

Memoria 2024





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

Santo Domingo, D.N.

Este documento ha sido impreso utilizando papel reciclado, como muestra de nuestro
compromiso con la preservación de los recursos naturales.
"Apostamos al desarrollo sostenible"

ÍNDICE

CARTA DE LA GERENCIA	9
EL ORGANISMO COORDINADOR	17
1.1. CREACIÓN	17
1.1.1. CONSTITUCIÓN LEGAL	18
1.1.2. VISIÓN	18
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	19
1.2.2. BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN ESTATAL	20
1.2.3. BLOQUE DE TRANSMISIÓN	20
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	22
1.3.4. GERENCIA GENERAL	22
1.3.5. GERENCIA DE OPERACIONES	22
1.3.6. GERENCIA COMERCIAL	22
1.3.7. GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN	22
1.3.8. GERENCIA DE TECNOLOGÍA E INFRAESTRUCTURA	22
2. INFORME DE GESTIÓN	31
2.1. DECISIONES DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN	31
2.2. ACTIVIDADES E INFORMES REGULARES	31
2.3. ACTIVIDADES RELEVANTES	32
2.4. PROYECTOS Y ESTUDIOS PARA MEJORAR OPERACIÓN DEL SENI Y EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	33
3. CARACTERÍSTICAS DEL SENI	37
3.1. GENERACIÓN	37
3.2. TRANSMISIÓN	44
4. OPERACIÓN DEL SENI	47
4.1. GENERACIÓN	47
4.2. HORAS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN	56
4.3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN	57
4.4. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SENI	58

4.5. INDICADORES DE LA OPERACIÓN	59
4.5.1. INDICADORES DE CALIDAD DE LA FRECUENCIA	59
4.5.2. INDICADORES DE CALIDAD DEL VOLTAJE	61
4.5.3. EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES	63
4.5.4. INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS DEL SISTEMA PROTECCIONES SENI	64
4.5.5. TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI	65
4.5.6. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DURANTE EL AÑO 2024	65
4.5.6.1. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES GENERACIÓN	66
4.5.6.2. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DE DEMANDA	67
5. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	71
5.1. BALANCE DE ENERGÍA	71
5.2. BALANCE PRELIMINAR DE POTENCIA	75
5.3. DEMANDA MÁXIMA ANUAL	78
5.4. COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA	82
5.5. COSTOS MARGINALES DE POTENCIA	90
5.6. TRANSACCIONES DE ENERGÍA	91
5.7. TRANSACCIONES DE POTENCIA PRELIMINAR	94
5.8. PEAJE DE TRANSMISIÓN	97
5.9. TRANSFERENCIAS POR DERECHO DE CONEXIÓN PRELIMINAR	100
5.10. SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA	102
5.11. COMPENSACIÓN POR DESPACHO FORZADO	107
5.12. COMPENSACIÓN POR DESVÍO SEGÚN RESOLUCIONES SIE-374-2012, SIE-018-2013-MEM Y SIE-041-2013-MEM	113
5.13. RESUMEN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS	115
5.14. INDICADORES TRANSACCIONES ECONÓMICAS	117
5.14.1. PROPORCIÓN ENERGÍA Y POTENCIA CONTRATADA DISTRIBUIDORAS 2023	119
6. ESTADÍSTICAS ANUALES	123
6.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA	123
6.2. EVOLUCIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLES	128
6.3. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA	130
6.4. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA	137
6.5. EVOLUCIÓN DE LAS SALIDAS TOTALES DEL SENI	139
6.6. EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA DEL SENI	140
6.7. EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SENI	141
6.8. EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES	141
6.9. INDICADOR DE OPERACIONES CORRECTAS PROTECCIONES DEL SENI	143
6.10. TENDENCIA DE OCURRENCIA DE EVENTOS EN EL SENI	144
6.10.1. ESTADÍSTICAS EVOLUCIÓN HORAS DE DESACOPLE POR CONGESTIÓN 2013 – 2023	145
6.11. EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS	145
7. ESTADOS FINANCIEROS	151
8. ANEXOS	187

ÍNDICE FIGURAS

FIGURA 1. PORCENTAJE DE CAPACIDAD INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍA 2024.	42
FIGURA 2. PORCENTAJE DE CAPACIDAD INSTALADA SEGÚN FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA.	44
FIGURA 3. ORDEN DE MÉRITO SEGÚN CVD DEL ÚLTIMO DÍA DEL AÑO 2024.	49
FIGURA 4. EVOLUCIÓN DE GENERACIÓN DISPONIBLE Y ENERGÍA ABASTECIDA SENI EN GW 2024.	50
FIGURA 5. GENERACIÓN MENSUAL DEL SENI POR TECNOLOGÍA EN EL 2024 (GWh).	51
FIGURA 6. GENERACIÓN MENSUAL DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2024 [%].	52
FIGURA 7. GENERACIÓN TOTAL DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2024 [%].	53
FIGURA 8. GENERACIÓN MENSUAL DEL SENI POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA 2024 [GWh].	53
FIGURA 9. GENERACIÓN MENSUAL DEL SENI POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA 2024 [%]	54
FIGURA 10. GENERACIÓN TOTAL DEL SENI POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA 2024 [%].	55
FIGURA 11. TOTAL DE HORAS EN PRODUCCIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS 2024.	56
FIGURA 12. HORAS DE DESACOPLES ECONÓMICOS PARA EL AÑO 2024.	57
FIGURA 13. CANTIDAD DE EVENTOS OCURRIDOS EN EL SENI EN EL 2024.	58
FIGURA 14. FRECUENCIA PROMEDIO EN EL RANGO DE $[60 \text{ Hz} \pm 0.15] \text{ Hz}$ EN EL 2024.	59
FIGURA 15. FRECUENCIA PROMEDIO EN EL RANGO $[59.75-60.25] \text{ Hz}$ EN EL 2024.	60
FIGURA 16. EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DEL VOLTAJE EN EL SENI – PROMEDIO AÑO 2024.	61
FIGURA 17. EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DEL VOLTAJE EN SENI – PROMEDIO MENSUAL AÑO 2024.	62
FIGURA 18. EJECUCIÓN DE PROGRAMAS MENSUALES DE MANTENIMIENTOS INSTALACIONES AÑO 2024.	63
FIGURA 19. INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS ACUMULADO MENSUAL SISTEMA PROTECCIONES SENI 2024.	64
FIGURA 20. OCURRENCIA DE EVENTOS RELEVANTES EN EL SENI 2024.	65
FIGURA 21. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES SUPERIORES AL 10% EN LA GENERACIÓN.	66
FIGURA 22. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES SUPERIORES AL 10% EN LA DEMANDA.	67
FIGURA 23. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES SUPERIORES AL 10% EN LA DEMANDA DE LOS UNR>15 MW.	68
FIGURA 24. PARTICIPACIÓN EN EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA PARA EL AÑO 2024.	74
FIGURA 25. PARTICIPACIÓN EN LOS RETIROS DE ENERGÍA PARA EL AÑO 2024.	75
FIGURA 26. PARTICIPACIÓN POTENCIA PRELIMINAR AÑO 2024.	77
FIGURA 27. PARTICIPACIÓN EN EL PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA DEL AÑO 2024.	78
FIGURA 28. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL EN EL SENI (MW).	81
FIGURA 29. EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL TOPE EN EL 2024 [US\$/MWh].	82
FIGURA 30. COSTO MARGINAL TOPE ENERGÍA SEGÚN RESOLUCIONES VIGENTES EN LOS AÑOS 2024 Y 2023.	83
FIGURA 31. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE ENERGÍA EN BARRA DE REFERENCIA 2024 [RD\$/MWh].	84
FIGURA 32. RANGO DE VARIACIÓN Y PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL 2024.	85
FIGURA 33. PROMEDIOS ANUALES DEL COSTO MARGINAL DE ENERGÍA [RD\$/MWh].	85
FIGURA 34. CANTIDAD DE HORAS POR MES EN QUE EL COSTO MARGINAL ES MAYOR. MENOR O IGUAL AL COSTO MARGINAL TOPE EN 2024.	86
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 2024.	87
FIGURA 36. COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA EN BARRA DE REFERENCIA 2024 [RD\$/KW-MES].	90
FIGURA 37. COSTO PROMEDIO ANUAL MARGINAL POTENCIA DE PUNTA [RD\$/KW-MES].	91
FIGURA 38. COSTO PROMEDIO DE FRECUENCIA AÑO 2024.	107
FIGURA 39. RESUMEN TRANSACCIONES ECONÓMICAS DEL MEM 2024 [MILLONES DE RD\$].	117

FIGURA 40. PROPORCIÓN ENERGÍA CONTRATADA DISTRIBUIDORAS 2024.	120
FIGURA 41. PROPORCIÓN POTENCIA CONTRATADA DISTRIBUIDORAS 2024	120
FIGURA 42. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2000-2024 [MW].	127
FIGURA 43. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2000-2024 [%].	127
FIGURA 44. COSTO PROMEDIO MENSUAL DEL FUEL OÍL 2001-2024 [RD\$/GAL].	128
FIGURA 45. COSTO PROMEDIO MENSUAL DEL CARBÓN MINERAL 2001-2024 [RD\$/LB].	129
FIGURA 46. COSTO PROMEDIO MENSUAL DEL GAS NATURAL 2003-2024 [RD\$/MMBTU].	130
FIGURA 47. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SENI 2001-2024.	131
FIGURA 48. RETIROS DE ENERGÍA 2001-2024.	133
FIGURA 49. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA 2001-2012 [GWh].	134
FIGURA 50. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA 2013-2024 [GWh].	135
FIGURA 51. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA 2001-2012 [%].	136
FIGURA 52. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA 2013-2024 [%].	137
FIGURA 53. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y PÉRDIDAS DE POTENCIA DE PUNTA 2001-2024.	138
FIGURA 54. SALIDAS TOTALES DEL SENI 1988-2024.	139
FIGURA 55. EVOLUCIÓN EN LA CALIDAD DE LA FRECUENCIA DEL SENI 2005-2024.	140
FIGURA 56. EVOLUCIÓN CALIDAD DE LA TENSIÓN DEL SENI 2013-2024.	141
FIGURA 57. EJECUCIÓN DE PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO INSTALACIONES 2013 – 2024.	142
FIGURA 58. INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS (POC) SISTEMA PROTECCIONES INSTALACIONES SENI 2015 - 2024.	143
FIGURA 59. NÚMERO DE EVENTOS RELEVANTES ANUALES 2011-2024.	144
FIGURA 60. NÚMERO DE HORAS DE DESACOPLES ANUALES DEL SENI 2013-2024.	145
FIGURA 61. COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO DE ENERGÍA [US\$/MWh] PROMEDIO 2001-2024.	146
FIGURA 62. COSTOS MARGINALES DE POTENCIA DE PUNTA MENSUAL 2001-2024.	147
FIGURA 63. TRANSACCIONES ECONÓMICAS 2001-2024 [MILLONES DE US\$].	148

ÍNDICE TABLAS

TABLA 1. MIEMBROS DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN DURANTE EL AÑO 2024.	21
TABLA 2. CAPACIDAD INSTALADA BRUTA POR UNIDAD EN EL 2024 [MW].	37
TABLA 3. CAPACIDAD INSTALADA BRUTA SEGÚN TECNOLOGÍA POR AGENTE EN EL 2024 [MW].	41
TABLA 4. CAPACIDAD INSTALADA BRUTA POR AGENTES SEGÚN FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA EN 2024 [MW].	43
TABLA 5. LONGITUD Y CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 2024.	44
TABLA 6. LISTA DE ORDEN DE MÉRITO SEGÚN CVD DEL ÚLTIMO DÍA DEL 2024 [RD\$/MWh].	47
TABLA 7. INDICADORES DEL SENI 2024.	71
TABLA 8. BALANCE DE ENERGÍA 2024 [GWh].	72
TABLA 9. BALANCE DE POTENCIA 2024 [MW].	76
TABLA 10. PRONÓSTICO DEMANDA MÁXIMA Y DEMANDA MÁXIMA ANUAL REAL 2024 [KW].	79
TABLA 11. COSTO MARGINAL TOPE DE ENERGÍA EN EL 2024 [US\$/MWh].	82
TABLA 12. SUBSISTEMAS EN EL 2024 CON INCIDENCIA EN LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS.	88
TABLA 13. RESUMEN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA 2024 [GWh].	91
TABLA 14. RESUMEN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA 2024 [MILLONES DE RD\$].	93
TABLA 15. RESUMEN PROMEDIO DE TRANSACCIONES DE POTENCIA 2024 [MW].	95
TABLA 16. RESUMEN DE TRANSACCIONES DE POTENCIA 2024 [MILLONES DE RD\$].	96
TABLA 17. PEAJE DE TRANSMISIÓN EN 2024 SEGÚN RESOLUCIÓN SIE-144-2023-PJ.	98
TABLA 18. COMPONENTES PEAJE DE TRANSMISIÓN Y DERECHO CONEXIÓN UNITARIO PRELIMINAR 2024 [RD\$/KW-MES].	99
TABLA 19. PAGOS POR DERECHO DE CONEXIÓN PRELIMINAR 2024 [MILLONES DE RD\$].	99
TABLA 20. RESUMEN DE TRANSACCIONES DE DERECHO DE CONEXIÓN PRELIMINAR 2024 [MILLONES DE RD\$].	100
TABLA 21. REMUNERACIÓN SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA 2024 [MILLONES DE RD\$].	102
TABLA 22. TRANSACCIONES POR REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL 2024 [MILLONES DE RD\$].	105
TABLA 23. COMPENSACIONES A UNIDADES GENERADORAS SEGÚN LA RESOLUCIÓN SIE-143-2023-MEM EN EL 2024 [MILLONES DE RD\$].	108
TABLA 24. EFECTO COSTO MARGINAL TOPE EN LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL 2024 [MILLONES DE RD\$].	109
TABLA 25. SALDO DE COMPENSACIONES POR DESPACHO FORZADO SEGÚN RESOLUCIÓN SIE-143-2023-MEM [MILLONES DE RD\$].	111
TABLA 26. CARGOS POR COMPENSACIÓN POR DESVÍO EN EL AÑO 2024 [MILLONES DE RD\$].	113
TABLA 27. SALDOS DE COMPENSACIÓN POR AGENTE PARA EL AÑO 2024 [MILLONES DE RD\$].	114
TABLA 28. RESUMEN TRANSACCIONES ECONÓMICAS ENTRE AGENTES DEL MEM 2024.	116
TABLA 29. COMPOSICIÓN TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN EL MERCADO SPOT [MILLONES DE RD\$].	118
TABLA 30. INDICADORES DE CANTIDADES.	118
TABLA 31. INDICADORES DE PRECIOS Y COSTOS.	119
TABLA 32. INDICADORES TRANSACCIONES ENERGÍA Y POTENCIA.	119
TABLA 33. CAPACIDAD INSTALADA BRUTA DEL SENI POR AGENTE 2000-2011 [MW].	123
TABLA 34. CAPACIDAD INSTALADA BRUTA DEL SENI POR AGENTE 2012-2024 [MW].	123
TABLA 35. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA BRUTA DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2000-2011 [MW].	125
TABLA 36. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA BRUTA DEL SENI POR TECNOLOGÍA 2012-2024 [MW].	125
TABLA 37. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SENI 2001-2024.	130
TABLA 38. RETIROS DE ENERGÍA 2001-2024.	132
TABLA 39. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y PÉRDIDAS DE POTENCIA DE PUNTA 2001-2024.	137

CARTA DE LA GERENCIA

A continuación presentamos la Memoria Anual del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC), correspondiente al año 2024, que contiene una síntesis de las actividades, planes y proyectos realizados, 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 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 2024. 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 2024.
- 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 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el periodo 2000 -2024.
- 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.

El documento muestra el desempeño y la gestión de la institución por medio de indicadores y comparaciones, en relación con la planificación y coordinación de la operación del SENI, y con los cálculos de las Transacciones Económicas del MEM. En los principales indicadores, encontramos:

- 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 2024 respecto al año 2023.
- d. La energía inyectada al SENI en el 2024 y su variación con relación al año 2023.
- 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 2024, 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 2024 y su relación respecto a diciembre de 2023.
- h. Indicadores de la evolución de variables que incluyen: generación, retiros, pérdidas de transmisión y horas de desabastecimientos y su relación con los registrados en el pasado año 2023.
- i. Índice 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 desvío del programa diario de operación), y su comparación con los registros del año anterior.

En ese sentido, se presenta una síntesis con las informaciones más relevantes de la operación del SENI durante el año 2024:

- La capacidad instalada bruta de generación aumentó un 5.47% (310.26 MW) respecto del año 2023, con un valor al 31 de diciembre de 2024 de 5,985.34 MW.
- Para el 2024 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) un total de 310.26 MW: 258.4 MW solar, 15.6 MW eólico y 36.26 MW térmico compuesto de las siguientes centrales generadoras:
 - » Central Térmica Pimentel 4, con 36.26 MW a fuel oil #6, el 23 de mayo 2024;
 - » Parque Fotovoltaico Maranatha Fase 1, con 10 MW el 21 junio 2024;
 - » Parque Fotovoltaico Sajoma, con 68.40 el 24 agosto 2024;
 - » Parque Fotovoltaico La Victoria con 50 MW el 26 de noviembre 2024;
 - » Parque Fotovoltaico Mirasol con 100 MW el 14 de diciembre 2024;
 - » Parque Fotovoltaico Monte Plata Solar Fase II con 30 MW, agosto 2024 y
 - » Parque Eólico de Matafongo expansión con 15.6 MW adicionales, en agosto 2024.
- La energía abastecida neta en el 2024 fue de 23,067.19 GWh, lo que representa un incremento de 6.30% sobre 21,700.65 GWh abastecidos en el año 2023. La energía bruta generada fue de 25,397.11 GWh, representando un incremento de 6.21% con respecto a los 23,912.55 GWh generados en 2023.
- Para el 2024 la generación bruta de energía fue producida con un 41.0% de gas natural, el carbón tuvo una participación de 29.6%, seguido del fuel oil #6 con un 12.6%. La generación por fuentes renovables tuvo una participación de un 16.6% (solar 5.8%, eólica 4.2%, hidroeléctrica 5.7% y biomasa 0.9%), mostrando un aumento absoluto de un 1.6% con respecto a su participación en el 2023.
- En el año 2024, la máxima demanda abastecida de energía diaria bruta ocurrió el 10 de octubre correspondiendo a un valor de 82.89 GWh. La máxima potencia horaria neta en alta tensión durante las horas de punta ocurrió el día 09 de octubre, en el período 21, alcanzando un valor de 3,500.11 MW. La máxima potencia horaria bruta observada en los sistemas de operación en tiempo real se registró el día 09 de octubre en el período 21, alcanzando un valor de 3,811.60 MW.
- Con relación a los indicadores de la calidad del servicio eléctrico en el año 2024, la frecuencia se mantuvo dentro del rango de 60 ± 0.25 Hz el 99.61% del tiempo, disminuyendo en un valor absoluto de 0.15% respecto del valor obtenido en el 2023. En el rango de 60 ± 0.15 Hz la frecuencia se mantuvo en un 99.17% del tiempo, inferior en un valor absoluto de 0.2% del valor obtenido en el 2023.
- La calidad del voltaje promedio para el 2024 se representa por el porcentaje de tiempo de cumplimiento de valores absolutos de 1% y 0.2% respecto al 2023 y en el nivel de 69 kV alcanzó un 97.0% para un incremento en valores absolutos de 3.3% con respecto al 2023.

- En el 2024 se programaron 959 mantenimientos en frío en las instalaciones eléctricas, de los cuales se ejecutaron 715, lo que representa un 74.6% del total.
- En el año 2024 ocurrieron 246 eventos que afectaron la operación normal de seguridad del SENI:
 - » 52 eventos correspondieron a equipos de generación, representando el 21%
 - » 65 eventos de equipos del sistema de transmisión que involucraron líneas de transmisión de 138 kV, o 69 kV que implicaron la pérdida simultanea o secuencial de 2 o más componente (N-2 o mayor) representando el 26%;
 - » 34 eventos relevantes relacionados con fallas en líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con pérdida de un solo componente (N-1), 14%;
 - » 3 eventos de transmisión que involucran líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con operación correcta del sistema de protección, 1%;
 - » 33 eventos relevantes que afectaron a transformadores de potencia de 138/69 kV o 345/138 kV, representando 13% y
 - » 59 eventos donde actuó el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC) sin disparo de generación asociado, representando el 24%.

En el balance energético y el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se destaca:

- El total de la energía abastecida neta fue de 23,067.19 GWh y los retiros de energía de las propias empresas generadoras (consumos propios), las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) fue de 22,669.25 GWh.
- Los retiros de energía de las empresas distribuidoras fueron de 19,838.92 GWh y equivalen al 86.00% del total de las inyecciones, los retiros de las empresas generadoras y de los UNR fueron de 2,830.33 GWh y equivalen al 12.27% y las pérdidas de transmisión, estimadas por diferencia entre el total de inyecciones y retiros de energía, fueron de 397.94 GWh equivalente al 1.73% del total de las inyecciones de generación.
- El promedio de los Costos Marginales de Energía Activa de Corto Plazo para el sistema principal alcanzó el valor de 7,319.74 RD\$/MWh, representando un aumento de 1.93% con relación al promedio del año 2023 (7,181.29 RD\$/MWh). El Costo Marginal de Potencia de Punta promedio fue de 603.19 RD\$/kW-Mes, y el Derecho de Conexión Unitario promedio fue de 119.71 RD\$/kW-Mes.
- En el Mercado Spot de energía se transaron 5,797.10 GWh, con una reducción de 8.74% con relación al año 2023 y en el Mercado de Contrato 18,541.20 GWh, representando un aumento de 4.75% con relación al año 2023.
- En el Mercado Spot de potencia se transaron 1,957.07 MW promedio (14,711.32 millones de RD\$) y en el Mercado de Contrato se transaron 1,768.48 MW (12,884.28 millones de RD\$, valorizados al costo marginal de potencia de punta promedio).
- Las Transacciones Económicas en el Mercado Spot ascendieron a 72,437.24 millones de RD\$, representando una reducción de 2.83% con relación al año 2023. Del total de las transacciones económicas en el mercado spot, el 65.38% corresponde a las transacciones de energía (47,356.24

millones de RD\$), el 20.31% a las transacciones de potencia (14,711.32 millones de RD\$), 6.79% a pagos por derecho de conexión, 3.88% a la transferencia por derecho de conexión, 2.59% a la compensación por regulación de frecuencia y 1.05% a compensación por despacho forzado y desvío.

La evolución actual de la industria eléctrica, impulsada por la transición energética y los profundos cambios en el sector, destaca por la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

Este avance fomenta la digitalización, el desarrollo de sistemas de información, la interconexión y el uso de tecnologías de comunicación, todo ello acompañado de las medidas de ciberseguridad necesarias para garantizar un sistema seguro, transparente, resiliente y sostenible en los ámbitos técnico, económico y ambiental. Como resultado, la integración y actualización continua de los procesos se vuelve fundamental.

En correspondencia con el Plan Estratégico Institucional 2023-2026, 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:
 - Propuesta de procedimiento de Limitación de Centrales Renovables (Curtailment).
 - Propuesta inicial de actualización del Procedimiento de Permisos de Operación.
 - Propuesta Actualización del Reglamento de Autorización de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas.
 - Modelo horario para el Programa de Operación de Mediano Plazo, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía con baterías para Regulación de Frecuencia y Arbitraje.
 - Verificación en campo e implementación de ajustes de protecciones en varias subestaciones del SENI con alta incidencia de fallas, en conjunto con agentes del MEM y la SIE.
 - Estudios BESS para aumentar la resiliencia del SENI ante la penetración de ERV, con consultora EnerNex y el apoyo de la USAID.
 - Actualización del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC).
 - Aprobación y puesta en marcha de propuesta de simplificación de la facturación de reliquidaciones de las transacciones económicas.
 - Puesta en marcha del Procedimiento del Cálculo de Aportes y Gestión de UNR en el MEM.
 - Propuesta de mejora al Capítulo V del RALGE del Título IX, sobre el SMC (la misma ha permitido superar aspectos de obsolescencia tecnológica en el proceso de mediciones).
2. Una de las columnas base para el desarrollo del sector eléctrico son las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista. En ese sentido, trabajamos arduamente para que el proceso de cálculo, desde la recolección de las mediciones hasta el cómputo de los balances y saldos entre los agentes, sea eficiente, transparente, flexible, oportuno, exacto y verificable, y aquí los grandes esfuerzos han dado sus frutos en la mejora continua de los informes y reportes de las transacciones económicas a través de las diferentes soluciones incorporadas a la suite de aplicaciones.

También se trabaja en la implementación de nuevas tecnologías para las verificaciones de los Sistemas de Medición Comercial (SMC), de forma más eficiente, sin interrupciones del servicio y mejorando en la agilidad para actualizar los datos.

La gestión integral y eficiente de los recursos tecnológicos, soporte esencial en todas las tareas de nuestro que hacer diario, abarca una labor titánica, de disponibilidad de las plataformas del OC para proyecciones de variables operativas y comerciales, mantenimiento de la infraestructura, implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, para la confiabilidad de las documentaciones.

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

- » Proyecto Sistema Prevención de Intrusos.
- » Inteligencia de Negocio para Análisis del Mercado.
- » Proyecto Actualización de la infraestructura del Data Center.
- » Automatización en la gestión de permisos de operación y declaraciones en REGIO.
- » Automatización de los Informes de Transacciones Económicas y Administración de Contratos.
- » Implementación del Sistema de Medición y Envío de la Frecuencia del SENI usando frecuencímetros.
- » Entrega de registros de pronósticos de demanda a través del REGIO.
- » Monitoreo de eventos del SMC a través del PRIMEGUARD.
- » Desarrollo de aplicativos y reportes a través de POWER BI: cálculo de demanda máxima mensual; reporte de estadísticas de sincronización horaria de medidores del SMC; reporte de periodos de ocurrencia de la demanda máxima, permitiendo el análisis por años o meses, desde el 2001; avances en el proceso de validación de revisión de medidas del SMC.
- » Gestor de Evaluaciones.

Soportados en nuestros valores de Integridad, Vocación de Servicio, Compromiso y Transparencia, guiados por el enfoque estratégico de consolidar la imagen de excelencia operacional en el contexto nacional e internacional, en un ambiente interdependiente que genere un sentido de orgullo y permanencia, con una eficiente gestión financiera, motivando la proyección 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, quedando esto evidenciado en:
 - Implementación de la Norma ISO 27001 (Sistema de Gestión Seguridad de la Información) en el Sistema de Gestión de la Calidad del OC.
 - Participación como expositor en el 4to Congreso Internacional de Operadores de Sistemas y Mercados de Energía (COSMER), organizado por la CIER.
- 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.

La energía eléctrica es un servicio vital para el funcionamiento de todas las actividades del país, la planificación y coordinación es esencial, ya que son operaciones continuas y debemos estar disponibles en cada instante y seguir avanzando en 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.

La excelencia y credibilidad del Organismo Coordinador, la cual se ha consolidado con un gran esfuerzo en los últimos años, son el resultado de nuestro personal, sobre todo de aquellos que demuestran un compromiso sincero, que realizan sus labores con entusiasmo, de aquellos que son leales y muestran su nobleza en circunstancias adversas y temporales y buscan alcanzar lo extraordinario.

Es así como procuramos tener las personas correctas en el lugar correcto, en un ambiente interdependiente para que cada uno se sienta valorado como parte fundamental del servicio que brindamos a la Nación.

Con gran alegría y entusiasmo, expreso mi profundo reconocimiento a cada uno de los compañeros del día a día, personal del Organismo Coordinador, por su compromiso, dedicación y desempeño para el logro de los objetivos propuestos. Estamos convencidos de que el esfuerzo de nuestro gran equipo de 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 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 sí podemos.

¡LA EXCELENCIA OPERACIONAL DEL SENI!

Manuel López San Pablo
Gerente General



1

**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 N° 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 debían 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 N°122-05, del 8 de abril 2005.

1.1.2. VISIÓN

Ser reconocidos en la región como una Organización con alta capacidad técnica y por su contribución al desarrollo del sector eléctrico.

1.1.3. MISIÓN

Planificar y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para un abastecimiento de energía seguro al mínimo costo y determinar las Transacciones Económicas, conforme a la normativa, con una organización transparente, íntegra y comprometida con la sociedad.

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 DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

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 Integrado;
- El cumplimiento de la legislación y normativa aplicable, así como los requisitos que aplican a nuestro Sistema de Gestión Integrado;
- La preservación de la Confidencialidad, Integridad y Disponibilidad de la Información, así como la protección de la Privacidad.
- La gestión de los recursos necesarios para asegurar el funcionamiento de las operaciones;
- El aseguramiento de personal competente.

1.2. AGENTES ASOCIADOS AL OC

Al 31 de diciembre del 2024, el Organismo Coordinador 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)
- AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.
- AGUA CLARA S.A.S.
- BERSAL, S. A. (BERSAL)
- COASTAL PETROLEUM DOMINICANA, S.A.
- COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA, S.A. (CEPP)
- COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE SAN PEDRO DE MACORÍS, S.A. (CESPM)
- COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO, S.A. (METALDOM)
- CONSORCIO LA ELECTRICIDAD DE SANTIAGO, LTD. (LAESA)
- DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S
- DOMINICAN POWER PARTNERS LDC. (DPP)
- EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.
- ELECTRONIC J.R.C., S.R.L.
- EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.
- EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD HAINA, S.A. (EGE-HAINA)
- EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A. (EGE-ITABO)
- ENERGÍA RENOVABLE BAS, SRL
- ENREN, S.R.L.
- GENERADORA PALAMARA - LA VEGA, S.A. (GPLV)
- GENERADORA SAN FELIPE, LTD.
- GRUPO EÓLICO DOMINICANO, S.A.
- KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.
- KOROR BUSINESS, S.R.L.
- LEAR INVESTMENT, S.A.
- LOS ORÍGENES POWER PLANT, S.R.L. (LOS ORÍGENES)
- MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.
- MATRISOL, S.A.S.
- MONTE CRISTI SOLAR FV S.A.S.
- MONTE RÍO POWER CORPORATION, LTD. (MONTE RIO)
- PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.
- PHINIE & CO. DEVELOPMENT S.R.L.
- POSEIDÓN ENERGÍA RENOVABLE, S.A.
- PUEBLO VIEJO DOMINICANA CORPORATION, S.A. (PVDC)
- SAN PEDRO BIO ENERGY, S.R.L.
- SIBA ENERGY CORPORATION
- TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION (BERMUDA), LTD. (SEABOARD)
- TROPIGAS DOMINICANA, S.R.L.
- WCG ENERGY, LTD.
- WCGF SOLAR II, S.R.L

1.2.2. BLOQUE DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN ESTATAL

- EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DOMINICANA (EGEHID).
- EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA.

1.2.3. BLOQUE DE TRANSMISIÓN

- EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA (ETED).

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 Subsector 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 2024.

NOMBRE	CARGO	FECHA DE DESIGNACIÓN	FECHA DE SALIDA
Andrés E. Astacio Polanco	Presidente del CCOC (Representante de la SIE)	17-Ago-2022	Permanece al 31-Dic-2024
Aura M. Caraballo Castillo	Apoderada de la SIE	15-Jun-2021	Permanece al 31-Dic-2024
Dalvin Castillo	Apoderado de la SIE	01-Ene-2024	31-Dic-2024
Osvaldo González	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	31-Ene-2024
Fendi Valdez	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	31-Ene-2024
Juan M. Guiliani Cortinas	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	25-Ene-2022	31-Ene-2024
Audie G. Bencosme Rosario	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	01-Ene-2024	31-Dic-2024
Euris Guerrero	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Privada	01-Ene-2024	31-Dic-2024
Rafael Salazar	Representante del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	17-Ago-2022	Permanece al 31-Dic-2024
Ernesto Caamaño	Representante Apoderado del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	07-Abr-2014	Permanece al 31-Dic-2024
Miselani Franco	Representante Suplente del Bloque de Empresas Eléctricas de Generación Estatal	07-Abr-2014	Permanece al 31-Dic-2024
Martin Robles Morillo	Representante del Bloque de Transmisión (ETED)	28-Ago-2020	Permanece al 31-Dic-2024
Kepler Luciano Lorenzo	Representante Apoderado del Bloque de Transmisión (ETED)	29-Sep-2020	Permanece al 31-Dic-2024
Luis Benjamín Toral	Representante Suplente del Bloque de Transmisión (ETED)	10-Nov-2020	Permanece al 31-Dic-2024
Kerbin Méndez	Representante Apoderado Suplente del Bloque de Distribución	13-Mar-2020	23-Feb-2024
Segundo Antonio Rodríguez Surriel	Representante Apoderado del Bloque de Distribución	21-Sep-2022	23-Feb-2024
Ramón De Jesús Corniel Brito	Representante Apoderado Suplente del Bloque de Distribución	23-Feb-2024	Permanece al 31-Dic-2024
Kerlyn Rafael Frías Contreras	Representante Apoderado del Bloque de Distribución	23-Feb-2024	Permanece al 31-Dic-2024
Hilario Pujols	Representante Apoderado Suplente del Bloque de Distribución	23-Feb-2024	Permanece al 31-Dic-2024

1.3.3. EJECUTIVOS Y EMPLEADOS

Al 31 de diciembre de 2024, en el OC laboraban 91 colaboradores en total, de los cuales 86 son fijos, distribuidos de la siguiente forma:

- 07 en la Gerencia General;
- 37 en la Gerencia de Operaciones;
- 16 en la Gerencia Comercial;
- 15 en la Gerencia de Tecnología e Infraestructura; y
- 11 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.

1.3.8. GERENCIA DE TECNOLOGÍA E INFRAESTRUCTURA

La Gerencia de Tecnología e Infraestructura planifica, dirige y supervisa el capital tecnológico y los sistemas de información implementados dentro de la Organización.



MIEMBROS DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN OC

COLABORADORES OC





COLABORADORES OC





COLABORADORES OC



2

INFORME, DE GESTIÓN

2

Informe de Gestión

2.1. DECISIONES DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN

El Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador sesionó en 38 reuniones durante el año 2024 y emitió 64 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 envía a los Agentes y a la Superintendencia de Electricidad (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.
- Dentro de los primeros nueve (9) días laborables de cada mes, se envía a los Agentes y a la Superintendencia de Electricidad (SIE) las versiones preliminares de los Informes de Transacciones Económicas correspondientes al mes anterior.
- Antes del día 23 de cada mes, se envía 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 2024 se desarrollaron actividades orientadas al apoyo de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y de las instituciones del Estado, así como al fortalecimiento institucional del Organismo Coordinador, alineado con la Misión y Visión del Plan Estratégico Organizacional 2023-2026. Entre estas actividades se pueden destacar las siguientes:

- Implementación del Sistema de Medición y Envío de la Frecuencia del SENI usando frecuencímetros.
- Automatización de la Gestión de Permisos de Operación y declaraciones en REGIO.
- Modelo Horario para el Programa de Operación de Mediano Plazo, incluyendo Sistemas de Almacenamiento de Energía con baterías para Regulación de Frecuencia y Arbitraje.
- Verificación en campo e implementación de ajustes de protecciones en varias subestaciones del SENI con alta incidencia de fallas, en conjunto con agentes del MEM y la SIE.
- Propuesta de Procedimiento de Limitación de Centrales Renovables (Curtailment).
- Propuesta Actualización del Reglamento de Autorización de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas.
- Propuesta inicial de Actualización del Procedimiento de Permisos de Operación.
- Participación como expositor en el 4to Congreso Internacional de Operadores de Sistemas y Mercados de Energía (COSMER), organizado por la CIER.
- Estudios BESS para aumentar la resiliencia del SENI ante la penetración de ERV, con consultora EnerNex y el apoyo de la USAID.
- Actualización del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC).
- Aprobación y puesta en marcha de Propuesta de Simplificación de la Facturación de Reliquidaciones de las Transacciones Económicas.
- Avances en proyecto sobre las Automatizaciones de los Informes de Transacciones Económicas y Formularios de Administración de Contratos.
- Avances en Proyecto de Inteligencia de Negocios para el Análisis del Mercado.
- Puesta en marcha del Procedimiento del Cálculo de Aportes y Gestión de UNR en el MEM.
- Entrega de Registros de Pronósticos de Demanda a través del REGIO.
- Monitoreo de eventos del SMC a través del PRIMEGUARD.
- Desarrollo de aplicativos y reportes a través de POWER BI: cálculo de Demanda Máxima Mensual; Reporte de estadísticas de sincronización horaria de medidores del SMC; Reporte de periodos de ocurrencia de la Demanda Máxima, permitiendo el análisis por años o meses, desde el 2001; avances en el Proceso de validación de revisión de medidas del SMC.
- Dashboard para el seguimiento de la comunicación de los medidores del SMC.
- Propuesta de mejora al Capítulo V del RALGE del Título IX, sobre el SMC (la misma ha permitido superar aspectos de obsolescencia tecnológica en el proceso de mediciones).
- Se arrancó con la Iniciativa de Construcción de Nuevas Oficinas del OC, con presupuesto que cubre la visión de largo alcance para acomodar adecuadamente los colaboradores en instalaciones modernas y de vanguardia.



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

Durante el año 2024, 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:

- Implementación Estructura Organizacional con la Gerencia de Tecnología e Infraestructura.
- Automatización de los Informes de Transacciones Económicas y Administración de Contratos.
- Inteligencia de Negocio para Análisis del Mercado [Fase 1].
- Plan de Gestión Proyecto Evaluación y Definición ERP.
- Proyecto Actualización de la infraestructura del Data Center [Fase 3/3].
- Proyecto Sistema Prevención de Intrusos.
- Gestor de Evaluaciones.
- Implementación ISO 27001.





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 2024, que alcanza un total de 5,985.34 MW, lo cual representa un aumento de un 5.47% con referencia al año 2023. Para el año 2024 ingresaron al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado las siguientes centrales generadoras: Central Pimentel 4, con 36.26 MW el 23 de mayo 2024; Parque Fotovoltaico Maranatha Fase 1, con 10 MW el 21 junio 2024; Parque Fotovoltaico Sajoma, con 68.40 MW el 24 agosto 2024; Parque Fotovoltaico La Victoria, con 50 MW el 26 de noviembre 2024 y Parque Fotovoltaico Mirasol con 100 MW el 14 de diciembre 2024.

Se destaca las repotenciaciones realizadas en la central Monte Plata Solar de 30 MW a 60 MW y el Parque Eólico de Matafongo de 34 MW a 49.6 MW, ambas en agosto 2024.

Es importante resaltar que la fuente de generación primaria de mayor crecimiento en comparación con el año 2023 fue la tecnología solar, con un aumento de capacidad instalada de un 36.79%.

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2024 [MW].

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	TECNOLOGÍA
AES ANDRÉS DR, S.A.	AES ANDRÉS	319.00	GAS NATURAL	Ciclo Combinado
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.	PARQUE SOLAR BAYAHONDA	50.00	SOL	Solar
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO SANTANASOL	50.00	SOL	Solar
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO MIRASOL	100.00	SOL	Solar
AGUA CLARA, S.A.	PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	52.50	VIENTO	Eólica
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 1	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 2	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 3	100.00	GAS Y FUEL OIL #2	Ciclo Combinado
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO	METALDOM	42.00	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S.	PARQUE FOTOVOLTAICO LA VICTORIA	50.00	SOL	Solar



Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2024 [MW].
(Continuación)

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	TECNOLOGÍA
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 5	118.00	GAS NATURAL	Ciclo Combinado
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 6	118.00	GAS NATURAL	Ciclo Combinado
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 7	123.25	GAS NATURAL	Ciclo Combinado
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 1	50.00	SOL	Solar
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO CUMAYASA 2	30.00	SOL	Solar
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	51.00	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	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
EGE-HAINA	PARQUE SOLAR ESPERANZA	76.00	SOL	Solar
EGE-HAINA	PARQUE FOTOVOLTAICO SAJOMA	68.40	SOL	Solar
EGEHID	AGUACATE 1	30.00	AGUA	Hidroeléctrica
EGEHID	AGUACATE 2	30.00	AGUA	Hidroeléctrica
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

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2024 [MW].
(Continuación)

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	TECNOLOGÍA
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, S.R.L.	MONTE PLATA SOLAR	60.00	SOL	Solar
EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.	PARQUE SOLAR CANOA	25.00	SOL	Solar
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA	PUNTA CATALINA 1	391.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA	PUNTA CATALINA 2	391.00	CARBÓN	Turbina a Vapor
ENREN, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO CALABAZA	50.60	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	49.60	VIENTO	Eólica

Tabla 2. Capacidad instalada bruta por unidad en el 2024 [MW].
(Continuación)

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	TECNOLOGÍA
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.	POWERSHIP AZUA KPS 26	108.78	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.	POWERSHIP AZUA KPS 60	79.88	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
KOROR BUSINESS, S.R.L.	PARQUE SOLAR EL SOCO	50.00	SOL	Solar
LAESA	PIMENTEL 1	31.43	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
LAESA	PIMENTEL 2	27.90	FUEL OIL # 6	Motor combustión interna
LAESA	PIMENTEL 3	51.23	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
LAESA	PIMENTEL 4	36.26	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
MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO MARANATHA FASE I	10.00	SOL	Solar
MATRISOL, S.A.S.	PARQUE FOTOVOLTAICO MATRISOL	46.00	SOL	Solar
MONTE RÍO	INCA KM 22	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 1	50.60	SOL	Solar
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.	PARQUE EÓLICO GUANILLO	52.50	VIENTO	Eólica
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.	PARQUE FOTOVOLTAICO LOS NEGROS	17.00	SOL	Solar
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS	48.00	VIENTO	Eólica
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EÓLICO LOS GUZMANCITOS II	46.80	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
SAN PEDRO BIO-ENERGY SRL	SAN PEDRO BIO-ENERGY	30.00	BIOMASA	Turbina a Vapor
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR 2	111.26	GAS Y FUEL OIL #6	Motor combustión interna
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR 3	150.25	GAS NATURAL	Ciclo Combinado
SIBA ENERGY CORPORATION	SIBA	191.48	GAS NATURAL	Turbina a Gas
WCG ENERGY, LTD	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	49.88	SOL	Solar
TOTAL		5985.34		

Tabla 3. Capacidad instalada bruta según tecnología por Agente en el 2024 [MW].

AGENTE	CICLO COMBINADO	EÓLICA	HIDROELÉCTRICA	MOTOR COMBUSTIÓN INTERNA	TURBINA A GAS	TURBINA A VAPOR	SOLAR	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA
AES ANDRÉS DR, S.A.	319.00							319.00
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.							200.00	200.00
AGUA CLARA, S.A.		52.50						52.50
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	300.00							300.00
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO				42.00				42.00
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S.							50.00	50.00
DOMINICAN POWER PARTNERS	359.25							359.25
EFD ECOENER FOTVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.							80.00	80.00
EGE-HAINA		183.25		301.84	100.00	53.00	244.40	882.49
EGEHID			623.28					623.28
EGE-ITABO					34.00	260.00		294.00
ELECTRONIC J.R.C, S.R.L.							60.00	60.00
EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.							25.00	25.00
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA						782.00		782.00
ENREN, S.R.L.							50.60	50.60
GENERADORA PALAMARA LA VEGA				199.14				199.14
GRUPO EÓLICO DOMINICANO		49.60						49.60
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.				188.66				188.66
KOROR BUSINESS, S.R.L.							50.00	50.00
LAESA				146.82				146.82
LEAR INVESTMENTS				101.48				101.48
LOS ORÍGENES				60.72				60.72
MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.							10.00	10.00
MATRISOL, S.A.S.							46.00	46.00
MONTE RÍO				39.80				39.80
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.							50.60	50.60
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.		52.50						52.50
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.							17.00	17.00
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.		94.80						94.80
PVDC				225.24				225.24
SAN PEDRO BIO-ENERGY S.R.L.						30.00		30.00

Tabla 3. Capacidad instalada bruta según tecnología por Agente en el 2024 [MW].
(Continuación)

AGENTE	CICLO COMBINADO	EÓLICA	HIDROELÉCTRICA	MOTOR COMBUSTIÓN INTERNA	TURBINA A GAS	TURBINA A VAPOR	SOLAR	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	150.25			111.26				261.51
SIBA ENERGY CORPORATION					191.48			191.48
WCG ENERGY, LTD							49.88	49.88
Total capacidad instalada	1128.50	432.65	623.28	1416.96	325.48	1125.00	933.48	5985.34

Figura 1. Porcentaje de capacidad instalada según tecnología 2024.

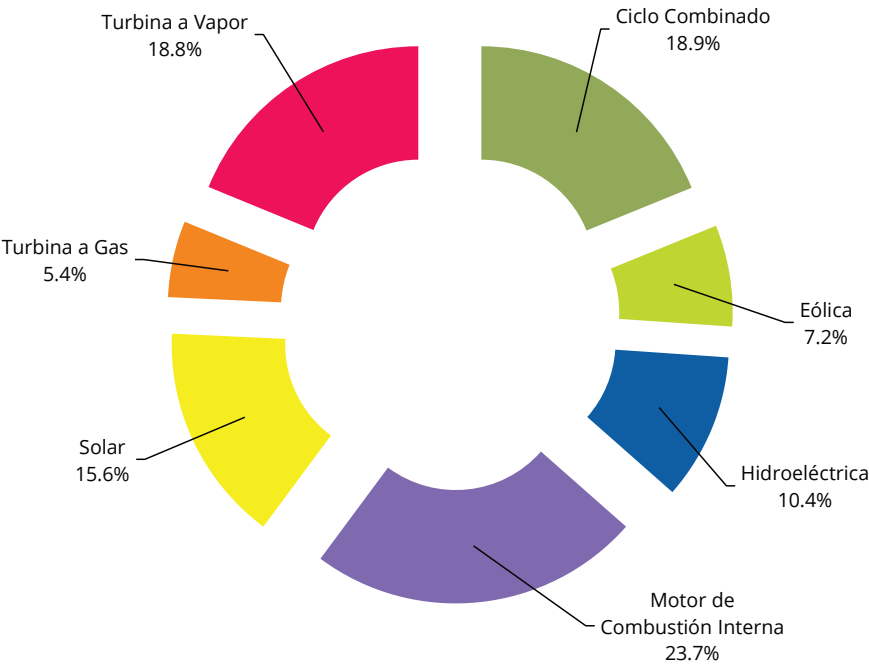
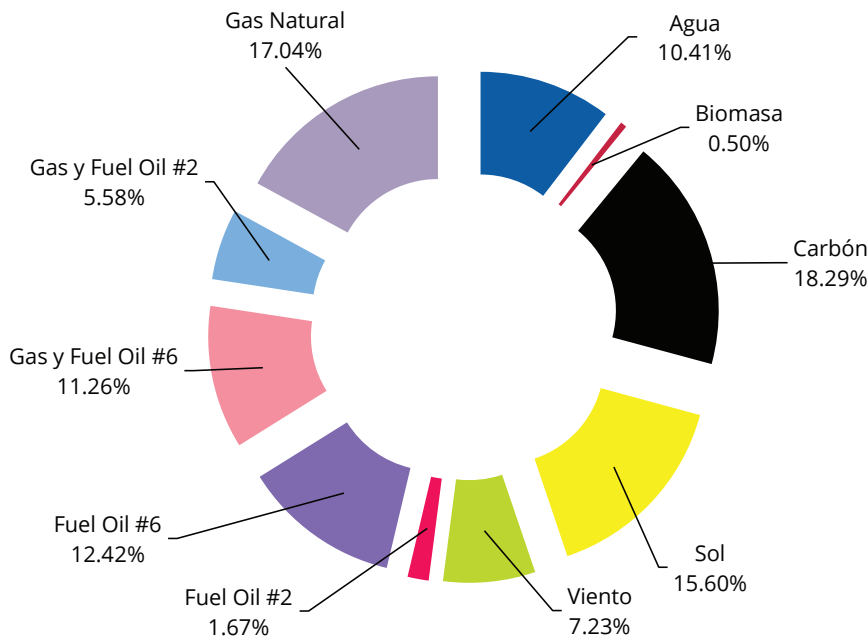


Tabla 4. Capacidad instalada bruta por agentes según fuente primaria de energía en 2024 [MW].

AGENTE	AGUA	CARBÓN	SOL	VIENTO	BIOMASA	FUEL OIL # 2	FUEL OIL # 6	GAS Y FUEL OIL #6	GAS Y FUEL OIL #2	GAS NATURAL	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA
AES ANDRÉS DR, S.A.										319.00	319.00
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.			200.00								200.00
AGUA CLARA, S.A.				52.50							52.50
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS									300.00		300.00
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO							42.00				42.00
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S.			50.00								50.00
DOMINICAN POWER PARTNERS										359.25	359.25
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.			80.00								80.00
EGE-HAINA		53.00	244.40	183.25		100.00	76.60	225.24			882.49
EGEHID	623.28										623.28
EGE-ITABO		260.00							34.00		294.00
ELECTRONIC J.R.C, S.R.L.			60.00								60.00
EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.			25.00								25.00
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA		782.00									782.00
ENREN, S.R.L.			50.60								50.60
GENERADORA PALAMARA LA VEGA							199.14				199.14
GRUPO EÓLICO DOMINICANO				49.60							49.60
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.							188.66				188.66
KOROR BUSINESS, S.R.L.			50.00								50.00
LAESA							95.59	51.23			146.82
LEAR INVESTMENTS							101.48				101.48
LOS ORÍGENES								60.72			60.72
MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.			10.00								10.00
MATRISOL, S.A.S.			46.00								46.00
MONTE RÍO							39.80				39.80
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.			50.60								50.60
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.				52.50							52.50
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.			17.00								17.00
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.				94.80							94.80
PVDC								225.24			225.24
SAN PEDRO BIO-ENERGY S.R.L.					30.00						30.00
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL								111.26		150.25	261.51
SIBA ENERGY CORPORATION										191.48	191.48
WCG ENERGY, LTD			49.88								49.88
Total capacidad instalada	623.28	1095.00	933.48	432.65	30.00	100.00	743.27	673.69	334.00	1019.98	5985.34

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 2024:

Tabla 5. Longitud y capacidad del Sistema de Transmisión en 2024.

LONGITUD LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (KM)		CAPACIDAD TRANSFORMADORES (MVA)	
69 kV	1832.78	69/138 kV	3240
138 kV	3229.93	138/230 kV	250
230 kV	283.20	230/345 kV	300
345 kV	435.68	138/345 kV	3000

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 2024.

Tabla 6. Lista de Orden de Mérito según CVD del último día del 2024 [RD\$/MWh].

ORDEN	UNIDAD	TECNOLOGIA	FUENTE PRIMARIA	CVD [RD\$/MWh]
1	PUNTA CATALINA 2	Turbina a Vapor	Carbón	2,065
2	PUNTA CATALINA 1	Turbina a Vapor	Carbón	2,068
3	ITABO 2	Turbina a Vapor	Carbón	2,883
4	QUISQUEYA 1 GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	29,48
5	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	2,948
6	ITABO 1	Turbina a Vapor	Carbón	3,019
7	CESPM 3 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	3,476
8	CESPM 2 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	3,530
9	CESPM 1 GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	3,544
10	QUISQUEYA 2 GN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	3,774
11	ESTRELLA DEL MAR 3 CCP	Ciclo Combinado	Gas Natural	3,862
12	ESTRELLA DEL MAR 3 CCT	Ciclo Combinado	Gas Natural	3,879
13	BARAHONA CARBÓN	Turbina a Vapor	Carbón	3,927.
14	ESTRELLA DEL MAR 3 CS	Turbina a Gas	Gas Natural	5,722
15	AES ANDRÉS GN	Ciclo Combinado	Gas Natural	5,806
16	PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC TOTAL	Ciclo Combinado	Gas Natural	6,026
17	PARQUE ENERGETICO LOS MINA CC PARCIAL	Ciclo Combinado	Gas Natural	6,041
18	ESTRELLA DEL MAR 2 CFO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,070
19	QUISQUEYA 2 FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,397
20	PIMENTEL 4	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,471
21	ESTRELLA DEL MAR 2 CGN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	6,494

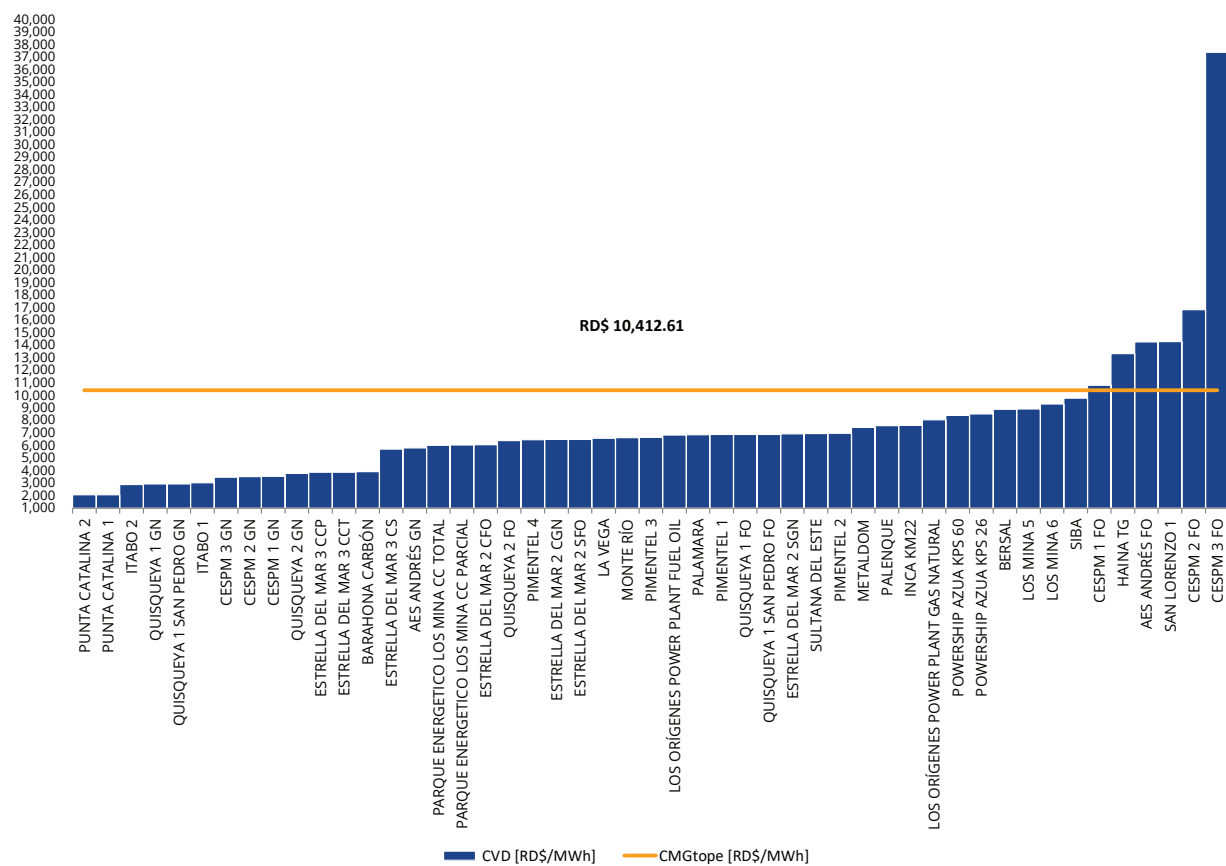


Tabla 6. Lista de Orden de Mérito según CVD del último día del 2024 [RD\$/MWh].
(Continuación)

ORDEN	UNIDAD	TECNOLOGIA	FUENTE PRIMARIA	CVD [RD\$/MWh]
22	ESTRELLA DEL MAR 2 SFO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,495
23	LA VEGA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,574
24	MONTE RÍO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,629
25	PIMENTEL 3	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,661
26	LOS ORÍGENES POWER PLANT FUEL OIL	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,848
27	PALAMARA	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,864
28	PIMENTEL 1	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,878
29	QUISQUEYA 1 FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,891
30	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO FO	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,891
31	ESTRELLA DEL MAR 2 SGN	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	6,949
32	SULTANA DEL ESTE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,956
33	PIMENTEL 2	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	6,979
34	METALDOM	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	7,439
35	PALENQUE	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	7,582
36	INCA KM 22	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	7,617
37	LOS ORÍGENES POWER PLANT GAS NATURAL	Motor de Combustión Interna	Gas Natural	8,049.
38	KARPOWERSHIP AZUA KPS 60	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	8,410
39	KARPOWERSHIP AZUA KPS 26	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	8,519
40	BERSAL	Motor de Combustión Interna	Fuel Oil No. 6	8,891
41	LOS MINA 5	Turbina a Gas	Gas Natural	8,935
42	LOS MINA 6	Turbina a Gas	Gas Natural	9,306
43	SIBA	Turbina a Gas	Gas Natural	9,784
44	CESPM 1 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	10,820
45	HAINA TG	Turbina a Gas	Fuel Oil No. 2	13,329
46	AES ANDRÉS FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	14,268
47	SAN LORENZO 1	Turbina a Gas	Fuel Oil No. 2	14,293
48	CESPM 2 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	16,841
49	CESPM 3 FO	Ciclo Combinado	Fuel Oil No. 2	37,383

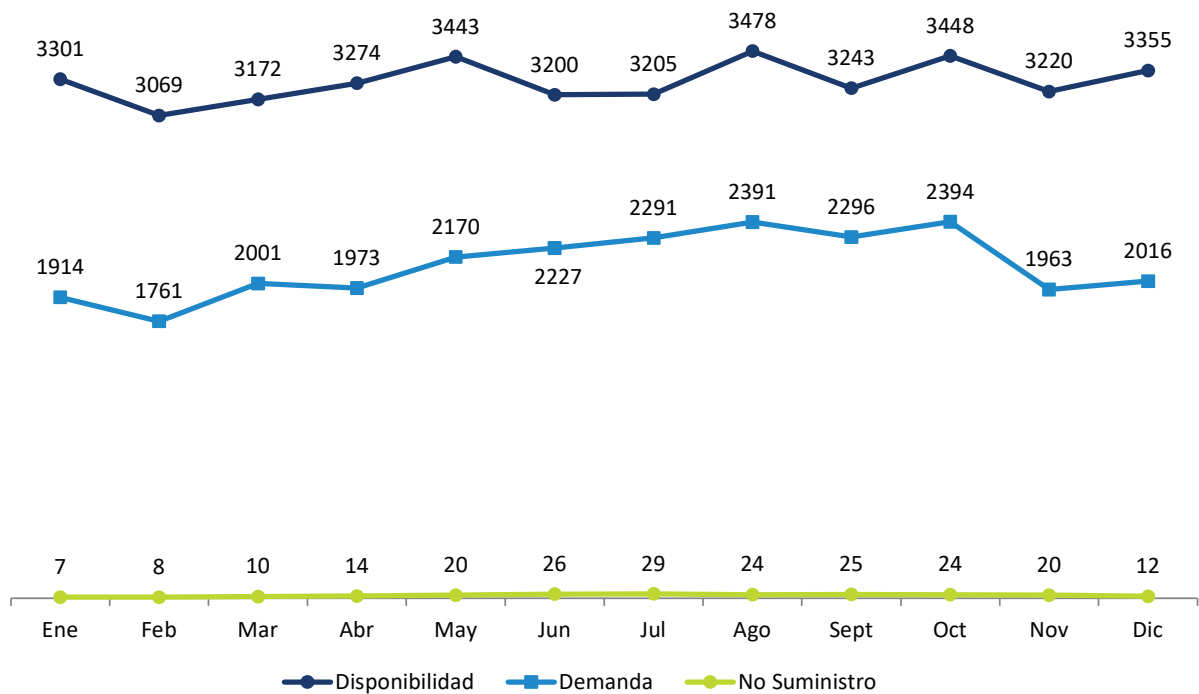
La información de la Tabla 6 se presenta en la siguiente Figura, la cual incluye el Costo Marginal Tope de Energía en el último día del año 2024.

Figura 3. Orden de mérito según CVD del último día del año 2024 [RD\$/MWh].



La Figura 4 muestra la evolución mensual de la generación disponible, la demanda bruta abastecida y la energía no suministrada del SENI en GWh, calculados de manera acumulada sobre la base de los registros horarios de cada mes.

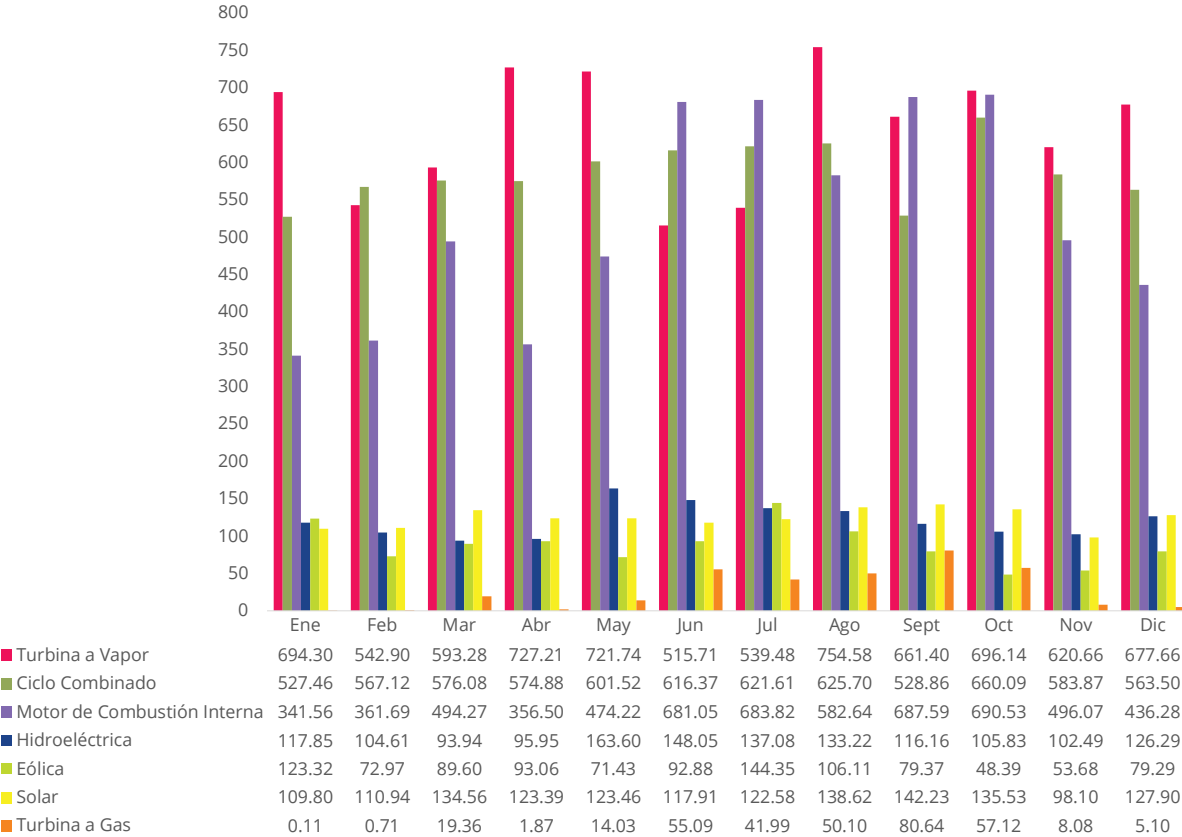
Figura 4. Evolución de generación disponible y energía abastecida SENI en GWh 2024.



Como se puede apreciar en la Figura 4, el valor máximo de demanda bruta abastecida se produjo en el mes de octubre, con un total de 2,394 GWh. Durante el mes de agosto se registró la mayor disponibilidad de generación, con un total de 3,478 GWh. En cuanto a la energía no suministrada, las empresas distribuidoras de electricidad reportaron valores que se combinan para un máximo de 29 GWh en el mes de julio.

La Figura 5 muestra la evolución mensual de la generación bruta en GWh por tecnología, el total bruto generado en el 2024 fue de 25,397.11 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 7,745.07 GWh, 7,047.05 GWh y 6,286.21 GWh, respectivamente.

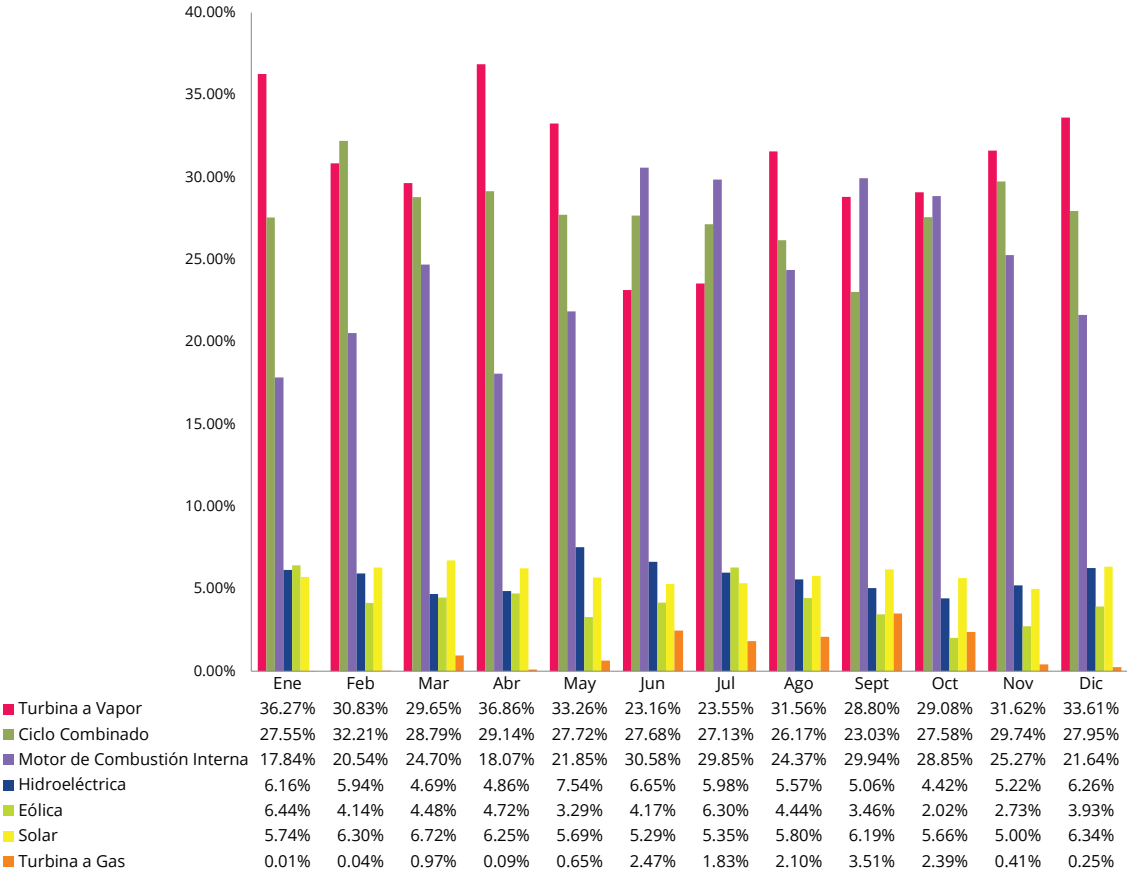
Figura 5. Generación mensual del SENI por tecnología en el 2024 (GWh).



¹ Nota: Los datos de generación mostrados, corresponden a valores brutos, no a valores netos como en memorias anteriores.

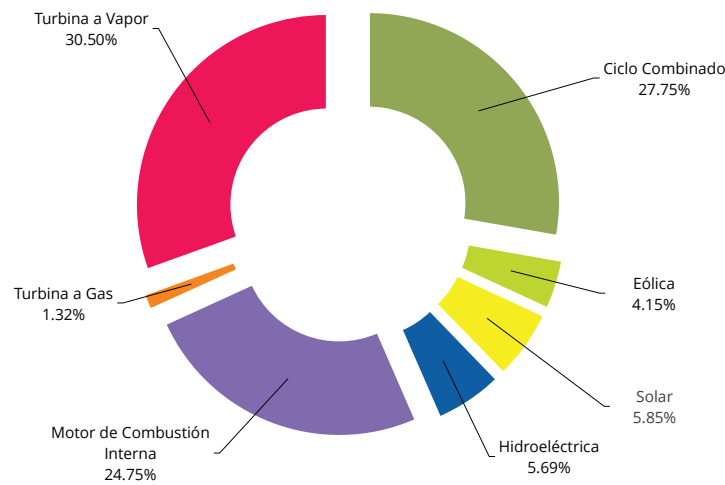
En la Figura 6, se presenta el comportamiento porcentual mensual de la generación del SENI por tecnología, en tanto que en la figura 7 se muestra la composición porcentual de la generación bruta total por tecnología.

Figura 6. Generación mensual del SENI por tecnología en el 2024 [%].



En el 2024, el 30.50% 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 en el 2024 [%].



El Gas Natural y el Carbón fueron las dos principales fuentes primarias de energía utilizadas en el 2024, como se observa en las Figuras 8 y 9.

Figura 8. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2024 [GWh].

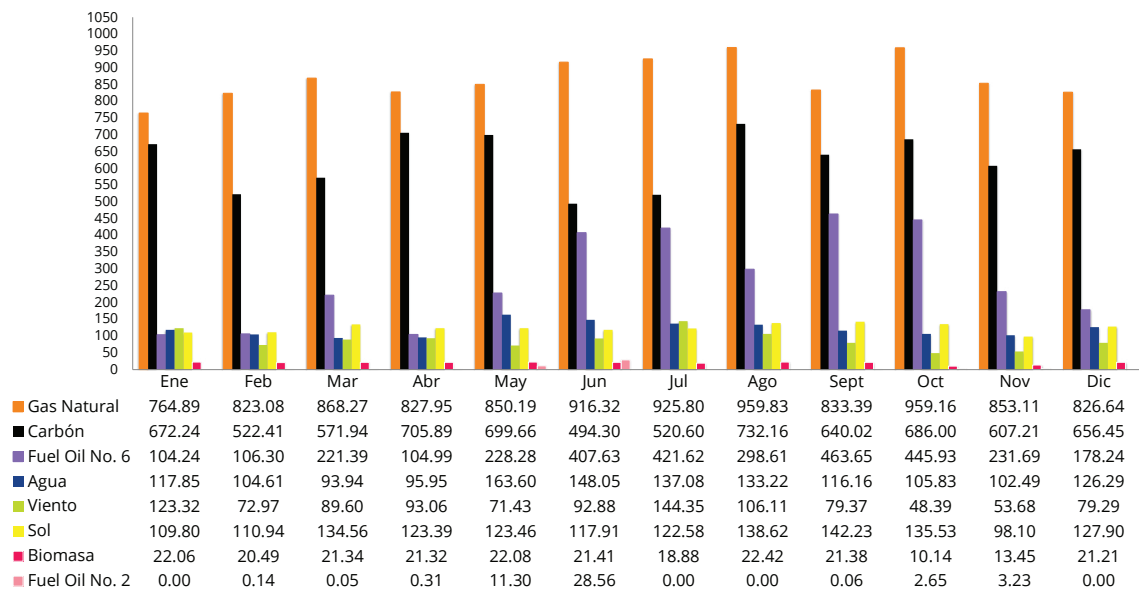
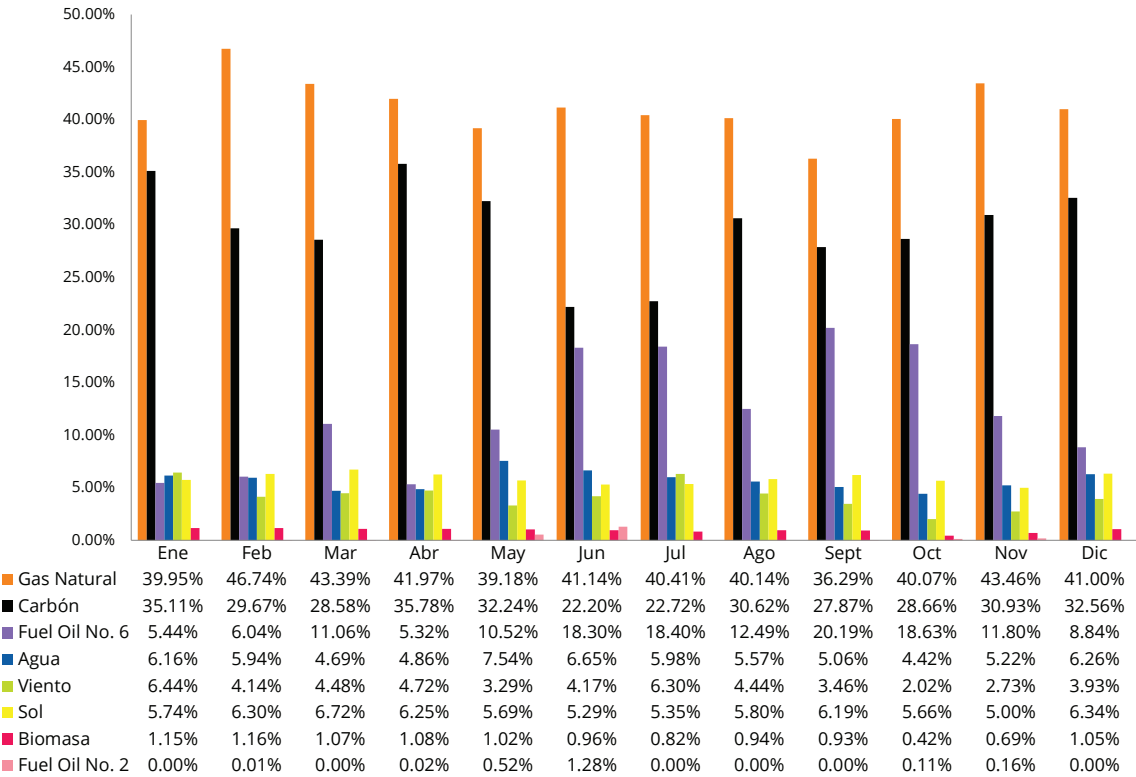
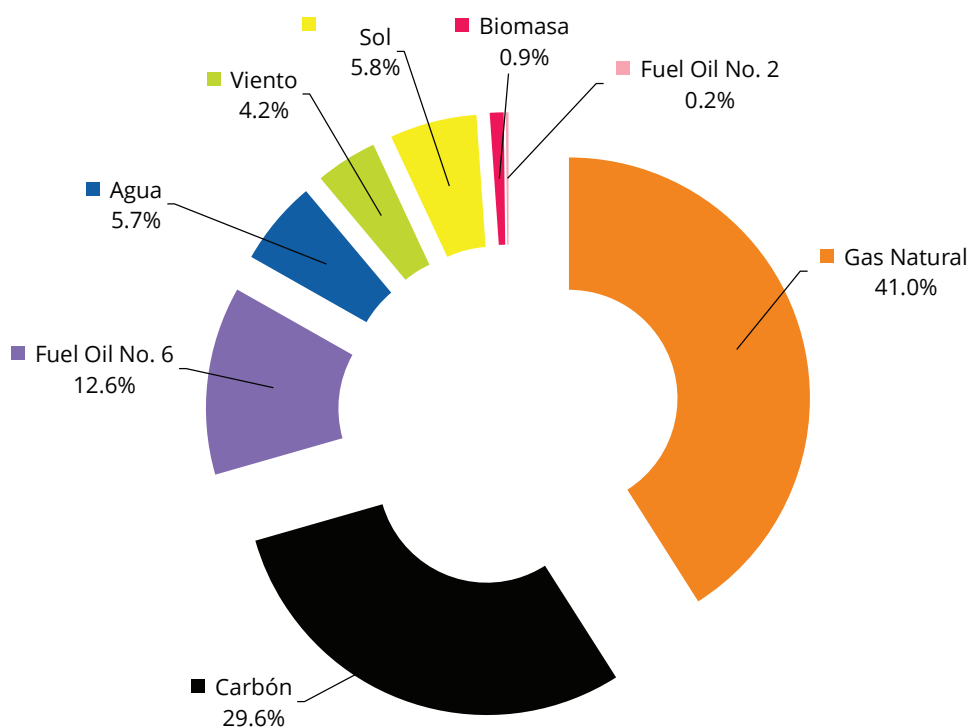


Figura 9. Generación mensual del SENI por fuente primaria de energía 2024 [%].



La Figura 10 presenta la generación bruta total porcentual por fuente primaria de energía correspondiente al 2024, donde predominan gas natural con una participación de un 41.0%, seguido por el carbón con un 29.6% y luego el fuel oil #6 con un 12.6%. La generación por fuentes renovables tuvo una participación de un 16.6% en el 2024.

Figura 10. Generación total del SENI por fuente primaria de energía 2024 [%].

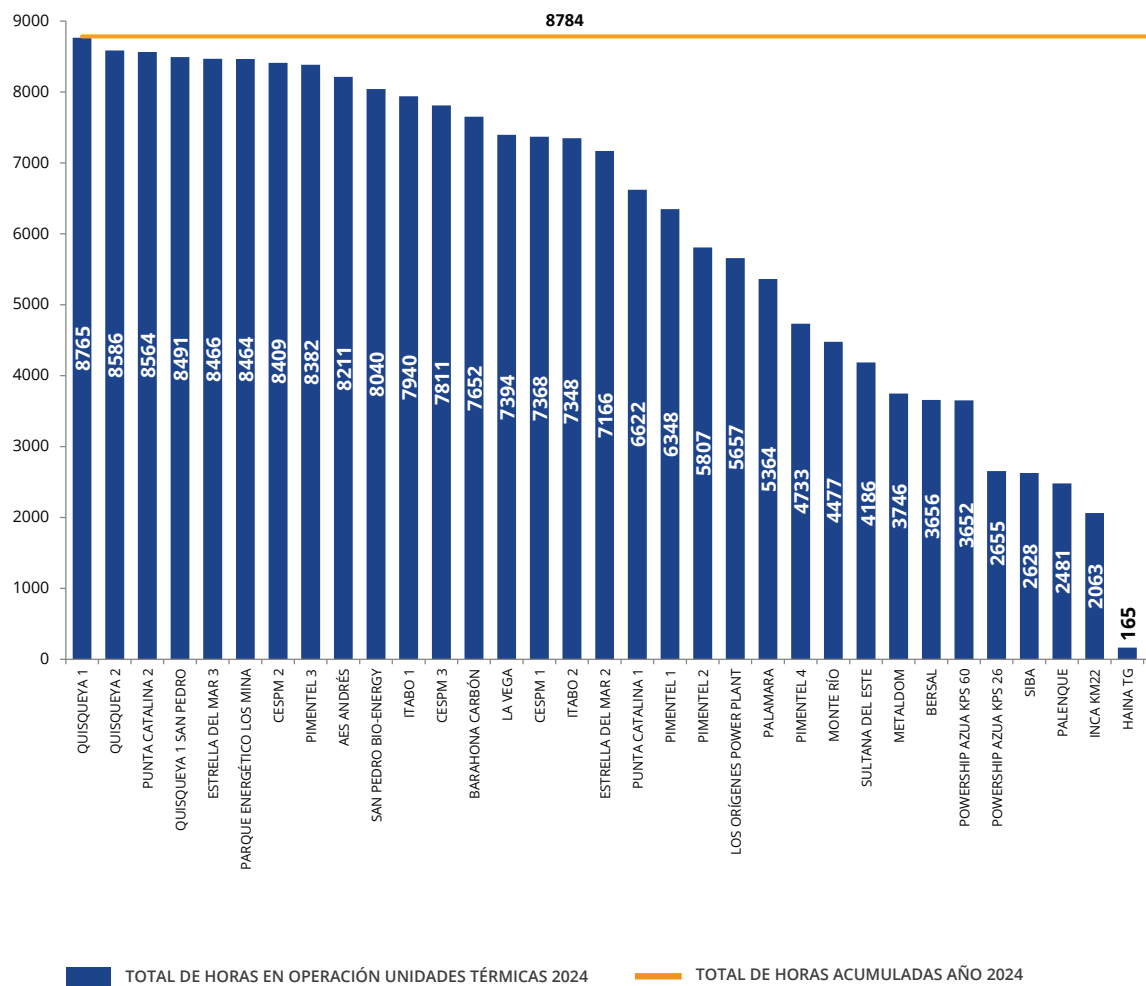




4.2. HORAS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

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, Punta Catalina 2, Quisqueya 1 San Pedro, Estrella del Mar 3, Parque Energético Los Mina, CESPM 2, Pimentel 3, AES Andrés y San Pedro Bio-Energy, las cuales operaron 8,000 horas o más cada una, de un total de 8,784 horas del año 2024.

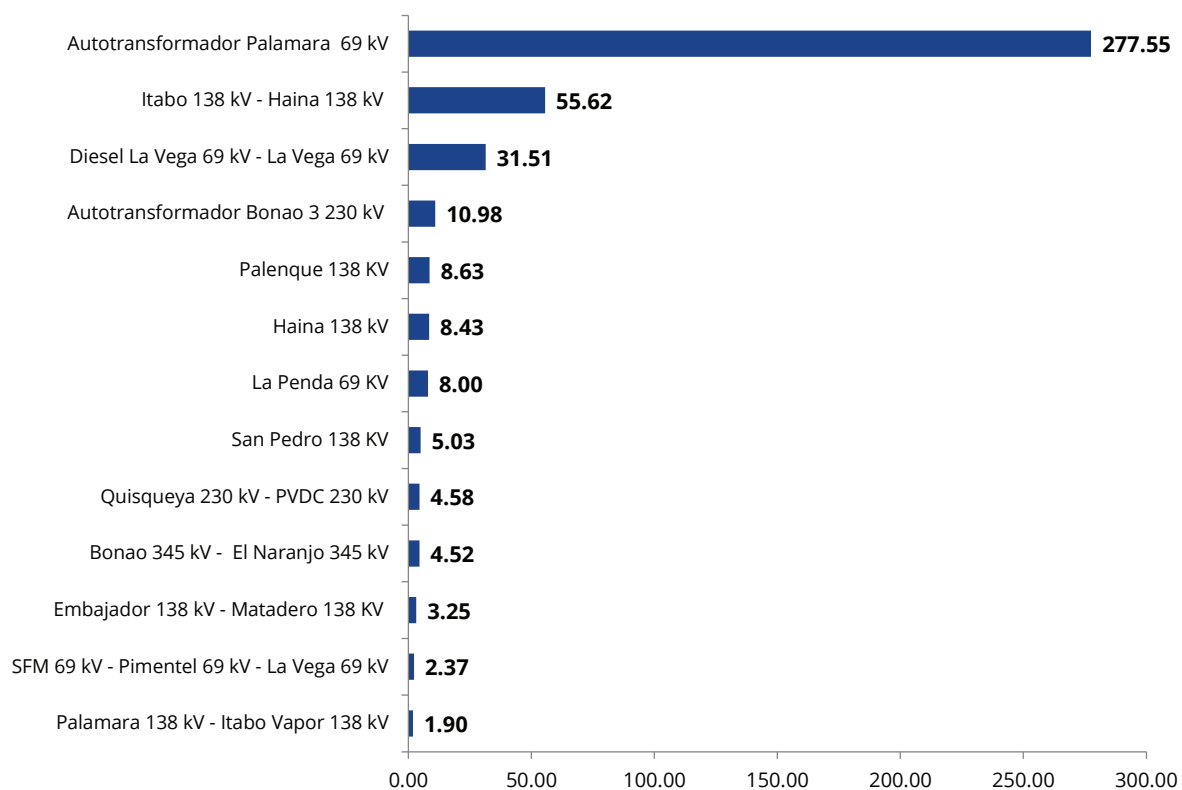
Figura 11. Total de horas en producción de unidades térmicas 2024.



4.3. RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

Durante el 2024, el 82.10% de los periodos de congestión se registraron en la zona central, de los cuales el 65.71% se debió a la restricción del Autotransformador de Palamara 69 kV, tal como se observa en la Figura 12.

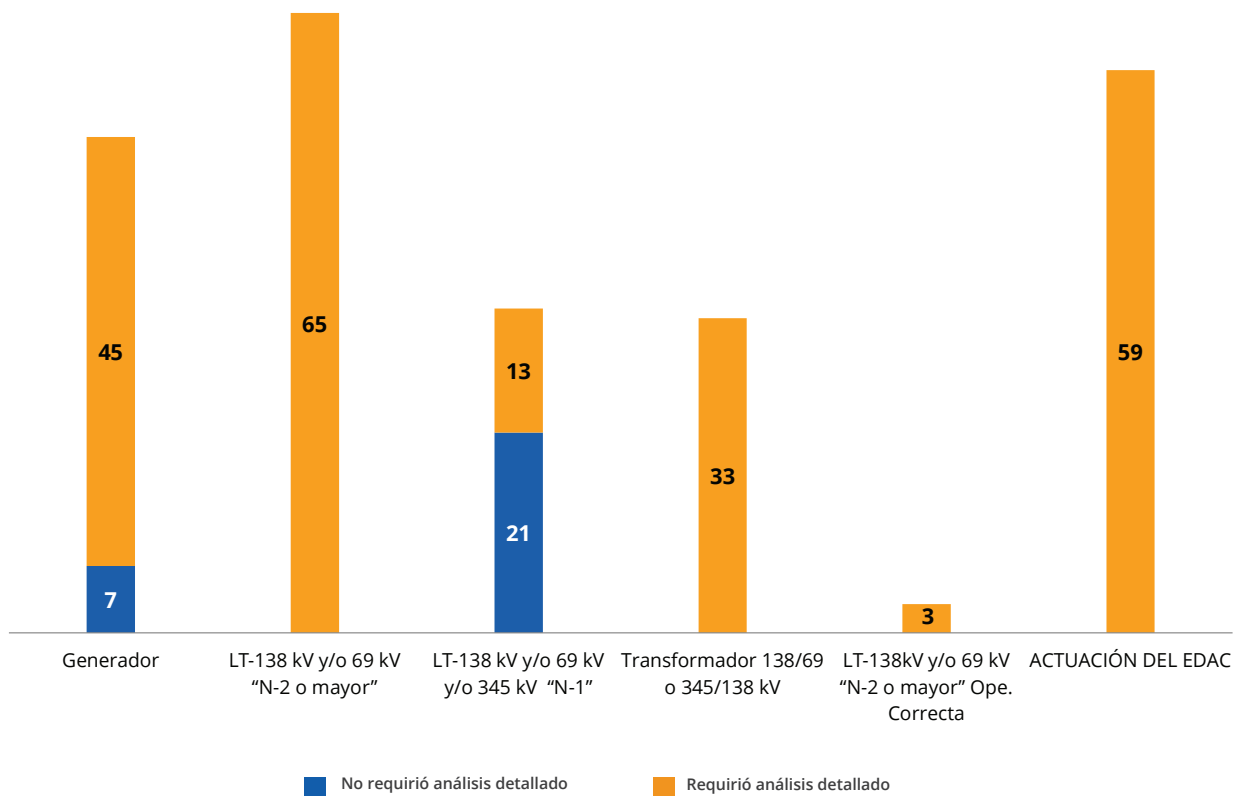
Figura 12. Horas de desacoples económicos para el año 2024.



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 2024 ocurrieron 246 eventos, como se puede visualizar en la figura siguiente, de los cuales 52 eventos corresponden a equipos de generación; 65 eventos a equipos de transmisión que involucran líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con magnitud “N-2 o mayor”; 34 eventos relevantes relacionados con fallas en líneas de transmisión de 345 kV, 138 kV, o 69 kV con magnitud “N-1”; 33 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 59 eventos en los que actuó el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC) sin disparo de generación asociado.

Figura 13. Cantidad de eventos ocurridos en el SENI en el 2024.



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 2024 la frecuencia del SENI estuvo en promedio el 99.17% del tiempo en el rango de $60 \text{ Hz} \pm 0.15 \text{ Hz}$ y el 99.61% 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 2024.

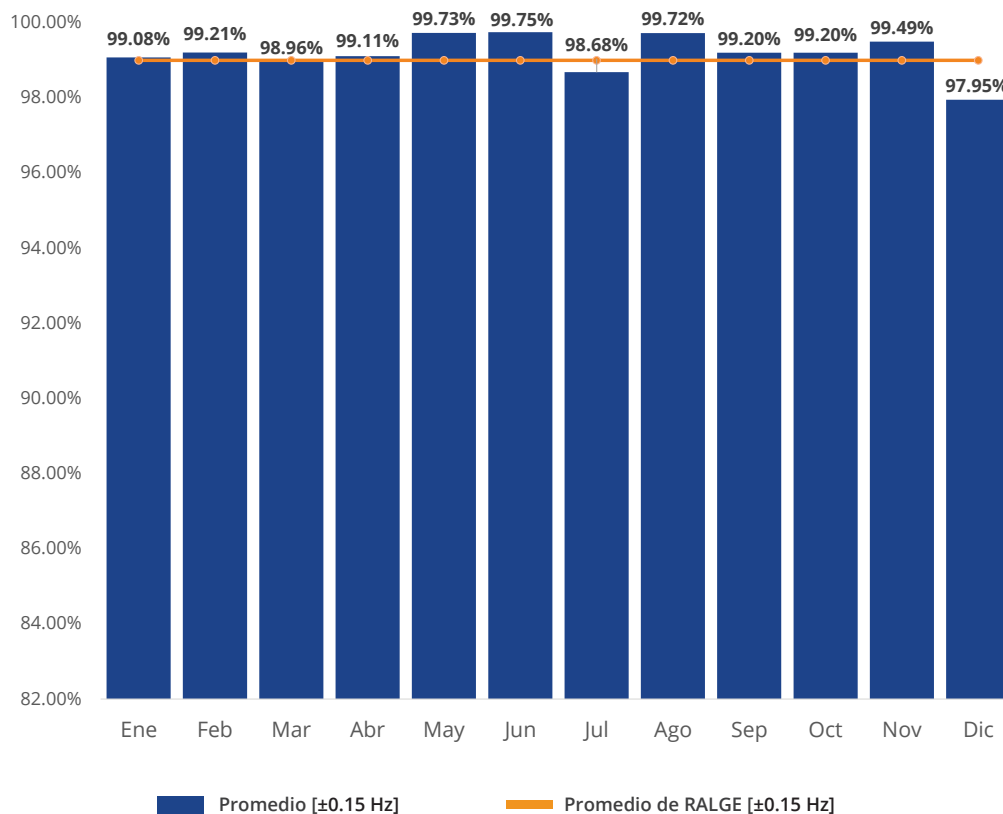
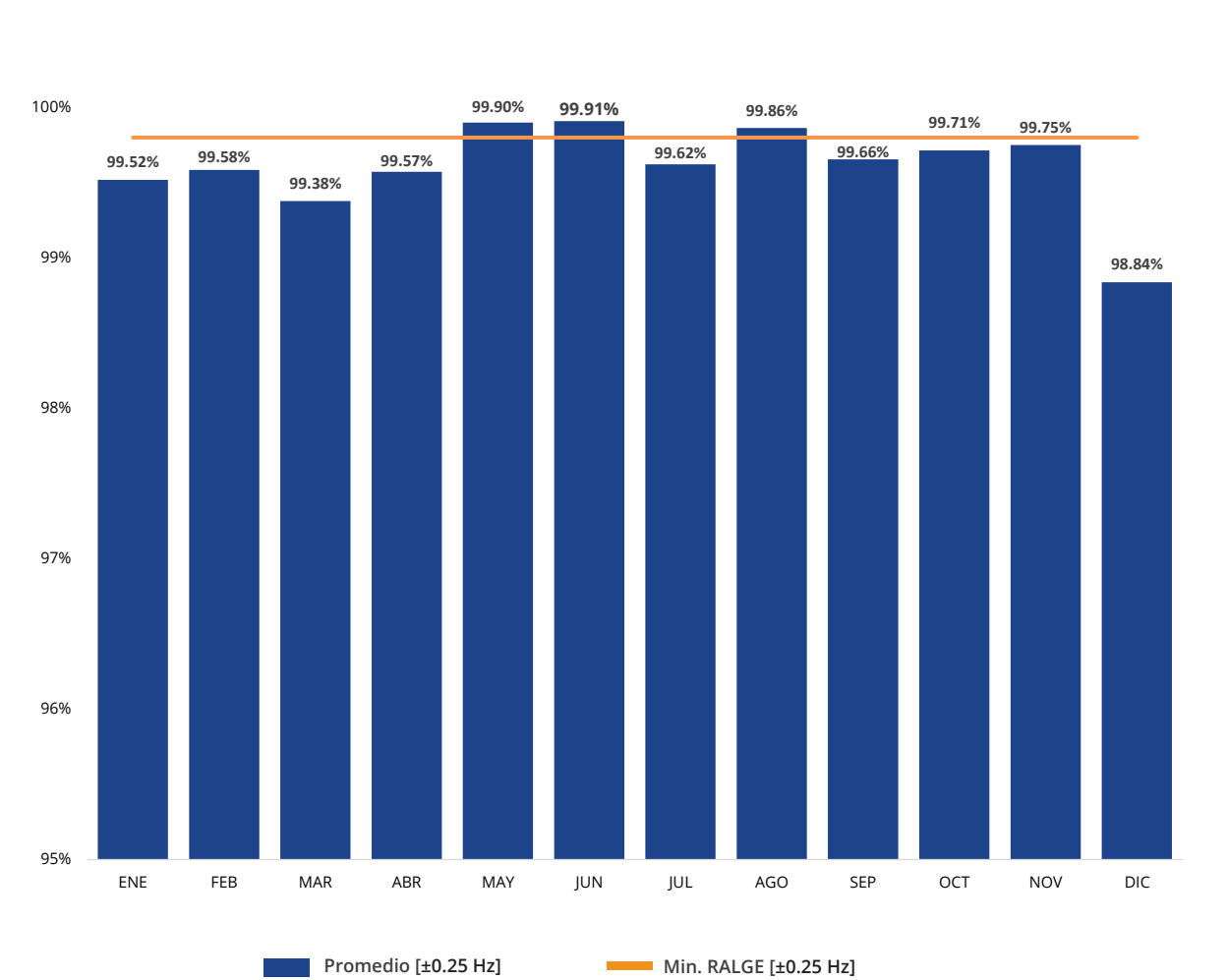


Figura 15. Frecuencia promedio en el rango [59.75-60.25] Hz en el 2024.

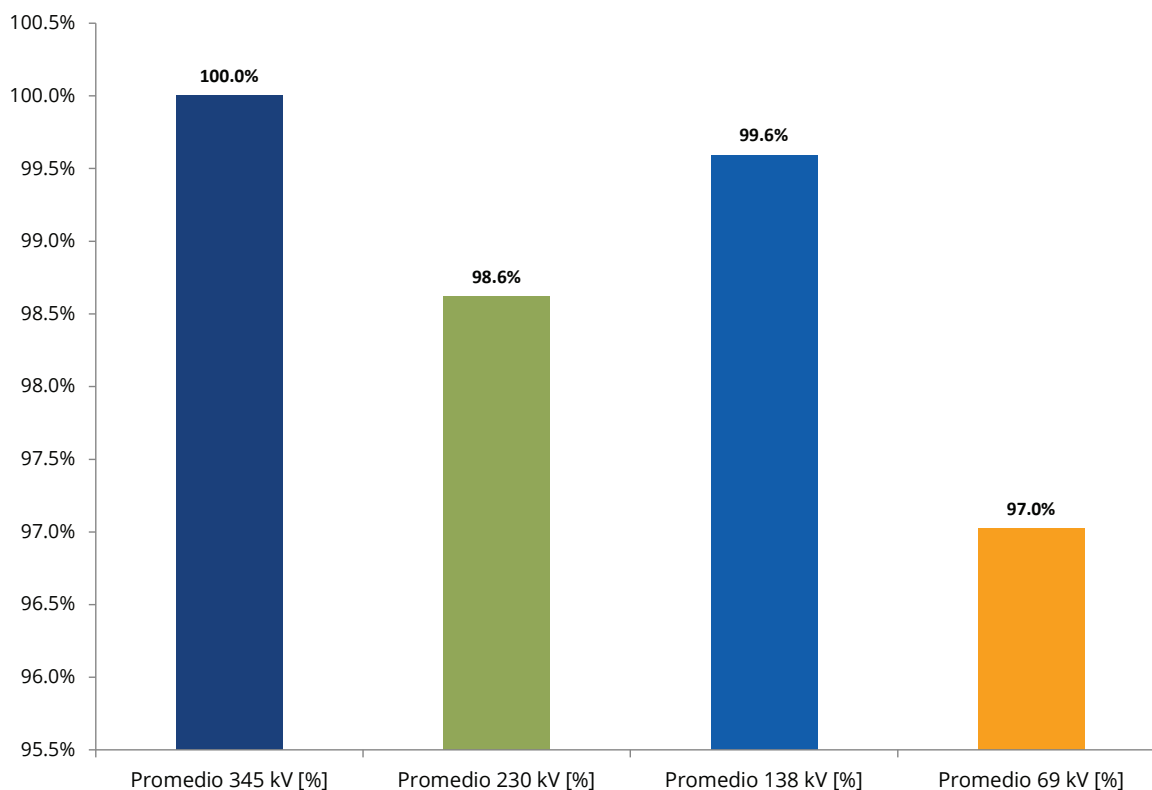


4.5.2. INDICADORES DE CALIDAD DE VOLTAJE

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.

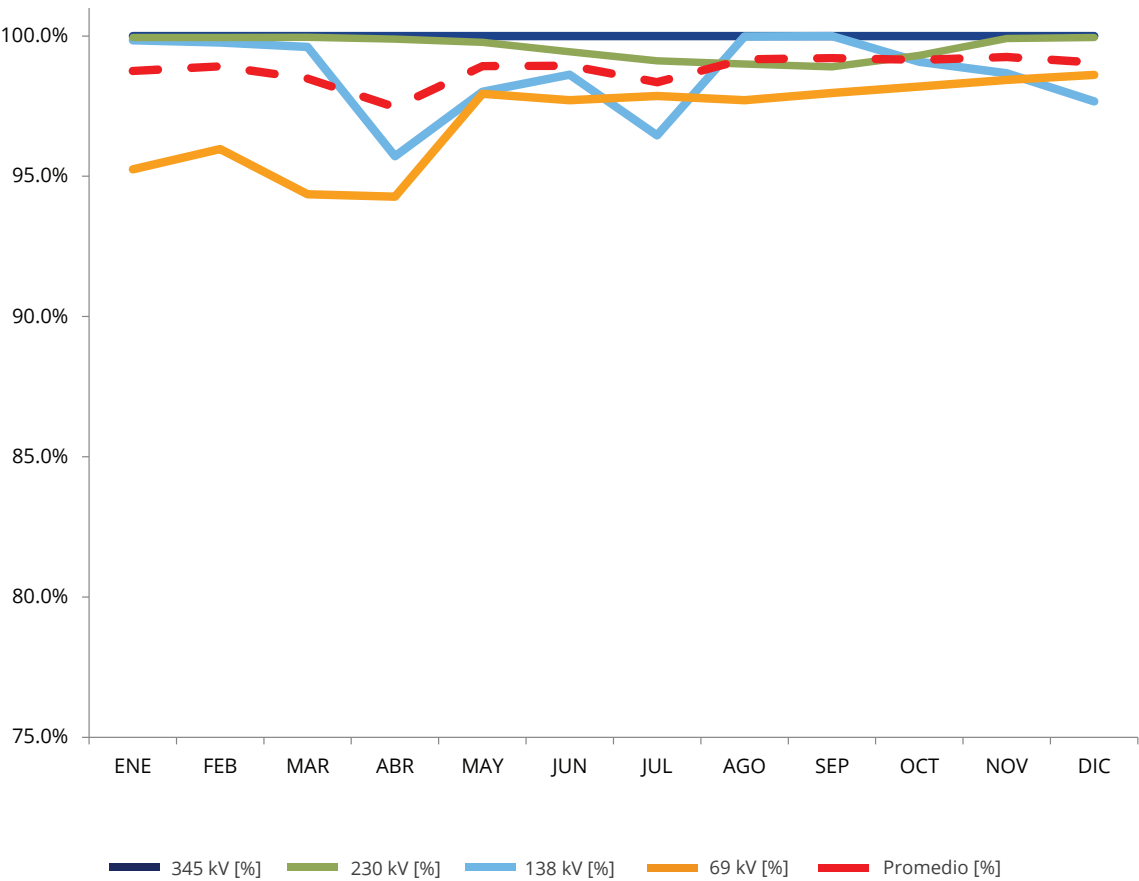
Para el 2024, el voltaje en las barras a 345 kV se mantuvo dentro del rango el 100.0% del tiempo, el nivel de tensión de 230 kV se mantuvo dentro del rango de un 98.6% del tiempo, mientras que en las barras a 138 kV y 69 kV la tensión permaneció respectivamente el 99.6% y 97.0% del tiempo establecido, lo cual representa un aumento de un 0.2% en el nivel de tensión de 138 kV con respecto al 2023, mientras que para el nivel de 69 kV representa un aumento de un 3.3% respecto al año 2023, esto se observa en la figura 16.

Figura 16. Evolución de la calidad del voltaje en el SENI – promedio año 2024.



En la Figura 17 se verifica que, para el 2024, el nivel de tensión de 345 kV permaneció durante todo el año en el 100% del rango establecido, mientras que en los meses de: enero a mayo y noviembre a diciembre, se presentaron los mejores desempeños para el nivel de tensión 230 kV. Por su lado, el nivel de tensión 138 kV presentó mayor desempeño de enero a marzo y en los meses de agosto y septiembre. También podemos apreciar que el nivel de tensión 69 kV tuvo mayor desempeño en los meses de: noviembre y diciembre, tal como se presenta a continuación:

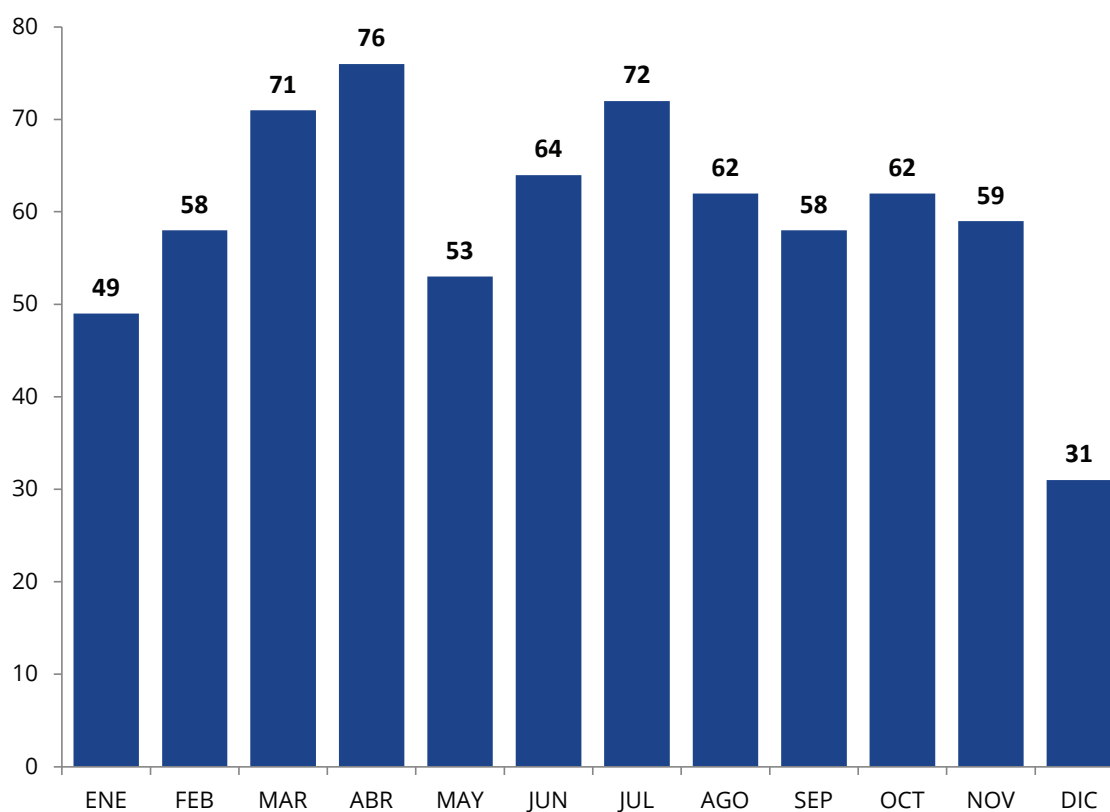
Figura 17. Evolución de la calidad del voltaje en SENI – promedio mensual año 2024.



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 y generación, verificándose que en los meses de abril y julio tuvo la mayor cantidad de ejecuciones.

Figura 18. Ejecución de programas mensuales de mantenimiento instalaciones año 2024.





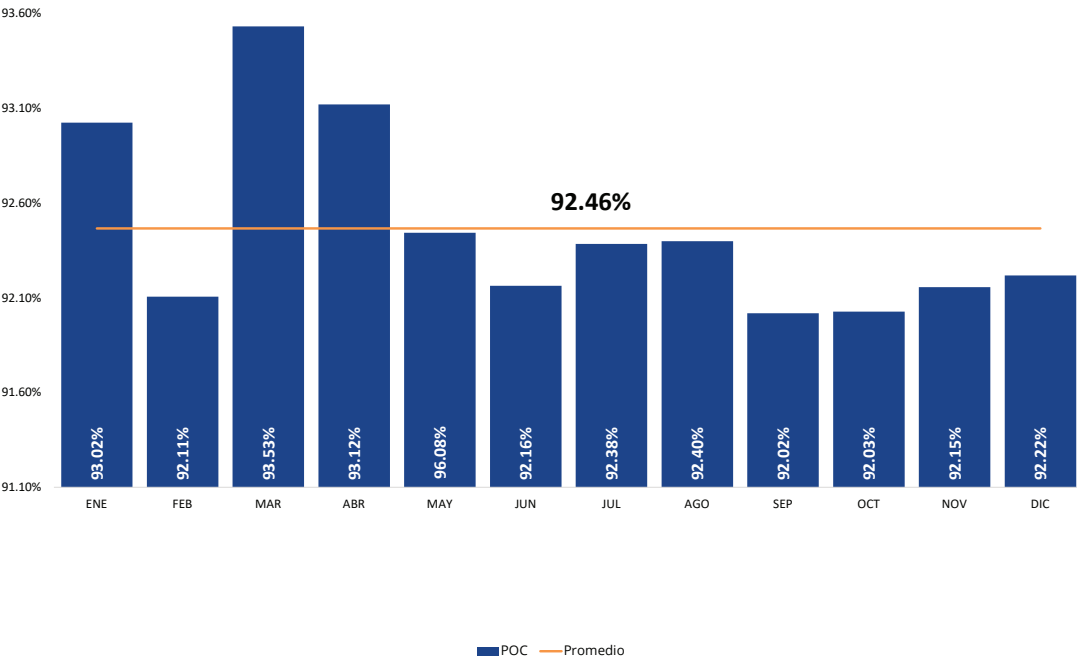
4.5.4. INDICADOR OPERACIONES CORRECTAS DEL SISTEMA PROTECCIONES SENI

Con el objetivo de medir el desempeño de los Sistemas 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 2024 se obtuvo un POC promedio de un 92.46%, lo que representa una disminución de un 1.03% con relación al año 2023, el cual fue de un 93.43%.

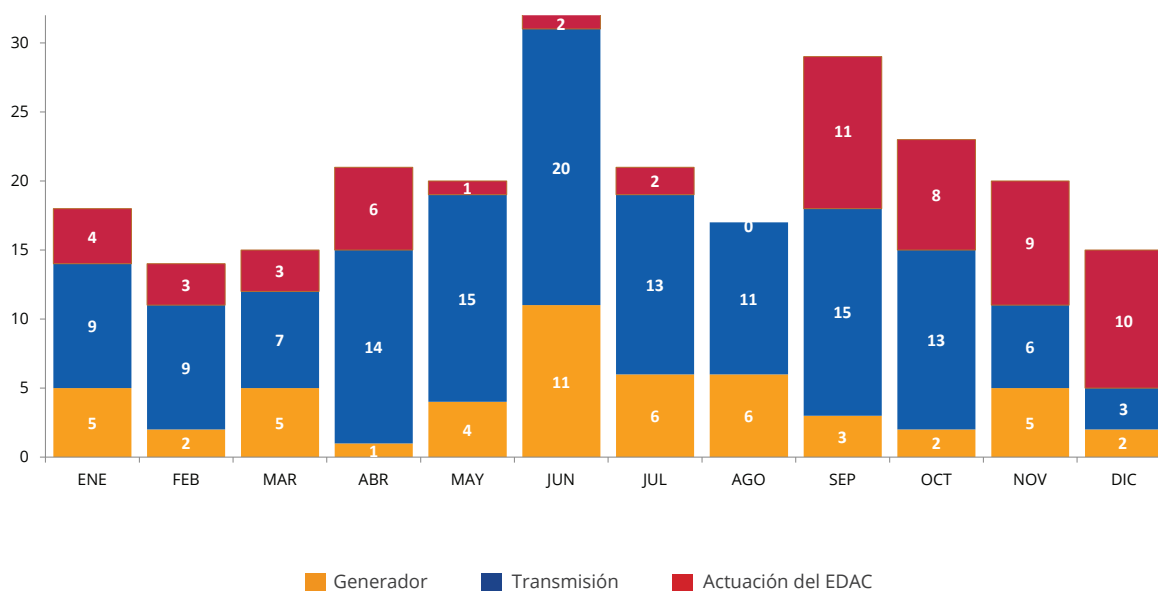
Figura 19. Indicador operaciones correctas acumulado mensual sistema protecciones SENI 2024.



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 2024. En los meses de junio y septiembre ocurrieron la mayor cantidad de eventos; los mismos fueron mayormente vinculados a eventos de transmisión.

Figura 20. Ocurrencia de eventos relevantes en el SENI 2024.



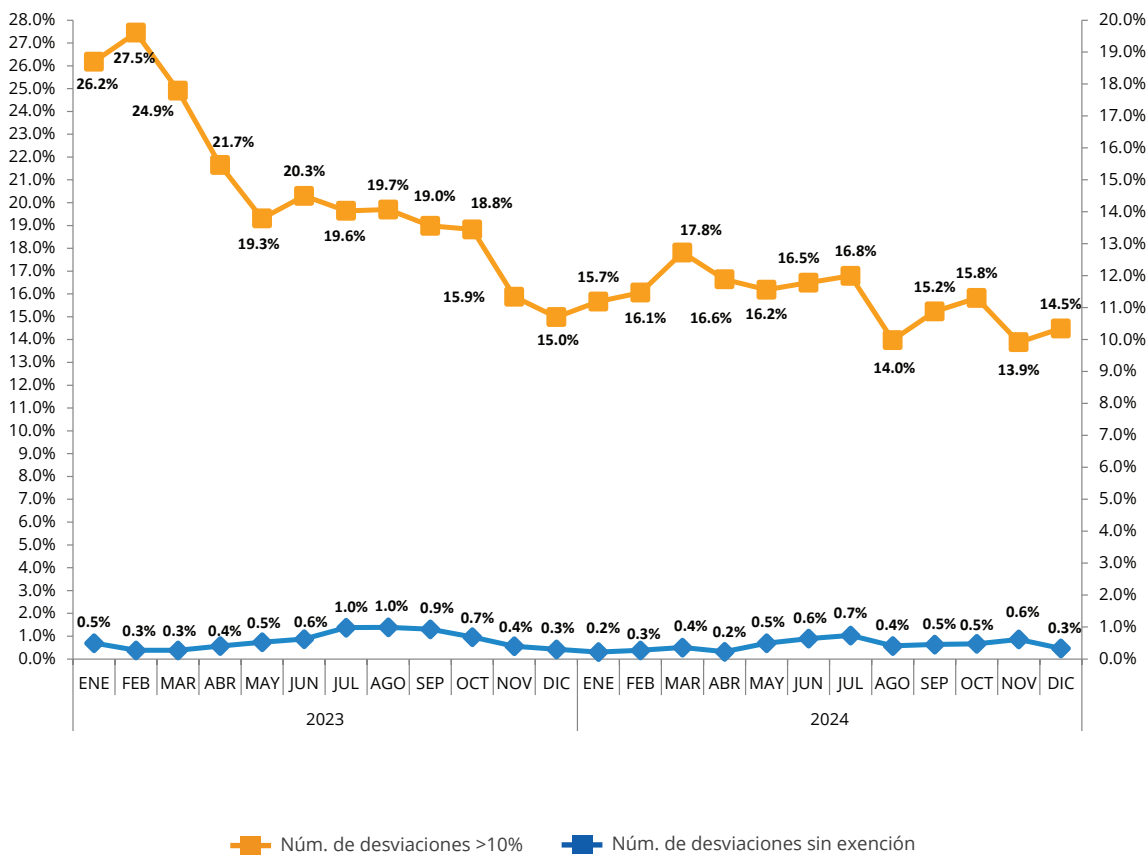
4.5.6. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DURANTE EL AÑO 2024

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

4.5.6.1. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DE 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 15.75% durante el año 2024. En promedio las desviaciones durante el 2024 disminuyeron un 4.9% lo que equivale a una disminución de un 23.72% en comparación con el 2023, pasando de 20.65%. a 15.75%. Las desviaciones sin exención de la generación estuvieron en promedio en 0.44%, lo que representa una disminución de 0.13% equivalente a 22.8% en comparación 2023.

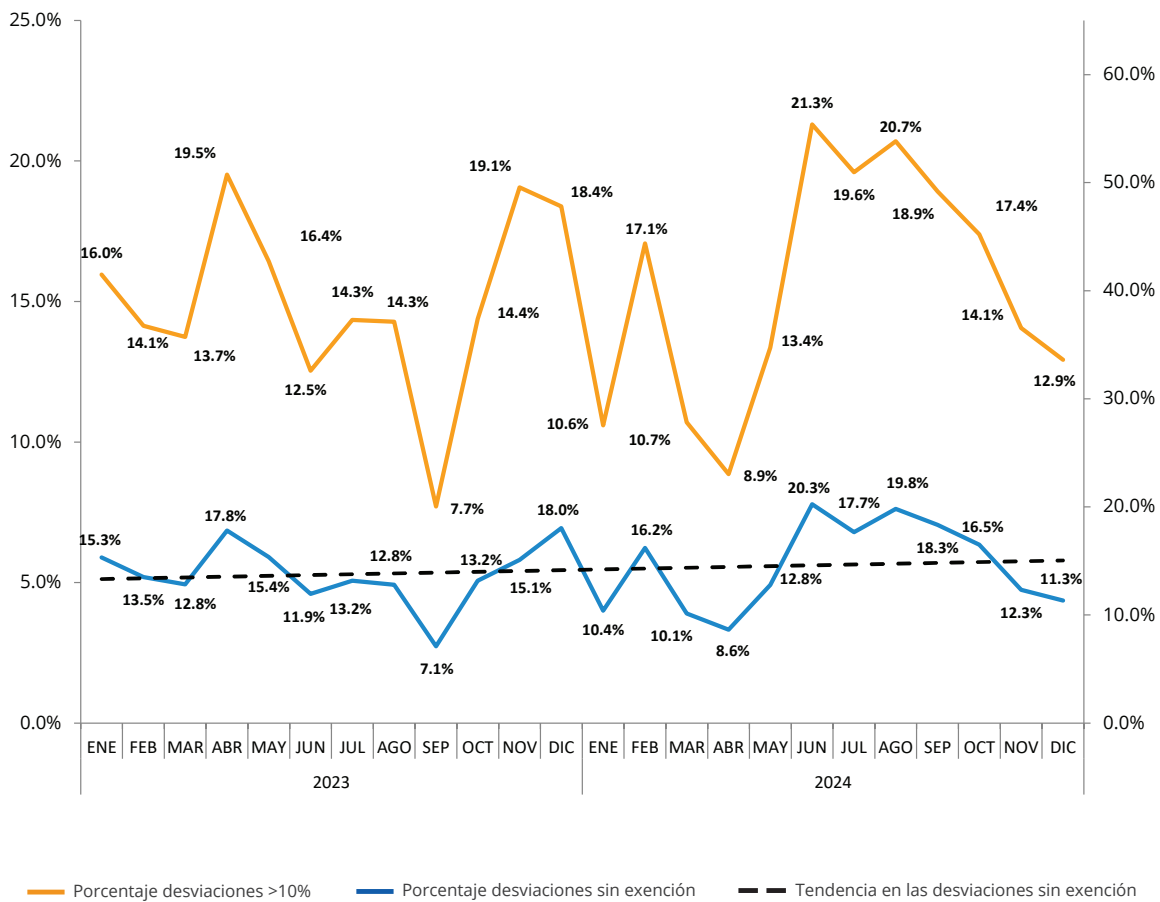
Figura 21. Seguimiento a las desviaciones superiores al 10% en la generación.



4.5.6.2. SEGUIMIENTO A LAS DESVIACIONES DEMANDA

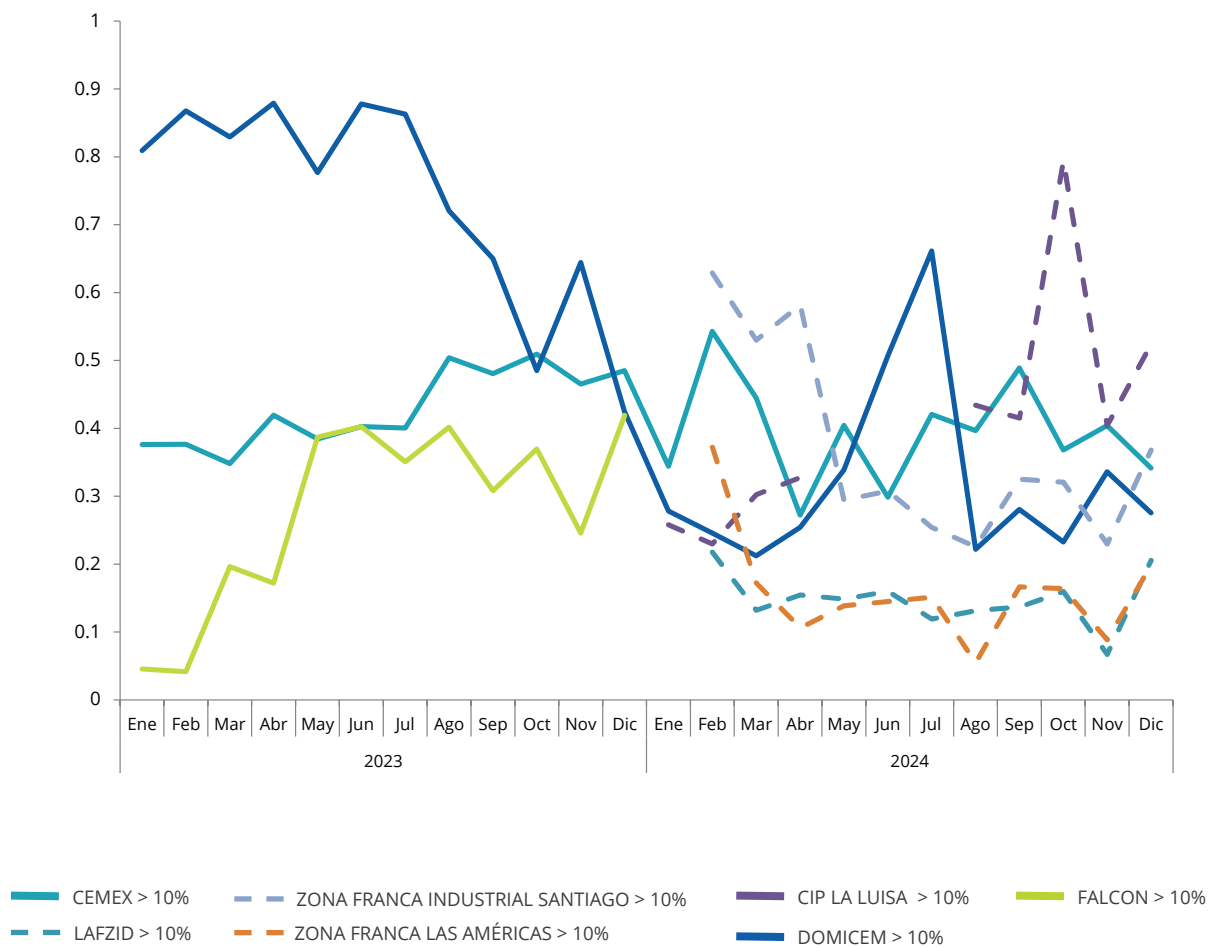
Se observa en la Figura 22 la evolución de las desviaciones en la demanda abastecida versus la demanda declarada, conservándose una tendencia ascendente en referencia al año 2023.

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 registros de potencias mayores a 15 MW, en el cálculo de la demanda máxima mensual. Se observa que las desviaciones mayores a un 10% de DOMICEM y CEMEX tienen una tendencia negativa. Por su lado el UNR FALCON no registró valores de potencia mayores a 15 MW durante el año 2024.

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 2024. 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 23,067.19 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 22,669.25 GWh.

Las pérdidas de transmisión, estimadas por diferencia entre el total de inyecciones y retiros de energía, fueron de 397.94 GWh y equivalen al 1.73% del total de las inyecciones de generación.

Los retiros de energía de las empresas distribuidoras ascendieron a 19,838.92 GWh y equivalen al 86.00% del total de las inyecciones. Los retiros de las empresas generadoras y de los UNR resultaron en de 2,830.33 GWh y equivalen al 12.27% del total de las inyecciones.

Tabla 7. Indicadores del SENI 2024.



PRECIO DE LA ENERGÍA		GENERACIÓN, RETIROS Y PÉRDIDAS 2024	
 Promedio de los Costos Marginales de Energía Activa de Corto Plazo en el SENI. Año 2024		 Inyección total de las empresas generadoras de energía, el total de los retiros y las pérdidas de transmisión en el SENI.	
7,319.74 RD\$/MWh	vs. Año 2023 ↑ 1.93%	Generación Total	23,067.19 GWh ↑
CMG Máximo 2024	10,999.69 RD\$/MWh	Pérdidas Totales	397.95 GWh 1.73% ↑
CMG Mínimo 2024	2,138.20 RD\$/MWh	Retiro Total	22,669.25 GWh 98.27% ↑
		Retiro Distribución	19,838.92 GWh ↑
		Retiro UNR	2,500.38 GWh ↓
		Retiros Otros	329.96 GWh ↑

Tabla 8. Balance de energía 2024 [GWh].

[GWh]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hacia el SENI	AES ANDRÉS	103.89	160.97	187.13	157.42	153.49	137.68	180.86	185.16	178.67	191.68	167.11	129.35	1,933.41
	EGEPC	421.60	359.57	366.68	465.51	457.55	278.72	299.90	478.57	400.45	464.12	452.10	456.49	4,901.24
	CESPM	156.66	153.65	115.82	165.15	166.49	168.77	162.41	176.04	178.91	175.11	154.19	161.29	1,934.48
	DPP	164.16	151.57	165.51	143.65	169.84	193.20	197.73	159.46	68.38	172.69	169.30	170.30	1,925.79
	EGEHID	116.29	102.78	92.89	94.30	161.96	145.57	135.10	130.69	114.59	103.59	100.84	123.75	1,422.35
	GPLV	28.99	35.90	64.05	28.38	39.48	88.30	93.56	77.69	89.90	77.64	36.03	39.39	699.31
	HAINA	216.41	191.08	225.84	196.12	222.74	255.36	262.23	245.27	253.99	238.15	192.62	196.84	2,696.64
	ITABO	165.79	94.80	135.79	155.90	153.31	144.92	144.73	156.72	151.17	131.71	83.42	128.11	1,646.38
	LAESA	27.06	21.87	40.79	36.34	44.05	67.38	74.40	71.72	72.34	72.31	57.51	39.47	625.26
	METALDOM	0.34	0.89	7.74	1.10	7.97	19.39	16.50	13.16	17.10	17.44	4.82	2.77	109.23
	MONTE RIO	0.04	0.21	0.57		1.06	4.14	4.06	0.42	2.48	2.65	0.78	0.63	17.04
	SEABOARD	118.75	108.84	129.80	116.75	127.77	156.46	121.11	149.08	154.28	168.02	133.35	132.75	1,616.96
	PVDC	33.54	40.18	38.63	43.40	41.07	36.19	44.94	44.64	42.76	46.30	44.35	41.46	497.44
	LOS ORIGENES	4.57	10.42	17.62	6.19	12.00	24.13	22.32	19.97	22.65	22.51	9.75	7.43	179.56
	ELECTRONIC JRC	3.42	3.51	4.10	2.90	3.63	3.42	3.03	6.65	8.71	8.82	6.77	7.86	62.84
	LEAR	2.44	9.64	21.01	6.18	28.55	52.84	42.77	30.29	45.79	48.63	20.63	6.16	314.92
	BIO-ENERGY	19.39	18.00	18.79	18.76	19.40	18.78	16.45	18.02	17.85	8.81	14.10	18.98	207.33
	MONTECRISTI SOLAR	7.43	7.05	8.98	8.48	8.13	7.58	8.11	8.78	8.08	7.34	6.22	6.08	92.26
	AGUA CLARA	12.58	7.33	10.61	10.90	7.85	10.57	18.43	15.69	10.89	6.06	6.90	7.82	125.62
	PECASA	14.63	11.84	14.64	16.31	10.54	10.85	17.66	15.72	11.52	9.32	9.78	10.09	152.88
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	10.69	5.83	7.57	8.27	6.05	6.85	11.51	10.04	7.43	5.22	4.35	8.40	92.20
	EMERALD	4.50	4.63	5.40	5.02	4.93	4.66	5.05	6.05	5.38	5.47	3.90	4.95	59.93
	WCG	7.41	7.55	8.71	6.97	7.81	7.34	7.51	7.85	7.77	8.09	6.17	7.30	90.46
	POSEIDON	29.99	16.25	22.37	27.44	19.53	23.13	38.64	30.81	23.90	10.83	13.99	22.28	279.16
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	16.59	16.30	18.87	18.01	16.94	16.01	16.82	18.67	17.71	17.57	11.60	20.88	205.99
	KOROR BUSINESS	9.47	9.34	11.09	9.59	10.47	9.62	9.52	9.53	9.21	10.19	7.65	8.63	114.31
	SIBA ENERGY CORPORATION	0.11	0.54	17.27	1.24	12.04	46.85	40.70	38.63	69.13	52.89	7.81	4.39	291.63
	KARPOWERSHIP	1.00	3.14	11.99	9.85	26.34	60.57	59.46	15.97	62.71	63.55	28.42	12.85	355.86
	ENREN	8.41	7.91	8.93	8.19	7.84	7.55	8.11	8.99	8.48	8.26	5.67	7.99	96.33
	MATRISOL	6.29	6.69	7.74	6.65	6.91	7.50	7.63	7.70	7.12	6.77	5.05	5.05	81.09
	EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	14.00	14.73	17.90	16.89	16.52	15.80	16.04	17.21	15.87	14.88	10.83	12.45	183.12
	PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L	3.38	3.08	4.00	3.79	3.64	3.74	3.98	2.64	3.32	3.76	2.60	3.06	40.98
	MARANATHA						0.42	0.73	1.34	1.36	1.52	1.06	1.18	7.60
	DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS											0.67	6.90	7.58
	Pérdidas (Diferencias)													
Desde el SENI	AES ANDRÉS	1.47	0.08		0.05	0.08	0.20	0.13				0.02	0.69	2.71
	EGEPC	0.84	1.83	1.45	0.03	0.82	2.55	2.42	0.03	1.51	0.28	0.33	0.72	12.81
	CESPM	0.10	0.15	0.48	0.10	0.11	0.06	0.19	0.15	0.01	0.03	0.20	0.15	1.72
	DPP	0.32	0.34	0.40	0.43	0.42	0.41	0.44	0.53	0.60	0.46	0.25	0.38	4.97
	EGEHID	0.56	0.57	0.68	0.64	0.56	0.61	0.56	0.56	0.65	0.68	0.58	0.60	7.24
	GPLV	0.29	0.21	0.14	0.28	0.25	0.04	0.05	0.07	0.03	0.09	0.23	0.26	1.94
	HAINA	0.62	0.78	0.90	0.87	0.56	0.39	0.42	0.52	0.47	0.66	0.84	0.81	7.85
	ITABO											0.43	0.10	0.53
	LAESA	0.25	0.23	0.06	0.09	0.08	0.04	0.02	0.04	0.02	0.03	0.12	0.25	1.24
	METALDOM	0.14	0.13	0.13	0.14	0.13	0.08	0.10	0.11	0.08	0.08	0.12	0.13	1.38

Tabla 8. Balance de energía 2024 [GWh].
(Continuación)

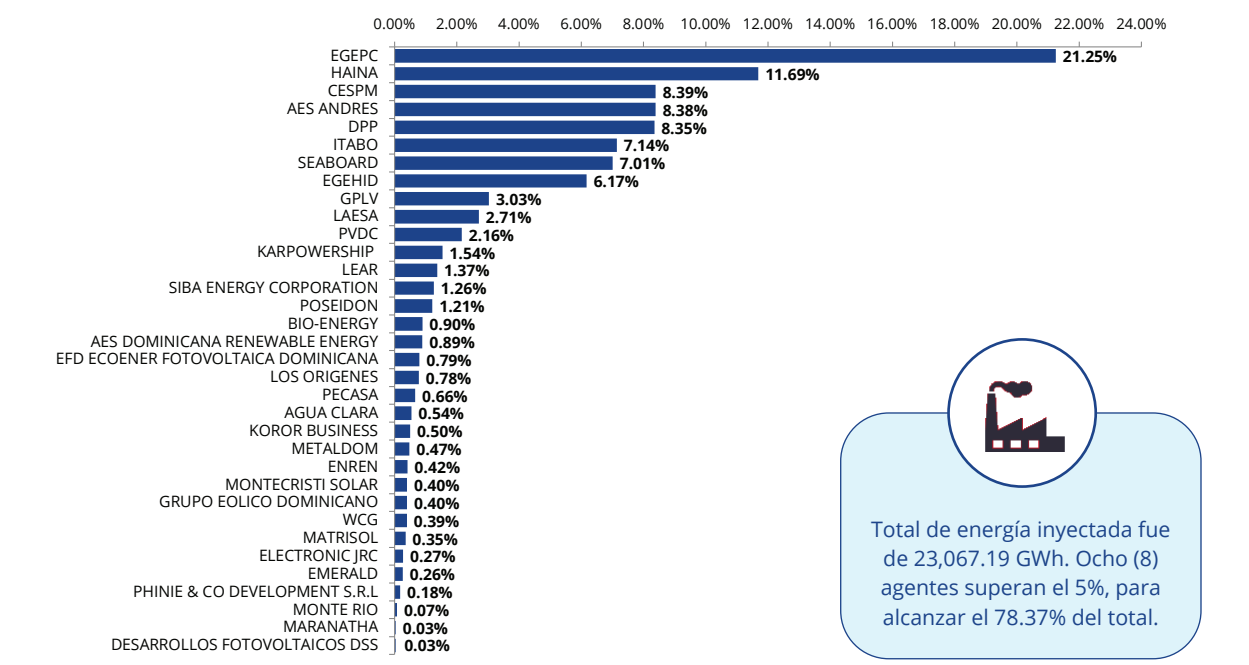
[GWh]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Desde el SENI	MONTE RIO	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.26
	SEABOARD	0.20	0.19	0.13	0.18	0.18	0.00	0.53	0.03	0.01	0.02	0.05	0.16	1.69
	PVDC	26.13	25.40	15.45	17.92	25.81	26.01	25.31	21.06	24.48	19.00	19.09	21.66	267.32
	LOS ORIGENES	0.09	0.06	0.02	0.07	0.05		0.01	0.01		0.01	0.05	0.05	0.42
	ELECTRONIC JRC	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.02	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.42
	LEAR	0.18	0.14	0.17	0.24	0.14	0.02	0.04	0.10	0.03	0.03	0.12	0.17	1.39
	BIO-ENERGY							0.07	0.01	0.02	0.17	0.09		0.37
	MONTECRISTI SOLAR	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.40
	AGUA CLARA	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02		0.01	0.01	0.03	0.04	0.03	0.27
	PECASA	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01			0.01	0.02	0.02	0.01	0.13
	GRUPO EOLICO DOMINICANO	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.03	0.05	0.05	0.03	0.29
	EMERALD	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.27
	WCG	0.05	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.06	0.09	0.08	0.06	0.06	0.06	0.67
	POSEIDON	0.06	0.12	0.09	0.06	0.08	0.11	0.03	0.04	0.05	0.16	0.16	0.07	1.01
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.12	0.99
	KOROR BUSINESS	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.66
	SIBA ENERGY CORPORATION	0.21	0.20	0.21	0.21	0.22	0.17	0.18	0.19	0.17	0.21	0.24	0.24	2.48
	KARPOWERSHIP	0.93	0.72	0.62	0.66	0.56	0.29	0.32	0.69	0.34	0.32	0.51	0.69	6.67
	ENREN	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.40
	MATRISOL	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.36
	EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.05	0.06	0.61
	PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.26
	MARANATHA						0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.10
	DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS											0.02	0.04	0.06
	EDEESTE	535.97	479.57	557.98	555.88	614.77	640.61	645.55	691.26	654.34	692.10	550.24	564.17	7,182.44
	EDENORTE	435.27	393.55	461.14	453.11	498.17	522.56	548.99	568.40	544.71	558.50	452.46	460.41	5,897.27
	EDESUR	498.41	454.80	523.30	523.94	580.09	587.75	603.23	636.36	606.65	630.95	507.68	527.32	6,680.48
	LFLT	5.17	4.66	5.50	4.91	5.28	6.03	6.66	6.80	5.93	5.95	4.87	5.07	66.82
	EPDL	0.88	0.79	0.93	0.91	1.00	1.06	1.11	1.14	1.09	1.12	0.93	0.94	11.90
	UNR	190.55	193.11	207.66	203.02	208.91	207.73	207.55	209.90	207.67	224.25	204.42	198.04	2,462.80
	MAPRICA	0.28	0.26	0.23	0.25	0.28	0.26	0.27	0.26	0.24	0.27	0.26	0.26	3.12
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	0.79	0.75	0.84	0.69	0.89	0.88	0.87	0.91	0.86	0.83	0.70	0.72	9.73
	LA REINA	0.16	0.16	0.13	0.16	0.18	0.17	0.18	0.14	0.08	0.15	0.16	0.11	1.79
	CORMIDOM							2.39						2.39
	FERSAN	0.87	0.98	0.91	1.00	1.10	1.05	1.12	0.95	1.06	1.16	1.00	0.80	11.99
	ARTURO BISONO			0.05	0.21	0.15								0.41
	HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS							0.08	0.07	0.08	0.10	0.07	0.08	0.48
	FERRETERIA OCHOA (LAS CHARCAS)								0.09	0.08	0.14			0.31

Tabla 8. Balance de energía 2024 [GWh].
(Continuación)

[GWh]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Desde el SENI	PASTAS ALIMENTICIAS (FACTORIA JR NUÑEZ)									0.52	0.58	0.55	0.46	2.11
	WCGF SOLAR II												0.03	0.03
	ENERGIA RENOVABLES BAS												0.03	0.03
	CÉSAR IGLESIAS										2.18	3.05		5.24
	Pérdidas (Diferencias)	28.55	25.85	28.73	29.15	34.56	34.80	42.72	38.23	37.57	40.82	29.91	27.08	397.95
Total Hacia el SENI		1,729.79	1,586.10	1,808.82	1,795.64	1,975.90	2,034.32	2,091.98	2,179.18	2,089.88	2,181.91	1,780.37	1,813.30	23,067.19
Total Desde el SENI		1,729.79	1,586.10	1,808.82	1,795.64	1,975.90	2,034.32	2,091.98	2,179.18	2,089.88	2,181.91	1,780.37	1,813.30	23,067.19

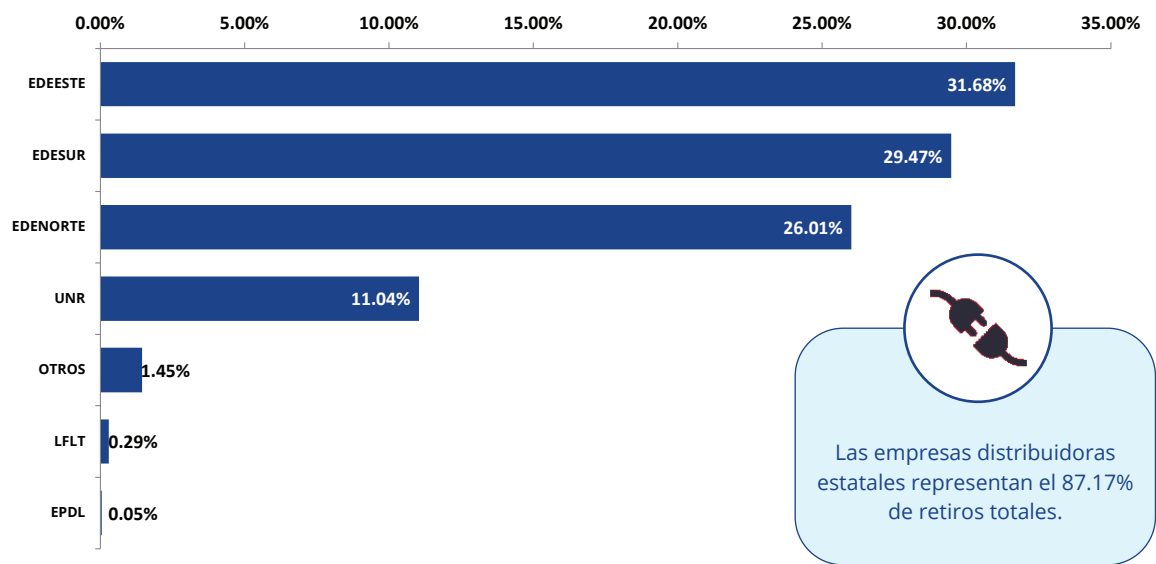
Las siguientes Figuras muestran la participación de los Agentes del MEM en el abastecimiento de la energía durante el año 2024, así como la participación de las distribuidoras en el retiro de energía.

Figura 24. Participación en el abastecimiento de energía para el año 2024.



En el caso de los retiros totales, se verifican 22,669.25 GWh, de los cuales el 87.51% (19,838.92 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 2024.



5.2. BALANCE PRELIMINAR DE POTENCIA

La Tabla 9 ilustra el balance general de potencia transferido en el SENI durante el 2024, 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 2024 fue de 3,424.19 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 2024 fue de 3,357.59 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 2024, fueron de 66.61 MW, que equivalen al 1.95% del total de las inyecciones.

Tabla 9. Balance de Potencia 2024 [MW].

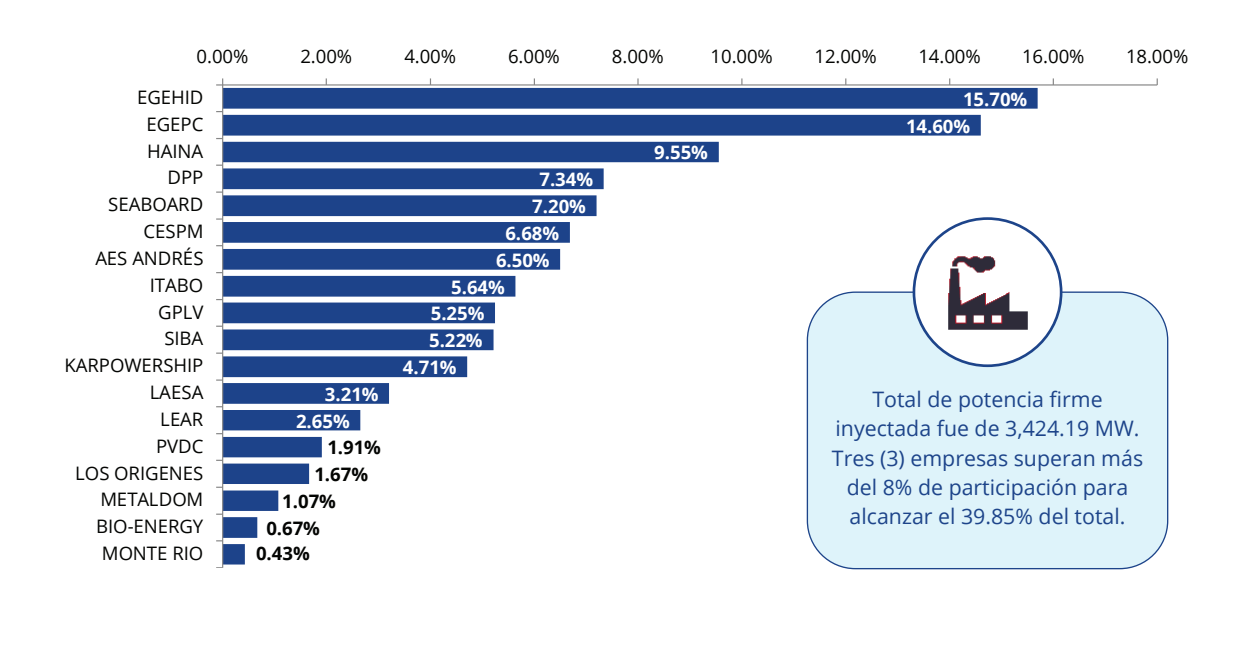
[MW]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Hacia el SENI	AES ANDRÉS	235.66	220.24	221.25	222.48	220.67	219.50	219.86	221.16	221.12	224.78	225.81	219.69	222.69
	EGEPC	527.32	497.69	495.75	495.51	496.23	498.26	494.45	492.45	494.69	503.27	507.48	497.08	500.01
	DPP	262.27	247.11	247.61	249.62	248.44	248.75	250.50	253.42	252.70	252.89	253.49	248.16	251.25
	EGEHID	544.55	550.68	541.25	537.66	549.00	547.94	540.89	531.11	542.66	518.18	510.99	535.84	537.56
	GPLV	182.45	178.12	177.75	178.58	177.43	177.61	178.53	180.60	180.28	182.70	182.90	178.39	179.61
	HAINA	331.74	327.52	327.42	327.34	326.44	325.96	325.79	326.74	325.96	327.72	327.75	324.36	327.06
	ITABO	204.53	193.04	193.23	192.87	192.21	191.29	191.35	192.34	191.68	194.18	193.69	187.26	193.14
	LAESA	107.97	106.87	106.83	106.59	106.14	106.09	106.33	106.76	106.62	107.23	108.67	142.17	109.86
	METALDOM	38.18	36.14	36.22	36.43	36.41	36.48	36.47	36.70	36.84	37.50	37.47	36.50	36.78
	MONTE RIO	17.97	16.93	16.91	16.85	16.73	13.30	12.86	12.71	12.55	12.38	12.05	14.43	14.64
	SEABOARD	251.57	246.21	247.38	247.36	246.53	245.85	246.45	245.18	244.63	247.92	248.67	242.27	246.67
	PVDC	65.37	65.36	65.36	65.36	65.36	65.36	65.36	65.36	65.37	65.37	65.37	65.36	65.36
	LOS ORIGENES	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05	57.05
	LEAR	94.01	89.97	90.13	90.47	89.82	89.61	89.97	91.02	90.65	92.12	92.34	88.89	90.75
	BIO-ENERGY	23.79	22.56	22.66	22.72	22.67	22.65	22.83	22.98	23.03	23.38	23.19	22.59	22.92
	CESPM	236.39	225.18	226.64	225.06	224.76	225.20	226.76	228.93	229.10	233.84	235.37	229.58	228.90
	SIBA	187.08	180.42	176.50	176.45	173.21	171.02	175.72	177.21	177.17	184.26	185.54	178.48	178.59
Desde el SENI	KARPOWERSHIP	68.24	175.28	162.88	164.47	163.74	170.97	171.71	171.18	170.51	172.42	172.43	172.42	161.35
	AES ANDRÉS													
	DPP	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
	HAINA	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.79
	SIBA	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
	ELECTRONIC JRC	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	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
	AGUA CLARA	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	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	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	EDEESTE	1,032.98	1,032.98	1,032.98	1,032.98	1,032.98	1,032.38	1,032.38	1,032.38	1,032.38	1,032.38	1,032.38	1,032.38	1,032.63
	EDENORTE	936.78	936.78	936.78	936.78	936.78	936.78	936.78	936.78	946.28	955.78	955.78	955.78	942.32
	EDESUR	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.87	1,035.22	1,035.22	1,035.22	1,035.22	1,035.65
	LFLT	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43
	EPDL	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41
	UNR	323.06	345.26	322.67	322.26	322.26	323.66	323.55	323.46	323.34	320.25	322.61	331.28	325.30
	MAPRICA	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
	FALCONDO	23.00	0.79											1.98
	KOROR BUSINESS, S.R.L.	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
	LA REINA	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
	KARPOWERSHIP													
	EFD ECOENER FOTVOLTAICA DOMINICANA	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
	ENREN	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
	PHINIE & CO DEVELOPMENT	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

Tabla 9. Balance de Potencia 2024 [MW].
(Continuación)

[MW]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
	MATRISOL	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	FERSAN	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
	ARTURO BISONO			0.39	0.80	0.80								0.17
	MARANATHA						0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03
	HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS							0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.05
	FERRETERÍA OCHOA LAS CHARCAS								0.09	0.09	0.09			0.02
	PASTAS ALIMENTICIAS									0.77	0.77	0.77	0.77	0.26
	CESAR IGLESIAS										1.79	8.67		0.87
	Pérdidas (Diferencias)	66.20	66.43	65.91	65.92	65.92	65.89	65.89	65.82	66.03	72.39	66.30	66.57	66.61
	Total Hacia el SENI	3,436.14	3,436.37	3,412.85	3,412.86	3,412.86	3,412.88	3,412.88	3,412.91	3,422.63	3,437.18	3,440.24	3,440.51	3,424.19
	Total Desde el SENI	3,436.14	3,436.37	3,412.85	3,412.86	3,412.86	3,412.88	3,412.88	3,412.91	3,422.63	3,437.18	3,440.24	3,440.51	3,424.19

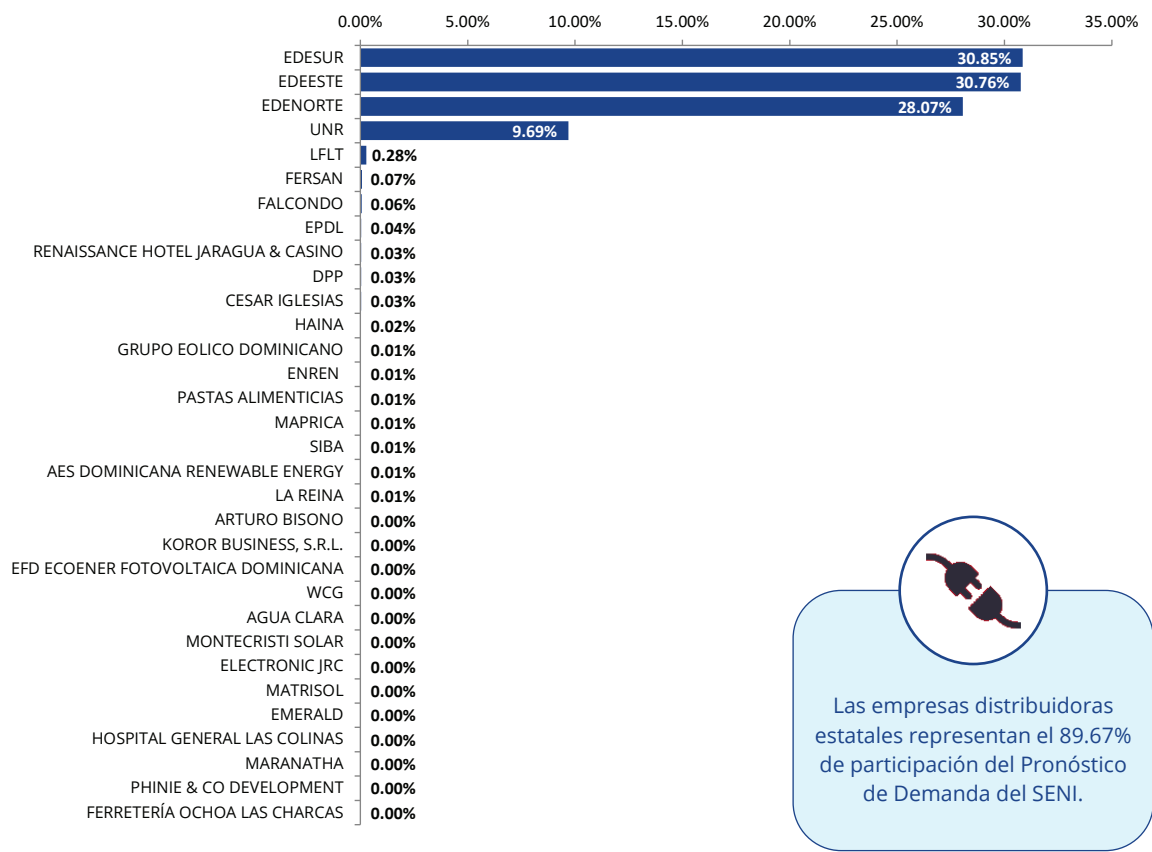
En la Figura 26 se muestra la participación porcentual de las empresas generadoras en la distribución total de potencia firme para el año 2024.

Figura 26. Participación potencia preliminar año 2024.



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 2024.

Figura 27. Participación en el Pronóstico de Demanda Máxima del año 2024.



5.3. DEMANDA MÁXIMA ANUAL

La Tabla 10 muestra el pronóstico de Demanda Máxima Anual del año 2024, 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 2024. 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 día 09 de octubre de 2024.

La inyección neta en alta tensión al SENI en la hora de demanda máxima del año 2024 fue de 3,500.11 MW, donde 3,422.50 (97.78%) corresponden a retiros totales, mientras que 77.60 MW (2.22%) son las pérdidas de potencia de punta estimadas.

Respecto a los retiros totales, estos se desglosan en 3,061.62 MW (89.46%) destinado a las empresas distribuidoras y 360.88 MW (10.54%) a las demandas de potencia de punta de las empresas generadoras y los UNR.

Tabla 10. Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2024 [kW].

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	PRÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA 2024 (kW)	ENERO 2024 DÍA 11 PERIODO 21	FEBRERO 2024 DÍA 20 PERIODO 21	MARZO 2024 DÍA 18 PERIODO 22	ABRIL 2024 DÍA 5 PERIODO 21	MAYO 2024 DÍA 20 PERIODO 22	JUNIO 2024 DÍA 26 PERIODO 21
DISTRIBUIDORAS	RES. OC 03-2024						
EDEESTE	1,032,980	865,261	882,439	961,709	946,313	1,060,970	1,078,039
EDENORTE	935,765	730,560	747,350	815,097	834,739	918,471	893,277
EDESUR	1,035,870	788,546	818,623	870,635	860,342	968,029	965,765
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	9,434	7,865	9,204	8,538	7,694	9,514	10,256
EPDL	1,409	1,439	1,459	1,494	1,726		1,901
SUB TOTAL	3,015,458	2,393,671	2,459,075	2,657,472	2,650,814	2,956,984	2,949,239
UNR	350,978	298,525	298,450	301,576	303,463	280,865	312,876
SUB TOTAL RETIROS GENERADORES	3,610	51,316	17,003	15,439	42,162	40,593	37,432
TOTAL RETIROS	3,370,046	2,743,513	2,774,528	2,974,487	2,996,439	3,278,442	3,299,547
INYECCION TOTAL							
BRUTA EN BT		2,908,390	2,933,495	3,164,525	3,197,973	3,495,960	3,504,864
NETA EN BT	3,452,927	2,800,409	2,839,438	3,052,778	3,082,165	3,383,557	3,398,672
NETA EN AT	3,435,317	2,789,673	2,828,417	3,031,306	3,056,833	3,355,280	3,365,948
PERDIDAS*	1.90%	1.65%	1.91%	1.87%	1.98%	2.29%	1.97%

Tabla 10. Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2024 [kW].
(Continuación)

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (kW)							
	PRÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA 2024 (kW)	JULIO 2024 DÍA 26 PERIODO 23	AGOSTO 2024 DÍA 28 PERIODO 22	SEPTIEMBRE 2024 DÍA 16 PERIODO 21	OCTUBRE 2024 DÍA 9 PERIODO 21	NOVIEMBRE 2024 DÍA 5 PERIODO 20	DICIEMBRE 2024 DÍA 2 PERIODO 21
DISTRIBUIDORAS	RES. OC 03-2024						
EDEESTE	1,032,980	1,044,438	1,056,422	1,116,338	1,120,322	929,126	961,496
EDENORTE	935,765	923,199	939,456	942,714	932,326	781,477	824,443
EDESUR	1,035,870	954,781	970,063	984,245	997,118	877,144	881,401
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	9,434	12,106	9,677	9,953	9,878	8,163	7,908
EPDL	1,409	1,974	1,942	1,992	1,978	1,634	1,711
SUB TOTAL		2,936,498	2,977,561	3,055,242	3,061,623	2,597,543	2,676,959
UNR	350,978	287,671	306,412	285,173	307,673	315,974	302,809
SUB TOTAL RETIROS GENERA- DORES	3,610	4,446	55,170	2,614	53,208	45,255	35,786
TOTAL RETIROS	3,370,046	3,228,615	3,339,142	3,343,029	3,422,504	2,958,772	3,015,554
INYECCION TOTAL							
BRUTA EN BT		3,448,449	3,551,770	3,579,898	3,640,450	3,140,853	3,194,469
NETA EN BT	3,452,927	3,340,894	3,424,493	3,452,407	3,515,279	3,022,455	3,089,029
NETA EN AT	3,435,317	3,311,019	3,408,120	3,434,161	3,500,107	3,011,187	3,073,287
PERDIDAS*	1.90%	2.49%	2.02%	2.65%	2.22%	1.74%	1.88%

DEMANDA MÁXIMA AÑO 2024

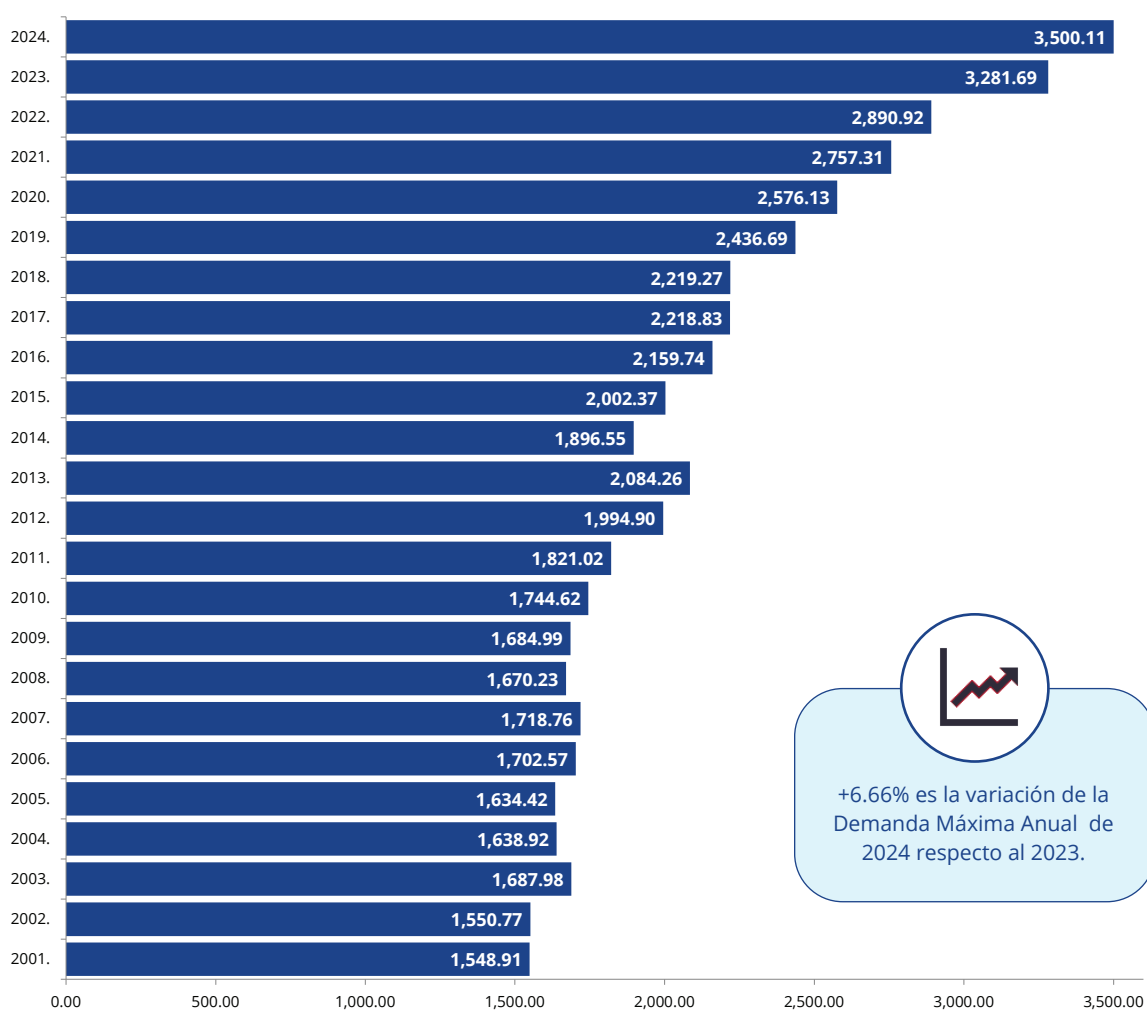
3,640,450.07

OCTUBRE 2024

En el 2024, la demanda máxima alcanzó un total neto en alta tensión de 3,500.11 MW vs 3,281.69 MW registrado en el año 2023, lo que representa un crecimiento del 6.66%.

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).



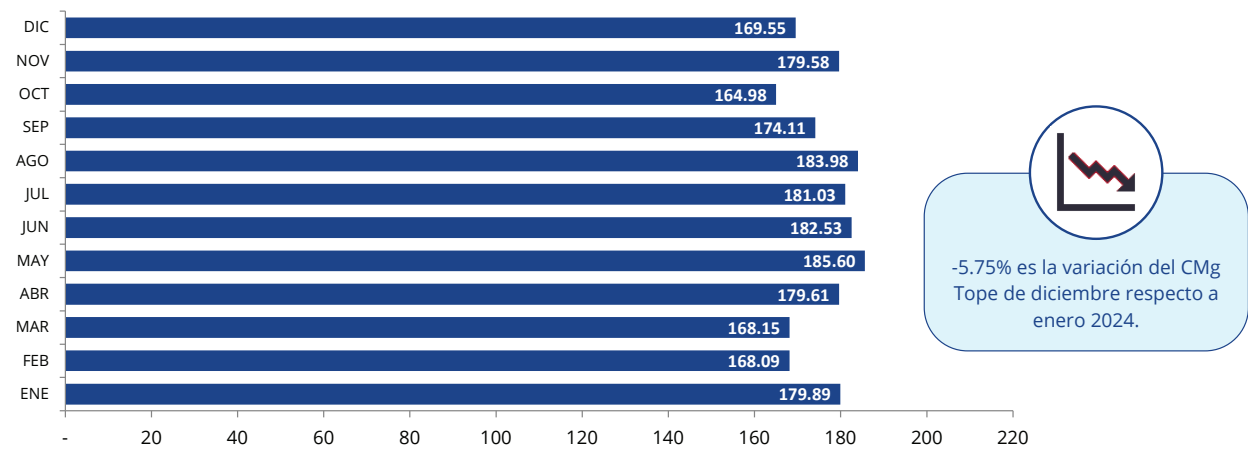
5.4. COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

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 2024, conforme se establece en la Resolución SIE-141-2023-MEM, de fecha 18 de diciembre 2023.

Tabla 11. Costo Marginal Tope de Energía en el 2024 [US\$/MWh].

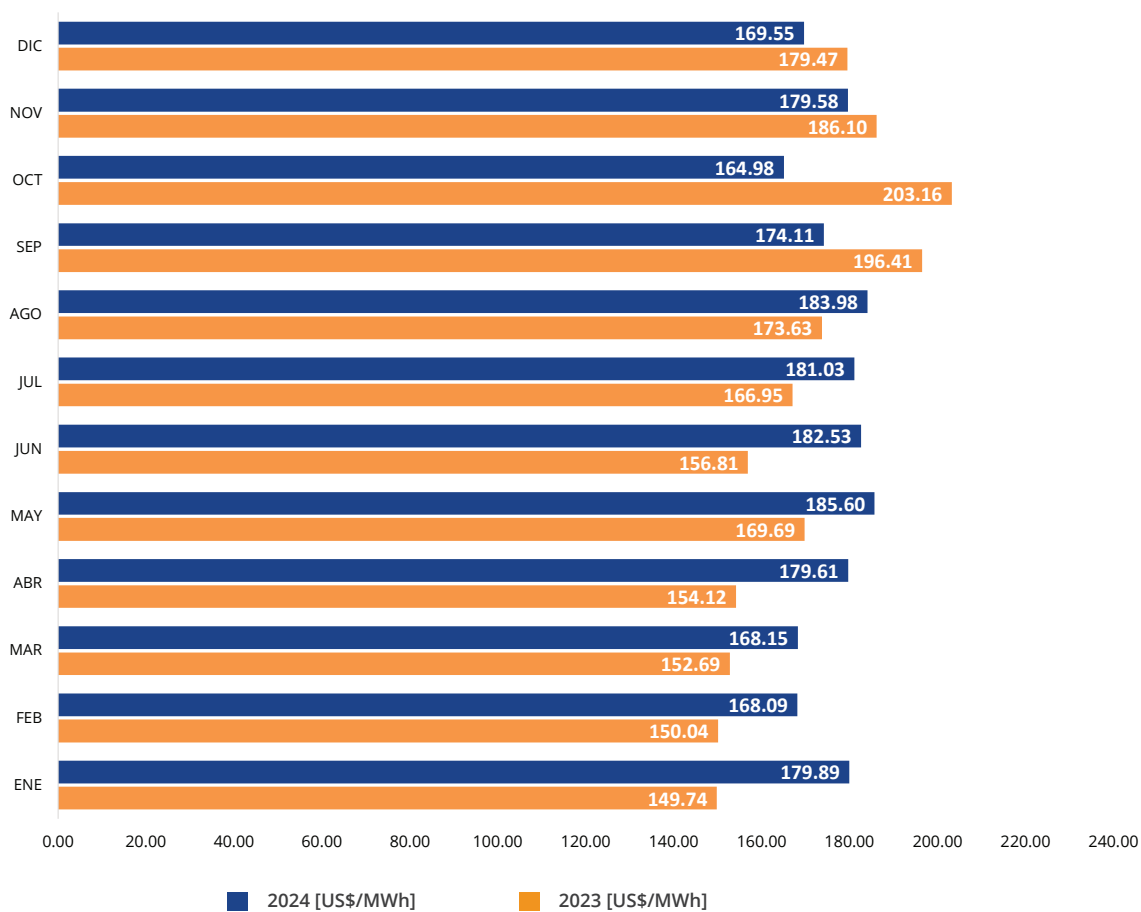
COSTO MARGINAL TOPE 2024	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Costo Marginal Tope Base	[US\$/MWh]	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05
CPI Noviembre 2016		241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35	241.35
CPI Mes i-2		307.05	306.75	308.42	310.33	312.33	313.55	314.07	314.18	314.54	314.80	315.30	315.66	312.25
A = CPI Mes i-2/CPI Noviembre 2016		1.2722	1.2709	1.2779	1.2858	1.2941	1.2991	1.3013	1.3017	1.3032	1.3043	1.3064	1.3079	1.2937
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]	70.65	64.74	64.66	70.30	73.18	71.56	70.77	72.25	67.26	62.66	69.97	64.90	68.58
Aporte CPI	[US\$/MWh]	39.27	39.23	39.44	39.69	39.95	40.10	40.17	40.18	40.23	40.26	40.33	40.37	39.93
Aporte Precio Fuel Oil N°6	[US\$/MWh]	140.62	128.86	128.70	139.92	145.65	142.43	140.86	143.80	133.88	124.72	139.26	129.18	136.49
COSTO MARGINAL Tope	[US\$/MWh]	179.89	168.09	168.15	179.61	185.60	182.53	181.03	183.98	174.11	164.98	179.58	169.55	176.43
Variación CMgTope (respecto mes anterior)	%	0.23%	-6.56%	0.04%	6.82%	3.56%	-1.65%	-0.82%	1.63%	-5.36%	-5.24%	8.85%	-5.59%	-0.34%
Variación CMgtope (respecto de enero)	%	0.00%	-6.56%	-6.53%	-0.16%	3.17%	1.47%	0.63%	2.27%	-3.21%	-8.29%	-0.17%	-5.75%	-1.93%

Figura 29. Evolución del Costo Marginal Tope en el 2024 [US\$/MWh].



En la Figura 30 se muestra una comparación mensual del Costo Marginal Tope de energía, para los años 2024 y 2023, conforme a las resoluciones SIE-141-2023-MEM y SIE-144-2022-MEM, vigentes en estos períodos.

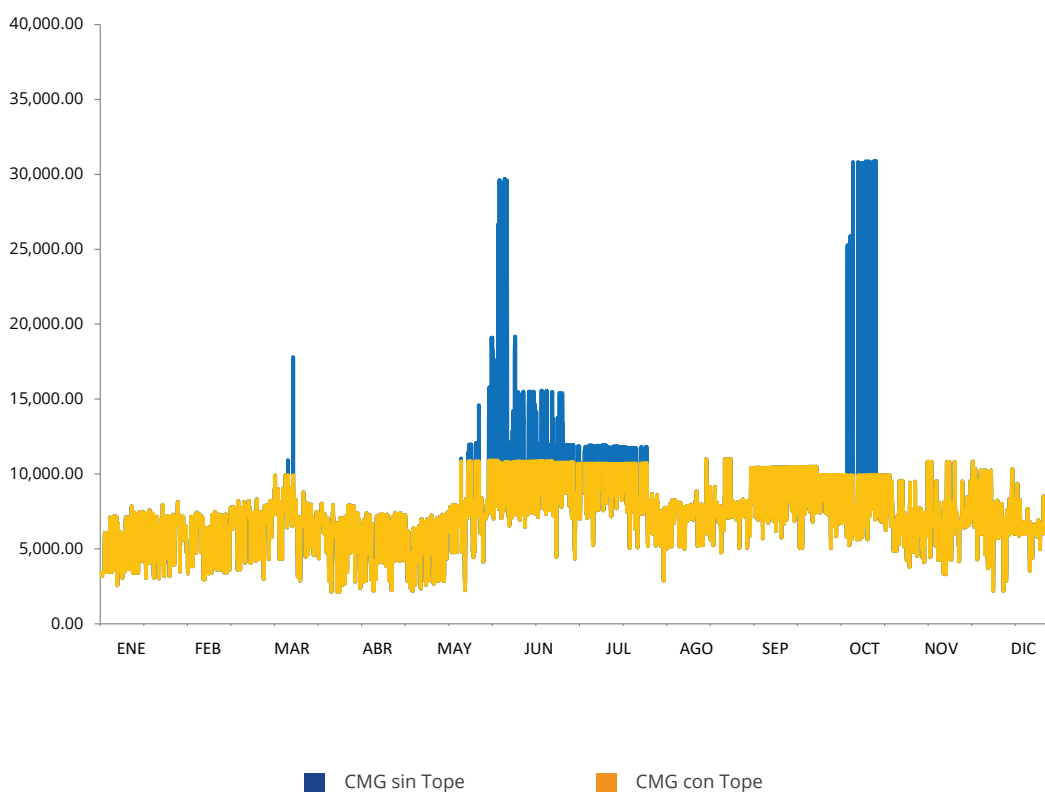
Figura 30. Costo Marginal Tope Energía según Resoluciones vigentes en los años 2024 y 2023.



+3.84% es la variación del CMg Tope Promedio de 2024 respecto al 2023.

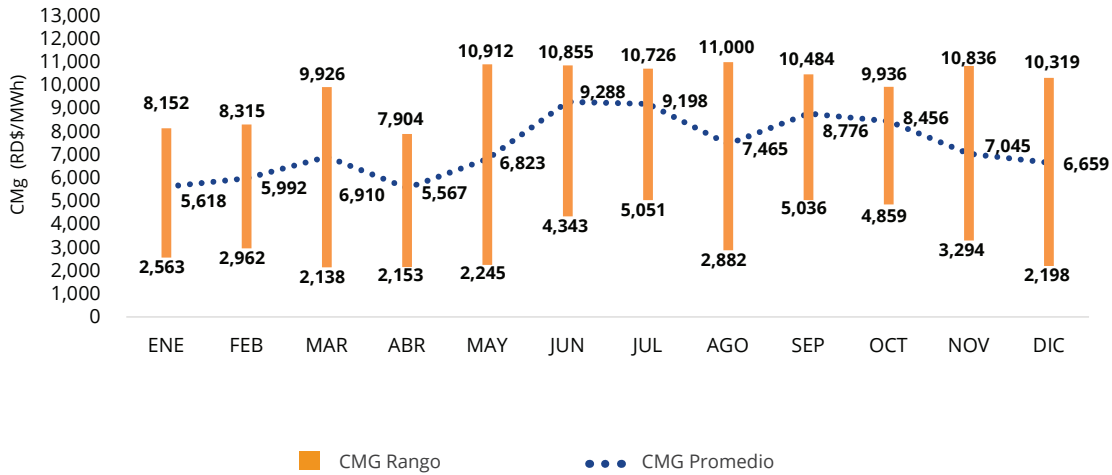
En la Figura 31 se muestra una comparación del Costo Marginal de Energía, en RD\$/MWh, calculado según la Resolución SIE-141-2023-MEM y el Costo Marginal de Energía que resultaría sin la aplicación de esta, para cada uno de los meses del año 2024.

Figura 31. Costo Marginal de corto plazo de energía en barra de referencia 2024 [RD\$/MWh].



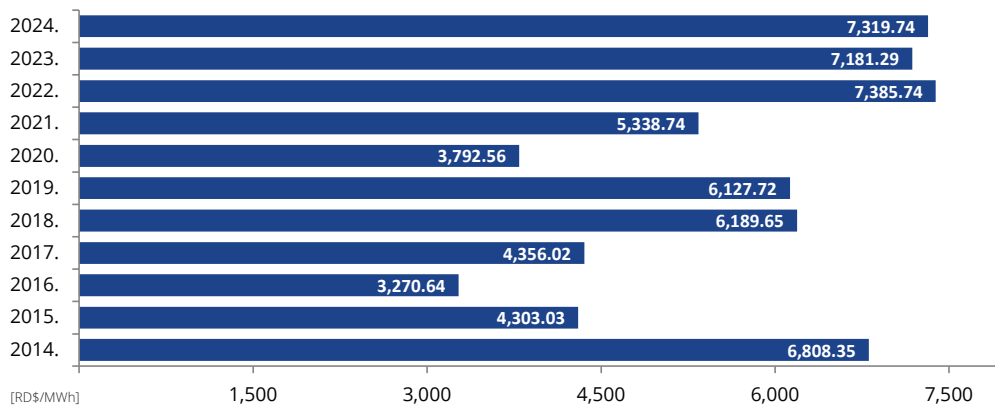
El promedio del Costo Marginal de Energía horario en 2024 alcanzó RD\$ 7,319.74 por MWh. En el horizonte mensual, la Figura 32 muestra la evolución del Costo Marginal de Energía durante 2024, basada en los promedios y los intervalos que reflejan su variabilidad.

Figura 32. Rango de variación y promedio del Costo Marginal de Energía en el 2024.



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].




 +1.93% es la variación del CMg Promedio de 2024 respecto a 2023.

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-141-2023-MEM. También se muestran las horas en donde se registra el Costo 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 2024.

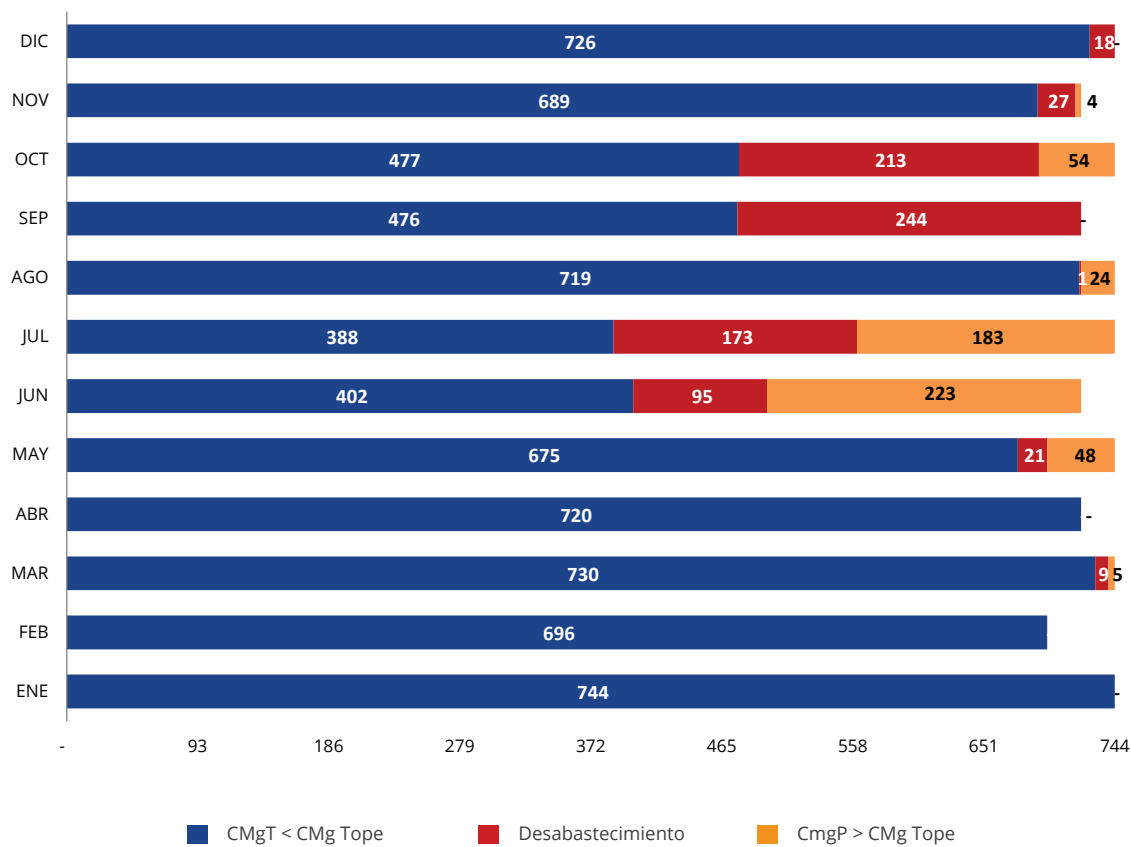
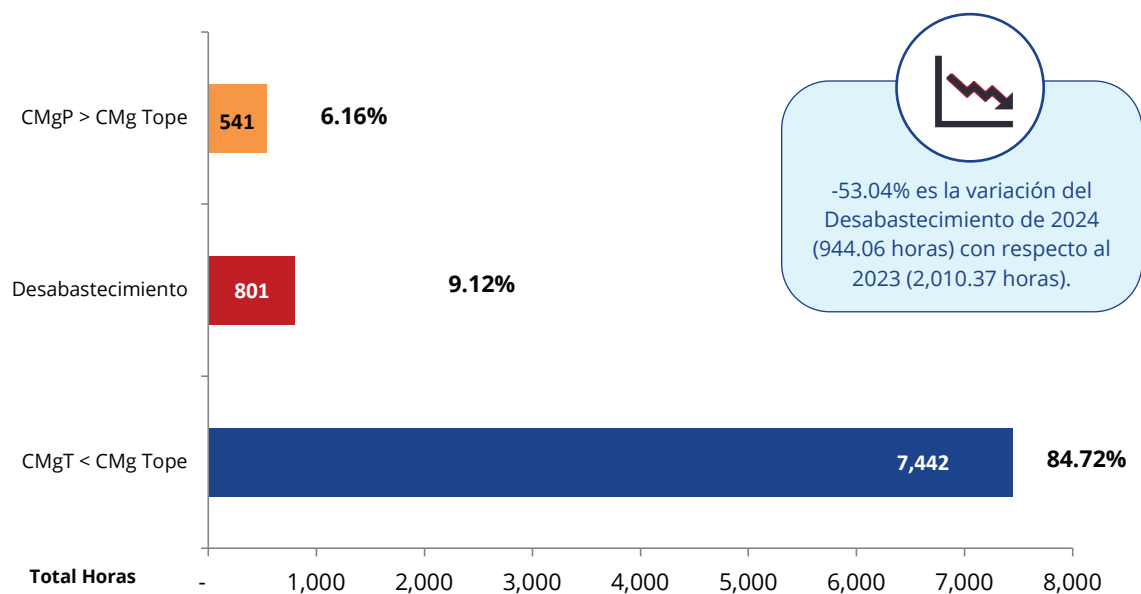


Figura 35. Cantidad de horas y porcentajes totales en que el Costo Marginal es mayor, menor o igual al Costo Marginal Tope en el año 2024.



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-141-2023-MEM.
- CMgTope:** Costo Marginal Tope de energía establecido en la Resolución SIE-141-2023-MEM.
- CMgP:** Costo Marginal de energía sin considerar la limitación del Costo Marginal Tope de energía según lo establecido en la Resolución SIE-141-2023-MEM

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 registra costo de desabastecimiento. Las horas totales de costo de desabastecimiento, incluyendo las fracciones de horas en la misma condición, fue de 944.06 en el 2024; en el 2023 fue de 2,010.37 horas; en el 2022 fue de 700.10 horas; en el 2021 fue de 814.30 horas y en el 2020 fue de 1,791.95 horas.



La Tabla 12 muestra el detalle correspondiente al promedio mensual de los costos marginales con tope y sin tope, en US\$/MWh y en RD\$/MWh, para el sistema principal que contiene la barra de referencia (Palamara 138 kV); y para cada subsistema desacoplado económicamente.

Tabla 12. Subsistemas en el 2024 con incidencia en las Transacciones Económicas.

DATOS	SUBSISTEMA 2024	ZONA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Promedio CMg Con Tope [US\$/MWh]	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		95.41	101.89	116.98	94.28	116.44	156.26	155.61	125.13	146.30	140.53	116.92	109.62	122.95
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA. NORTE	NORTE			116.97	94.24	116.13	156.23	155.50	124.90	145.79		117.07		128.36
	230 KV QUISQUEYA - PVDC. NORTE	NORTE				93.91									93.91
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA. SUR	SUR					116.47	156.27	156.15	127.33	146.42	141.08	117.66	113.85	134.40
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA. NORTE	NORTE						155.48							155.48
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR								125.85					125.85
	138 KV HAINA	SUR								125.51	146.63				136.07
	138 KV PALENQUE	SUR								125.64					125.64
	138 KV SAN PEDRO	ESTE									146.48	140.71			143.59
	69 KV LA PENDA	NORTE									146.24				146.24
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONAO 3	NORTE										139.83			139.83
	138 KV. ITABO - HAINA. SUR	SUR											120.09		120.09
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR											119.92		119.92
	345 KV. PALAMARA-BONAO-EL NARANJO. NORTE	NORTE												109.99	109.99
Promedio CMg Con Tope [RD\$/MWh]	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		5,617.75	5,991.94	6,910.12	5,566.52	6,823.23	9,288.23	9,197.66	7,465.00	8,775.88	8,455.87	7,045.36	6,658.69	7,316.35
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA. NORTE	NORTE			6,910.05	5,564.28	6,805.46	9,286.16	9,191.12	7,451.68	8,745.39		7,054.45		7,626.07
	230 KV QUISQUEYA - PVDC. NORTE	NORTE				5,544.67									5,544.67
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA. SUR	SUR					6,825.33	9,288.56	9,229.43	7,596.43	8,783.12	8,489.08	7,090.18	6,915.49	8,027.20
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA. NORTE	NORTE							9,189.47						9,189.47
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR								7,508.20					7,508.20
	138 KV HAINA	SUR								7,488.08	8,795.60				8,141.84
	138 KV PALENQUE	SUR								7,495.56					7,495.56
	138 KV SAN PEDRO	ESTE									8,786.55	8,466.50			8,626.52
	69 KV LA PENDA	NORTE									8,772.10				8,772.10
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONAO 3	NORTE										8,413.57			8,413.57
	138 KV. ITABO - HAINA. SUR	SUR											7,236.68		7,236.68
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR											7,226.59		7,226.59
	345 KV. BONAO-EL NARANJO. NORTE	NORTE												6,681.17	6,681.17
Promedio CMg Sin Tope [US\$/MWh]	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		95.41	101.89	117.46	94.28	119.59	182.53	159.43	125.13	146.30	159.28	116.92	109.62	127.32
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA. NORTE	NORTE			117.46	94.24	119.29	182.53	159.31	124.90	145.79		117.07		132.57
	230 KV QUISQUEYA - PVDC. NORTE	NORTE				93.91									93.91
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA. SUR	SUR					119.63	182.53	159.96	127.33	146.42	159.84	117.66	113.85	140.90
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA. NORTE	NORTE							159.25						159.25
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR								125.85					125.85
	138 KV HAINA	SUR								125.51	146.63				136.07
	138 KV PALENQUE	SUR								125.64					125.64
	138 KV SAN PEDRO	ESTE									146.48	159.46			152.97
	69 KV LA PENDA	NORTE									146.24				146.24
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONAO 3	NORTE										158.58			158.58
	138 KV. ITABO - HAINA. SUR	SUR											120.09		120.09
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR											119.92		119.92
	345 KV. BONAO-EL NARANJO. NORTE	NORTE												109.99	109.99

Tabla 12. Subsistemas en el 2024 con incidencia en las Transacciones Económicas.

(Continuación)

DATOS	SUBSISTEMA 2024	ZONA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Promedio CMg Sin Tope [RD\$/MWh]	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		5,617.75	5,991.94	6,938.54	5,566.52	7,008.21	10,792.43	9,422.80	7,465.00	8,775.88	9,584.36	7,045.36	6,658.69	7,572.29
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA, NORTE	NORTE			6,938.47	5,564.28	6,990.44	10,792.43	9,416.08	7,451.68	8,745.39		7,054.45		7,869.15
	230 KV QUISQUEYA - PVDC, NORTE	NORTE				5,544.67									5,544.67
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA, SUR	SUR					7,010.31	10,792.43	9,454.56	7,596.43	8,783.12	9,617.57	7,090.18	6,915.49	8,407.51
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA, NORTE	NORTE						9,412.73							9,412.73
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR							7,508.20						7,508.20
	138 KV HAINA	SUR							7,488.08	8,795.60					8,141.84
	138 KV PALENQUE	SUR							7,495.56						7,495.56
	138 KV SAN PEDRO	ESTE								8,786.55	9,594.98				9,190.77
	69 KV LA PENDA	NORTE								8,772.10					8,772.10
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONA0 3	NORTE									9,542.06				9,542.06
	138 KV. ITABO - HAINA, SUR	SUR										7,236.68			7,236.68
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR										7,226.59			7,226.59
	345 KV. BONA0-EL NARANJO, NORTE	NORTE											6,681.17		6,681.17
Número de Horas (Periodos)	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		744.00	696.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	744.00	720.00	744.00	720.00	744.00	8,784.00
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA, NORTE	NORTE			1.70	2.28	5.03	1.63	2.37	11.45	2.08		4.97		31.51
	230 KV QUISQUEYA - PVDC, NORTE	NORTE				4.58									4.58
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA, SUR	SUR					5.32	1.51	18.58	112.58	4.10	26.60	49.52	59.35	277.55
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA, NORTE	NORTE							2.37						2.37
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR								3.25					3.25
	138 KV HAINA	SUR								4.30	4.13				8.43
	138 KV PALENQUE	SUR								8.63					8.63
	138 KV SAN PEDRO	ESTE									2.65	2.38			5.03
	69 KV LA PENDA	NORTE									8.00				8.00
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONA0 3	NORTE										10.98			10.98
	138 KV. ITABO - HAINA, SUR	SUR											55.62		55.62
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR											1.90		1.90
	345 KV. BONA0-EL NARANJO, NORTE	NORTE												4.52	4.52
Porcentaje de Horas (%)	PRINCIPAL (1360 PALAMARA 138 KV)		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	69 KV. DIESEL LA VEGA - LA VEGA, NORTE	NORTE			0.23%	0.32%	0.68%	0.23%	0.32%	1.54%	0.29%		0.69%		0.36%
	230 KV QUISQUEYA - PVDC, NORTE	NORTE				0.64%									0.05%
	69 KV. AUTOTRANSFORMADOR PALAMARA, SUR	SUR					0.72%	0.21%	2.50%	15.13%	0.57%	3.58%	6.88%	7.98%	3.16%
	69 KV. SFM-PIMENTEL-LA VEGA, NORTE	NORTE							0.32%						0.03%
	138 KV EMBAJADOR - MATADERO	SUR								0.44%					0.04%
	138 KV HAINA	SUR								0.58%	0.57%				0.10%
	138 KV PALENQUE	SUR								1.16%					0.10%
	138 KV SAN PEDRO	ESTE									0.37%	0.32%			0.06%
	69 KV LA PENDA	NORTE									1.11%				0.09%
	230 KV AUTOTRANSFORMADOR BONA0 3	NORTE										1.48%			0.13%
	138 KV. ITABO - HAINA, SUR	SUR											7.72%		0.63%
	138 KV PALAMARA - ITABO VAPOR	SUR											0.26%		0.02%
	345 KV. BONA0-EL NARANJO, NORTE	NORTE												0.61%	0.05%

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 la Aplicación del Tope) difieren con el costo del Sistema Principal.



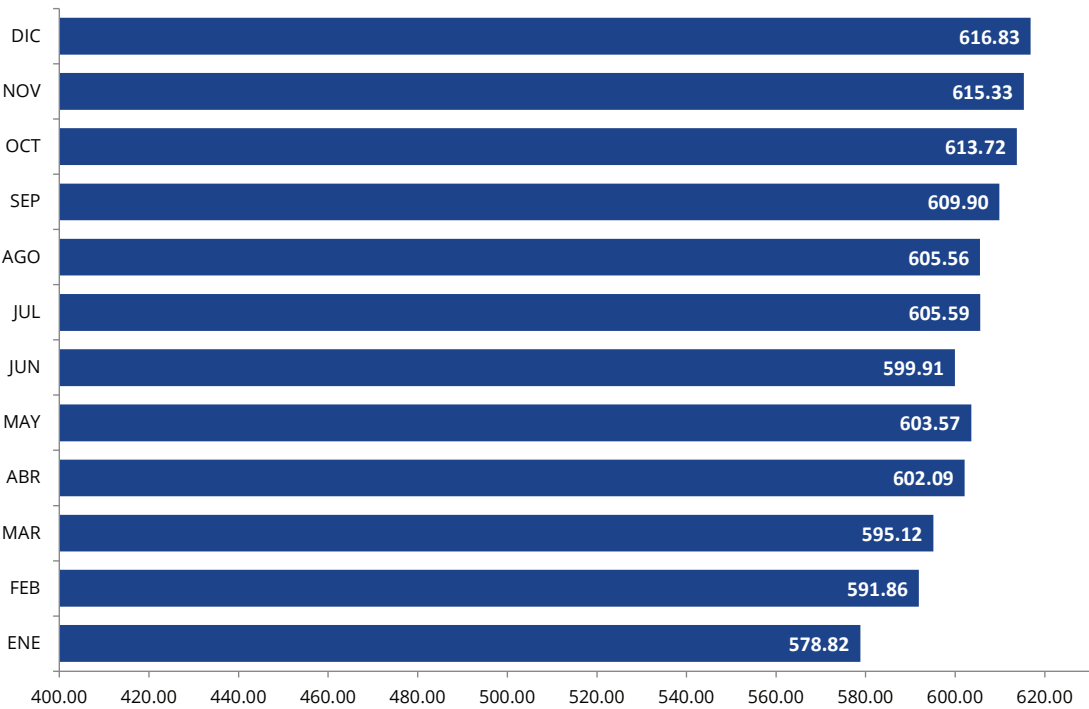
-18.75% es la variación del número de subsistemas formados en 2024 (13) respecto a 2023 (16).



5.5. COSTOS MARGINALES DE POTENCIA

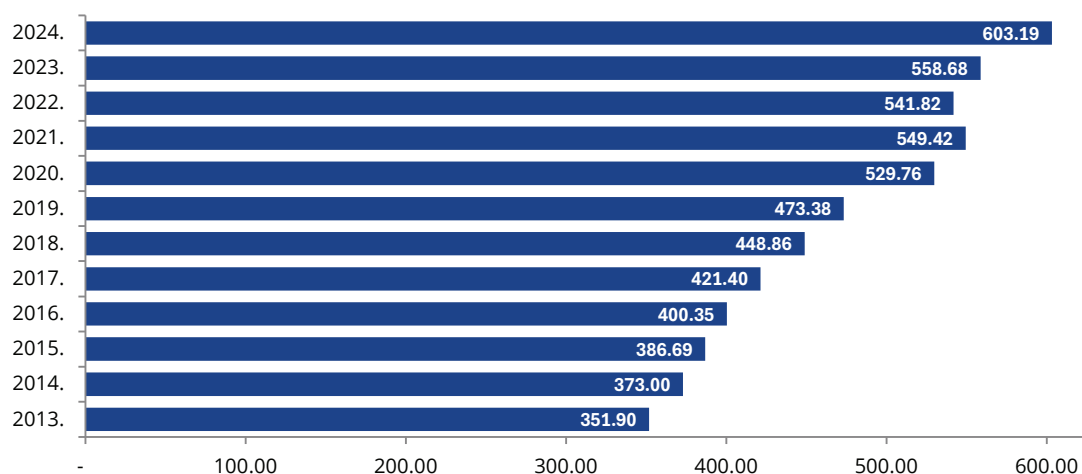
La Figura 36 muestra la evolución mensual del Costo Marginal de Potencia de Punta de la barra de referencia en el 2024, mientras que la Figura 37 muestra la evolución del Costo Promedio Anual Marginal de Potencia de Punta. El Costo Marginal Promedio para el 2024 fue de 603.19 RD\$/kW-mes.

Figura 36. Costo Marginal de Potencia de Punta en Barra de Referencia 2024 [RD\$/kW-mes].



+6.57% es la variación del precio de Potencia de Punta de diciembre respecto a enero 2024.



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

+7.97% es la variación del precio promedio de Potencia de Punta de 2024 respecto al 2023.

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 2024 [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 ANDRÉS	1,933.41	243.01	2,176.42	2.71	2,590.19	2,592.90	58.19	474.67
EGEPC	4,901.24		4,901.24	12.81	4,901.24	4,914.05		12.81
CESPM	1,934.48		1,934.48	1.72	1,932.93	1,934.65		0.17
DPP	1,925.79		1,925.79	4.97	2,154.02	2,158.99		233.21
EGEHID	1,422.35		1,422.35	7.24	1,214.74	1,221.99	200.37	
GPLV	699.31		699.31	1.94		1.94	697.37	
HAINA	2,696.64		2,696.64	7.85	2,583.91	2,591.76	120.87	15.99

Tabla 13. Resumen de Transacciones de Energía 2024 [GWh].
(Continuación)

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACION	INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTA AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT
ITABO	1,646.38		1,646.38	0.53	209.13	209.67	1,436.71	
LAESA	625.26		625.26	1.24		1.24	624.02	
METALDOM	109.23		109.23	1.38		1.38	107.85	
MONTE RIO	17.04		17.04	0.26		0.26	16.80	0.02
SEABOARD	1,616.96		1,616.96	1.69	12.88	14.57	1,602.39	
PVDC	497.44		497.44	267.32		267.32	230.11	
LOS ORIGENES	179.56		179.56	0.42		0.42	179.14	
ELECTRONIC JRC	62.84		62.84	0.42	62.84	63.27		0.42
LEAR	314.92		314.92	1.39	37.74	39.12	277.72	1.92
BIO-ENERGY	207.33		207.33	0.37	207.66	208.03		0.70
MONTECRISTI SOLAR	92.26		92.26	0.40	92.26	92.66		0.40
AGUA CLARA	125.62	3.12	128.75	0.27	128.75	129.02		0.27
PECASA	152.88		152.88	0.13	152.88	153.01		0.13
GRUPO EOLICO DOMINICANO	92.20		92.20	0.29	87.18	87.48	4.89	0.16
EMERALD	59.93		59.93	0.27	59.93	60.20		0.27
WCG	90.46		90.46	0.67	90.46	91.13		0.67
POSEIDON	279.16		279.16	1.01	153.80	154.81	124.35	
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	205.99		205.99	0.99	200.96	201.95	4.91	0.87
KOROR BUSINESS	114.31		114.31	0.66	114.31	114.98		0.66
SIBA ENERGY CORPORATION	291.63		291.63	2.48	291.63	294.11		2.48
KARPOWERSHIP	355.86		355.86	6.67	355.86	362.52		6.67
ENREN	96.33		96.33	0.40	62.89	63.29	33.30	0.27
MATRISOL	81.09		81.09	0.36	36.13	36.49	48.91	4.31
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	183.12		183.12	0.61	183.12	183.73		0.61
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L	40.98		40.98	0.26	26.73	26.99	14.16	0.18
EDEESTE		6,043.05	6,043.05	7,182.44	25.83	7,208.27		1,165.22
EDENORTE		5,200.83	5,200.83	5,897.27	103.97	6,001.24		800.42
EDESUR		4,523.39	4,523.39	6,680.48	467.22	7,147.70		2,624.31
LFLT		65.00	65.00	66.82		66.82		1.82
EPDL				11.90		11.90		11.90
CÉSAR IGLESIAS				5.24		5.24		5.24
UNR		2,462.80	2,462.80	2,462.80		2,462.80		
MAPRICA				3.12		3.12		3.12
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				9.73		9.73		9.73
LA REINA				1.79		1.79		1.79
CORMIDOM				2.39		2.39		2.39
FERSAN				11.99		11.99		11.99
ARTURO BISONO				0.41		0.41		0.41
MARANATHA	7.60		7.60	0.10		0.10	7.51	
HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS				0.48		0.48		0.48
FERRETERIA OCHOA (LAS CHARCAS)				0.31		0.31		0.31
PASTAS ALIMENTICIAS (FACTORIA JR NUÑEZ)				2.11		2.11		2.11
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS	7.58		7.58	0.06		0.06	7.52	
WCGF SOLAR II				0.03		0.03		0.03
ENERGIA RENOVABLE BAS				0.03		0.03		0.03
ETED				397.95		397.95		397.95
Total	23,067.19	18,541.20	41,608.39	23,067.19	18,541.20	41,608.39	5,797.10	5,797.10

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 2024 [Millones de RD\$].

[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 ANDRÉS	13,873.05	1,656.26	15,529.31	18.15	19,726.07	19,744.22	281.17	4,496.08
EGEPC	34,455.97		34,455.97	104.76	34,455.97	34,560.73		104.76
CESPM	14,170.26		14,170.26	12.60	14,159.24	14,171.84		1.58
DPP	14,264.15		14,264.15	36.78	16,540.25	16,577.03		2,312.87
EGEHID	11,182.64		11,182.64	52.25	9,970.63	10,022.88	1,159.76	
GPLV	6,115.44		6,115.44	11.48		11.48	6,103.96	
HAINA	19,834.93		19,834.93	55.16	18,881.68	18,936.84	969.17	71.08
ITABO	12,010.65		12,010.65	4.01	1,586.70	1,590.71	10,419.94	
LAESA	5,292.50		5,292.50	7.85		7.85	5,284.66	
METALDOM	1,009.97		1,009.97	9.35		9.35	1,000.62	
MONTE RIO	172.82		172.82	1.80		1.80	171.16	0.13
SEABOARD	12,283.00		12,283.00	10.82	96.10	106.92	12,176.08	
PVDC	3,747.66		3,747.66	1,997.23		1,997.23	1,750.43	
LOS ORIGENES	1,528.96		1,528.96	2.45		2.45	1,526.51	
ELECTRONIC JRC	432.99		432.99	3.52	432.99	436.51		3.52
LEAR	2,656.24		2,656.24	8.41	275.06	283.47	2,379.78	7.00
BIO-ENERGY	1,491.09		1,491.09	2.88	1,493.83	1,496.71		5.62
MONTECRISTI SOLAR	601.71		601.71	3.21	601.71	604.92		3.21
AGUA CLARA	933.51	22.80	956.31	2.24	956.31	958.55		2.24
PECASA	1,126.81		1,126.81	1.00	1,126.81	1,127.81		1.00
GRUPO EOLICO DOMINICANO	633.56		633.56	2.28	599.75	602.03	32.77	1.25
EMERALD	368.01		368.01	2.00	368.01	370.01		2.00
WCG	571.27		571.27	5.39	571.27	576.66		5.39
POSEIDON	2,101.81		2,101.81	8.01	1,159.58	1,167.59	934.21	
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	1,283.62		1,283.62	7.57	1,253.31	1,260.88	29.49	6.75
KOROR BUSINESS	726.16		726.16	5.25	726.16	731.41		5.25
SIBA ENERGY CORPORATION	2,814.24		2,814.24	16.96	2,814.24	2,831.20		16.96
KARPOWERSHIP	3,293.89		3,293.89	41.60	3,293.89	3,335.49		41.60
ENREN	598.22		598.22	3.09	434.32	437.40	163.04	2.23
MATRISOL	565.12		565.12	3.11	288.73	291.84	312.25	38.97
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	1,197.92		1,197.92	4.85	1,197.92	1,202.78		4.85
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L	254.97		254.97	2.00	184.41	186.42	70.01	1.46

Tabla 14. Resumen de Transacciones de Energía 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

[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
EDEESTE		44,649.35	44,649.35	54,500.19	191.16	54,691.35		10,042.00
EDENORTE		39,539.87	39,539.87	47,187.84	801.70	47,989.54		8,449.67
EDESUR		32,841.66	32,841.66	50,641.12	3,527.78	54,168.90		21,327.24
LFLT		537.12	537.12	550.50		550.50		13.38
EPDL				98.30		98.30		98.30
UNR		18,468.52	18,468.52	18,468.52		18,468.52		
MAPRICA				22.23		22.23		22.23
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				72.24		72.24		72.24
LA REINA				12.96		12.96		12.96
CORMIDOM				21.98		21.98		21.98
FERSAN				91.46		91.46		91.46
ARTURO BISONO				3.34		3.34		3.34
MARANATHA	54.05		54.05	0.82		0.82	53.22	
HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS				3.96		3.96		3.96
FERRETERIA OCHOA (LAS CHARCAS)				2.77		2.77		2.77
PASTAS ALIMENTICIAS (FACTORIA JR NUÑEZ)				18.67		18.67		18.67
CÉSAR IGLESIAS				39.85		39.85		39.85
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS	44.93		44.93	0.42		0.42	44.51	
WCGF SOLAR II				0.16		0.16		0.16
ENERGIA RENOVABLE BAS				0.20		0.20		0.20
ETED	2,493.49		2,493.49				2,493.49	
Total	174,185.61	137,715.58	311,901.20	174,185.61	137,715.58	311,901.20	47,356.24	47,356.24

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 2024 [MW].

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	PROMEDIO INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	PROMEDIO RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT	NETO MERCADO SPOT
AES ANDRÉS	222.69		222.69		380.05	380.05		157.36	(157.36)
EGEPC	500.01		500.01		500.01	500.01			-
DPP	251.25		251.25	0.93	290.13	291.06	4.38	44.19	(39.81)
EGEHID	537.56		537.56		30.98	30.98	506.58		506.58
GPLV	179.61		179.61				179.61		179.61
HAINA	327.06		327.06	0.79	88.45	89.24	237.82		237.82
ITABO	193.14		193.14		31.07	31.07	162.07		162.07
LAESA	109.86		109.86				109.86		109.86
METALDOM	36.78		36.78				36.78		36.78
MONTE RIO	14.64		14.64				14.64		14.64
SEABOARD	246.67		246.67		2.03	2.03	244.64		244.64
PVDC	65.36		65.36				65.36		65.36
LOS ORIGENES	57.05		57.05				57.05		57.05
LEAR	90.75		90.75		3.64	3.64	87.12		87.12
BIO-ENERGY	22.92		22.92		0.66	0.66	22.27		22.27
CESPM	228.90		228.90				228.90		228.90
SIBA	178.59		178.59	0.23	190.89	191.12		12.54	(12.54)
ELECTRONIC JRC				0.08		0.08		0.08	(0.08)
MONTECRISTI SOLAR				0.09		0.09		0.09	(0.09)
AGUA CLARA		0.56	0.56	0.11	0.56	0.67		0.11	(0.11)
WCG				0.12		0.12		0.12	(0.12)
EMERALD				0.06		0.06		0.06	(0.06)
GRUPO EOLICO DOMINICANO				0.43		0.43		0.43	(0.43)
PECASA									-
EDEESTE		490.47	490.47	1032.63	3.25	1035.88		545.41	(545.41)
EDENORTE		459.71	459.71	942.32	5.38	947.70		487.99	(487.99)
EDESUR		481.09	481.09	1035.65	63.39	1099.05		617.96	(617.96)
LFLT		9.43	9.43	9.43		9.43			-
EPDL				1.41		1.41		1.41	(1.41)
UNR		325.30	325.30	325.30		325.30			-
MAPRICA				0.24		0.24		0.24	(0.24)
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY				0.19		0.19		0.19	(0.19)
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				1.10		1.10		1.10	(1.10)
FALCONDO		1.92	1.92	1.98		1.98		0.07	(0.07)
KOROR BUSINESS, S.R.L.				0.15		0.15		0.15	(0.15)
LA REINA				0.17		0.17		0.17	(0.17)
KARPOWERSHIP	161.35		161.35		178.00	178.00		16.65	(16.65)
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA				0.13		0.13		0.13	(0.13)
ENREN				0.27		0.27		0.27	(0.27)
PHINIE & CO DEVELOPMENT				0.03		0.03		0.03	(0.03)
MATRISOL				0.08		0.08		0.08	(0.08)
FERSAN				2.24		2.24		2.24	(2.24)
ARTURO BISONO				0.17		0.17		0.17	(0.17)
MARANATHA				0.03		0.03		0.03	(0.03)
HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS				0.05		0.05		0.05	(0.05)
FERRETERÍA OCHOA LAS CHARCAS				0.02		0.02		0.02	(0.02)

Tabla 15. Resumen promedio de Transacciones de Potencia 2024 [MW].

(Continuación)

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	PROMEDIO INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	PROMEDIO RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT	NETO MERCADO SPOT
PASTAS ALIMENTICIAS				0.26		0.26		0.26	(0.26)
CESAR IGLESIAS				0.87		0.87		0.87	(0.87)
ETED				66.61		66.61		66.61	(66.61)
PROMEDIO	3,424.19	1,768.66	5,192.68	3,424.19	1,768.48	5,192.68	1,957.07	1,957.07	-

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 2024 [Millones de RD\$].

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT	NETO MERCADO SPOT
AES ANDRÉS	1,555.84		1,555.84		2,834.32	2,834.32		1,278.49	(1,278.49)
EGEPC	3,569.69		3,569.69		3,569.69	3,569.69			
DPP	1,821.29		1,821.29	6.75	2,187.05	2,193.80	14.45	386.97	(372.51)
EGEHID	3,831.28		3,831.28		245.98	245.98	3,585.30		3,585.30
GPLV	1,335.97		1,335.97				1,335.97		1,335.97
HAINA	2,360.57		2,360.57	5.77	649.86	655.62	1,704.95		1,704.95
ITABO	1,399.30		1,399.30		230.41	230.41	1,168.89		1,168.89
LAESA	863.02		863.02				863.02		863.02
METALDOM	268.11		268.11				268.11		268.11
MONTE RIO	106.11		106.11				106.11		106.11
SEABOARD	1,788.59		1,788.59		14.70	14.70	1,773.89		1,773.89
PVDC	477.50		477.50				477.50		477.50
LOS ORIGENES	412.43		412.43				412.43		412.43
LEAR	614.43		614.43		26.97	26.97	587.46		587.46
BIO-ENERGY	164.56		164.56		4.70	4.70	159.86		159.86
CESPM	1,646.36		1,646.36				1,646.36		1,646.36
SIBA	1,277.36		1,277.36	1.67	1,365.46	1,367.14		89.78	(89.78)
EDEESTE		3,522.87	3,522.87	7,616.43	23.74	7,640.17		4,117.30	(4,117.30)
EDENORTE		3,400.22	3,400.22	7,411.46	41.78	7,453.24		4,053.02	(4,053.02)
EDESUR		3,459.89	3,459.89	7,598.97	471.20	8,070.17		4,610.28	(4,610.28)
LFLT		78.61	78.61	78.61		78.61			
EPDL				11.74		11.74		11.74	(11.74)
UNR		2,405.17	2,405.17	2,405.17		2,405.17			
ELECTRONIC JRC				0.65		0.65		0.65	(0.65)
MONTECRISTI SOLAR				0.73		0.73		0.73	(0.73)

Tabla 16. Resumen de Transacciones de Potencia 2024 [Millones de RD\$].

(Continuación)

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT	NETO MERCADO SPOT
AGUA CLARA		4.10	4.10	0.88	4.10	4.97		0.88	(0.88)
WCG				0.90		0.90		0.90	(0.90)
EMERALD				0.42		0.42		0.42	(0.42)
GRUPO EOLICO DOMINICANO				2.96		2.96		2.96	(2.96)
PECASA									
MAPRICA				1.77		1.77		1.77	(1.77)
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY				1.32		1.32		1.32	(1.32)
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				7.98		7.98		7.98	(7.98)
FALCONDO		13.43	13.43	13.98		13.98		0.55	(0.55)
KOROR BUSINESS, S.R.L.				1.09		1.09		1.09	(1.09)
LA REINA				1.26		1.26		1.26	(1.26)
KARPOWERSHIP	509.65		509.65		600.55	600.55		90.90	(90.90)
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA				0.98		0.98		0.98	(0.98)
ENREN				1.90		1.90		1.90	(1.90)
PHINIE & CO DEVELOPMENT				0.18		0.18		0.18	(0.18)
MATRISOL				0.64		0.64		0.64	(0.64)
FERSAN				16.51		16.51		16.51	(16.51)
KARPOWERSHIP	592.33		592.33		613.76	613.76		21.43	(21.43)
ARTURO BISONO				1.32		1.32		1.32	(1.32)
MARANATHA				0.20		0.20		0.20	(0.20)
HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS				0.39		0.39		0.39	(0.39)
FERRETERÍA OCHOA LAS CHARCAS				0.18		0.18		0.18	(0.18)
PASTAS ALIMENTICIAS				2.14		2.14		2.14	(2.14)
CESAR IGLESIAS				6.46		6.46		6.46	(6.46)
PECASA									
ETED	607.01		607.01				607.01		607.01
Total [Millones de RD\$]	25,201.40	12,884.28	38,085.68	25,201.40	12,884.28	38,085.68	14,711.32	14,711.32	-

5.8. PEAJE DE TRANSMISIÓN

En las Tablas 17 y 18 se presenta el cálculo del Peaje del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2024. 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 transferidos 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-144-2023-PJ, de fecha 18 de diciembre 2023.

Tabla 17. Peaje de transmisión en 2024 según RESOLUCIÓN SIE-144-2023-PJ.

CÁLCULO PEAJE MENSUAL DE TRANSMISIÓN 2023 SEGÚN RESOLUCIÓN SIE-145-2022-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	11,194,646.00	309.55	267.63	390.23	256.49	126.49	57.52	1.00	11,208,560.73	644,752,280.68	
Febrero	11,194,646.00	309.85	279.25	393.32	257.94	126.98	58.88	1.00	11,220,087.71	660,618,568.38	
Marzo	11,194,646.00	310.81	289.63	392.77	259.06	127.09	58.81	1.01	11,318,845.69	665,629,622.52	
Abril	11,194,646.00	310.13	268.27	394.52	258.82	127.47	59.15	1.00	11,152,322.52	659,706,716.56	
Mayo	11,194,646.00	312.50	260.27	389.81	259.90	127.35	59.04	0.99	11,112,314.08	656,115,472.34	
Junio	11,194,646.00	322.41	263.00	390.64	260.35	127.30	58.60	1.00	11,192,672.04	655,891,700.74	
Julio	11,194,646.00	328.83	259.35	393.51	259.72	127.91	59.35	0.99	11,137,548.63	660,987,894.90	
Agosto	11,194,646.00	329.72	249.99	393.76	260.31	128.58	59.18	0.99	11,120,506.14	658,068,183.10	
Septiembre	11,194,646.00	327.79	245.43	393.41	260.41	129.10	59.76	0.99	11,057,154.55	660,823,101.62	
Octubre	11,194,646.00	325.96	241.44	393.41	260.26	129.49	60.08	0.98	11,012,870.84	661,632,355.54	
Noviembre	11,194,646.00	325.76	242.64	397.02	261.24	129.61	60.20	0.99	11,032,728.04	664,223,184.93	
Diciembre	11,194,646.00	325.41	245.96	397.02	261.20	129.81	60.32	0.99	11,052,834.89	666,741,264.59	
Promedio	11,194,646.00	319.89	259.40	393.29	259.64	128.10	59.24	0.99	11,134,870.49	659,599,195.49	

- PTB US\$:

Peaje Total Base 2024 Según Resolución SIE-144-2023-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”.
- 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”.
- 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 2024 [RD\$/kW-mes].

DATOS 2024	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
DERECHO DE USO ENERGÍA	[MMRD\$]	139.24	129.34	170.30	159.06	167.72	231.75	228.86	263.62	275.32	288.92	222.79	203.39	2,480.30
DERECHO DE USO POTENCIA	[MMRD\$]	45.69	53.73	51.29	51.40	51.59	51.53	51.50	51.01	51.77	51.42	51.24	48.65	610.81
DERECHO DE CONEXIÓN	[MMRD\$]	459.83	477.55	444.05	449.24	436.81	372.62	380.64	343.43	333.73	321.29	390.19	414.70	4,824.08
DERECHO DE USO ENERGÍA	[%]	0.22	0.20	0.26	0.24	0.26	0.35	0.35	0.40	0.42	0.44	0.34	0.31	0.31
DERECHO DE USO POTENCIA	[%]	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.08
DERECHO DE CONEXIÓN	[%]	0.71	0.72	0.67	0.68	0.67	0.57	0.58	0.52	0.51	0.49	0.59	0.62	0.61
DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA (Retiro Físico)	[MW]	3,369.94	3,369.94	3,412.85	3,346.94	3,346.94	3,346.39	3,346.39	3,346.49	3,355.99	3,370.34	3,373.94	3,373.94	3,363.34
DEMANDA NETA	[MW]	3,369.94	3,369.94	3,412.85	3,346.94	3,346.94	3,346.39	3,346.39	3,346.49	3,355.99	3,370.34	3,373.94	3,373.94	3,363.34
DERECHO DE CONEXIÓN UNITARIO	[RD\$/kW-mes]	136.45	141.71	132.67	134.22	130.51	111.33	113.73	102.61	99.43	95.31	115.65	122.91	119.71
POTENCIA FIRME (Iny Física)	[MW]	3,436.14	3,436.37	3,412.85	3,412.86	3,412.86	3,412.88	3,412.88	3,412.91	3,422.63	3,437.18	3,440.24	3,440.51	3,424.19
PAGO POR DERECHO DE CONEXIÓN	[MMRD\$]	468.86	486.97	452.79	458.09	445.42	379.95	388.13	350.19	340.30	327.60	397.86	422.88	4,919.03
TRANSFERENCIA POR DERECHO DE CONEXIÓN (ETED)	[MMRD\$]	9.03	9.41	8.74	8.85	8.60	7.34	7.49	6.75	6.57	6.31	7.67	8.18	94.95

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 2024, 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 2024 [Millones de RD\$].

AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
AES ANDRÉS	32.16	31.21	29.35	29.86	28.80	24.44	25.00	22.69	21.99	21.42	26.11	27.00	320.04
CESPM	32.26	31.91	30.07	30.21	29.33	25.07	25.79	23.49	22.78	22.29	27.22	28.22	328.63
DPP	35.79	35.02	32.85	33.51	32.42	27.69	28.49	26.00	25.13	24.10	29.32	30.50	360.81
EGEHID	74.30	78.04	71.81	72.17	71.65	61.00	61.51	54.49	53.95	49.39	59.10	65.86	773.28
GPLV	24.90	25.24	23.58	23.97	23.16	19.77	20.30	18.53	17.92	17.41	21.15	21.93	257.87
HAINA	45.27	46.41	43.44	43.94	42.60	36.29	37.05	33.53	32.41	31.24	37.90	39.87	469.94
ITABO	27.91	27.36	25.64	25.89	25.09	21.30	21.76	19.74	19.06	18.51	22.40	23.02	277.65
MONTE RIO	2.45	2.40	2.24	2.26	2.18	1.48	1.46	1.30	1.25	1.18	1.39	1.77	21.38
LAESA	14.73	15.14	14.17	14.31	13.85	11.81	12.09	10.95	10.60	10.22	12.57	17.47	157.93
LOS ORIGENES	7.78	8.08	7.57	7.66	7.45	6.35	6.49	5.85	5.67	5.44	6.60	7.01	81.95
METALDOM	5.21	5.12	4.81	4.89	4.75	4.06	4.15	3.77	3.66	3.57	4.33	4.49	52.81
SEABOARD	34.33	34.89	32.82	33.20	32.17	27.37	28.03	25.16	24.32	23.63	28.76	29.78	354.46
LEAR	12.83	12.75	11.96	12.14	11.72	9.98	10.23	9.34	9.01	8.78	10.68	10.93	130.35
BIO-ENERGY	3.25	3.20	3.01	3.05	2.96	2.52	2.60	2.36	2.29	2.23	2.68	2.78	32.91
PVDC	8.92	9.26	8.67	8.77	8.53	7.28	7.43	6.71	6.50	6.23	7.56	8.03	93.90

Tabla 19. Pagos por Derecho de Conexión preliminar 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SIBA	25.53	25.57	23.42	23.68	22.61	19.04	19.98	18.18	17.62	17.56	21.46	21.94	256.58
KARPOWERSHIP	9.31	24.84	21.61	22.08	21.37	19.03	19.53	17.56	16.95	16.43	19.94	21.19	229.85
EGEPC	71.95	70.53	65.77	66.51	64.76	55.47	56.23	50.53	49.18	47.97	58.69	61.10	718.69
Total	468.86	486.97	452.79	458.09	445.42	379.95	388.13	350.19	340.30	327.60	397.86	422.88	4,919.03

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 2024 [Millones de RD\$].

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT
AES ANDRÉS	320.04		320.04		545.95	545.95		225.91
DPP	360.81		360.81	1.34	412.90	414.23	7.19	60.61
EGEHID	773.28		773.28		44.51	44.51	728.77	
GPLV	257.87		257.87				257.87	
HAINA	469.94		469.94	1.13	128.28	129.41	340.53	
ITABO	277.65		277.65		44.46	44.46	233.18	
MONTE RIO	21.38		21.38				21.38	
LAESA	157.93		157.93				157.93	
LOS ORIGENES	81.95		81.95				81.95	
METALDOM	52.81		52.81				52.81	
SEABOARD	354.46		354.46		2.92	2.92	351.54	
LEAR	130.35		130.35		5.33	5.33	125.02	
BIO-ENERGY	32.91		32.91		0.94	0.94	31.97	
PVDC	93.90		93.90					
EGEPC	718.69		718.69		718.69	718.69		
CESPM	328.63		328.63				328.63	

Tabla 20. Resumen de transacciones de Derecho de Conexión preliminar 2024
[Millones de RD\$]. (Continuación)

AGENTE	INYECCIÓN X GENERACIÓN	INYECCIÓN X CONTRATO	INYECCIÓN TOTAL	RETIRO X CONSUMO	RETIRO X CONTRATO	RETIRO TOTAL	VENTAS AL MERCADO SPOT	COMPRAS AL MERCADO SPOT
SIBA	256.58		256.58	0.34	274.22	274.55		17.98
KARPOWERSHIP	229.85		229.85		255.70	255.70		25.85
ELECTRONIC JRC				0.12		0.12		0.12
MONTECRISTI SOLAR				0.13		0.13		0.13
AGUA CLARA		0.80	0.80	0.16	0.80	0.96		0.16
WCG				0.17		0.17		0.17
EMERALD				0.09		0.09		0.09
GRUPO EOLICO DOMINICANO				0.61		0.61		0.61
PECASA								
EDEESTE		703.42	703.42	1,483.45	4.67	1,488.11		784.69
EDENORTE		659.23	659.23	1353.00	7.77	1360.77		701.54
EDESUR		689.94	689.94	1,487.77	90.96	1,578.73		888.79
LFLT		13.55	13.55	13.55		13.55		
EPDL				2.02		2.02		2.02
UNR		468.02	468.02	468.02		468.02		
MAPRICA				0.35		0.35		0.35
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY				0.27		0.27		0.27
RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO				1.58		1.58		1.58
FALCONDO		3.14	3.14	3.25		3.25		0.11
KOROR BUSINESS, S.R.L.				0.22		0.22		0.22
LA REINA				0.25		0.25		0.25
FERSAN				3.22		3.22		3.22
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA				0.19		0.19		0.19
ENREN				0.39		0.39		0.39
PHINIE & CO DEVELOPMENT				0.04		0.04		0.04
MATRISOL				0.11		0.11		0.11
ARTURO BISONO				0.26		0.26		0.26
MARANATHA				0.04		0.04		0.04
HOSPITAL GENERAL LAS COLINAS				0.07		0.07		0.07
FERRETERÍA OCHOA LAS CHARCAS				0.03		0.03		0.03
PASTAS ALIMENTICIAS				0.33		0.33		0.33
CESAR IGLESIAS				1.59		1.59		1.59
ETED				94.95		94.95		94.95
Total [Millones de RD\$]	4,919.03	2,538.10	7,457.13	4,919.03	2,538.10	7,457.13	2,812.67	2,812.67

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 2024 [Millones de RD\$].

[MILLONES DE RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
RPF Complemento	AES ANDRÉS	6.53	17.45	25.76	15.50	16.67	34.08	37.75	24.85	35.67	29.83	22.14	9.76	276.02
	DPP	15.27	25.55	35.70	17.85	31.06	69.29	59.47	30.06	17.67	34.89	32.64	15.61	385.08
	EGEHID	45.31	31.38	38.54	36.92	78.34	89.87	76.21	62.33	65.08	50.58	43.63	51.77	669.96
	GPLV	0.26	0.79	2.29	0.34	1.97	8.33	8.88	2.77	7.70	6.65	1.50	1.36	42.83
	HAINA	18.13	17.42	31.72	18.37	31.08	51.91	44.24	31.45	35.70	37.87	24.15	20.48	362.52
	LAESA	0.04	0.10	1.49	0.76	2.61	5.43	5.15	1.90	5.46	5.58	1.78	1.27	31.56
	METALDOM			0.02	0.01	0.39	1.40	1.24	0.27	1.05	1.04	0.22	0.11	5.76
	SEABOARD	7.86	9.09	16.29	9.65	15.49	25.50	24.46	15.99	25.09	24.32	14.84	11.06	199.65
	PVDC	11.81	13.87	20.51	15.61	19.48	31.49	33.83	25.55	35.54	32.49	18.85	21.92	280.95
	LOS ORIGENES POWER PLANT	0.02	0.16	0.63	0.09	0.69	2.83	2.58	0.80	2.33	2.27	0.42	0.24	13.04
	LEAR		0.08	0.34	0.02	0.89	3.36	2.53	0.94	2.39	2.70	0.63	0.07	13.93
	MONTE RIO													
	EGEPC	35.18	33.26	47.39	43.97	56.52	55.48	54.23	67.97	70.56	78.15	59.36	41.46	643.54
	CESPM	14.82	14.71	17.26	17.30	23.21	34.91	31.71	27.22	36.63	31.79	18.98	19.20	287.73
	SIBA			0.26		0.05	0.89		0.70	3.51	1.79	0.20	0.05	7.45
	KARPOWERSHIP			0.17	0.08	1.36	3.83	3.76	0.48	3.47	3.13	1.35	0.62	18.26
	TOTAL	155.23	163.85	238.38	176.47	279.81	418.61	386.03	293.27	347.84	343.08	240.71	194.99	3,238.29
RPF Incentivo	AES ANDRÉS	4.43	6.31	7.12	7.11	5.89	5.32	6.86	7.61	7.42	6.96	6.56	5.44	77.03
	DPP	10.16	9.53	10.36	9.55	9.71	10.34	10.49	9.69	3.84	9.00	9.72	10.54	112.92
	EGEHID	5.15	3.40	3.64	4.26	7.91	6.78	5.84	5.88	5.13	4.24	4.25	5.49	61.96
	GPLV	0.70	0.88	1.71	0.79	1.05	2.59	2.73	2.31	2.88	2.23	0.90	0.94	19.71
	HAINA	5.33	4.80	6.38	4.99	6.31	7.10	7.21	7.29	7.84	7.11	5.83	6.28	76.47
	LAESA	0.70	0.40	1.16	0.99	1.30	1.59	1.62	1.62	1.95	1.71	1.10	0.84	14.99
	METALDOM			0.03	0.02	0.18	0.45	0.36	0.27	0.37	0.39	0.08	0.05	2.21
	SEABOARD	2.82	2.66	3.21	2.62	3.24	3.83	3.75	4.07	4.09	4.28	3.79	3.57	41.95
	PVDC	3.58	3.47	3.73	3.75	3.85	3.84	4.18	4.46	4.47	4.32	3.71	4.56	47.91
	LOS ORIGENES POWER PLANT	0.13	0.31	0.58	0.20	0.37	0.89	0.77	0.73	0.87	0.78	0.31	0.20	6.13
	LEAR	0.02	0.13	0.37	0.06	0.50	1.04	0.75	0.56	0.90	0.97	0.38	0.09	5.76
	MONTE RIO													
	EGEPC	8.41	7.17	7.59	9.33	9.00	5.82	5.92	9.72	8.15	9.42	9.31	7.11	96.96
	CESPM	4.10	3.85	2.93	4.43	4.29	4.31	4.06	4.57	4.73	4.48	3.91	4.58	50.23
	SIBA			0.44	0.03	0.32	1.16	1.04	1.07	1.76	1.35	0.20	0.09	7.45
	KARPOWERSHIP			0.17	0.23	0.66	1.57	1.59	0.38	1.59	1.67	0.72	0.32	8.91
	TOTAL	45.55	42.91	49.41	48.35	54.59	56.64	57.16	60.23	55.98	58.89	50.77	50.11	630.59

Tabla 21. Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2024 [Millones de RD\$].

(Continuación)

[MILLONES DE RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
RSF Complemento	AES ANDRÉS	12.22	16.71	17.94	28.11	31.27	68.61	36.16	24.90	41.06	21.88	25.35	13.47	337.69
	DPP	30.07	49.65	60.92	37.66	51.48	67.91	68.79	57.74	24.28	63.90	64.09	31.66	608.14
	EGEHID													
	GPLV	1.27	3.95	11.67	1.50	9.74	43.03	44.74	13.32	38.20	34.00	8.07	7.04	216.53
	HAINA	15.47	16.95	8.32	10.32	23.30	23.05	24.14	16.22	37.42	20.91	11.86	12.83	220.78
	LAESA	0.17	0.47	8.97	4.14	14.36	32.41	32.49	11.60	32.42	36.69	11.95	5.98	191.65
	METALDOM													
	SEABOARD	1.07	1.06	0.77	0.99	2.97	9.73	10.88	4.90	10.37	11.87	4.42	3.09	62.12
	PVDC	4.57	2.03	2.04	2.39	3.90	1.39	0.87	2.01	2.33	0.76	1.29	3.83	27.42
	LOS ORIGENES POWER PLANT	0.15	1.46	5.29	0.76	5.64	23.65	21.17	6.77	18.68	18.82	3.57	1.75	107.72
	LEAR													
	MONTE RIO													
	EGEPC													
	CESPM	9.64	6.35	3.07	11.76	11.52	3.25	1.44	4.70	4.48	3.89	3.32	15.46	78.87
	SIBA													
	KARPOWERSHIP													
	TOTAL	74.63	98.63	118.99	97.64	154.19	273.03	240.68	142.17	209.25	212.71	133.91	95.10	1,850.93
RSF Incentivo	AES ANDRÉS	8.86	10.97	8.36	17.28	13.19	9.98	7.46	10.26	10.46	7.53	10.64	12.32	127.32
	DPP	20.66	14.18	16.48	14.12	15.37	10.52	12.76	17.95	5.30	16.49	18.09	19.60	181.53
	EGEHID													
	GPLV	3.39	4.49	8.83	2.79	4.73	13.10	13.58	10.53	13.25	11.23	4.58	4.48	94.98
	HAINA	4.99	5.70	3.81	4.03	5.73	3.80	6.21	5.92	10.05	5.99	4.22	5.14	65.59
	LAESA	2.00	1.12	6.65	4.41	7.48	9.44	9.84	8.88	10.75	10.76	7.39	3.25	81.97
	METALDOM													
	SEABOARD	0.99	0.61	0.64	0.68	1.28	2.45	2.46	2.26	2.53	2.92	2.17	1.92	20.90
	PVDC	1.68	1.01	0.52	0.94	1.36	0.50	0.21	0.59	0.33	0.19	0.48	1.04	8.86
	LOS ORIGENES POWER PLANT	1.00	2.67	4.74	1.54	3.01	7.18	6.16	5.85	6.44	6.33	2.50	1.37	48.80
	LEAR													
	MONTE RIO													
	EGEPC													
	CESPM	4.24	3.46	1.08	5.31	3.79	0.61	0.42	1.38	0.90	0.96	1.45	4.80	28.42
	SIBA													
	KARPOWERSHIP													
	TOTAL	47.82	44.22	51.11	51.09	55.95	57.59	59.09	63.62	60.03	62.40	51.52	53.92	658.37
Generación Forzada	AES ANDRÉS	0.22		2.85	11.17	6.64			1.31			0.19	2.14	24.53
	DPP	4.66	0.87	5.16	11.85	6.28			1.82			0.45	3.19	34.29
	EGEHID													
	GPLV											0.03		0.03
	HAINA	1.03			0.88	0.14		0.37	0.67					4.03
	LAESA					0.02						0.08		0.10
	METALDOM													
	SEABOARD													
	PVDC	0.01			0.05	0.01								0.07
	LOS ORIGENES POWER PLANT	0.81								0.20		0.03		1.04
	LEAR													
	MONTE RIO													
	EGEPC													
	CESPM													
	SIBA													
	KARPOWERSHIP													
	TOTAL	6.72	0.87	8.01	23.96	13.10		0.37	3.81	0.20		0.76	6.27	64.08



Tabla 21. Remuneración Servicio de Regulación de Frecuencia 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

[MILLONES DE RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Servicio RF	AES ANDRÉS	32.28	51.43	62.03	79.18	73.66	118.00	88.22	68.94	94.61	66.20	64.88	43.14	842.59
	DPP	80.81	99.78	128.62	91.04	113.91	158.07	151.50	117.26	51.10	124.28	124.99	80.60	1,321.97
	EGEHID	50.46	34.78	42.18	41.17	86.25	96.65	82.05	68.21	70.21	54.82	47.88	57.27	731.92
	GPLV	5.62	10.10	24.49	5.42	17.48	67.05	69.93	28.94	62.03	54.10	15.07	13.83	374.07
	HAINA	44.95	44.86	50.24	38.60	66.56	85.86	82.18	61.56	91.01	71.88	46.06	45.66	729.40
	LAESA	2.92	2.09	18.27	10.30	25.77	48.88	49.10	24.02	50.58	54.74	22.29	11.34	320.27
	METALDOM			0.05	0.04	0.57	1.85	1.59	0.54	1.42	1.43	0.31	0.16	7.97
	SEABOARD	12.74	13.44	20.91	13.94	22.98	41.51	41.55	27.21	42.07	43.39	25.23	19.65	324.62
	PVDC	21.65	20.38	26.81	22.74	28.60	37.23	39.09	32.61	42.67	37.76	24.33	31.34	365.21
	LOS ORIGENES POWER PLANT	2.10	4.61	11.23	2.60	9.71	34.55	30.67	14.15	28.53	28.19	6.82	3.57	176.72
	LEAR	0.02	0.21	0.71	0.07	1.39	4.41	3.28	1.49	3.28	3.66	1.01	0.16	19.70
	MONTE RIO			0.01										0.01
	EGEPC	43.59	40.44	54.99	53.29	65.53	61.30	60.15	77.69	78.71	87.57	68.67	48.57	740.49
	CESPM	32.80	28.37	24.34	38.79	42.82	43.08	37.63	37.86	46.74	41.12	27.66	44.04	445.24
	SIBA			0.70	0.03	0.37	2.05	1.04	1.77	5.27	3.14	0.41	0.13	14.90
	KARPOWERSHIP			0.34	0.31	2.03	5.40	5.35	0.87	5.07	4.80	2.07	0.95	27.18
	TOTAL	329.95	350.48	465.91	397.51	557.62	805.88	743.34	563.11	673.31	677.07	477.67	400.40	6,442.26

Tabla 22. Transacciones por Regulación de Frecuencia en el 2024 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Servicio RF	ITABO													
	HAINA	44.95	44.86	50.24	38.60	66.56	85.86	82.18	61.56	91.01	71.88	46.06	45.66	729.40
	GPLV	5.62	10.10	24.49	5.42	17.48	67.05	69.93	28.94	62.03	54.10	15.07	13.83	374.07
	SEABOARD	12.74	13.44	20.91	13.94	22.98	41.51	41.55	27.21	42.07	43.39	25.23	19.65	324.62
	DPP	80.81	99.78	128.62	91.04	113.91	158.07	151.50	117.26	51.10	124.28	124.99	80.60	1,321.97
	EGEPC	43.59	40.44	54.99	53.29	65.53	61.30	60.15	77.69	78.71	87.57	68.67	48.57	740.49
	CESPM	32.80	28.37	24.34	38.79	42.82	43.08	37.63	37.86	46.74	41.12	27.66	44.04	445.24
	EGEHID	50.46	34.78	42.18	41.17	86.25	96.65	82.05	68.21	70.21	54.82	47.88	57.27	731.92
	AES ANDRÉS	32.28	51.43	62.03	79.18	73.66	118.00	88.22	68.94	94.61	66.20	64.88	43.14	842.59
	MONTE RIO	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
	PVDC	21.65	20.38	26.81	22.74	28.60	37.23	39.09	32.61	42.67	37.76	24.33	31.34	365.21
	LEAR	0.02	0.21	0.71	0.07	1.39	4.41	3.28	1.49	3.28	3.66	1.01	0.16	19.70
	LAESA	2.92	2.09	18.27	10.30	25.77	48.88	49.10	24.02	50.58	54.74	22.29	11.34	320.27
	LOS ORIGENES	2.10	4.61	11.23	2.60	9.71	34.55	30.67	14.15	28.53	28.19	6.82	3.57	176.72
	METALDOM			0.05	0.04	0.57	1.85	1.59	0.54	1.42	1.43	0.31	0.16	7.97
	SIBA			0.70	0.03	0.37	2.05	1.04	1.77	5.27	3.14	0.41	0.13	14.90
	KARPOWERSHIP			0.34	0.31	2.03	5.40	5.35	0.87	5.07	4.80	2.07	0.95	27.18
	TOTAL	329.95	350.48	465.91	397.51	557.62	805.88	743.34	563.11	673.31	677.07	477.67	400.40	6,442.26

Tabla 22. Transacciones por Regulación de Frecuencia en el 2024 [Millones de RD\$].

(Continuación)

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Pago RF	ITABO	33.91	20.96	37.46	37.17	45.06	60.07	54.77	43.40	51.07	42.00	21.65	28.43	475.96
	HAINA	29.79	32.90	42.77	30.67	47.86	76.71	67.27	45.41	61.60	57.80	40.17	31.52	564.47
	GPLV	7.31	10.06	19.04	7.64	13.73	38.07	37.56	21.99	31.06	26.07	11.31	10.69	234.53
	SEABOARD	26.66	27.31	36.42	28.29	38.64	65.41	45.98	41.27	52.80	53.86	37.03	30.84	484.52
	DPP	33.52	35.75	46.14	34.51	51.23	80.81	76.35	44.17	24.13	54.75	46.60	39.79	567.73
	EGEPC	85.35	80.26	97.90	110.96	133.58	113.28	110.82	132.53	133.92	147.15	124.63	106.14	1,376.50
	CESPM	32.78	36.08	32.35	39.76	48.51	70.79	61.33	48.79	60.66	55.68	41.67	36.76	565.16
	EGEHID	26.16	25.94	26.52	24.06	48.46	63.05	54.08	37.38	41.68	34.24	29.46	29.52	440.55
	AES ANDRÉS	19.64	38.51	52.22	38.50	45.23	58.66	69.34	51.38	61.05	61.62	46.03	31.28	573.45
	MONTE RIO	0.01	0.07	0.21	0.00	0.50	1.94	1.81	0.15	1.02	0.99	0.31	0.24	7.25
	PVDC	27.06	30.10	38.86	29.78	39.21	56.55	55.32	41.32	49.02	47.33	38.32	33.96	486.82
	LEAR	0.63	2.80	6.68	1.66	9.85	22.77	17.88	8.80	16.26	16.22	6.05	1.33	110.93
	LAESA	5.72	5.34	11.51	9.19	13.83	28.70	28.98	20.08	24.76	23.63	16.66	10.27	198.66
	LOS ORIGENES	1.11	3.03	5.30	1.79	4.09	10.23	9.20	5.69	7.90	7.59	3.02	2.02	60.99
	METALDOM	0.09	0.26	2.49	0.31	2.93	8.49	7.12	3.80	6.14	6.00	1.71	1.02	40.37
	SIBA	0.02	0.17	5.77	0.35	4.81	21.95	18.60	11.62	26.37	19.40	3.32	1.70	114.09
	KARPOWERSHIP	0.20	0.96	4.27	2.89	10.11	28.40	26.91	5.32	23.86	22.74	9.73	4.88	140.27
	TOTAL	329.95	350.48	465.91	397.51	557.62	805.88	743.34	563.11	673.31	677.07	477.67	400.40	6,442.26
Saldo Acreedor	ITABO													
	HAINA	15.16	11.96	7.47	7.92	18.69	9.15	14.90	16.15	29.41	14.08	5.89	14.14	164.93
	GPLV		0.04	5.45	0.00	3.75	28.98	32.37	6.95	30.97	28.03	3.76	3.14	143.45
	SEABOARD													
	DPP	47.30	64.04	82.49	56.53	62.68	77.26	75.15	73.09	26.97	69.53	78.39	40.81	754.24
	EGEPC													
	CESPM	0.02											7.27	7.29
	EGEHID	24.30	8.84	15.65	17.11	37.80	33.60	27.97	30.83	28.53	20.58	18.42	27.75	291.37
	AES ANDRÉS	12.64	12.92	9.82	40.68	28.43	59.34	18.88	17.56	33.56	4.58	18.86	11.87	269.13
	MONTE RIO													
	PVDC													
	LEAR													
	LAESA			6.75	1.11	11.95	20.17	20.12	3.94	25.82	31.11	5.63	1.07	127.66
	LOS ORIGENES	0.99	1.58	5.93	0.80	5.61	24.32	21.47	8.46	20.63	20.60	3.80	1.55	115.73
	METALDOM													
	SIBA													
	KARPOWERSHIP													
	TOTAL	100.40	99.38	133.56	124.16	168.91	252.82	210.86	156.97	195.89	188.50	134.75	107.59	1,873.80

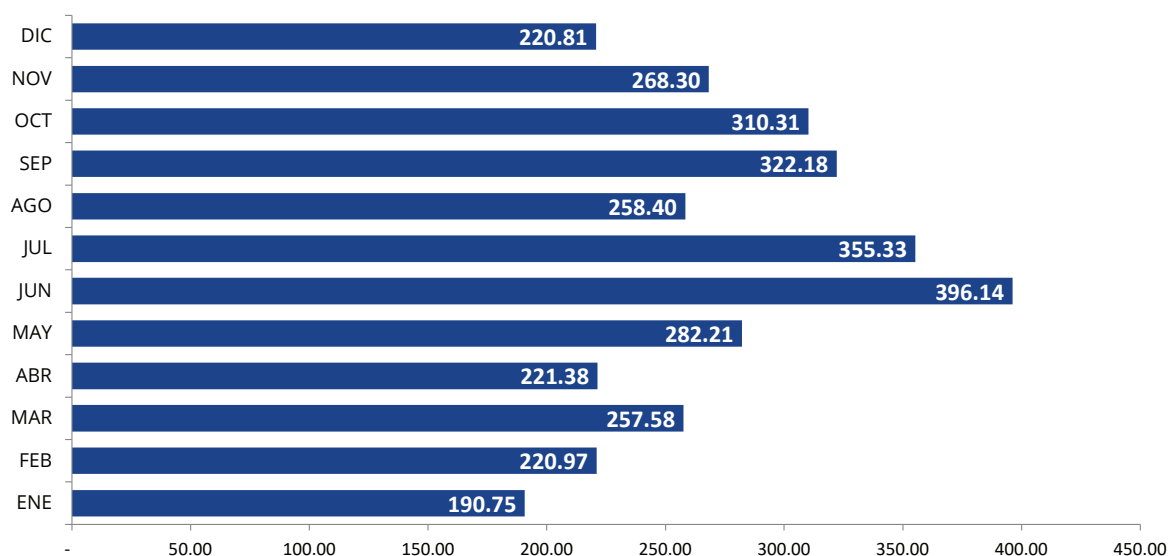


Tabla 22. Transacciones por Regulación de Frecuencia en el 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

[Millones de RD\$]	AGENTE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Saldo Deudor	ITABO	(33.91)	(20.96)	(37.46)	(37.17)	(45.06)	(60.07)	(54.77)	(43.40)	(51.07)	(42.00)	(21.65)	(28.43)	(475.96)
	HAINA													
	GPLV	(1.69)												(3.91)
	SEABOARD	(13.92)	(13.87)	(15.51)	(14.35)	(15.66)	(23.89)	(4.43)	(14.06)	(10.73)	(10.47)	(11.81)	(11.19)	(159.90)
	DPP													
	EGEPC	(41.76)	(39.82)	(42.91)	(57.66)	(68.05)	(51.98)	(50.67)	(54.84)	(55.20)	(59.58)	(55.96)	(57.58)	(636.01)
	CESPM		(7.71)	(8.01)	(0.96)	(5.69)	(27.72)	(23.70)	(10.92)	(13.92)	(14.56)	(14.01)	0.00	(127.21)
	EGEHID													
	AES ANDRÉS													
	MONTE RIO	(0.01)	(0.07)	(0.20)		(0.50)	(1.94)	(1.81)	(0.15)	(1.02)	(0.99)	(0.31)	(0.24)	(7.24)
	PVDC	(5.41)	(9.72)	(12.06)	(7.04)	(10.61)	(19.32)	(16.22)	(8.71)	(6.35)	(9.56)	(13.99)	(2.62)	(121.61)
	LEAR	(0.60)	(2.59)	(5.97)	(1.58)	(8.46)	(18.36)	(14.60)	(7.31)	(12.98)	(12.56)	(5.04)	(1.17)	(91.23)
	LAESA	(2.80)	(3.25)											(6.05)
	LOS ORIGENES													
	METALDOM	(0.08)	(0.26)	(2.43)	(0.27)	(2.37)	(6.63)	(5.53)	(3.26)	(4.72)	(4.58)	(1.40)	(0.86)	(32.40)
	SIBA	(0.02)	(0.17)	(5.07)	(0.32)	(4.44)	(19.90)	(17.56)	(9.85)	(21.10)	(16.26)	(2.92)	(1.57)	(99.19)
	KARPOWERSHIP	(0.20)	(0.96)	(3.93)	(2.58)	(8.08)	(23.00)	(21.56)	(4.46)	(18.80)	(17.93)	(7.66)	(3.93)	(113.09)
	TOTAL	(100.40)	(99.38)	(133.56)	(124.16)	(168.91)	(252.82)	(210.86)	(156.97)	(195.89)	(188.50)	(134.75)	(107.59)	(1,873.80)

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:

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

Figura 38. Costo Promedio del Servicio de Frecuencia año 2024

+11.87% es la variación del Costo Promedio de la Regulación de Frecuencia de 2024 respecto a 2023.



+15.76% es la variación del Costo Promedio de la Regulación de Frecuencia de diciembre respecto a enero 2024.

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 2024, conforme a lo indicado en la Resolución SIE-143-2023-MEM.

Tabla 23. Compensaciones a unidades generadoras según la Resolución SIE-143-2023-MEM en el 2024 [Millones de RD\$].

AGENTE	CENTRAL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
AES ANDRES	AES ANDRÉS	0.21		2.30	8.87	47.44	60.35		0.09			11.16	6.03	136.45
DPP	LOS MINA 5	7.30	1.26	1.10	4.46	2.71			0.05			0.36	3.19	20.42
	LOS MINA 6	8.23	1.28	0.77	3.45	2.75			0.05			0.31	3.17	20.02
	LOS MINA 7	8.19	1.42	0.94	4.49	3.06			0.05			0.33	3.09	21.57
GPLV	PALAMARA	0.14	0.13	0.12	0.04	0.30	0.09	0.04	0.10	0.12	0.09	0.11	0.31	1.57
	LA VEGA GRUPO 1	5.87	5.00	2.33	13.11	5.16	0.23	0.89	1.90	0.58	0.52	0.70	0.80	37.07
	LA VEGA GRUPO 2	0.17	0.91	0.95	1.26	0.61	0.03	0.13	0.87	0.34	0.05	0.01	0.06	5.38
HAINA	BARAHONA CARBON	1.12	0.44	0.07	0.58	0.74			0.06				0.21	3.23
	HAINA TG		0.27			11.32	35.08			0.06	54.94			101.68
	SULTANA DEL ESTE	0.02	0.17	0.32	0.03	0.30	0.09		0.08	0.07	0.04	0.03	0.05	1.19
	PALENQUE		0.01			0.02	0.01		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.09
	CENTRAL QUIISQUEYA 2 – BONAO 345 kV	0.09	0.05	0.05	0.07	0.03		0.02		0.23	0.04		0.01	0.59
	CENTRAL QUIISQUEYA 2 – BONAO 138 kV	0.38	0.16	0.42	0.22	0.17		0.28		0.60	0.15		0.08	2.44
ITABO	ITABO 1	0.06		0.33	1.05	0.22								1.66
	ITABO 2	0.05		0.10	0.74	0.12								1.02
LAESA	PIMENTEL - T1	1.22	0.32	1.06	5.08	0.60	0.02	0.07	0.40	0.28	0.13	0.20	0.44	9.82
	PIMENTEL - T2	0.98	1.95	0.09	0.81	0.11	0.02	0.06	0.03	0.02	0.04	0.15	0.13	4.40
	PIMENTEL - T3	35.21	18.53	4.95	15.32	11.07	0.42	1.65	3.86	0.97	0.68	2.91	1.01	96.57
	PIMENTEL - T4												4.34	4.34
LEAR	MONTE RIO	0.10	0.26	0.44	1.64	0.60	0.19	0.15	0.35	0.16	0.36	0.33	0.11	4.69
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	0.24	0.45	0.42	0.26	0.32	0.03	0.09	0.12	0.10	0.10	0.21	0.13	2.48
METALDOM	METALDOM	0.01	0.02	0.04	0.00	0.07	0.03	0.04	0.08	0.02	0.02	0.03	0.04	0.39
MONTE RIO	BERSAL			0.01		0.01	0.05	0.02		0.01	0.01	0.03	0.02	0.17
	INCA D L01					0.01	0.02	0.02			0.01	0.01	0.01	0.08
PVDC	AUTOPRODUCTOR PVDC - BONAO 345 kV	0.13			0.01									0.14
	AUTOPRODUCTOR PVDC - BONAO 138 kV	0.42			0.02				0.02					0.45
	QUISQUEYA 1 SPM – BONAO 345 kV				0.01	0.01			0.01				0.03	0.06
	QUISQUEYA 1 SPM – BONAO 138 kV	0.01	0.01		0.02	0.02			0.04				0.01	0.11
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	2.57	1.10	0.61	1.22	1.09	0.26	0.41	1.06	0.48	0.09	1.87	0.41	11.18
	ESTRELLA DEL MAR 3	0.49	0.78	0.01	0.84	0.26			0.04				0.67	3.09
SIBA ENERGY CORPORATION	SIBA	0.01	0.05	0.02	0.03	6.51	34.04	46.90	0.25	0.17	0.16	0.32	0.20	88.67
CESPM	CESPM 1	0.14	0.11	0.18	0.53	9.86	128.98						0.26	140.07
	CESPM 2	0.18	0.09	0.22	0.14	0.10							0.63	1.37
	CESPM 3	1.45	0.09	0.11	0.13	0.23							0.59	2.59
KARPOWERSHIP	POWERSHIP AZUA KPS 26	0.01	0.02	0.03		0.07	0.15	0.10	0.07	0.09	0.05	0.03	0.04	0.67
	POWERSHIP AZUA KPS 60	0.01	0.04	0.08	0.08	0.24	0.18	0.31	0.14	0.14	0.16	0.11	0.19	1.68
Total		75.02	34.91	18.07	64.49	106.14	260.28	51.16	9.74	4.43	57.65	19.24	26.26	727.41

Tabla 24. Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2024 [Millones de RD\$].

MILLONES DE RD\$	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Beneficio por CmgTope	AES ANDRÉS			0.01		19.35	114.48	9.34			79.42			222.60
	METALDOM													
	DPP			0.11		2.00	10.03	1.69			28.86			42.68
	HAINA			0.14		2.89	2.48	0.63			8.98			15.12
	ITABO													
	SEABOARD													
	EGEHID										0.07			0.07
	GPLV													
	LAESA													
	LOS ORIGENES													
	MONTE RIO													
	ELECTRONIC JRC					0.01	0.03	0.01			0.08			0.12
	MONTECRISTI SOLAR					0.01	0.03	0.01			0.06			0.11
	PVDC			0.01		1.64	4.20	0.18			0.10			6.14
	EDEESTE			5.85		32.17	126.94	35.47			186.81			387.23
	EDENORTE			2.04		10.79	87.60	28.21			107.60			236.23
	EDESUR			10.34		48.37	244.99	63.03			312.58			679.32
	EPDL			0.03		0.21	1.10	0.28			1.55			3.18
	LFLT													
	LEAR													
	BIO-ENERGY							0.04			0.53			0.57
	EMERALD						0.02	0.01			0.04			0.06
	WCG					0.01	0.05	0.02			0.10			0.18
	POSEIDON						0.13				0.11			0.25
	AGUA CLARA					0.01	0.05							0.07
	GRUPO EOLICO DOMINICANO						0.01				0.02			0.04
	PECASA						0.01				0.01			0.02
	CESPM													
	MAPRICA			0.01		0.05	0.26	0.05			0.24			0.62
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY					0.02	0.08	0.02			0.13			0.25
	SIBA ENERGY CORPORATION			0.01			0.03	0.01			0.07			0.12
	KOROR BUSINESS					0.01	0.06	0.02			0.10			0.19
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO			0.02		0.17	0.84	0.20			1.01			2.24
	ENREN					0.01	0.03	0.01			0.05			0.10
	LA REINA					0.04	0.19	0.04			0.15			0.42
	MATRISOL					0.01	0.03	0.79			6.69			7.51
	EGEPC			0.16		0.12	1.59	0.67			0.03			2.56
	EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	0.34	0.32			0.01	0.05	0.01			0.10			0.84
	PHINIE & CO DEVELOPMENT	0.12	0.13				0.02	0.01			0.03			0.32
	FERSAN			0.04		0.26	1.03	0.24			1.28			2.84
	ARTURO BISONO					0.07								0.07
	PARQUE FOTOVOLTAICO MARANATHA FASE I										0.03			0.03
	KARPOWERSHIP													
Beneficio por CVD Máx	AES ANDRÉS	98.38		0.27		68.07	116.48	14.83	0.02	0.39	41.33	1.70	0.11	341.58
	METALDOM	2.61		0.36			1.89	1.67	10.12	5.47	1.09	0.68		23.90
	DPP					2.45	8.21	2.22	0.02	0.69	13.24	3.97	0.01	30.82
	HAINA	127.87		0.07		0.23	2.52	4.44	0.12	8.52	2.76	0.58	0.43	147.53
	ITABO	850.31		1.88				8.19	9.31	58.29	27.56	2.28	1.59	959.41

Tabla 24. Efecto Costo Marginal Tope en las Transacciones de Energía en el 2024 [Millones de RD\$].

(Continuación)

MILLONES DE RD\$	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Beneficio por CVD Máx	SEABOARD	719.06		1.75				4.72	8.09	73.13	37.77	7.40	4.14	856.05
	EGEHID	609.42		0.09				0.33	0.56	3.20	1.53	0.31	0.28	615.73
	GPLV	211.38		1.67				8.62	7.12	46.28	23.45	4.54	3.07	306.12
	LAESA	168.77		0.74				6.74	5.96	36.72	19.46	4.18	2.60	245.17
	LOS ORIGENES	31.70		0.46				2.68	1.98	12.55	7.01	1.00	0.59	57.99
	MONTE RIO	0.30		0.13				0.42	0.30	2.85	1.24	0.32	0.18	5.74
	ELECTRONIC JRC					0.01	0.05	0.01			0.05			0.13
	MONTECRISTI SOLAR					0.01	0.06	0.01			0.04			0.12
	PVDC	89.10		0.34		0.20	1.23	2.70	1.33	8.92	6.70	1.51	0.61	112.65
	EDEESTE	0.17		0.03		51.41	150.16	41.54	0.03	0.79	119.37	5.11	0.07	368.67
	EDENORTE	0.02		0.02		14.61	105.93	28.25	0.02	0.94	74.35	0.23	0.12	224.49
	EDESUR			0.06		77.47	295.95	76.53	0.07	1.86	182.65	5.49	0.06	640.14
	EPDL					0.38	1.37	0.36		0.01	0.93	0.03		3.08
	LFLT													
	LEAR	15.71		0.79				3.69	3.41	23.15	11.66	1.20		59.60
	BIO-ENERGY							0.07			0.30			0.37
	EMERALD					0.01	0.03	0.01			0.03			0.08
	WCG					0.02	0.09	0.02			0.06			0.20
	POSEIDON	82.36		0.04		0.02	0.10	1.39	0.85	5.34	0.79	0.07	0.41	91.38
	AGUA CLARA					0.02	0.09				0.06			0.18
	GRUPO EOLICO DOMINICANO						0.03	0.01			0.10	0.05	0.11	0.29
	PECASA						0.02				0.03			0.05
	CESPM							0.06				0.05		0.12
	MAPRICA					0.06	0.16	0.06			0.12			0.40
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY					0.04	0.13	0.03			0.08			0.28
	SIBA ENERGY CORPORATION										0.01	0.01		0.02
	KOROR BUSINESS					0.03	0.10	0.02			0.07			0.22
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO					0.29	0.94	0.24			0.58	0.03		2.09
	ENREN					0.01	0.06	0.01			0.04			0.12
	LA REINA					0.05	0.11	0.04			0.06			0.26
	MATRISOL					0.01	0.05	1.46		0.39	4.59	0.34		6.84
	EGEPC					0.01	2.26	0.68		0.01	0.02			2.98
	EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA	0.34	0.32			0.02	0.09	0.02			0.06			0.86
	PHINIE & CO DEVELOPMENT	0.12	0.13			0.01	0.04	0.01			0.02			0.33
	FERSAN					0.25	1.10	0.36		0.01	0.59	0.04		2.36
	ARTURO BISONO					0.07								0.07
	PARQUE FOTOVOLTAICO MARANATHA FASE I						0.01	0.08	0.01	0.14	0.16	0.04	0.01	0.43
	KARPOWERSHIP													
Total Beneficio por CmgTope		0.46	0.45	18.78		118.24	596.40	140.97			736.81			1,612.11
Total Beneficio por CVD Máx		3,007.62	0.45	8.72		215.77	687.37	212.72	40.89	294.31	584.34	41.60	15.08	5,108.86

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-143-2023-MEM [Millones de RD\$].

[MILLONES DE RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Saldo Neto Acreedor	AES ANDRÉS			1.63	6.32	36.14	33.13					10.03	4.98	92.22
	METALDOM		0.02	0.04		0.06	0.02	0.04	0.07	0.02	0.02	0.03	0.04	0.36
	DPP	23.51	3.86	2.76	12.21	7.84			0.13				9.40	59.71
	HAJNA			0.24		10.11	30.58			0.83	54.92			96.68
	ITABO			0.28	1.23									1.50
	SEABOARD	2.99	1.84	0.60	2.00	1.30	0.19	0.41	1.09	0.48	0.09	1.87	1.06	13.92
	EGEHID													
	GPLV	6.16	6.03	3.39	14.40	6.07	0.34	1.05	2.87	1.03	0.65	0.81	1.16	43.95
	LAESA	37.40	20.79	6.10	21.20	11.78	0.45	1.78	4.29	1.27	0.85	3.26	5.91	115.09
	LOS ORIGENES	0.24	0.45	0.42	0.25	0.32	0.03	0.09	0.12	0.10	0.10	0.21	0.13	2.47
	MONTE RIO			0.01		0.02	0.07	0.04	0.01	0.01	0.02	0.04	0.02	0.24
	ELECTRONIC JRC													
	MONTECRISTI SOLAR													
	PVDC													
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	EPDL													
	LFLT													
	LEAR		0.16	0.39	1.45	0.51	0.02	0.14	0.34	0.15	0.35	0.29	0.07	3.87
	BIO-ENERGY													
	EMERALD													
	WCG													
	POSEIDON													
	AGUA CLARA													
	GRUPO EOLICO DOMINICANO													
	PECASA													
	CESPM	1.77	0.29	0.50	0.79	10.18	128.97						1.47	143.98
	MAPRICA													
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY													
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO													
	SIBA ENERGY CORPORATION	0.01	0.04	0.01	0.02	6.50	34.02	46.90	0.25	0.17	0.16	0.32	0.19	88.60
	KOROR BUSINESS													
	ENREN													
	LA REINA													
	MATRISOL													
	EGEPC													
	EFD ECOENER FOTVOLTAICA DOMINICANA													
	PHINIE & CO DEVELOPMENT													
	FERSAN													
	ARTURO BISONO													
	MARANATHA													
	KARPOWERSHIP			0.01	0.05	0.28								0.44
	TOTAL	72.08	33.53	16.49	59.94	91.09	228.12	50.85	9.39	4.28	57.37	16.99	24.66	664.80

Tabla 25. Saldo de Compensaciones por Despacho Forzado según Resolución SIE-143-2023-MEM [Millones de RD\$]. (Continuación)

[MILLONES DE RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Saldo Neto Deudor	AES ANDRÉS	(2.59)	(1.46)					(3.75)	(0.24)	(0.16)	(4.41)			(12.62)
	METALDOM				(0.01)									(0.01)
	DPP						(2.01)	(0.58)		(0.01)	(1.51)	(0.20)		(4.31)
	HAJNA	(0.65)	(0.06)		(0.90)			(0.12)	(0.12)			(0.46)	(0.45)	(2.76)
	ITABO	(0.55)	(0.33)			(0.36)	(1.12)	(0.06)	(0.09)	(0.05)	(0.09)	(0.17)	(0.30)	(3.12)
	SEABOARD													
	EGEHID	(0.29)	(0.15)	(0.06)	(0.23)	(0.29)	(0.53)	(0.01)	(0.03)	(0.02)	(0.04)	(0.06)	(0.09)	(1.81)
	GPLV													
	LAESA													
	LOS ORIGENES													
	MONTE RIO													
	ELECTRONIC JRC						(0.01)				(0.01)			(0.03)
	MONTECRISTI SOLAR						(0.01)							(0.03)
	PVDC	(0.54)	(0.59)	(0.13)	(0.54)	(1.43)	(3.37)	(0.18)	(0.02)	(0.04)	(0.09)	(0.18)	(0.27)	(7.37)
	EDEESTE	(23.85)	(10.71)	(5.91)	(20.39)	(30.62)	(72.08)	(12.90)	(3.21)	(1.43)	(16.67)	(5.84)	(8.35)	(211.96)
	EDENORTE	(19.00)	(8.81)	(4.54)	(16.29)	(20.78)	(54.20)	(9.66)	(2.50)	(1.09)	(10.52)	(3.62)	(6.61)	(157.64)
	EDESUR	(23.91)	(11.11)	(5.70)	(21.10)	(36.84)	(92.70)	(22.52)	(3.10)	(1.45)	(22.80)	(6.12)	(8.29)	(255.64)
	EPDL	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.03)	(0.10)	(0.29)	(0.10)	(0.01)		(0.11)	(0.02)	(0.01)	(0.73)
	LFLT	(0.23)	(0.10)	(0.06)	(0.19)	(0.18)	(0.39)	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.03)	(0.04)	(0.08)	(1.36)
	LEAR	(0.10)												(0.10)
	BIO-ENERGY	(0.15)	(0.09)	(0.04)	(0.16)	(0.16)	(0.28)	(0.02)			(0.04)		(0.05)	(1.00)
	EMERALD						(0.01)							(0.02)
	WCG						(0.02)	(0.01)			(0.01)			(0.04)
	POSEIDON						(0.03)				(0.02)			(0.06)
	AGUA CLARA	(0.01)	(0.01)		(0.01)	(0.02)	(0.03)				(0.01)		(0.01)	(0.10)
	GRUPO EOLICO DOMINICANO													(0.01)
	PECASA													(0.01)
	CESPM							(0.01)				(0.02)		(0.04)
	MAPRICA	(0.02)	(0.01)		(0.01)	(0.03)	(0.06)	(0.02)			(0.01)		(0.01)	(0.16)
	AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY					(0.01)	(0.02)	(0.01)			(0.01)			(0.06)
	RENAISSANCE HOTEL JARAGUA & CASINO	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.08)	(0.23)	(0.07)			(0.07)	(0.01)	(0.01)	(0.56)
	SIBA ENERGY CORPORATION													
	KOROR BUSINESS					(0.01)	(0.02)	(0.01)			(0.01)			(0.04)
	ENREN						(0.01)							(0.02)
	LA REINA	(0.01)			(0.01)	(0.02)	(0.04)	(0.01)			(0.01)			(0.10)
	MATRISOL						(0.01)	(0.34)	(0.02)	(0.01)	(0.54)	(0.12)	(0.11)	(1.16)
	EGEPC	(0.03)	(0.03)	(0.01)		(0.01)	(0.39)	(0.20)						(0.68)
	EFD ECOENER FOTVOLTAICA DOMINICANA					(0.01)	(0.02)	(0.01)			(0.01)			(0.04)
	PHINIE & CO DEVELOPMENT													(0.02)
	FERSAN	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.03)	(0.10)	(0.25)	(0.09)			(0.07)	(0.02)	(0.01)	(0.66)
	ARTURO BISONO				(0.01)	(0.02)								(0.03)
	MARANATHA													
	KARPOWERSHIP													
	TOTAL	(72.08)	(33.53)	(16.49)	(59.94)	(91.09)	(228.12)	(50.85)	(9.39)	(4.28)	(57.37)	(16.99)	(24.66)	(664.80)

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 2024.

Tabla 26. Cargos por Compensación por Desvío en el año 2024 [Millones de RD\$].

Millones de RD\$]	AGENTES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Cargos Generadores	AES ANDRÉS				0.03	0.53	0.95	1.32		0.07	0.04	2.52	1.74	7.19
	EGEPC	0.76	0.25		0.26	0.24	1.49					0.05	0.04	3.09
	CESPM	0.46	0.06	0.51		0.31	0.70	0.67	0.68	0.02	0.73	4.03	0.51	8.68
	DPP	0.42		0.35	0.52	0.32	0.57	0.69	0.42			3.66	0.65	7.60
	EGEHID	0.51	0.55	0.81	0.36	0.60	0.38	0.67	0.82	0.27	0.05	0.25	0.17	5.45
	GPLV	0.02	0.09	0.07	0.07	0.16	0.12	0.16		0.04	0.24	0.26	0.04	1.27
	HAINA	0.10	0.24	0.88	0.34	0.82	2.39	1.01	0.42	0.49	0.89	1.81	0.49	9.87
	ITABO	0.07	0.10	0.34	0.22	0.12	0.52	0.43	0.15	0.46	1.50	0.20	0.51	4.62
	LAESA	0.06	0.02	0.09	0.04	0.57	0.18	0.19	0.14	0.22	0.24	0.16	0.14	2.05
	METALDOM	0.01		0.10	0.01	0.07	0.14	0.05	0.04	0.14	0.10	0.11	0.06	0.83
	MONTE RIO	0.05	0.04	0.02	0.01	0.24	0.27	0.07	0.09	0.23	0.04	0.01	0.04	1.11
	PVDC	0.19	0.33	0.25	0.93	0.45	0.23	0.29	0.17	0.10	0.48	1.06	0.01	4.48
	LOS ORIGENES	0.02	0.02	0.07		0.01	0.04	0.18	0.03	0.03	0.08	0.05	0.05	0.58
	LEAR	0.13	0.14	0.05		0.16	0.04	0.06	0.08	0.09	0.13	0.16	-	1.05
	SEABOARD	0.39	0.26	0.01	0.08	0.08	0.27	0.45	0.27	0.33	0.40	1.30	0.44	4.28
	SIBA ENERGY CORPORATION			0.24		0.07	0.20	0.06	0.21	0.02	0.04	1.31	0.11	2.25
	KARPOWERSHIP		0.11	0.53	0.19	0.50	1.66	5.98	0.96	1.29	0.98	0.40	0.49	13.09
	Total	3.17	2.19	4.32	3.07	5.24	10.15	12.28	4.50	3.81	5.94	17.33	5.49	77.49
Cargos Distribuidoras	EDEESTE	0.47	0.67	0.77	0.21	2.45	1.07	3.50	1.43	0.60	0.72	1.23	0.50	13.62
	EDENORTE	0.39	2.46	1.15	0.79	0.37	0.76	0.23	0.11	0.07	0.08	0.02	0.11	6.56
	EDESUR	0.75	1.46	1.70	1.10	1.37	3.48	4.33	2.10	1.72	2.47	1.60	3.12	25.19
	LFLT	0.03	0.07	0.06	0.05	0.06	0.11	0.12	0.11	0.16	0.07	0.09	0.07	0.99
	EPDL	0.04	0.06	0.04	0.02	0.05	0.15	0.13	0.15	0.13	0.12	0.04	0.05	0.97
	Total	1.67	4.72	3.72	2.18	4.30	5.55	8.31	3.89	2.69	3.46	2.99	3.85	47.32
Cargos UNR y Otros Agentes	AES ANDRES	1.19	1.67	1.72	0.99	1.29	1.35	1.90	2.09	2.67	4.43	2.07	2.14	23.50
	HAINA	0.68	0.56	0.85	0.65	1.55	3.30	5.57	0.68	0.91	0.84	0.93	0.98	17.49
	ITABO										0.07	0.01		0.08
	EDESUR	0.56	0.40	0.51	0.16	0.36	0.22	0.20	0.34	0.35	0.20	0.36	0.80	4.47
	Total	2.43	2.63	3.08	1.79	3.20	4.87	7.67	3.11	3.93	5.55	3.36	3.93	45.54



Tabla 26. Cargos por Compensación por Desvío en el año 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

Millones de RD\$]	AGENTES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Total Cargos	AES ANDRÉS	1.19	1.67	1.72	1.02	1.81	2.30	3.21	2.09	2.74	4.47	4.58	3.88	30.69
	EGEPC	0.76	0.25		0.26	0.24	1.49					0.05	0.04	3.09
	CESPM	0.46	0.06	0.51		0.31	0.70	0.67	0.68	0.02	0.73	4.03	0.51	8.68
	DPP	0.42		0.35	0.52	0.32	0.57	0.69	0.42			3.66	0.65	7.60
	EGEHID	0.51	0.55	0.81	0.36	0.60	0.38	0.67	0.82	0.27	0.05	0.25	0.17	5.45
	GPLV	0.02	0.09	0.07	0.07	0.16	0.12	0.16		0.04	0.24	0.26	0.04	1.27
	HAINA	0.78	0.80	1.73	0.98	2.37	5.69	6.58	1.10	1.39	1.74	2.74	1.47	27.36
	ITABO	0.07	0.10	0.34	0.22	0.12	0.52	0.43	0.15	0.47	1.57	0.20	0.51	4.70
	LAESA	0.06	0.02	0.09	0.04	0.57	0.18	0.19	0.14	0.22	0.24	0.16	0.14	2.05
	METALDOM	0.01		0.10	0.01	0.07	0.14	0.05	0.04	0.14	0.10	0.11	0.06	0.83
	MONTE RIO	0.05	0.04	0.02	0.01	0.24	0.27	0.07	0.09	0.23	0.04	0.01	0.04	1.11
	PVDC	0.19	0.33	0.25	0.93	0.45	0.23	0.29	0.17	0.10	0.48	1.06	0.01	4.48
	LOS ORIGENES	0.02	0.02	0.07		0.01	0.04	0.18	0.03	0.03	0.08	0.05	0.05	0.58
	LEAR	0.13	0.14	0.05		0.16	0.04	0.06	0.08	0.09	0.13	0.16		1.05
	SEABOARD	0.39	0.26	0.01	0.08	0.08	0.27	0.45	0.27	0.33	0.40	1.30	0.44	4.28
	EDEESTE	0.47	0.67	0.77	0.21	2.45	1.07	3.50	1.43	0.60	0.72	1.23	0.50	13.62
	EDENORTE	0.39	2.46	1.15	0.79	0.37	0.76	0.23	0.11	0.07	0.08	0.02	0.11	6.56
	EDESUR	1.30	1.86	2.21	1.25	1.73	3.70	4.54	2.44	2.08	2.67	1.96	3.92	29.66
	LFLT	0.03	0.07	0.06	0.05	0.06	0.11	0.12	0.11	0.16	0.07	0.09	0.07	0.99
	EPDL	0.04	0.06	0.04	0.02	0.05	0.15	0.13	0.15	0.13	0.12	0.04	0.05	0.97
	SIBA ENERGY CORPORATION			0.24		0.07	0.20	0.06	0.21	0.02	0.04	1.31	0.11	2.25
	KARPOWERSHIP		0.11	0.53	0.19	0.50	1.66	5.98	0.96	1.29	0.98	0.40	0.49	13.09
	Total	7.28	9.54	11.11	7.04	12.74	20.57	28.26	11.50	10.42	14.95	23.68	13.27	170.36

Tabla 27. Saldos de Compensación por Agente para el año 2024 [Millones de RD\$].

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Saldo Acreedor Compensaciones por Desvío	AES ANDRÉS													
	EGEPC													
	CESPM													
	CEPP													
	DPP													
	EDEESTE	1.95	2.39	3.22	2.19	1.86	5.46	3.81	2.05	1.18	3.83	4.97	4.04	36.95
	EDENORTE	1.54	0.06	1.93	1.13	2.55	4.15	5.24	2.41	1.06	2.79	3.61	3.48	29.93
	EDESUR	1.12	1.32	1.65	1.24	3.45	4.70	8.22	1.12	0.60	3.56	4.73	0.57	32.27
	EGEHID													
	GPLV													
	HAINA													
	ITABO											0.03		0.03
	LAESA													
	METALDOM													
	MONTE RIO													
	PVDC						0.07						0.14	0.21
	LOS ORIGENES													
	SEABOARD													
	LFLT													
	LEAR													
	EPDL													
	SIBA ENERGY CORPORATION													
	KARPOWERSHIP													


Tabla 27. Saldos de Compensación por Agente para el año 2024 [Millones de RD\$].
(Continuación)

[Millones de RD\$]	EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Saldo Deudor Compensaciones por Desvío	AES ANDRÉS	(0.93)	(1.25)	(1.72)	(1.02)	(1.81)	(2.30)	(1.09)	(1.46)	(0.95)	(3.27)	(3.24)	(3.88)	(22.92)
	EGEPC	(0.76)	(0.24)		(0.26)	(0.24)	(1.45)					(0.03)	(0.04)	(3.02)
	CESPM	(0.46)	(0.06)	(0.51)		(0.31)	(0.70)	(0.67)	(0.55)	(0.01)	(0.73)	(2.82)	(0.51)	(7.33)
	CEPP													
	DPP	(0.42)		(0.35)	(0.52)	(0.32)	(0.38)	(0.36)	(0.34)			(2.39)	(0.65)	(5.74)
	EDEESTE													
	EDENORTE													
	EDESUR													
	EGEHID	(0.48)	(0.50)	(0.77)	(0.34)	(0.56)	(0.33)	(0.67)	(0.63)	(0.10)	(0.04)	(0.11)	(0.13)	(4.65)
	GPLV	(0.02)	(0.09)	(0.07)	(0.07)	(0.16)	(0.12)	(0.16)		(0.01)	(0.24)	(0.18)	(0.04)	(1.17)
	HAINA	(0.71)	(0.78)	(1.73)	(0.88)	(2.37)	(5.69)	(6.51)	(0.77)	(0.57)	(1.74)	(1.48)	(1.23)	(24.45)
	ITABO	(0.01)		(0.34)	(0.22)	(0.07)	(0.42)	(0.39)	(0.04)	(0.14)	(1.54)		(0.35)	(3.53)
	LAESA	(0.06)	(0.02)	(0.09)	(0.04)	(0.57)	(0.18)	(0.19)	(0.11)	(0.09)	(0.24)	(0.11)	(0.14)	(1.84)
	METALDOM	(0.01)		(0.10)	(0.01)	(0.07)	(0.14)	(0.05)	(0.03)	(0.06)	(0.10)	(0.08)	(0.06)	(0.71)
	MONTE RIO	(0.05)	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.24)	(0.27)	(0.07)	(0.08)	(0.09)	(0.04)	(0.01)	(0.04)	(0.95)
	PVDC	(0.13)	(0.17)	(0.16)	(0.87)	(0.25)		(0.18)	(0.12)		(0.45)	(0.57)		(2.90)
	LOS ORIGENES	(0.02)	(0.02)	(0.07)		(0.01)	(0.04)	(0.18)	(0.03)	(0.01)	(0.08)	(0.03)	(0.05)	(0.54)
	SEABOARD	(0.39)	(0.26)	(0.01)	(0.08)	(0.08)	(0.27)	(0.45)	(0.22)	(0.13)	(0.40)	(0.92)	(0.44)	(3.66)
	LFLT	(0.01)	(0.04)	(0.02)	(0.03)	(0.03)	(0.07)	(0.10)	(0.05)	(0.05)	(0.06)	(0.02)	(0.03)	(0.53)
	LEAR	(0.12)	(0.14)	(0.05)		(0.16)	(0.04)	(0.06)	(0.06)	(0.04)	(0.13)	(0.11)		(0.92)
	EPDL	(0.03)	(0.06)	(0.03)	(0.01)	(0.04)	(0.12)	(0.07)	(0.11)	(0.05)	(0.09)	(0.01)	(0.04)	(0.68)
	SIBA ENERGY CORPORATION			(0.24)		(0.07)	(0.20)	(0.06)	(0.17)	(0.01)	(0.04)	(0.93)	(0.11)	(1.82)
	KARPOWERSHIP		(0.11)	(0.53)	(0.19)	(0.50)	(1.66)	(5.98)	(0.78)	(0.53)	(0.98)	(0.28)	(0.49)	(12.03)
Total Saldo Acreedor Compensaciones por Desvío		4.61	3.77	6.80	4.56	7.85	14.38	17.26	5.58	2.85	10.17	13.34	8.22	99.39
Total Saldo Deudor Compensaciones por Desvío		(4.61)	(3.77)	(6.80)	(4.56)	(7.85)	(14.38)	(17.26)	(5.58)	(2.85)	(10.17)	(13.34)	(8.22)	(99.39)

5.13. RESUMEN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Las Transacciones Económicas del MEM en el 2024 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-143-2023-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 2024⁴.

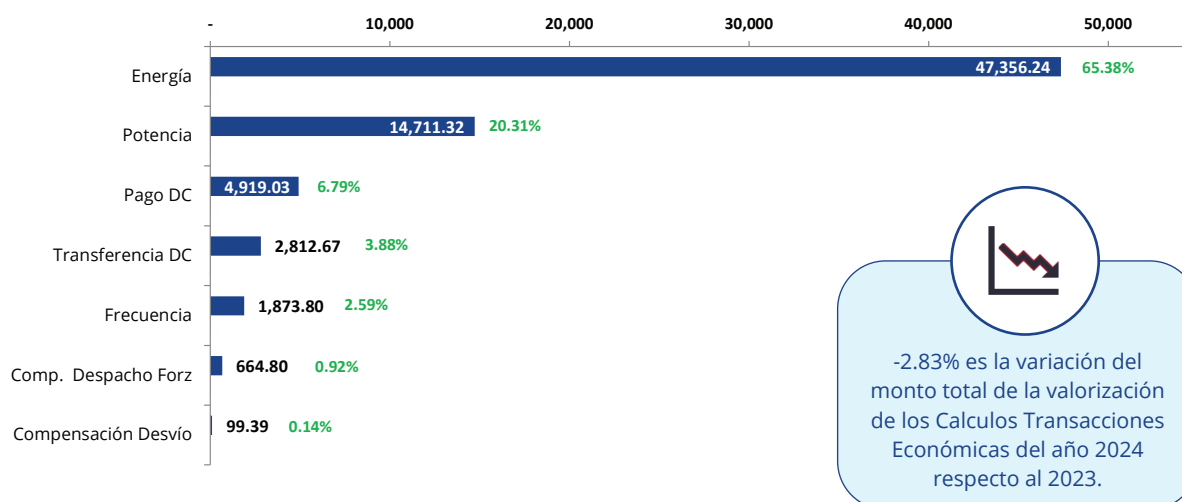
[Millones de RD\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
Energía	3,025.16	2,295.35	3,721.21	2,472.76	3,363.69	5,856.98	5,463.04	4,470.37	5,638.79	5,225.91	2,929.24	2,893.75	47,356.24	65.38%
Potencia	1,200.54	1,197.75	1,213.97	1,222.99	1,229.51	1,217.65	1,226.65	1,224.40	1,237.16	1,241.63	1,244.27	1,254.79	14,711.32	20.31%
Pago DC	468.86	486.97	452.79	458.09	445.42	379.95	388.13	350.19	340.30	327.60	397.86	422.88	4,919.03	6.79%
Transferencia DC	273.70	276.56	261.08	261.87	255.44	217.05	221.31	199.34	193.98	185.82	224.94	241.59	2,812.67	3.88%
Frecuencia	100.40	99.38	133.56	124.16	168.91	252.82	210.86	156.97	195.89	188.50	134.75	107.59	1,873.80	2.59%
Compensación por Despacho Forzado	72.08	33.53	16.49	59.94	91.09	228.12	50.85	9.39	4.28	57.37	16.99	24.66	664.80	0.92%
Compensación por Desvío de la Operación	4.61	3.77	6.80	4.56	7.85	14.38	17.26	5.58	2.85	10.17	13.34	8.22	99.39	0.14%
Total	5,145.34	4,393.30	5,805.91	4,604.36	5,561.90	8,166.97	7,578.10	6,416.22	7,613.25	7,237.01	4,961.39	4,953.48	72,437.24	100.00%

[RD\$/US\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Tasa de Cambio Promedio	58.878	58.807	59.154	59.044	58.600	59.258	59.176	59.764	60.078	60.205	60.323	60.927	59.518

*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	51.38	39.03	62.91	41.88	57.40	98.84	92.32	74.80	93.86	86.80	48.56	47.50	795.66
Transacciones de Potencia	20.39	20.37	20.52	20.71	20.98	20.55	20.73	20.49	20.59	20.62	20.63	20.59	247.17
Pago Derecho Conexión	7.96	8.28	7.65	7.76	7.60	6.41	6.56	5.86	5.66	5.44	6.60	6.94	82.65
Transferencia por Derecho Conexión	4.65	4.70	4.41	4.44	4.36	3.66	3.74	3.34	3.23	3.09	3.73	3.97	47.26
Compensación por Regulación Frecuencia	1.71	1.69	2.26	2.10	2.88	4.27	3.56	2.63	3.26	3.13	2.23	1.77	31.48
Compensación por Despacho Forzado	1.22	0.57	0.28	1.02	1.55	3.85	0.86	0.16	0.07	0.95	0.28	0.40	11.17
Compensación por Desvío	0.08	0.06	0.11	0.08	0.13	0.24	0.29	0.09	0.05	0.17	0.22	0.13	1.67
Total	87.39	74.71	98.15	77.98	94.91	137.82	128.06	107.36	126.72	120.21	82.25	81.30	1,217.07

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-141-2023-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 martes anterior a la vigencia de la programación semanal correspondiente.

Figura 39. Resumen Transacciones Económicas del MEM 2024 [Millones de RD\$].

5.14. INDICADORES TRANSACCIONES ECONÓMICAS

En el año 2024:

- El promedio de los Costos Marginales de Energía Activa de Corto Plazo para el sistema principal⁵ alcanzó el valor de 7,319.74 RD\$/MWh, representando un aumento de 1.93% con relación al promedio del año 2023 (7,181.29 RD\$/MWh). El Costo Marginal de Potencia de Punta promedio fue de 603.19 RD\$/kW-Mes, y el Derecho de Conexión Unitario promedio fue de 119.71 RD\$/kW-Mes.
- La inyección total de energía fue de 23,067.19 GWh, representando un incremento de un 6.30% con relación al registro de energía del año anterior (21,700.65 GWh). Por otra parte, los retiros totales⁶ alcanzaron 22,669.25 GWh, de los cuales el 87.51% (19,838.92 GWh)⁷ de este valor representa el consumo total de las distribuidoras. Las pérdidas totales de energía en el sistema representaron un 1.73% de la inyección total de los generadores.
- Las Transacciones Económicas en el Mercado Spot ascendieron a 72,437.24 MMRD\$. La composición se muestra en la siguiente tabla⁸:

⁵ Este promedio se calcula en la barra 138kV de la subestación Palamara.

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	
		2023	2024	%	INDICADOR
Transacciones de Energía	[MMRD\$]	50,528.74	47,356.24	-6.28%	↓
Transacciones de Potencia	[MMRD\$]	13,123.09	14,711.32	12.10%	↑
Pago Derecho Conexión	[MMRD\$]	4,665.90	4,919.03	5.43%	↑
Transferencia por Derecho Conexión	[MMRD\$]	2,923.90	2,812.67	-3.80%	↓
Compensación por Regulación Frecuencia	[MMRD\$]	1,742.04	1,873.80	7.56%	↑
Compensación por Despacho Forzado	[MMRD\$]	1,441.54	664.80	-53.88%	↓
Compensación por Desvío	[MMRD\$]	122.86	99.39	-19.10%	↓
Total	[MMRD\$]	74,548.08	72,437.24	-2.83%	↓

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 2024 y los resultados preliminares aprobados en el 2023, 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 2023-2024.

Tabla 30. Indicadores de Cantidades.

CANTIDADES					
CONCEPTO	UNIDADES	AÑO		VARIACIÓN	
		2023	2024	%	INDICADOR
Generación	GWh	21,700.65	23,067.19	6.30%	↑
Retiros	GWh	21,328.97	22,669.25	6.28%	↑
Pérdidas Transmisión	%	1.71%	1.73%	0.01%	↑
Horas Desabastecimiento	Horas	2,010.37	944.07	-53.04%	↓

Tabla 31. Indicadores de Precios y Costos.

PRECIOS Y COSTOS					
CONCEPTO	UNIDADES	AÑO		VARIACIÓN	
		2023	2024	%	INDICADOR
Fuel Oil USGC HSFO	[US\$/Barril]	66.23	68.58	3.54%	↑
Costo Marginal Tope de Energía	[US\$/MWh]	170.58	182.65	7.08%	↑
Costo Marginal de Energía Promedio	[RD\$/MWh]	7,181.29	7,319.74	1.93%	↑
CMG Potencia Promedio	[RD\$/kW-mes]	558.68	603.19	7.97%	↑
Derecho Conexión Unitario	[RD\$/kW-mes]	127.68	119.71	-6.24%	↓
Costo Promedio Frecuencia	[RD\$/MWh]	246.16	275.36	11.87%	↑

Tabla 32. Indicadores Transacciones Energía y Potencia.

TRANSACCIONES ECONÓMICAS						
CONCEPTO	MERCADO	UNIDADES	AÑO		VARIACIÓN	
			2023	2024W	%	INDICADOR
Energía	Spot	GWh	6,351.98	5,797.10	-8.74%	↓
		Millones de RD\$	50,528.74	47,356.24	-6.28%	↓
	Contrato	GWh	17,700.50	18,541.20	4.75%	↑
		Millones de RD\$*	128,118.26	137,715.58	7.49%	↑
Potencia	Spot	MW Promedio	1,911.26	1,957.07	2.40%	↑
		Millones de RD\$	13,123.09	14,711.32	12.10%	↑
	Contrato	MW Promedio	1,473.21	1,768.48	20.04%	↑
		Millones de RD\$*	10,013.34	12,884.28	28.67%	↑

*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 2024 y los resultados preliminares aprobados en el 2023, en correspondencia con los registros publicados en las memorias de estos años.

5.14.1. PROPORCIÓN ENERGÍA Y POTENCIA CONTRATADA DISTRIBUIDORAS 2024

En las Figuras 40 y 41 se muestran las proporciones de energía y potencia contratada mensual y acumulada de las empresas distribuidoras, respecto a la demanda del SENI, conforme al Artículo 110 de la Ley General de Electricidad 125-01.



Figura 40. Proporción energía contratada distribuidoras 2024.

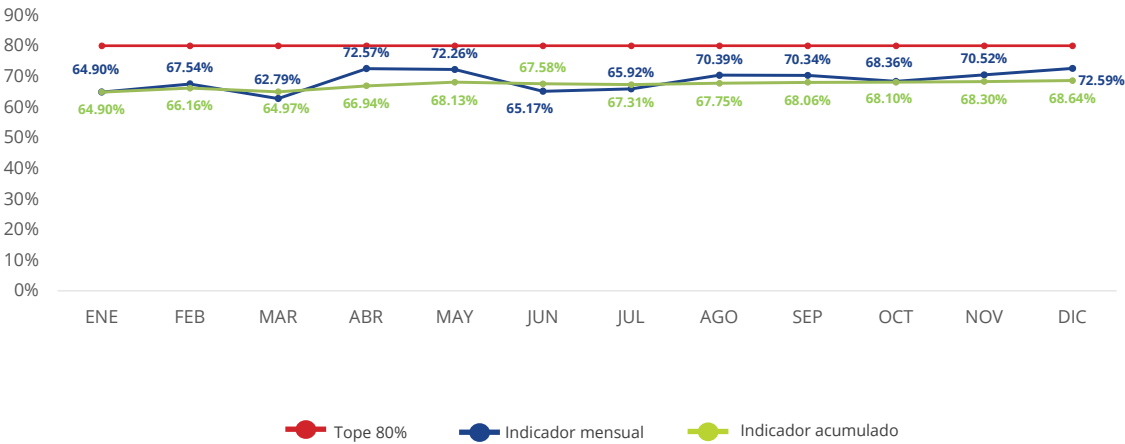
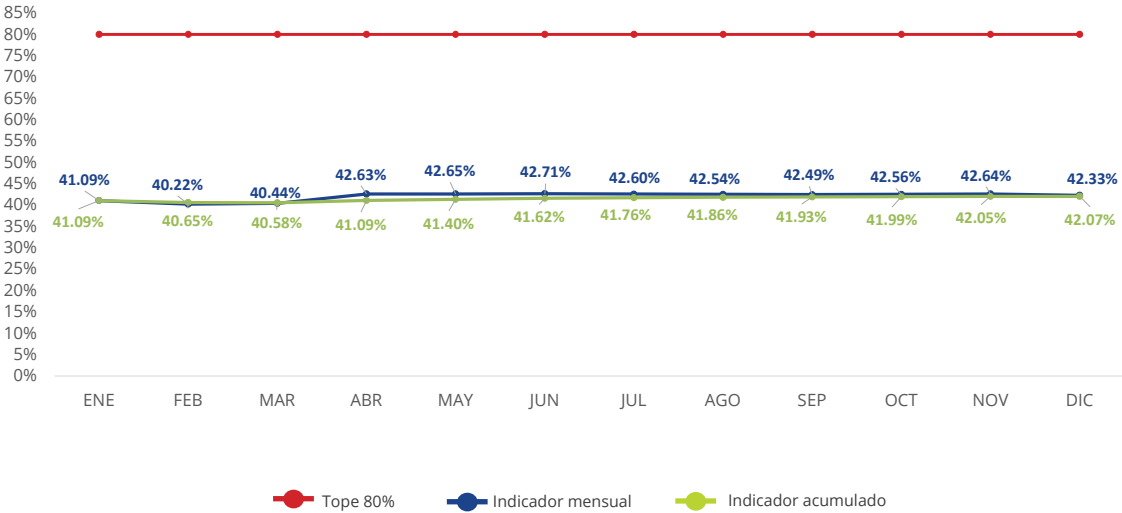


Figura 41. Proporción potencia contratada distribuidoras 2024.



6

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				319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00
CAYMAN POWER	50.00											
CDEEE									1.90	1.90	1.90	1.90
CEPP	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86
CESPM		200.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
DPP	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00
EGE-HAINA	456.70	655.36	657.06	657.06	657.06	655.36	655.36	655.36	540.16	540.16	537.16	573.55
EGEHID	402.03	411.83	463.83	463.83	463.83	463.83	469.33	469.33	472.3	523.18	523.18	523.2
EGE-ITABO	570.90	570.90	432.50	432.50	432.50	432.50	432.50	432.05	294.50	260.00	260.00	260.00
ENERGYCORP	103.50	103.50	103.50	103.50								
GPLV	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00
LAESA	79.90	79.90	83.90	87.70	87.70		31.60	31.60	31.60	59.60	59.60	110.54
MAXON	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00						
METALDOM	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
MONTE RÍO				101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48
SAN FELIPE	175.00	175.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00
SEABOARD	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	116.30	116.30	116.30	116.30	116.30	116.30	73.30
Total	2536.89	2895.35	2924.65	3348.93	3245.43	3157.33	3164.43	3164.43	2916.10	2960.48	2957.48	3001.83

Tabla 34. Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2012-2024 [MW].

AGENTE	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
AES ANDRÉS	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	459.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.											100.00	100.00	200.00
AGUA CLARA, S.A.								52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50
CDEEE	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	782.00	782.00				
CEPP	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86			
CESPM	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S.													50.00
DPP	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.												80.00	80.00

Tabla 34. Capacidad instalada bruta del SENI por Agente 2012-2024 [MW].

(Continuación)

AGENTE	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EGE-HAINA	625.55	850.75	850.75	659.15	691.65	606.75	687.05	687.36	687.36	787.36	787.36	814.09	882.49
EGEHID	612.80	612.80	615.72	615.72	615.72	615.72	615.72	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28
EGE-ITABO	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00	294.00
ELECTRONIC J.R.C, S.R.L.					30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	60.00
EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.								25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA												782.00	782.00
ENREN, S.R.L.												50.60	50.60
FIDEICOMISO PÚBLICO CTPC										782.00	782.00		
GPLV	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.14	199.14	199.14	199.14	199.14	199.14
GRUPO EÓLICO DOMINICANO								34.00	34.00	34.00	34.00	34.00	49.60
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.												188.66	188.66
KOROR BUSINESS, S.R.L.											50.00	50.00	50.00
LAESA	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.56	146.82
LEAR INVESMENTS					101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48
LOS ORÍGENES	25.29	25.29	60.69	60.69	60.69	60.69	60.69	60.72	60.72	60.72	60.72	60.72	60.72
MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.													10
MATRISOL, S.A.S.												46.00	46.00
METALDOM	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
MONTE RÍO	14.60	14.60	39.80	39.80	39.80	39.80	39.40	39.80	39.80	39.80	39.80	39.80	39.80
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.							50.60	50.60	50.60	50.60	50.60	50.60	50.60
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.										50.00			
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.								52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.												17.00	17.00
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE, S.A.								48.00	48.00	48.00	94.80	94.80	94.80
PVDC	326.38	326.38	326.38	326.38	224.90	224.90	224.90	224.88	225.24	225.24	225.24	225.24	225.24
SAN FELIPE	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00				
SAN PEDRO BIO-ENERGY						30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
SEABOARD	184.56	184.56	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	261.26	261.26	261.55	261.51
SIBA ENERGY CORPORATION												191.48	191.48
WCG ENERGY, LTD								49.88	49.88	49.88	49.88	49.88	49.88
Total	3553.48	3778.68	3768.90	3577.30	3639.80	3708.15	3978.65	4889.05	4889.41	5004.41	5074.35	5675.12	5985.34

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

CAPACIDAD INSTALADA / AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ciclo Combinado	175.00	375.00	485.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
AES ANDRÉS				319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00
CESPM		200.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
SAN FELIPE	175.00	175.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00
Eólica												33.45
EGE-HAINA												33.45
Hidroeléctrica	402.03	41.83	463.83	463.83	463.83	463.83	469.33	469.33	472.30	523.18	523.18	523.18
EGEHID	402.03	411.83	463.83	463.83	463.83	463.83	469.33	469.33	472.3	523.18	523.18	523.2
Motor combustión interna	592.76	695.76	701.46	806.74	806.74	718.64	720.24	720.24	671.14	699.14	699.14	707.08
CAYMAN POWER	50.00											
CDEEE									1.90	1.90	1.90	1.90
CEPP	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86
EGE-HAINA		153.00	154.70	154.70	154.70	153.00	153.00	153.00	102.00	102.00	102.00	102.00
GPLV	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00
LAESA	79.90	79.90	83.90	87.70	87.70		31.60	31.60	31.60	59.60	59.60	110.54
MAXON	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00						
METALDOM	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
MONTE RÍO				101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48
SEABOARD	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	116.30	116.30	116.30	116.30	116.30	116.30	73.30
Turbina a Gas	775.60	775.60	676.20	676.20	572.70	572.70	572.70	572.70	370.50	336.00	336.00	336.00
DPP	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00	236.00
EGE-HAINA	164.20	164.20	164.20	164.20	164.20	164.20	164.20	164.20	100.00	100.00	100.00	100.00
EGE-ITABO	271.90	271.90	172.50	172.50	172.50	172.50	172.50	172.50	34.50			
ENERGYCORP	103.50	103.50	103.50	103.50								
Turbina a Vapor	591.50	637.16	598.16	598.16	598.16	598.16	598.16	598.16	598.16	598.16	595.16	598.10
EGE-HAINA	292.50	338.16	338.16	338.16	338.16	338.16	338.16	338.16	338.16	338.16	335.16	338.10
EGE-ITABO	299.00	299.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00
Total	2536.89	2895.35	2924.65	3348.93	3245.43	3157.33	3164.43	3164.43	2916.10	2960.48	2957.48	3001.83

Tabla 36. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2012-2024 [MW].

CAPACIDAD INSTALADA / AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ciclo Combinado	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	1163.25	1163.25	1163.25	1163.25	1128.25	1128.25	1128.50	1128.50
AES ANDRÉS	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00	319.00
CESPM	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
DPP						359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25	359.25
SAN FELIPE	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00	185.00				
SEABOARD										150.00	150.00	150.25	150.25

Tabla 36. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2012-2024 [MW].

(Continuación)

CAPACIDAD INSTALADA / AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Eólica	85.45	85.45	85.45	85.45	134.95	134.95	183.25	370.25	370.25	370.25	417.05	417.05	432.65
AGUA CLARA, S.A.								52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50
EGE-HAINA	85.45	85.45	85.45	85.45	134.95	134.95	183.25	183.25	183.25	183.25	183.25	183.25	183.25
GRUPO EÓLICO DOMINICANO								34.00	34.00	34.00	34.00	34.00	49.60
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.								52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50
POSEIDON ENERGÍA RENOVABLE, S.A.								48.00	48.00	48.00	94.80	94.80	94.80
Hidroeléctrica	612.80	612.80	615.72	615.72	615.72	615.72	615.72	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28
EGEHID	612.8	612.8	615.72	615.72	615.72	615.72	615.72	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28	623.28
Motor combustión interna	1083.13	1308.33	1295.63	1278.63	1261.63	1261.63	1286.83	1285.92	1286.28	1286.28	1209.42	1380.74	1416.96
CDEE	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90						
CEPP	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86	76.86			
EGE-HAINA	102.00	327.20	327.20	310.20	293.20	293.20	318.80	319.24	319.24	319.24	319.24	301.84	301.84
GPLV	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.00	199.14	199.14	199.14	199.14	199.14	199.14
KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.												188.66	188.66
LAESA	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.54	110.55	146.81
LEAR INVSMENTS					101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48	101.48
LOS ORÍGENES	25.29	25.29	60.69	60.69	60.69	60.69	60.69	60.72	60.72	60.72	60.72	60.72	60.72
METALDOM	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
MONTE RÍO	14.60	14.60	39.80	39.80	39.80	39.80	39.40	39.80	39.80	39.80	39.80	39.80	39.80
PVDC	326.38	326.38	326.38	326.38	224.90	224.90	224.90	224.87	225.24	225.24	225.24	225.24	225.24
SEABOARD	184.56	184.56	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.26	111.30	111.26
Solar					30.00	30.00	80.60	155.48	155.48	305.48	405.48	675.08	933.48
EFD ECOENER FOTOVOLTAICA DOMINICANA, S.R.L.												80.00	80.00
EGE-HAINA										100.00	100.00	176.00	244.40
ENREN, S.R.L.												50.60	50.60
MATRISOL, S.A.S.												46.00	46.00
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.							50.60	50.60	50.60	50.60	50.60	50.60	50.60
PARQUE EÓLICO BEATA, S.R.L.										50.00			
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.												17.00	17.00
WCG ENERGY, LTD								49.88	49.88	49.88	49.88	49.87	49.87
EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.								25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L.											100.00	100.00	200.00
KOROR BUSINESS, S.R.L.											50.00	50.00	50.00
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S.													50.00
MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.													10.00
ELECTRONIC J.R.C, S.R.L.					30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	60.00
Turbina a Gas	370.00	370.00	370.00	370.00	370.00	134.00	274.00	134.00	134.00	134.00	134.00	325.48	325.48
AES ANDRÉS							140.00						
DPP	236	236	236	236	236								
EGE-HAINA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
EGE-ITABO	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
SIBA ENERGY CORPORATION												191.48	191.48
Turbina a Vapor	598.10	598.10	598.10	423.50	423.50	368.60	375.00	1156.87	1156.87	1156.87	1156.87	1125.00	1125.00
CDEE								782.00	782.00				
EGE-HAINA	338.10	338.10	338.10	163.50	163.50	78.60	85.00	84.87	84.87	84.87	84.87	53.00	53.00
EGE-ITABO	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00	260.00
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA												782.00	782.00
FIDEICOMISO PÚBLICO CTPC										782.00	782.00		
SAN PEDRO BIO-ENERGY						30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Total	3553.48	3778.68	3768.90	3577.30	3639.80	3708.15	3978.65	4889.05	4889.41	5004.41	5074.35	5675.12	5985.34

Figura 42. Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2024 [MW].

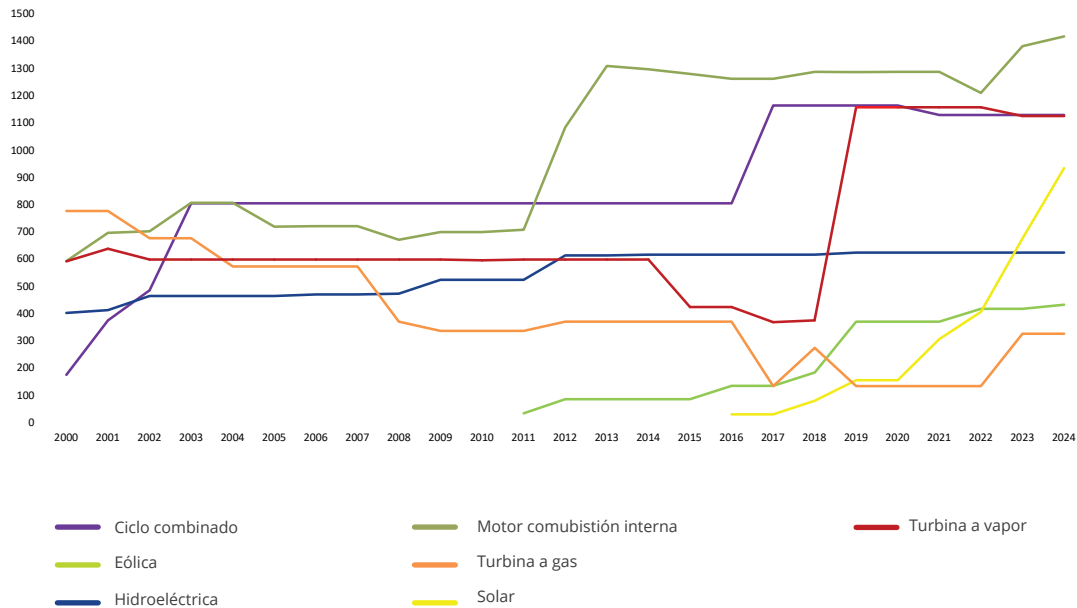
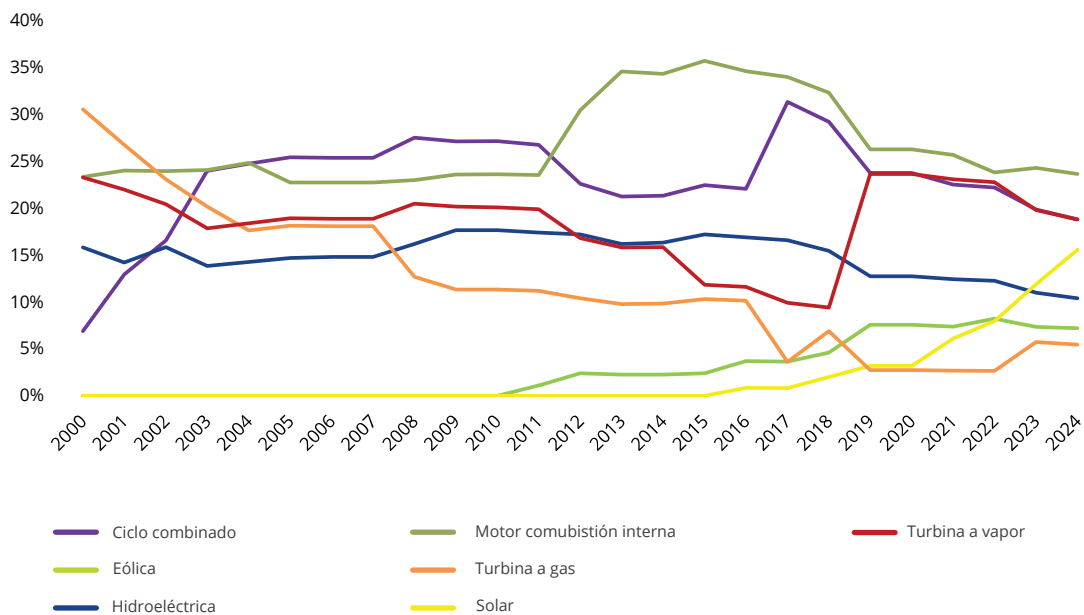


Figura 43. Evolución de la capacidad instalada del SENI por tecnología 2000-2024 [%].





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 2001-2024.

Figura 44. Costo promedio mensual del fuel oil 2001-2024 [RD\$/GAL].

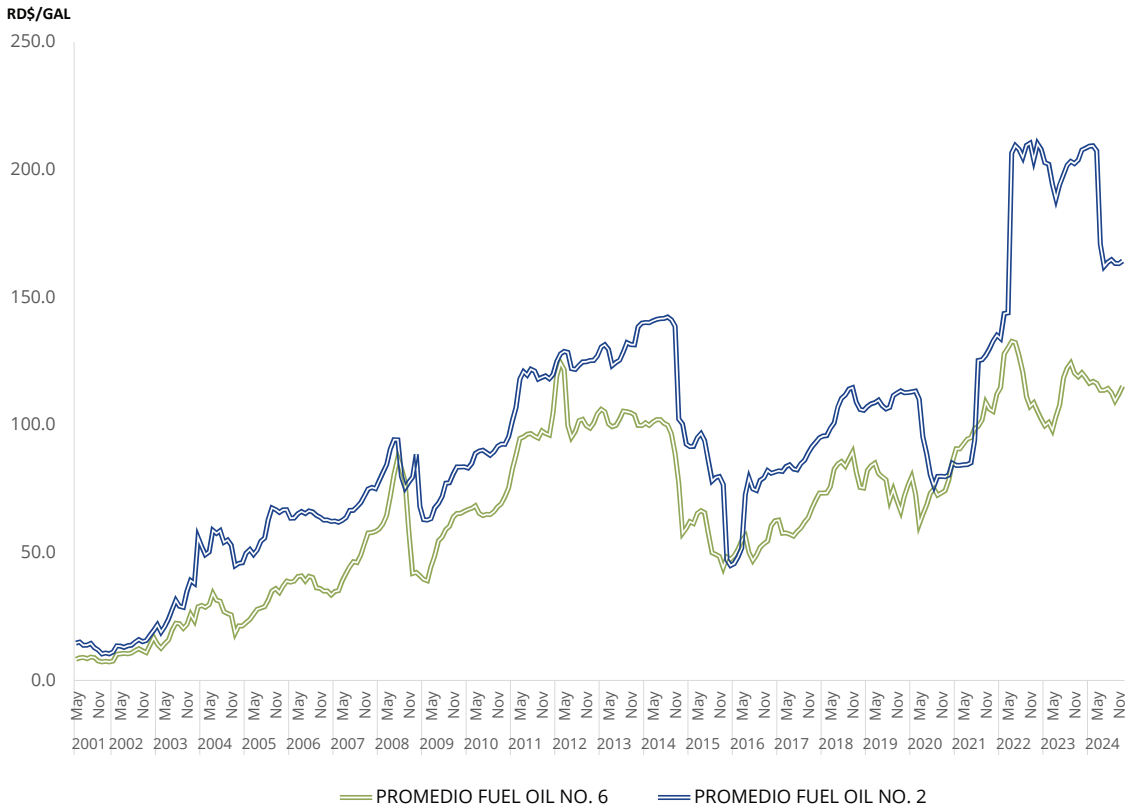


Figura 45. Costo promedio mensual del carbón mineral 2001-2024 [RD\$/LB].

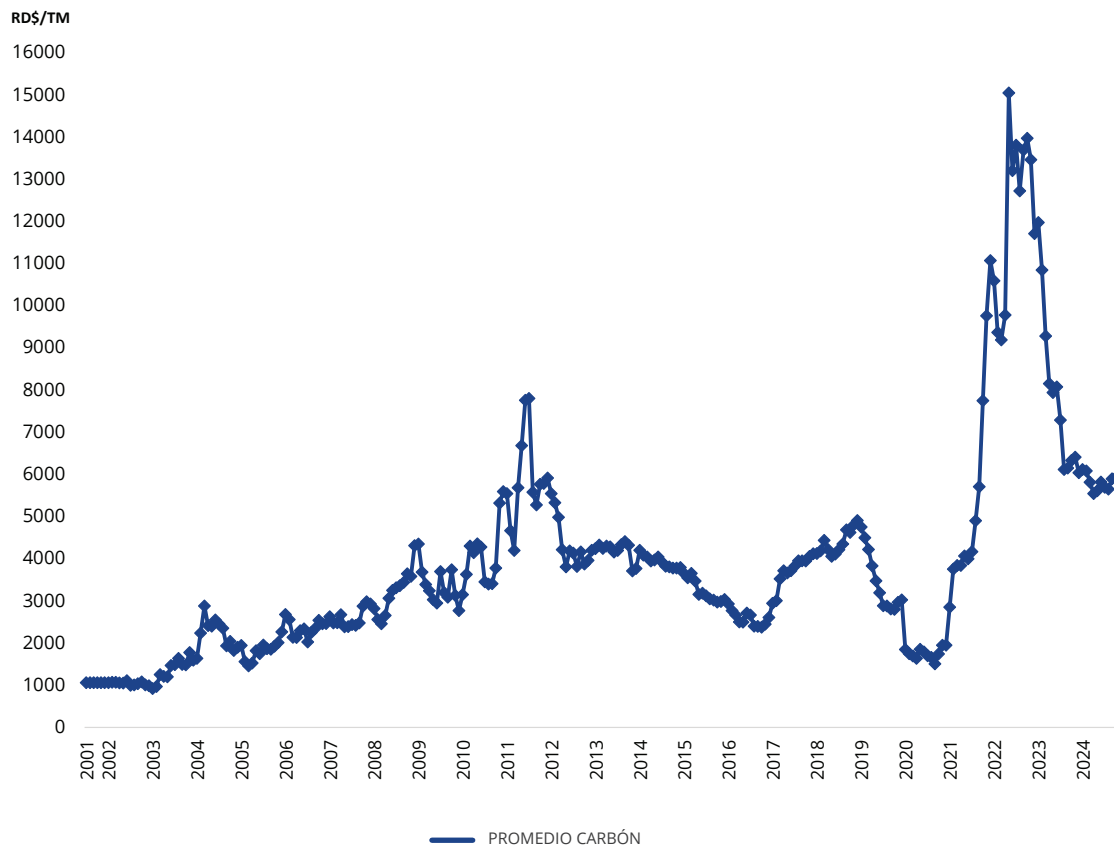
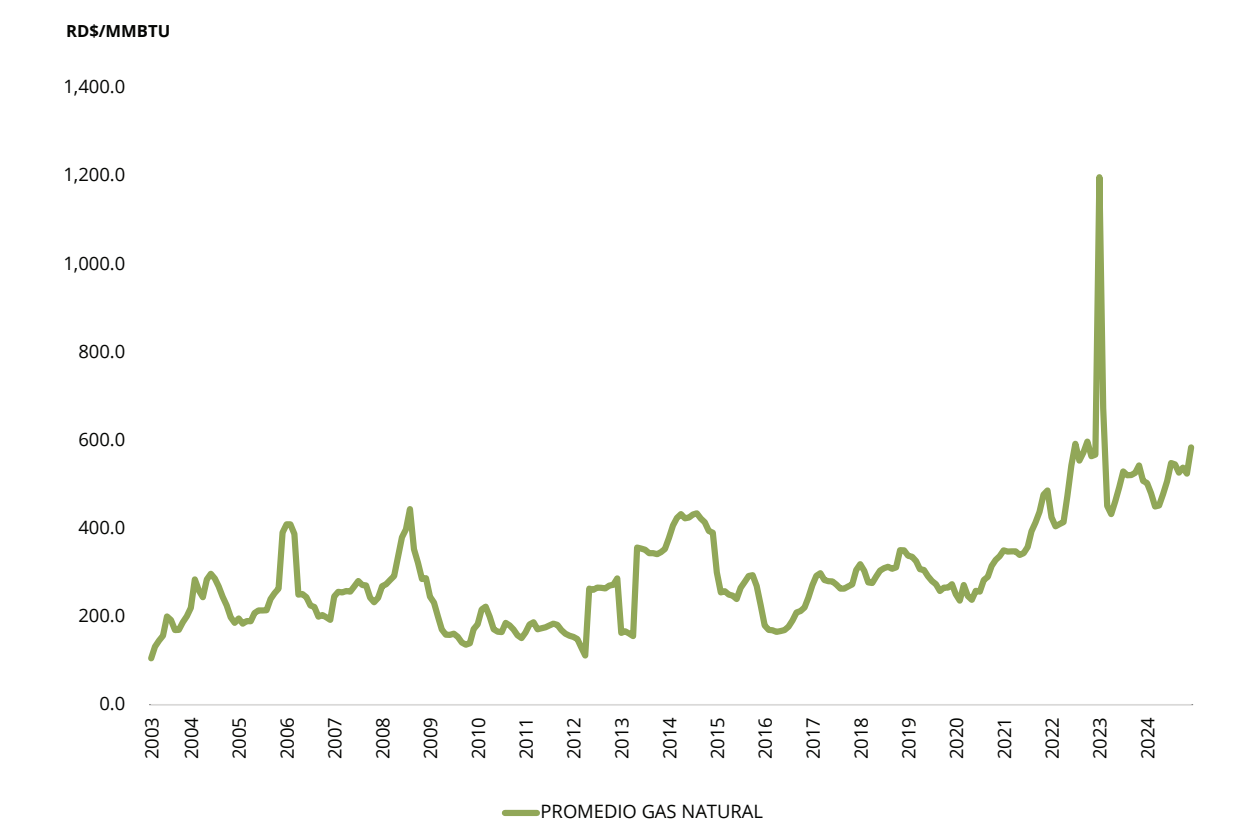


Figura 46. Costo promedio mensual del gas natural 2003-2024 [RD\$/MMBTU].



6.3. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA

La Tabla 37 y Figura 47 muestran la evolución de la energía generada en el periodo 2001-2024, de acuerdo con los registros de los medidores del Sistema de Medición Comercial.

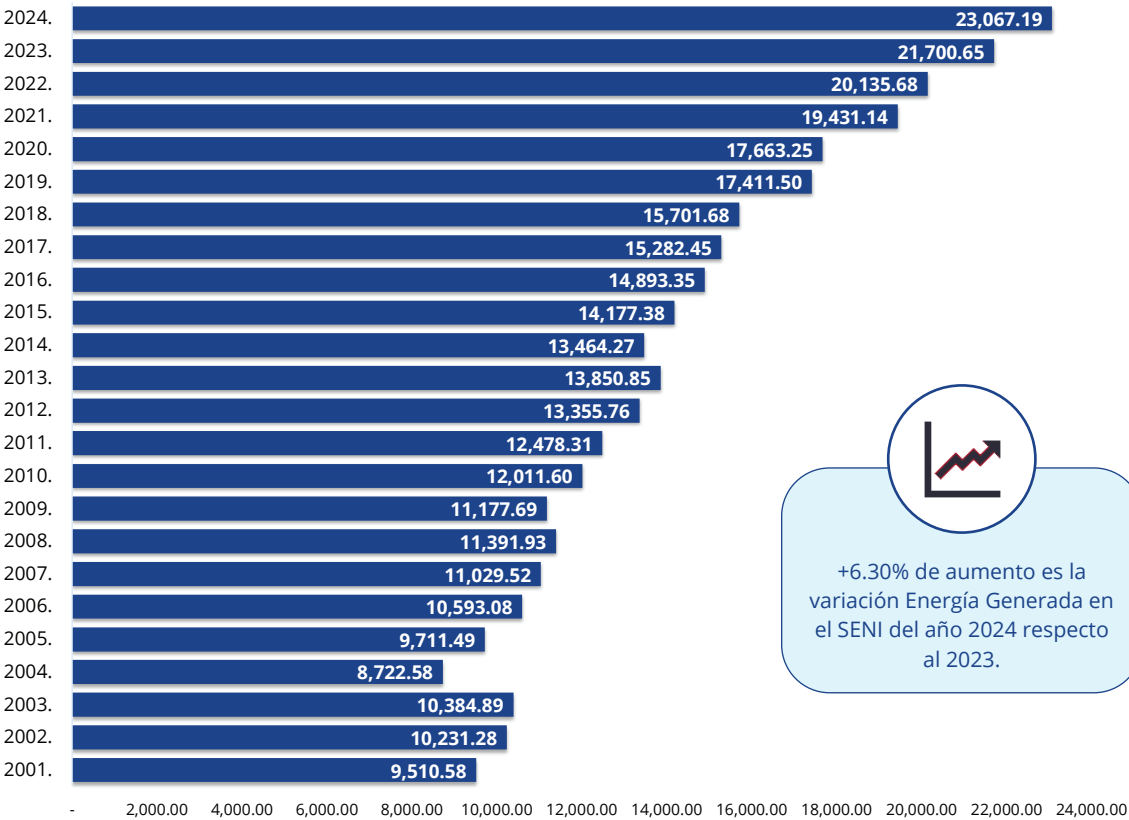
Tabla 37. Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2024

DATOS / AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	13,355.76
Variación Respecto Año Anterior		7.58%	1.50%	-16.01%	11.34%	9.08%	4.12%	3.29%	-1.88%	7.46%	3.89%	7.03%
Porcentaje Variación Respecto al 2024	58.77%	55.65%	54.98%	62.19%	57.90%	54.08%	52.19%	50.61%	51.54%	47.93%	45.90%	42.10%

Tabla 37. Generación de energía eléctrica en el SENI 2001-2024
(Continuación)

DATOS / AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Generación (GWh)	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	21,700.65	23,067.19
Variación Respecto Año Anterior	3.71%	-2.79%	5.30%	5.05%	2.61%	2.74%	10.89%	1.45%	10.01%	3.63%	7.77%	6.30%
Porcentaje Variación Respecto al 2024	39.95%	41.63%	38.54%	35.43%	33.75%	31.93%	24.52%	23.43%	15.76%	12.71%	5.92%	0.00%

Figura 47. Generación de Energía Eléctrica en el SENI 2001-2024

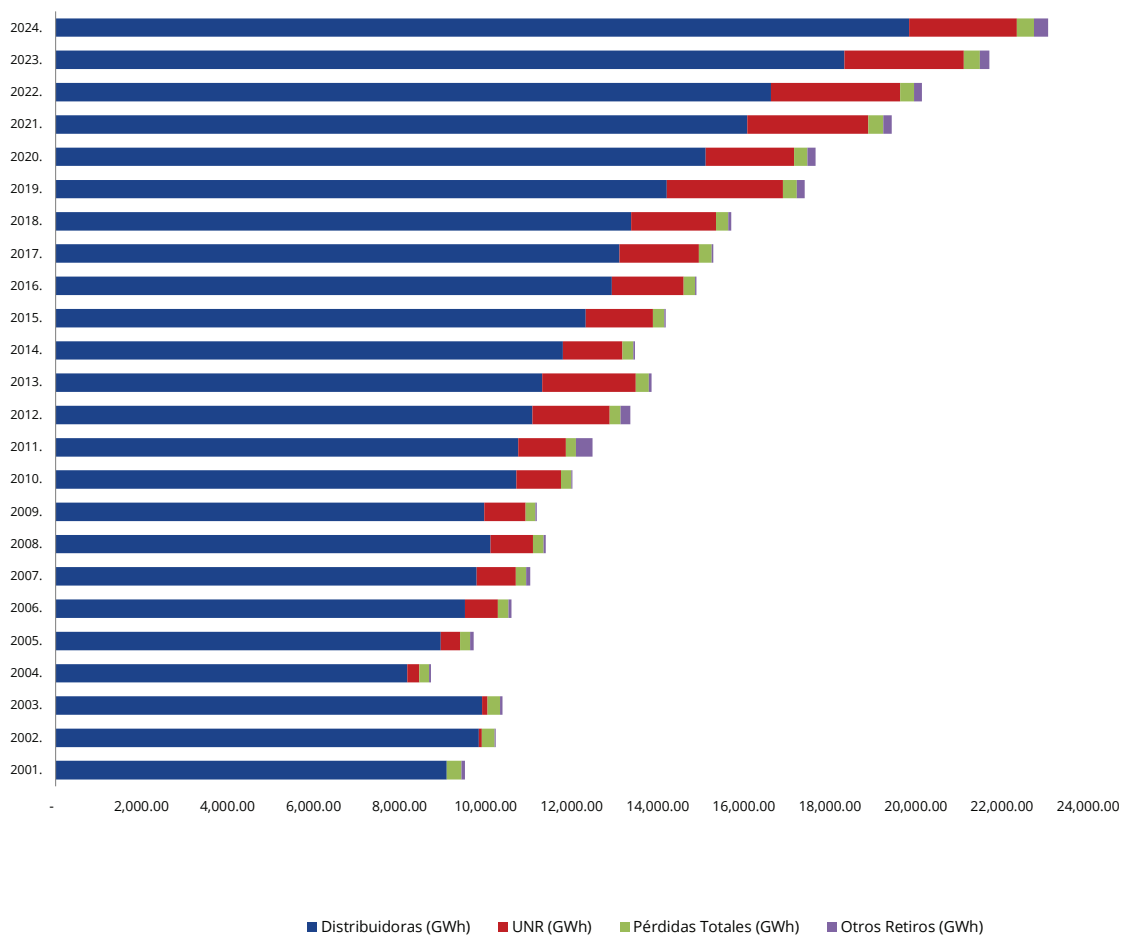


La Tabla 38 y la Figura 48 muestran la evolución de los retiros de las empresas distribuidoras, los retiros de los UNR, otros retiros y las pérdidas de transmisión de energía estimadas por diferencia en el período 2001-2024. Esta información se sustenta en los registros que provienen de los Sistemas de Medición Comercial de los Agentes del MEM y se utilizan en las Transacciones Económicas.

Tabla 38. Retiros de energía 2001-2024.

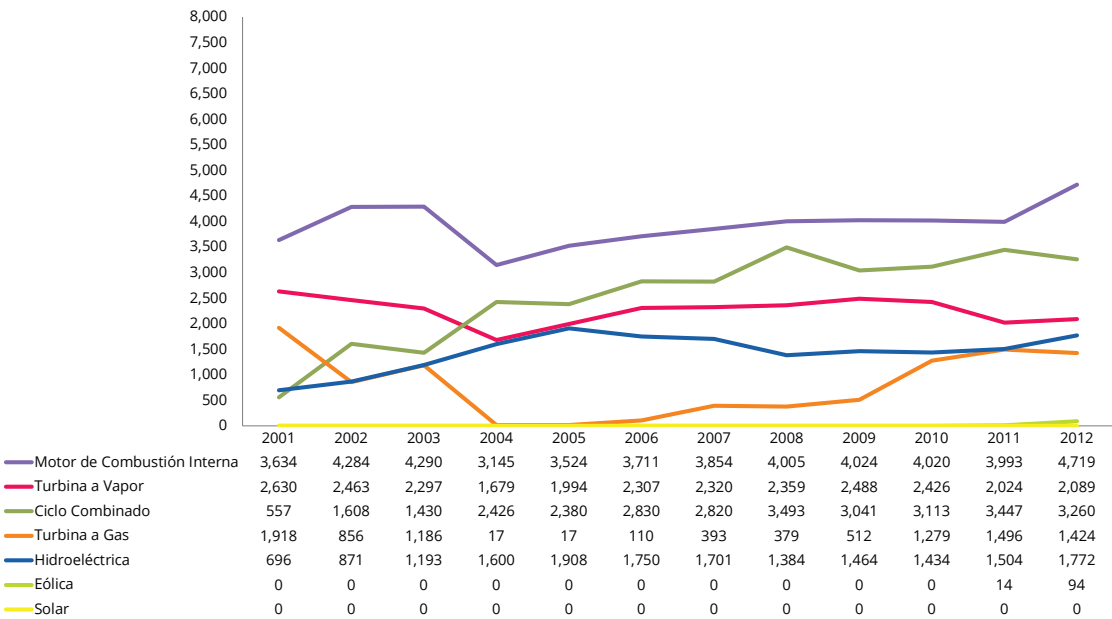
DATOS	RETIROS TOTALES (GWh)	PÉRDIDAS TOTALES (GWh)	DISTRIBUIDORAS (GWh)	UNR (GWh)	OTROS RETIROS (GWh)	RETIROS TOTALES (%)	PÉRDIDAS TOTALES (%)	DISTRIBUIDORAS (%)	UNR (%)	OTROS RETIROS (%)
2001	9,163.80	346.78	9,085.76		78.04	96.35%	3.65%	95.53%	0.00%	0.82%
2002	9,932.58	298.71	9,833.86	68.33	30.38	97.08%	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	15,415.7	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	15,108.7	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%	82.57%	14.90%	0.92%
2023	21,328.97	371.68	18,311.17	2,776.52	221.28	98.29%	1.71%	84.47%	12.79%	1.02%
2024	22,669.25	397.95	19,88.92	2,500.38	329.96	98.27%	1.73%	86.00%	10.84%	1.43%

Figura 48. Retiros de energía 2001-2024.



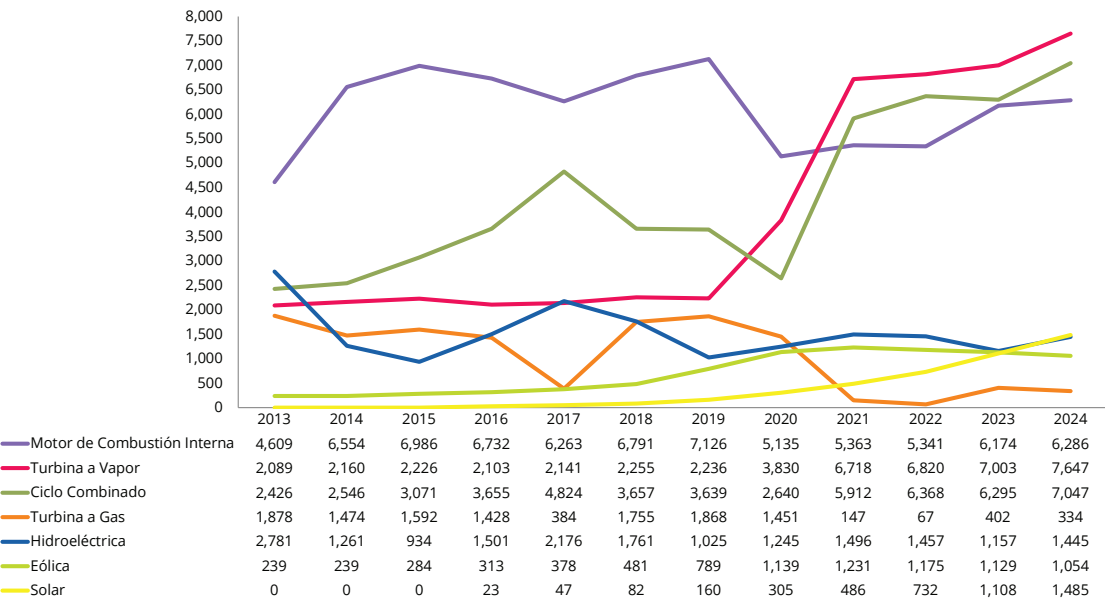
En las siguientes figuras se observa el comportamiento de la energía bruta generada por tipo de tecnología desde el año 2001 hasta el año 2024, evidenciando que las tecnologías Motor de Combustión Interna, Turbina a Vapor y Ciclo Combinado mantuvieron un crecimiento sostenido desde el inicio del MEM, con un importante repunte a partir del año 2020, manteniendo los primeros lugares de participación al final de 2024. Por otro lado, las tecnologías Eólica y Solar inician sus aportes a partir de 2011 y 2013 respectivamente, manteniendo crecimientos importantes, sobre todo la solar, que se comparan ambas al final de 2024 con el total de tecnología Hidroeléctrica, aunque no en eficacia, dada su naturaleza de variabilidad de su potencia en línea en el SENI.

Figura 49. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2012 [GWh] ³.



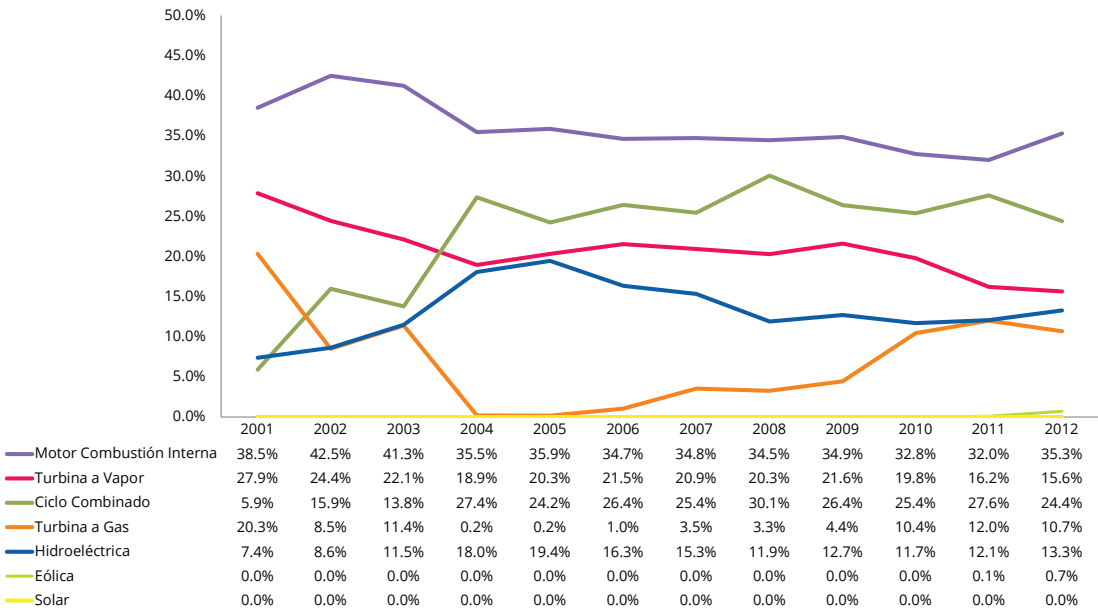
³ Nota: Se verificaron los datos de todas las modalidades desde el 2001 y se encontraron variaciones en las cantidades del 2018 y fueron actualizados.

Figura 50. Evolución de la energía generada por tecnología 2013-2024 [GWh] ⁴.

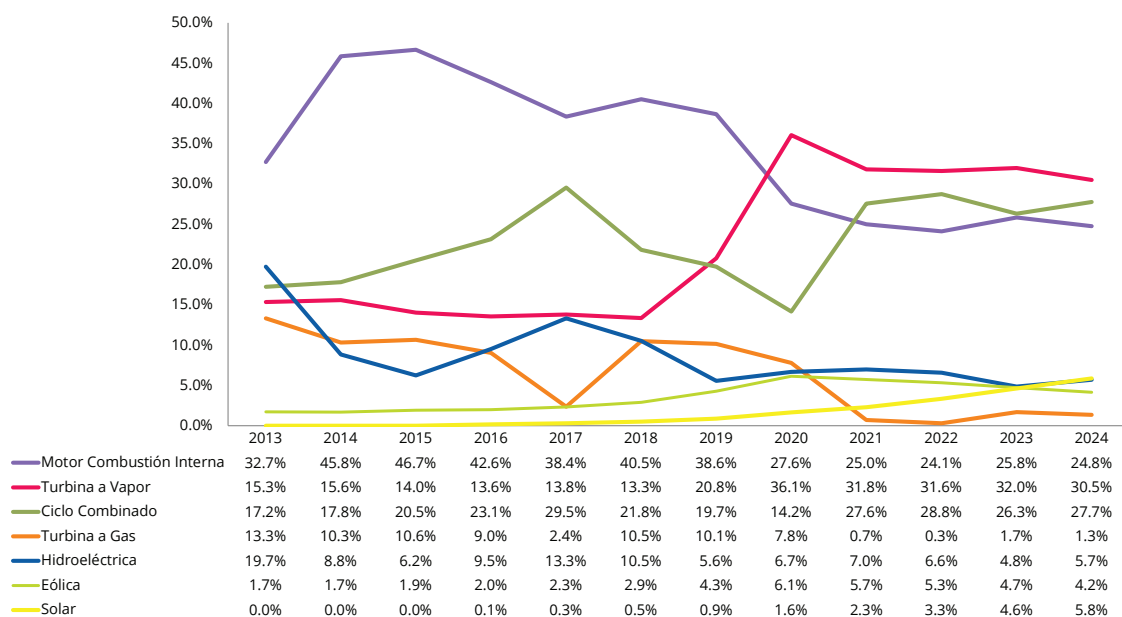


⁴ Nota: Se verificaron los datos de todas las modalidades desde el 2001 y se encontraron variaciones en las cantidades del 2018 y fueron actualizados.

Figura 51. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2012 [%] ⁵.



⁵ 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 2013-2024 [%] ⁶.

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 2001-2024.

Tabla 39. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2024.

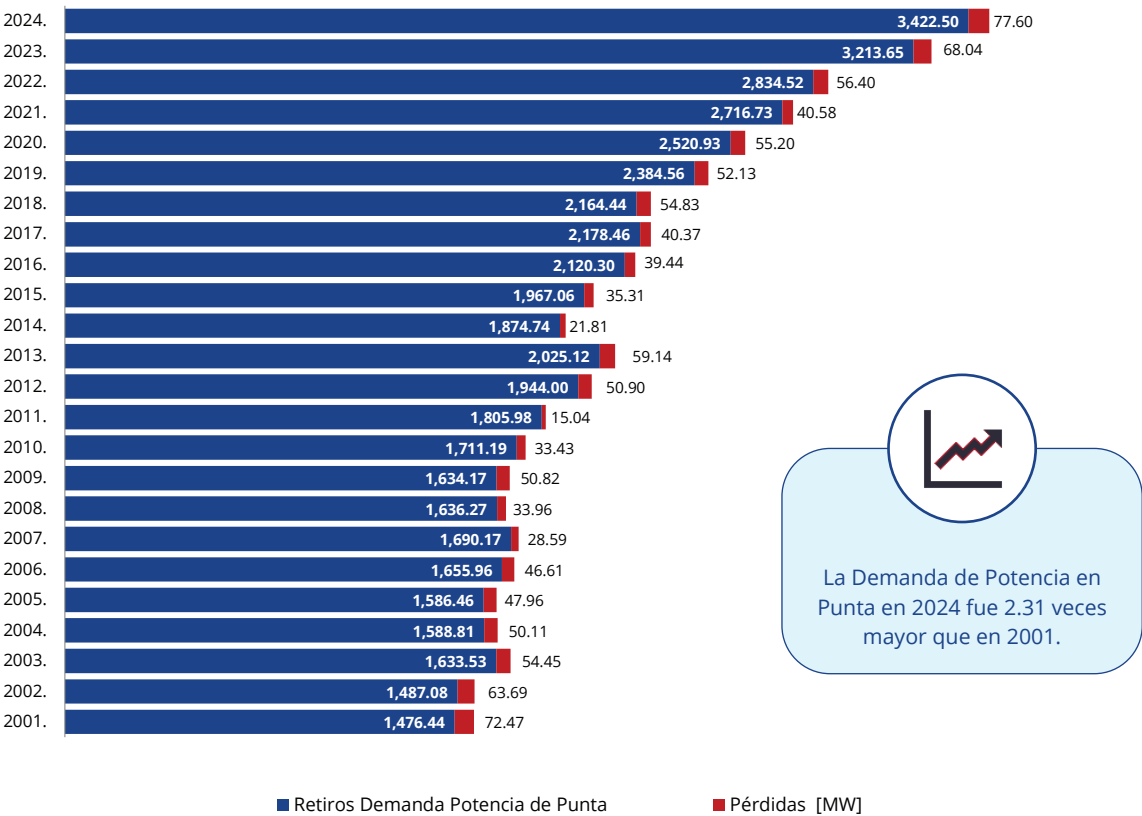
Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Retiros Demanda Potencia de Punta	1,476.44	1,487.08	1,633.53	1,588.81	1,586.46	1,655.96	1,690.17	1,636.27	1,634.17	1,711.19	1,805.98	1,944.00
Pérdidas	72.47	63.69	54.45	50.11	47.96	46.61	28.59	33.96	50.82	33.43	15.04	50.90
Potencia de Punta [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	1,994.90

⁶ 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.

Tabla 39. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2024.
(Continuación)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Retiros Demanda Potencia de Punta	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	3,213.65	3,422.50
Pérdidas	59.14	21.81	35.31	39.44	40.37	54.83	52.13	55.20	40.58	56.40	68.04	77.60
Potencia de Punta [MW]	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	3,281.69	3,500.11

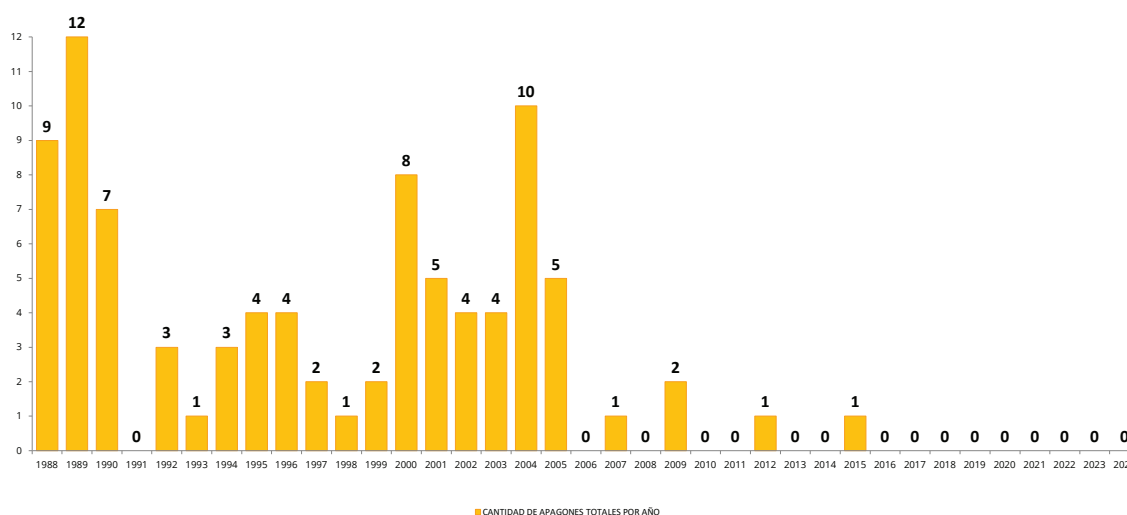
Figura 53. Evolución del consumo y pérdidas de potencia de punta 2001-2024.



6.5. EVOLUCIÓN DE LA 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 Deslastre 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 1988-2024.



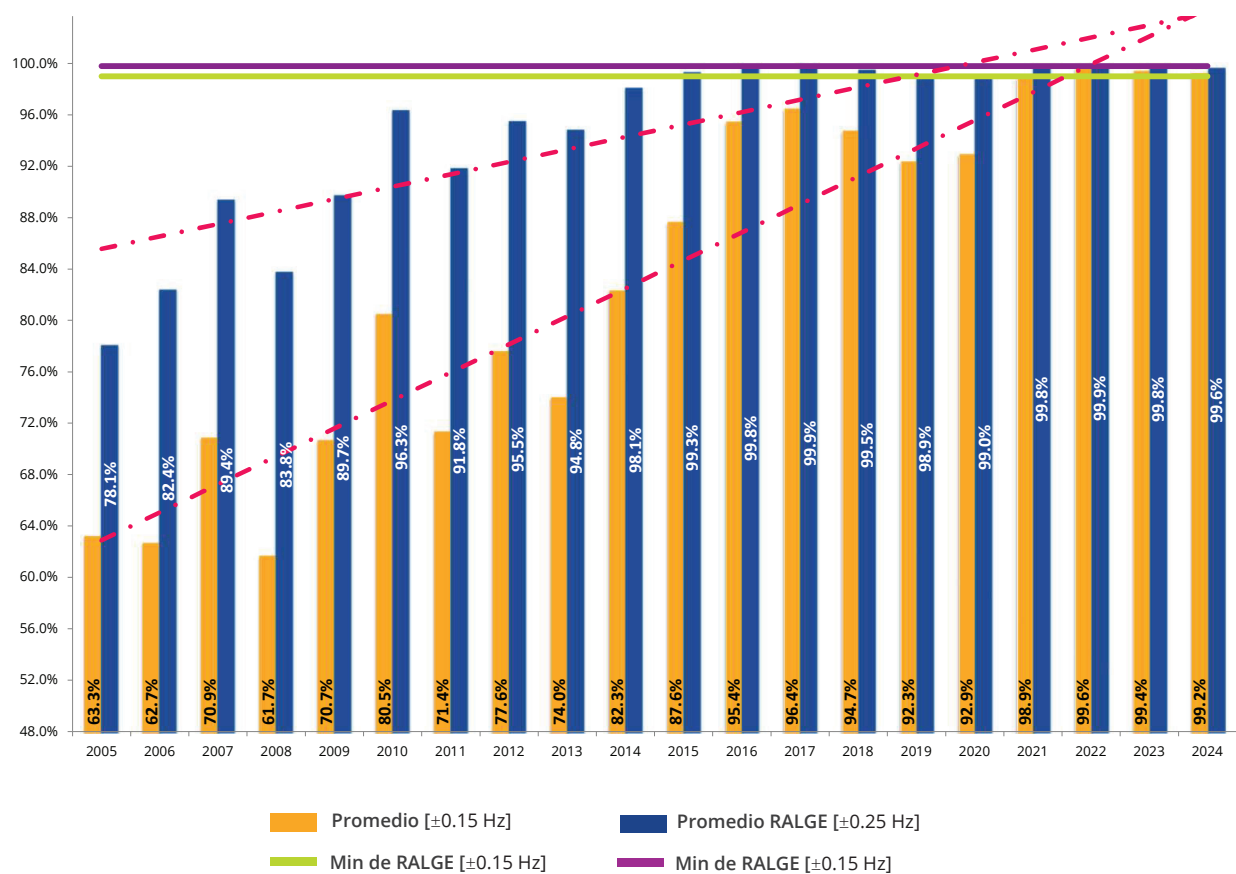
Desde el año 2000, año de inicio del Mercado Eléctrico Mayorista, hasta el año 2005 el SENI estuvo sometido a fuertes disturbios que totalizaron 36 apagones generales, mientras que desde el año 2006 hasta el año 2024 ocurrieron 5 colapsos totales, como puede observarse en la Figura 54, esto demuestra 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 2022.

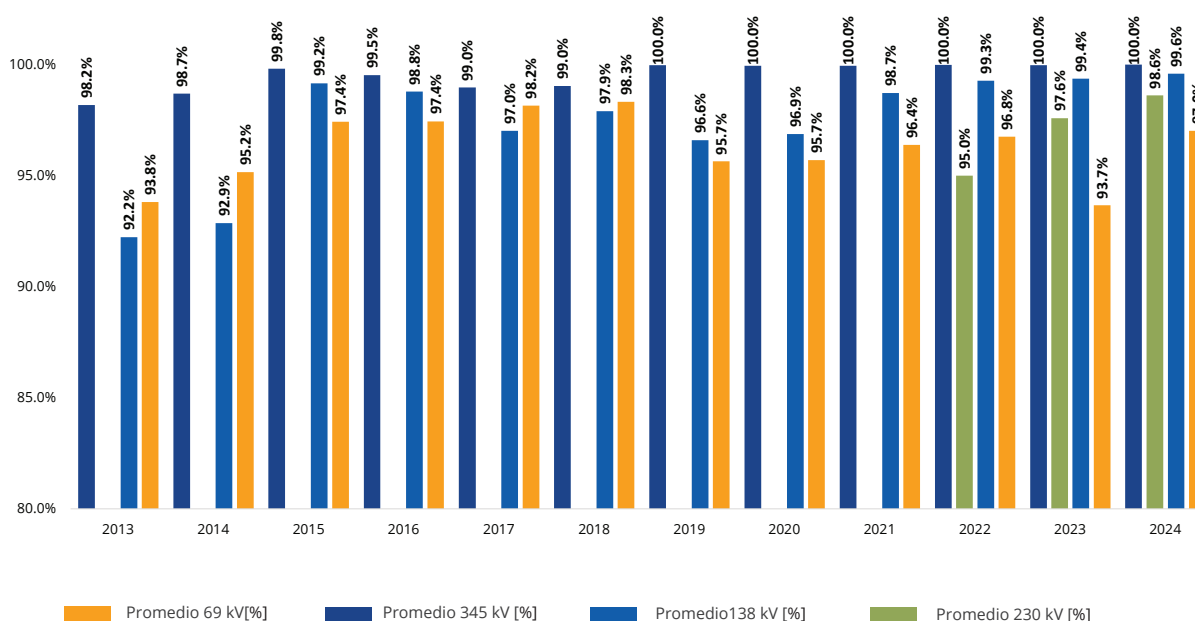
Figura 55. Evolución en la calidad de la frecuencia del SENI 2005-2024.



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 2024. Esta mejora 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:

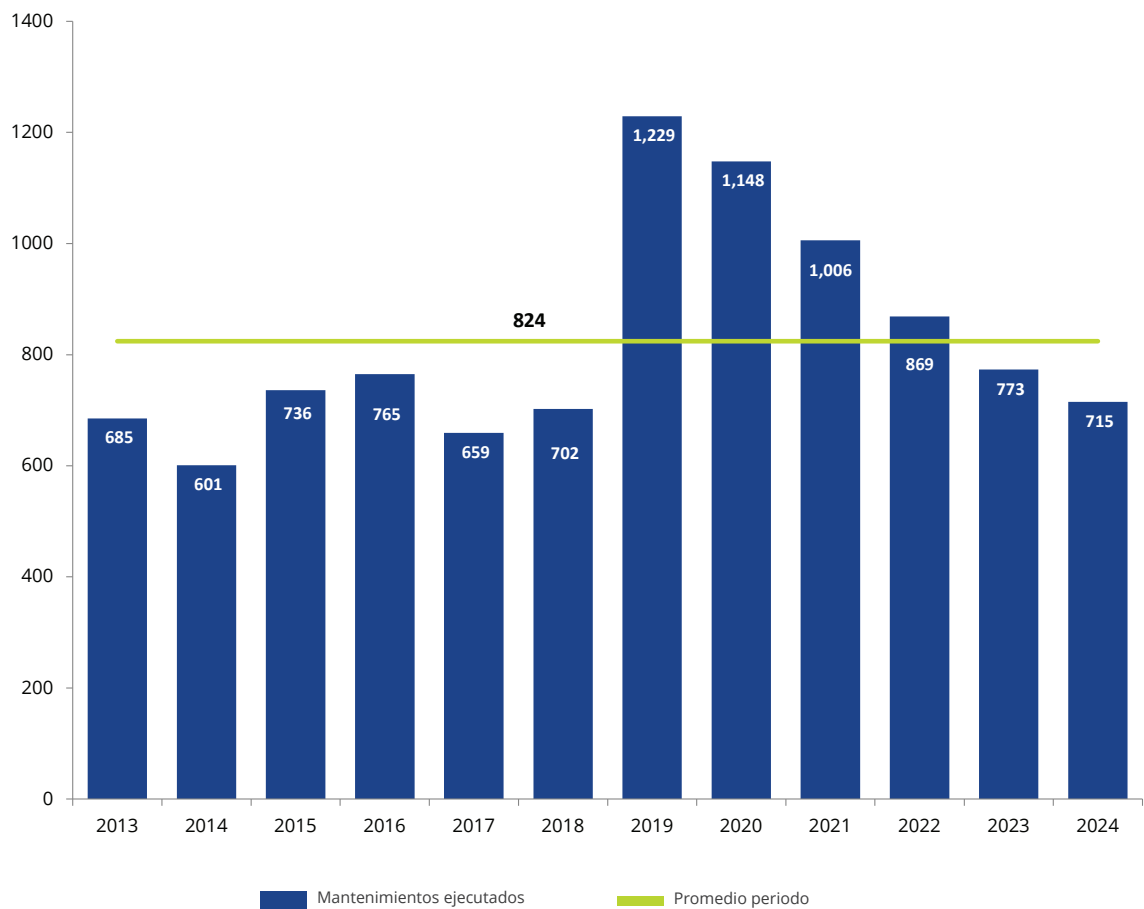
Figura 56. Evolución calidad de la tensión del SENI 2013-2024.



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 12 años. Se puede observar una disminución de 7.5% o 58 mantenimientos en comparación al año 2023. Los mantenimientos de generación programados fueron 430, de los cuales se ejecutaron 363 y 67 fueron suspendidos; del total de mantenimientos de generación programados, 60 correspondieron a centrales térmicas y renovables (estos últimos no se consideraban en años anteriores), de esta cantidad se ejecutaron 46 y 14 fueron suspendidos; 370 fueron mantenimientos programados en hidroeléctricas, se ejecutaron 317 y 53 fueron suspendidos. Los mantenimientos que se programaron al Sistema de Transmisión fueron 529, de los cuales se ejecutaron 352 y 177 suspendidos.

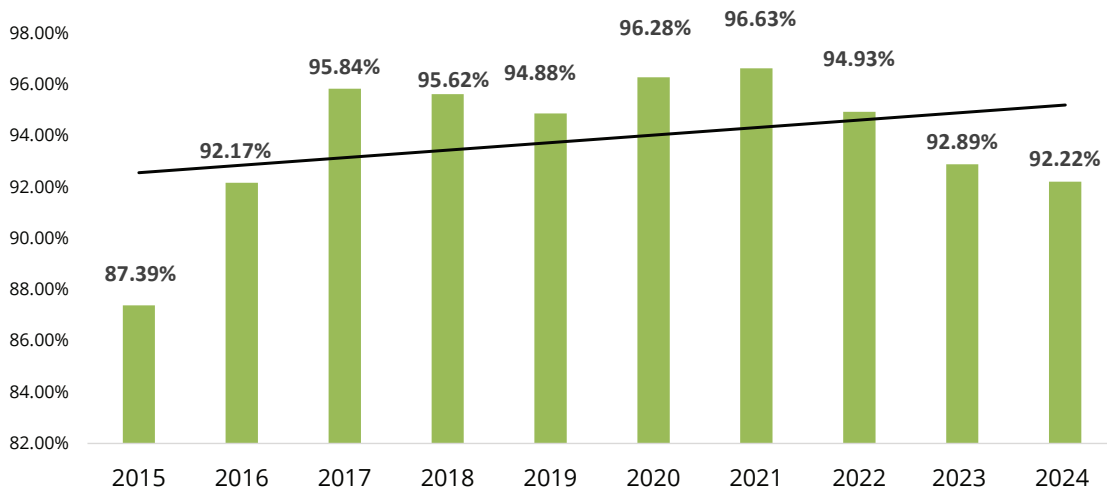
Figura 57. Ejecución de programas de mantenimiento instalaciones 2013 – 2024.



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 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.

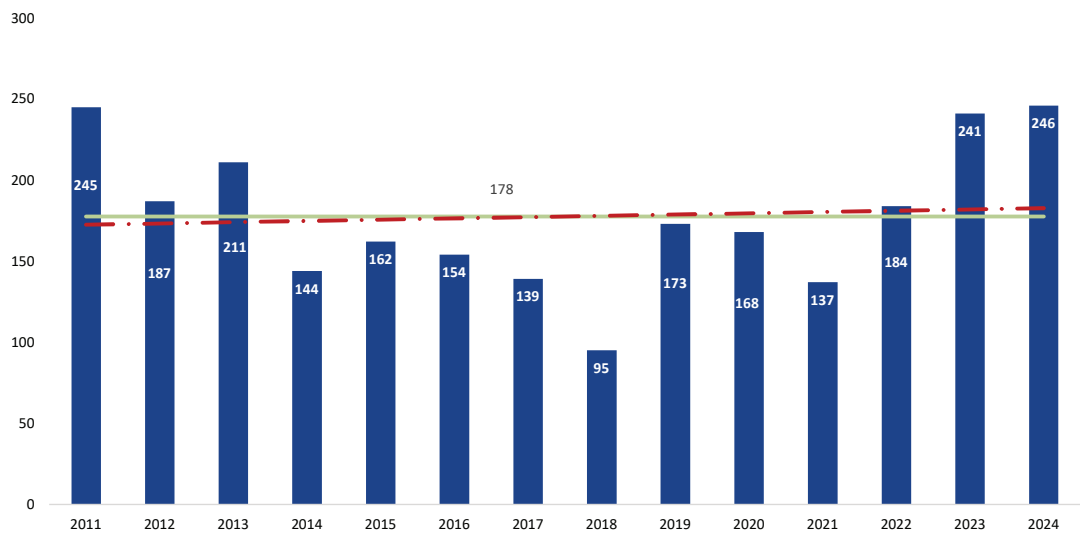
Figura 58. Indicador operaciones correctas (POC) sistema protecciones instalaciones SENI 2015 - 2024.



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 2024 ocurrieron 52 eventos de generación, contrario a 68 eventos ocurridos en 2023. La mayor cantidad de eventos en el 2024 correspondió a: AES Andrés con 11 eventos, Estrella del Mar 3 con 6 eventos, CESPM 1 con 4 eventos, Punta Catalina 1 con 4 eventos, Quisqueya 2 e Itabo 1 con 3 eventos y 59 eventos relacionados con la actuación del EDAC sin disparo de generación en el SENI. El promedio de eventos relevantes en el periodo comprendido entre el 2011 y el 2024 es de 178.

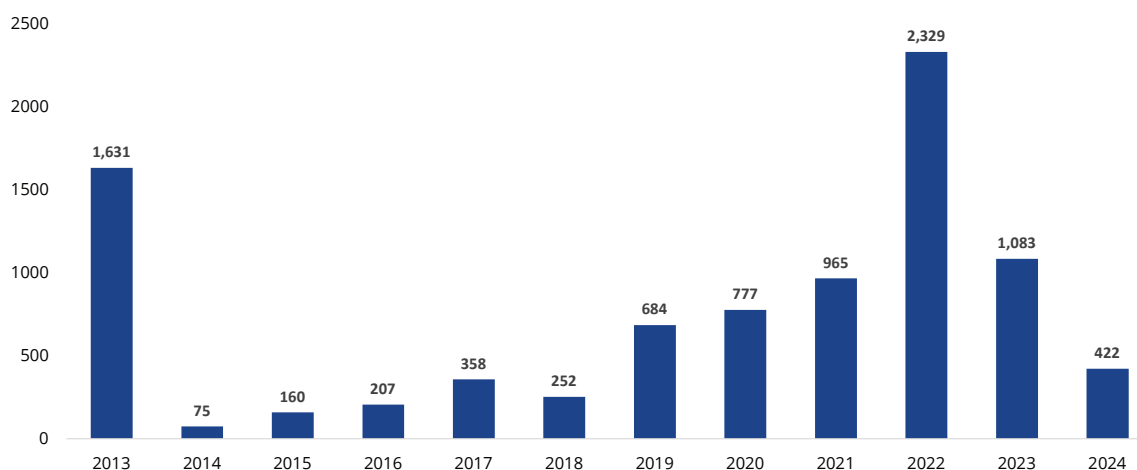
Figura 59. Número de eventos relevantes anuales 2011-2024.



6.10.1. ESTADÍSTICAS EVOLUCIÓN HORAS DE DESACOPLE POR CONGESTIÓN 2013 – 2024

En la figura siguiente se muestra el comportamiento de las horas de desacople por congestión de líneas de transmisión. En el 2024 se presenta una disminución de 661 horas o 61.03%, con relación al año anterior.

Figura 60. Número de horas de desacoples anuales del SENI 2013-2024.



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 2001-2024.

Las Figuras 61 y 62 muestran 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 2001-2024.

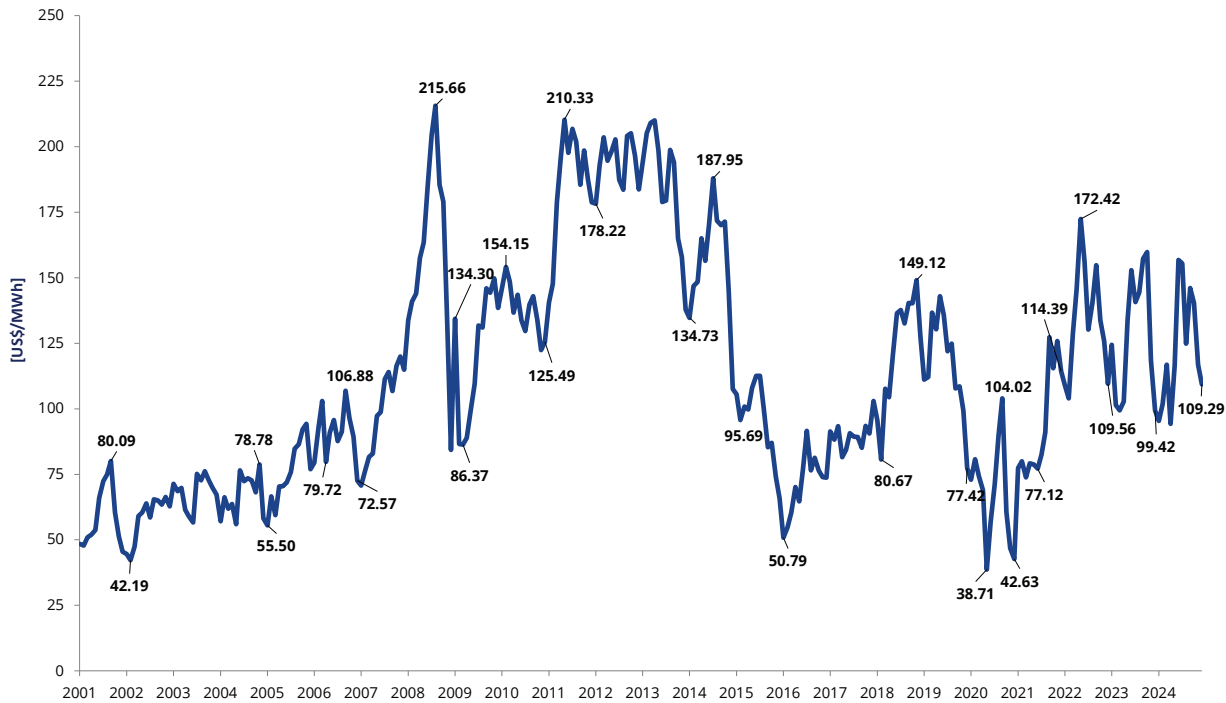
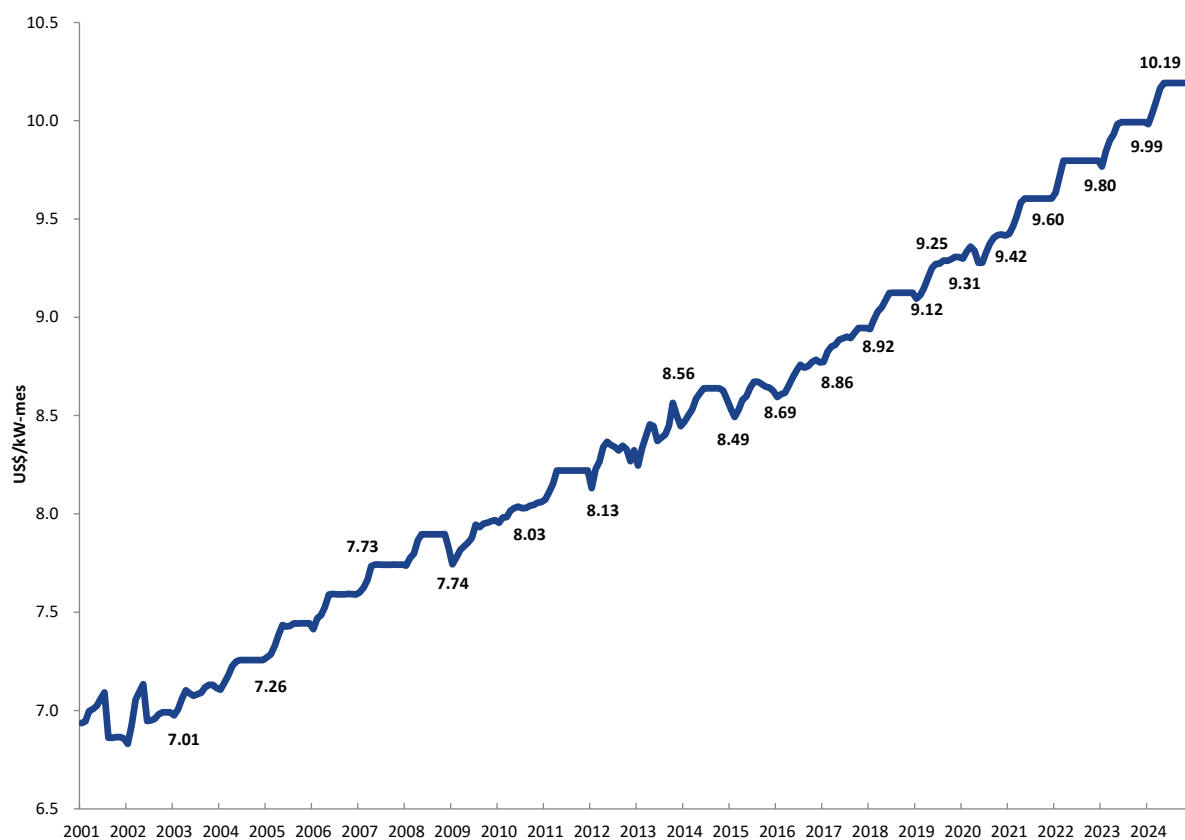


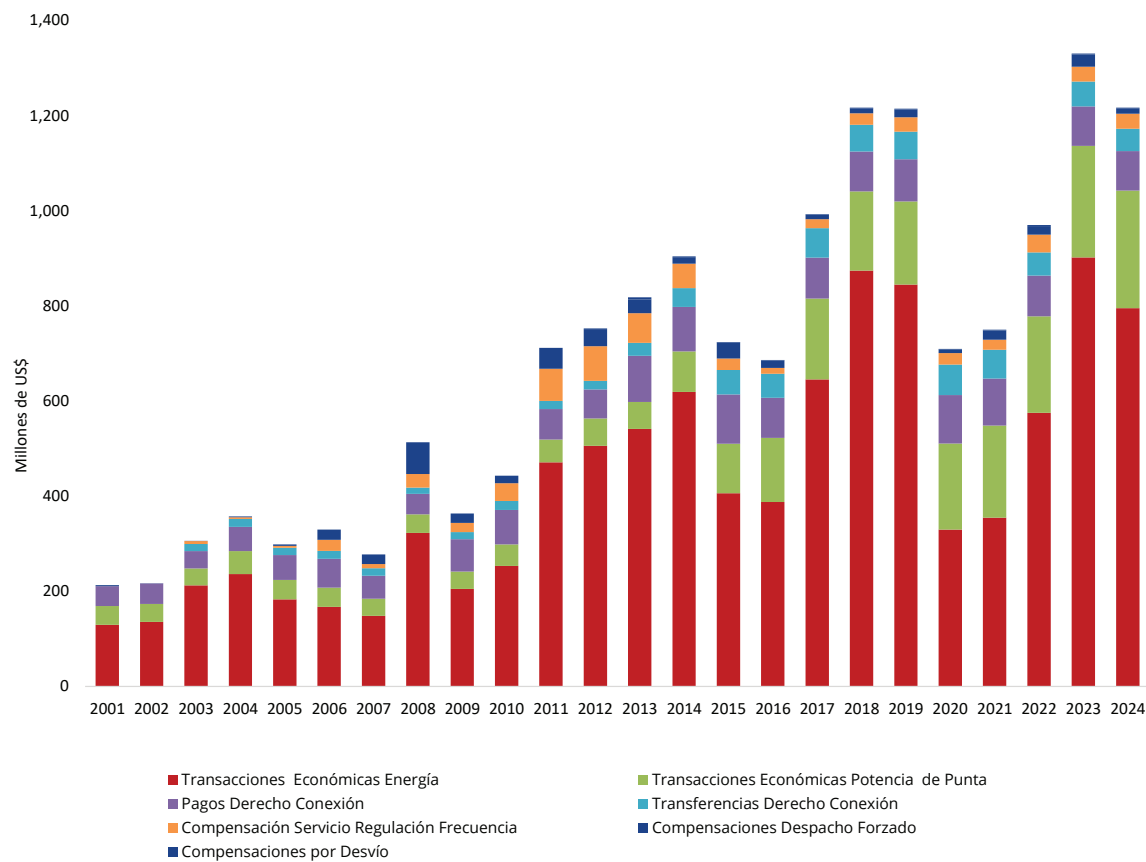
Figura 62. Costos Marginales de potencia de punta mensual 2001-2024.





La Figura 63 muestra la evolución de cada cálculo de las Transacciones Económicas durante el período 2001-2024 en Millones de US\$.

Figura 63. Transacciones Económicas 2001-2024 [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 2024 y 2023**





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 2024 y 2023

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

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 2024;
- el estado de actividades y cambios en los activos netos;
- 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 2024, 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 19, 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.

BDO

13 de marzo de 2025
Santo Domingo, República Dominicana



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

Estados de posición financiera
Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

	Notas	2024 RD\$	2023 RD\$
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo	3	195,387,556	165,738,547
Aportes por cobrar	4	27,067,538	19,995,559
Otras cuentas por cobrar	5	794,916	593,356
Gastos pagados por anticipado		3,031,342	1,970,651
		<u>226,281,352</u>	<u>188,298,113</u>
Activos no corrientes			
Inversiones	6	15,106,726	15,562,274
Propiedades, mobiliarios y equipos	7	281,114,729	221,901,539
Cargos diferidos	8	6,157,006	9,757,066
Activo por derecho de uso	9	8,173,461	-
		<u>310,551,922</u>	<u>247,220,879</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>536,833,274</u></u>	<u><u>435,518,992</u></u>
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar	10	5,751,554	5,857,944
Retenciones y acumulaciones por pagar	11	46,185,397	46,054,056
Pasivo por arrendamiento a corto plazo	9	5,518,800	-
		<u>57,455,751</u>	<u>51,912,000</u>
Pasivos no corrientes			
Pasivo por arrendamiento a largo plazo	9	2,970,152	-
		<u>2,970,152</u>	<u>-</u>
Total pasivos		<u><u>60,425,903</u></u>	<u><u>51,912,000</u></u>
Activos netos sin restricción		<u><u>476,407,371</u></u>	<u><u>383,606,992</u></u>
TOTAL PASIVOS Y ACTIVOS NETOS		<u><u>536,833,274</u></u>	<u><u>435,518,992</u></u>

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

Estados de actividades y cambios en los activos netos
Por los años terminados al 31 diciembre del 2024 y 2023

	Notas	2024 RD\$	2023 RD\$
Cambios en los activos netos no restringidos			
Aportes recibidos	1	492,754,835	385,520,259
Otros ingresos	12	9,569,683	12,729,683
Ingresos financieros	13	4,773,218	4,646,368
Total ingresos no restringidos		507,097,736	402,896,310
Sueldos y compensaciones al personal	14	(299,683,573)	(263,997,490)
Depreciación y amortización	14	(32,481,806)	(30,476,353)
Otros gastos operacionales	15	(81,078,406)	(61,604,149)
Gastos financieros	16	(1,053,572)	(619,534)
Total gastos no restringidos		(414,297,357)	(356,697,526)
Cambios en los activos netos del año		92,800,379	46,198,784
Activos netos sin restricción al inicio del año		383,606,992	337,408,208
Activos netos sin restricción al final del año		476,407,371	383,606,992

**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 2024 y 2023**

	Notas	2024 RD\$	2023 RD\$
Flujos de efectivo por las actividades operativas			
Cambios en los activos netos		92,800,379	46,198,784
Ajustes para conciliar el cambio en los activos netos con el efectivo neto provisto en las actividades de operación:			
Depreciación y amortización	15	32,481,806	30,476,353
Interés por arrendamiento	9	288,209	-
Ganancia en venta de activos		1,952,414	(84,742)
Provisión bono de desempeño	11	38,616,646	38,740,426
Gasto de intereses en bonos		20,758	20,756
Ingresos financieros	13	(3,665,482)	(3,508,367)
Ganancia en inversiones		(1,107,736)	(1,138,002)
		68,586,615	64,506,424
Cambios en los activos y pasivos:			
Aumento aportes por cobrar		(7,071,979)	(15,034,583)
(Aumento) Disminución otras cuentas por cobrar		(201,560)	2,298,473
Aumento gastos pagados por anticipados		(1,060,691)	(116,691)
(Disminución) aumento cuentas por pagar proveedores y otras		(106,390)	1,183,951
Aumento retenciones y acumulaciones por pagar		845,189	2,071,034
		60,991,184	54,908,608
Provisiones pagadas		(38,740,425)	(35,783,841)
		22,250,759	19,124,767
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		115,051,138	65,323,551
Flujos de efectivos de las actividades de inversión			
Adquisición propiedades, mobiliarios y equipos	7	(83,164,925)	(33,642,565)
Venta de activos		(1,973,835)	-
Ingreso por inversiones		906,726	1,545,524
Adquisición cargos diferidos	8	(3,228,167)	(8,033,939)
Intereses cobrados	13	3,665,482	3,508,367
Efectivo neto usado en las actividades de inversión		(83,794,719)	(36,622,613)



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 2024 y 2023

	Notas	2024 RD\$	2023 RD\$
Flujos de efectivos de las actividades de financiamiento			
Pago de arrendamiento	9	(1,805,126)	-
Efecto cambiario	9	197,716	-
		<hr/>	<hr/>
Efectivo neto usado en las actividades de financiamiento		(1,607,410)	-
		<hr/>	<hr/>
Aumento neto en el efectivo caja y banco		29,649,009	28,700,938
Efectivo neto al inicio del año		165,738,547	137,037,609
		<hr/>	<hr/>
Efectivo neto al final del año	3	195,387,556	165,738,547
		<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 2024 y 2023

Contenido	Página
Entidad.....	6
1. Principales Políticas de Contabilidad.....	6
2. Instrumentos financieros Administración de riesgos financieros.....	11
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. Activo por derecho de uso.....	20
10. Cuentas por pagar.....	20
11. Retenciones y acumulaciones por pagar.....	21
12. Otros ingresos.....	21
13. Ingresos financieros.....	21
14. Sueldo y compensaciones al personal.....	22
15. Otros Gastos Operacionales.....	22
16. Gastos Financieros.....	23
17. Compromisos.....	23
18. Situación financiera.....	24
19. Hechos posteriores.....	25
20. Informaciones adicionales.....	26

**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 2024 y 2023**

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 2024 y 2023, 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 2024 y 2023, el Organismo no tenía activos temporalmente restringidos por los aportantes.

**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 2024 y 2023**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Activos netos permanentemente restringidos

Activos sujetos a estipulaciones impuestas por los aportantes externos. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024, son consistentes con aquellas que fueron utilizadas para la preparación de sus estados financieros al 31 de diciembre de 2023.

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 2024. 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.

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

a) Nuevas normas y modificaciones efectivas para períodos que comienzan el 1 de enero de 2024 y, por lo tanto, relevantes para estos estados financieros intermedios.

- Pasivo por arrendamiento en una venta y arrendamiento posterior (Modificaciones a la NIIF 16 Arrendamientos);
- Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes (Incluyendo clasificaciones de Pasivos como Corrientes o No Corrientes - Diferimiento de Fecha de Vigencia) (Modificaciones a NIC 1 Presentación de Estados Financieros);
- Pasivos no corrientes con covenants o pactos (Modificaciones a NIC 1 Presentación de estados financieros);
- Acuerdos de financiación de proveedores (Modificaciones a la NIC 7 Estado de flujos de efectivo y NIIF 7 Instrumentos financieros: Revelaciones).

b) Adopción temprana de Normas y Enmiendas

Obligatoriamente vigente para los períodos anuales de presentación de informes que comiencen a partir del 1ero. de enero 2025:

- Falta de intercambiabilidad (Modificación a la NIC 21 los efectos de las variaciones en los tipos de cambio).

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.

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 2024 y 2023

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

Poder de enmiendas de los estados financieros

De acuerdo al Artículo 26 de los Estatutos 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 13 de marzo de 2025 y 15 de marzo de 2024 respectivamente, sobre una base voluntaria y como tal ésta tiene la habilidad de revisar el contenido de dichos estados, luego de efectuarse su emisión.

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 los 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.

**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 2024 y 2023**

1. Principales políticas de contabilidad, continuación

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.

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 2024 y 2023, según informaciones del Banco Central de la República Dominicana, eran de RD\$61.32 y RD\$58.26 = 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 incurrir.

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 2024 y 2023

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.

Uso de estimados

Los estados financieros son preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría y, en consecuencia, incluyen montos que están basados en el mejor estimado y juicio de la Administración. Los resultados reales pudieran diferir de tales estimados.

Las áreas significativas de estimación y juicio crítico en la aplicación de políticas contables que tienen un efecto importante en las cantidades registradas en los estados financieros corresponden a:

- Estimación para cuentas de cobro dudoso;
- Depreciación de la propiedad arrendada, mobiliarios y equipos;
- Retenciones y acumulaciones por pagar.

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.

**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 2024 y 2023**

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.

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 periodo 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.

	Menos de 30 días	Entre 31 y 60 días	Entre 61 y 90 días	Mas de 91 días	Total
2024	27,035,877	31,661	-	-	27,067,538
2023	15,142,017	4,853,542	-	-	19,995,559

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 2024 y 2023

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

Activos por derecho de uso

Todos los arrendamientos se contabilizan reconociendo el valor presente de los pagos de arrendamiento y mostrados como activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de pagar cuotas futuras, excepto por:

- Arrendamientos de activos de bajo valor; y
- Arrendamientos con una duración de 12 meses o menos.

El activo por derecho de uso debe ser medido al costo menos depreciación y deterioro del activo. El pasivo por arrendamiento debe ser medido incrementando el importe en libros para reflejar el interés sobre el pasivo por arrendamiento, reduciendo el importe en libros para reflejar los pagos por arrendamiento realizados, y midiendo nuevamente el importe en libros para reflejar las nuevas mediciones o modificaciones del arrendamiento.

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.

**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 2024 y 2023**

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

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

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 los acuerdos incluidos en 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 2024 y 2023

2. Instrumentos financieros, administración de riesgos financieros, continuación

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

	2024 RD\$	2024 US\$	Total RD\$	2023 RD\$	2023 US\$	Total RD\$
Activos financieros						
Efectivo	194,918,885	318,671	195,237,556	165,279,279	309,268	165,588,547
Aportes por cobrar	27,067,538	-	27,067,538	19,995,559	-	19,995,559
Otras cuentas por cobrar	701,911	-	701,911	525,544	-	525,544
Inversiones	15,106,726	-	15,106,726	15,562,274	-	15,562,274
Total activo	237,795,060	318,671	238,113,731	201,362,656	309,268	201,671,924
Pasivos financieros						
Cuentas por pagar	5,751,554	-	5,751,554	5,857,944	-	5,857,944
Pasivo por arrendamiento	8,488,952	-	-	-	-	-
Total pasivo	14,240,506	-	5,751,554	5,857,944	-	5,857,944
Posición neta	223,554,554	318,671	232,362,177	195,504,712	309,268	195,813,980

**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 2024 y 2023**

3. Efectivo		
	2024	2023
	RD\$	RD\$
Caja chica	150,000	150,000
Bancos comerciales locales (a)	195,237,556	165,588,547
	<hr/>	<hr/>
	195,387,556	165,738,547
	<hr/>	<hr/>

(a) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, esta cuenta incluye valores de US\$318,671 y US\$309,268, respectivamente. Los balances en cuentas de bancos generaron ingresos por intereses por aproximadamente RD\$3,533,458 y RD\$2,2563,964, respectivamente (ver Nota 12).

4. Aportes por cobrar		
	2024	2023
	RD\$	RD\$
Consorcio Laesa, Ltd.	-	424,033
Electronic JRC, S. R. L.	80,642	-
Empresa de Generación Eléctrica Punta Catalina (EGEPC) S. A.	4,685,934	-
Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)	1,317,891	-
Complejo Metalúrgico Dominicano, S.A.	-	69,701
EDENORTE Dominicana, S. A.	5,278,331	4,265,300
EDESUR Dominicana, S. A.	4,862,194	9,446,635
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	5,957,934	5,081,404
Empresa Generadora de Eléctricidad Haina, S. A.	2,341,439	-
El Progreso del Limón, S. R. L.	12,956	15,812
Lear Investments, S. A.	500,274	-
Grupo Eólico Dominicano, S.A.	39,527	-
Pueblo Viejo Corporation, INC.	313,340	-
KOROR Business, S.R.L.	86,661	-
Empresa de Transmisión de Electricidad Dominicana	748,601	503,702
Karpowership Dominican Republic, S.A.S.	773,376	126,879
WCG Energy, LTD	68,438	62,093
	<hr/>	<hr/>
	27,067,538	19,995,559
	<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 2024 y 2023

5. Otras cuentas por cobrar

	2024 RD\$	2023 RD\$
Anticipos a proveedores	93,005	67,812
Otras	701,911	525,544
	<u>794,916</u>	<u>593,356</u>

6. Inversiones a largo plazo

En fecha 30 de diciembre de 2020, el Organismo realizó una transacción de inversión gestionada a través del intermediario de valores 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 2024 y 2023, son los siguientes:

Valor transado RD\$	2024 Intereses capitalizados RD\$	Balance Total RD\$	Valor transado RD\$	2023 Intereses capitalizados RD\$	Balance Total RD\$
14,200,000	906,726	15,106,726	14,200,000	1,362,274	15,562,274
<u>14,200,000</u>	<u>906,726</u>	<u>15,106,726</u>	<u>14,200,000</u>	<u>1,362,274</u>	<u>15,562,274</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 2024 y 2023

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 2023	136,062,720	36,042,822	19,399,803	8,616,645	150,562,443	3,057,323	-	353,741,756
Adquisiciones	-	-	1,139,981	2,405,274	22,052,757	-	8,044,553	33,642,565
Retiros	-	-	(465,026)	-	(3,714,591)	-	-	(4,179,617)
31 de diciembre de 2023	136,062,720	36,042,822	20,074,758	11,021,919	168,900,609	3,057,323	8,044,553	383,204,704
Adquisiciones	-	-	639,348	6,054,395	15,412,992	-	61,058,190	83,164,925
Retiros	-	-	-	(3,319,710)	-	(10,147)	-	(3,329,857)
31 de diciembre de 2024	136,062,720	36,042,822	20,714,106	13,756,604	184,313,601	3,047,176	69,102,743	463,039,772
Depreciación Acumulada:								
1ero de enero de 2023	-	12,872,232	16,449,810	6,001,072	105,095,700	2,420,998	-	142,839,812
Cargo por depreciación del período	-	1,798,677	987,934	1,378,797	18,273,960	288,344	-	22,727,712
Retiros	-	-	(448,380)	-	(3,815,979)	-	-	(4,264,359)
31 de diciembre de 2023	-	14,670,909	16,989,364	7,379,869	119,553,681	2,709,342	-	161,303,165
Cargo por depreciación del período	-	1,798,677	1,105,068	1,426,251	19,610,998	32,162	-	23,973,156
Retiros	-	-	(27,799)	(3,319,706)	-	(3,773)	-	(3,351,278)
31 de diciembre de 2024	-	16,469,586	18,066,633	5,486,414	139,164,679	2,737,731	-	181,925,043

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 2024 y 2023

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 2023	136,062,720	21,371,913	3,085,394	3,642,050	49,346,928	347,981	8,044,553	221,901,539
31 de diciembre de 2024	136,062,720	19,573,236	2,647,473	8,270,190	45,148,922	309,445	69,102,743	281,114,729

**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 2024 y 2023**

8. Cargos diferidos

	Sistema de Información (Software) RD\$	Otros RD\$	Total RD\$
1ero de enero de 2023	120,738,449	105,565	120,844,014
Adiciones	7,778,764	255,175	8,033,939
Retiros	(101,669)	-	(101,669)
31 de diciembre de 2023	128,415,544	360,740	128,776,284
1ero de enero de 2024	128,415,544	360,740	128,776,284
Adiciones	3,196,588	31,579	3,228,167
Retiros	-	(1,088)	(1,088)
31 de diciembre de 2024	131,612,132	391,231	132,003,363
Amortización:			
1ero de enero de 2023	111,224,861	104,475	111,329,336
Cargos del período	7,736,020	12,622	7,748,642
Retiros	(58,760)	-	(58,760)
31 de diciembre de 2023	118,902,121	117,097	119,019,218
1ero de enero de 2024	118,902,121	117,097	119,019,218
Cargos del período	6,774,083	56,829	6,830,912
Retiros	-	(3,773)	(3,773)
31 de diciembre de 2024	125,676,204	170,153	125,846,357
Valores netos:			
Al 31 de diciembre de 2023	9,513,423	243,643	9,757,066
Al 31 de diciembre de 2024	5,935,928	221,078	6,157,006

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 2024 y 2023

9. Activo por derecho de uso

	Alquiler de inmueble RD\$	Total RD\$
Al inicio del arrendamiento	9,808,153	9,808,153
Depreciación	(1,634,692)	(1,634,692)
	<hr/>	<hr/>
Al 31 de diciembre de 2024	8,173,461	8,173,461
	<hr/>	<hr/>

Pasivo por arrendamiento

	Alquiler de inmueble RD\$	Total RD\$
Al inicio	9,808,153	9,808,153
Pagos de arrendamiento (Nota 17b)	(1,805,126)	(1,805,126)
Gasto de intereses	288,209	288,209
Diferencia cambiaria	197,716	197,716
	<hr/>	<hr/>
Al 31 de diciembre de 2024	8,488,952	8,488,952
	<hr/>	<hr/>

El vencimiento del pasivo por arrendamiento es el siguiente:

	2024 RD\$	2023 RD\$
Vencimiento a un año	5,518,800	-
Vencimiento a más de un año	2,970,152	-
	<hr/>	<hr/>
	8,488,952	
	<hr/>	<hr/>

10. Cuentas por pagar

	2024 RD\$	2023 RD\$
Cuentas por pagar a proveedores (a)	5,751,554	5,857,944
	<hr/>	<hr/>
	5,751,554	5,857,944
	<hr/>	<hr/>

(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.

**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 2024 y 2023**

11. Retenciones y acumulaciones por pagar

	2024	2023
	RD\$	RD\$
Bono de desempeño por pagar	38,616,646	38,740,426
Retención ISR empleados	2,920,464	2,239,994
Retención Seguridad Social	2,437,560	2,391,044
Salarios acumulados por pagar	958,364	710,036
Otras retenciones	170,490	310,350
Provisión de cesantía	1,081,873	1,480,042
Otros gastos acumulados por pagar	-	182,164
	46,185,397	46,054,056

12. Otros Ingresos

	2024	2023
	RD\$	RD\$
Aporte inicial afiliación agentes (a)	5,368,200	10,545,221
Ganancia en variación cambiaria	296,371	446,933
Ganancia en venta de activos	1,973,835	85,651
Otros ingresos	1,931,277	1,651,878
	9,569,683	12,729,683

(a) Este ingreso corresponde a los aportes iniciales recibidos como afiliación de nuevos agentes integrados al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 hubo un total de 2 y cinco (5) nuevos agentes, respectivamente.

13. Ingresos financieros

	2024	2023
	RD\$	RD\$
Intereses cuentas corrientes	3,533,458	2,563,963
Intereses facturas aportes (a)	132,024	944,403
Intereses ganados en bonos	1,107,736	1,138,002
	4,773,218	4,646,368

(a) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024 y 2023

14. Sueldos y compensaciones al personal

	2024 RD\$	2023 RD\$
Salarios	150,632,020	140,950,749
Bono de desempeño	41,075,488	38,740,426
Regalía pascual	13,187,790	12,323,715
Plan de pensiones	10,225,197	9,616,203
Seguros laborales	15,664,915	13,941,606
Prestaciones laborales	23,797,855	5,531,221
Capacitación de personal	5,262,317	6,332,537
Bono vacacional	5,473,766	5,285,522
Bono por antigüedad	2,498,360	2,815,198
Subsidios	23,922,691	20,292,963
Otros beneficios	7,943,174	8,167,350
	299,683,573	263,997,490

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:

	2024 RD\$	2023 RD\$
Sueldos	62,072,045	53,020,579
Otras remuneraciones	10,671,376	14,732,692
Bono de desempeño	16,481,373	15,377,911
	89,224,794	83,131,182

15. Otros gastos operacionales

	2024 RD\$	2023 RD\$
Telecomunicaciones	11,740,514	10,663,148
Honorarios	2,794,128	2,425,980
Energía eléctrica	4,612,483	4,461,141
Gastos legales	94,960	87,013
Dietas y transporte	2,886,105	1,588,093
Material gastable	2,506,703	2,265,926
Reparación y mantenimiento	5,276,022	3,795,006
Seguro	2,494,390	2,402,480
Vigilancia	2,665,616	1,850,435
Higienización y adecuación de oficinas	4,885,669	2,786,905
Libros y suscripciones	3,880,641	2,014,049

**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 2024 y 2023**

15. Otros gastos operacionales, continuación

Alquileres	1,450,122	1,134,037
Mantenimiento y soporte sistemas de información	22,526,702	14,242,501
Servicios de pronósticos y revisión de procesos	804,325	2,516,994
Cuentas incobrables	-	33,276
Benchmarking y referenciamiento	3,351,104	1,538,287
Supervisión construcción	1,571,933	-
Otros gastos	7,536,989	7,798,878

Total Otros gastos operacionales	81,078,406	61,604,149
---	-------------------	-------------------

Depreciación y amortización	32,481,806	30,476,353
------------------------------------	-------------------	-------------------

16. Gastos financieros

	2024	2023
	RD\$	RD\$
Intereses	20,758	20,756
Cargos bancarios	744,605	598,778
Gasto de interés por arrendamiento	288,209	-
	1,053,572	619,534

17. Compromisos

Compromisos

a) Arrendamientos de equipos

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024 y 2023, la Entidad reconoció en sus resultados operacionales gastos de alquiler de equipos multifuncionales por valores de RD\$735,148 y RD\$696,137, respectivamente.

b) Contrato de alquiler

Al 31 de diciembre de 2024, el OC mantiene un contrato de alquiler con Anestesia T. R., S. R. L., por un inmueble ubicado en la Av. Bolívar esquina Ángel Perdomo, No. 501, Gascue., con una superficie de 701.54 metros cuadrados. El precio acordado por las partes asciende a US\$7,500 mas itbis iniciando el primero de septiembre de 2024 y concluye el día primero de septiembre de 2026. Una vez llegado el término del contrato, el mismo será reducido automáticamente por un plazo de tres meses y el precio del alquiler experimentará a año vencido un aumento anual de un 5% anual en dólares.

Al 31 de diciembre de 2024, la Entidad reconoció dentro de sus gastos operacionales un valor ascendente a RD\$2,130,049.

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 2024 y 2023

17. Compromisos, continuación

c) *Contrato de servicios para supervisión de la construcción de oficinas*

Al 31 de diciembre de 2024, la Entidad mantiene un contrato con la empresa Grupo Hernando García, S. R. L., para los fines de supervisar la obra de construcción de las oficinas del OC, por un precio acordado de US\$154,226, consistente en lo siguiente:

- Asesoría durante el desarrollo de toda actividad realizada durante la licitación para la contratación de la empresa que construirá las edificaciones;
- Asesoría durante los procesos de adquisición de cualquier suministro necesario para la construcción que el OC decida adquirir de forma directa;
- Emisión de opiniones técnicas sobre cualquiera de los imprevistos surgidos u oportunidades de mejoras que puedan detectarse durante las etapas de la construcción;
- Supervisión continua de la construcción hasta su finalización y puesta en operación.

Al 31 de diciembre de 2024, la Entidad reconoció dentro de sus gastos operacionales un valor ascendente a RD\$1,571,933.

d) *Construcción obra civil*

Al 31 de diciembre de 2024, la Entidad mantiene un contrato con la empresa ROSCH, S. R. L., (Contratista) para la construcción de:

- Un edificio de dos niveles con un área estimada de 2,141 metros cuadrados para oficinas y salones de reuniones, incluyendo una cisterna de 17,424 galones de capacidad, un cuarto de cisterna, una garita, y una caseta de basura. De igual forma la construcción de un almacén administrativo, instalación de estructuras metálicas tipo pórtico para un sistema de energía solar, acondicionamiento del área de servicio eléctrico e instalación de cableado y unidades de aire acondicionado de alta eficiencia, red de datos entre otros detalles que se describen en dicho en dicho contrato.

El contratista se compromete a entregar los trabajos en un plazo que no excederá los 392 días laborales, 15 meses contados a partir del 2 de septiembre de 2024. El precio pactado por todos los servicios y el costo total de la obra asciende a RD\$305,000,000, el cual será pagado un primer 20% como anticipo y el valor restante del 80% será pagado mediante cubicaciones de obra realizada o mensualmente por obra realizada.

Al 31 de diciembre de 2024, no se habían realizado cubicaciones de dicha construcción.

18. Situación financiera

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Entidad presenta un cambio en los activos netos del año con valor ascendente a RD\$92,800,379 y RD\$46,198,784, respectivamente, debido a superávit en la ejecución presupuestaria del periodo, y el ingreso de nuevos agentes al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.



**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 2024 y 2023**

19. Hechos posteriores

La Entidad evaluó los hechos posteriores hasta la fecha en la que estaban disponibles para su emisión. A dicha fecha los hechos que requieren divulgación en los estados financieros adjuntos son los siguientes:

- En enero 2025, se completó la firma del contrato con el BHD para el préstamo hipotecario;
- En el mes de febrero de 2025, la constructora entregó la primera cubicación; y en ese mismo orden se ejecutó el primer desembolso por parte del banco y el pago a la empresa constructora;
- En febrero de 2025, se firmó una adenda del contrato de supervisión de la obra en proceso.

-

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 2024 y 2023

20. Informaciones adicionales

(a) Ejecución presupuestal

Al 31 de diciembre del 2024, la ejecución del presupuesto se presenta de la siguiente manera:

Descripción	Presupuesto RD\$	Ejecutado * RD\$	Variación RD\$
Activos fijos			
Mobiliarios y equipos de oficina	12,211,021	423,349	11,787,672
Equipos electrónicos	15,158,434	15,326,668	(168,234)
Sistemas de información	2,904,095	3,196,588	(292,493)
Construcción Oficina en proceso	42,116,667	60,676,424	(18,559,757)
Edificio	5,000,000	-	5,000,000
Otros activos	1,989,657	307,430	1,682,227
Equipo de transporte	5,604,777	6,054,395	(449,618)
Total activos fijos	84,984,651	85,984,854	(1,000,203)
Gastos de personal:			
Salarios	153,500,996	150,632,020	2,868,976
Bono por desempeño	44,771,124	41,075,488	3,695,636
Regalía pascual	14,804,974	13,187,790	1,617,184
Plan de pensiones	11,051,176	10,225,197	825,979
Seguros laborales	19,663,110	15,664,915	3,998,195
Prestaciones laborales	6,203,386	20,655,599	(14,452,213)
Atenciones a empleados	5,923,726	6,031,102	(107,376)
Impuestos vehículos gerentes	176,942	170,351	6,591
Capacitación al personal	6,624,881	5,262,317	1,362,564
Otros gastos de personal	3,425,516	1,808,234	1,617,282
Bono vacacional	5,851,061	5,473,766	377,295
Plan de cesantía	5,645,527	2,633,350	3,012,177
Bono por Antigüedad	3,159,288	2,498,360	660,928
Otros Beneficios	27,441,081	24,365,084	3,075,997
Total gastos de personal	308,242,788	299,683,573	8,559,215
Gastos Generales:			
Suministros	2,789,014	2,519,758	269,256
Gastos de representación	216,892	124,809	92,083
Libros, suscripciones, y publicaciones			
	4,180,954	3,885,641	295,313
Combustible planta eléctrica	204,000	86,770	117,230
Dieta y transporte	2,929,102	2,886,105	42,997
Alquiler y adecuación oficinas Gascue	-	3,751,477	(3,751,477)
Energía eléctrica	5,928,928	4,612,483	1,316,445
Teléfonos fijos	1,953,820	1,773,866	179,954
Internet y dominio virtual	11,137,983	9,966,648	1,171,335
Gastos de activos fijos	13,669,056	8,497,498	5,171,558
Otros gastos generales	1,216,079	1,465,186	(249,107)
Refrigerio	2,936,946	2,247,433	689,513
Accesorios y equipos de protección	345,783	444,829	(99,046)
Costos Asociaciones Profesionales	911,832	936,249	(24,417)
Benchmarking y relacionamiento	3,547,114	3,351,104	196,010
Mantenimiento y soporte sistemas de información	23,185,571	22,526,702	658,869
Total gastos generales	75,153,074	69,076,558	6,076,516
Servicios de terceros	29,479,486	21,823,099	7,656,387
Total General	497,859,999	476,568,084	21,291,915

**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 2024 y 2023**

20. Informaciones adicionales, continuación

(a) Ejecución presupuestal

Al 31 de diciembre del 2023, la ejecución del presupuesto se presenta de la siguiente manera:

Descripción	Presupuesto RD\$	Ejecutado * RD\$	Variación RD\$
Activos fijos			
Mobiliarios y equipos de oficina	17,434	239,770	(222,336)
Equipos electrónicos	20,858,785	22,071,752	(1,212,967)
Sistemas de información	6,116,139	7,778,764	(1,662,625)
Construcción Oficina en proceso	4,558,421	-	4,558,421
Otros activos	1,304,778	1,135,482	169,296
Equipo de transporte	-	2,405,274	(2,405,274)
Total activos fijos	32,855,557	33,631,042	(775,485)
Gastos de personal:			
Salarios	148,166,138	140,950,749	7,215,389
Bono por desempeño	40,433,944	38,740,426	1,693,518
Regalía pascual	13,356,646	12,323,715	1,032,931
Plan de pensiones	10,242,610	9,616,203	626,407
Seguros laborales	18,069,736	13,941,606	4,128,130
Prestaciones laborales	5,267,046	1,912,561	3,354,485
Atenciones a empleados	4,704,607	4,530,270	174,337
Impuestos gerentes	121,204	139,624	(18,420)
Capacitación al personal	6,672,711	6,332,537	340,174
Otros gastos de personal	2,441,783	3,296,524	(854,741)
Bono vacacional	5,657,570	5,285,522	372,048
Plan de cesantía	4,645,908	3,117,655	1,528,253
Bono por Antigüedad	3,157,143	2,815,198	341,945
Otros Beneficios	25,121,570	20,334,735	4,786,835
Total gastos de personal	288,058,616	263,337,325	24,721,291
Gastos Generales:			
Suministros	2,518,715	2,275,581	243,134
Gastos de representación	205,025	-	205,025
Libros, suscripciones, y publicaciones	2,987,850	2,014,049	973,801
Combustible	204,000	80,640	123,360
Dieta y transporte	2,624,075	1,588,093	1,035,982
Energía eléctrica	4,904,477	4,461,141	443,336
Teléfonos fijos	1,509,975	1,528,624	(18,649)
Internet y dominio virtual	11,508,232	9,134,523	2,373,709
Gastos de activos fijos	10,711,267	7,089,579	3,621,688
Otros gastos generales	941,585	702,505	239,080
Refrigerio	2,877,857	1,918,480	959,377
Accesorios y equipos de protección	246,196	163,344	82,852
Costos Asociaciones Profesionales	697,454	794,905	(97,451)
Benchmarking y relacionamiento	1,790,100	1,538,287	251,813
Mantenimiento y soporte sistemas de información	14,386,376	14,122,547	263,829
Total gastos generales	58,113,184	47,412,298	10,700,886
Servicios de terceros	17,117,155	14,420,930	2,696,225
Total General	396,144,512	358,801,595	37,342,917

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 2024 y 2023

20. 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 2024, 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
Electronic JRC, S. R. L.	80,642	-	-	-	-	80,642
Empresa de Generación Eléctrica Punta Catalina (EGEPC) S. A.	4,685,934	-	-	-	-	4,685,934
Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)	1,317,891	-	-	-	-	1,317,891
EDENORTE Dominicana, S. A.	5,278,331	-	-	-	-	5,278,331
EDESUR Dominicana, S. A.	4,862,194	-	-	-	-	4,862,194
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	5,926,273	31,661	-	-	-	5,957,934
Empresa Generadora de Electricidad Haina, S. A.	2,341,439	-	-	-	-	2,341,439
El Progreso del Limón, S. R. L.	12,956	-	-	-	-	12,956
Lear Investments, S. A.	500,274	-	-	-	-	500,274
Grupo Eólico Dominicano, S.A.	39,527	-	-	-	-	39,527
Pueblo Viejo Corporation, INC.	313,340	-	-	-	-	313,340
KOROR Business, S.R.L.	86,661	-	-	-	-	86,661
Empresa de Transmisión de Electricidad Dominicana	748,601	-	-	-	-	748,601
Karpowership Dominican Republic, S.A.S.	773,376	-	-	-	-	773,376
WCG Energy, LTD	68,438	-	-	-	-	68,438
	27,035,877	31,661	-	-	-	27,067,538

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 2024 y 2023

20. Informaciones adicionales, continuación

(b) Antigüedad de los aportes por cobrar

Al 31 de diciembre de 2023, el detalle de la antigüedad de los aportes por cobrar por aportante se presenta a continuación:

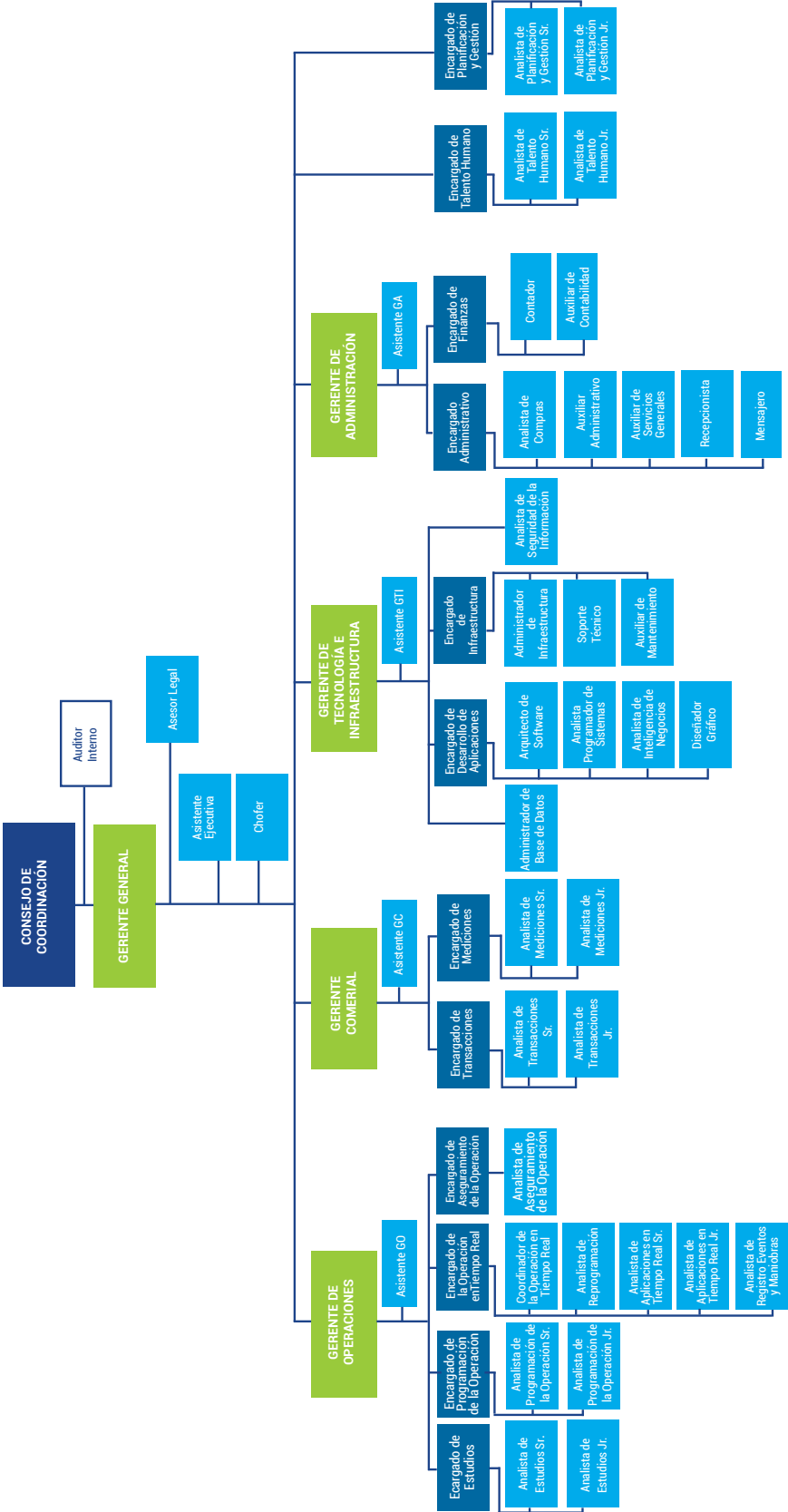
Nombre del Agente	0-30 días	30-60 días	61-90 días	91-120 días	Más de 121 días	Total
Complejo Metalúrgico Dominicano	69,701	-	-	-	-	69,701
EDENORTE Dominicana, S. A.	4,169,402	95,898	-	-	-	4,265,300
El Progreso del Limón, S.R.L.	7,916	7,896	-	-	-	15,812
LAESA, LTD	424,033	-	-	-	-	424,033
EDESUR Dominicana, S. A.	4,728,548	4,718,087	-	-	-	9,446,635
Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A.	5,049,743	31,661	-	-	-	5,081,404
Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana	503,702	-	-	-	-	503,702
Karpowership Dominican Republic, S.A.S.	126,879	-	-	-	-	126,879
WCG Energy, LTD	62,093	-	-	-	-	62,093
	15,142,017	4,853,542	-	-	-	19,995,559

8

ANEXOS



ORGANIGRAMA FUNCIONAL DEL OC -2024



COLABORADORES OC -2024

GERENCIA GENERAL

Manuel López

Gabriela Lantigua
José Ramón Rodríguez
Belkys Rodríguez

Elvis Piña

Abigail Ortiz
Erick Mejía
Pamela Joaquín
Estefanía Luna

Ingrid Acosta

Emely Peña
Isy Rivera
Isy Rivera

Gerente General

Asistente Ejecutiva - hasta el 29 de noviembre de 2024
Chofer - hasta el 20 de septiembre de 2024
Asesora Legal

Encargado de Planificación y Gestión

Analista de Planificación y Gestión Jr. - desde el 22 de abril de 2024
Analista de Planificación y Gestión Jr. - desde el 09 de diciembre de 2024
Analista de Planificación y Gestión Sr. - hasta 12 de enero de 2024
Analista de Planificación y Gestión Sr. - desde el 22 de enero hasta el 20 de septiembre de 2024)
Analista de Planificación y Gestión Jr. - hasta el 21 de enero de 2024

Encargada de Talento Humano - hasta el 23 de diciembre de 2024

Analista de Talento Humano Senior
Analista de Talento Humano Senior - desde el 07 de octubre de 2024
Analista de Talento Humano Junior - hasta el 06 de octubre de 2024

GERENCIA DE TECNOLOGÍA E INFRAESTRUCTURA

Edwin Martínez

Gloria González
Heinar Novas
Heinar Novas

Luis López

Luis López
Martin Gratereaux
Martin Gratereaux
José Ortiz
José Ortiz
Pedro De Los Santos
Pedro De Los Santos
Fabio Alvarado
Xavier Mejía
Patricia Hoepelman

Elvyn Villanueva

Elvyn Villanueva
Rudy Abreu

Gerente de Tecnología e Infraestructura

Administradora de Base de Datos
Analista de Seguridad de la Información - desde el 13 de febrero de 2024
Administrador de Infraestructura - hasta el 12 de febrero de 2024

Encargado de Desarrollo de Aplicaciones - desde el 15 de enero de 2024

Coordinador de Desarrollo de Aplicaciones - hasta el 14 de enero de 2024
Arquitecto de Software - desde el 01 de diciembre de 2024
Analista Programador de Sistemas - hasta el 30 de noviembre de 2024
Arquitecto de Software - desde el 01 de diciembre de 2024
Analista Programador de Sistemas - hasta el 30 de noviembre de 2024
Arquitecto de Software - desde el 01 de diciembre de 2024
Analista Programador de Sistemas - hasta el 30 de noviembre de 2024
Analista Programador de Sistemas
Analista Programador de Sistemas
Diseñadora Gráfica - desde el 05 de marzo de 2024

Encargado de Infraestructura - desde el 15 de enero de 2024

Analista de Seguridad de la Información - hasta 14 de enero de 2024
Administrador de Infraestructura

Awanda García
Awanda García
Kelmin Peralta
Francisco Fortuna

Administradora de Infraestructura - desde el 25 de marzo de 2024
Soporte Técnico - hasta el 24 de marzo de 2024
Soporte Técnico - desde el 24 de junio de 2024
Auxiliar de Mantenimiento - desde el 01 de mayo de 2024

GERENCIA DE OPERACIONES

Iván Veras

Leydis Sánchez

Alexis Vásquez

Samuel González

Adellin Contreras

Adellin Contreras

José Durán

Alexander De La Cruz

Rony Montero

Luiny's Ogando

Fausto Aquino

Lidyangelys Roa

Santiago De La Cruz

Luis Sepúlveda

Eduardo De León

Darwin Arias

Darwin Arias

Rodney Díaz

Rodney Díaz

Jarlen Pichardo

Melvin Medina

Melvin Medina

Alejandra Saldaña

Carlos Pérez

Ignacio Toribio

Yadira Pérez

Stormy Bautista

Stormy Bautista

Carlos Sánchez

Gerente de Operaciones

Asistente de la Gerencia de Operaciones

Encargado de Programación de la Operación

Analista de Programación de la Operación Senior

Analista de Programación de la Operación Senior - desde el 07 de octubre de 2024

Analista de Programación de la Operación Junior - hasta el 06 de octubre de 2024

Analista de Programación de la Operación Junior - hasta el 21 de junio de 2024

Analista de Programación de la Operación Junior

Encargado de Estudios

Analista de Estudios Senior

Analista de Estudios Senior

Analista de Estudios Senior

Analista de Estudios Senior

Analista de Estudios Senior

Encargado de Aseguramiento de la Operación

Analista de Aseguramiento de la Operación Senior - desde el 03 de septiembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación - hasta el 02 de septiembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación Senior - desde el 03 de septiembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación - hasta el 02 de septiembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación Junior - desde el 21 de octubre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación Senior - desde el 03 de septiembre hasta el 22 de diciembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación - hasta el 02 de septiembre de 2024

Analista de Aseguramiento de la Operación - hasta el 25 de agosto de 2024

Encargado de Operación en Tiempo Real

Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Senior

Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Senior

Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Senior - desde el 07 de octubre de 2024

Analista de Aplicaciones en Tiempo Real Junior - hasta el 06 de octubre de 2024

Coordinador de la Operación en Tiempo Real



Eduardo Delgado	Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Ulises Cedano	Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Alberto Jiménez	Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Nataniel Fernández	Coordinador de la Operación en Tiempo Real
Hugo López	Analista de Reprogramación
Onésimo Ramírez	Analista de Reprogramación
Alexandre Pérez	Analista de Reprogramación
Napoleón Mosquera	Analista de Reprogramación
Hediberto Reynoso	Analista de Reprogramación
Wilson Veloz	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Marino Moreta	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Jary De La Cruz	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Ambiorix Suzaña	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Amaury Aguilera	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Ricardo Montás	Analista de Registro de Eventos y Maniobras
Leonardo Rodríguez	Analista de Registro de Eventos y Maniobras

GERENCIA COMERCIAL

Máximo Domínguez

Nissa Gutiérrez
Patricia Hoepelman

René Báez

Wagner Then
Gustavo Anderson
Nelson Reynoso
Julio Lorenzo
Juan Carlos Soriano
Alejandra Saldaña
Melvin Medina
Alejandro Arias
Jarrizon Quevedo
Martín Arias
Saulo Plata

Vaduy Cruz

Ramón Mateo

Juan Bautista Mesa
Berny Betancourt
Carlos Castillo
Oscar Peña
Vaduy Cruz

Gerente Comercial

Asistente de la Gerencia Comercial - desde el 15 de abril de 2024
Asistente de la Gerencia Comercial - hasta el 04 de marzo de 2024

Encargado de Transacciones

Analista de Transacciones Senior
Analista de Transacciones Senior
Analista de Transacciones Senior
Analista de Transacciones Junior - desde el 01 de abril de 2024
Analista de Transacciones Senior - desde el 03 de junio de 2024
Analista de Transacciones Senior - desde el 26 de agosto de 2024
Analista de Transacciones Senior - desde el 23 de diciembre de 2024
Analista de Transacciones Senior - hasta el 17 de abril de 2024
Analista de Transacciones Senior - hasta el 15 de julio de 2024
Analista de Transacciones Senior - hasta el 06 noviembre de 2024
Analista de Transacciones Senior - hasta el 31 de diciembre de 2024

Encargado de Mediciones - desde el 05 de marzo de 2024

Encargado de Mediciones - hasta el 19 de enero de 2024

Analista de Mediciones Senior
Analista de Mediciones Junior - desde el 04 de junio de 2024
Analista de Mediciones Junior - desde el 05 de junio de 2024
Analista de Mediciones Junior - desde el 10 de junio de 2024
Analista de Mediciones Senior - hasta el 04 de marzo de 2024



Juan Carlos Soriano	Analista de Mediciones Senior - hasta el 02 de junio de 2024
Yovanny Heredia	Analista de Mediciones Senior - hasta el 03 de mayo de 2024
Albert Montilla	Analista de Mediciones Senior - desde el 12 de noviembre de 2024
Albert Montilla	Analista de Mediciones Junior - hasta el 11 de noviembre de 2024

GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN

Lix Graciano

Génesis Cid

Josmer Martínez

Elisandro Rosario

Ana Raquel De León

Génesis Sánchez

María García

Marlenny Pichardo

Manuel Feliz

Mariel Santos

Ana María Polanco

María Cabrera

Francisco Fortuna

Pablo Santos

Ramón Familia

Gerente de Administración

Asistente Gerencia de Administración

Asistente Gerencia de Administración - Temporal - desde el 20 de mayo de 2024

Encargado de Finanzas

Contadora - desde el 13 de mayo de 2024

Contadora - hasta el 26 de febrero de 2024

Auxiliar de Contabilidad

Encargada Administrativa - desde el 08 de julio de 2024

Encargado Administrativo - hasta el 23 de abril de 2024

Analista de Compras

Auxiliar Administrativa

Recepcionista

Auxiliar de Servicios Generales - hasta el 30 de abril de 2024

Auxiliar de Servicios Generales - desde el 08 de julio de 2024

Mensajero

DESIGNACIONES

Aristómenes Rosario	Asesor Técnico de la Gerencia General - Resolución OC 23-2022
---------------------	---

PROGRAMA DE PASANTÍAS

Berny Betancourt	Pasante - hasta 14 de febrero de 2024
Yailina Mateo	Pasante área de Transacciones - hasta el 24 de marzo de 2024
Oliver Brea	Pasante - hasta el 17 de mayo de 2024
Larimar Abel	Pasante - desde el 12 de junio de 2024
Héctor De La Rosa	Pasante - desde el 12 de junio de 2024
Emmanuel Maldonado	Pasante - desde el 12 de junio de 2024
Jarlen Pichardo	Pasante - desde el 12 de junio al 20 de octubre de 2024
Christopher Leonardo	Pasante - desde el 18 de noviembre de 2024

LISTADO DE EMPRESAS DEL SECTOR PARA REFERENCIA



AES ANDRÉS DR, S.A.



DOMINICAN POWER PARTNERS LDC



AGUA CLARA, S.A.S.



AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY, S.R.L



GENERADORA PALAMARA LA VEGA, S.A.



EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD HAINA, S.A.



EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A.



CONSORCIO DE ELECTRICIDAD DE SANTIAGO, LTD.



LOS ORÍGENES POWER PLANT



COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO, S.A.



PUEBLO VIEJO DOMINICANA CORPORATION, S.A. (PVDC)



TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION LTD.



MONTE RIO POWER CORPORATION LTD.



BERSAL, S.A.

BERSAL, S.A.

ELECTRONIC JRC

ELECTRONIC J.R.C., S.R.L.



LEAR INVESTMENT



GENERADORA SAN FELIPE



SAN PEDRO BIOENERGY

Montecristi Solar FV, SAS

MONTECRISTI 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. (ENERGAS)



KOROR BUSINESS, S.R.L.



ENREN S.R.L.



SIBA ENERGY CORPORATION



KARPOWERSHIP DOMINICAN REPUBLIC, S.A.S.



MATRISOL, S.A.S.



PHINIE & CO. DEVELOPMENT, S.R.L.



WCGF SOLAR II, S.R.L



DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS, S.A.S



ENERGIA RENOVABLE BAS, SRL



COASTAL PETROLEUM DOMINICANA, S.A.



MARANATHA ENERGY INVESTMENT, S.R.L.



TROPIGAS DOMINICANA, S.R.L.



COMPAÑÍA LUZ Y FUERZA DE LAS 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.
Distribuidora De Electricidad

EL PROGRESO DEL LIMÓN, S.R.L.



EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
DOMINICANA (EGEHID)



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PUNTA CATALINA
(EGEPC)



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (ETED)

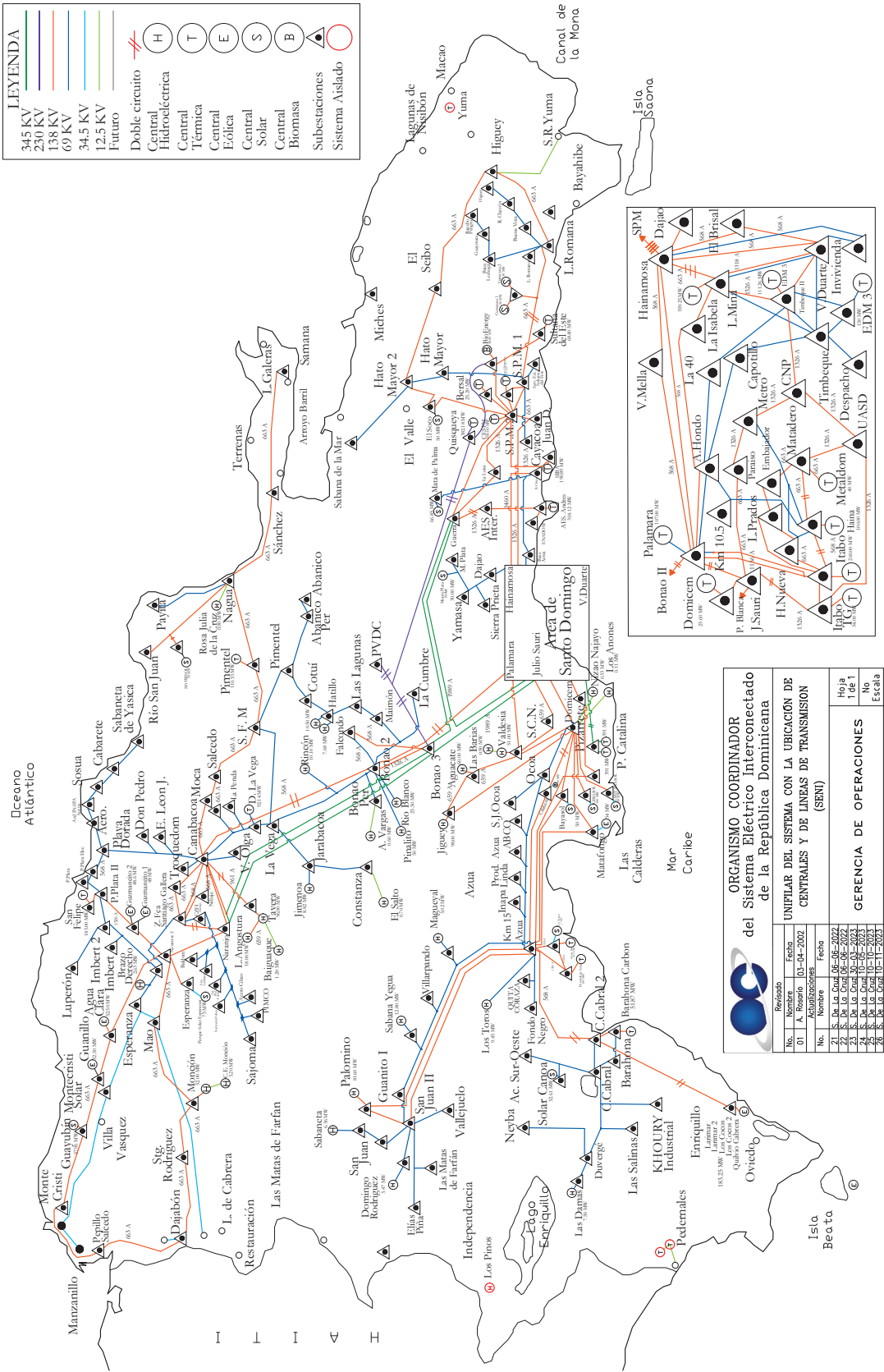


MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

UBICACIÓN INSTALACIONES DEL SENI 2024





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