



INFORMACIÓN
FINANCIERA
TRIMESTRAL

2025
JUNIO

CONTENIDO

I.	ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS	2
II.	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA	6
2.	INFORMACIÓN FINANCIERA	6
2.1.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	6
2.1.1.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO, EFFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS	6
2.1.2.	CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS	6
2.1.3.	DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO	6
2.1.4.	CUENTAS POR PAGAR	6
2.1.5.	DIVIDENDOS POR PAGAR.....	6
2.1.6.	IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO	6
2.2.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL.....	7
2.2.1.	INGRESOS O (PERDIDAS) POR CAMBIOS EN EL VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO.....	7
2.2.2.	OTROS RENDIMIENTOS.....	7
2.2.3.	GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL	7
2.2.4.	GASTOS FINANCIEROS, NETOS.....	7
2.2.5.	IMPUESTO SOBRE LA RENTA.....	7
2.3.	INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR	8
III.	ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO	9
3.1	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	9
3.2.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	15
3.3.	ANÁLISIS DEL SECTOR DE GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA	20
IV.	ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS.....	27
V.	OTROS FACTORES IMPORTANTES.....	37

I. ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS

Haina Investment Co., Ltd.

Estado Condensado de Situación Financiera

No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	30 de junio de 2025	30 de junio de 2024
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	9,089,162	1,872,760
Cuentas por cobrar comerciales y otras	7,598,688	31,417,411
Gastos pagados por anticipado	1,500	1,500
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	675,748,727	648,543,758
Total Activos	692,438,077	681,835,429
Pasivos y Patrimonio		
Deuda Financiera a corto plazo	22,500,000	15,000,000
Cuentas por pagar	1,249,736	19,138,949
Dividendos por pagar	-	3,443,730
Deuda financiera a largo plazo	64,633,567	64,586,682
Impuesto sobre la renta diferido	8,271,433	-
Total pasivos	96,654,736	102,169,361
Patrimonio		
Capital social	144,500,000	144,500,000
Ganancias retenidas	451,283,341	435,166,068
Total patrimonio	595,783,341	579,666,068
Total Pasivos y Patrimonio	692,438,077	681,835,429

Haina Investment Co., Ltd.
Estado Condensado del Resultado Integral
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Período de seis meses terminado el 30 de junio de	
	2025	2024
Cambios en el valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en el resultado	7,055,211	7,715,320
Otros rendimientos	2,525,873	-
Total Ingresos	9,581,084	7,715,320
Gastos administrativos	(584,156)	(421,496)
Ganancia en operaciones	8,996,928	7,293,824
Gastos financieros	(3,502,910)	(3,502,346)
Ingresos financieros	174,361	-
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	5,668,378	3,791,477
Gastos de impuesto	(252,587)	-
Ganancia neta	5,415,791	3,791,477

	Período de seis meses terminado el 30 de junio de	
	2025	2024
Ganancias por acción básicas y diluías (en centavos de USD)	0.04	0.03

Haina Investment Co., Ltd.
Estado Condensado de Cambios en el Patrimonio
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Capital social	Ganancias retenidas	Total patrimonio
Saldo al 1 de enero de 2024	144,500,000	422,123,553	566,623,553
Ganancia neta	-	38,050,267	38,050,267
Dividendos declarados	-	(14,306,270)	(14,306,270)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	144,500,000	445,867,550	590,367,550
Ganancia neta	-	5,415,791	5,415,791
Saldo al 30 de Junio de 2025	144,500,000	451,283,341	595,783,341

Haina Investment Co., Ltd.
Estado Condensado de Flujos de Efectivo
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Período de seis meses terminado el 30 de junio de	
	2025	2024
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	5,668,379	3,791,478
Aumento de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(7,055,211)	(5,481,740)
Gastos financieros, netos	3,502,909	3,509,924
Cambios en activos y pasivos		
Cuentas por cobrar comerciales y otras	(2,525,873)	(24,141,047)
Cuentas por pagar	(4,999)	(59,091)
Efectivo provisto por las actividades de operación	(414,795)	(22,380,476)
Intereses pagados	(3,495,872)	(3,227,785)
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación	(3,910,667)	(25,608,261)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Fondos obtenidos de deuda	-	23,000,000
Emisión bonos corporativos	-	25,000,000
Pagos de deuda	-	(30,000,000)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	-	18,000,000
(Disminución) aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	(3,910,667)	(7,608,261)
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al inicio del período	12,999,829	9,481,021
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al final del período	9,089,162	1,872,760

II. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

HAINA INVESTMENT CO., LTD. (Registro SIVEV-069) Estados Financieros No Auditados al 30 de junio de 2025

La presente evaluación tiene como objeto exponer la condición financiera de Haina Investment Company, Ltd. (“HIC” o “la Compañía”), el sector donde desarrolla sus actividades económicas, entre otros factores descritos en la presente que son de interés para el inversionista, siendo su responsabilidad cualquier decisión de inversión que tome.

2. INFORMACIÓN FINANCIERA

El presente análisis se realiza con relación a las variaciones mayores o iguales a un 5 % sobre los estados financieros separados no auditados al 30 de junio de 2025 en comparación con los estados financieros separados no auditados al 30 de junio de 2024.

Es importante destacar que HIC decidió implementar un cambio de política contable a partir del período fiscal 2023 para presentar sus estados financieros como entidad de inversión en consonancia con la NIIF 10, lo cual implica que, a partir de dicho período, y en lo adelante, dejará de presentar sus subsidiarias consolidadas y presentará solamente los estados financieros individuales con sus inversiones medidas a valor razonable con efectos en resultados.

2.1. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 30 de junio de 2025 y 2024.

2.1.1. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, EFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS

El Efectivo y Equivalentes de Efectivo, Efectivo Restringido, Inversiones a Corto Plazo y Activos Financieros Derivados alcanzaron USD 9.09 millones, representando un incremento de 385% en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a cobranza de cuentas por cobrar y desembolso de financiamiento.

2.1.2. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS

Las Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras alcanzaron USD 7.6 millones, representando una reducción de 76% en comparación con el mismo período del año anterior, debido en su totalidad al saldo de las cuentas por cobrar a Manzanillo Gas & Power, S.A. y demás entidades que conforman la estructura corporativa del proyecto de Manzanillo.

2.1.3. DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO

La Deuda Financiera a corto plazo ascendió a USD 22.5 millones, representando un incremento de 50% en comparación al mismo período del año anterior, debido a desembolso parcial de facilidad revolving.

2.1.4. CUENTAS POR PAGAR

Las Cuentas por Pagar alcanzaron USD 1.2 millones, representando una reducción de un 93% en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente a saldo de cuentas por pagar a relacionadas.

2.1.5. DIVIDENDOS POR PAGAR

Los Dividendos por Pagar alcanzaron USD 0, representando una reducción de un 100 % en comparación con el mismo período del año anterior, ya durante el 2024 se completó el pago pendiente de dividendos declarados en períodos anteriores que se encontraban pendientes de pago al cierre del 2023.

2.1.6. IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO

El impuesto sobre la renta diferido alcanzó USD 8.3 millones, representando un incremento de un 100% en comparación con el mismo período del año anterior, cuyo origen responde al reconocimiento de los impuestos sobre

la renta que HIC pagaría si decidiera liquidar sus inversiones. Esta partida se reconoció durante el proceso de auditoría del período fiscal 2024.

2.2. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL

Al 30 de junio de 2025 y 2024.

2.2.1. INGRESOS O (PERDIDAS) POR CAMBIOS EN EL VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO

Los Ingresos o (Perdidas) por Cambios en el Valor Razonable de los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Resultado alcanzaron USD 7.1 millones, presentando una reducción de 9%, por incremento en el valor cuota de FICDIE I con relación al último período fiscal.

2.2.2. OTROS RENDIMIENTOS

Los otros rendimientos alcanzaron USD 2.5 millones, presentando un incremento de 100%, correspondiente a otros rendimientos recibido de sus inversiones.

2.2.3. GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos Operativos y Generales, y Gastos de Personal ascendieron a USD 0.58 millones, representando un incremento de 39% con relación al mismo período del año anterior, debido principalmente a comisiones por custodia de valores de cuotas de FICDIE I correspondientes al segundo trimestre del 2024 que fueron facturadas posterior al cierre del período.

2.2.4. GASTOS FINANCIEROS, NETOS

Los Gastos Financieros, Netos ascendieron a USD 3.29 millones, disminuyendo en un 5% en comparación con el mismo período del año anterior debido al incremento de los ingresos financieros producto del rendimiento de inversiones.

2.2.5. IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El Impuesto sobre la Renta sumó a USD 0.25 millones, representando un incremento de 100 % con relación al mismo período del año anterior, debido a que no se había registrado la provisión correspondiente a rendimientos por cobrar para el período anterior.

2.3. INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias
 Ratios Financieros Consolidados
 No Auditado

(En millones de USD, excepto ratios y data en otras unidades de medida)

	Unidad de medida*	Período de seis meses terminado el 30 de junio de	
		2025	2024
Indicadores de Liquidez			
Indicador de Liquidez Corriente	Ratio	0.7x	0.9x
Prueba Ácida	Ratio	0.7x	0.9x
Capital de Trabajo Neto	USD	(7.1)	(4.3)
Indicadores de Endeudamiento			
Razón de Endeudamiento	Ratio	0.1x	0.1x
Total Pasivos / Total Patrimonio	Ratio	0.2x	0.2x
Deuda Financiera / Total Pasivos	%	90%	78%
Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	74%	81%
Proporción de Deuda a Corto Plazo / Deuda Total	%	26%	19%
Cobertura de Gastos Financieros	Ratio	2.6x	2.1x
Indicadores de Actividad			
Días de Cuentas por Cobrar	Días	144.7	743.2
Días de Cuentas por Pagar	Días	23.8	452.7
Rotación de Cuentas por Cobrar	Días	2.5x	0.5x
Rotación de Cuentas por Pagar	Días	15.3x	0.8x
Indicadores Financieros			
EBITDA	USD	9.0	7.3
Flujo de Caja Libre	USD	(3.9)	(25.6)
Indicadores de Rentabilidad			
Rentabilidad Patrimonio de Accionistas	%	1.8%	1.3%
Rentabilidad de la Inversión del Activo	%	1.6%	1.1%
Utilidad por Acción	USD centavos	0.04	0.03

* Unidad de medida "ratio" indica número de veces (x) de la razón.

III. ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO

3.1 ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

Historia

En 1997, la República Dominicana comenzó a reformar y privatizar su industria eléctrica, creando segmentos de generación térmica e hidroeléctrica, transmisión y distribución. Esta reforma y privatización se implementó principalmente para tratar los graves problemas en el sector eléctrico dominicano, como eran: el déficit crónico de capacidad efectiva, deficiente calidad del servicio, interferencia política, deficiente administración de los servicios públicos de electricidad, tarifas insuficientes y falta de inversión de capital en el sector eléctrico público. El proceso de reforma y privatización se formalizó el 24 de junio de 1997 con la promulgación de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública.

Antes de iniciarse la reforma y privatización, todos los activos de distribución, transmisión y generación de electricidad interconectada eran propiedad de la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) que, de conformidad con la legislación dominicana, era el único ente autorizado para operar en el sector eléctrico. A mediados de los años 1990, la CDE suscribió varios Contratos de Compra de Energía (PPA) con productores independientes de energía (IPP). Lo que efectivamente transfirió el control de una parte de la capacidad generadora del país a empresas privadas. Durante este período, el sector era regulado por una serie de resoluciones administrativas emitidas por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, actualmente Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES.

En 1999, como parte del proceso de reorganización y privatización, la CDE fue reestructurada en ocho (8) compañías:

- CDE, compañía matriz, que en lo adelante sería la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE);
- dos (2) compañías de generación térmica: Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A. (EGE Haina) y Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A. (EGE Itabo);
- tres (3) compañías distribuidoras: EDE Norte, EDE Sur, y EDE Este;
- una compañía de generación hidroeléctrica: Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, S.A.; y
- una compañía de transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Luego de esta reestructuración, las dos (2) compañías de generación térmica y las tres (3) compañías distribuidoras fueron privatizadas a través de la emisión y venta de un 50 % de la participación propietaria de cada una de estas compañías a inversionistas privados, lo que se denominó el “proceso de capitalización”. En el proceso de capitalización, se invitó a los inversionistas privados a licitar por una participación del 50 % en cada una de las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras. El gobierno dominicano retuvo una participación del 50 % en las dos compañías de generación térmica y una participación de aproximadamente el 49 % en las compañías distribuidoras, mientras que aproximadamente un 1 % de la participación en las compañías distribuidoras fue transferido a los empleados de las compañías distribuidoras al momento de la privatización.

Como resultado del proceso de capitalización:

- un 50 % de la participación en EGE Haina lo adquirió HIC;
- un 50 % de la participación en EGE Itabo lo adquirió AES Gener (hoy AES Andes) y la Coastal Power Company;
- un 50 % de la participación en EDE Este lo adquirió una afiliada de AES Corporation; y
- un 50 % de la participación en cada una de las distribuidoras, EDE Norte y EDE Sur, lo adquirió Unión Fenosa, hoy conocida como Naturgy Energy Group.

El proceso de capitalización resultó en la inversión de más de mil millones de dólares los Estados Unidos de América (+USD1,000,000,000) en el sector eléctrico desde el período 1999 a 2005. De conformidad con la Ley de Reforma la mayor parte del efectivo recibido por las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras debía usarse para reconstruir y mejorar los activos de estas compañías.

Organización del Sector Eléctrico

Generalidades

El sector eléctrico en la República Dominicana está compuesto por empresas de generación, autogeneradoras y cogeneradoras, empresas distribuidoras, usuarios no regulados y, una empresa de transmisión, las cuales conforman el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Adicionalmente, existen autogeneradores y sistemas eléctricos aislados que no se encuentran interconectados al SENI.

En la República Dominicana, en algunas zonas donde la interconexión con el SENI ha demostrado no ser económicamente factible, la energía eléctrica es abastecida por empresas operadoras de sistemas eléctricos, o por la concesionaria de distribución a través de contratos con empresas con generadores instalados en dichas zonas. La empresa CEPM, que se dedica a las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad a través de un sistema aislado en la región de Punta Cana-Bávaro y Bayahibe, es un ejemplo del primer caso, mientras que EGE Haina, que desde su planta de Pedernales suplente energía a la compañía distribuidora que da servicio al sistema aislado de la provincia de Pedernales, es un ejemplo del segundo caso.

Distribución

Existen cinco (5) empresas distribuidoras en la República Dominicana que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, SENI: EDE Este, EDE Norte, EDE Sur, El Progreso del Limón, S.R.L. (o “EPDL”) y Compañía de Luz y Fuerza de las Terrenas (o “CLFLT”). Durante 2022, estas empresas distribuyeron aproximadamente el 85.5 % de la energía demandada en República Dominicana.

EDE Este, EDE Norte y EDE Sur se incorporaron en la República Dominicana y en 1999 se les otorgaron concesiones de distribución de electricidad por un período de 40 años en las regiones este, norte y sur de la República Dominicana, respectivamente. Actualmente, estas tres (3) empresas son de propiedad y operación estatal.

CLFLT se constituyó inicialmente en 1992 con una concesión para operar como sistema aislado, abasteciendo energía a las regiones de la provincia Samaná que no eran atendidas por la CDE. Sin embargo, el 6 de agosto de 2015, el sistema de distribución de CLFLT se conectó con el SENI y se convirtió en un nuevo agente dentro del mercado mayorista de electricidad del país.

EPDL obtuvo una concesión de distribución de energía eléctrica en el municipio de El Limón, Provincia de Samaná, el 12 de abril de 2012. Sin embargo, debido a hechos que afectaron sustancialmente el suministro de energía eléctrica en las zonas atendidas por EPDL, durante 2018 la Superintendencia de Electricidad ordenó la interconexión provisional de EPDL al SENI y el establecimiento de precios regulados de electricidad para los usuarios regulados atendidos por EPDL. Desde entonces, EPDL se ha convertido en un agente de distribución en el mercado mayorista de electricidad y no se espera que vuelva a operar como un sistema aislado.

Las siguientes tablas, elaboradas con información recabada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), establecen el número de clientes atendidos y la energía facturada por EDE Norte, EDE Sur y EDE Este en los periodos allí señalados.

Número de clientes facturados

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Ene a Abr-25
EDE Norte	909,605	965,756	1,020,912	1,073,399	1,136,081	1,185,318	1,202,602	1,219,167	1,229,486
EDE Sur	636,682	728,926	834,382	864,867	885,029	907,865	924,967	932,425	942,746
EDE Este	646,376	657,065	670,428	681,375	692,557	716,354	729,163	772,367	793,162
Total	2,192,663	2,351,747	2,525,722	2,619,641	2,713,668	2,809,536	2,856,732	2,923,959	2,965,393

Energía Facturada (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Ene a Abr-25
EDE	3,036	3,256	3,525	3,589	3,895	4,016	4,212	4,468	1,390.00
Norte									
EDE Sur	3,679	3,847	4,290	4,156	4,298	4,365	4,902	4,975	1,496.60
EDE Este	2,929	3,137	3,245	2,739	2,994	3,083	3,038	3,273	987.70
Total	9,644	10,240	11,059	10,484	11,186	11,464	12,152	12,717	3,874.20

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Informe de Desempeño – abril 2025.

Transmisión

La red de transmisión del SENI es propiedad y está operada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana. La red está formada por aproximadamente 5,515.50 km de líneas operando a 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV, y con subestaciones transformadoras y de conexión.

La red de 138 kV, que forma parte de la red de alta tensión es la red troncal del sistema de transmisión dominicano, y tiene una longitud aproximada de 3,059.39 km. La red de 345 kV tiene una longitud aproximada de 435.7 km. La línea de transmisión de 230 kV tiene una longitud aproximada de 283.20 km y es propiedad de Pueblo Viejo Dominican Corporation (PVDC). Además, el sistema eléctrico dominicano cuenta con una red de transmisión de 69 kV con una longitud aproximada de 1,779.22 km conectada a la red de transmisión principal mediante subestaciones transformadoras.

Si una empresa generadora de electricidad construye líneas de transmisión para la interconexión de sus facilidades al SENI, estará obligada, de conformidad con las leyes dominicanas, a transferir la propiedad de dichas líneas a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana a través de un acuerdo de financiamiento reembolsable, a ser negociado entre las partes.

Generación

La capacidad de un generador se mide en términos de capacidad instalada. La tabla siguiente muestra la capacidad instalada de las empresas de generación en República Dominicana al 31 de marzo de 2025:

Empresa	Capacidad Total (MW)	% Capacidad Instalada
AES Andrés	319	4.82%
AES Renewables Energy SR	249	3.77%
Agua Clara	55	0.83%
CDEEE	782	11.83%
CESPM	300	4.54%
DPP	359.25	5.43%
EGEHID	617.99	9.35%
Electronic JRC	73	1.10%
Emerald Energy	32.6	0.49%
GPLV	194.5	2.94%
Grupo Eólico Dominicano	34	0.51%
EGE Haina	1030.1	15.58%
ITABO	294	4.45%
LAESA	147.26	2.23%
Lear Investment	100.11	1.51%
Los Orígenes	60.69	0.92%
Complejo Metalúrgico	42	0.64%
Monte Rio	39.4	0.60%
Montecristi Solar	57.96	0.88%
PECASA	50	0.76%
Poseidón	96.6	1.46%
PVDC	225.3	3.41%
San Felipe	185	2.80%
San Pedro Bio Energy	30	0.45%
Seaboard	261.508	3.95%
WCG Energy	66.8	1.01%
CEPM	8.25	0.12%
SIBA ENERGY	190	2.87%
KOROR BUSINES	65	0.98%
KARPOWERSHIP	188.66	2.85%
ENREN SRL	75.16	1.14%
MATRISOL	55.1	0.83%
ECOENER	96.05	1.45%
Maranatha Energy investment S.R.L	11.18	0.17%
DESARROLLOS FOTOVOLTAICO DSS	64.7	0.98%
WCGF Solar II, SRL.	67	1.01%
ENERGIA RENOVABLE BAS, S.R.L	71.46	1.08%
PHINIE & CO DEVELOPMENT S.R.L.	17	0.26%
Total	6,612.63	100%

Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia.

El Mercado Eléctrico Dominicano

Demanda

La siguiente tabla indica la demanda por año y la tasa anual de crecimiento de la energía y la capacidad pico a través del SENI para el período 2002 – 2025.

Año	DEMANDA		TASA DE CRECIMIENTO	
	Energía (GWh)	Capacidad (MW)	Energía (%)	Capacidad (%)
2002	10,231	1,551	-	-
2003	10,385	1,688	1.5 %	8.8 %
2004	8,723	1,638	-16.0 %	-3.0 %
2005	9,711	1,634	11.3 %	-0.2 %
2006	10,593	1,703	9.1 %	4.2 %
2007	11,030	1,719	4.1 %	0.9 %
2008	11,392	1,670	3.3 %	-2.9 %
2009	11,178	1,685	-1.9 %	0.9 %
2010	12,012	1,745	7.5 %	3.6 %
2011	12,478	1,821	3.9 %	4.4 %
2012	13,356	1,995	7.0 %	9.6 %
2013	13,851	2,084	3.7 %	4.5 %
2014	13,464	1,897	-2.8 %	-9.0 %
2015	14,177	2,002	5.3 %	5.5 %
2016	14,899	2,160	5.1 %	7.9 %
2017	15,282	2,219	2.6 %	2.7 %
2018	15,702	2,219	2.7 %	0.0 %
2019	17,411	2,437	10.9 %	9.8 %
2020	17,663	2,576	1.4 %	5.7 %
2021	19,431	2,757	10.0 %	7.5 %
2022	20,098	2,901	3.3%	5.2%
2023	21,665	3,315	7.8%	14.27%
2024	23,069	3,515	6.5%	6.03%
Junio 2025	10,968	3,473		

Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia.

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de energía fue de un 4.81 % durante el período de 2011 a 2024. Durante el año 2024, la demanda de electricidad tuvo un incremento de 6.48% comparado con el año 2023.

Oferta

Al 30 de junio de 2025, la capacidad instalada del SENI era de 6,583.45 MW. La generación de electricidad en República Dominicana depende en gran medida de la generación térmica, que al 30 de junio del 2025 representó el 77.53% de la producción total de energía, siendo el 22.47% restante producción hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica. La tabla debajo muestra la capacidad instalada en República Dominicana por tecnología (excluyendo sistemas aislados) al 30 de junio de 2025.

Tecnología	Capacidad Instalada	
	MW	%
Ciclo Combinado	1,128.50	17.46%
Eólica	418.85	6.48%
Hidroeléctrica	617.99	9.56%
Motor Combustión Interna	1,411.02	21.83%
Turbina de Gas	324.3	5.02%
Turbina de Vapor	1,123.86	17.39%
Solar	1,437.71	22.25%
Total	6,462.23	100.00%

Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia.

3.2. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Historia

Los inicios de la prestación de servicios eléctricos en Colombia remontan a finales del siglo XIX, con la instalación de lámparas en las calles de Bogotá. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

En 1946, con el objetivo de impulsar la electrificación dentro del país, se constituyó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas); el cual posteriormente se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), entidad que tiene como objeto ejecutar las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico.

A inicios de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad reveló resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera; lo que dio paso entre 1991 y 1992 a un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país. Dado lo anterior, a partir de la promulgación de la Constitución Nacional de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios.

En 1992, se constituye el Ministerio de Minas y Energía; y tres (3) entidades administrativas especializadas para la administración del sector, siendo estas: la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

A partir del 01 de octubre de 2005 inició operación comercial XM S.A. ESP, una empresa del Grupo ISA especializada en la gestión y operación del sistema en tiempo real y la administración del mercado de energía mayorista.

En 2014 se tramitó la Ley 1715 que tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico.

Generalidades

El mercado eléctrico de Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y agentes:

- **Regulados:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la resolución 119 de 2007 y aquellas que la modifican y sustituyen.
- **No Regulados:** Persona natural o jurídica que demanda una cantidad de energía mensual superior a 55 MWh-mes o una que tiene una demanda pico de 0.1 MW. Estos usuarios tienen la libertad de negociar los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización.
- **Agentes:** Es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema eléctrico (generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Distribución

La actividad de distribución consiste en transportar la energía eléctrica por los Sistemas de Trasmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los SDL están conformados por el conjunto de redes, postes, transformadores, etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. La mayoría de SDL se conectan entre sí a través de los STR, los cuales interconectan diferentes regiones del país. Estos STR se conectan a otra red de mayor capacidad, llamada el Sistema de Transmisión Nacional (STN) que interconectan los grandes centros de generación de la electricidad. Actualmente existen 29 operadores de red en Colombia.

Comercialización

Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley. Actualmente, en Colombia, existen 138 empresas comercializadoras de energía.

Generación

A 2Q25, el 79.9% de la generación real entregada al Sistema de Transmisión Nacional (STN) se produjo a partir del recurso hídrico. La alta participación del recurso hídrico causa una elevada volatilidad de los precios de la energía que cotizan en bolsa, pues están sujetos a la variabilidad de las condiciones climáticas. En esta oportunidad el precio ha presentado una tendencia decreciente en línea con el comportamiento en el nivel de embalse agregado. Las plantas de generación a base de combustible fósil representan la segunda fuente de energía eléctrica, entregando el 13.8% de lo requerido por la demanda nacional.

Concepto	Hidráulica	Combustible Fósil	Solar	Biomasa	Eólica
Generación GWh	32,887	5,685	2,055	437	79.8

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Durante 2025, el SIN ha recibido del parque generador 41.14 TWh. El mayor aporte en la generación lo realizaron las centrales con fuentes renovables, con el 86.2 % del total de la electricidad generada, es decir, 35.46 TWh.

La matriz de generación en la vigencia 2025 ha presentado la siguiente composición:

Generación Renovable (GWh)	Generación No Renovable (GWh)	Generación total (GWh)
35,459.3	5,685	41,144

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Las principales plantas de generación que representan el 80% de la energía entregada a nivel nacional son:

Planta	Generación [GWh]	Part.[%]
ITUANGO	4.390	10,67 %
SAN CARLOS	3.359	8,16 %
GUAVIO	2.885	7,01 %
SOGAMOSO	2.660	6,46 %
PORCE III	1.851	4,50 %
CHIVOR	1.728	4,20 %
PAGUA	1.651	4,01 %
GUATAPE	1.525	3,71 %
TEBSAB CC	1.117	2,71 %
MIEL I	1.069	2,60 %
BETANIA	1.059	2,58 %
ALBAN	1.053	2,56 %
EL QUIMBO	903	2,20 %
LA TASAJERA	847	2,06 %
TERMOCANDELARIA CC	837	2,03 %
GUATRON	828	2,01 %
URRA	785	1,91 %
SALVAJINA	685	1,67 %
PORCE II	673	1,64 %
PLAYAS	486	1,18 %
GUAJIRA 1	420	1,02 %
FLORES 4 CC	384	0,93 %
JAGUAS	381	0,93 %
DARIO VALENCIA SAMPER	379	0,92 %
GUAYEPO	371	0,90 %
GUAJIRA 2	307	0,75 %
TERMONORTE	259	0,63 %

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Por número de unidades de generación, tipo de tecnología y despacho, el sistema eléctrico colombiano posee:

Generador	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	30
Plantas de generación térmica DC	39
Plantas de generación solar DC	10
Plantas de generación hidráulica NDC	127
Plantas de generación térmica NDC	28
Plantas de generación solar NDC	102
Embalses	24

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

A la fecha, la capacidad instalada de plantas de generación solar es: 2046 MW, de los cuales 1360.6 MW están operando y 685.75 MW están en pruebas

Transmisión

Colombia posee una red de transmisión que constituye el Sistema de Transmisión Nacional, el cual, por nivel de tensión tiene las siguientes longitudes:

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	12,397.13
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 – 230 kV	13,762.34
Transmisión 500 kV	3,833.09
Total SIN	30,008.31

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

El SIN colombiano se divide en 15 áreas eléctricas: Atlántico, Bolívar, GCM (Guajira-Cesar-Magdalena), Córdoba-Sucre, Antioquia-Chocó, Norte de Santander, Santander, Boyacá-Casanare, Meta-Guaviare, CQR (Caldas-Quindío-Risaralda), THC (Tolima-Huila-Caquetá), Bogotá- Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo.

Colombia está interconectada con Ecuador a través de las 4 líneas de transmisión Jamondino - Pomansqui 220kV y una línea de 138 kV denominada Panamericana - Tulcán; y también se conecta a Venezuela a través de los circuitos Cuestecitas - Cuatricentenario de 220 kV en el Norte del país y San Mateo - Corozo 220 kV en el Este.

Actualmente en el país existen 15 transmisores nacionales y 9 transmisores regionales.

Las empresas líderes dentro del sector de transmisión son Intercolombia (ISA), EPM, GEB, y Transelca. De estas, EPM y GEB están integradas verticalmente.

Dentro de la estructura de transmisión, el sistema cuenta con los siguientes equipos de transformación en alta tensión y compensación en media y alta tensión:

Nivel de Transformación	Capacidad de Transformación (MVA)
Transformación 110 kV	11,393.85
Transformación 115 kV	15,459.92
Transformación 138 kV	40.00
Transformación 220 kV	14,499.00
Transformación 230 kV	22,734.80
Transformación 500 kV	16,718.00
Total Transformación SIN	80,845.57

Compensadores estáticos	Cantidad
Compensador estáticos SVC 500 kV	1
Compensador STATCOM 500 kV	1
Compensador estáticos SVC 230 kV	1
Compensador estáticos SVC 34.5 kV	1
Total compensadores estáticos SIN	4

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Demanda de energía nacional

La demanda total de energía en Colombia según XM S.A. ESP en el año 2025 ha sido 40.9 TWh y 40.7 TWh en el periodo equivalente durante 2024, lo que representa un crecimiento del 0.5%.

Año	Demanda GWh	Crecimiento
2012	59,370	3.79%
2013	60,890	2.56%
2014	63,571	4.40%
2015	66,175	4.10%
2016	66,319	0.22%
2017	66,893	0.86%
2018	69,127	3.34%
2019	71,925	4.05%
2020	70,422	-2.09%
2021	74,117	5.25%
2022	76,653	3.31%
2023	79,985	4.45%
2024	82,116	3.08%
2025	40,989	0.5%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Oferta Energética

La capacidad efectiva neta fue de 20,758 MW en junio de 2025, de los cuales el 89.91% corresponde a plantas despachadas centralmente, mientras que 10.09% están asociados a centrales de menos de 20MW. La composición de la capacidad de generación es 63.63% hidroeléctrica, 28.82 % fósil, 6.49% solar y 0.02 % biomasa. La capacidad de generación neta efectiva por tamaño y tecnología se muestra a continuación:

Fuente de energía	2025 MW	2024 MW	Participación (%)	Variación 2025 vs. 2024
Hidráulicos	13,208	13,218	63.63%	-0.07%
Térmicos	5,983	6,069	28.82%	-1.43%
Gas	3,138	3,139	15.12%	-0.05%
Carbón	1,655	1,659	7.97%	-0.24%
Combustóleo	266	266	1.28%	0.00%
ACPM	822	903	3.96%	-8.97%
GLP	52	52	0.25%	0.00%
Jet1	50	50	0.24%	0.00%
Solar	1,346	1,961	6.49%	-31.34%
Bagazo	200	200	0.96%	0.00%
Biogas	15	11	0.07%	37.10%
Biomasa	5	0	0.02%	N.A.
Viento	0	18	0.00%	-100.00%
Total SIN	20,757.98	21,478.12	100.00%	-3.35%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P.

Durante el 2025 se observa un decrecimiento en las plantas solares, dado que únicamente se tienen en cuenta las plantas que operan comercialmente, y se excluyen las que se encuentran en pruebas (685.75 MW).

3.3. ANÁLISIS DEL SECTOR DE GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Historia

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Aunque desde la década de los años 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la región de Guajira y que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el Cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

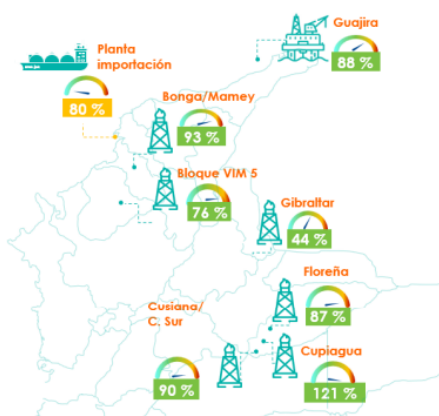
En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2,000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales.

Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006.

Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo.

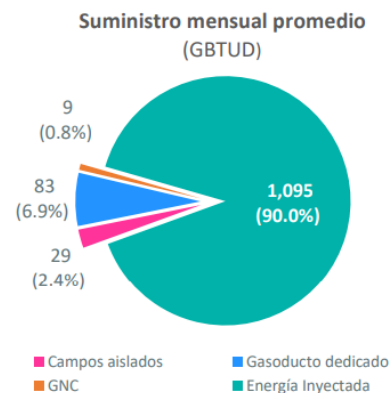
Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible. En 2007, Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años.

Suministro por fuente



*Fuente: : Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía

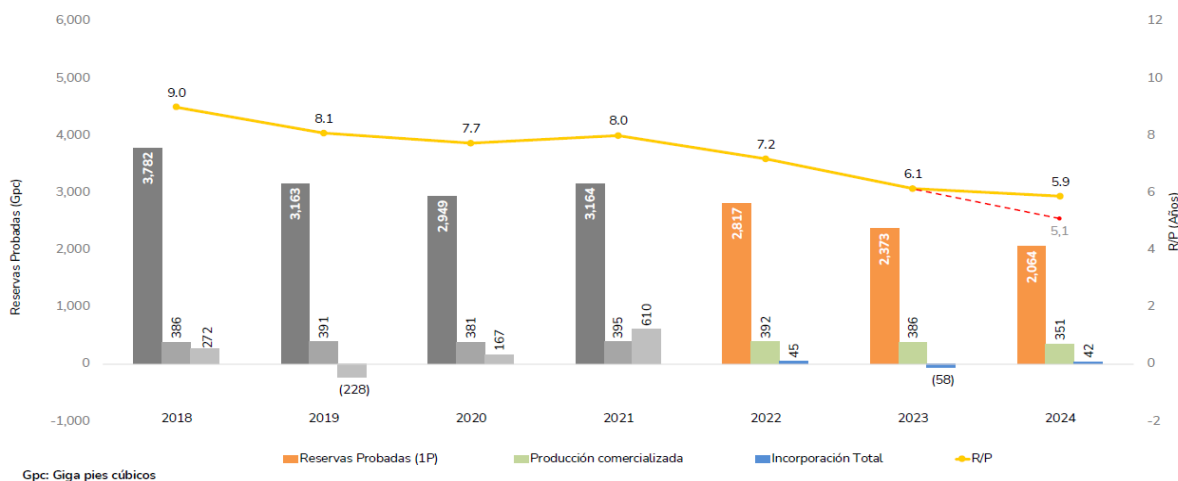
Suministro mensual promedio (GBTUD)



*Fuente: Bolsa Mercantil: Informe Gas Natural

Según el último reporte del gestor del mercado, la contratación respaldada con firmeza representó 689 GBTUD, mientras la modalidad “Con Interrupciones” registró 466 GBTUD. El suministro promedio del mes fue de 971 GBUTD.

Reservas a corte del 2024 (la información de 2025 se actualizará hasta el mes de mayo 2026) Las reservas probadas de gas pasaron de 2.373 Gpc a 2.064 Gpc, las probables pasaron de 600 Gpc en 2023 a 598 Gpc al 2024 y las posibles aumentaron, al pasar de 719 Gpc en 2023 a 723 Gpc en 2024.



Fuente: ANH

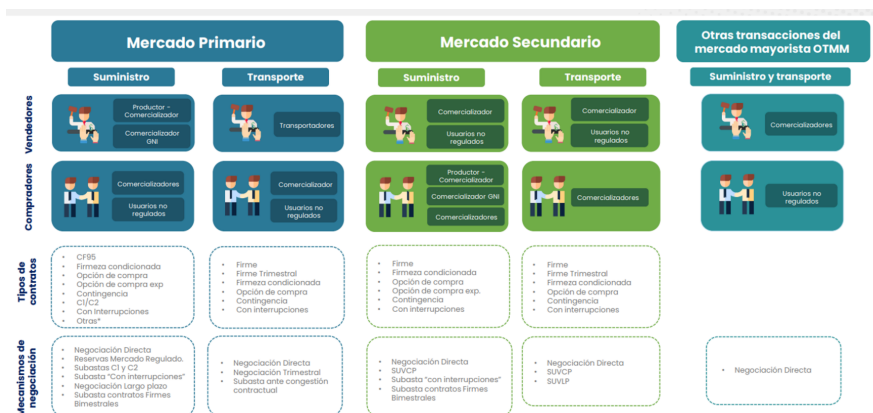
Organización del Sector Gas Natural

Generalidades

El mercado de gas en Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y los agentes:

- **Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es inferior o igual a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **No Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es superior a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **Agentes:** es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema de gas (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Estructura del mercado de gas

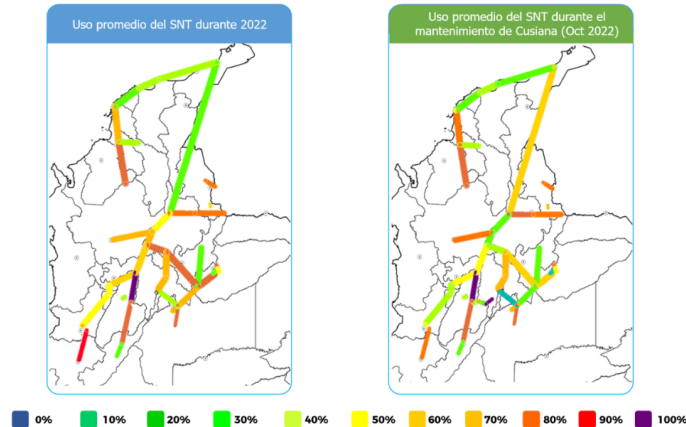


Fuente: Gestor del Mercado de Gas

Distribución

En 2004 se realizó la última revisión del componente variable de la tarifa de distribución. Por su parte, en 2013, con la resolución 089 de la CREG se liberaron los precios en boca de pozo, y en ese mismo año se dio el recálculo tarifario de transporte. A partir de 2018 empezaron a aplicar los cargos transitorios en distribución, y están en curso por parte de la CREG la aprobación de los cargos definitivos, los cuales debieron ser actualizados desde 2009.

Uso del SNT



Abastecimiento

Se presentó la versión definitiva del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023-2038. El PAGN establece proyecciones de demanda del combustible y actualizadas a enero de 2024 por la UPME en su documento “Proyecciones de Demanda Final ver 31-01-2024”. La demanda de gas se compara con el potencial de producción (oferta) de la declaratoria de producción 2023-2038, publicada por el MinMinas, y se efectúa un cruce oferta-demanda.

Transporte

La declinación proyectada de los principales campos de producción que suministran la mayor parte de la oferta nacional, desde La Guajira a los Llanos Orientales, sumado a la baja incorporación de nuevas reservas por diversos factores que obstaculizan el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos, conllevan a la necesidad de disponer de diversas alternativas de gas natural desde el mercado internacional en el corto y mediano plazo.

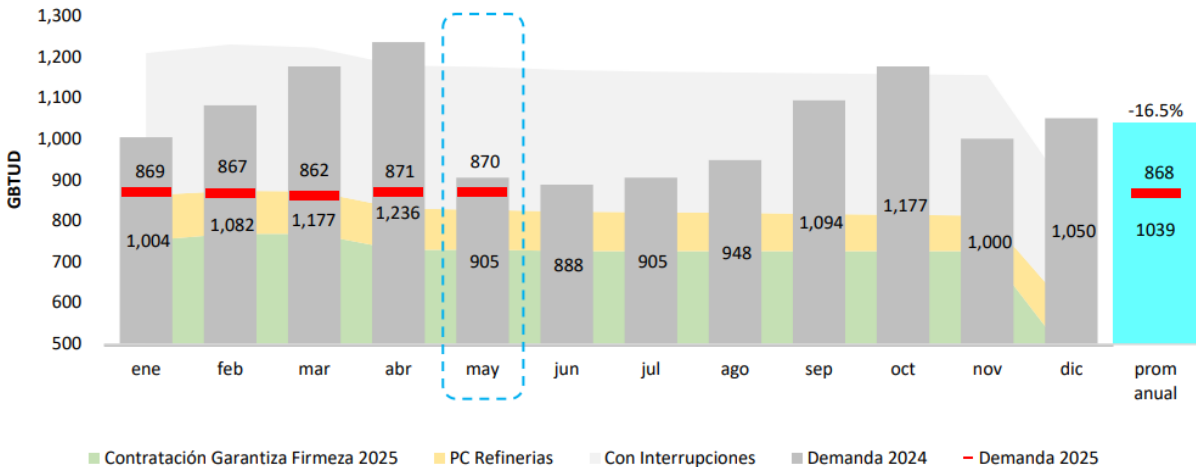
Generalidades Transporte

Cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa, así como los tramos del interior que salen de Cusiana están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de septiembre. Adicionalmente, se observa una baja ejecución de los contratos de capacidad de transporte de gas natural por los gasoductos costeros.

Demanda de gas nacional

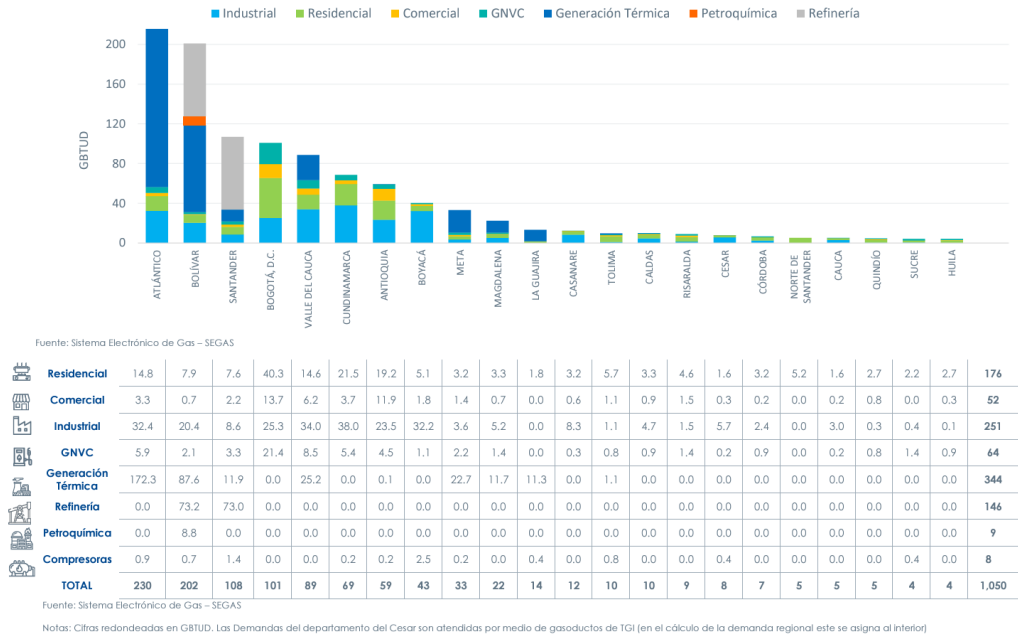
La demanda atendida a través del SNT en mayo de 2025 fue de 870 GBTUD, disminuyendo 1 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de abril de 2025 (871 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa; así mismo se identifica una disminución en los consumos del sector industrial del interior.

Al cierre del mes de mayo de 2025 se observa una demanda promedio de 870 GBTUD, esto es 3.9% inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 905 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de 868 GBTUD, estando por debajo un 16.5% al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT

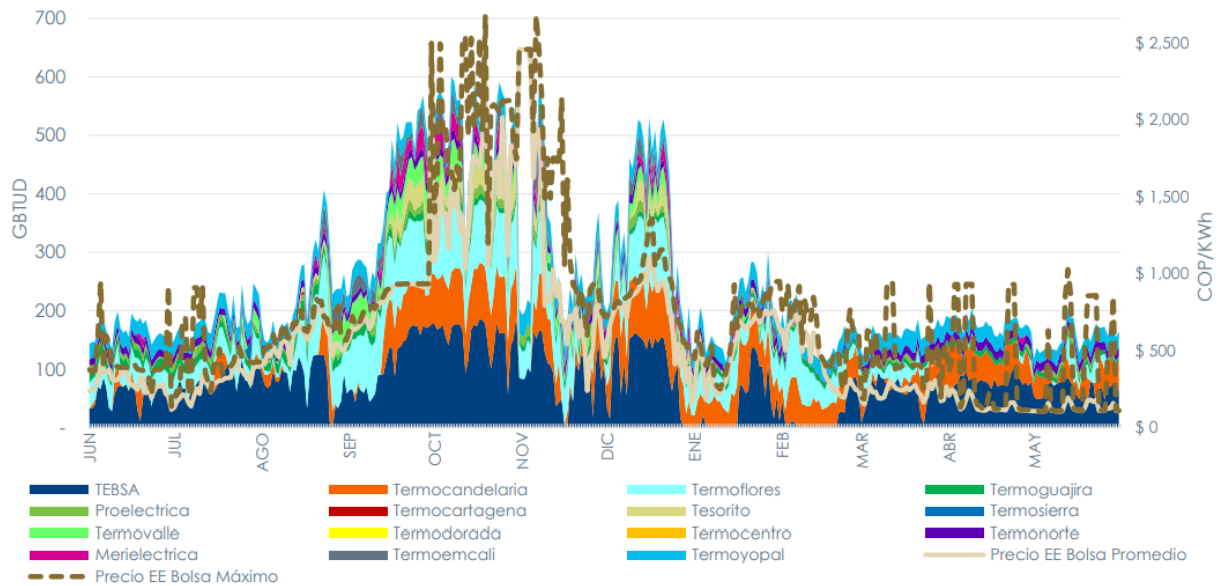
En el mes de diciembre de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la generación térmica con 344 GBTUD en promedio, de los cuales 61 GBTUD corresponden a la región Interior y 283 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Energía Entregada al sector termoeléctrico

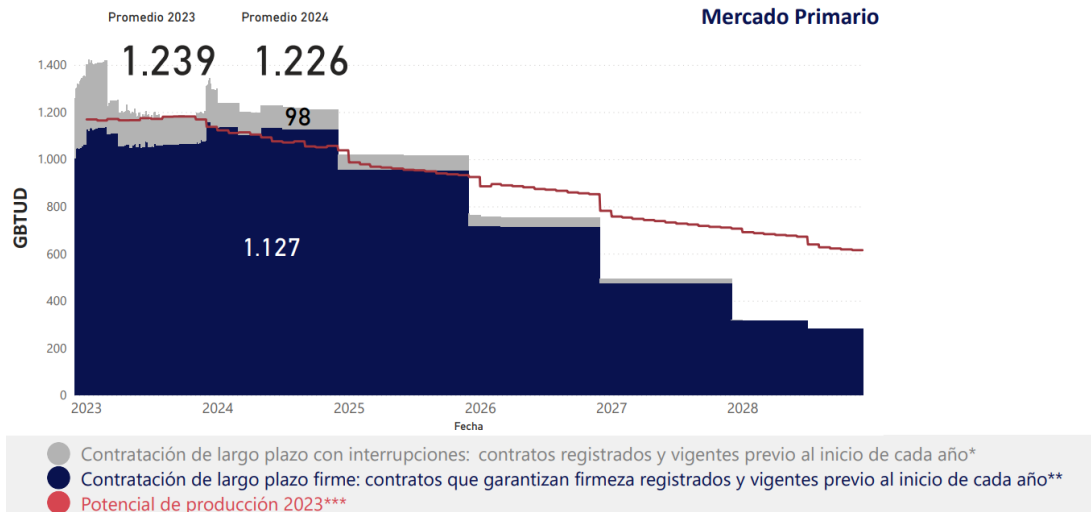
El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de mayo fue en promedio 155 GBTUD.

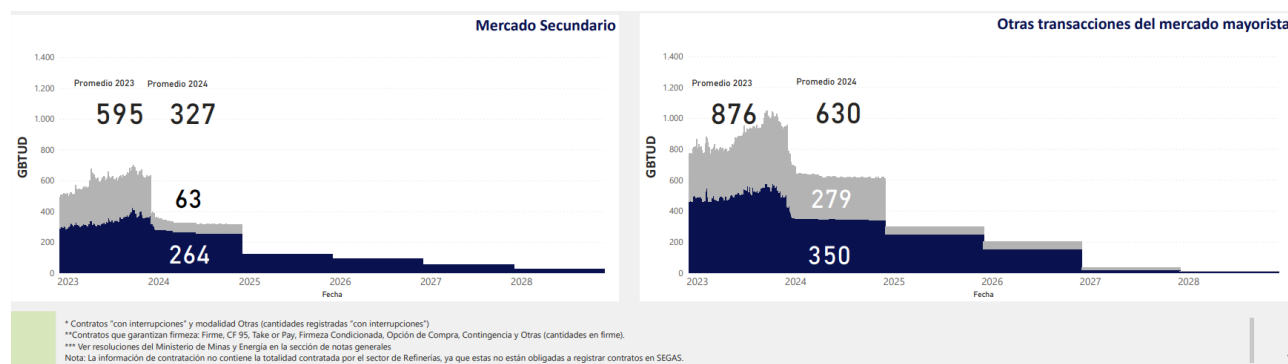


Para el mes de mayo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 118 GBTUD y 207 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (66 GBTUD), Termocandelaria (27 GBTUD), Termoyopal (22 GBTUD), Termonorte (15 GBTUD), Termoflores (12 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD) y Proelectrica (5 GBTUD).

Perfil de contratación



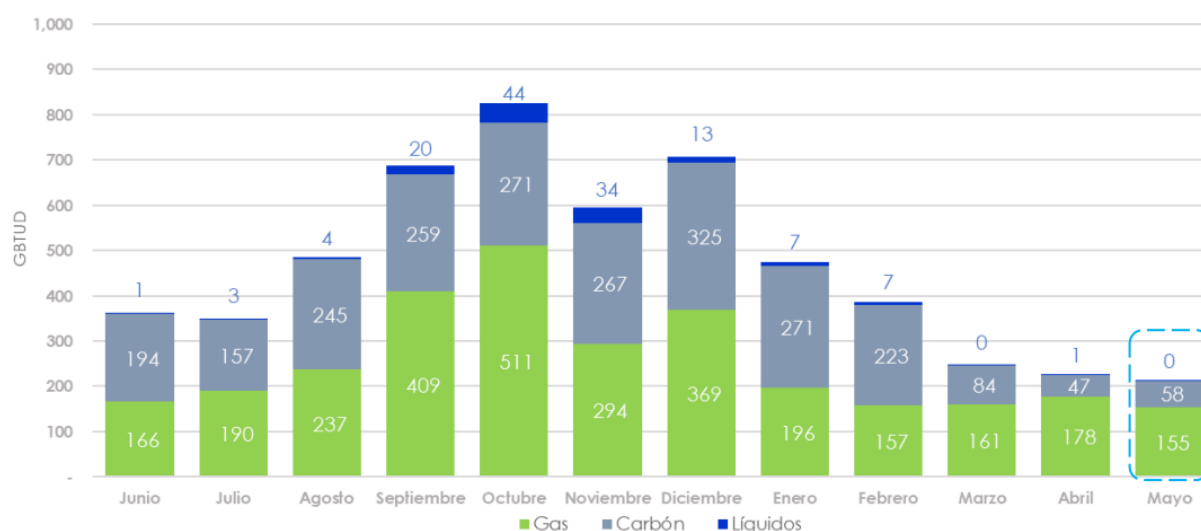
En el **mercado primario** los agentes contratan el suministro de gas natural para el corto, mediano y largo plazo. En términos de cantidades contratadas, el año gas 2024 tiene una contratación promedio de 1,226 GBTUD.



Mercado Secundario y OTMM: La contratación registrada, a diciembre 15 de 2023, refleja que el mercado secundario del año gas 2024 tiene 327 GBTUD (garantiza firmeza 264 + con interrupciones 63), y en el mercado OTMM 630 GBTUD (garantiza firmeza 350 + con interrupciones 279). Como se puede apreciar en las gráficas, los mercados secundario y OTMM se constituyen como escenarios de negociación para contratación de corto y mediano plazo.

Consumo de combustible para generación eléctrica

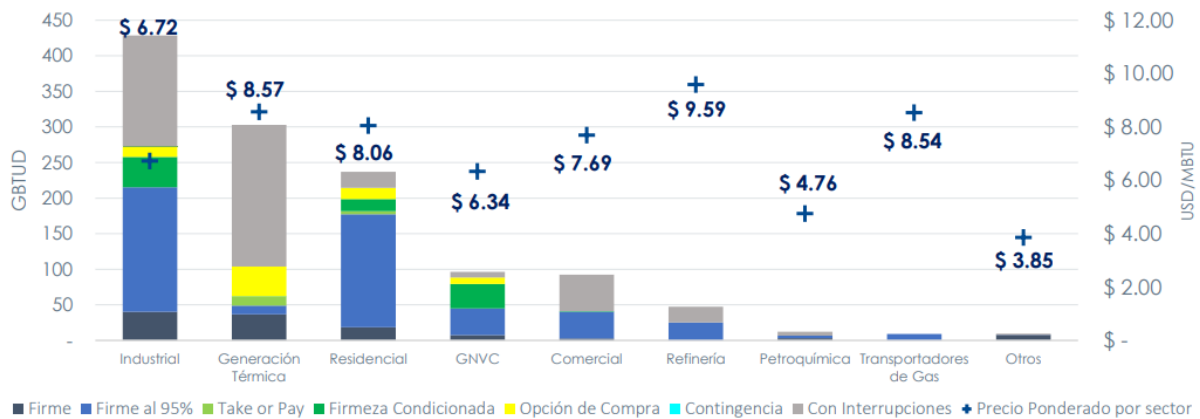
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de mayo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 155 GBTUD¹ que representó el 72.6 % del total, carbón con 58 GBTUD (27.2 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.2 %).



Fuente: Segas- XM

Contratación vigente en junio por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Perspectivas 2026:

Se prevé una situación de alta criticidad, marcada por un déficit estructural de 205 GBTUD de gas en firme y cuellos de botella en la infraestructura de transporte.

El problema fundamental radica en la limitada disponibilidad de oferta firme, que representa apenas el 23% del total disponible. Esta baja proporción de suministro garantizado compromete la seguridad energética y requiere soluciones estructurales.

El déficit de oferta firme provocará un incremento significativo en los precios del gas, afectando principalmente a consumidores del interior del país y aquellos que necesitan suministro ininterrumpido.

Eventuales soluciones:

- **Expansión:** Proyectos como la bidireccionalidad Ballena-La Mami son críticos.
- **Regulación:** se necesitan señales claras de la CREG.
- **Inversión:** Esquemas de remuneración atractivos deben viabilizar inversiones.
- **Costos:** mecanismos eficientes para asignar costos de expansión.

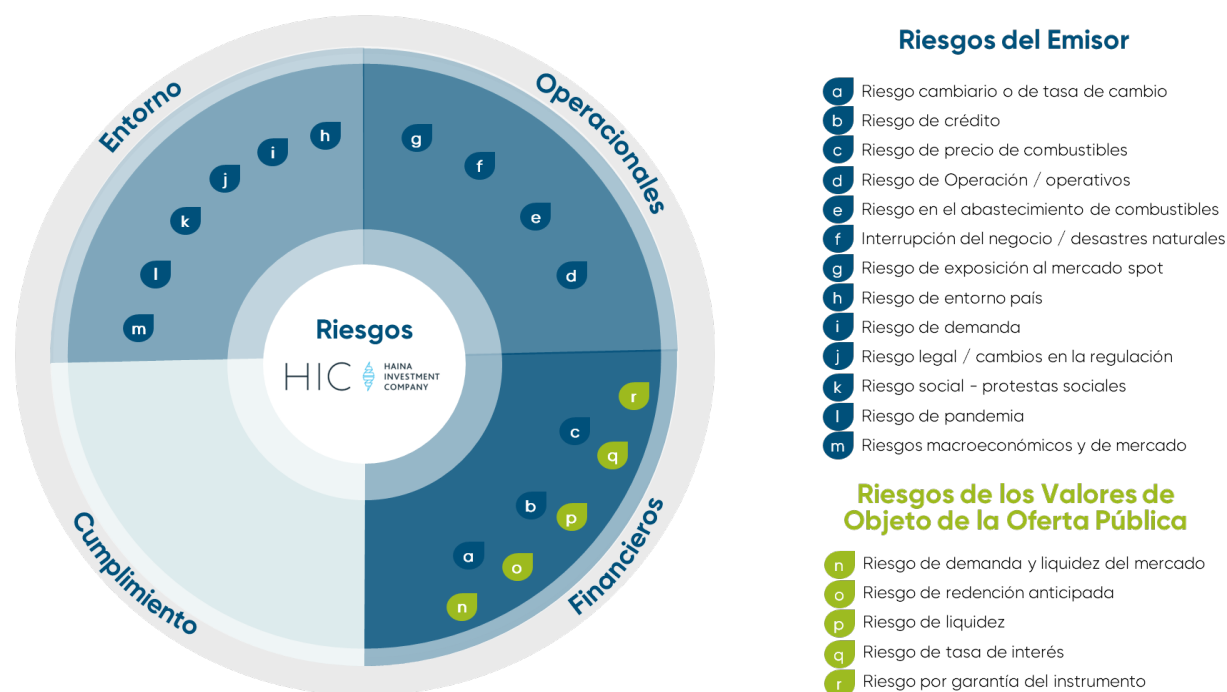
IV. ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS

Haina Investment Co. Ltd. actúa como casa matriz de un grupo de empresas propias del sector energético, siendo la administración de dichas entidades la fuente de ingresos de HIC. Dado lo anterior, el desempeño de las subsidiarias tiene efecto directo sobre los retornos que recibe HIC anualmente. Cada una de las subsidiarias opera de forma paralela e individual su negocio, manteniendo plataformas independientes para el manejo de su actividad comercial y productiva; de igual forma gestiona todos los mitigantes de riesgo de forma individual.

A raíz de que existe una fuerte correlación entre los ingresos de HIC y el desempeño de las subsidiarias, HIC se ve afectado por los riesgos que competen a cada una de estas entidades dedicadas a la generación de energía.

HIC fue calificada **doAA** por Pacific Credit Rating (PCR) a enero de 2025 y **A+** por Feller Rate a febrero de 2025, ambos con perspectivas estables.

A continuación, se presentan los riesgos, y cuyas medidas de mitigación se encuentran alineadas con la estrategia de la organización:



Riesgos del Emisor

Riesgos Financieros

a. Riesgo cambiario o de tasa de cambio

La moneda funcional de EGE Haina, afiliada de HIC en República Dominicana, es el dólar estadounidense (USD). Como resultado de las operaciones que realiza la Compañía en otras monedas distintas a la funcional, la misma está expuesta al riesgo por tipo de cambio cuando los valores de sus activos y pasivos están denominados en moneda extranjera (diferente a la funcional) y, por lo tanto, su valoración periódica depende del tipo de cambio de la moneda extranjera vigente en el mercado financiero, principalmente el peso dominicano (DOP) y el euro (EUR). El riesgo de tipo de cambio consiste en el reconocimiento de diferencias cambiarias en los ingresos y gastos de la Compañía, resultantes de variaciones en los tipos de cambio entre su moneda funcional y la respectiva moneda extranjera. Para la gestión de este riesgo, la Compañía ejecuta un monitoreo continuo de sus activos y pasivos monetarios en moneda extranjera manteniendo posiciones cortas a neutras que limiten la exposición cambiaria.

Para el caso de Termoyopal, subsidiaria de HIC en Colombia, ésta vende su energía eléctrica en pesos colombianos (COP) y el gas natural se compra en dólares estadounidenses (USD) a Ecopetrol, estatal petrolera colombiana. Un aumento significativo del precio del dólar podría generar una disminución en la utilidad de Termoyopal. Se cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado, a saber: (i) Cobertura natural con la línea de negocio de TYGas, aunque la moneda funcional de la compañía es pesos colombianos (COP) los productos se venden referenciados al dólar y/o dólar link en la fórmula del precio de venta; (ii) Credibilidad y cupos aprobados en el sector financiero colombiano, que le permitirá acceder a contratos de cobertura en dólares estadounidenses (USD), con el objetivo de proteger a la compañía ante un incremento significativo en el aumento del dólar estadounidense (USD). (iii) Cuentas de compensación en dólares estadounidenses (USD) en el exterior donde se envían recursos para atender contingencias y (iv) Constante monitoreo del mercado cambiario con el fin de anticiparse a efectuar instrumentos de cobertura producto de desbalances causados por temas políticos y/o económicos.

b. Riesgo de crédito

Representa el riesgo de que una de las contrapartes no cumpla con las obligaciones derivadas de un instrumento financiero o contrato de compraventa y esto se traduzca en una pérdida financiera. El riesgo de crédito surge principalmente de las cuentas de efectivo y equivalentes de efectivo, y de las cuentas por cobrar.

Desde el punto de vista de EGE Haina, los principales activos financieros que potencialmente exponen a la entidad a la concentración de riesgo crediticio consisten principalmente de cuentas por cobrar por las ventas de energía y potencia en el SENI. Los principales compradores son las compañías distribuidoras. A pesar de que estas cuentas muestran atrasos en sus pagos corrientes, EGE Haina no ha tenido historial de incobrabilidad con dichas entidades, y las cobranzas están siendo gestionadas a través del Ministerio de Hacienda. Así mismo, la entidad mantiene contratos de compraventa de energía con importantes clientes industriales del país, los cuales mantienen al día sus cuentas por pagar.

Respecto a los riesgos del efectivo y equivalentes de efectivo, la máxima exposición de las subsidiarias y afiliadas a raíz de fallas de la contraparte sería el valor registrado de dichos activos. La calidad crediticia de los activos financieros es evaluada en función de los niveles de patrimonio y la calificación crediticia otorgada por organismos externos a las instituciones en donde se encuentran dichos activos financieros.

Para el caso de la subsidiaria en Colombia, la energía eléctrica se vende en contratos de largo plazo (PPA's) máximo hasta en un 90% de su generación y el excedente en bolsa (spot), en todo caso estos porcentajes pueden cambiar

de acuerdo con la estrategia comercial definida por la compañía. El pago de estas transacciones se hace de acuerdo con lo establecido en los contratos con los clientes y para la venta en bolsa es liquidada por el agente liquidador del mercado XM (Expertos en Mercados) No obstante, lo anterior, puede existir la posibilidad que los clientes no efectúen el pago de sus obligaciones por situaciones propias de su negocio. Para mitigar este riesgo, algunos contratos cuentan con modalidad de prepago, otros tienen garantías bancarias, y otros tienen garantía real, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento, adicionalmente un agente que incumpla quedará bloqueado en el sistema para efectuar transacciones en el Mercado de Energía Mayorista - MEM.

Los productos de la planta de secado de gas se venden en contratos, el pago de esta transacción se hace de acuerdo con lo establecido en el mismo; en caso de incumplimiento existen varios mitigantes, a saber: para los contratos de Gas Licuado de Petróleo, se cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de GLP.

La venta de disolventes para el sector de petróleo cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de disolvente. La venta de este producto para el segmento de minoristas se hace de contado. Si el cliente no paga por adelantado, no se le permite retirar producto de la planta.

c. Riesgo de precio de combustibles

Las subsidiarias y afiliadas de HIC están expuestas al riesgo resultante de cambios en el costo de los combustibles, principalmente del fueloil, gas natural y carbón. Un aumento en los precios de los combustibles puede afectar negativamente los requerimientos de capital de trabajo de dichas entidades y por ende los retornos financieros esperados de HIC sobre estas entidades.

Ambas compañías se pueden ver afectadas por las fluctuaciones en los precios de combustibles derivadas de tensiones geopolíticas y conflictos internacionales. Entre estos eventos se destacan el reciente conflicto iniciado en junio 2025, en Medio Oriente entre Irán-Israel, que generó un aumento temporal en el precio del petróleo en el mercado. Sin embargo, este evento no tuvo un impacto significativo en los precios de referencia del fueloil utilizados por las centrales de EGE Haina, debido a que no hubo consecuencias en la oferta y demanda de combustible “fueloil”, puesto que no hubo ataques a pozos petroleros, refinerías, ni terminales de almacenamiento de combustibles, ni cierre de rutas marítimas, que causaran un impacto relevante.

Respecto al carbón térmico utilizado para la generación en República Dominicana, las recientes medidas impuestas por el gobierno colombiano, que establecen un incremento del 1 % sobre el valor de venta y exportación del carbón térmico y otro 1% sobre la producción de este mismo producto bajo los Decretos emitidos por el gobierno colombiano (Decreto 175 y 062), han generado un ligero incremento en el precio final de compra del carbón de importación, pudiendo impactar desfavorablemente las proyecciones financieras de la empresa relacionadas al precio de combustible.

Así mismo, la guerra Ucrania - Rusia, iniciada en febrero de 2022 y aún en curso, continúa intensificándose. A esto se suman el conflicto entre Israel y Gaza, así como los acontecimientos en el Mar Rojo, que han generado restricciones a la navegabilidad en rutas clave del transporte marítimo. Estas situaciones geopolíticas pueden afectar las cadenas de suministro, encarecer los insumos y aumentar la volatilidad de los precios de los combustibles.

En cuanto a EGE Haina, está expuesta al riesgo derivado de la fluctuación y volatilidad de los precios internacionales de los combustibles, debido a que la República Dominicana no es un productor de hidrocarburos. Esta adquiere gas

natural, fueloil y carbón tanto de proveedores locales e internacionales, a precios indexados a referencias globales, que incluyen los costos de transporte y otros cargos asociados.

El precio del gas natural se determina con base en el índice publicado por NYMEX Henry Hub, mientras que el del fueloil se referencia al índice publicado por Platts, más un margen previamente definido entre la Compañía y sus proveedores. Además, la Compañía adquiere el carbón necesario para la operación de su unidad Barahona a la mejor oferta disponible en el mercado. Estos precios se integran en las fórmulas de indexación utilizadas para establecer tarifas en los contratos de venta de energía, así como en los esquemas de precios declarados para las transacciones del mercado Spot. Lo cual brinda como resultado a EGE Haina una cobertura razonable frente a las posibles variaciones en los precios.

En el caso de Termoyopal, la empresa cuenta con dos (2) acuerdos; un contrato marco que cubre el 83 % del suministro de gas natural hasta el año 2028 y otro acuerdo que va hasta noviembre del año 2025 con el cual se completa el 100% del gas necesario para la operación, este último ha sido renovado semestral y anualmente de acuerdo con las ofertas de compra de gas (OCG) emitidas por Ecopetrol, proveedor único de gas y estatal petrolera colombiana. Dichos contratos fijan el precio del suministro de gas natural. Se espera que, al vencimiento de los contratos, estos puedan renovarse en condiciones comerciales y de mercado similares a las actuales, considerando que Termoyopal se constituye como el principal consumidor de gas de los yacimientos de la zona, los cuales no se encuentran interconectados a otros puntos de consumo vía gasoductos

Riesgos Operacionales

d. Riesgos de operación / operativos

Las operaciones de las subsidiarias y afiliadas de HIC están sujetas a diversos riesgos, incluyendo el riesgo de avería, falla o bajo rendimiento de los equipos, acciones del personal, daños de las plantas generadoras o desabastecimiento de combustible como resultado de eventos fortuitos o de fuerza mayor, tales como huracanes, terremotos y otros desastres naturales. Para esto, EGE Haina cuenta con pólizas de seguro adecuadas para cubrir las posibles pérdidas de propiedad e interrupción de negocios que pudiesen causar tales eventos. Estas acciones permiten garantizar una respuesta oportuna y efectiva ante contingencias, así como salvaguardar la estabilidad operativa y financiera de la compañía.

En el escenario de que las plantas generadoras de las subsidiarias de HIC no se encuentren disponibles para generar energía suficiente, éstas tendrían la posibilidad de comprar la energía en el mercado spot para fines de cumplir con sus obligaciones establecidas en los PPA's. En el caso de la subsidiaria en Colombia, Termoyopal, si por algún motivo no pueda despachar el negocio de generación, también se afectaría el negocio de secado de gas, dado que éste no puede operar sin que el negocio de generación esté operando, salvo se logre entregar el gas residual del proceso a terceros o al mismo Ecopetrol, hoy día se cuenta con un convenio de terceros al cual se podría entregar en un porcentaje menor.

En el caso de EGE Haina, la entidad tiene PPA's que incluyen el compromiso de suministrar energía; por lo que podría verse expuesta a acceder al mercado spot a comprar energía a un precio superior al precio establecido en sus PPA's; lo que podría provocar una sustancial reducción en los márgenes de EGE Haina, lo que tendría un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones.

En el caso de Termoyopal, para 2025 se cuenta con un nivel de contratación del 100% lo cual, si se interrumpe o disminuye la generación por debajo de este porcentaje, la subsidiaria se vería en la obligación de comprar energía en el mercado spot para cubrir sus obligaciones.

Este riesgo, a nivel de Termoyopal, se puede manifestar mediante fallas en las unidades de generación y/o planta de secado de gas, o en sistemas auxiliares que interrumpan la operación normal del negocio. Ante el anterior escenario, se cuentan con las siguientes medidas de mitigación, a saber: Contrato de leasing con General Electric, en el cual está estipulado los tiempos de respuesta para la solución de las fallas en las turbinas de las Unidades 3, 4 y 5. En segunda instancia, procedimiento de compra de energía en el mercado spot, que permiten garantizar el suministro y cumplir con los compromisos de los clientes; cláusulas de eventos eximentes ante los clientes; el Plan Anual de Mantenimiento con actividades de intervención de las centrales de carácter preventivas, detectivas, predictivas y correctivas; y, por último, el plan de continuidad del negocio de Termoyopal. Adicionalmente la compañía cuenta con pólizas de seguro de todo riesgo daño material y lucro cesante en caso de materializarse este riesgo.

Este riesgo se interconecta de manera importante con el riesgo enunciado en el literal “f”, desarrollado más adelante.

e. Riesgo en el abastecimiento de combustibles

HIC presenta riesgo en el abastecimiento de combustibles, en el caso de su afiliada EGE Haina dado que se encuentra operando en una zona del Caribe, la cual es afectada por fenómenos climáticos que eventualmente pueden ser severos, la misma está expuesta a que las embarcaciones que transportan combustible hacia la isla se vean impedidas de zarpar oportunamente desde los puertos de origen, o bien no pueden efectuar la descarga en las fechas previstas. Igualmente, EGE Haina se encuentra expuesta al comportamiento del mercado de combustibles, tanto a la fluctuación en precios mencionada en el riesgo del literal “c”, como a la oferta y disponibilidad de estos commodities en el mercado.

Ambas compañías se pueden ver afectadas por la cadena de suministro y desabastecimiento de combustible, derivados de los conflictos internacionales, como el reciente conflicto en el Medio Oriente entre Irán-Israel-Estados Unidos, la situación de la guerra Ucrania-Rusia, al igual que el conflicto entre Israel y Gaza, y los acontecimientos de limitación o no navegabilidad que continúan en el Mar Rojo

El reciente conflicto en Medio Oriente entre Irán-Israel no tuvo consecuencias en la oferta y demanda de combustible “fueloil” debido a que afortunadamente no hubo ataques a pozos petroleros, refinerías, ni terminales de almacenamiento de combustibles, ni cierre de rutas marítimas, que causaran un impacto relevante, y que además no se prolongó más allá de diez días, siendo un evento de muy corta duración. Nuestros proveedores actuales de fueloil no utilizan productos que provengan del Medio Oriente para preparar el blend con las especificaciones requeridas por nuestras unidades por lo que además no hubo afectación como consecuencia de este conflicto.

Para la subsidiaria en Colombia este riesgo se podría suscitar si por algún motivo el proveedor único, Ecopetrol presentase una imposibilidad para despachar el gas desde pozo o diera por terminado, de manera anticipada, los contratos de suministro. La anterior situación afectaría también el negocio de Gas y se interconecta con el riesgo del literal “f”. Este riesgo se mitiga a través de la compra de energía mercado spot para cubrir obligaciones y para el negocio de secado de gas se declararía evento eximente o de fuerza mayor o caso fortuito, con lo cual no estaría obligada la subsidiaria a continuar operando.

f. Interrupción del negocio / desastres naturales

Las infraestructuras como son las plantas generadoras de las subsidiarias y afiliadas de HIC, con diseñadas y construidas bajo los estándares y normativas que les permiten resistir eventos naturales. No obstante, la ocurrencia de desastres naturales como huracanes de cierta magnitud terremotos u otros eventos extraordinarios podría ocasionar afectación en daños a sus activos físicos o causar una interrupción en su capacidad de entregar energía

eléctrica. A estos fines, para mitigar este tipo de riesgos, las subsidiarias y afiliadas de HIC fortalecen de manera continua su marco de Resiliencia Organizacional, el cual abarca la Gestión de Continuidad del Negocio, Gestión de Crisis, al igual que planes de respuesta a emergencias, y protocolos específicos según el tipo de riesgo, todos alineados a los estándares y mejores prácticas internacionales. Además de lo anterior, las subsidiarias y afiliadas cuentan con pólizas de seguro adecuadas para cubrir las posibles pérdidas de propiedad e interrupción del negocio que pudiesen causar tales eventos. Estas acciones permiten garantizar una respuesta oportuna y efectiva ante contingencias, así como salvaguardar la estabilidad operativa y financiera de las compañías.

g. Riesgo de exposición al mercado spot

Si bien es cierto que las subsidiarias y afiliadas de HIC mantienen altos niveles de contratación de su energía y potencia a futuro, existe el riesgo de que los contratos que vencen previo al vencimiento de los Bonos Corporativos no sean renovados o reemplazados, lo cual incrementaría la exposición al Mercado Spot y la volatilidad en la generación de flujos de HIC para el repago de las obligaciones.

Las subsidiarias y afiliadas de HIC cuentan tanto con activos competitivos en sus respectivos mercados, así como con equipos comerciales altamente experimentados. Éstos últimos se encuentran en constante interacción con el mercado en búsqueda de nuevos contratos, así como proactivamente renovando aquellos existentes, siempre buscando optimizar la generación de los activos existentes.

Riesgos de Entorno

h. Riesgo de entorno país

Las subsidiarias y afiliadas de HIC dependen en cierta medida de las condiciones económicas de la República Dominicana y de Colombia. Si estas condiciones se deterioran, la posición financiera o los resultados de las operaciones de las subsidiarias y afiliadas podrían verse afectados. En el caso de la República Dominicana, se ha evidenciado durante los últimos años una estabilidad macroeconómica que le ha permitido la colocación de deuda en los mercados internacionales de largo plazo y en condiciones muy favorables. Estas emisiones soberanas han recibido alta aceptación de los inversionistas globales y han demostrado que existe una gran confianza en el desempeño financiero de la nación.

Para el caso de Colombia, el crecimiento económico durante el mes de abril de 2025 presentó un crecimiento del 1,14%, con respecto al mismo periodo del año anterior. En el último año, el Gobierno de Gustavo Petro Urrego ha hecho esfuerzos por impulsar diferentes reformas en el Congreso de la República, en donde se están debatiendo proyectos de ley para reformas en los sectores de educación y en el sistema de salud. En lo concerniente al sector de Servicios Públicos Domiciliarios, en especial el de energía eléctrica, ha tenido un interés especial por parte del actual presidente de Colombia, quien ha hecho bastantes anuncios, en donde ha propuesto la necesidad de hacer cambios en este sector en aspectos tales como: i) Mayor participación de los usuarios finales en las diferentes eslabones de la cadena del mercado de energía; ii) Cálculo de las tarifas para los usuarios finales; iii) Cambios en la regulación y en los entes que la acreditan; iv) Operación de la bolsa de energía; v) Modificación de las leyes estatutarias de servicios públicos domiciliarios; vi) Posibles intervenciones a empresas del sector de energía y vii) Transición energética a fuentes no convencionales de energía renovable y disminución de uso de combustibles fósiles sin un adecuado proceso de cambio. Sumado a lo anterior, desde el Gobierno Nacional, se han hecho una serie de críticas a las empresas generadoras de energía eléctrica que mayor participación tienen en el mercado de Colombia, así como también a las térmicas.

Durante el primer semestre del año 2025, el Gobierno Nacional planteó la necesidad de convocar una Asamblea Nacional Constituyente, iniciativa que ha tenido diferentes interpretaciones y que no ha sido presentada como

proyecto de Ley en el Congreso de la República. Además, en el primer semestre del 2025, el Gobierno Nacional ha manifestado la necesidad de impulsar una consulta popular, mecanismo de participación permitido en la Constitución Política, con el objetivo de que la población votante apruebe las reformas sociales del Gobierno Nacional que han sido archivadas o no aprobadas por el Congreso de la República, como lo fue, la reforma laboral, iniciativa que, por votación, fue rechazada en el Congreso de la República, generando un choque de poderes con el Gobierno Nacional, quien expidió un decreto para convocar una consulta popular, que fue retirada, una vez el Congreso de la República aprobó la Reforma Laboral.

La situación global de inflación y las medidas que los distintos gobiernos están tomando para controlarla junto a los elementos exacerbantes como el reciente conflicto entre Irán-Israel iniciada en junio 2025, la guerra Ucrania-Rusia iniciada en febrero 2022, y el conflicto Israel-Gaza y sus efectos en las regiones interrelacionadas, pudieran afectar la economía global y afectar negativamente las economías y los mercados financieros Latinoamericanos incluyendo a República Dominicana y Colombia.

Cualquier efecto adverso en la economía de ambos países podría afectar la capacidad o voluntad del gobierno de continuar realizando pagos de subsidios a las empresas de distribución, lo que a su vez podría afectar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de las y afiliadas de HIC. Además, cualquier efecto adverso en las economías dominicana o colombiana también podría tener un efecto negativo en los Usuarios No Regulados (UNR) y su capacidad para comprar electricidad y/o realizar pagos oportunos a las subsidiarias y afiliadas de HIC. Cualquiera y/o ambos de estos escenarios podrían afectar significativamente la capacidad de HIC para cumplir con sus obligaciones en virtud de los Bonos.

i. Riesgo de demanda

Las ventas de las subsidiarias y afiliadas de HIC dependen en parte de la demanda agregada de los sistemas interconectados propios de cada país en los que operan (República Dominicana y Colombia), y la demanda de sus clientes contratados, por lo que fluctuaciones en la demanda de energía producen variaciones positivas o negativas en las cantidades vendidas. Si por algún motivo se deterioran las condiciones que influyen la demanda agregada de energía de los países de las subsidiarias y afiliadas de HIC, se podría comprometer la capacidad de HIC para satisfacer sus obligaciones en virtud de los Bonos. Este riesgo se influencia de manera importante por el riesgo en el literal “g”, especialmente en las condiciones macroeconómicas de los países en donde operan las subsidiarias y afiliadas de HIC.

j. Riesgo legal / cambios en la regulación

Los sectores de energía y combustibles son sectores altamente regulados. Existe el riesgo de que cambios regulatorios, legislativos o jurisprudenciales en las jurisdicciones en donde opera HIC y sus subsidiarias y afiliadas afecten negativamente las operaciones, la capacidad de comercialización de energía, potencia y combustibles y el flujo de caja de éstas.

Para EGE Haina la estrategia de la compañía ha sido definida en torno al marco regulatorio existente, el cual puede estar sujeto a cambios como resultado de reformas en su legislación aplicable. Este riesgo se deriva de potenciales cambios regulatorios o de política gubernamental, que pudiesen generar costos no reconocidos o pérdidas de ingresos, que potencialmente pudiesen dificultar el desarrollo de los proyectos. EGE Haina mantiene un monitoreo asiduo sobre su marco regulatorio y los cambios que pudiesen afectarle, permitiendo una gestión proactiva en la proyección que se tiene del negocio, y por tanto las decisiones que se toman para el crecimiento.

Para la subsidiaria de HIC en Colombia, puede darse la posibilidad de que el actual gobierno efectúe cambios en la regulación que afecten la operación normal del negocio. Estos cambios se podrían presentar en los siguientes frentes: remuneración del Cargo por Confiabilidad asignado y/o la forma de participar en nuevas subastas y posterior

asignación; exigencia de nuevos requisitos en materia ambiental; posibilidad de acceder a nuevos contratos de suministro de gas; Reformas tributarias; Requisitos técnicos y de capital para afrontar el cambio climático (Fenómeno de El Niño) y Reformas a las leyes estatutarias de Servicios Públicos Domiciliarios. Las situaciones anteriormente descritas se podrían presentar durante el período presidencial hasta el año 2026 con las reformas en curso. Para la subsidiaria en Colombia, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado: Participación en la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG), escenario en donde se defienden las iniciativas gremiales; Participación en ProBoyaca, asociación de empresas que apoyan y gestionan nuevos proyectos ante entidades gubernamentales; Contratos de Cargo por Confiabilidad; Contratos de suministro de gas.

k. Licencia social – protestas sociales

La licencia social para operar se refiere al grado en que una organización y sus actividades cumplen con las expectativas de las comunidades locales, la sociedad en su conjunto y los diversos grupos que la componen. El concepto «licencia social para operar» surgió en 1997 en Quito, Ecuador durante una conferencia auspiciada por el Banco Mundial, consolidado como un componente esencial para la sostenibilidad empresarial, especialmente en sectores estratégicos como el energético.

EGE Haina en consonancia con su misión, visión y plan corporativo de sostenibilidad reconoce la importancia estratégica de su licencia social, construida a lo largo del tiempo como resultado de una amplia trayectoria basada en la transparencia, cumplimiento normativo y la aplicación de buenas prácticas en la relación con sus grupos de interés. Este riesgo hace referencia a la natural exposición de la licencia social que la compañía ha construido, que pudiese derivar en afectación de la operación natural de sus operaciones o de los proyectos de crecimiento.

En ese tenor, para mitigar este riesgo, EGE Haina cuenta con profesionales altamente capacitados y competentes para la gestión del relacionamiento con las comunidades en las áreas de influencia y las diversas partes interesadas, tanto en las operaciones y giro normal del negocio, como en los proyectos de crecimiento que la compañía lleva a cabo. Consciente de la importancia e interrelación entre sus operaciones y el entorno social en el que se desarrolla.

Para el caso de Termoyopal, este riesgo se puede manifestarse en forma de bloqueos de vías principales o secundarias, impidiendo el acceso de los vehículos de los clientes encargados de retirar productos como el GLP y/o Disolvente desde la Planta de Secado de Gas, generando así una disminución en los ingresos de la compañía. Para lo anterior, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado: relacionamiento directo, excelentes canales de comunicación y acuerdos con la comunidad del área de influencia para el normal tránsito de los vehículos que recogen el producto en la PSG; programa de Responsabilidad Social; y participación en las mesas consultivas de las autoridades locales y regionales.

l. Riesgo de pandemia

Una pandemia de magnitud mayor podría afectar las operaciones y la economía de un país, no obstante, el sector de generación de energía es más resiliente que otras industrias. En efecto las y afiliadas han permanecido operando durante el escenario global de pandemia de COVID-19 supliendo estas un servicio esencial a la economía constituyéndose así en una infraestructura crítica.

Ante un evento de pandemia, uno de los principales impactos para el sector de generación de energía podría verse en la variación de la demanda de energía comercial versus demanda de energía residencial. Adicionalmente, los compradores de energía podrían verse afectados en el corto plazo en su capacidad financiera para hacer frente a sus obligaciones, lo cual podría a su vez afectar las cuentas por cobrar de las empresas del sector generación. Otro

efecto que se pudiese materializar es la disrupción de las cadenas de suministro, los costos de transporte y la disponibilidad de ciertos insumos básicos; para lo cual las y afiliadas de HIC cuentan con políticas de inventario que permiten mitigar parcialmente este riesgo.

m. Riesgos macroeconómicos y de mercado

Factores de riesgo en el entorno macroeconómico actual relacionados a la inflación, las tasas de interés, tasas de cambio y disponibilidad de moneda extranjera, niveles de liquidez disponibles, entre otras, puedan afectar la operatividad de HIC y sus subsidiarias y afiliadas, y su capacidad de generar flujos de caja y su capacidad de cumplir con sus compromisos financieros.

Riesgos de los Valores de Objeto de la Oferta Pública

Riesgos Financieros

n. Riesgo de demanda y liquidez del mercado

La demanda existente actualmente en los instrumentos de renta fija hace que los Bonos sean instrumentos atractivos para inversionistas tanto institucionales como personas físicas por el nivel de liquidez y necesidad de inversión. Sin embargo, en la actualidad, los tenedores de bonos pueden encontrar ciertos niveles de iliquidez del valor en caso de que accedan al mercado secundario con el fin de liquidar su inversión antes del vencimiento.

o. Riesgo de redención anticipada

El riesgo de redención anticipada podría darse según las condiciones de mercado y la situación financiera de la empresa. Se refiere a la posibilidad de que la empresa emisora ejerza el derecho de redención anticipada del valor total del monto colocado del Programa de Emisiones o del valor del monto de una Emisión dentro del programa de emisiones antes de la fecha establecida en los términos de la oferta. Los Bonos Corporativos están sujetos a redención anticipada de acuerdo con el acápite 2.5. del Prospecto de Emisión. Esta opción se ejercerá a discreción del Emisor.

p. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez representa el riesgo de que el emisor no pueda cumplir con sus obligaciones. Con el objetivo de mitigar este riesgo el Emisor monitorea sus necesidades de liquidez a nivel de la casa matriz y de sus subsidiarias y afiliadas, de forma tal que tenga suficiente efectivo en bancos e inversiones de corto plazo para cumplir con sus requerimientos operativos.

q. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero que puedan fluctuar como consecuencia de las variaciones en las tasas de interés de mercado. La exposición del Emisor a dicho riesgo se refiere básicamente a las obligaciones a largo plazo con tasas de interés variables.

El Emisor, a nivel consolidado, mantiene una exposición limitada al riesgo de tasas de interés variables, en el uso de líneas de crédito corrientes, las cuales periódicamente pueden revisar su precio, de acuerdo con las condiciones del mercado. La totalidad de las obligaciones financieras no corrientes, y su porción corriente, están pactadas a tasa fija por lo que no está expuesta a dicho riesgo.

r. Riesgo por garantía del instrumento

La Emisión no posee garantía específica, sino que constituye una Acreencia Quirografaria frente al emisor. Los obligacionistas como acreedores quirografarios poseen una prenda común sobre los bienes del emisor, según lo establece al Artículo 2093 del Código Civil Dominicano. El único acreedor con prelación con el cobro sobre la emisión es Citibank, N.A., JP Morgan y Scotiabank actuando en conjunto, pero esta deuda se estará repagando con los fondos percibidos por este programa de emisiones, notando que la prelación existirá mientras esta deuda exista conforme al detalle de las deudas del acápite 2.6.4. del Prospecto de Emisión.

V. OTROS FACTORES IMPORTANTES

Nada material que mencionar.

Paola Troncoso
En calidad de Ejecutivo Principal de Finanzas de
Haina Investment Co., Ltd.

Fecha: 21/julio/2025

Haina Investment Company, Ltd. ("HIC") da fe y testimonio de que las informaciones expresadas en este documento son íntegras, veraces y oportunas; por tanto, es responsable frente a los inversionistas y al público en general por cualquier inexactitud y omisión en su contenido.

El depósito de esta evaluación en el Registro del Mercado de Valores a cargo de la Superintendencia del Mercado de Valores no implica una certificación sobre las informaciones contenidas en la misma, o en su defecto que ésta recomiende el Emisor o sus valores u opine favorablemente sobre la calidad de las inversiones.

