

2022

MEMORIA





**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

Santo Domingo, D.N.

20
MEMORIA
22



ÍNDICE

1.	EL ORGANISMO COORDINADOR	17
1.1.	CREACIÓN	17
1.1.1.	CONSTITUCIÓN LEGAL	17
1.1.2.	VISIÓN	17
1.1.3.	MISIÓN	18
1.1.4.	VALORES	18
1.1.5.	POLÍTICA DE LA CALIDAD	18
1.2.	AGENTES ASOCIADOS DEL OC	18
1.2.1.	BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN PRIVADA	18
1.2.2.	BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN ESTATAL	19
1.2.3.	BLOQUE DE TRANSMISIÓN	19
1.2.4.	BLOQUE DE DISTRIBUCIÓN	20
1.3.	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	20
1.3.1.	ASAMBLEA	20
1.3.2.	CONSEJO DE COORDINACIÓN	20
1.3.3.	EJECUTIVOS Y EMPLEADOS	21
1.3.4.	GERENCIA GENERAL	21
1.3.5.	GERENCIA DE OPERACIONES	21
1.3.6.	GERENCIA COMERCIAL	22
1.3.7.	GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN	22
2.	INFORME DE GESTIÓN	29
2.1.	DECISIONES DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN	29
2.2.	ACTIVIDADES E INFORMES REGULARES	29
2.3.	ACTIVIDADES RELEVANTES	30
2.4.	PROYECTOS Y ESTUDIOS PARA MEJORAR OPERACIÓN DEL SENI Y EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	31
3.	CARACTERÍSTICAS DEL SENI	35
3.1.	GENERACIÓN	35
3.2.	TRANSMISIÓN	40
4.	OPERACIÓN DEL SENI	43
4.1.	GENERACIÓN	43
4.2.	HORAS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN	52
4.3.	RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN	53
4.4.	EVENTOS OCURRIDOS EN EL SENI	54
4.5.	INDICADORES DE LA OPERACIÓN	55

4.5.1.	INDICADORES DE CALIDAD DE LA FRECUENCIA.....	55
4.5.2.	INDICADORES DE CALIDAD DEL VOLTAJE.....	57
4.5.3.	EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES.....	59
4.5.4.	INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS DEL SISTEMA PROTECCIONES SENI.....	59
4.5.5.	TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI.....	60
4.5.6.	SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DURANTE EL AÑO 2022	61
4.5.7.	SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES GENERACIÓN	61
4.5.8.	SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DE DEMANDA.....	62
5.	FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	67
5.1.	BALANCE DE ENERGÍA.....	67
5.2.	BALANCE PRELIMINAR DE POTENCIA.....	71
5.3.	DEMANDA MÁXIMA ANUAL	74
5.4.	COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA.....	77
5.5.	COSTOS MARGINALES DE POTENCIA.....	87
5.6.	TRANSACCIONES DE ENERGÍA	88
5.7.	TRANSACCIONES DE POTENCIA PRELIMINAR.....	90
5.8.	PEAJE DE TRANSMISIÓN.....	93
5.9.	TRANSFERENCIAS POR DERECHO DE CONEXIÓN PRELIMINAR	95
5.10.	SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....	97
5.11.	COMPENSACIÓN POR DESPACHO FORZADO.....	102
5.12.	COMPENSACIÓN POR DESVÍO SEGÚN RESOLUCIONES SIE-374-2012, SIE-018-2013-MEM Y SIE-041-2013-MEM.....	107
5.13.	RESUMEN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS	110
5.14.	INDICADORES TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	111
5.14.1.	PROPORCIÓN ENERGÍA Y POTENCIA CONTRATADA DISTRIBUIDORAS 2022	113
6.	ESTADÍSTICAS ANUALES	117
6.1.	EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA	117
6.2.	EVOLUCIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLES	122
6.3.	EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA.....	124
6.4.	EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA	131
6.5.	EVOLUCIÓN DE LAS SALIDAS TOTALES DEL SENI	133
6.6.	EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA DEL SENI	134
6.7.	EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SENI.....	135
6.8.	EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES	135
6.9.	INDICADOR DE OPERACIONES CORRECTAS PROTECCIONES DEL SENI	137
6.10.	TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI	137
6.10.1.	ESTADÍSTICAS EVOLUCIÓN HORAS DE DESACOPLE POR CONGESTIÓN 2013 – 2022	138
6.11.	EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	139
7.	ESTADOS FINANCIEROS	145
8.	ANEXOS	180

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2022.....	38
Figura 2.	Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria.....	40
Figura 3.	Orden de mérito según CVD del último día del año 2022.....	45
Figura 4.	Abastecimiento SENI 2022.....	46
Figura 5.	Generación mensual del SENI por tecnología en el 2022(GWh).....	47
Figura 6.	Generación mensual del SENI por tecnología 2022 [%].....	48
Figura 7.	Generación total del SENI por tecnología 2022 [%].....	48
Figura 8.	Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2022 [GWh].....	49
Figura 9.	Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2022 [%].....	50
Figura 10.	Generación total del SENI por fuente primaria de energía 2022 [%].....	51
Figura 11.	Total de horas en producción de unidades térmicas 2022.....	52
Figura 12.	Horas de desacoples económicos para el año 2022.....	53
Figura 13.	Cantidad de eventos ocurridos en el SENI en el 2022.....	54
Figura 14.	Frecuencia promedio en el rango de 60 Hz \pm 0.15 Hz en el 2022.....	55
Figura 15.	Frecuencia promedio en el rango [59.75-60.25] Hz en el 2022.....	56
Figura 16.	Evolución de la calidad del voltaje en el SENI – promedio año 2022.....	57
Figura 17.	Evolución de la calidad del voltaje en SENI – promedio mensual año 2022.....	58
Figura 18.	Ejecución de programas mensuales de mantenimientos instalaciones año 2022.....	59
Figura 19.	Indicador operaciones correctas acumulado mensual sistema protecciones SENI 2022.....	60
Figura 20.	Ocurrencia de eventos relevantes en el SENI 2022.....	60
Figura 21.	Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la generación.....	61
Figura 22.	Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la demanda.....	62
Figura 23.	Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la demanda de los UNR>15 MW.....	63
Figura 24.	Participación en el abastecimiento de energía para el año 2022.....	70
Figura 25.	Participación en los retiros de energía para el año 2022.....	71
Figura 26.	Participación potencia preliminar año 2022.....	73
Figura 27.	Participación en el pronóstico de Demanda Máxima del año 2022.....	74
Figura 28.	Evolución de la Demanda Máxima Anual en el SENI (MW).....	76
Figura 29.	Evolución del costo marginal tope en el 2022 [US\$/MWh].....	77
Figura 30.	Costo Marginal Tope Energía en dólares americanos según Resoluciones vigentes en los años 2021 y 2022.....	78
Figura 31.	Costo Marginal de corto plazo de energía en barra de referencia 2022 [RD\$/MWh].....	79
Figura 32.	Rango de variación y promedio del costo marginal de energía en el 2022.....	80
Figura 33.	Promedios anuales del costo marginal de energía [RD\$/MWh].....	80
Figura 34.	Cantidad de horas por mes en que el costo marginal es mayor, menor o igual al costo marginal tope en 2022.....	81
Figura 35.	Cantidad de horas y porcentajes totales en que el costo.....	82
Figura 36.	Costo Marginal de Potencia de Punta en Barra de Referencia 2022 [RD\$/kW-mes].....	87
Figura 37.	Costo Promedio Anual Marginal Potencia de Punta [RD\$/kW-mes].....	88

Figura 38.	Costo promedio de frecuencia año 2022	101
Figura 39.	Resumen Transacciones Económicas del MEM 2022 [Millones de RD\$]	111
Figura 40.	Proporción energía contratada distribuidoras 2022.....	113
Figura 41.	Proporción potencia contratada distribuidoras 2022.....	114
Figura 42.	Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2022 [MW].	121
Figura 43.	Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2022 [%].....	121
Figura 44.	Costo promedio mensual del fuel oil 2001-2022 [RD\$/GAL].....	122
Figura 45.	Costo promedio mensual del carbón mineral 2001-2022 [RD\$/LB]	123
Figura 46.	Costo promedio mensual del gas natural 2003-2022 [RD\$/MMBTU].	124
Figura 47.	Generación de Energía Eléctrica en el SENI 2001-2022.....	125
Figura 48.	Retiros de energía 2001-2022.....	127
Figura 49.	Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2011 [GWh]	128
Figura 50.	Evolución de la energía generada por tecnología 2012-2022 [GWh]	129
Figura 51.	Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2011[%]	130
Figura 52.	Evolución de la energía generada por tecnología 2012-2022[%]	131
Figura 53.	Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2022.	132
Figura 54.	Salidas totales del SENI 1988-2022.....	133
Figura 55.	Evolución en la calidad de la frecuencia del SENI 2005-2022.....	134
Figura 56.	Evolución calidad de la tensión del SENI 2013-2022.	135
Figura 57.	Ejecución de programa de mantenimientos instalaciones 2013 – 2022.....	136
Figura 58.	Indicador operaciones correctas (POC) sistema protecciones instalaciones SENI 2015 - 2022.....	137
Figura 59.	Número de eventos relevantes anuales 2011-2022.....	138
Figura 60.	Número de horas de desacoples anuales del SENI 2013-2022.....	138
Figura 61.	Costos marginales de corto plazo de energía [US\$/MWh] promedio 2001-2022.	139
Figura 62.	Costos marginales de potencia de punta mensual 2001-2022	140
Figura 63.	Transacciones Económicas 2001-2022 [Millones de US\$].....	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Miembros del Consejo de Coordinación durante el año 2022.....	20
Tabla 2.	Capacidad instalada bruta por unidad en el 2022 [MW].	35
Tabla 3.	Capacidad instalada bruta según tecnología por agente en el 2022 [MW].....	37
Tabla 4.	Capacidad instalada bruta por agentes según fuente primaria de energía en 2022 - [MW].....	39
Tabla 5.	Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2022.....	40
Tabla 6.	Lista de Orden de Mérito según CVD del último día del 2022 [RD\$/MWh].	43
Tabla 7.	Indicadores del SENI 2022 [GWh].	67
Tabla 8.	Balance de energía 2022 [GWh].	68
Tabla 9.	Balance de potencia 2022 [MW].	72
Tabla 10.	Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2022 [kW].....	75
Tabla 11.	Costo Marginal Tope de Energía en el 2022 [US\$/MWh].	76

Tabla 12.	Subsistemas en el 2022 con incidencia en las Transacciones Económicas.	83
Tabla 13.	Resumen de Transacciones de Energía 2022 [GWh]	88
Tabla 14.	Resumen de Transacciones de energía 2022 [Millones de RD\$].	89
Tabla 15.	Resumen promedio de transacciones de potencia 2022 [MW].	91
Tabla 16.	Resumen de Transacciones de Potencia 2022 [Millones de RD\$]	92
Tabla 17.	Peaje de transmisión en 2022 según RESOLUCIÓN SIE-118-2021-PJ.....	93
Tabla 18.	Componentes Peaje de Transmisión y Derecho Conexión unitario preliminar 2022.....	94
Tabla 19.	Pagos por Derecho de Conexión preliminar 2022 [Millones de RD\$].	95
Tabla 20.	Resumen de transacciones de Derecho de Conexión preliminar 2022 [Millones de RD\$].	95
Tabla 21.	Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2022 [Millones de RD\$].....	97
Tabla 22.	Transacciones por regulación de frecuencia en el 2022 [Millones de RD\$].....	99
Tabla 23.	Compensaciones a unidades generadoras según la resolución SIE-119-2021-MEM 102 en el 2022 [Millones de RD\$].....	102
Tabla 24.	Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2022 [Millones de RD\$].....	103
Tabla 25.	Saldo de Compensaciones por Despacho Forzado según Resolución SIE-119-2021-MEM [Millones de RD\$].	105
Tabla 26.	Cargos por compensación por desvío en el año 2022 [Millones de RD\$].....	107
Tabla 27.	Saldos de compensación por Agente para el año 2022 [Millones de RD\$].	108
Tabla 28.	Resumen Transacciones Económicas entre Agentes del MEM 2022.....	110
Tabla 29.	Composición Transacciones Económicas en el Mercado Spot [Millones de RD\$].	112
Tabla 30.	Indicadores de Cantidades.	112
Tabla 31.	Indicadores de Precios y Costos	112
Tabla 32.	Indicadores Transacciones Energía y Potencia	113
Tabla 33.	Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2000-2011 [MW].....	117
Tabla 34.	Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2012-2022 [MW].	117
Tabla 35.	Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2000-2011 [MW].....	118
Tabla 36.	Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2012-2022 [MW].	119
Tabla 37.	Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2022.....	124
Tabla 38.	Retiros de energía 2001-2022.....	126
Tabla 39.	Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2022.	131

Carta de la Gerencia General

A continuación presentamos la Memoria Anual 2022 del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC), que contiene una síntesis de las actividades, planes y proyectos realizados por la institución durante el año, el informe de gestión, la estructura y las características del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), la evolución de las acciones de planificación y coordinación de la operación del SENI, las estadísticas del comportamiento de los parámetros en la operación del SENI, las transacciones económicas entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los estados financieros auditados.

Las informaciones se han agrupado en los siguientes capítulos:

- EL ORGANISMO COORDINADOR. Presentación de la Institución, los Agentes Asociados y la estructura organizacional vigente.
- INFORME DE GESTIÓN 2022. Resumen de las actividades técnicas, el soporte administrativo y la gestión de los recursos del año.
- CARACTERÍSTICAS DEL SENI. Descripción de las instalaciones que conforman el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de diciembre de 2022.
- OPERACIÓN DEL SENI. Evolución de la producción de electricidad, comportamiento de los indicadores de generación, transmisión y distribución en la coordinación y operación del SENI en el año.
- MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA. El balance energético y la evolución de las Transacciones Económicas del MEM en el año.
- ESTADÍSTICAS ANUALES. Síntesis con la evolución de las características de la operación del SENI y de las transacciones económicas del MEM en el periodo 2000 -2022.
- ESTADOS FINANCIEROS. Los estados financieros junto al informe de los auditores externos.
- ANEXOS. La información del organigrama funcional del OC, lista de los Agentes del MEM y mapa de las instalaciones del SENI.

Se presenta un resumen de datos con los principales indicadores, el nivel alcanzado y su variación respecto al año anterior, que permiten analizar y evaluar el desempeño y la gestión de la institución en la planificación, coordinación de la operación del SENI y las transacciones económicas del MEM en el año 2022, tales como:

- a. Evolución de la capacidad instalada, la tecnología y las fuentes primarias de producción.
- b. La demanda máxima anual coincidente del SENI.
- c. La variación en los retiros de energía del año 2022 respecto al año 2021.
- d. La energía producida e inyectada al SENI en el 2022 y su variación con relación al año 2021.
- e. La permanencia promedio de la frecuencia del SENI en las franjas ± 0.25 y ± 0.15 respecto de la frecuencia nominal (60 Hz).

- f. La permanencia de la tensión en las principales barras del SENI durante el año 2022, dentro de la franja $\pm 5\%$ respecto de la tensión nominal, para la alta tensión.
- g. La oferta de capacidad de generación del SENI con corte a diciembre de 2022 y su relación respecto a diciembre de 2021.
- h. Indicadores de la evolución de variables que incluyen: generación, retiros, pérdidas de transmisión y horas de desabastecimiento y su relación con los registrados en el pasado año 2021.
- i. Indicadores de precios y costos que incluyen: precios Platts de combustibles, costo marginal tope de energía, costo marginal de energía promedio, costo marginal de potencia de punta, derecho de conexión unitario y costo promedio de la regulación de frecuencia y su comparación con los resultados del año anterior.
- j. Indicadores de las transacciones económicas de energía y potencia que incluyen: Mercado Spot y Mercado de Contratos en GWh y millones de RD\$ y su comparación con los registros del año anterior.
- k. Los montos de las transacciones en el Mercado Spot en millones de RD\$ (energía, potencia, pagos y transferencias por derecho de conexión, compensación por regulación de frecuencia, compensación de máquinas forzadas y compensación por desvíos) y su comparación con los registros del año anterior.

En este año 2022, alineados con nuestro Plan Estratégico Institucional, se ejecutaron los siguientes proyectos e iniciativas del Plan Operativo Anual (POA):

1. En relación con la planificación y coordinación de la operación del SENI para brindar un servicio eléctrico seguro y a mínimo costo, se realizaron:
 - El Procedimiento de Determinación de Centrales Forzadas.
 - Se actualizaron las herramientas de trabajo para elaboración de los programas de mantenimiento de redes.
 - Se realizó la Revisión y Análisis del Mecanismo de Compensación de Desviaciones del Programa de Operación.
 - Fue elaborado el Procedimiento para la verificación de la calidad de la energía del SENI.
 - Se realizó la fase de preparación de insumos para la realización del estudio de impacto penetración de energía renovable variable en el SENI y el estudio de actualización de los Flow Gates del SENI.
 - Fueron realizados los Análisis de restricciones de flujos de la zona sur y recomendaciones para solución en corto plazo.
 - Se presentó la Propuesta a la Superintendencia de Electricidad (SIE) sobre la actualización del Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas.

2. En la gestión comercial y las transacciones económicas del MEM, una de nuestras columnas es implementar un proceso integrado y automatizado a través de las diferentes suites de aplicaciones transaccionales que faciliten la revisión y el proceso de facturación entre los Agentes del MEM con datos y resultados confiables, en ese sentido destacamos:
 - El despliegue y uso de las transacciones de energía, potencia, despacho forzado y frecuencia, permitiendo así el desmonte de las planillas de Excel. Todo esto con Jornadas de inducción a los Agentes del MEM.
 - Mejoras de presentación y contenido en la administración del Sistema de Medición Comercial.
3. La gestión eficiente de los recursos tecnológicos, soporte esencial en todas las tareas de nuestro quehacer diario, abarca una labor titánica, de disponibilidad, mantenimiento de la infraestructura, desarrollo de aplicaciones y manejo inteligente de datos e informaciones.

Hemos enfocado grandes esfuerzos hacia la prestancia de estos recursos tecnológicos, logrando:

- La Actualización de la Infraestructura del Data Center, con un incremento de la velocidad de comunicación al estándar (10Gbit).
- Fueron implementados los reportes dinámicos en la herramienta Power BI.
- En el Website, nuevo diseño de los reportes gráficos y la incorporación de las consultas estadísticas del Sistema de Medición Comercial, calendario de visitas, monitoreo de comunicación y Demanda Máxima.

Soportados en nuestros valores de vocación de servicio, integridad, compromiso y transparencia, guiados por el enfoque estratégico de excelencia operacional, en un ambiente interdependiente donde las personas se sientan valoradas y respetadas, proyectando a todos los niveles una imagen de credibilidad, por lo cual hemos alcanzado grandes avances a través de:

- i) Gestión eficiente: que permita garantizar la disponibilidad y eficiencia en los servicios y mejorar la alineación e integración de los procesos, esto ha quedado evidenciado:
 - Con la obtención por segunda ocasión de la renovación del certificado del Sistema de Gestión de la Calidad bajo la Norma ISO 9001:2015 por parte de AENOR, lo cual demuestra el compromiso genuino de todos los colaboradores con la mejora continua y la satisfacción de las partes interesadas.
 - Reconocimiento de la CIER por haber obtenido un alto índice global de calidad en la Gestión de los Recursos Humanos en la Encuesta Regional CIER de Calidad en la Gestión de los Recursos Humanos 2022.

- ii) Optimizar los recursos: con el uso inteligente de la información, la ejecución eficiente de los proyectos y el desarrollo de equipos de trabajo interdependientes.

Lo expuesto permite consolidar la imagen de excelencia, a través de la creación de una propuesta de valor, con soluciones innovadoras y buenas prácticas para el desarrollo del sector eléctrico.

Es necesario comprender que la institución es similar al funcionamiento del cuerpo humano, donde todos los órganos son esenciales y que cada uno realiza su función sincronizada con los demás. Es así, como procuramos tener las personas correctas en el lugar correcto, en un ambiente interdependiente y cada uno se sienta valorado como parte fundamental, para mantener viva la excelencia y credibilidad del Organismo Coordinador.

En ese sentido, es preciso expresar nuestro reconocimiento a cada uno de los compañeros, personal del OC, por su compromiso, dedicación y desempeño para el logro de los objetivos propuestos. Estamos convencidos de que el esfuerzo de nuestro talento humano que cada día entrega lo mejor, ha permitido una ejecución de excelencia sostenida. Extendemos también, en nombre de la institución, nuestro agradecimiento a los Agentes del MEM, las empresas asociadas al OC, las autoridades nacionales del Sector Eléctrico Dominicano, al Ministerio de Energía y Minas, Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad (SIE), también al Proyecto de Transición Energética de la agencia Internacional de Cooperación Alemana (GIZ), la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), a los organismos internacionales y la banca multilateral por el firme respaldo, valoración y reconocimiento a la labor realizada, que a la vez que nos regocija y nos impulsa a siempre procurar, con nuestras ejecutorias, lo sobresaliente. Continuemos aunando esfuerzos en la obtención de un desarrollo sustentable del Sector Eléctrico y consecuentemente de la República Dominicana.

Juntos si podemos.

Manuel López San Pablo

Gerente General

1 EL ORGANISMO COORDINADOR



1. El Organismo Coordinador

1.1. CREACIÓN

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC) fue creado el 29 de octubre de 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, que estableció el marco regulatorio de operación del subsector eléctrico, para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

Posteriormente, la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio del año 2001, estableció que las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los auto productores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben coordinar la operación de sus instalaciones para prestar el mejor servicio al mínimo costo y que para ello deben constituir e integrar un organismo que coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OC).

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, emitido mediante Decreto N° 555-02 del 19 de julio de 2002, y modificado por los Decretos N° 749-02 y N° 494-07, reglamenta las funciones del OC y establece que debe estar constituido, a los fines de obtener personalidad jurídica propia, como una asociación sin fines de lucro.

1.1.1. CONSTITUCIÓN LEGAL

El 30 de abril de 2008 se realizó la Asamblea Constitutiva a partir de la cual se declaró constituido el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, de acuerdo con los términos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

Posteriormente, la Resolución No.34 del 11 de junio de 2008 de la Procuraduría General de la República aprobó su incorporación como institución sin fines de lucro, de conformidad con la Ley de Regulación y Fomento de Asociaciones Sin Fines de Lucro No.122-05 del 8 de abril 2005.

1.1.2. VISIÓN

Ser reconocida en el sector eléctrico latinoamericano como una institución de excelencia operacional.

1.1.3. MISIÓN

Planificar y coordinar la operación del sistema eléctrico nacional interconectado para un abastecimiento de energía seguro, a mínimo costo y determinar las transacciones económicas, conforme a la normativa, con una organización interdependiente y uso efectivo de los recursos.

1.1.4. VALORES

El OC ejerce sus funciones en apego a los siguientes valores núcleo:

- Vocación de Servicio
- Integridad
- Compromiso
- Transparencia

1.1.5. POLÍTICA DE LA CALIDAD

Estamos comprometidos con la planificación y coordinación de la operación, así como la determinación de las transacciones económicas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, de manera que cumplan o excedan las expectativas de nuestros clientes, atendiendo sus necesidades y requerimientos a través de:

- El mejoramiento continuo del Sistema de Gestión de la Calidad.
- El cumplimiento de la legislación y normativa aplicable.
- La gestión de los recursos necesarios para asegurar el funcionamiento de sus operaciones.
- El aseguramiento del personal competente.

1.2. AGENTES ASOCIADOS DEL OC

Al 31 de diciembre del 2022, el Organismo Coordinador (OC) está integrado por las siguientes empresas, agrupadas en cuatro bloques que se distinguen a continuación.

1.2.1. BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN PRIVADA

- AES ANDRÉS DR, S.A. (AES ANDRÉS)
- COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA, S.A. (CEPP)
- DOMINICAN POWER PARTNERS LDC. (DPP)
- GENERADORA PALAMARA - LA VEGA, S.A. (GPLV)
- EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD HAINA, S.A. (EGE-HAINA)
- EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A. (EGE-ITABO)

- CONSORCIO LA ELECTRICIDAD DE SANTIAGO, LTD. (LAESA)
- LOS ORÍGENES POWER PLANT, S.R.L. (LOS ORIGENES)
- COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO, S.A. (METALDOM)
- PUEBLO VIEJO DOMINICANA CORPORATION, S.A. (PVDC)
- TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION (BERMUDA), LTD. (SEABOARD)
- MONTE RIO POWER CORPORATION, LTD. (MONTE RIO)
- BERSAL, S. A. (BERSAL)
- ELECTRONIC J.R.C., S.R.L.
- GENERADORA SAN FELIPE, LTD.
- LEAR INVESTMENT, S.A.
- SAN PEDRO BIO ENERGY, S.R.L.
- AGUA CLARA S.A.S.
- MONTE CRISTI SOLAR FV S.A.S.
- EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.
- PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.
- GRUPO EÓLICO DOMINICANO, S.A.
- WCG ENERGY, LTD.
- POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE, S.A.
- COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE SAN PEDRO DE MACORÍS, S.A. (CESPM)
- AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L. (anteriormente PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.)
- KOROR BUSINESS, S.R.L.

A partir del 1ro. de enero de 2022 se aplicó en los procesos y en el Registro de Asociados del OC el cambio de nombre del Agente Parque Eólico Beata, S.R.L. por su nuevo nombre AES Dominicana Renewable Energy, S.R.L.

1.2.2. BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN ESTATAL

- EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DOMINICANA (EGEHID).
- FIDEICOMISO PÚBLICO CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUNTA CATALINA.¹
- CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATALES (CDEEE).

1.2.3. BLOQUE DE TRANSMISIÓN

- EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED)

¹ En fecha 11 de febrero de 2022, se notificó a este Organismo Coordinador (OC) la revocación de la Resolución SIE-095-2021-TC, mediante la cual se autorizó la transferencia de la Concesión Definitiva para operar la Central Termoeléctrica Punta Catalina, al Fideicomiso Público CTPC. En ese sentido se restituyó a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) la mencionada Concesión Definitiva. Adicionalmente fue solicitada la anulación de la actualización del Registro de Asociados del OC, con fecha de efectividad el 28 de febrero de 2022.

1.2.4. BLOQUE DE DISTRIBUCIÓN

- EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL ESTE, S. A. (EDEESTE)
- EDESUR DOMINICANA, S. A. (EDESUR)
- EDENORTE DOMINICANA, S. A. (EDENORTE)
- COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DE LAS TERRENAS, S. A. (LUZ Y FUERZA)
- EL PROGRESO DEL LIMÓN, S.R.L. (EL LIMÓN)

1.3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

1.3.1. ASAMBLEA

La Asamblea General está integrada por los Asociados o sus representantes, en la proporción y mediante las formalidades requeridas por los Estatutos y las Leyes. En la Asamblea General se toman acuerdos y decisiones sobre temas de interés común.

1.3.2. CONSEJO DE COORDINACIÓN

Es la autoridad máxima del OC y tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento de las disposiciones y funciones que establece la Normativa que regula al sector eléctrico.

El Consejo de Coordinación (CCOC), está conformado por:

- Un representante de la Superintendencia de Electricidad (SIE) que lo preside;
- Un representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada;
- Un representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal;
- Un representante del Bloque de Transmisión; y
- Un representante del Bloque de Distribución.

Tabla 1. Miembros del Consejo de Coordinación durante el año 2022.

Nombre	Cargo	Fecha de Designación	Fecha de Salida
Rafael Velazco Espaillat	Presidente del CCOC (Representante de la SIE)	24-Ago-2020	17-Ago-2022
Andrés E. Astacio Polanco	Presidente del CCOC (Representante de la SIE)	17-Ago-2022	Permanece al 31-Dic-2022
Aura M. Caraballo Castillo	Apoderado de la SIE	15-Jun-2021	Permanece al 31-Dic-2022
Miguel Rafael Rosario	Apoderado - Suplente de la SIE	15-Jun-2021	17-Ago-2022
Alfonso Marmolejos Paulino	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	27-Oct-2020	25-Ene-2022
Juan Fructuoso Boyero	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	27-Oct-2020	25-Ene-2022
Oswaldo González Mejía	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	Permanece al 31-Dic-2022

Tabla 1. Miembros del Consejo de Coordinación durante el año 2022. Continuación

Nombre	Cargo	Fecha de Designación	Fecha de Salida
Fendi Valdez	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	Permanece al 31-Dic-2022
Juan M. Guiliiani Cortinas	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	Permanece al 31-Dic-2022
Rafael Salazar	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	17-Ago-2022	Permanece al 31-Dic-2022
Ernesto Caamaño	Representante Alterno del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	07-Abr-2014	Permanece al 31-Dic-2022
Miselani Franco	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	07-Abr-2014	Permanece al 31-Dic-2022
Martin Robles Morillo	Representante del Bloque de Transmisión (ETED)	28-Ago-2020	Permanece al 31-Dic-2022
Kepler Luciano Lorenzo	Representante Apoderado del Bloque de Transmisión (ETED)	29-Sep-2020	Permanece al 31-Dic-2022
Luis Benjamín Toral	Representante Suplente del Bloque de Transmisión (ETED)	10-Nov-2020	Permanece al 31-Dic-2022
Kerlyn Frías	Representante Apoderado del Bloque de Distribución	13-Mar-2020	21-Sep-2022
Hilario Pujols	Representante Suplente del Bloque de Distribución	13-Mar-2020	21-Sep-2022
Segundo Antonio Rodríguez Suriel	Representante Apoderado del Bloque de Distribución	21-Sep-2022	Permanece al 31-Dic-2022

1.3.3. EJECUTIVOS Y EMPLEADOS

Al 31 de diciembre de 2022, en el OC laboraban 89 colaboradores en total, de los cuales 85 son fijos, distribuidos en las 4 gerencias de la siguiente forma:

- 21 en la Gerencia General;
- 37 en la Gerencia de Operaciones;
- 17 en la Gerencia Comercial; y
- 10 en la Gerencia de Administración.

1.3.4. GERENCIA GENERAL

La Gerencia General planifica, dirige y coordina el funcionamiento del OC; es responsable por todas las actividades técnicas y administrativas de la organización y el uso de sus recursos. Gestiona y supervisa directamente el talento humano, el soporte tecnológico y la planificación y gestión de la organización.

1.3.5. GERENCIA DE OPERACIONES

La Gerencia de Operaciones planifica y coordina la operación de corto, mediano y largo plazo de las centrales generadoras y de los sistemas de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo, de acuerdo con las normas que al respecto se encuentren vigentes, coordinando y supervisando la operación en tiempo real del SENI.

1.3.6. GERENCIA COMERCIAL

La Gerencia Comercial supervisa los Sistemas de Medición Comercial y calcula las Transacciones Económicas entre los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

1.3.7. GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN

La Gerencia de Administración brinda soporte a la organización en los procesos administrativos y financieros.





COLABORADORES DEL OC



2 INFORME DE GESTIÓN



2. INFORME DE GESTIÓN

2.1. DECISIONES DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN

El Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador (CCOC) sesionó en 35 reuniones durante el año 2022 y emitió 84 resoluciones. Entre los acuerdos y resoluciones regulares se destacan los siguientes:

- Plan Operativo Anual y Presupuesto de Inversiones y Gastos.
- Aportes Financieros.
- Informes mensuales de Transacciones Económicas entre Agentes del MEM.
- Actualización y creación de Políticas y Procedimientos.

2.2. ACTIVIDADES E INFORMES REGULARES

El Organismo Coordinador desarrolla sus actividades de acuerdo con las normas del sector y a las determinaciones del Consejo de Coordinación. Los resultados de estas actividades en el año se encuentran en los programas e informes correspondientes y que principalmente fueron enviados bajo la siguiente secuencia:

- Antes del 15 de febrero, se envió a los Agentes y a la SIE un Informe Anual resumido sobre las condiciones de operación del SENI y del MEM en el año anterior, acompañado de los antecedentes de producción, demanda, hechos relevantes, Transacciones Económicas y precios del Mercado Spot.
- Antes de los primeros nueve (9) días laborables de cada mes, se envió a los Agentes y a la Superintendencia de Electricidad las versiones preliminares de los Informes de Transacciones Económicas correspondientes al mes anterior.
- Antes del día 23 de cada mes, se envió a los Agentes y a la SIE los Programas de Operación de Mediano Plazo y los Informes Definitivos correspondientes al mes anterior sobre i) la Operación Real del Sistema, ii) las Transacciones Económicas y iii) el Informe Financiero Mensual, en el que se incluye el Estado de Actividades, el Estado de Posición Financiera, el Estado de Flujo de Efectivo y la Ejecución Presupuestaria.

2.3. ACTIVIDADES RELEVANTES

Durante el año 2022 fueron desarrolladas una serie de actividades orientadas al apoyo de los Agentes del MEM y de las instituciones del Estado, así como al fortalecimiento institucional de la Organización. Entre estas actividades se pueden destacar las siguientes:

- Cierre del Plan Estratégico 2019-2022: Excelencia operacional, interdependencia, credibilidad.
- Asistencia al Congreso *Berlin Energy Transition Dialogue 2022*, celebrado en Alemania.
- Reunión con el Sr. Norbert Gorissen, Encargado de Política Energética y Climática del Ministerio Federal de Relaciones Exteriores de Alemania.
- Entrevista al Sr. Manuel López San Pablo, Gerente General, para la revista especializada alemana AKZENTE, donde se presentaron los avances del OC en los sistemas de digitalización para la operación y coordinación del SENI y la integración de las energías renovables.
- Exposición en el Congreso *SUMMIT SECTOR ELÉCTRICO 2022* de la Revista Mercado.
- Visita de los expertos León Roose y Marc Matsuura, con amplia experiencia como operadores de la red en el estado insular de Hawái.
- Visita al OC de delegación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), ente regulador de Chile.
- Participación en el acuerdo Interinstitucional Ventanilla Única de Inversión con el Centro de Exportación e Inversión de la República Dominicana (ProDominicana).
- Evento de integración con la consigna “Un solo Barco, un solo Equipo” para reforzar valores organizacionales, el sentido de pertenencia y la interdependencia.
- Se llevó a cabo la Jornada médico preventiva para el chequeo de riesgo cardiovascular y diabetes.
- Se coordinaron más de 500 horas de capacitación presencial y virtual en temas técnicos, de gestión y de dominio de herramientas.
- Preparación del equipo de Facilitadores Internos a través de entrenamientos de alto nivel en Diseño Instruccional y Formación de Facilitadores, dirigidas a 23 colaboradores.
- Reconocimiento de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) por haber obtenido un alto índice global de calidad en la Gestión de los Recursos Humanos, soportado en la Encuesta Regional CIER de Calidad en la Gestión de los RRHH 2022.
- Conexión del SCADA entre el OC y las empresas distribuidoras.
- Automatización del sistema de atención a las solicitudes de visitas del HSMC.
- Actualización de la Infraestructura del Data Center, incremento de la velocidad de comunicación al estándar (10Gbit).
- Implementación de los reportes dinámicos en la herramienta Power BI.
- Se realizó el levantamiento de la Estructura de la Base de Datos de Mediciones y Población de los Datos del periodo 2015-2019.
- Website, nuevo diseño de los reportes gráficos y la incorporación de las consultas estadísticas SMC, calendario de visitas, monitoreo de comunicación del Sistema de Medición Comercial (SMC) y Demanda Máxima.
- SAGC, implementación del modelo dinámico autogenerado a los cálculos de Energía y Demanda Máxima.

- REGIO, mejoras al comportamiento del registro de eventos, restricciones operativas y modelo de análisis descriptivo.
- Recertificación bajo la Norma ISO 9001:2015 por parte de la empresa AENOR Dominicana.
- Ejecución de la Auditoría Externa para Mantenimiento realizada por la empresa AENOR Dominicana.
- Mejora en la satisfacción del cliente en el nivel más alto de la escala (Muy satisfecho), aumentando el indicador de un 88.2% a un 93.3%.
- Elaboración del nuevo Plan Estratégico Organizacional 2023-2026.
- Actualización del Plan de Continuidad del Negocio de la Organización.
- Proceso de integración de la Norma ISO 27001 (Sistema de Gestión Seguridad de la Información) en el Sistema de Gestión de la Calidad del OC.
- Presentación del tema *Experiencias en la Implementación del AGC*, en el Open Forum 2022 del Evento *OSI Worldwide User Conference*.
- Participación en el congreso de la IEEE PES Meeting 2022.

2.4. PROYECTOS Y ESTUDIOS PARA MEJORAR OPERACIÓN DEL SENI Y EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el año 2022 en el ámbito del desarrollo del Plan Estratégico del OC, por iniciativa del Consejo de Coordinación y por requerimientos de los Agentes del MEM, se desarrollaron diferentes proyectos y estudios de los cuales se destacan los siguientes:

- Procedimiento de Determinación de Centrales Forzadas.
- Actualización de herramientas de trabajo para elaboración de los programas de mantenimiento de redes.
- Revisión y Análisis del Mecanismo de Compensación de Desviaciones del Programa de Operación.
- Procedimiento para la verificación de la calidad de la energía del SENI.
- Estudio de Impacto de la Penetración de Energía Renovable Variable en la Operación del SENI.
- Estudio de actualización de los Flow Gates del SENI.
- Análisis de restricciones de flujos de la zona sur y recomendaciones para solución en corto plazo.
- Propuesta a la Superintendencia de Electricidad (SIE) sobre la actualización del Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas.
- Habilitación de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) mediante el Control Automático de Generación (AGC) de centrales generadoras.
- Talleres a nuevos agentes, sobre el uso de la plataforma de declaración de información del OC.
- Participación en reuniones del Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores del Mercados de la CIER.
- Coordinación de trabajos para puesta en servicio del DAG de la zona sur.
- Coordinación de reuniones del Comité Técnico VEROPE para tratar las restricciones reportadas.
- Avances en el proceso de automatización de las transacciones económicas en la Suite de Aplicaciones de la Gerencia Comercial (SAGC), con el desmonte de las planillas Excel.
- Jornadas de inducción a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en los nuevos cálculos disponibles en la SAGC.
- Mejora del Aplicativo de la Potencia Firme Térmica (PFT) e implementación en la SAGC.

- Reporte dinámico de los costos marginales vía Power BI, en sustitución del informe mensual de los costos marginales.
- Mejoras de presentación y contenido en temas SMC, disponibles en el sitio web (Inclusión de gráficos estadísticos, calendario de visitas, ubicación SMC, estatus del SADO).
- Desarrollo de un nuevo aplicativo para el cálculo de los factores de nodo de potencia (etapa final).
- Colaboración con la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y la Universidad de Chile para el proyecto de desarrollo de una metodología de cálculo de la potencia firme de las energías renovables.
- Elaboración de dos propuestas de mejora a las compensaciones por despacho forzado.
- Se realizaron propuestas de mejora a los procedimientos del Cálculo de Índices de Disponibilidad y Pruebas de Disponibilidad de las centrales térmicas.

3 CARACTERÍSTICAS DEL SENI



3. Características del SENI

3.1. GENERACIÓN

La Tabla 2 muestra la capacidad instalada bruta de generación en el SENI al 31 de diciembre de 2022, que alcanza un total de 5,075.38 MW. Para el año 2022 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado las siguientes centrales generadoras: Parque Fotovoltaico EL SOCO con entrada comercial el 01 de octubre 2022, Planta Santanasol, con entrada comercial el 29 de octubre 2022, y en proceso de código de conexión se encuentra El Parque Eólico Los Guzmancito 2. Se destaca que la central de San Felipe con capacidad de 180 MW, no se ha considerado dentro de la capacidad instalada para el 2022, así como también la salida de operación comercial de la central CEPP con capacidad de 76.86 MW, además para la tecnología solar se ha colocado la potencia neta que pueden entregar a partir de la capacidad de los inversores, lo cual significó una reducción de la capacidad instalada de esa tecnología.

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2022 [MW].

Agente	Central	Capacidad Instalada (MW)	Fuente Primaria de Energía	Tecnología
AES ANDRÉS DR, S.A.	AES ANDRÉS	319.00	GAS	Ciclo Combinado
AES ANDRÉS DR, S.A.	PLANTA SANTANASOL	50.00	SOL	Solar
CDEEE	PUNTA CATALINA 1	391.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
CDEEE	PUNTA CATALINA 2	391.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
CESPM	CESPM 1	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
CESPM	CESPM 2	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
CESPM	CESPM 3	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
METALDOM	METALDOM	42.00	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
DPP	LOS MINA 5	118.00	GAS	Ciclo Combinado
DPP	LOS MINA 6	118.00	GAS	Ciclo Combinado
DPP	LOS MINA 7	123.25	GAS	Ciclo Combinado
EGE-HAINA	BARAHONA CARBÓN	53.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
EGE-HAINA	PARQUE EÓLICO LARIMAR	49.50	VIENTO	Eólica
EGE-HAINA	HAINA TG	100.00	FUEL OIL # 2	Turbina a Gas
EGE-HAINA	SULTANA DEL ESTE	68.00	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
EGE-HAINA	PARQUE EÓLICO LOS COCOS 2	52.00	VIENTO	Eólica
EGE-HAINA	PARQUE EÓLICO LOS COCOS	25.20	VIENTO	Eólica
EGE-HAINA	PARQUE EÓLICO QUILVIO CABRERA	8.25	VIENTO	Eólica
EGE-HAINA	QUISQUEYA 2	225.24	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
EGE-HAINA	SAN PEDRO VAPOR	33.00	FUEL OIL # 6	Turbina a Vapor
EGE-HAINA	PALENQUE	25.60	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
EGE-HAINA	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	48.30	VIENTO	Eólica
EGE-HAINA	PARQUE SOLAR GIRASOL	100.00	SOL	Solar
EGEHID	AGUACATE 1	30.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	AGUACATE 2	30.00	AGUA	Hidroeléctrica

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2022 [MW]. Continuación

Agente	Central	Capacidad Instalada (MW)	Fuente Primaria de Energía	Tecnología
EGEHID	ANIANA VARGAS 1	0.30	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	ANIANA VARGAS 2	0.30	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	BAIGUAQUE 1	0.60	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	BAIGUAQUE 2	0.60	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONCIÓN 1	1.60	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONCIÓN 2	1.60	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	DOMINGO RODRÍGUEZ 1	2.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	DOMINGO RODRÍGUEZ 2	2.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	EL SALTO	0.70	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	HATILLO	8.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	HATILLO 2	10.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	JIGUEY 1	49.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	JIGUEY 2	49.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	JIMENOA	8.82	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LAS BARÍAS	0.90	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LAS DAMAS	7.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LÓPEZ ANGOSTURA	18.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LOS ANONES	0.11	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LOS TOROS 1	4.90	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	LOS TOROS 2	4.90	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	MAGUEYAL 1	1.51	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	MAGUEYAL 2	1.51	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	MONCIÓN 1	26.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	MONCIÓN 2	26.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	NIZAO NAJAYO	0.33	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	PINALITO 1	25.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	PINALITO 2	25.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	RINCÓN	10.10	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	RÍO BLANCO 1	12.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	RÍO BLANCO 2	12.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.90	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	SABANA YEGUA	12.80	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	SABANETA	6.30	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	TAVERA 1	48.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	TAVERA 2	48.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	VALDESIA 1	25.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	VALDESIA 2	25.50	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	BRAZO DERECHO	2.90	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	PALOMINO 1	40.80	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	PALOMINO 2	40.80	AGUA	Hidroeléctrica
EGE-ITABO	SAN LORENZO	34.00	GAS Y FUEL OIL #2	Turbina a Gas
EGE-ITABO	ITABO 1	128.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
EGE-ITABO	ITABO 2	132.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
ELECTRONIC J.R.C. SRL	MONTE PLATA SOLAR	30.00	SOL	Solar
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	LA VEGA	92.14	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	PALAMARA	107.00	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	PARQUE EÓLICO DE MATAFONGO	34.00	VIENTO	Eólica
AGUA CLARA, S.A.	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	52.50	VIENTO	Eólica
LAESA	PIMENTEL 1	31.43	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
LAESA	PIMENTEL 2	27.90	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2022 [MW]. Continuación

Agente	Central	Capacidad Instalada (MW)	Fuente Primaria de Energía	Tecnología
LAESA	PIMENTEL 3	51.23	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
LEAR INVESTMENTS	MONTE RÍO	101.48	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES	60.72	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
MONTE RÍO	INCA KM22	14.60	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
MONTE RÍO	BERSAL	25.20	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.	PARQUE FOTOVOLTAICO MONTECRISTI SOLAR I	50.60	SOL	Solar
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.	PARQUE EÓLICO GUANILLO	52.50	VIENTO	Eólica
PVDC	QUISQUEYA 1	156.94	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
PVDC	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO	68.30	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	48.00	VIENTO	Eólica
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL	PARQUE SOLAR CANOA	25.00	SOL	Solar
WCG ENERGY, LTD	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	49.88	SOL	Solar
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR 2	111.30	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR 3	150.25	GAS	Ciclo Combinado
SAN PEDRO BIO-ENERGY SRL	SAN PEDRO BIO-ENERGY	30.00	BIOMASA	Turbina a Vapor
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.	PARQUE SOLAR BAYAHONDA	50.00	SOL	Solar
KOROR BUSINESS, S.R.L.	PARQUE SOLAR EL SOCO	50.00	SOL	Solar
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITO II	46.80	VIENTO	Eólica
TOTAL		5,075.38		

Tabla 3. Capacidad instalada bruta según tecnología por agente en el 2022 [MW].

Agente	Ciclo Combinado	Eólica	Hidro-eléctrica	Motor combustión interna	Turbina a Gas	Turbina a Vapor	Solar	Total Capacidad Instalada
AES ANDRÉS DR, S.A.	319.0						50.0	369.00
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.							50.0	50.00
AGUA CLARA, S.A.		52.5						52.50
CDEEE						782.0		782.00
CESPM	300.0							300.00
METALDOM				42.0				42.00
DPP	359.3							359.25
EGE-HAINA		183.3		318.8	100.0	86.0	100.0	788.09
EGEHID			623.3					623.28
EGE-ITABO					34.0	260.0		294.00
ELECTRONIC J.R.C. SRL							30.0	30.00
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL							25.0	25.00
GENERADORA PALAMARA LA VEGA				199.1				199.14
GRUPO EÓLICO DOMINICANO		34.0						34.00

Tabla 3. Capacidad instalada bruta según tecnología por agente en el 2022 [MW]. Continuación

Agente	Ciclo Combinado	Eólica	Hidro-eléctrica	Motor combustión interna	Turbina a Gas	Turbina a Vapor	Solar	Total Capacidad Instalada
KOROR BUSINESS, S.R.L.							50.0	50.00
LAESA				110.6				110.56
LEAR INVESTMENTS				101.5				101.48
LOS ORÍGENES				60.7				60.72
MONTE RÍO				39.8				39.80
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.							50.6	50.60
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.		52.5						52.50
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.		94.8						94.80
PVDC				225.2				225.24
SAN PEDRO BIO-ENERGY SRL						30.0		30.00
SEABOARD	150.2			111.3				261.55
WCG ENERGY, LTD							49.9	49.88
Total capacidad instalada	1,128.50	417.05	623.28	1,209.08	134.00	1,158.00	405.48	5,075.38

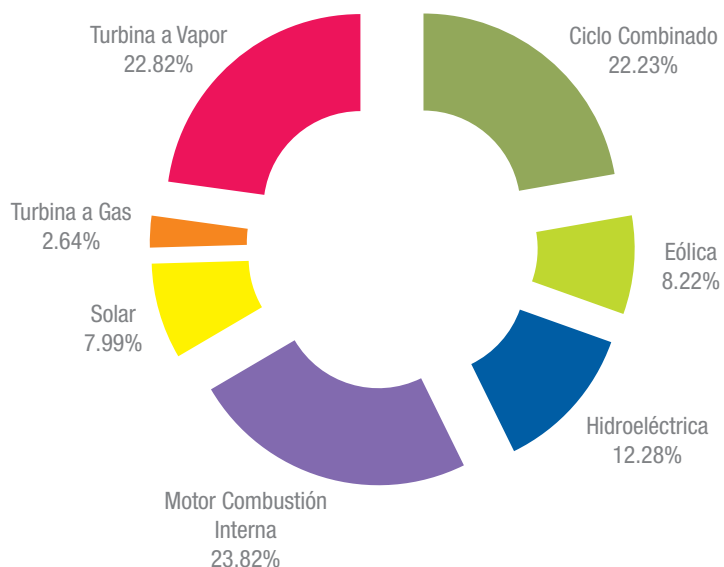
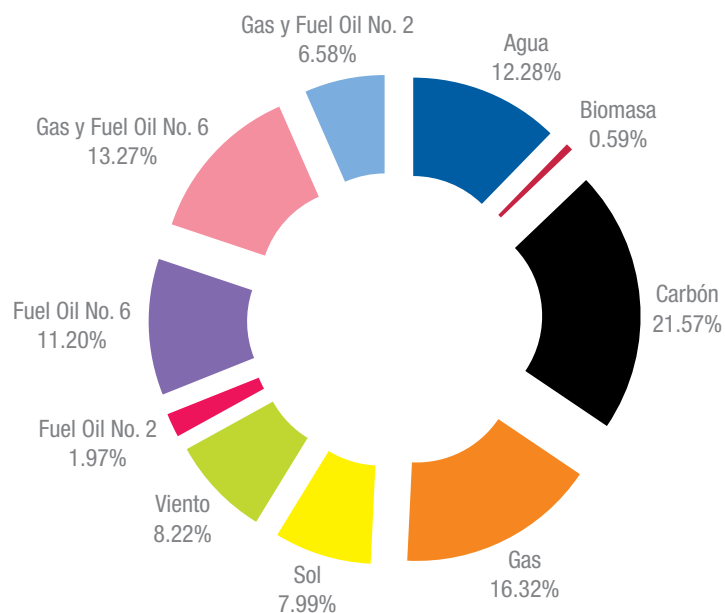
Figura 1. Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2022.

Tabla 4. Capacidad instalada bruta por agentes según fuente primaria de energía en 2022 [MW].

Agente	Agua	Carbón	Gas	Sol	Viento	Bio-masa	Fuel Oil #2	Fuel Oil #6	Gas y Fuel Oil #6	Gas y Fuel Oil #2	Total Capacidad Instalada
CDEEE		782.0									782.0
EGE-HAINA		53.0		100.0	183.3		100.0	126.6	225.2		788.1
EGEHID	623.3										623.3
EGE-ITABO		260.0								34.0	294.0
GENERADORA PALAMARA LA VEGA								199.1			199.1
LAESA								59.3	51.2		110.6
PVDC									225.2		225.2
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL			150.2						111.3		261.5
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS										300.0	300.0
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO								42.0			42.0
DOMINICAN POWER PARTNERS			359.3								359.3
ELECTRONIC J.R.C. SRL				30.0							30.0
LOS ORÍGENES									60.7		60.7
LEAR INVESTMENTS								101.5			101.5
AES ANDRES DR, S.A.			319.0	50.0							369.0
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S				50.6							50.6
GRUPO EÓLICO DOMINICANO					34.0						34.0
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A					52.5						52.5
AGUA CLARA, S.A.					52.5						52.5
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A					94.8						94.8
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL				25.0							25.0
WCG ENERGY, LTD				49.9							49.9
MONTE RÍO								39.8			39.8
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L					50.0						50.0
KOROR BUSINESS, S.R.L				50.0							50.0
SAN PEDRO BIO-ENERGY SRL						30.0					30.0
Total capacidad instalada	623.3	1095.0	828.5	405.5	417.1	30.0	100.0	568.4	673.7	334.0	5,075.38

Figura 2. Porcentaje de capacidad instalada según fuente de energía primaria.

3.2. TRANSMISIÓN

En la Tabla 5 se detalla el consolidado de los activos de transmisión del SENI al 31 de diciembre del 2022:

Tabla 5. Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2022²

Longitud Líneas de Transmisión (km)		Capacidad Transformadores (MVA)	
69 kV	1,678.04	69/138 kV	3,180
138 kV	3,118.57	138/230 kV	250
230 kV	283.20	230/345 kV	300
345 kV	435.68	138/345 kV	3,000

² Esta información se obtiene de las bases de datos operativas del Organismo Coordinador.

4 OPERACIÓN DEL SENI



4. Operación del SENI

4.1. GENERACIÓN

En la tabla 6 se muestra la Lista de Orden de Mérito correspondiente a los Costos Variables de Despacho (CVD) utilizados en la Programación de la Operación del SENI en el último día del año 2022.

Tabla 6. Lista de Orden de Mérito según CVD del último día del 2022 [RD\$/MWh].

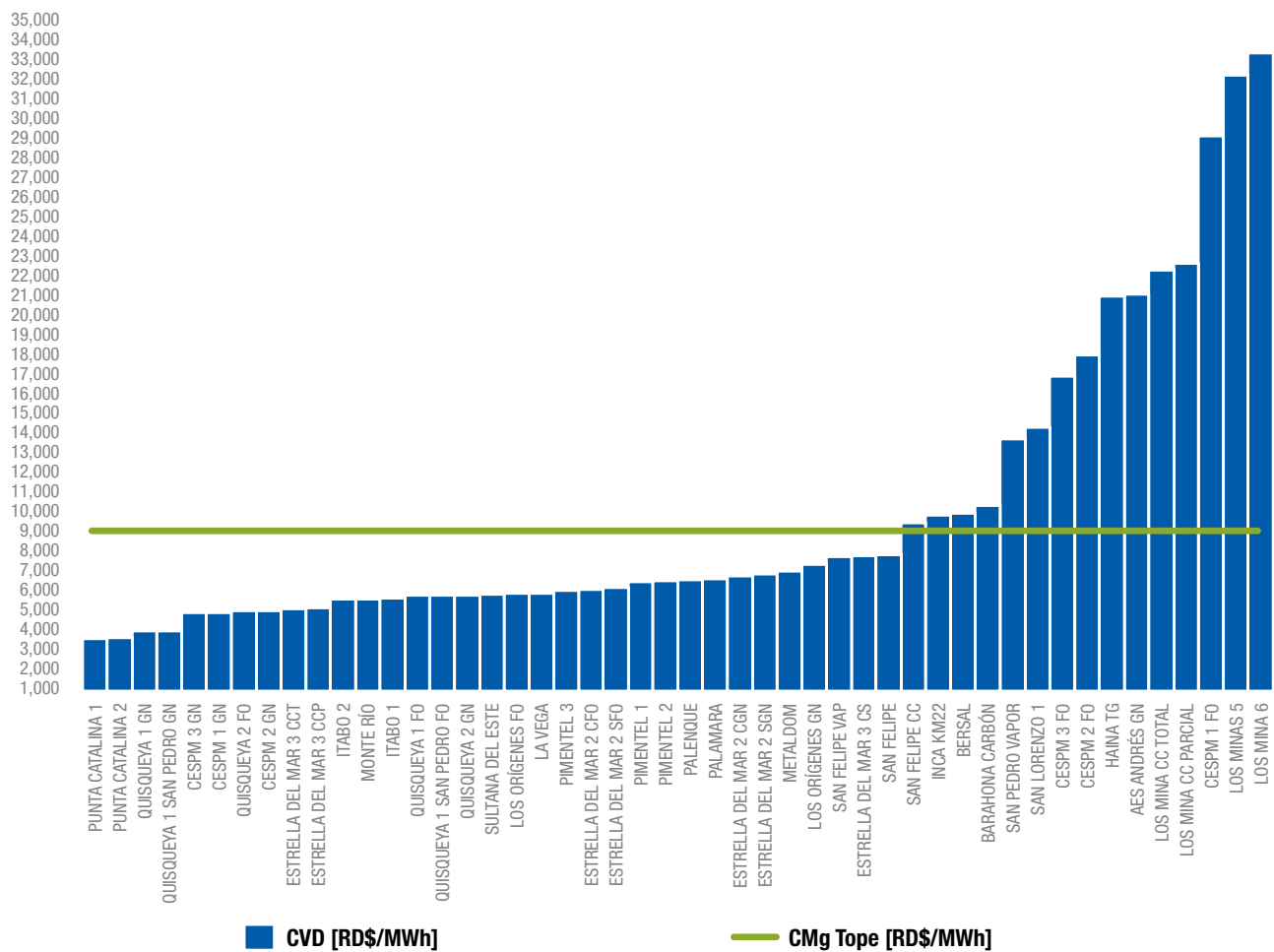
Orden	Unidad	Tecnología	Fuente primaria de energía	CVD [RD\$/MWh]
1	PUNTA CATALINA 1	Turbina a Vapor	Carbón	3,637
2	PUNTA CATALINA 2	Turbina a Vapor	Carbón	3,644
3	QUISQUEYA 1 GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	3,981
4	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	3,981
5	CESPM 3 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	4,928
6	CESPM 1 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	4,955
7	QUISQUEYA 2 FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,020
8	CESPM 2 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	5,049
9	ESTRELLA DEL MAR 3 CCT	Ciclo Combinado	Gas Natural	5,108
10	ESTRELLA DEL MAR 3 CCP	Ciclo Combinado	Gas Natural	5,174
11	ITABO 2	Turbina a Vapor	Carbón	5,599
12	MONTE RÍO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,629
13	ITABO 1	Turbina a Vapor	Carbón	5,650
14	QUISQUEYA 1 FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,802
15	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,802
16	QUISQUEYA 2 GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	5,825
17	SULTANA DEL ESTE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,853
18	LOS ORÍGENES POWER PLANT FUEL OIL	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,898
19	LA VEGA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	5,900
20	PIMENTEL 3	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,065
21	ESTRELLA DEL MAR 2 CFO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,086
22	ESTRELLA DEL MAR 2 SFO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,178
23	PIMENTEL 1	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,504
24	PIMENTEL 2	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,552
25	PALENQUE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,599
26	PALAMARA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,641
27	ESTRELLA DEL MAR 2 CGN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	6,774
28	ESTRELLA DEL MAR 2 SGN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	6,877
29	METALDOM	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	7,035
30	LOS ORÍGENES POWER PLANT GAS NATURAL	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	7,395
31	SAN FELIPE VAP	Turbina a Vapor	Fuel Oil No. 6	7,782
32	ESTRELLA DEL MAR 3 CS	Turbina a Gas	Gas Natural	7,823
33	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2 y No. 6	7,868

Tabla 6. Lista de Orden de Mérito según CVD del último día del 2022 [RD\$/MWh]. Continuación

Orden	Unidad	Tecnología	Fuente primaria de energía	CVD [RD\$/MWh]
34	SAN FELIPE CC	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	9,459
35	INCA KM22	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	9,873
36	BERSAL	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	9,967
37	BARAHONA CARBÓN	Turbina a Vapor	Carbón	10,365
38	SAN PEDRO VAPOR	Turbina a Vapor	Fuel Oil No. 6	13,719
39	SAN LORENZO 1	Turbina a Gas	Fuel Oil No. 2	14,281
40	CESPM 3 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	16,867
41	CESPM 2 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	17,970
42	HAJNA TG	Turbina a Gas	Fuel Oil No. 2	20,947
43	AES ANDRÉS GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	21,049
44	PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC TOTAL	Ciclo Combinado	Gas Natural	22,231
45	PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC PARCIAL	Ciclo Combinado	Gas Natural	22,613
46	CESPM 1 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	29,056
47	LOS MINA 5	Turbina a Gas	Gas Natural	32,118
48	LOS MINA 6	Turbina a Gas	Gas Natural	33,239

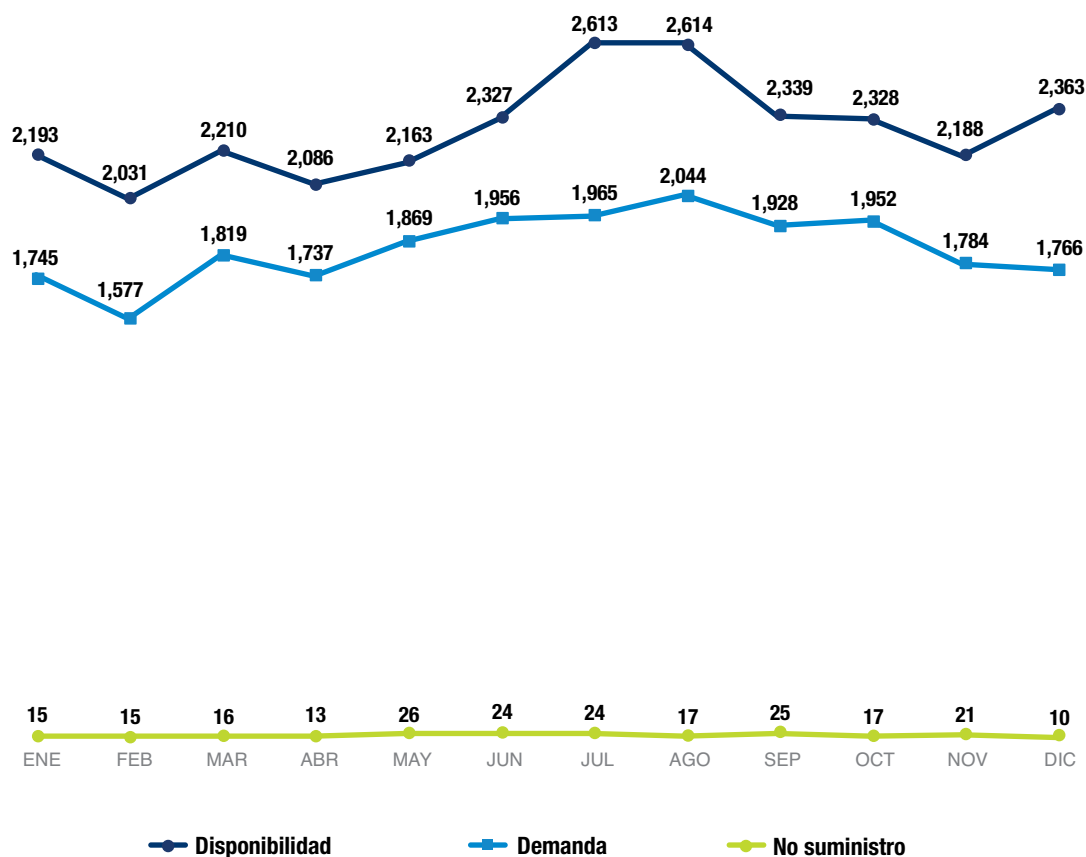
La información de la tabla 6 se presenta en la siguiente figura, la cual incluye el Costo Marginal Tope de Energía en el último día del año 2022.

Figura 3. Orden de mérito según CVD del último día del año 2022.



La figura 4 muestra la evolución mensual de la generación disponible, la demanda abastecida y la energía no suministrada del SENI, calculados de manera acumulada sobre la base del promedio horario de cada mes que se registraron durante la operación.

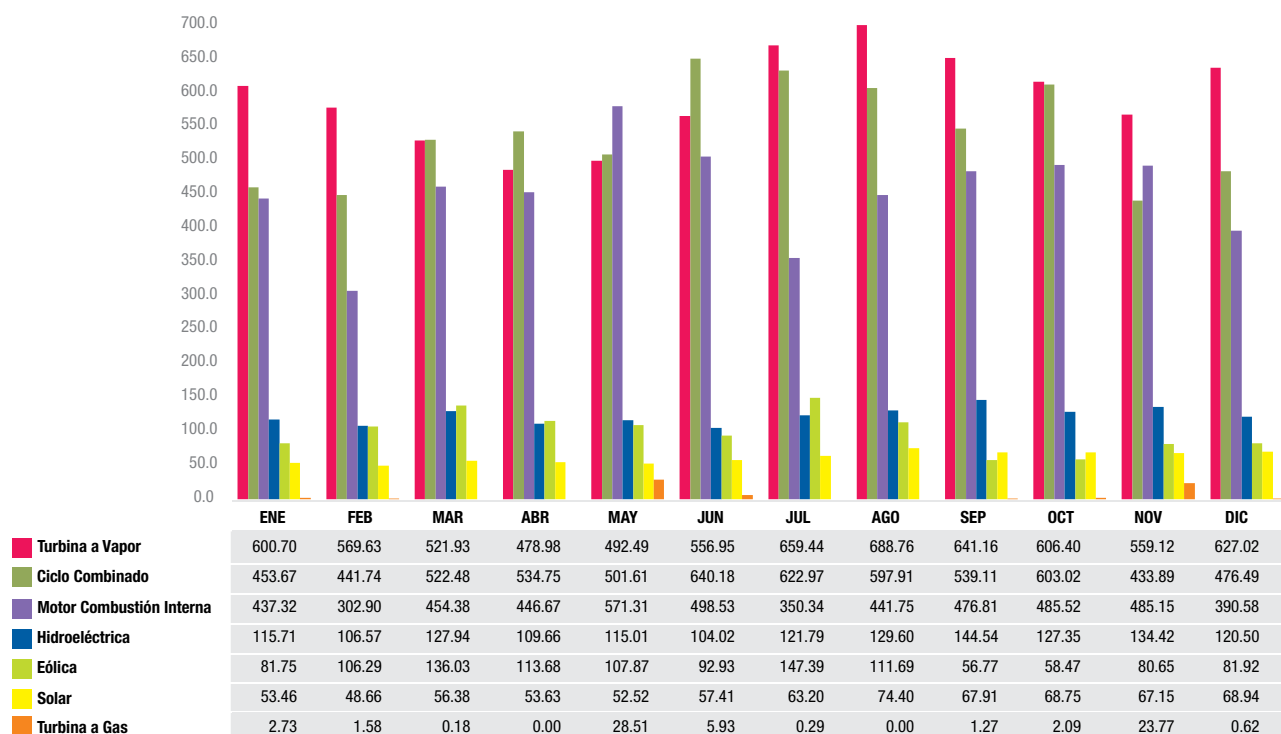
Figura 4. Abastecimiento SENI 2022.



Como se puede apreciar en la Gráfica 4, el valor máximo de demanda abastecida se produjo en el mes de agosto, con un total de 2,044 GWh. Durante ese mismo mes, se registró también la mayor disponibilidad de generación, con un total de 2,614 GWh. En cuanto a la energía no suministrada, las empresas distribuidoras de electricidad reportaron valores que se combinan para un promedio mensual de 19 GWh. La cifra máxima de desabastecimiento se produjo en el mes de mayo, con un total de 26 GWh.

La figura 5 muestra la evolución mensual de la generación bruta en GWh por tecnología, el total bruto generado en el 2022 fue de 22,143.59³ GWh, considerando la generación total de Quisqueya 1. Las tres tecnologías más utilizadas para la generación de energía fueron: turbina a vapor, ciclo combinado y motor de combustión interna con 7,002.59 GWh, 6,367.82 GWh y 5,341.24 GWh, respectivamente.

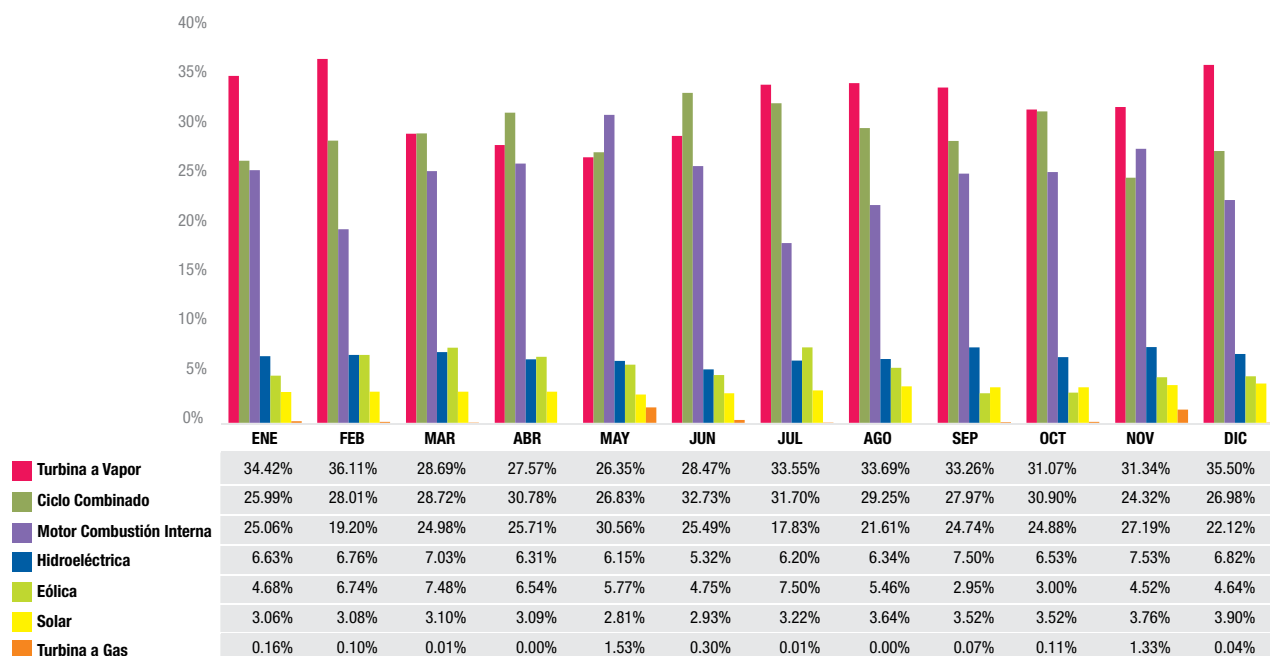
Figura 5. Generación mensual del SENI por tecnología en el 2022 (GWh).



3 Nota: Los datos de generación mostrados, corresponden a valores brutos, no a valores netos como en memorias anteriores.

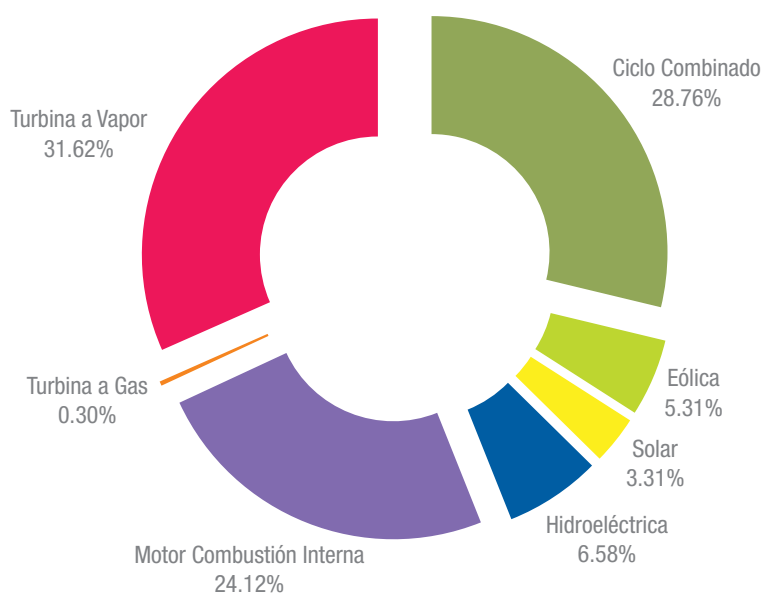
En la figura 6, se presenta el comportamiento porcentual mensual de la generación del SENI por tecnología, en tanto que en la figura 7 se muestra la composición porcentual de la generación bruta total por tecnología.

Figura 6. Generación mensual del SENI por tecnología 2022 [%].



En el 2022 el 31.62% de la generación bruta total fue suministrada mediante la tecnología turbina a vapor, tal como se observa en la figura 7.

Figura 7. Generación total del SENI por tecnología 2022 [%].



El Gas Natural y el Carbón fueron las dos principales fuentes primarias de energía utilizadas en el 2022, como se observa en las figuras 8 y 9.

Figura 8. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2022 [GWh].

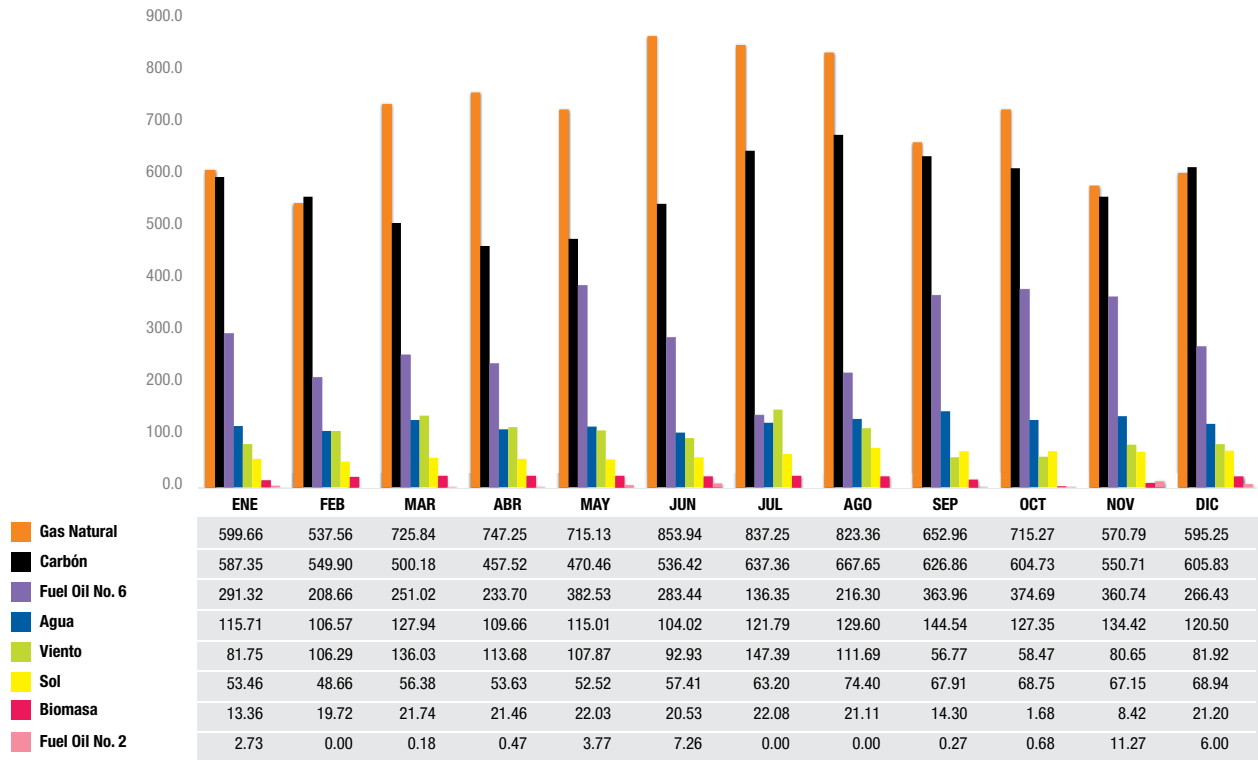
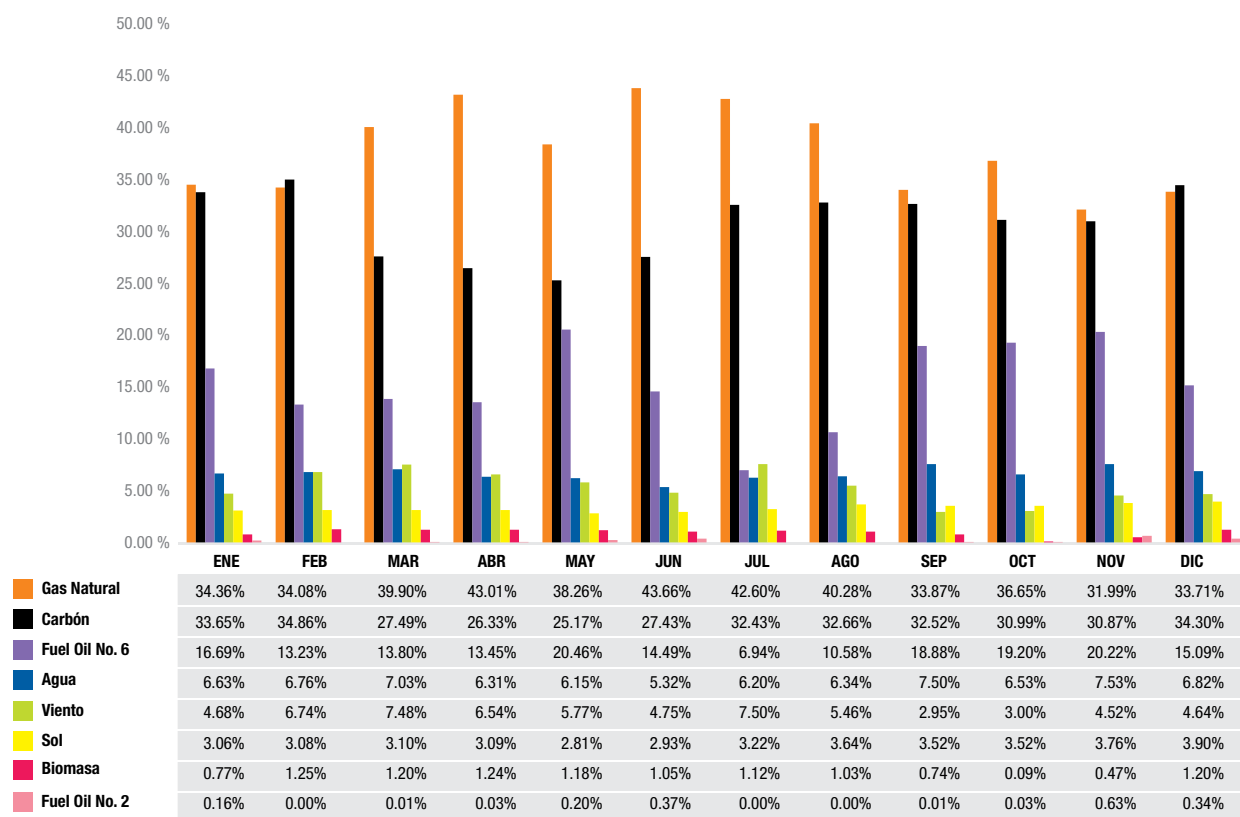
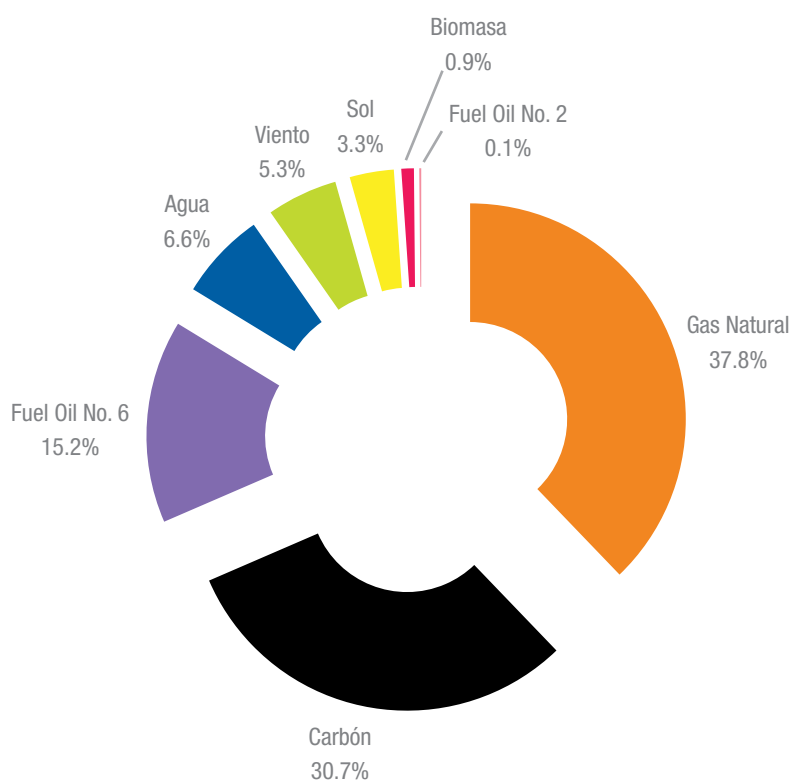


Figura 9. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2022 [%]



La figura 10 presenta la generación bruta total porcentual por fuente primaria de energía correspondiente al 2022, donde predominan el gas natural con una participación de un 37.8%, seguido por el carbón con un 30.7% y luego el fuel oil #6 con un 15.2%. El carbón se mantuvo igual que año anterior; mientras el gas natural presenta una disminución de un 1.4% respecto al 2021. La generación por fuentes renovables tuvo una participación de un 16.1%, mostrando una disminución de un 0.7% con respecto a su producción en el 2021.

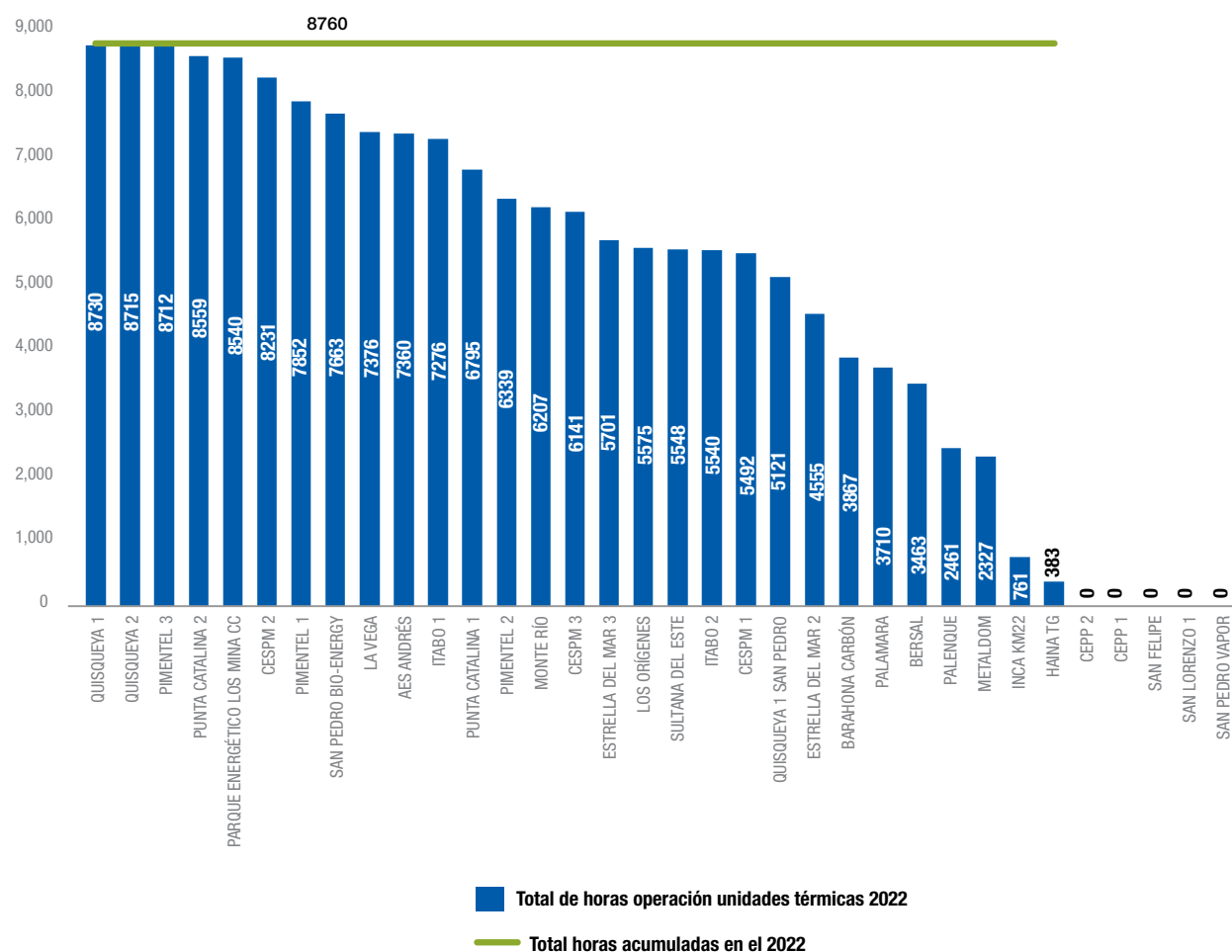
Figura 10. Generación total del SENI por fuente primaria de energía 2022 [%].



4.2. HORAS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

En la Figura 11 se muestra la cantidad de horas que estuvieron operando las unidades térmicas que conforman el parque de generación del SENI. Las centrales que operaron la mayor cantidad de horas fueron: Quisqueya 1, Quisqueya 2, Pimentel 3, Punta Catalina 2, Parque Energético Los Mina CC y CESPM 2, las cuales operaron 8,000 horas cada una o más, de un total de 8,760 horas del año 2022.

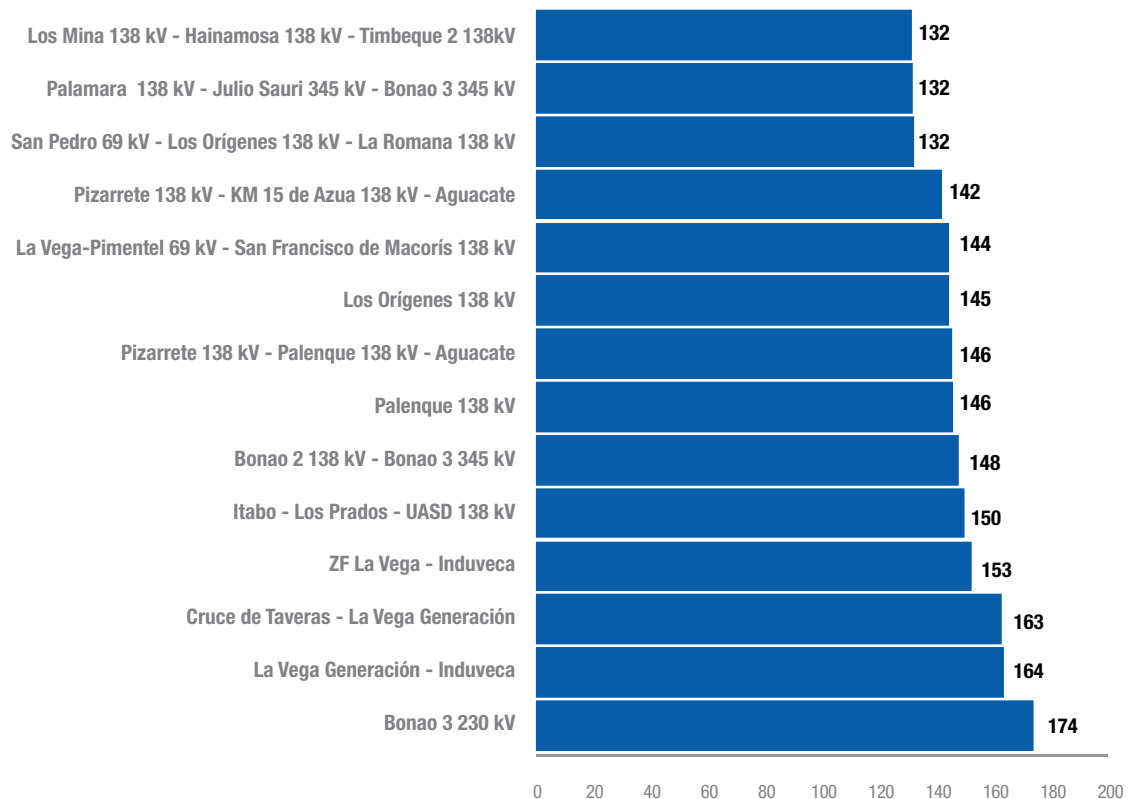
Figura 11. Total de horas en producción de unidades térmicas 2022.



4.3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el 2022 el 57.41% de los periodos de congestión se registraron en la zona norte, de los cuales el 7.48% se debió a la restricción del enlace a Bonao 3 230 kV, tal como se observa en la Figura 12.

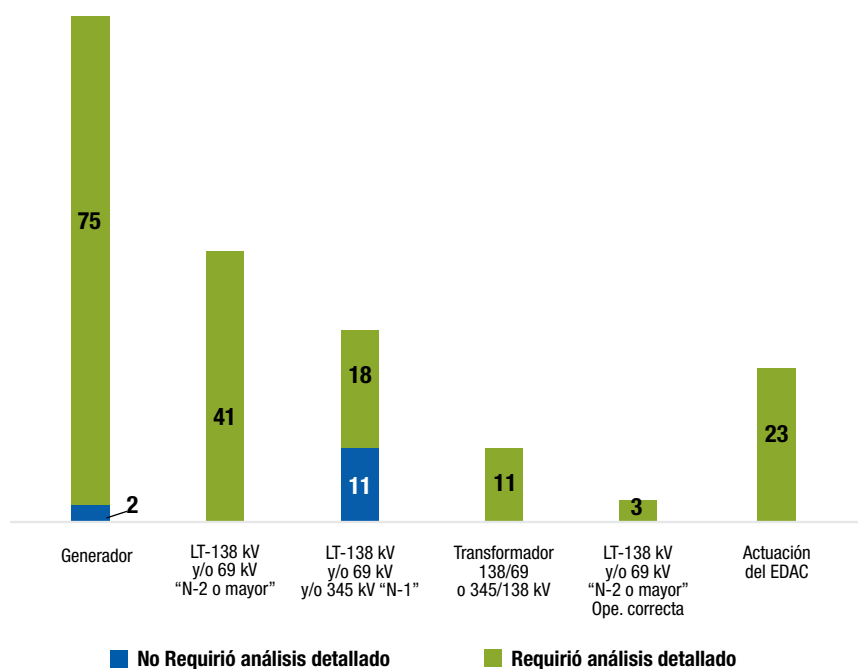
Figura 12. Horas de desacoples económicos para el año 2022.



4.4. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SENI

Se presenta el seguimiento a los eventos que involucran fallas en los sistemas de generación y transmisión integrantes del SENI. En el año 2022 ocurrieron 184 eventos, como se puede visualizar en la figura siguiente, de los cuales 77 eventos corresponden a equipos de generación; 41 eventos a equipos de transmisión que involucran líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con magnitud “N-2 o mayor”; 29 eventos relevantes relacionados con fallas en líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con magnitud “N-1”, 11 eventos relevantes corresponden a transformadores 138/69 kV o 345/138 kV, 3 eventos de transmisión que involucran líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con magnitud “N-2 o mayor con operación correcta y 23 eventos donde actuó el Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC) sin disparo de generación asociado.

Figura 13. Cantidad de eventos ocurridos en el SENI en el 2022.



4.5. INDICADORES DE LA OPERACIÓN

Los indicadores de la operación del SENI presentan señales de la evolución y permiten dar seguimiento a las principales variables de control. Estos indicadores dan la pauta para el establecimiento de compromisos de mejora y gestión en los diferentes ámbitos, los cuales llevan a controlar el desempeño del SENI.

4.5.1. INDICADORES DE CALIDAD DE LA FRECUENCIA

En el año 2022 la frecuencia del SENI estuvo en promedio el 99.65% del tiempo en el rango de $60 \text{ Hz} \pm 0.15 \text{ Hz}$ y el 99.89% del tiempo dentro del rango de $60 \text{ Hz} \pm 0.25 \text{ Hz}$, con respecto a los tiempos establecidos en el Artículo 150 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE); esto puede observarse en las Figuras 14 y 15.

Figura 14. Frecuencia promedio en el rango de $60 \text{ Hz} \pm 0.15 \text{ Hz}$ en el 2022.

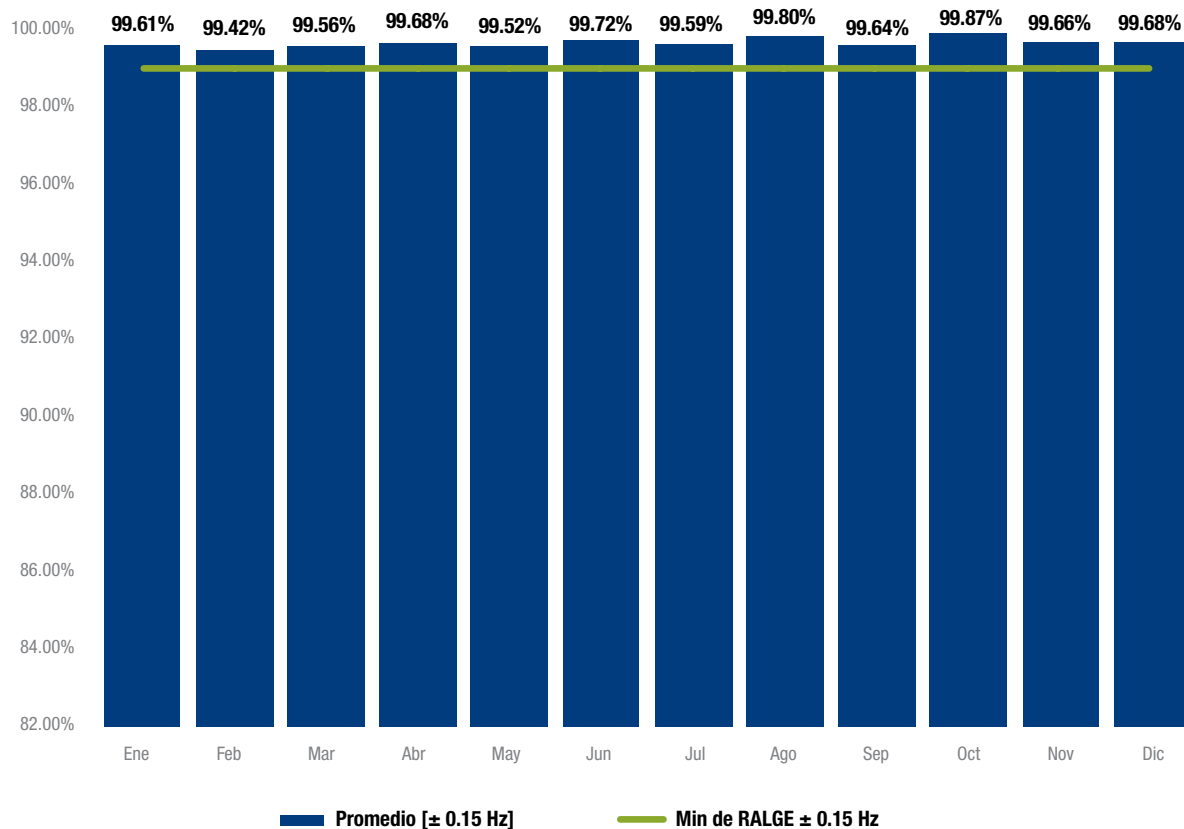
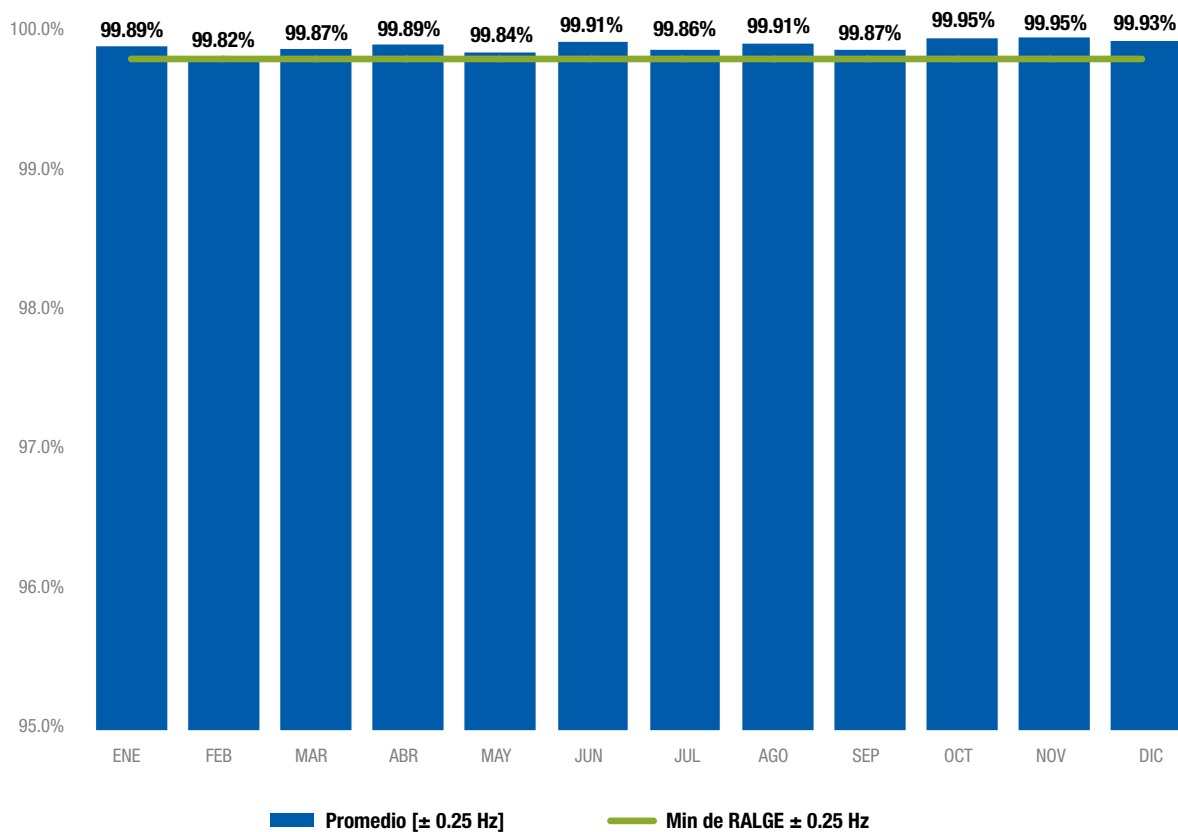


Figura 15. Frecuencia promedio en el rango [59.75-60.25] Hz en el 2022.

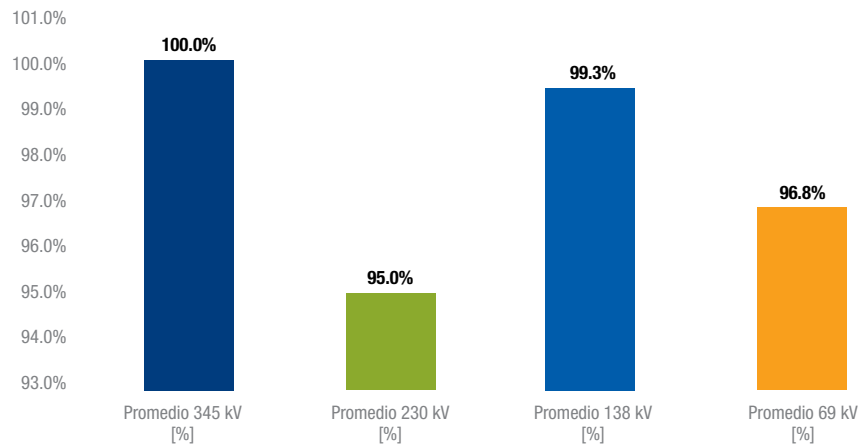


4.5.2. INDICADORES DE CALIDAD DEL VOLTAJE

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad en su artículo 149 establece que en la operación del SENI los niveles de tensión en las distintas subestaciones deberán mantenerse dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) alrededor del valor nominal el 100% del tiempo.

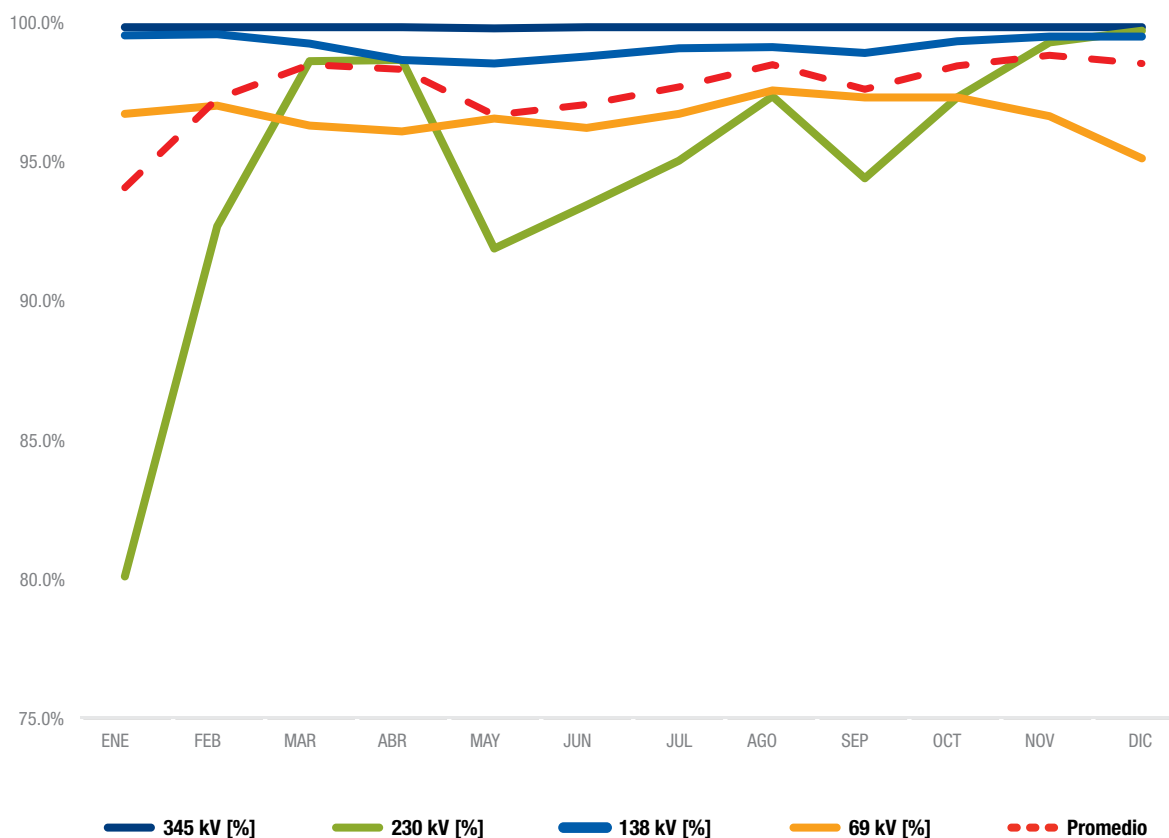
Para el 2022 el voltaje en las barras a 345 kV se mantuvo dentro del rango el 100.0% del tiempo, para el 2022 se incluye el nivel de tensión de 230 kV en la observación, el cual se mantuvo dentro del rango de un 95.0% del tiempo, mientras que en las barras a 138 kV y 69 kV la tensión permaneció respectivamente el 99.3% y 96.8% del tiempo establecido, lo cual representa un aumento de un 0.6% en el nivel de tensión de 138 kV con respecto al 2021, mientras que para el nivel de 69 kV representa un aumento de un 0.4% respecto al año 2021, esto se observa en la figura 16.

Figura 16. Evolución de la calidad del voltaje en el SENI – promedio año 2022.



En la Figura 17 se verifica que el nivel de tensión de 345 kV permaneció el 100% del tiempo dentro de los rangos durante el año, mientras que en los meses de: enero, febrero, noviembre y diciembre fueron los meses en los que presentaron los mejores desempeños de voltaje en el 2022 para los niveles de tensión 230 kV y 138 kV, por su lado el nivel de tensión a 69 kV presentó mayores desempeño en los meses de: enero, febrero, agosto, septiembre y octubre tal como se aprecia en la Figura 17.

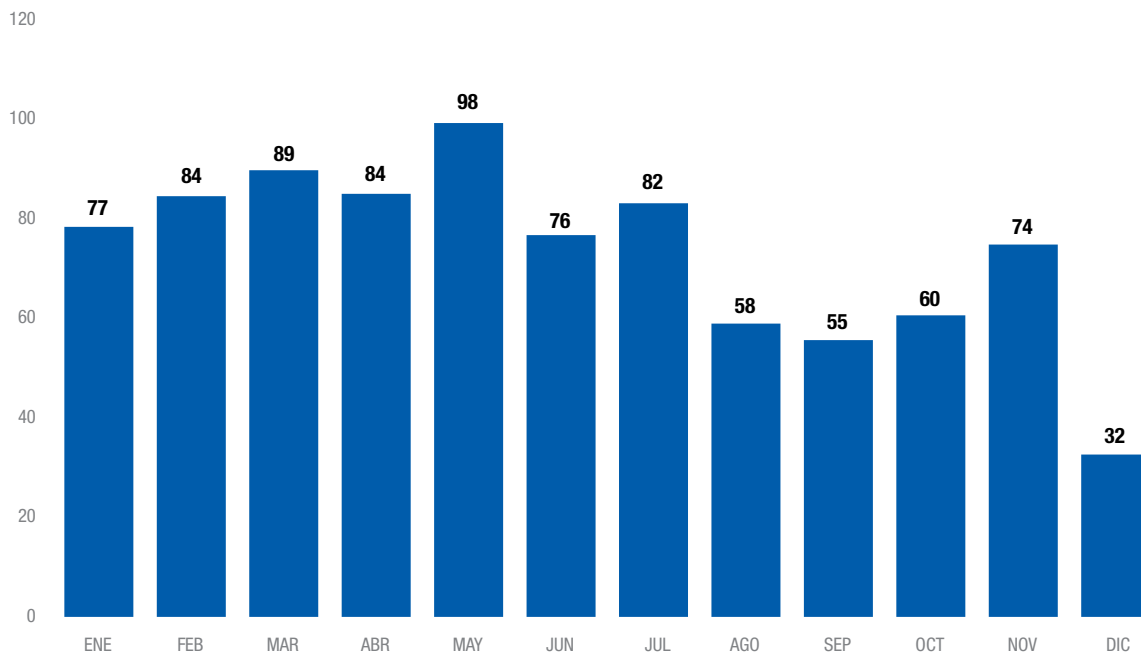
Figura 17. Evolución de la calidad del voltaje en SENI – promedio mensual año 2022.



4.5.3. EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

En la figura 18 se presenta la evolución de la ejecución de los mantenimientos de las instalaciones de transmisión, verificándose que en los meses de febrero, marzo, abril, mayo y julio se tuvieron la mayor cantidad de ejecuciones.

Figura 18. Ejecución de programas mensuales de mantenimientos instalaciones año 2022.



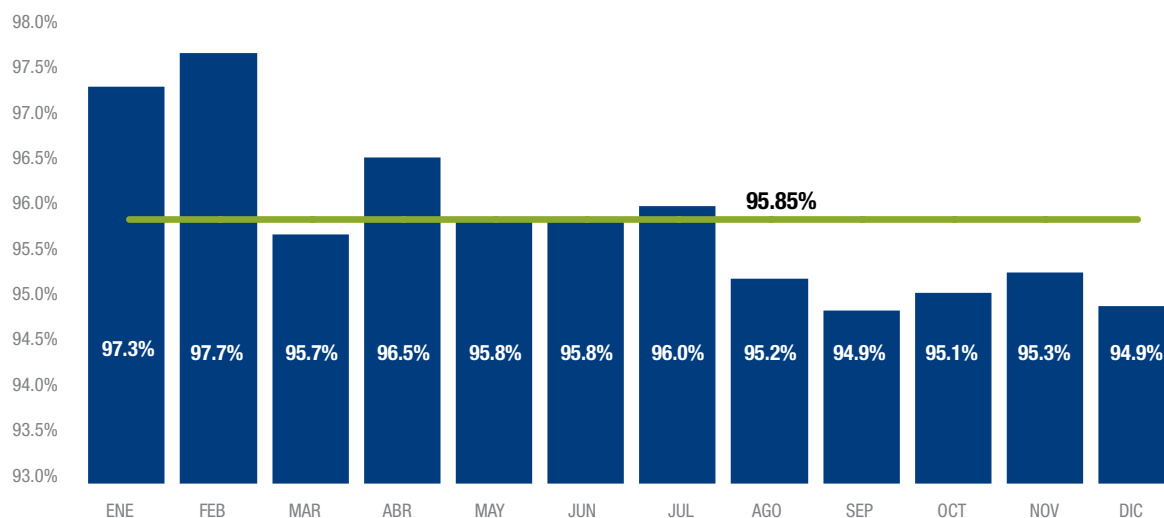
4.5.4. INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS DEL SISTEMA PROTECCIONES SENI

Con el objetivo de medir el desempeño del Sistema de Protecciones de las Instalaciones Eléctricas del SENI, se presenta el indicador de Porcentaje de Operaciones Correctas de las Protecciones (POC). Este mide el número de operaciones correctas en proporción al total de fallas registradas.

$$POC = 1 - \frac{\text{Cantidad fallas } N - 2}{\text{Total de fallas registradas}}$$

En la figura 19 se verifica que para el año 2022 se obtuvo un POC promedio de un 95.85%, lo que representa una disminución de un 0.78% con relación al año 2021 el cual fue de un 96.63%.

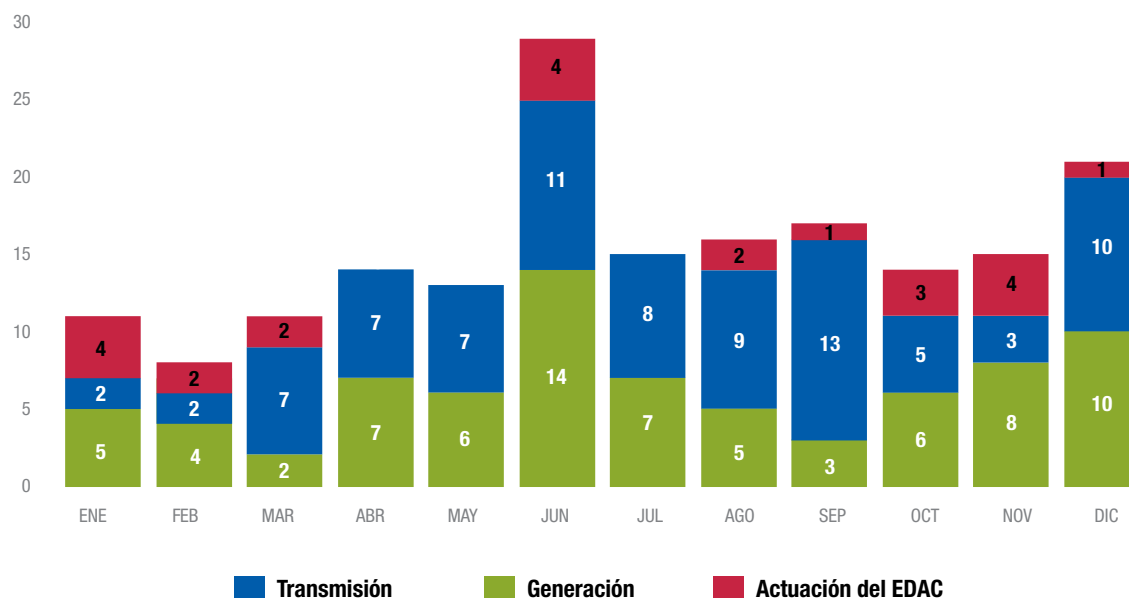
Figura 19. Indicador operaciones correctas acumulado mensual sistema protecciones SENI 2022.



4.5.5. TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI

En la figura 20 se muestra la evolución de los eventos relevantes ocurridos en el año 2022. En los meses de junio, septiembre y diciembre ocurrieron la mayor cantidad de eventos; los mismos fueron mayormente vinculados a eventos de generación.

Figura 20. Ocurrencia de eventos relevantes en el SENI 2022.



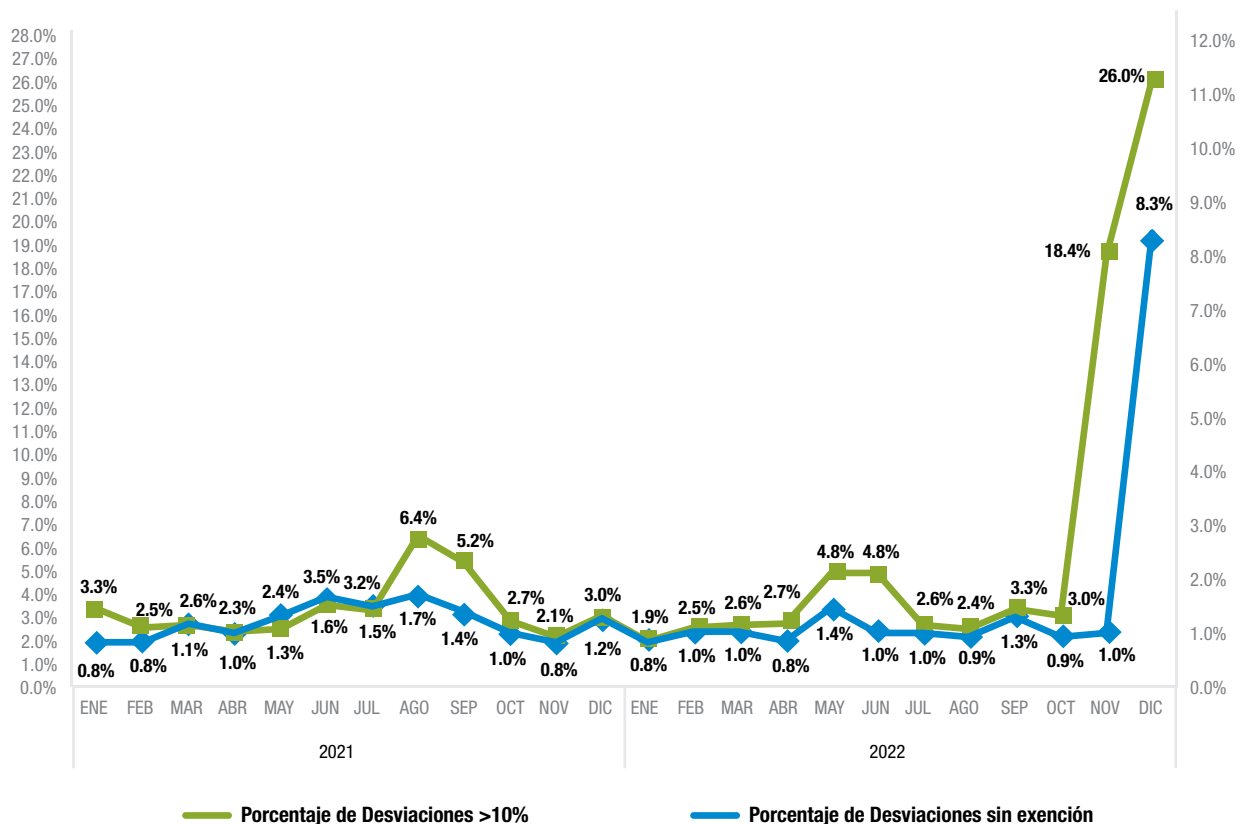
4.5.6. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DURANTE EL AÑO 2022

En atención al Artículo 216 del RALGE, el OC presenta el impacto de las desviaciones de generación y demanda en la operación del SENI.

4.5.7. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES GENERACIÓN

A continuación, se presenta el seguimiento a las desviaciones en la oferta de generación. Según establece la Resolución SIE-041-2013-MEM, se observa que las desviaciones mayores a un 10% se mantuvieron en promedio alrededor de un 6.24% durante el año 2022. En promedio las desviaciones durante el 2022 aumentaron en un 2.97% en comparación con el 2021, pasando de 3.27% a 6.24%. Las desviaciones sin exención de la generación estuvieron en promedio en 1.6%, lo que representa un aumento de 0.43% con relación al 2021.

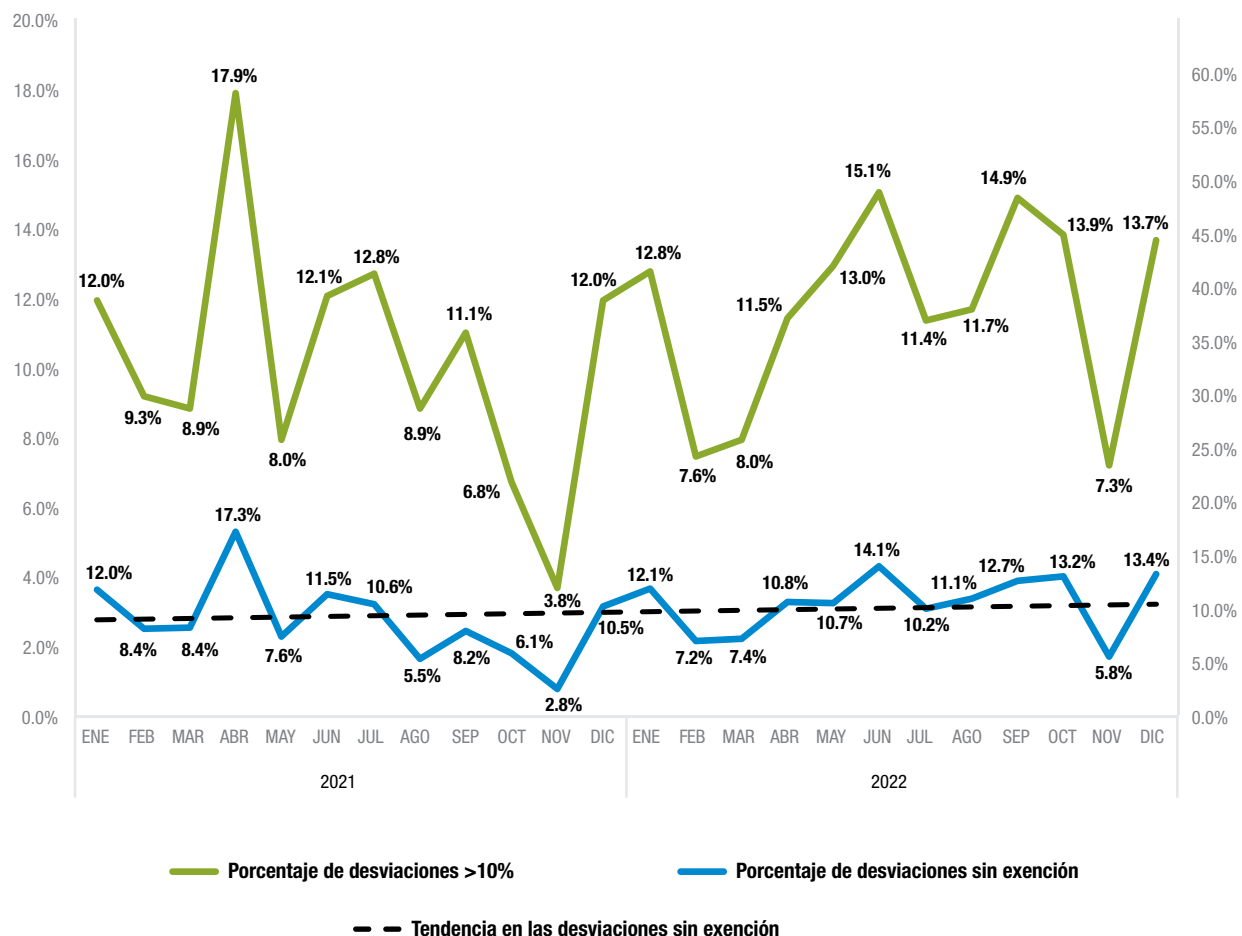
Figura 21. Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la generación.



4.5.8. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DE DEMANDA

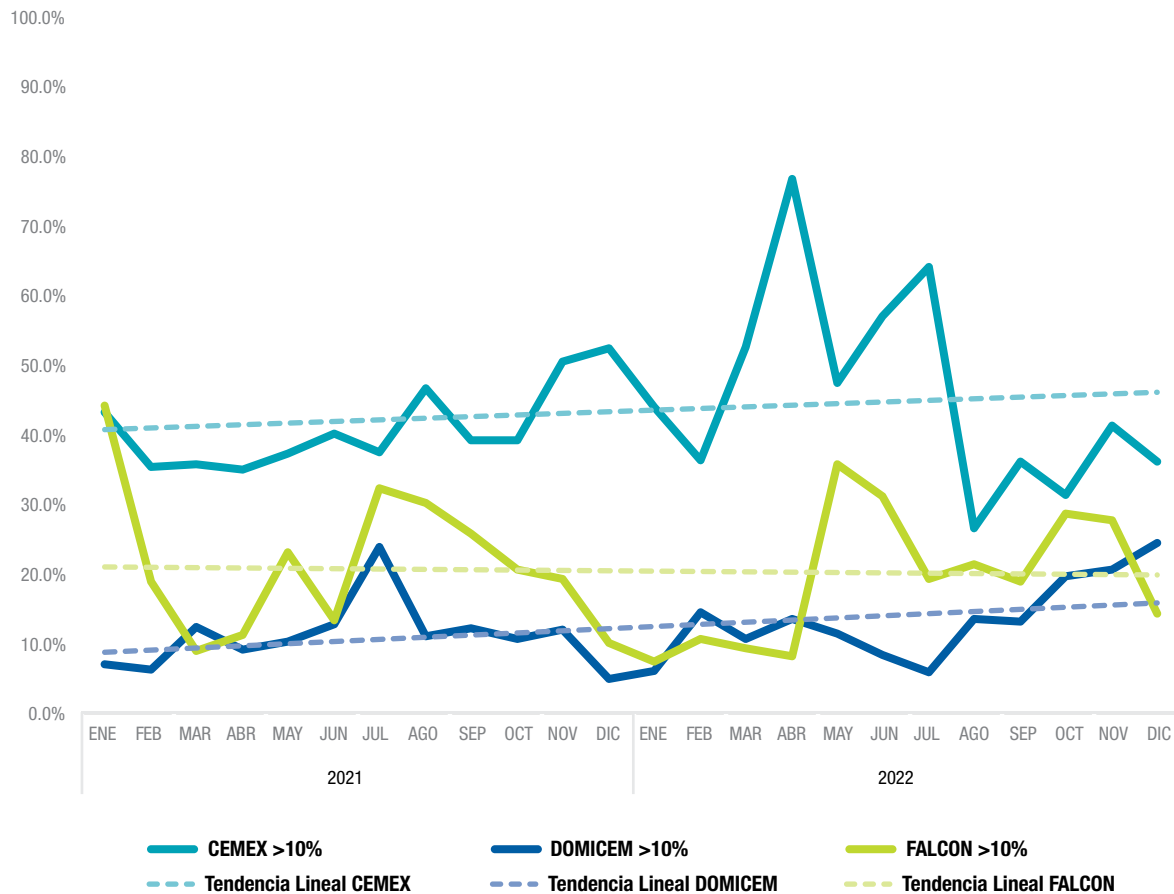
Se observa en la Figura 22 la evolución de las desviaciones en la demanda abastecida versus la demanda declarada, conservándose una tendencia ascendente en referencia al año 2021.

Figura 22. Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la demanda.



La Figura 23 detalla la tendencia de las desviaciones en la demanda abastecida versus la demanda declarada de los Usuarios No Regulados (UNR) con potencias mayores a 15 MW, en el cálculo de la demanda máxima mensual. Se observa que las desviaciones mayores a un 10% de CEMEX, DOMICEM y FALCON tienen una tendencia positiva.

Figura 23. Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la demanda de los UNR>15 MW.



5 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



5. Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista

5.1. BALANCE DE ENERGÍA

En la tabla 7 se muestran los indicadores de precios y cantidades de energía, resultantes de la operación real del SENI. En la tabla 8 se muestra el balance general de energía transferido en el SENI durante el año 2022. Los registros de inyecciones y retiros de energía provienen de los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM.

El total de inyección de las unidades generadoras fue de 20,135.68 GWh, considerando los excedentes del autoproducer PVDC al SENI.

El total de los retiros de energía de las propias empresas generadoras (consumos propios), las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) que obtuvieron su suministro directamente del SENI, fue de 19,813.11 GWh.

Las pérdidas de transmisión, estimadas por diferencia entre el total de inyecciones y retiros de energía, fueron de 322.57 GWh y equivalen al 1.60% del total de las inyecciones de generación.

Los retiros de energía de las empresas distribuidoras (DISCO) fueron de 16,626.63 GWh y equivalen al 82.57% del total de las inyecciones. Los retiros de las empresas generadoras y de los UNR fueron de 3,186.49 GWh y equivalen al 15.83% del total de las inyecciones.

Tabla 7. Indicadores del SENI 2022.

PRECIO DE LA ENERGÍA



El promedio de los Costos Marginales de Energía Activa de Corto Plazo para el SENI
Año 2022

7,385.74 RD\$/MWh

↑ **38.34%**
vs. Año 2021

CMg Máximo 2022 12,539.82 RD\$/MWh
CMg Mínimo 2022 2,693.76 RD\$/MWh

GENERACIÓN, RETIROS Y PÉRDIDAS 2022



La inyección total de las empresas generadoras de energía, el total de los retiros y las pérdidas de transmisión en el SENI
Año 2022

vs. Año 2021

Generación Total	20,135.68	GWh	
Pérdidas Totales	322.57	GWh	1.60%
Retiro Total	19,813.11	GWh	98.40%
Retiro Disco	16,626.63	GWh	
Retiro UNR	3,000.25	GWh	
Retiros Otros	186.24	GWh	



Tabla 8. Balance de energía 2022 [GWh].

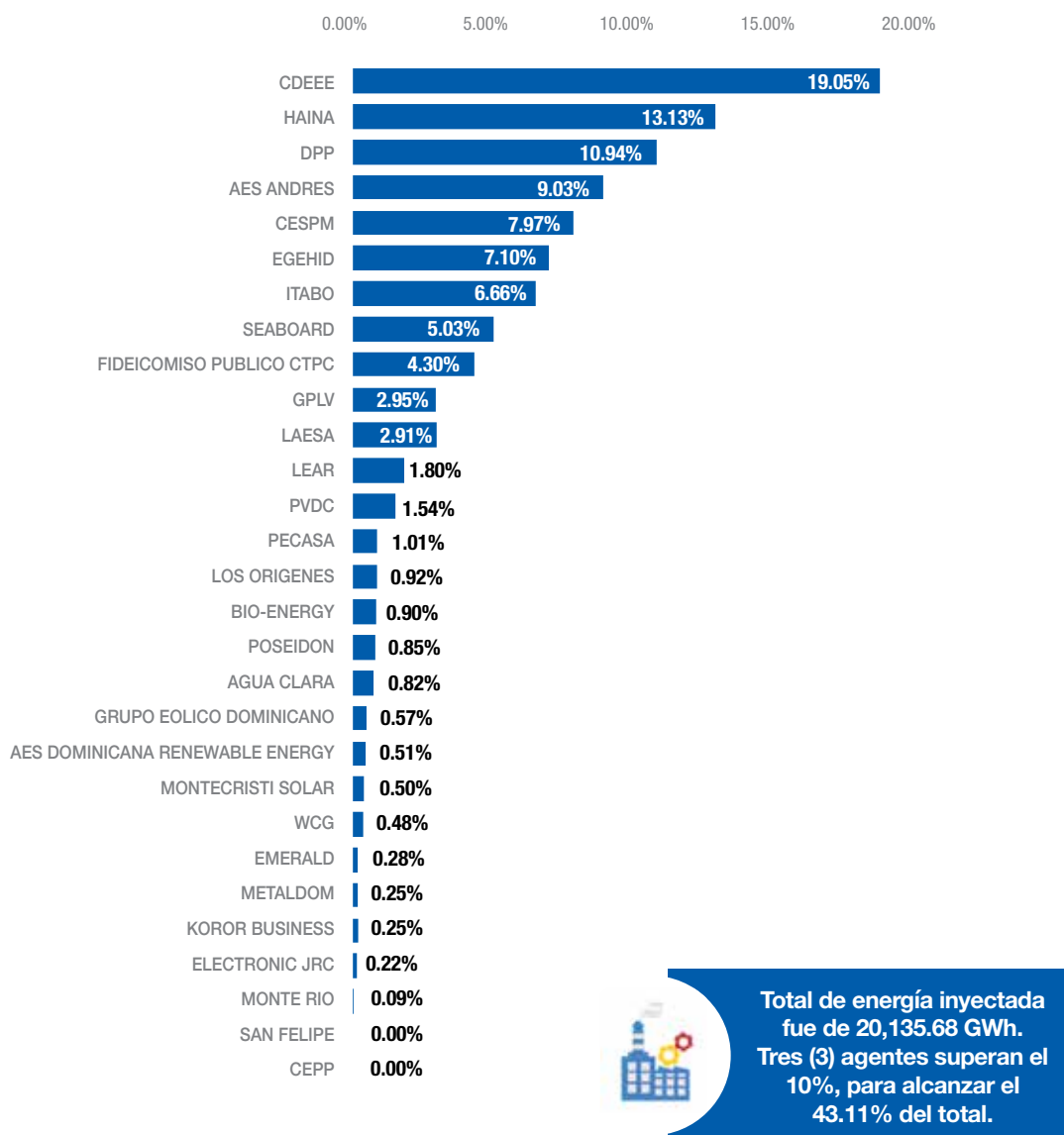
[GWh]	Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Hacia el SENI														
	AES ANDRES	109.21	163.69	174.66	164.77	145.39	173.97	169.13	175.44	181.88	205.90	64.83	88.57	1,817.47
	CDEEE			337.81	232.72	241.77	338.05	459.54	479.79	438.42	463.80	403.14	439.89	3,834.92
	CESPM	107.56	97.96	123.23	160.58	178.28	160.42	155.91	161.32	152.24	93.83	99.09	114.25	1,604.67
	DPP	209.14	170.30	211.58	193.86	137.89	205.51	208.45	156.50	110.06	211.05	194.85	193.29	2,202.50
	EGEHID	113.63	104.51	123.02	107.93	113.82	100.96	119.90	127.70	142.13	124.88	131.21	119.30	1,428.98
	GPLV	42.79	13.13	52.53	47.81	76.96	51.45	24.05	43.99	71.49	81.98	61.34	26.54	594.05
	HAINA	211.13	189.48	254.75	242.45	271.89	238.18	206.35	197.60	194.63	214.81	232.75	189.38	2,643.40
	ITABO	77.25	78.86	91.21	158.88	157.67	122.98	113.30	128.50	127.18	81.45	92.19	112.08	1,341.56
	LAESA	52.20	41.49	49.76	50.01	56.45	56.14	54.51	54.66	46.33	48.95	42.96	33.18	586.63
	METALDOM	2.10	0.04	1.91	3.09	4.54	2.13	0.49	0.49	10.46	14.55	10.19	1.31	51.31
	MONTE RIO	1.37	0.09	0.56	1.45	6.59	1.80	0.21	0.11	1.66	1.48	2.04	0.32	17.70
	SEABOARD	62.27	25.50	35.55	23.02	105.60	137.37	107.06	127.17	104.46	96.81	92.23	96.57	1,013.61
	PVDC	11.34	8.16	14.24	20.02	47.07	42.76	28.81	26.73	23.89	22.97	35.97	28.12	310.09
	LOS ORIGENES	27.52	10.07	10.17	13.08	26.40	16.41	5.09	14.86	21.32	16.39	14.59	9.30	185.21
	ELECTRONIC JRC	3.86	3.41	3.91	3.81	4.06	4.13	3.86	3.79	3.64	3.51	3.47	3.68	45.12
	LEAR	15.48	16.61	37.67	39.54	38.52	34.64	4.09	38.59	30.71	24.37	48.55	33.96	362.74
	BIO-ENERGY	11.65	17.40	19.17	18.91	19.33	18.26	19.24	18.42	12.08	1.42	6.90	18.95	181.74
	MONTECRISTI SOLAR	7.86	7.69	9.20	9.12	8.72	8.93	8.68	8.73	8.48	8.20	7.76	7.70	101.06
	AGUA CLARA	12.50	14.51	19.27	15.75	14.38	12.85	21.06	14.93	10.71	8.66	11.44	10.01	166.06
	PECASA	13.96	17.49	20.19	17.70	13.85	14.60	21.26	17.56	14.04	10.04	13.11	12.72	186.52
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	8.14	10.22	13.15	12.17	10.23	9.69	14.42	11.30	5.33	5.38	8.13	6.82	114.98
	EMERALD	4.64	4.68	5.24	4.51	4.04	4.93	4.66	5.06	4.54	4.53	4.80	4.81	56.44
	WCG	8.55	7.33	8.24	8.51	8.74	8.76	7.92	7.74	8.07	7.81	7.54	7.92	97.13
	POSEIDON	10.68	13.67	18.70	16.68	17.62	15.84	24.31	16.85	7.38	7.04	9.51	13.43	171.72
	SAN FELIPE													
	CEPP													
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	450.72	415.31											866.02
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	8.95	8.15	9.21	8.76	8.73	8.86	9.04	9.27	7.31	8.21	8.38	7.98	102.85
	KOROR BUSINESS							4.09	9.40	9.64	9.16	8.96	9.96	51.21
Pérdidas (Diferencias)														
Desde el SENI														
	AES ANDRES	1.40			0.09	0.71	0.03	0.15	0.09	0.09	0.04	1.93	1.99	6.52
	CDEEE			1.44	3.82	3.15	2.63	0.27	0.03	0.43	0.62	1.54	0.47	14.40
	CESPM	0.18	0.11	0.11	0.15	0.05	0.19	0.22	0.20	0.20	0.49	0.44	0.05	2.40
	DPP	0.33	0.31	0.33	0.31	0.62	0.33	0.36	0.35	0.50	0.38	0.41	0.39	4.62
	EGEHID	0.60	0.51	0.55	0.55	0.52	0.57	0.55	0.65	0.60	0.52	0.46	0.64	6.73
	GPLV	0.20	0.28	0.17	0.20	0.12	0.16	0.29	0.21	0.11	0.08	0.12	0.27	2.21
	HAINA	0.91	0.66	0.57	0.37	0.36	0.60	1.21	1.14	1.11	1.10	0.89	0.94	9.84
	ITABO	0.09		0.05				0.04		0.15	0.31	0.41	0.20	1.25
	LAESA	0.12	0.17	0.17	0.09	0.07	0.04	0.05	0.03	0.07	0.04	0.12	0.21	1.18
	METALDOM	0.20	0.19	0.17	0.13	0.12	0.15	0.15	0.17	0.15	0.13	0.14	0.14	1.86
	MONTE RIO	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.28
	SEABOARD	0.42	0.51	0.58	0.53	0.22	0.11	0.38	0.23	0.28	0.35	0.29	0.38	4.28
	PVDC	18.84	29.35	11.15	9.61	4.25	5.18	11.65	7.37	10.00	8.52	4.60	4.69	125.20
	LOS ORIGENES	0.00	0.06	0.06	0.03	0.01	0.04	0.08	0.04	0.01	0.03	0.03	0.05	0.44
	ELECTRONIC JRC	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.35
	LEAR	0.10	0.07	0.03	0.02	0.04	0.04	0.15	0.03	0.03	0.07	0.01	0.05	0.63
	BIO-ENERGY	0.48		0.00	0.01	0.00	0.01	0.01		0.04	0.17	0.14		0.86

Tabla 8. Balance de energía 2022 [GWh]. Continuación

[GWh]	Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	MONTECRISTI SOLAR	0.04	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.41
	AGUA CLARA	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.00	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.17
	PECASA	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.01	0.01	0.09
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	0.03	0.01	0.02	0.00	0.01	0.00	0.00	0.02	0.05	0.04	0.03	0.03	0.24
	EMERALD	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.28
	WCG	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.52
	POSEIDON	0.05	0.00	0.02	0.01	0.03	0.03	0.00	0.01	0.06	0.08	0.05	0.08	0.41
	SAN FELIPE													
	CEPP	0.06	0.05											0.11
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	0.16	0.08											0.24
	EDEESTE	457.22	400.95	466.13	452.29	514.66	542.50	533.17	555.28	504.83	519.53	469.70	454.94	5,871.19
	EDENORTE	383.61	338.43	396.67	394.66	430.64	455.51	459.33	473.94	443.45	454.70	416.70	390.51	5,038.16
	EDESUR	431.71	394.08	452.31	426.61	484.24	510.65	505.34	530.26	500.50	508.04	464.93	445.82	5,654.51
	LFLT	4.07	3.46	4.20	4.16	4.51	5.03	5.41	5.70	4.12	4.66	4.36	4.37	54.04
	EPDL	0.66	0.57	0.68	0.69	0.78	0.79	0.81	0.83	0.67	0.79	0.72	0.73	8.73
	UNR	256.07	245.36	279.44	254.27	244.63	234.71	244.84	247.74	252.64	245.68	223.12	255.07	2,983.58
	INVERSIONES COSTA CARIBE	0.03	0.05											0.08
	MAPRICA	0.25	0.24	0.28	0.24	0.28	0.26	0.25	0.24	0.21	0.23	0.26	0.24	2.99
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.04	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.42
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	0.81	0.73	0.79	0.77	0.85	0.85	0.85	0.82	0.81	0.67	0.80	0.81	9.55
	KOROR BUSINESS							0.03	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.31
	MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE							0.02						0.02
	MULTICENTRO SIRENA MELLA							0.02						0.02
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA										1.15			1.15
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO											0.00	2.85	2.85
	Pérdidas (Diferencias)	25.66	23.32	28.86	25.34	27.44	29.04	29.62	30.87	26.70	28.46	23.43	23.83	322.57
	Total Hacia el SENI	1,584.49	1,439.75	1,644.95	1,575.15	1,718.52	1,789.64	1,795.44	1,856.51	1,748.08	1,777.18	1,615.93	1,590.04	20,135.68
	Total Desde el SENI	1,584.49	1,439.75	1,644.95	1,575.15	1,718.52	1,789.64	1,795.44	1,856.51	1,748.08	1,777.18	1,615.93	1,590.04	20,135.68

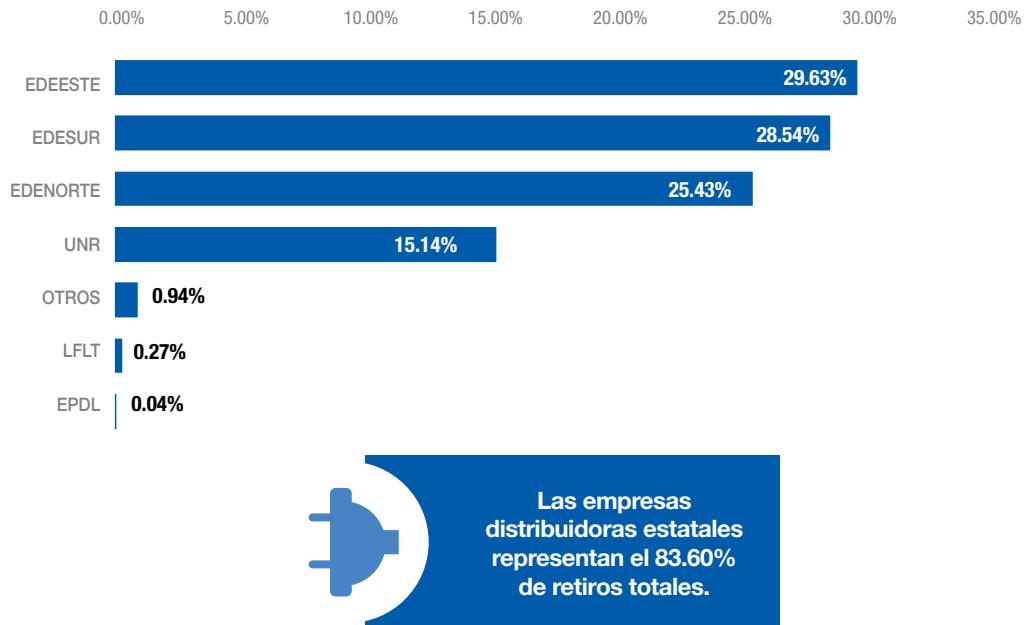
Los siguientes gráficos muestran la participación de los Agentes del MEM en el abastecimiento de la energía durante el año 2022, así como la participación de las distribuidoras en el retiro de energía.

Figura 24. Participación en el abastecimiento de energía para el año 2022.



En el caso de los retiros totales, se verifican 19,813.11 GWh, de los cuales el 83.92% (16,626.63 GWh) representa el consumo total de las empresas distribuidoras: EDESUR, EDENORTE, EDEESTE, LFLT y EPDL.

Figura 25. Participación en los retiros de energía para el año 2022.



5.2. BALANCE PRELIMINAR DE POTENCIA

La Tabla 9 ilustra el balance general de potencia transferido en el SENI durante el 2022, que resulta del cálculo preliminar de potencia firme, del pronóstico de demanda máxima y de las pérdidas de transporte y de transformación estimadas.

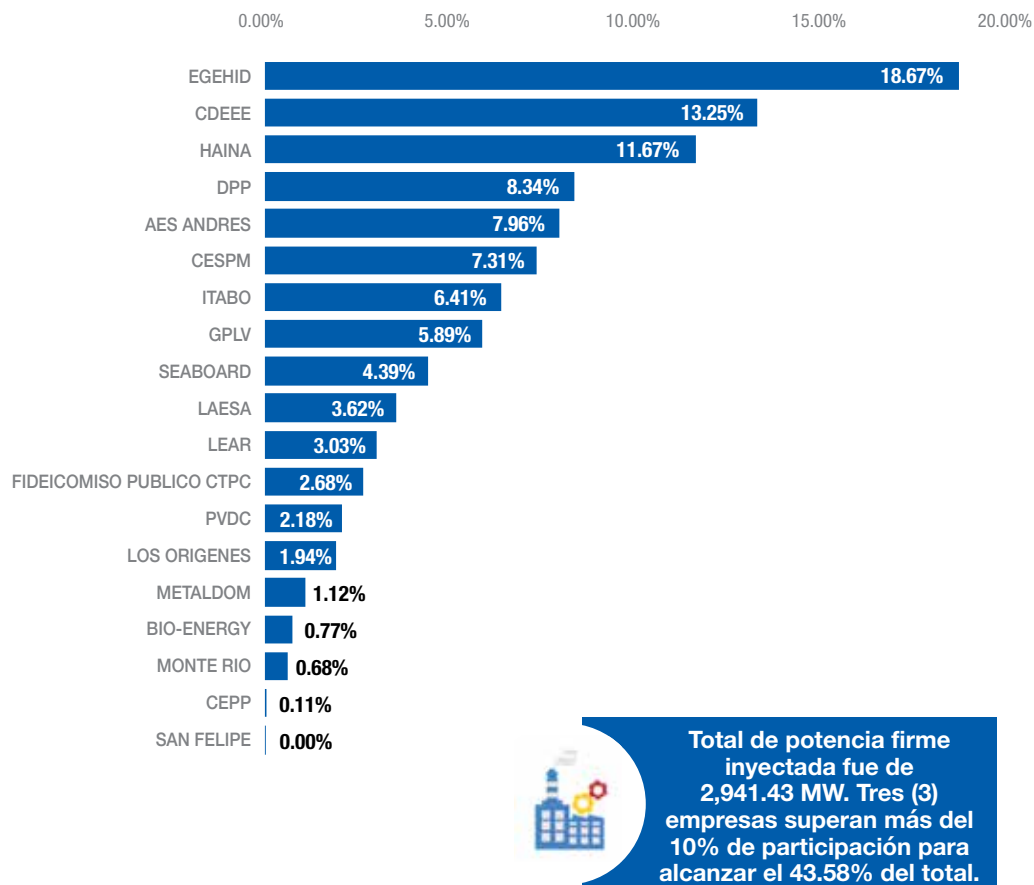
La inyección promedio anual de potencia firme de las unidades generadoras en el 2022 fue de 2,941.43 MW. La suma de los promedios de los retiros de demanda de potencia de punta de las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y de los Usuarios No Regulados (UNR) en el año 2022 fue de 2,884.60 MW. Las pérdidas promedio de transmisión, estimadas por diferencia entre las inyecciones de potencia firme y los retiros de demanda de potencia de punta en el 2022, fueron de 56.83 MW, que equivalen al 1.93% del total de las inyecciones.

Tabla 9. Balance de potencia 2022 [MW].

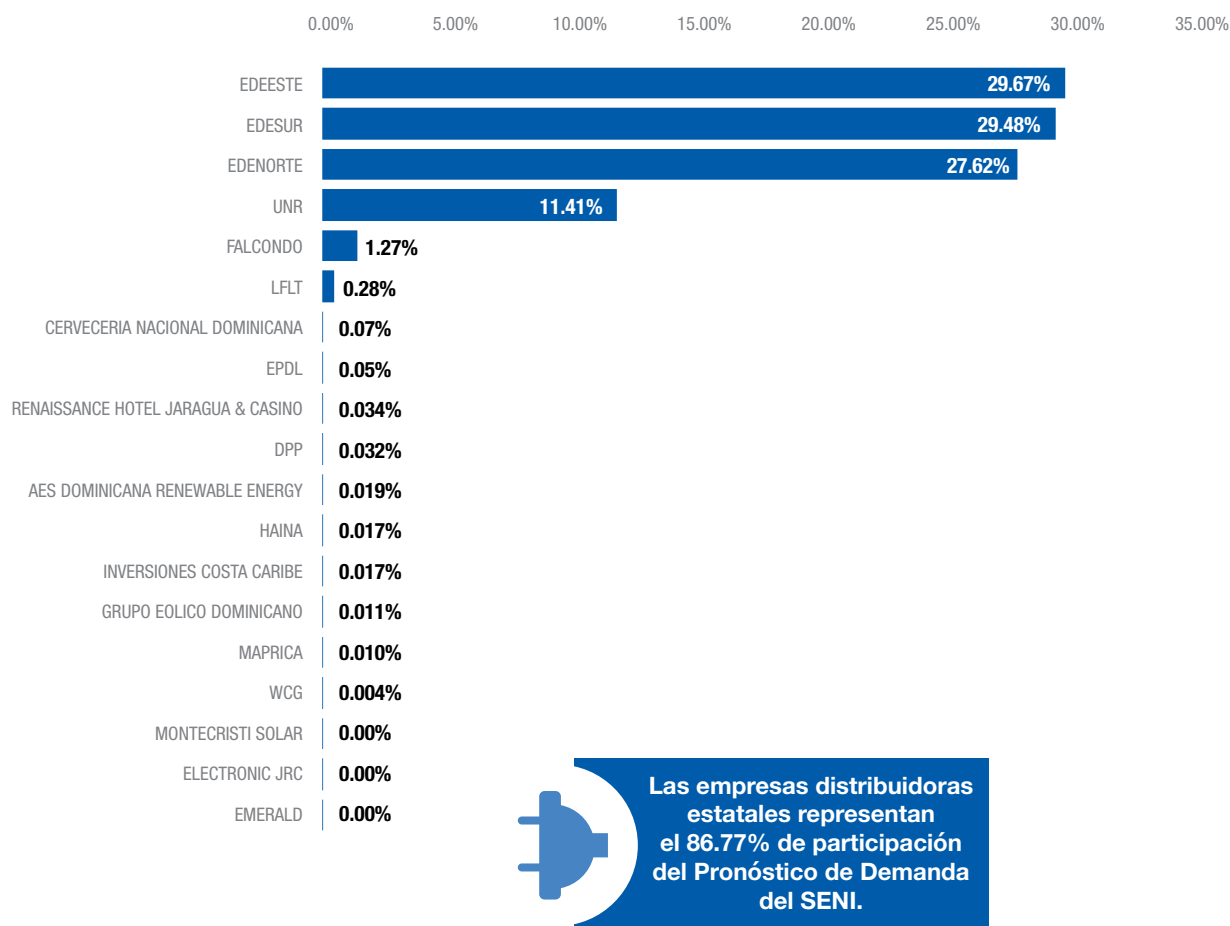
[MW]	Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Hacia el SENI														
	AES ANDRES	232.63	232.26	234.40	236.42	239.56	240.66	240.87	240.08	239.34	236.93	221.07	214.31	234.04
	CDEEE			490.57	484.54	471.09	459.84	456.02	464.47	472.23	474.75	453.73	449.57	467.68
	CEPP	22.65	16.37											19.51
	DPP	239.51	240.44	242.80	247.27	251.46	251.89	253.57	254.80	252.43	246.90	232.19	229.62	245.24
	EGEHID	552.10	554.06	550.41	548.70	548.01	553.76	552.43	542.90	539.32	551.13	545.69	550.69	549.10
	GPLV	171.60	172.38	173.50	175.06	176.28	176.51	176.81	176.35	175.70	174.77	165.71	162.93	173.13
	HAINA	343.78	343.92	344.36	344.84	345.45	345.41	345.67	345.19	344.40	343.87	336.48	334.45	343.15
	ITABO	190.92	189.89	190.97	190.60	191.47	191.06	190.90	191.50	190.96	189.18	179.21	176.58	188.60
	LAESA	106.10	106.27	106.89	107.08	107.32	107.38	107.42	107.34	107.23	106.84	104.04	103.15	106.42
	METALDOM	32.69	32.77	33.21	33.32	33.46	33.33	33.49	33.42	33.29	33.09	31.36	30.74	32.85
	MONTE RIO	20.86	20.74	20.61	20.50	20.41	20.61	20.26	19.99	19.55	19.14	18.25	17.54	19.87
	SEABOARD	108.21	108.22	108.22	108.22	108.21	108.22	108.21	108.22	108.21	108.25	219.43	247.69	129.11
	PVDC	62.25	62.84	63.64	64.34	64.87	65.32	65.33	65.32	65.32	65.44	62.38	61.55	64.05
	LOS ORÍGENES	57.06	57.06	57.06	57.06	57.06	57.06	57.06	57.06	57.06	57.08	56.75	56.37	56.98
	LEAR	88.15	88.52	89.70	90.52	90.93	91.02	90.98	91.06	90.68	89.86	85.36	84.01	89.23
	BIO-ENERGY	22.60	22.42	22.73	23.00	23.29	23.49	23.39	23.47	23.49	23.04	21.41	20.74	22.76
	SAN FELIPE													
	CESPM	219.91	214.73	212.64	210.24	212.66	216.03	219.15	220.47	222.43	222.46	208.27	201.10	215.01
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	468.44	478.39											473.41
Pérdidas (Diferencias)														
Desde el SENI														
	DPP	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
	HAINA	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
	ELECTRONIC JRC	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	MONTECRISTI SOLAR	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	WCG	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
	EMERALD	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
	EDEESTE	868.52	868.53	868.95	867.15	867.15	866.35	866.35	866.35	866.35	861.15	861.15	861.15	865.77
	EDENORTE	806.44	806.44	806.44	806.44	806.44	806.44	805.44	805.44	805.44	805.44	805.44	805.44	805.94
	EDESUR	859.24	860.81	860.81	860.15	860.10	860.10	860.10	860.10	860.10	860.10	860.10	860.10	860.15
	LFLT	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10	8.10
	EPDL	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39
	UNR	334.64	334.64	335.14	337.60	337.65	338.45	339.37	339.45	339.45	342.59	307.65	307.65	332.86
	MAPRICA	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
	INVERSIONES COSTA CARIBE	0.50	0.50											0.50
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	GRUPO RAMOS CHARLES							0.05						0.05
	GRUPO RAMOS MELLA							0.03						0.03
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA										2.06			2.06
	FALCONDO											37.00	37.00	37.00
	Pérdidas (Diferencias)	56.67	56.88	56.93	56.90	56.73	56.80	56.76	56.83	56.84	57.91	56.52	56.24	56.83
Total Hacia el SENI		2,939.47	2,941.26	2,941.73	2,941.70	2,941.53	2,941.60	2,941.56	2,941.63	2,941.64	2,942.71	2,941.32	2,941.04	2,941.43
Total Desde el SENI		2,939.47	2,941.26	2,941.73	2,941.70	2,941.53	2,941.60	2,941.56	2,941.63	2,941.64	2,942.71	2,941.32	2,941.04	2,941.43

En la figura 26 se muestra la participación porcentual de las empresas generadoras en la distribución total de potencia firme para el año 2022.

Figura 26. Participación potencia preliminar año 2022.



A continuación, en la figura 27, se muestra la participación porcentual de las distribuidoras, UNR y consumos propios de los generadores con relación al Pronóstico de la Demanda Máxima del año 2022.

Figura 27. Participación en el pronóstico de Demanda Máxima del año 2022.

5.3. DEMANDA MÁXIMA ANUAL

La tabla 10 muestra el pronóstico de Demanda Máxima Anual del año 2022, determinado conforme al Artículo 265 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. Adicionalmente, la tabla incluye las demandas máximas del SENI registradas en las horas de punta de cada mes del 2022. Los resultados de los registros coincidentes indican que la máxima demanda real anual pertinente para la reliquidación de potencia firme se registró en el periodo 21 del 6 de junio de 2022.

La inyección neta en alta tensión al SENI en la hora de demanda máxima del año 2022 fue de 2,890.92 MW, donde 2,834.52 (98.05%) corresponden a retiros totales, mientras que 56.40 MW (1.95%) son las pérdidas de potencia de punta estimadas.

Respecto a los retiros totales, estos se desglosan en 2,524.26 MW (89.05%) destinado a las empresas distribuidoras y 310.27 MW (10.95%) a las demandas de potencia de punta de las empresas generadoras y los UNR.

Tabla 10. Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2022 [kW]

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	Pronóstico Demanda Máxima 2022 (kW)	ENE 2022 día 28 periodo 20	FEB 2022 día 11 periodo 20	MAR 2022 día 24 periodo 21	ABR 2022 día 11 periodo 21	MAY 2022 día 20 periodo 21	JUN 2022 día 6 periodo 21
DISTRIBUIDORAS RES. OC 08-2022							
EDEESTE	868,953	738,806	734,417	757,185	820,655	877,823	917,217
EDENORTE	806,438	664,785	645,732	673,822	705,091	771,810	772,083
EDESUR	862,478	693,544	693,828	720,917	733,464	793,279	825,412
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	8,100	6,746	7,093	6,862	7,781	8,762	8,072
EPDL	1,388	1,231	1,253	1,240	1,348	1,474	1,473
SUB TOTAL	2,547,358	2,105,113	2,082,324	2,160,027	2,268,338	2,453,149	2,524,256
USUARIOS NO REGULADOS							
UNR	336,421	386,296	389,685	407,888	358,656	299,524	308,089
SUB TOTAL RETIROS GENERADORES	2,689	39,630	15,541	2,563	7,472	7,571	2,177
TOTAL RETIROS	2,886,467	2,531,039	2,487,549	2,570,478	2,634,466	2,760,244	2,834,522
INYECCION TOTAL							
BRUTA EN BT		2,672,691	2,626,233	2,724,215	2,781,394	2,923,847	3,009,682
NETA EN BT	2,957,468	2,584,115	2,540,638	2,638,084	2,687,939	2,825,160	2,901,378
NETA EN AT	2,943,273	2,568,882	2,530,704	2,625,910	2,675,331	2,809,291	2,890,924
PERDIDAS*	1.93%	1.47%	1.71%	2.11%	1.53%	1.75%	1.95%

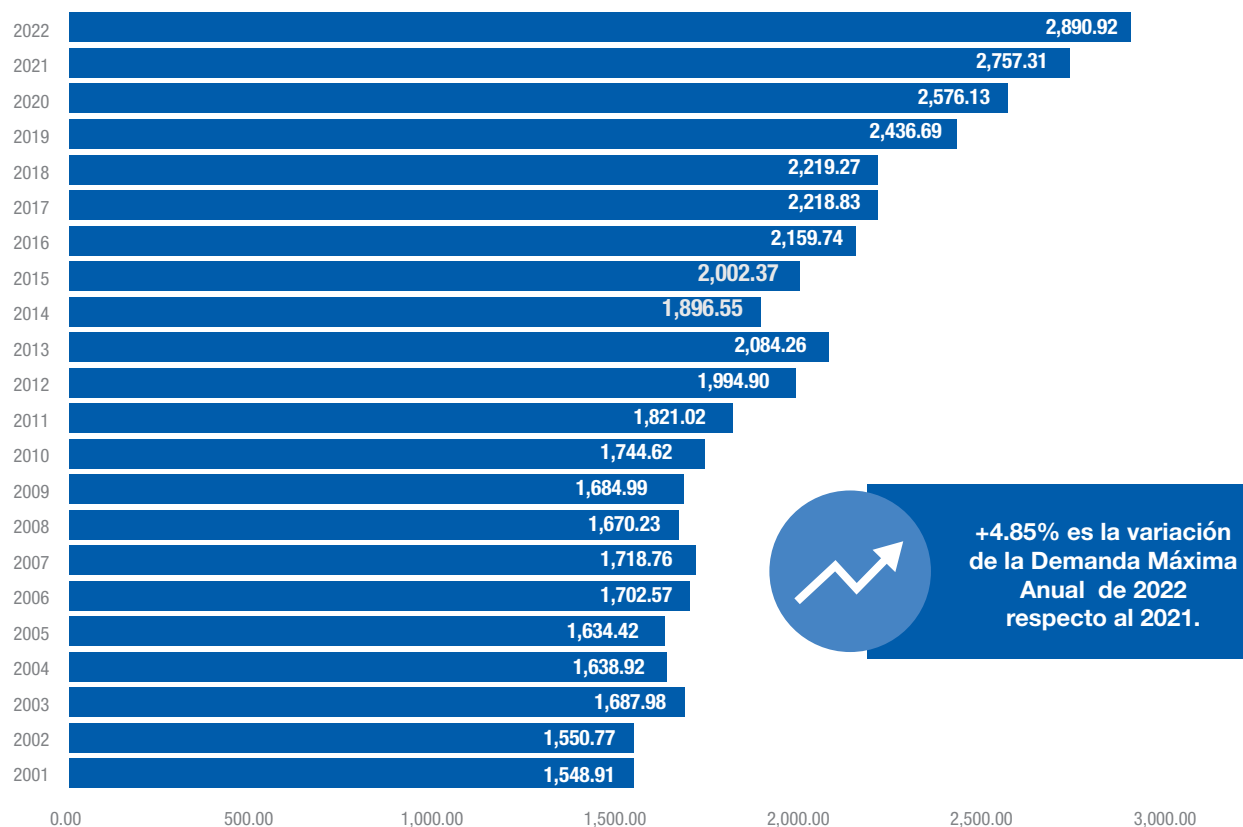
RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	Pronóstico Demanda Máxima 2022 (kW)	JUL 2022 día 12 periodo 21	AGO 2022 día 30 periodo 21	SEP 2022 día 14 periodo 21	OCT 2022 día 4 periodo 22	NOV 2022 día 11 periodo 20	DIC 2022 día 21 periodo 20
DISTRIBUIDORAS RES. OC 08-2022							
EDEESTE	868,953	906,931	912,447	887,809	887,907	815,253	739,821
EDENORTE	806,438	752,961	757,898	765,963	755,423	735,678	660,570
EDESUR	862,478	788,811	832,935	802,702	828,872	775,895	713,624
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	8,100	8,453	7,672	7,211	7,177	8,097	7,003
EPDL	1,388	1,442	1,420	1,370	1,314	1,343	1,261
SUB TOTAL		2,458,597	2,512,372	2,465,054	2,480,694	2,336,266	2,122,278
USUARIOS NO REGULADOS							
UNR	336,421	293,873	299,089	304,337	335,377	331,289	404,919
SUB TOTAL RETIROS GENERADORES	2,689	5,341	4,386	4,162	4,505	3,927	5,108
TOTAL RETIROS	2,886,467	2,757,811	2,815,847	2,773,553	2,820,575	2,671,482	2,532,306
INYECCION TOTAL							
BRUTA EN BT		2,916,776	2,990,865	2,940,711	2,985,202	2,843,016	2,693,001
NETA EN BT	2,957,468	2,810,625	2,879,704	2,836,385	2,884,364	2,736,291	2,593,141
NETA EN AT	2,943,273	2,799,719	2,865,511	2,822,457	2,870,484	2,722,466	2,578,711
PERDIDAS*	1.93%	1.50%	1.73%	1.73%	1.74%	1.87%	1.80%

DEMANDA MAXIMA AÑO 2022 3,009,681.98 JUNIO 2022

En el 2022, la demanda máxima alcanzó un total neto en alta tensión de 2,890.92 MW vs lo registrado en el año 2021, donde se registró un valor de 2,757.31 MW, lo que representa un crecimiento del 4.85%.

La evolución de la demanda máxima anual se verifica en la figura 28:

Figura 28. Evolución de la Demanda Máxima Anual en el SENI (MW)



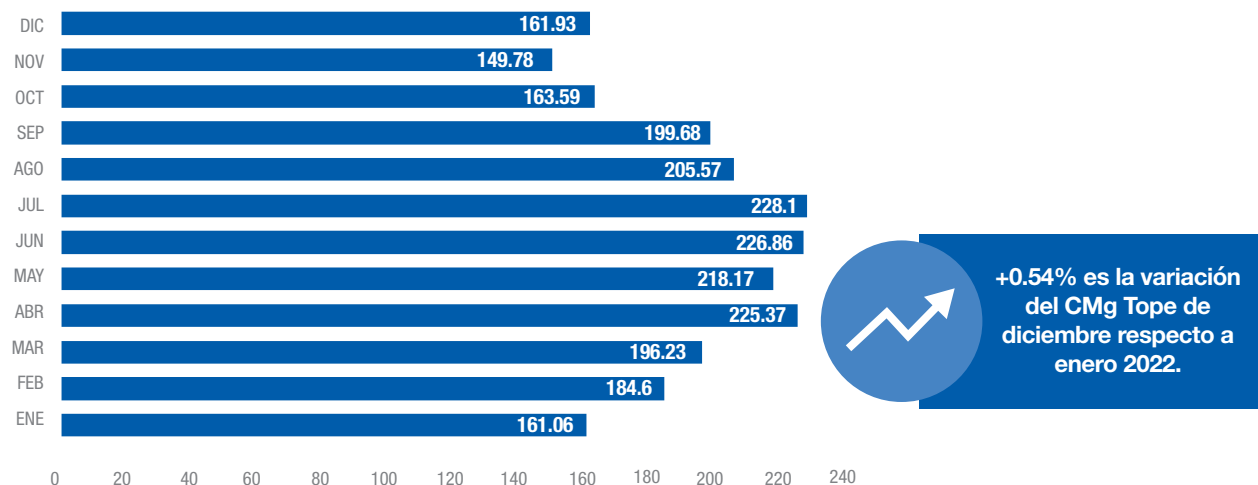
5.4. COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

La Tabla 11 y la Figura 29 muestran la evolución del Costo Marginal Tope de Corto Plazo de energía en la barra de referencia del SENI en el año 2022, conforme se establece en la Resolución SIE-117-2021-MEM de fecha 23 de diciembre 2021.

Tabla 11. Costo Marginal Tope de Energía en el 2022 [US\$/MWh].

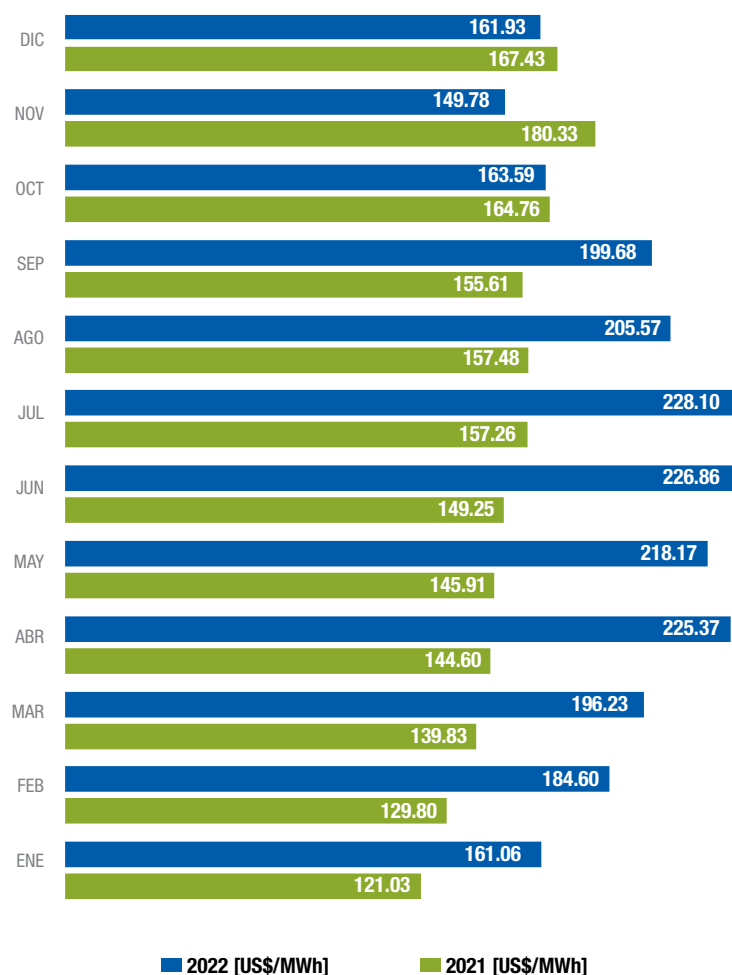
COSTO MARGINAL TOPE 2022	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Costo Marginal Tope Base	[US\$/MWh]	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05
CPI Noviembre 2016		241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35
CPI Mes i-2		277.95	278.80	281.15	283.72	287.50	289.11	292.30	296.31	296.28	296.17	296.81	298.01	289.51
A = CPI Mes i-2/CPI Noviembre 2016		1.1516	1.1552	1.1649	1.1755	1.1912	1.1979	1.2111	1.2277	1.2276	1.2271	1.2298	1.2348	1.1995
Precio Fuel Oil N°6 - Base, Oil USGC HSFO	[US\$/barril]	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31
Precio Fuel Oil N°6 - Promedio	[US\$/barril]	63.06	74.83	80.52	95.00	91.14	95.40	95.82	84.24	81.28	63.16	56.18	62.21	78.57
Aporte CPI	[US\$/MWh]	35.55	35.66	35.96	36.29	36.77	36.98	37.38	37.90	37.89	37.88	37.96	38.11	37.03
Aporte Precio Fuel Oil N°6	[US\$/MWh]	125.51	148.94	160.27	189.08	181.40	189.89	190.72	167.67	161.78	125.72	111.82	123.81	156.38
COSTO MARGINAL Tope	[US\$/MWh]	161.06	184.60	196.23	225.37	218.17	226.86	228.10	205.57	199.68	163.59	149.78	161.93	193.41
Variación CMgTope (respecto mes anterior)	%	-10.69%	2.37%	8.82%	24.98%	20.98%	25.80%	26.49%	14.00%	10.73%	-9.28%	-16.94%	-10.20%	7.25%
Variación CMgtope (respecto de enero)	%	0.00%	14.62%	21.84%	39.93%	35.46%	40.85%	41.62%	27.64%	23.98%	1.57%	-7.00%	0.54%	20.09%

Figura 29. Evolución del costo marginal tope en el 2022 [US\$/MWh].



En la figura 30 se muestra una comparación mensual del costo marginal tope de energía, para los años 2022 y 2021, conforme a las resoluciones SIE-117-2021-MEM y SIE-079-2020-MEM, vigentes en estos períodos.

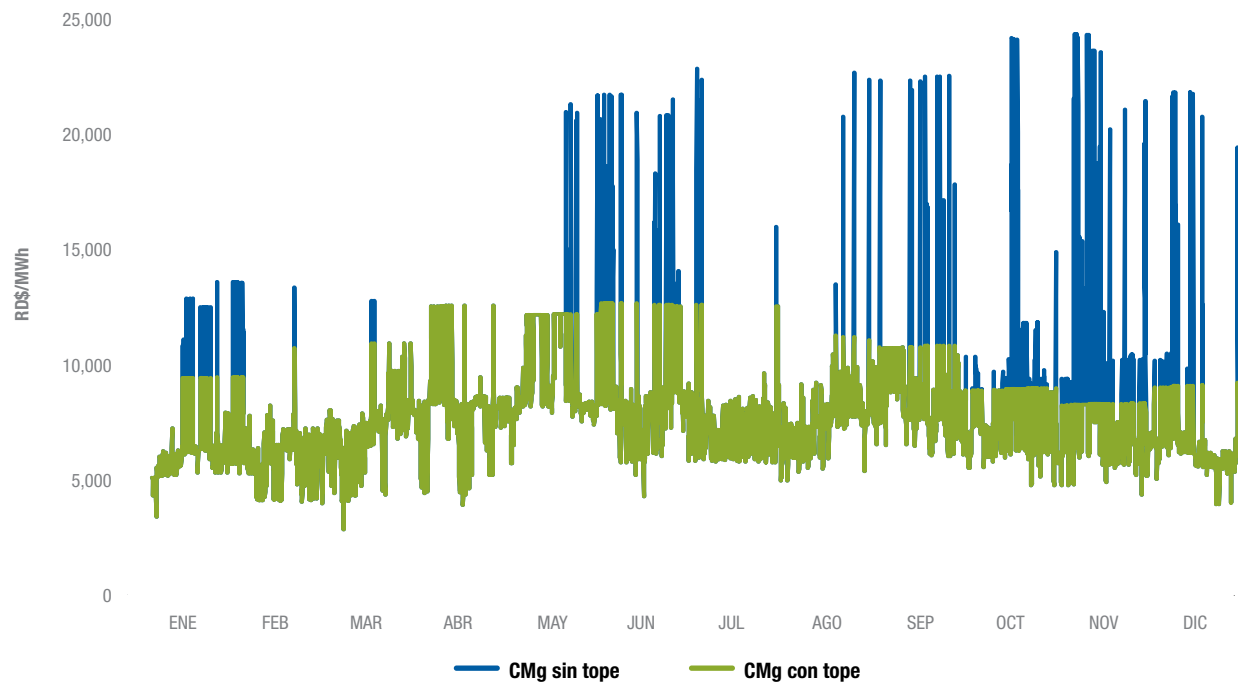
Figura 30. Costo Marginal Tope Energía en dólares americanos según Resoluciones vigentes en los años 2021 y 2022.



+27.99% es la variación
del CMg Tope
Promedio de 2022
respecto al 2021.

En la figura 31 se muestra una comparación del Costo Marginal de Energía, calculado según la Resolución SIE-117-2021-MEM y el Costo Marginal de Energía que resultaría sin la aplicación de esta, para cada uno de los meses del año 2022.

Figura 31. Costo Marginal de corto plazo de energía en barra de referencia 2022 [RD\$/MWh].



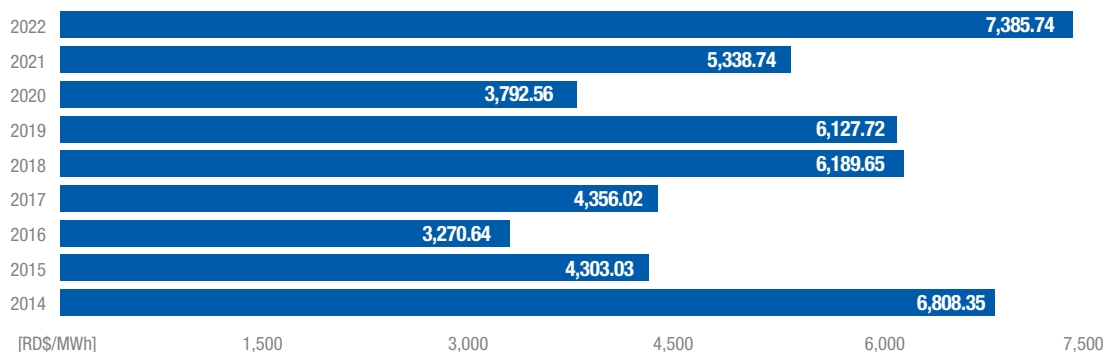
El promedio del Costo Marginal de Energía diario en el 2022 alcanzó el valor de RD\$ 7,385.74 por MWh. La figura 32 muestra la evolución del Costo Marginal de Energía en el año 2022, a partir de los promedios mensuales y los intervalos que acotan su variabilidad.

Figura 32. Rango de variación y promedio del costo marginal de energía en el 2022.



La figura 33 muestra la evolución anual de los costos marginales de energía promedio:

Figura 33. Promedios anuales del costo marginal de energía [RD\$/MWh]



+38.34% es la variación del CMg Promedio de 2022 respecto a 2021.

En las figuras 34 y 35 se presentan las horas del mes en donde el costo marginal resultó menor al costo marginal tope de energía establecido en la Resolución SIE-117-2021-MEM. También se muestran las horas de desabastecimiento y las horas en donde el costo marginal, sin la aplicación del costo marginal tope, es mayor al CMg Tope.

Figura 34. Cantidad de horas por mes en que el costo marginal es mayor, menor o igual al costo marginal tope en 2022.

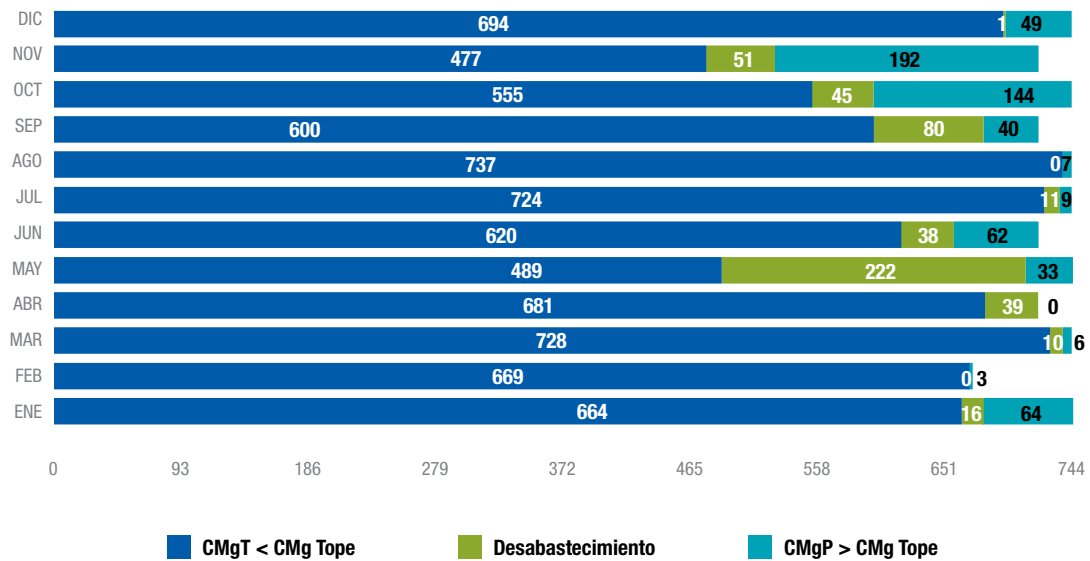
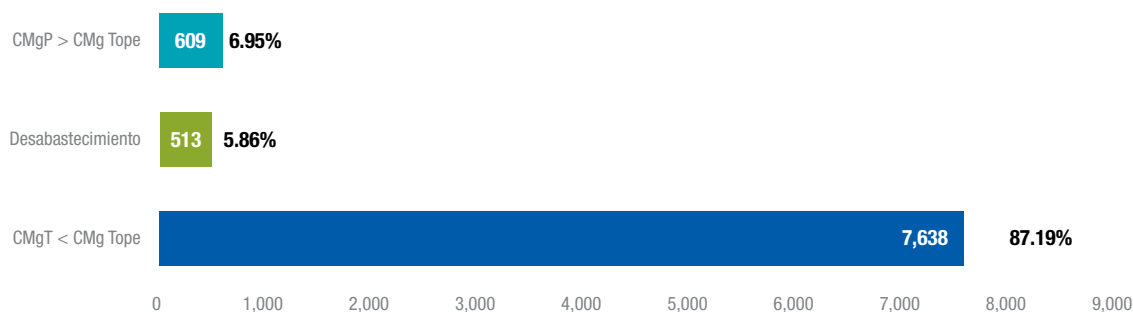


Figura 35. Cantidad de horas y porcentajes totales en que el costo marginal es mayor, menor o igual al costo marginal tope en el año 2022



-14.02% es la variación del Desabastecimiento de 2022 (700.10 horas) con respecto al 2021 (814.30 horas).

Nota 1: La cantidad de periodos asignados del **CMgP > CMgTope**, **Desabastecimiento** y **CMgT < CMgTope** corresponde a las horas donde se mantuvo esta condición el 100% del tiempo.

Nota 2: El total de horas con desabastecimiento presentadas muestra las horas completas en la que el sistema se encuentra en desabastecimiento. Las horas totales de desabastecimiento **contando las fracciones de horas** donde hubo desabastecimiento en el 2022 fue de **700.10** horas; en el 2021 fue de **814.30** horas; en el 2020 fue de **1,791.95** horas; en el 2019 fue de **2,508.35** horas; en el 2018 fue de **2,009.12** horas; y en el 2017 hubo desabastecimiento en **1,510.30** horas.

Donde los términos tienen el siguiente significado:

- CMgT** Costo Marginal de energía considerando la limitación del Costo Marginal Tope de energía según lo establecido en la Resolución SIE-117-2021-MEM
- CMg Tope** Costo Marginal Tope de energía establecido en la Resolución SIE-117-2021-MEM
- CMgP** Costo Marginal de energía sin considerar la limitación del Costo Marginal Tope de energía según lo establecido en la Resolución SIE-117-2021-MEM

Tabla 12. Subsistemas en el 2022 con incidencia en las Transacciones Económicas. Continuación

Datos	Subsistema	Zona	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Pro- medio
	2890 ZF La Vega - 2892 Induveca	NORTE		7,103.01	7,953.55	9,377.21	8,575.64								8,252.35
	2134 Bonao 3 230 kV	NORTE				9,414.93									9,414.93
	2520 ZF Puerto Plata	NORTE		7,101.90											7,101.90
	2130 Bonao 2 138 kV - NORTE 2132 Bonao 3 345 kV							7,193.22		8,259.91					7,726.57
	2170 Cruce de Taveras - 2223 La Vega Generación	NORTE									8,247.06				8,247.06
	2223 La Vega Generación - 2892 Induveca	NORTE									8,240.04				8,240.04
	2050 La Vega - 2070 Pimentel 69 kV - 2800 San Francisco de Macorís 138 kV	NORTE											6,859.67		6,859.67
	1360 Palamara 138 kV - 1850 Julio Sauri 345 kV - 2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							7,115.98						7,115.98
	4200 Los Orígenes 138 kV	ESTE											6,871.73		6,871.73
	1180 Los Mina 138 kV - 1190 Hainamosa 138 kV - 1254 Timbeque 2 38 kV	ESTE							7,097.20						7,097.20
	4010 San Pedro 69 kV - 4200 Orígenes 138 kV - 4520 La Romana 38 kV	ESTE							7,125.91						7,125.91
Promedio CMg Sin Tope [US\$/MWh]	Principal (1360 Palamara 138 kV)	-	112.78	100.80	128.53	145.72	176.78	163.04	131.66	141.18	163.67	148.08	144.56	118.68	139.62
	3310 Pizarrete 138 kV - 3380 Kilómetro 15 138 kV - 3400 Aguacate	SUR		100.50	127.17	143.07	176.65	161.67							141.81
	3310 - Pizarrete 138 kV - 3340 Palenque 138 kV - 3400 Aguacate	SUR				145.56									145.56
	3340 Palenque 138 kV	SUR				145.99									145.99
	1350 Itabo - 1400 Los Prados - 1801 UASD 138 kV	SUR										150.14			150.14
	2210 Canabacoa 69 kV - 2370 Puerto Plata 69 kV - 2892 Induveca	NORTE		129.92											129.92
	2890 ZF La Vega - 2892 Induveca	NORTE		129.32	144.39	173.26	163.02								152.50
	2134 Bonao 3 230 kV	NORTE				174.23									174.23
	2520 ZF Puerto Plata	NORTE		129.30											129.30
	2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							133.25		163.10				148.18
	2170 Cruce de Taveras - 2223 La Vega Generación	NORTE									162.97				162.97
	2223 La Vega Generación - 2892 Induveca	NORTE									163.67				163.67
	2050 La Vega - 2070 Pimentel 69 kV - 2800 San Francisco de Macorís 138 kV	NORTE											144.24		144.24
	1360 Palamara 138 kV - 1850 Julio Sauri 345 kV - 2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE								131.84					131.84
	4200 Los Orígenes 138 kV	ESTE											144.24		144.24
	1180 Los Mina 138 kV - 1190 Hainamosa 138 kV - 1254 Timbeque 2 38 kV	ESTE								131.50					131.50

Tabla 12. Subsistemas en el 2022 con incidencia en las Transacciones Económicas. Continuación

[illegible]

Tabla 12. Subsistemas en el 2022 con incidencia en las Transacciones Económicas. Continuación

Datos	Subsistema	Zona	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Pro-medio
	2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							22.03		1.93				11.98
	2170 Cruce de Taveras - 2223 La Vega Generación	NORTE									3.37				3.37
	2223 La Vega Generación - 2892 Induveca	NORTE									9.52				9.52
	2050 La Vega - 2070 Pimentel 69 kV - 2800 San Francisco de Macorís 138 kV	NORTE											2.20		2.20
	1360 Palamara 138 kV - 1850 Julio Sauri 345 kV - 2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							4.27						4.27
	4200 Los Orígenes 138 kV	ESTE											5.37		5.37
	1180 Los Mina 138 kV - 1190 Hainamosa 138 kV - 1254 Timbeque 2 38 kV	ESTE							3.65						3.65
	4010 San Pedro 69 kV - 4200 Orígenes 138 kV - 4520 La Romana 38 kV	ESTE							3.05						3.05
Porcentaje de Horas (%)	Principal (1360 Palamara 138 kV)	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100.00%
	3310 Pizarrete 138 kV - 3380 Kilómetro 15 138 kV - 3400 Aguacate	SUR		6.36%	13.32%	10.98%	0.53%	1.96%							6.63%
	3310 - Pizarrete 138 kV - 3340 Palenque 138 kV - 3400 Aguacate	SUR				0.62%									0.62%
	3340 Palenque 138 kV	SUR				0.37%									0.37%
	1350 Itabo - 1400 Los Prados - 1801 UASD 138 kV	SUR										0.78%			0.78%
	2210 Canabacoa 69 kV - 2370 Puerto Plata 69 kV - 2892 Induveca	NORTE			1.44%										1.44%
	2890 ZF La Vega - 2892 Induveca	NORTE			3.10%	5.44%	4.56%	0.31%							3.35%
	2134 Bonao 3 230 kV	NORTE					7.65%								7.65%
	2520 ZF Puerto Plata	NORTE			0.68%										0.68%
	2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							2.96%		0.27%				1.61%
	2170 Cruce de Taveras - 2223 La Vega Generación	NORTE									0.47%				0.47%
	2223 La Vega Generación - 2892 Induveca	NORTE									1.32%				1.32%
	2050 La Vega - 2070 Pimentel 69 kV - 2800 San Francisco de Macorís 138 kV	NORTE											0.31%		0.31%
	1360 Palamara 138 kV - 1850 Julio Sauri 345 kV - 2130 Bonao 2 138 kV - 2132 Bonao 3 345 kV	NORTE							0.57%						0.57%
	4200 Los Orígenes 138 kV	ESTE											0.75%		0.75%
	1180 Los Mina 138 kV - 1190 Hainamosa 138 kV - 1254 Timbeque 2 38 kV	ESTE							0.49%						0.49%

Tabla 12. Subsistemas en el 2022 con incidencia en las Transacciones Económicas. Continuación

Datos	Subsistema	Zona	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Pro-medio
	4010 San Pedro 69 kV - 4200 Origenes 138 kV - 4520 La Romana 38 kV	ESTE							0.41%						0.41%

* Nota: La cantidad de horas asignadas a cada Subsistema en la tabla anterior corresponde al número de horas cuyos costos marginales preliminares CMgP (CMg Sin Tope) difieren con el costo del Sistema Principal.

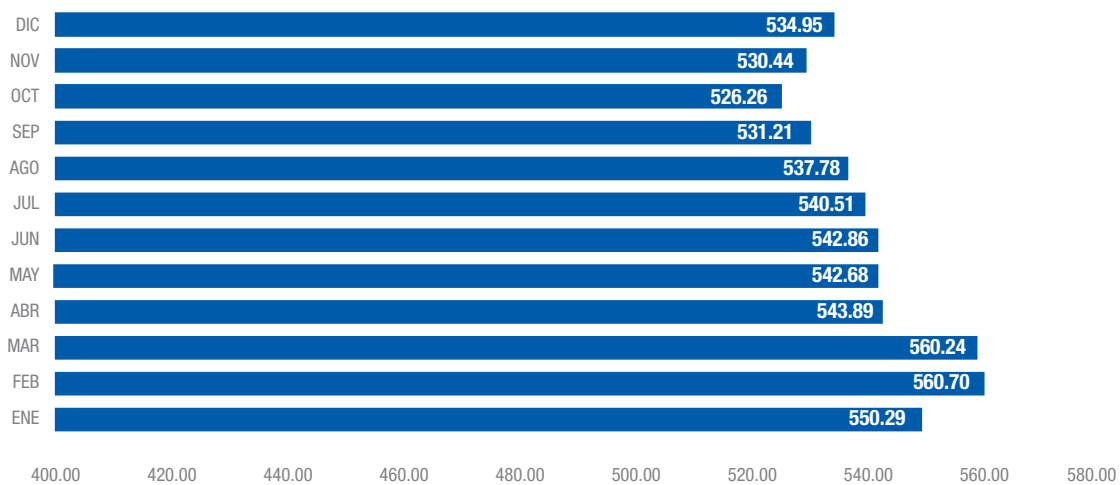


+14.29% es la variación del número de *subsistemas* formados en 2022 (16) respecto a 2021 (14).

5.5. COSTOS MARGINALES DE POTENCIA

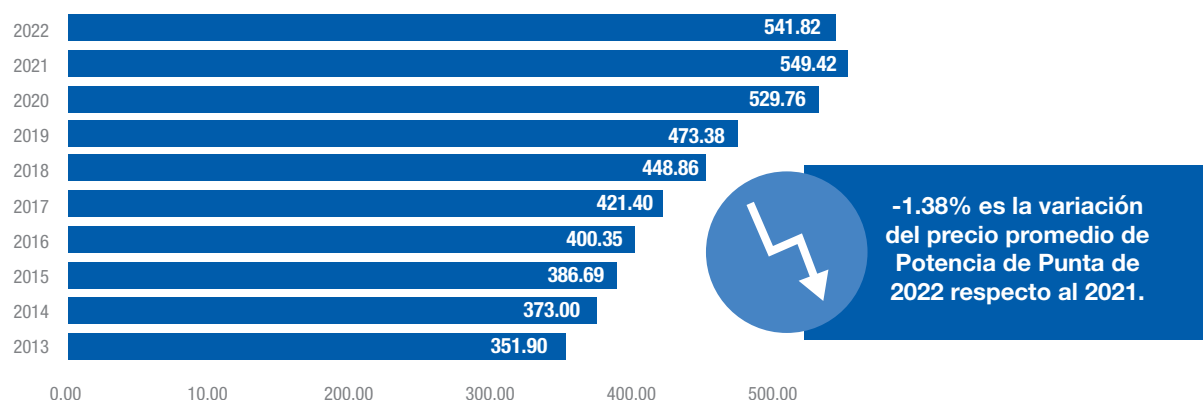
La figura 36 muestra la evolución del Costo Marginal de Potencia de Punta de la barra de referencia en el 2022, mientras que la figura 37 muestra la evolución anual del Costo Promedio Anual Marginal de Potencia de Punta. El Costo Marginal Promedio para el 2022 fue de **541.82 RD\$/kW-mes**.

Figura 36. Costo Marginal de Potencia de Punta en Barra de Referencia 2022 [RD\$/kW-mes]



-2.79% es la variación del precio de Potencia de Punta de diciembre respecto a enero 2022.

Figura 37. Costo Promedio Anual Marginal Potencia de Punta [RD\$/kW-mes]



5.6. TRANSACCIONES DE ENERGÍA

La Tabla 13 presenta el resumen anual de las Transacciones de Energía, expresadas en GWh. Se muestran las inyecciones y retiros de energía realizados por los Agentes del MEM, desagregados para sus propias instalaciones, sus contratos y el resultado de las transacciones en el Mercado Spot.

Tabla 13. Resumen de Transacciones de Energía 2022 [GWh]

2022	[GWh]							
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	1,817.47	275.39	2,092.85	6.52	2,767.66	2,774.17	-	681.32
CDEEE	3,834.92	3,289.11	7,124.02	14.40	7,114.92	7,129.32	9.10	14.40
CESPM	1,604.67	-	1,604.67	2.40	1,602.30	1,604.70	-	0.03
DPP	2,202.50	-	2,202.50	4.62	2,431.63	2,436.24	-	233.74
EGEHID	1,428.98	-	1,428.98	6.73	1,372.91	1,379.64	49.34	-
GPLV	594.05	-	594.05	2.21	-	2.21	591.84	-
HAINA	2,643.40	-	2,643.40	9.84	2,685.73	2,695.57	119.77	171.94
ITABO	1,341.56	-	1,341.56	1.25	1,518.20	1,519.44	78.10	255.98
LAESA	586.63	-	586.63	1.18	-	1.18	585.45	-
METALDOM	51.31	-	51.31	1.86	-	1.86	49.60	0.15
MONTE RIO	17.70	-	17.70	0.28	-	0.28	17.43	-
SEABOARD	1,013.61	-	1,013.61	4.28	15.93	20.21	993.40	-
PVDC	310.09	-	310.09	125.20	-	125.20	213.58	28.69
LOS ORÍGENES	185.21	-	185.21	0.44	-	0.44	184.77	-
ELECTRONIC JRC	45.12	-	45.12	0.35	45.12	45.47	-	0.35
LEAR	362.74	-	362.74	0.63	25.15	25.78	336.95	-
BIO-ENERGY	181.74	-	181.74	0.86	157.15	158.01	28.94	5.21
MONTECRISTI SOLAR	101.06	-	101.06	0.41	101.06	101.48	-	0.41
AGUA CLARA	166.06	2.90	168.95	0.17	168.95	169.12	-	0.17
PECASA	186.52	-	186.52	0.09	186.52	186.60	-	0.09
GRUPO EOLICO DOMINICANO	114.98	-	114.98	0.24	114.98	115.23	-	0.24
EMERALD	56.44	-	56.44	0.28	56.44	56.72	-	0.28
WCG	97.13	-	97.13	0.52	97.13	97.65	-	0.52
POSEIDON	171.72	-	171.72	0.41	167.72	168.13	3.91	0.32

Tabla 13. Resumen de Transacciones de Energía 2022 [GWh]. Continuación

2022	[GWh]							
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	866.02	-	866.02	0.24	862.37	862.61	3.49	0.08
CEPP	-	-	-	0.11	-	0.11	-	0.11
SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-
EDEESTE	-	4,206.28	4,206.28	5,871.19	17.42	5,888.61	-	1,682.33
EDENORTE	-	5,816.53	5,816.53	5,038.16	94.69	5,132.85	683.68	-
EDESUR	-	5,339.07	5,339.07	5,654.51	255.69	5,910.20	-	571.12
LFLT	-	54.04	54.04	54.04	-	54.04	-	-
EPDL	-	-	-	8.73	-	8.73	-	8.73
UNR	-	2,983.58	2,983.58	2,983.58	-	2,983.58	-	-
INVERSIONES COSTA CARIBE	-	-	-	0.08	-	0.08	-	0.08
MAPRICA	-	-	-	2.99	-	2.99	-	2.99
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	102.85	-	102.85	0.42	102.85	103.26	-	0.42
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	-	-	-	9.55	-	9.55	-	9.55
KOROR BUSINESS	51.21	-	51.21	0.31	4.39	4.70	46.52	-
MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	0.02	-	0.02	-	0.02
MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	0.02	-	0.02	-	0.02
CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	1.15	-	1.15	-	1.15
CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	2.85	-	2.85	-	2.85
ETED	-	-	-	322.57	-	322.57	-	322.57
Total	20,135.68	21,966.90	42,102.59	20,135.68	21,966.90	42,102.59	3,995.87	3,995.87

La tabla 14 presenta el resumen anual de las transacciones de energía, expresadas en Millones de RD\$. Se muestran las valorizaciones de las inyecciones y retiros de energía de los Agentes del MEM, desagregadas para sus propias instalaciones, sus contratos y el resultado de las transacciones en el Mercado Spot.

Tabla 14. Resumen de Transacciones de energía 2022 [Millones de RD\$].

2022	[Millones de RD\$]							
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	12,865.48	1,870.59	14,736.07	48.32	21,104.61	21,152.93	-	6,416.85
CDEEE	28,228.08	24,558.72	52,786.80	123.69	52,743.24	52,866.93	43.56	123.69
CESPM	11,976.67	-	11,976.67	17.62	11,959.33	11,976.96	0.00	0.28
DPP	15,995.66	-	15,995.66	34.71	18,088.11	18,122.82	-	2,127.16
EGEHID	10,933.71	-	10,933.71	49.35	10,661.73	10,711.08	222.63	-
GPLV	5,151.31	-	5,151.31	14.89	-	14.89	5,136.42	-
HAINA	19,554.13	-	19,554.13	69.45	19,669.41	19,738.87	1,015.70	1,200.43
ITABO	10,189.10	-	10,189.10	8.77	11,656.78	11,665.55	538.42	2,014.87
LAESA	4,772.44	-	4,772.44	8.07	-	8.07	4,764.37	-
METALDOM	460.54	-	460.54	13.26	-	13.26	447.99	0.71
MONTE RIO	186.41	-	186.41	2.05	-	2.05	184.36	-
SEABOARD	7,829.73	-	7,829.73	29.64	118.91	148.55	7,681.18	-

Tabla 14. Resumen de Transacciones de Energía 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

2022	[Millones de RD\$]							
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
PVDC	2,478.16	-	2,478.16	855.61	-	855.61	1,782.86	160.31
LOS ORÍGENES	1,485.22	-	1,485.22	2.90	-	2.90	1,482.31	-
ELECTRONIC JRC	345.34	-	345.34	2.83	345.34	348.17	-	2.83
LEAR	2,870.26	-	2,870.26	4.05	191.54	195.59	2,674.67	-
BIO-ENERGY	1,337.12	-	1,337.12	5.67	1,211.44	1,217.10	180.37	60.35
MONTECRISTI SOLAR	727.09	-	727.09	3.21	727.09	730.30	-	3.21
AGUA CLARA	1,212.99	21.70	1,234.69	1.43	1,234.69	1,236.12	-	1.43
PECASA	1,377.89	-	1,377.89	0.68	1,377.89	1,378.57	-	0.68
GRUPO EOLICO DOMINICANO	796.87	-	796.87	1.85	796.87	798.72	-	1.85
EMERALD	375.08	-	375.08	2.08	375.08	377.16	-	2.08
WCG	673.23	-	673.23	3.92	673.23	677.15	-	3.92
POSEIDON	1,298.85	-	1,298.85	3.28	1,274.30	1,277.58	23.90	2.63
FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	5,219.87	-	5,219.87	1.99	5,202.09	5,204.08	16.45	0.66
SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-
CEPP	-	-	-	0.73	-	0.73	-	0.73
EDEESTE	-	30,958.00	30,958.00	44,344.71	130.91	44,475.62	-	13,517.62
EDENORTE	-	43,584.44	43,584.44	40,240.69	736.44	40,977.14	2,742.28	134.98
EDESUR	-	38,964.86	38,964.86	42,641.46	1,913.90	44,555.36	-	5,590.50
LFLT	-	447.26	447.26	447.26	-	447.26	-	-
EPDL	-	-	-	72.40	-	72.40	-	72.40
UNR	-	22,510.97	22,510.97	22,510.97	-	22,510.97	-	-
INVERSIONES COSTA CARIBE	-	-	-	0.47	-	0.47	-	0.47
MAPRICA	-	-	-	22.34	-	22.34	-	22.34
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	699.71	-	699.71	3.12	699.71	702.82	-	3.12
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	-	-	-	70.88	-	70.88	-	70.88
KOROR BUSINESS	351.03	-	351.03	2.27	23.89	26.16	324.87	-
MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	0.18	-	0.18	-	0.18
MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	0.19	-	0.19	-	0.19
CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	8.35	-	8.35	-	8.35
CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	18.98	-	18.98	-	18.98
ETED	2,302.33	-	2,302.33	-	-	-	2,302.33	-
Total	151,694.29	162,916.54	314,610.83	151,694.29	162,916.54	314,610.83	31,564.68	31,564.68

5.7. TRANSACCIONES DE POTENCIA PRELIMINAR

La Tabla 15 presenta el resumen anual correspondiente al promedio de las transacciones de potencia preliminar, expresadas en MW. Se muestran las inyecciones de potencia firme y retiros de demanda de potencia de punta pronosticados por los Agentes del MEM, desagregadas para sus propias instalaciones, sus contratos y el resultado de las transacciones en el Mercado Spot.

Tabla 15. Resumen promedio de transacciones de potencia 2022 [MW].

2022	[MW]								
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compra al Mercado Spot	Neto Mercado Spot
AES ANDRES	234.04	-	234.04	-	389.23	389.23	-	155.18	(155.18)
CDEEE	389.73	270.00	659.73	-	659.01	659.01	0.73	-	0.73
CEPP	3.25	-	3.25	-	-	-	3.25	-	3.25
DPP	245.24	-	245.24	0.94	319.99	320.93	-	75.69	(75.69)
EGEHID	549.10	-	549.10	-	8.10	8.10	541.00	-	541.00
GPLV	173.13	-	173.13	-	-	-	173.13	-	173.13
HAINA	343.15	-	343.15	0.51	109.85	110.35	232.80	-	232.80
ITABO	188.60	-	188.60	-	212.52	212.52	-	23.92	(23.92)
LAESA	106.42	-	106.42	-	-	-	106.42	-	106.42
METALDOM	32.85	-	32.85	-	-	-	32.85	-	32.85
MONTE RIO	19.87	-	19.87	-	-	-	19.87	-	19.87
SEABOARD	129.11	-	129.11	-	1.91	1.91	127.19	-	127.19
PVDC	64.05	-	64.05	-	-	-	64.05	-	64.05
LOS ORÍGENES	56.98	-	56.98	-	-	-	56.98	-	56.98
LEAR	89.23	-	89.23	-	3.94	3.94	85.29	-	85.29
BIO-ENERGY	22.76	-	22.76	-	7.06	7.06	15.70	-	15.70
SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	78.90	-	78.90	-	78.68	78.68	0.22	-	0.22
CESPM	215.01	-	215.01	-	-	-	215.01	-	215.01
ELECTRONIC JRC	-	-	-	0.09	-	0.09	-	0.09	(0.09)
MONTECRISTI SOLAR	-	-	-	0.09	-	0.09	-	0.09	(0.09)
AGUA CLARA	-	0.57	0.57	-	0.57	0.57	-	-	-
WCG	-	-	-	0.12	-	0.12	-	0.12	(0.12)
EMERALD	-	-	-	0.06	-	0.06	-	0.06	(0.06)
GRUPO EOLICO DOMINICANO	-	-	-	0.33	-	0.33	-	0.33	(0.33)
PECASA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDEESTE	-	370.09	370.09	865.77	2.33	868.10	-	498.00	(498.00)
EDENORTE	-	365.32	365.32	805.94	4.72	810.65	-	445.33	(445.33)
EDESUR	-	483.23	483.23	860.15	32.26	892.41	-	409.19	(409.19)
LFLT	-	8.10	8.10	8.10	-	8.10	-	-	-
EPDL	-	-	-	1.39	-	1.39	-	1.39	(1.39)
UNR	-	332.86	332.86	332.86	-	332.86	-	-	-
INVERSIONES COSTA CARIBE	-	-	-	0.08	-	0.08	-	0.08	(0.08)
MAPRICA	-	-	-	0.28	-	0.28	-	0.28	(0.28)
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	-	-	-	0.55	-	0.55	-	0.55	(0.55)
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	-	-	-	1.00	-	1.00	-	1.00	(1.00)
GRUPO RAMOS CHARLES	-	-	-	0.00	-	0.00	-	0.00	(0.00)
GRUPO RAMOS MELLA	-	-	-	0.00	-	0.00	-	0.00	(0.00)
CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	0.17	-	0.17	-	0.17	(0.17)
FALCONDO	-	-	-	6.17	-	6.17	-	6.17	(6.17)
ETED	-	-	-	56.83	-	56.83	-	56.83	(56.83)
TOTAL	2,941.43	1,830.17	4,771.60	2,941.43	1,830.17	4,771.60	1,674.48	1,674.48	0.00

La tabla 16 presenta el resumen anual de las Transacciones de Potencia preliminar, expresadas en Millones de RD\$. Se muestran las valorizaciones de las inyecciones de potencia firme preliminar y los retiros de demanda de potencia de punta pronosticados de los Agentes del MEM, desagregadas para sus propias instalaciones, sus contratos y el resultado de las transacciones en el Mercado Spot.

Tabla 16. Resumen de Transacciones de Potencia 2022 [Millones de RD\$]

2022	[Millones de RD\$]								
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compra al Mercado Spot	Neto Mercado Spot
AES ANDRES	1,474.56		1,474.56		2,598.97	2,598.97		1,124.41	(1,124.41)
CDEEE	2,497.10	1,756.05	4,253.15		4,248.35	4,248.35	4.80		4.80
CEPP	22.48		22.48				22.48		22.48
DPP	1,594.97		1,594.97	6.11	2,088.70	2,094.81		499.84	(499.84)
EGEHID	3,495.27		3,495.27		58.80	58.80	3,436.47		3,436.47
GPLV	1,144.09		1,144.09				1,144.09		1,144.09
HAIRA	2,197.19		2,197.19	3.18	730.27	733.45	1,463.74		1,463.74
ITABO	1,225.30		1,225.30		1,425.97	1,425.97		200.67	(200.67)
LAESA	727.55		727.55				727.55		727.55
METALDOM	214.47		214.47				214.47		214.47
MONTE RIO	129.43		129.43				129.43		129.43
SEABOARD	838.33		838.33		12.54	12.54	825.78		825.78
PVDC	411.70		411.70				411.70		411.70
LOS ORIGENES	368.48		368.48				368.48		368.48
SAN FELIPE									
LEAR	548.63		548.63		26.59	26.59	522.04		522.04
BIO-ENERGY	146.13		146.13		51.52	51.52	94.62		94.62
FIDEICOMISO	520.32		520.32		518.90	518.90	1.42		1.42
PUBLICO CTPC									
CESPM	1,383.58		1,383.58				1,383.58		1,383.58
EDEESTE		2,428.41	2,428.41	5,817.10	15.35	5,832.45		3,404.04	(3,404.04)
EDENORTE		2,422.48	2,422.48	5,555.44	32.66	5,588.10		3,165.62	(3,165.62)
EDESUR		3,145.98	3,145.98	5,650.72	212.86	5,863.58		2,717.60	(2,717.60)
LFLT		58.80	58.80	58.80		58.80			
EPDL				10.08		10.08		10.08	(10.08)
UNR		2,209.77	2,209.77	2,209.77		2,209.77			
ELECTRONIC JRC				0.63		0.63		0.63	(0.63)
MONTECRISTI				0.61		0.61		0.61	(0.61)
SOLAR									
AGUA CLARA		3.74	3.74		3.74	3.74			
WCG				0.83		0.83		0.83	(0.83)
EMERALD				0.40		0.40		0.40	(0.40)
GRUPO EOLICO DOMINICANO				2.11		2.11		2.11	(2.11)
PECASA									
INVERSIONES COSTA CARIBE				0.55		0.55		0.55	(0.55)
MAPRICA				1.84		1.84		1.84	(1.84)
AES DOMINICANA				3.51		3.51		3.51	(3.51)
RENEWABLE ENERGY									
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				6.52		6.52		6.52	(6.52)
GRUPO RAMOS CHARLES				0.03		0.03		0.03	(0.03)
GRUPO RAMOS MELLA				0.02		0.02		0.02	(0.02)

Tabla 16. Resumen de Transacciones de Potencia 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

2022	[Millones de RD\$]								
AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compra al Mercado Spot	Neto Mercado Spot
CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA				1.09		1.09		1.09	(1.09)
FALCONDO				40.52		40.52		40.52	(40.52)
ETED	430.24		430.24				430.24		430.24
Total	19,369.83	12,025.22	31,395.06	19,369.83	12,025.22	31,395.06	11,180.90	11,180.90	-
[Millones de RD\$]									

5.8. PEAJE DE TRANSMISIÓN

En las tablas 17 y 18 se presenta el cálculo del Peaje del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2022. Se incluyen además las componentes a través de las cuales se recauda el Peaje, que son: el Derecho de Conexión preliminar, el Derecho de Uso de Energía y el Derecho de Uso de Potencia preliminar. Los dos últimos son trasferidos al propietario del Sistema de Transmisión en las Transacciones Económicas de Energía y de Potencia preliminar, respectivamente. El Peaje Total se indexa mensualmente de conformidad a lo establecido en el Artículo 2 de la Resolución **SIE-118-2021-PJ** de fecha 23 de diciembre 2021.

Tabla 17. Peaje de transmisión en 2022 según RESOLUCIÓN SIE-118-2021-PJ.

CÁLCULO PEAJE MENSUAL DE TRANSMISIÓN 2022 SEGÚN RESOLUCIÓN SIE 118-2021-PJ										
Mes	PTB US\$	PPIOPWMf Mes i-1	PPIOrO Mes i-1	PPITpR Mes i-1	PPI Mes i-1	IPC Mes i-1	TC Mes i-1 [RD\$/US\$]	A	Peaje de Transmisión US\$	Peaje de Transmisión RD\$
Enero	10,975,143.00	289.79	384.33	324.66	246.53	113.26	57.08	1.00	10,997,226.21	627,774,458.65
Febrero	10,975,143.00	286.02	378.74	326.62	249.26	114.60	57.79	1.00	10,998,960.06	635,682,697.07
Marzo	10,975,143.00	288.27	343.59	326.46	250.57	115.66	56.54	1.00	11,006,213.61	622,271,506.10
Abril	10,975,143.00	305.25	337.49	351.66	254.17	116.43	54.96	1.02	11,194,645.86	615,221,913.60
Mayo	10,975,143.00	310.14	341.80	365.50	257.18	117.54	55.12	1.02	11,194,645.86	616,995,145.50
Junio	10,975,143.00	311.35	382.28	364.51	259.91	118.12	55.24	1.02	11,194,645.86	618,388,878.91
Julio	10,975,143.00	308.03	377.22	378.61	260.15	118.88	54.89	1.02	11,194,645.86	614,499,858.94
Agosto	10,975,143.00	301.77	362.30	379.87	259.75	119.47	54.59	1.02	11,194,645.86	611,115,717.50
Septiembre	10,975,143.00	303.41	336.88	383.62	258.76	119.72	53.72	1.02	11,194,645.86	601,431,229.36
Octubre	10,975,143.00	304.83	316.39	380.80	257.54	120.07	53.37	1.02	11,194,645.86	597,463,846.87
Noviembre	10,975,143.00	306.28	301.04	372.66	256.30	120.41	53.90	1.02	11,194,645.86	603,423,876.33
Diciembre	10,975,143.00	308.22	292.02	381.79	256.28	120.97	54.52	1.02	11,194,645.86	610,358,959.44
Promedio	10,975,143.00	301.95	346.17	361.40	255.53	117.93	55.14	1.02	11,146,184.39	614,552,340.69

Donde los términos tienen el siguiente significado

PTB US\$	Peaje Total Base 2022 Según Resolución SIE-118-2021-PJ.
PPIOPWMf Mes i-1	Indice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, serie: PCU335929335929 "Other Communication and Energy Wire Manufacturing", correspondiente al mes "i-1".
PPIOrO Mes i-1	Indice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, serie: PCU331110331110 "Iron and Steel Mills and Ferroalloy mfg", correspondiente al mes "i-1".

Tabla 17. Peaje de transmisión en 2022 según RESOLUCIÓN SIE-118-2021-PJ. Continuación

PPITpR Mes i-1	Indice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, serie: WPU1174 "Transformers and Power Regulators", correspondiente al mes "i-1".
PPI Mes i-1	Indice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, serie: WPU03T15MO5 "Industrial Commodities Less Fuels", correspondiente al mes "i-1".
IPC Mes i-1	Indice de Precios al Consumidor de República Dominicana, publicado por el Banco Central de la República Dominicana, correspondiente al mes "i-1".
TC Mes i-1 [RD\$/US\$]	Tasa de cambio promedio del dólar americano para ventas (Agentes de Cambio) publicada por el Banco Central para el mes "i-1".
A	Razón de indexación por PPI.
Peaje de Transmisión US\$	Peaje de Transmisión en dólar americano para el mes "I".
Peaje de Transmisión RD\$	Peaje de Transmisión en peso dominicano para el mes "I".

Tabla 18. Componentes Peaje de Transmisión y Derecho Conexión unitario preliminar 2022

Concepto	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
DERECHO DE USO ENERGÍA	[MMRD\$]	137.97	144.32	198.91	239.85	239.16	239.30	206.84	210.62	220.11	194.53	144.04	126.68	2,302.33
DERECHO DE USO POTENCIA	[MMRD\$]	40.69	31.71	32.17	31.11	45.88	37.62	40.82	39.48	38.97	23.08	34.87	33.84	430.24
DERECHO DE CONEXIÓN	[MMRD\$]	449.11	459.66	391.20	344.25	331.95	341.48	366.84	361.01	342.35	379.86	424.52	449.84	4,642.06
DERECHO DE USO ENERGÍA	[%]	21.98%	22.70%	31.96%	38.99%	38.76%	38.70%	33.66%	34.47%	36.60%	32.56%	23.87%	20.75%	31.22%
DERECHO DE USO POTENCIA	[%]	6.48%	4.99%	5.17%	5.06%	7.44%	6.08%	6.64%	6.46%	6.48%	3.86%	5.78%	5.54%	5.83%
DERECHO DE CONEXIÓN	[%]	71.54%	72.31%	62.87%	55.96%	53.80%	55.22%	59.70%	59.07%	56.92%	63.58%	70.35%	73.70%	62.95%
DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA (Retiro Físico)	[MW]	2,882.80	2,884.38	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.60
DEMANDA DE METALDOM	[MW]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEMANDA NETA	[MW]	2,882.80	2,884.38	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.80	2,884.60
DERECHO DE CONEXIÓN UNITARIO	[RD\$/kW-mes]	155.79	159.36	135.61	119.33	115.07	118.37	127.16	125.14	118.67	131.67	147.16	155.93	134.11
POTENCIA FIRME (Iny Física)	[MW]	2,939.47	2,941.26	2,941.73	2,941.70	2,941.53	2,941.60	2,941.56	2,941.63	2,941.64	2,942.71	2,941.32	2,941.04	2,941.43
PAGO POR DERECHO DE CONEXIÓN	[MMRD\$]	457.94	468.72	398.92	351.04	338.48	348.20	374.06	368.12	349.09	387.48	432.83	458.61	4,733.50
TRANSFERENCIA POR DERECHO DE CONEXIÓN (ETED)	[MMRD\$]	8.83	9.06	7.72	6.79	6.53	6.72	7.22	7.11	6.75	7.63	8.32	8.77	91.44

En la tabla 19 se muestran los pagos de los generadores al propietario del sistema de transmisión, para cada uno de los meses del año 2022, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 366 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

Tabla 19. Pagos por Derecho de Conexión preliminar 2022 [Millones de RD\$].

Agentes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
AES ANDRES	36.24	37.01	31.79	28.21	27.57	28.49	30.63	30.04	28.40	31.20	32.53	33.42	375.53
CDEEE	-	-	66.52	57.82	54.21	54.43	57.99	58.12	56.04	62.51	66.77	70.10	604.52
CESPM	34.26	34.22	28.84	25.09	24.47	25.57	27.87	27.59	26.40	29.29	30.65	31.36	345.60
CEPP	3.53	2.61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.14
DPP	37.31	38.32	32.93	29.51	28.94	29.82	32.24	31.89	29.96	32.51	34.17	35.81	393.39
EGEHID	86.01	88.29	74.64	65.48	63.06	65.55	70.25	67.94	64.00	72.57	80.30	85.87	883.97
GPLV	26.73	27.47	23.53	20.89	20.28	20.89	22.48	22.07	20.85	23.01	24.39	25.41	278.01
HAINA	53.56	54.81	46.70	41.15	39.75	40.89	43.96	43.20	40.87	45.28	49.51	52.15	551.82
ITABO	29.74	30.26	25.90	22.75	22.03	22.62	24.28	23.96	22.66	24.91	26.37	27.53	303.01
MONTE RIO	3.25	3.30	2.80	2.45	2.35	2.44	2.58	2.50	2.32	2.52	2.69	2.74	31.92
LAESA	16.53	16.94	14.50	12.78	12.35	12.71	13.66	13.43	12.73	14.07	15.31	16.08	171.08
LOS ORÍGENES	8.89	9.09	7.74	6.81	6.57	6.75	7.26	7.14	6.77	7.52	8.35	8.79	91.68
METALDOM	5.09	5.22	4.50	3.98	3.85	3.94	4.26	4.18	3.95	4.36	4.61	4.79	52.74
SEABOARD	16.86	17.25	14.68	12.91	12.45	12.81	13.76	13.54	12.84	14.25	32.29	38.62	212.27
LEAR	13.73	14.11	12.16	10.80	10.46	10.77	11.57	11.40	10.76	11.83	12.56	13.10	143.26
BIO-ENERGY	3.52	3.57	3.08	2.74	2.68	2.78	2.97	2.94	2.79	3.03	3.15	3.23	36.50
PVDC	9.70	10.01	8.63	7.68	7.46	7.73	8.31	8.17	7.75	8.62	9.18	9.60	102.85
FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	72.98	76.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.21
Total	457.94	468.72	398.92	351.04	338.48	348.20	374.06	368.12	349.09	387.48	432.83	458.61	4,733.50

5.9. TRANSFERENCIAS POR DERECHO DE CONEXIÓN PRELIMINAR

La Tabla 20 presenta el resumen anual de las transferencias por Derecho de Conexión preliminar, expresado en Millones de RD\$. Se muestran las valorizaciones, a Derecho Conexión unitario preliminar, de las inyecciones de potencia firme preliminar y de los retiros de demanda máxima pronosticados de los Agentes del MEM. Este balance considera la desagregación de las inyecciones y retiros propios, los contratos y el resultado de las transacciones en el Mercado Spot.

Tabla 20. Resumen de transacciones de Derecho de Conexión preliminar 2022 [Millones de RD\$].

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
AES ANDRES	375.53	-	375.53	-	626.41	626.41	-	250.87
CEPP	6.14	-	6.14	-	-	-	6.14	-
DPP	393.39	-	393.39	1.51	514.36	515.87	-	122.48
EGEHID	883.97	-	883.97	-	13.04	13.04	870.93	-
GPLV	278.01	-	278.01	-	-	-	278.01	-
HAINA	551.82	-	551.82	0.81	178.41	179.23	372.60	-
ITABO	303.01	-	303.01	-	341.47	341.47	-	38.46
MONTE RIO	31.92	-	31.92	-	-	-	31.92	-
LAESA	171.08	-	171.08	-	-	-	171.08	-

Tabla 20. Resumen de transacciones de Derecho de Conexión preliminar 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

AGENTE	Inyección x Generación	Inyección x Contrato	Inyección Total	Retiro x Consumo	Retiro x Contrato	Retiro Total	Venta al Mercado Spot	Compras al Mercado Spot
LOS ORIGENES	91.68	-	91.68	-	-	-	91.68	-
METALDOM	52.74	-	52.74	-	-	-	52.74	-
SEABOARD	212.27	-	212.27	-	3.11	3.11	209.16	-
LEAR	143.26	-	143.26	-	6.35	6.35	136.92	-
BIO-ENERGY	36.50	-	36.50	-	11.36	11.36	25.14	-
PVDC	102.85	-	102.85	-	-	-	102.85	-
ELECTRONIC JRC	-	-	-	0.14	-	0.14	-	0.14
CDEEE	604.52	434.50	1,039.03	-	1,037.67	1,037.67	1.36	0.00
SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-
FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	149.21	-	149.21	-	148.81	148.81	0.41	-
CESPM	345.60	-	345.60	-	-	-	345.60	-
MONTECRISTI SOLAR	-	-	-	0.15	-	0.15	-	0.15
AGUA CLARA	-	0.92	0.92	-	0.92	0.92	-	-
WCG	-	-	-	0.19	-	0.19	-	0.19
EMERALD	-	-	-	0.10	-	0.10	-	0.10
GRUPO EOLICO DOMINICANO	-	-	-	0.54	-	0.54	-	0.54
PECASA	-	-	-	-	-	-	-	-
EDEESTE	-	595.94	595.94	1,393.16	3.73	1,396.89	-	800.95
EDENORTE	-	588.33	588.33	1,296.98	7.59	1,304.56	-	716.23
EDESUR	-	778.22	778.22	1,384.22	52.13	1,436.35	-	658.13
LFLT	-	13.04	13.04	13.04	-	13.04	-	-
EPDL	-	-	-	2.23	-	2.23	-	2.23
UNR	-	534.39	534.39	534.39	-	534.39	0.00	0.00
MAPRICA	-	-	-	0.45	-	0.45	-	0.45
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	-	-	-	0.89	-	0.89	-	0.89
INVERSIONES COSTA CARIBE	-	-	-	0.16	-	0.16	-	0.16
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	-	-	-	1.61	-	1.61	-	1.61
GRUPO RAMOS CHARLES	-	-	-	0.01	-	0.01	-	0.01
GRUPO RAMOS MELLA	-	-	-	0.00	-	0.00	-	0.00
CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	0.27	-	0.27	-	0.27
FALCONDO	-	-	-	11.21	-	11.21	-	11.21
ETED	-	-	-	91.44	-	91.44	-	91.44
Total	4,733.50	2,945.33	7,678.83	4,733.50	2,945.33	7,678.83	2,696.52	2,696.52
[Millones de RD\$]								

5.10. SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

La regulación de la frecuencia del SENI se resuelve a partir de los márgenes de reserva asignados a las unidades habilitadas y disponibles para brindar este servicio. Se distinguen los márgenes de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y para la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

El pago por este servicio recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora. La Tabla 21 muestra los conceptos de remuneración a los Agentes generadores que brindaron el servicio; en tanto que la Tabla 22 muestra las transacciones que resultan por la prestación del servicio.

Tabla 21. Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2022 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
RPF	AES ANDRES	15.49	27.75	42.21	45.46	46.17	45.43	26.78	32.07	35.77	26.77	5.35	5.21	354.46
Complemento	DPP	48.96	36.64	61.00	60.34	60.24	61.62	35.42	37.87	31.63	39.73	37.23	35.84	546.52
	EGEHID	53.51	49.86	64.54	60.49	76.80	63.07	61.41	73.25	93.20	62.78	62.89	53.28	775.08
	GPLV	1.59	0.11	0.94	1.38	2.77	1.18	0.50	0.94	3.48	4.17	3.29	0.79	21.14
	HAINA	13.50	5.47	26.98	28.01	40.93	29.00	9.25	16.90	22.32	20.22	22.21	9.20	243.99
	LAESA	0.78	0.04	0.64	0.58	2.78	1.44	0.25	0.48	2.43	2.51	2.10	0.71	14.75
	METALDOM	0.10	-	0.05	0.18	0.36	0.14	0.04	0.00	0.31	0.68	0.41	0.05	2.32
	SEABOARD	1.84	0.32	0.76	0.43	3.38	2.60	0.35	0.70	0.39	0.01	6.35	2.91	20.04
	PVDC	6.33	5.84	12.52	19.29	28.79	24.65	7.85	17.40	14.20	5.73	11.68	13.63	167.92
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	0.42	0.01	0.33	0.51	2.40	1.01	0.17	0.69	1.54	0.92	1.00	0.26	9.27
	LEAR	0.61	0.21	0.88	1.37	2.48	1.31	0.17	1.16	1.44	0.94	2.15	0.86	13.60
	MONTE RIO	-	-	-	-	0.10	0.09	0.01	0.00	0.01	-	-	-	0.21
	CDEEE	-	-	8.97	26.81	20.49	11.78	18.22	40.84	35.45	28.57	16.60	13.17	220.90
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	9.36	7.02	13.63	20.18	29.30	16.82	7.68	13.05	16.18	5.69	7.81	5.95	152.66
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	9.65	11.72											21.37
	TOTAL	162.15	144.98	233.45	265.03	316.99	260.13	168.10	235.35	258.37	198.73	179.08	141.88	2,564.23
RPF Incentivo	AES ANDRES	3.33	5.86	6.27	5.90	5.09	6.22	6.25	6.21	5.74	6.42	1.42	2.02	60.72
	DPP	9.14	7.46	8.87	6.97	6.38	8.75	9.05	7.17	5.16	9.11	8.21	9.23	95.49
	EGEHID	5.07	5.15	5.43	4.42	4.83	4.30	5.22	5.86	6.81	5.20	5.62	5.23	63.14
	GPLV	0.86	0.23	0.93	0.81	0.69	0.44	0.47	0.88	1.39	1.68	1.47	0.60	10.44
	HAINA	7.16	5.46	6.71	5.68	7.09	7.54	4.97	5.53	6.26	5.67	6.90	6.69	75.66
	LAESA	1.44	1.11	1.09	1.10	1.17	1.26	1.24	1.12	1.01	1.08	1.03	0.82	13.47
	METALDOM	0.03	-	0.02	0.05	0.07	0.03	0.01	0.01	0.18	0.26	0.16	0.02	0.82
	SEABOARD	0.94	0.38	0.57	0.34	0.89	0.74	0.26	0.43	0.17	0.08	1.43	1.82	8.04
	PVDC	2.01	1.48	2.64	2.69	3.19	4.25	3.03	3.48	2.94	2.44	3.62	3.94	35.70
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	0.84	0.31	0.25	0.32	0.70	0.46	0.13	0.42	0.58	0.43	0.43	0.22	5.10
	LEAR	0.21	0.20	0.55	0.56	0.58	0.50	0.05	0.59	0.48	0.39	0.84	0.54	5.50
	MONTE RIO	-	-	-	-	0.03	0.02	0.00	0.00	0.02	0.01	0.03	0.00	0.11
	CDEEE	-	-	1.47	4.15	4.41	2.78	7.63	8.34	7.05	8.01	4.83	4.27	52.94
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	2.56	2.32	2.67	3.46	4.07	3.71	3.64	3.76	3.65	2.26	2.41	2.99	37.50
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	4.06	4.02											8.08
	TOTAL	37.64	33.97	37.46	36.46	39.20	41.02	41.95	43.78	41.43	43.03	38.39	38.37	472.71
RSF	AES ANDRES	1.29	55.82	95.05	96.54	90.50	112.23	82.27	69.98	18.37	10.49	0.13	0.03	632.70
Complemento	DPP	-	-	-	-	-	-	0.50	12.23	10.60	2.91	6.26	20.73	53.23

Tabla 21. Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
RSF Incentivo	EGEHID	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GPLV	4.81	0.08	0.04	0.94	2.53	3.73	1.61	0.59	7.78	12.43	17.97	4.11	56.63
	HAINA	21.92	9.75	41.60	52.46	59.66	40.17	17.48	31.13	37.15	37.22	26.86	14.87	390.27
	LAESA	5.68	0.30	2.95	3.25	15.21	3.79	0.76	1.25	10.30	13.29	14.60	4.87	76.25
	METALDOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SEABOARD	1.06	0.29	-	-	0.69	0.05	0.04	1.32	0.52	0.03	-	0.80	4.81
	PVDC	11.28	9.95	31.06	52.19	78.17	51.44	17.88	37.94	28.66	16.27	14.22	17.35	366.40
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	3.67	0.11	2.93	4.60	20.57	8.62	1.10	6.00	13.69	8.21	7.82	2.30	79.61
	LEAR	0.60	0.06	-	-	0.41	0.01	0.09	0.01	0.00	-	-	-	1.18
	MONTE RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CDEEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	5.94	3.73	0.10	-	0.91	0.49	0.87	14.19	26.66	15.11	12.34	10.69	91.03
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	56.25	80.09	173.73	209.98	268.65	220.53	122.60	174.64	153.74	115.96	100.19	75.75	1,752.10
RSF Incentivo	AES ANDRES	0.35	10.74	14.72	12.80	10.43	16.26	19.58	15.00	3.24	3.34	0.04	0.03	106.54
	DPP	-	-	-	-	-	-	0.21	3.10	2.18	1.36	2.38	7.13	16.35
	EGEHID	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GPLV	2.29	0.23	0.09	0.20	0.50	1.32	0.43	0.63	3.15	4.71	7.41	2.78	23.75
	HAINA	11.11	9.24	10.08	9.80	10.00	9.37	8.54	9.43	10.40	11.16	9.60	10.92	119.65
	LAESA	9.82	6.63	4.17	3.78	3.68	1.80	3.50	1.45	4.33	5.26	6.54	4.36	55.31
	METALDOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SEABOARD	0.63	0.23	-	-	0.13	0.02	0.02	0.71	0.24	0.11	0.04	0.62	2.75
	PVDC	3.86	2.52	6.58	7.17	8.84	8.87	7.49	7.84	6.28	7.06	5.55	5.68	77.73
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	7.04	2.75	2.15	2.62	6.00	3.72	0.81	3.49	4.99	3.67	3.30	1.64	42.18
	LEAR	0.20	0.05	-	-	0.08	0.02	0.02	0.01	0.00	-	-	-	0.37
	MONTE RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CDEEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	2.11	1.74	0.05	-	0.08	0.08	0.46	2.88	6.67	5.96	4.38	6.49	30.93
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	37.43	34.13	37.84	36.37	39.74	41.45	41.05	44.55	41.49	42.62	39.23	39.65	475.55
Generación Forzada	AES ANDRES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EGEHID	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GPLV	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	0.26	-	0.28
	HAINA	1.40	19.69	0.17	2.42	0.00	2.00	2.19	0.07	-	-	0.07	0.80	28.81
	LAESA	-	-	-	-	-	-	0.03	-	-	-	0.30	-	0.33
	METALDOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SEABOARD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.26	0.26
	PVDC	1.12	-	0.06	-	-	0.04	0.05	-	-	-	-	-	1.27
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	18.61	20.84	0.00	0.25	0.01	0.74	0.65	0.01	0.01	0.02	-	-	41.14
	LEAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.18	-	0.18
	MONTE RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CDEEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.32	0.32
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	21.13	40.53	0.23	2.67	0.02	2.78	2.94	0.07	0.01	0.02	0.80	1.38	72.58

Tabla 21. Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Servicio RF	AES ANDRES	20.46	100.17	158.25	160.70	152.20	180.14	134.88	123.26	63.12	47.01	6.95	7.28	1,154.41
	DPP	58.09	44.10	69.86	67.30	66.62	70.37	45.19	60.37	49.57	53.11	54.07	72.93	711.60
	EGEHID	58.57	55.01	69.97	64.91	81.62	67.37	66.63	79.12	100.01	67.98	68.51	58.51	838.22
	GPLV	9.56	0.65	2.00	3.33	6.49	6.66	3.03	3.03	15.82	22.99	30.40	8.28	112.24
	HAINA	55.08	49.60	85.54	98.37	117.69	88.09	42.43	63.05	76.13	74.27	65.64	42.48	858.38
	LAESA	17.73	8.08	8.85	8.70	22.85	8.29	5.77	4.31	18.06	22.14	24.55	10.76	160.10
	METALDOM	0.13	-	0.07	0.23	0.43	0.17	0.05	0.01	0.48	0.93	0.57	0.07	3.14
	SEABOARD	4.48	1.22	1.33	0.77	5.10	3.41	0.67	3.15	1.31	0.24	7.82	6.41	35.90
	PVDC	24.59	19.78	52.85	81.35	118.99	89.25	36.30	66.65	52.09	31.49	35.06	40.61	649.02
	LOS ORÍGENES POWER PLANT	30.59	24.02	5.66	8.31	29.68	14.55	2.85	10.60	20.82	13.25	12.55	4.42	177.30
	LEAR	1.62	0.52	1.43	1.93	3.54	1.84	0.33	1.78	1.93	1.33	3.17	1.40	20.82
	MONTE RIO	-	-	-	-	0.13	0.12	0.01	0.00	0.03	0.01	0.03	0.00	0.32
	CDEEE	-	-	10.44	30.96	24.90	14.57	25.85	49.17	42.50	36.58	21.44	17.43	273.84
	CEPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	19.97	14.82	16.45	23.65	34.36	21.10	12.65	33.88	53.16	29.01	26.95	26.43	312.43
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	13.71	15.74											29.45
	TOTAL	314.58	333.71	482.71	550.51	664.60	565.91	376.65	498.39	495.04	400.35	357.70	297.03	5,337.18

Tabla 22. Transacciones por regulación de frecuencia en el 2022 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Servicio RF	ITABO													
	HAINA	55.08	49.60	85.54	98.37	117.69	88.09	42.43	63.05	76.13	74.27	65.64	42.48	858.38
	GPLV	9.56	0.65	2.00	3.33	6.49	6.66	3.03	3.03	15.82	22.99	30.40	8.28	112.24
	SEABOARD	4.48	1.22	1.33	0.77	5.10	3.41	0.67	3.15	1.31	0.24	7.82	6.41	35.90
	CEPP													
	DPP	58.09	44.10	69.86	67.30	66.62	70.37	45.19	60.37	49.57	53.11	54.07	72.93	711.60
	CDEEE			10.44	30.96	24.90	14.57	25.85	49.17	42.50	36.58	21.44	17.43	273.84
	CESPM	19.97	14.82	16.45	23.65	34.36	21.10	12.65	33.88	53.16	29.01	26.95	26.43	312.43
	EGEHID	58.57	55.01	69.97	64.91	81.62	67.37	66.63	79.12	100.01	67.98	68.51	58.51	838.22
	AES ANDRES	20.46	100.17	158.25	160.70	152.20	180.14	134.88	123.26	63.12	47.01	6.95	7.28	1,154.41
	MONTE RIO					0.13	0.12	0.01	0.00	0.03	0.01	0.03	0.00	0.32
	PVDC	24.59	19.78	52.85	81.35	118.99	89.25	36.30	66.65	52.09	31.49	35.06	40.61	649.02
	LEAR	1.62	0.52	1.43	1.93	3.54	1.84	0.33	1.78	1.93	1.33	3.17	1.40	20.82
	LAESA	17.73	8.08	8.85	8.70	22.85	8.29	5.77	4.31	18.06	22.14	24.55	10.76	160.10
	LOS ORÍGENES SAN FELIPE	30.59	24.02	5.66	8.31	29.68	14.55	2.85	10.60	20.82	13.25	12.55	4.42	177.30
	METALDOM	0.13		0.07	0.23	0.43	0.17	0.05	0.01	0.48	0.93	0.57	0.07	3.14
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	13.71	15.74											29.45
	TOTAL	314.58	333.71	482.71	550.51	664.60	565.91	376.65	498.39	495.04	400.35	357.70	297.03	5,337.18
Pago RF	ITABO	15.96	19.50	28.18	58.30	66.19	40.14	25.85	36.81	37.88	18.26	21.73	22.05	390.83
	HAINA	33.07	30.90	54.71	64.66	87.63	62.01	27.90	37.34	46.89	39.33	42.19	26.73	553.37
	GPLV	10.55	3.65	17.95	20.27	37.37	19.58	6.50	13.66	22.86	20.35	15.38	6.20	194.30
	SEABOARD	12.98	6.40	12.15	9.44	46.55	45.99	24.37	37.37	29.92	23.07	21.79	18.76	288.80
	CEPP													
	DPP	42.72	43.12	65.73	71.68	58.76	67.62	46.42	42.62	30.99	47.66	44.15	37.61	599.10
	CDEEE			105.31	84.40	103.59	104.67	103.24	135.20	125.17	104.72	89.08	84.81	1,040.19
	CESPM	21.43	24.33	38.65	57.95	76.76	53.16	35.30	44.78	44.40	21.29	22.84	22.10	462.98

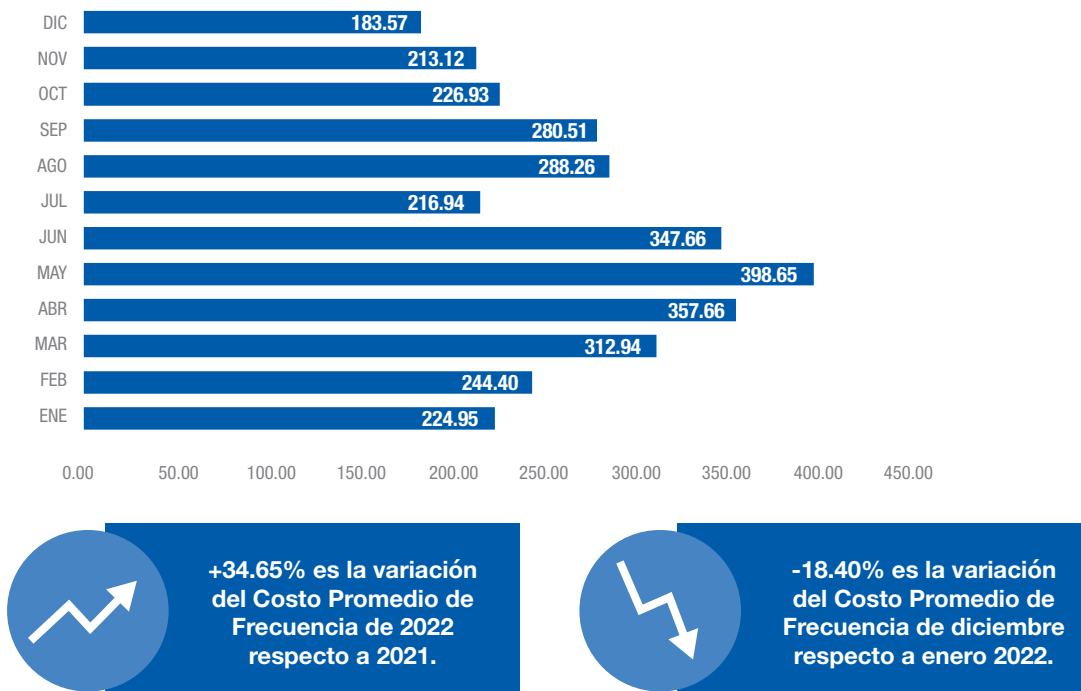
Tabla 22. Transacciones por regulación de frecuencia en el 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	EGEHID	24.67	26.85	39.19	41.22	50.39	35.84	28.58	37.67	41.61	30.03	31.59	24.86	412.49
	AES ANDRES	21.50	40.53	54.51	59.42	59.06	55.30	35.50	46.95	49.00	44.56	12.09	13.86	492.27
	MONTE RIO	0.52	0.03	0.26	0.82	3.76	0.92	0.11	0.05	0.71	0.50	0.62	0.12	8.42
	PVDC	17.95	17.67	33.17	41.15	16.73	41.71	27.09	33.68	31.97	24.83	27.91	23.56	337.42
	LEAR	4.22	4.47	12.61	15.58	18.64	13.07	1.46	11.84	9.79	6.06	11.50	7.15	116.37
	LAESA	10.80	10.36	15.97	18.58	24.66	18.65	12.51	15.55	13.85	11.39	10.23	6.74	169.31
	LOS ORÍGENES	5.70	2.31	3.53	5.47	11.96	6.16	1.58	4.67	6.45	4.31	3.78	2.05	57.96
	SAN FELIPE													
	METALDOM	0.77	0.02	0.79	1.58	2.55	1.10	0.24	0.20	3.54	4.00	2.82	0.44	18.04
	FIDEICOMISO	91.75	103.59											195.33
	PUBLICO CTPC													
	TOTAL	314.58	333.71	482.71	550.51	664.60	565.91	376.65	498.39	495.04	400.35	357.70	297.03	5,337.18
Saldo Acreedor	ITABO													
	HAINA	22.01	18.71	30.83	33.71	30.05	26.07	14.54	25.71	29.24	34.94	23.45	15.75	305.01
	GPLV										2.64	15.02	2.08	19.74
	SEABOARD													
	CEPP													
	DPP	15.37	0.98	4.13		7.86	2.75		17.74	18.58	5.45	9.92	35.32	118.11
	CDEEE													
	CESPM									8.76	7.72	4.10	4.33	24.92
	EGEHID	33.90	28.17	30.78	23.70	31.24	31.53	38.05	41.45	58.41	37.95	36.92	33.66	425.73
	AES ANDRES		59.64	103.74	101.28	93.14	124.84	99.38	76.31	14.12	2.45			674.89
	MONTE RIO													
	PVDC	6.64	2.12	19.68	40.20	102.26	47.54	9.21	32.97	20.11	6.66	7.15	17.05	311.60
	LEAR													
	LAESA	6.93								4.20	10.75	14.32	4.02	40.22
	LOS ORÍGENES	24.89	21.71	2.14	2.84	17.72	8.38	1.27	5.94	14.37	8.94	8.78	2.37	119.34
	SAN FELIPE													
	METALDOM													
	FIDEICOMISO													
	PUBLICO CTPC													
	TOTAL	109.73	131.32	191.29	201.72	282.27	241.12	162.44	200.12	167.81	117.51	119.65	114.58	2,039.57
Saldo Deudor	ITABO	(15.96)	(19.50)	(28.18)	(58.30)	(66.19)	(40.14)	(25.85)	(36.81)	(37.88)	(18.26)	(21.73)	(22.05)	(390.83)
	HAINA													
	GPLV	(0.99)	(3.00)	(15.95)	(16.93)	(30.88)	(12.92)	(3.46)	(10.62)	(7.05)				(101.80)
	SEABOARD	(8.51)	(5.18)	(10.82)	(8.67)	(41.45)	(42.58)	(23.70)	(34.22)	(28.61)	(22.83)	(13.97)	(12.36)	(252.89)
	CEPP													
	DPP				(4.38)			(1.23)						(5.61)
	CDEEE			(94.87)	(53.44)	(78.69)	(90.10)	(77.39)	(86.03)	(82.67)	(68.14)	(67.65)	(67.37)	(766.35)
	CESPM	(1.46)	(9.51)	(22.20)	(34.30)	(42.40)	(32.06)	(22.64)	(10.89)					(175.46)
	EGEHID													
	AES ANDRES	(1.03)										(5.14)	(6.58)	(12.75)
	MONTE RIO	(0.52)	(0.03)	(0.26)	(0.82)	(3.63)	(0.80)	(0.10)	(0.05)	(0.68)	(0.49)	(0.59)	(0.11)	(8.09)
	PVDC													
	LEAR	(2.60)	(3.95)	(11.17)	(13.64)	(15.10)	(11.23)	(1.13)	(10.06)	(7.86)	(4.73)	(8.32)	(5.75)	(95.55)
	LAESA		(2.28)	(7.11)	(9.88)	(1.80)	(10.36)	(6.74)	(11.25)					(49.43)
	LOS ORÍGENES													
	SAN FELIPE													
	METALDOM	(0.64)	(0.02)	(0.72)	(1.36)	(2.12)	(0.93)	(0.19)	(0.20)	(3.06)	(3.07)	(2.25)	(0.37)	(14.90)
	FIDEICOMISO	(78.04)	(87.85)											(165.89)
	PUBLICO CTPC													
	TOTAL	(109.73)	(131.32)	(191.29)	(201.72)	(282.27)	(241.12)	(162.44)	(200.12)	(167.81)	(117.51)	(119.65)	(114.58)	(2,039.57)

La siguiente figura muestra la evolución del costo estimado del servicio de regulación de frecuencia. El mismo se determina a partir de cargo total de regulación de frecuencia sobre las inyecciones físicas, como se indica a continuación:

$$\text{Costo Estimado Frecuencia} = \frac{\text{Total Cargo RF (RD\$)}}{\text{Inyecciones Físicas (MWh)}}$$

Figura 38. Costo promedio de frecuencia año 2022



5.11. COMPENSACIÓN POR DESPACHO FORZADO

Las siguientes tablas presentan los montos resultantes de la compensación de máquinas generadoras por despacho forzado, cuyos costos de operación sean superiores al costo marginal y los saldos por compensación del servicio durante el año 2022, conforme a lo indicado en la Resolución SIE-119-2021-MEM.

Tabla 23. Compensaciones a unidades generadoras según la resolución SIE-119-2021-MEM en el 2022 [Millones de RD\$].

AGENTE	CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
AES ANDRES	AES ANDRES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.67	2.67
CDEEE	CENTRAL RIO SAN JUAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM 1	0.50	0.18	-	0.15	-	0.47	0.06	0.43	3.46	-	-	-	5.25
	CESPM 2	0.18	0.31	0.15	0.13	-	15.28	0.67	0.18	0.45	0.84	0.39	0.91	19.48
	CESPM 3	0.20	-	-	0.14	-	0.40	0.40	0.10	0.01	0.94	0.23	0.75	3.15
	PUNTA CATALINA 1	-	-	0.43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.43
	PUNTA CATALINA 2	-	-	0.46	-	-	-	-	-	0.03	-	-	-	0.49
CEPP	CEPP 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEPP 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DPP	LOS MINA 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06	-	0.48	0.54
	LOS MINA 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06	-	0.56	0.62
	LOS MINA 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-	0.73	0.74
GPLV	PALAMARA	0.10	0.10	0.20	0.10	0.12	0.23	0.15	0.28	0.30	0.19	0.06	0.08	1.91
	LA VEGA GRUPO 1	0.80	3.93	1.51	4.65	0.46	4.28	12.89	4.85	0.39	0.33	0.62	0.77	35.48
	LA VEGA GRUPO 2	0.32	1.42	2.58	1.11	0.25	2.02	4.69	0.96	0.07	0.16	0.17	0.27	14.02
HAINA	BARAHONA CARBON	0.26	0.78	3.54	2.96	0.35	2.31	1.84	-	1.51	21.95	24.12	-	59.62
	HAINA TG	10.04	-	0.29	-	37.98	60.65	-	-	3.26	10.13	172.41	5.40	300.15
	QUISQUEYA 2	0.14	2.49	0.02	0.15	0.00	-	-	-	-	-	-	-	2.80
	SAN PEDRO VAPOR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SULTANA DEL ESTE	0.07	0.35	0.28	0.72	0.03	0.14	0.42	0.46	0.31	0.04	0.03	0.13	2.99
	PALENQUE	0.03	0.02	0.01	0.00	0.01	0.02	0.00	0.02	0.03	0.02	0.00	0.01	0.16
	CENTRAL QUISQUEYA 2 –	-	-	-	-	-	0.06	0.27	0.06	0.14	-	-	0.07	0.60
	BONAO 345 kV													
	CENTRAL QUISQUEYA 2 --	-	-	-	-	0.30	1.04	0.28	0.38	-	-	0.41		2.41
	BONAO 138 kV													
ITABO	ITABO 1	0.03	0.32	0.76	1.52	1.16	0.23	13.94	5.68	3.63	0.06	14.53	3.90	45.75
	ITABO 2	-	-	0.07	-	-	0.23	7.33	6.99	4.43	19.62	27.14	3.15	68.95
	SAN LORENZO 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAESA	PIMENTEL - T1	15.53	28.19	12.48	23.12	5.15	9.87	25.01	9.38	0.85	1.18	0.07	0.58	131.40
	PIMENTEL - T2	8.96	11.36	3.00	11.16	5.11	13.44	25.55	16.23	1.20	0.82	0.23	0.15	97.19
	PIMENTEL - T3	16.81	37.09	11.61	27.16	6.18	14.97	46.34	21.62	1.55	1.90	1.21	4.40	190.82
LEAR	MONTE RIO	0.35	0.51	0.25	0.97	0.10	1.37	0.44	0.46	0.14	0.14	0.03	0.14	4.91
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES	2.49	0.14	0.15	0.46	0.05	0.42	1.39	0.09	0.08	0.13	0.06	0.55	6.01
METALDOM	METALDOM	0.07	0.02	0.06	0.02	0.07	0.13	0.01	0.07	0.16	0.08	0.06	0.03	0.76
MONTE RIO	BERSAL	0.06	0.00	0.01	0.06	0.10	0.13	0.01	0.01	0.10	1.33	3.04	0.20	5.05
	INCA D L01	0.01	0.00	0.01	0.00	0.03	0.24	0.00	0.00	0.01	0.44	1.16	0.15	2.06
PVDC	AUTOPRODUCTOR PVDC	-	-	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01
	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO	0.03	-	0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06
	AUTOPRODUCTOR PVDC - BONAO 345 kV	-	-	-	-	-	0.00	0.00	-	-	0.04	0.04	-	0.08
	AUTOPRODUCTOR - PVDC - BONAO 138 kV	-	-	-	-	0.00	0.01	-	-	0.11	0.09	-		0.21
	QUISQUEYA 1 SPM – BONAO 345 kV	-	-	-	-	-	-	0.01	-	-	0.00	0.00	0.00	0.01

Tabla 23. Compensaciones a unidades generadoras según la resolución SIE-119-2021-MEM en el 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

AGENTE	CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	QUISQUEYA 1 SPM – BONAO 138 kV	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	0.00	0.00	0.00	0.03
SAN FELIPE	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	0.36	1.77	2.09	0.84	0.19	1.64	1.23	0.36	1.06	3.20	11.09	2.26	26.10
	ESTRELLA DEL MAR 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.71	0.71
PECASA	PARQUE EOLICO GUANILLO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GRUPO EOLICO DOMINICANO	PARQUE EOLICO MATAFONGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AGUA CLARA	PARQUE EOLICO AGUA CLARA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMERALD	PARQUE SOLAR CANOA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WCG	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
POSEIDON	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FIDEICOMISO	PUNTA CATALINA 1	1.80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.80
PUBLICO CTPC	PUNTA CATALINA 2	2.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.07
Total		61.17	88.98	39.99	75.43	57.34	128.83	143.69	68.51	23.54	63.78	256.79	29.46	1,037.51

Tabla 24. Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2022 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Beneficio por CmgTope														
	CDEEE	-	-	0.00	-	0.80	2.43	0.02	0.00	0.45	0.05	2.99	0.79	7.52
	AES ANDRES	29.81	0.07	0.75	-	25.77	37.14	42.88	9.59	32.97	45.10	128.67	59.24	412.00
	CEPP	0.01	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01
	METALDOM	-	-	-	-	0.00	-	2.82	-	0.00	0.00	0.00	0.00	2.83
	DPP	0.40	0.02	0.73	-	18.89	1.53	2.06	8.31	61.03	1.77	5.00	2.71	102.45
	HAINA	6.58	0.08	0.61	-	-	0.59	33.42	0.73	15.05	5.30	8.19	19.96	90.51
	ITABO	11.02	0.45	0.94	-	-	11.11	33.75	0.93	14.93	47.60	41.34	9.61	171.67
	SEABOARD	-	-	-	-	-	-	48.42	-	-	0.03	-	-	48.45
	EGEHID	0.00	0.00	0.00	-	0.00	0.00	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07
	GPLV	-	-	-	-	-	-	26.99	-	-	-	-	-	26.99
	LAESA	-	-	-	-	-	-	32.08	-	-	-	-	-	32.08
	LOS ORÍGENES	-	-	-	-	-	-	8.18	-	-	-	-	-	8.18
	MONTE RIO	-	-	-	-	-	-	1.10	-	0.00	0.00	0.01	0.00	1.11
	ELECTRONIC JRC	0.01	0.00	0.00	-	0.01	0.02	0.02	0.00	0.02	0.01	0.03	0.02	0.14
	MONTECRISTI SOLAR	0.01	0.00	0.00	-	0.01	0.01	0.02	0.00	0.03	0.03	0.04	0.02	0.18
	PVDC	3.76	0.36	-	-	-	-	19.05	0.16	1.34	0.49	2.47	0.22	27.85
	EDEESTE	68.61	1.84	2.02	-	59.53	99.16	89.61	14.77	72.09	149.53	159.82	42.83	759.80
	EDENORTE	0.91	0.08	0.00	-	2.34	15.73	35.53	0.00	1.41	7.51	14.56	1.05	79.14
	EDESUR	20.26	1.10	0.94	-	34.22	54.40	28.05	7.48	39.31	116.95	106.40	29.84	438.94
	EPDL	0.16	0.01	0.01	-	0.24	0.38	0.57	0.08	0.36	0.70	0.77	0.31	3.60
	LFLT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LEAR	0.02	-	-	-	-	0.08	12.02	-	0.04	0.56	0.00	-	12.72
	BIO-ENERGY	0.26	-	-	-	0.11	0.17	0.46	0.01	0.09	3.91	0.46	0.11	5.57

Tabla 24. Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2022 [Millones de RD\$].
Continuación

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	EMERALD	0.01	0.00	0.00	-	0.01	0.01	0.02	0.00	0.02	0.02	0.03	0.01	0.12
	WCG	0.01	0.00	0.00	-	0.02	0.02	0.03	0.01	0.03	0.04	0.05	0.02	0.24
	POSEIDON	0.02	-	-	-	-	0.02	0.00	-	0.00	0.02	0.06	0.05	0.17
	AGUA CLARA	0.01	-	-	-	-	0.03	-	0.00	0.01	0.06	0.03	0.03	0.17
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	0.01	-	-	-	-	0.00	0.00	-	0.02	0.09	0.04	0.01	0.18
	PECASA	0.01	-	-	-	-	0.00	-	-	0.00	0.01	0.00	0.00	0.03
	CESPM	-	-	-	-	-	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
	MAPRICA	0.07	0.00	0.00	-	0.06	0.12	0.13	0.02	0.08	0.21	0.27	0.10	1.05
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	0.10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.01	0.00	0.00	-	0.01	0.02	0.02	0.00	0.02	0.03	0.04	0.02	0.19
	INVERSIONES COSTA CARIBE	0.01	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	0.17	0.01	0.01	-	0.18	0.34	0.53	0.04	0.38	0.67	0.79	0.30	3.42
	MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	0.00
	MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	0.00
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.36	-	-	0.36
	KOROR BUSINESS	-	-	-	-	-	-	1.46	0.01	0.04	0.05	0.06	0.03	1.64
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	1.21	1.21
Beneficio por CVD Máx														
	CDEEE	-	-	0.00	0.01	1.20	6.74	-	-	0.00	0.00	15.41	0.21	23.57
	AES ANDRES	17.77	0.89	0.05	0.06	47.73	44.08	-	-	1.76	11.35	322.05	6.13	451.86
	CEPP	0.01	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01
	METALDOM	0.00	0.01	0.39	3.15	6.29	0.08	1.10	-	1.42	0.02	-	-	12.45
	DPP	0.17	0.05	0.00	0.00	38.46	1.24	-	-	0.75	0.50	16.46	0.01	57.65
	HAIRA	0.17	0.15	0.16	2.21	35.12	0.73	2.42	-	0.96	2.48	0.64	0.44	45.47
	ITABO	4.96	1.09	0.36	4.04	7.94	36.95	1.58	-	2.08	11.96	80.22	-	151.17
	SEABOARD	-	0.00	1.26	8.76	66.48	0.81	2.66	-	5.47	0.07	-	-	85.51
	EGEHID	0.00	0.00	0.02	0.39	1.40	0.02	0.11	-	0.16	0.00	0.00	0.00	2.10
	GPLV	-	0.00	1.94	16.59	60.51	0.79	5.10	-	6.77	0.07	-	-	91.77
	LAESA	-	-	1.47	9.18	33.15	0.57	2.89	-	3.43	0.04	-	-	50.74
	LOS ORÍGENES	-	0.00	0.61	4.61	17.08	0.23	1.42	-	1.43	0.02	-	-	25.40
	MONTE RIO	0.00	0.00	0.23	2.02	9.08	0.06	0.28	-	0.45	0.00	0.00	-	12.12
	ELECTRONIC JRC	0.00	-	0.00	0.00	0.02	0.03	-	-	0.00	0.00	0.07	0.00	0.13
	MONTECRISTI SOLAR	0.00	-	0.00	0.00	0.02	0.04	-	-	0.00	0.01	0.09	0.00	0.16
	PVDC	0.41	0.80	0.59	4.87	20.77	0.32	2.36	-	1.68	0.31	3.37	-	35.47
	EDEESTE	32.85	1.85	0.02	0.26	83.51	214.42	0.53	-	3.59	30.84	433.93	5.40	807.20
	EDENORTE	2.09	0.00	0.28	1.08	8.42	55.63	2.25	-	1.00	1.07	73.14	0.11	145.09
	EDESUR	11.58	0.14	0.01	0.14	46.10	131.03	0.00	-	2.22	19.24	293.21	3.87	507.54
	EPDL	0.08	0.01	0.00	0.00	0.36	0.78	-	-	0.02	0.15	1.92	0.03	3.36
	LFLT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LEAR	0.01	0.03	1.24	7.83	29.20	0.42	2.11	-	2.53	0.07	-	-	43.45
	BIO-ENERGY	-	-	0.23	0.00	0.15	0.26	-	-	0.00	0.72	0.69	0.01	2.07
	EMERALD	0.00	-	0.00	0.00	0.01	0.03	-	-	0.00	0.01	0.06	0.00	0.11
	WCG	0.01	-	0.00	0.00	0.02	0.05	-	-	0.00	0.01	0.12	0.00	0.21
	POSEIDON	0.01	-	-	-	0.00	0.03	-	-	0.00	0.01	0.14	0.02	0.20
	AGUA CLARA	0.01	-	-	-	0.00	0.04	-	-	0.00	0.02	0.03	0.00	0.09
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	0.01	0.00	0.00	-	0.00	0.00	-	-	0.00	0.01	0.08	0.00	0.11
	PECASA	0.00	-	-	-	-	0.02	-	-	0.00	0.00	0.01	-	0.04
	CESPM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	-	-	0.00

Tabla 24. Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2022 [Millones de RD\$].
Continuación

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	MAPRICA	0.04	0.01	0.00	0.00	0.10	0.03	-	-	0.01	0.04	0.60	0.00	0.83
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.00	-	0.00	0.00	0.02	0.04	-	-	0.00	0.01	0.09	0.00	0.17
	INVERSIONES COSTA CARIBE	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	0.08	0.02	0.00	0.00	0.33	0.67	-	-	0.02	0.14	1.85	0.03	3.13
	MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.11	-	-	0.11
	KOROR BUSINESS	-	-	-	-	-	-	0.07	-	0.36	0.04	0.13	0.00	0.60
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.07	0.07
	Total Beneficio por CmgTope	142.17	4.12	6.02	-	142.19	223.29	420.32	42.15	239.71	381.11	472.13	168.49	2,241.71
	Total Beneficio por CVD Máx	70.26	5.06	8.86	65.21	513.49	496.14	24.86	-	36.11	79.32	1,244.32	16.34	2,559.97

Nota: El concepto CVD Máx hace referencia al beneficio por Costo Variable de Despacho Máximo.

Tabla 25. Saldo de Compensaciones por Despacho Forzado según Resolución SIE-119-2021-MEM
[Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Cargos														
	CEPP	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01
	CDEEE	-	-	0.01	0.19	0.18	0.83	0.00	0.00	0.02	0.06	1.98	0.05	3.34
	AES ANDRES	4.20	5.02	2.16	3.66	6.29	8.20	6.81	3.44	1.25	4.84	47.96	2.86	96.68
	METALDOM	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.08
	DPP	1.55	2.66	1.26	2.14	4.60	2.19	3.70	1.79	0.66	1.09	3.73	0.21	25.58
	HAINA	2.49	4.14	1.93	3.39	1.02	2.18	4.43	1.98	0.93	1.62	4.85	2.22	31.17
	ITABO	1.48	1.79	0.73	1.37	0.35	4.74	1.97	1.02	0.51	2.36	10.92	0.04	27.28
	SEABOARD	0.08	0.13	0.05	0.10	0.04	0.07	0.15	0.07	0.02	0.05	0.09	0.03	0.86
	EGEHID	0.02	0.03	0.01	0.03	0.01	0.03	0.04	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01	0.27
	GPLV	0.01	0.02	0.01	0.02	0.00	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.12
	LAESA	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.05
	LOS ORÍGENES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
	MONTE RIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
	ELECTRONIC JRC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.03
	MONTECRISTI SOLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.03
	PVDC	0.89	2.11	0.40	0.53	0.05	0.20	1.19	0.23	0.13	0.34	0.93	0.12	7.13
	EDEESTE	19.37	25.41	11.55	22.35	19.09	46.21	43.23	20.81	6.91	19.12	84.85	8.87	327.76
	EDENORTE	13.81	21.31	9.77	19.32	10.07	26.30	37.57	17.98	5.86	12.81	32.41	6.33	213.54
	EDESUR	16.72	25.53	11.72	21.53	15.18	36.90	43.21	20.63	7.05	20.77	67.48	8.37	295.09
	EPDL	0.03	0.04	0.02	0.04	0.05	0.11	0.06	0.03	0.01	0.05	0.31	0.02	0.77
	LFLT	0.15	0.21	0.10	0.22	0.10	0.22	0.44	0.22	0.05	0.13	0.24	0.08	2.16
	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LEAR	0.04	0.09	0.05	0.09	0.04	0.09	0.18	0.08	0.03	0.08	0.11	0.03	0.91
	BIO-ENERGY	0.22	0.38	0.19	0.37	0.19	0.36	0.50	0.10	0.04	0.26	0.30	0.13	3.03

Tabla 25. Saldo de Compensaciones por Despacho Forzado según Resolución SIE-119-2021-MEM
[Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	EMERALD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	WCG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	POSEIDON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AGUA CLARA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PECASA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	0.87	0.48	0.14	0.41	-	16.14	1.10	0.70	3.91	1.77	0.59	1.65	27.78
	MAPRICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	3.86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.86
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVERSIONES COSTA CARIBE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	KOROR BUSINESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	58.47	84.76	37.17	70.45	55.89	125.99	137.72	66.49	22.01	59.36	240.70	24.26	983.27
Saldo Neto Deudor														
	CEPP	(0.00)	(0.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.01)
	CDEEE	-	-	-	(0.19)	(0.18)	(0.83)	(0.00)	(0.00)	-	(0.06)	(1.98)	(0.05)	(3.31)
	AES ANDRES	(4.20)	(5.02)	(2.16)	(3.66)	(6.29)	(8.20)	(6.81)	(3.44)	(1.25)	(4.84)	(47.96)	(0.18)	(94.01)
	METALDOM	-	-	-	-	-	-	(0.00)	-	-	-	-	-	(0.00)
	DPP	(1.55)	(2.66)	(1.26)	(2.14)	(4.60)	(2.19)	(3.70)	(1.79)	(0.66)	(0.95)	(3.73)	-	(25.24)
	HAINA	-	(0.50)	-	-	-	-	(0.86)	(1.16)	-	-	-	-	(2.52)
	ITABO	(1.46)	(1.47)	-	-	-	(4.28)	-	-	-	-	-	-	(7.21)
	SEABOARD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EGEHID	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.03)	(0.01)	(0.03)	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.27)
	GPLV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LOS ORIGENES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MONTE RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ELECTRONIC JRC	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.03)
	MONTECRISTI SOLAR	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.03)
	PVDC	(0.86)	(2.11)	(0.36)	(0.53)	(0.05)	(0.20)	(1.16)	(0.23)	(0.13)	(0.19)	(0.79)	(0.12)	(6.73)
	EDEESTE	(19.37)	(25.41)	(11.55)	(22.35)	(19.09)	(46.21)	(43.23)	(20.81)	(6.91)	(19.12)	(84.85)	(8.87)	(327.76)
	EDENORTE	(13.81)	(21.31)	(9.77)	(19.32)	(10.07)	(26.30)	(37.57)	(17.98)	(5.86)	(12.81)	(32.41)	(6.33)	(213.54)
	EDESUR	(16.72)	(25.53)	(11.72)	(21.53)	(15.18)	(36.90)	(43.21)	(20.63)	(7.05)	(20.77)	(67.48)	(8.37)	(295.09)
	EPDL	(0.03)	(0.04)	(0.02)	(0.04)	(0.05)	(0.11)	(0.06)	(0.03)	(0.01)	(0.05)	(0.31)	(0.02)	(0.77)
	LFLT	(0.15)	(0.21)	(0.10)	(0.22)	(0.10)	(0.22)	(0.44)	(0.22)	(0.05)	(0.13)	(0.24)	(0.08)	(2.16)
	SAN FELIPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LEAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.08)	-	(0.08)
	BIO-ENERGY	(0.22)	(0.38)	(0.19)	(0.37)	(0.19)	(0.36)	(0.50)	(0.10)	(0.04)	(0.26)	(0.30)	(0.13)	(3.03)
	EMERALD	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.02)
	WCG	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.04)
	POSEIDON	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.04)
	AGUA CLARA	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.02)	(0.00)	(0.13)
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.02)
	PECASA	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)

Tabla 25. Saldo de Compensaciones por Despacho Forzado según Resolución SIE-119-2021-MEM
[Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
	CESPM	-	-	-	-	(0.00)	-	-	-	-	-	-	-	(0.00)
	MAPRICA	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.10)	(0.00)	(0.23)
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	-	(0.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.00)
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.03)
	INVERSIONES COSTA CARIBE	(0.00)	(0.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.00)
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	(0.04)	(0.05)	(0.02)	(0.04)	(0.05)	(0.11)	(0.07)	(0.03)	(0.01)	(0.04)	(0.30)	(0.02)	(0.78)
	MULTICENTRO CHARLES DE GAULLE	-	-	-	-	-	-	(0.00)	-	-	-	-	-	(0.00)
	MULTICENTRO SIRENA MELLA	-	-	-	-	-	-	(0.00)	-	-	-	-	-	(0.00)
	KOROR BUSINESS	-	-	-	-	-	-	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.03)
	CERVECERIA NACIONAL DOMINICANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.07)	-	-	(0.07)
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.00)	(0.06)	(0.06)
	TOTAL	(58.47)	(84.76)	(37.17)	(70.45)	(55.89)	(125.99)	(137.72)	(66.49)	(22.01)	(59.36)	(240.70)	(24.26)	(983.27)

5.12. COMPENSACIÓN POR DESVÍO SEGÚN RESOLUCIONES SIE-374-2012, SIE-018-2013-MEM Y SIE-041-2013-MEM

Las tablas 26 y 27 presentan las centrales y los montos resultantes de la compensación por desviaciones del Programa Diario de Operación. Para el cálculo de estas compensaciones se han considerado las disposiciones de la Superintendencia de Electricidad contenidas en las Resoluciones SIE-374-2012-MEM, SIE-018-2013-MEM y SIE-041-2013-MEM. En las mismas se detallan los cargos y saldos por compensación durante el año 2022.

Tabla 26. Cargos por compensación por desvío en el año 2022 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Cargos Generadores														
	AES ANDRES	-	-	-	1.67	2.94	-	2.34	1.41	2.19	-	0.52	-	11.07
	CDEEE	-	-	0.04	0.85	0.24	1.56	4.04	0.41	1.81	1.11	2.40	1.31	13.78
	CESPM	0.24	0.01	-	1.12	0.10	-	1.23	0.89	1.08	0.23	0.05	0.39	5.34
	DPP	0.13	1.19	0.48	0.61	1.12	0.15	0.90	1.29	1.14	0.47	0.14	-	7.62
	EGEHID	0.14	0.09	0.11	0.07	0.43	0.36	0.56	0.23	0.27	0.38	0.13	0.18	2.95
	GPLV	-	0.08	0.15	0.03	0.09	0.11	0.18	0.09	0.19	0.49	0.12	0.06	1.58
	HAJNA	0.74	0.42	0.73	0.51	1.18	0.12	0.41	0.13	1.49	0.91	0.71	0.23	7.58
	ITABO	0.04	-	0.36	0.09	3.36	2.06	0.63	1.19	1.27	0.27	0.75	0.50	10.52
	LAESA	0.11	0.29	0.32	0.34	0.51	0.57	0.17	0.23	0.23	0.24	0.17	0.10	3.28
	METALDOM	0.04	0.03	0.05	0.01	0.31	-	0.20	-	-	0.23	0.09	0.10	1.06
	MONTE RIO	0.01	0.01	0.06	0.02	0.09	0.11	0.03	0.00	0.04	0.14	0.02	0.14	0.68
	PVDC	0.45	0.29	0.68	0.10	0.34	0.29	0.35	0.23	0.23	0.43	0.86	0.10	4.34
	LOS ORÍGENES	0.04	0.01	0.04	0.02	0.11	0.08	0.02	-	0.01	0.03	0.01	0.01	0.39
	LEAR	0.11	0.04	-	0.01	0.01	0.08	0.07	0.10	0.01	0.08	0.08	0.06	0.64
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	2.87	1.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.12
	SEABOARD	0.14	0.04	0.02	0.07	0.17	0.19	-	0.06	0.23	0.11	0.18	0.56	1.77
	Total	5.05	3.74	3.04	5.53	11.00	5.67	11.11	6.28	10.18	5.13	6.23	3.75	76.72

Tabla 26. Cargos por compensación por desvío en el año 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Cargos Distribuidoras														
	EDEESTE	0.63	0.24	0.96	0.04	0.10	1.40	1.78	1.07	0.28	0.99	0.63	0.16	8.26
	EDENORTE	0.19	0.14	1.06	0.33	1.54	1.19	0.82	0.43	0.93	0.25	0.14	0.43	7.44
	EDESUR	0.47	0.85	1.17	2.14	0.88	4.90	2.55	1.19	3.35	4.43	0.58	1.17	23.68
	LFLT	0.22	0.12	0.07	0.22	0.32	0.40	0.21	0.26	0.63	0.26	0.11	0.25	3.08
	EPDL	0.05	0.05	0.04	0.05	0.13	0.18	0.16	0.12	0.13	0.05	0.02	0.03	1.03
	Total	1.56	1.40	3.30	2.79	2.98	8.07	5.52	3.06	5.31	5.97	1.48	2.05	43.49
Cargos UNR y Otros Agentes														
	AES ANDRES	2.15	1.33	2.79	4.28	4.32	4.22	2.99	1.54	2.40	1.90	1.86	1.57	31.35
	DPP	0.97	0.62	0.80	1.24	2.57	2.25	0.79	1.31	1.53	1.03	0.38	0.53	14.02
	HAINA	0.22	0.40	0.41	0.41	4.70	0.41	0.19	0.54	0.99	0.56	2.04	1.61	12.46
	ITABO	0.47	0.43	0.38	0.43	1.57	1.56	0.70	1.00	1.15	0.76	-	-	8.46
	EDESUR	-	-	-	-	-	-	0.05	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.09
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	1.45	1.45
	Total	3.81	2.78	4.39	6.36	13.15	8.45	4.72	4.39	6.08	4.25	4.29	5.16	67.84
Cargos Total														
	AES ANDRES	2.15	1.33	2.79	5.95	7.26	4.22	5.32	2.95	4.59	1.90	2.38	1.57	42.42
	CDEEE	-	-	0.04	0.85	0.24	1.56	4.04	0.41	1.81	1.11	2.40	1.31	13.78
	CESPM	0.24	0.01	-	1.12	0.10	-	1.23	0.89	1.08	0.23	0.05	0.39	5.34
	DPP	1.09	1.81	1.28	1.85	3.68	2.40	1.68	2.60	2.67	1.51	0.53	0.53	21.64
	EGEHID	0.14	0.09	0.11	0.07	0.43	0.36	0.56	0.23	0.27	0.38	0.13	0.18	2.95
	GPLV	-	0.08	0.15	0.03	0.09	0.11	0.18	0.09	0.19	0.49	0.12	0.06	1.58
	HAINA	0.96	0.82	1.14	0.92	5.88	0.53	0.60	0.67	2.47	1.46	2.75	1.84	20.04
	ITABO	0.51	0.43	0.74	0.53	4.93	3.62	1.34	2.19	2.42	1.03	0.75	0.50	18.98
	LAESA	0.11	0.29	0.32	0.34	0.51	0.57	0.17	0.23	0.23	0.24	0.17	0.10	3.28
	METALDOM	0.04	0.03	0.05	0.01	0.31	-	0.20	-	-	0.23	0.09	0.10	1.06
	MONTE RIO	0.01	0.01	0.06	0.02	0.09	0.11	0.03	0.00	0.04	0.14	0.02	0.14	0.68
	PVDC	0.45	0.29	0.68	0.10	0.34	0.29	0.35	0.23	0.23	0.43	0.86	0.10	4.34
	LOS ORÍGENES	0.04	0.01	0.04	0.02	0.11	0.08	0.02	-	0.01	0.03	0.01	0.01	0.39
	LEAR	0.11	0.04	-	0.01	0.01	0.08	0.07	0.10	0.01	0.08	0.08	0.06	0.64
	FIDEICOMISO PUBLICO CTPC	2.87	1.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.12
	SEABOARD	0.14	0.04	0.02	0.07	0.17	0.19	-	0.06	0.23	0.11	0.18	0.56	1.77
	EDEESTE	0.63	0.24	0.96	0.04	0.10	1.40	1.78	1.07	0.28	0.99	0.63	0.16	8.26
	EDENORTE	0.19	0.14	1.06	0.33	1.54	1.19	0.82	0.43	0.93	0.25	0.14	0.43	7.44
	EDESUR	0.47	0.85	1.17	2.14	0.88	4.90	2.60	1.21	3.37	4.43	0.58	1.17	23.77
	LFLT	0.22	0.12	0.07	0.22	0.32	0.40	0.21	0.26	0.63	0.26	0.11	0.25	3.08
	EPDL	0.05	0.05	0.04	0.05	0.13	0.18	0.16	0.12	0.13	0.05	0.02	0.03	1.03
	CORPORACIÓN ZF SANTIAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	1.45	1.45
	Total	10.42	7.92	10.73	14.69	27.13	22.19	21.35	13.73	21.58	15.35	12.00	10.96	188.05

Tabla 27. Saldos de compensación por Agente para el año 2022 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Saldo Acreedor Compensaciones por Desvío	AES ANDRES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	-	0.01
	CDEEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CESPM	-	-	-	-	-	0.15	-	-	-	-	-	-	0.15
	CEPP	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
	DPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EDEESTE	2.84	2.15	2.40	4.65	9.21	6.78	4.95	3.24	6.52	3.99	3.62	3.87	54.22
	EDENORTE	2.29	1.87	1.78	3.72	3.38	3.46	5.03	3.30	4.83	3.09	1.48	2.45	36.67
	EDESUR	2.52	1.55	2.23	2.37	6.52	1.63	4.13	3.07	3.57	0.98	2.79	2.64	34.00

Tabla 27. Saldos de compensación por Agente para el año 2022 [Millones de RD\$]. Continuación

[illegible]

5.13. RESUMEN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Las Transacciones Económicas del MEM en el 2022 estuvieron conformadas por los siguientes cálculos:

- TRANSACCIONES DE ENERGÍA.
- TRANSACCIONES DE POTENCIA.
- PAGOS POR DERECHO DE CONEXIÓN.
- TRANSFERENCIAS POR DERECHO DE CONEXIÓN.
- COMPENSACIONES POR SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA.
- COMPENSACIONES POR DESPACHO FORZADO (SIE-119-2021-MEM).
- COMPENSACIONES POR DESVÍO (SIE-374-2012-MEM, SIE-018-2013-MEM y SIE-041-2013-MEM).

Tabla 28. Resumen Transacciones Económicas entre Agentes del MEM 2022⁴.

[Millones de RD\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total	Promedio
Transacciones de Energía	2,001.21	1,328.68	2,059.36	2,279.49	4,556.12	3,630.70	2,267.06	3,020.50	3,207.69	2,622.22	2,590.80	2,000.85	31,564.68	59.19%
Transacciones de Potencia	946.15	941.62	931.56	911.43	941.85	938.28	937.48	926.88	913.46	890.63	943.05	958.50	11,180.90	20.97%
Pago Derecho Conexión	457.94	468.72	398.92	351.04	338.48	348.20	374.06	368.12	349.09	387.48	432.83	458.61	4,733.50	8.88%
Transferencia por Derecho Conexión	259.20	262.11	220.70	195.73	192.32	198.95	213.72	209.13	197.83	219.91	254.62	272.28	2,696.52	5.06%
Compensación por Regulación Frecuencia	109.73	131.32	191.29	201.72	282.27	241.12	162.44	200.12	167.81	117.51	119.65	114.58	2,039.57	3.82%
Compensación por Despacho Forzado	58.47	84.76	37.17	70.45	55.89	125.99	137.72	66.49	22.01	59.36	240.70	24.26	983.27	1.84%
Compensación por Desvío	7.65	5.57	6.41	10.76	19.11	12.01	14.12	9.60	14.93	8.06	7.91	8.95	125.06	0.23%
Total	3,840.35	3,222.79	3,845.41	4,020.62	6,386.04	5,495.26	4,106.60	4,800.85	4,872.82	4,305.18	4,589.57	3,838.03	53,323.51	100.00%

[RD\$/US\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
Tasa de Cambio promedio	57.79	56.54	54.96	55.12	55.24	54.89	54.59	53.72	53.37	53.90	54.52	56.62	55.11

*Tasa de Cambio Promedio ponderada para la venta de divisas de los Agentes de Cambio, publicada por el Banco Central de la República Dominicana

[Millones de US\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Transacciones de Energía	34.63	23.50	37.47	41.36	82.48	66.14	41.53	56.22	60.10	48.65	47.52	35.34	572.80
Transacciones de Potencia	16.37	16.65	16.95	16.54	17.05	17.09	17.17	17.25	17.12	16.52	17.30	16.93	202.90
Pago Derecho Conexión	7.92	8.29	7.26	6.37	6.13	6.34	6.85	6.85	6.54	7.19	7.94	8.10	85.90
Transferencia por Derecho Conexión	4.48	4.64	4.02	3.55	3.48	3.62	3.92	3.89	3.71	4.08	4.67	4.81	48.93
Compensación por Regulación Frecuencia	1.90	2.32	3.48	3.66	5.11	4.39	2.98	3.72	3.14	2.18	2.19	2.02	37.01
Compensación por Despacho Forzado	1.01	1.50	0.68	1.28	1.01	2.30	2.52	1.24	0.41	1.10	4.41	0.43	17.84
Compensación por Desvío	0.13	0.10	0.12	0.20	0.35	0.22	0.26	0.18	0.28	0.15	0.15	0.16	2.27
Total	66.45	57.00	69.97	72.95	115.61	100.11	75.23	89.36	91.30	79.87	84.18	67.78	967.65

⁴ Las cifras en dólares de los Estados Unidos de América se estiman a partir de las cifras en pesos dominicanos divididas por la tasa de cambio promedio del mes correspondiente. La tasa de cambio se ha seleccionado para que corresponda con la especificada en la Resolución SIE-116-2019-MEM, al considerar la misma que publica el Banco Central de la República Dominicana como un promedio ponderado para la venta de divisas de los Agentes de Cambio, obtenida el día martes anterior a la vigencia de la programación semanal correspondiente.

Figura 39. Resumen Transacciones Económicas del MEM 2022 [Millones de RD\$]

5.14. INDICADORES TRANSACCIONES ECONÓMICAS

En el año 2022:

- El promedio de los Costos Marginales de Energía Activa de Corto Plazo para el sistema principal⁵ alcanzó el valor de 7,385.74 RD\$/MWh, representando un incremento de 38.34% con relación al promedio del año 2021 (5,338.74 RD\$/MWh). El Costo Marginal de Potencia de Punta promedio fue de 541.82 RD\$/kW-Mes, y el Derecho de Conexión Unitario fue de 134.11 RD\$/kW-Mes.
- La inyección total de energía fue de 20,135.68 GWh, representando un incremento de un 3.63% con relación al registro de energía del año anterior (19,431.14 GWh). Por otra parte, los retiros totales⁶ alcanzaron 19,813.11 GWh, de los cuales el 83.92% (16,626.63 GWh)⁷ de este valor representa el consumo total de las distribuidoras. Las pérdidas totales de energía en el sistema representaron un 1.60% de la inyección total de los generadores.
- Las Transacciones Económicas en el Mercado Spot ascendieron a **53,323.51** millones de RD\$. La composición se muestra en la siguiente tabla⁸:

⁵ Este promedio se calcula en la barra 138kV de la subestación Palamara. Promedio del año 2022 actualizado en últimas reliquidaciones.

⁶ Este valor representa la demanda total del SENI y no considera las pérdidas en las líneas de transmisión.

⁷ Estos retiros no incluyen las ventas de las Distribuidoras a los UNR.

⁸ MMRD\$ = Millones de RD\$

Tabla 29. Composición Transacciones Económicas en el Mercado Spot [Millones de RD\$].

Valorización [Millones de RD\$]	UNIDAD	AÑO		VARIACIÓN %	INDICADOR
		2021	2022		
Transacciones de Energía	[RD\$]	20,215.06	31,564.68	56.14%	↑
Transacciones de Potencia	[RD\$]	11,075.57	11,180.90	0.95%	↑
Pago Derecho Conexión	[RD\$]	5,648.78	4,733.50	-16.20%	↓
Transferencia por Derecho Conexión	[RD\$]	3,461.56	2,696.52	-22.10%	↓
Compensación por Regulación Frecuencia	[RD\$]	1,210.20	2,039.57	68.53%	↑
Compensación por Despacho Forzado	[RD\$]	1,091.73	983.27	-9.93%	↓
Compensación por Desvío	[RD\$]	110.61	125.06	13.07%	↑
Total	[RD\$]	42,813.51	53,323.51	24.55%	↑

Para determinar la variación en las transacciones económicas de potencia y en las transferencias y pagos por derecho de conexión, se han utilizado los resultados preliminares aprobados en el 2022 y los resultados preliminares aprobados en el 2021, en correspondencia con los registros publicados en las memorias de estos años.

A continuación, se muestran algunos indicadores del Mercado Eléctrico Mayorista, relacionados con cantidades, precios y costos, transacciones económicas de energía y de potencia para los años 2021-2022.

Tabla 30. Indicadores de Cantidades.

CONCEPTO	UNIDAD	AÑO		VARIACIÓN %	INDICADOR
		2021	2022		
Generación	GWh	19,431.14	20,135.68	3.63%	↑
Retiros	GWh	19,078.17	19,813.11	3.85%	↑
Pérdidas Transmisión	%	1.82%	1.60%	-0.21%	↓
Horas Desabastacimient	Horas	814.30	700.10	-14.02%	↓

Tabla 31. Indicadores de Precios y Costos

CONCEPTO	UNIDAD	AÑO		VARIACIÓN %	INDICADOR
		2021	2022		
Fuel Oil USGC HSFO	[US\$/Barril]	58.70	78.57	33.85%	↑
Costo Marginal Tope de Energía	[US\$/MWh]	151.11	193.41	27.99%	↑
Costo Marginal de Energía Promedio	[RD\$/MWh]	5,338.74	7,385.74	38.34%	↑
CMG Potencia Promedio	[RD\$/kW-mes]	549.42	541.82	-1.38%	↓
Derecho Conexión Unitario	[RD\$/kW-mes]	172.53	134.11	-22.27%	↓
Costo Promedio Frecuencia	[RD\$/MWh]	203.95	264.26	29.57%	↑

Tabla 32. Indicadores Transacciones Energía y Potencia

CONCEPTO	MERCADO	UNIDAD	AÑO		VARIACIÓN %	INDICADOR
			2021	2022		
Energía	Spot	GWh	3,320.16	3,995.87	20.35%	↑
		Millones de RD\$	20,215.06	31,564.68	56.14%	↑
	Contrato	GWh	23,449.69	21,966.90	-6.32%	↓
		Millones de RD\$*	123,841.86	162,916.54	31.55%	↑
Potencia	Spot	MW Promedio	1,662.51	1,674.48	0.72%	↑
		Millones de RD\$	11,075.57	11,180.90	0.95%	↑
	Contrato	MW Promedio	1,658.64	1,830.17	10.34%	↑
		Millones de RD\$*	11,041.98	12,025.22	8.90%	↑

*Los montos contratados son valorizados al costo marginal de energía o de potencia, según corresponda.

Para determinar la variación en las Transacciones Económicas de Potencia, se han utilizado los resultados preliminares aprobados en el 2022 y los resultados preliminares aprobados en el 2021, en correspondencia con los registros publicados en las memorias de estos años.

5.14.1. PROPORCIÓN ENERGÍA Y POTENCIA CONTRATADA DE LAS DISTRIBUIDORAS 2022

Se muestra un indicador basado en el Artículo 110 de la Ley General de Electricidad 125-01, para presentar las proporciones de la energía y potencia contratada mensual y acumulada, respecto a la demanda del SENI.

Figura 40. Proporción energía contratada distribuidoras 2022

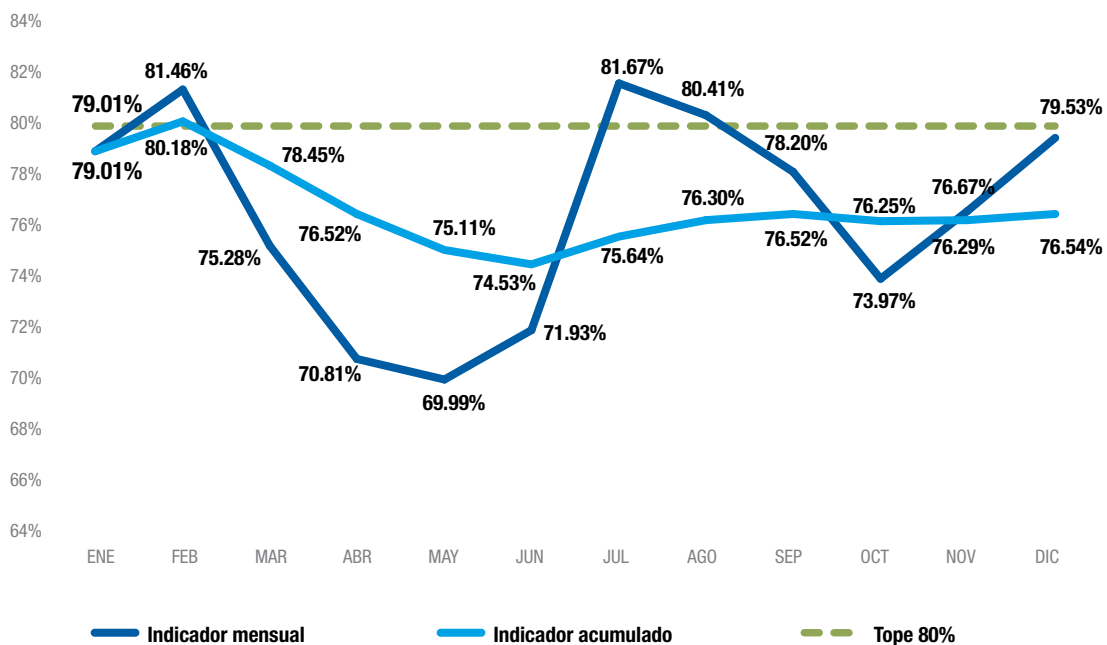
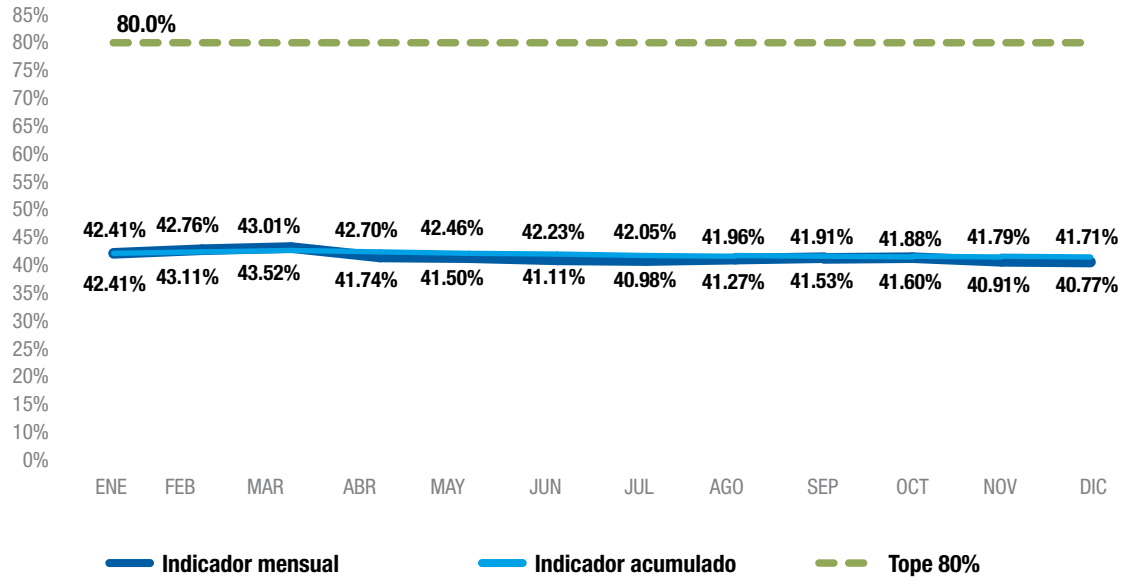


Figura 41. Proporción potencia contratada distribuidoras 2022





ESTADÍSTICAS ANUALES



6. Estadísticas anuales

6.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

Tabla 33. Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2000-2011 [MW].

Agente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AES ANDRÉS				319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0
CAYMAN POWER	50.0											
CDEEE									1.9	1.9	1.9	1.9
CEPP	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9
CESPM		200.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
DPP	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0
EGEHID	402.0	411.8	463.8	463.8	463.8	463.8	469.3	469.3	472.3	523.2	523.2	523.2
ENERGYCORP	103.5	103.5	103.5	103.5								
GPLV	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0
HAINA	456.7	655.4	657.1	657.1	657.1	655.4	655.4	655.4	540.2	540.2	537.2	573.6
ITABO	570.9	570.9	432.5	432.5	432.5	432.5	432.5	432.5	294.5	260.0	260.0	260.0
LAESA	79.9	79.9	83.9	87.7	87.7		31.6	31.6	31.6	59.6	59.6	110.5
MAXON	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0						
METALDOM	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
SAN FELIPE	175.0	175.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
SEABOARD	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	73.3
MONTE RÍO				101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5
Total	2,536.89	2,895.35	2,924.65	3,348.93	3,245.43	3,157.33	3,164.43	3,164.43	2,916.10	2,960.48	2,957.48	3,001.83

Tabla 34. Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2012-2022 [MW].

Agente	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AES ANDRÉS	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	459.0	319.0	319.0	319.0	369.0
CDEEE	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	782.0	782.0		
CEPP	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	
CESPM	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
DPP	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	359.3	359.3	359.3	359.3	359.3	359.3
EGEHID	612.8	612.8	615.7	615.7	615.7	615.7	615.7	623.3	623.3	623.3	623.3
GPLV	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.0	199.1	199.1	199.1	199.1
HAINA	625.6	850.8	850.8	659.2	691.7	606.8	687.1	687.4	687.4	787.4	788.1
ITABO	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0	294.0
LAESA	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.5	110.6
LOS ORÍGENES	25.3	25.3	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7
METALDOM	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
PVDC	326.4	326.4	326.4	326.4	224.9	224.9	224.9	224.9	225.2	225.2	225.2
SAN FELIPE	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0		
SEABOARD	184.6	184.6	111.3	111.3	111.3	111.3	111.3	111.3	111.3	261.3	261.6
LEAR INVESTMENTS					101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5
MONTE RÍO	14.6	14.6	39.8	39.8	39.8	39.8	39.4	39.8	39.8	39.8	39.8

Tabla 34. Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2012-2022 [MW]. Continuación

Agente	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ELECTRONIC J.R.C. SRL					30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
SAN PEDRO BIO-ENERGY						30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.							50.6	50.6	50.6	50.6	50.6
AGUA CLARA, S.A.								52.5	52.5	52.5	52.5
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.								52.5	52.5	52.5	52.5
GRUPO EÓLICO DOMINICANO								34.0	34.0	34.0	34.0
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.								48.0	48.0	48.0	48.0
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL								25.0	25.0	25.0	25.0
WCG ENERGY, LTD								49.9	49.9	49.9	49.9
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.										50.0	
FIDEICOMISO PÚBLICO CTPC										782.0	782.0
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.											50.0
KOROR BUSINESS, S.R.L.											50.0
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE, S.A.											46.8
Total	3,553.48	3,778.68	3,768.90	3,577.30	3,639.80	3,708.15	3,978.65	4,889.05	4,889.41	5,004.41	5,075.38

Tabla 35. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2000-2011 [MW].

[illegible]

Tabla 35. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2000-2011 [MW]. Continuación

Capacidad instalada/año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
SEABOARD	115	115	115	115	115	116	116	116	116	116	116	73
MONTE RÍO				101	101	101	101	101	101	101	101	101
Turbina a Gas	776	776	676	676	573	573	573	573	371	336	336	336
DPP	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
ENERGYCORP	104	104	104	104								
HAINA	164	164	164	164	164	164	164	164	100	100	100	100
ITABO	272	272	173	173	173	173	173	173	35			
Turbina a Vapor	592	637	598	598	598	598	598	598	598	598	595	598
HAINA	293	338	338	338	338	338	338	338	338	338	335	338
ITABO	299	299	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Total	2,536.89	2,895.35	2,924.65	3,348.93	3,245.43	3,157.33	3,164.43	3,164.43	2,916.10	2,960.48	2,957.48	3,001.83

Tabla 36. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2012-2022 [MW].

Capacidad instalada/año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ciclo Combinado	804	804	804	804	804	1,163	1,163	1,163.25	1,163	1,128	1,129
AES ANDRÉS	319	319	319	319	319	319	319	319	319	319	319
CESPM	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
DPP						359	359	359	359	359	359
SAN FELIPE	185	185	185	185	185	185	185	185			
SEABOARD										150	150
Eólica	85	85	85	85	135	135	183	370.25	370	370	417
HAINA	85	85	85	85	135	135	183	183	183	183	183
AGUA CLARA, S.A.								53	53	53	53
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.								53	53	53	53
GRUPO EÓLICO DOMINICANO								34	34	34	34
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE, S.A.								48	48	48	48
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE, S.A.											47
Hidroeléctrica	613	613	616	616	616	616	616	623.28	623	623	623
EGEHID	613	613	616	616	616	616	616	623	623	623	623
Motor combustión Interna	1,083	1,308	1,296	1,279	1,262	1,262	1,287	1,285.92	1,286	1,286	1,209
CDEEE	2	2	2	2	2	2	2	0			
CEPP	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77	
GPLV	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
HAINA	102	327	327	310	293	293	319	319	319	319	319
LAESA	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
LOS ORÍGENES	25	25	61	61	61	61	61	61	61	61	61
METALDOM	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
PVDC	326	326	326	326	225	225	225	225	225	225	225
SEABOARD	185	185	111	111	111	111	111	111	111	111	111
MONTE RÍO	15	15	40	40	40	40	39	40	40	40	40
LEAR INVESTMENTS					101	101	101	101	101	101	101

Tabla 36. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2012-2022 [MW]. Continuación

Capacidad instalada/año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Turbina a Gas	370	370	370	370	370	134	274	134.00	134	134	134
AES ANDRÉS							140	0			
DPP	236	236	236	236	236						
HAINA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ITABO	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Turbina a Vapor	598	598	598	424	424	369	375	1156.87	1157	1157	1158
CDEEE								782	782		
HAINA	338	338	338	164	164	79	85	85	85	85	86
ITABO	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
SAN PEDRO BIO-ENERGY						30	30	30	30	30	30
FIDEICOMISO PÚBLICO										782	782
CTPC											
Solar					30	30	81	155.48	155	305	405
HAINA										100	100
ELECTRONIC J.R.C. SRL					30	30	30	30	30	30	30
MONTECRISTI SOLAR							51	51	51	51	51
FV, S.A.S.											
EMERALD SOLAR								25	25	25	25
ENERGY, SRL											
WCG ENERGY, LTD								50	50	50	50
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.										50	
AES DOMINICANA											50
RENEWABLE											
ENERGY, S.R.L.											
AES ANDRÉS											50
KOROR BUSINESS, S.R.L.											50
Total	3,553.48	3,778.68	3,768.90	3,577.30	3,639.80	3,708.15	3,978.65	4,889.05	4,889.41	5,004.41	5,075.38

6.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLES

Las siguientes figuras muestran la evolución de los costos promedio de los combustibles declarados por los Agentes en la programación de la operación económica del sistema en el periodo 2001-2022.

Figura 44. Costo promedio mensual del fuel oil 2001-2022 [RD\$/GAL].



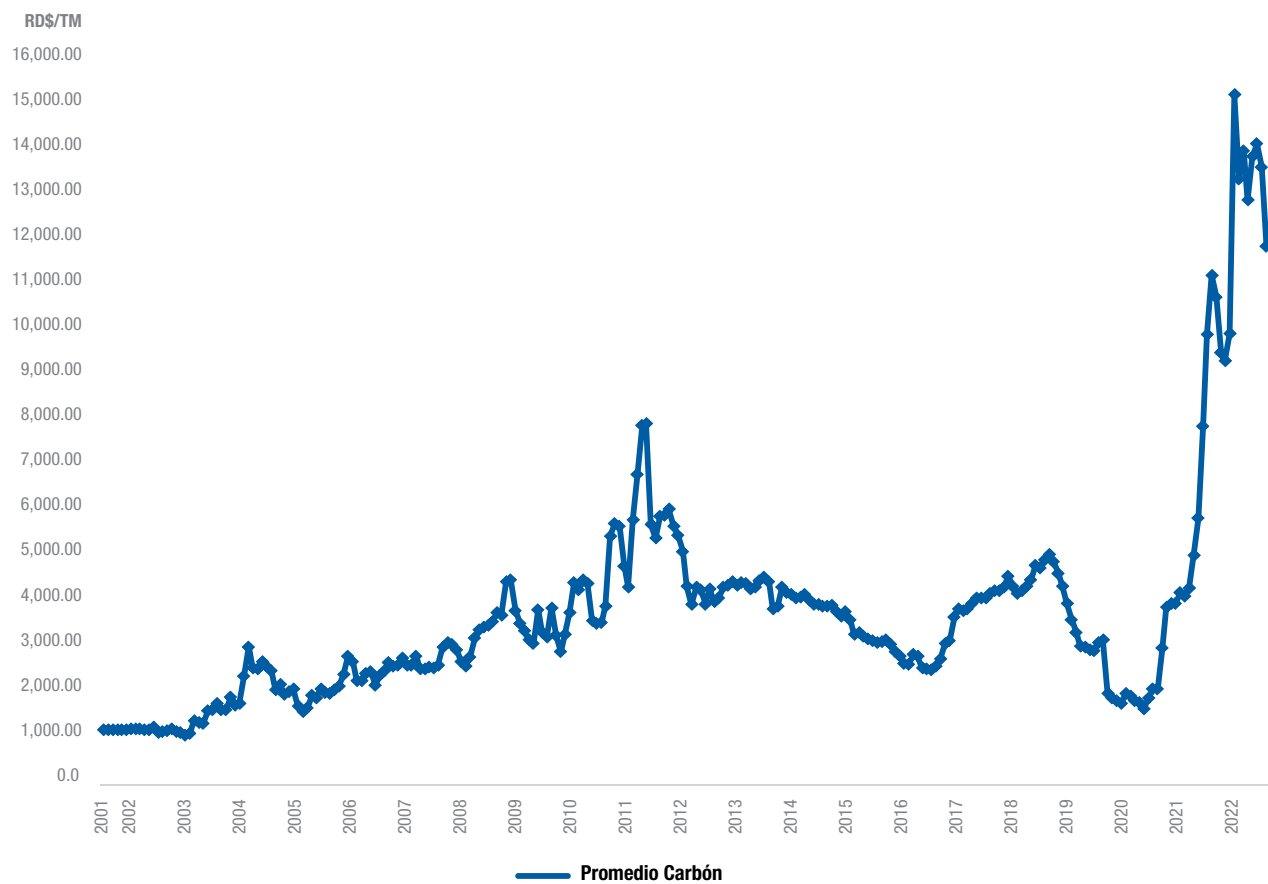
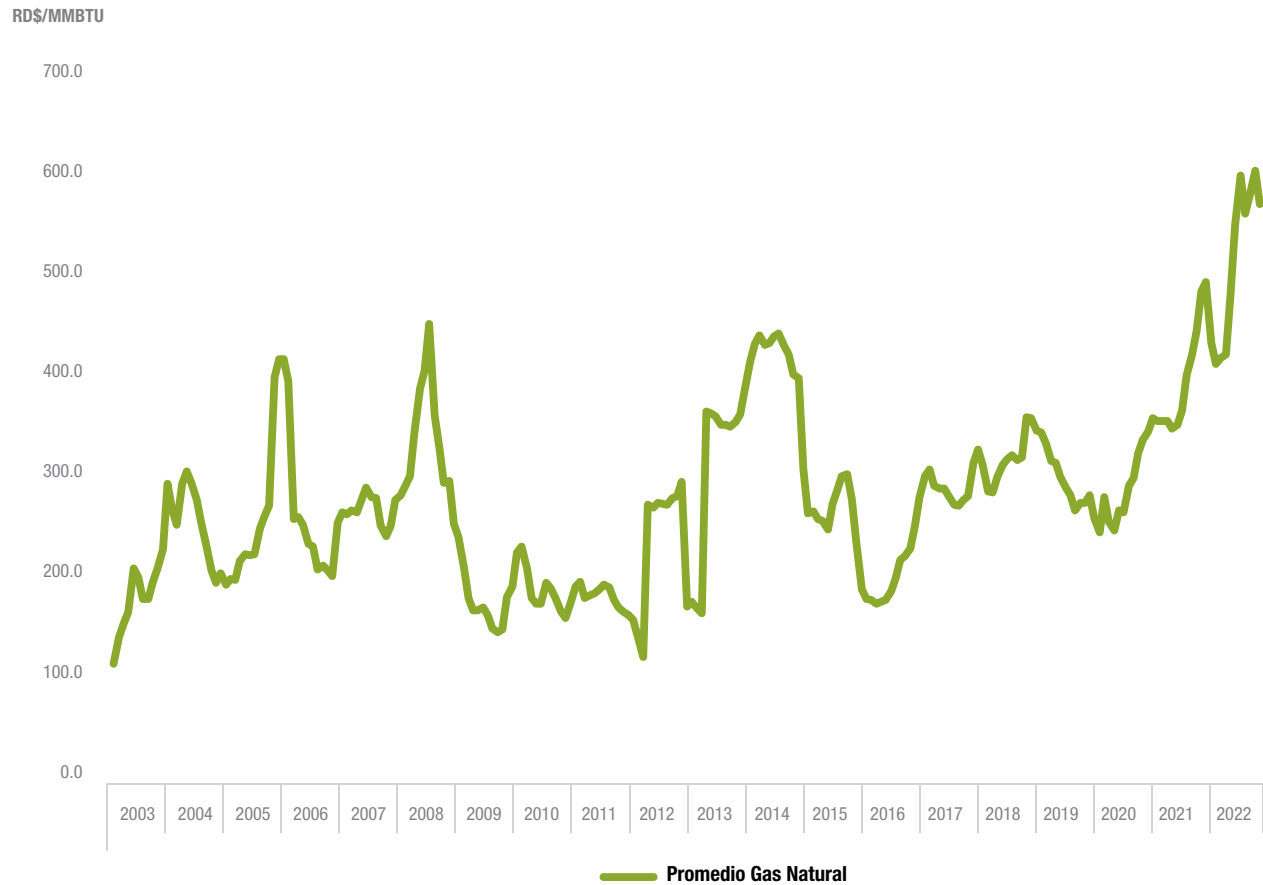
Figura 45. Costo promedio mensual del carbón mineral 2001-2022 [RD\$/LB]

Figura 46. Costo promedio mensual del gas natural 2003-2022 [RD\$/MMBTU].

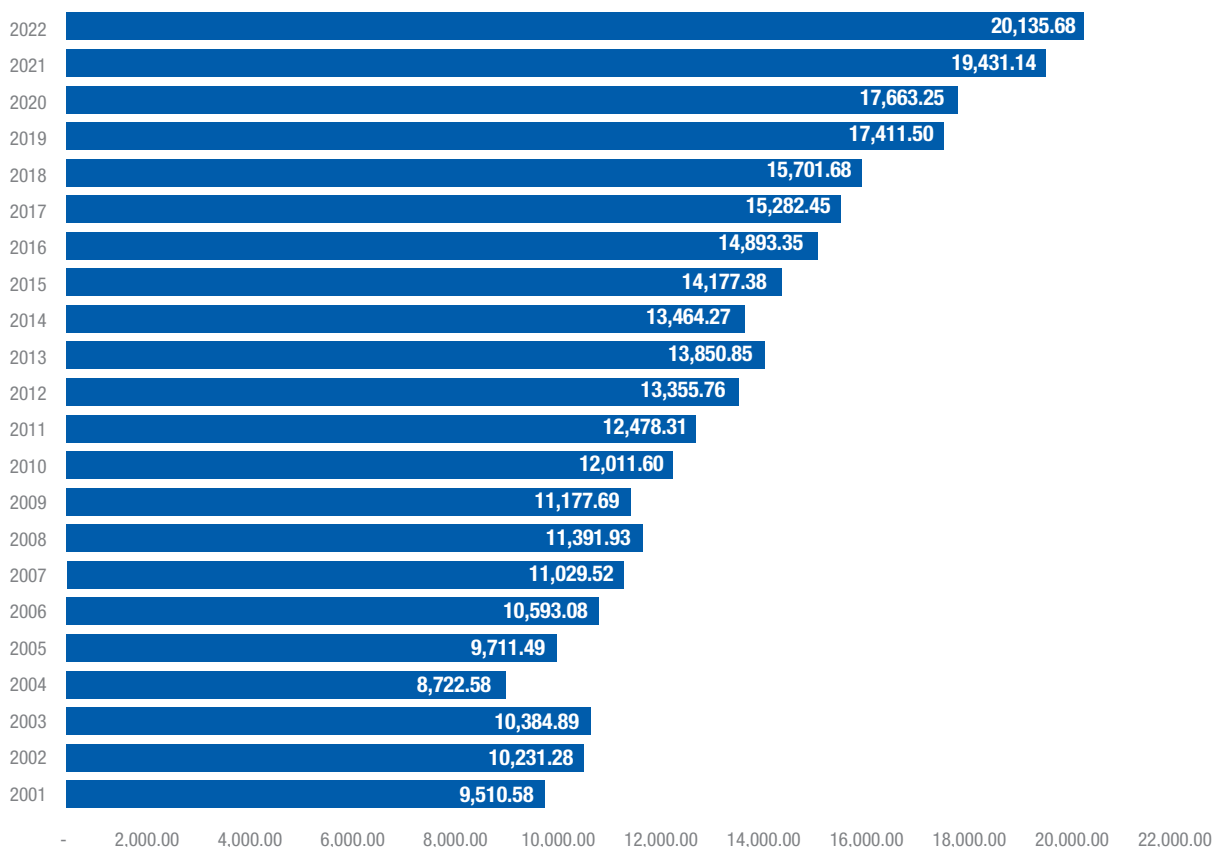
6.3. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA

La Tabla 37 y figura 47 muestran la evolución de la energía generada en el periodo 2001-2022, de acuerdo con los registros de los medidores del Sistema de Medición Comercial.

Tabla 37. Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2022

Datos/Años	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Generación (GWh)	9,510.58	10,231.28	10,384.89	8,722.58	9,711.49	10,593.08	11,029.52	11,391.93	11,177.69	12,011.60	12,478.31
Variación Respecto Año Anterior		7.58%	1.50%	-16.01%	11.34%	9.08%	4.12%	3.29%	-1.88%	7.46%	3.89%
Porcentaje Variación Respecto al 2022	52.77%	49.19%	48.43%	56.68%	51.77%	47.39%	45.22%	43.42%	44.49%	40.35%	38.03%

Datos/Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Generación (GWh)	13,355.76	13,850.85	13,464.27	14,177.38	14,893.35	15,282.45	15,701.68	17,411.50	17,663.25	19,431.14	20,135.68
Variación Respecto Año Anterior		7.03%	3.71%	-2.79%	5.30%	5.05%	2.61%	2.74%	10.89%	1.45%	10.01%
Porcentaje Variación Respecto al 2022	33.67%	31.21%	33.13%	29.59%	26.04%	24.10%	22.02%	13.53%	12.28%	3.50%	0.00%

Figura 47. Generación de Energía Eléctrica en el SENI 2001-2022

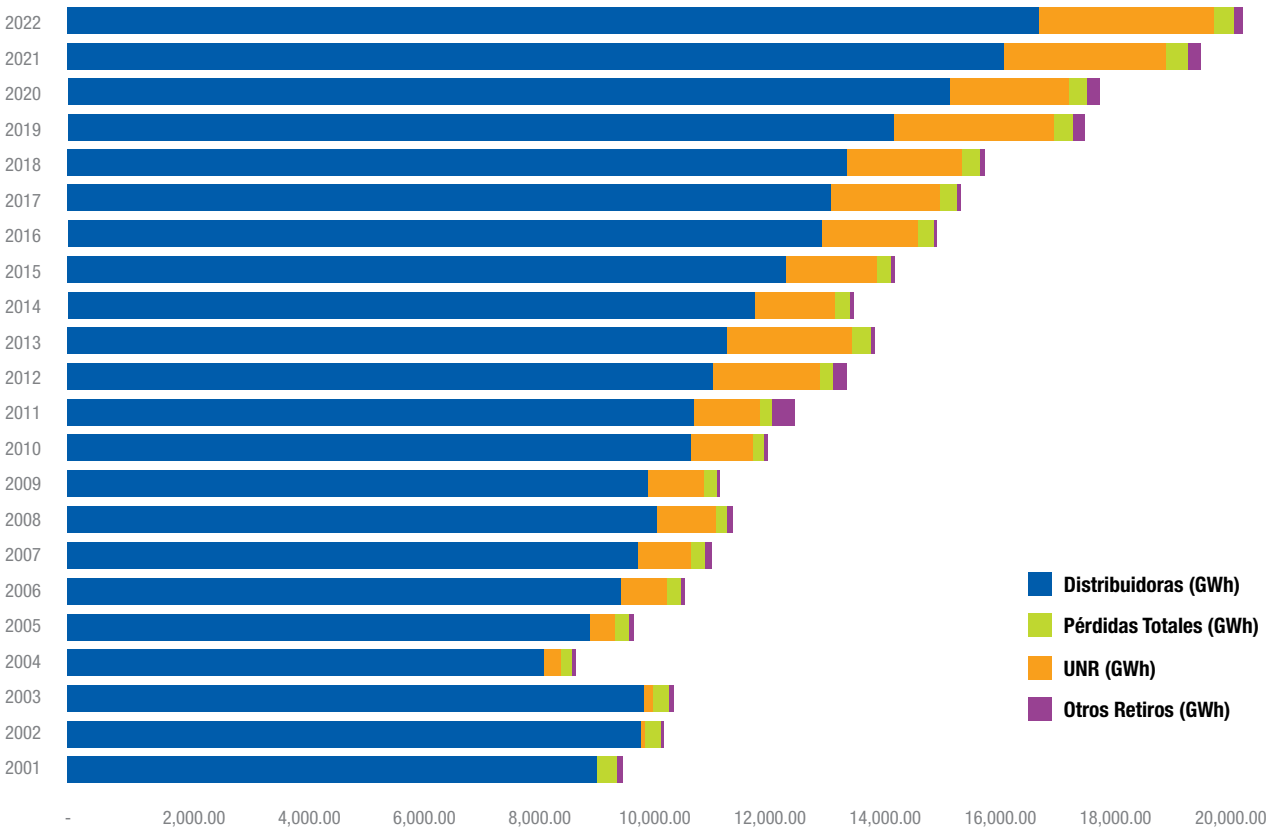
**+3.63% de aumento es la
variación Energía Generada
en el SENI del año 2022
respecto al 2021.**

La Tabla 38 y la Figura 48 muestran la evolución de los retiros de las empresas distribuidoras, los retiros de los UNR, otros retiros y las pérdidas de transmisión estimadas por diferencia en el período 2001-2022. Esta información se sustenta en los registros que provienen de los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM y se utilizan en las Transacciones Económicas.

Tabla 38. Retiros de energía 2001-2022.

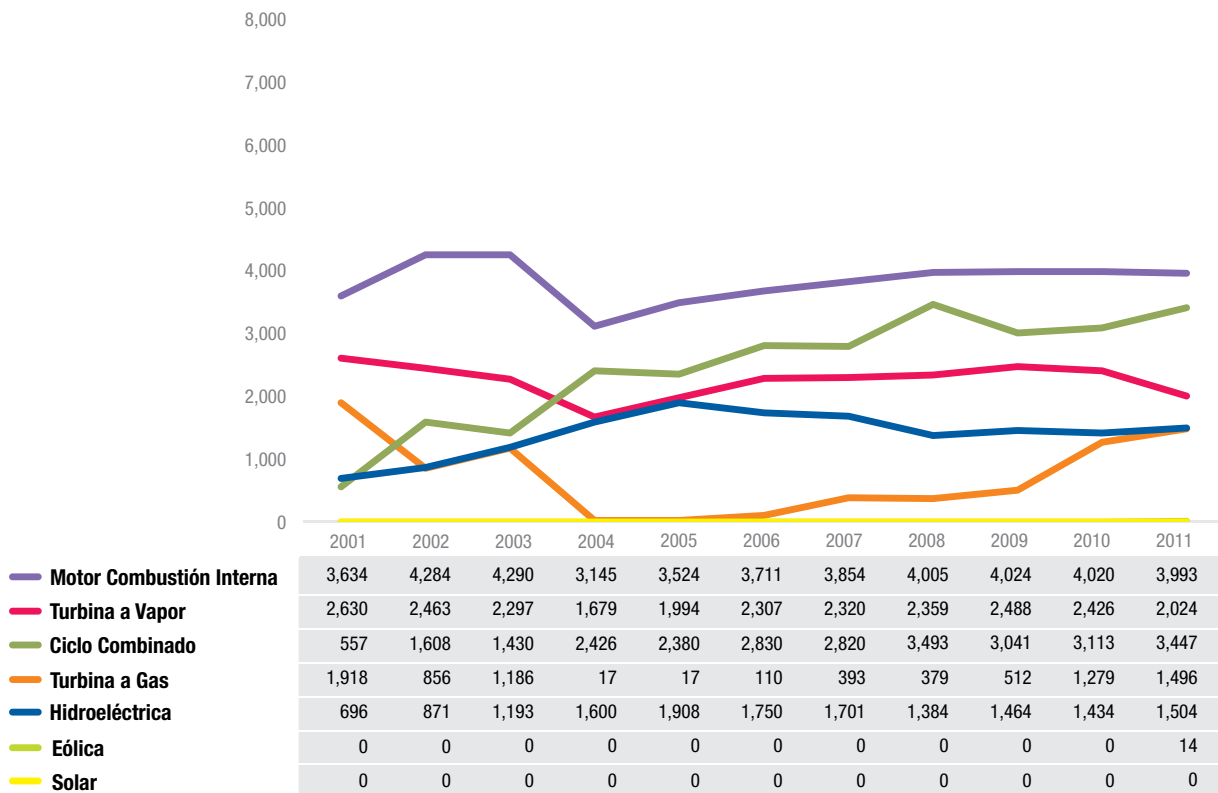
Datos	Retiros Totales (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)	Distribuidoras (GWh)	UNR (GWh)	Otros Retiros (GWh)	Retiros Totales (%)	Pérdidas Totales (%)	Distribuidoras (%)	UNR (%)	Otros Retiros (%)
2001	9,163.80	346.78	9,085.76		78.04	96.35%	3.65%	95.53%	0.00%	0.82%
2002	9,932.58	298.71	9,833.86	68.33	30.38	97.08%	2.92%	96.12%	0.67%	0.30%
2003	10,094.36	290.53	9,912.21	127.25	54.89	97.20%	2.80%	95.45%	1.23%	0.53%
2004	8,499.36	223.22	8,172.47	282.12	44.77	97.44%	2.56%	93.69%	3.23%	0.51%
2005	9,476.55	234.95	8,952.55	446.20	77.79	97.58%	2.42%	92.19%	4.59%	0.80%
2006	10,349.17	243.91	9,510.12	766.24	72.82	97.70%	2.30%	89.78%	7.23%	0.69%
2007	10,789.46	240.07	9,788.28	907.16	94.01	97.82%	2.18%	88.75%	8.22%	0.85%
2008	11,145.20	246.73	10,108.80	983.34	53.06	97.83%	2.17%	88.74%	8.63%	0.47%
2009	10,950.03	227.66	9,963.49	961.20	25.34	97.96%	2.04%	89.14%	8.60%	0.23%
2010	11,772.87	238.72	10,710.77	1,035.71	26.40	98.01%	1.99%	89.17%	8.62%	0.22%
2011	12,242.11	236.20	10,751.17	1,107.11	383.83	98.11%	1.89%	86.16%	8.87%	3.08%
2012	13,101.53	254.23	11,084.07	1,791.95	225.51	98.10%	1.90%	82.99%	13.42%	1.69%
2013	13,544.96	305.04	11,307.55	2,174.30	64.00	97.80%	2.20%	81.64%	15.70%	0.46%
2014	13,212.00	252.00	11,785.00	1,390.00	36.00	98.13%	1.87%	87.53%	10.32%	0.27%
2015	13,915.36	262.02	12,317.59	1,566.00	31.76	98.15%	1.85%	86.88%	11.05%	0.22%
2016	14,627.60	265.74	12,926.64	1,670.53	30.43	98.22%	1.78%	86.79%	11.22%	0.20%
2017	14,992.58	289.87	13,101.75	1,851.36	39.48	98.10%	1.90%	85.73%	12.11%	0.26%
2018	15,415.37	286.31	13,376.50	1,970.67	68.20	98.18%	1.82%	85.19%	12.55%	0.43%
2019	17,081.15	330.35	14,203.17	2,696.38	181.59	98.10%	1.90%	81.57%	15.49%	1.04%
2020	17,353.76	309.50	15,108.37	2,054.00	191.39	98.25%	1.75%	85.54%	11.63%	1.08%
2021	19,078.17	352.97	16,078.30	2,805.67	194.19	98.18%	1.82%	82.75%	14.44%	1.00%
2022	19,813.11	322.57	16,626.63	3,000.25	186.24	98.40%	1.60%	85.57%	15.44%	0.96%

Figura 48. Retiros de energía 2001-2022.

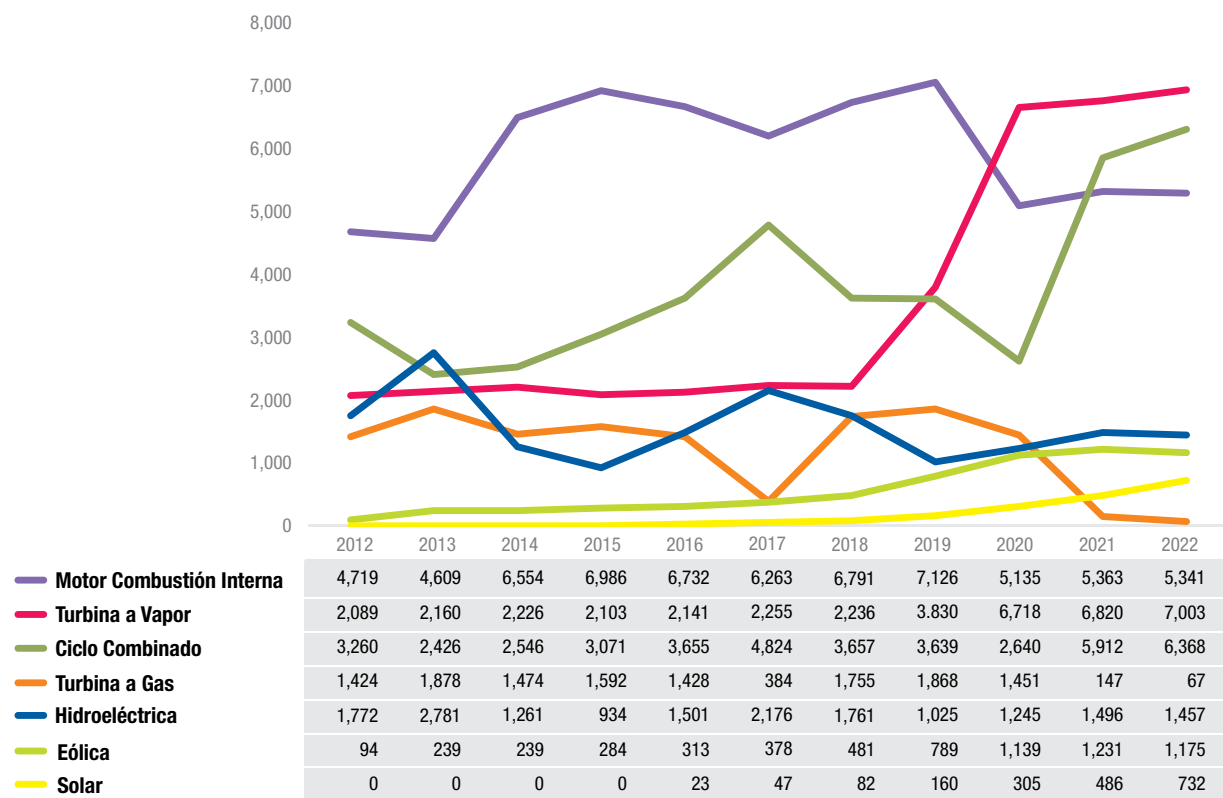


En las siguientes figuras se observa el comportamiento de la energía bruta generada por tipo de tecnología desde el año 2001 hasta el año 2022, evidenciando que las tecnologías a Turbina de Vapor, Ciclo Combinado y la Solar son las que muestra tendencia de aumento. Todos estos datos son extraídos del Registro de Eventos Generación e Información Operativa (REGIO) tal como se muestran en las Figura 49, Figura 50, Figura 51 y Figura 52.

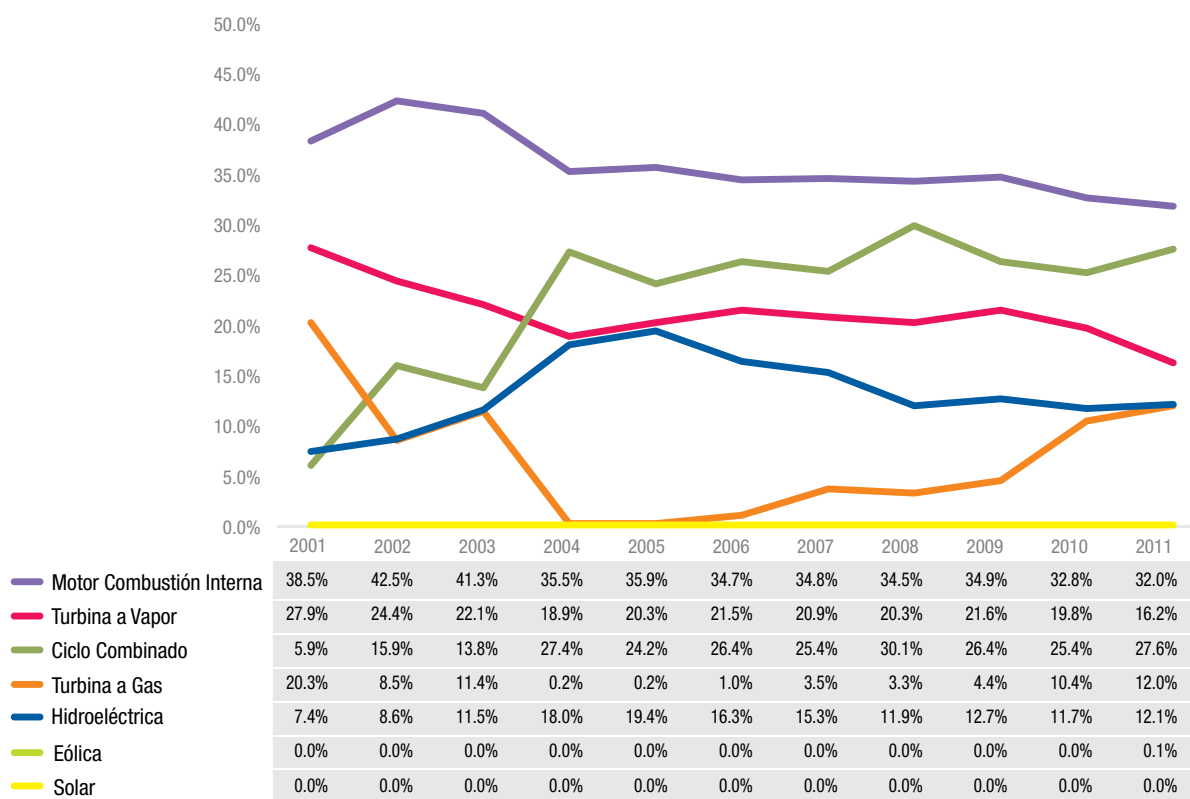
Figura 49. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2011 [GWh]⁹



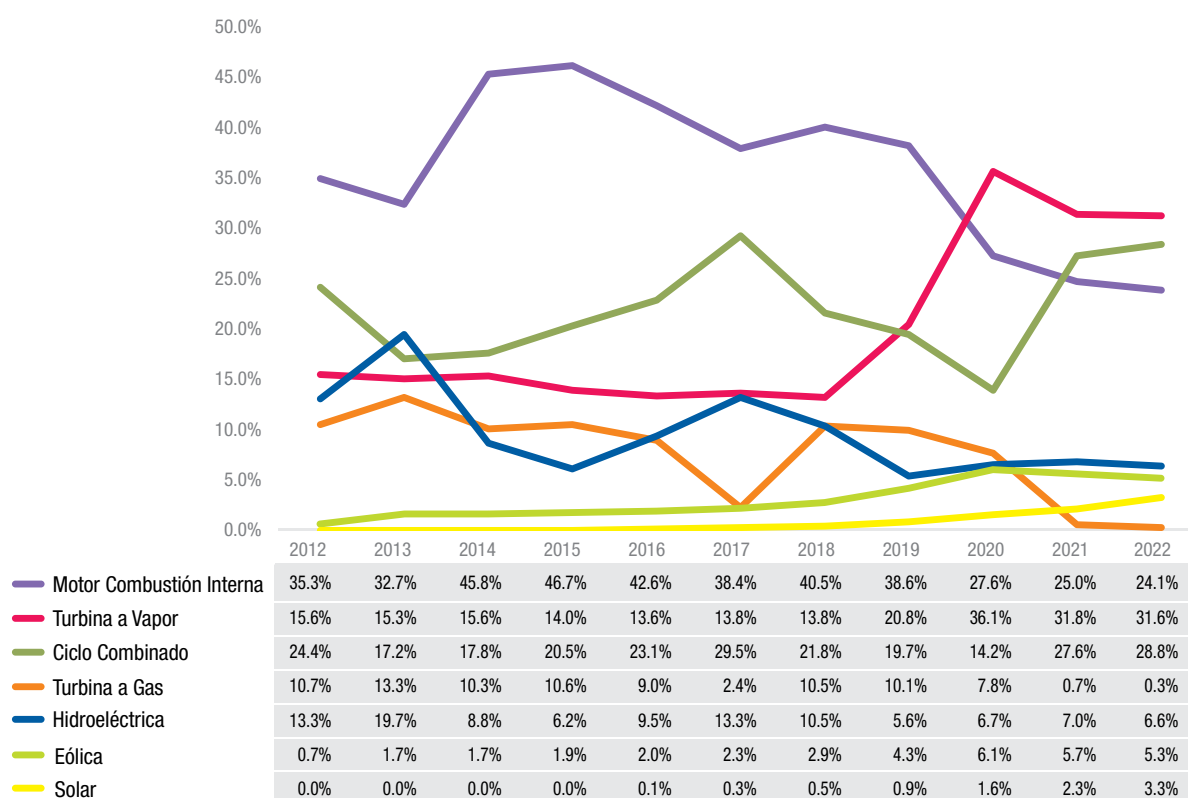
⁹ Nota: Se verificaron los datos de todas las modalidades desde el 2001 y se encontraron variaciones en las cantidades del 2018 y fueron actualizados.

Figura 50. Evolución de la energía generada por tecnología 2012-2022 [GWh]¹⁰

¹⁰ Nota: Se verificaron los datos de todas las modalidades desde el 2001 y se encontraron variaciones en las cantidades del 2018 y fueron actualizados.

Figura 51. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2011 [%]¹¹

11 Nota: Se verificó un error en las fórmulas de los porcentajes, ya que algunas hacían referencia a otros conceptos, por ende, cambiaron los porcentajes desde el año 2001 en Motor de combustión interna, Turbina de Vapor, Ciclo Combinado y Turbina a Gas.

Figura 52. Evolución de la energía generada por tecnología 2012-2022 [%]¹²

6.4. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA

La Tabla 39 y la Figura 53 muestran la Potencia de Punta, los retiros de demanda de potencia de punta y las pérdidas de transmisión registradas en las horas de punta anual del sistema, en el período 2001-2022.

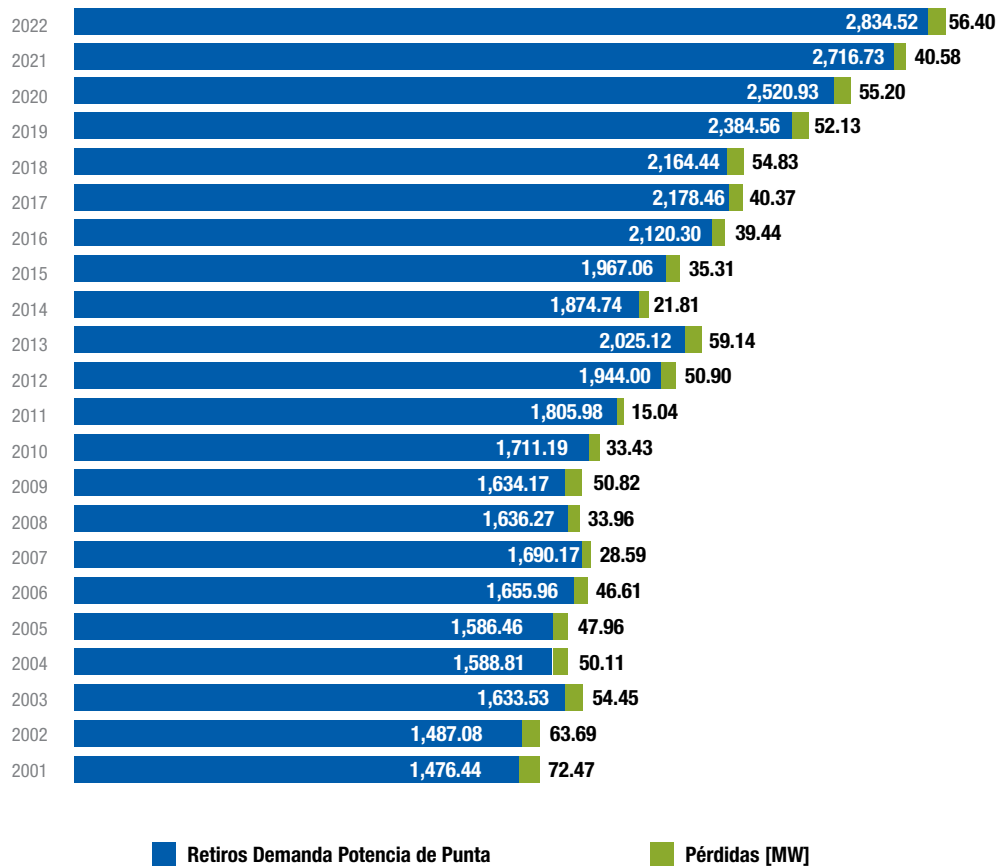
Tabla 39. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2022.

Datos/Años	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Retiros Demanda Potencia de Punta	1,476.44	1,487.08	1,633.53	1,588.81	1,586.46	1,655.96	1,690.17	1,636.27	1,634.17	1,711.19	1,805.98
Pérdidas	72.47	63.69	54.45	50.11	47.96	46.61	28.59	33.96	50.82	33.43	15.04
Potencia de Punta [MW]	1,548.91	1,550.77	1,687.98	1,638.92	1,634.42	1,702.57	1,718.76	1,670.23	1,684.99	1,744.62	1,821.02

Datos/Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Retiros Demanda Potencia de Punta	1,944.00	2,025.12	1,874.74	1,967.06	2,120.30	2,178.46	2,164.44	2,384.56	2,520.93	2,716.73	2,834.52
Pérdidas	50.90	59.14	21.81	35.31	39.44	40.37	54.83	52.13	55.20	40.58	56.40
Potencia de Punta [MW]	1,994.90	2,084.26	1,896.55	2,002.37	2,159.74	2,218.83	2,219.27	2,436.69	2,576.13	2,757.31	2,890.92

¹² Nota: Se verificó un error en las fórmulas de los porcentajes, ya que algunas hacían referencia a otros conceptos, por ende, cambiaron los porcentajes desde el año 2001 en Motor de combustión interna, Turbina de Vapor, Ciclo Combinado y Turbina a Gas.

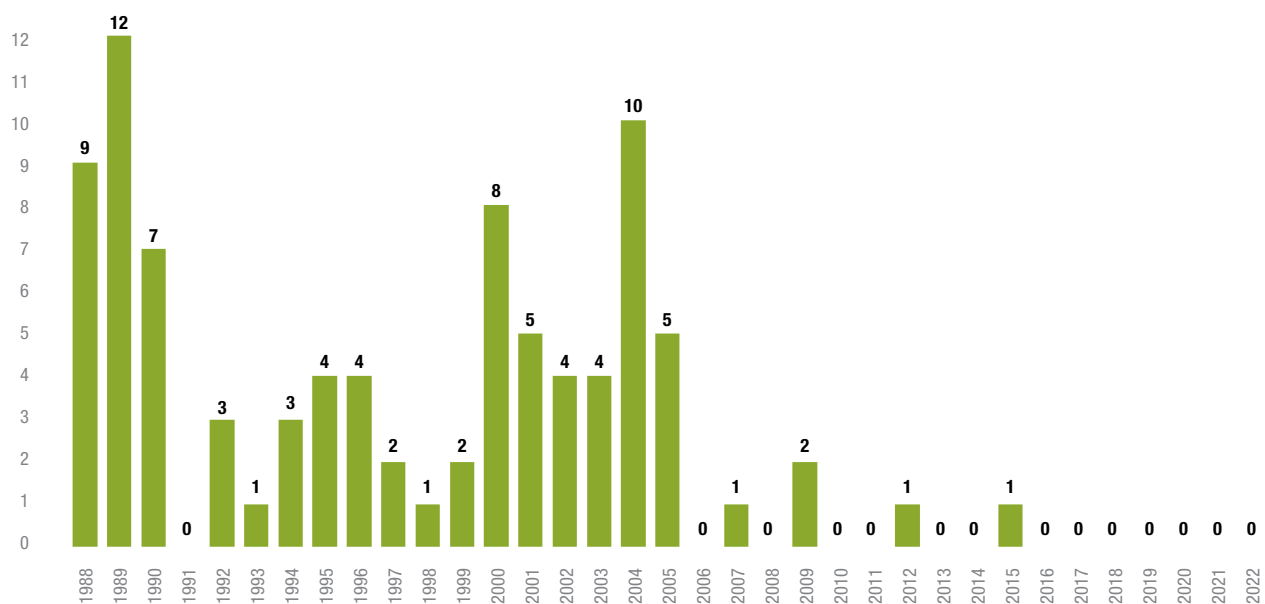
Figura 53. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2022.



6.5. EVOLUCIÓN DE LAS SALIDAS TOTALES DEL SENI

Dados los proyectos desarrollados y las medidas de control adoptadas dentro de las cuales se destaca la permanente revisión de la coordinación de las protecciones del SENI y la actualización y verificación del Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC) por baja frecuencia, así como el incremento en el número de unidades generadoras en la participación de la regulación de frecuencia, se puede observar una tendencia sostenida a la mejora de la confiabilidad del SENI y una reducción en la cantidad de colapsos totales del SENI.

Figura 54. Salidas totales del SENI 1988-2022.



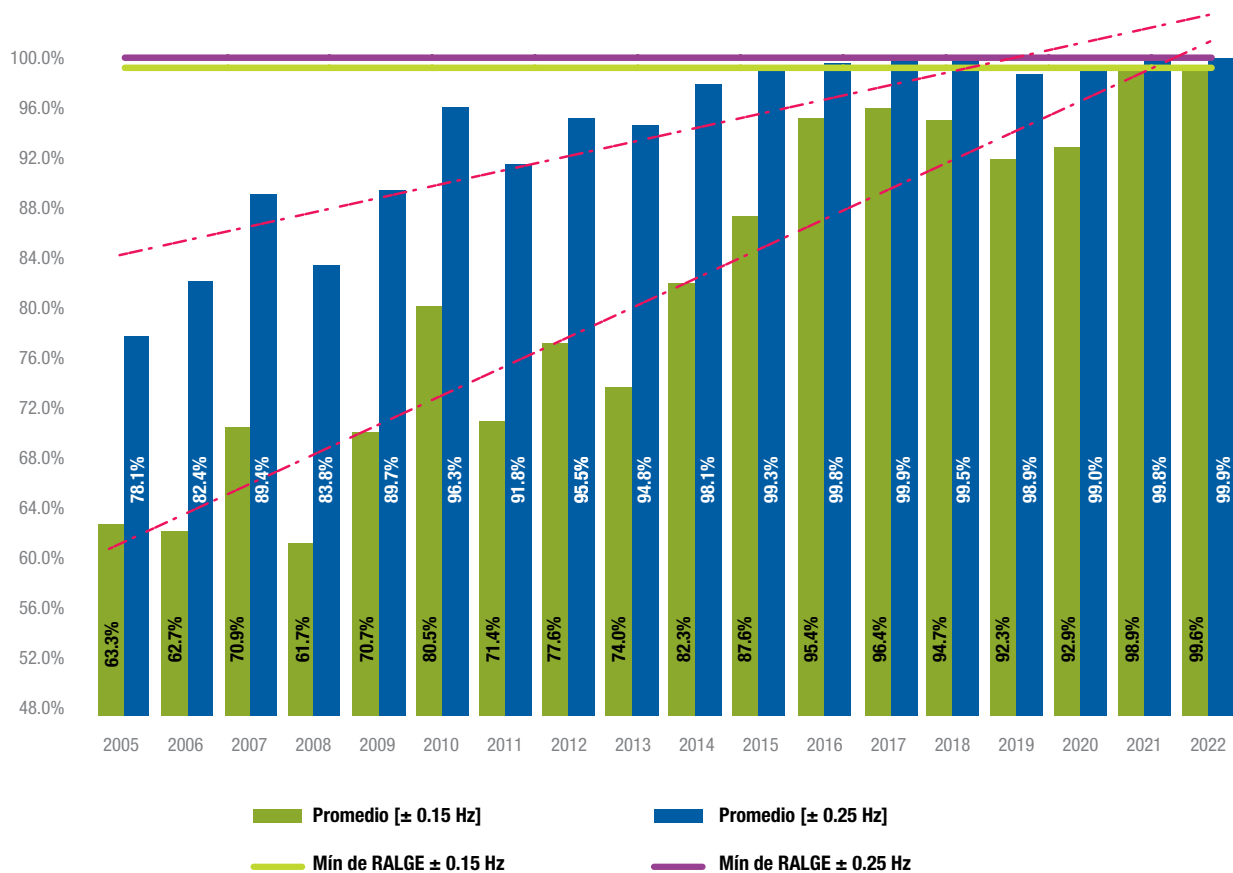
Desde el año 2000, año de inicio del Mercado Eléctrico Mayorista, hasta el año 2005 el SENI estuvo sometido a fuertes disturbios que totalizaron 36 apagones generales, mientras que desde el año 2006 hasta el año 2022 ocurrieron 5 colapsos totales, como puede observarse en la Figura 54, esto demuestra los avances alcanzados en la confiabilidad y estabilidad del SENI.

La reducción en la cantidad de apagones generales constituye un compromiso para continuar mejorando la seguridad y confiabilidad en la operación del sistema.

6.6. EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA DEL SENI

Tomando el año 2005 como referencia se observa que la calidad de la frecuencia en el SENI ha mostrado mejoras de manera sostenida, esto debido a un conjunto de acciones tomadas entre las diferentes empresas del sector eléctrico. En el periodo mostrado se verifica una mejora sustancial en la calidad de frecuencia en el SENI atribuibles a la coordinación integral de la regulación secundaria de frecuencia, el ingreso de nuevos oferentes del servicio y la implementación del Control Automático de Generación (AGC) en el 2021.

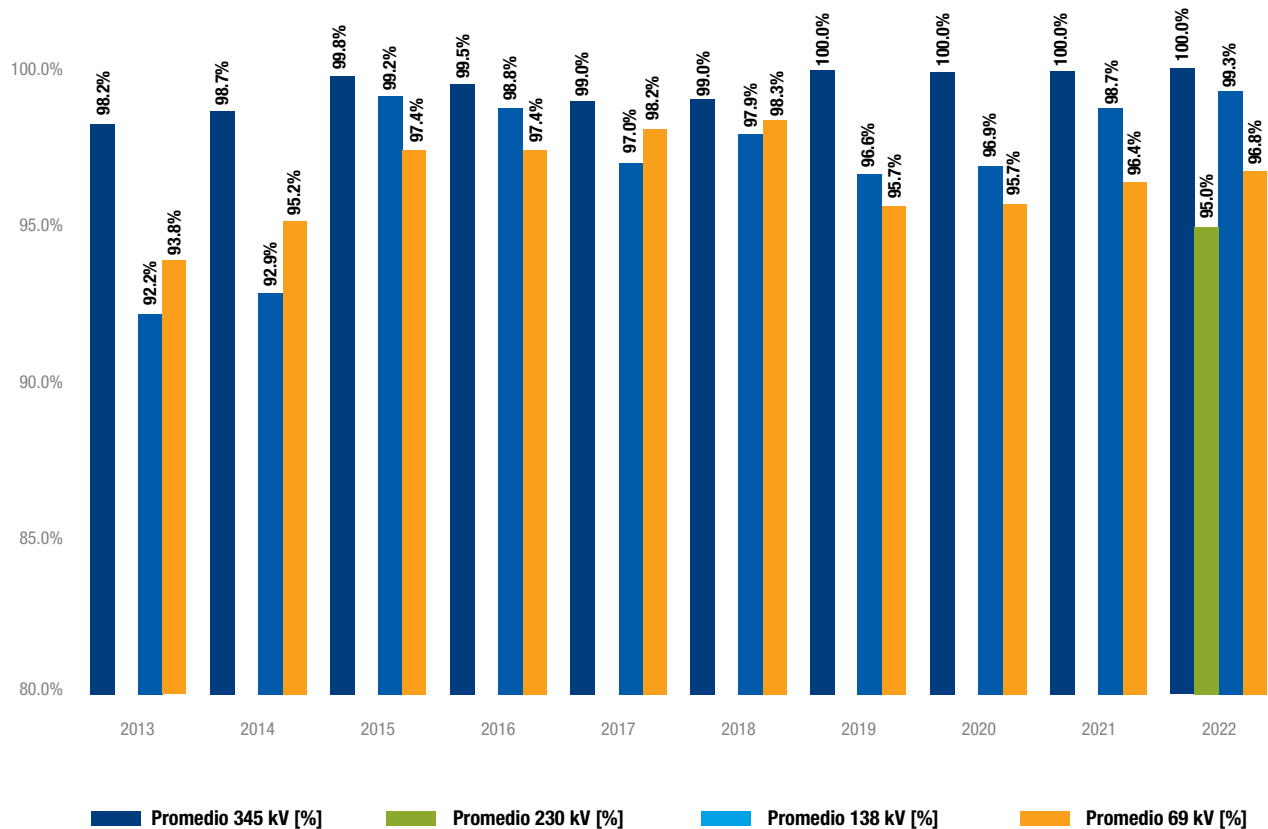
Figura 55. Evolución en la calidad de la frecuencia del SENI 2005-2022.



6.7. EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SENI

Tomando el año 2013 como referencia se observa que la calidad del voltaje en el SENI mejora de manera sostenida, estabilizándose entre los años 2015 y 2022. Esta mejoría se puede relacionar con la implementación del procedimiento de control de tensión en el SENI a partir del 2015 tal como muestra la figura siguiente:

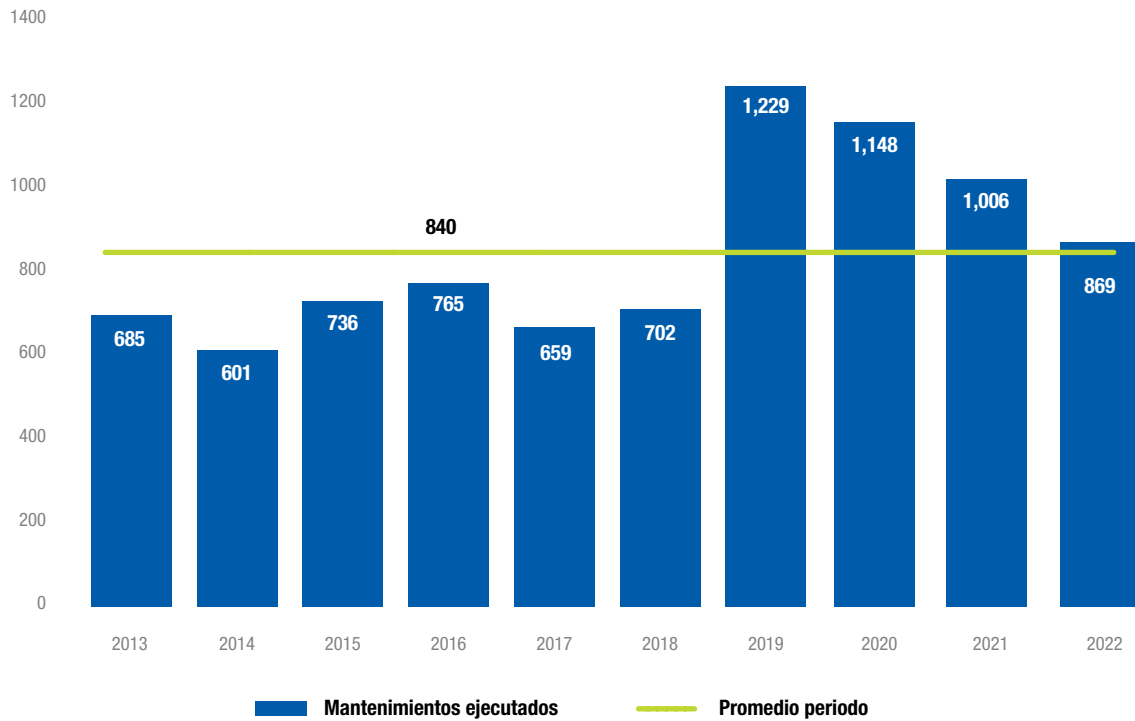
Figura 56. Evolución calidad de la tensión del SENI 2013-2022.



6.8. EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

En la figura siguiente se muestra la cantidad de mantenimientos ejecutados en las instalaciones de transmisión y generación en los últimos 10 años. Se puede observar una disminución de un 13.6% con relación al año 2021. Los mantenimientos de generación programados fueron 353, de los cuales se ejecutaron 313 y 40 fueron suspendidos; del total de mantenimientos de generación programados, 31 correspondieron a centrales térmicas y renovables (estos últimos no se consideraban en años anteriores), de esta cantidad se ejecutaron 22 y 9 fueron suspendidos; 322 fueron mantenimientos programados en hidroeléctricas, se ejecutaron 291 y 31 fueron suspendidos. Los mantenimientos que se programaron al sistema de transmisión fueron 779, de los cuales se ejecutaron 556 y 223 suspendidos.

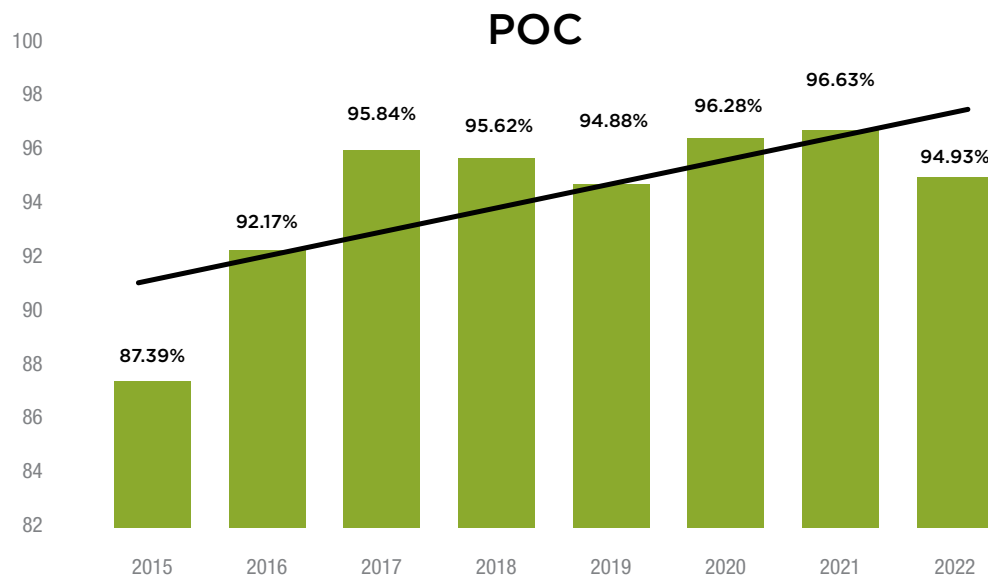
Figura 57. Ejecución de programa de mantenimientos instalaciones 2013 – 2022.



6.9. INDICADOR DE OPERACIONES CORRECTAS PROTECCIONES DEL SENI

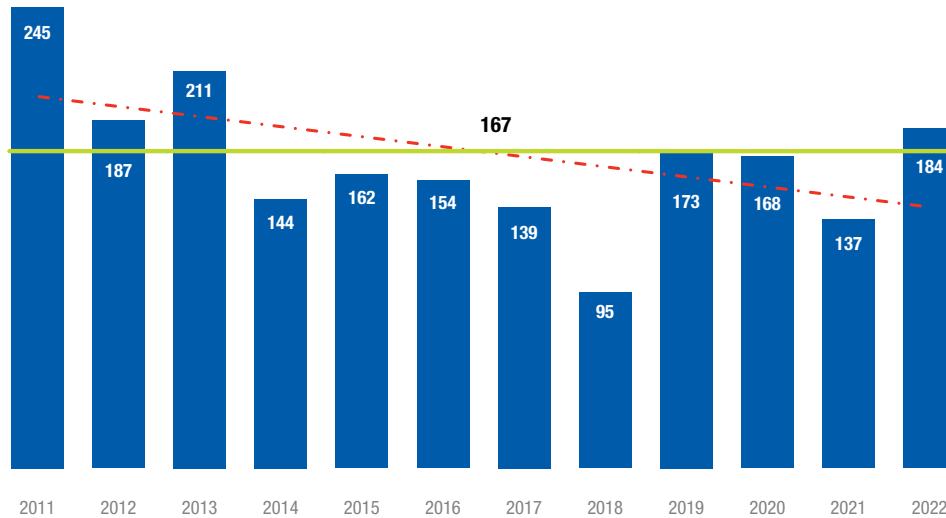
La evolución del desempeño del sistema de protecciones de las instalaciones eléctricas del SENI, se puede apreciar considerando el Indicador de Operaciones Correctas del Sistema de Protecciones del SENI (POC). Este mide el número de operaciones correctas de las protecciones en proporción al total de fallas ocurridas reportadas en el respectivo año. La mejora sostenida en los últimos 4 años es el resultado del trabajo de coordinación de protecciones realizado entre las empresas del sector, la revisión de los criterios de ajustes de protecciones, así como la sustitución de relés de última generación en gran parte de las instalaciones.

Figura 58. Indicador operaciones correctas (POC) sistema protecciones instalaciones SENI 2015 - 2022.



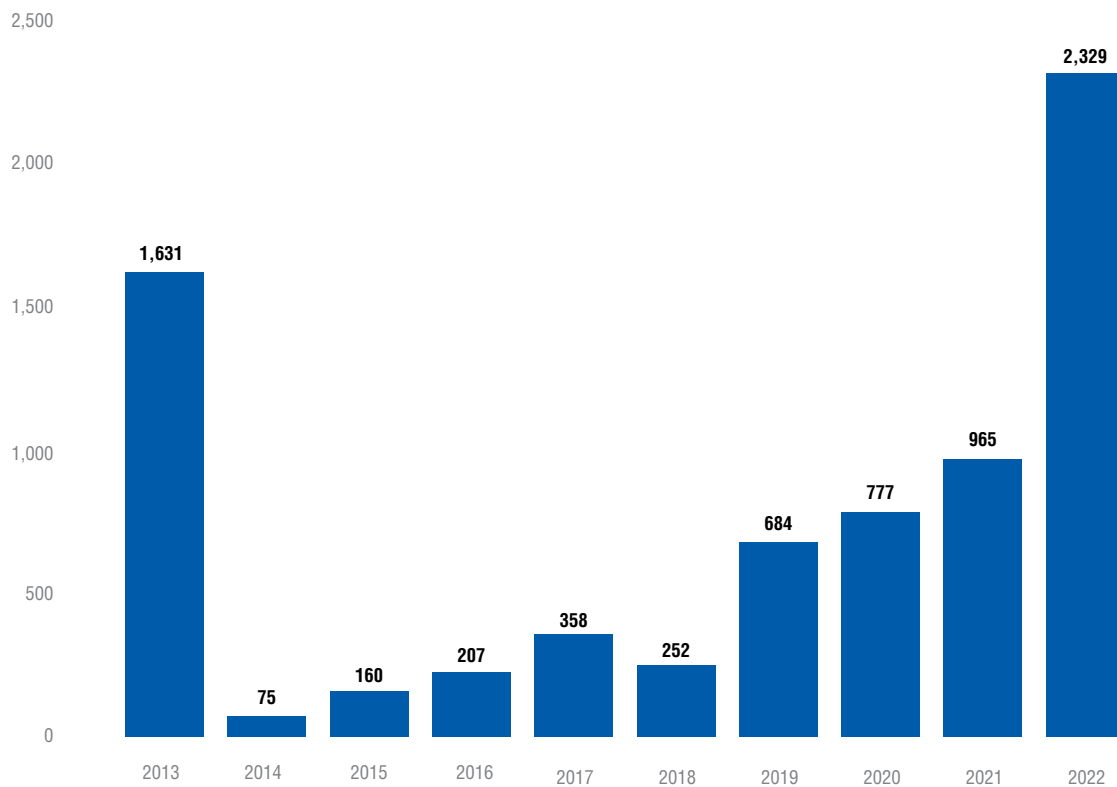
6.10. TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI

En la figura siguiente se verifica el número de eventos relevantes ocurridos en el SENI en los últimos años. En el 2022 ocurrieron 77 eventos de generación, contrario a 62 eventos ocurridos en 2021. La mayor cantidad de eventos en el 2022 correspondió a: Central Punta Catalina con 23 eventos, de los cuales 12 eventos correspondieron a Punta Catalina 1 y 11 eventos a Punta Catalina 2; 23 eventos relacionados con la actuación del EDAC sin disparo de generación en el SENI; 15 eventos relacionados con la central AES Andrés y 7 eventos relacionados con la central Estrella del Mar 3. El promedio de eventos relevantes en el periodo comprendido entre el 2011 y el 2022 es de 167.

Figura 59. Número de eventos relevantes anuales 2011-2022.

6.10.1. ESTADÍSTICAS EVOLUCIÓN HORAS DE DESACOPLE POR CONGESTIÓN 2013 – 2022

En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento de las horas de desacople por congestión de líneas de transmisión. En el 2022 se presenta un aumento de 141.3%, con relación al año anterior.

Figura 60. Número de horas de desacoples anuales del SENI 2013-2022.

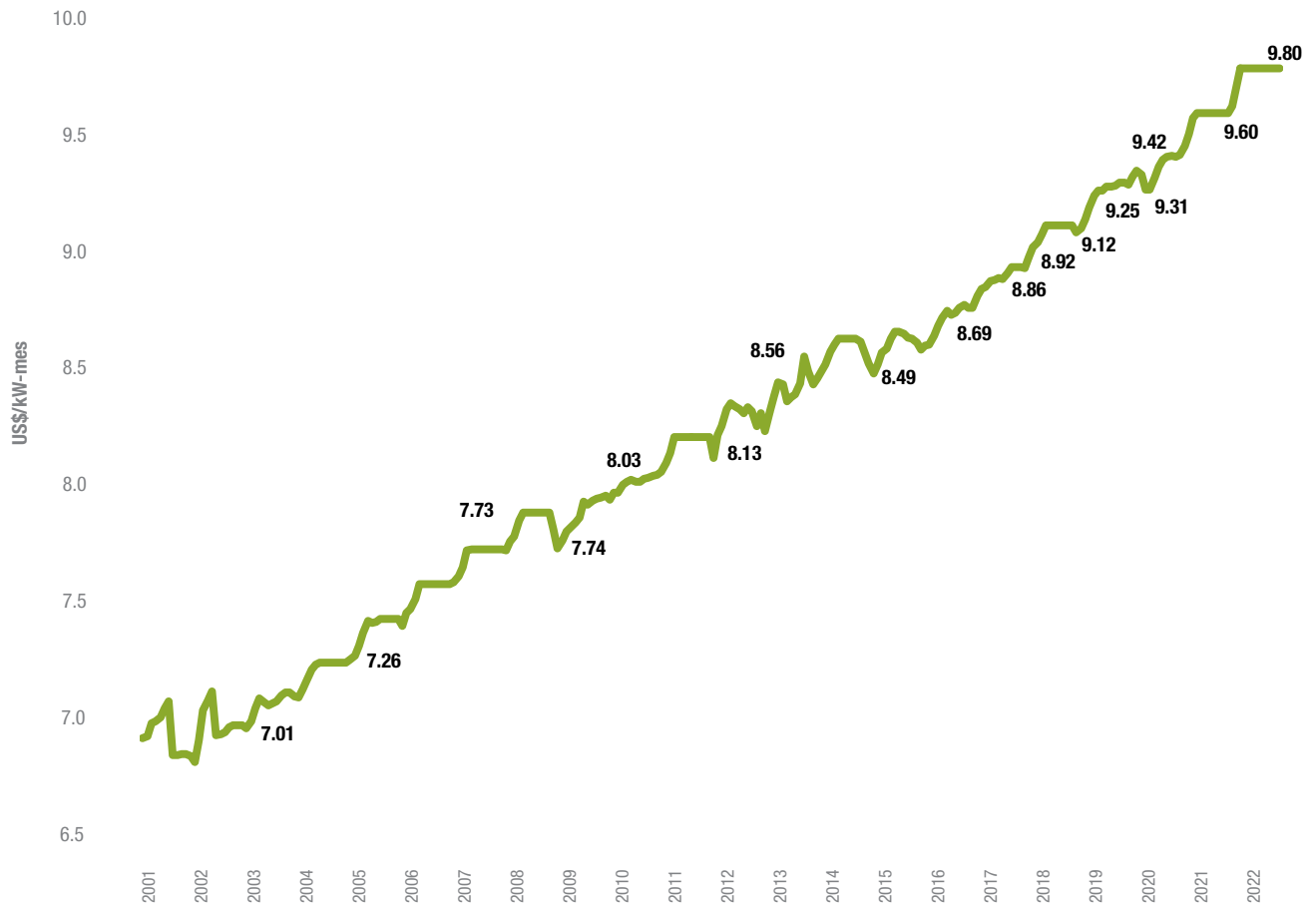
6.11. EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

En esta sección se muestra la evolución de las principales variables empleadas en el cálculo de las Transacciones Económicas del MEM, así como de los distintos cálculos comprendidos por estas transacciones, para el período 2001-2022,

Las figuras 61 y 62 muestran, respectivamente, la evolución del Costo Marginal de Corto Plazo de energía promedio mensual, expresado en US\$/MWh, y el Costo Marginal de Potencia de Punta, expresado en US\$/kW-mes, ambos referidos a la barra de referencia del SENI.

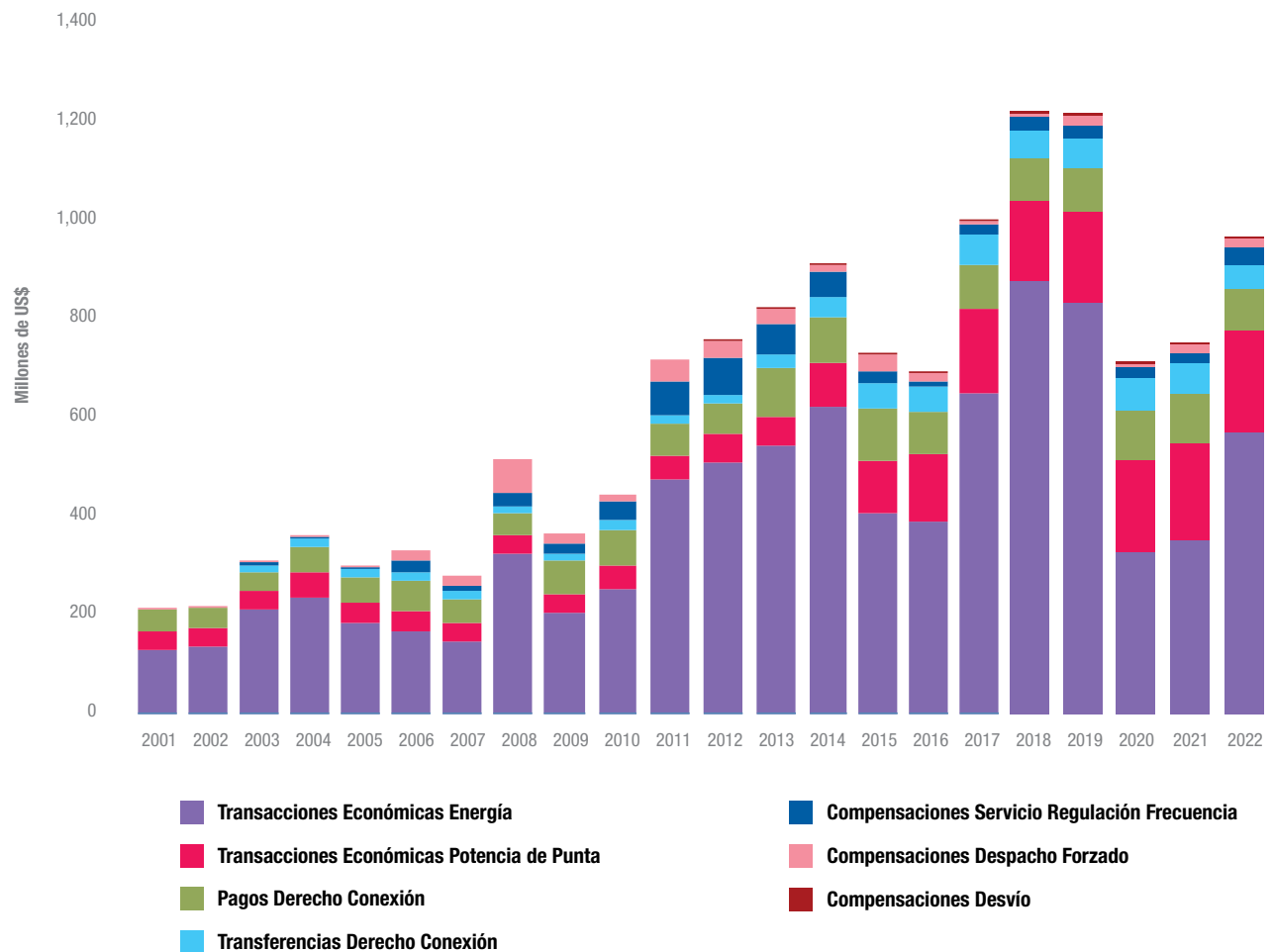
Figura 61. Costos marginales de corto plazo de energía [US\$/MWh] promedio 2001-2022.



Figura 62. Costos marginales de potencia de punta mensual 2001-2022

La Figura 63 muestra la evolución de cada cálculo de las Transacciones Económicas durante el período 2001-2022 en Millones de US\$.

Figura 63. Transacciones Económicas 2001-2022 [Millones de US\$].



7 ESTADOS FINANCIEROS



**Organismo Coordinador del Sistema
Eléctrico Nacional Interconectado
de la República Dominicana, Inc.**

**Dictamen de los Auditores Independientes y
Estados Financieros**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Dictamen de los auditores independientes y estados financieros
Por los años terminados al 31 diciembre del 2022 y 2021

Contenido	Página
Dictamen de los Auditores Independientes	
Estados de posición financiera.....	1
Estados de actividades.....	2
Estados de flujos de efectivo.....	3
Notas que forman parte integral de los estados financieros.....	5



Tel: 809-472-1565
Fax: 809-472-1925
www.bdo.com.do

Av. José Ortega y Gasset No. 46
Esq. Tetelo Vargas, Ensanche Naco
Edificio Profesional Ortega
Santo Domingo, D.N.
República Dominicana

INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR UN AUDITOR INDEPENDIENTE Al Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Informe sobre la Auditoría de los Estados Financieros

OPINIÓN

Hemos auditado los estados financieros del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., que comprenden:

- El estado de posición financiera al 31 de diciembre de 2022,
- el estado de actividades,
- el estado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio terminado en dicha fecha,
- así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales la posición financiera del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc. al 31 de diciembre de 2022, así como de su desempeño financiero y flujos de efectivo por el año terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs).

FUNDAMENTO DE LA OPINIÓN

Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros" de nuestro informe. Somos independientes de la Entidad de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA), junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría a los estados financieros en la República Dominicana y hemos cumplido con las demás responsabilidades éticas de conformidad con esos requerimientos y con el Código del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

OTRA INFORMACIÓN

Nuestra auditoría se efectuó con el propósito de formarnos una opinión de los estados financieros tomados en su conjunto. Las otras informaciones adicionales incluidas en la Nota 18, no fueron auditadas y se presentan solo con el propósito de efectuar ciertos análisis adicionales de los estados financieros y no de presentar la situación y los resultados de las actividades del Organismo.

RESPONSABILIDADES DE LA DIRECCIÓN Y DE LOS RESPONSABLES DEL GOBIERNO DE LA ENTIDAD EN RELACIÓN CON LOS ESTADOS FINANCIEROS

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Entidad para continuar como una Entidad en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Entidad en funcionamiento y utilizando el principio contable de Entidad en funcionamiento excepto si la dirección tiene la intención de liquidar la Entidad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.



El Consejo de Coordinación es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de la Entidad.

RESPONSABILIDADES DEL AUDITOR EN RELACIÓN CON LA AUDITORÍA DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden surgir de un fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIAs, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtuvimos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material que resulten de un fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtuvimos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la empresa.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.
- Concluimos sobre la adecuación de la utilización, por la administración, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Entidad para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Entidad deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Comunicamos a los responsables del gobierno de la Entidad con respecto a, entre otras cuestiones, el alcance planeado y la oportunidad de ejecución de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

15 de marzo de 2023
Santo Domingo, República Dominicana.

BDO



**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Estados de posición financiera
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

	Notas	2022 RD\$	2021 RD\$
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo	3	137,037,609	141,062,355
Aportes por cobrar	4	4,960,976	16,126,019
Otras cuentas por cobrar	5	2,891,829	2,618,883
Gastos pagados por anticipado		1,853,960	1,737,375
		<u>146,744,374</u>	<u>161,544,632</u>
Activos no corrientes			
Inversiones a largo plazo	6	15,990,551	16,385,459
Propiedades, mobiliarios y equipos	7	210,901,944	215,439,684
Cargos diferidos	8	9,514,678	14,875,486
		<u>236,407,173</u>	<u>246,700,629</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>383,151,547</u></u>	<u><u>408,245,261</u></u>
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar	9	4,716,902	4,281,469
Retenciones y acumulaciones por pagar	10	41,026,437	34,971,344
		<u>45,743,339</u>	<u>39,252,813</u>
Total pasivos		<u><u>45,743,339</u></u>	<u><u>39,252,813</u></u>
Activos netos sin restricción		<u><u>337,408,208</u></u>	<u><u>368,992,448</u></u>
TOTAL PASIVOS Y ACTIVOS NETOS		<u><u>383,151,547</u></u>	<u><u>408,245,261</u></u>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Estados de actividades
Por los años terminados al 31 diciembre del 2022 y 2021**

	Notas	2022 RD\$	2021 RD\$
Cambios en los activos netos no restringidos			
Aportes recibidos		302,660,562	253,568,615
Otros ingresos		4,049,083	39,327,188
Ingresos financieros	11	5,295,926	6,260,838
Total ingresos no restringidos		312,005,571	299,156,641
 Sueldos y compensaciones al personal	12	(253,843,581)	(240,143,568)
Depreciación y amortización	13	(28,725,202)	(25,705,815)
Otros gastos operacionales	13	(59,848,938)	(59,254,090)
Gastos financieros	14	(1,172,090)	(1,283,271)
Total gastos no restringidos		(343,589,811)	(326,386,744)
 Cambios en los activos netos del año		(31,584,240)	(27,230,103)
Activos netos sin restricción al inicio del año		368,992,448	396,222,551
 Activos netos sin restricción al final del año		337,408,208	368,992,448

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Estados de flujos de efectivo
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

	Notas	2022 RD\$	2021 RD\$
Flujos de efectivo por las actividades operativas			
Cambios en los activos netos		(31,584,240)	(27,230,103)
Ajustes para conciliar el cambio en los activos netos con el efectivo neto usado en las actividades de operación:			
Depreciación y amortización		28,725,329	25,706,056
Retiro de propiedades, mobiliarios y equipos	7	23,022	23,106
Retiro de cargos diferidos		-	117
Provisión bono de desempeño	12	35,783,841	30,006,103
Ingreso pasivo legal no utilizado		-	(3,429,234)
Ingresos financieros	11	(4,127,955)	(5,618,325)
Ganancia en inversiones		(1,040,167)	(1,295,119)
		<u>59,364,070</u>	<u>45,392,704</u>
Cambios en los activos y pasivos:			
Disminución aportes por cobrar		11,165,043	13,230,559
Disminución aportes por cobrar para proyectos especiales		-	213,553
Aumento otras cuentas por cobrar		(387,613)	(1,656,496)
Aumento gastos pagados por anticipados		(116,585)	(216,067)
Aumento (Disminución) cuentas por pagar proveedores y otras		435,433	(594,403)
Aumento (Disminución) retenciones y acumulaciones por pagar		277,355	(837,263)
		<u>70,737,703</u>	<u>55,532,587</u>
Provisiones pagadas		(30,006,103)	(30,835,279)
		<u>40,731,600</u>	<u>24,697,308</u>
Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de operación		<u>9,147,360</u>	<u>(2,532,795)</u>
Flujos de efectivos de las actividades de inversión			
Adquisición propiedades, mobiliarios y equipos	7	(17,569,418)	(28,191,245)
Ingreso por inversiones		1,549,741	1,677,545
Adquisición cargos diferidos	8	(1,280,384)	(3,556,549)
Intereses cobrados	11	4,127,955	5,618,325
		<u>(13,172,106)</u>	<u>(24,451,924)</u>
Efectivo neto usado en las actividades de inversión		<u>(13,172,106)</u>	<u>(24,451,924)</u>
Disminución neta en el efectivo caja y banco		<u>(4,024,746)</u>	<u>(26,984,719)</u>
Efectivo neto al inicio del año		<u>141,062,355</u>	<u>168,047,074</u>
Efectivo neto al final del año	3	<u>137,037,609</u>	<u>141,062,355</u>

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Contenido	Página
Entidad.....	6
1. Principales Políticas de Contabilidad.....	6
2. Instrumentos financieros Administración de riesgos financieros.....	10
3. Efectivo.....	15
4. Aportes por cobrar.....	15
5. Otras cuentas por cobrar.....	16
6. Inversiones a largo plazo.....	16
7. Propiedades, mobiliarios y equipos.....	17
8. Cargos diferidos.....	19
9. Cuentas por pagar.....	20
10. Retenciones y acumulaciones por pagar.....	20
11. Ingresos financieros.....	20
12. Sueldo y compensaciones al personal.....	21
13. Otros Gastos Operacionales.....	21
14. Gastos Financieros.....	22
15. Compromisos.....	22
16. Situación financiera.....	23
17. Hechos posteriores.....	23
18. Informaciones adicionales.....	24

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

Entidad

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc. es una Entidad sin fines de lucro, creada mediante la Resolución No. 235 emitida en ese entonces por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en fecha 29 de octubre de 1998, actualmente Ministerio de Industria y Comercio y posteriormente ratificada en el Artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

Su función principal es realizar la coordinación de las actividades de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como de los auto-productores y cogeneradores (Agentes) que venden sus excedentes a través del sistema en el marco regulatorio del sub-sector eléctrico.

El 30 de abril de 2008, se realizó la asamblea constitutiva a partir de la cual se declaró constituido el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., de acuerdo a los términos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. Posteriormente, la Resolución No. 0034 del 11 de junio de 2008, de la Procuraduría General de la República, aprueba su incorporación como institución sin fines de lucro, de conformidad a la ley de regulación y fomento de las asociaciones sin fines de lucro No 122-05 del 8 de abril de 2005.

El Organismo Coordinador tiene sus oficinas ubicadas en la Calle 3 No. 3, Arroyo Hondo I, Santo Domingo, República Dominicana.

1. Principales políticas de contabilidad

A continuación presentamos un resumen de las principales políticas de contabilidad consideradas por la administración, como las más apropiadas en las circunstancias para presentar la posición financiera, los estados de actividades y sus flujos de efectivo de conformidad con las Normas Internacionales de Información financiera (NIIF).

Base de presentación

Los estados financieros del Organismo, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y revisamos la base de presentación estipulada en la Norma Internacional de Contabilidad US-GAAP específicamente el FASB 117, sobre contabilidad de Instituciones sin fines de lucro, y los mismos han sido preparados de los libros y registros de la Entidad, de manera que representen una imagen fiel de los estados de actividades, la posición financiera, flujos de efectivo y cambios en los activos netos.

Bajo estas provisiones los activos netos y los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas son clasificados de acuerdo a la existencia o no de restricciones impuestas por los aportantes. De acuerdo con esto los activos netos, y los cambios en ellos son clasificados como sigue:

Activos netos no restringidos

Son aquellos que no están sujetos a restricciones impuestas por los aportantes externos. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Organismo no tenía activos netos restringidos por terceros.

Activos netos temporalmente restringidos

Activos sujetos a estipulaciones impuestas por aportantes que pueden darse o cumplirse mediante acciones a través del tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Organismo no tenía activos temporalmente restringidos por los aportantes, pero si tienen aportes por cobrar destinados para proyectos específicos. Ver Nota 5.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Activos netos permanentemente restringidos

Activos sujetos a estipulaciones impuestas por los aportantes externos. Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Organismo no tenía activos permanentemente restringidos por terceros.

Cambios en principios contables y revelaciones

Las políticas contables adoptadas por el Organismo para la preparación de sus estados financieros al 31 de diciembre de 2022, son consistentes con aquellas que fueron utilizadas para la preparación de sus estados financieros al 31 de diciembre de 2021.

Las siguientes modificaciones a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y nuevas Interpretaciones a las mismas entraron en vigencia a partir el 1ro. de enero de 2022. Esas modificaciones y nuevas interpretaciones no han causado ningún efecto importante en los estados financieros de la Entidad, han requerido ciertas divulgaciones adicionales y en algunos casos, la revisión de ciertas políticas contables.

a) Nuevos pronunciamientos, interpretaciones y enmiendas efectivas a partir del 1ero. de enero de 2022:

Las siguientes modificaciones son efectivas para el período que comienza el 1 de enero de 2022:

- Contratos Onerosos - Costo de Cumplimiento de un Contrato (Modificaciones a la NIC 37);
- Propiedad, Planta y Equipo: Cobros antes del Uso Previsto (Modificaciones a la NIC 16);
- Mejoras Anuales a las Normas NIIF 2018-2020 (Modificaciones a la NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41); y referencias al Marco Conceptual (Modificaciones a la NIIF 3).

Estas modificaciones a varias normas NIIF son obligatoriamente efectivas para los períodos de presentación de informes que comiencen a partir del 1 de enero de 2022.

Contratos Onerosos - Costo de Cumplimiento de un Contrato (Modificaciones a la NIC 37)

La NIC 37 define un contrato oneroso como un contrato en el cual los costos inevitables (costos a los que la Empresa se ha comprometido de conformidad con el contrato) de cumplir con las obligaciones bajo el contrato exceden los beneficios económicos que se espera recibir en virtud de este.

Las modificaciones a la NIC 37.68A aclaran que los costos relacionados directamente con el contrato consisten en:

- Los costos incrementales de cumplir con ese contrato, mano de obra directa y material; y
- Una asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de contratos: Asignación del cargo por depreciación de las propiedades, planta y equipo utilizados para cumplir el contrato.

El Organismo, previo a la aplicación de las modificaciones, no tenía contratos onerosos.

Propiedad, planta y equipo: Cobro antes del uso previsto (Modificaciones a la NIC 16)

La enmienda a la NIC 16 prohíbe que una entidad deduzca del costo de un elemento de PP&E los ingresos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la entidad está preparando el activo para su uso previsto (por ejemplo, los ingresos por la venta de muestras producidas durante la fase de prueba (de una instalación de fabricación después de su construcción, pero antes del inicio de la producción comercial). Los ingresos por la venta de tales muestras, junto con los costos de producirlas, ahora se reconocen en utilidad o pérdida.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Mejoras Anuales a las Normas NIIF 2018-2020 (Modificaciones a la NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41)

- NIIF 1: Subsidiaria como Adoptante por Primera Vez (FTA)
- NIIF 9: Tarifas en la Prueba del '10 por ciento' para Baja de Pasivos Financieros
- NIC 41: Tributación en las Mediciones a Valor Razonable

Referencias al Marco Conceptual (Modificaciones a la NIIF 3)

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 3, que actualizan una referencia al Marco conceptual para la información financiera sin cambiar los requisitos contables para las combinaciones de negocios.

b) Nuevas normas, interpretaciones y modificaciones aún no efectivas

Hay una serie de normas, modificaciones a normas e interpretaciones que han sido emitidas por el IASB que son efectivas en periodos contables futuros que el Organismo ha decidido no adoptar anticipadamente.

Las siguientes modificaciones son efectivas para el periodo que comienza el 1 de enero de 2023:

- Información a revelar sobre políticas contables (Modificaciones a la NIC 1 y al Documento de práctica de las NIIF 2);
- Definición de Estimaciones Contables (Modificaciones a la NIC 8); y
- Impuesto Diferido Relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única (Modificaciones a la NIC 12).

Las siguientes modificaciones son efectivas para el periodo que comienza el 1 de enero de 2024:

- NIIF 16 Arrendamientos (Modificación - Responsabilidad en una venta con arrendamiento posterior)
- NIC 1 Presentación de Estados Financieros (Modificación - Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes)
- NIC 1 Presentación de Estados Financieros (Modificación - Pasivos no Corrientes con Convenios)

Actualmente, el Organismo está evaluando el impacto de estas nuevas normas y modificaciones contables, el Organismo no cree que las modificaciones a la NIC 1 vayan a tener un impacto significativo en la clasificación de sus pasivos, ya que la característica de conversión en sus instrumentos de deuda convertible se clasifica como un instrumento de patrimonio y, por tanto, no afecta a la clasificación de su deuda convertible. como un pasivo no corriente.

El Organismo no espera que ninguna otra norma emitida por el IASB, pero aún no vigente, tenga un impacto material en la Entidad.

La siguiente es una lista de otras normas nuevas y modificadas que, en el momento de redactar este documento, habían sido emitidas por el IASB pero que están vigentes en periodos futuros. La cantidad de detalle cuantitativo y cualitativo a dar sobre cada una de las normas dependerá de las circunstancias en que se encuentre el Organismo:

- NIIF 17 Contratos de seguro (vigente el 1 de enero de 2023): en junio de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 17, incluido un aplazamiento de su fecha de vigencia al 1 de enero de 2023.

Poder de enmiendas de los estados financieros

De acuerdo al Artículo 26 de los Estatus Sociales de la Entidad, la Asamblea General Ordinaria Anual aprueba los estados financieros en el mes de abril de cada año, los cuales han sido preparados y aprobados para su emisión por la Gerencia General de la Entidad en fechas 08 de marzo de 2023 y 23 de marzo de 2022, respectivamente, sobre una base voluntaria y como tal ésta tiene la habilidad de revisar el contenido de dichos estados, luego de efectuarse su emisión.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos son registrados bajo el método de lo devengado. Los ingresos se reconocen en la medida en que sea probable que el Organismo reciba los beneficios económicos correspondientes a la transacción y estos pueden ser cuantificados con fiabilidad, independientemente de cuándo se realice el pago. Los ingresos se valoran al valor razonable de las contraprestaciones recibidas o por recibir, teniendo en cuenta las condiciones previamente definidas.

Los ingresos provienen de los aportes que deben ser realizados por las empresas que componen el Mercado Eléctrico Mayorista, según establece el Artículo No. 54 del Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01. Los ingresos son declarados y reconocidos mensualmente a través de las resoluciones emitidas por el Consejo de Coordinación.

Ingresos financieros

Los ingresos financieros comprenden los intereses ganados sobre el efectivo en bancos y la aplicación de un cargo de interés por atraso en el pago de los aportes facturados a los Agentes, los cuales son registrados como ingresos financieros en el estado de actividades y cambios en el activo neto cuando son devengados.

Reconocimiento de gastos

Los gastos son reconocidos como otros gastos operacionales en el Estado de actividades y cambios en activos netos en función del criterio del devengo; es decir, cuando se produce la corriente real de bienes y servicios que los mismos representan, con independencia del momento en que se produzca la corriente monetaria o financiera derivada de ello.

Beneficios a empleados

a) Seguridad social

Como consecuencia de la Ley 87-01, el Organismo reconoce mensualmente los aportes efectuados al Sistema de Seguridad Social, al igual que los aportes de los empleados, como una acumulación, hasta el momento que son depositados en las entidades financieras autorizadas por la Superintendencia de Pensiones de la República Dominicana.

La Ley establece que los aportes son efectuados por el Organismo y el empleado sobre los parámetros determinados en la misma hasta que el empleado llegue a la edad de retiro de sesenta y cinco (65) años.

b) Prestaciones laborales

El Código Laboral de la República Dominicana requiere que los empleadores paguen prestaciones laborales a los empleados que son despedidos sin causa justificada. El valor de esta compensación se reconoce en resultados en el momento en que se incurre (paga) o en el momento en que se conoce efectivamente que la relación laboral cesará y no existe posibilidad de cambiar esta decisión.

c) Bonos

El Organismo proporciona bonos por desempeño a sus ejecutivos y colaboradores en base a los contratos de trabajos y/o logros de metas y objetivos, los cuales son cargados en el estado de actividades y cambios en activos netos en el período en el cual se generan.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

d) Otros beneficios de trabajo

El Organismo proporciona otros beneficios a sus empleados, tales como vacaciones y salario de navidad de conformidad con las disposiciones de la legislación laboral de la República Dominicana. Para estos beneficios el Organismo reconoce y ejecuta el pago en el período correspondiente tomando como parámetro el salario acordado mediante contrato de trabajo.

El Organismo podrá conceder una compensación extraordinaria denominada “Plan de Cesantía”, al trabajador que se desvincula de la organización por renuncia, después de haber cumplido un año de trabajo continuo y se determina como el producto del salario devengado por el empleado durante el año en función de su tiempo laborado y sus últimas evaluaciones de desempeño. Dicha compensación extraordinaria está sujeta a aprobación por el Consejo de Coordinación del Organismo.

Moneda en que se expresan las cifras

Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera son convertidos a la tasas prevalecientes a la fecha de reporte. Las diferencias cambiarias que surgen como parte del proceso de medición de aquellos pasivos y activos monetarios no liquidados, son registrados inmediatamente como una ganancia o pérdida, excepto por los empréstitos en moneda extranjera que califiquen como una cobertura de la inversión neta en operaciones foráneas, en las cuales las diferencias de cambios son reconocidas en otros ingresos comprensivos y acumulados en la reserva acumulada por diferencia cambiaria.

Las tasas de cambio al 31 de diciembre de 2022 y 2021, según informaciones del Banco Central de la República Dominicana, eran de RD\$56.41 y RD\$57.55 = US\$1.00, respectivamente. Los estados financieros están expresados en pesos dominicanos, que ha sido definida como la moneda funcional y de presentación.

Inversiones a largo plazo

Las inversiones a largo plazo se clasifican como mantenidas hasta el vencimiento, ya que son activos financieros, con pago de intereses y fechas de vencimiento fijas que la Compañía tiene la intención de mantener hasta el vencimiento. Luego del reconocimiento inicial, las inversiones mantenidas hasta el vencimiento compuestas de capital e intereses se miden al costo amortizado.

Propiedades, mobiliarios y equipos

Las propiedades, mobiliarios y equipos se contabilizan originalmente al costo de adquisición menos su depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro, si las hubiese. Estos costos incluyen el costo del reemplazo de componentes del equipo cuando ese costo es incurrido, si reúne las condiciones para su reconocimiento. Los desembolsos por reparación y mantenimiento que no reúnen las condiciones para su reconocimiento como activo y la depreciación, se reconocen como gastos en el año en que se incurren.

La depreciación se reconoce en el estado de actividades y cambios en activos netos por el método de línea recta sobre la vida útil estimada de los activos incluidos como edificio, mobiliarios y equipos, la cual es revisada anualmente por la Administración para determinar si ha habido algún cambio en la vida útil de los activos. El terreno tiene una vida útil ilimitada. La vida útil estimada de los activos depreciables se presenta a continuación:

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Las categorías de las propiedades, mobiliarios y equipos, es como sigue:

Edificios	20 años
Mobiliarios y equipos	5 años
Equipos de transporte	5 años
Equipos electrónicos y otros	5 años

Cargos diferidos

Los cargos diferidos corresponden a los costos incurridos en la adquisición de licencias de programas informáticos. Las licencias de programas informáticos y equipos de proyectos se amortizan sobre la base de la vida útil estimada que va desde uno (1) a cinco (5) años. Los costos asociados con el mantenimiento de los programas informáticos que no aplican para ser capitalizados se reconocen como gastos cuando son incurridos.

Deterioro de activos no financieros

El Organismo efectúa una revisión al cierre de cada ejercicio contable sobre los valores en libros de sus activos no financieros, con el objetivo de identificar disminuciones de valor cuando hechos o circunstancias indican que los valores registrados podrían no ser recuperables. Si dicha indicación existiese y el valor en libros excede el importe recuperable, el Organismo valúa los activos o las unidades generadoras de efectivo a su importe recuperable, definido este como la cifra mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso. Los ajustes que se generen por este concepto se registran en los resultados del año en que se determinan.

Si hay algún indicio, o cuando se requiere realizar la prueba anual de deterioro, el Organismo estima el importe recuperable del activo mediante una tasación del mismo. El valor recuperable se debe determinar de forma individual para cada activo. Cuando el valor en libros de un activo excede su importe recuperable según la tasación, el activo se considera deteriorado y se debe reducir su valor en libros hasta su importe determinado en la tasación.

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros

Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar a un activo financiero de una entidad y un instrumento de pasivo o capital en otra entidad.

Activos financieros

Reconocimiento y medición inicial

Los activos financieros se clasifican en el reconocimiento inicial, como aportes por cobrar y otras cuentas por cobrar. Todos los activos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable, los cuales corresponden principalmente al valor de los aportes asignados según las resoluciones aprobadas por el Consejo de Coordinación del Organismo.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

Medición subsecuente de los activos financieros

La medición subsecuente de los activos financieros depende de su clasificación como se describe a continuación:

Aportes por cobrar y otras cuentas por cobrar

Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinados que no son cotizados en un mercado activo y son reconocidos inicialmente al importe de las respectivas facturas y pagaderos a un período de pago menor a 90 días. Después de su reconocimiento inicial, el Organismo mantiene sus registros al valor histórico, no presentando diferencias materiales con respecto a su valuación de costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva menos una estimación por deterioro. Las ganancias o pérdidas que pudieran generarse entre ambos métodos deben ser reconocidas en el estado de actividades y cambios en activo neto cuando los aportes por cobrar y las otras cuentas por cobrar sean dados de baja o por deterioro, así como a través del proceso de amortización.

La recuperación de estos activos financieros es analizada periódicamente pero no es registrada una estimación por deterioro con cargo al estado de actividades para aquellos aportes y otras cuentas por cobrar calificadas como de cobro dudoso, considerando la obligatoriedad del pago a el Organismo por parte de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al Artículo 54 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01.

Intereses facturas vencidas

Para la recuperación de las cuentas vencidas se calcula una penalidad de intereses a la facturas vencidas a partir del próximo día hábil de su vencimiento, tomando como base la tasa de interés proyectada por un año de 365 días donde se aplicación la proporción correspondiente al número real de días, entre el día resultante en que inicia el vencimiento de la factura de aportes y la fecha de pago real. Los intereses dejan de computarse una vez los asociados y los agentes ejecutan el pago de su factura de aportes.

Aportes por cobrar a largo plazo

Son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinados que no son cotizados en un mercado activo y son reconocidos inicialmente al importe de las respectivas facturas. Después de su reconocimiento inicial, el Organismo mantiene sus registros a su valuación de costo amortizado, traídos a valor presente, utilizando una tasa de interés efectiva. Las ganancias o pérdidas que pudieran generarse a través del proceso de amortización deben ser reconocidas en el estado de actividades y cambios en activo neto.

	Menos de 30 días	Entre 31 y 60 días	Entre 61 y 90 días	Mas de 91 días	Total
2022	3,279,840	1,529,164	118,696	33,276	4,960,976
2021	7,663,512	5,404,863	-	3,057,644	16,126,019

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

Baja de activos financieros

Un activo financiero o cuando sea aplicable, una parte de un activo financiero o una parte de un grupo de activos financieros similares se da de baja cuando:

- Han expirado los derechos a recibir los flujos de efectivo del activo, o
- El Organismo ha transferido los derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar la totalidad de los flujos de efectivo recibidos sin dilación a un tercero bajo un acuerdo de transferencia; y el Organismo (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, o (b) no ha transferido, ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del mismo.

Pasivos financieros

Reconocimiento y medición inicial

Las cuentas por pagar, son clasificados por el Organismo como pasivos financieros. El Organismo determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial, los cuales se registran al valor de los documentos o facturas recibidas.

Los pasivos financieros del Organismo incluyen cuentas por pagar a proveedores, otras cuentas por pagar y documentos por pagar.

Medición subsecuente

La medición subsecuente de los pasivos financieros depende de su clasificación como se detalla a continuación:

Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar

Las cuentas por pagar a proveedores y otras deben ser medidas al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El Organismo mantiene estas cuentas en sus registros al valor histórico ya que no sobrepasan seis (6) meses de antigüedad, con fechas estimadas de pagos de 15 a 60 días.

Baja de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación se extingue, cancela o vence. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en condiciones sustancialmente diferentes, o cuando las condiciones de un pasivo existente son sustancialmente modificadas, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y se reconoce la nueva obligación. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de actividades y cambios en activos netos.

Administración de riesgos financieros

La Entidad, a través de sus actividades, está expuesta a los siguientes riesgos financieros:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de tasa de cambio
- Riesgo de liquidez

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

Riesgo crediticio

El Organismo sólo recibe aportes de los integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista nacional, los cuales están previamente aprobados mediante Resoluciones del Consejo Coordinador del mismo. El riesgo de crédito relacionado con estos aportes está asociado al incumplimiento de las resoluciones aprobadas por parte de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica de la República Dominicana. El Organismo considera que dichos saldos son recuperables en su totalidad y no determina una estimación de dudoso cobro por este concepto.

Respecto a los riesgos de crédito de otros activos financieros, el cual comprende efectivo en bancos, la máxima exposición del Organismo a raíz de fallos de la contraparte, sería el valor registrado de estos activos. El Organismo sólo negocia con entidades de reconocida solvencia económica.

Riesgo de liquidez

La gerencia está consciente de las implicaciones del riesgo de liquidez. En tal sentido, mantiene adecuados niveles de efectivo. El Organismo monitorea el riesgo de liquidez a través del vencimiento de los activos y pasivos financieros y las proyecciones de sus flujos de efectivo de operaciones.

Al igual que cualquier entidad el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., está expuesta a los riesgos que se deriven del uso de instrumentos financieros. En esta nota se describen los objetivos de la Entidad, las políticas y procesos para administrar los riesgos y los métodos utilizados para medirlos. Más información cuantitativa con respecto a estos riesgos se presenta a través de estos estados financieros.

No ha habido cambios significativos en la exposición de el Organismo a los riesgos financieros, sus objetivos, políticas y procesos para administrar estos riesgos, o los métodos utilizados para medirlos en relación a períodos anteriores, salvo disposición en contrario en esta nota.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

Los principales instrumentos financieros utilizados por el Organismo, son los siguientes:

Activos financieros	2022 RD\$	2022 US\$	Total RD\$	2021 RD\$	2021 US\$	Total RD\$
Efectivo	136,461,147	426,462	136,887,609	140,428,393	483,962	140,912,355
Aportes por cobrar	4,960,976	-	4,960,976	16,126,019	-	16,126,019
Otras cuentas por cobrar	597,673	-	597,673	616,507	-	616,507
Inversiones a largo plazo	15,990,551	-	15,990,551	16,385,459	-	16,385,459
Total activo	158,010,347	426,462	158,436,809	173,556,378	483,962	174,040,340
Pasivos financieros						
Cuentas por pagar	4,716,902	-	4,716,902	4,281,469	-	4,281,469
Total pasivo	4,716,902	-	4,716,902	4,281,469	-	4,281,469
Posición neta	153,293,445	426,462	153,719,907	169,274,909	483,962	169,758,871

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

3. Efectivo

	2022	2021
	RD\$	RD\$
Caja chica	150,000	150,000
Bancos comerciales locales (a)	136,887,609	140,912,355
	<hr/>	<hr/>
	137,037,609	141,062,355
	<hr/>	<hr/>

(a) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, esta cuenta incluye valores de US\$426,462 y US\$483,962, respectivamente. Los balances en cuentas de bancos generaron ingresos por intereses por aproximadamente RD\$2,564,978 y RD\$3,590,775, respectivamente (ver Nota 11).

4. Aportes por cobrar

	2022	2021
	RD\$	RD\$
Consorcio Laesa, Ltd.	150,944	-
AES Andrés, DR S.A.	593,986	-
AES Dominicana Renewable Energy, S.R.L.	21,743	-
Agua Clara, S.A.S.	22,954	-
Complejo Metalúrgico Dominicano, S.A.	44,804	30,319
EDENORTE Dominicana, S. A.	11,289	2,527,815
EDESUR Dominicana, S. A.	3,167,234	5,338,247
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	12,479	8,229,638
Compañía de Electricidad de Puerto Plata, S.A.	33,276	-
El Progreso del Limón, S. R. L.	2,382	-
Dominican Power Partners, LDC	608,721	-
Grupo Eólico Dominicano, S.A.	14,215	-
Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A.	252,731	-
KOROR Business, S.R.L.	24,218	-
	<hr/>	<hr/>
	4,960,976	16,126,019
	<hr/>	<hr/>

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

5. Otras cuentas por cobrar

	2022 RD\$	2021 RD\$
Anticipos a proveedores	2,294,156	2,002,376
Otras	597,673	616,507
	<u>2,891,829</u>	<u>2,618,883</u>

6. Inversiones a largo plazo

En fecha 30 de diciembre de 2020, el Organismo realizó una transacción de inversión gestionada a través de BHD León Puesto de Bolsa, S.A., realizando la adquisición de inversión en bonos del Ministerio de Hacienda, con tasa de rendimiento del 11% y vencimiento en el año 2026. Los balances de capital de la inversión y los intereses capitalizados al 31 de diciembre 2022 y 2021, son los siguientes:

Valor transado RD\$	2022 Intereses capitalizados RD\$	Balance Total RD\$	Valor transado RD\$	2021 Intereses capitalizados RD\$	Balance Total RD\$
14,200,000	1,790,551	15,990,551	14,200,000	2,185,459	16,385,459
<u>14,200,000</u>	<u>1,790,551</u>	<u>15,990,551</u>	<u>14,200,000</u>	<u>2,185,459</u>	<u>16,385,459</u>

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.
Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

7. Propiedades, mobiliarios y equipos

	Terreno RD\$	Edificio RD\$	Mobiliarios y Equipos de Oficina RD\$	Equipos de Transporte RD\$	Maquinarias y Equipos Electrónicos RD\$	Otros Equipos RD\$	Construcción oficinas en proceso RD\$	Total RD\$
1ero de enero de 2021	136,062,720	36,042,822	17,313,050	8,141,820	116,127,144	3,028,608	-	316,716,164
Adquisiciones	-	-	1,927,529	-	26,263,716	-	-	28,191,245
Retiros	-	-	(610,450)	-	(5,545,154)	-	-	(6,155,604)
31 de diciembre de 2021	136,062,720	36,042,822	18,630,129	8,141,820	136,845,706	3,028,608	-	338,751,805
Adquisiciones	-	-	1,008,663	2,181,960	14,254,834	123,961	-	17,569,418
Retiros	-	-	(238,989)	(1,707,135)	(538,097)	(95,246)	-	(2,579,467)
31 de diciembre de 2022	136,062,720	36,042,822	19,399,803	8,616,645	150,562,443	3,057,323	-	353,741,756
Depreciación Acumulada:								
1ero de enero de 2021	-	9,272,196	15,418,612	4,789,040	78,709,592	1,917,423	-	110,106,863
Cargo por depreciación del período	-	1,801,359	826,615	1,286,999	15,105,309	317,474	-	19,337,756
Retiros	-	-	(607,151)	-	(5,525,347)	-	-	(6,132,498)
31 de diciembre de 2021	-	11,073,555	15,638,076	6,076,039	88,289,554	2,234,897	-	123,312,121
Cargo por depreciación del período	-	1,798,677	1,050,716	1,632,167	17,331,399	271,177	-	22,084,136
Retiros	-	-	(238,982)	(1,707,134)	(525,253)	(85,076)	-	(2,556,445)
31 de diciembre de 2022	-	12,872,232	16,449,810	6,001,072	105,095,700	2,420,998	-	142,839,812

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

7.	Propiedades, mobiliarios y equipos, continuación						
	Netos en libros						
	Terreno RD\$	Edificio RD\$	Mobiliarios y Equipos de Oficina RD\$	Equipos de Transporte RD\$	Maquinarias y Equipos Electrónicos RD\$	Otros Equipos RD\$	Construcción oficinas en proceso RD\$
							Total RD\$
31 de diciembre de 2021	136,062,720	24,969,267	2,992,053	2,065,781	48,556,152	793,711	-
31 de diciembre de 2022	136,062,720	23,170,590	2,949,993	2,615,573	45,466,743	636,325	-
							215,439,684
							210,901,944

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

8. Cargos diferidos

	Sistema de Información (Software) RD\$	Otros RD\$	Total RD\$
1ero de enero de 2021	123,140,573	105,565	123,246,138
Adiciones	3,556,549	-	3,556,549
Retiros	(7,833,231)	-	(7,833,231)
Transferencias	594,174	-	594,174
31 de diciembre de 2021	119,458,065	105,565	119,563,630
1ero de enero de 2022	119,458,065	105,565	119,563,630
Adiciones	1,280,384	-	1,280,384
31 de diciembre de 2022	120,738,449	105,565	120,844,014
Amortización:			
1ero de enero de 2021	105,463,070	95,714	105,558,784
Cargos del período	6,359,539	8,761	6,368,300
Retiros	(7,833,114)	-	(7,833,114)
Transferencias	594,174	-	594,174
31 de diciembre de 2021	104,583,669	104,475	104,688,144
1ero de enero de 2022	104,583,669	104,475	104,688,144
Cargos del período	6,641,192	-	6,641,192
31 de diciembre de 2022	111,224,861	104,475	111,329,336
Valores netos:			
Al 31 de diciembre de 2021	14,874,396	1,090	14,875,486
Al 31 de diciembre de 2022	9,513,588	1,090	9,514,678

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

9. Cuentas por pagar

	2022 RD\$	2021 RD\$
Cuentas por pagar a proveedores (a)	4,716,902	4,281,469
	<u>4,716,902</u>	<u>4,281,469</u>

(a) Las cuentas por pagar a proveedores corresponden a las compras de bienes y servicios a proveedores y suplidores, las cuales no generan intereses y no están sujetas a descuentos por pronto pago y son pagaderas generalmente en un plazo de 15 a 60 días, a partir de la fecha de recepción de los respectivos documentos o facturas.

10. Retenciones y acumulaciones por pagar

	2022 RD\$	2021 RD\$
Bono de desempeño por pagar	35,783,841	30,006,103
Retención ISR empleados	2,384,622	1,753,100
Retención Seguridad Social	2,056,425	1,978,968
Salarios acumulados por pagar	553,589	677,519
Otras retenciones	210,220	500,719
Otros gastos acumulados por pagar	37,740	54,935
	<u>41,026,437</u>	<u>34,971,344</u>

11. Ingresos financieros

	2022 RD\$	2021 RD\$
Intereses cuentas corrientes	2,564,978	3,590,775
Intereses facturas aportes (a)	1,562,977	1,374,944
Intereses ganados en bonos	1,167,971	1,295,119
	<u>5,295,926</u>	<u>6,260,838</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, corresponde a la aplicación de cargo de intereses por atraso en el pago de los aportes facturados a los agentes durante los períodos, según modificación realizada a la política de cobro de aportes del Organismo, efectiva desde el 02 de diciembre 2020.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

12. Sueldos y compensaciones al personal

	2022	2021
	RD\$	RD\$
Salarios	131,781,929	129,864,644
Bono de desempeño	35,783,841	30,006,103
Regalía pascual	11,505,574	11,241,291
Plan de pensiones	8,949,211	8,695,340
Seguros laborales	12,698,597	11,566,999
Prestaciones laborales	13,878,342	14,242,623
Capacitación de personal	3,716,912	3,001,418
Bono vacacional	4,633,197	4,712,390
Bono por antigüedad	5,363,507	3,295,226
Subsidios	19,422,903	18,049,672
Otros beneficios	6,109,568	5,467,862
	<hr/>	<hr/>
	253,843,581	240,143,568
	<hr/>	<hr/>

Compensación al personal clave

El personal gerencial clave está compuesto por las personas que tienen autoridad y responsabilidad en la planeación, dirección y control de las actividades de la Entidad, los cuales se definen como aquellos que ocupan la posición de gerentes y encargados. Las compensaciones entregadas al personal clave es como sigue:

	2022	2021
	RD\$	RD\$
Sueldos	48,652,322	42,886,771
Otras remuneraciones	14,914,541	11,247,638
Bono de desempeño	13,908,206	10,120,241
	<hr/>	<hr/>
	77,475,069	64,254,650
	<hr/>	<hr/>

13. Otros gastos operacionales

	2022	2021
	RD\$	RD\$
Telecomunicaciones	10,498,123	8,942,561
Honorarios	3,594,236	2,717,572
Energía eléctrica	4,057,697	3,514,432
Gastos legales	1,343,800	2,667,917
Dietas y transporte	1,323,167	888,032
Material gastable	3,260,083	2,267,371
Reparación y mantenimiento	4,002,222	5,611,294
Seguro	2,047,342	1,759,900

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

13. Otros gastos operacionales, continuación

	2022 RD\$	2021 RD\$
Vigilancia	1,656,274	1,496,307
Higienización de oficinas	2,943,287	2,849,972
Libros y suscripciones	2,339,000	2,442,341
Alquileres	1,108,902	2,495,915
Mantenimiento y soporte sistemas de información	12,982,488	13,034,413
Servicios de pronósticos y revisión de procesos	2,125,775	5,732,842
Cuentas incobrables	-	1,006,728
Benchmarking y referenciamiento	2,180,910	33,344
Otros gastos	4,385,632	1,793,149
	<hr/>	<hr/>
Total Otros gastos operacionales	59,848,938	59,254,090
	<hr/>	<hr/>
Depreciación y amortización	28,725,202	25,705,815
	<hr/>	<hr/>

14. Gastos financieros

	2022 RD\$	2021 RD\$
Pérdida en diferencia cambiaria	608,478	682,812
Intereses	12,259	12,976
Cargos bancarios	551,353	587,483
	<hr/>	<hr/>
	1,172,090	1,283,271
	<hr/>	<hr/>

15. Compromisos y contingencias

Compromisos

a) Arrendamientos

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Entidad mantiene un contrato con la empresa SDM Sistemas y Desarrollo de Multifunción, S. R. L., para la renta de equipos de impresión multifunción; dicho contrato es renovable anualmente y el valor pactado por alquiler mensual es de US\$870, más ITBIS.

Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Entidad reconoció en sus resultados operacionales gastos de alquiler de equipos multifuncionales por valores de RD\$686,179 y RD\$711,687, respectivamente.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

16. Situación financiera

Al 31 de diciembre de 2022, la Entidad presenta un cambio en los activos netos del año con valor negativo ascendente a un monto de RD\$31,584,240, debido principalmente a la reducción de los aportes mensuales por un monto aproximado de RD\$60 millones, por concepto de partidas presupuestarias no ejecutadas de años anteriores y disposición del superávit presupuestario vigente, aprobada mediante acta del Consejo de Coordinación No. 27-2022 del 05 de octubre de 2022.

17. Hechos posteriores

En fecha 10 de enero de 2023, la Entidad firmó un acuerdo de contratación para la revisión y rediseño de los planos de la elaboración de las nuevas oficinas de la Entidad con la empresa Grupo Hernando García, S.R.L., por un valor ascendente a US\$134,166.

En fecha 25 de enero de 2023, fue realizado el pago de la bonificación de desempeño provisionada al cierre del ejercicio a los empleados a través de nómina de la Entidad.

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

18. Informaciones adicionales

(a) Ejecución presupuestal

Al 31 de diciembre del 2022, la ejecución del presupuesto se presenta de la siguiente manera:

Descripción	Presupuesto RD\$	Ejecutado * RD\$	Variación RD\$
Activos fijos			
Mobiliarios y equipos de oficina	63,728	193,438	(129,710)
Equipos electrónicos	17,947,397	14,247,606	3,699,791
Sistemas de información	2,509,387	1,280,384	1,229,003
Construcción Oficina en proceso	1,100,000	-	1,100,000
Otros activos	995,558	929,039	66,519
Equipo de transporte	-	2,181,960	(2,181,960)
Total activos fijos	22,616,070	18,832,427	3,783,643
Gastos de personal:			
Salarios	136,301,440	131,781,928	4,519,512
Bono por desempeño	37,915,255	35,783,841	2,131,414
Regalía pascual	12,193,828	11,505,574	688,254
Plan de pensiones	9,799,835	8,949,212	850,623
Seguros laborales	15,100,027	12,698,596	2,401,431
Prestaciones laborales	3,261,604	7,445,150	(4,183,546)
Atenciones a empleados	4,016,880	4,069,444	(52,564)
Impuestos gerentes	95,570	75,769	19,801
Capacitación al personal	7,098,355	3,716,912	3,381,443
Otros gastos de personal	2,444,541	2,355,564	88,977
Bono vacacional	5,299,752	4,633,197	666,555
Plan de cesantía	2,197,638	5,692,762	(3,495,124)
Bono por Antigüedad	5,805,290	5,363,507	441,783
Otros Beneficios	24,198,707	19,772,125	4,426,582
Total gastos de personal	265,728,722	253,843,581	11,885,141
Gastos Generales:			
Suministros	2,443,337	3,408,590	(965,253)
Gastos de representación	217,548	36,688	180,860
Libros, suscripciones, y publicaciones	2,708,239	2,339,001	369,238
Combustible	204,000	60,480	143,520
Dieta y transporte	2,765,530	1,323,167	1,442,363
Energía eléctrica	4,044,954	4,057,696	(12,742)
Teléfonos fijos	1,443,414	1,569,682	(126,268)
Internet y dominio virtual	10,715,129	8,928,441	1,786,688
Gastos de activos fijos	8,166,887	6,604,101	1,562,786
Otros gastos generales	890,956	654,025	236,931
Refrigerio	1,807,250	1,899,825	(92,575)
Accesorios y equipos de protección	230,488	209,329	21,159
Costos Asociaciones Profesionales	508,381	679,737	(171,356)
Benchmarking y relacionamiento	2,873,310	2,180,910	692,400
Mantenimiento y soporte sistemas de información	13,798,202	12,895,885	902,317
Total gastos generales	52,817,625	46,847,557	5,970,068
Servicios de terceros	23,096,632	13,483,396	9,613,236
Total General	364,259,049	333,006,961	31,252,088

**Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.**

**Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021**

18. Informaciones adicionales, continuación

(a) Ejecución presupuestal

Al 31 de diciembre del 2021, la ejecución del presupuesto se presenta de la siguiente manera:

Descripción	Presupuesto RD\$	Ejecutado * RD\$	Variación RD\$
Activos fijos			
Mobiliarios y equipos de oficina	1,246,540	1,014,265	232,275
Equipos electrónicos	28,378,230	26,129,815	2,248,415
Sistemas de información	3,439,453	3,286,928	152,525
Otros activos	3,054,386	1,314,324	1,740,062
Total activos fijos	36,118,609	31,745,332	4,373,277
Gastos de personal:			
Salarios	134,155,279	129,864,644	4,290,635
Bono por desempeño	31,126,440	30,006,103	1,120,337
Regalía pascual	11,799,700	11,241,291	558,409
Plan de pensiones	9,359,572	8,695,340	664,232
Seguros laborales	12,661,636	11,566,999	1,094,637
Prestaciones laborales	1,830,893	12,660,681	(10,829,788)
Atenciones a empleados	3,714,150	3,166,924	547,226
Impuestos gerentes	144,319	81,662	62,657
Capacitación al personal	6,324,983	3,001,418	3,323,565
Otros gastos de personal	2,850,519	1,929,391	921,128
Bono vacacional	4,976,733	4,712,390	264,343
Plan de cesantía	1,919,922	1,560,820	359,102
Bono por antigüedad	3,450,652	3,295,226	155,426
Otros Beneficios	22,296,920	18,360,679	3,936,241
Total gastos de personal	246,611,718	240,143,568	6,468,149
Gastos Generales:			
Suministros	2,396,375	2,117,876	278,499
Gastos de representación	218,569	6,949	211,620
Libros, suscripciones, y publicaciones	2,704,506	2,442,341	262,165
Combustible	204,000	-	204,000
Dieta y transporte	3,058,012	888,032	2,169,980
Energía eléctrica	4,049,218	3,514,432	534,786
Teléfonos fijos	1,329,669	1,441,716	(112,047)
Internet y dominio virtual	8,517,533	7,500,845	1,016,688
Gastos de activos fijos	7,539,696	7,861,233	(321,537)
Otros gastos generales	1,382,919	702,979	679,940
Refrigerio	1,637,058	731,915	905,143
Accesorios y equipos de protección	116,195	125,286	(9,091)
Costos Asociaciones Profesionales	483,133	467,979	15,154
Benchmarking y relacionamiento	129,211	33,344	95,867
Mantenimiento y soporte sistemas de información	14,089,660	13,034,413	1,055,247
Total gastos generales	47,855,754	40,869,340	6,986,414
Servicios de terceros	18,578,700	17,811,125	767,575
Total General	349,164,781	330,569,365	18,595,416

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.

Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

18. Informaciones adicionales, continuación

(a) Ejecución presupuestal

* Esta información puede diferir en relación con algunas notas de los estados financieros producto de los conceptos y agrupaciones realizados en la elaboración del presupuesto.

(b) Antigüedad de los aportes por cobrar

Al 31 de diciembre de 2022, el detalle de la antigüedad de los aportes por cobrar por aportante se presenta a continuación:

Nombre del Agente	0-30 días	30-60 días	61-90 días	91-120 días	Más de 121 días	Total
Complejo Metalúrgico Dominicano	44,804	-	-	-	-	44,804
EDENORTE Dominicana, S. A.	11,289	-	-	-	-	11,289
AES Andrés, DR S.A.	593,986	-	-	-	-	593,986
Agua Clara, S.A.S.	22,954	-	-	-	-	22,954
AES Dominicana Renewable Energy, S.R.L.	21,743	-	-	-	-	21,743
Compañía de Electricidad de Puerto Plata, S.A.	-	-	-	-	33,276	33,276
Dominican Power Partners, LDC	608,721	-	-	-	-	608,721
El Progreso del Limón, S.R.L.	2,382	-	-	-	-	2,382
Grupo Eólico Dominicano, S.A.	14,215	-	-	-	-	14,215
Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A.	252,731	-	-	-	-	252,731
KOROR Business, S.R.L.	24,218	-	-	-	-	24,218
LAESA, LTD	150,944	-	-	-	-	150,944
EDESUR Dominicana, S. A.	1,519,374	1,529,164	118,696	-	-	3,167,234
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	12,479	-	-	-	-	12,479
	3,279,840	1,529,164	118,696	-	33,276	4,960,976

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de la República Dominicana, Inc.
Notas que forman parte integral de los estados financieros
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

18. Informaciones adicionales, continuación

(b) Antigüedad de los aportes por cobrar

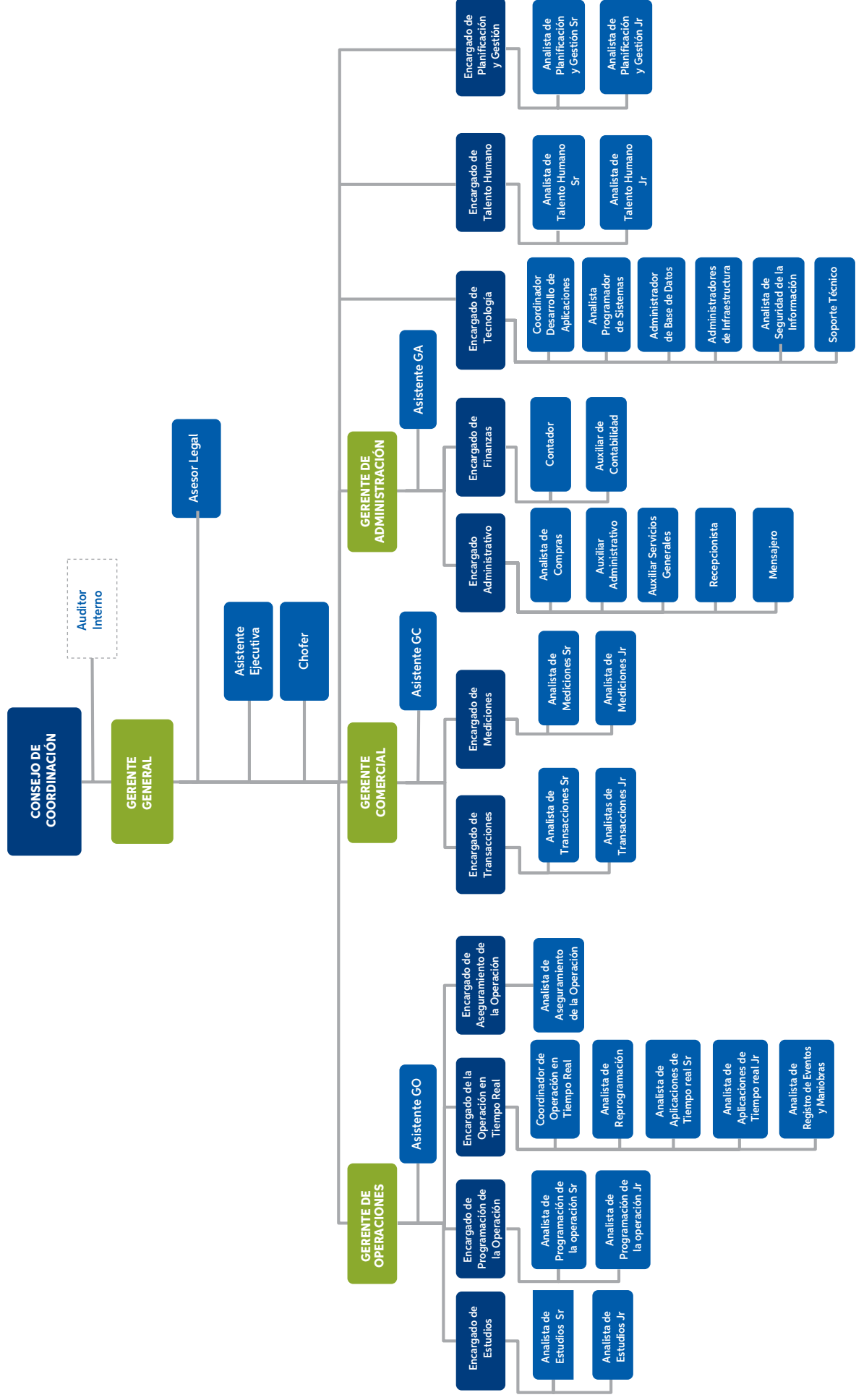
Al 31 de diciembre de 2021, el detalle de la antigüedad de los aportes por cobrar por aportante se presenta a continuación:

Nombre del Agente	0-30 días	13-60 días	61-90 días	91-120 días	Más de 121 días	Total
Complejo Metalúrgico Dominicano, S.A.	30,319	-	-	-	-	30,319
EDENORTE Dominicana, S. A.	2,312,670	-	-	-	215,145	2,527,815
EDESUR Dominicana, S. A.	2,601,341	2,653,531	-	83,375	-	5,338,247
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	2,719,182	2,751,332	-	2,677,743	81,381	8,229,638
	<u>7,663,512</u>	<u>5,404,863</u>	<u>-</u>	<u>2,761,118</u>	<u>296,526</u>	<u>16,126,019</u>

8 ANEXOS



ORGANIGRAMA FUNCIONAL DEL OC 2022



COLABORADORES OC 2022

GERENCIA GENERAL

Manuel López

Gabriela Lantigua
José Ramón Rodríguez
Belkys Rodríguez
Aristómenes Rosario
Elvis Piña
Elvis Piña
Estefania Luna
Raquel Silverio
Pamela Joaquín

Ingrid Acosta

Emely Peña
Isy Rivera
Paola Portes

Maridelkys Taveras

Edwin Martínez

Luis López
Luis López
Martin Gratereaux
José Ortiz
Pedro De Los Santos
Joel Liranzo
Elvyn Villanueva
Heinar Novas
Rudy Abreu
Gloria González
Awanda García

Gerente General

Asistente Ejecutiva
Chofer
Asesor Legal - desde el 01 de junio de 2022
Coordinador de Proyectos - hasta el 30 de abril de 2022
Encargado de Planificación y Gestión - desde 01 de mayo de 2022
Analista de Planificación y Gestión Sr. - hasta 30 de abril de 2022
Analista de Planificación y Gestión Jr. - desde el 18 de julio de 2022
Analista de Planificación y Gestión Sr. - hasta el 04 de agosto de 2022
Analista de Planificación y Gestión Sr. - desde el 03 de noviembre de 2022

Encargada de Talento Humano

Analista de Talento Humano Sr.
Analista de Talento Humano Jr.
Analista de Talento Humano Temporal - desde el 06 de junio hasta el 01 de septiembre de 2022
Analista de Talento Humano Temporal - desde el 12 de septiembre de 2022

Encargado de Tecnología

Coordinador de Desarrollo de Aplicaciones - Desde el 18 de febrero de 2022
Analista Programador de Sistemas - hasta el 17 de febrero de 2022
Analista Programador de Sistemas
Analista Programador de Sistemas - desde el 18 de abril de 2022
Analista Programador de Sistemas
Analista Programador de Sistemas
Analista de Seguridad de la Información
Administrador de Infraestructura
Administrador de Infraestructura
Administrador de Base de Datos
Soporte Técnico

GERENCIA DE OPERACIONES

Ivan Veras

Leydis Sánchez
Tatiana Peguero

Gerente de Operaciones

Asistente de la Gerencia de Operaciones
Asistente de la Gerencia de Operaciones Temporal - hasta el 06 de mayo de 2022

Alexis Vásquez

Samuel González
Wadenson Feliz
Franna Quezada
Daniel Martich
Adellin Contreras

Rony Montero

Luinys Ogando
Fausto Aquino
Lidyangelys Roa
Santiago De La Cruz
Luis Sepúlveda

Eduardo De León

Darwin Arias
Melvin Medina
Rodney Díaz
Angela Cuevas

Carlos Pérez

Ignacio Toribio
Yadira Pérez
Stormy Bautista
Carlos Sánchez
Eduardo Delgado
Ulises Cedano
Alberto Jiménez
Nataniel Fernandez
Hugo López
Onésimo Ramírez
Alexandre Pérez
Napoleon Mosquea
Hediberto Reynoso
Wilson Veloz
Marino Moreta
Jary De La Cruz
Ambiorix Suzaña
Amaury Aguilera
Rodney Díaz
Ricardo Montás
Víctor Pérez

Encargado de Programación de la Operación

Analista de Programación de la Operación Sr.
Analista de Programación de la Operación Sr.
Analista de Programación de la Operación Jr.
Analista de Programación de la Operación Sr. - hasta el 03 de octubre de 2022
Analista de Programación de la Operación Jr. - desde el 10 de noviembre de 2022

Encargado de Estudios

Analista de Estudios Sr.
Analista de Estudios Sr.
Analista de Estudios Sr.
Analista de Estudios Jr.
Analista de Estudios Jr. - desde el 08 de marzo de 2022

Encargado de Aseguramiento de la Operación

Analista de Aseguramiento de la Operación
Analista de Aseguramiento de la Operación
Analista de Aseguramiento de la Operación - desde el 03 de enero de 2022
Analista de Aseguramiento de la Operación - hasta el 30 de noviembre de 2022

Encargado de Operación en Tiempo Real

Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Senior
Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Junior
Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Junior
Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Analista de Reprogramación
Analista de Reprogramación
Analista de Reprogramación
Analista de Reprogramación
Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Analista de Registro de Eventos y Maniobras - hasta el 02 de enero de 2022
Analista de Registro de Eventos y Maniobras - desde el 03 de enero de 2022
Analista de Registro de Eventos y Maniobras - hasta el 22 de diciembre de 2022

GERENCIA COMERCIAL

Máximo Domínguez

Patricia Hoepelman

René Báez

Carlos Martínez

Jarrizon Quevedo

Wagner Then

Gustavo Anderson

Saulo Plata

Alejandro Arias

Nelson Reynoso

Nelson Reynoso

Martín Arias

Martín Arias

Dalvin Castillo

Ryan Cabral

Ramón Mateo

Yovanny Heredia

Juan Bautista Mesa

Vaduy Cruz

Juan Carlos Soriano

Darian Vargas

Darian Vargas

Ismael Vargas

Albert Montilla

Gerente Comercial

Asistente de la Gerencia Comercial

Encargado de Transacciones

Analista de Transacciones Sr.

Analista de Transacciones Sr.

Analista de Transacciones Sr.

Analista de Transacciones Sr.

Analista de Transacciones Sr.

Analista de Transacciones Jr.

Analista de Transacciones Jr. Temporal - Desde el 17 de enero hasta el 30 de mayo de 2022

Analista de Transacciones Jr. - desde el 01 de junio de 2022

Analista de Transacciones Jr. Temporal - Desde el 18 de julio de 2022 hasta el 14 de agosto de 2022

Analista de Transacciones Jr. - desde el 15 de agosto de 2022

Analista de Transacciones Sr. - hasta el 26 de mayo de 2022

Analista de Transacciones Jr. - hasta el 29 de julio de 2022

Encargado de Mediciones

Analista de Mediciones Sr

Analista de Mediciones Sr.

Analista de Mediciones Sr.

Analista de Mediciones Sr.

Analista de Mediciones Jr. Temporal - hasta el 30 de mayo de 2022

Analista de Mediciones Jr. - desde el 01 de junio de 2022

Analista de Mediciones Sr. - hasta el 04 de mayo de 2022

Analista de Mediciones Jr. Temporal - desde el 01 de agosto de 2022

GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN

Débora Hernández

Ana María Polanco

Lix Graciano

Ana Raquel Rojas

Katy Rodriguez

Jorge Javier

Américo Vásquez

María García

Génesis Sánchez

Gerente de Administración hasta el 23 de septiembre de 2022

Asistente Gerencia de Administración

Encargada de Finanzas

Contadora - hasta el 21 de enero de 2022

Auxiliar de Contabilidad - hasta el 18 de enero de 2022

Contador - desde el 07 de febrero hasta el 05 de mayo de 2022

Contador - desde el 06 de junio de 2022

Auxiliar de Contabilidad Temporal - desde 14 de junio de 2022

Auxiliar de Contabilidad Temporal - hasta el 05 de enero de 2022

Génesis Sánchez	Auxiliar de Contabilidad - desde el 06 de enero de 2022
Manuel Feliz	Encargado Administrativo
Darleny Geraldino	Analista de Compras
Mariel Santos	Auxiliar Administrativo
Francisco Encarnación	Recepcionista
Francisco Fortuna	Auxiliar de Servicios Generales
Ramón Familia	Mensajero

PROGRAMA DE PASANTÍA

Martín Arias	Pasante Gerencia Comercial - desde el 17 de enero de 2022 hasta el 17 de julio de 2022
Adellin Contreras	Pasante Gerencia de Operaciones - desde el 18 de abril de 2022 - hasta el 09 de noviembre de 2022
Luis Sepúlveda	Pasante Gerencia de Operaciones - hasta el 07 de marzo de 2022
Walmy Fernández	Pasante Gerencia de Operaciones - hasta el 14 de enero de 2022
Victor Rodríguez	Pasante Gerencia de Operaciones - desde el 18 de abril hasta el 25 de noviembre de 2022
Fradis Concepción	Pasante Gerencia de Operaciones - hasta el 04 de abril de 2022

LISTADO DE EMPRESAS DEL SECTOR PARA REFERENCIA



AES Dominicana



Compañía de Electricidad Puerto Plata, S.A.



Dominican Power Partners LDC.



Generadora Palamara La Vega, S. A.



Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A.



Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S. A.



Consortio La Electricidad De Santiago, Ltd.



Los Orígenes Power Plant



Complejo Metalúrgico Dominicano, S.A



Pueblo Viejo Dominicana Corporation



Transcontinental Capital Corporation Ltd.



Monte Rio Power Corporation Ltd.



BERSAL, S.A.

Bersal, S.A.

ELECTRONIC JRC

Electronic J.R.C., S.R.L.



Generadora San Felipe



Lear Investment



San Pedro Bioenergy



IC Power DR Operations SAS

Montecristi Solar FV, SAS

Montecristi Solar FV, SAS



Emerald Solar Energy, S.R.L



Parques Eólicos del Caribe, S.A.



Grupo Eólico Dominicano, S.A.



WCG Energy, LTD

WCG Energy, LTD



Poseidon Energía Renovable, S. A.



Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís (ENERGAS)



Koror Business



Compañía de Luz y Fuerza de la Terrenas, S.A.



Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A.



Edenorte Dominicana, S.A.



Edesur Dominicana, S.A.



El Progreso del Limón S.R.L.
(Distribución de Electricidad)

El Progreso del Limón, S.R.L.



Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)



Comisión Nacional de Energía



Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)



Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)



Ministerio de Energía y Minas



Superintendencia
de Electricidad

Superintendencia de Electricidad

UBICACIÓN INSTALACIONES DEL SENI 2022

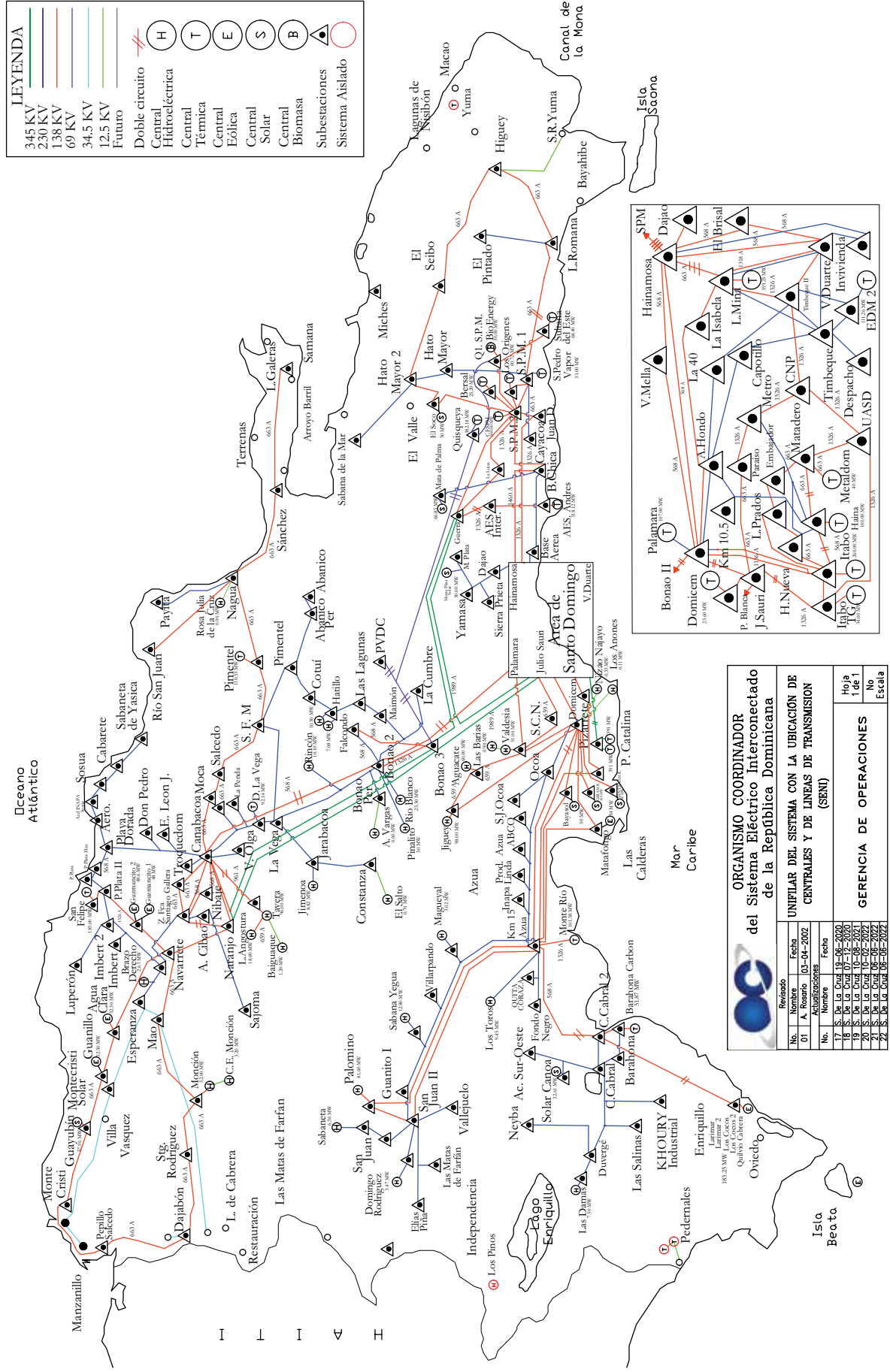
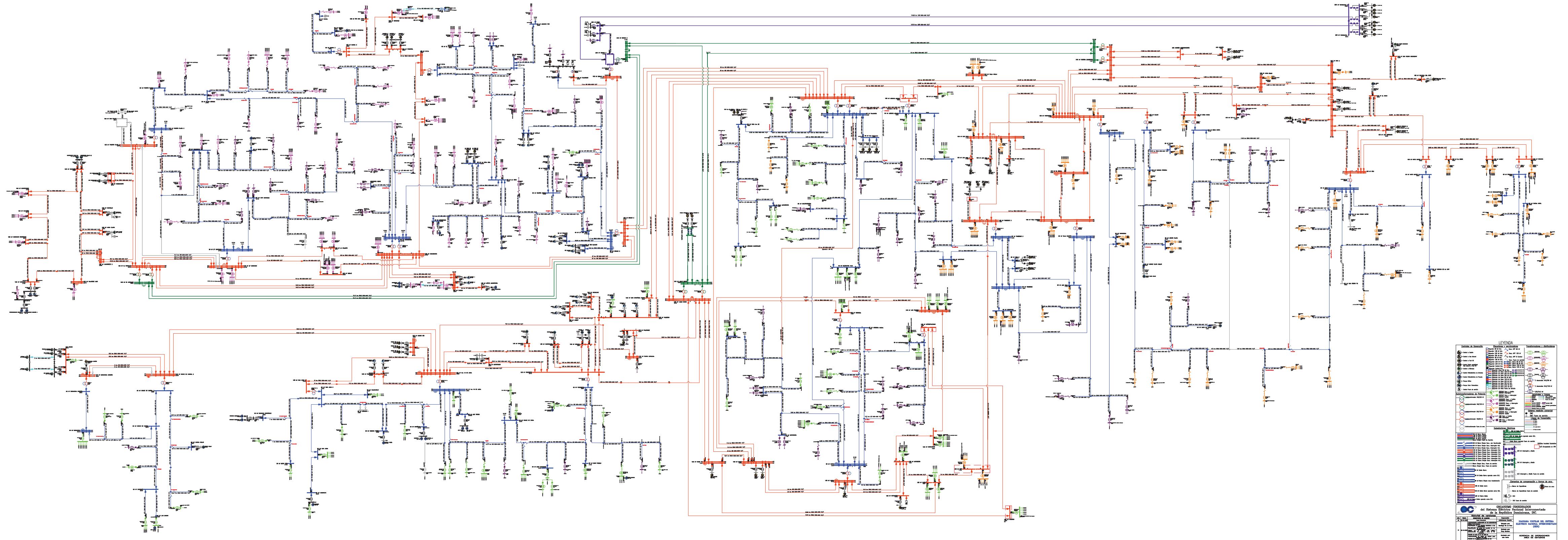


DIAGRAMA UNIFILAR 2022





Organismo Coordinador del Sistema
Eléctrico Nacional Interconectado
de la República Dominicana, Inc.

Calle 3 No. 3, Arroyo Hondo 1ro.
Santo Domingo, D.N. República Dominicana
Tel. 809.732.9330 | 829.732.9330
Fax 809.541.5457
www.oc.org.do