



INFORME ANUAL

2020

DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO

MISIÓN

El Operador Nacional de Electricidad - CENACE es una entidad estratégica del sector eléctrico ecuatoriano, opera y administra el funcionamiento técnico y comercial del Sistema Nacional Interconectado - S.N.I. y de las interconexiones internacionales, con criterios de seguridad, calidad y al mínimo costo posible.

VISIÓN

Ser un referente de entidad pública, que impulse al desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano, siendo protagonista de la transformación de la matriz energética y de la integración eléctrica regional.

VALORES INSTITUCIONALES

-  Calidad
-  Transparencia
-  Responsabilidad

PRESENTACIÓN

La energía en todas sus formas se considera parte de un sector estratégico que es administrado por el Estado, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

En este sentido, la actividad energética se ordena por la Constitución, el Plan Nacional de Desarrollo, la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica; que es articulada a través del Plan Maestro de Electricidad y de los demás planes sectoriales, reglamentos y regulaciones que fueren aplicables.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996, en su Art. 11 disponía que el sector eléctrico nacional estuviera estructurado entre otros, por el Centro Nacional de Control de la Energía – CENACE, una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro. La citada Ley fue derogada mediante la aprobación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE, publicada en Registro Oficial No. 418 de 16 de enero de 2015, y que en su Capítulo IV constituye a la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE como el Operador Nacional de Electricidad, CENACE; asignándole una nueva naturaleza jurídica, atribuciones y deberes.

Con este antecedente, el Operador Nacional de Electricidad se instituye como un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, que actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado, S.N.I. y administra comercialmente las transacciones de bloques energéticos, es responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector. En el cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de la operación del S.N.I., sujetándose a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCERNR.

La gestión operativa y administrativa que el Operador Nacional de Electricidad, CENACE realizó durante el periodo 2020, se resume en el presente informe, en el cual se muestran los resultados estadísticos y logros alcanzados en la actividad eléctrica.

En el 2020, el país alcanzó una producción neta total de energía de 26.979,96 GWh distribuida de la siguiente manera: 24.168,66 GWh generación hidroeléctrica; 2.159,64 GWh generación termoeléctrica; 400,86 GWh generación no convencional y 250,79 GWh importación desde Colombia, no se presentó importación desde Perú. En comparación al 2019, año en la que la producción neta fue 27.532,24 GWh distribuida de la siguiente manera: 24.458,10 GWh generación hidroeléctrica; 2.665,69 GWh generación termoeléctrica; 402,62 GWh generación no convencional y 5,83 GWh importación desde Colombia, sin presentarse importación desde Perú.

Se ha realizado la planificación y administración operativa para explotar al máximo los recursos de generación y transporte de energía eléctrica, a fin de suministrar el servicio eléctrico en forma permanente al país. Para el efecto, el CENACE administró la producción y transporte de energía eléctrica, a pesar de las circunstancias por la declaración de la emergencia sanitaria por Covid-19, atendiendo sin inconvenientes la demanda energética de la población ecuatoriana y conservando una garantía de suministro en reservas estratégicas para enfrentar imprevistos.

Adicionalmente, en 2019 se exportaron 1.339,43 GWh a través de las interconexiones con Colombia – Perú, en el mercado ocasional en Colombia y con contratos con Perú, un valor inferior al registrado en el 2019 que fue de 1764,82 GWh. El mes con mayor exportación fue junio con 238,52 GWh.

Como parte fundamental del proceso de gestión de abastecimiento energético, el CENACE coordinó la realización de 4.453 mantenimientos registrados con consignación, de generación, transmisión y distribución; minimizando la afectación al usuario y sin comprometer los márgenes de seguridad de servicio.

La gestión operativa y administrativa que el Operador Nacional de Electricidad, CENACE realizó en el período 2020, se compendia en el presente informe, en el cual se muestran los detalles, resultados estadísticos y logros alcanzados en la gestión institucional, del sector eléctrico y regional, en este sentido se destacan los siguientes temas:

- Análisis y coordinación para la incorporación de nuevas centrales y cargas especiales al S.N.I., con el fin de asegurar la continuidad en el abastecimiento de energía eléctrica al usuario final, de manera segura y confiable.
- Código de Red para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, mismo que permitirá mejorar la planificación de la expansión y la operación técnica del S.N.I., y la operación de las interconexiones internacionales, a fin de viabilizar una integración regional ágil y técnica, con reglas claras y transparentes.
- Estudios eléctricos y energéticos especializados, que preservan el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible.
- Actualización del Sistema de Protección Sistémica, con la identificación de las contingencias críticas para el S.N.I.
- Actualización de los estudios eléctricos de transferencia de potencia entre Ecuador y Perú, considerando el ingreso del proyecto de interconexión de 500 kV para el 2022; así como, determinar las máximas transferencias de potencia, para la importación y exportación de energía eléctrica entre los dos países, en condiciones normales de operación y ante contingencias.
- Anexo del Reglamento Operativo del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo, en el cual se definen los criterios, responsabilidades, medios de contacto y otros requisitos necesarios para la planificación, coordinación, supervisión y control de la operación de los enlaces internacionales de los países que conforman el MAERCP.
- Cálculo del valor del umbral para la minimización de los errores de inclusión y exclusión de la activación de la importación de electricidad de Colombia, con resolución horaria, y para cada bloque de energía ofertado, conforme al procedimiento de aplicación y Resolución 017-18.
- Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, para lo cual se realizaron las simulaciones operativas del S.N.I. con el modelo SDDP, la metodología de evaluación permitió la identificación y definición de la fecha óptima para la ejecución de los trabajos en la fase 2 de la central, permitiendo priorizar la mayor seguridad y economía en el abastecimiento.
- Cálculo del Factor de Emisión de Dióxido de Carbono CO₂, mismo que permite determinar las toneladas de CO₂ equivalente emitidas al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica, los resultados fueron difundidos públicamente en los portales de las instituciones de energía y ambiente del país.
- Estudio e implementación de una herramienta de evaluación de seguridad dinámica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, con el cual, se analizaron y desarrollaron aplicaciones de simulación que forman parte de la herramienta de análisis de seguridad dinámica (DSA); como principal logro del desarrollo se pueden destacar:

La Evaluación Probabilística del modo inter-área considerando el incremento de exportaciones a Colombia.

- Sintonización de los estabilizadores de sistemas de potencia y su impacto en el S.N.I., mismo que han permitido mejorar de manera considerable la estabilidad oscilatoria del S.N.I., al incrementar el amortiguamiento de los modos de oscilación locales e inter-área presentes en el sistema y salvaguardar la vida útil de sus unidades. Además, se ha viabilizado la exportación de una gran cantidad de energía hacia el sistema colombiano, alcanzándose así cuantiosísimos beneficios para la economía del país.
- Análisis técnico y económico del cambio de tecnología de PSS considerando la expansión del Sistema Nacional Interconectado, con el cual se puede evidenciar la contribución en el incremento de la capacidad de exportación a Colombia, y el correspondiente beneficio económico.
- Sintonización de los Reguladores de Velocidad (GOBERNADORES), lo cual permitió estructurar un protocolo de pruebas para evaluar la respuesta de los reguladores de velocidad (GOV) de las unidades de generación, desarrollar metodologías y estudios de sintonización y parametrización teórica de los GOV.
- La modelación del sistema del Metro de Quito por parte de CENACE empezó en marzo de 2018; a partir de esta fecha, se ha desarrollado varias herramientas donde se vinculan las bases de datos de los sistemas eléctricos del Metro de Quito, EEQ y el S.N.I. Las metodologías desarrolladas en los sistemas eléctricos de potencia y control permiten verificar y evaluar el impacto del Metro de Quito sobre las redes de distribución y subtransmisión de la EEQ.
- Incorporación de nuevas instalaciones al SCADA/EMS para supervisión y control en tiempo real, lo cual comprende con la modelación eléctrica, verificación de parámetros eléctricos y elaboración de despliegues asociados.
- Análisis de estabilidad oscilatoria diario, se desarrolló esta metodología basada en el análisis estadístico de las variables modo, amplitud y coeficiente de amortiguamiento; variables que se obtienen a través del sistema WAMS; para garantizar las condiciones de seguridad y confiabilidad en el servicio de abastecimiento del servicio de energía eléctrica al país especialmente bajo el escenario de exportación a Colombia.
- Seguimiento del comportamiento de la demanda y su afectación debido a la declaración de estado de excepción y emergencia sanitaria,
- Incorporación de nuevas instalaciones al SCADA/EMS para supervisión y control en tiempo real, se realizó la implementación en la base de datos SCADA, configuración en los concentradores de datos, configuración y pruebas de los canales de comunicaciones y ejecución de las pruebas objeto y primarias, de 7 subestaciones nuevas de transmisión, 6 centrales nuevas de generación.
- Incorporación de nuevas instalaciones al Sistema de Medición Comercial, mismas que durante el 2020, pese a las limitaciones establecidas por la presencia de la pandemia de COVID-19, se realizó la calibración de 115 medidores de energía y Oficialización de 36 sistemas de medición comercial de los PMSE.

En el ámbito de la mejora continua, se implementaron y modernizaron sistemas tecnológicos, con lo que se busca mantener y mejorar los procesos internos, la satisfacción de sus clientes y las expectativas de las partes interesadas, entre estos se encuentran:

- Actualización del Sistema de Monitoreo de Área Extendida WAMS

- Complementación del esquema de conexión de protocolos TCP/IP en sistemas operacionales de CENACE
- Implementación del Sistema de Gestión de los Servicios de Energía y Climatización del Edificio de CENACE (SIGESEC)
- Diseño e implementación del sistema de cálculo de disponibilidad de SCADA/EMS
- Actualización de la infraestructura de virtualización VMWARE
- Migración de servidores virtuales de VMWARE y bases de datos ORACLE al nuevo almacenamiento 3PAR
- Implementación de soluciones de respaldos de servidores virtuales y bases de datos ORACLE
- Soporte y mantenimiento del Sistema de Planeamiento Operativo Energético - ePSR
- Actualización de la plataforma de servidores y software del Sistema de Planeamiento Operativo Energético – ePSR
- Desarrollo del sistema de monitoreo de condiciones climáticas al Sistema de Gestión de Energía Nacional.
- Soporte y mantenimiento del SCADA/EMS de CENACE
- Soporte y mantenimiento del Sistema de Información de Mercado Eléctrico Mayorista – SIMEM.
- Implementación del Despacho Real Digital
- Implementación de la plataforma de procesamiento y almacenamiento
- Adquisición de equipamiento informático
- Actualización de la plataforma de telefonía
- Renovación de licencias de antivirus NORTON
- Mantenimiento del Sistema de Gestión Documental - Soporte LOTUS
- Mantenimiento y reparación de impresoras, escáner y otros dispositivos
- Mantenimiento de los sistemas de comunicaciones
- Actualización plataforma de red de usuarios
- Complementación de la arquitectura de la red de usuarios del nuevo edificio de operaciones
- Implementación firma electrónica “CERO PAPELES”
- Implementación nueva PÁGINA WEB
- Implementación Esquema de Seguridad de la Información (EGSI)

El 2020, el mundo enfrentó la pandemia del COVID-19 desde sus diferentes perspectivas, para lo cual, CENACE tomó las medidas pertinentes para asegurar el abastecimiento continuo de electricidad al país y salvaguardar la salud de sus funcionarios, esto mediante el desarrollo de planes de acción y protocolos internos. El resultado de las acciones tomadas ha permitido que el suministro de energía eléctrica no haya sufrido ninguna alteración y que la planificación institucional se cumpla, considerando su enfoque a la excelencia es así que se destaca:

- Cumplimiento de la Planificación Operativa, evaluando que las actividades ejecutadas han sido planificadas y cuentan con presupuesto previo a efectuarse los procesos de contratación de bienes y servicios.

- Mejora de Procesos, con un enfoque transversal, permite mejorar el flujo de información y comunicación, optimizar los tiempos de ciclo y garantizar el cumplimiento de requisitos normativos.
- Simplificación de Trámites, actualización de la taxonomía de servicios de la institución y se suprimieron dos trámites en la plataforma GOB.EC, siendo reemplazados por un solo trámite homologado.
- Evaluación de la Percepción de la Calidad de los Servicios Públicos, se implementó la nueva "Guía metodológica para aplicación de la Norma Técnica de los Mecanismos de Calificación del Servicio – Satisfacción de la calidad del servicio y la atención brindada por el servidor público" y el resultado promedio obtenido supera la meta establecida por el Ministerio de Trabajo.
- Gestión de Redes Sociales, CENACE obtuvo un crecimiento del 38% en la red social Twitter, en consecuencia, ha existido un incremento en el número de menciones, respuestas y me gusta. Por otro lado, se creó una cuenta en la red social LinkedIn, en el primer año de gestión de la cuenta se ha logrado mantener un ritmo de crecimiento promedio, del 21,34%.
- Ajustes en las políticas editoriales de la Revista Técnica "energía", mismas que fueron parametrizadas en la plataforma Open Journal Systems (OJS), plataforma de la gestión editorial; se realizaron postulaciones a entidades de indexación de bases de datos científicos (Latindex 2.0, DOAJ, MIAR, ResearchBid), obteniendo la calificación perfecta en la postulación realizada para Latindex 2.0, lo cual fue un logro para la Revista y la Entidad Editorial, adicionalmente a esta indexación se obtuvieron las de MIAR y ResearchBid; y se creó una cuenta en la red social Twitter para la revista, ha logrado mantener un crecimiento promedio de 16,03%.

El Operador CENACE se compromete a seguir trabajando con excelencia para coordinar la operación integrada del sector eléctrico ecuatoriano y contribuir al desarrollo del país.

MAX MOLINA BUSTAMANTE

Director Ejecutivo

ALCANCE

El presente documento contiene la información relevante sobre la gestión realizada por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE durante el 2019.

El informe anual se conforma de tres capítulos:

-  El primer capítulo contiene las características de la operación del Sistema Nacional Interconectado.
-  El segundo capítulo describe lo relacionado a las transacciones comerciales.
-  El tercer capítulo puntualiza las actividades respecto a la gestión institucional.

EQUIPO DIRECTIVO

ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE

Director Ejecutivo

ING. PATRICIO ALZAMORA ALZAMORA

Gerente Nacional de Planeamiento Operativo

ING. ROBERTO BARBA BARBA

Gerente Nacional de Operaciones

ING. JUAN CARLOS HERRERA

Gerente Nacional de Transacciones Comerciales

DR. JAIME CEPEDA CAMPANA

Gerente Nacional de Desarrollo Técnico

ING. LINDA CHIMBORAZO CARRILLO

Gerente Administrativa Financiera

ING. ANITA ÁLVAREZ ÁLVAREZ

Subgerente de Tecnologías de la Información y Comunicación

AB. LENIN ROMERO LANDETA

Subgerente de Asesoría Jurídica

ING. MERCY PÉREZ VILLACÍS

Subgerente de Planificación y Gestión Estratégica

GLOSARIO

SIGLAS	DEFINICIÓN
AFD	Agence Française de Développement
AGC	Automatic Generation Control, Control Automático de Generación
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
AVR	Automatic Voltage Regulator / Control Automático de Voltaje
BOS.N.I. NET	Bitácora Operativa
CAN	Comunidad Andina
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad
CNT EP	Corporación Nacional de Telecomunicaciones
CO2	Dióxido de Carbono
COES	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional
DSA	Análisis de Seguridad Dinámica
EAC-BF	Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia
ECUACIER	Comité Ecuatoriano de la Comisión de Integración Energética Regional
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
EMELNORTE	Empresa Eléctrica Regional Norte
EPN	Escuela Politécnica Nacional
EPSR	Sistema Corporativo para la Gestión de Estudios Energéticos
ESA	Esquema de Separación de Áreas
GPR	Gobierno Por Resultados
GWH	Gigavatio – hora
IED	Intelligent Electronic Device / Dispositivo Electrónico Inteligente
IIGE	Instituto de Investigación Geológico y Energético
KV	Kilovoltio
KVA	Kilo Voltio – Amperio
KVARH	Kilo Voltio – Amperio Reactivo Hora
L/T	Línea de transmisión
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
LOTAIP	Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
MDT	Ministerio de Trabajo
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MVAR	Megavoltamperio-reactivo

SIGLAS	DEFINICIÓN
MVMO	Mean-Variance Mapping Optimization / Optimización de mapeo media-varianza
MW	Megavatios
MWH	Megavatio – hora
NAS	Network Attached Storage
NCP	Módulo de planeamiento de corto plazo
NOC	Networking Operation Center
OJS	Open Journal Systems
OPTGEN	Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales
PAC	Plan Anual de Contratación
PAC GPR	Plan Anual Comprometido – Gobierno por Resultados
PAPP	Programación Anual de la Política Pública
PEM	Plan Estratégico de Mejora
PMU	Unidad de Medición Fasorial
POA	Plan Operativo Anual
PSS	Power System Stabilizers / Estabilizador de Sistemas de Potencia
PTI	Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A
RTAC	Real-Time Automation Controller / Controlador de Automatización en Tiempo Real
S/E	Subestación
SAF	Sistema de Administración de Fallas
SAM WEB	Sistema de Administración de Mantenimientos
SCADA/EMS	Supervisory Control And Data Acquisition / Energy Management System Supervisión, Control y Adquisición de Datos / Sistema de Gestión Energética
SDDP	Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red
SGC	Sistema de Gestión de la Calidad
SGD	Sistema de Gestión Documental
SICOMB	Sistema de Gestión de Combustibles
SIMEC	Sistema de Medición Comercial
SIMEM	Sistema de Información del Mercado Eléctrico Mayorista
SIRIO	Sistema Integrado de Registro de Información Operativa
SIVO	Sistema de Información y Validación Operativa
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
SOCE	Sistema Oficial de Contratación Pública
SPS	Sistema de Protección Sistemica
SVC	Static Var Compensator
SVM	Sistema de Validación de Medidas
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad

SIGLAS	DEFINICIÓN
UPS	Uninterruptible Power Supply / Sistema de alimentación ininterrumpida
UTR	Unidad Terminal Remota
WAMPAC	Wide, Area, Monitoring, Protection and Control
WAMS	Wide Area Monitoring System / Sistema de Monitoreo de Área Extendida
XM	Compañía Expertos en Mercados S.A

ÍNDICE GENERAL

DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO	2
PRESENTACIÓN.....	3
ALCANCE	8
EQUIPO DIRECTIVO.....	9
GLOSARIO	10
ÍNDICE GENERAL	13
ÍNDICE DE TABLAS.....	16
ÍNDICE DE FIGURAS.....	18
INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO	22
1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	23
1.1. OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO	23
1.1.1. PARTICIPANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	23
1.2. PRODUCCIÓN.....	28
1.2.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	28
1.2.2. PRODUCCIÓN POR CENTRALES	30
1.2.3. HISTÓRICO PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	33
1.2.4. FACTORES DE PLANTA.....	35
1.2.5. DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MENSUALES	36
1.3. CONSUMO.....	39
1.3.1. CONSUMO ENERGÉTICO.....	39
1.3.2. DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA.....	40
1.4. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES	43
1.4.1. IMPORTACIONES	43
1.4.2. EXPORTACIONES	44
1.5. RESERVAS E INDISPONIBILIDADES	45
1.5.1. RESERVAS DE GENERACIÓN	45
1.5.2. INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN	46

1.6.	HIDROLOGÍA	47
1.7.	GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - S.N.I.	50
1.7.1.	PRINCIPALES MANTENIMIENTOS EN EL S.N.I.	50
1.7.2.	TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR UNIDAD DE NEGOCIO DE GENERACIÓN.....	53
1.7.3.	TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA DE GENERACIÓN	54
1.7.4.	TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA Y ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN	56
1.7.5.	TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN.....	57
1.8.	GESTIÓN DE EVENTOS Y FALLAS REGISTRADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - S.N.I.	58
1.8.1.	FALLAS REGISTRADAS EN EL S.N.I.	58
1.8.2.	TOTAL DE FALLAS DE GENERACIÓN.....	59
1.8.3.	TOTAL DE FALLAS TRANSMISIÓN	62
1.9.	ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	63
1.9.1.	HISTÓRICO DE LAS HORAS EQUIVALENTES DE DESCONEXIÓN.....	64
2.	TRANSACCIONES COMERCIALES	65
2.1.	ADMINISTRACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DE LAS TRANSACCIONES DE BLOQUES ENERGÉTICOS.....	65
2.1.1.	PARTICIPANTES EN LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL	66
2.1.2.	ASPECTOS COMERCIALES DEL FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO	68
2.1.3.	INGRESO DE NUEVOS PARTICIPANTES AL MERCADO ELÉCTRICO	69
2.2.	TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	70
2.2.1.	CONDICIONES HIDROLÓGICAS Y ENERGÉTICAS	70
2.2.2.	PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA.....	71
2.2.3.	DEMANDA DE ENERGÍA.....	77
2.2.4.	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	82
2.3.	TRANSACCIONES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	86
2.3.1.	TRANSACCIONES COMERCIALES	86
2.3.2.	COSTOS Y PRECIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	95
2.4.	TRANSACCIONES FINANCIERAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO	98
2.4.1.	ESQUEMA DE PRELACIONES	98

2.4.2.	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	99
3.	GESTIÓN INSTITUCIONAL.....	103
3.1.	INCREMENTAR LA OFERTA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	103
3.2.	INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN	104
3.3.	INCREMENTAR LA CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ...	105
3.4.	INCREMENTAR LA EFICIENCIA ADMINISTRATIVA DE LAS TRANSACCIONES ENERGÉTICAS EN BLOQUE.....	127
3.5.	TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y ECONÓMICAS EN CONTRATOS	128
3.6.	ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA DEL CENACE	129
3.7.	CONTRIBUCIÓN CIENTÍFICA Y GESTIÓN DE CONOCIMIENTO ESPECIALIZADO	152
3.8.	INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL	156
3.9.	INCREMENTAR EL DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO	167
3.10.	INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DEL PRESUPUESTO	170
ANEXOS.....		176

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Generadores/ Autogeneradores 2020	24
Tabla 1.2 Centrales de generación operativas.....	25
Tabla 1.3 Empresas eléctricas de distribución y comercialización	27
Tabla 1.4 Interconexiones internacionales de electricidad	28
Tabla 1.5 Factor de planta por central de generación	35
Tabla 1.6 Comparación de demanda de energía y en bornes de generación, 2019 – 2020	36
Tabla 1.7 Factores de carga del S.N.I.	38
Tabla 1.8 Demandas máximas de potencia (MW), 2020	41
Tabla 1.9 Detalle por cuenca hidrológica	48
Tabla 1.10 Cotas al final de cada mes (msnm)	49
Tabla 1.11 Eventos que provocaron la actuación del EAC-BF.....	59
Tabla 2.1 Potencia efectiva en las grandes centrales hidroeléctricas del S.N.I.	70
Tabla 2.2 Generación por tipo de producción (GWh), 2020	71
Tabla 2.3 Consumos propios (MWh), 2020	79
Tabla 2.4 Demanda comercial afectada al distribuidor (MWh), 2020	81
Tabla 2.5 Variación de las TIE con Colombia	84
Tabla 2.6 Singularización de rubros en millones de dólares, 2020	92
Tabla 2.7 Pago mercado ocasional, conciliación de saldos TIE y fondo de contingencia	101
Tabla 3.1 Entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas en 2020	103
Tabla 3.2 Incorporación de las nuevas obras al S.N.I.: líneas de transmisión	104
Tabla 3.3 Incorporación de las nuevas obras al S.N.I.: subestaciones	104
Tabla 3.4 Estudios especializados usuales.....	106
Tabla 3.5 Estudios especializados eventuales.....	107
Tabla 3.6 Nuevas instalaciones y las actualizaciones de instalaciones	121
Tabla 3.7 Incorporación comercial de nuevas centrales y unidad de generación en 2020	128
Tabla 3.8 Servicios para el año 2020	143
Tabla 3.9 Cumplimiento de hitos en la implementación del EGSI Versión 2.0	151
Tabla 3.10 Publicaciones científicas	152

Tabla 3.11 Número de publicaciones científicas Revista Técnica “energía”	153
Tabla 3.12: Capacitaciones planificadas por convenio de cooperación con la EEQ	156
Tabla 3.13: Principales acciones institucionales	158
Tabla 3.14 Esquema de semaforización del CMI	160
Tabla 3.15 Libreta institucional – CMI.....	161
Tabla 3.16 Nivel de satisfacción del usuario externo por servicio y periodo de evaluación	161
Tabla 3.17 Normativa publicada.....	164
Tabla 3.18 Resoluciones emitidas	165
Tabla 3.19 Convenios de cooperación institucional	166
Tabla 3.20 Ejecución del plan de capacitación	167
Tabla 3.21 Actividades para la mejora del clima y cultura	168
Tabla 3.22 Presupuesto de ingresos codificado y recaudado, enero – diciembre 2020 Fuente 002	171
Tabla 3.23 Presupuesto de ingresos codificado y recaudado, enero – diciembre 2020 Fuente 998	171
Tabla 3.24 Presupuesto por grupo de gasto.....	172
Tabla 3.25 Gasto corriente por programa presupuestario	173
Tabla 3.26 Principales modificaciones al presupuesto institucional.....	173
Tabla 3.27 Procesos de contratación y compras públicas de bienes y servicios	174

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Relacionamiento del Operador Nacional de Electricidad - CENACE	23
Figura 1.2 Producción bruta energética anual porcentual, 2020	28
Figura 1.3 Producción bruta energética por tipo de generación (GWh), 2020	29
Figura 1.4 Producción bruta hidráulica bruta anual (GWh), 2020	30
Figura 1.5 Producción bruta hidráulica bruta por central (GWh), 2020	31
Figura 1.6 Producción bruta térmica por central (GWh), 2020	32
Figura 1.7 Producción bruta térmica por tipo de combustible (GWh), 2020	33
Figura 1.8 Producción bruta de energía (GWh), 1999 – 2020	34
Figura 1.9 Evolución de demanda (GWh) y potencia (MW) de energía, 2020	37
Figura 1.10 Crecimiento de demanda de potencia de energía (%), 2020	38
Figura 1.11 Crecimiento de demanda de energía (GWh), 2020	38
Figura 1.12 Factores de carga del S.N.I. mensual, 2020	39
Figura 1.13 Consumo energético 2020	40
Figura 1.14 Demanda máxima de potencia (MW), 2019 -2020	42
Figura 1.15 Demandas máximas sistémicas (MW), 2020	43
Figura 1.16 Importaciones de energía mensual (GWh), 2020	44
Figura 1.17 Exportaciones de energía mensual (GWh), 2020	44
Figura 1.18 Reserva energética a finales de 2020 (GWh)	45
Figura 1.19 Reserva energética mensual (GWh), 2020	46
Figura 1.20 Reserva energética mensual por embalse (m ³ /s), 2020	46
Figura 1.21 Potencia promedio indisponible mensual (MW), 2020	47
Figura 1.22 Caudales medios afluentes a los embalses del S.N.I. (m ³ /s)	48
Figura 1.23 Comportamiento de los vertimientos en los embalses Amaluza, Mazar y Daule Peripa	50
Figura 1.24 Mantenimientos en elementos del S.N.I., 2020	51
Figura 1.25 Cumplimiento del plan anual de mantenimientos de generación, 2020	52
Figura 1.26 Cumplimiento del plan anual de mantenimientos de transmisión, 2020	52
Figura 1.27 Mantenimientos de distribuidoras con desconexión de carga (horas), 2020	53

Figura 1.28 Total de mantenimiento por unidad de negocio de generación, 2020	54
Figura 1.29 Total de mantenimientos por Unidad de Negocio de CELEC EP, 2020	55
Figura 1.30 CELEC EP con mayor número de mantenimientos, 2020	55
Figura 1.31 Total de mantenimientos por elementos de transmisión, 2020	56
Figura 1.32 Mantenimientos en el SNT, 2020	56
Figura 1.33 Total de mantenimientos por empresa de distribución, 2020	57
Figura 1.34 Total de mantenimientos por unidad de negocio de CNEL EP	57
Figura 1.35 Salidas forzadas por elementos del S.N.I., 2020	58
Figura 1.36 Salida forzada por elementos de generación, transmisión y distribución, 2020	59
Figura 1.37 Total de fallas por empresa de generación, 2020	60
Figura 1.38 Total de fallas por unidad de negocio de CELEC EP, 2020	60
Figura 1.39 Total de fallas de CELEC EP por unidad de negocio, 2020	61
Figura 1.40 Total de fallas en el sistema de transmisión, 2020	62
Figura 1.41 Fallas por elemento en el Sistema Nacional de Transmisión, 2020	63
Figura 1.42 Energía no suministrada durante el 2020	64
Figura 1.43 Horas equivalentes de desconexión, 2013 - 2020	65
Figura 2.1 Circuito Transaccional Técnico-Económico	66
Figura 2.2 Esquema de participación transaccional en el ámbito mayorista	69
Figura 2.3 Generación porcentual por tipo de producción, 2020	72
Figura 2.4 Producción de energía termoeléctrica (GWh), 2020	72
Figura 2.5 Producción de energía con fuentes renovables (GWh), 2020	73
Figura 2.6 Producción de energía de CELEC EP (GWh), 2020	73
Figura 2.7 Producción de energía por naturaleza jurídica (GWh), 2020	74
Figura 2.8 Generación de energía por tipo de transacción comercial (GWh), 2020	74
Figura 2.9 Generación de energía por tipo de producción (GWh), 1999 - 2020	75
Figura 2.10 Generación de energía por tipo de transacción (GWh), 1999 - 2020	76
Figura 2.11 Generación por tipo de transacción comercial (GWh), 1999 - 2020	77
Figura 2.12 Demanda Comercial, 2020	78
Figura 2.13 Comportamiento histórico de demanda total (GWh), 1999 - 2020	82
Figura 2.14 Transacciones Internacionales de Electricidad con Colombia (GWh), 2020	83

Figura 2.15 Transacciones Internacionales de Electricidad con Perú (GWh), 2020	84
Figura 2.16 Histórico TIE Colombia (GWh), 2003 – 2020	85
Figura 2.17 Histórico TIE Perú (GWh), 2005 – 2020	86
Figura 2.18 Transacciones comerciales de los productores en millones de dólares, 2020	87
Figura 2.19 Transacciones comerciales de la demanda en millones de dólares, 2020	87
Figura 2.20 Liquidación por transporte de energía en millones de dólares, 2020	88
Figura 2.21 TIE Colombia en millones de dólares, 2020	89
Figura 2.22 TIE Colombia en millones de dólares, 2003 - 2020.....	90
Figura 2.23 TIE Perú en millones de dólares, 2020	91
Figura 2.24 TIE Perú en millones de dólares, 2003 - 2020.....	91
Figura 2.25 Balance Comercial en millones de dólares, 2020	92
Figura 2.26 Acreencias por rubro en millones de dólares, 2020	95
Figura 2.27 Costo horario de energía promedio mensual (cUSD/kWh), 2020	95
Figura 2.28 Precios medios TIE Colombia (cUSD/kWh), 2020	96
Figura 2.29 Precios medios de exportación Perú (cUSD/kWh), 2020	96
Figura 2.30 Histórico precios medios de compra de energía en el ámbito mayorista, 1999 - 2020 97	
Figura 2.31 Precios medios TIE Colombia 2003 - 2020	97
Figura 2.32 Precios medios TIE Perú 2003 - 2020	98
Figura 2.33 Valor total facturado por prelaiones en millones de dólares, 2020	99
Figura 2.34 Aspectos acuerdo comercial con Colombia	100
Figura 2.35 Esquema de garantías de las TIE	100
Figura 2.36 Mov imientos recursos TIE.....	102
Figura 3.1: Nueva generación que se integra al sistema eléctrico	105
Figura 3.2. Esquema de evaluación de seguridad dinámica.....	112
Figura 3.3 Beneficio del proceso de sintonización de PSS en el amortiguamiento del modo inter- área.....	114
Figura 3.4 Beneficio económico del proceso de sintonización de PSS por el amortiguamiento del modo inter-área	115
Figura 3.5 Beneficio económico del proceso de sintonización de PSS por el amortiguamiento del modo inter-área	115
Figura 3.6 Beneficio técnico del reemplazo de PSS de la central CCS	116

Figura 3.7 Metodología de implementación del esquema de seccionamiento de carga	117
Figura 3.8 Plataforma de entrenamiento de operadores.	119
Figura 3.9 Regulación Primaria para diferentes valores de Kp2.	120
Figura 3.10 Análisis de Estabilidad Oscilatoria	124
Figura 3.11 Afectación de la demanda por COVID 19	125
Figura 3.12 Tiempo de atención de requerimientos	128
Figura 3.13 Interfaz del sistema WAMS	130
Figura 3.14 Sistema de gestión de los servicios de energía y climatización del edificio de CENACE	133
Figura 3.15 Sistema de cálculo de disponibilidad de adquisición de datos del sistema SCADA/EMS	135
Figura 3.16 Virtualizador VMware	136
Figura 3.17 Nuevo almacenamiento HPE 3PAR	137
Figura 3.18 Uso del HPE StoreOnce	139
Figura 3.19 Sistema de Monitoreo de Condiciones Climáticas al Sistema de Gestión de Energía Nacional.....	142
Figura 3.20: Proceso de Digitalización 2020.....	145
Figura 3.21 Arquitectura solución de procesamiento y almacenamiento.	146
Figura 3.22: Portal institucional www.cenace.gob.ec	150
Figura 3.23 Plataforma de la Revista Técnica “energía”	153
Figura 3.24 Conferencia RTE 2020.....	154
Figura 3.25 Información general del PAC GPR 2020.....	159
Figura 3.26 Visitas técnicas	163
Figura 3.27 Evento de rendición de cuentas	164
Figura 3.28 Resultados de medición de clima laboral	170
Figura 3.29 Porcentaje de ejecución presupuestaria por grupo de gasto	173
Figura 3.30 Porcentaje de ejecución de gasto corriente por programa presupuestario	173
Figura 3.31 Modificaciones de presupuesto	174

INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

INFORMACIÓN GENERAL	UNIDAD / MEDIDA	TOTAL 2020
Producción bruta total de energía	GWh	27.120,00
Producción bruta de energía hidráulica	GWh	24.201,48
Producción bruta de energía térmica	GWh	2.266,87
Producción bruta de energía no convencional	GWh	400,86
Producción neta total de energía	GWh	26.979,96
Producción neta de energía hidráulica	GWh	24.168,66
Producción neta de energía térmica	GWh	2.159,64
Exportaciones	GWh	1.339,43
Demanda de energía (incluye exportaciones)	GWh	25.975,12
Demanda de energía nacional	GWh	24.635,69
Demanda máxima de potencia en bornes de generación	MW	4.089,12
Total de transacciones energéticas	GWh	26.611,13
Transacciones energéticas en Contratos Regulados	GWh	23.068,93
Otras transacciones energéticas	GWh	3.542,19
Total de transacciones económicas	Millones USD	752
Transacciones económicas en Contratos Regulados	Millones USD	504,69
Otras transacciones económicas	Millones USD	247,21
Empresas Eléctricas de Distribución y Unidades de Negocio	Unidades	20
Empresas de Generación	Unidades	61
Empresa de Transmisión	Unidades	1

1. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1.1. OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El Operador Nacional de Electricidad - CENACE, constituye un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado - S.N.I. y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector.

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE en cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado - S.N.I., sujetándose a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCERNNR.

CENACE supervisa y coordina la operación integrada del sector eléctrico ecuatoriano, el mismo que cuenta, a diciembre de 2020, con una capacidad de generación instalada de 7.274 MW, con un total de kilómetros de transmisión de 6.016 km, distribuidos de la siguiente manera: 610,17 km de líneas de transmisión de 500 kV, 3.1990 km de líneas de transmisión de 230 kV y 2.207 km de líneas de transmisión de 138 kV; y por último con una capacidad de transmisión instalada de 16.294,54 MVA (incluye reserva).

La Figura 1.1 muestra el relacionamiento estratégico de CENACE con los demás entes del sector eléctrico.

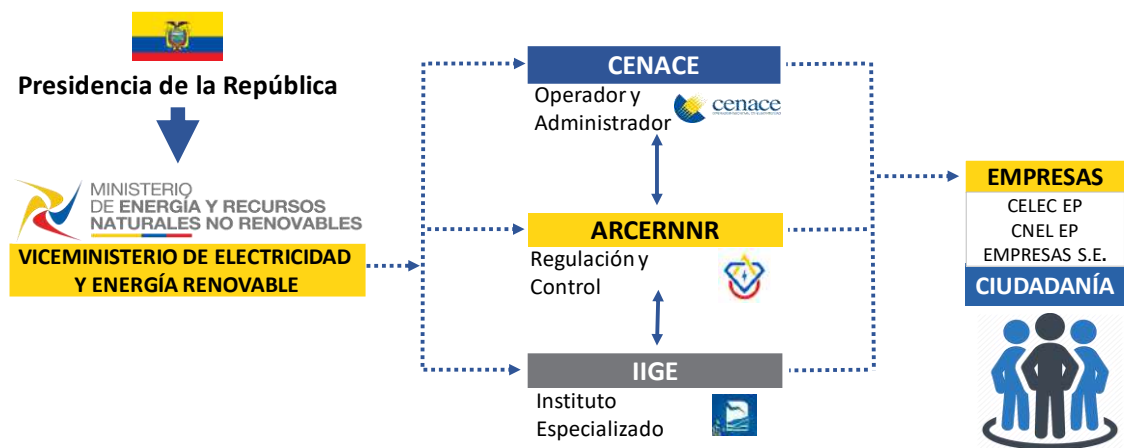


Figura 1.1 Relacionamiento del Operador Nacional de Electricidad - CENACE

1.1.1. PARTICIPANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Conforme lo señala el artículo 39 de la Ley Orgánica del Servicio Público Estratégico de Energía Eléctrica, el sector eléctrico está constituido por personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica, así como también las personas naturales o jurídicas que sean considerados consumidores o usuarios finales.

El presente capítulo, se refiere específicamente a las características de la operación del Sistema Nacional Interconectado; razón por la cual, los consumidores o usuarios finales no forman parte de la información que aquí se presenta.

• EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

Actualmente la actividad de generación es realizada por empresas públicas y privadas debidamente habilitadas por la autoridad concedente para ejercer esta actividad.

La actividad de autogeneración la realizan únicamente las empresas privadas que estén debidamente habilitadas.

La liquidación de energía de la generación se realiza en función del contrato regulado que mantiene suscrito, contrato bilateral o en el caso de la generación no convencional conforme la tarifa establecida en la normativa aplicable. Para el caso de la autogeneración, las transacciones que se realiza en el mercado, corresponden a los excedentes de energía, mismos que son liquidados en función a las tarifas establecidas en los contratos regulados que mantienen suscritos con las empresas de distribución.

Tabla 1.1 Generadores/ Autogeneradores 2020

EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN			
EMPRESAS PRIVADAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACIÓN	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
BIOGAS	2	2	2
BIOMASA	3	3	3
FOTOVOLTAICA	24	24	24
HIDROELÉCTRICA	21	25	49
TÉRMOELÉCTRICA	4	5	15
EMPRESAS PÚBLICAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACIÓN	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
EÓLICA	1	1	1
HIDROELÉCTRICA	19	39	110
TÉRMOELÉCTRICA	11	40	111

Cabe mencionar, que la generación aislada como la de las Islas Galápagos, sistemas aislados del oriente e Isla Puná, están a cargo de CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha, conforme las disposiciones emitidas por el Regulador, mismas que forman parte de la liquidación del mercado eléctrico conformado por los contratos regulados que mantiene TERMOPICHINCHA.

En el 2020 se registran 139 centrales de generación, de las cuales, 80 pertenecen a empresas de generación públicas y 59 a empresas de generación privadas. La generación más representativa es la que concentra en la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP, la cual tiene 11 unidades de negocio.

Tabla 1.2 Centrales de generación operativas

CENTRALES DE GENERACIÓN PÚBLICAS		CENTRALES DE GENERACIÓN PRIVADAS	
C. E. VILLONACO	C. T. SAN FRANCISCO	C. F. GENRENOTEC	C. H. HIDROCAROLINA
C. H. AGOYÁN	C. T. ALVARO TINAJERO	C. F. SANSAU	C. H. LA ESPERANZA
C. H. ALAO	C. T. ANIBAL SANTOS DIESEL	C. F. WILDTECSA	C. H. LORETO
C. H. ALAZÁN	C. T. ANIBAL SANTOS FOIL	C. F. ALTGENOTEC	C. H. NORMANDIA
C. H. AMBI	C. T. CATAMAYO	C. F. BRINEFORCOP	C. H. PALMIRA
C. H. BABA	C. T. CELSO CASTELLANOS	C. F. ELECTRISOL	C. H. PAPALLACTA
C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	C. T. DAYUMA	C. F. GONZAENERGY	C. H. PERLABI
C. H. COCA CODO SINCLAIR	C. T. EL DESCANSO	C. F. LOJAENERGY	C. H. POZA HONDA
C. H. CUMBAYÁ	C. T. ENRIQUE GARCÍA	C. F. PARAGACHI	C. H. PUSUNO 1
C. H. DELSITANISAGUA	C. T. ESMERALDAS	C. F. PREDIO 1	C. H. SAN BARTOLO
C. H. EL CARMEN	C. T. ESMERALDAS 2	C. F. RENOVALOJA	C. H. SAN JOSÉ DE MINAS
C. H. GUALACEO	C. T. GONZALO ZEVALLOS DIESEL	C. F. SABIANGO	C. H. SAN JOSÉ DE TAMBO
C. H. GUANGOPOLO	C. T. GONZALO ZEVALLOS FOIL	C. F. SALINAS	C. H. SIBIMBE
C. H. ILLUCHI I	C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	C. F. SAN PEDRO	C. H. SIGCHOS
C. H. ILLUCHI II	C. T. GUANGOPOLO	C. F. SANERSOL	C. H. TOPO
C. H. ISIMANCHI	C. T. GUANGOPOLO 2	C. F. SARACAYSOL	C. H. URAVÍA
C. H. LA CALERA	C. T. ISLA PUNÁ	C. F. SOLCHACRAS	C. T. VICTORIA II DIESEL
C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES	C. T. JARAMIJÓ	C. F. SOLHUAQUI	C. T. VICTORIA II NAFTA
C. H. LA PLAYA	C. T. JIVINO 1	C. F. SOLSANTONIO	C. T. ECOELECTRIC
C. H. LOS CHILLOS	C. T. JIVINO 2	C. F. SOLSANTROS	C. T. ECUDOS
C. H. MANDURIACU	C. T. JIVINO 3	C. F. SUNCO MULALÓ	C. T. EL INGA
C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	C. T. LA PROPICIA	C. F. SUNCO PASTOCALLE	C. T. GENEROCA
C. H. MAZAR	C. T. LLIGUA	C. F. SURENERGY	C. T. LAFARGE
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	C. T. LORETO	C. F. TREN SALINAS	C. T. PICHACAY
C. H. NAYÓN	C. T. LULUNCOTO	C. H. ABANICO	C. T. SAN CARLOS
C. H. OCAÑA	C. T. MACAS PROVISIONAL 2	C. H. CALOPE	C. T. TERMOGUAYAS
C. H. PASOCHOA	C. T. MACHALA GAS	C. H. CORAZON	C. H. HIDROVICTORIA

CENTRALES DE GENERACIÓN PÚBLICAS		CENTRALES DE GENERACIÓN PRIVADAS	
C. H. PAUTE	C. T. MACHALA GAS 2	C. H. DUE	C.H. RIO VERDE CHICO
C. H. PENÍNSULA	C. T. MANTA 2	C. H. DUE2	MICROCENTRAL TANQUE ALTO CARCELÉN
C. H. PUCARÁ	C. T. MÉNDEZ	C. H. EL LAUREL	
C. H. RECUPERADORA	C. T. MIRAFLORES		
C. H. RÍO BLANCO	C. T. PAYAMINO		
C. H. RÍO CHIMBO	C. T. QUEVEDO 2		
C. H. SAN FRANCISCO	C. T. SANTA ELENA 2		
C. H. SAN MIGUEL DE CAR	C. T. SANTA ELENA 3		
C. H. SAUCAY	C. T. SANTA ROSA		
C. H. SAYMIRÍN	C. T. SISTEMAS AISLADOS		
C. H. SAYMIRÍN 5	C. T. SISTEMAS INSULARES		
C. H. SERMAA	C. T. TRINITARIA		
C. H. SOPLADORA	C.T. MACAS PROVISIONAL		

UNIDADES DE NEGOCIO CELEC EP	
U.N. SUR (ENERJUBONES E HIDROPAUTE)	U.N. HIDROAGOYÁN
U.N. COCA CODO SINCLAIR	U.N. HIDRONACIÓN
U.N. GENSUR	U.N. TERMOESMERALDAS
U.N. HIDROAZOGUES	U.N. TERMOGAS MACHALA
U.N. TERMOMANABI	U.N. TERMOPICHINCHA
U.N. ELECTROGUAYAS	

En el Anexo 1.1 se encuentra el detalle de las centrales de generación operativas durante el año 2020.

• EMPRESA TRANSMISIÓN

Conforme señala el artículo 42 de la LOSPEE, la actividad de transmisión de electricidad es una competencia del Estado y actualmente se realiza a través de la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, empresa encargada de la transmisión y expansión del Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

El transmisor debe permitir el libre acceso de terceros a su sistema, en los términos que se establezcan en la regulación correspondiente y el reconocimiento económico para la actividad de transmisión se la realiza sobre la base de la Tarifa Fija de Transmisión definida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNR en el Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica.

• DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica, es realizada por el Estado, a través de personas jurídicas debidamente habilitadas. Es obligación de las empresas de distribución, expandir su sistema en función de los lineamientos para la planificación que emita el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables,

para satisfacer la demanda de servicio de electricidad requerida dentro de su área de concesión (área geográfica).

En la actualidad se cuenta con 9 empresas de distribución; entre ellas, la Corporación Nacional de Electricidad – CNELEP, que agrupa a 11 unidades de negocio, siendo así una de las empresas con mayor demanda de energía.

Tabla 1.3 Empresas eléctricas de distribución y comercialización

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	NATURALEZA JURÍDICA
CNELEP	PÚBLICA
CNELEP UN EL ORO	PÚBLICA
CNELEP UN MANABÍ	PÚBLICA
CNELEP UN GUAYAS LOS RÍOS	PÚBLICA
CNELEP UN SANTO DOMINGO	PÚBLICA
CNELEP UN SANTA ELENA	PÚBLICA
CNELEP UN LOS RÍOS	PÚBLICA
CNELEP UN MILAGRO	PÚBLICA
CNELEP UN ESMERALDAS	PÚBLICA
CNELEP UN GUAYAQUIL	PÚBLICA
CNELEP UN SUCUMBÍOS	PÚBLICA
CNELEP UN BOLÍVAR	PÚBLICA
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. REGIONAL NORTE	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. REGIONAL SUR	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. AMBATO	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. AZOGUES	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. COTOPAXI	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. QUITO	SOCIEDAD ANÓNIMA
E.E. RIOBAMBA	SOCIEDAD ANÓNIMA

A excepción de CNELEP, las empresas de distribución son Sociedades Anónimas mismas que actúan conforme lo señala la transitoria segunda "Régimen transitorio de las sociedades anónimas a empresas públicas" de la Ley Orgánica de Empresas Públicas - LOEP.

• GRANDES CONSUMIDORES

Los grandes consumidores son aquellas personas jurídicas, debidamente calificadas por la ARCERNR, cuyas características de consumo (mayor o igual a 1 MW y un consumo de energía anual de 7 GWh le facultan para actuar a través de contratos bilaterales suscritos con un generador o autogenerador.

En el mercado eléctrico ecuatoriano se registran dos grandes consumidores, Novopan y Empaqplast, los cuales iniciaron su operación en febrero 2018 y abril 2019 respectivamente, al suscribir un contrato bilateral con la empresa Hidalgo & Hidalgo S.A. y Ecoluz.

• INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

El sistema eléctrico ecuatoriano opera interconectado con el sistema eléctrico colombiano a través de un enlace de 230 kV desde el 01 de marzo de 2003, mientras que las transacciones de energía eléctrica con el sistema eléctrico peruano se realizan mediante transferencias de bloques de carga de Ecuador a Perú, o viceversa, desde el año 2005, en el marco de la integración regional de la Comunidad Andina de Naciones CAN.

Tabla 1.4 Interconexiones internacionales de electricidad

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	NATURALEZA JURÍDICA
COLOMBIA	PRIVADA
PERÚ	PRIVADA

1.2. PRODUCCIÓN

1.2.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Considerando el aporte del parque generador nacional y las importaciones por los enlaces internacionales, la energía bruta producida en el 2020 alcanzó los 27.120 GWh; valor que presenta una reducción del 2,21% respecto al año anterior, cuya reducción se produjo en la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y no convencional, de acuerdo a la Figura 1.2.

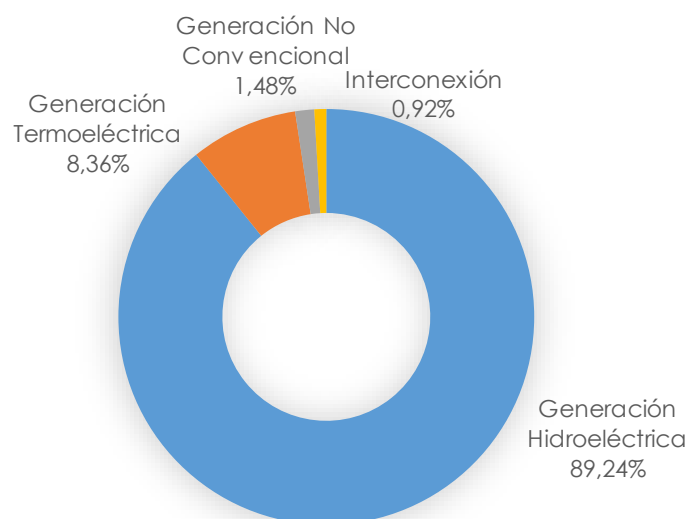


Figura 1.2 Producción bruta energética anual porcentual, 2020

En la Figura 1.3 se muestra el aporte energético por tipo de generación respecto al 2019, observándose una tendencia a la baja significativa en la producción hidráulica en un

1,27%, en la producción no convencional en un 0,44%, así como en la generación termoeléctrica con un 19,37%, lo cual representa un ahorro en el uso de combustibles fósiles causando efectos positivos en la reducción de los impactos ambientales.

Se puede observar también, que ha existido un incremento significativo en las interconexiones con Colombia, siendo este en un 4202,38%.

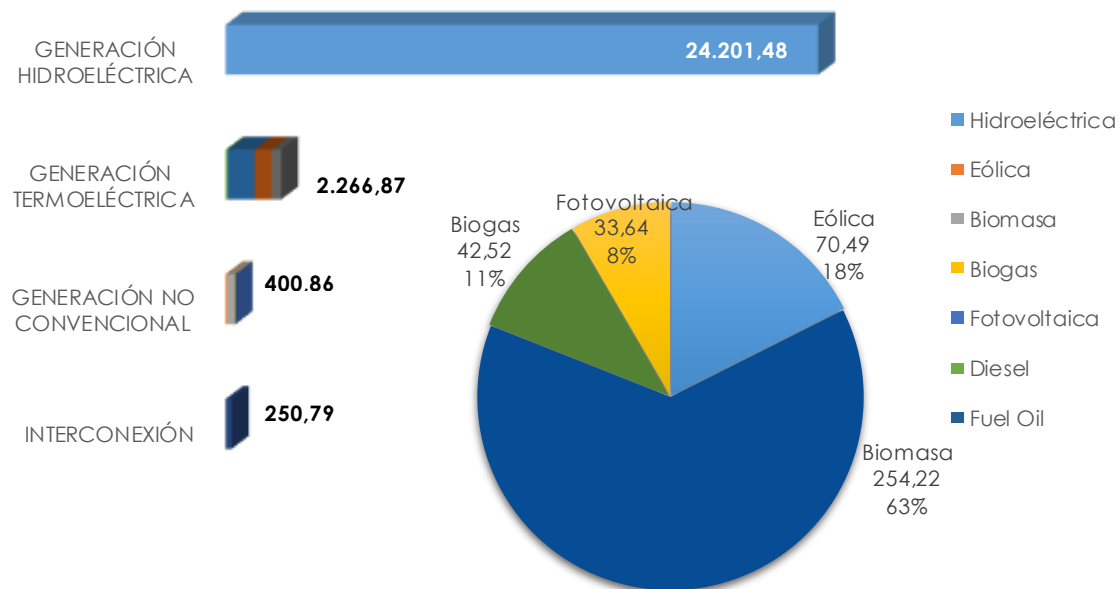


Figura 1.3 Producción bruta energética por tipo de generación (GWh), 2020

Sopladora, que en total aportaron con alrededor de un 59,65% de la producción energética; sus porcentajes de producción fueron del 28,08%, 21,48% y 10,09%, respectivamente. La energía producida por las centrales mencionadas se desglosa en la Figura 1.4.

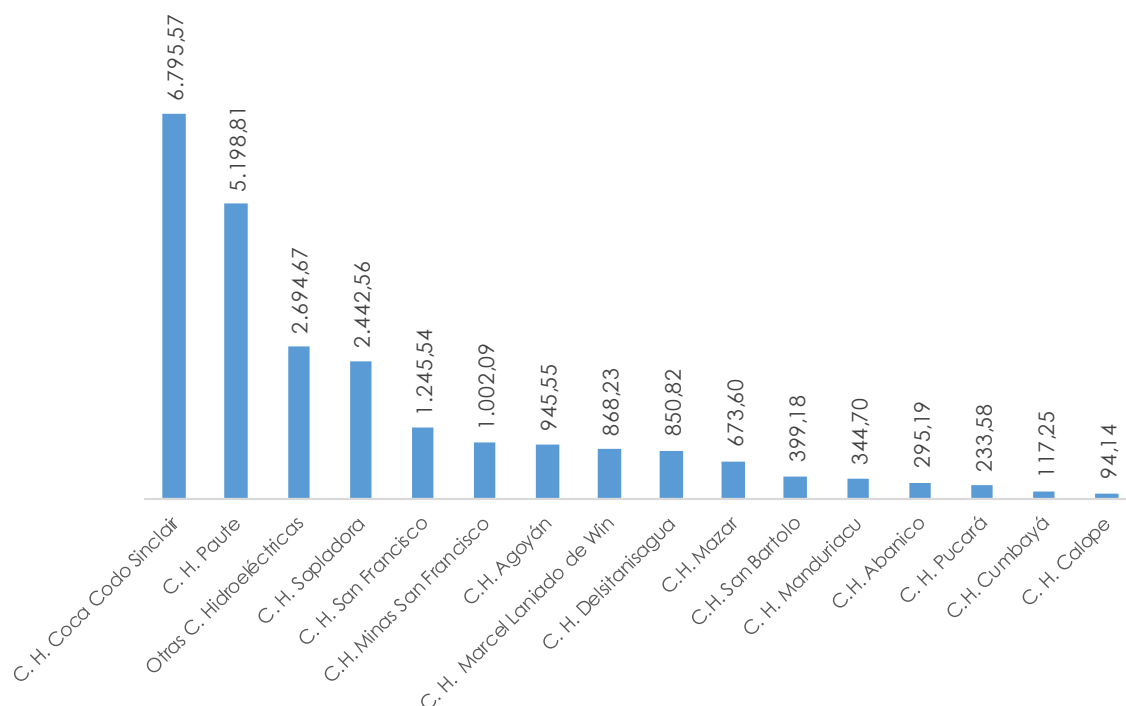


Figura 1.4 Producción bruta hidráulica bruta anual (GWh), 2020

1.2.2. PRODUCCIÓN POR CENTRALES

En las Figuras 1.5 y 1.6 se desglosa la producción hidráulica y térmica de cada central. La producción del complejo Mazar-Paute-Sopladora alcanzó los 8.314,96 GWh que representa el 34,36% de la producción total. Por su parte, la cadena Agoyán - San Francisco generó 2.191,09 GWh que representa el 9,05% de la producción total. Entre los dos complejos mencionados y conjuntamente con la Central Coca Codo Sinclair, se cubrió el 71,49% de la energía total producida.

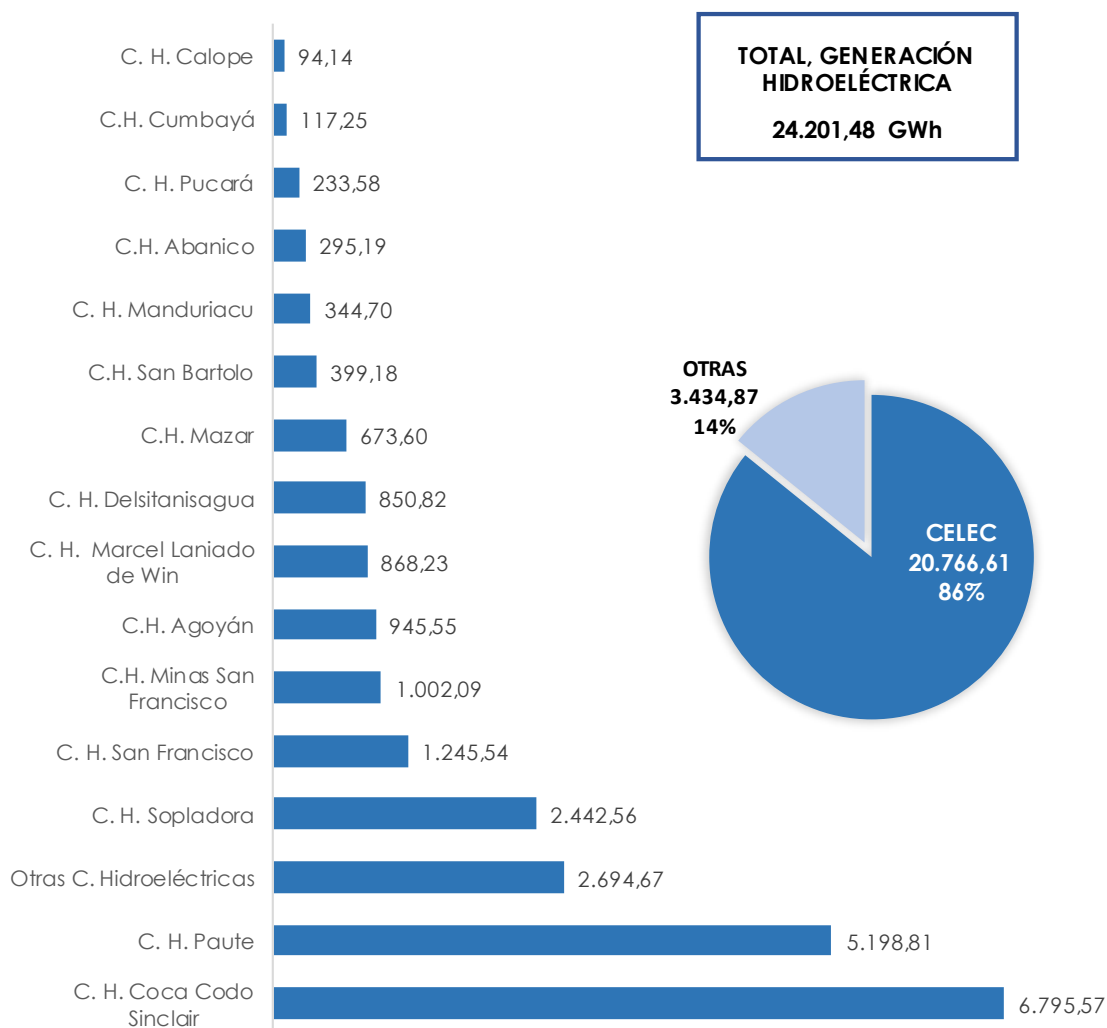


Figura 1.5 Producción bruta hidráulica bruta por central (GWh), 2020

En relación a la producción térmica, CELEC EP – Gonzalo Zevallos registra la mayor energía producida con un total de 573,60 GWh, valor que constituye el 25,30% de un total térmico de 2.266,87 GWh.

Aproximadamente, el 87,69% de la producción térmica total del 2019, se concentró en las centrales: Gonzalo Zevallos (25,30%), Machala Gas (21,31%), Machala Gas 2 (8,91%), Trinitaria (14,56%), Jaramijó (10,01%), Santa Elena 2 (4,43%) y Manta 2 (3,16%).

En cuanto a la generación no convencional con 400,86 GWh, se registra un ligero descenso de 1,76 GWh en la producción, respecto al año anterior, debido a que la central eólica produjo en menor cantidad. El aporte de las centrales no convencionales fue del 1,48% de la producción total.

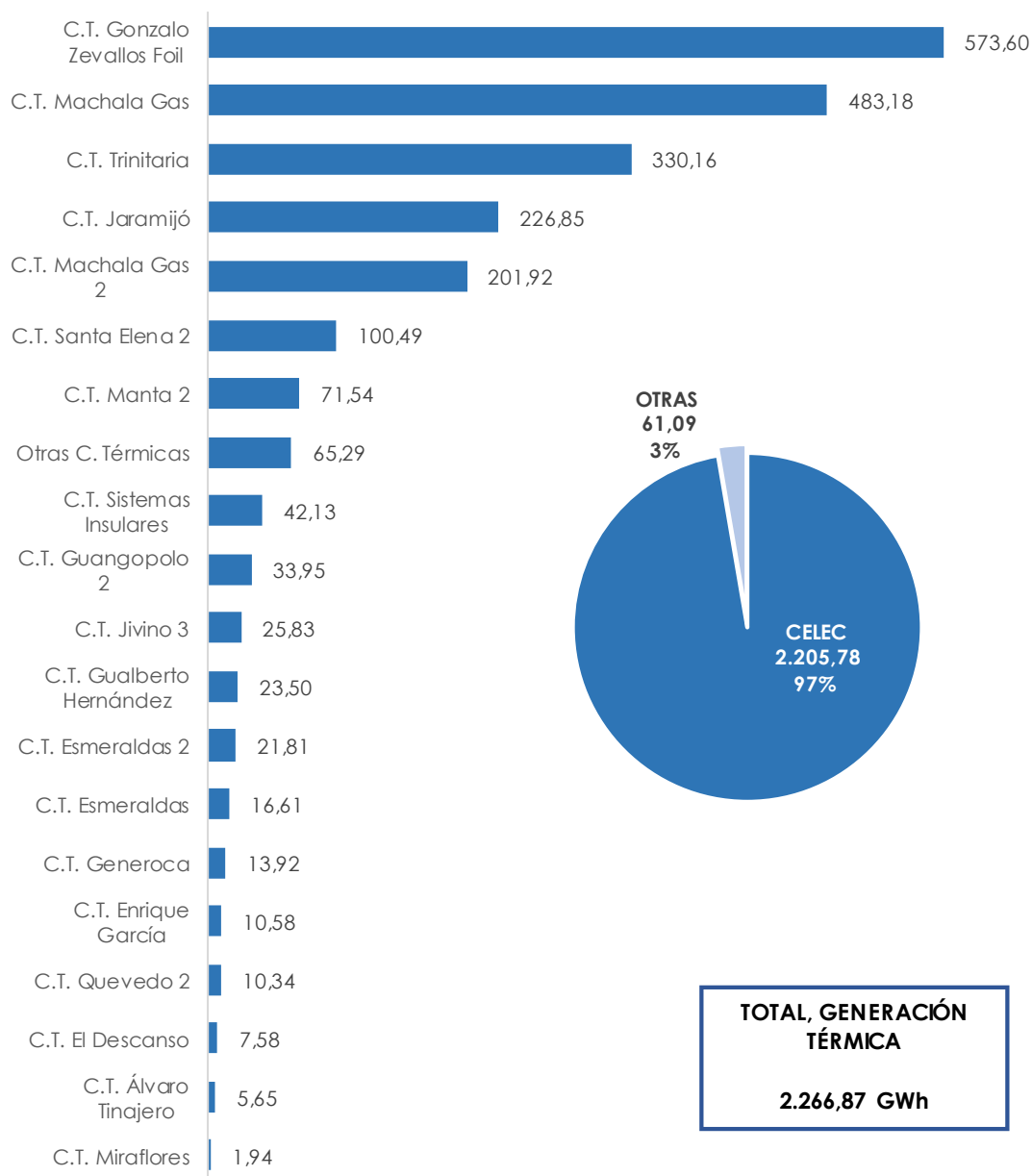


Figura 1.6 Producción bruta térmica por central (GWh), 2020

En el ámbito de empresas, la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP, es la que más energía produjo tanto con generación hidráulica, como con generación térmica, alcanzando un porcentaje de 85,81% y 97,31% respectivamente.

Analizando con una periodicidad mensual durante el 2020, la máxima producción por tipo de generación se registró en enero para la generación hidráulica (2.279,71 GWh), en diciembre para la generación térmica (345,82 GWh) y octubre para la generación no convencional (55,78 GWh).

En lo referente a la generación térmica y tomando en consideración el tipo de combustible con el que generan las centrales, en la Figura 1.7 se muestra la producción mensual. La energía total generada fue la siguiente: 81,76 GWh con diésel; 1.500,02 GWh

con fuel oil más residuo; y 685,09 GWh con gas natural; valores que representan el 3,61%, 66,17%, y 30,22% del total de producción térmica anual, respectivamente.

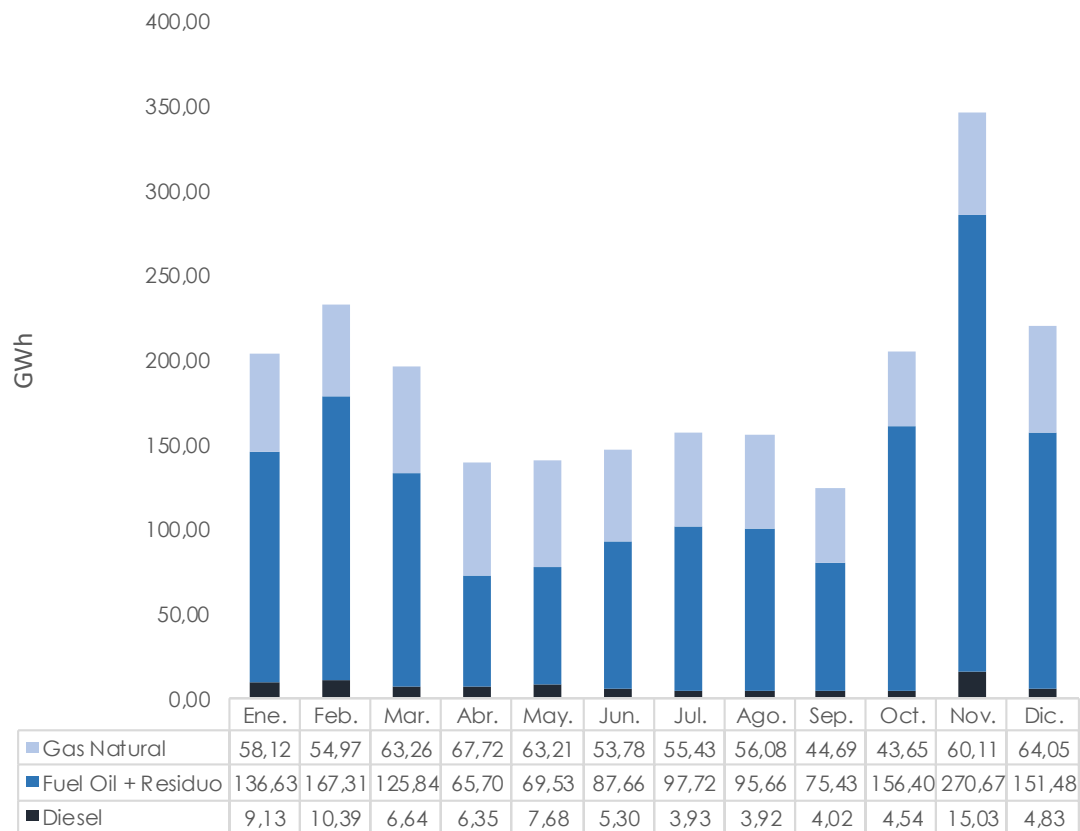


Figura 1.7 Producción bruta térmica por tipo de combustible (GWh), 2020

1.2.3. HISTÓRICO PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

El 2020 fue un año atípico debido a la declaratoria de emergencia por COVID 19, razón por la cual se vio afectada la producción de energía, misma que tuvo una reducción del 2,21% con respecto al 2019. En la Figura 1.7 se muestra un histórico de la producción energética.

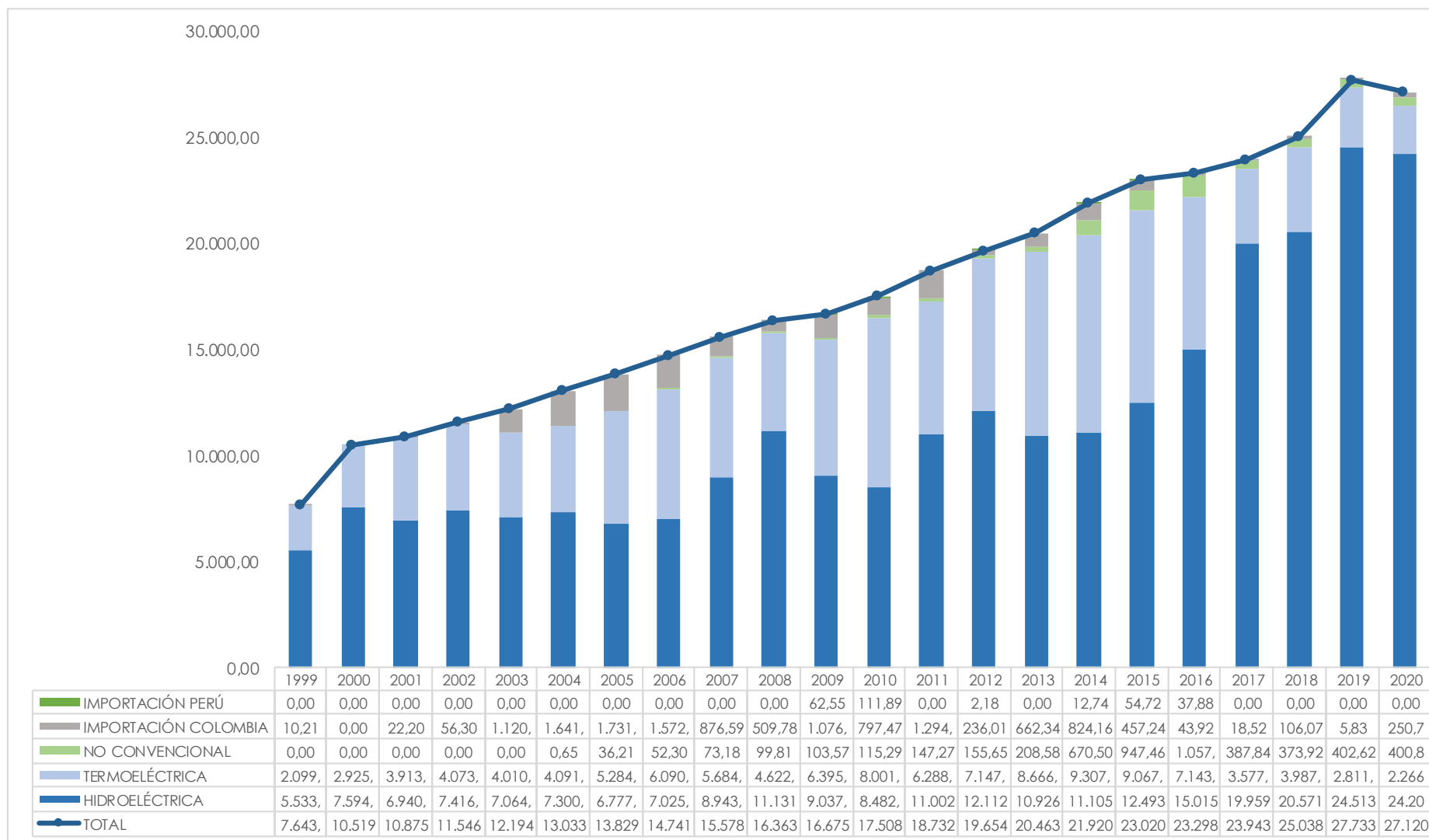


Figura 1.8 Producción bruta de energía (GWh), 1999 – 2020

1.2.4. FACTORES DE PLANTA

El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante todo ese mismo período.

En la Tabla 1.5 se detallan los factores de planta de las centrales hidráulicas y térmicas más representativas, considerando un periodo de 8.784 horas para las que operaron todo el año y su proporcional en horas para las nuevas centrales.

Se observa que las centrales que más aportan a la producción energética registran factores de planta superiores al 48%. En el caso específico de la central Coca Codo Sinclair que es la más grande del país, el factor de planta fue de 51.58% considerando una capacidad efectiva de 1.500 MW; sin embargo, si se toma en cuenta su capacidad operativa de 1.200 MW, se eleva a 60%. Paute por su parte, registra un factor de 53.80% superior al 49,05% registrado en el 2018. Estos factores de planta están relacionados con la hidrología asociada a cada central hidráulica.

Si se analiza por tipo de generación, los mayores factores de planta se presentan en la central Alazán para las hidroeléctricas, la central El Inga para las no convencionales y la central de vapor Gonzalo Zevallos para las térmicas.

Tabla 1.5 Factor de planta por central de generación

CENTRAL	FACTOR DE PLANTA	CENTRAL	FACTOR DE PLANTA
C.H. Alazán	96,40%	C.T. Ingenio San Carlos	39,67%
C.H. Saymirín 5	40,08%	C.H. Baba	37,99%
C.H. Río Verde	90,52%	C.H. Pucará	37,67%
C.H. San Bartolo	88,58%	C.T. Ecoelectric	37,85%
C.H. Alao	87,92%	C.H. Cumbayá	33,37%
C.H. Hidroabánico	87,40%	C.H. Río Blanco	34,18%
C.H. Ocaña	86,47%	C.H. Guangopolo - H	31,81%
C.H. Chillós	88,72%	C.H. La Calera	32,83%
C.H. Loreto	86,14%	C.T. Trinitaria	28,07%
C.H. El Carmen	84,13%	C.T. Salinas	22,72%
C.T. El Inga	85,02%	C.H. Saymirín	2,92%
C.H. Topo	83,04%	C.H. La Península	47,08%
C.H. Normandía	81,62%	C.T. Jaramijó	20,04%
C.H. Due	78,72%	C.T. Machala Gas 2	19,35%
C.H. Palmira	76,67%	C.H. Victoria	16,93%
C.H. Carlos Mora	70,03%	C.H. San Miguel de Car	16,56%
C.H. Agoyán	69,90%	C.H. Recuperadora	16,16%
C.H. Pusuno 1	67,74	C.T. Santa Elena II	15,89%
C.H. Pusuno 2	67,69	C.T. ECUDOS	15,08%
C.T. Pichacay	69,33%	C.H. San José de Minas	14,07%
C.H. Hidrosibimbe	66,04%	C.H. Due 2	9,90%
C.H. San José de Tambo	63,37%	C.T. Santa Elena III	10,10%
C.H. Sigchos	62,99%	C.T. Gualberto Hernández	8,39%

CENTRAL	FACTOR DE PLANTA	CENTRAL	FACTOR DE PLANTA
C.H. San Francisco	63,30%	C.T. Guangopolo II	8,05%
C.H. La Playa	63,32%	C.T. Jivino 3	6,45%
C.H. Illuchi 1	62,89%	C.T. El Descanso	4,84%
C.H. Manduriacu	60,37%	C.T. Rocafuerte	4,58%
C.H. Río Calope	59,54%	C.T. Dayuma	3,30%
C.H. Paschocha	57,69%	C.T. Cemento Selva Alegre	3,54%
C.H. Illuchi 2	58,58%	C.T. Quevedo 2	2,91%
C.H. Sopladora	57,11%	C.T. Esmeraldas II	5,17%
C.H. Saucay	54,28%	C.T. Guangopolo	3,21%
C.H. Delsitanisagua	53,81%	C.T. Esmeraldas	1,48%
C.H. Central Paute	53,80%	C.T. Enrique García	1,26%
C.H. Coca Codo Sinclair	51,58%	C.T. Álvaro Tinajero	0,91%
C.E. Villonaco	48,63%	C.T. La Propicia	1,07%
C.T. Gonzalo Zevallos	46,71%	C.T. Aníbal Santos	0,70%
C.H. Marcel Laniado de Win	46,40%	C.T. Miraflores	0,50%
C.H. Mazar	45,11%	C.T. Jivino 2	0,37%
C.T. Manta 2	42,87%	C.T. Celso Castellanos	0,38%
C.H. Papallacta	43,47%	C.T. Gas Gonzalo Zevallos	0,23%
C.H. Minas San Francisco	42,25%	C.T. Jivino 1	0,08%
C.T. Machala Gas	41,80%	C.T. Payamino	0,05%
C.H. Perlabí	39,17%	C.T. Catamayo	0,03%
C.H. Nayón	41,35%	C.T. Santa Rosa	0,01%
C.H. El Ambi	41,03%	C.H. Keppel	0,00%

1.2.5. DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MENSUALES

La demanda de energía en el 2020 presentó una reducción del 0.47%, valor inferior al registrado en el 2019, esto debido a la emergencia sanitaria provocada por el COVID 19 que afectó notablemente el consumo de electricidad entre los meses de marzo a agosto. En relación al crecimiento de demanda de potencia en bornes de generación, éste llegó al 3.4%, valor superior al 0.51% que se registró en el 2019.

En la Tabla 1.6 se incluye un cuadro comparativo de las demandas de energía, potencias mensuales, y los crecimientos respectivos en relación al año anterior.

Tabla 1.6 Comparación de demanda de energía y en bornes de generación, 2019 – 2020

MES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POTENCIA (MW)		
	2019	2020	% DE CAMBIO	2019	2020	% DE CAMBIO
Ene.	2.096,56	2.264,85	8,03%	3.903,44	4.083,08	4,60%
Feb.	1.946,52	2.129,57	9,40%	3.906,90	4.089,12	4,66%

MES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POTENCIA (MW)		
	2019	2020	% DE CAMBIO	2019	2020	% DE CAMBIO
Mar.	2.150,00	2.105,54	-2,07%	3.886,47	4.032,18	3,75%
Abr.	2.117,26	1.810,20	-14,50%	3.941,81	3.458,73	-12,26%
May.	2.162,90	1.946,12	-10,02%	3.949,94	3.626,89	-8,18%
Jun.	2.000,16	1.936,72	-3,17%	3.794,42	3.633,51	-4,24%
Jul.	2.042,18	1.986,82	-2,71%	3.701,49	3.650,21	-1,39%
Ago.	2.034,04	2.002,61	-1,55%	3.668,14	3.712,96	1,22%
Sep.	1.974,23	2.033,64	3,01%	3.697,72	3.820,26	3,31%
Oct.	2.040,53	2.166,47	6,17%	3.790,12	3.935,11	3,83%
Nov.	2.059,80	2.069,26	0,46%	3.953,33	3.921,50	-0,81%
Dic.	2.129,05	2.183,89	2,58%	3.951,68	3.942,30	-0,24%
TOTAL	24.753,23	24.635,69	-0,47%	3.953,33	4.089,12	3,43%

La máxima demanda de potencia se registró el jueves 06 de febrero de 2020 a las 19:30 horas y la máxima demanda acumulada de energía fue en el mes de febrero (Figura 1.9).

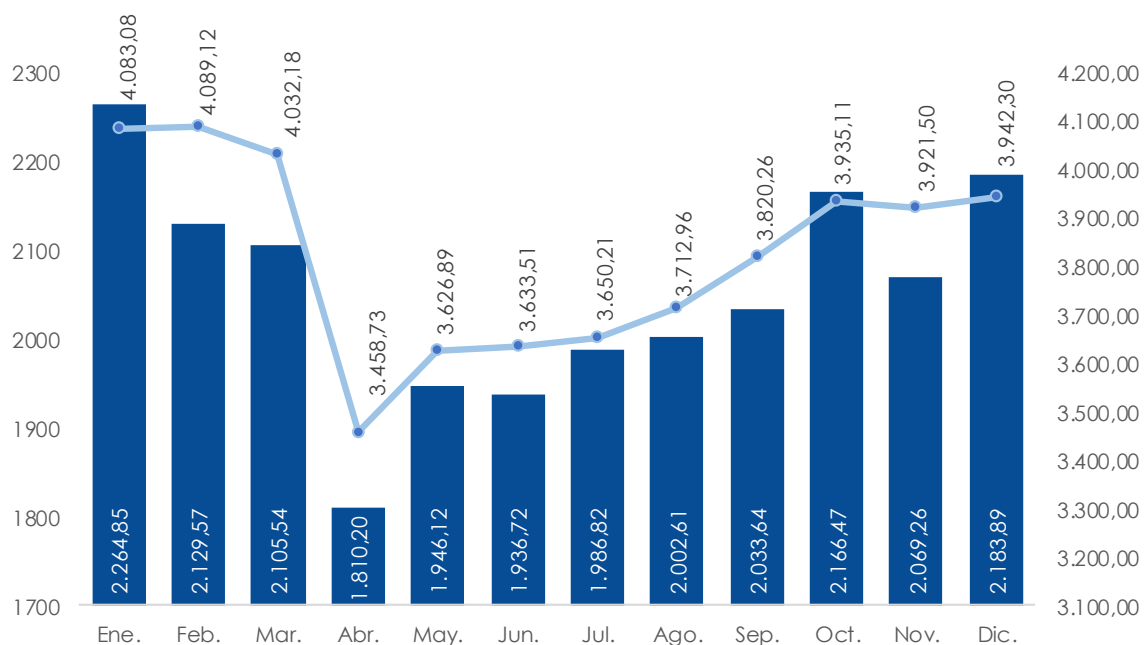


Figura 1.9 Evolución de demanda (GWh) y potencia (MW) de energía, 2020

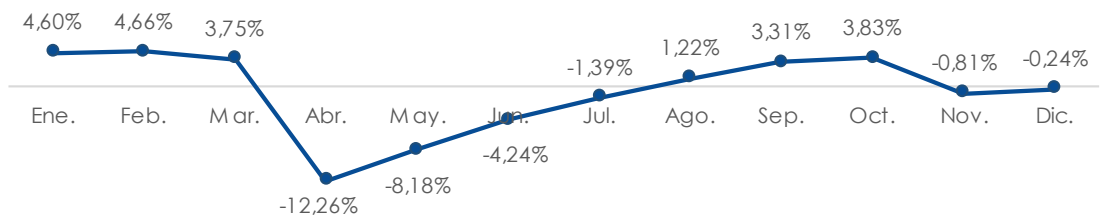


Figura 1.10 Crecimiento de demanda de potencia de energía (%), 2020

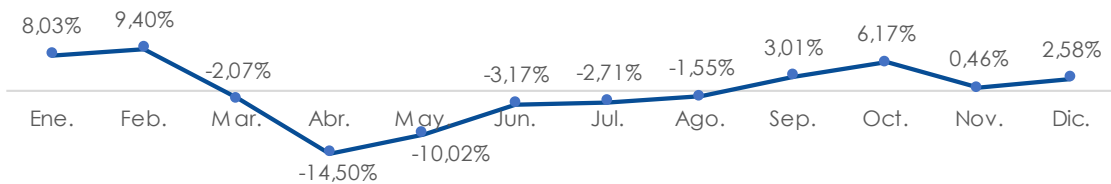


Figura 1.11 Crecimiento de demanda de energía (GWh), 2020

El factor de carga sistémico fue ligeramente registrado en el 2020, de acuerdo al detalle que muestra en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7 Factores de carga del S.N.I.

MES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)	DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POTENCIA (MW)	FACTOR DE CARGA
Ene.	2.264,85	4.083,08	74,56%
Feb.	2.129,57	4.089,12	74,83%
Mar.	2.105,54	4.032,18	70,19%
Abr.	1.810,20	3.458,73	72,69%
May.	1.946,12	3.626,89	72,12%
Jun.	1.936,72	3.633,51	74,03%
Jul.	1.986,82	3.650,21	73,16%
Ago.	2.002,61	3.712,96	72,49%
Sep.	2.033,64	3.820,26	73,93%
Oct.	2.166,47	3.935,11	74,00%
Nov.	2.069,26	3.921,50	73,29%
Dic.	2.183,89	3.942,30	74,46%
TOTAL	24.635,69	4.089,12	68,59%

En la Figura 1.12 se indica la variación del factor de carga mensual durante el 2020.

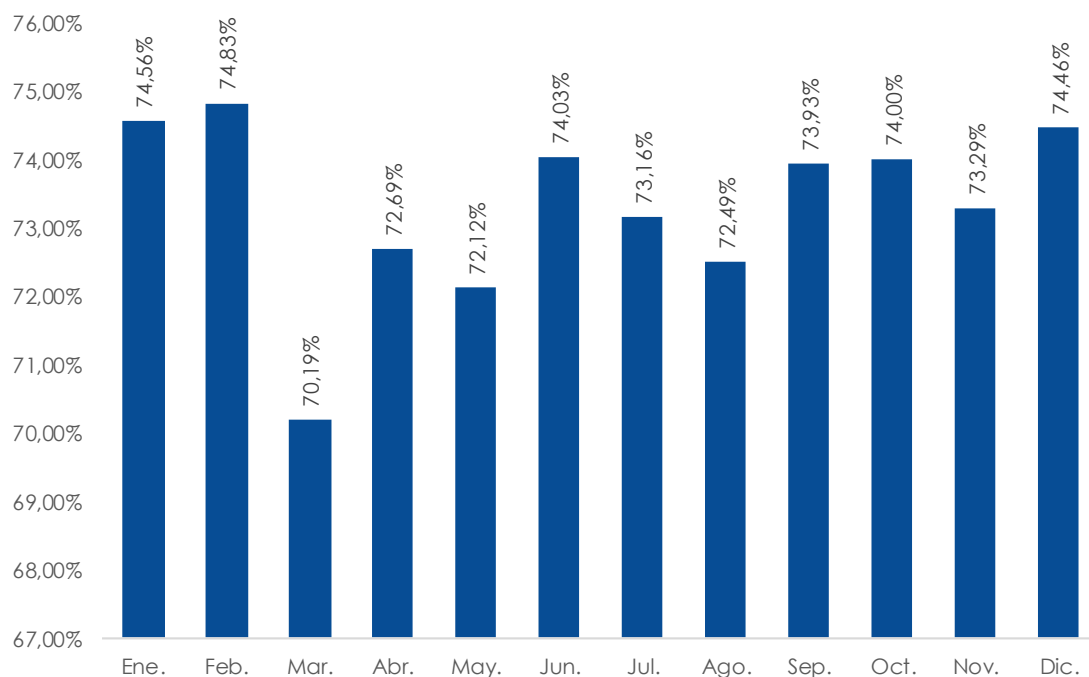


Figura 1.12 Factores de carga del S.N.I. mensual, 2020

1.3. CONSUMO

1.3.1. CONSUMO ENERGÉTICO

El consumo energético total registrado en el 2020 alcanzó un total de 25.975,12 GWh, de los cuales el 94,84% corresponde a la demanda de energía de las empresas distribuidoras y el 5,16% a las exportaciones por enlaces internacionales.

Como se observa en la Figura 1.13, aproximadamente el 61,23% de consumo nacional se concentró en las unidades de negocio: CNEL EP – Guayaquil con 20,02%, E.E. Quito con 14,64%; CNEL EP – Guayas Los Ríos con 9,49%, CNEL EP – Manabí con 7,68, CNEL EP – El Oro con 5,13% y E.E. Centro Sur con 4,27%.

En tanto que, si se analiza por empresas, se evidencia que el 59,37% del consumo total, se concentró en CNEL EP y la E.E. Quito el 14,64%. A continuación, se detalla el consumo registrado durante el 2020.

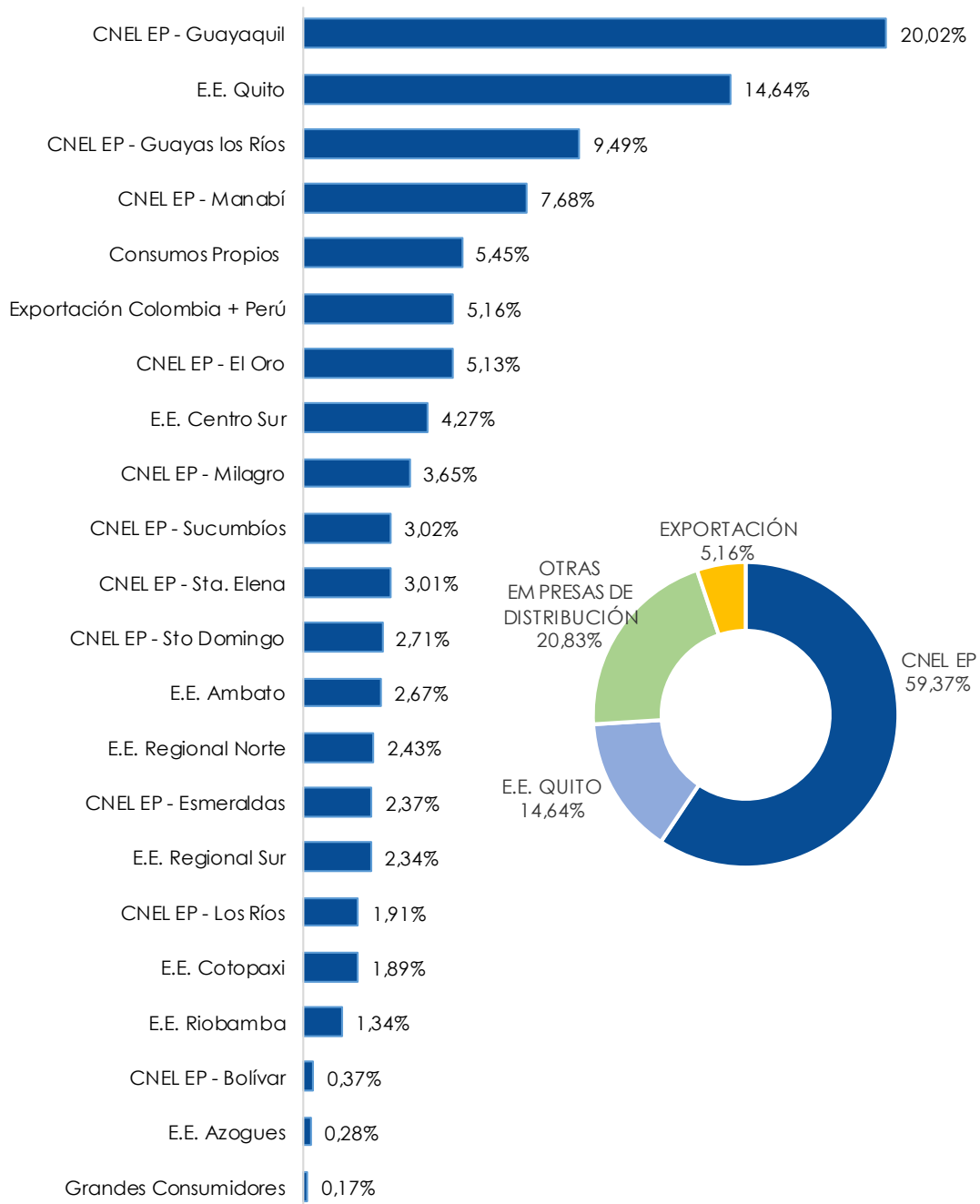


Figura 1.13 Consumo energético 2020

1.3.2. DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA

Durante el 2020, las demandas máximas de potencia que se registraron en las empresas distribuidoras se muestran en la Tabla 1.8 y Figura 1.14.

Tabla 1.8 Demandas máximas de potencia (MW), 2020

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN	POTENCIA MÁXIMA ANUAL (2019)	POTENCIA MÁXIMA ANUAL (2020)	% CRECIMIENTO
CNEL EP GUAYAQUIL	987,09	1028,72	4,22%
E.E. QUITO	735,24	718,32	-2,30%
CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	402,26	438,43	8,99%
CNEL EP MANABÍ	338,21	351,80	4,02%
CNEL EP EL ORO	210,74	222,93	5,78%
E.E. CENTRO SUR	204,21	209,87	2,77%
CNEL EP MILAGRO	182,06	199,92	9,81%
CNEL EP SANTA ELENA	138,97	148,84	7,10%
E.E. AMBATO	126,21	123,39	-2,23%
CNEL EP SUCUMBÍOS	117,97	122,00	3,42%
E.E. REGIONAL SUR	109,80	117,84	7,32%
CNEL EP SANTO DOMINGO	109,18	126,71	16,06%
E.E. REGIONAL NORTE	108,60	107,42	-1,09%
E.E. COTOPAXI	106,63	100,25	-5,98%
CNEL EP ESMERALDAS	103,69	103,74	0,05%
CNEL EP LOS RÍOS	84,46	87,98	4,17%
E.E. RIOBAMBA	75,87	74,98	-1,17%
CNEL EP BOLÍVAR	19,79	19,16	-3,18%
E.E. AZOGUES	15,42	18,05	17,06%

El máximo valor de crecimiento de la demanda registrado corresponde a la empresa CNEL EP – Santo Domingo, debido al ingreso de un nuevo punto de entrega a través de la subestación Pedemales 69 kV (aproximadamente 15 MW en demanda máxima desde septiembre de 2020. Por otra parte, la empresa que registró menor crecimiento fue E.E. Cotopaxi que alcanzó un valor de -5.98%.

En casi el 70% de las empresas distribuidoras, el crecimiento de demanda de potencia fue positivo.

Sectorizando por regiones, las empresas que registraron los mayores crecimientos fueron: CNEL EP – Santo Domingo en la costa; CNEL EP – Sucumbíos en el oriente y la Empresa Eléctrica Regional Sur en la Sierra.

Por otro lado, en la Costa, ninguna empresa presentó crecimientos negativos; mientras que, en la Sierra se presentó en E.E. Cotopaxi.

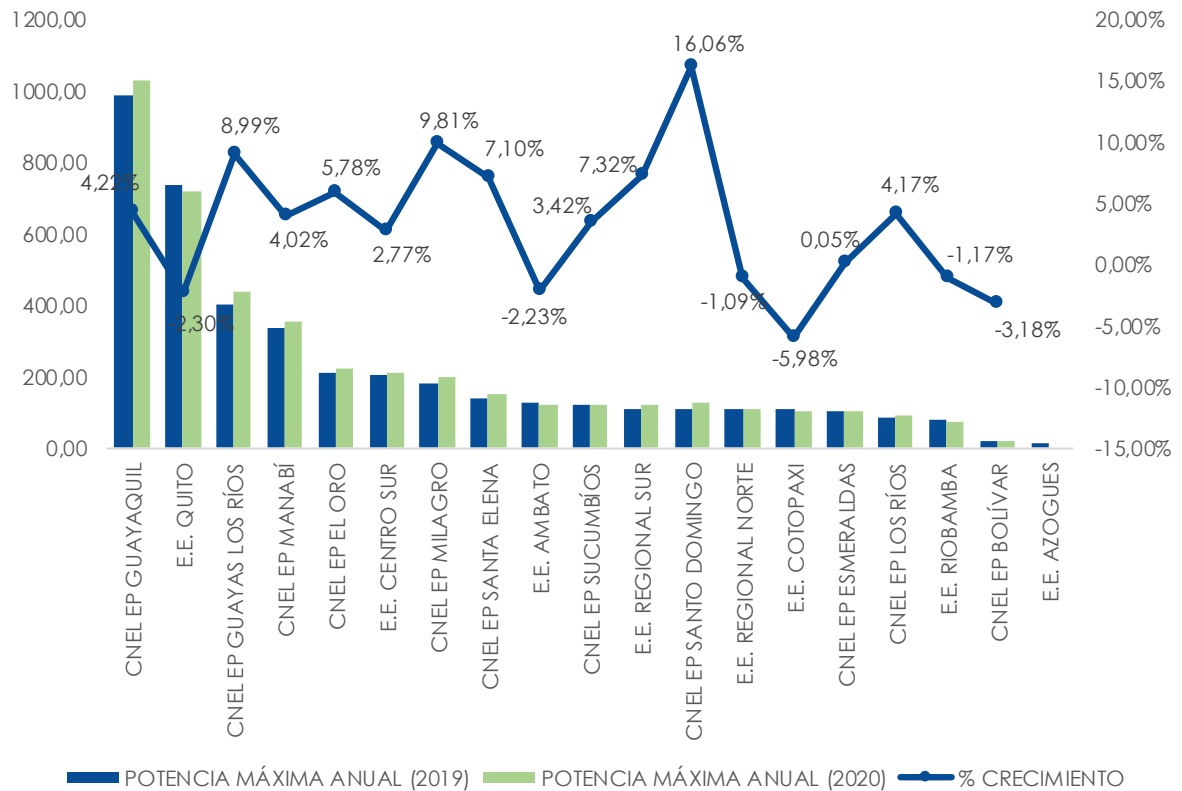


Figura 1.14 Demanda máxima de potencia (MW), 2019 -2020

A nivel sistémico, las máximas demandas diarias de potencia se muestran en la Figura 1.15.

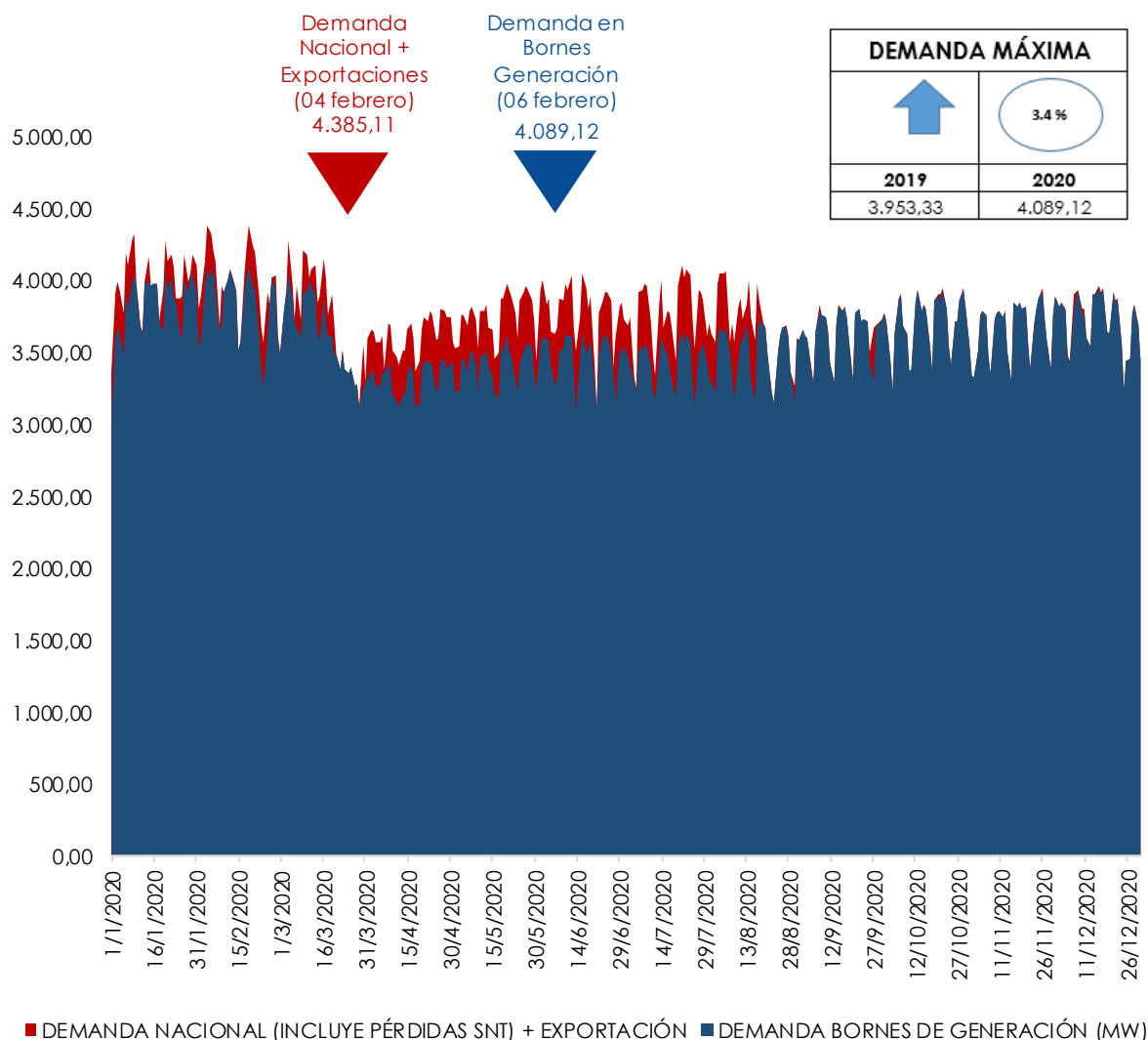


Figura 1.15 Demandas máximas sistémicas (MW), 2020

1.4. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

1.4.1. IMPORTACIONES

Durante el 2020, existió un importante incremento en la importación de energía, mismos que corresponden a intercambios mínimos no previstos debido a la operación de la interconexión cerrada en modo sincrónico bajo el comando del control automático de generación, excepto el mes de noviembre y diciembre donde se activaron las importaciones de electricidad por las severas condiciones hidrológicas que atravesó el país. La importación para el 2020 fue de un total de 250,79 GWh lo que representa un 0,92%. El mes con mayor importación fue noviembre con 202,06 GWh.

En el 2016, con el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Sopladora (487 MW), Manduriacu (60 MW), entre otras, se evidencia un cambio en la característica de Ecuador frente a las importaciones de electricidad; lo que quiere decir, que el país ya no es netamente importador. En la Figura 1.16 se muestra la información mensual correspondiente al 2020.

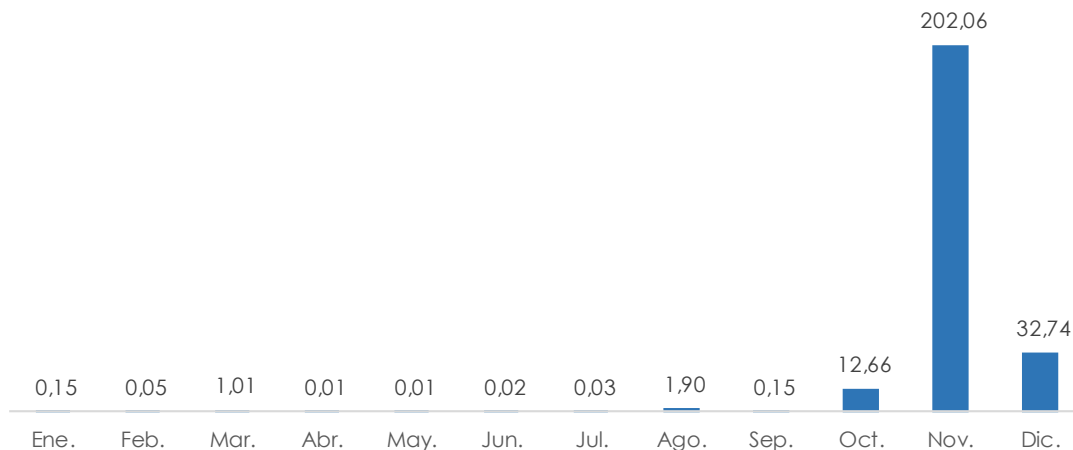


Figura 1.16 Importaciones de energía mensual (GWh), 2020

1.4.2. EXPORTACIONES

En 2020 las exportaciones de energía eléctrica de Ecuador a Colombia y Perú alcanzaron los 1.339,43 GWh, lo cual representa una reducción del 26,63% (1.825,49 GWh) con respecto al valor registrado en el 2019. Los meses con mayor exportación de energía fueron mayo y junio, debido a que el parque generador tenía condiciones hidrológicas que permitieron ofertar excedentes de energía a Colombia.

La hidroelectricidad ha aportado con el 89% de la producción eléctrica total del año y los excedentes registrados durante este período permitieron que los precios de exportación fueran competitivos y de interés para los países vecinos. De esta manera se ha logrado exportar 1.301,59 GWh de energía eléctrica a Colombia y 37,84 GWh a Perú.

La venta de electricidad a Colombia y Perú se realiza con el excedente de generación eléctrica que dispone el país, tras cubrir su demanda interna, misma que alcanzó su máximo histórico el pasado 06 de febrero de 2020, llegando a los 4.089,12 MW. La evolución mensual de las exportaciones se muestra en la Figura 1.17.

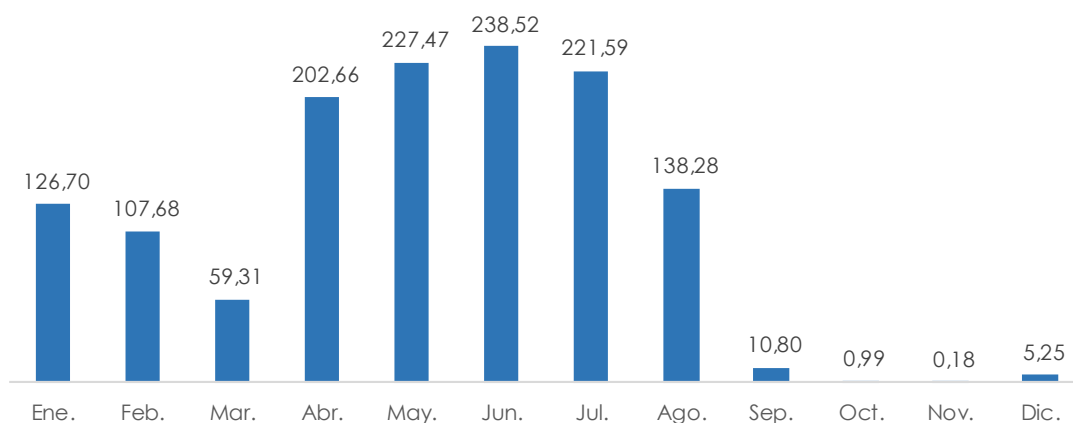


Figura 1.17 Exportaciones de energía mensual (GWh), 2020

1.5. RESERVAS E INDISPONIBILIDADES

1.5.1. RESERVAS DE GENERACIÓN

Al 31 de diciembre de 2020, la reserva energética en los embalses llegó a 739,09 GWh, con una diferencia de 296 GWh inferior a la del 2019 y un decrecimiento del 28,6%.

Esta reserva se calculó en función de los niveles de embalse alcanzados hasta finales de año, mismos que registraron las siguientes cotas: Mazar (2.140,72 msnm); Amaluza (1.984,52 msnm); Daule Peripa (71,62 msnm); Pisayambo (3.560,08 msnm) y Coca Codo Sinclair (1.222,4 msnm).

Las reservas individuales de cada embalse, en función del nivel alcanzado aportaron con los valores indicados en la Figura 1.18.

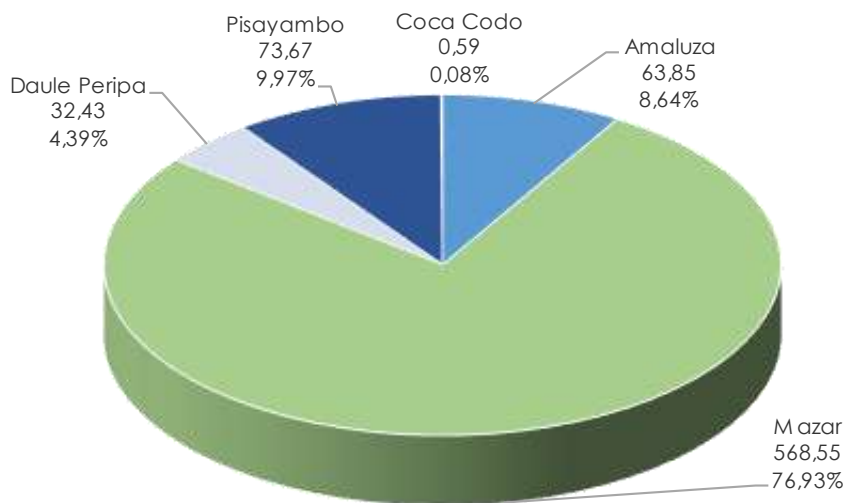


Figura 1.18 Reserva energética a finales de 2020 (GWh)

La evolución mensual total y por embalse se esquematiza en las Figuras 1.19 y 1.20, en las que se evidencia que, la máxima reserva de energía se registró en junio, alcanzando un valor de 1.436,03 GWh con un aporte mayoritario del embalse Mazar (836,21 GWh); y, la mínima reserva se presentó en marzo, llegando a los 673,56 GWh, con una participación mayoritaria del embalse Mazar (355,39 GWh).

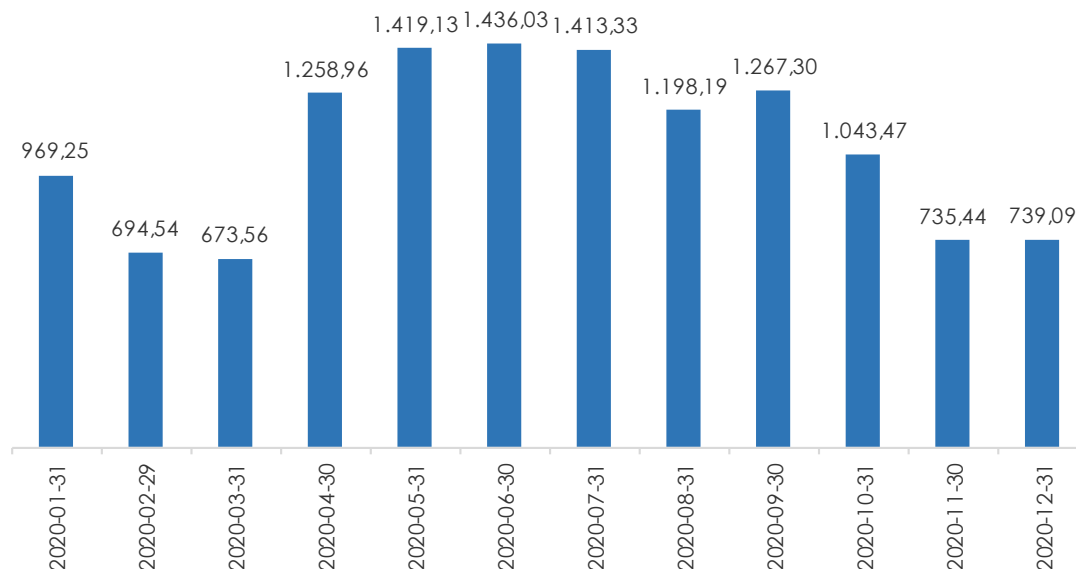


Figura 1.19 Reserva energética mensual (GWh), 2020

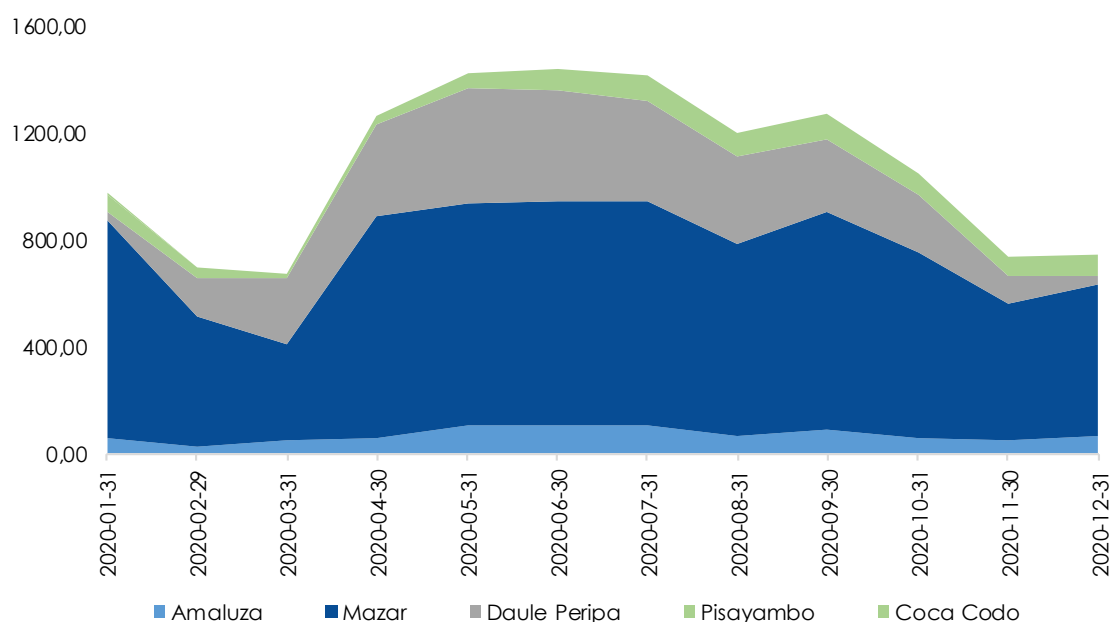


Figura 1.20 Reserva energética mensual por embalse (m³/s), 2020

1.5.2. INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN

Durante el 2020 se suscitaron varios causales que disminuyeron la disponibilidad técnica de las unidades generadoras, entre éstos se tienen: fallas, mantenimientos (programados, emergentes y no programados), falta de combustible, terceros y casos fortuitos.

Como producto de los eventos mencionados, la potencia indisponible promedio total alcanzó los 1452.4 MW (ligeramente superior a la registrada en el 2019 con 1433.4 MW), compuesta por 677.5 MW de indisponibilidad hidráulica y 774.9 MW de indisponibilidad térmica. El comportamiento mensual se presenta en la Figura 1.21.

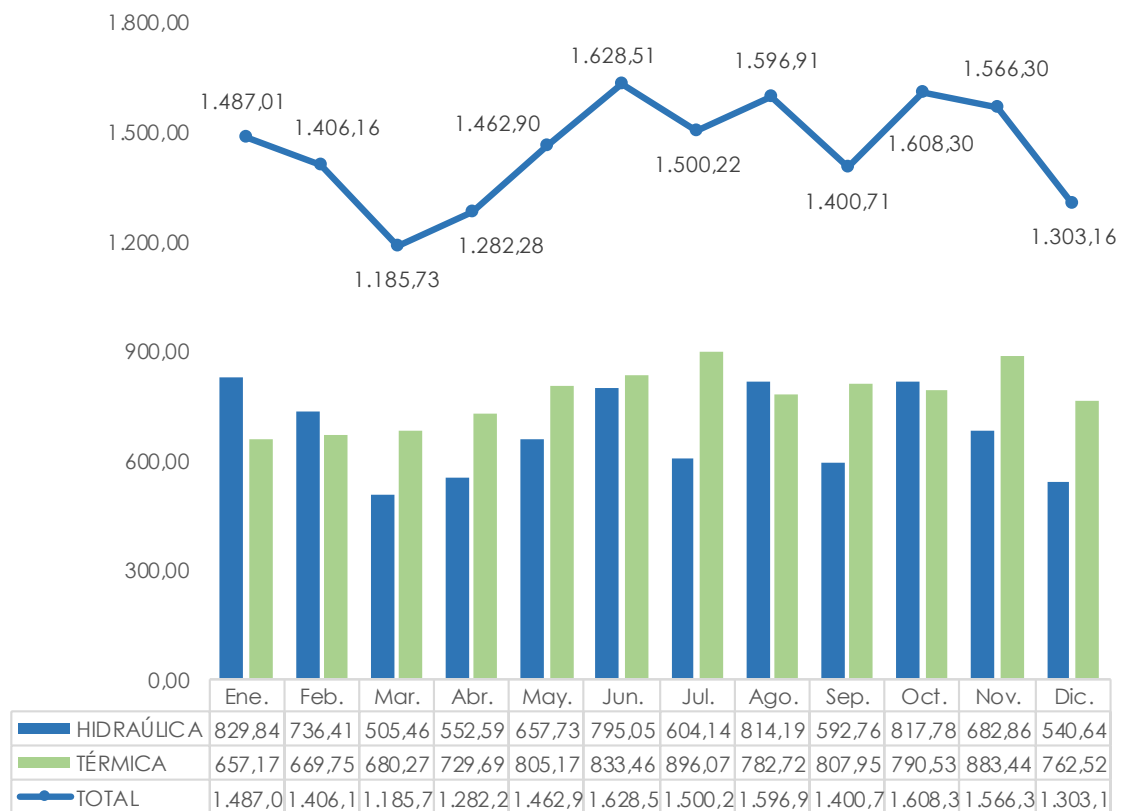


Figura 1.21 Potencia promedio indisponible mensual (MW), 2020

La máxima potencia indisponible promedio hidráulica se registró en enero con 829,90 MW, producto de la indisponibilidad de centrales importantes tales como: Coca Codo Sinclair (1.500 MW), San Francisco (224 MW) y Marcel Laniado de Win (213 MW). En el ámbito térmico, el máximo valor se presentó en julio con 896,1 MW, debido a la indisponibilidad de centrales como: Trinitaria (134 MW), Enrique García (95,7 MW) y Esmeraldas (128 MW) entre otras.

Considerando el periodo de máxima demanda de potencia del sistema, la máxima indisponibilidad de potencia se registró en junio con 2.600,9 MW y la mínima en marzo con 1.418,2 MW.

1.6. HIDROLOGÍA

Durante el 2020, los caudales promedio afluentes a los embalses presentaron la siguiente evolución:

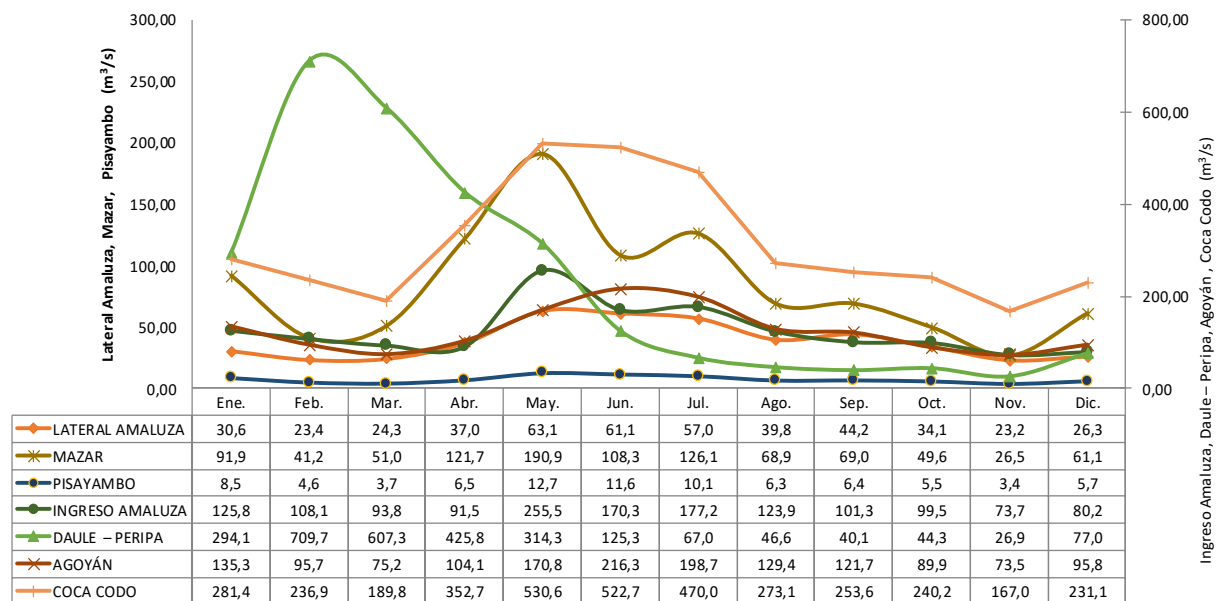


Figura 1.22 Caudales medios afluentes a los embalses del S.N.I. (m³/s)

En el primer trimestre se puede apreciar claramente, la cuasi-complementariedad existente entre las vertientes oriental y occidental que se identifican en el sistema. El embalse Daule Peripa (occidental) registra su máximo valor en el mes de febrero (709.7 m³/s), mientras que, la cadena Mazar-Amaluza (oriental) lo hace en el mes de mayo (254,0 m³/s).

Su relación respecto a su valor histórico se detalla en la siguiente Tabla:

Tabla 1.9 Detalle por cuenca hidrológica

CENTRAL	Caudal Promedio 2020	Caudal Promedio Histórico	Relación
	(m³/s)	(m³/s)	Qprom/Qhist
CUENCA HIDROGRÁFICA ORIENTAL			
Coca Codo Sinclair	312,4	316,9	0,986
Amaluza	125,06	119,7	1,045
Minas San Francisco	44,77	41,0	1,092
Delsitanisagua	52,09	49,5	1,052
Mazar	83,86	88,0	0,953
Agoyán	125,53	123,0	1,021
Pisayambo	7,09	7,2	0,979
CUENCA HIDROGRÁFICA OCCIDENTAL			
Daule Peripa	231,5	184,4	1,255

Se evidencia que, en todas las centrales, los caudales promedio anuales presentan valores cercanos a sus promedios históricos; en el caso del embalse Daule Peripa, el valor alcanzado superó en un 25% a su histórico. Por su parte, en la cuenca oriental, los caudales promedio en los principales embalses Amaluza y Mazar registraron crecimientos del +5% y -5% respectivamente.

En todas las centrales los caudales promedio fueron menores los registrados en el 2019 con los siguientes porcentajes: Coca Codo Sinclair (0.6%), Amaluza (15.3%), Delsitanisagua (15%), Mazar (20.7%), Agoyán (15%), Pisayambo (8.1%) y Daule Peripa (27.6%).

Por su parte, el complejo Mazar-Amaluza presentó un caudal promedio anual de 122.5 m³/s, con un decrecimiento del 19% respecto al año anterior (150.8 m³/s) y del 6% respecto a su histórico (130 m³/s).

Las cotas alcanzadas al final de cada mes en los principales embalses, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.10 Cotas al final de cada mes (msnm)

MES	MAZAR	AMALUZA	PISAYAMBO	DAULE – PERIPA	COCA CODO
Ene.	2.152,19	1.984,04	3.558,10	71,88	1.224,90
Feb.	2.137,43	1.977,38	3.551,62	76,22	1.225,30
Mar.	2.129,14	1.981,81	3.547,08	79,17	1.227,50
Abr.	2.153,41	1.982,95	3.549,78	81,31	1.225,20
May.	2.153,45	1.990,24	3.556,70	83,11	1.227,80
Jun.	2.153,08	1.990,90	3.561,54	82,77	1.227,70
Jul.	2.154,30	1.990,69	3.564,57	81,95	1.228,90
Ago.	2.148,34	1.984,58	3.562,96	80,96	1.218,80
Sep.	2.152,19	1.987,54	3.564,18	79,70	1.227,50
Oct.	2.146,58	1.983,87	3.562,26	78,08	1.222,40
Nov.	2.137,96	1.982,06	3.559,38	74,68	1.224,50
Dic.	2.140,72	1.984,52	3.560,08	71,62	1.222,40

Los vertimientos en los embalses Amaluza, Mazar y Daule Peripa tuvieron el siguiente comportamiento:

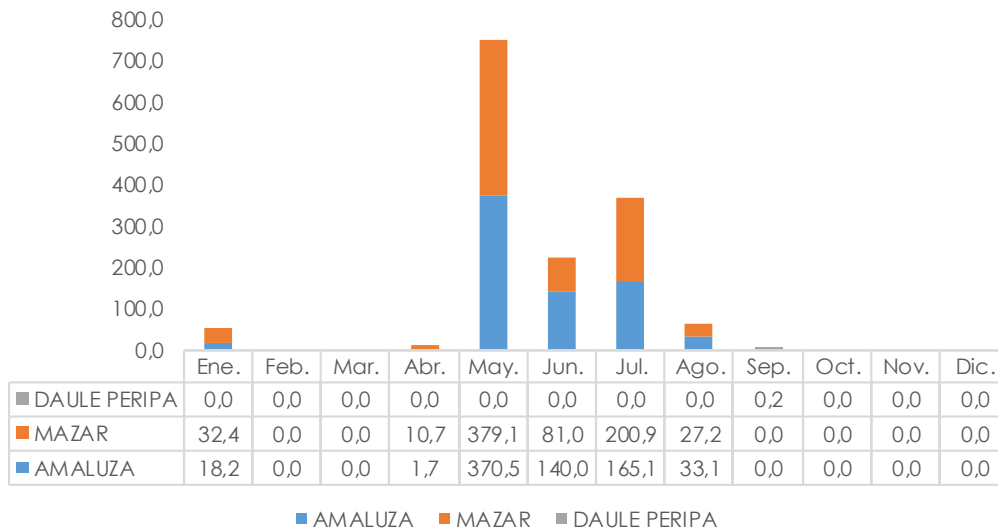


Figura 1.23 Comportamiento de los vertimientos en los embalses Amaluza, Mazar y Daule Peripa

En total se por los vertederos, se evacuaron 1.460 Hm³ de los cuales el 50,1% pertenece a Mazar y el 49,9% a Amaluza. Analizando en función de la capacidad de sus embalses en Amaluza se registraron vertimientos equivalentes a 10,4 veces su embalse; y, en Mazar equivalentes a 2,4 veces su embalse.

1.7. GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - S.N.I.

1.7.1. PRINCIPALES MANTENIMIENTOS EN EL S.N.I.

En 2020 se registraron 4.453 mantenimientos en elementos del S.N.I., de las cuales: el 60 % (2.664) corresponde a mantenimientos programados, el 27% (1.195) corresponde a mantenimientos emergentes y el 13% (594) a mantenimientos sin número de registro.

En relación al 2019, se ha producido un decremento del 5% (242) de mantenimientos consignados en el 2020.

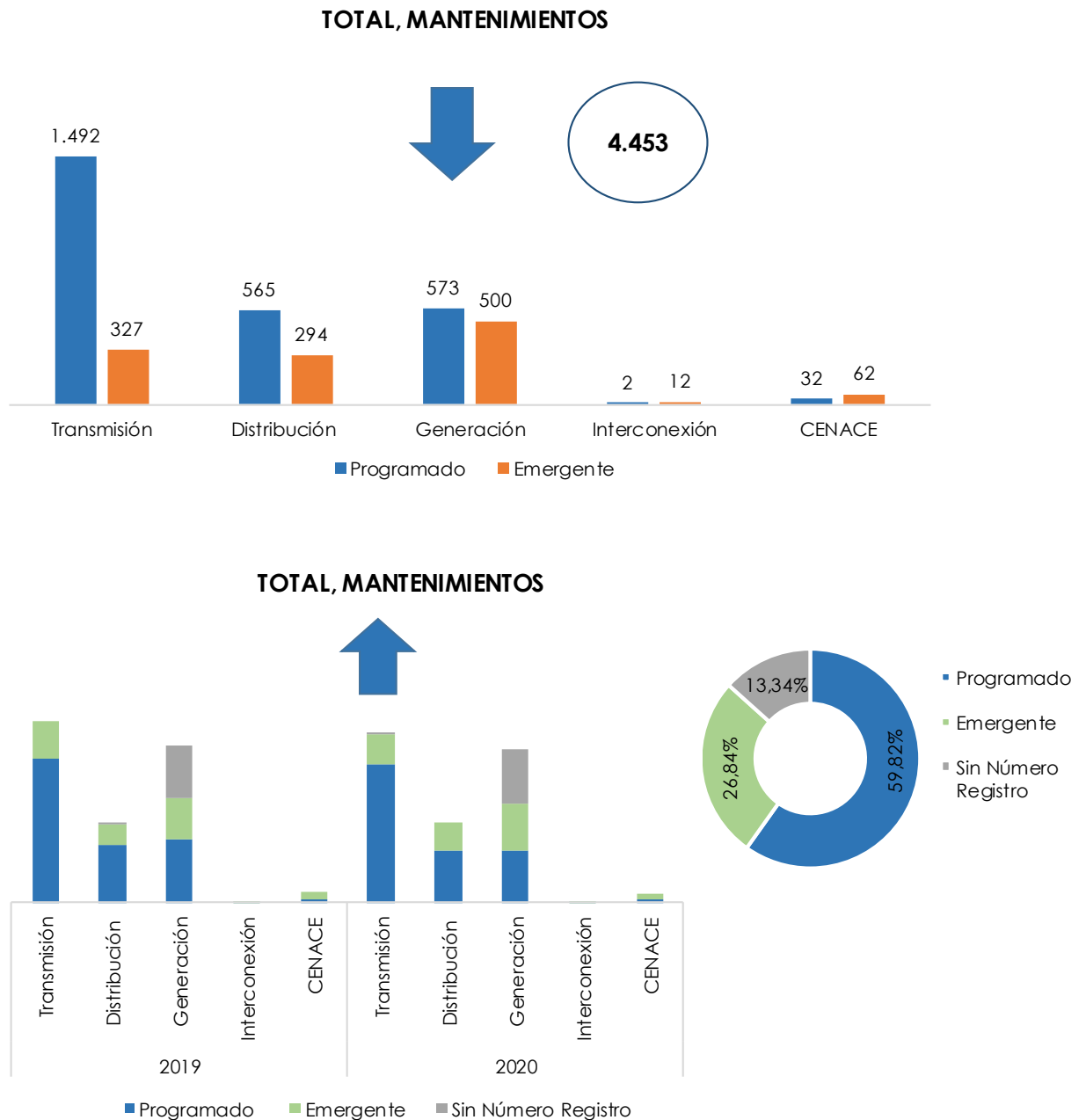


Figura 1.24 Mantenimientos en elementos del S.N.I., 2020

En 2020 se registró un total de 100% de cumplimiento del plan anual de mantenimientos de generación; para lo cual, se muestra a continuación el cumplimiento del mismo.

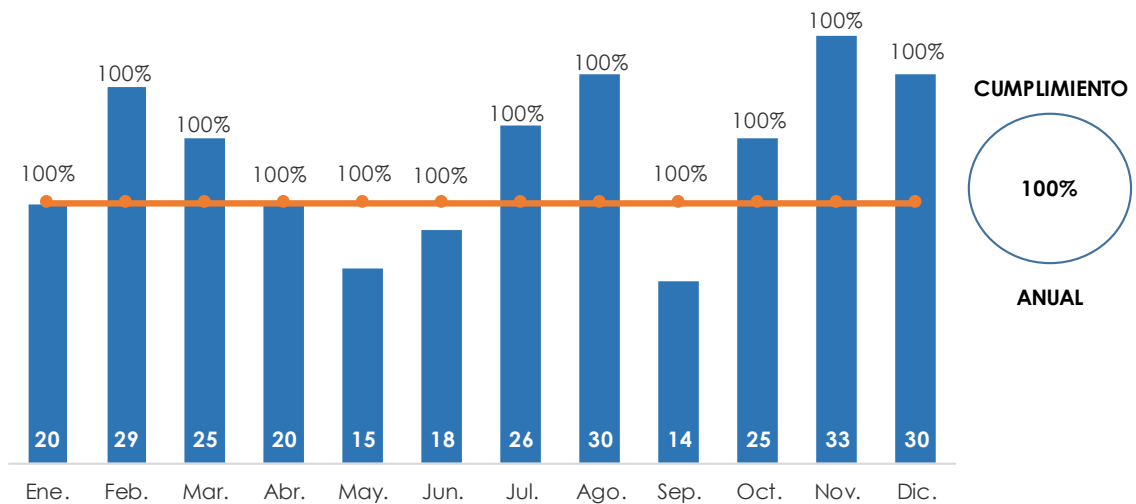


Figura 1.25 Cumplimiento del plan anual de mantenimientos de generación, 2020

En 2020, se registró un total del 76,81% de cumplimiento del plan anual de mantenimientos de transmisión; para lo cual, a continuación, se muestra el cumplimiento del mismo.

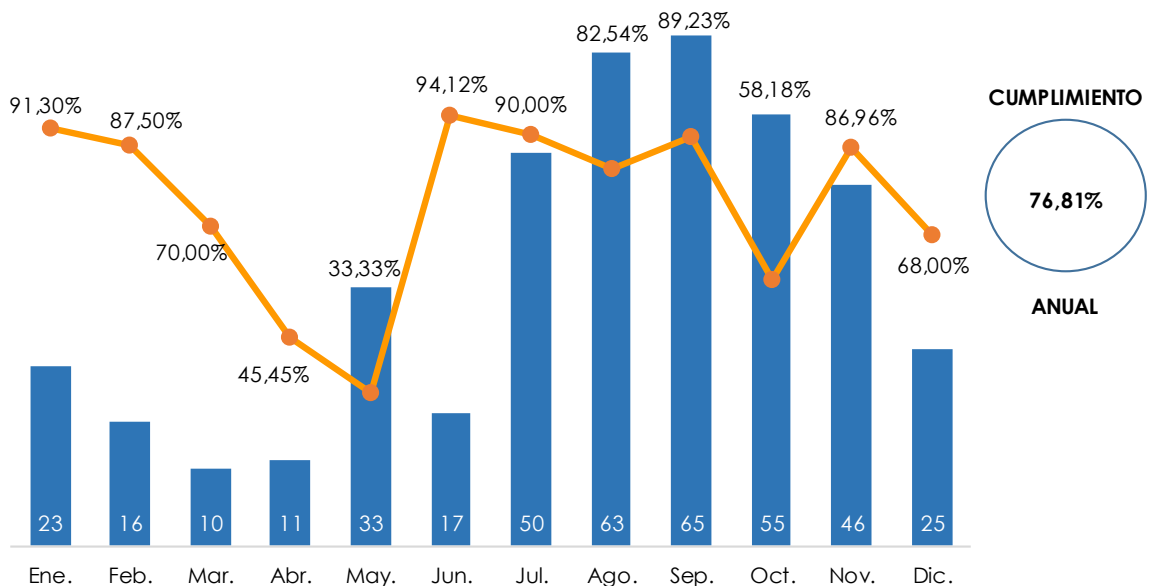


Figura 1.26 Cumplimiento del plan anual de mantenimientos de transmisión, 2020

En la Figura 1.27 se puede observar el indicador de horas de ejecución de mantenimientos que presentaron desconexión de carga. A continuación, se presentan los principales mantenimientos:

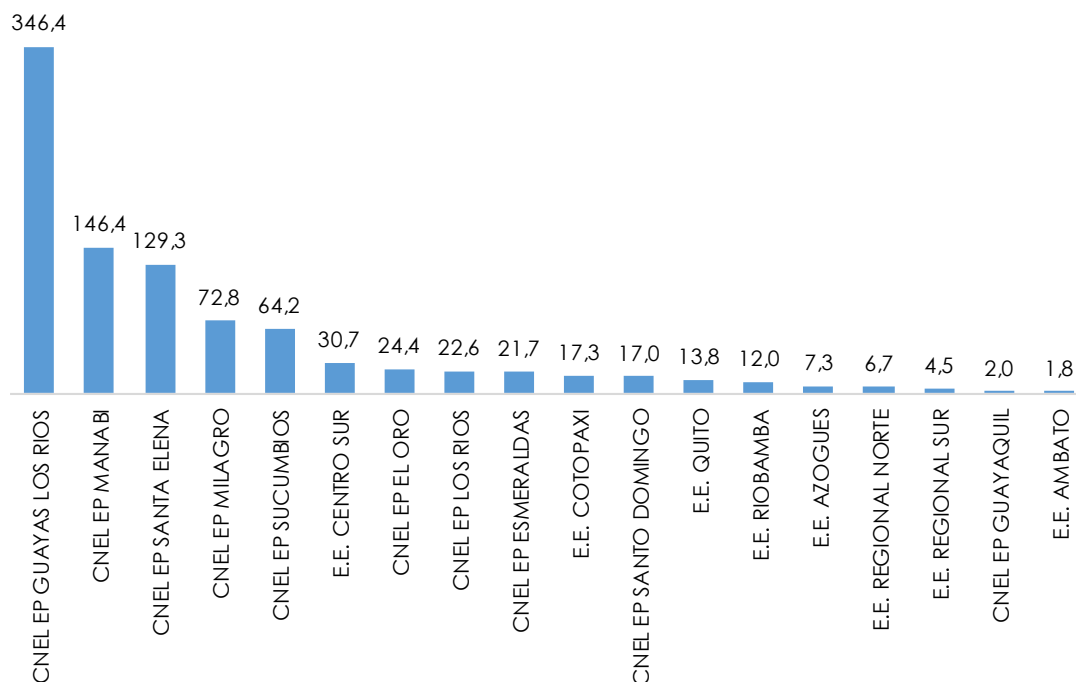


Figura 1.27 Mantenimientos de distribuidoras con desconexión de carga (horas), 2020

1.7.2. TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR UNIDAD DE NEGOCIO DE GENERACIÓN

De los 1.666 mantenimientos ejecutados en generación (573 programados, 500 emergentes y 593 sin número de registro), el 53% (883) corresponden a CELEC EP y del 47% restante a la Empresa Eléctrica Ambato con el mayor número de mantenimientos (150). El total de mantenimientos, corresponde a mantenimientos programados, emergentes y sin número de registro.

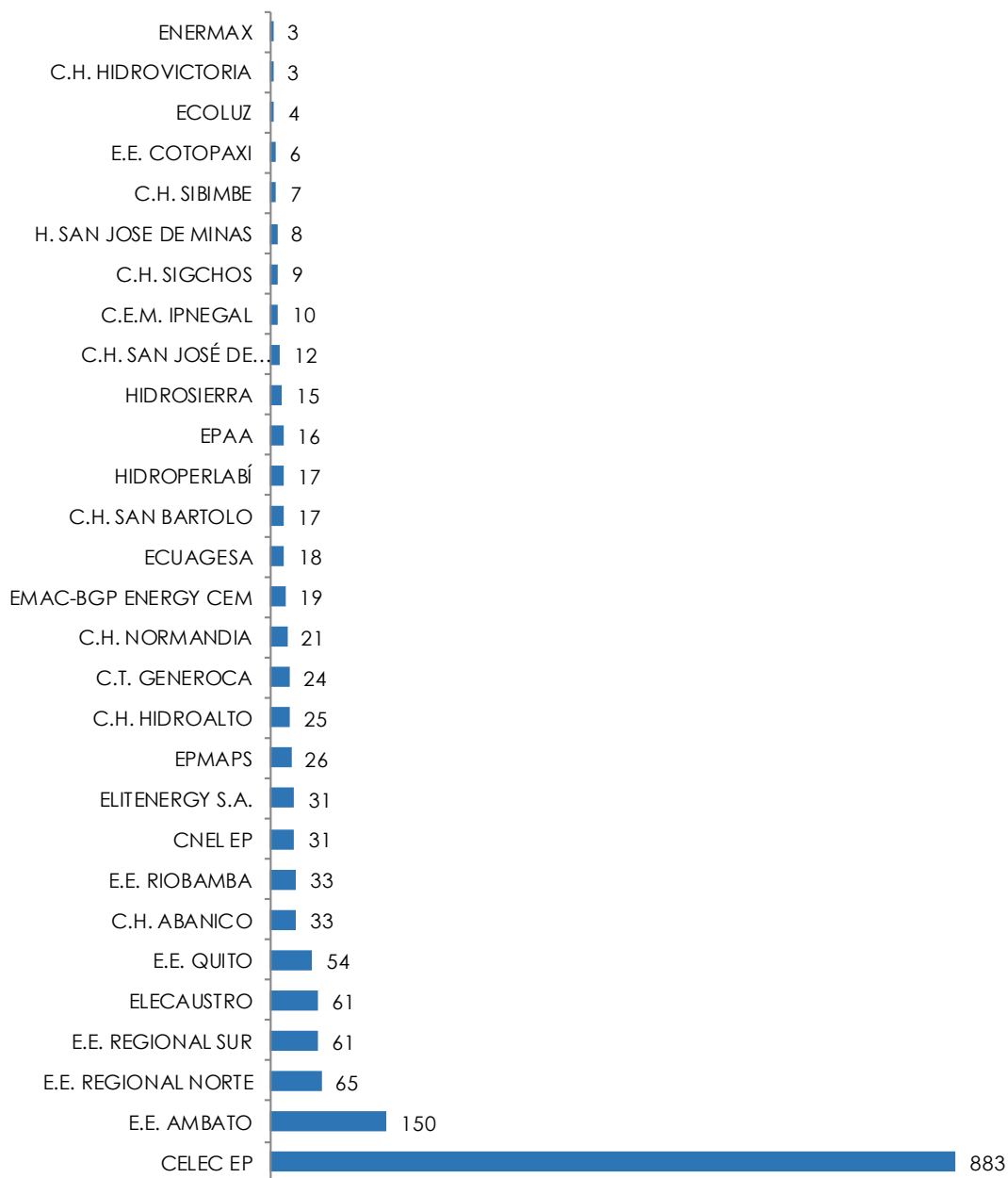


Figura 1.28 Total de mantenimiento por unidad de negocio de generación, 2020

1.7.3. TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA DE GENERACIÓN

CELEC EP registra 883 mantenimientos ejecutados; de los cuales, el 24,12% corresponden a la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, el 16,76% a la Unidad de Negocio Termomanabí, el 11,44% a la Unidad de Negocio Electroguayas y el 9,17% a la Unidad de Negocio Sur.

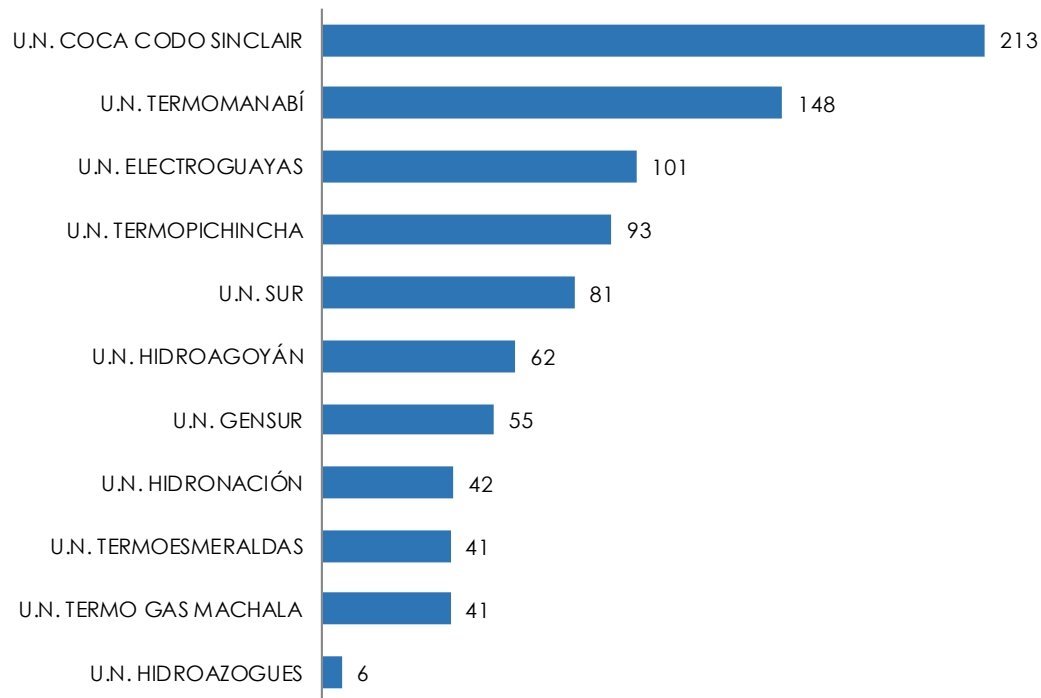


Figura 1.29 Total de mantenimientos por Unidad de Negocio de CELEC EP, 2020

La central que registra mayor número de mantenimientos de CELEC EP es la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair con 242 mantenimientos ejecutados. La central Jaramijó perteneciente a CELEC EP Unidad de Negocio Termomanabí, registra 50 mantenimientos ejecutados. En la Figura 1.30 se presenta un resumen de las empresas con mayor número de mantenimientos.

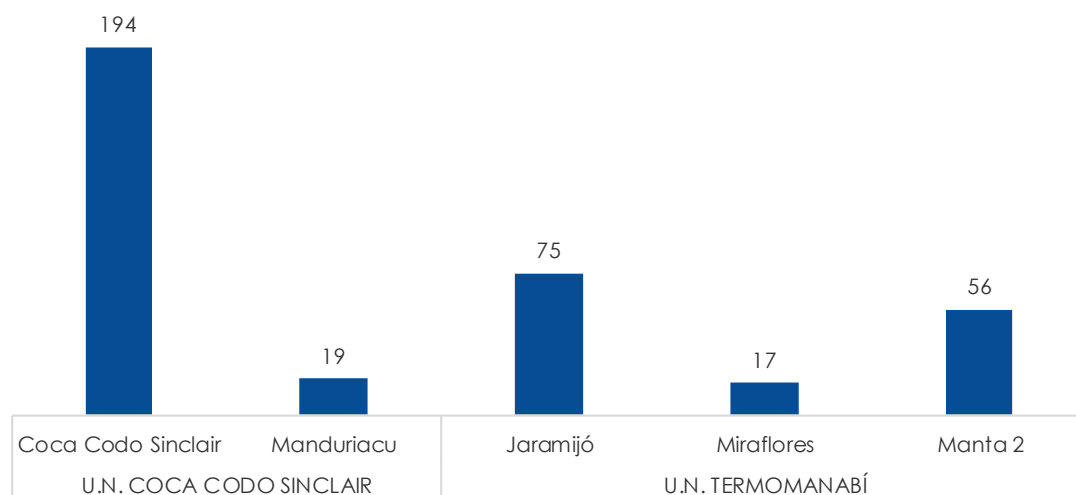


Figura 1.30 CELEC EP con mayor número de mantenimientos, 2020

1.7.4. TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA Y ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN

De los 1.820 mantenimientos ejecutados, el 69,89 % (1.272) corresponden a campos de conexión, el 8,90 % (162) a transformadores, el 8,24% (150) a líneas de transmisión, el 6,10% (111) a subestaciones, el 3,02% (55) a barras, el 2,36% (43) a elementos de compensación, y el 1,48% (27) a equipos y sistemas de transmisión.

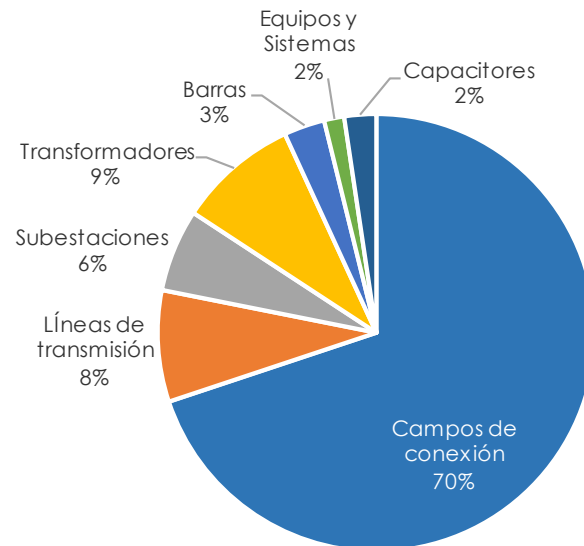


Figura 1.31 Total de mantenimientos por elementos de transmisión, 2020

El 95,91% (1.759) de los mantenimientos en el Sistema Nacional de Transmisión fueron realizados por CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC y el 4,09% (75) por otros participantes del sector eléctrico.

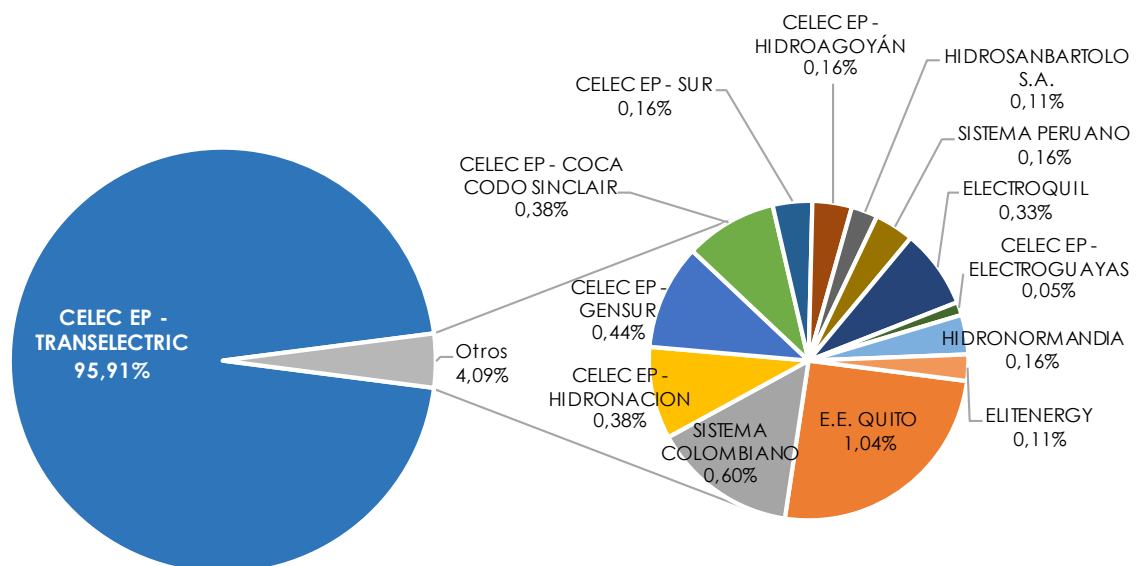


Figura 1.32 Mantenimientos en el SNT, 2020

1.7.5. TOTAL DE MANTENIMIENTOS POR EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

En las empresas de distribución se ejecutaron un total de 859 mantenimientos, el 87,43% (751) corresponden a la unidad de negocio CNEL EP y el 12,57 % a otros participantes del sector eléctrico.

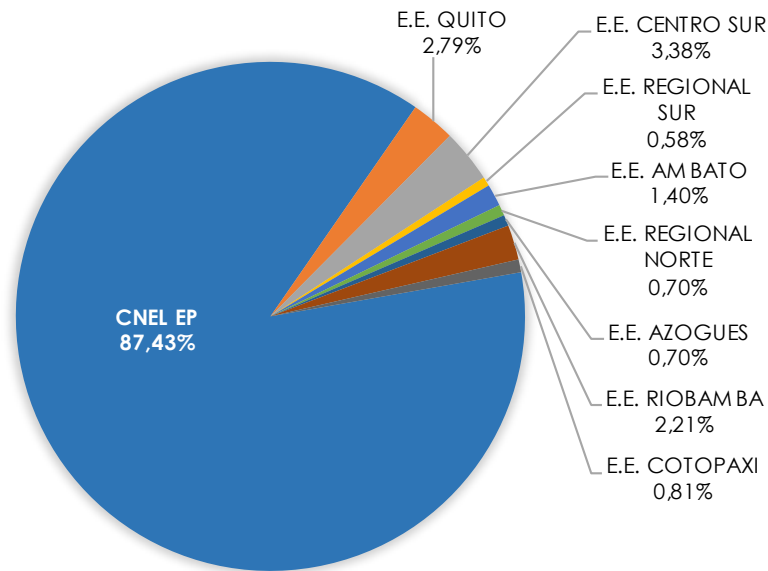


Figura 1.33 Total de mantenimientos por empresa de distribución, 2020

En la Unidad de Negocio Guayaquil de CNEL EP, se registra el mayor número de mantenimientos: 33,4% (251).

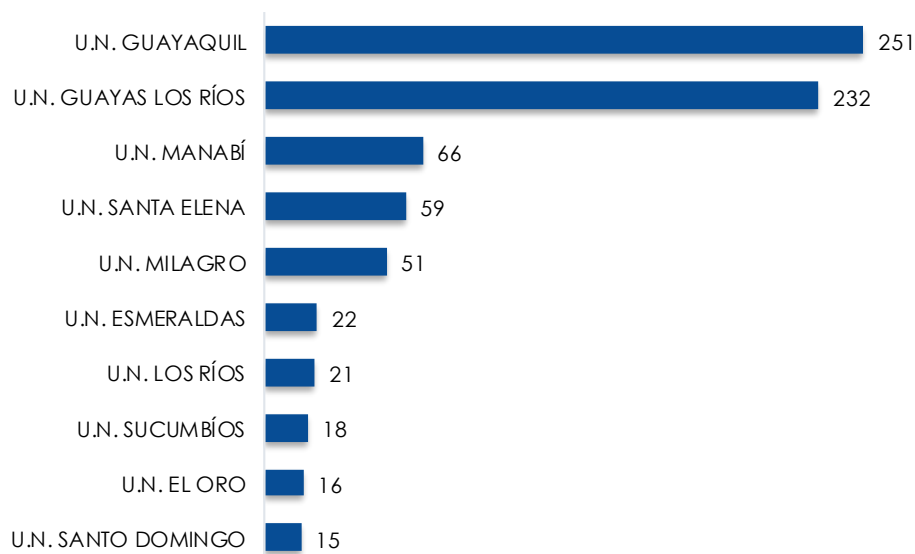


Figura 1.34 Total de mantenimientos por unidad de negocio de CNEL EP

1.8. GESTIÓN DE EVENTOS Y FALLAS REGISTRADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - S.N.I.

1.8.1. FALLAS REGISTRADAS EN EL S.N.I.

En 2020, se registraron 2.919 salidas forzadas en elementos del S.N.I., de los cuales, el 65,7% (1.919) corresponde a generación, el 15,4% (449) a distribución y el 18,9% (551) a transmisión.

A nivel de transmisión, el máximo valor de salidas forzadas se registra en líneas de transmisión con 256 disparos, que representan el 8,8%, seguido de campos de conexión con el 5,7% (166 disparos), transformadores con el 2,9% (85), elementos de compensación con el 1,2% (34) y, el 0,3% que corresponden a disparos de barras (10), valores calculados con respecto al total de salidas forzadas.

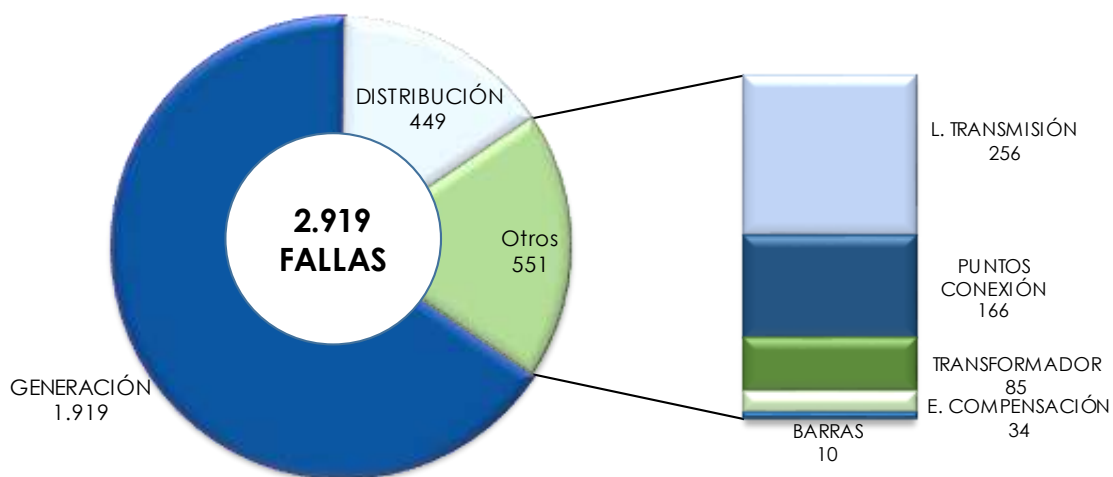


Figura 1.35 Salidas forzadas por elementos del S.N.I., 2020

En noviembre, se registró la mayor parte de las salidas forzadas de elementos del S.N.I. (339); de las cuales, el 78,8% se registraron en centrales de generación (incluida la salida de generación del sistema colombiano que provocaron una variación de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz), el 12,4% en elementos del sistema nacional de transmisión (contabilizado de acuerdo a lo establecido en la Regulación CONELEC 003/08 "Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado") y, el 8,8% corresponde a desconexiones de demanda en las empresas distribuidoras, mayores a 5 MW y que no provocaron el disparo de elementos de transmisión.

En la Figura 1.36 se muestra la frecuencia de salidas forzadas por elementos de generación, transmisión y distribución.

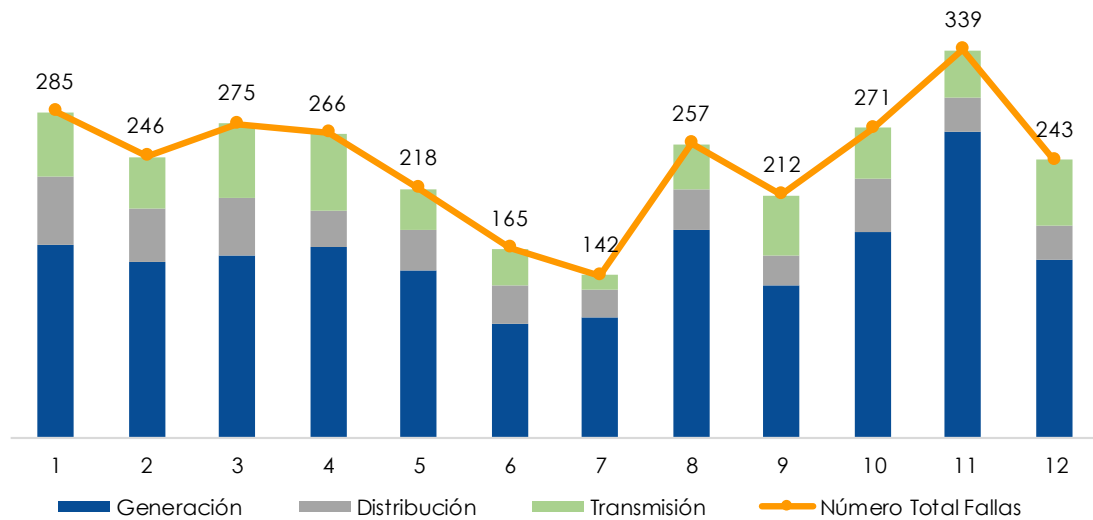


Figura 1.36 Salida forzada por elementos de generación, transmisión y distribución, 2020

El esquema de alivio de carga por baja frecuencia (EAC-BF) es determinado por el CENACE, el que es implementado por las empresas de distribución de electricidad, con el objetivo de preservar la operación del S.N.I., ante eventos que originan pérdida de generación y subsecuentes desbalances entre la carga y la generación, que afectan a la frecuencia del sistema.

En el 2020, se registraron 2 eventos que provocaron la actuación del EAC-BF, debido a los eventos registrado en la tabla 1.11.

Tabla 1.11 Eventos que provocaron la actuación del EAC-BF

FECHA	EVENTO	FRECUENCIA (HZ)	PASOS
07/04/2020 12:36	Disparo de los elementos asociados a la barra principal de 138 kV de la subestación Pascuales	58,95	3
11/11/2020 21:24	Disparo de las unidades 1 y 3 de la central Sopladora	59,02	4

1.8.2. TOTAL DE FALLAS DE GENERACIÓN

En las empresas de generación del sistema ecuatoriano, se registraron 1.919 fallas, de estos eventos; el 19,4% (372) corresponden a salidas forzadas (fallas) en CELECEP, el 6,6% (126) a la E.E. Riobamba, el 6,5% (125) a ELITENERGY.; el resto de porcentajes se muestra en la Figura 1.37.

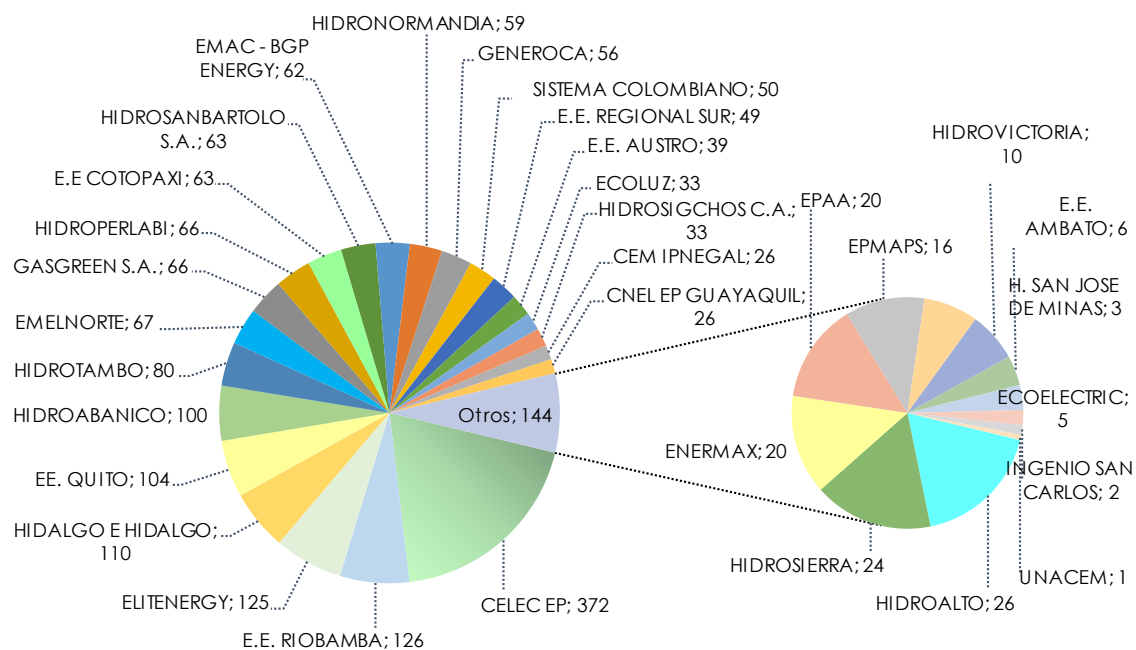


Figura 1.37 Total de fallas por empresa de generación, 2020

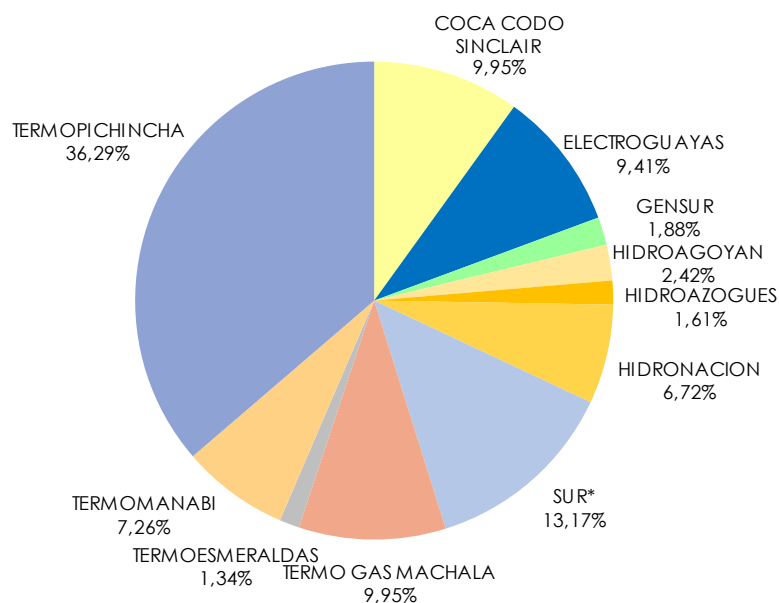


Figura 1.38 Total de fallas por unidad de negocio de CELEC EP, 2020¹

¹(*) Contiene la información de las Unidades de Negocio de HIDROPAUTE y ENERJUBONES, las mismas que fueron absorbidas por CELEC EP - Sur.

Las siguientes figuras muestran la frecuencia de fallas en CELEC EP por Unidad de Negocio:

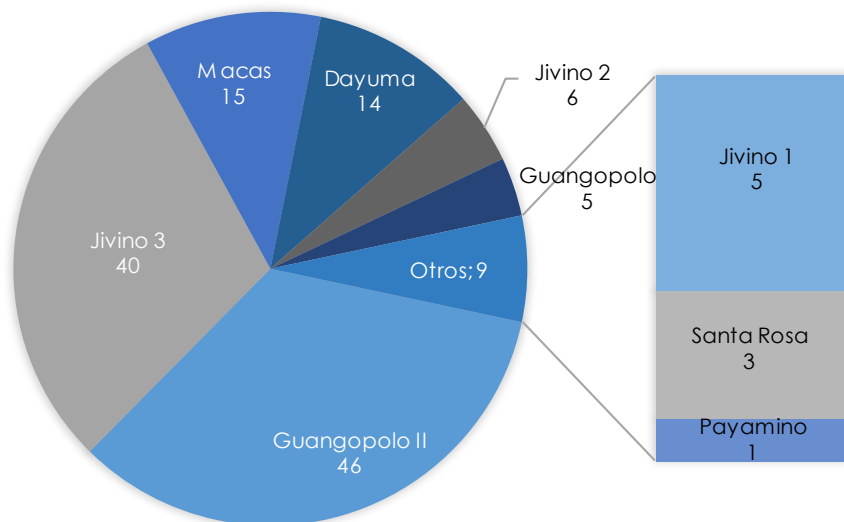
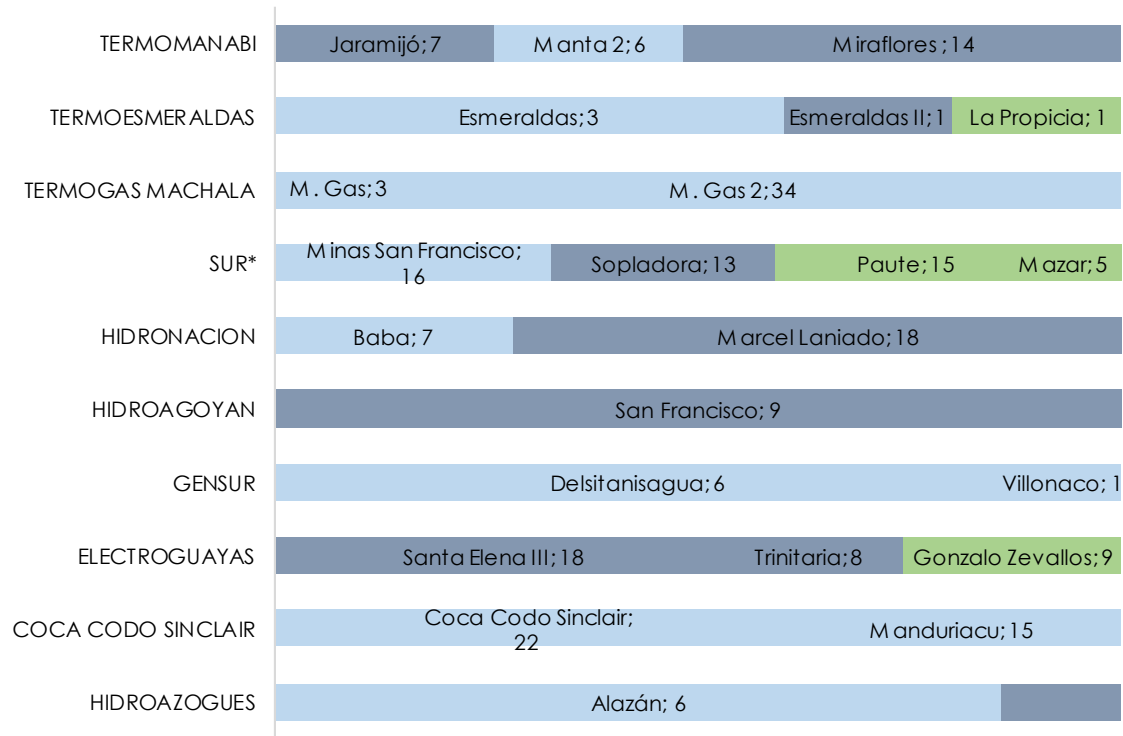


Figura 1.39 Total de fallas de CELEC EP por unidad de negocio, 2020

1.8.3. TOTAL DE FALLAS TRANSMISIÓN

El análisis de las fallas contempla las instalaciones del sistema de transmisión y puntos de conexión en el Sistema Nacional de Transmisión SNT, mismas que se clasifican por elemento y origen de la falla. El procesamiento estadístico de la información y cálculo de índices está basado en la metodología establecida tanto en la Regulación CONELEC No. 003/08, como en su procedimiento de aplicación.

De los 551 registros, el 82,2% (453) corresponde a disparos de elementos de CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC y la diferencia a otras empresas, como se muestran en la Figura 1.40.

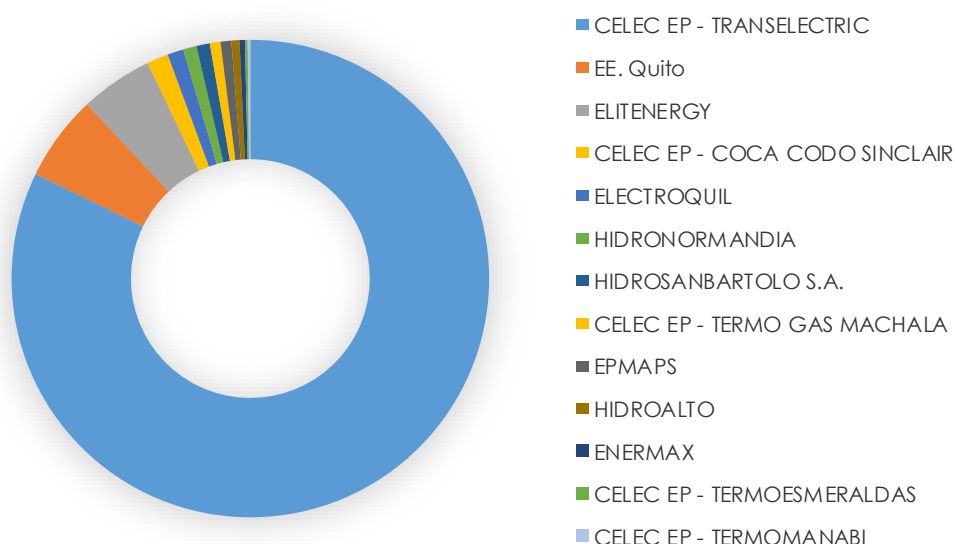


Figura 1.40 Total de fallas en el sistema de transmisión, 2020

En la figura 1.41, se muestra la estadística de disparos de elementos de transmisión conforme la metodología establecida tanto en la Regulación CONELEC No. 003/08, como en su procedimiento de aplicación.

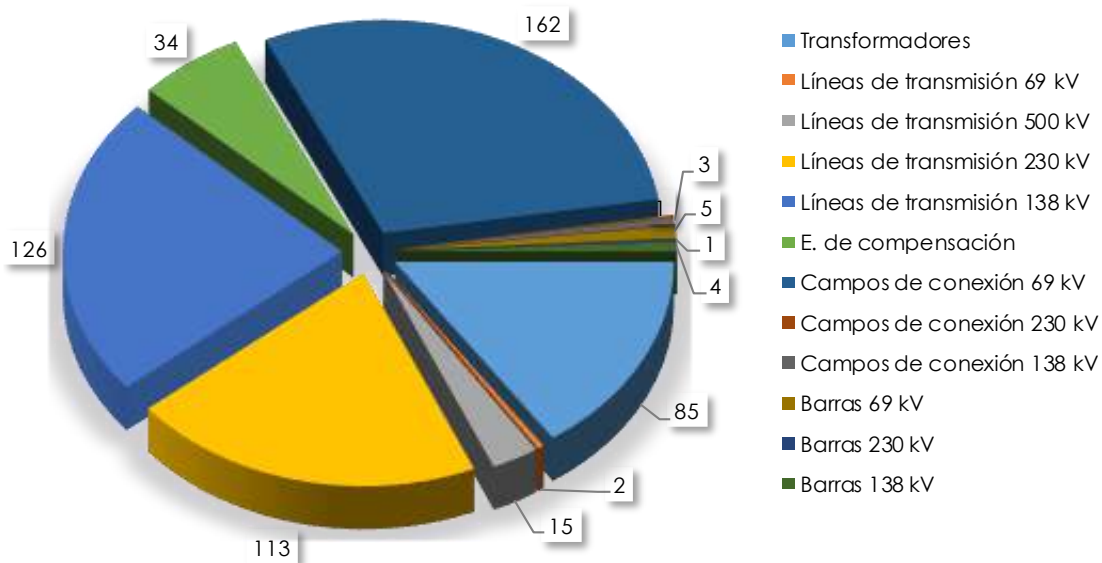


Figura 1.41 Fallas por elemento en el Sistema Nacional de Transmisión, 2020

Del total de fallas registradas el 46,5% (256) corresponde a líneas de transmisión; el 30,1% (166) a campos de conexión; el 15,4% (85) a transformadores; el 6,2% (34) a disparos de elementos de compensación; y el 1,8% (10) a barras.

1.9. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Durante el 2020 se registró una Energía No Suministrada - ENS, de 16.285 MWh; de los cuales: el 60,7% corresponde a fallas y el 39,3% a mantenimientos.

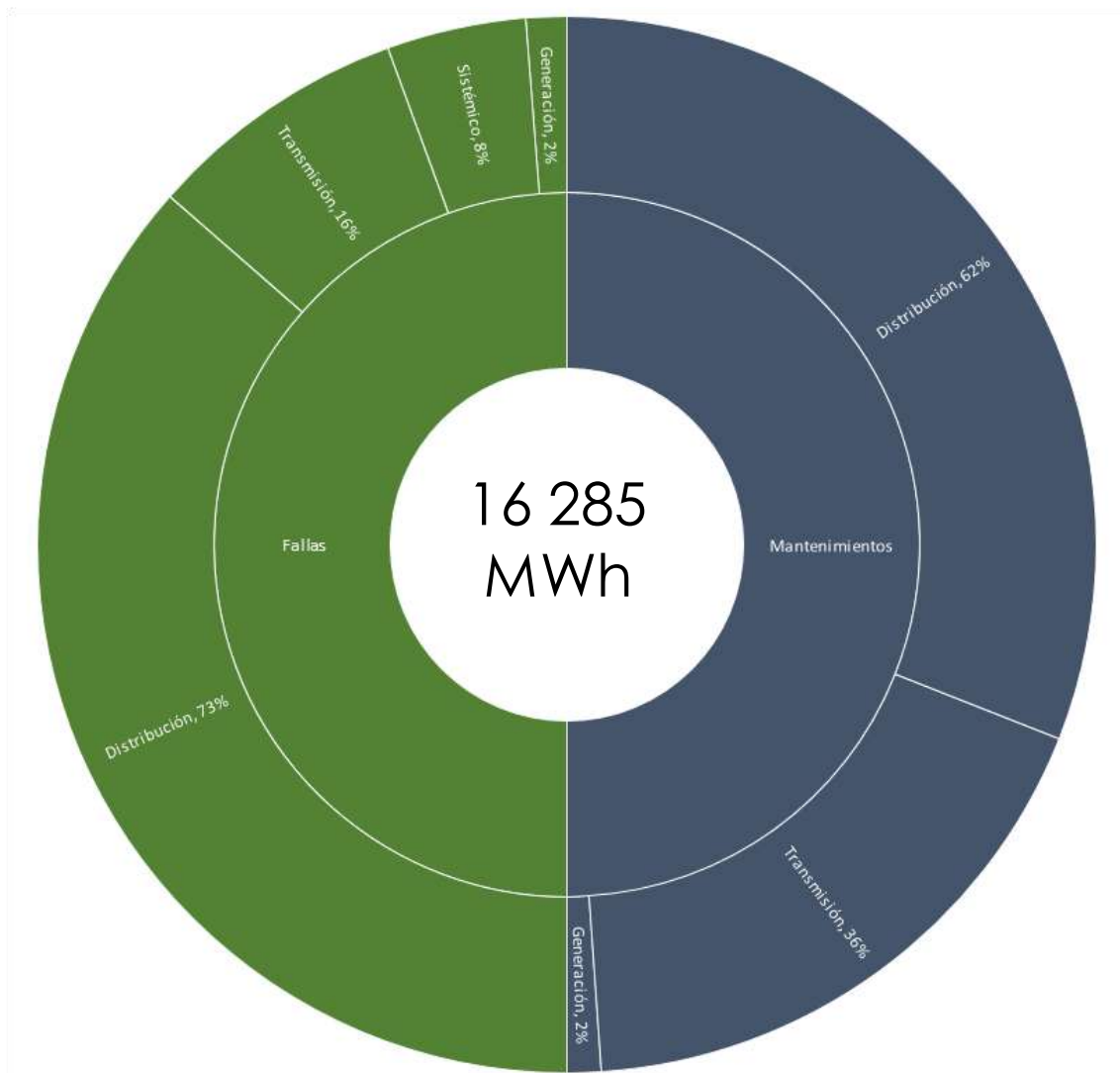


Figura 1.42 Energía no suministrada durante el 2020

La energía no suministrada corresponde a 5,88 horas de desconexión de la energía eléctrica total demandada del sistema (energía suministrada más energía no suministrada); con respecto al 2019, esta energía no suministrada se incrementó en 0,52 horas. En cuanto a la ENS provocada por fallas, corresponde a 3,57 horas de la energía eléctrica total demanda en el sistema; esta energía no suministrada incrementó en 0,85 horas, con respecto al 2019.

1.9.1. HISTÓRICO DE LAS HORAS EQUIVALENTES DE DESCONEXIÓN

En la Figura 1.43 se muestra la evolución de los últimos 8 años de las horas equivalentes de desconexión de demanda por fallas y mantenimientos.

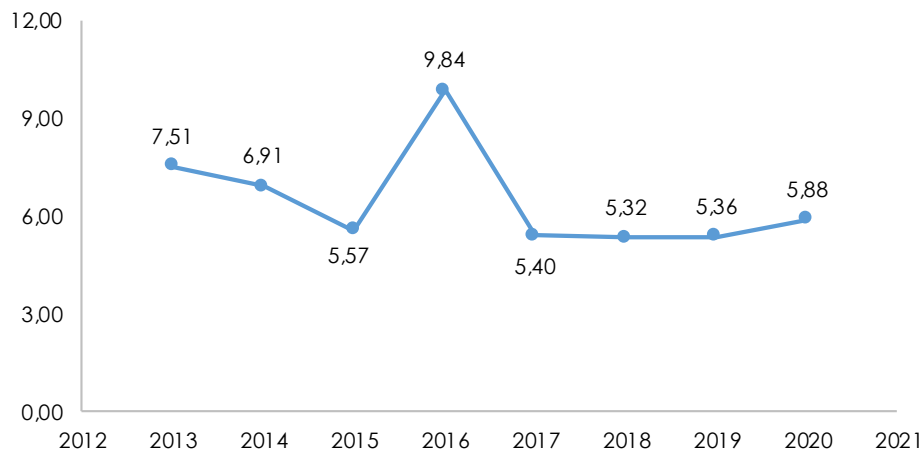


Figura 1.43 Horas equivalentes de desconexión, 2013 - 2020

2. TRANSACCIONES COMERCIALES

2.1. ADMINISTRACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DE LAS TRANSACCIONES DE BLOQUES ENERGÉTICOS

Conforme lo establece el artículo 20 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, el Operador Nacional de Electricidad - CENACE, actúa como administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos. Así también, con base en las atribuciones y deberes definidos en la Ley, CENACE se encarga de administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico.

En este sentido, CENACE es el encargado de registrar, liquidar, administrar técnica y financieramente las transacciones comerciales entre los participantes del sector eléctrico e interconexiones internacionales de electricidad; además de controlar los movimientos financieros del sector, procurando el desarrollo permanente del mercado eléctrico.

CENACE, como representante de los partícipes del sector eléctrico frente a las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE es el “Administrador del Mercado Ecuatoriano” quien, desde al año 2003 mantiene suscrito un acuerdo comercial con XM de Colombia, para la liquidación de manera coordinada de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, así como para las actividades de administración, facturación, cobro y pago de las garantías y de las transacciones por parte de los Administradores de Mercado, todo ello enmarcado en la Ley aplicable.

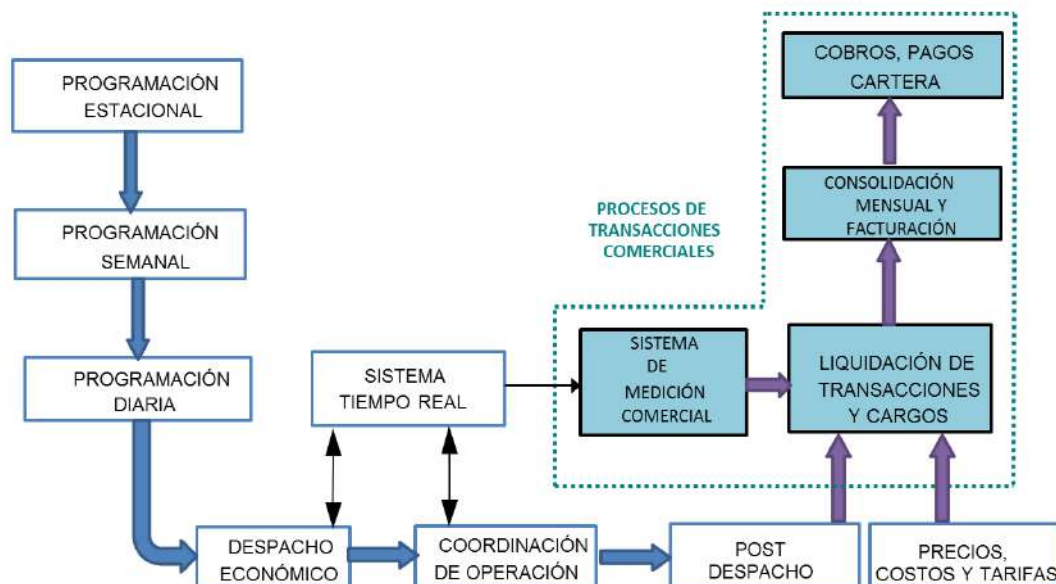


Figura 2.1 Circuito Transaccional Técnico-Económico

En el circuito transaccional técnico – económico, las transacciones comerciales son el último proceso, que luego de la operación en tiempo real determinan las remuneraciones y pagos que deben efectuarse entre las empresas participantes del mercado eléctrico por la prestación de los servicios de energía eléctrica incluyendo las Transacciones Internacionales de Electricidad.

2.1.1. PARTICIPANTES EN LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL

• TRANSACCIONES DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

La liquidación de la generación de energía, se realiza en función del contrato regulado que mantiene suscrito, contrato bilateral o en el caso de la generación no convencional, la liquidación se realiza conforme la tarifa establecida en la normativa aplicable.

Para el caso de la autogeneración, las transacciones que realiza en el mercado corresponden a los excedentes de energía, mismos que son liquidados en función a la tarifa establecida en los contratos regulados que mantienen suscritos con las empresas de distribución.

• TRANSACCIONES DE TRANSMISIÓN

El transmisor debe permitir el libre acceso de terceros a su sistema, en los términos que se establezcan en la regulación correspondiente, y el reconocimiento económico para la actividad de transmisión se la realiza sobre la base de la tarifa fija de transmisión definida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNNR, en el análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica. En 2020 se registra un único transmisor que es Unidad de Negocio TRANSELECTRIC de CELEC EP.

- **TRANSACCIONES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

La actividad de distribución y comercialización de electricidad, es realizada por el Estado, a través de personas jurídicas debidamente habilitadas. Es obligación de las empresas de distribución, expandir su sistema en función de los lineamientos para la planificación que emita el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, para satisfacer toda demanda de servicio de electricidad requerida dentro del área de concesión (área geográfica).

- **TRANSACCIONES CON GRANDES CONSUMIDORES**

En el mercado eléctrico ecuatoriano se registran dos grandes consumidores, Novopan y Empaqplast, los cuales iniciaron su operación como tales en febrero 2018 y abril 2019 respectivamente, al suscribir un contrato bilateral con la empresa Hidalgo & Hidalgo S.A. y Ecoluz.

- **TRANSACCIONES INTERNACIONALES**

Las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE, son transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales, transacciones que se encuentran en el marco de la normativa Supranacional de la Decisión CAN.

En este contexto, en el mercado ecuatoriano se mantienen las TIE con el vecino país Colombia a través de 4 circuitos a 230 kV ubicados en la S/E Pomasqui en Ecuador hacia la S/E Jamondino en Colombia y 1 circuito a 138 kV que va desde la S/E Tulcán en Ecuador hasta la S/E Panamericana en Colombia.

Las condiciones de operación, así como los aspectos comerciales de liquidación de las mismas, se encuentran establecidas en el Acuerdo Operativo y Acuerdo Comercial, respectivamente; siendo el CENACE, el Administrador del Mercado Ecuatoriano en representación de los participantes del sector eléctrico. En el caso de Colombia, el Administrador de Mercado es XM Compañía de Expertos en Mercados.

Las TIE son producto del despacho económico coordinado efectuado por los operadores de los sistemas de los países interconectados, y se originan por la diferencia de precios entre los nodos terminales de los enlaces internacionales.

La coordinación de los despachos económicos entre países interconectados a través de enlaces internacionales, considera la oferta disponible y la demanda internacional, en los extremos del enlace, para la programación de los recursos de generación y transmisión de cada país; es decir, si las condiciones de precio y demanda garantizan una importación a menor costo sin poner en riesgo las condiciones operativas del sistema, se procede con la importación y en el mismo sentido con las propuestas de exportación.

Con el propósito de garantizar el pago de las TIE, se establece un esquema de garantías financieras que permite al CENACE, cumplir con las obligaciones económicas derivadas de estas transacciones. El esquema de garantías es un prepago semanal, a través del cual el Administrador del Mercado Exportador recibe, en la semana anterior al de la operación, el monto estimado de las transacciones de la semana de operación.

Para el caso de la interconexión con Perú, las transacciones se las realiza a través de contratos bilaterales suscritos entre Agentes Habilitados. Para el Ecuador el Agente Habilitado es la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP.

En este contexto, los intercambios de electricidad entre ambos países están limitados a la existencia de excedentes de potencia y energía que no sean requeridos por los países para atender su demanda interna, mantener la reserva y salvaguardar la seguridad y calidad de suministro conforme la normativa aplicable. La administración técnica de los intercambios con Perú la realiza CENACE en coordinación con el COES y la liquidación comercial de los contratos bilaterales la realiza el Agente Habilitado sobre la base de la información operativa publicada por el CENACE.

2.1.2. ASPECTOS COMERCIALES DEL FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El artículo 49 de la LOSPEE, establece que la compra y venta de energía eléctrica que se realice entre los participantes del sector eléctrico a través de contratos, así como las transacciones de corto plazo, serán liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE conforme la normativa expedida para el efecto.

Con base en esta competencia, el Operador Nacional de Electricidad, determina los valores que deben cobrar y pagar cada participante del sector eléctrico en el ámbito mayorista. En este sentido se realizan transacciones comerciales a través de bloques de energía considerados en: contratos regulados; contratos no regulados; generación no convencional; mercado de corto plazo para servicios complementarios y cierre de mercado; y, transacciones internacionales de electricidad.

Se denominan contratos regulados, a los contratos para la compraventa de energía eléctrica suscritos por los generadores o autogeneradores con las empresas de distribución en forma proporcional a la demanda regulada (energía para usuarios finales) de cada una de ellas, esto significa que los contratos que finalmente suscriban las empresas eléctricas de distribución con empresas de generación y autogeneración públicas y privadas, se liquidarán bajo las condiciones de precios establecidos en los contratos regulados. En este esquema comercial de participación de contratación regulada, se considera también a la generación de propiedad de la distribuidora, denominada “generación no escindida”.

En cuanto a los contratos no regulados, denominados también contratos bilaterales, son aquellos contratos para la compraventa de energía eléctrica, suscritos entre los generadores o autogeneradores privados con demanda no regulada; es decir, con los grandes consumidores y los consumos propios de autogeneradores.

El esquema transaccional en el ámbito mayorista, distingue también la participación de generadores no convencionales que poseen tarifa preferente, y la liquidación comercial es cubierta por todas las empresas de distribución en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.

Para la valoración económica de la producción de los generadores que poseen contratos regulados y generadores no escindidos se determina un cargo fijo y un cargo variable o costo variable de producción, considerando los siguientes criterios:

- a. El cargo fijo es liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible, cuyo valor es determinado por el ARCONEL en los estudios tarifarios.
- b. Los cargos variables o costos variables de producción, son liquidados de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida.

Todas las transacciones comerciales que se establecen para cada uno de los participantes del sector eléctrico en el ámbito mayorista, están basadas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, y las regulaciones vigentes

Durante el 2020 se registró el ingreso en operación comercial de nuevas centrales de generación hidroeléctrica como son: Perlabí, San José de Minas, El Laurel, una unidad adicional de la central DUE de HIDROALTO y la central termoeléctrica Macas Provisional 2.

2.2. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.2.1. CONDICIONES HIDROLÓGICAS Y ENERGÉTICAS

En Ecuador continental se identifican dos vertientes, el Pacífico (Occidental) y el río Amazonas (Oriental). Las centrales hidroeléctricas más grandes en el S.N.I. se encuentran ubicadas en la vertiente oriental, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre, mientras que la época de sequía se presenta de octubre a marzo.

La capacidad total existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por 10 grandes centrales: Coca Codo Sinclair, Paute Molino, Minas San Francisco, San Francisco, Marcel Laniado de Wind, Delsitanisagua, Mazar, Agoyán, Pucará y Manduriacu, pertenecientes a CELEC EP de naturaleza pública. De estas centrales, únicamente las centrales Manduriacu y Marcel Laniado de Wind se encuentran ubicadas en la vertiente del Pacífico. Esta última, conjuntamente con Mazar, son las centrales que poseen los embalses más representativos del sistema eléctrico nacional.

Tabla 2.1 Potencia efectiva en las grandes centrales hidroeléctricas del S.N.I.

GRANDES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL S.N.I.	
CENTRAL	POTENCIA (MW)
CUENCA HIDROGRÁFICA ORIENTAL	
C.H. Coca Codo Sinclair	1.500,0
C.H. Paute Molino	1.100,0
C.H. Sopladora	486,9
C.H. Minas San Francisco	270,0
C.H. San Francisco	224,0
C.H. Delsitanisagua	180,0
C.H. Mazar	170,0
C.H. Agoyan	154,0
C.H. Pucará	70,6
CUENCA HIDROGRÁFICA OCCIDENTAL	
C.H. Marcel Laniado de Wind	213,0
C.H. Manduriacu	65,0
TOTAL	4.433,5

Estas grandes centrales representan el 85,2% de la generación hidroeléctrica convencional y el 77,2% del total de generación del S.N.I.

2.2.2. PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA

• PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE DE GENERACIÓN

La energía neta total producida por las centrales consideradas en las transacciones en bloque en el 2020, fue de 26.979,96 GWh, con una participación del 89.58% de la producción hidroeléctrica, seguido de fuente termoeléctrica con el 8%, una participación del 1.49% de energía proveniente de generación no convencional y el 0.93% de importaciones internacionales de electricidad.

Tabla 2.2 Generación por tipo de producción (GWh), 2020

TIPO DE PRODUCCIÓN	CONVENCIONAL		NO CONVENCIONAL		TIE		TOTAL (GWh)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
HIDRO	21.882,09	81,10%	2.286,57	8,48%	-	-	24.168,66	89,58%
EÓLICO	-	-	70,49	0,26%	-	-	70,49	0,26%
BIOGAS	-	-	42,52	0,16%	-	-	42,52	0,16%
BIOMASA	-	-	254,22	0,94%	-	-	254,22	0,94%
FOTVOLTÁICO	-	-	33,64	0,12%	-	-	33,64	0,12%
SUBTOTAL RENOVABLE	21.882,09	81,10%	2.687,43	9,96%	-	-	24.569,52	91,07%
DIESEL	81,51	0,30%	-	-	-	-	81,51	0,30%
FUEL OIL	1.031,42	3,82%	-	-	-	-	1.031,42	3,82%
GAS NATURAL	663,70	2,46%	-	-	-	-	663,70	2,46%
NAFTA	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
RESIDUO	383,02	1,42%	-	-	-	-	383,02	1,42%
SUBTOTAL NO RENOVABLE	2.159,64	8,00%	-	-	-	-	2.159,64	8,00%
TIES (Importación)	-	-	-	-	250,79	0,93%		
SUBTOTAL TIE	-	-	-	-	250,79	0,93%	250,79	0,93%
TOTAL	24.041,73	89,11%	2.687,43	9,96%	250,79	0,93%	26.979,96	100,00%

Como se evidencia, la demanda del 2020 ha sido abastecida principalmente por el parque hidroeléctrico, gracias a las favorables condiciones hidrológicas que se han presentado. En el Anexo 2.2 se muestra a detalle la generación individual de cada una de las centrales.

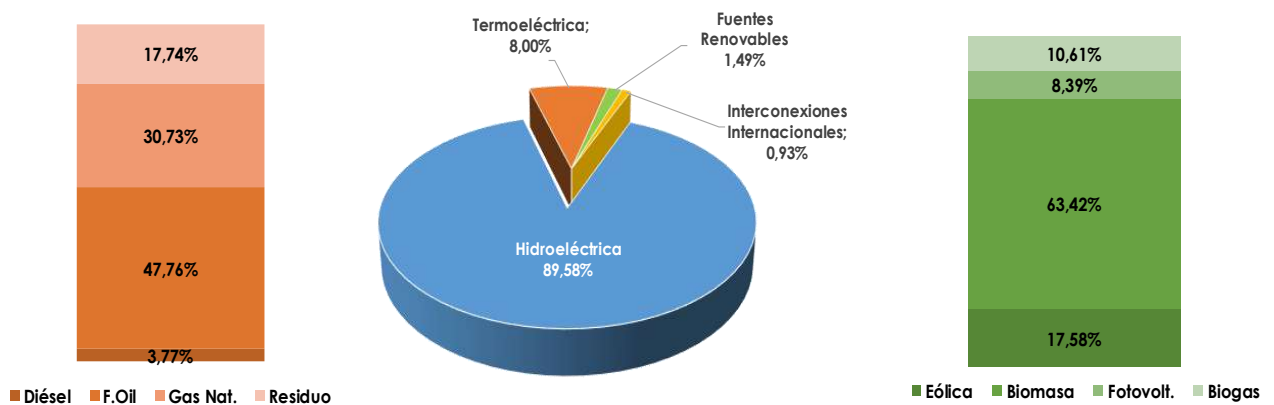


Figura 2.3 Generación porcentual por tipo de producción, 2020

En enero de 2020, se produjo la mayor cantidad de generación hidroeléctrica, mientras que los meses de abril y noviembre de 2020 fueron los de menor producción hidroeléctrica, situación prevista debido a las condiciones hidrológicas presentadas en dichos meses.

En relación a la producción termoeléctrica, el 47.76% de la generación se produjo con combustible fuel oil, uno de los combustibles menos costosos dentro del parque generador termoeléctrico y apenas el 3.77% se produjo con diésel.

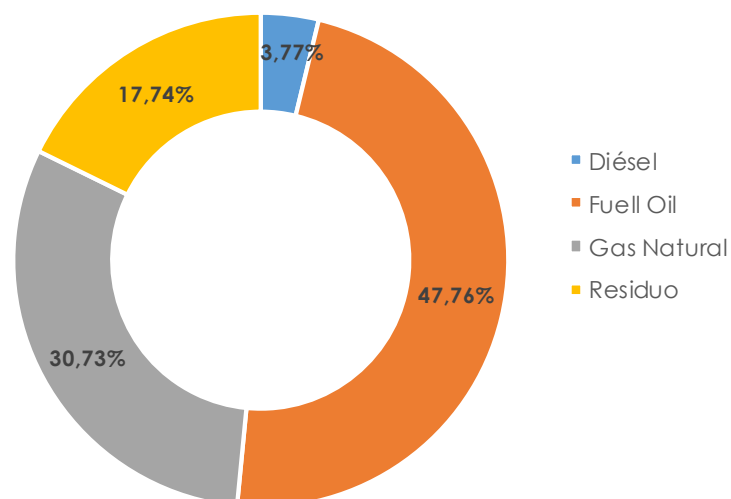


Figura 2.4 Producción de energía termoeléctrica (GWh), 2020

En tanto, que la mayor generación dentro del grupo de producción con fuentes renovables fue el generado por biomasa con el 63.42%.

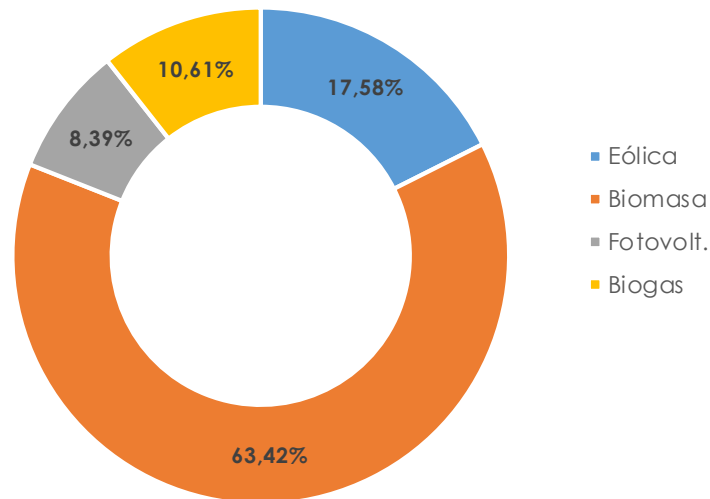


Figura 2.5 Producción de energía con fuentes renovables (GWh), 2020

La generación más representativa, es la que abarca la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP, que en el 2020 representó el 85,76% de toda la producción del Sistema Nacional Interconectado, este valor comprende el 77,63% de generación hidroeléctrica, 7,86% de generación termoeléctrica y el 0,26% de generación eólica.

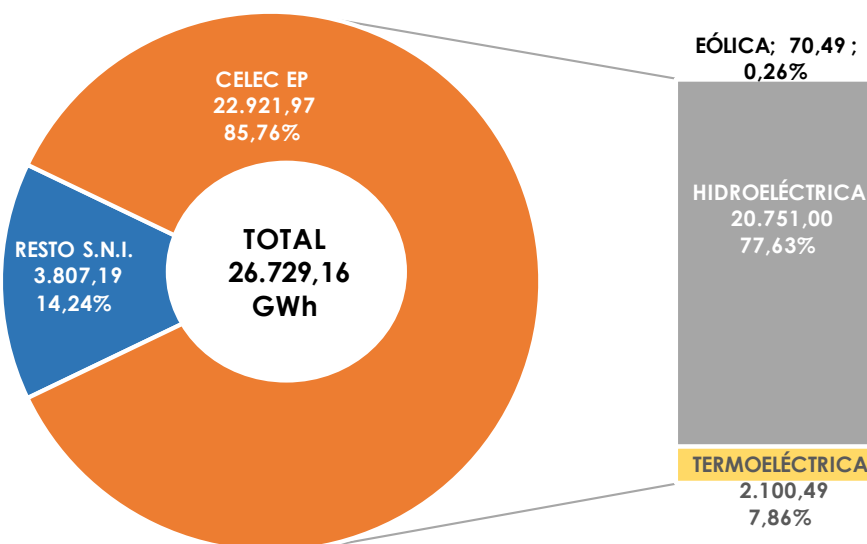


Figura 2.6 Producción de energía de CELEC EP (GWh), 2020

• PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE NATURALEZA JURÍDICA

El 90% de la electricidad producida en el país a nivel del Sistema Nacional Interconectado, es generada por centrales eléctricas que pertenecen a empresas públicas. En el Anexo 2.3 se muestra el detalle de la producción de energía por naturaleza jurídica.

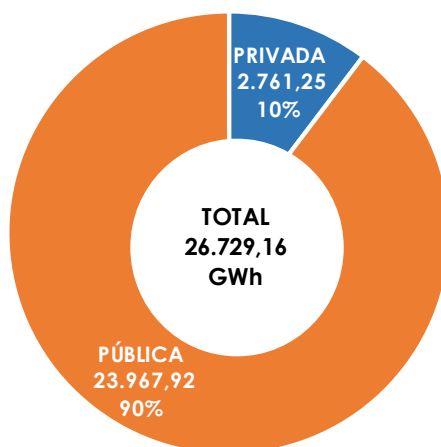


Figura 2.7 Producción de energía por naturaleza jurídica (GWh), 2020

• PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN COMERCIAL

La energía comercializada en contratos regulados representa el 86,69% (23.068,93 GWh) de la energía tranzada, el 13,31% (3.542,19 GWh) restante de energía ha sido liquidada en contratos no regulados y otras transacciones.

Es preciso mencionar, que la energía importada desde Colombia y Perú apenas representa el 0,94% de toda la energía, y solamente hay valor considerable en el mes de noviembre.

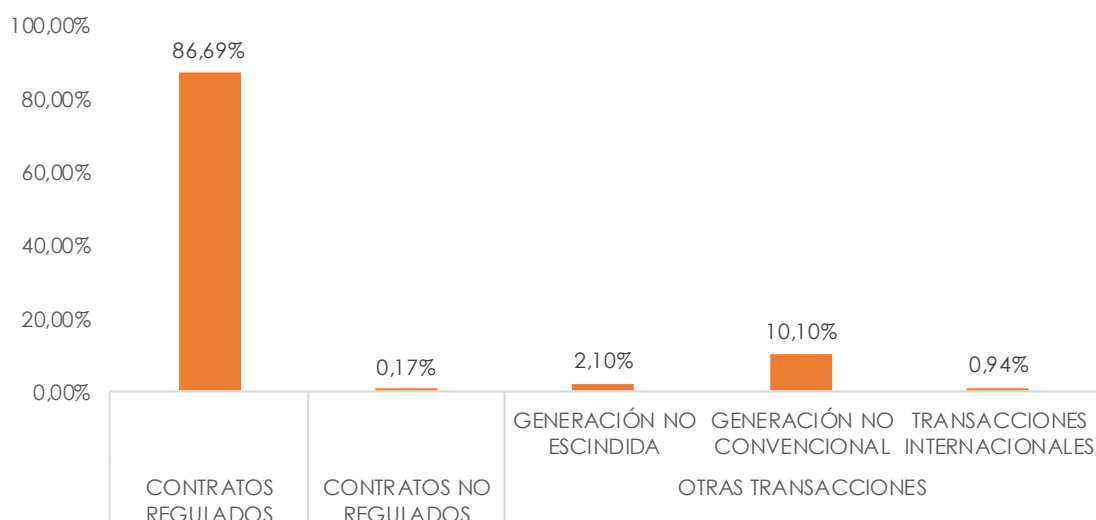


Figura 2.8 Generación de energía por tipo de transacción comercial (GWh), 2020

• HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA NETA POR FUENTE DE GENERACIÓN

El registro histórico de la producción de energía del período 2001 - 2020, se observa la tendencia creciente en concordancia con el crecimiento de la demanda, observándose una tendencia decreciente en la generación de energía con recursos térmicos desde el 2016. Esto representa un ahorro en el uso de combustibles fósiles causando efectos positivos en la balanza comercial del país y en la reducción de los impactos ambientales.

Se evidencia además que desde el 2012, se presentan valores importantes de generación catalogada como No Convencional, notándose también la considerable disminución de las importaciones de energía eléctrica a partir del 2016.

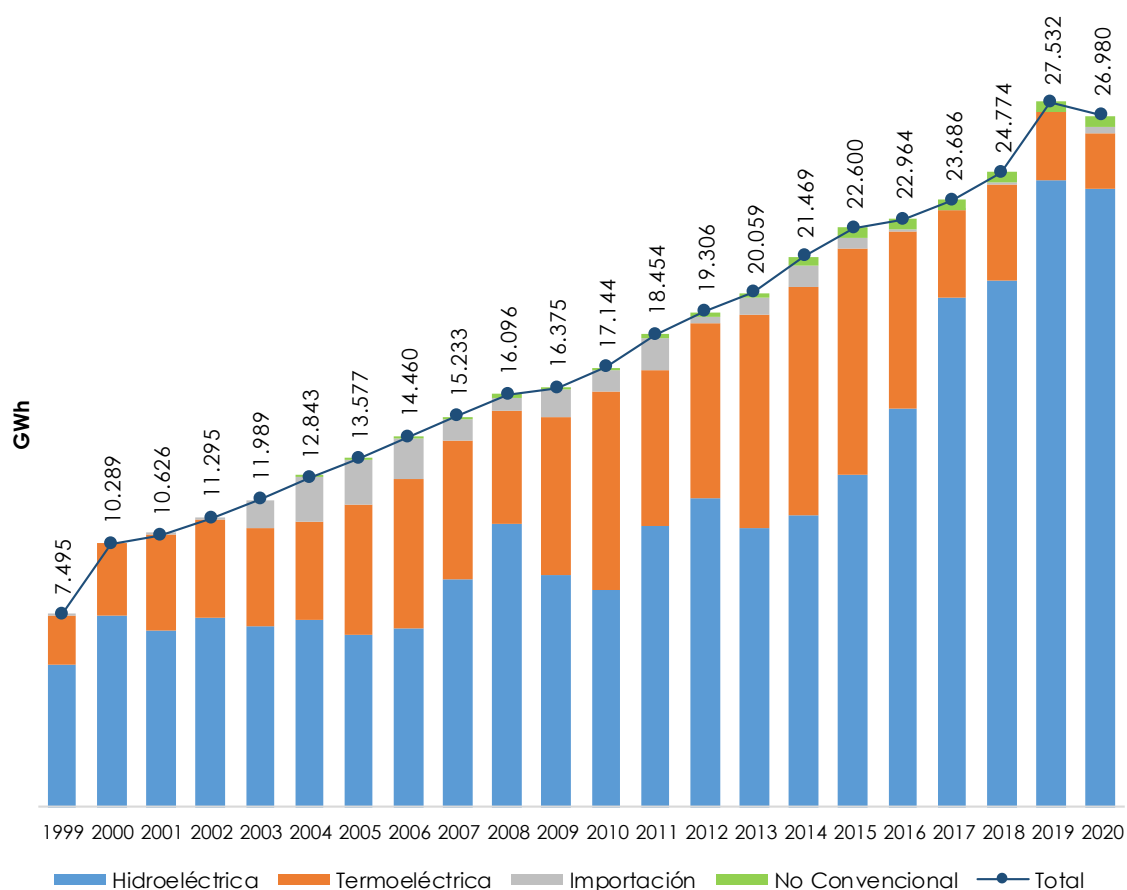


Figura 2.9 Generación de energía por tipo de producción (GWh), 1999 - 2020

• HISTÓRICO DE ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN COMERCIAL

Con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, (LRSE), de 10 de octubre de 1996, se establece el Mercado Eléctrico Mayorista con la participación de generadores, distribuidores y grandes consumidores que forman parte del S.N.I., así como las Transacciones Internacionales de Electricidad. En este mercado se establecen dos tipos de transacciones comerciales: las transacciones en el mercado ocasional o mercado spot y el mercado de contratos a plazo.

El Mandato Constituyente N° 15 de 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial N° 393 de 31 de julio de 2008, se expide con el objetivo de cumplir con la responsabilidad del Estado sobre la prestación del servicio público de energía eléctrica bajo principios

de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, a través del establecimiento de normas que permitan una reforma de la estructura operativa del mercado eléctrico ecuatoriano.

Una de las principales reformas fue la eliminación del modelo marginalista y una mayor participación de un mercado de largo plazo a través de contratos: contratos regulados a plazo que, como resultado de concursos públicos se suscriban entre generadores privados y distribuidores, contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores; y, contratos a plazo libremente pactados entre aquellos generadores privados y grandes consumidores que se encuentren debidamente facultados.

En este contexto, en la figura 2.10 se evidencia el cambio de estructura en el funcionamiento comercial del mercado eléctrico, apareciendo en el año 2008 las transacciones a través de contratos regulados. Así también es evidente la eliminación de los contratos no regulados desde el año 2009; sin embargo, como ya se ha mencionado con anterioridad, a partir de febrero de 2018 vuelve a aparecer esta figura con el contrato suscrito entre HIDALGO & HIDALGO y NOVOPAN S.A. y en abril de 2019 con el contrato entre ECOLUZ y EMPAQPLAST.

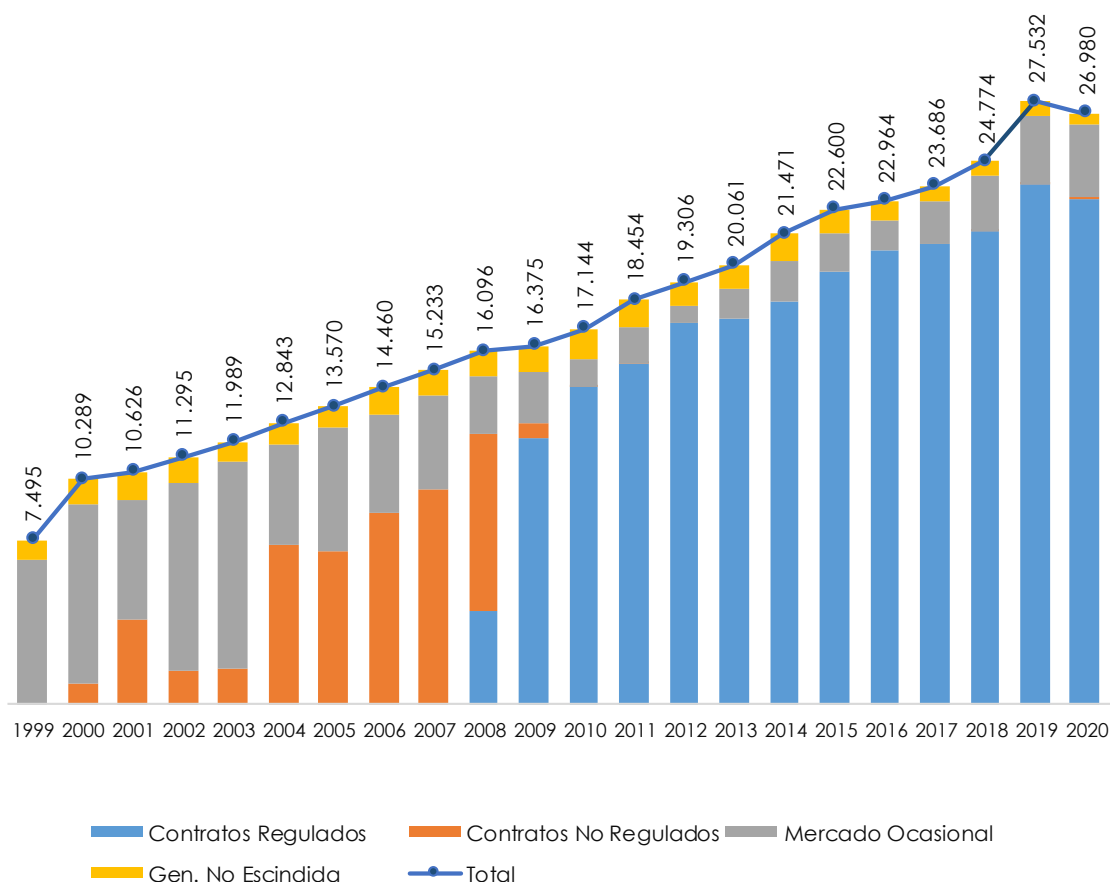


Figura 2.10 Generación de energía por tipo de transacción (GWh), 1999 - 2020

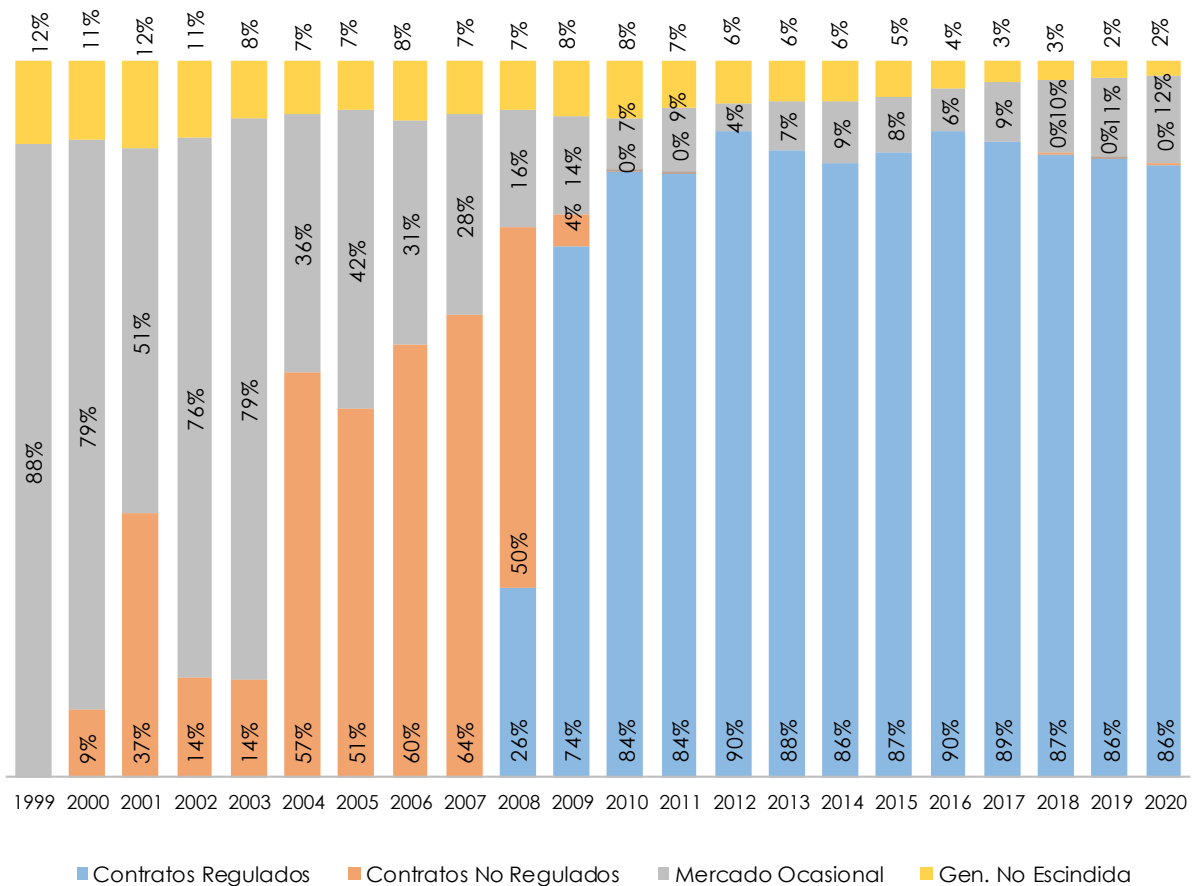


Figura 2.11 Generación por tipo de transacción comercial (GWh), 1999 – 2020

2.2.3. DEMANDA DE ENERGÍA

• DEMANDA COMERCIAL

Para efectos de liquidación de las transacciones comerciales, conforme establece la normativa vigente, la liquidación mensual de las transacciones registradas en el mercado se la realiza haciendo uso de la demanda comercial de las empresas de distribución.

En este contexto, la demanda comercial se refiere a la demanda de los puntos de consumo de cada una de las empresas de generación, sin considerar la generación inmersa ni los consumos propios que se encuentran en su área de concesión.

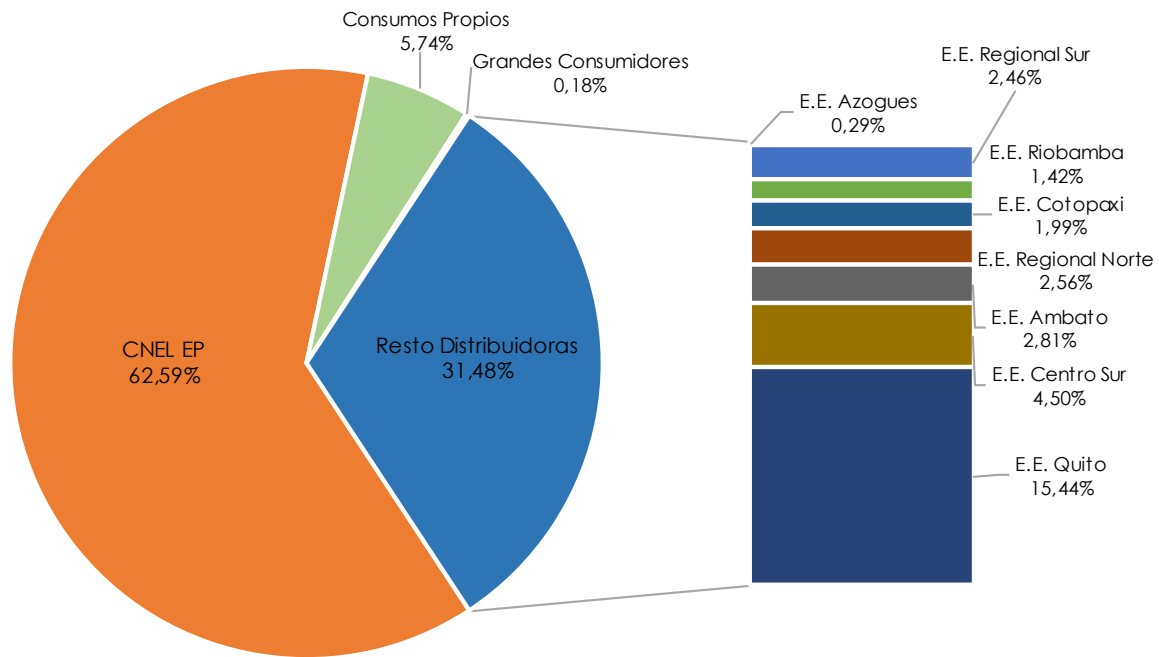


Figura 2.12 Demanda Comercial, 2020

La Corporación Nacional de Electricidad - CNEP EP, abarca el mayor porcentaje de la demanda con el 62,59% de la demanda total, al tener concentradas 11 Unidades de Negocio que abastecen la energía a toda la región Costa, Oriente y una parte de la Sierra. El detalle de la demanda mensual de 2020, se encuentra en el Anexo 2.4.

• CONSUMOS PROPIOS

Hasta diciembre de 2020 se contabiliza nuevos puntos de consumos propios asociados a diversos autogeneradores y en diferentes áreas de concesión de las empresas eléctricas de distribución. Estos consumos propios deben ser abastecidos por sus autogeneradores; no obstante, existe ocasiones en las cuales su generación no alcanza a abastecer la demanda de los mismos, debiendo los referidos autogeneradores comprar energía en el mercado de corto plazo para abastecerlos.

Actualmente, la demanda de los consumos propios representa el 5,74% de la demanda total del sistema sin considerar las exportaciones. En la Tabla 2.3 se muestra un resumen de los consumos propios del 2020.

Tabla 2.3 Consumos propios (MWh), 2020

AUTO GENERADOR	AUTO GENERADOR	ÁREA DE CONCESIÓN	DEMANDA CONSUMOS PROPIOS (MWh)	% DEMANDA CONSUMOS PROPIOS
COAZUCAR	COAZA	AZOGUES	16.449,35	23,65%
		CENTRO SUR	1.733,69	2,49%
		RIOBAMBA	51.383,72	73,86%
		TOTAL	69.566,76	4,92%
ECOELECTRIC	ECOEA	CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	41.812,01	40,15%
		CNEL EP GUAYAQUIL	33.434,92	36,99%
		CNEL EP MILAGRO	17.166,60	22,86%
		E.E. RIOBAMBA	0,00	0,00%
		TOTAL	92.413,53	6,53%
ECOLUZ	ELUZG	CNEL EP GUAYAQUIL	8.192,59	20,65%
		E.E. QUITO	26.083,57	79,35%
		TOTAL	34.276,15	2,42%
EMAAP-Q	EMAPG	E.E. QUITO	20.493,59	100,00%
		TOTAL	20.493,59	1,45%
ENERMAX	EMAXA	E.E. AMBATO	1.685,59	1,46%
		E.E. CENTRO SUR	1.630,86	1,71%
		CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	2.547,04	2,72%
		CNEL EP GUAYAQUIL	38.061,21	33,06%
		CNEL EP MANABÍ	2.664,16	2,39%
		E.E. EMELNORTE	912,19	0,76%
		E.E. QUITO	67.578,27	53,00%
		CNEL EP SANTO DOMINGO	5.517,90	4,20%
		CNEL EP SANTA ELENA	832,63	0,70%
		TOTAL	121.429,86	8,58%
HIDROABANICO	HABAA	E.E. COTOPAXI	68.627,26	25,50%
		CNEL EP ESMERALDAS	0,00	0,00%
		CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	10.662,81	3,87%
		CNEL EP GUAYAQUIL	28.771,93	12,16%
		E.E. QUITO	11.849,27	52,89%
		CNEL EP LOS RÍOS	145.596,91	3,03%
		CNEL EP SANTO DOMINGO	7.158,47	2,54%
		TOTAL	272.666,65	19,28%
HIDROALTO	HALTG	E.E. CENTRO SUR	4.538,68	0,26%
		CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	182.778,34	59,36%
		CNEL EP GUAYAQUIL	2.917,27	1,23%
		CNEL EP MANABÍ	63.413,24	21,69%
		E.E. QUITO	14.726,03	3,56%
		CNEL EP REGIONAL SUR	1.212,60	0,44%

AUTO GENERADOR	AUTO GENERADOR	ÁREA DE CONCESIÓN	DEMANDA CONSUMOS PROPIOS (MWh)	% DEMANDA CONSUMOS PROPIOS
		CNEL EP SANTO DOMINGO	1.077,40	0,41%
		CNEL EP SANTA ELENA	40.072,73	13,05%
		TOTAL	310.736,30	21,97%
HIDRONORMANDÍA	HNORG	CNEL EP GUAYAQUIL	138.029,10	61,88%
		CNEL EP MANABÍ	30.542,19	13,69%
		CNEL EP SANTA ELENA	7.739,15	3,47%
		E.E. QUITO	46.735,07	20,95%
		TOTAL	223.045,51	15,77%
HIDROSANBARTOLO	HSBAA	E.E. AMBATO	762,09	0,31%
		E.E. COTOPAXI	544,86	0,22%
		E.E. CENTRO SUR	860,71	0,27%
		CNEL EP ESMERALDAS	2.192,50	1,03%
		CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	41.560,22	13,75%
		CNEL EP GUAYAQUIL	133.027,87	55,09%
		CNEL EP MANABÍ	5.627,54	2,19%
		CNEL EP MILAGRO	20.703,65	7,75%
		E.E. EMELNORTE	828,04	0,31%
		CNEL EP EL ORO	1.215,02	0,47%
		E.E. QUITO	39.994,92	17,56%
		E.E. RIOBAMBA	717,68	0,30%
		CNEL EP LOS RÍOS	694,92	0,28%
		CNEL EP SANTA ELENA	614,75	0,24%
		CNEL EP SUCUMBÍOS	639,46	0,23%
		TOTAL	249.984,24	17,67%
HIDROPERLABÍ	HPERG	E.E. QUITO	8.202,93	78,09%
		CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	2.301,80	21,91%
		TOTAL	10.504,73	0,74%
SAN CARLOS	SASCA	CNEL EP MILAGRO	9.384,47	100,00%
		TOTAL	9.384,47	0,66%
TOTAL		TOTAL	1.414.501,78	100,00%

La demanda de los consumos propios ha llegado a valores importantes respecto a la demanda comercial de las distribuidoras, como en el caso de la Empresa Eléctrica Azogues, que en 2020 representó el 23,65%. A continuación, se presenta el porcentaje de la demanda comercial afectada al distribuidor.

Tabla 2.4 Demanda comercial afectada al distribuidor (MWh), 2020

DISTRIBUIDOR	DEMANDA COMERCIAL DISTRIBUIDOR (MWh)	TOTAL DEMANDA CP POR DISTRIBUIDOR (MWh)	DEMANDA TOTAL (MWh)	% DEMANDA DE CP EN RELACIÓN AL DISTRIBUIDOR
E.E. AMBATO	692,90	2,45	695,35	2,83%
E.E. AZOGUES	72,59	16,45	89,04	0,36%
E.E. CENTRO SUR	1.108,32	8,76	1.117,08	4,54%
E.E. COTOPAXI	490,94	69,17	560,11	2,28%
E.E. QUITO	3.803,94	369,41	4.173,35	16,97%
E.E. REGIONAL NORTE	631,04	1,74	632,78	2,57%
E.E. REGIONAL SUR	606,75	1,21	607,96	2,47%
E.E. RIOBAMBA	348,88	52,10	400,98	1,63%
CNEL EP - BOLÍVAR	96,92	-	96,92	0,39%
CNEL EP - EL ORO	1.333,59	1,22	1.334,80	5,43%
CNEL EP - ESMERALDAS	615,55	2,19	617,74	2,51%
CNEL EP - GUAYAQUIL	5.199,47	382,43	5.581,90	22,70%
CNEL EP - GUAYAS LOS RÍOS	2.465,53	281,66	2.747,19	11,17%
CNEL EP - LOS RÍOS	495,52	12,54	508,07	2,07%
CNEL EP - MANABÍ	1.994,40	102,25	2.096,65	8,53%
CNEL EP - MILAGRO	949,25	47,25	996,50	4,05%
CNEL EP - STA. ELENA	782,49	49,26	831,75	3,38%
CNEL EP - STO. DOMINGO	704,52	13,75	718,27	2,92%
CNEL EP - SUCUMBÍOS	783,40	0,64	784,04	3,19%
TOTAL	23.176,01	1.414,50	24.590,51	100%

• HISTÓRICO DE LA DEMANDA TOTAL

La información histórica de la demanda de energía, permite apreciar una tendencia creciente concordante con la información antes presentada de la generación de energía. Sin embargo, para el 2020, se evidenció una disminución en la demanda nacional de energía eléctrica de aproximadamente del 2.3% respecto al 2019, producto de la pandemia por el COVID-19 y las medidas de cuarentena y aislamiento decretado el Gobierno Central.

Es necesario indicar que la demanda presentada en la figura 2.13 considera la demanda comercial y las exportaciones de electricidad.

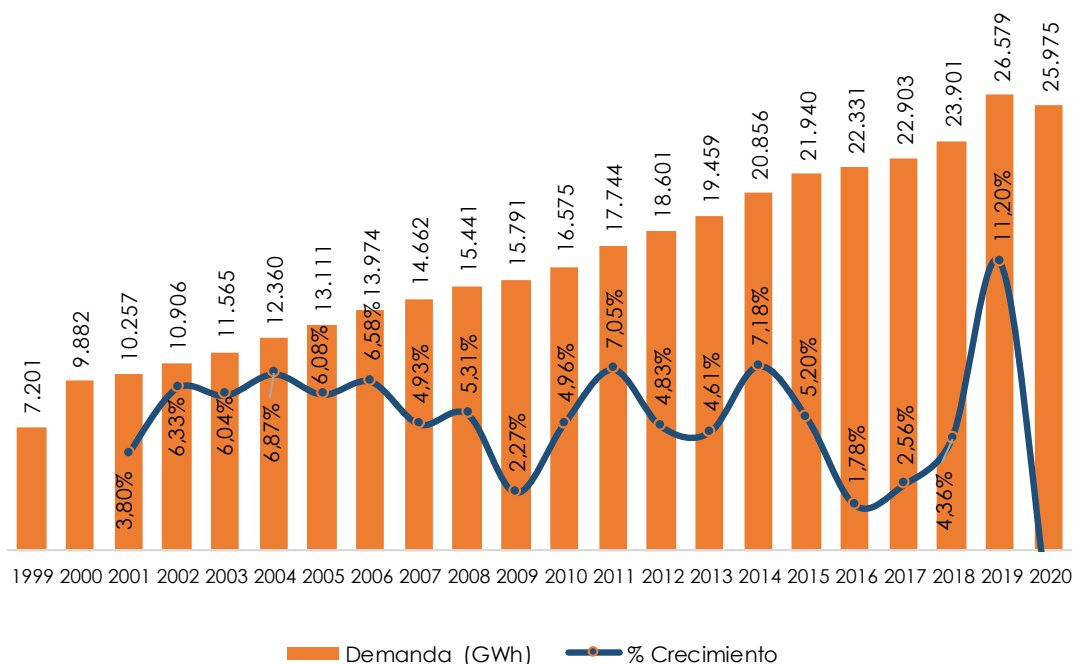


Figura 2.13 Comportamiento histórico de demanda total (GWh), 1999 – 2020

2.2.4. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Para el 2020, aproximadamente el 99,07% de la producción ha sido generada con las centrales de generación del país (26.729,16 GWh), mientras que únicamente el 0,93% (250,79 GWh) restante, ha sido cubierto por importaciones de electricidad.

Por otro lado, aproximadamente el 94,84% de la demanda comercial del sistema (26.635,69 GWh), ha sido para consumo del país, mientras que el 5,16% restante corresponde a las exportaciones de electricidad.

• TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON COLOMBIA

Durante el año 2020, los valores de importación corresponden a intercambios mínimos no previstos debido a la operación de la interconexión cerrada en modo sincrónico bajo el comando del control automático de generación, excepto en los meses de noviembre y diciembre, donde se activaron las importaciones de electricidad por las severas condiciones hidrológicas que atravesó el país.

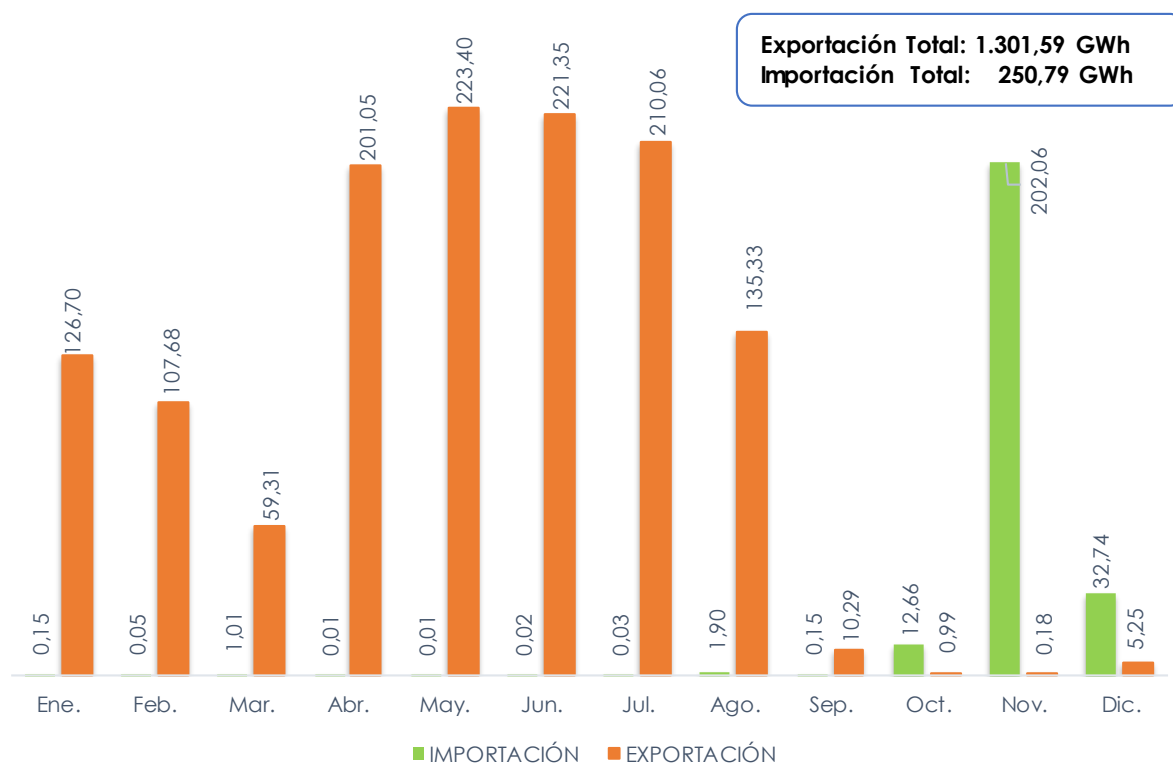


Figura 2.14 Transacciones Internacionales de Electricidad con Colombia (GWh), 2020

Respecto a las exportaciones de energía en los meses de mayo y junio de 2020, se presentaron los valores más altos debido a que el parque generador tenía condiciones hidrológicas que permitieron ofertar excedentes de energía a Colombia.

Es necesario mencionar que Ecuador y Colombia operan con los cuatro circuitos a 230 kV cerrados; es decir, los países están siempre interconectados; por lo tanto, permanentemente existen intercambios de energía, los cuales son denominados intercambios no previstos y son liquidados como una importación o exportación según corresponda.

• TRANSACCIONES INTERNACIONES DE ELECTRICIDAD CON PERÚ

Tanto las importaciones como las exportaciones de electricidad con Perú se efectúan de manera puntual en función de las necesidades de ambos países, dichas transacciones se realizan mediante la transferencia de carga de Ecuador a Perú para el caso de la importación; es decir, la carga transferida pasa a formar parte de la demanda de Perú. Para el caso de la exportación de energía, se transfiere carga desde Perú hacia Ecuador convirtiéndose así en una demanda adicional para nuestro país.

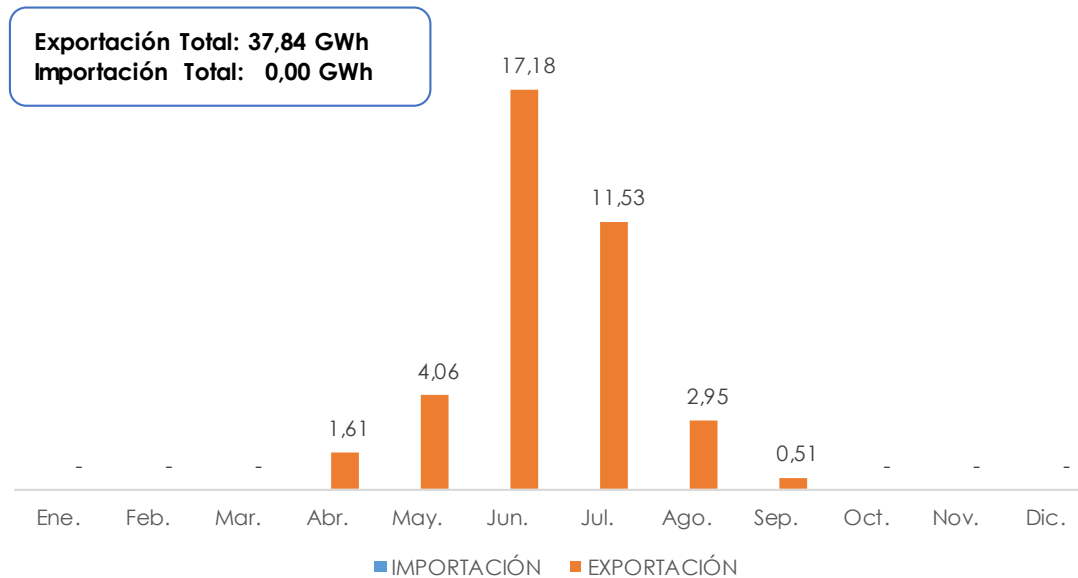


Figura 2.15 Transacciones Internacionales de Electricidad con Perú (GWh), 2020

Para el 2020 no existieron importaciones de electricidad, gracias a las condiciones hidrológicas del país presentadas en la mayor parte del año; únicamente se dieron exportaciones debido a contingencias puntuales presentadas en el sistema eléctrico peruano, lo cual permitió que se viabilicen las transacciones con el vecino país.

• HISTÓRICO DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON COLOMBIA

En de marzo del 2003 se inician las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE con Colombia sobre la base del Acuerdo Comercial y Operativo suscritos entre Administradores de Mercado.

Tabla 2.5 Variación de las TIE con Colombia

TIE COLOMBIA (GWh)	2003-2015	2016-2020	Variación (%)
Importación	12.910,05	425,13	↓ -97%
Exportación	361,20	3.872,06	↑ 972%

Históricamente, las Transacciones Internacionales de Electricidad de Ecuador con el vecino país Colombia muestran una tendencia característica netamente importadora de energía eléctrica, presentándose exportaciones de electricidad eventuales. En el 2016, con el ingreso de importantes centrales hidroeléctricas tales como: Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Sopladora (487 MW), Manduriacu (60 MW), entre otras, se evidencia

un cambio en la característica de Ecuador frente a las importaciones de electricidad, iniciando así una etapa que hasta el año 2020 muestra que el país ya no es netamente importador, sino que la balanza comercial se equilibra, empezando así una interacción más dinámica de importaciones y exportaciones de electricidad, al punto que en los últimos cinco años se observa que las importaciones han disminuido en un 97% comparado con las importaciones en el período 2003-2015. Por otro lado, las exportaciones se han incrementado en un 972% para el mismo periodo de análisis.

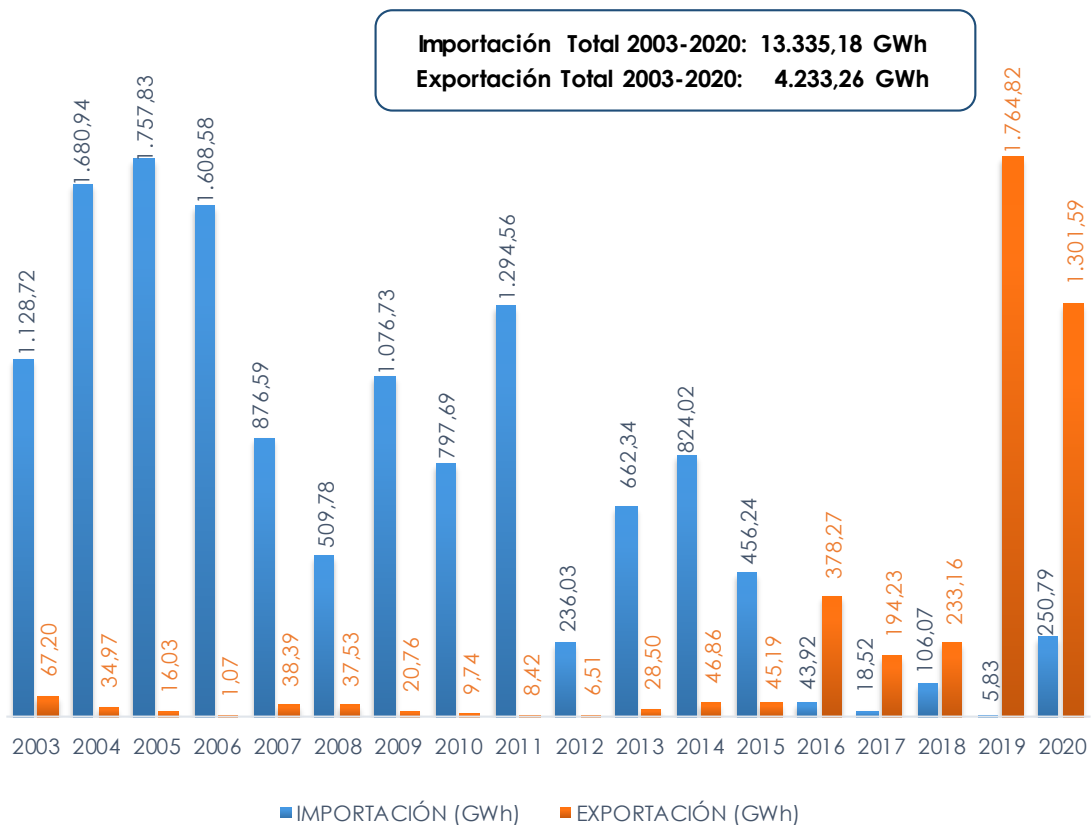


Figura 2.16 Histórico TIE Colombia (GWh), 2003 – 2020

• HISTÓRICO DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON PERÚ

En los últimos 3 años, Ecuador ha exportado a Perú el 70,3% del total histórico de exportaciones para el periodo comprendido entre los años 2005 a 2020.

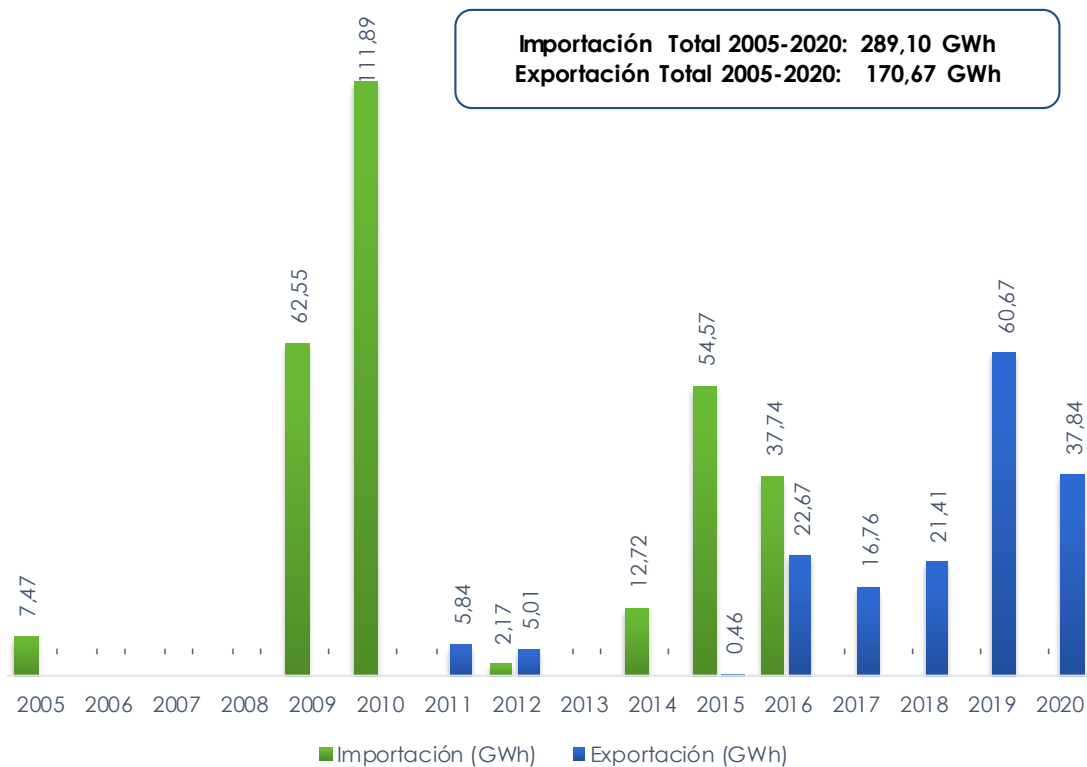


Figura 2.17 Histórico TIE Perú (GWh), 2005 – 2020

2.3. TRANSACCIONES EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.3.1. TRANSACCIONES COMERCIALES

- **TRANSACCIONES COMERCIALES DE LOS PRODUCTORES**

Desde el lado de la producción, durante el 2020 se han liquidado un total de 751,90 millones de dólares, siendo en efecto la liquidación en contratos regulados la que presenta el mayor porcentaje con el 67.12%. Ver detalle en el Anexo 2.5.

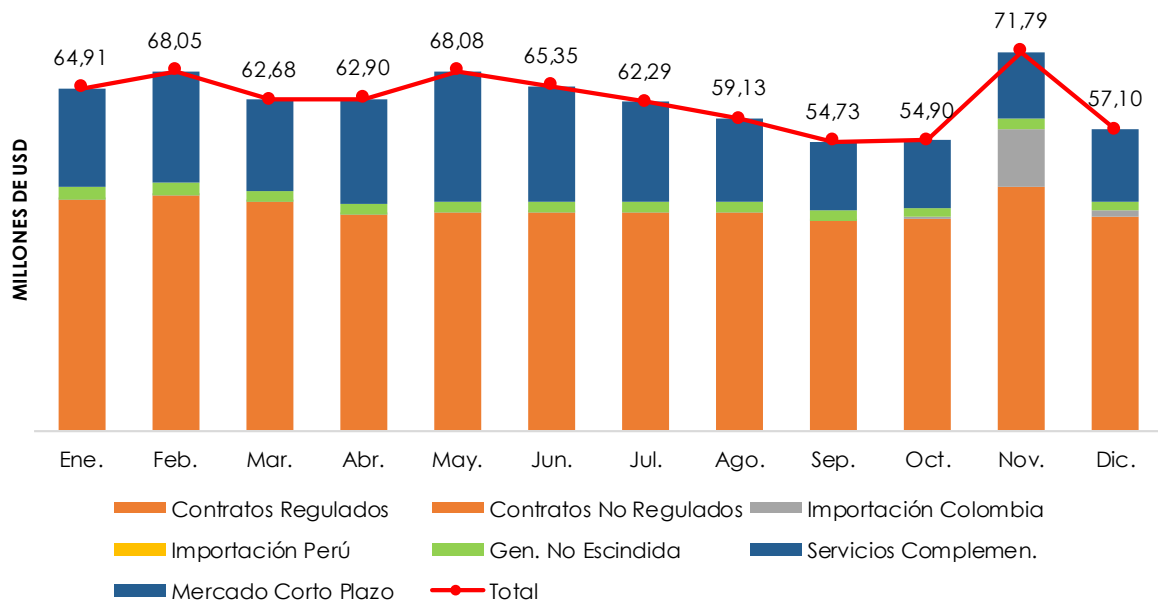


Figura 2.18 Transacciones comerciales de los productores en millones de dólares, 2020

• TRANSACCIONES COMERCIALES DE LA DEMANDA

Visto desde la demanda, consistentemente con la producción, la liquidación por contratos regulados representa el 58,38% de los valores totales, seguido de servicios complementarios, tarifa fija de transmisión y generación no escindida. Ver detalle en el Anexo 2.6.

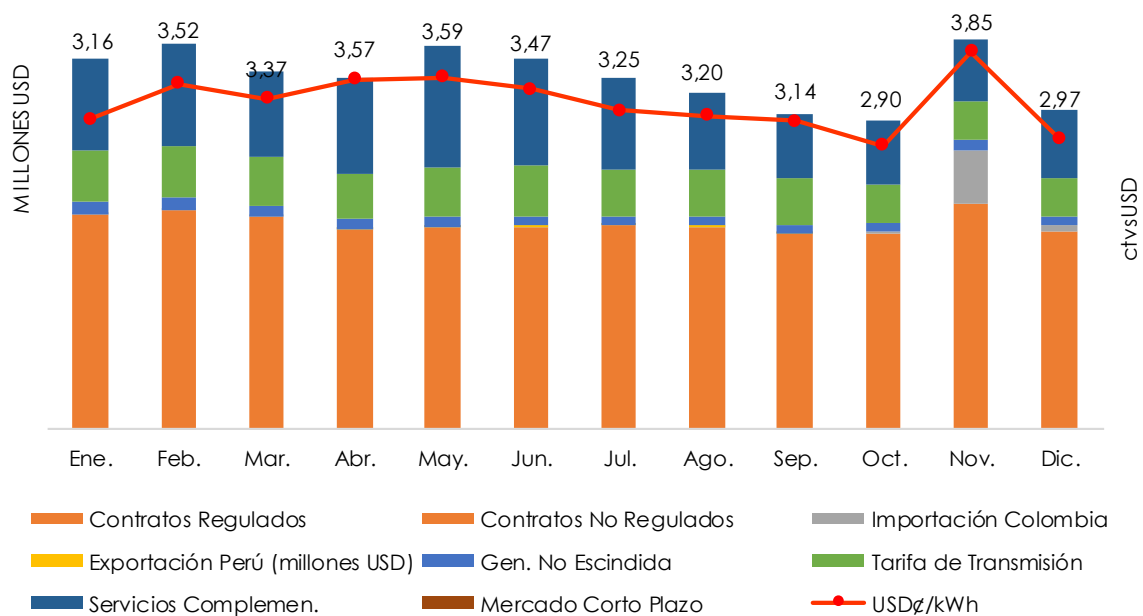


Figura 2.19 Transacciones comerciales de la demanda en millones de dólares, 2020

• SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

La liquidación de servicios complementarios comprende la energía vendida en el mercado ocasional (déficit de excedentes, consumo de auxiliares), generación no convencional, IVA de combustibles, regulación primaria de frecuencia (RPF) y cierre de mercado. Durante el año 2020, se liquidaron 209.74 millones de dólares por este concepto.

• TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

El transporte de la energía eléctrica a través del Sistema Nacional Interconectado se reconoce a CELEC EP, mediante el pago de una tarifa de transmisión por la demanda máxima no coincidente del sistema, cuyo valor en el 2020 asciende a 112,59 millones de dólares.

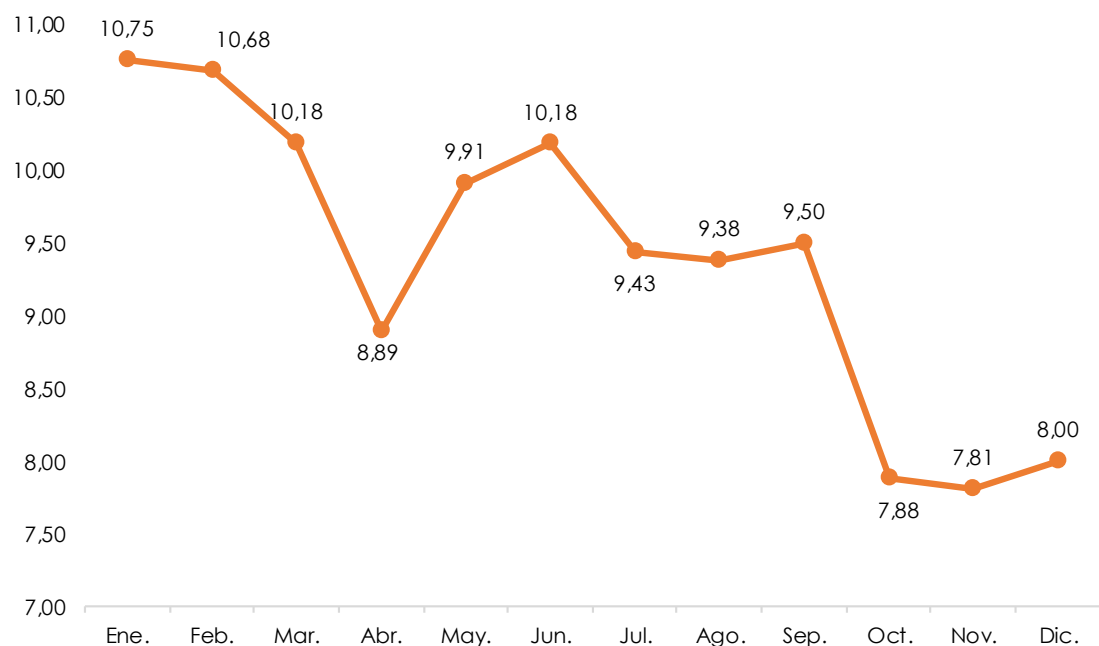


Figura 2.20 Liquidación por transporte de energía en millones de dólares, 2020

• TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON COLOMBIA

Conforme el desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad con Colombia, al cierre del 2020 se tiene que los ingresos por exportación fueron de 55.20 millones de dólares, mismos que fueron entregados a los participantes del sector eléctrico de conformidad con la normativa vigente. Las transacciones por importación ascienden a 12.67 millones de dólares que se pagaron a Colombia por la compra de energía requerida para abastecer la demanda nacional, de acuerdo a la Figura 2.21.

Producto del mecanismo de liquidación de las TIE con Colombia, establecidos en la REGULACION No. CONELEC - 004/10 "Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad en el período de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina" y sus modificaciones y resoluciones, se originan las denominadas Rentas de Congestión, que son valores que se originan por la diferencia en precios entre el precio de oferta de

la energía del mercado exportador (precio de oferta) y el precio que está dispuesto a pagar por la energía el mercado importador (precio de corto plazo).

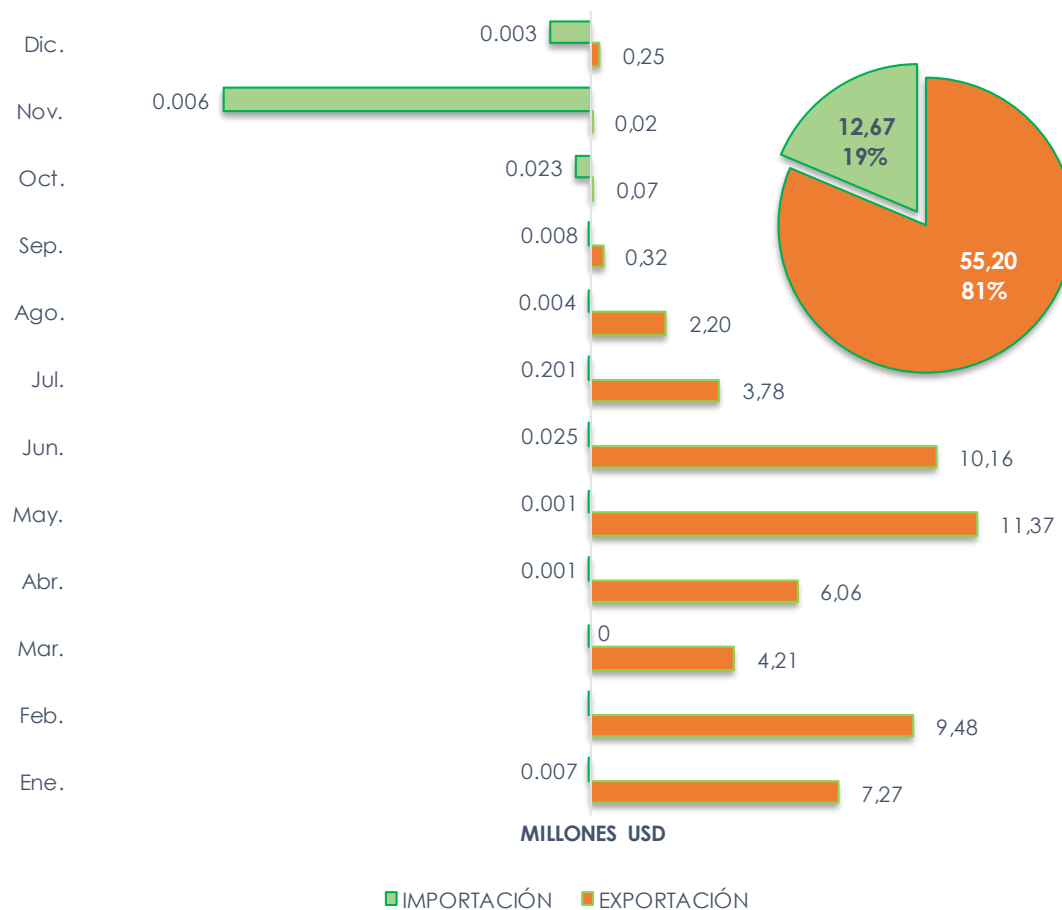


Figura 2.21 TIE Colombia en millones de dólares, 2020

• HISTÓRICO DE TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON COLOMBIA

Tal como se había mencionado, históricamente Ecuador ha sido un país importador de energía eléctrica, lo cual ha dado como resultado que desde el inicio de las transacciones internacionales de electricidad con Colombia en el año 2003 hasta el 2020 se haya pagado al vecino país un total de 1.121,11 millones de dólares.

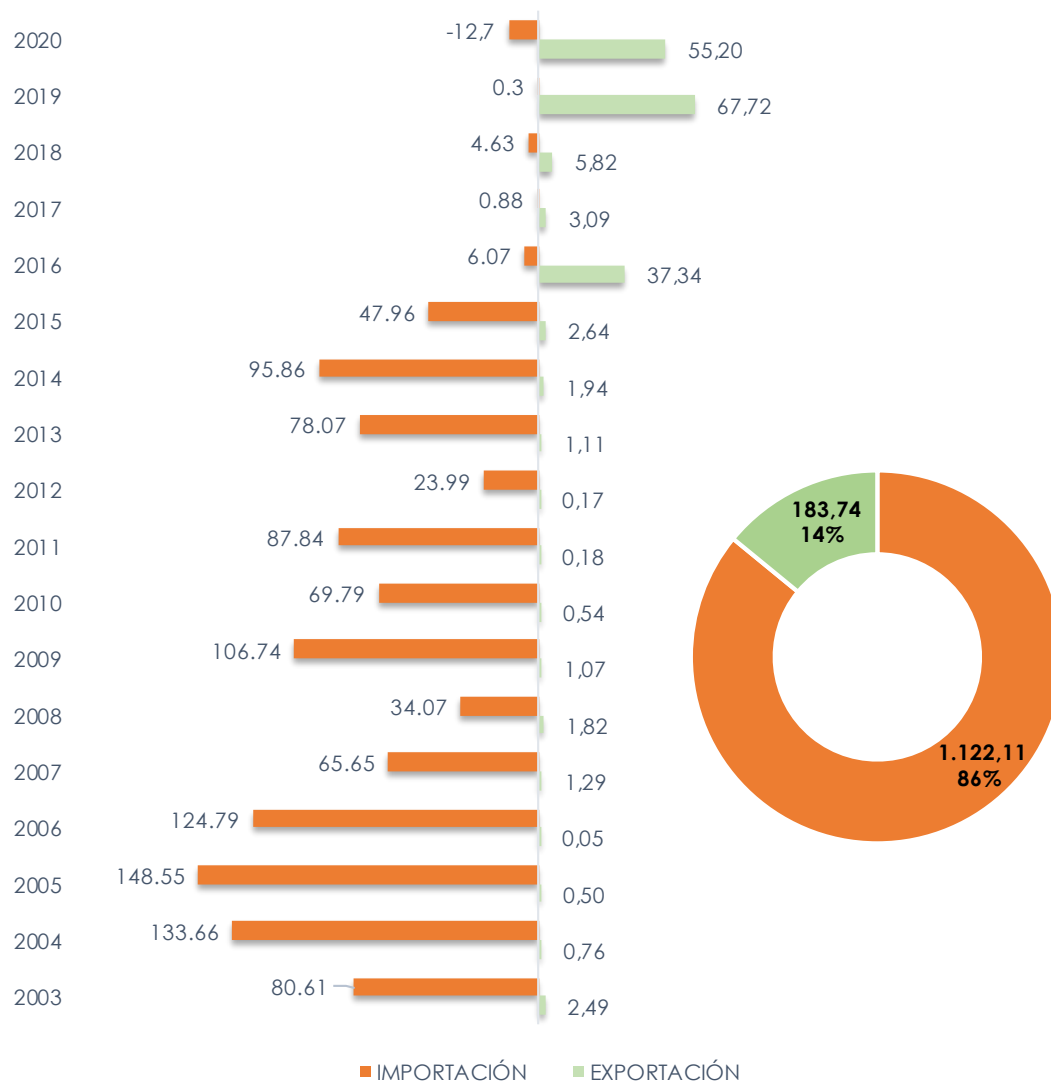


Figura 2.22 TIE Colombia en millones de dólares, 2003 - 2020

Producto de las exportaciones, Ecuador ha recibido en el mismo período, un valor total de 183,74 millones de dólares de los cuales el 71,75% corresponden a las exportaciones realizadas en los últimos cuatro años.

• TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON PERÚ

Los valores recibidos por concepto de exportación de energía eléctrica a Perú, en el 2020 ascienden a 0,27 millones de dólares. En este año, no se han presentado importaciones desde ese país.

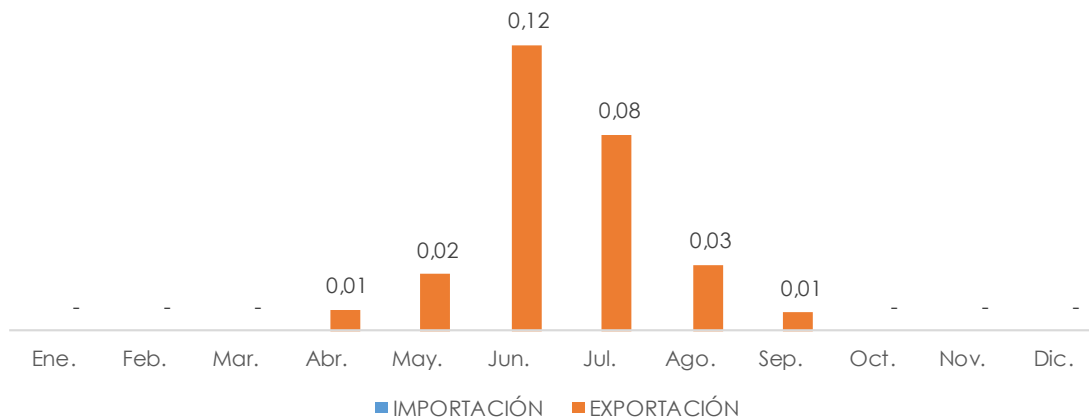


Figura 2.23 TIE Perú en millones de dólares, 2020

• HISTÓRICO DE TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD CON PERÚ

Por efecto de las transacciones internacionales con Perú se han liquidado un total de 53,27 millones de dólares por importación y 7,51 millones de dólares por exportación.

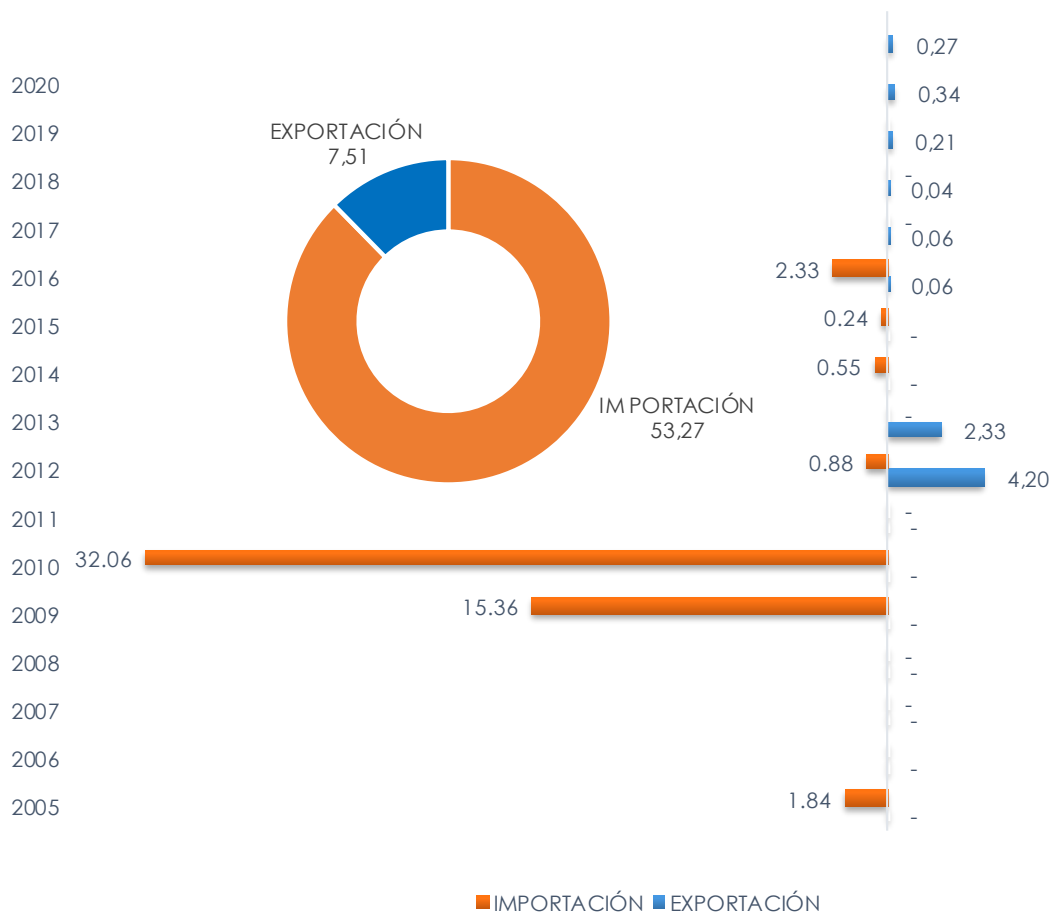


Figura 2.24 TIE Perú en millones de dólares, 2003 - 2020

• BALANCE COMERCIAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

Como se evidencia en la figura 2.25 el cierre del balance comercial del 2020 asciende a 864.49 millones de dólares, correspondiendo el mayor valor a la liquidación de contratos regulados.



Figura 2.25 Balance Comercial en millones de dólares, 2020

• SINGULARIZACIÓN DE RUBROS

Como resultado de la liquidación económica de las transacciones comerciales efectuadas en el sector eléctrico en el ámbito mayorista, se establecen los valores a cobrar y pagar por parte de los participantes del sector.

Para el 2020 la liquidación económica fue de 864.49 millones de dólares, siendo los generadores en su mayoría los acreedores y los distribuidores los mayores deudores.

Tabla 2.6 Singularización de rubros en millones de dólares, 2020

ACREEDORES / DEUDORES	DEUDORES						TOTAL (USD)
	AUTO-GENERADORES	EXPORTACIÓN COLOMBIA	DISTRIBUIDORES	EXPORTACIÓN PERÚ	GRANDES CONSUMIDORES	GENERADORES	
AUTO-GENERADORES	0,25	-	38,50	-	0,00	0,00	38,74

ACREEDORES / DEUDORES	DEUDORES						TOTAL (USD)
	AUTO-GENERADORES	EXPORTACIÓN COLOMBIA	DISTRIBUIDORES	EXPORTACIÓN PERÚ	GRANDES CONSUMIDORES	GENERADORES	
IMPORTACIÓN COLOMBIA	-	-	12,67	-	-	-	12,67
DISTRIBUIDORES	7,88	7,60	-	0,18	0,49	0,21	16,37
GENERADORES	1,10	43,21	639,69	0,01	0,02	0,09	684,12
TRANSMISOR	7,68	4,40	100,19	0,08	0,25	-	112,59
TOTAL	16,91	55,20	791,05	0,27	0,76	0,30	864,49

La singularización de rubros (acreedor – deudor) de las transacciones económicas corresponden a:

- Generadores/Autogeneradores – Generadores/Autogeneradores: Por déficit de generación de los autoproductores para abastecer la demanda de sus consumos propios, regulación primaria de frecuencia y consumo de auxiliares.
- Generadores/Autogeneradores – Distribuidores: Por venta de energía para abastecer la demanda de los distribuidores, así como el pago de servicios complementarios.
- Distribuidores - Generadores/Autogeneradores: Por rubros del mercado de corto plazo para cierre del mercado.
- Generadores/Autogeneradores – Exportación Colombia/Perú: Por exportación de energía eléctrica.
- Autogeneradores/Generadores – Grandes Consumidores: Por los acuerdos bilaterales suscritos y/o desvío de reactivos.
- Importación Colombia/Perú – Distribuidores: corresponde a las acreencias por importación de energía desde Colombia que deben cancelar los distribuidores para cubrir la demanda regulada.
- Distribuidores/Generadores – Exportaciones: Por distribución de valores correspondientes a las exportaciones
- Distribuidores – Grandes Consumidores: Por transacciones en el mercado de corto plazo debido al déficit de generación del generador/autogenerador que abastece al gran consumidor.
- Transmisor – Deudores: Corresponde al valor que debe cobrar el transmisor por concepto de peaje de transmisión de energía.

El total de acreencias por rubros ascienden a 864.49 millones de dólares, de los cuales el 58,38% corresponden a contratos regulados. Cabe mencionar que la liquidación de los contratos no regulados (contrato bilateral) no son liquidados por CENACE.

Los rubros liquidados en el mercado eléctrico corresponden a:

- Asignación exportación: Resultado de las rentas de congestión debido a la exportación de electricidad.
- Costo Fijo, Costo por Potencia, Costo Variable Adicional y Costo variable de Contratos Regulados: Corresponde a los valores establecidos en los contratos regulados.
- Costo Fijo y Costo Variable de Generación No Escindida: Corresponde a los valores liquidados para la generación no escindida de forma similar a un contrato regulado.
- Generación No Convencional: Corresponde a la liquidación de la generación no convencional eólica, solar e hidroeléctricas calificadas como tal.
- IVA de Combustible: Corresponde a los valores económicos de impuestos y tasas de los volúmenes de combustibles (bunker, diésel y nafta).
- Mercado Ocasional: Corresponde a la liquidación de las transacciones de potencia y energía, no incorporadas en contratos regulados.
- Regulación Primaria de Frecuencia: Corresponde a la liquidación debido al incumplimiento de las centrales para cumplir con la regulación primaria de frecuencia.
- Tarifa Fija de Transmisión: Corresponde a la liquidación del cargo fijo que se debe pagar al Transmisor por uso de redes de transmisión.
- Transacciones Internacionales de Electricidad: Corresponde a la liquidación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo TIE.

Las acreencias por tipo de transacción comercial y por rubro corresponden a lo especificado en los Anexos 2.7.

• HISTÓRICO TRANSACCIONES COMERCIALES

Al igual que se había mencionado respecto a las transacciones de energía eléctrica, los valores monetarios tienen la misma tendencia; es decir, se evidencia el cambio en las transacciones del mercado eléctrico a partir del 2008 con la emisión del Mandato Constituyente No.15, de acuerdo al Figura 2.26.

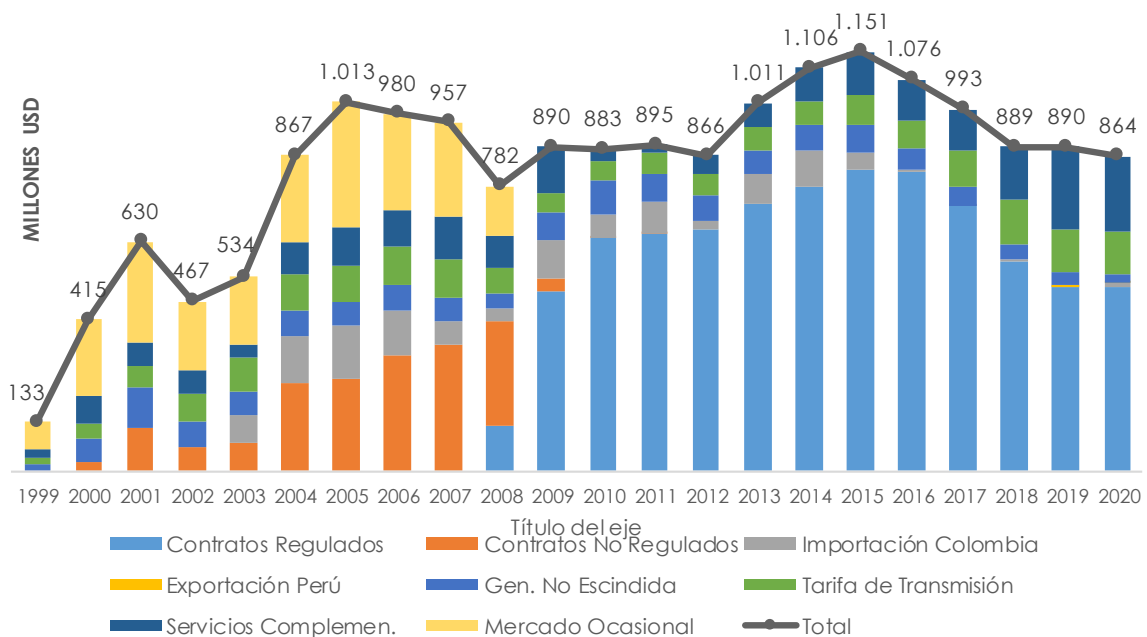


Figura 2.26 Acreencias por rubro en millones de dólares, 2020

2.3.2. COSTOS Y PRECIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

• COSTO HORARIO DE ENERGÍA

El costo horario promedio del 2020 es de 1.09 cUSD/kWh. En noviembre se registró el máximo valor del costo horario promedio de energía, durante 7 meses el costo horario fue igual a 0.25 cUSD/kWh, debido a las condiciones hidrológicas donde se encuentran ubicadas las centrales hidroeléctricas.

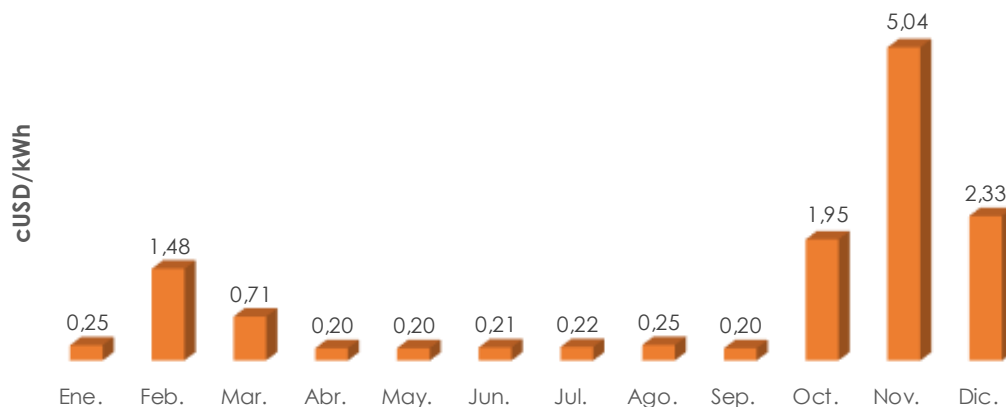


Figura 2.27 Costo horario de energía promedio mensual (cUSD/kWh), 2020

• PRECIOS MEDIOS

○ Por transacciones internacionales de electricidad con Colombia

El precio medio de importación en el 2020 fue de 5,05 cUSD/kWh, mientras que el precio medio de la exportación fue de 4,24 cUSD/kWh.

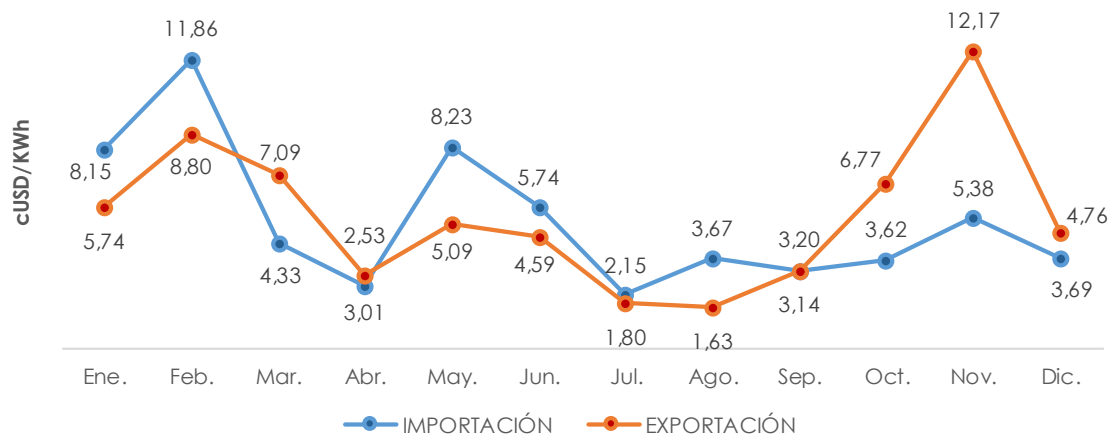


Figura 2.28 Precios medios TIE Colombia (cUSD/kWh), 2020

○ Por transacciones internacionales de electricidad con Perú

El valor más alto que se registra es en septiembre 2020, mes en el cual el precio medio de exportación corresponde a 1,48 cUSD/kWh.



Figura 2.29 Precios medios de exportación Perú (cUSD/kWh), 2020

• HISTÓRICO DE PRECIOS MEDIOS

○ De compra de energía en el ámbito mayorista

El precio medio de compra de energía incluyendo los costos de generación y transmisión para el 2020 fue de 3,33 cUSD/kWh, siendo el valor más bajo registrado en los últimos diez años.

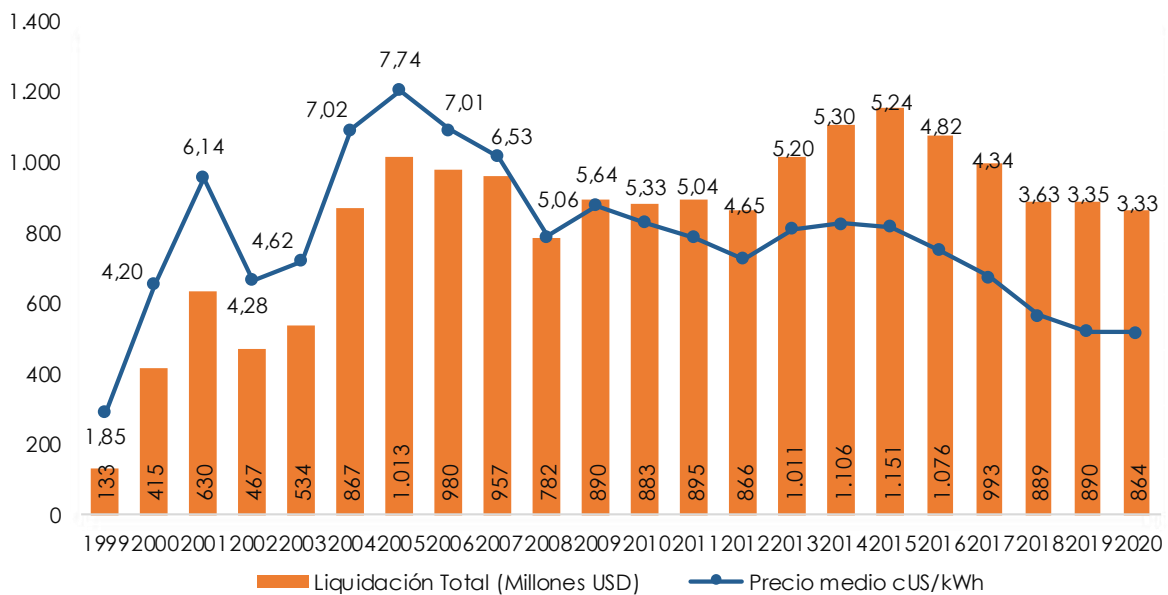


Figura 2.30 Histórico precios medios de compra de energía en el ámbito mayorista, 1999 - 2020

○ De las transacciones Internacionales de Electricidad

En el 2016 se registraron los precios medios más altos de la historia de las importaciones y exportaciones de electricidad con Colombia. El precio medio de importación para el periodo 2003-2020 fue de 8.41 cUSD/kWh y para exportación fue de 4.34 cUSD/kWh.

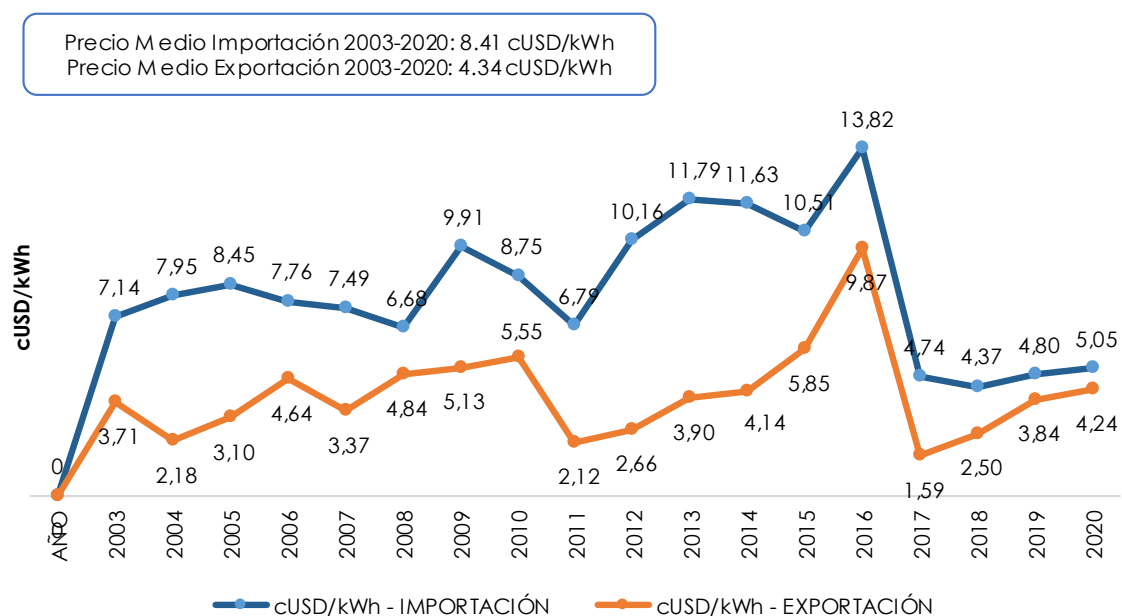


Figura 2.31 Precios medios TIE Colombia 2003 - 2020

En la Figura 2.32, se registran transacciones realizadas en los últimos cinco años con Perú, principalmente de exportaciones de electricidad.

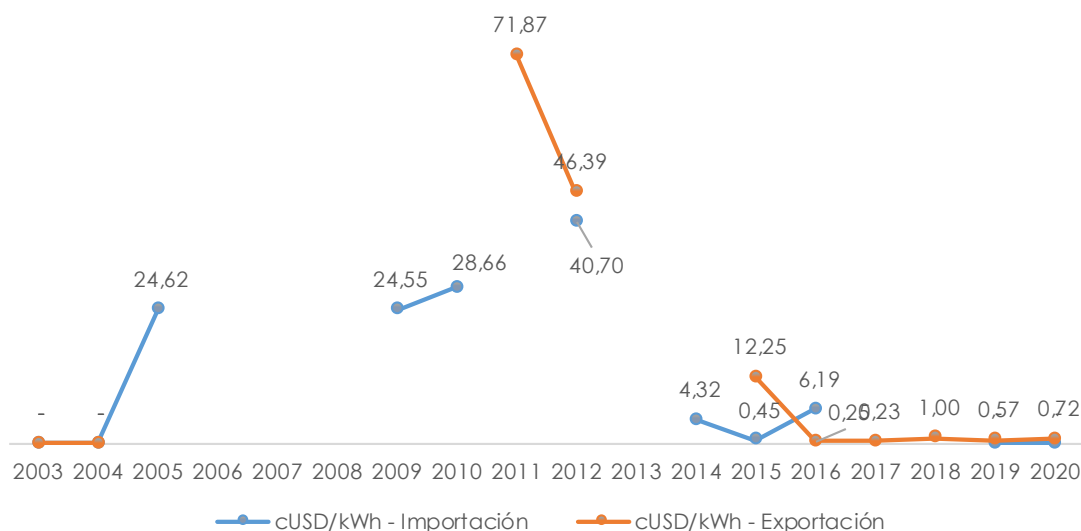


Figura 2.32 Precios medios TIE Perú 2003 - 2020

2.4. TRANSACCIONES FINANCIERAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

2.4.1. ESQUEMA DE PRELACIONES

Entre las atribuciones y responsabilidades de CENACE está el informar a las autoridades competentes los montos económicos resultantes de la aplicación del esquema de prelación o asignaciones para el pago de las acreencias resultantes de la liquidación comercial del sector eléctrico a nivel mayorista.

El esquema de prelación de pago de los recursos del sector eléctrico se ha aplicado en las empresas eléctricas desde el 2009 con el propósito de asegurar un flujo de recursos que permita financiar la operación de todas las empresas eléctricas y del sistema eléctrico en su conjunto.

El 16 de diciembre del 2013, a través de Oficio Nro. MEER-DM-2013-0517-OF, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, informa sobre el nuevo orden de prelación de pagos para el sector eléctrico, mismo que se aplica desde la facturación de noviembre de 2013. Es así que una vez concluido el proceso de liquidación mensual, CENACE comunica a las empresas de distribución el orden de prelación de pago de los recursos económicos recaudados por éstas. En el Anexo 2.8 se muestra el esquema de prelación vigente con una breve descripción y la metodología de cálculo.

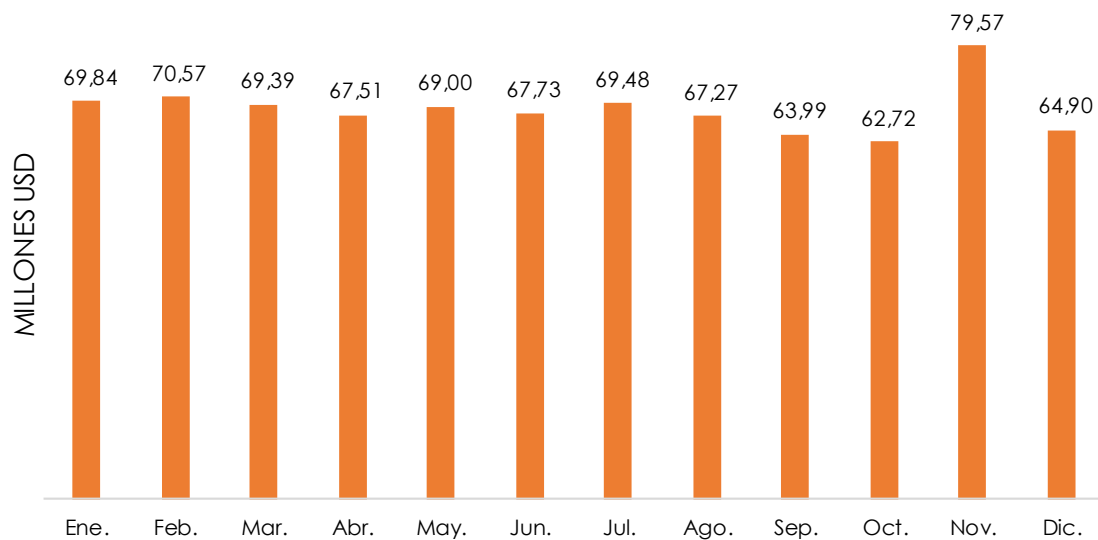


Figura 2.33 Valor total facturado por prelações en millones de dólares, 2020

En la Figura 2.33 se puede visualizar un incremento en la liquidación para noviembre de 2020 y por consiguiente los valores por prelações. El esquema de prelações contempla únicamente las obligaciones que deben cancelar las empresas de distribución por compra de energía por lo tanto si se hace una comparación con la singularización de rubros, existe diferencia ya que no se considera la regulación primaria de frecuencia ni la asignación de las exportaciones.

El valor económico mensual correspondiente a los prestadores del servicio, evoluciona conforme el costo de la energía producida para cubrir la demanda del país.

En el año 2020 el valor liquidado por orden de prelación asciende a 821,96 millones de dólares, siendo la de mayor valor la prelación 2D relacionada con los costos de administración, operación y mantenimiento de generación estatal con un valor de 380,32 millones de dólares que corresponden al 46.3% de participación.

2.4.2. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Como se ha mencionado, el Acuerdo Comercial suscrito entre Administradores de Mercado de Ecuador y Colombia (CENACE y XM) fija los términos y condiciones para la liquidación coordinada de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) de corto plazo, mismo que abarca entre otros aspectos como liquidación, garantías de pago, intercambios de información y auditorías.

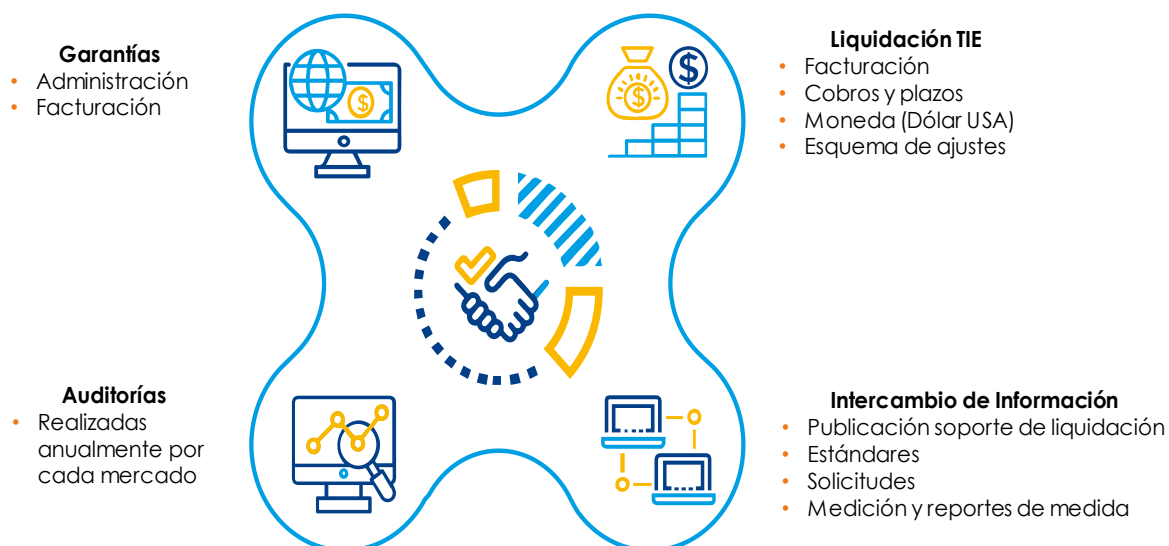


Figura 2.34 Aspectos acuerdo comercial con Colombia

Uno de los aspectos fundamentales desde el punto de vista financiero, son las garantías de pago semanal fijadas como parte del Acuerdo Comercial. El pago y recaudación de estos valores son realizados por CENACE como administrador del mercado ecuatoriano.

Sobre la base del marco legal y regulatorio, el esquema de garantías TIE establece que semanalmente el CENACE estima los valores que por garantías se deben cubrir para la importación de energía de la semana siguiente de operación. Este valor es determinado de común acuerdo entre los Administradores del Mercado. El valor así determinado es depositado por las empresas de distribución en la cuenta bancaria que el CENACE mantiene para la gestión de los recursos de las TIE, posteriormente los recursos son transferidos a XM, a fin de garantizar la importación de la energía estimada.

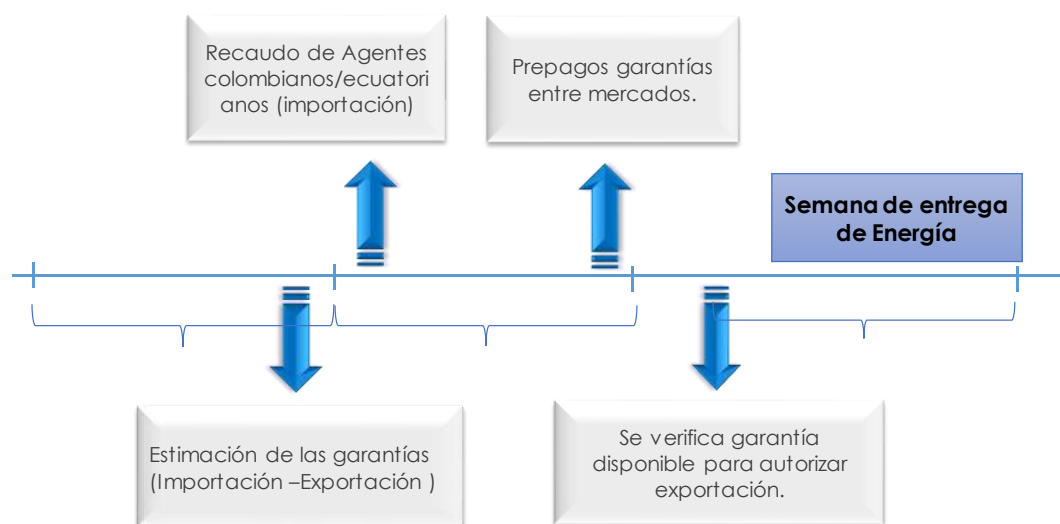


Figura 2.35 Esquema de garantías de las TIE

En apego a lo establecido en el Acuerdo Comercial, el CENACE mantiene una cuenta en el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria de Nueva York destinada a la gestión de los recursos para las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Colombia; así también, mantiene una cuenta en el Banco del Pacífico para efecto de recaudación de los recursos TIE proveniente de las empresas de distribución. Las cuentas en cuestión son de uso específico de los recursos de la TIE con Colombia.

Para el 2020, se ha registrado un flujo de efectivo de 383,16 millones de dólares, mismos que corresponden 182,23 millones de dólares a ingresos y 200,93 millones de dólares a egresos. El saldo mensual en cuentas TIE con corte al 31 de diciembre de 2020 ascendió a 5,91 millones de dólares.

Tabla 2.7 Pago mercado ocasional, conciliación de saldos TIE y fondo de contingencia

MES	INGRESOS (USDMM)	EGRESOS (USDMM)	MOVIMIENTOS (USDMM)	SALDO (USDMM)
Ene.	24,51	19,92	44,43	29,20
Feb.	10,79	8,63	19,42	31,36
Mar.	25,58	37,97	63,55	18,98
Abr.	8,41	10,36	18,77	17,02
May.	22,12	12,10	34,22	27,04
Jun.	27,52	24,89	52,40	29,67
Jul.	13,38	32,76	46,14	10,29
Ago.	8,75	7,36	16,11	11,69
Sep.	4,06	10,65	14,70	5,10
Oct.	5,95	3,82	9,78	7,23
Nov.	19,05	22,13	41,17	4,16
Dic.	12,11	10,36	22,47	5,91
TOTAL	182,23	200,93	383,16	

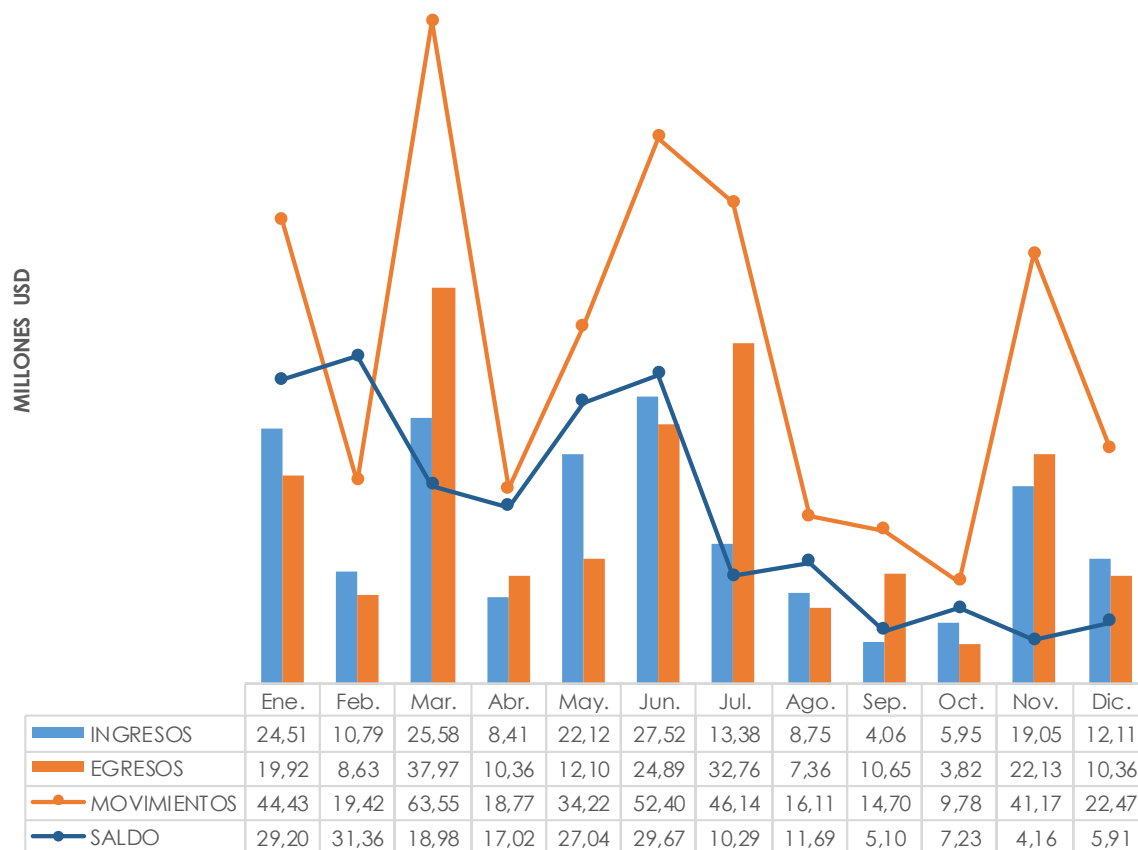


Figura 2.36 Movimientos recursos TIE

Como resultado de la liquidación mensual de las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE, los valores depositados por las empresas participantes por concepto de garantías semanales difieren de los valores finalmente liquidados por los Administradores de Mercado de Ecuador y Colombia, puesto que las garantías se determinan en base a estimaciones tanto de energía como de precio. Esta particularidad deriva en saldos por cobrar y/o pagar entre el CENACE y las empresas que depositan las garantías de pago de las TIE, los cuales deben ser determinados y conciliados con las Empresas de Distribución.

3. GESTIÓN INSTITUCIONAL

3.1. INCREMENTAR LA OFERTA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

ANÁLISIS Y COORDINACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS CENTRALES Y CARGAS ESPECIALES AL S.N.I.

Antecedentes: Durante 2020, el CENACE coordinó con los actores del sector eléctrico el cumplimiento de requisitos previo al ingreso de nuevas unidades de generación al Sistema Nacional Interconectado.

Beneficios: En la fase de incorporación de las nuevas instalaciones al S.N.I., se desarrollaron análisis eléctricos y energéticos con el fin de asegurar la continuidad en el abastecimiento de energía eléctrica al usuario final, de manera segura y confiable. Finalmente, esta información fue integrada a los procesos operativos del CENACE.

Resultados: La creciente oferta de energía competitiva y ambientalmente sustentable mediante la entrada de recursos de generación con fuentes renovables (Tabla 3.1), ha permitido reducir la producción térmica, de forma consecuente las emisiones de CO₂; así como, mejorar las condiciones de calidad y disminuir los costos de producción en beneficio del consumidor.

Tabla 3.1 Entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas en 2020

NOMBRE	CAPACIDAD (MW)	FECHA
C. H. Perlabí	2,78	07 de febrero
C. H. San José de Minas	5,95	27 de junio
C. H. Due - U3	14,59	26 de octubre

REVISIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DE LOS ESTUDIOS Y DISEÑOS DEFINITIVOS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO SANTIAGO

Antecedentes: CENACE conjuntamente con las delegaciones de la Consultora LOMBARDI, CELEC EP y MERNNR, participó en la revisión de la actualización de los estudios y diseños definitivos del Proyecto Hidroeléctrico Santiago para su construcción por etapas, manteniendo la calidad y el detalle de los diseños definitivos existentes realizados por la Comisión Federal de Electricidad de México CFE, de tal forma que permita al gobierno ecuatoriano licitar la construcción de las obras civiles, y los equipamientos hidromecánicos y electromecánicos del proyecto hidroeléctrico Santiago por etapas.

Beneficios: Dicha revisión se planteó realizarla en dos fases, donde en el año 2020 se abordó la fase 1 "Estudio de prefactibilidad para la construcción en etapas y la optimización del tamaño de unidades" mediante reuniones quincenales o mensuales desarrolladas a través de teleconferencia.

Resultados: Los avances efectuados en la revisión de la primera fase, contemplan lo siguiente: análisis del Plan Maestro de Electrificación y políticas del sector eléctrico ecuatoriano, potencia de las unidades, avance del estudio hidroenergético, avance del análisis de costo del proyecto y propuestas de esquema general de las obras de generación, entre otras.

3.2. INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

ANÁLISIS Y COORDINACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN AL S.N.I.

Antecedentes: CENACE efectuó el análisis de seguridad y confiabilidad para la incorporación de las nuevas obras de transmisión al Sistema Nacional Interconectado y a sus procesos mediante la coordinación con los actores del sector eléctrico. A continuación, se detallan las instalaciones incorporadas más relevantes:

Tabla 3.2 Incorporación de las nuevas obras al S.N.I.: líneas de transmisión

LÍNEA	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	OBSERVACIONES
L/T La Concordia - Pedernales	138 kV	-
L/T San Gregorio - San Juan de Manta	230 kV	En vacío por la demora en la toma de carga de CNEL EP Manabí.

Tabla 3.3 Incorporación de las nuevas obras al S.N.I.: subestaciones

SUBESTACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (kV)	OBSERVACIONES
S/E La Concordia	138 kV	Seccionamiento de L/Quinindé - Santo Domingo 138 kV
S/E Nueva Prosperina	230/69 kV	Normalización de topología de transmisión en zona de Guayaquil
S/E Pedernales	138/69 kV	Toma de carga de CNEL EP Santo Domingo por posición Pedernales
S/E Nueva Babahoyo	138/69 kV	Toma de carga de CNELEP Los Ríos por posición CNEL 3
S/E San Juan De Manta	230/69 kV	En vacío por demora en la toma de carga de CNEL Manabí
S/E Durán	230/69 kV	Toma de carga de posiciones CNEL 4 y CNEL 5
S/E Cuenca	138/69 kV	Puesta en servicio del autotransformador ATR con la capacidad restringida a 100 MVA, y salida de servicio del autotransformador ATQ por mantenimiento mayor, en la S/E Cuenca

Beneficios: La energización y puesta en servicio de los nuevos proyectos se efectúa conforme el plan de expansión de transmisión. El control normativo y técnico realizado en este proceso, se orienta en determinar las mejores condiciones para el suministro de energía eléctrica; y de este modo, minimizar eventuales efectos negativos en el sistema eléctrico ecuatoriano mediante la implementación de acciones de mitigación.

3.3. INCREMENTAR LA CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

CÓDIGO DE RED PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Antecedentes: Con la finalidad de asegurar la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, se considera necesario contar con un código de red que responda de manera apropiada a los cambios suscitados por el ingreso de nuevas instalaciones de generación, especificando los protocolos operativos y requisitos, tanto administrativos como legales, que facultan la interconexión al S.N.I.

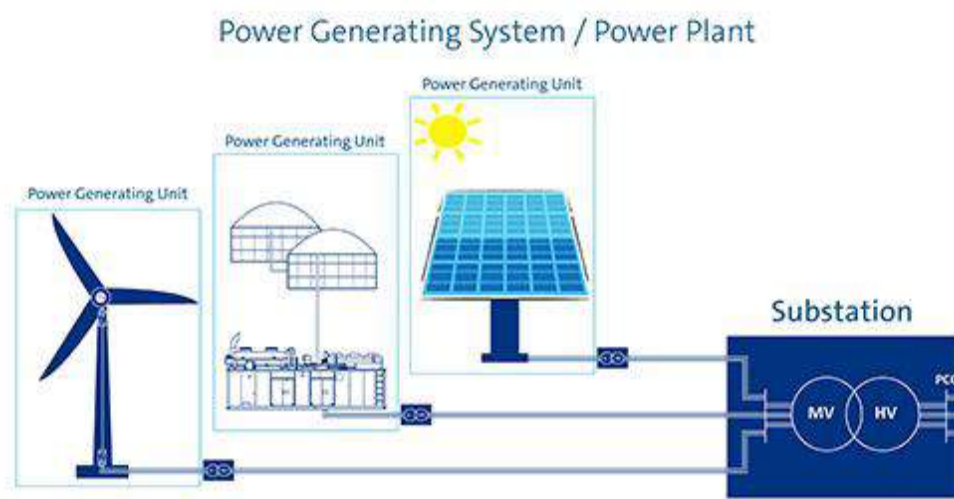


Figura 3.1: Nueva generación que se integra al sistema eléctrico

CENACE, mediante el auspicio de la Agencia Francesa de Desarrollo “AFD”, desde el 2018 se encuentra liderando la ejecución de una asesoría internacional, llevada a cabo por la empresa francesa RTE International, que tiene como ambicioso propósito estructurar las bases de un documento integral que contemple reglas claras, tanto para la conexión como para la operación de nuevas instalaciones en el Sistema Nacional Interconectado, al cual se le denomina Código de Red para Conexión y Operación. El propósito de este código de red es, por una parte, complementar la normativa técnica existente respecto de respuesta en estado estacionario y, por otra, definir, por primera vez en la historia del sector eléctrico ecuatoriano, requisitos necesarios para la conexión y operación de instalaciones bajo consideraciones dinámicas.

Beneficios: El trabajo realizado permitirá mejorar la planificación de la expansión y la operación técnica del Sistema Nacional Interconectado, lo que colateralmente permitirá mejorar la operación de las interconexiones internacionales y así viabilizar una integración regional ágil y técnica, con reglas claras y transparentes.

Resultados: Desde noviembre del 2019 hasta la presente fecha, CENACE y RTE-I han trabajado intensamente en el desarrollo de los códigos de operación y conexión, a través de múltiples sesiones de trabajo e intercambio de información por medios digitales. Como parte del trabajo realizado, entre el 20 y el 30 de julio de 2020 se realizaron los talleres de socialización y discusión de los documentos en los que participaron, además de RTE-I y CENACE, las instituciones del sector eléctrico que forman parte medular de la implementación de esta normativa, entre ellas la Agencia