644.54	121,836.44	59.49
EXPORTACIONES	17,881.19	1,025.65	(16,855.54)	(94.26)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Gráfico 22
Importaciones y Exportaciones de Electricidad (MWh)
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

4.2 Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga

En el año 2017, la demanda máxima de potencia registrada en el SIN se fijó en 679.97 MW y ocurrió el 24 de abril a las 15:00 horas. En el año 2016, esta demanda alcanzó 671.83 MW, de manera que el aumento al año 2017, es de 8.14 MW y representa un crecimiento de 1.21%.

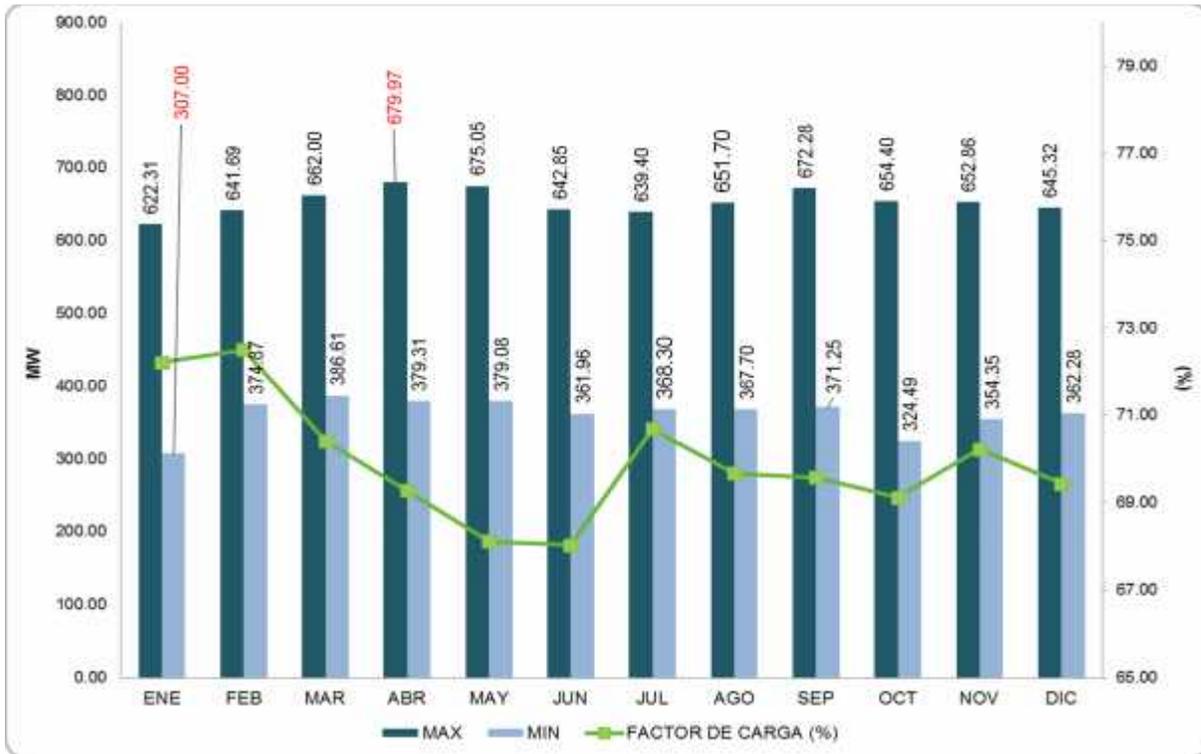
La demanda mínima en el año 2017, se situó en 307.00 MW el día 09 de enero a las 17:00 horas. El factor de carga promedio del año fue de 67.28%. La Tabla 12 muestra las demandas máximas, mínimas y el factor de carga obtenido en los años 2016 y 2017, así como las diferencias absolutas y el porcentaje de crecimiento. El Gráfico 23 también muestra por meses del año 2017, la demanda máxima y mínima en MW y el factor de carga en porcentaje.

Tabla 12
Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)

Demandas	AÑO 2016	AÑO 2017	Diferencia	Crecim %
Máxima	671.83	679.97	8.14	1.21
Hora	20:00:00	15:00:00		
Fecha	05-abr-16	24-abr-17		
Mínima	332.35	307.00	(25.35)	(7.63)
Hora	12:00:00	17:00:00		
Fecha	05-sep-16	09-ene-17		
Factor de Carga (%)	72.53	67.28		(5.25)

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Gráfico 23
Demanda Máxima, Mínima (MW) y Factor de Carga (%)
Año 2017



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 de alta tensión, subestaciones y transformadores necesarios para trasladar la electricidad generada por las centrales eléctricas hasta los diferentes puntos de entrega para la extracción en el mercado eléctrico de las diferentes distribuidoras.

A nivel nacional, la longitud de las líneas de transmisión en el año 2017, totalizan 2,757.04 kilómetros, distribuidos por niveles de voltaje de manera que 773.04 kilómetros corresponden líneas de 230 kV, 1,339.70 kilómetros a líneas de 138 kV y 644.30 kilómetros a líneas de 69 kV. De éstas es importante mencionar que 2,370.22 km pertenecen a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y los restantes 386.82 km a sistemas secundarios pertenecientes a privados donde 310.74 kilómetros de línea de 230 kV corresponde al SIEPAC propiedad a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

Así mismo, al finalizar el año 2017, existían 95 subestaciones eléctricas, tanto estatales como privadas, con una capacidad de transformación de 4,896.81 MVA. (Ver Tabla 13).

Tabla 13
Subestaciones, Capacidad y Líneas de Transmisión

Sistema	Año 2016		Total 2016	Año 2017		Total 2017	Variación (%)
	ENATREL	OTROS		ENATREL	OTROS		
Número de Subestaciones	68	21	89	74	21	95	6.74
Enlace	3	-	3	3	-	3	-
Enlace/Reductoras	11	-	11	11	-	11	-
Elevadoras	10	15	25	12	15	27	8.00
Reductoras	44	6	50	48	6	54	8.00
Capacidad de Transformación (MVA)	2,619.93	1,727.30	4,347.23	2,904.31	1,992.50	4,896.81	12.64
Enlace	-	-	-	-	-	-	-
Enlace/Reductoras	1,286.85	-	1,286.85	1,329.98	-	1,329.98	3.35
Elevadoras	412.50	1,677.80	2,090.30	557.50	1,953.00	2,510.50	20.10
Reductoras	920.58	49.50	970.08	1,016.83	39.50	1,056.33	8.89
Kilómetros de línea de Transmisión	2,269.77	440.62	2,710.39	2,370.22	386.82	2,757.04	1.72
230 kV (km línea de transmisión)	459.94	310.74	770.68	462.30	310.74	773.04	0.31
138 kV (km línea de transmisión)	1,199.81	95.60	1,295.41	1,297.90	41.80	1,339.70	3.42
69 kV (km línea de transmisión)	610.02	34.28	644.30	610.02	34.28	644.30	-

Fuente: Estadísticas Eléctricas ENATREL. Elaboración propia.

Nota:

- En las líneas de 230kV privadas se incluye 310.74 km de la línea SIEPAC propiedad de EPR.

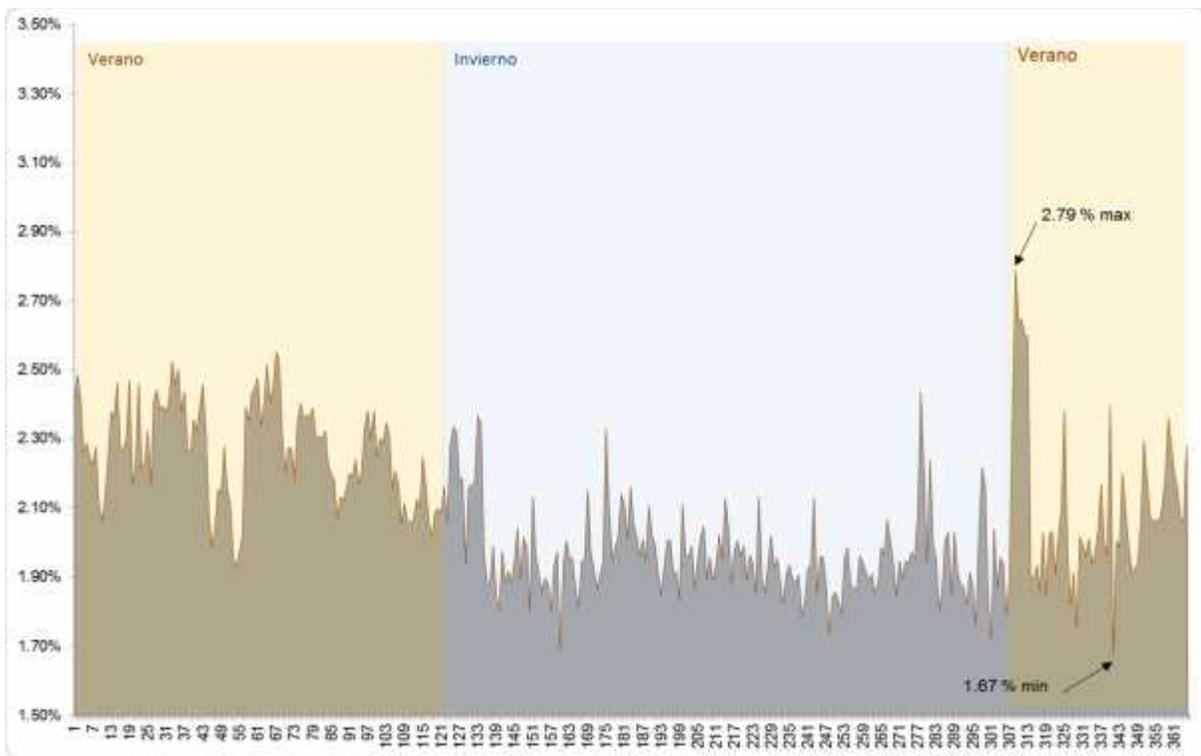
5.2 Pérdidas de Transmisión

De acuerdo a estadísticas del INE, se destaca que las pérdidas del sistema de transmisión en el año 2017, fueron 2.08%, las cuales se han reducido en comparación con el año 2016, que se situaron en 2.23%. 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 el INE y las ventas de energía eléctrica 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 24
Curva de Pérdidas Diarias de Transmisión Eléctrica (%)
Año 2017



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

El mayor porcentaje de pérdidas de transmisión eléctrica en el año ocurrieron el día 05 de noviembre, con un equivalente de 2.79% en pérdidas, es decir el 295.38 MWh. Por otro lado, las menores pérdidas de transmisión eléctrica en el año ocurrieron el día 07 de diciembre, con un equivalente de 1.67%, es decir el 204.27 MWh.

En forma agregada las pérdidas totales de transmisión eléctrica fueron de 92,816.18 MWh. En anexos puede observarse el comportamiento de estas pérdidas en el período 2006-2017.

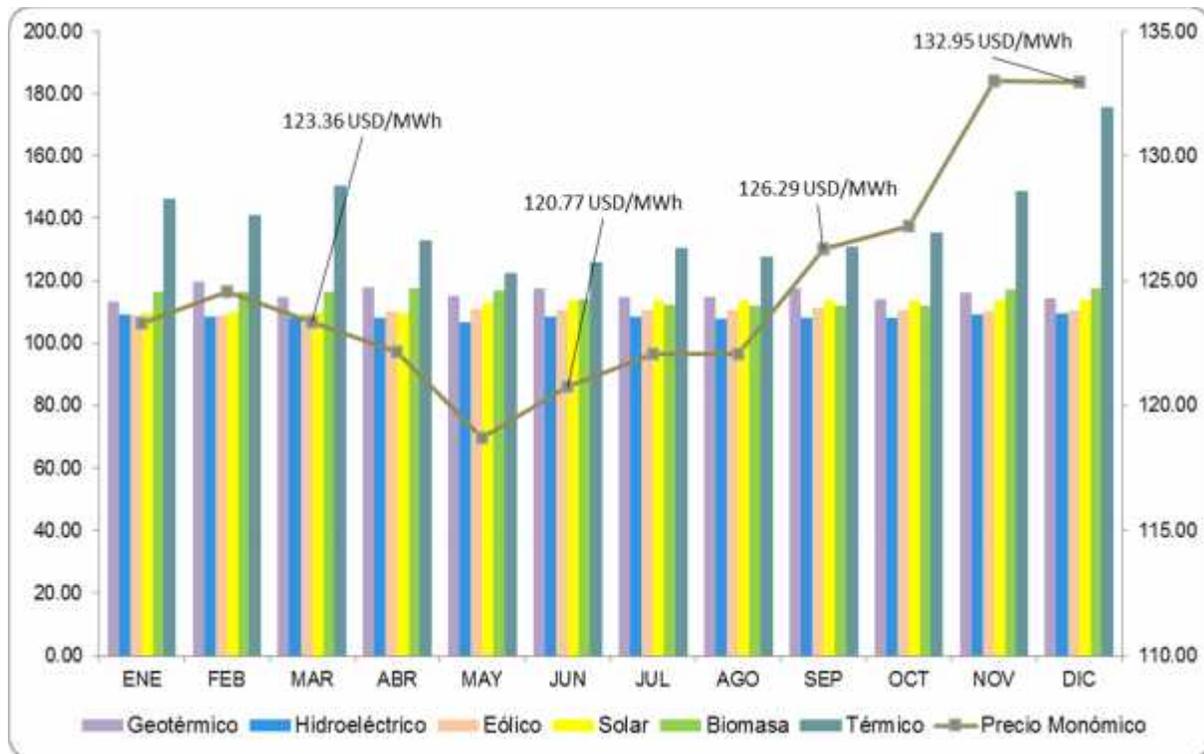
VI. MERCADO MAYORISTA NACIONAL

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 2017, 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 2017

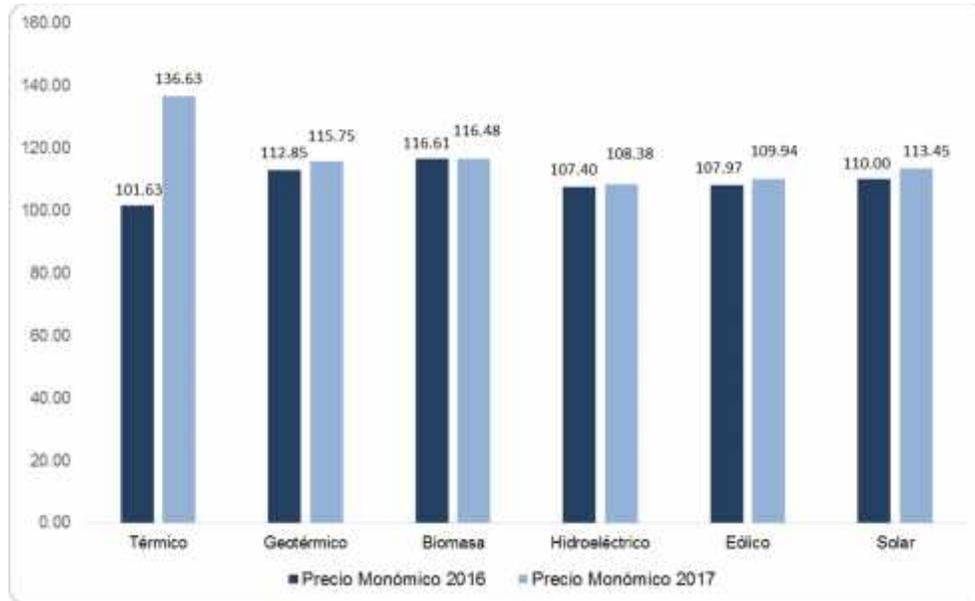


Fuente: Transacciones de Mercado de Contratos – INE. Elaboración propia.

Los precios por energía y potencia facturados por Disnorte y Dissur a empresas de generación eléctrica en el año 2017, de acuerdo al tipo de fuente, fue el siguiente: En centrales de generación térmica 136.63 USD\$/ MWh (34.43% mayor al año 2016), centrales geotérmicas 115.75 USD\$/MWh (2.57% mayor al año 2016), centrales de biomasa 116.48 USD\$/MWh (0.11% menor al año 2016), centrales hidroeléctricas 108.38 USD\$/MWh (0.91% mayor al año 2016), centrales eólicas

109.94 USD\$/MWh (1.82% mayor al año 2016) y en centrales solares fotovoltaicas 113.45 USD\$/MWh (3.14% mayor al año 2016). (Ver Gráfico 26).

Gráfico 26
Precio Monómico en el Mercado de Contratos (USD\$/MWh)
Período 2016 - 2017



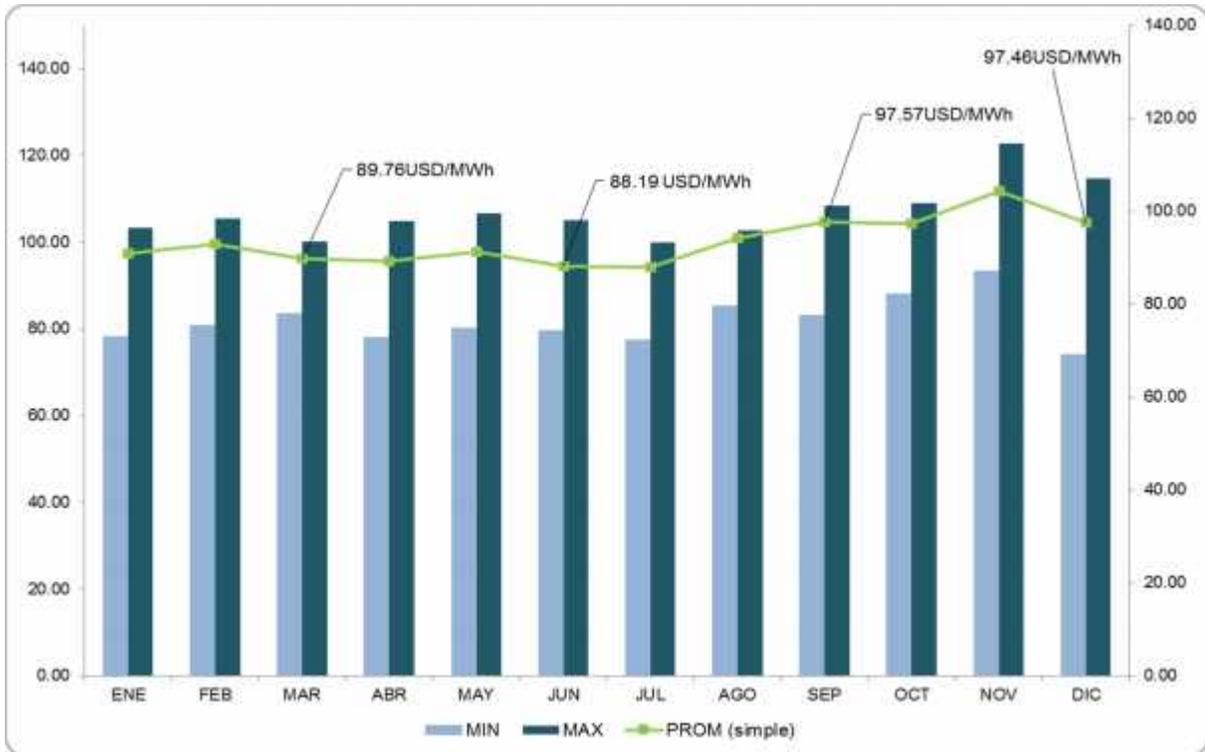
Fuente: Transacciones de Mercado de Contratos – INE. Elaboración propia.

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 2017, en el mercado de ocasión.

Gráfico 27
Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh)
Año 2017

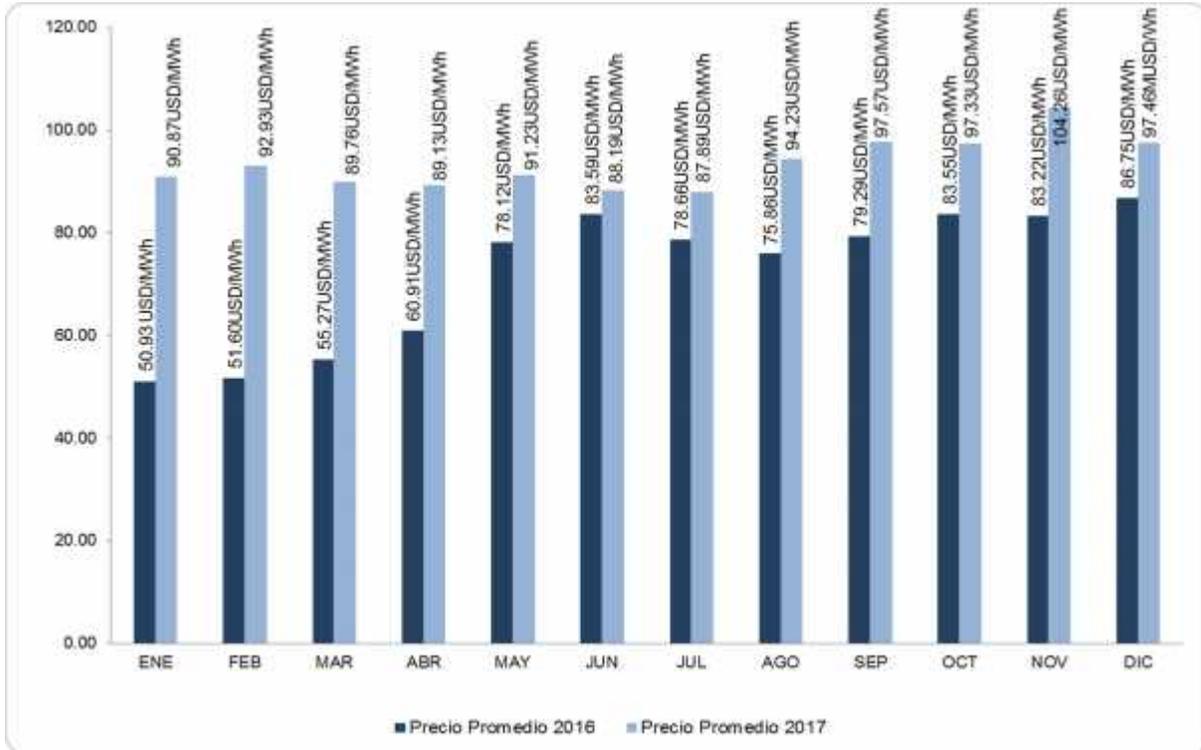


Fuente: Transacciones Económicas. Precios de Energía y Potencia – CNDC. Elaboración propia.

El precio promedio en el mercado de ocasión sin regulación de mercado fue de 93.40 USD\$/MWh por energía en el año 2017, siendo en el mes de noviembre donde se presentó el precio más alto, es decir, 122.77 USD\$/MWh y en el mes de diciembre el precio más bajo del año de 74.16 USD\$/MWh.

En comparación con el año 2016, los precios promedio de la energía eléctrica en el mercado de ocasión presentan un incremento de 29.17%, esto debido en gran medida al aumento en los precios internacionales del petróleo, que ha aumentado también los costos variables de generación de las centrales térmicas. Esta tendencia al alza se observó en los últimos meses del año 2016 y se ha mantenido durante la mayor parte del año 2017. En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento del precio promedio de la energía eléctrica en los años 2016 y 2017.

Gráfico 28
Precios de Electricidad en el Mercado de Ocasión (USD\$/MWh)
Período 2016 - 2017



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

De manera general, es importante mencionar que 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 130.10 USD\$/MWh en el año 2017. Este precio ha aumentado 11.06% en comparación al año 2016, debido en gran parte al aumento de los precios internacionales de los combustibles fósiles y por lo tanto, aumento en los costos variables de generación de las centrales térmicas. En anexos se puede observar serie histórica de precios mayoristas.

VII. DISTRIBUCION ELÉCTRICA

7.1 Demanda Neta

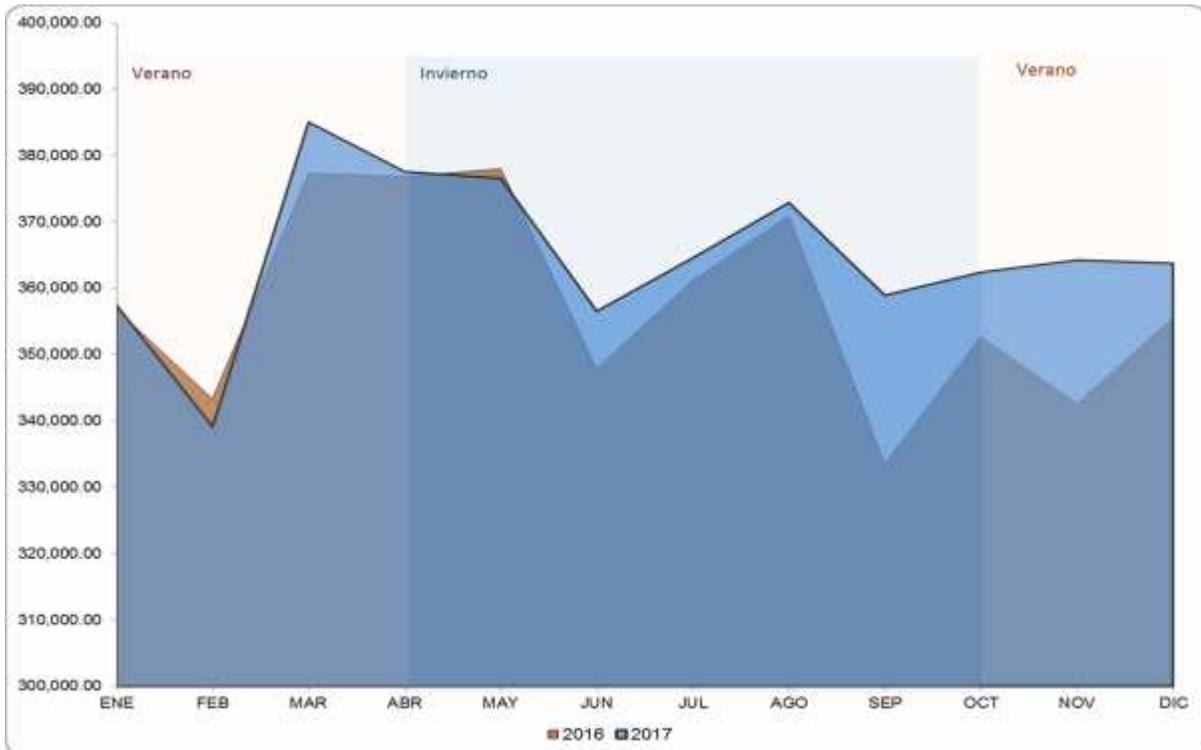
Para determinar la demanda neta de energía eléctrica, el cual es calculado por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se inicia con las inyecciones eléctricas reportadas por el SIMEC, a este valor se suma la Energía Dejada de Servir (EDS), además del saldo de interconexión neta (diferencia entre 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 2017, fue de 4,379.18 GWh, siendo 82.60 GWh (1.92%) mayor que la del año 2016. (Ver Tabla 14 y Gráfico 29).

Tabla 14
Demanda Neta (GWh)

CONCEPTOS	2016	2017	Variación (%)	Variación (MWh)
Inyecciones Eléctricas al SIN (Centrales Eléctricas)	4,121.66	4,039.78	(1.99)	(81.88)
Energía No Servida	11.25	17.97	59.75	6.72
Interconexión Neta	(23.26)	(4.19)	(81.97)	19.07
Importaciones	204.81	326.64	59.49	121.84
Exportaciones	17.88	1.03	(94.26)	(16.86)
DEMANDA NETA	4,296.58	4,379.18	1.92	82.60

Fuente: Informe Anual CNDC. Elaboración propia.

Gráfico 29
Demanda Neta (GWh)
Período 2016 – 2017



Fuente: Informe Anual CNDC. Elaboración propia.

7.2 Ventas de Electricidad

Las ventas netas de energía eléctrica realizadas a los usuarios finales por parte de las diferentes distribuidoras del mercado suman 3,487.97 GWh (incluye ventas a grandes consumidores), presentando un crecimiento de 61.43 GWh (1.79%) respecto al año 2016.

El mayor incremento es atribuido a la evolución de las ventas de Disnorte y Dissur, las que aumentaron 3.25%, además de las pequeñas distribuidoras cuyas ventas eléctricas aumentaron 5.79%. Por otro lado, las ventas eléctricas a los grandes consumidores disminuyeron 56.56%, mientras que las ventas de los sistemas aislados aumentaron 4.49%, respecto al año anterior. (Ver Tabla 15).

Tabla 15
Ventas de Electricidad (GWh), Estructura y Crecimiento

AGENTES DEL MERCADO	Año		Estruct % 2017	Variación %	Variación GWh
	2016	2017			
SIST.INT.NACIONAL	3,397.13	3,457.24	99.12	1.77	60.11
Disnorte	1,654.55	1,689.09	48.42	2.09	34.54
Dissur	1,588.04	1,659.01	47.55	4.47	70.97
DN + DS	3,242.59	3,348.10	95.97	3.25	105.51
Aprodelbo	1.50	1.70	0.05	13.33	0.20
Atder - bl	2.85	3.11	0.09	9.12	0.26
Bluefields	27.54	28.67	0.82	4.10	1.13
Bonanza	5.92	7.86	0.23	32.77	1.94
El Ayote	1.70	1.72	0.05	1.18	0.02
El Bluff	0.72	0.32	0.01	(55.56)	(0.40)
Kukra Hill	2.06	2.09	0.06	1.46	0.03
Laguna de Perlas	1.69	1.57	0.05	(7.10)	(0.12)
Mulukukú	5.19	6.17	0.18	18.88	0.98
Plan de Gramma	-	-	-	-	-
Rosita	5.71	6.12	0.18	7.18	0.41
Sahsa	0.39	-	-	(100.00)	(0.39)
Siuna	7.59	7.40	0.21	(2.50)	(0.19)
Tasbapauni	0.18	0.17	-	(5.56)	(0.01)
Tortuguero	1.01	1.00	0.03	(0.99)	(0.01)
Wamblan	-	-	-	-	-
Wiwili	3.10	3.16	0.09	1.94	0.06
Zelaya luz, S.A.	0.23	0.22	0.01	(4.35)	(0.01)
Hismow (Wapi)	-	-	-	-	-
Pequeñas Distribuidoras	67.38	71.28	2.06	5.79	3.90
Grandes Consumidores	87.16	37.86	1.09	(56.56)	(49.30)
SIST.AISLADO NACIONAL	29.41	30.73	0.88	4.49	1.32
Públicos (ENEL)	29.41	30.73	0.88	4.49	1.32
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-
NACIONAL	3,426.54	3,487.97	100.00	1.79	61.43

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

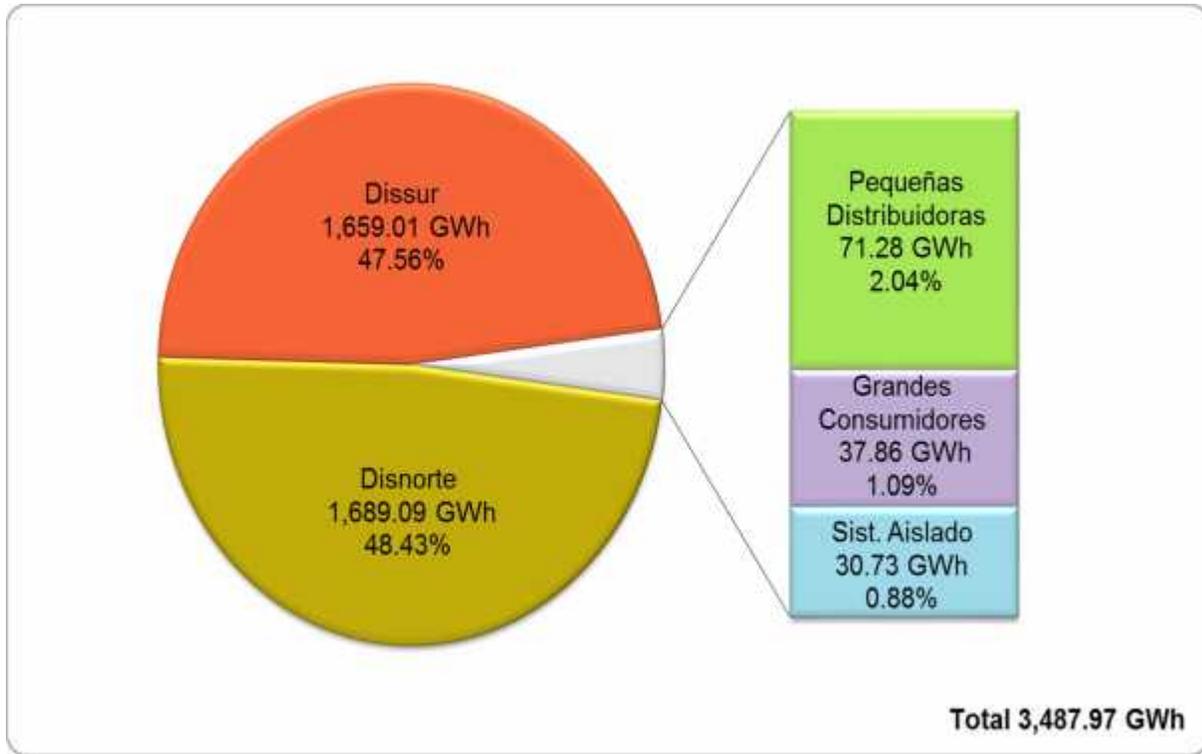
Notas:

- La información de las pequeñas distribuidoras corresponde a lo que ellas reportan como facturación a sus clientes.
- Las distribuidoras ubicadas en la isla de Ometepe forman parte del SIN desde el año 2016.
- A partir del mes de agosto del año 2017, la distribuidora de El Bluff, se unificó con la distribuidora de Bluefields.
- En el año 2017, las agencias de Santa Rita y Mulukuku están unificadas en Mulukuku.
- En el año 2017, las agencias de Rosita, Alamikamba y SAHSA, están unificadas en Rosita.
- 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.

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 3,457.24 GWh y 30.73 GWh en los sistemas aislados, representando el 99.12% y 0.88% del total de ventas de energía eléctrica (Ver Gráfico 30).

Gráfico 30
Ventas de Electricidad por Agente de Mercado (GWh)
Año 2017

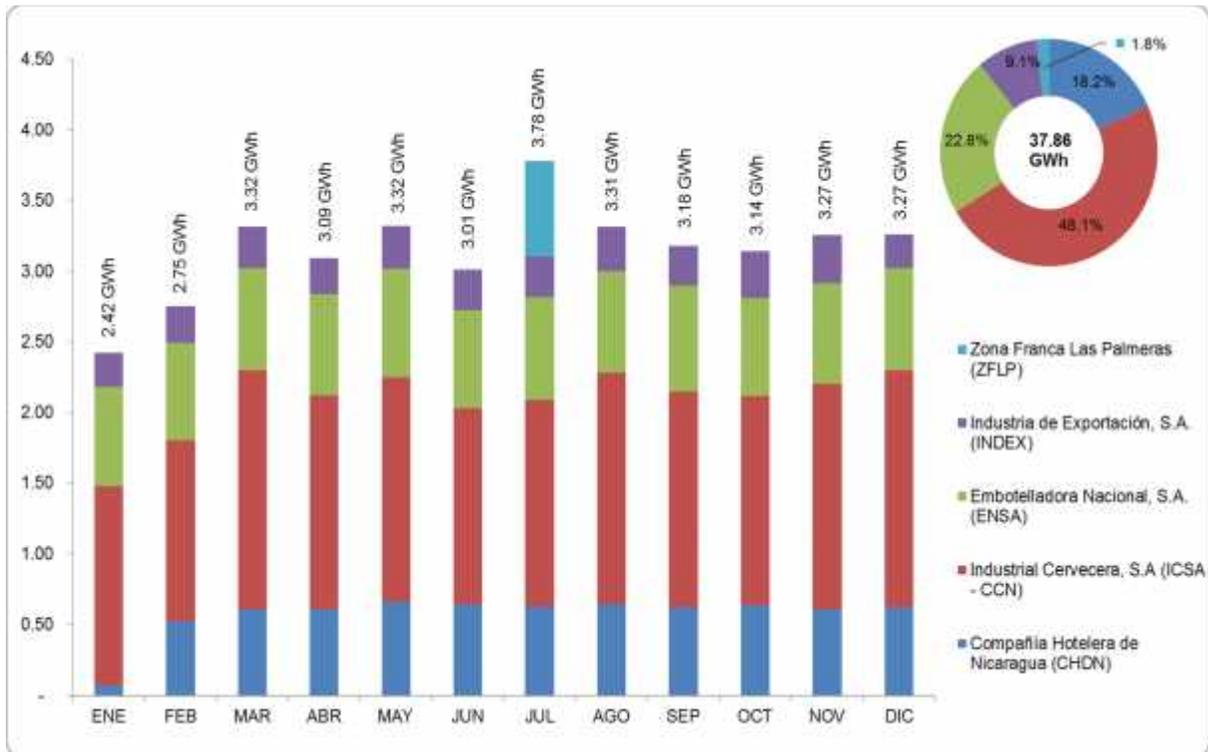


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

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 ahora parte del SIN.

Así mismo, las ventas netas realizadas en el SIN a los usuarios finales en el año 2017, 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 los grandes consumidores mediante contratos y mercado de ocasión. El comportamiento de las ventas a éstos últimos se puede observar en el siguiente gráfico.

Gráfico 31
Ventas de Electricidad de Grandes Consumidores (GWh)
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

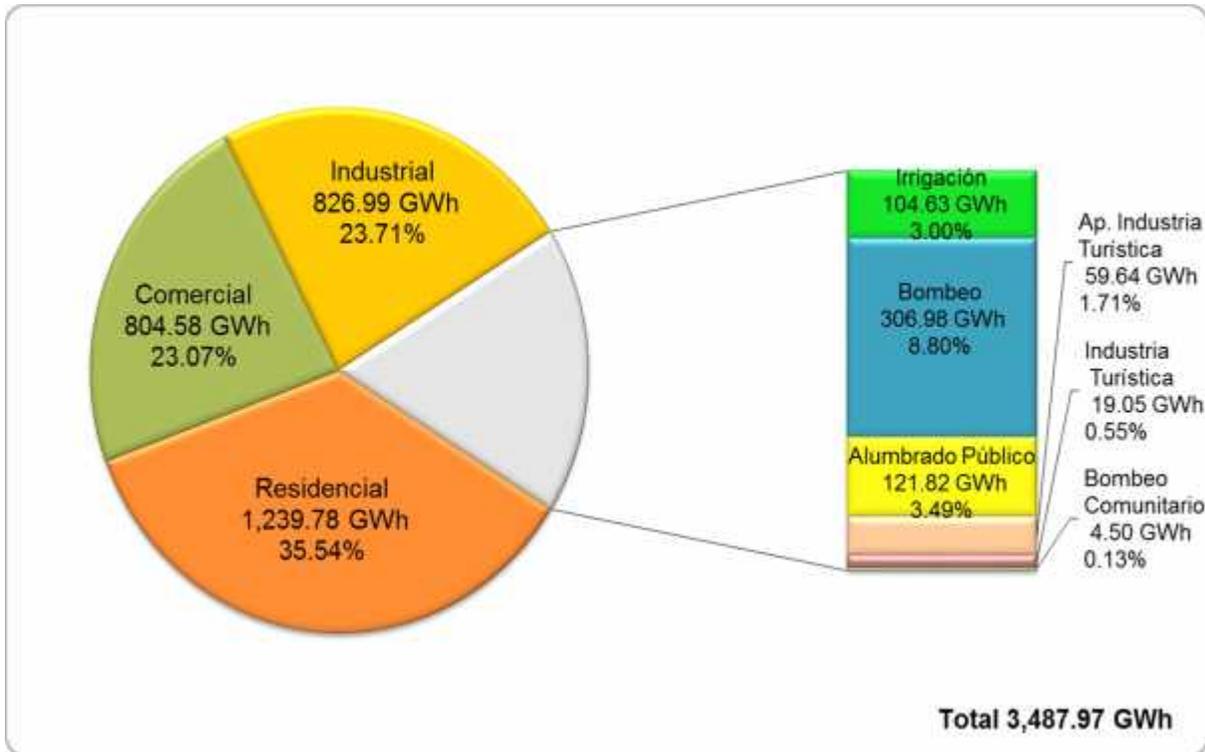
7.2.2 Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa

El tipo de tarifa con mayor consumo de energía eléctrica en el año 2017, fue el residencial, concentrando 35.54% en el total de ventas a nivel nacional, seguido por la tarifa industrial con 23.71% y comercial o general con 23.07%. En menor medida participan las tarifas de bombeo (8.80%), alumbrado público (3.49%), irrigación (3.00%), apoyo a la industria turística¹ (1.71%), industria turística² (0.55%) y bombeo comunitario (0.13%). (Ver Gráfico 32).

¹ 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.

² 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 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En la Tabla 16 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 INE³. 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 35.32% en el SIN, 60.23% en Sistemas Aislados y 35.54% a nivel nacional.

³ 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 16
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Año 2017

AGENTES DEL MERCADO	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Público	Ap. Industria Turística	Industria Turística	Bombeo Comunitario	TOTAL
SIST.INT.NACIONAL	1,221.35	798.57	821.54	104.63	306.25	121.71	59.64	19.05	4.50	3,457.24
Disnorte	595.66	438.54	373.85	59.69	119.93	64.32	22.71	12.16	2.23	1,689.09
Dissur	576.91	336.87	413.54	44.94	184.81	56.06	36.93	6.68	2.27	1,659.01
DN + DS	1,172.57	775.41	787.39	104.63	304.74	120.38	59.64	18.84	4.50	3,348.10
Aprodelbo	1.70	-	-	-	-	-	-	-	-	1.70
Atder - bl	3.09	0.02	-	-	-	-	-	-	-	3.11
Bluefields	15.24	8.77	2.96	-	0.60	1.10	-	-	-	28.67
Bonanza	5.68	2.17	-	-	-	-	-	0.01	-	7.86
El Ayote	1.52	0.04	-	-	0.13	0.03	-	-	-	1.72
El Bluff	0.23	0.09	-	-	-	-	-	-	-	0.32
Kukra Hill	1.71	0.31	0.07	-	-	-	-	-	-	2.09
Laguna de Perlas	1.18	0.19	0.15	-	0.05	-	-	-	-	1.57
Mulukukú	4.66	1.29	-	-	0.11	0.10	-	0.01	-	6.17
Plan de Gramma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rosita	4.58	1.39	-	-	0.01	-	-	0.14	-	6.12
Sahsa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Siuna	5.32	1.57	-	-	0.43	0.03	-	0.05	-	7.40
Tasbapauni	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	0.17
Tortuero	0.65	0.30	0.01	-	-	0.04	-	-	-	1.00
Wamblan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wiwili	2.86	0.12	-	-	0.18	-	-	-	-	3.16
Zelaya luz, S.A.	0.19	-	-	-	-	0.03	-	-	-	0.22
Hismow (Wapi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pequeñas Distribuidoras	48.78	16.26	3.19	-	1.51	1.33	-	0.21	-	71.28
Grandes Consumidores	-	6.90	30.96	-	-	-	-	-	-	37.86
SIST.AISLADO NACIONAL	18.43	6.01	5.45	-	0.73	0.11	-	-	-	30.73
Públicos (ENEL)	18.43	6.01	5.45	-	0.73	0.11	-	-	-	30.73
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NACIONAL	1,239.78	804.58	826.99	104.63	306.98	121.82	59.64	19.05	4.50	3,487.97

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- La información de las pequeñas distribuidoras corresponde al reporte facturado a sus clientes.
- Las distribuidoras ubicadas en la isla de Ometepe forman parte del SIN desde el año 2016.
- A partir del mes de agosto del año 2017, la distribuidora de El Bluff, se unificó con la distribuidora de Bluefields.
- En el año 2017, las agencias de Santa Rita y Mulukuku están unificadas en Mulukuku.
- En el año 2017, las agencias de Rosita, Alamikamba y SAHSA, están unificadas en Rosita.
- 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)

Tabla 17
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Período 2016 - 2017

TIPO DE TARIFA	Año		Estruct % 2017	Variación %	Variación GWh
	2016	2017			
Residencial	1,188.10	1,221.35	35.02	2.80	33.25
Comercial	776.89	798.57	22.89	2.79	21.68
Industrial	818.51	821.54	23.55	0.37	3.03
Irrigación	112.12	104.63	3.00	(6.68)	(7.49)
Bombeo	302.51	306.25	8.78	1.24	3.74
Alumbrado Público	111.53	121.71	3.49	9.13	10.18
Ap. Industria Turística	58.69	59.64	1.71	1.62	0.95
Industria Turística	24.90	19.05	0.55	(23.49)	(5.85)
Bombeo Comunitario	3.88	4.50	0.13	15.98	0.62
SIST.INT.NACIONAL	3,397.13	3,457.24	99.12	1.77	60.11
Residencial	17.51	18.43	0.53	5.25	0.92
Comercial	5.65	6.01	0.17	6.37	0.36
Industrial	5.62	5.45	0.16	(3.02)	(0.17)
Irrigación	-	-	-	-	-
Bombeo	0.53	0.73	0.02	37.74	0.20
Alumbrado Público	0.10	0.11	-	10.00	0.01
Ap. Industria Turística	-	-	-	-	-
Industria Turística	-	-	-	-	-
Bombeo Comunitario	-	-	-	-	-
SIST.AISLADO NACIONAL	29.41	30.73	0.88	4.49	1.32
Residencial	1,205.61	1,239.78	35.55	2.83	34.17
Comercial	782.54	804.58	23.06	2.82	22.04
Industrial	824.13	826.99	23.71	0.35	2.86
Irrigación	112.12	104.63	3.00	(6.68)	(7.49)
Bombeo	303.04	306.98	8.80	1.30	3.94
Alumbrado Público	111.63	121.82	3.49	9.13	10.19
Ap. Industria Turística	58.69	59.64	1.71	1.62	0.95
Industria Turística	24.90	19.05	0.55	(23.49)	(5.85)
Bombeo Comunitario	3.88	4.50	0.13	15.98	0.62
NACIONAL	3,426.54	3,487.97	100.00	1.79	61.43

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

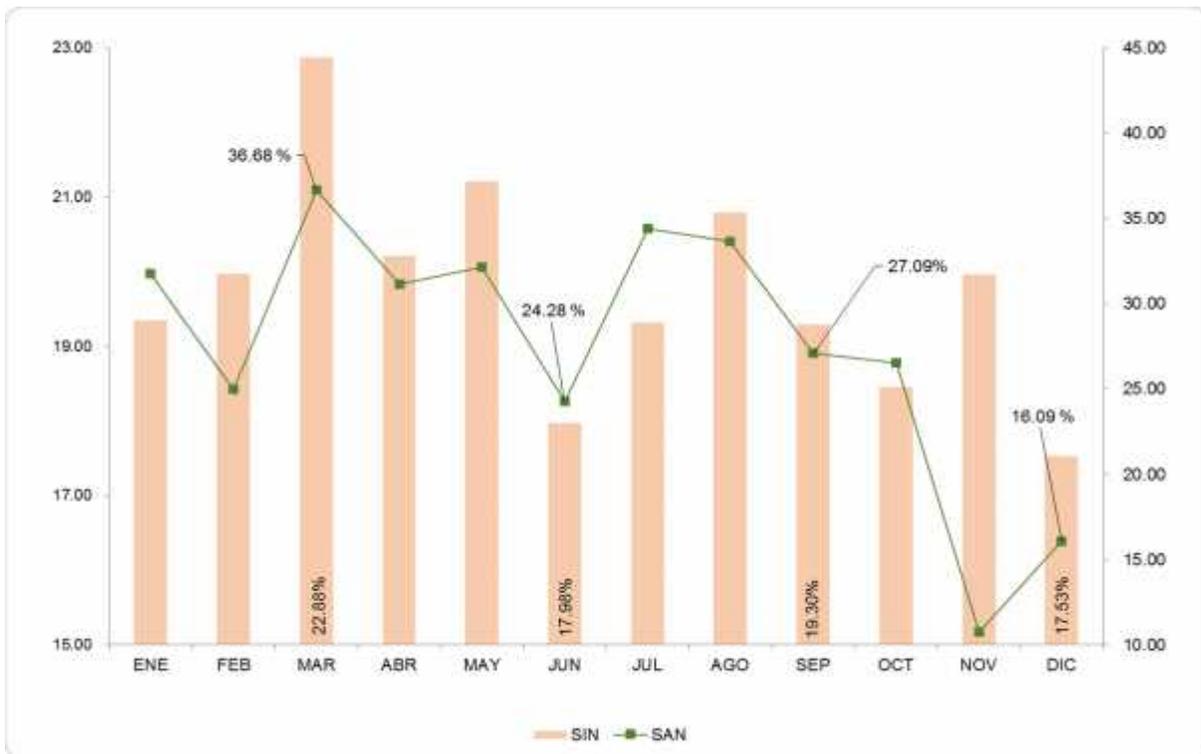
- El bloque Alumbrado Público se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc)

En la Tabla 17, se muestra una comparación entre el año 2016 y 2017, de las ventas según tipo de tarifa. De acuerdo a esto, se observa que el mayor crecimiento lo presenta la tarifa residencial, aumentando 34.17 GWh (2.83%); seguido por la tarifa comercial o general con 22.04 GWh (2.82%); luego la tarifa de alumbrado público con 10.19 GWh (9.13%); y en menor medida la tarifa de bombeo con 3.94 GWh (1.30%); tarifa industrial con 2.86 GWh (0.35%); tarifa de apoyo a la industria turística con 0.95 GWh (1.62%); y finalmente tarifa de bombeo comunitario con 0.62 GWh (15.98%). Por otro lado, se presentan reducciones en las tarifas de irrigación con 7.49 GWh (6.68%) y tarifa de industria turística con 5.85 GWh (23.49%).

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 18.83% en pérdidas de distribución, lo que equivale a 793,279.24 MWh. Los sistemas aislados registraron 29.07 % en pérdidas de distribución, es decir, 12,594.92 MWh. (Ver Gráfico 33).

Gráfico 33
Curva de Pérdidas Mensuales de Distribución (%)
Año 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

En anexos puede observarse el comportamiento de estas pérdidas en el período 2005-2017.

7.3 Clientes Facturados a Nivel Nacional

En el mes de diciembre del año 2017, los clientes facturados totales, reportados por el INE en estado activo, alcanzaron la cifra de 1.158,974 clientes (incluyendo grandes consumidores, uso de redes y pequeñas concesionarias en Disnorte y Dissur), mostrando un crecimiento anual de 57,685 clientes respecto a diciembre del año 2016, lo que representó 5.24% de incremento. (Ver Tabla 18).

Tabla 18
Clientes Facturados a diciembre. Estructura y Crecimiento

AGENTES DEL MERCADO	Año		Estruct % 2017	Variación %	Variación Clientes
	2016	2017			
SIST.INT.NACIONAL	1,084,796	1,141,965	98.53	5.27	57,169
Disnorte	567.777	600.084	51.77	5.69	32.307
Dissur	463.186	483.508	41.71	4.39	20.322
DN + DS	1,030,963	1,083,592	93.48	5.10	52,629
Aprodelbo	1.986	2.070	0.18	4.23	84
Atder - bl	5.128	6.008	0.52	17.16	880
Bluefields	10.917	11.658	1.01	6.79	741
Bonanza	4.783	5.002	0.43	4.58	219
El Ayote	1.647	1.724	0.15	4.68	77
El Bluff	526	-	-	(100.00)	(526)
Kukra Hill	2.188	2.269	0.20	3.70	81
Laguna de Perlas	1.151	1.168	0.10	1.48	17
Mulukukú	6.083	7.334	0.63	20.57	1.251
Plan de Gramma	-	-	-	-	-
Rosita	6.269	6.599	0.57	5.26	330
Sahsa	-	-	-	-	-
Siuna	5.787	6.131	0.53	5.94	344
Tasbapauni	322	325	0.03	0.93	3
Tortuguero	1.333	1.339	0.12	0.45	6
Wamblan	-	-	-	-	-
Wiwili	5.381	6.417	0.55	19.25	1.036
Zelaya luz. S.A.	328	324	0.03	(1.22)	(4)
Hismow (Wapi)	-	-	-	-	-
Pequeñas Distribuidoras	53,829	58,368	5.05	8.43	4,539
Grandes Consumidores	4	5	-	25.00	1
SIST.AISLADO NACIONAL	16,493	17,009	1.47	3.13	516
Públicos (ENEL)	16.493	17.009	1.47	3.13	516
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-
NACIONAL	1,101,289	1,158,974	100.00	5.24	57,685

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

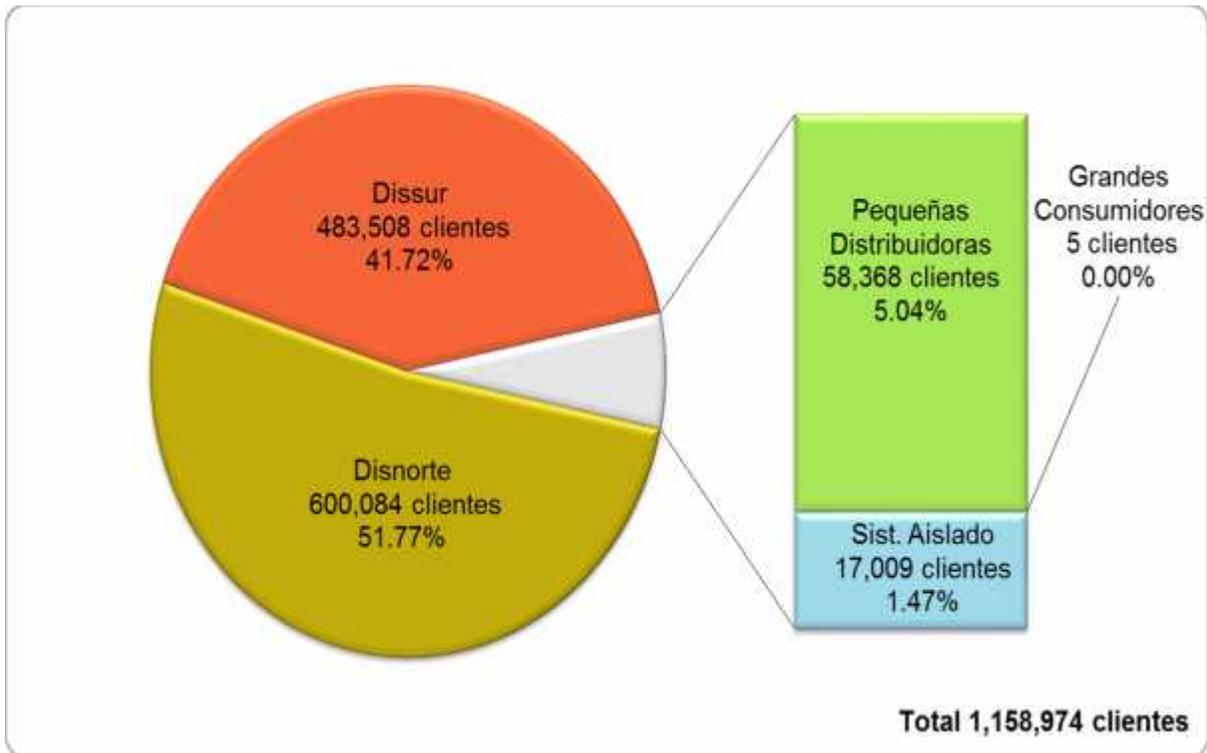
- La información de pequeñas distribuidoras corresponde a los clientes activos que ellas reportan en facturación durante el mes de diciembre.
- A partir del mes de agosto del año 2017, la distribuidora de El Bluff, se unificó con la distribuidora de Bluefields.
- En el año 2017, las agencias de Santa Rita y Mulukuku están unificadas en Mulukuku.
- En el año 2017, las agencias de Rosita, Alamikamba y SAHSA, están unificadas en Rosita.
- 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 1.141,965 representando un aumento de 57,169 clientes y 5.27 en términos porcentuales, respecto a diciembre del año 2016. El resto de clientes (17,009) fueron atendidos por las distribuidoras del sistema aislado, las cuales aumentaron en 516 clientes, lo que significó un incremento de 3.13%. En términos porcentuales por sistema, los clientes se distribuyen en 98.53% en el SIN y 1.47% en los sistemas aislados.

7.3.1 Clientes Facturados por Concesionarios

Los 1.141,965 clientes atendidos en el SIN se distribuyen en 1.083,592 atendidos por Disnorte y Dissur (incluye pequeñas concesionarias que DN y DS les vende energía eléctrica y uso de redes), 5 clientes reportados como grandes consumidores habilitados por INE, además de 58,368 usuarios reportados por pequeñas distribuidoras. Por su parte, los 17,009 clientes en el sistema aislado, son atendidos por ENEL. (Ver Gráfico 34).

Gráfico 34
Clientes Facturados por Concesionarios
Diciembre 2017

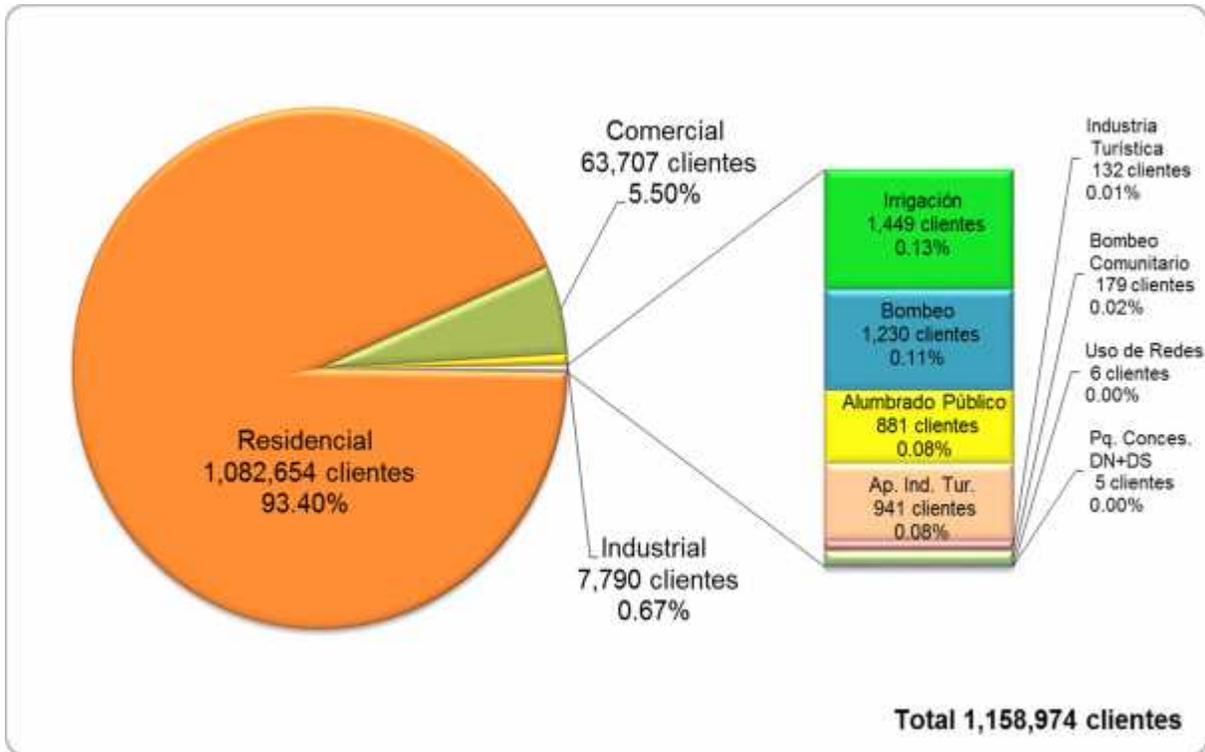


Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

7.3.2 Clientes Facturados por Tipo de Tarifa

La tarifa residencial concentra 1.082,654 clientes representando 93.40% de los clientes a nivel nacional, seguido por la tarifa comercial o general con 63,707 clientes (5.50%). El resto de los clientes que representaron 1.10% de los clientes a nivel nacional, se distribuyen en las tarifas industrial, 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
Cientes Facturados por Tipo de Tarifa
Diciembre 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- Los grandes consumidores se encuentran distribuidos dentro de Industrial y Bombeo.

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 19).

Tabla 19
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa
Diciembre 2017

AGENTES DEL MERCADO	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Público	Ap. Industria Turística	Industria Turística	Bombeo Comunitario	Peq. Concesiones DN+DS	Uso de Redes	TOTAL
SIST.INT.NACIONAL	1,066,027	63,346	7,779	1,449	1,228	873	941	132	179	5	6	1,141,965
Disnorte	560,991	31,662	4,759	1,002	672	421	390	47	136	2	2	600,084
Dissur	448,466	30,018	2,983	447	538	398	551	57	43	3	4	483,508
DN + DS	1,009,457	61,680	7,742	1,449	1,210	819	941	104	179	5	6	1,083,592
Aprodelbo	2,070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,070
Atder - bl	5,983	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,008
Bluefields	10,842	752	26	-	4	34	-	-	-	-	-	11,658
Bonanza	4,981	19	-	-	-	-	-	2	-	-	-	5,002
El Ayote	1,718	2	-	-	1	3	-	-	-	-	-	1,724
El Bluff	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kukra Hill	2,226	38	5	-	-	-	-	-	-	-	-	2,269
Laguna de Perlas	1,141	24	1	-	2	-	-	-	-	-	-	1,168
Mulukukú	7,122	197	-	-	5	9	-	1	-	-	-	7,334
Plan de Gramma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rosita	6,374	209	-	-	1	-	-	15	-	-	-	6,599
Sahsa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Siuna	5,902	213	-	-	2	4	-	10	-	-	-	6,131
Tasbapauni	322	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325
Tortuguero	1,169	165	1	-	-	4	-	-	-	-	-	1,339
Wamblan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wiwili	6,396	18	-	-	3	-	-	-	-	-	-	6,417
Zelaya luz, S.A.	324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324
Hismow (Wapi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pequeñas Distribuidoras	56,570	1,665	33	-	18	54	-	28	-	-	-	58,368
Grandes Consumidores	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	5
SIST.AISLADO NACIONAL	16,627	361	11	-	2	8	-	-	-	-	-	17,009
Públicos (ENEL)	16,627	361	11	-	2	8	-	-	-	-	-	17,009
Privados (Isla de Ometepe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NACIONAL	1,082,654	63,707	7,790	1,449	1,230	881	941	132	179	5	6	1,158,974

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.
- A partir del mes de agosto del año 2017, la distribuidora de El Bluff, se unificó con la distribuidora de Bluefields.
- En el año 2017, las agencias de Santa Rita y Mulukuku están unificadas en Mulukuku.
- En el año 2017, las agencias de Rosita, Alamikamba y SAHSA, están unificadas en Rosita.
- 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 20
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa
Período 2016 - 2017

TIPO DE TARIFA	Año		Estruct % 2017	Variación %	Variación Clientes
	2016	2017			
Residencial	1,013,825	1,066,027	91.98	5.15	52,202
Comercial	58,793	63,346	5.47	7.74	4,553
Industrial	7,637	7,779	0.67	1.86	142
Irrigación	1,370	1,449	0.13	5.77	79
Bombeo	1,206	1,228	0.11	1.82	22
Alumbrado Público	812	873	0.08	7.51	61
Ap. Industria Turística	865	941	0.08	8.79	76
Industria Turística	128	132	0.01	3.13	4
Bombeo Comunitario	152	179	0.02	17.76	27
Peq. Concesiones DN+DS	5	5	0.00	-	-
Uso de Redes	3	6	0.00	100.00	3
SIST.INT.NACIONAL	1,084,796	1,141,965	98.53	5.27	57,169
Residencial	16,128	16,627	1.43	3.09	499
Comercial	346	361	0.03	4.34	15
Industrial	10	11	0.00	10.00	1
Irrigación	-	-	-	-	-
Bombeo	2	2	0.00	-	-
Alumbrado Público	7	8	0.00	14.29	1
Ap. Industria Turística	-	-	-	-	-
Industria Turística	-	-	-	-	-
Bombeo Comunitario	-	-	-	-	-
Peq. Concesiones DN+DS	-	-	-	-	-
Uso de Redes	-	-	-	-	-
SIST.AISLADO NACIONAL	16,493	17,009	1.47	3.13	516
Residencial	1,029,953	1,082,654	93.41	5.12	52,701
Comercial	59,139	63,707	5.50	7.72	4,568
Industrial	7,647	7,790	0.67	1.87	143
Irrigación	1,370	1,449	0.13	5.77	79
Bombeo	1,208	1,230	0.11	1.82	22
Alumbrado Público	819	881	0.08	7.57	62
Ap. Industria Turística	865	941	0.08	8.79	76
Industria Turística	128	132	0.01	3.13	4
Bombeo Comunitario	152	179	0.02	17.76	27
Peq. Concesiones DN+DS	5	5	0.00	-	-
Uso de Redes	3	6	0.00	100.00	3
NACIONAL	1,101,289	1,158,974	100.00	5.24	57,685

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

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

En la Tabla 20, se muestra una comparación entre el año 2016 y 2017, de los clientes activos al mes de diciembre según tipo de tarifa. De acuerdo a esto, se observa que el mayor crecimiento lo presenta la tarifa residencial, aumentando 52,701 clientes (5.12%); seguido por la tarifa comercial o general con 4,568 clientes (7.72%); luego la tarifa industrial con 143 clientes (1.87%); tarifa de irrigación con 79 clientes (5.77%); tarifa de apoyo a la industria turística con 76 clientes (8.79%); tarifa de alumbrado público con 62 clientes (7.57%); y en menor medida la tarifa de bombeo comunitario con 27 clientes (17.76%), bombeo con 22 clientes (1.82%), industria turística con 4 clientes (3.13%) y uso de redes con 3 clientes (100.00%).

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

En la Tabla 21 y en el Gráfico 36, se muestra el precio promedio de Disnorte y Dissur según tipos de tarifas, así como el consumo promedio expresado en MWh por cliente.

Tabla 21
Precio y Consumo Promedio por Tipo de Tarifa

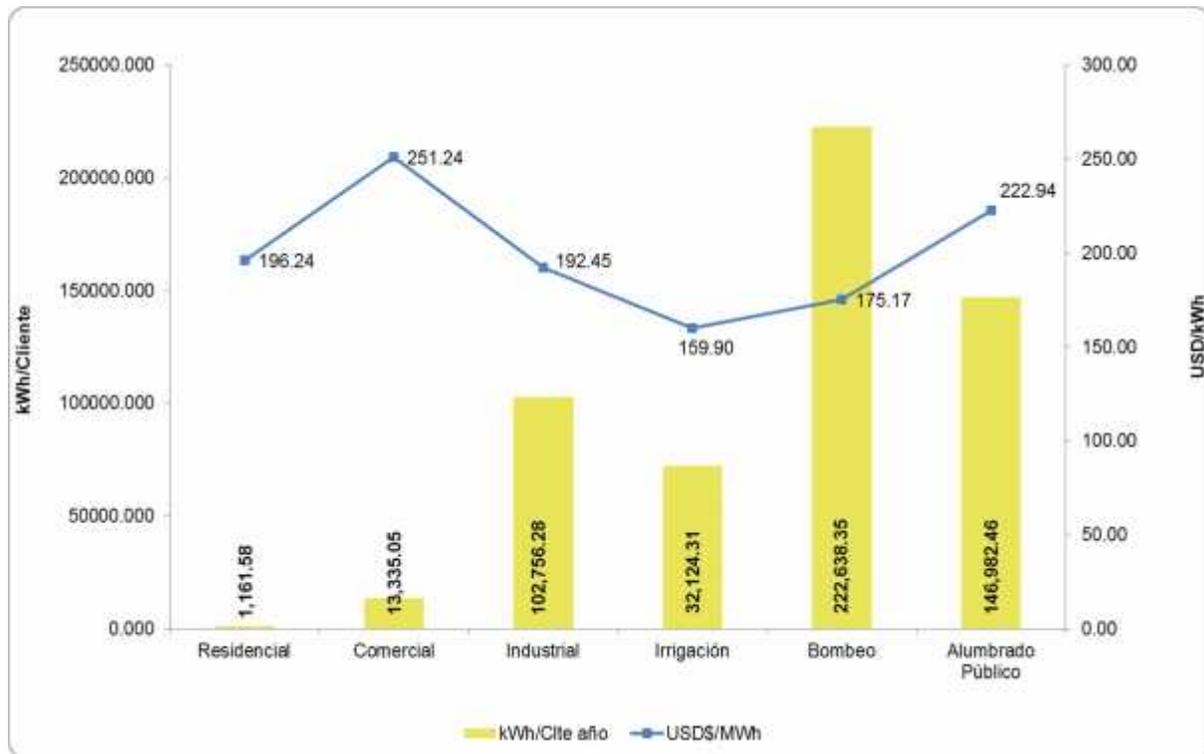
AÑO 2017	BLOQUES DE CONSUMO (DN+DS)						PROMEDIO NACIONAL
	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo	Alumbrado Público	
C\$/kWh	5.8971	7.5498	5.7832	4.8052	5.2639	6.6995	6.2037
USD\$/MWh	196.24	251.24	192.45	159.90	175.17	222.94	206.44
MWh/Clte año	1.16	13.34	102.76	72.21	222.64	146.98	2.98
kWh/Clte año	1,161.58	13,335.05	102,756.28	72,210.07	222,638.35	146,982.46	2,976.88
KWh/Clte Mensual	96.80	1,111.25	8,563.02	6,017.51	18,553.20	12,248.54	248.07

Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

- 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 2017



Fuente: Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1
Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW)
Período 2003 - 2017

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2003	104.63	77.50		444.18	65.30		691.61
2004	104.71	77.50		451.87	121.80		755.88
2005	104.63	87.50		456.56	121.80		770.49
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

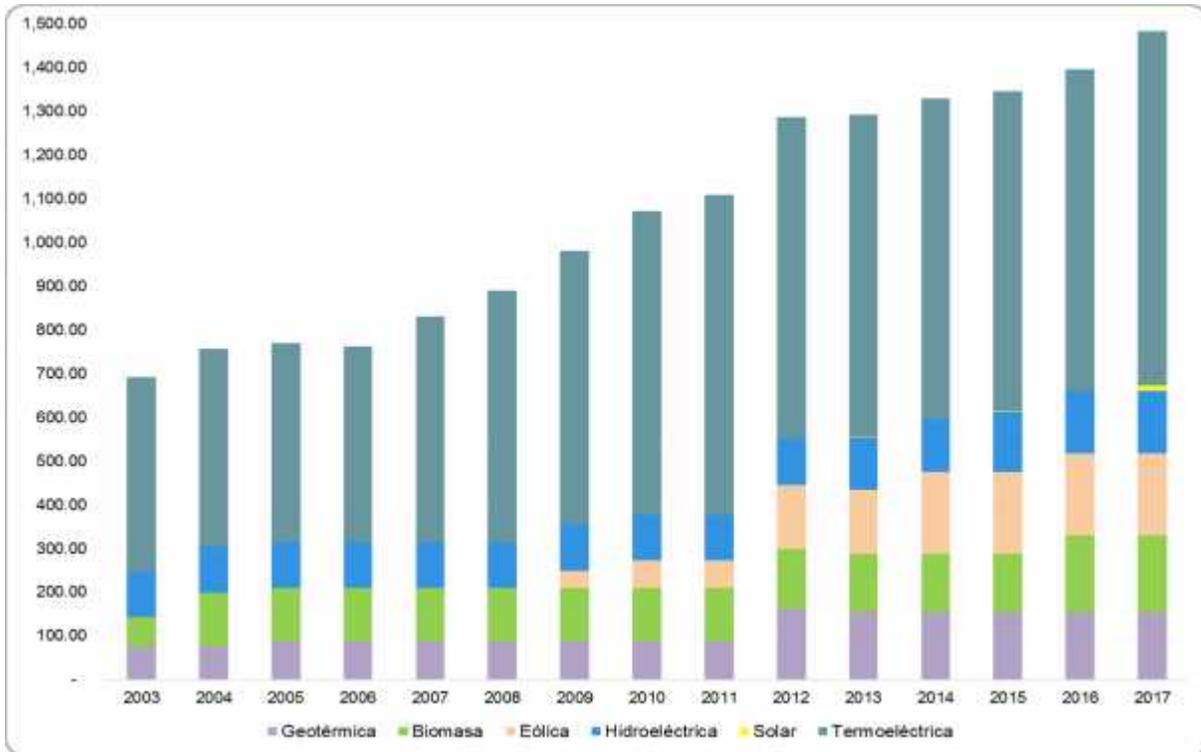
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas.

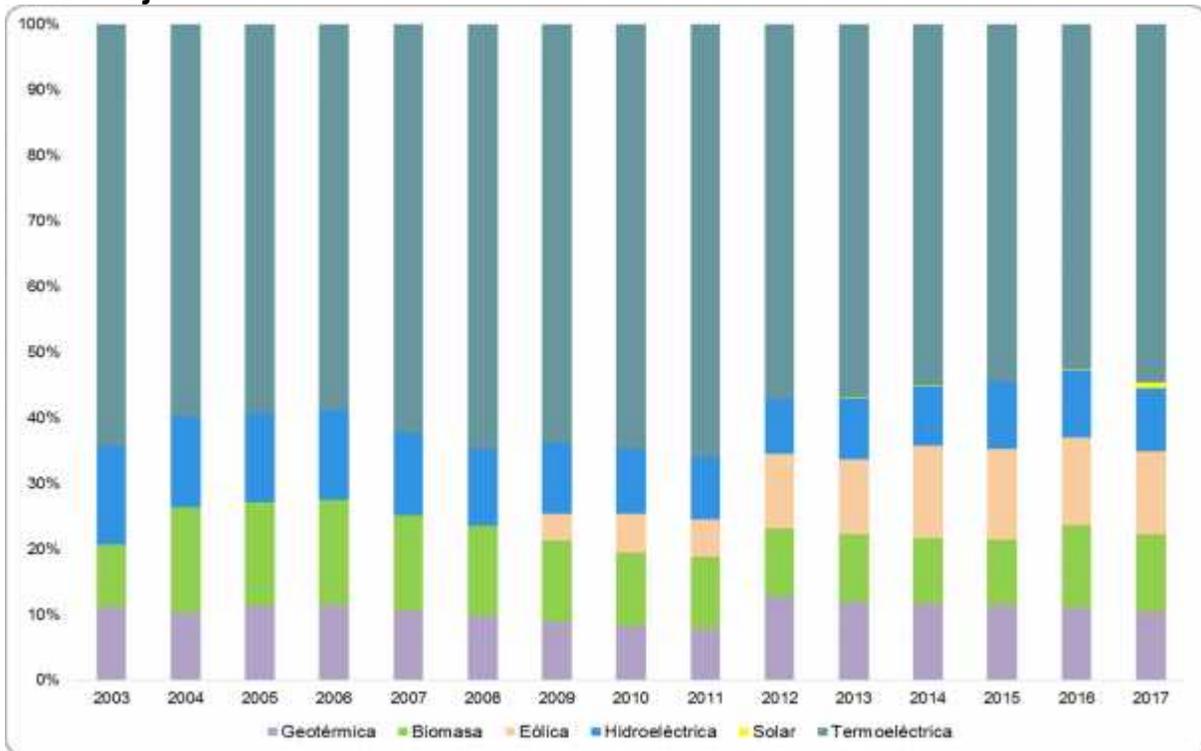
- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su capacidad instalada nominal, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 2 Gráficos de Capacidad Instalada Nominal por Tipo de Fuente (MW) Período 2003 – 2017

MW



Porcentajes



Anexo 3
Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW)
Período 2003 - 2017

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2003	98.12	31.20		415.47	61.00		605.79
2004	98.13	30.00		392.70	96.10		616.93
2005	98.13	37.50		395.04	108.30		638.97
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	587.44	104.30		889.94
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	582.24	110.30	1.00	1,062.14
2015	129.12	78.36	172.76	582.84	124.30	1.00	1,088.38
2016	133.81	88.52	176.96	565.00	163.30	1.00	1,128.59
2017	108.85	104.72	175.26	595.84	164.30	13.00	1,161.97

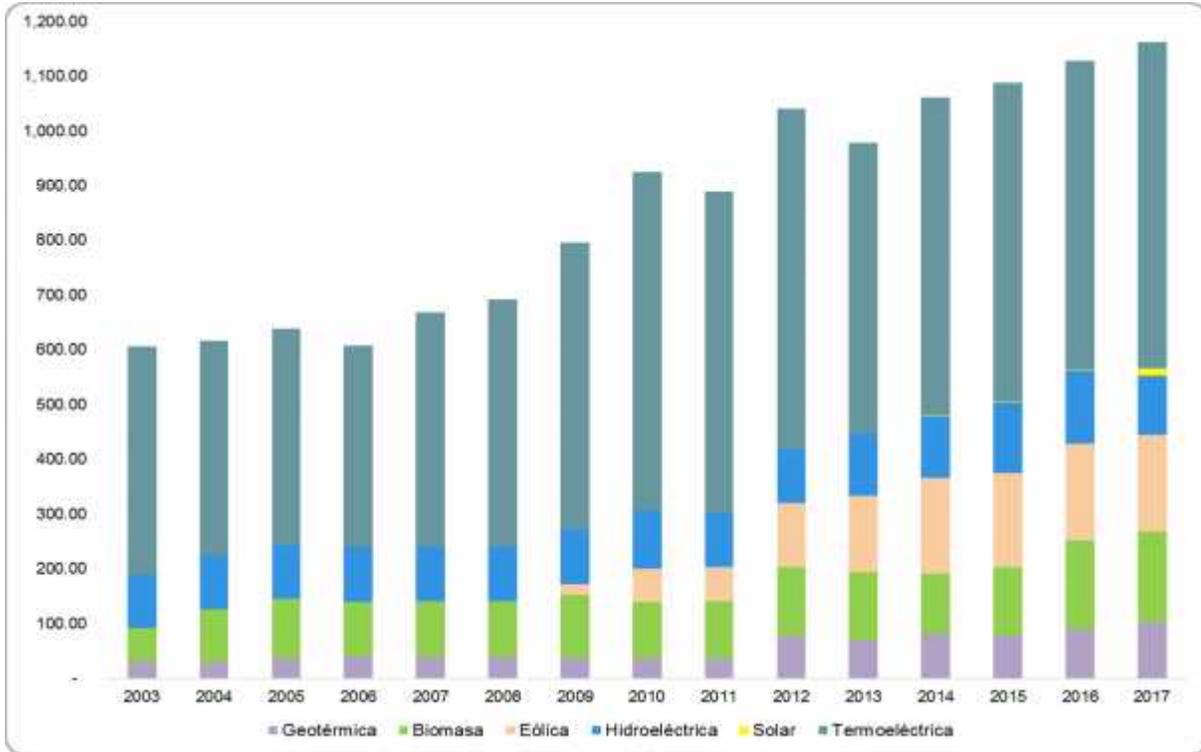
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas.

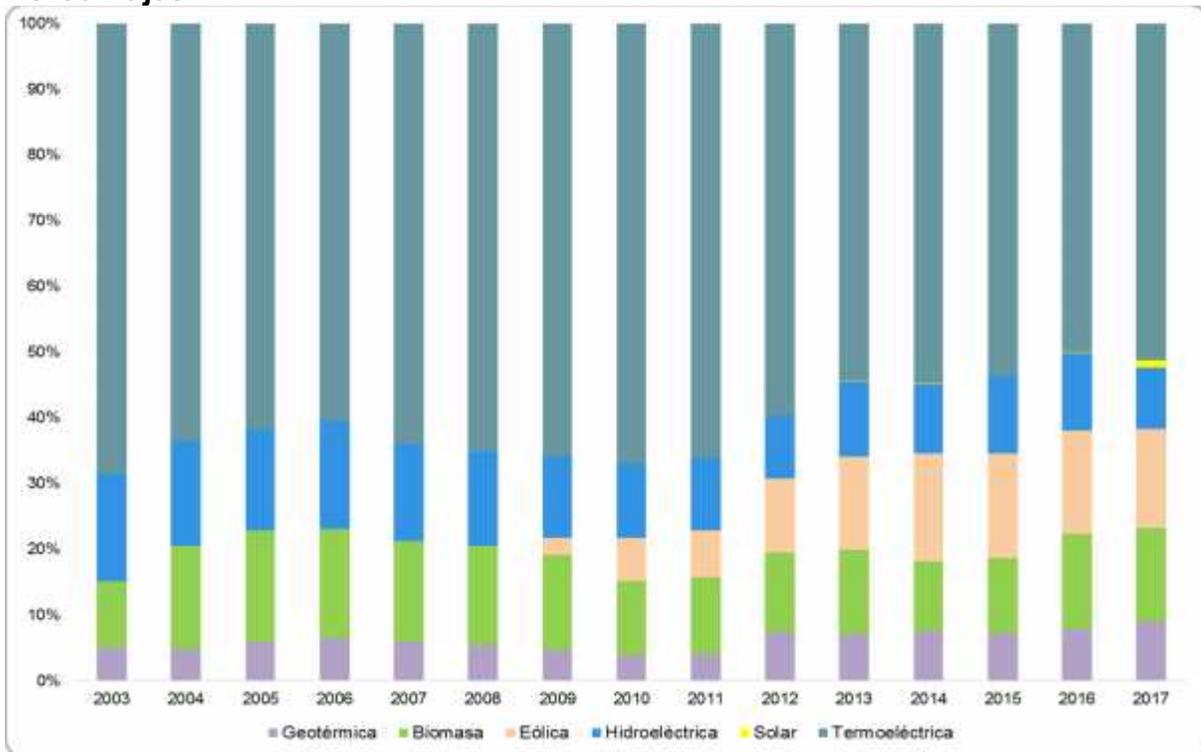
- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su capacidad instalada efectiva, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 4 Gráficos de Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (MW) Período 2003 - 2017

MW



Porcentajes



Anexo 5
Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)
Período 2003 - 2017

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2003	297.98	270.70		2,021.48	181.81		2,771.96
2004	321.52	254.84		2,110.97	233.75		2,921.08
2005	433.61	270.76		1,995.27	351.62		3,051.27
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	453.97		4,021.46
2013	456.06	679.36	561.57	1,979.51	482.12	0.68	4,159.30
2014	395.88	662.01	845.97	2,041.58	491.61	1.43	4,438.48
2015	295.12	677.74	865.44	2,290.00	454.67	2.22	4,585.19
2016	426.70	705.56	729.04	2,199.58	533.24	2.16	4,596.28
2017	467.57	750.86	634.56	1,994.16	666.41	13.91	4,527.47

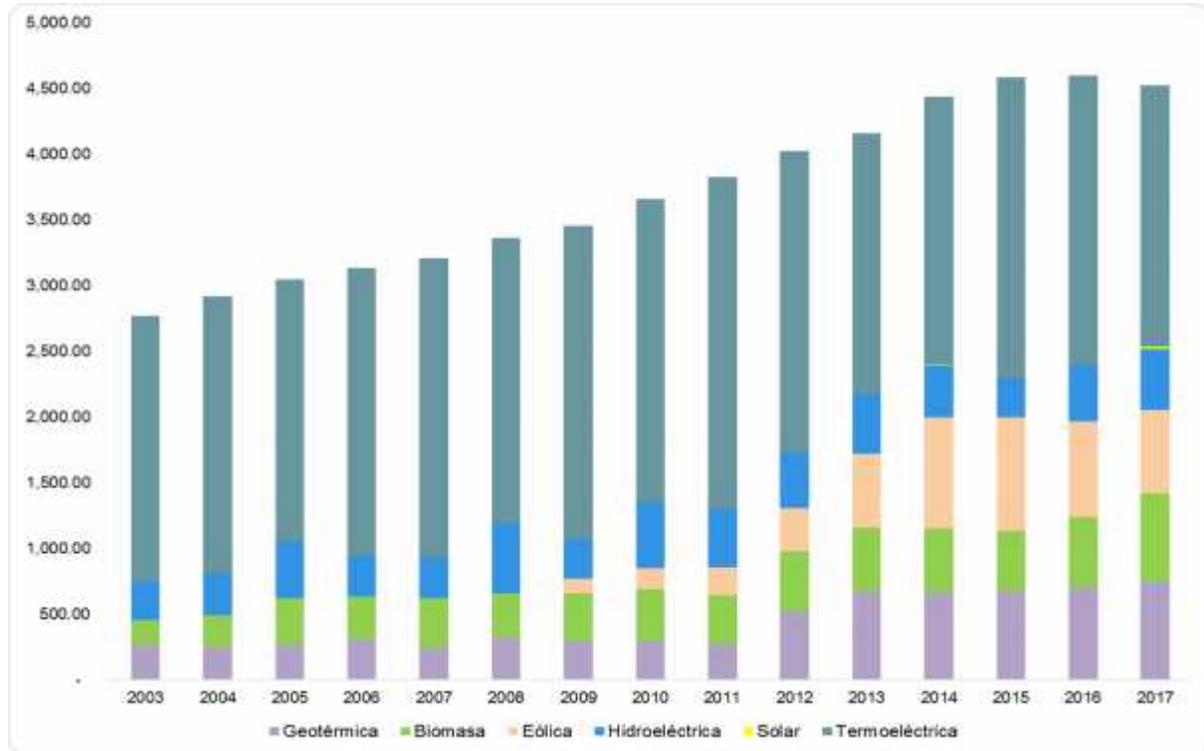
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas.

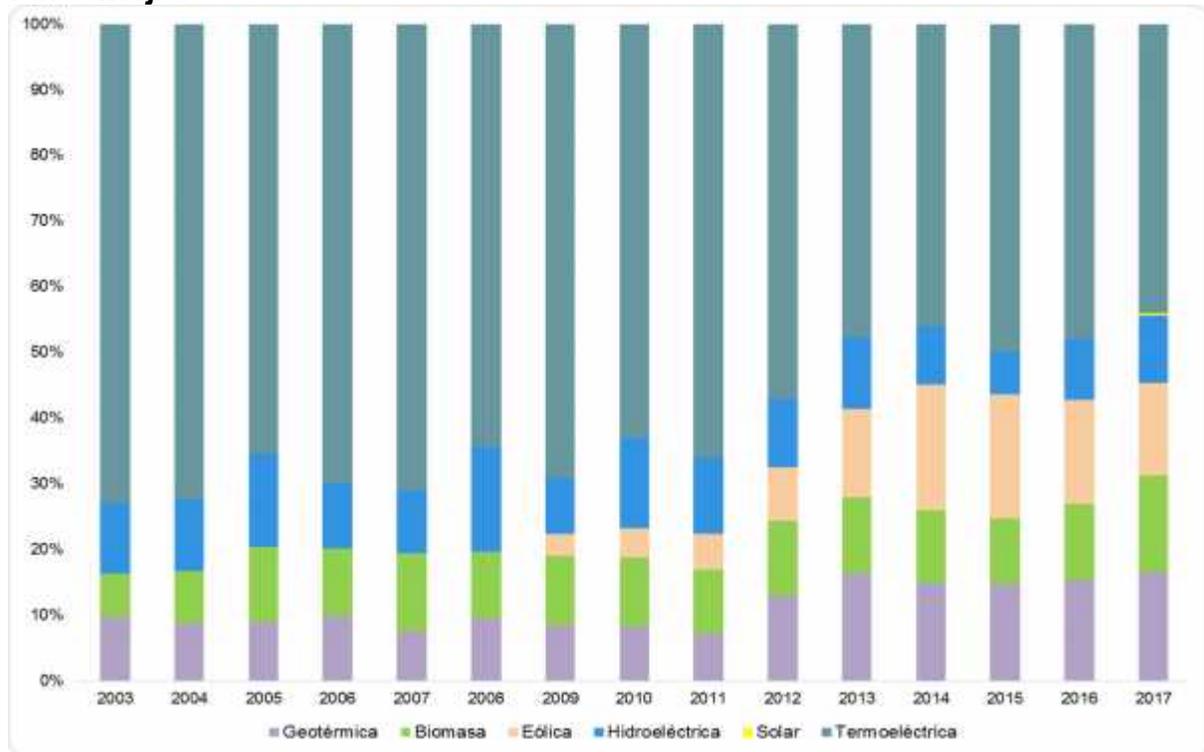
- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- Las plantas de biomasa reportan el total de su generación bruta, utilizada para autoconsumo y para entrega de electricidad al SIN.

Anexo 6 Gráficos de Generación Bruta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh) Período 2003 - 2017

GWh



Porcentajes



Anexo 7
Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh)
Período 2003 - 2017

Año	Plantas por Tipo de Fuente						Total
	Hidroeléctrica	Geotérmica	Eólica	Termoeléctrica	Biomasa	Solar	
2003	292.18	242.40		1,922.76	134.10		2,591.44
2004	311.82	227.16		2,012.91	127.92		2,679.81
2005	426.62	241.21		1,904.00	203.43		2,775.26
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	2,213.13	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	1,970.25	265.23	1.37	4,051.53
2015	291.16	605.00	852.75	2,209.06	260.82	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	1,927.84	418.84	13.64	4,120.34

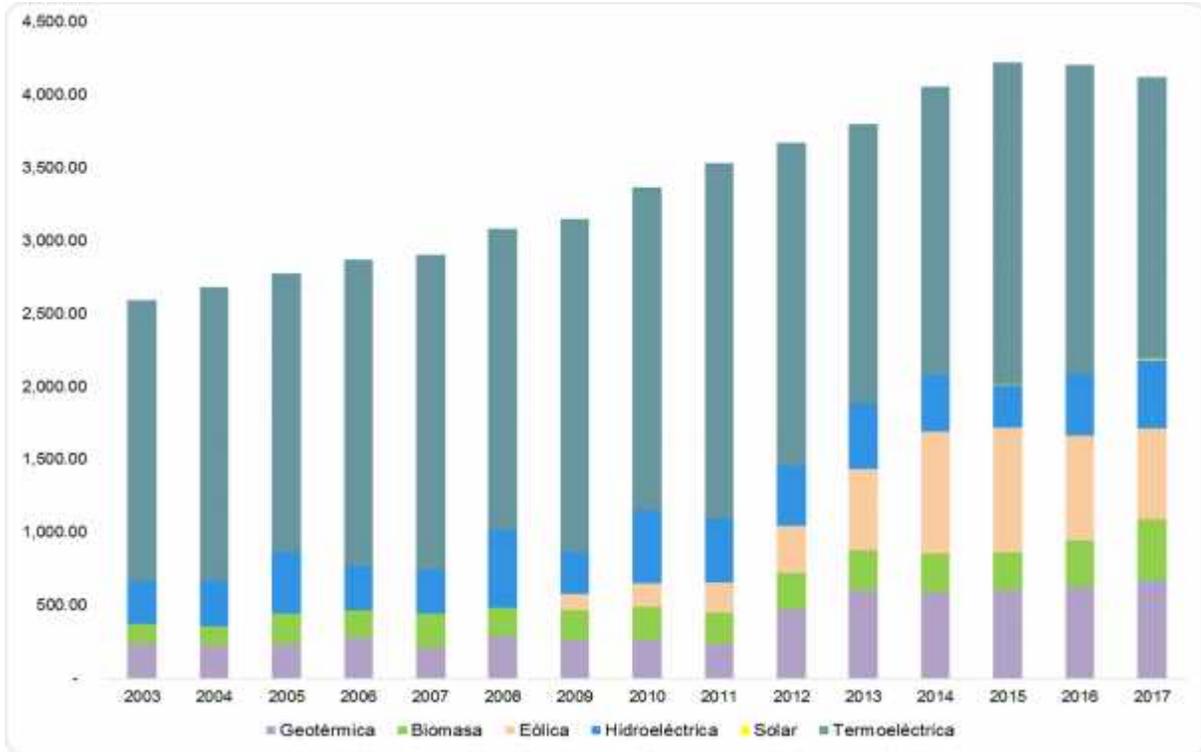
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas.

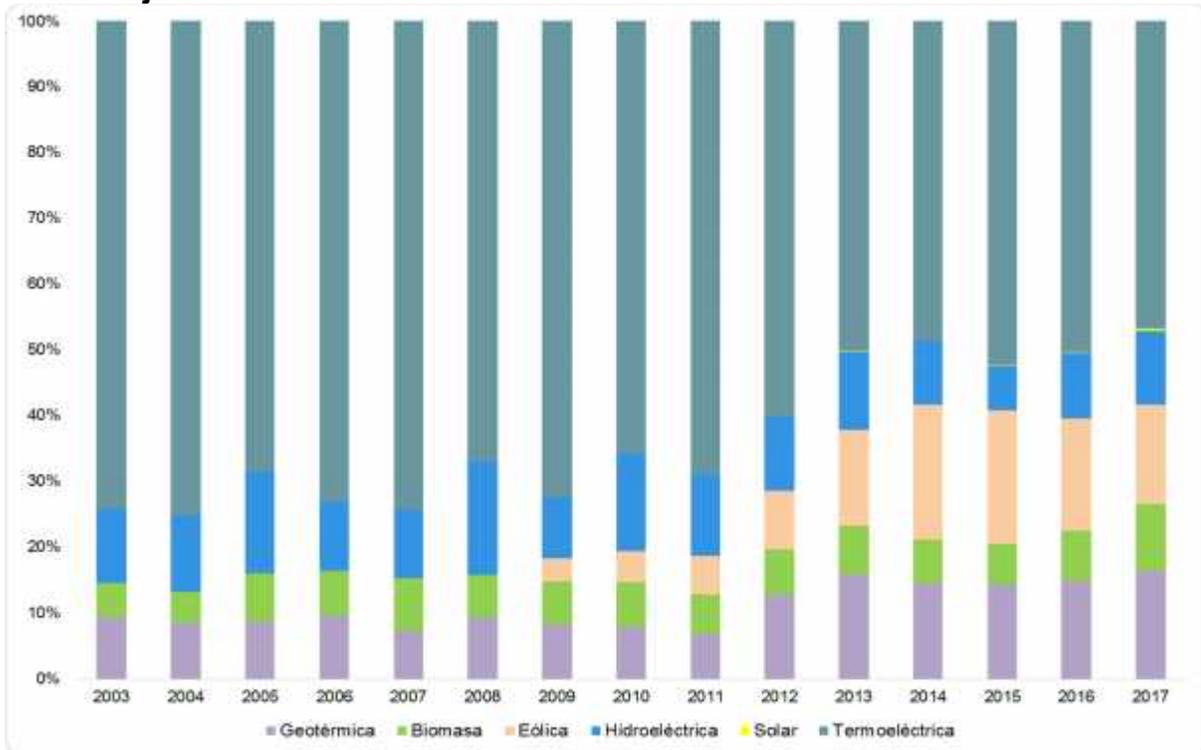
- Incluye sistema interconectado nacional (SIN) y sistemas aislados (SAN).
- La generación neta reportada por las plantas de biomasa, es la entregada en el SIN.

Anexo 8 Gráficos de Generación Neta de Electricidad por Tipo de Fuente (GWh) Período 2003 - 2017

MW



Porcentajes



Anexo 9
Insumos para Generación de Electricidad
Período 2003 - 2017

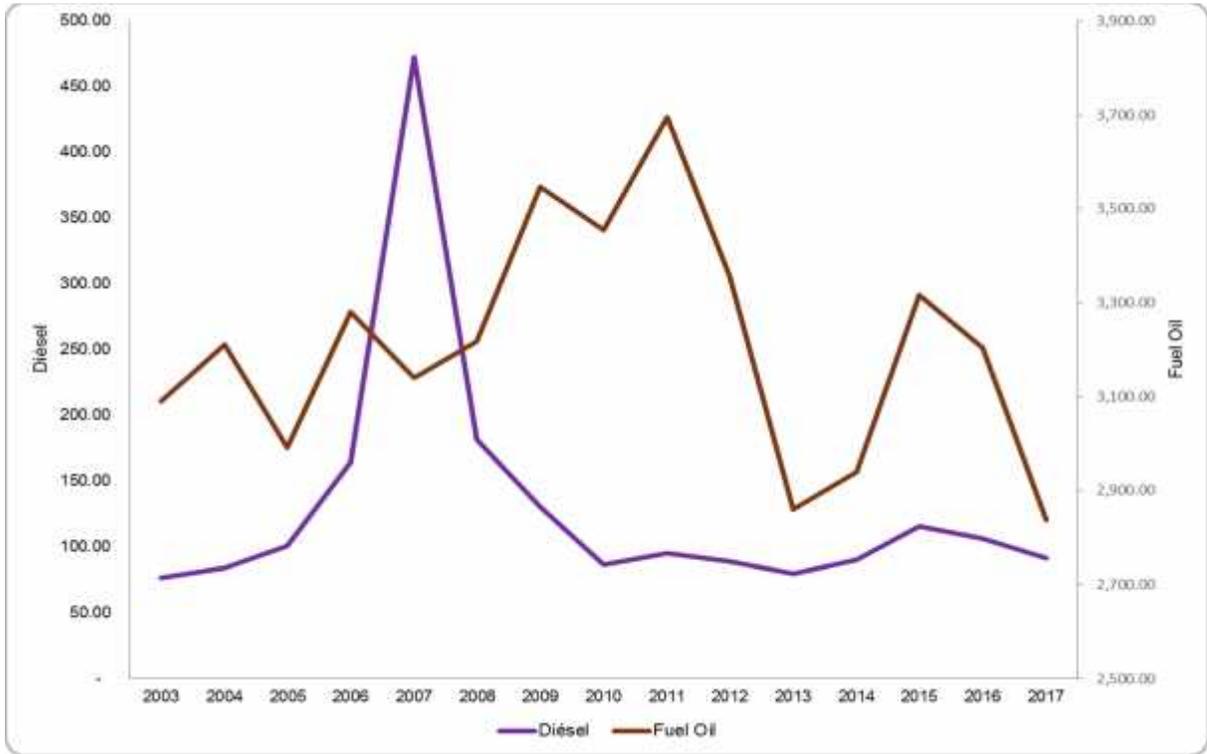
Años	Fuel Oil (10 ³ Glns)	Diesel (10 ³ Glns)	Vapor Geot (10 ³ ton.Vapor)	Agua (10 ⁶ m ³)	Agua Caliente (ton salmuera)	Leña (ton)	Bagazo de Caña (10 ³ ton)	Cascarilla de Arroz (ton)	Fuel Oil (10 ³ Bbls)	Diésel (10 ³ Bbls)
2003	129,747.05	3,211.36	1,740.61	545.84	9,532.62	21,849.90	531.67	6,333.00	3,089.22	76.46
2004	134,846.02	3,533.31	1,758.33	583.58	8,724.48	51,741.83	924.92		3,210.62	84.13
2005	125,633.06	4,226.77	1,990.78	803.12	9,146.49	26,175.88	1,010.79		2,991.26	100.64
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	115.39
2016	134,567.63	4,473.83	5,569.36	927.49	8,282.29	6.85	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		2,836.64	91.70

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

Nota:

- 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 2003 – 2017



Anexo 11
Importaciones y Exportaciones de Electricidad, Demanda de Potencia y
Factor de Carga. Sistema Interconectado Nacional
Período 2003 – 2017

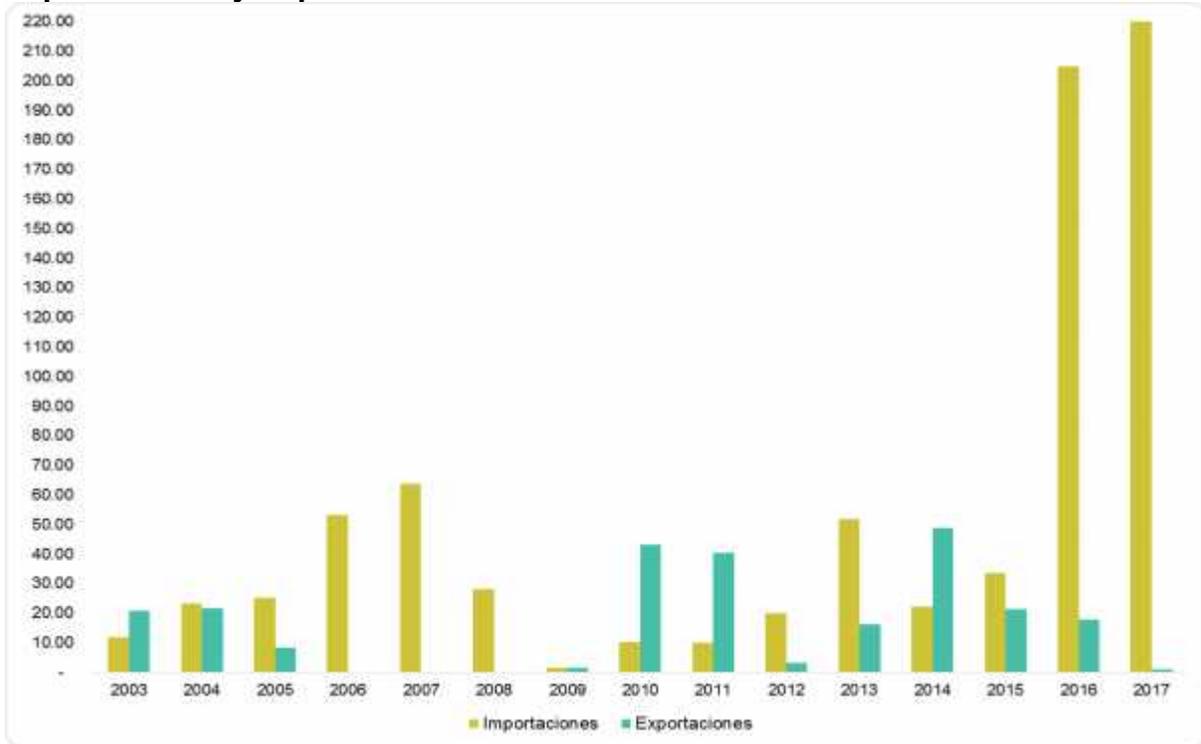
Años	Energía Eléctrica (GWh)		Demanda de Potencia (MW)		F. Carga %
	Importaciones	Exportaciones	Máxima	Mínima	
2003	11.88	20.95	441.60	178.40	65.84
2004	23.31	21.78	465.60	194.10	65.43
2005	25.16	8.35	482.80	199.30	65.91
2006	53.32	0.07	500.80	158.70	67.12
2007	63.95		507.40	191.80	70.35
2008	28.20	0.03	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	68.43
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

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

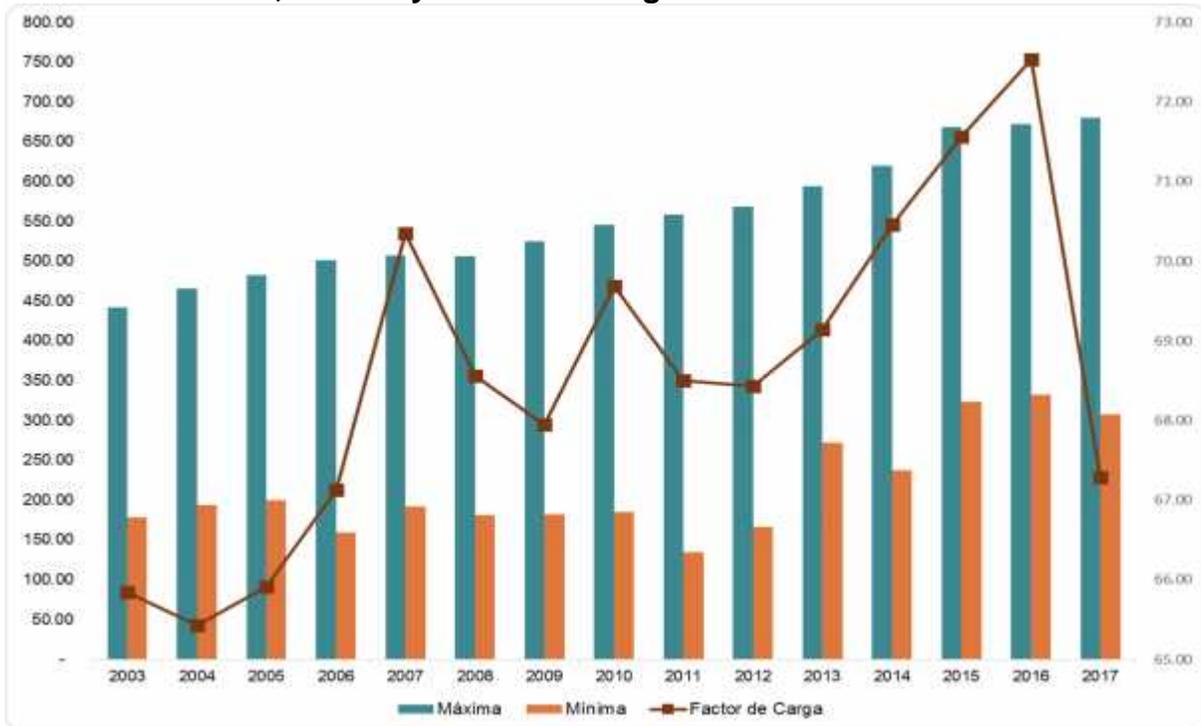
Anexo 12

Gráficos de Importaciones y Exportaciones de Electricidad, Demanda de Potencia y Factor de Carga. Sistema Interconectado Nacional Período 2003 – 2017

Importaciones y Exportaciones



Demanda Máxima, Mínima y Factor de Carga



Anexo 13
Subestaciones, Líneas de Transmisión (kms) y Capacidad de Transformación
(Mva). Sistema de Transmisión Eléctrica
Período 2003 – 2017

Año	Total Subestaciones	Capacidad Total (MVA)	Líneas de Transmisión por Niveles de Voltaje (kms)			
			230 kv	138 kv	69 kv	Total
2003	64	2.194.83	336.50	970.96	691.50	1.998.96
2004	64	2.194.83	336.50	970.96	691.50	1.998.96
2005	64	2.284.84	336.50	970.96	691.50	1.998.96
2006	64	2.332.69	334.55	922.37	666.62	1.923.54
2007	61	2.600.08	334.55	923.97	640.82	1.899.33
2008	63	2.812.58	334.55	940.28	782.64	2.057.46
2009	63	3.162.58	334.55	939.22	767.04	2.040.81
2010	63	3.192.33	334.55	939.22	767.04	2.040.81
2011	63	3.381.08	334.55	955.54	767.04	2.057.13
2012	64	3.479.08	337.88	955.54	767.04	2.060.46
2013	64	3.544.85	424.17	942.02	794.14	2.160.33
2014	63	3.735.13	424.17	967.62	793.04	2.184.83
2015	67	4.093.48	459.94	1.057.83	793.04	2.310.81
2016	68	4.347.23	459.94	1.199.81	610.02	2.269.77
2017	74	4.896.80	462.30	1.297.90	610.02	2.370.22

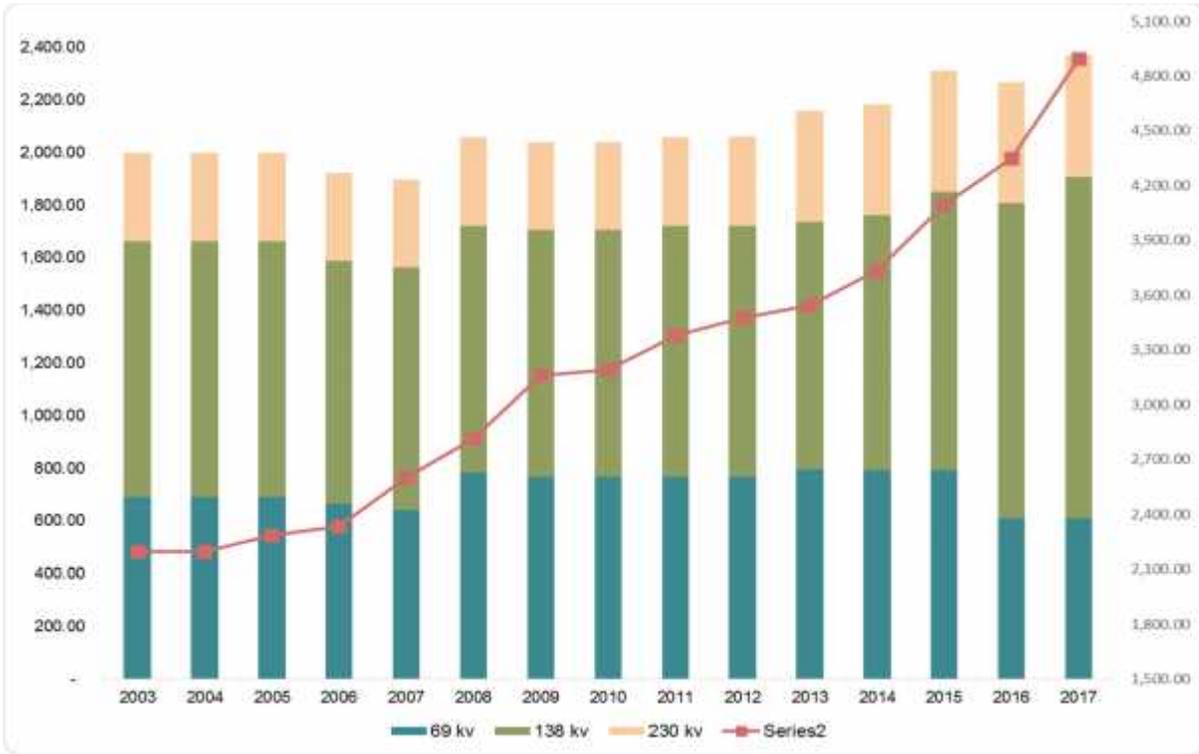
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Notas:

No incluye subestaciones privadas.

Los datos 2014 - 2017, están de acuerdo a lo reportado por ENATREL, ya que no se encuentran disponibles en INE.

Anexo 14
Gráfico de Líneas de Transmisión (kms) - Capacidad de Transformación (Mva)
Período 2003 – 2017

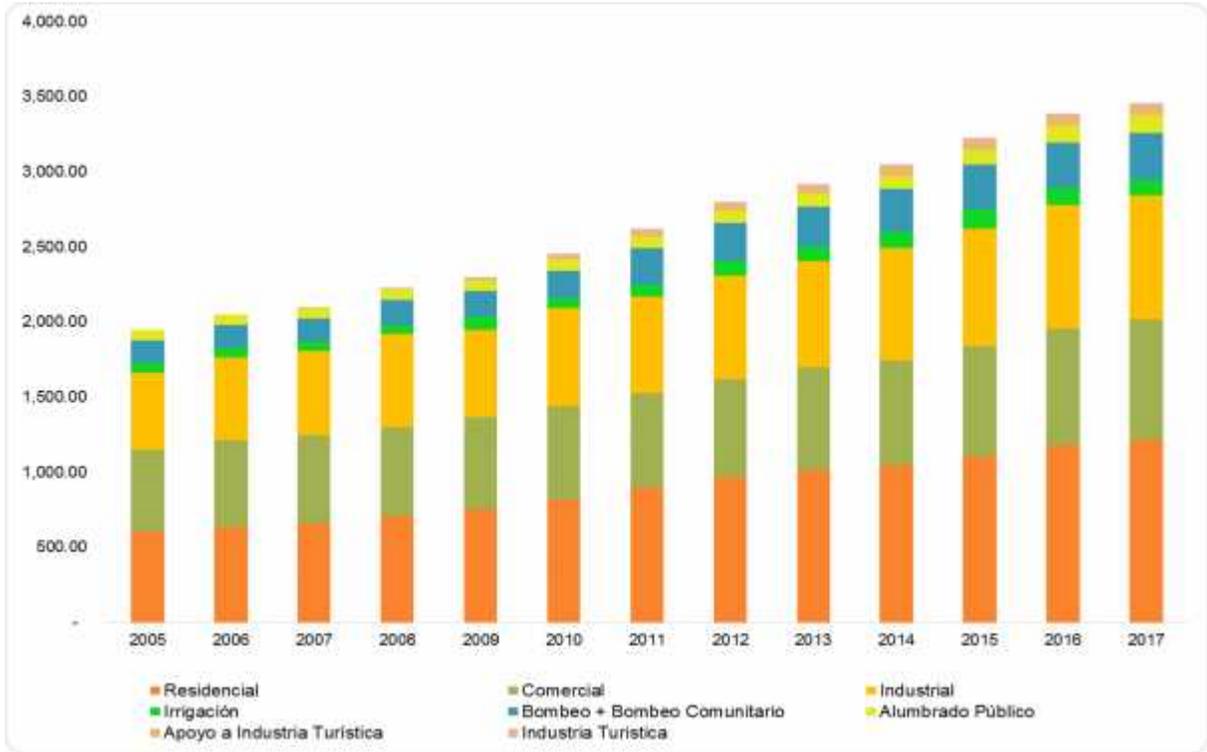


Anexo 15
Ventas de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Período 2005 - 2017

AÑOS	Sistema Interconectado Nacional								Sistema Aislado Nacional	Total Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial	Irrigación	Bombeo + Bombeo Comunitario	Alumbrado Público	Apoyo a Industria Turística	Industria Turística		
2005	602.61	546.57	514.12	65.78	150.59	70.32	-	-	17.38	1.967.37
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

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

Anexo 16
Gráfico de Venta de Electricidad por Tipo de Tarifa (GWh)
Período 2005 - 2017



Anexo 17
Pérdidas de Distribución (SIN y SAN) y Transmisión en Porcentajes
Período 2004 – 2017

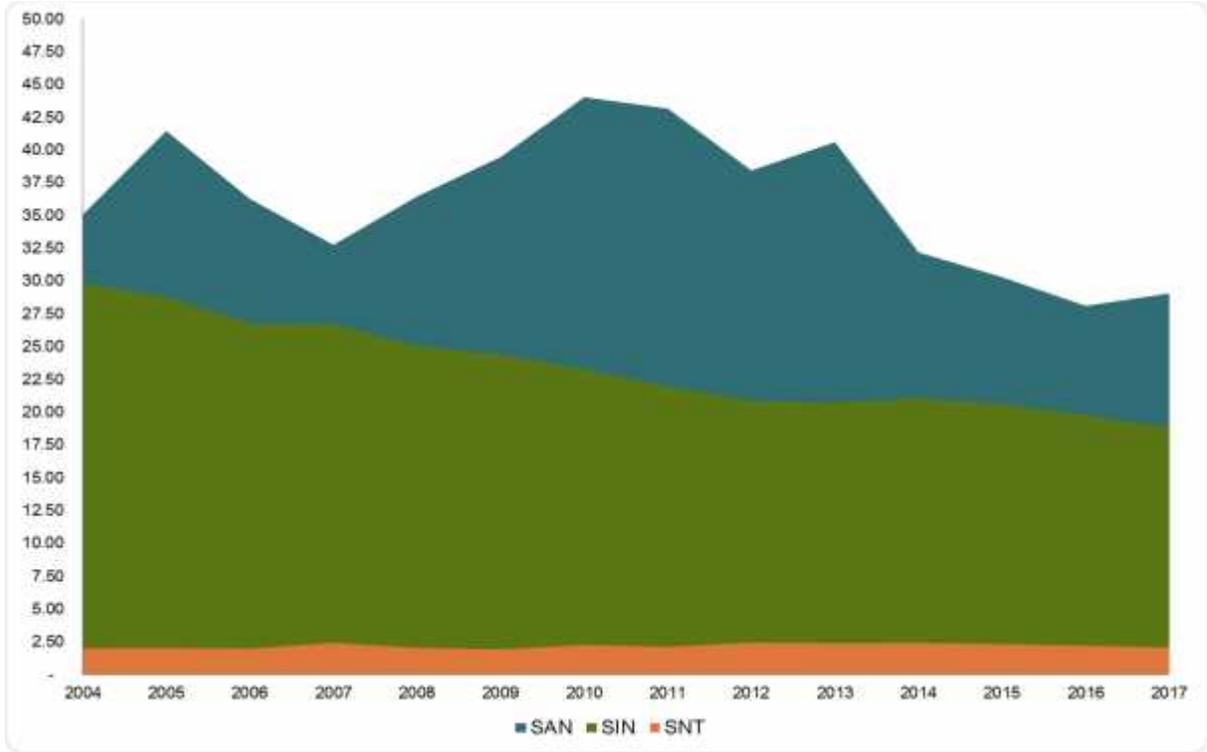
Año	Distribución		Transmisión
	SIN	SAN	
2004	29.87	35.07	2.03
2005	28.78	41.45	2.05
2006	26.79	36.28	2.00
2007	26.75	32.77	2.44
2008	25.07	36.46	2.07
2009	24.41	39.46	1.95
2010	23.28	44.05	2.29
2011	21.96	43.18	2.14
2012	20.86	38.44	2.46
2013	20.71	40.60	2.41
2014	21.07	32.20	2.43
2015	20.62	30.31	2.35
2016	19.78	28.12	2.23
2017	18.83	29.07	2.08

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

Anexo 18

Gráfico de Pérdidas de Distribución y Transmisión (%)

Período 2004 – 2017



Anexo 19
Clientes Facturados por Tipo de Tarifa el Mes de Diciembre
Período 2003 - 2017

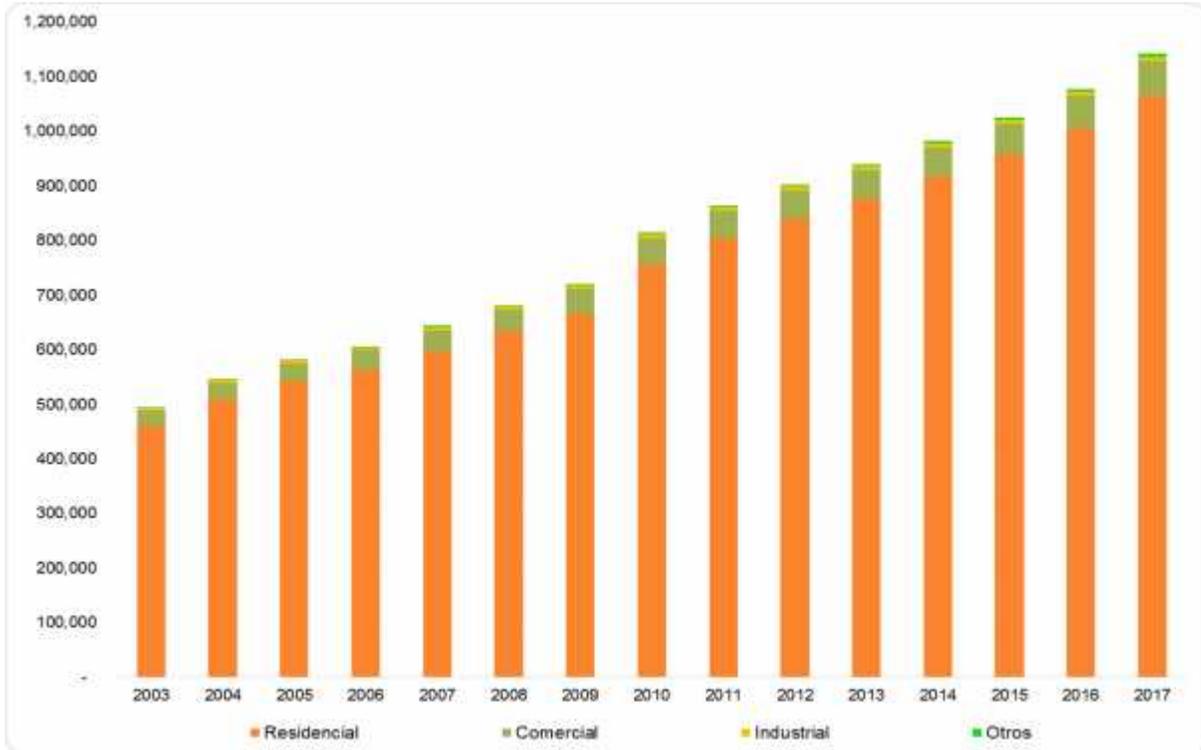
Año	Sistema Interconectado Nacional					Sist. Aislado Nacional	Total Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total SIN		
2003	461,450	27,301	4,677	1,637	495,065	13,458	508,523
2004	509,270	30,526	4,948	1,738	546,482	16,203	562,685
2005	542,005	33,135	5,308	1,896	582,344	15,718	598,062
2006	563,033	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

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

Nota:

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

Anexo 20
Gráfico de Clientes Facturados en el SIN por Tipo de Tarifa
Mes de Diciembre- Período 2003 - 2017



Anexo 21

Precios Promedio por Tipo de Tarifa

Período 2003 - 2017

C\$/kWh

Año	Sistema Interconectado Nacional			Promedio SIN	Uso de Red	Sist. Aislado Nacional	Promedio Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial				
2003	1.78	2.14	1.62	1.81	n/d	2.50	1.82
2004	1.89	2.27	1.76	1.95	0.25	2.59	1.96
2005	2.02	2.47	1.93	2.12	0.24	2.69	2.12
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

(USD\$/MWh)

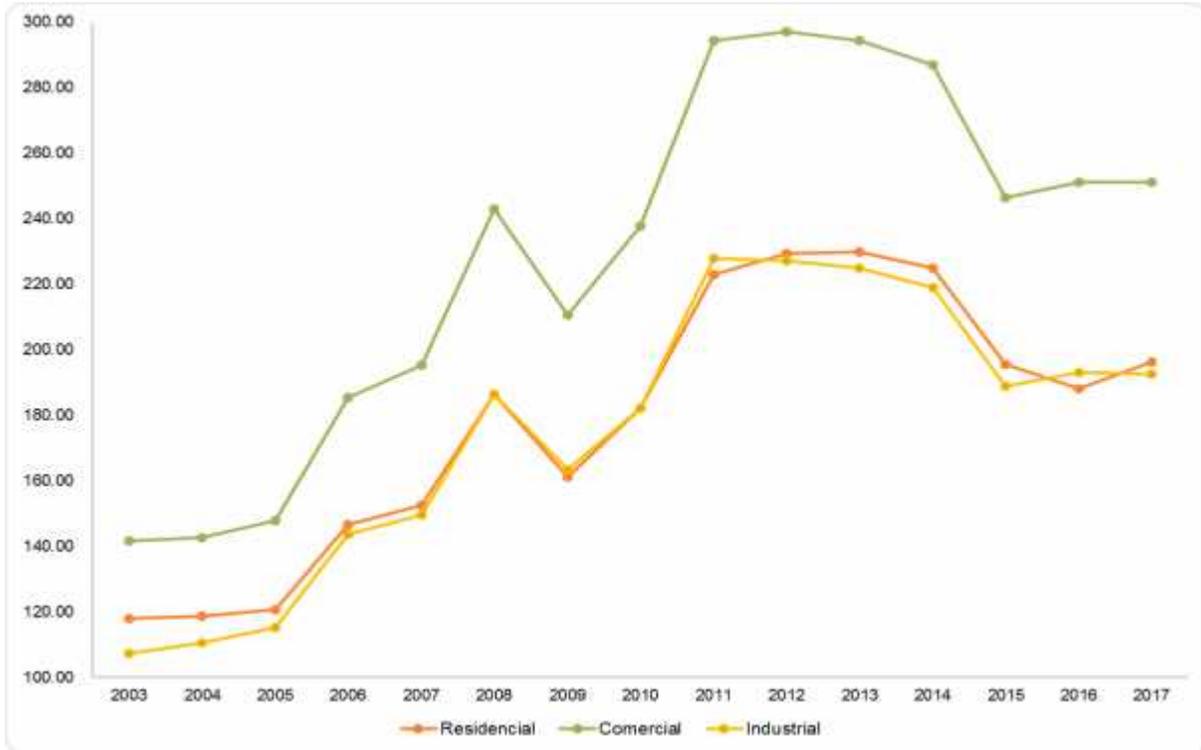
Año	Sistema Interconectado Nacional			Promedio SIN	Uso de Red	Sist. Aislado Nacional	Promedio Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial				
2003	117.92	141.63	107.43	120.05	n/d	165.56	120.17
2004	118.75	142.71	110.53	122.56	15.75	162.31	123.04
2005	120.61	147.87	115.14	126.44	14.36	160.55	126.84
2006	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

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

Notas:

- El bloque de alumbrado público, se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc.)
- El uso de redes se refiere al trasiego de la energía eléctrica en las redes de distribución.

Anexo 22
Gráfico Precios Promedio por Tipo de Tarifa (USD\$/MWh) en el SIN
Período 2003 – 2017



Anexo 23
Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)
Período 2003 - 2017

Año	Sistema Interconectado Nacional				Sist. Aislado Nacional	Total Nacional
	Residencial	Comercial	Industrial	Total SIN		
2003	1,113.86	18,104.95	75,912.78	3,528.73	1,252.57	3,468.29
2004	1,095.96	16,985.84	68,212.00	3,373.57	1,300.47	3,313.86
2005	1,106.31	16,533.41	68,483.19	3,341.30	1,373.27	3,289.57
2006	1,135.96	15,862.89	72,436.24	3,381.51	1,513.87	3,329.96
2007	1,101.02	15,052.78	78,953.34	3,254.36	1,508.24	3,205.14
2008	1,110.92	15,244.77	84,921.35	3,267.93	1,484.84	3,217.83
2009	1,141.30	13,370.76	79,090.73	3,190.64	1,510.48	3,153.07
2010	1,091.84	13,545.49	85,190.64	3,011.66	1,461.17	2,980.86
2011	1,122.15	13,322.07	88,675.66	3,032.98	1,427.44	3,000.26
2012	1,166.22	13,488.06	95,056.78	3,106.59	1,576.20	3,076.29
2013	1,174.00	13,872.12	95,984.68	3,106.93	1,591.37	3,076.74
2014	1,154.80	14,033.74	99,230.13	3,104.08	1,565.05	3,070.27
2015	1,166.26	14,261.50	101,584.67	3,038.64	1,568.78	3,148.93
2016	1,189.97	14,202.96	105,326.59	3,064.01	1,595.18	3,111.39
2017	1,161.58	13,335.05	102,756.28	2,994.31	1,806.57	2,976.88

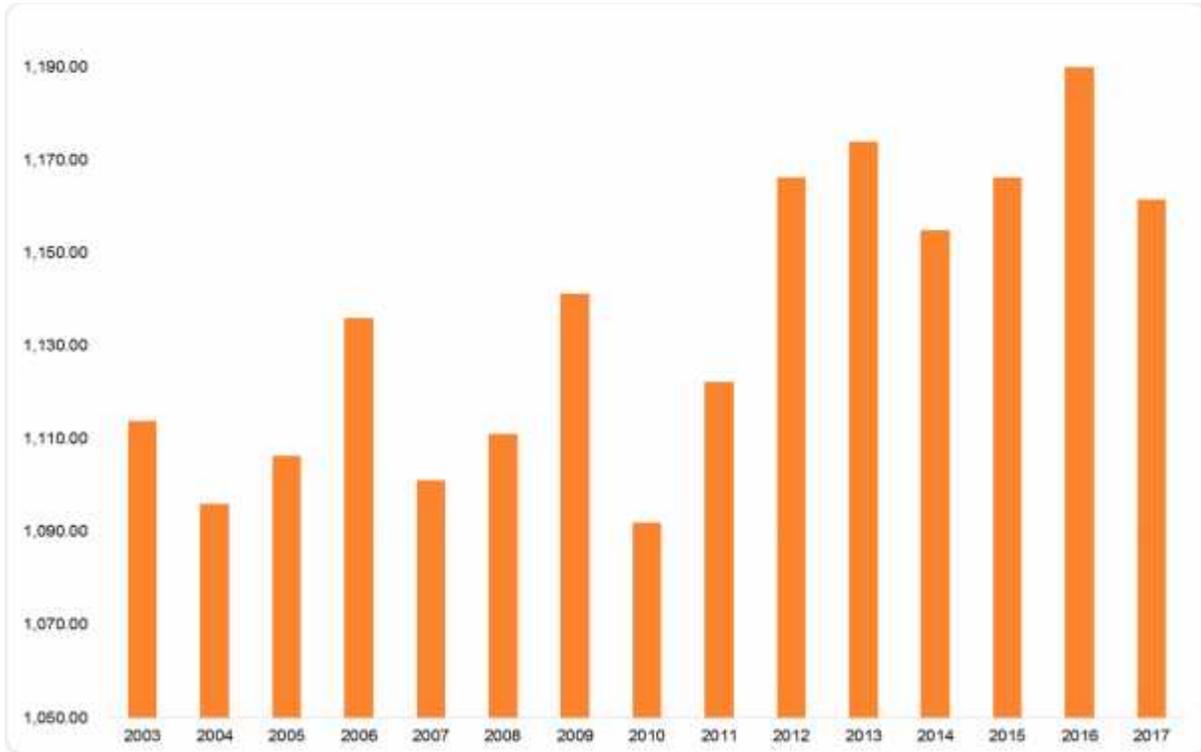
Fuente: Serie Histórica de Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración propia.

Nota:

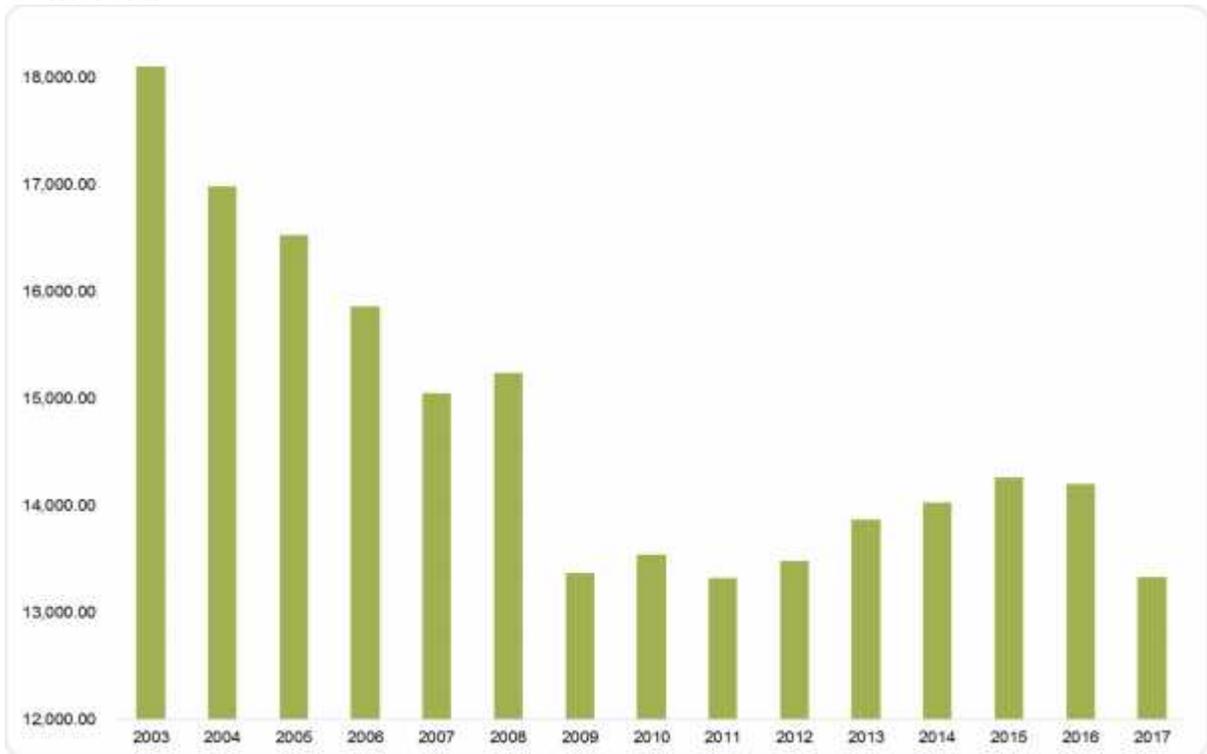
- El bloque de alumbrado público, se refiere a circuitos exclusivos (parques, plazas, canchas, monumentos, etc.)

Anexo 24
Gráfico de Consumo Promedio por Tipo de Tarifa (MWh/Cliente)
Período 2003 – 2017

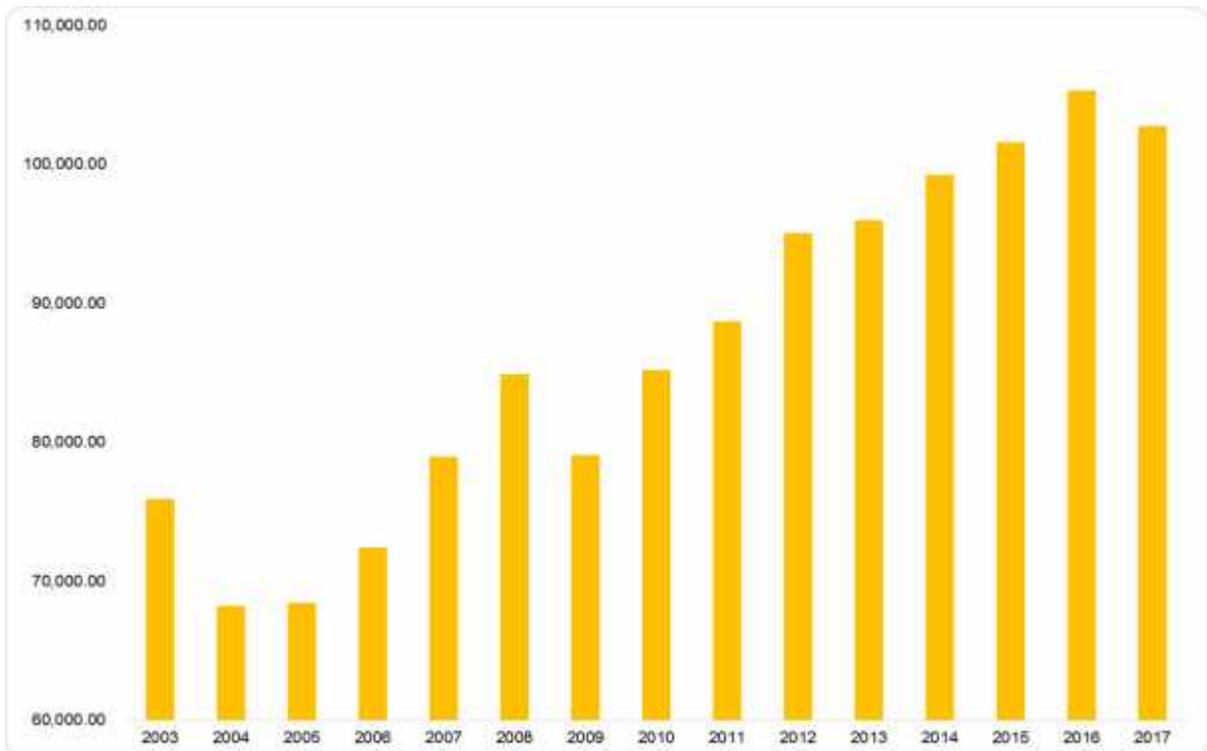
Residencial



Comercial

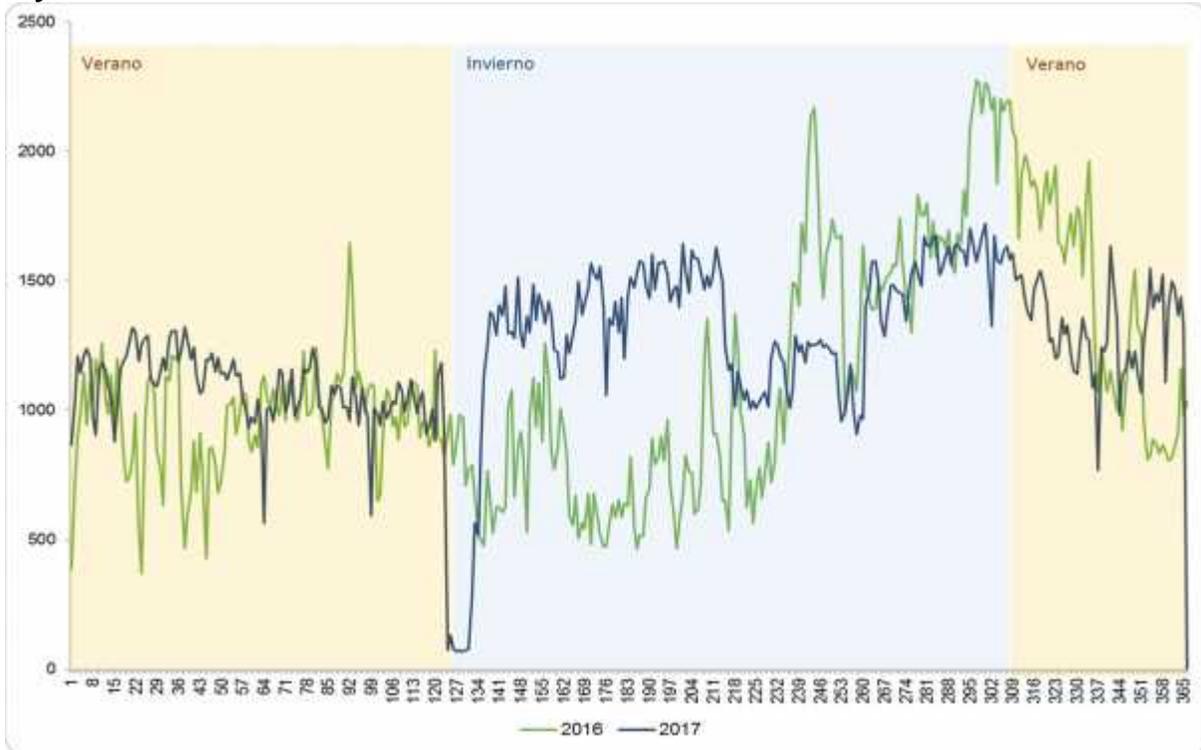


Industrial

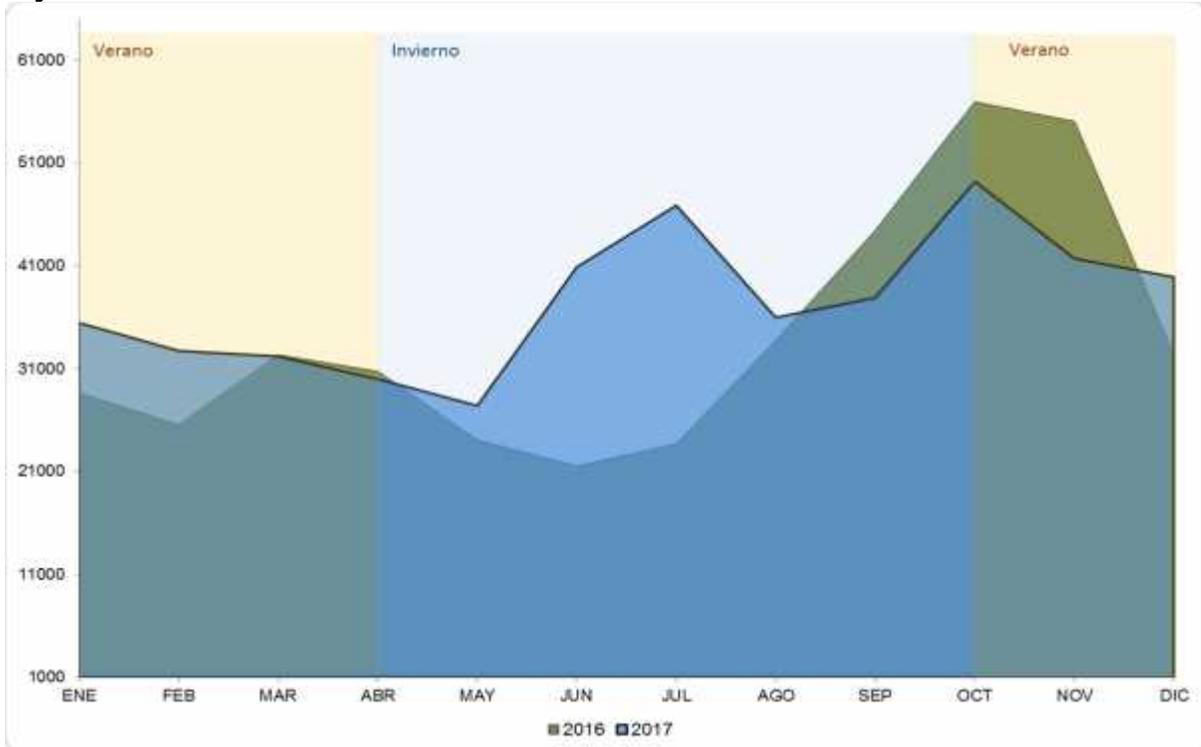


Anexo 25 Inyecciones Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas (MWh) Período 2016 - 2017

Inyecciones Diarias



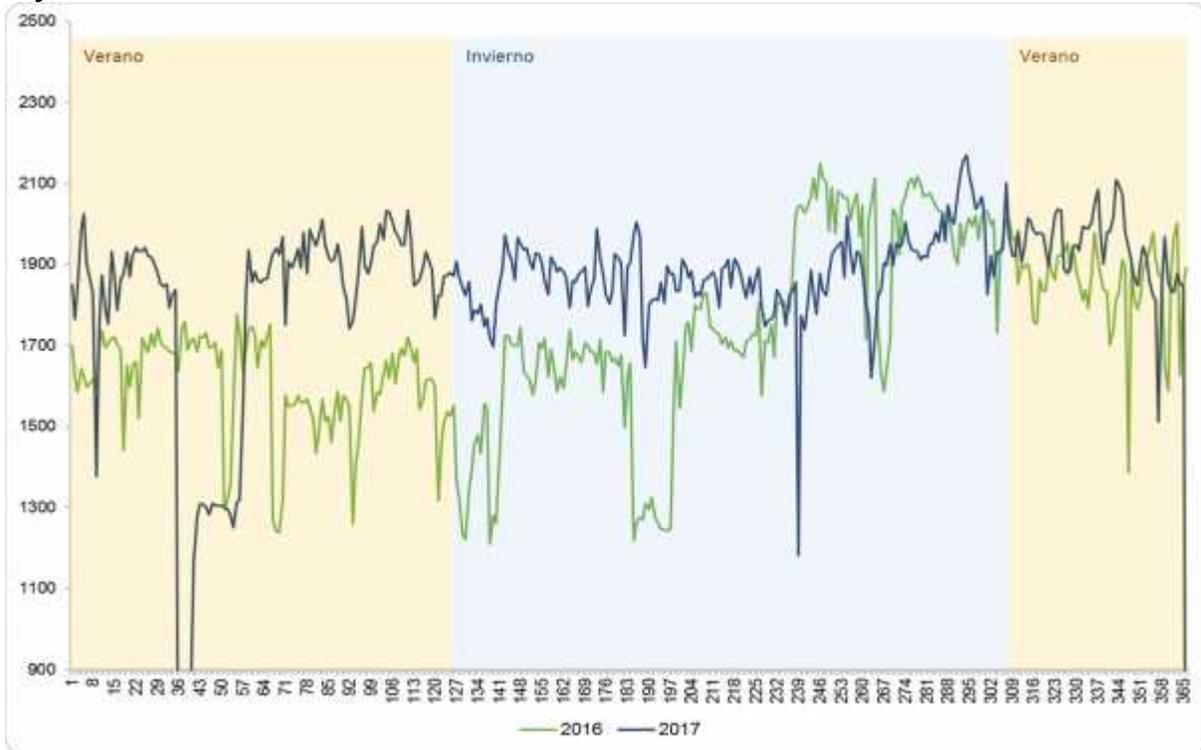
Inyecciones Mensuales



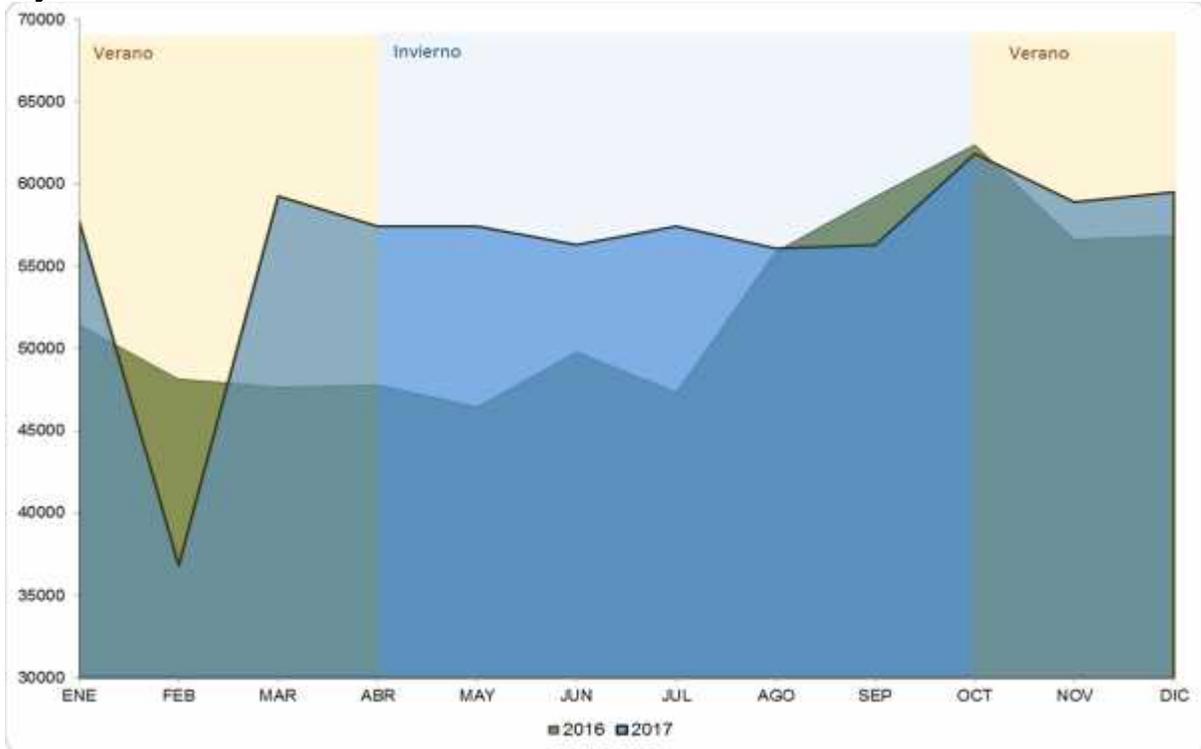
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 26 Inyecciones Eléctricas de Centrales Geotérmicas (MWh) Período 2016 - 2017

Inyecciones Diarias



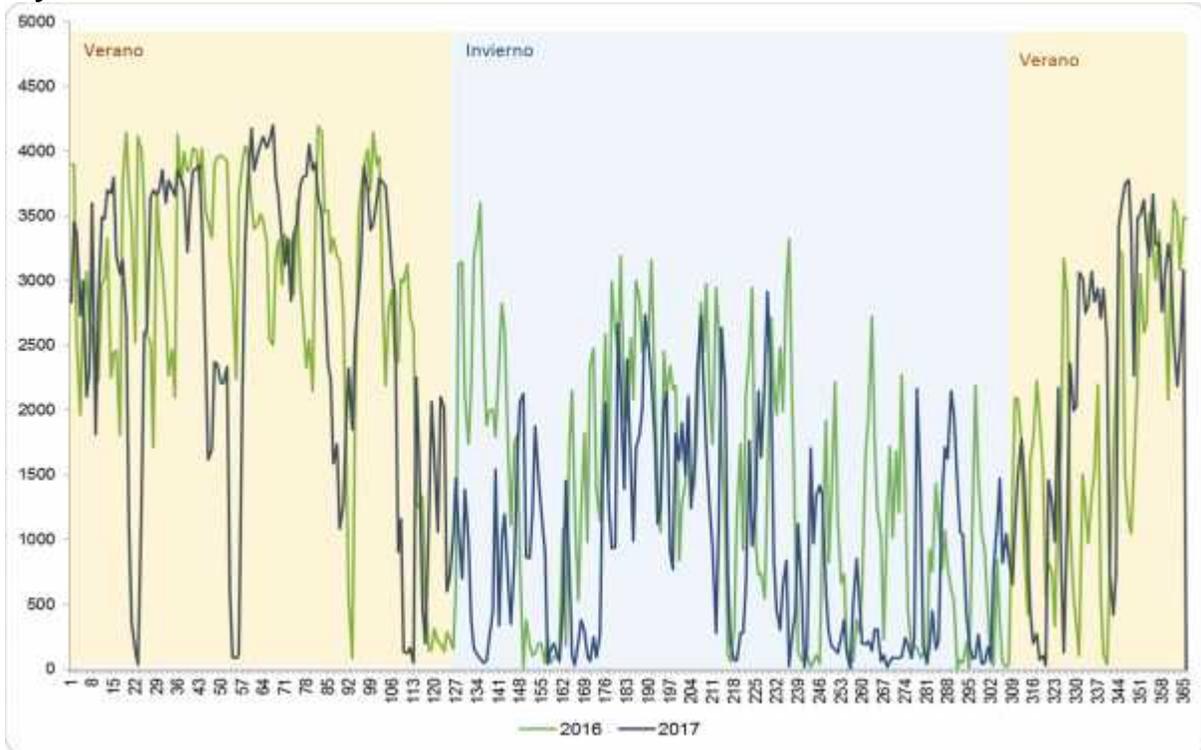
Inyecciones Mensuales



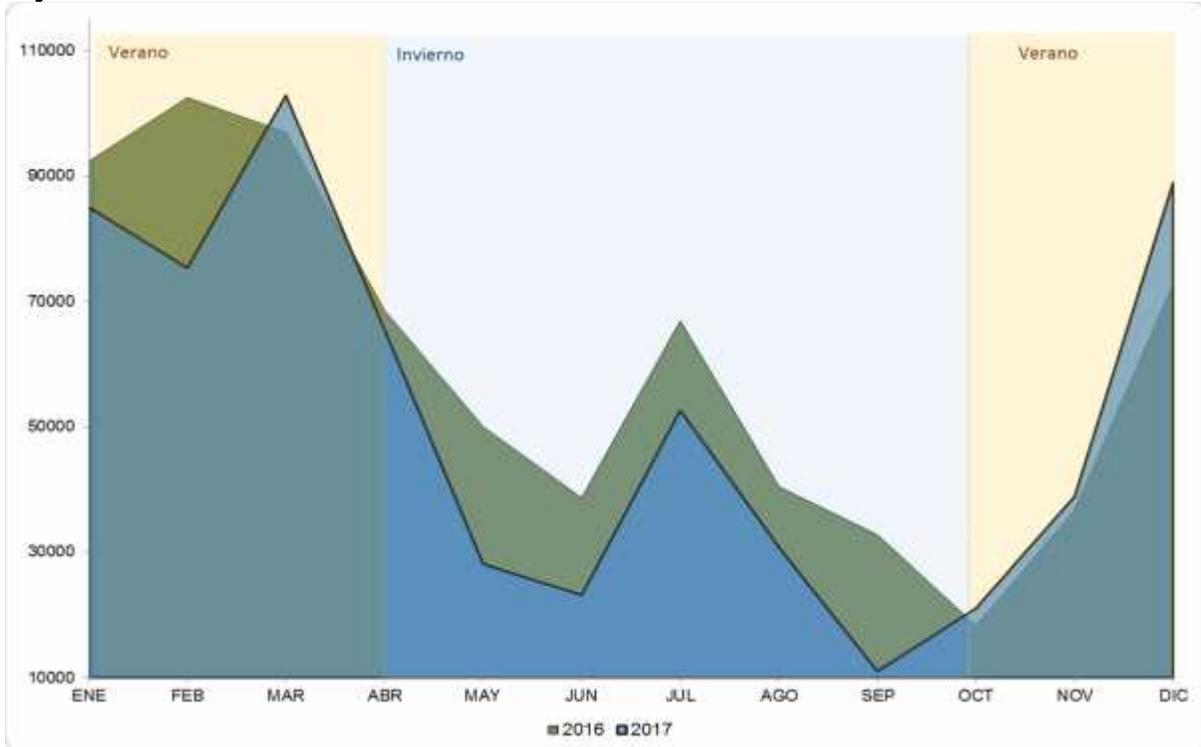
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 27 Inyecciones Eléctricas de Centrales Eólicas (MWh) Período 2016 – 2017

Inyecciones Diarias



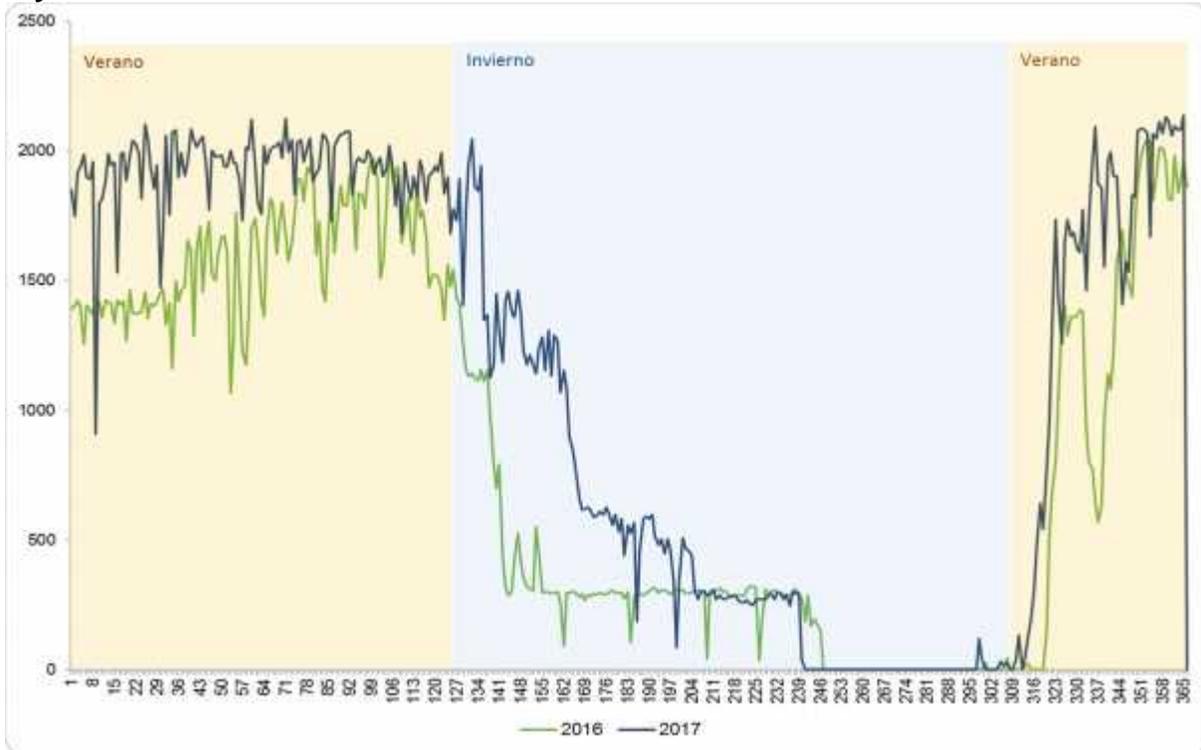
Inyecciones Mensuales



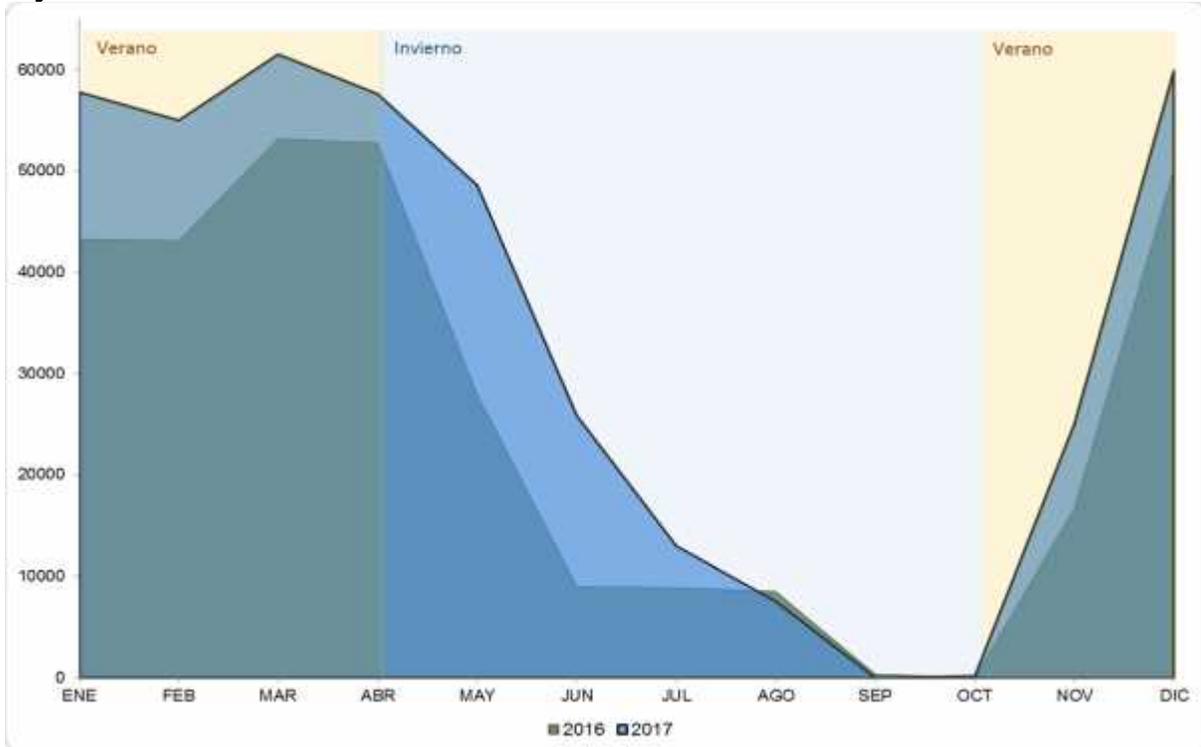
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 28 Inyecciones Eléctricas de Ingenios Azucareros (MWh) Período 2016 – 2017

Inyecciones Diarias



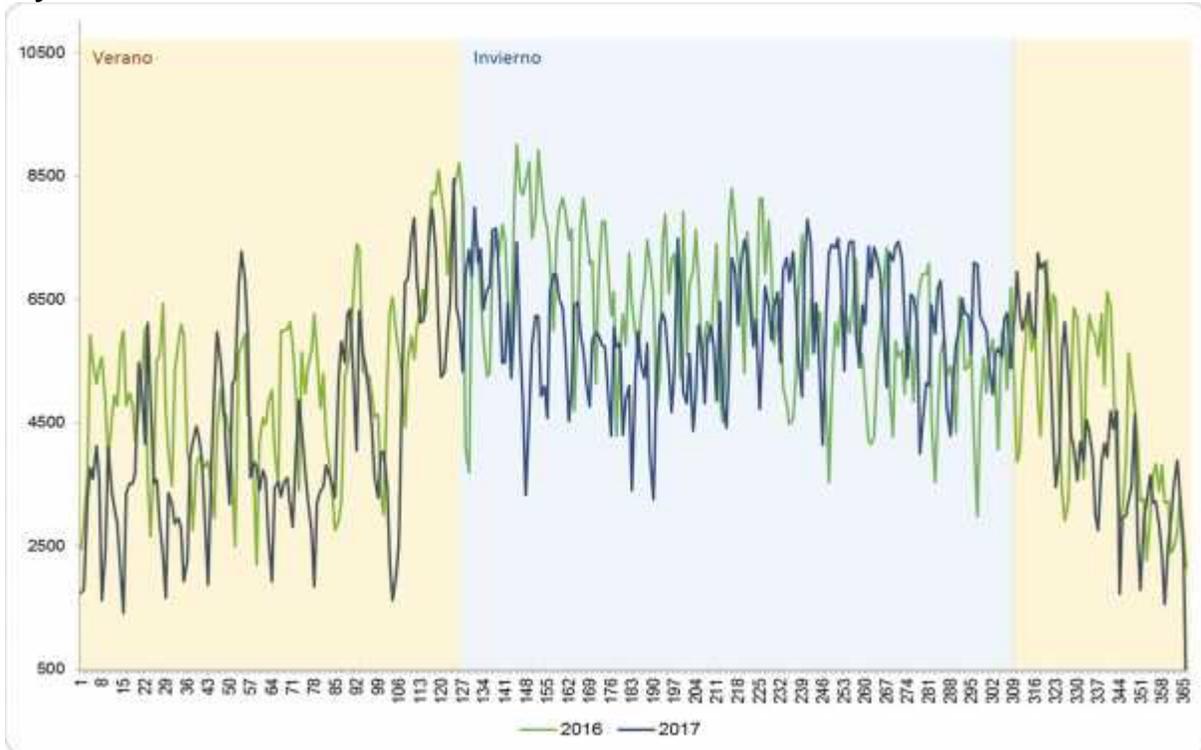
Inyecciones Mensuales



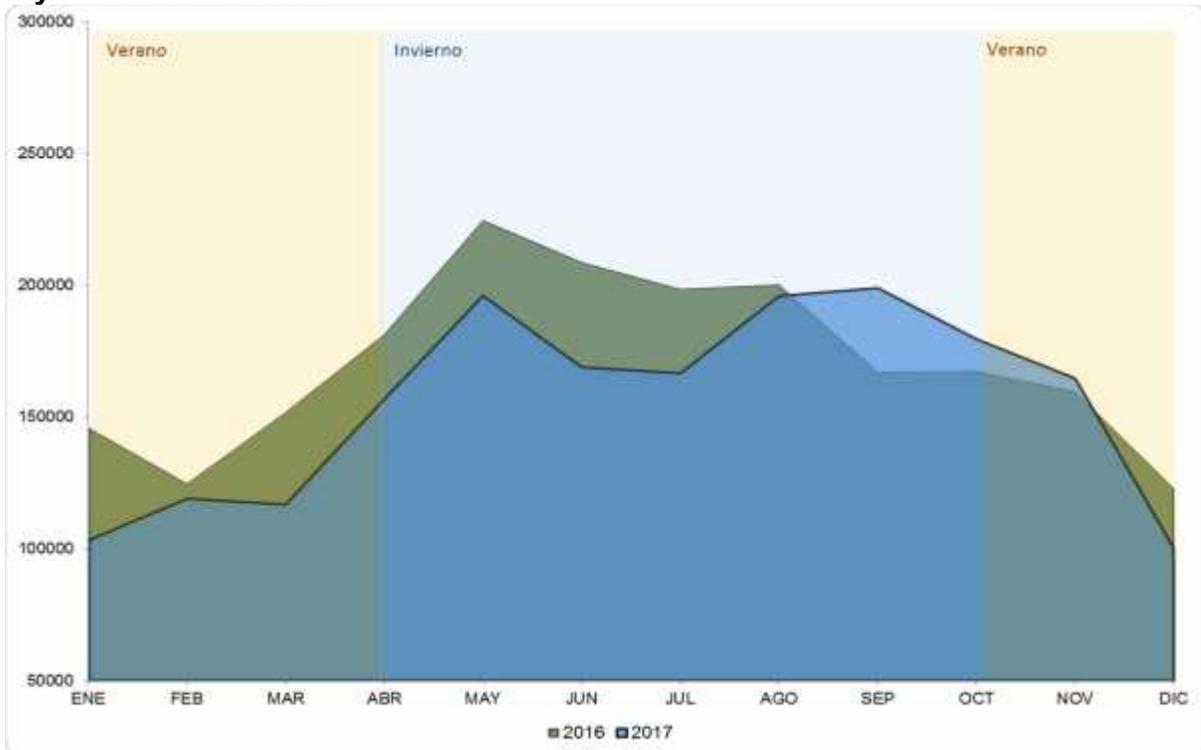
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 29 Inyecciones Eléctricas de Centrales Térmicas (MWh) Período 2016 - 2017

Inyecciones Diarias



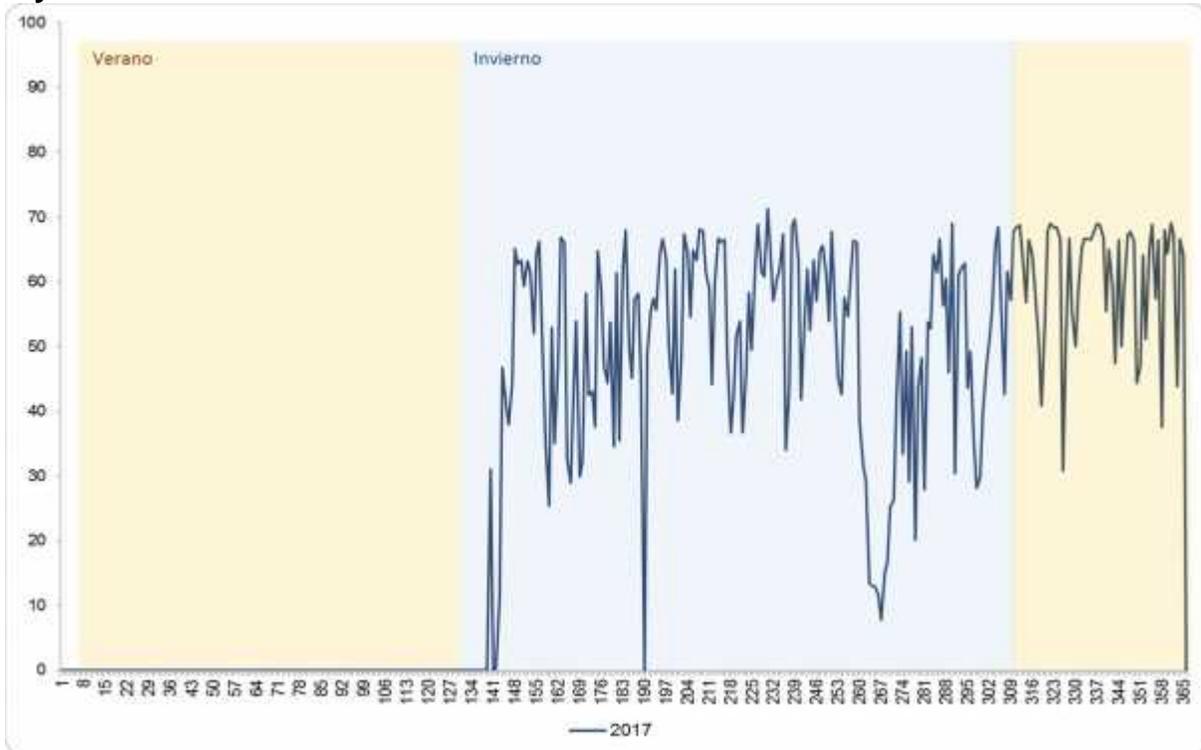
Inyecciones Mensuales



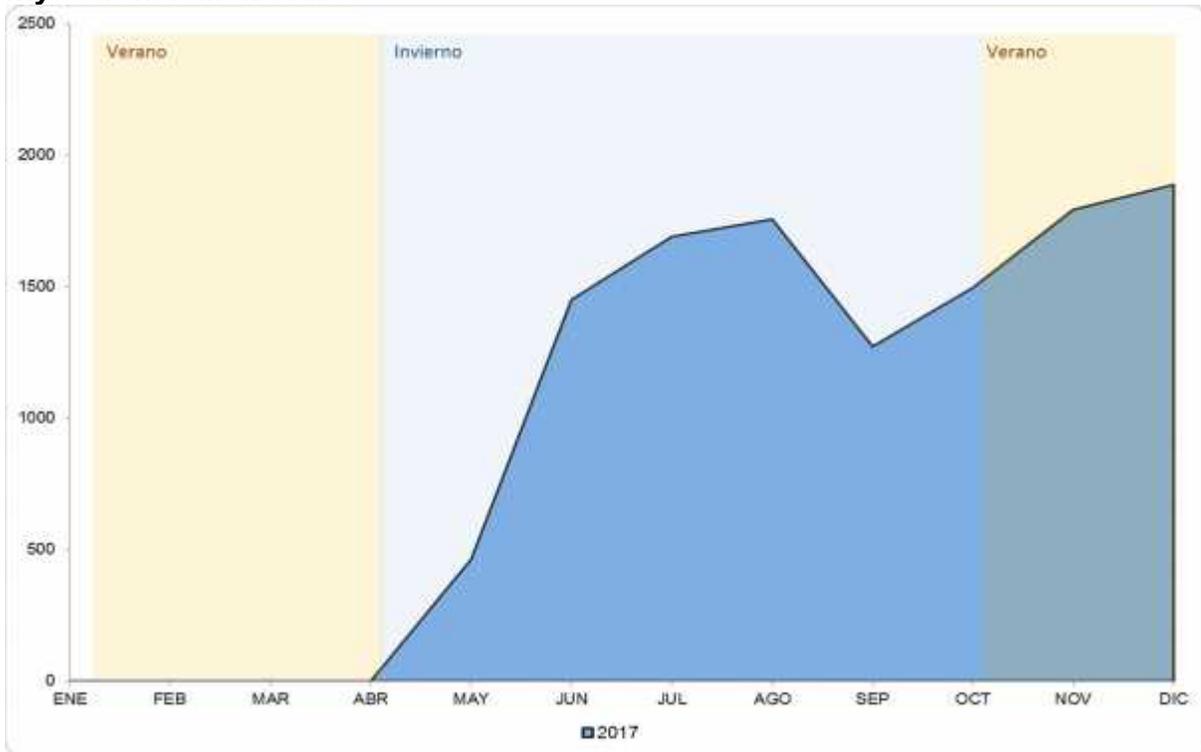
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 30 Inyecciones Eléctricas de Central Solar Fotovoltaica (MWh) Período 2016 - 2017

Inyecciones Diarias



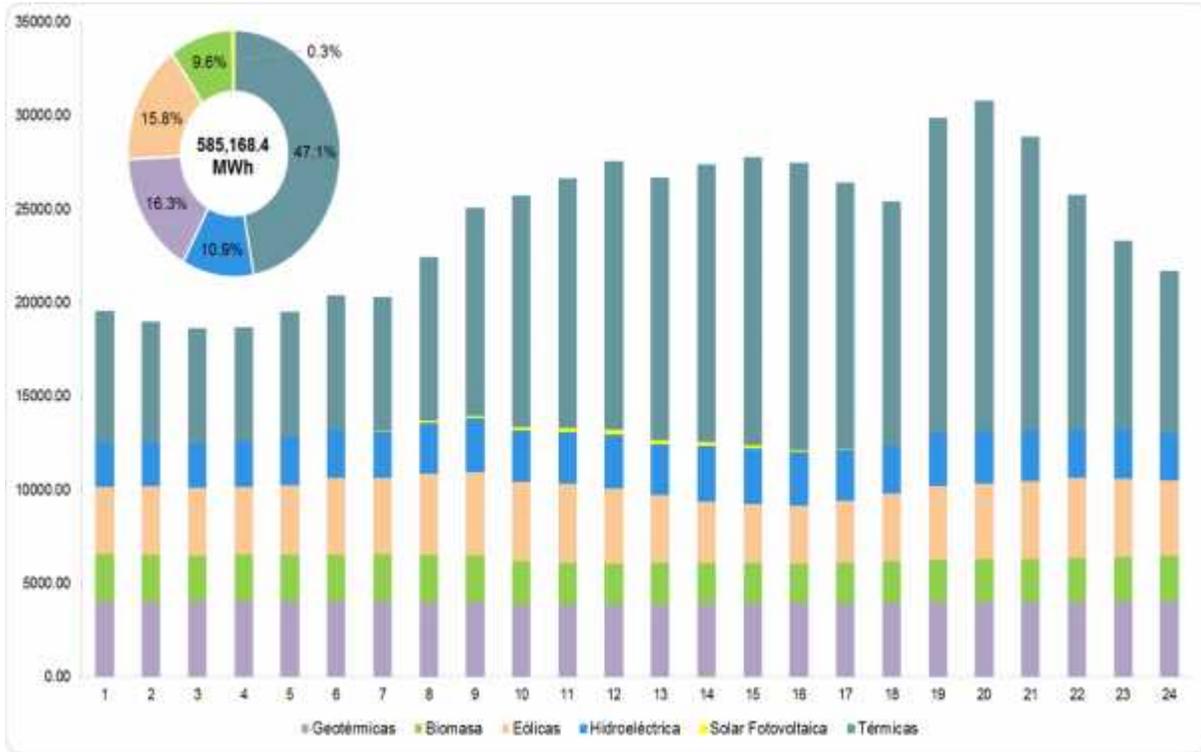
Inyecciones Mensuales



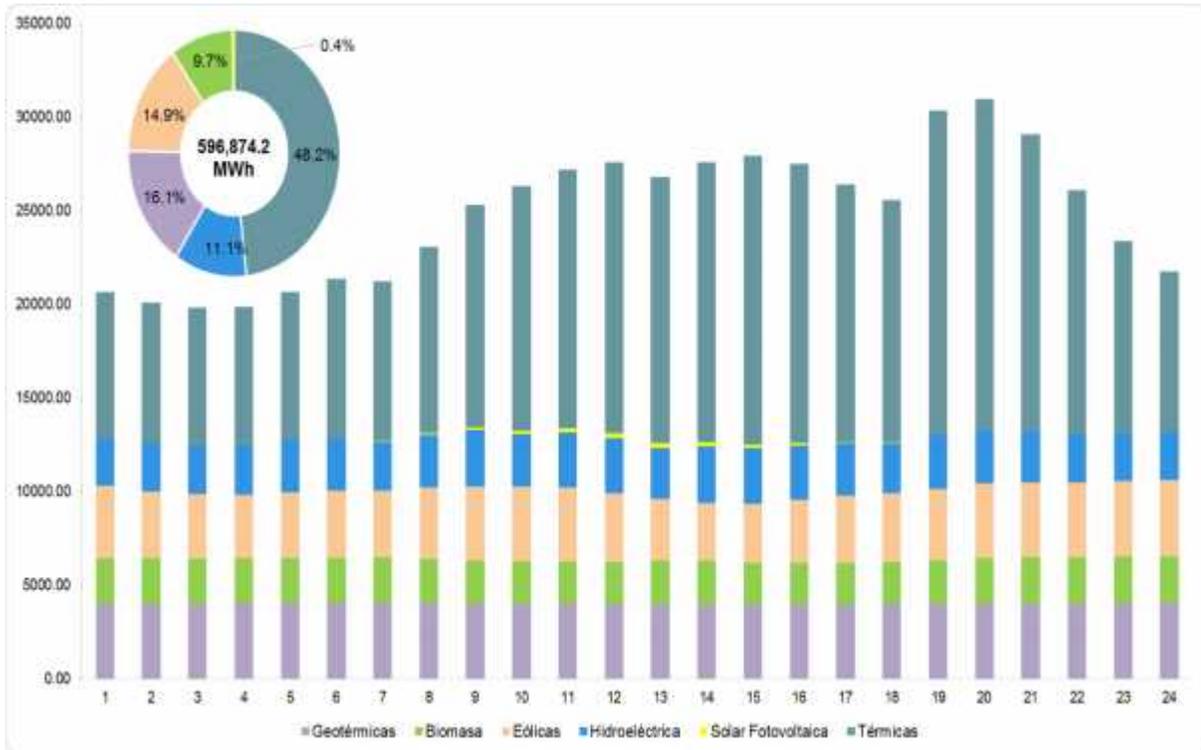
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 31 Acumulado de Inyecciones Eléctricas por Hora y Día de la Semana (MWh) Año 2017

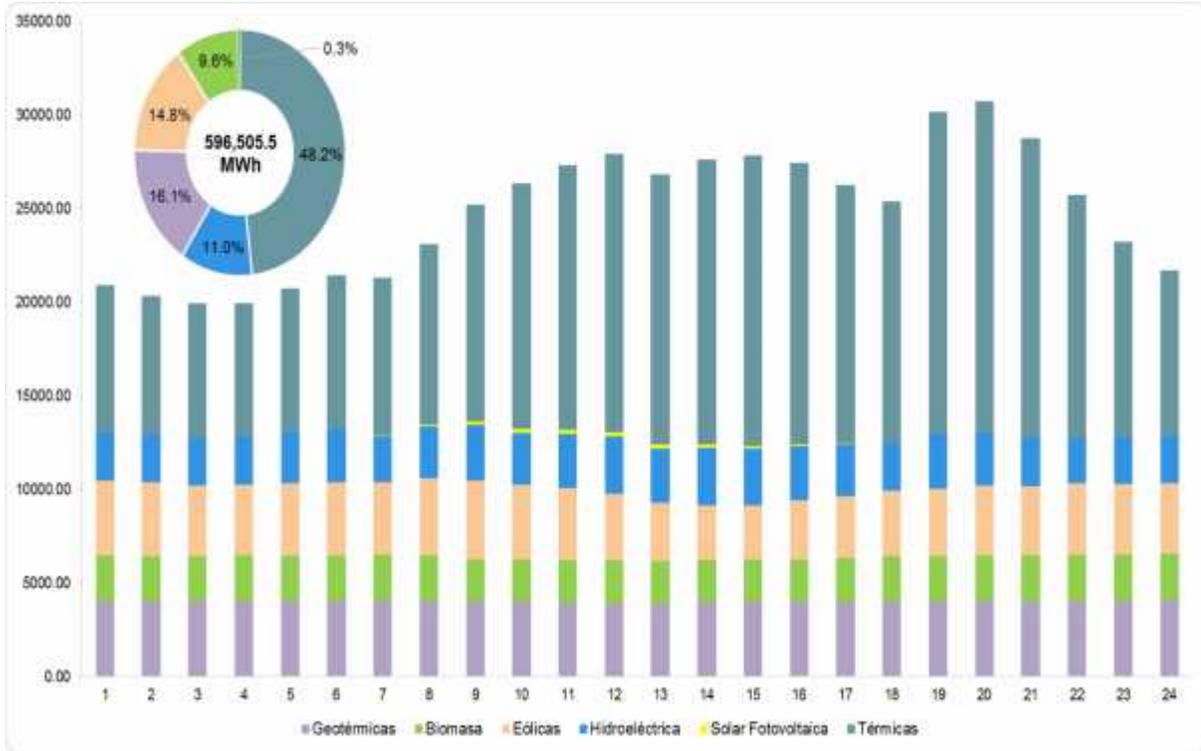
Lunes



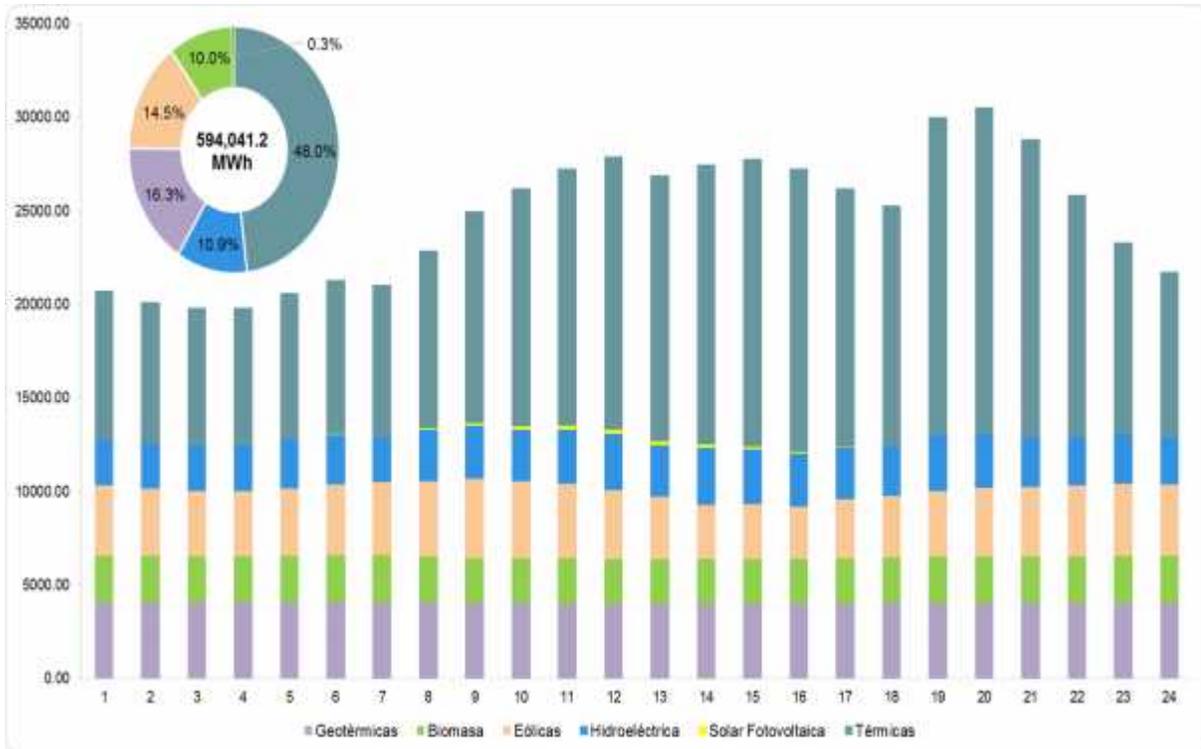
Martes



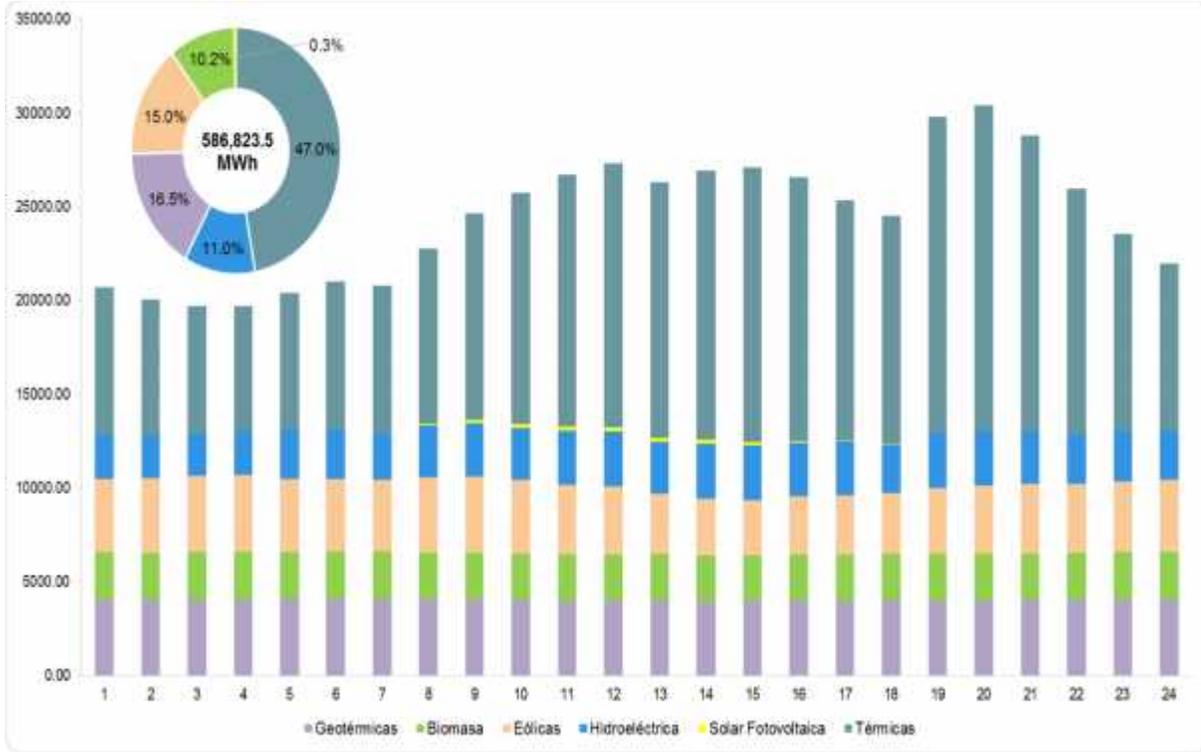
Miércoles



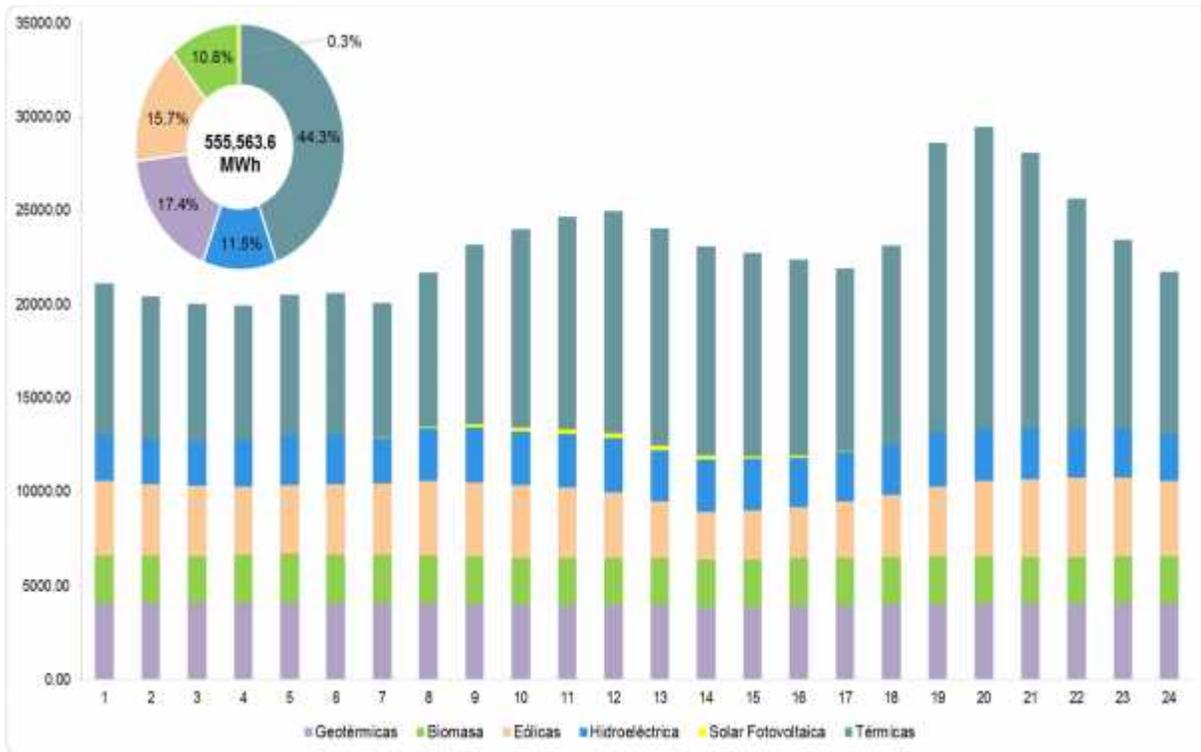
Jueves



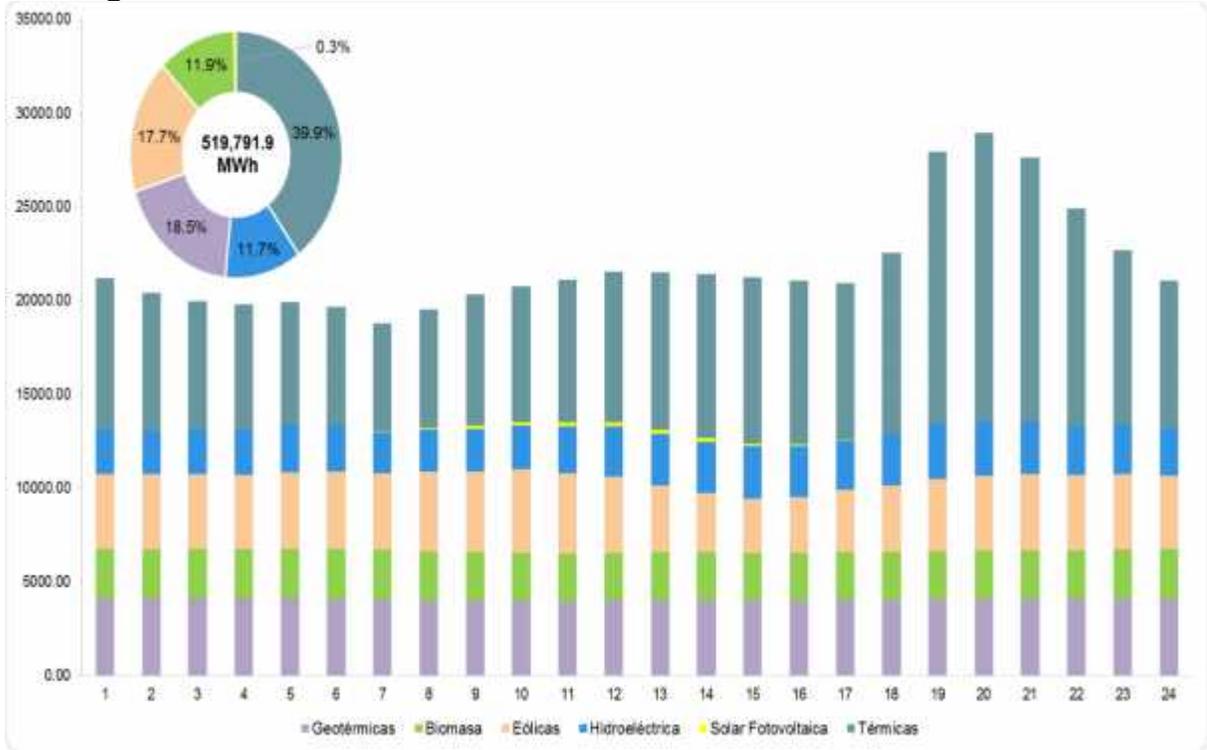
Viernes



Sábado



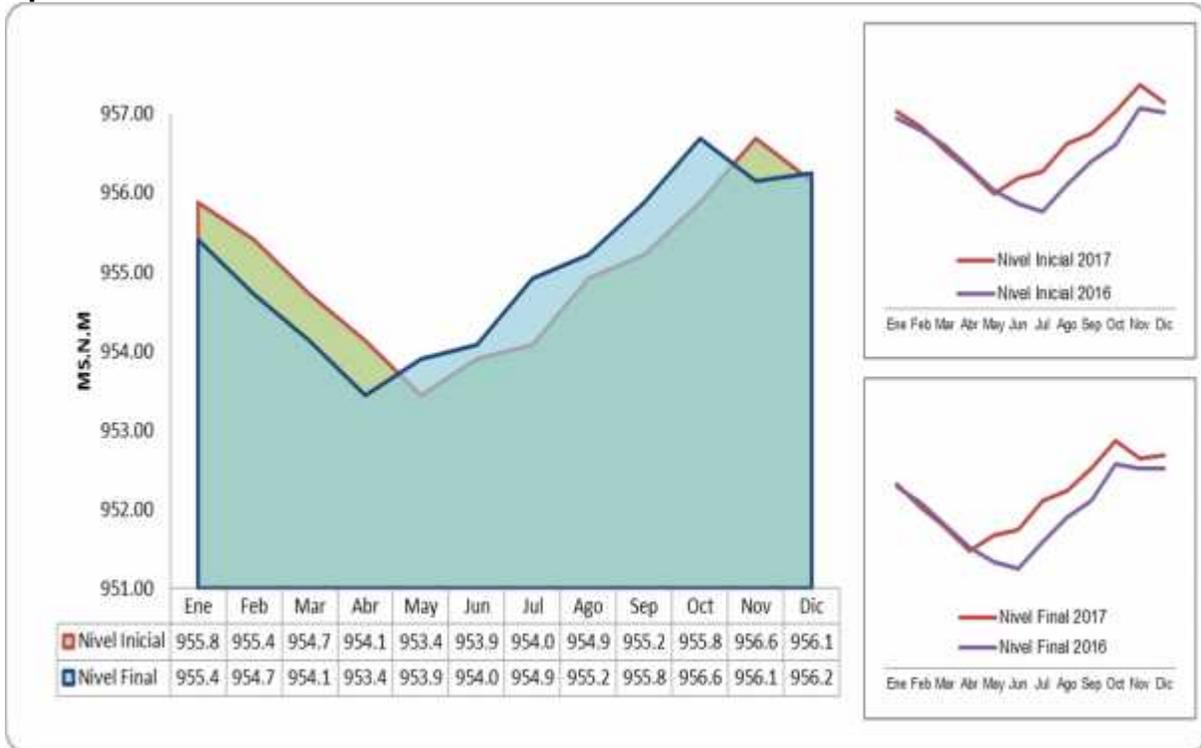
Domingo



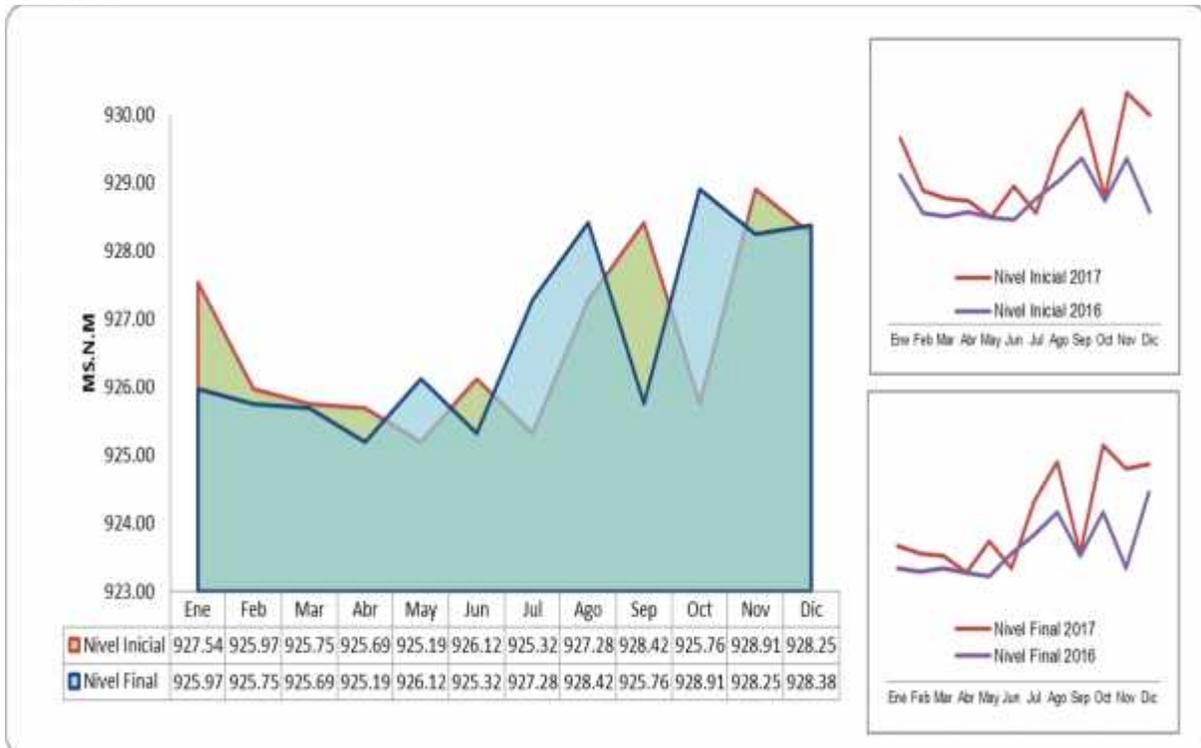
Fuente: Informes Oficiales. Balance Diario SIMEC - CNDC. Elaboración propia.

Anexo 32 Niveles Mensuales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (msnm) Período 2016 - 2017

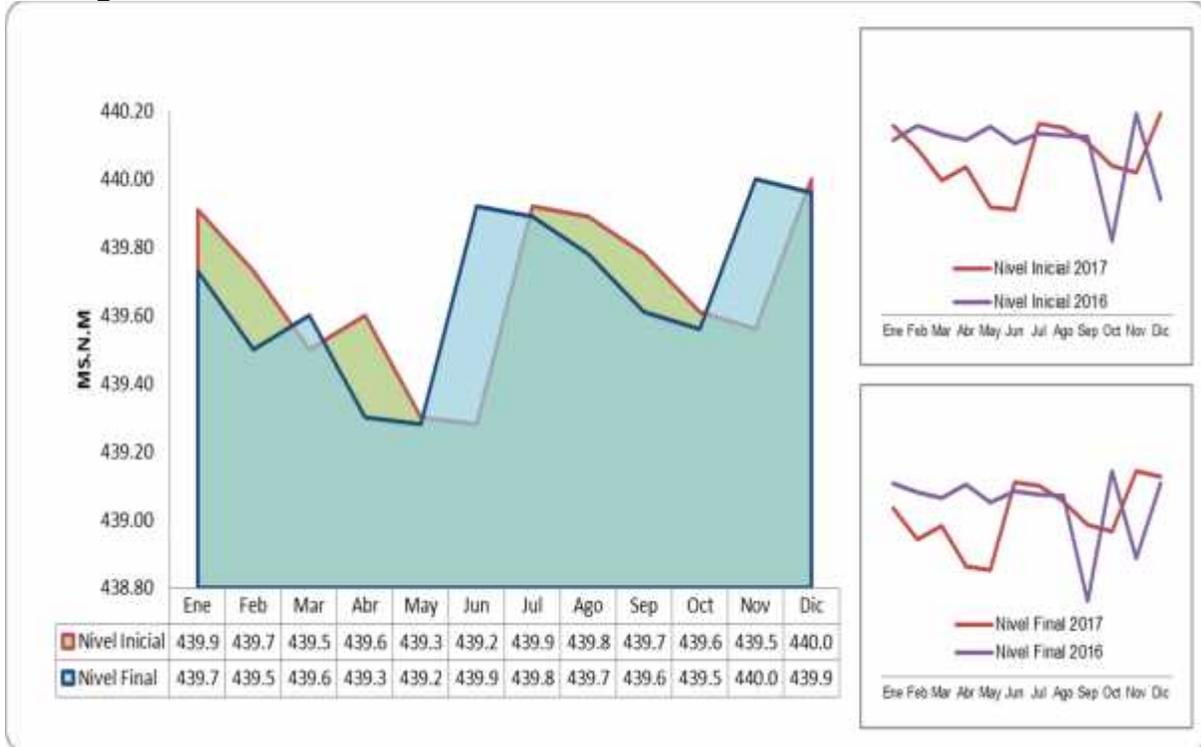
Apanás



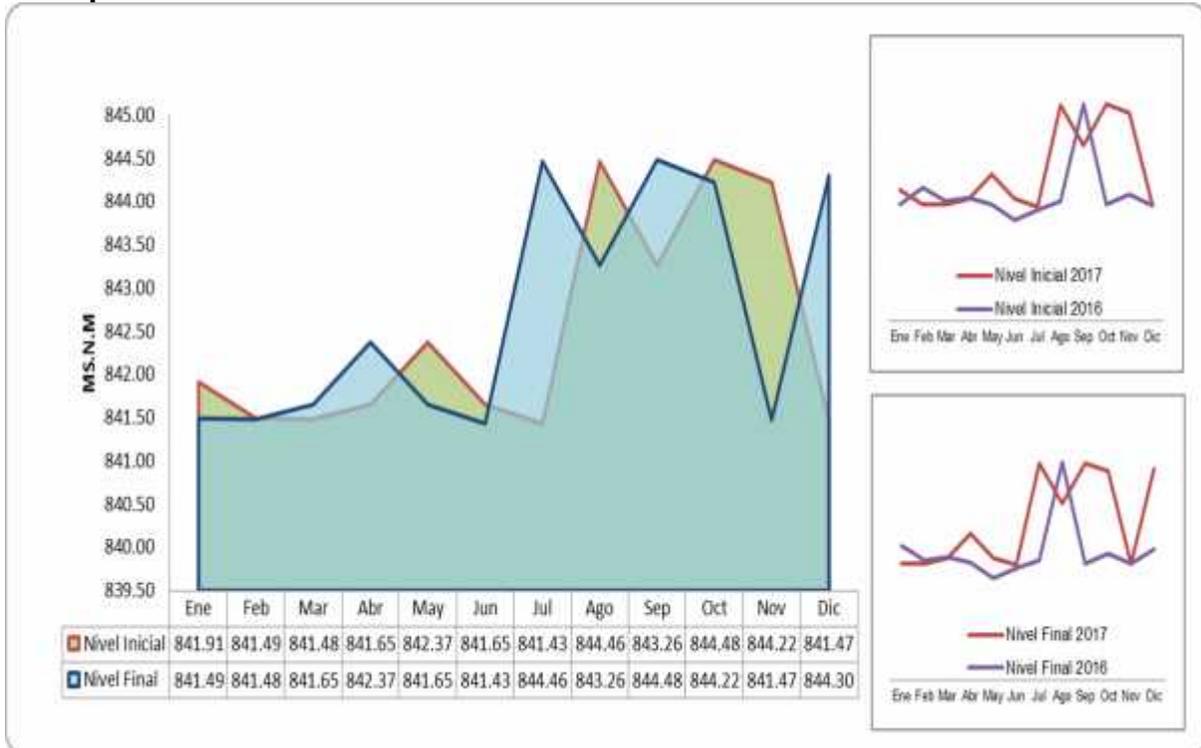
Asturias



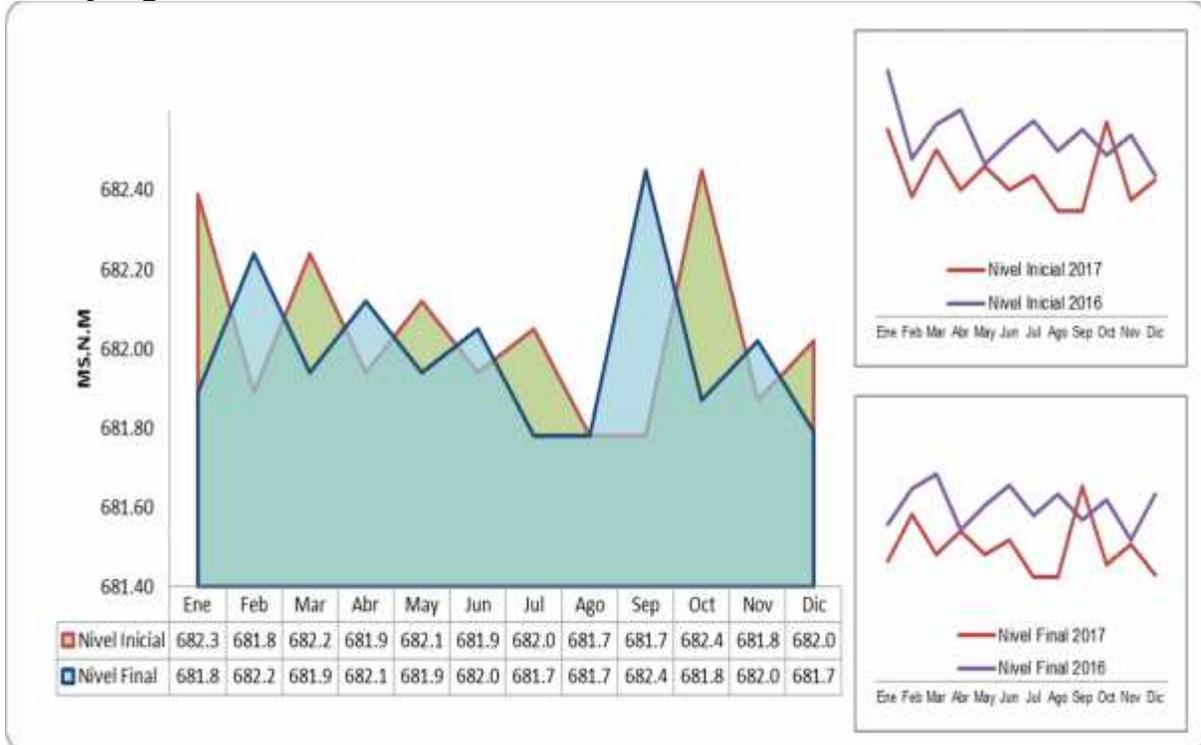
La Virgen



Hidropantasma



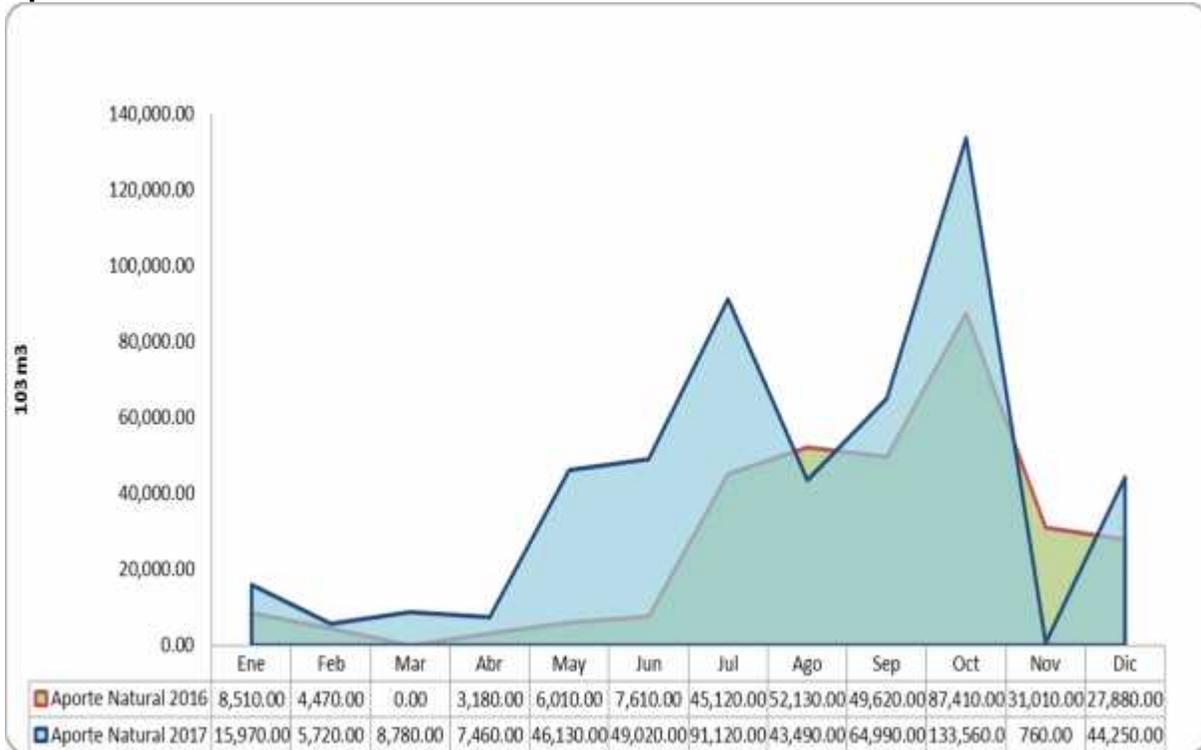
Larreynaga



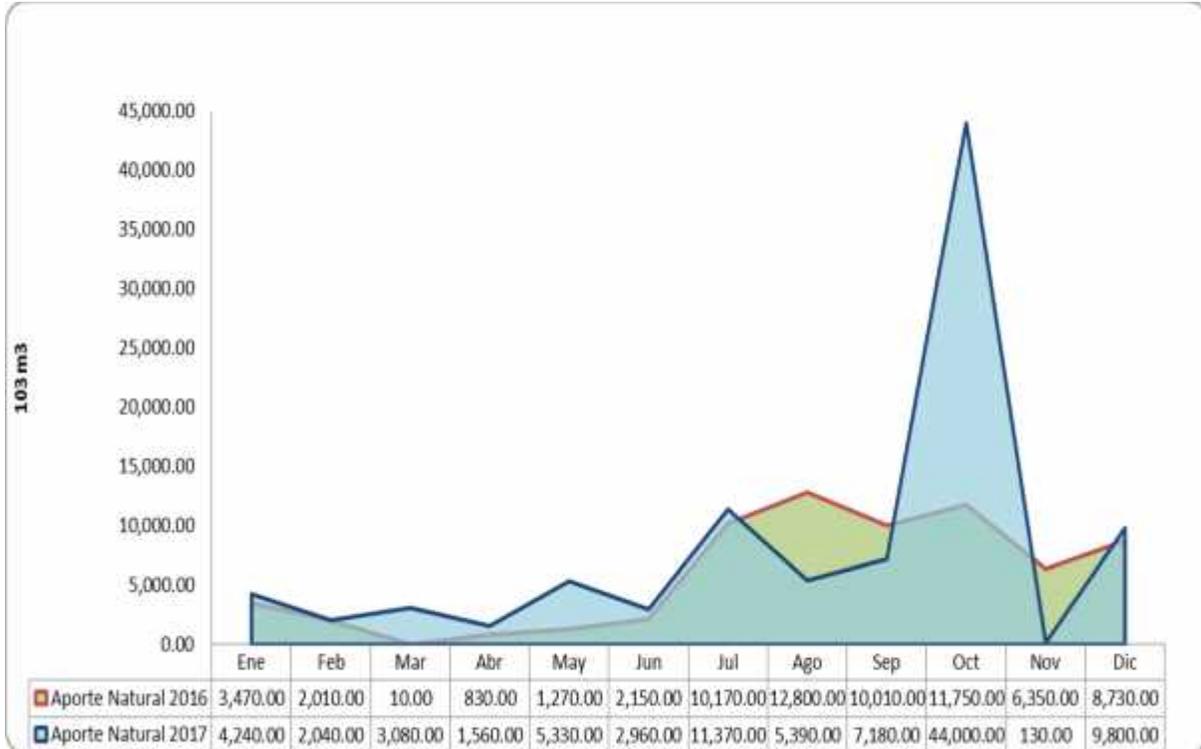
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Anexo 33 Aportes Naturales en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10³ m³) Período 2016 – 2017

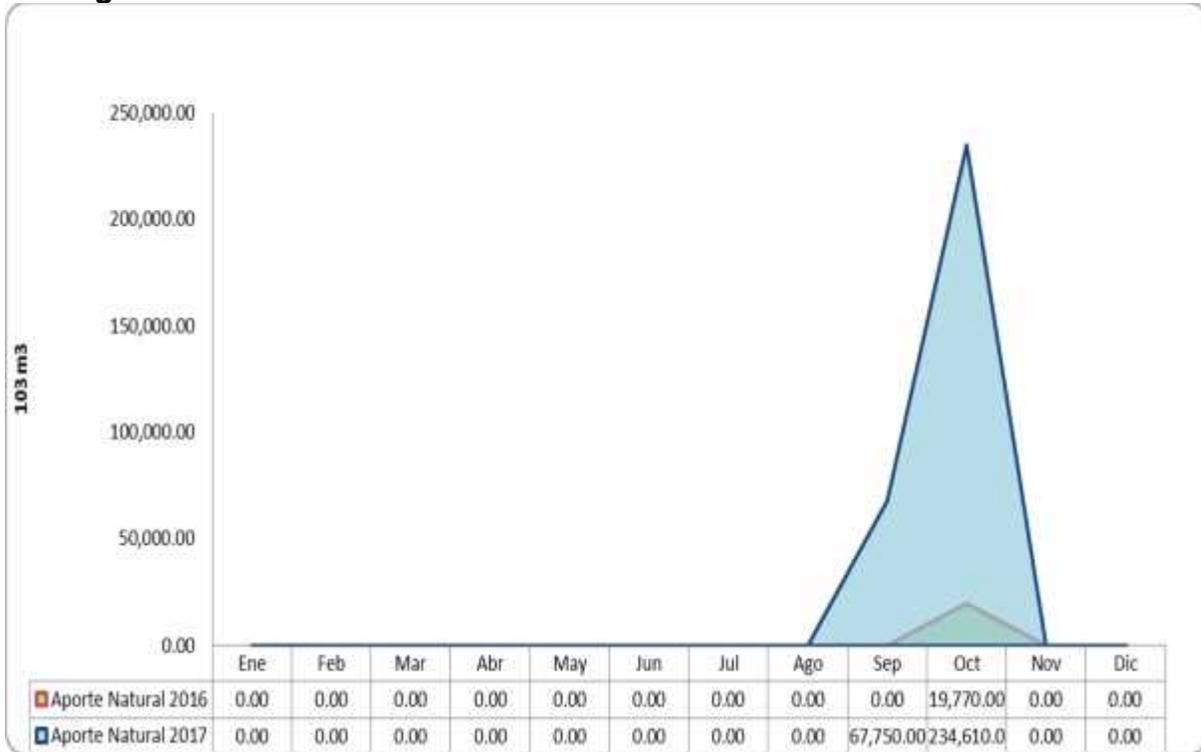
Apanás



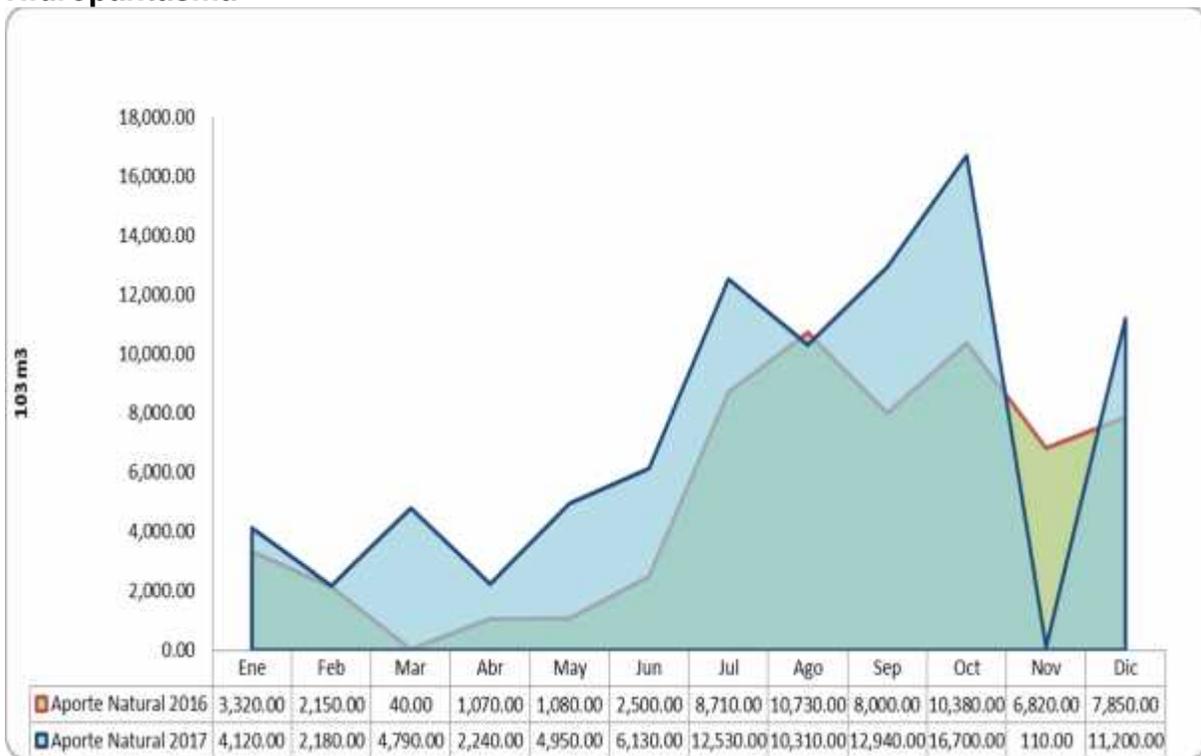
Asturias



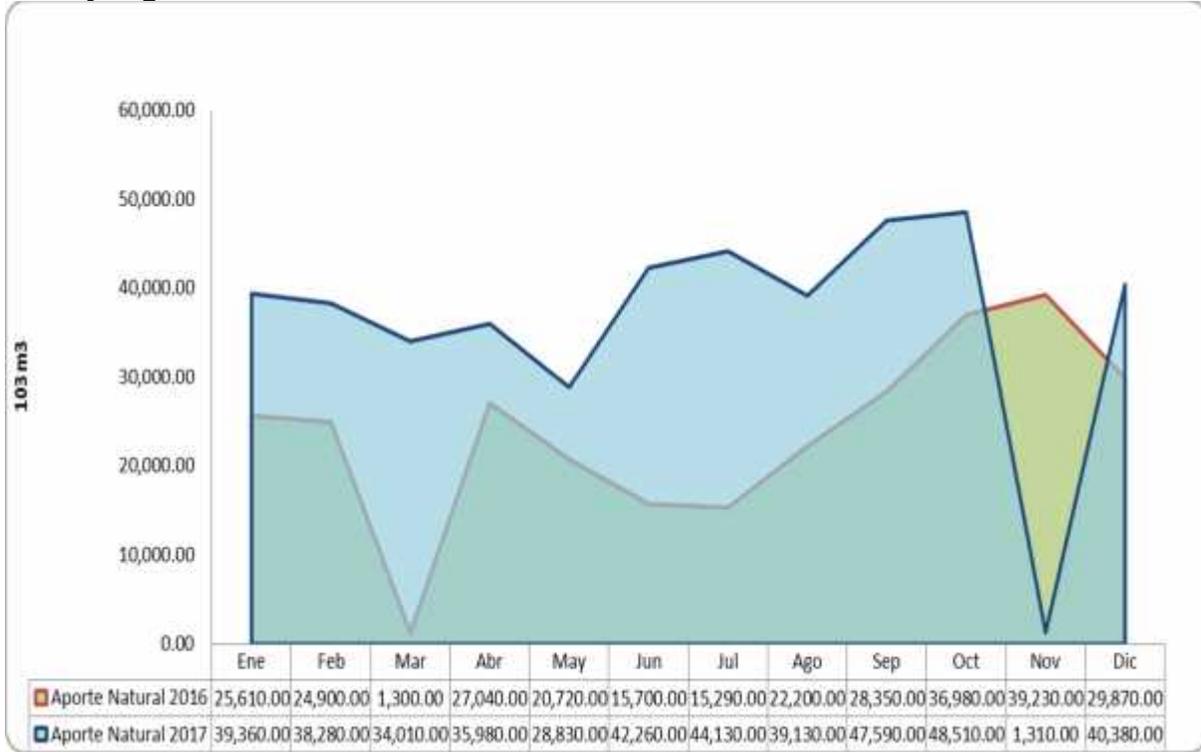
La Virgen



Hidropantasma



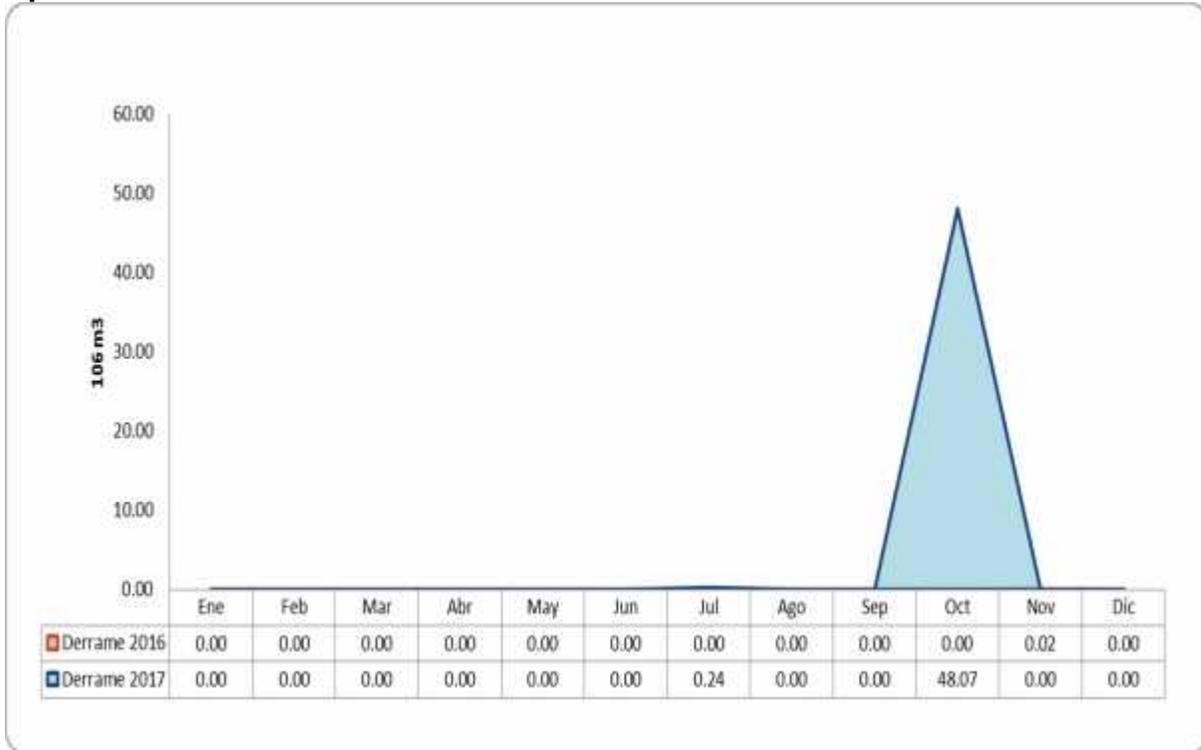
Larreynaga



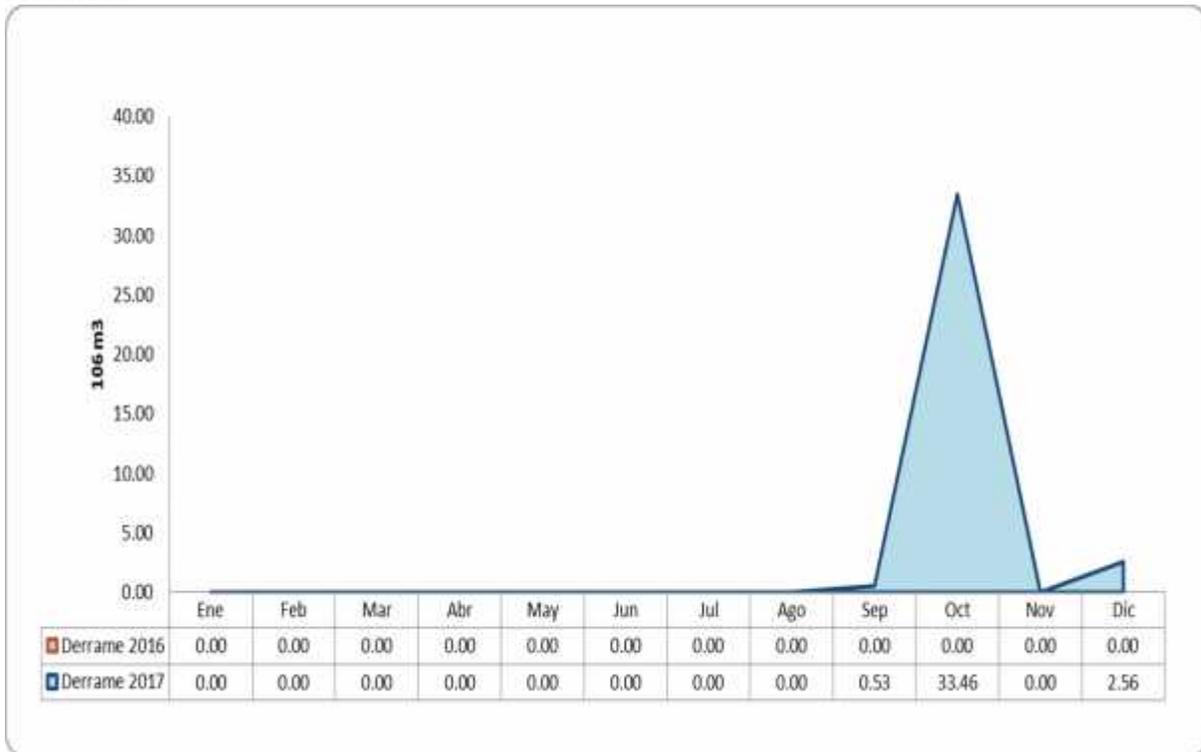
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Anexo 34
Derrames en Embalses de Plantas Hidroeléctricas (10⁶ m³)
Período 2016 - 2017

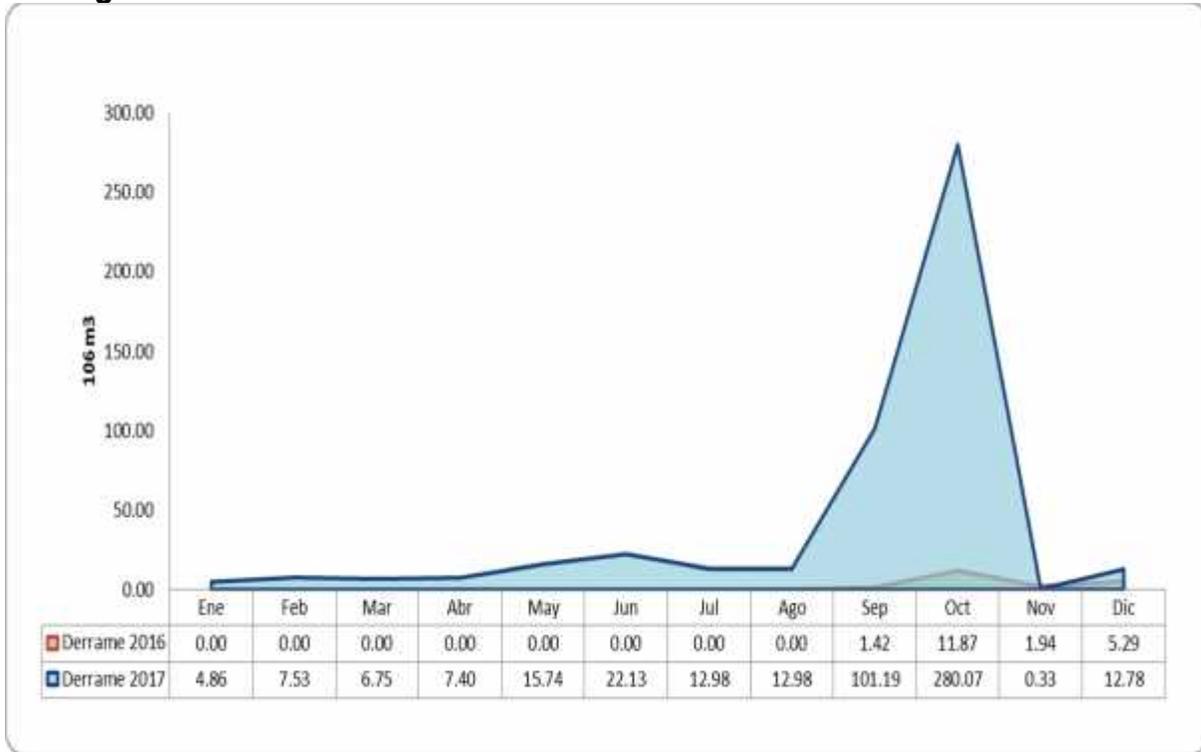
Apanás



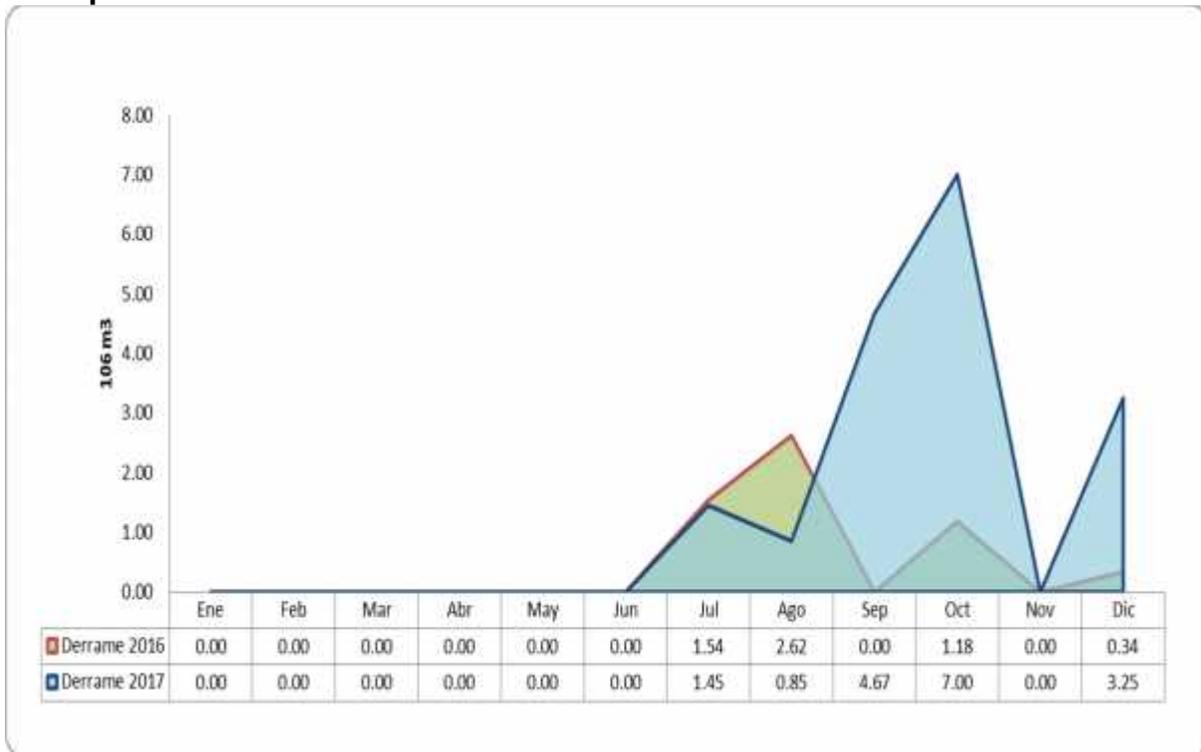
Asturias



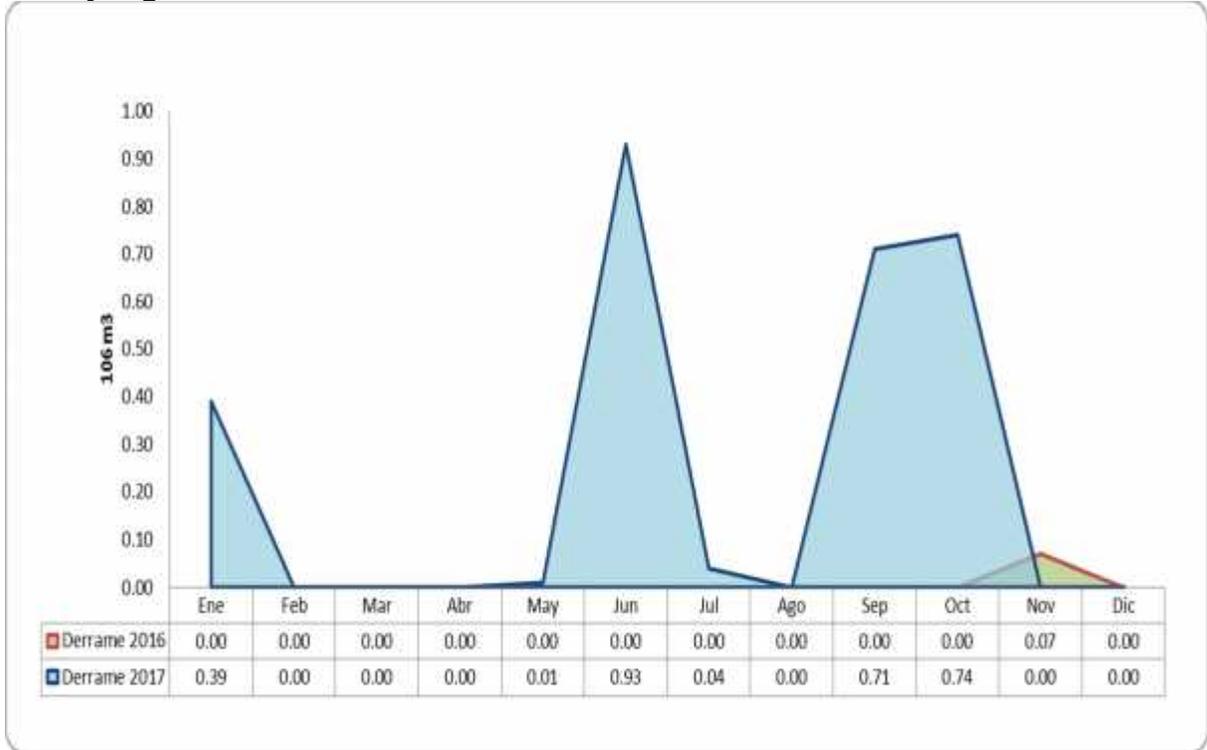
La Virgen



Hidropantasma



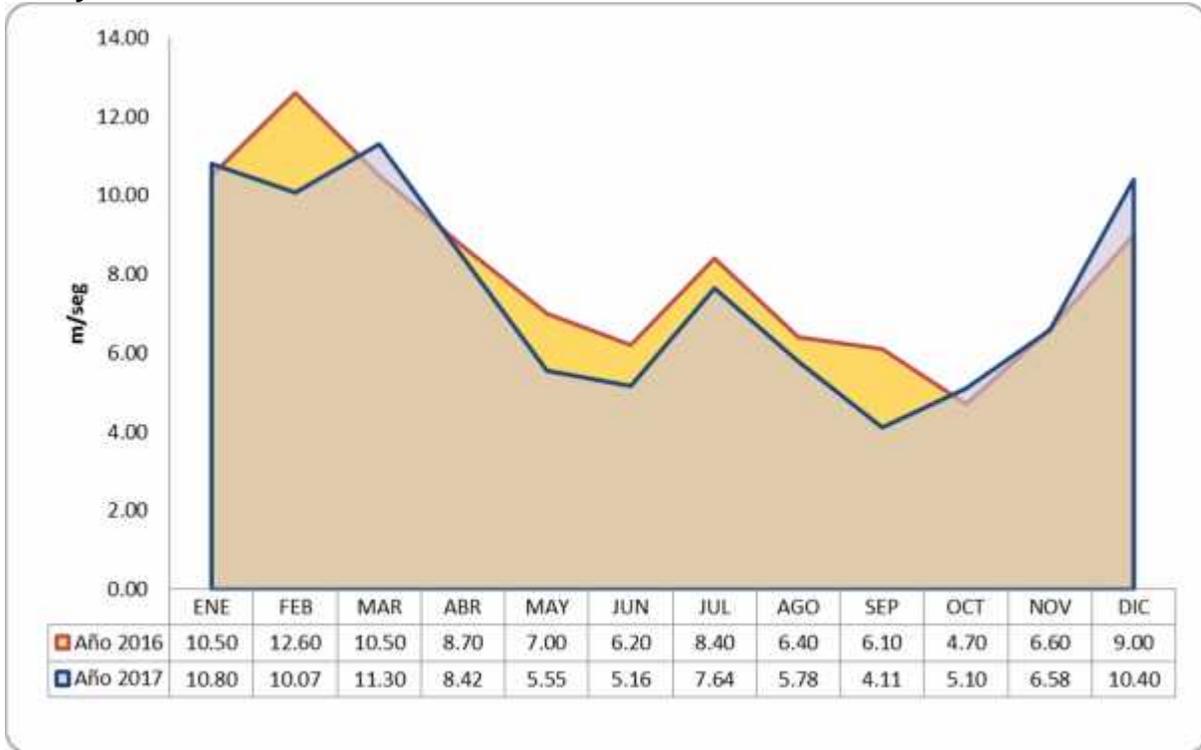
Larreynaga



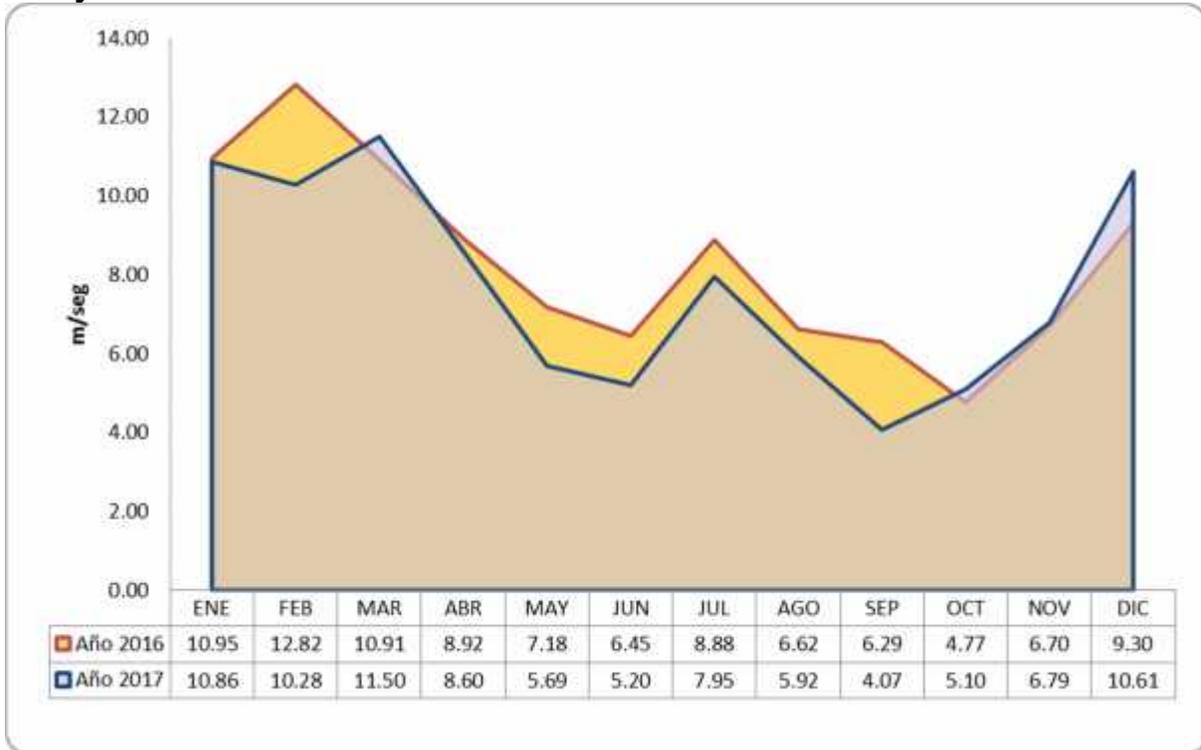
Fuente: Balance Hidrológico. Estadísticas Eléctricas INE. Elaboración Propia.

Anexo 35
Velocidad Promedio de Vientos (m/seg)
Período 2016 - 2017

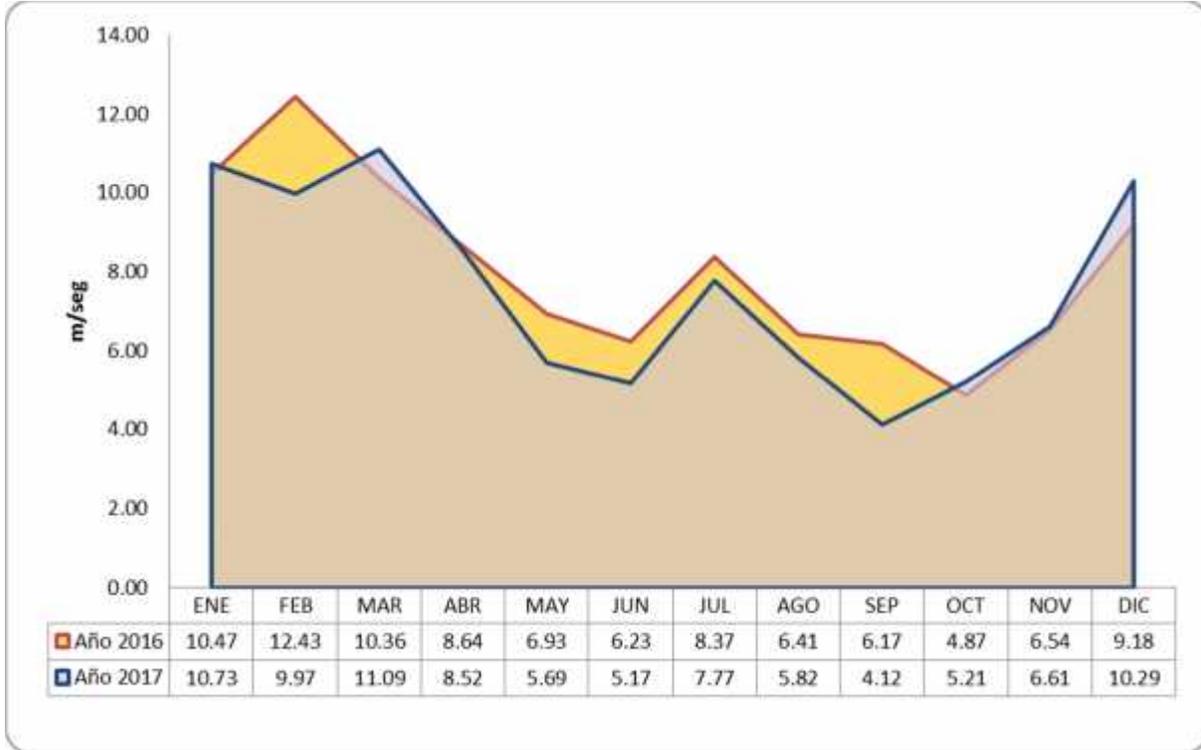
Amayo I



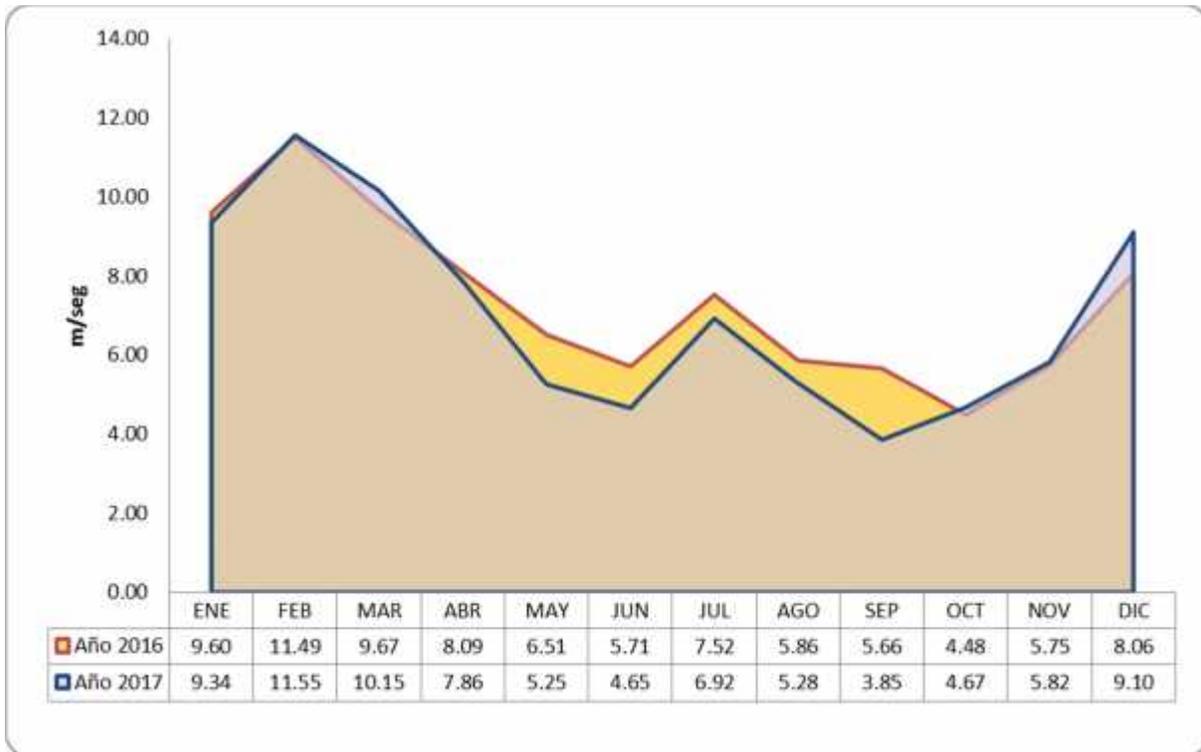
Amayo II



Eolo



Blue Power



Camilo Ortega

