HIC INVESTMENT COMPANY

INFORMACIÓN FINANCIERA TRIMESTRAL 2026 SEPTIEMBRE

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. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, EFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS 6
2.1.2. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS 6
2.1.3. ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS 6
2.1.4. DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO 6
2.1.5. CUENTAS POR PAGAR 6
2.1.6. IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO 6
2.1.7. GANANCIAS RETENIDAS 7
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
2.3. 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 29
V. OTROS FACTORES IMPORTANTES 40

HIC INVESTMENT COMPANY

I. ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS

Haina Investment Co., Ltd.
Estado Condensado de Situación Financiera
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	30 de septiembre de 2026	30 de septiembre de 2025
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,127,463	335,030
Cuentas por cobrar comerciales y otras	13,974,618	14,758,097
Gastos pagados por anticipado	1,500	1,500
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	726,294,112	674,521,567
Total Activos	**741,397,693**	**689,616,194**
Pasivos y Patrimonio		
Deuda Financiera a corto plazo	18,000,000	15,500,000
Cuentas por pagar	1,472,057	1,546,036
Deuda financiera a largo plazo	64,692,494	64,645,609
Impuesto sobre la renta diferido	1,396,716	8,401,934
Total pasivos	85,561,267	90,093,579
Patrimonio		
Capital social	144,500,000	144,500,000
Ganancias retenidas	511,336,426	455,022,616
Total patrimonio	655,836,426	599,522,616
Total Pasivos y Patrimonio	**741,397,693**	**689,616,194**

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

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el año terminado el 30 de septiembre de 2026	2025
Cambios en el valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en el resultado	17,737,129	5,828,051
Otros rendimientos	3,955,711	9,895,209
Total Ingresos	21,692,840	15,723,260
Gastos administrativos	(960,725)	(1,220,818)
Ganancia en operaciones	20,732,115	14,502,442
Gastos financieros	(4,941,101)	(5,138,649)
Ingresos financieros	-	174,361
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	15,791,014	9,538,154
Gastos de impuesto	(395,571)	(383,088)
Ganancia neta	**15,395,443**	**9,155,066**

	Por el año terminado el 30 de septiembre de 2026	2025
Ganancias por acción básicas y diluídas (en centavos de USD)	0.11	0.06

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 2025	**144,500,000**	**445,867,550**	**590,367,550**
Ganancia neta	-	55,073,432	55,073,432
Dividendos declarados	-	(5,000,000)	(5,000,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**144,500,000**	**495,940,983**	**640,440,983**
Ganancia neta	-	15,395,443	15,395,443
Saldo al 30 de Septiembre de 2026	**144,500,000**	**511,336,426**	**655,836,426**

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

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el año terminado el 30 de septiembre de 2026	2025
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	15,791,014	9,538,155
Aumento de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(17,737,129)	(5,828,051)
Gastos financieros, netos	4,941,100	5,138,648
Cambios en activos y pasivos		
Cuentas por cobrar comerciales y otras	2,108,622	(9,685,282)
Cuentas por pagar	(12,392)	(4,999)
Efectivo provisto por las actividades de operación	5,091,215	(841,529)
Intereses pagados	(4,827,164)	(4,823,269)
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación	264,051	(5,664,798)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Fondos obtenidos de deuda	8,500,000	2,000,000
Pagos de deuda	(8,500,000)	(9,000,000)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	-	(7,000,000)
(Disminución) aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	264,051	(12,664,798)
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al inicio del período	863,412	12,999,829
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al final del período	**1,127,463**	**335,030**

II. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

HAINA INVESTMENT CO., LTD. (Registro SIVEV-069)
Estados Financieros No Auditados al 30 de septiembre de 2026

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 septiembre de 2026 en comparación con los estados financieros separados no auditados al 30 de septiembre de 2025.

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.

2.1. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025.

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 1.13 millones, representando un incremento de 237% en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente al incremento de deuda a corto plazo.

2.1.2. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS

Las Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras alcanzaron USD 13.97 millones, representando una reducción de 5% en comparación con el mismo período del año anterior, debido al saldo de las cuentas pendientes del Proyecto Manzanillo, mitigado parcialmente por el incremento de rendimientos por cobrar.

2.1.3. ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS

Los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados alcanzaron USD 726.29 millones, representando un incremento de 8% en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente al incremento del valor en la inversión, en mayor proporción, de Altia y de FICDIE.

2.1.4. DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO

La Deuda Financiera a corto plazo alcanzó USD 18 millones, representando un incremento de 16% en comparación al mismo período del año anterior, debido a un desembolso adicional de facilidad revolvente, el cual había sido saldado en el año anterior conforme a su naturaleza rotativa.

2.1.5. CUENTAS POR PAGAR

Las Cuentas por Pagar alcanzaron USD 1.47 millones, representando una reducción de un 5% en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente a diferencias en la calendarización de los pagos, y no refleja un cambio estructural en el gasto.

2.1.6. IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO

El impuesto sobre la renta diferido alcanzó USD 1.40 millón, representando una reducción de un 83% en comparación con el mismo período del año anterior, debido a cambio en la política, se aplicó la excepción del párrafo 39 NIC 12.

2.1.7. GANANCIAS RETENIDAS

Las ganancias retenidas alcanzaron USD 511.34 millones, representando un incremento de un 12% en comparación con el mismo período del año anterior, debido a mayores ganancias acumuladas.

2.2. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025.

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 17.74 millones, presentando un incremento de 204% en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a la variación del valor cuota de FICDIE I.

2.2.2. OTROS RENDIMIENTOS

Los Otros Rendimientos alcanzaron USD 3.96 millones, presentando una reducción de 60% con relación al mismo período del año anterior, debido a que en el período anterior hubo una facturación puntual de costos asumidos del Proyecto Manzanillo.

2.2.3. GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos Operativos y Generales, y Gastos de Personal ascendieron a USD 0.96 millones, representando una reducción de 21% con relación al mismo período del año anterior, debido principalmente a menores gastos de consultoría y reembolsos al personal.

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*	Por el año terminado el 30 de septiembre de 2026	2025
Indicadores de Liquidez			
Indicador de Liquidez Corriente	Ratio	0.8x	0.9x
Prueba Ácida	Ratio	0.8x	0.9x
Capital de Trabajo Neto	USD	(4.4)	(2.0)
Indicadores de Endeudamiento			
Razón de Endeudamiento	Ratio	0.1x	0.1x
Total Pasivos / Total Patrimonio	Ratio	0.1x	0.2x
Deuda Financiera / Total Pasivos	%	97%	89%
Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	78%	81%
Proporción de Deuda a Corto Plazo / Deuda Total	%	22%	19%
Cobertura de Gastos Financieros	Ratio	4.2x	2.9x
Indicadores de Actividad			
Días de Cuentas por Cobrar	Días	176.4	256.9
Días de Cuentas por Pagar	Días	18.6	17.9
Rotación de Cuentas por Cobrar	Días	2.1x	1.4x
Rotación de Cuentas por Pagar	Días	19.6x	13.6x
Indicadores Financieros			
EBITDA	USD	20.7	14.5
Flujo de Caja Libre	USD	15.4	9.2
Indicadores de Rentabilidad			
Rentabilidad Patrimonio de Accionistas	%	3.2%	2.1%
Rentabilidad de la Inversión del Activo	%	2.8%	1.8%
Utilidad por Acción	USD centavos	0.11	0.06

** 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 trasfirió 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 suple 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	2025	jul-26
EDE Norte	909,605	965,756	1,020,912	1,073,399	1,136,081	1,185,318	1,202,602	1,219,167	1,243,811	1,287,249
EDE Sur	636,682	728,926	834,382	864,867	885,029	907,865	924,967	932,425	952,299	900,119
EDE Este	646,376	657,065	670,428	681,375	692,557	716,354	729,163	772,367	801,183	830,233

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**	**2,997,293**	**3,017,601**

Energía Facturada (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	jul-26
EDE Norte	3,036	3,256	3,525	3,589	3,895	4,016	4,212	4,468	4,553	2,624.3
EDE Sur	3,679	3,847	4,290	4,156	4,298	4,365	4,902	4,975	4,857	2,699.0
EDE Este	2,929	3,137	3,245	2,739	2,994	3,083	3,038	3,273	3,281	1,933.9
Total	**9,644**	**10,240**	**11,059**	**10,484**	**11,186**	**11,464**	**12,152**	**12,717**	**12,691**	**7,257.2**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Informe de Desempeño – Julio 2026.

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 1,734.49 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 30 de septiembre de 2026:

Empresa	Capacidad Total (MW)	% Capacidad Instalada
AES ANDRES	319.00	4.14%
AES DOMINICANA RENEWABLE ENERGY	392.50	5.09%
CEPM	8.25	0.11%
CESPM	300.00	3.89%
COASTAL PETROLEUM DOMINICANA	110.00	1.43%
COTOPERI SOLAR FV.	144.18	1.87%
DESARROLLOS FOTOVOLTAICOS DSS	50.00	0.65%
DOMICEM	25.60	0.33%
DPP	359.25	4.66%
ECOENER	180.00	2.34%
EGEHID	623.28	8.09%
EGEPC	782.00	10.15%
ELECTRONIC JRC	60.00	0.78%

EMERALD ENERGY	25.00	0.32%
ENERGAS	130.00	1.69%
ENERGIA 2000	285.60	3.71%
ENERGÍA RENOVABLE BAS, S.R.L.	50.00	0.65%
ENREN SRL	67.60	0.88%
ETERRA GRUPO ECOENERGETICO	10.30	0.13%
GPLV	199.14	2.58%
GRUPO EOLICO DOMINICANO	49.60	0.64%
HAINA	1,379.80	17.91%
IRRADIASOL DOMINICANA	63.35	0.82%
ITABO	294.00	3.82%
KARPOWERSHIP	418.66	5.43%
KOROR BUSINES	50.00	0.65%
LAESA	146.82	1.91%
LEAR INVESTMENT	101.48	1.32%
LOS ORIGENES	60.72	0.79%
MARANATHA ENERGY	10.00	0.13%
MATRISOL	46.00	0.60%
MONTE RIO	18.90	0.25%
MONTECRISTI SOLAR	50.60	0.66%
NATURAL WORLD ENERGY CORPORATION	87.60	1.14%
PECASA	52.50	0.68%
POSEIDON	94.80	1.23%
PVDC	225.30	2.92%
SAN PEDRO BIO ENERGY	30.00	0.39%
SEABOARD	261.51	3.39%
TROPIGAS DOMINICANA	43.00	0.56%
WCG ENERGY	49.88	0.65%
WCGF SOLAR II SRL	50.00	0.65%
TOTAL	**7,706.22**	**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 – 2026.

	DEMANDA		TASA DE CRECIMIENTO	
Año	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%
2025	23,869	3,639	3.47%	3.53%
2026*	19,036	3,995		

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 3.90 % durante el período de 2011 a 2025. Durante el año 2025, la demanda máxima de potencia de punta de electricidad tuvo un incremento de 3.53 % comparado con el año 2024. Durante el año 2025, la demanda de energía ha experimentado un incremento de 3.47 % con respecto al mismo periodo del año 2024.

Oferta

Al 30 de septiembre de 2026, la capacidad instalada del SENI era de 7,537.88 MW. La generación de electricidad en República Dominicana depende en gran medida de la generación térmica, que al 30 de septiembre del 2026 representó el 78.13% de la producción total de energía, siendo el 21.87% 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 septiembre de 2026:

Tecnología	*Capacidad Instalada*	
	MW	*%*
Ciclo Combinado	1,955.71	25.9%
Eolica	482.15	6.4%
Hidroeléctrica	623.28	8.3%
Motores Diesel	1,022.32	13.6%
Solar	1,780.20	23.6%
Turbinas a Gas	550.36	7.3%
Turbinas a Vapor	1,123.86	14.9%
Total general	**7,537.88**	**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. Según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, al cierre de 2025 se contaba con 360 agentes registrados en el Mercado de Energía Mayorista (frente a 325 en 2024) y 65,578 fronteras comerciales registradas (46,460 en 2024).

Generación

El segundo trimestre de 2026 marcó un punto de inflexión respecto al comportamiento observado en el 1T26. La matriz de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) conservó la predominancia del recurso hídrico, pero con un deterioro sostenido a lo largo del trimestre: la participación hidráulica pasó de 77.41% en abril a 72.73% en mayo y 70.23% en junio, mientras la generación térmica escaló de 13.25% a 17.99% y 20.26% en el mismo período. En términos agregados, la participación renovable retrocedió de 86.75% en abril a 82.01% en mayo y 79.74% en junio. Este viraje se explica por la reducción de los aportes hídricos, que en mayo se situaron en 76.5% de la media histórica —lo que incentivó un aumento de la generación térmica del 39% frente a abril— y en junio se recuperaron parcialmente hasta 80.27%, permitiendo que el nivel agregado de los embalses subiera 5.58 puntos porcentuales. La alta sensibilidad del precio de bolsa a la variabilidad climática, advertida en informes anteriores, se materializó con contundencia: el precio promedio ponderado de bolsa pasó de 280.20 COP/kWh en abril (+25.21% frente a marzo y +94.2% frente a abril de 2025) a 516.36 COP/kWh en mayo (+84.28% mensual y +297.54% interanual, el mayor salto interanual del período reciente) y 562.05 COP/kWh en junio (+8.85% mensual). Para dimensionar la magnitud del giro, el precio de junio de 2026 más que cuadruplica el mínimo de 124.42 COP/kWh registrado en febrero de 2026 (4.5 veces). La energía solar mantuvo una participación estable en torno al 8% durante todo el trimestre (8.07% en abril, 8.12% en mayo y 8.08% en junio), consolidándose como la tercera fuente del sistema, mientras que el carbón se convirtió en el principal soporte del respaldo térmico.

En lo corrido de 2026 (primer semestre), la matriz de generación presenta el siguiente comportamiento:

Concepto	Hidráulica	Combustible Fósil	Solar	Biomasa	Eólica
Generación GWh	33,277	6,263	3,349	501	98

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

Como referencia histórica, según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, durante 2025 la generación del SIN se situó en 84,412.31 GWh, presentando un aumento de 1.38% respecto a 2024 (83,262.92 GWh). Dicho año se caracterizó por un incremento del 25.27% en la generación con fuentes renovables y una disminución del 56.11% en la generación con fuentes no renovables, comportamiento explicado por los mayores aportes hídricos tras la finalización del fenómeno El Niño 2023-2024. Como consecuencia, las emisiones del SIN pasaron de 18.11 millones de toneladas de CO2e en 2024 a 8.2 millones en 2025 (-55.25%), con un factor de emisión de 0.097 ton/MWh. El segundo trimestre de 2026 revierte esa tendencia: la generación total del trimestre fue de 22,162.13 GWh, de los cuales 3,811.16 GWh (17.20%) provinieron de fuentes térmicas, frente a 2,452.13 GWh (11.50%) en el 1T26, lo que representa un incremento del 55.4% en la generación térmica trimestral. Por meses, la generación total fue de 7,212.41 GWh en abril, 7,656.21 GWh en mayo y 7,293.51 GWh en junio. Dentro del respaldo térmico destaca el crecimiento del carbón, que aportó

1,687.31 GWh en el trimestre (404.80 GWh en abril, 608.77 GWh en mayo y 673.74 GWh en junio), superando por primera vez al gas natural como principal combustible para generación eléctrica en el mes de junio.

La matriz de generación acumulada del primer semestre de 2026 presentó la siguiente composición:

Generación Renovable (GWh)	Generación No Renovable (GWh)	Generación total (GWh)
37,225	6,263	43,488

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

Las principales plantas de generación que representan aproximadamente el 80% de la energía entregada a nivel nacional durante el segundo trimestre de 2026 se presentan a continuación:

Planta	Generación [GWh]	Part.[%]
ITUANGO	2,447	11.04%
GUAVIO	1,528	6.89%
SOGAMOSO	1,397	6.30%
SAN CARLOS	1,383	6.24%
CHIVOR	1,144	5.16%
PORCE III	951	4.29%
PAGUA	849	3.83%
TEBSAB CC	823	3.72%
GUATRON	638	2.88%
TERMOCANDELARIA CC	580	2.62%
BETANIA	576	2.60%
EL QUIMBO	503	2.27%
GUATAPE	457	2.06%
PORCE II	447	2.02%
LA TASAJERA	383	1.73%
ALBAN	378	1.71%
PLAYAS	311	1.40%
URRA	307	1.39%
MIEL I	250	1.13%
GECELCA 32	233	1.05%
FLORES 4 CC	219	0.99%
TASAJERO 2	214	0.97%
GUAYEPO	207	0.94%
GUAJIRA 1	205	0.92%
TASAJERO 1	190	0.86%
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO	183	0.82%

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	40
Plantas de generación solar DC	12
Plantas de generación hidráulica NDC	128
Plantas de generación térmica NDC	32
Plantas de generación solar NDC	1780
Embalses	24

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

Al corte del 30 de mayo de 2026, la capacidad efectiva neta solar del SIN ascendió a 2,009.47 MW, equivalente al 9.4% de la capacidad efectiva neta total del Sistema (21,438.06 MW). En lo corrido de 2026 la solar incorporó 328.14 MW de capacidad efectiva neta (+19.5% frente a los 1,681.33 MW de enero de 2026), consolidándose como la única fuente con expansión material del parque generador. Considerando además las plantas en estado de pruebas, la capacidad instalada solar supera los 3,300 MW. No obstante, la expansión avanza muy por debajo de lo planeado: de los 4,475 MW proyectados para ingresar en 2026, al 29 de abril solo habían entrado en operación 291 MW, es decir el 6.5% de la meta anual. Durante el primer trimestre de 2026 ingresaron 258.90 MW correspondientes a 55 proyectos solares y 2 proyectos de transmisión. Este rezago, sumado a que 42 proyectos del Sistema de Transmisión Nacional presentan atrasos —equivalentes al 60% de la capacidad planeada—, constituye el principal factor de riesgo para atender la demanda en el escenario de El Niño previsto para el segundo semestre.

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	**30,008.05**

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

Según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, la demanda total de energía en Colombia en 2025 fue de 84,049 GWh frente a 82,116 GWh en 2024 (+2.62%). El pico máximo de consumo se registró el 11 de noviembre de 2025 con 249.7 GWh-día, mientras que el mínimo se presentó el 1° de enero con 176.8 GWh-día; el primer semestre creció 1.1% y el segundo semestre aceleró a un promedio mensual de 4.18%. Las regiones Caribe, Oriente y Centro concentran el 66.6% de la demanda nacional. En el primer trimestre de 2026 la tendencia de crecimiento se aceleró: enero 7,155.60 GWh (+4.55% vs enero 2025), febrero 6,593.39 GWh (+3.13%) y marzo con una generación total de 7,457.05 GWh (+6.83%), para un acumulado aproximado del trimestre cercano a 21,206 GWh. El impulso provino principalmente del sector no regulado, donde la explotación de minas y canteras lideró el crecimiento con +16.38% en enero y +10.69% en febrero. A nivel regional en el 1T 2026, Chocó registró el mayor crecimiento en febrero (+8.08%), seguida por Centro (+5.52%) y Guaviare (+5.38%); Tolima-Huila-Caquetá tuvo la menor variación (-1.45%).

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	84,049	2.62%
2026 (1S)	43,390	5.90%

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

Oferta Energética

Al 31 de diciembre de 2025 la capacidad efectiva neta del SIN fue de 21,028.56 MW, presentando una disminución de 395.58 MW (-1.85%) respecto a 2024, explicada principalmente por la finalización del período de transición establecido en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, que llevaron a que 70 plantas (646.98 MW) regresaran al estado de pruebas. Durante 2025, XM declaró en operación comercial 75 proyectos de generación y 40 de transmisión, con un ingreso total de 380.26 MW (68 solares = 333.87 MW, 2 hidráulicas = 5.30 MW y 5 térmicas = 41.09 MW). Al corte del 30 de mayo de 2026 —último dato disponible a la fecha de cierre de este informe— la capacidad efectiva neta del SIN ascendió a 21,438.06 MW, con la siguiente composición: 61.6% hidráulica (13,211.47 MW), 28.1% térmica (6,024.62 MW), 9.4% solar (2,009.47 MW) y 0.9% cogeneración (192.50 MW). La capacidad hidráulica permaneció estable durante todo el semestre, mientras que la totalidad del crecimiento del parque (+320.24 MW en lo corrido del año) fue aportado por la fuente solar. La comparación entre el cierre de enero de 2026 y el 30 de mayo de 2026 se presenta a continuación:

Tipo fuente	Enero 2026 [MW]	Mayo 2026 [MW]	Variación
Hidráulica	13.209,97	13.211,47	↓ -0,01%
Térmico	6.034,02	6,024.62	↓ -0.16%
Eólica	192.50	192.50	↓ 0,00%
Solar	1.681,33	2,009.47	↑ 19.52%
Total	**21.117,82**	**21,438.06**	**↑ 1.52%**

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

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.

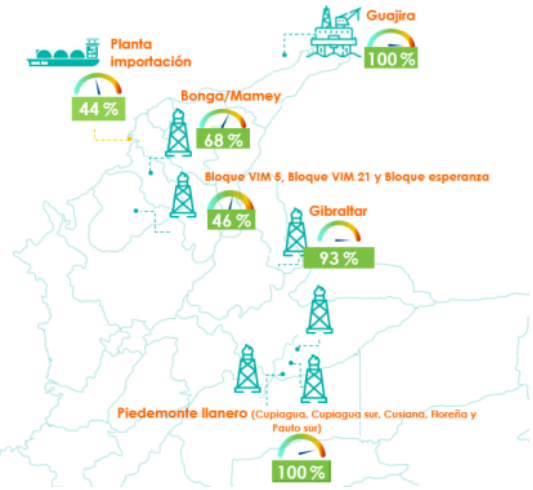
En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2,000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira,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

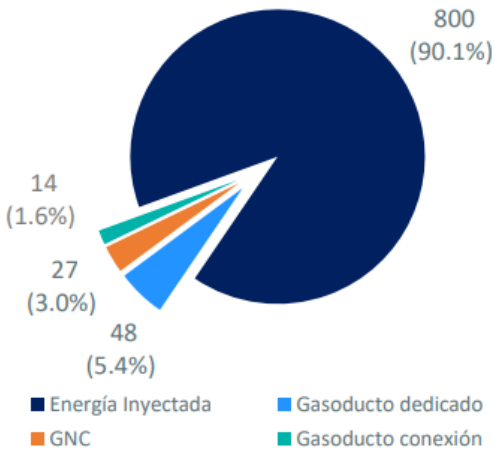
Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible. En 2007, Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante 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

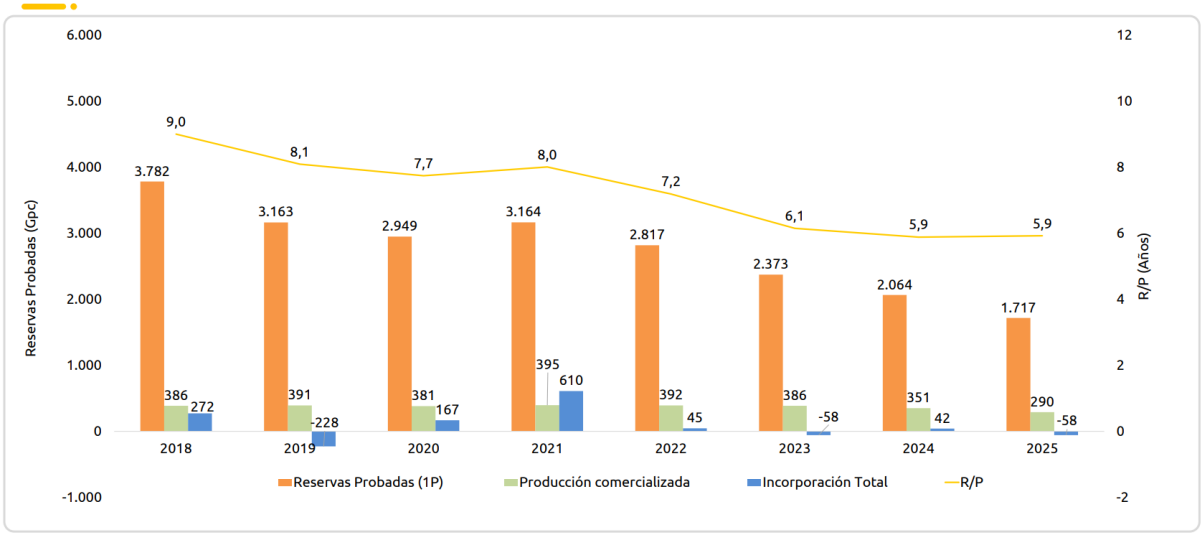
Suministro mensual promedio (GBTUD)



*Fuente: Bolsa Mercantil: Informe Gas Natural

Durante el 2T 2026 se consolidó y profundizó el escenario de desbalance estructural advertido por el Gestor del Mercado. El suministro promedio de gas natural en junio de 2026 —a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT— fue de 983 GBTUD, permaneciendo constante frente a mayo de 2026, con oscilaciones entre 903 GBTUD (mínimo) y 1,033 GBTUD (máximo). El hecho más relevante del trimestre es el peso alcanzado por las importaciones: la planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio de 300 GBTUD, equivalente al 30.5% del suministro total del país y al 65% de su capacidad nominal (465 GBTUD). El potencial de producción nacional declarado se redujo a 791 GBTUD, del cual se entregaron efectivamente 682 GBTUD (86% de aprovechamiento), distribuidos en 583 GBTUD al SNT y 99 GBTUD por gasoductos dedicados, gas natural comprimido y campos aislados. Por fuente, el Piedemonte llanero (Cupiagua, Cusiana, Floreña y Pauto Sur) se mantuvo como principal aportante con 408 GBTUD entregados, superando su potencial declarado (102%); le siguieron el Bloque VIM 5, 21 y Esperanza con 66 GBTUD (55% de su potencial), Ballena y Chuchupa con 60 GBTUD (88%), Otros campos del interior con 36 GBTUD (56%), Gibraltar con 29 GBTUD (112%) y Bonga/Mamey con 24 GBTUD (82%). El deterioro de la oferta nacional se aprecia con claridad en la serie anual: el potencial de producción pasó de 885 GBTUD en junio de 2025 a 795 GBTUD en junio de 2026 (-10.2%). En cuanto a la contratación del mercado primario, se produjo un cambio estructural relevante: las modalidades que garantizan firmeza representaron 633 GBTUD (49% de la energía total contratada), mientras que la modalidad Con Interrupciones alcanzó 656 GBTUD (51%), superando por primera vez a la contratación firme. En junio de 2025 esta relación era de 767 GBTUD firmes frente a 456 GBTUD con interrupciones. Los precios reflejan la escasez: la modalidad firme se ubicó en 6.09 USD/MBTU, CF95 en 8.81 USD/MBTU, Con Interrupciones en 9.09 USD/MBTU y la Opción de Compra alcanzó los 15.17 USD/MBTU. Al cierre de junio se

encontraban contratados en el mercado primario 1,289 GBTUD, concentrados en Con Interrupciones (656 GBTUD), CF95 (306 GBTUD) y Firme (99 GBTUD), modalidades que abarcan el 82% del total contratado.
Reservas a corte de 2025 (informe de la ANH publicado el 23 de junio de 2026). Las reservas probadas de gas natural cayeron a 1,717 Gpc desde 2,064 Gpc en 2024, una reducción de 16.8% en un solo año que acumula un descenso del 54.6% entre 2018 y 2025. La relación Reservas/Producción (R/P) se mantuvo en 5.9 años, cifra que debe leerse con cautela: el indicador se sostiene porque la producción cayó —no porque se hayan incorporado nuevas reservas certificadas—, de modo que un mismo volumen de reservas "dura" más años sobre el papel al consumirse menos gas. En 2025 se comercializaron 290 Gpc, 61 Gpc menos que en 2024 (-17.4%). Las incorporaciones por descubrimientos sumaron 60 Gpc, pero fueron completamente neutralizadas por revisiones técnicas a la baja que restaron 125 Gpc, arrojando un balance neto negativo. Como contrapeso, los recursos contingentes de gas alcanzaron 10,540 Gpc en la categoría 3C, con una concentración importante en áreas costa afuera del Caribe colombiano, cuyo desarrollo depende de proyectos como Sirius, previsto para 2029-2030. Para efectos comparativos, la relación R/P de petróleo se ubicó en 7.4 años. Adicionalmente, la producción de gas natural en 2025 fue en promedio de 794.57 millones de pies cúbicos diarios (mpcd), una disminución del 17.1% frente a los 958.5 mpcd de 2024; en febrero de 2026 se registró uno de los niveles de producción más bajos desde 2009.



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

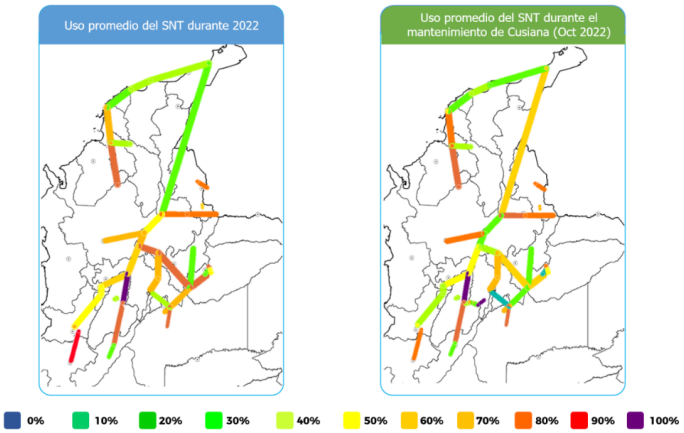


Fuente: Gestor del Mercado de Gas

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



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.

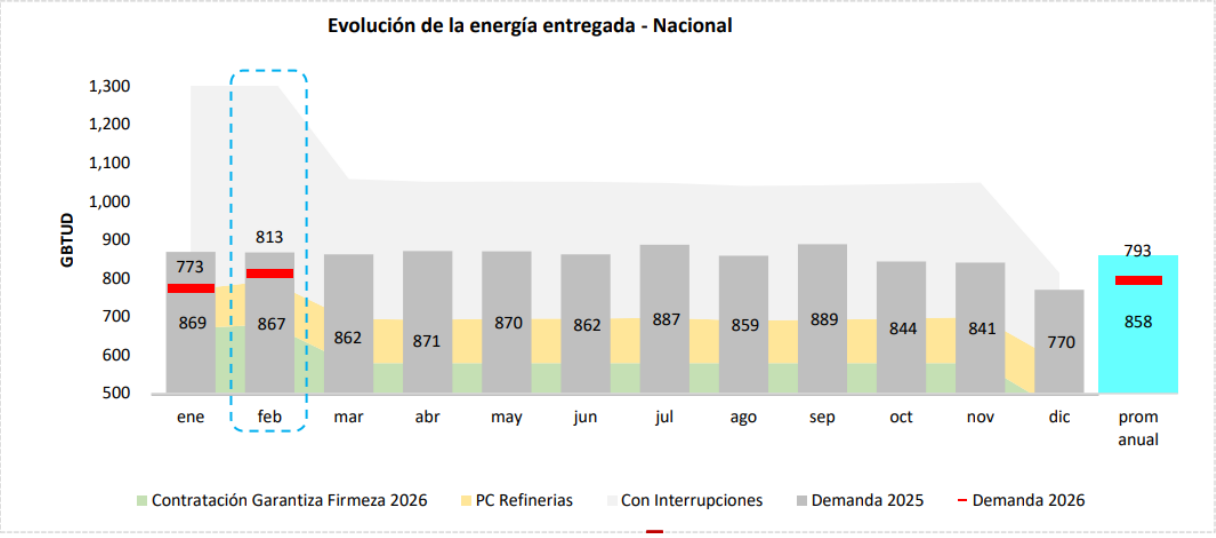
Generalidades Transporte

Cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible primaria (CDP) de los diferentes tramos del sistema frente a su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), en junio de 2026 el SNT operó con capacidad disponible limitada en varios tramos, tanto en sentido de flujo como en contraflujo. En flujo, los tramos Cartagena–Mamonal, Guando–Fusagasugá y Yumbo/Cali–Cali no registraron capacidad disponible primaria alguna. Presentaron además una relación CDP/CMMP inferior al 10% los tramos Ballena–La Mami, Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creciente–

Sincelejo, Apiay–Usme y Pradera–Popayán. En contraflujo, los tramos críticos fueron La Mami–Ballena, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla y Vasconia–La Belleza, todos con una relación CDP/CMMP inferior al 2%. Esta saturación es coherente con el cambio en la dirección de los flujos del sistema: al desplazarse la oferta desde los campos de producción hacia el gas importado que ingresa por Cartagena, los tramos costeros y los corredores hacia el interior operan al límite. En el mercado secundario de transporte se registraron 268 operaciones en junio, un incremento del 32.0% frente a mayo, concentradas en contratos de un día (243 operaciones, 90.7% del total); por mecanismo de negociación, la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP) concentró 82 operaciones (30.6%) y la negociación directa 186 (69.4%).

Demanda de gas nacional

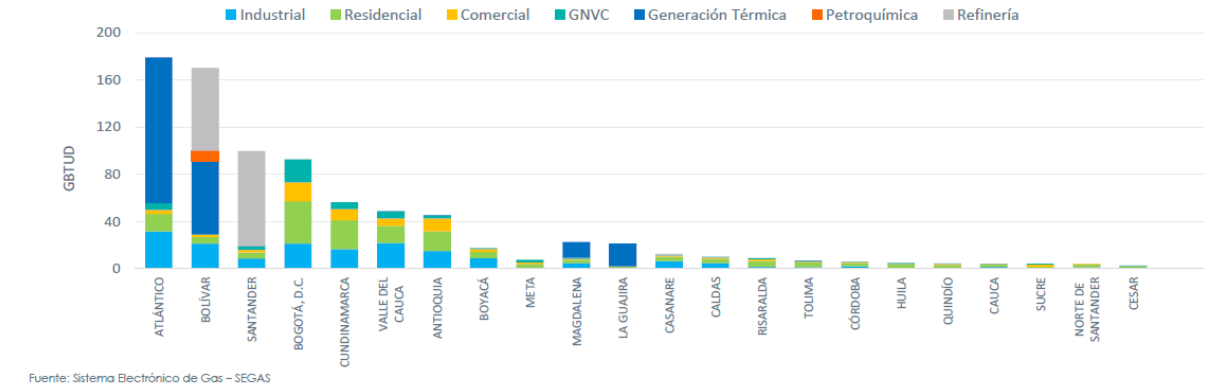
La demanda atendida a través del SNT en junio de 2026 fue de 878 GBTUD, 18 GBTUD superior a la registrada en mayo de 2026 (860 GBTUD) y 1.9% superior a la de junio de 2025 (862 GBTUD). El promedio en lo corrido de 2026 se ubica en 820 GBTUD, un 4.4% por debajo del promedio anual de 2025 (858 GBTUD). La evolución del trimestre fue ascendente: 807 GBTUD en abril, 860 GBTUD en mayo y 878 GBTUD en junio. El incremento de junio se explica principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y una disminución en el sector industrial del interior. La composición del crecimiento es reveladora: frente a junio de 2025, la demanda térmica fue 49 GBTUD superior, mientras que la demanda no térmica fue 33 GBTUD inferior. Es decir, el crecimiento agregado de la demanda de gas no responde a una reactivación del consumo productivo sino a la mayor exigencia del parque térmico ante el deterioro de la hidrología, mientras la industria continúa reduciendo su consumo. Esto contrasta con el 1T 2026, cuando la abundancia hídrica mantuvo la demanda termoeléctrica en mínimos: los embalses, que se ubicaban en 77.97% al 15 de febrero, cerraron marzo en 63.44% y el trimestre siguiente evidenció el giro, con aportes hídricos de apenas 76.5% de la media histórica en mayo.



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT

En el mes de junio de 2026 el sector que registró mayor energía tomada fue el de Generación Térmica con 219 GBTUD en promedio (24.9% del total), de los cuales la totalidad —219 GBTUD— correspondió a la Costa Atlántica y 0 GBTUD a la región Interior. Le siguieron el sector industrial con 168 GBTUD (19.1%), distribuidos en 108 GBTUD en el Interior y 60 GBTUD en la Costa; el sector residencial con 164 GBTUD (18.6%), con mayor presencia en el interior (135 GBTUD) frente a la costa (29 GBTUD); y el sector de refinería con 152 GBTUD (17.3%), repartidos en 82 GBTUD en el Interior y 70 GBTUD en la Costa. Completan la distribución el sector comercial con 62 GBTUD (7.1%), GNVC con 54 GBTUD (6.2%), el sector petrolero con 45 GBTUD (5.2%), la petroquímica con 9 GBTUD (1.0%) y las compresoras del SNT con 5 GBTUD (0.6%). Por departamento, Atlántico y Bolívar concentran la demanda termoeléctrica (123.5 y 62.1 GBTUD respectivamente), mientras Bogotá D.C. y Cundinamarca lideran el consumo residencial (36.0 y 24.4 GBTUD). Cabe destacar que el sector

industrial continúa en retroceso: Naturgas reportó que entre 2025 y enero de 2026 dejó de consumir aproximadamente 38.6 GBTUD de gas natural, equivalente al 16% de la demanda industrial no regulada, por migración hacia combustibles alternativos como GLP y carbón, lo que generó cerca de 164 mil toneladas adicionales de CO2 equivalente al año.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

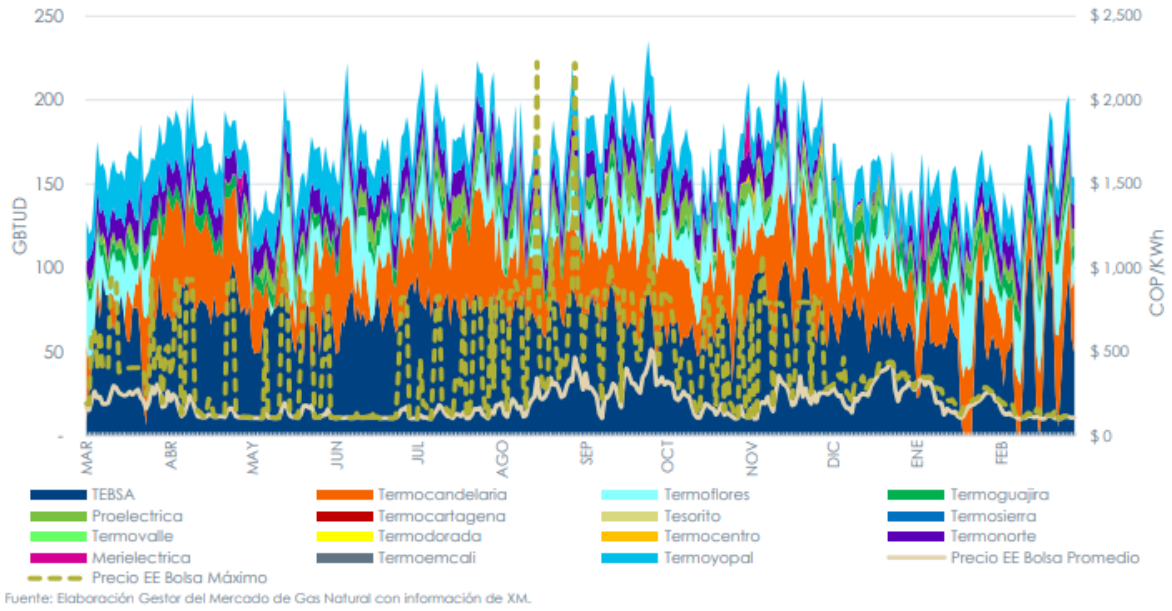
Residencial	14.7	5.7	5.0	36.0	24.4	14.7	16.6	5.4	3.7	2.9	1.7	3.8	3.7	4.9	3.9	2.8	3.6	2.7	2.1	1.3	2.7	1.4	164
Comercial	3.3	1.8	2.3	15.9	9.4	6.2	10.9	2.2	1.3	0.6	0.0	0.5	1.0	1.6	0.7	0.6	0.3	0.8	0.4	1.8	0.4	0.3	62
Industrial	31.7	21.2	8.5	21.2	16.5	21.5	14.9	8.8	0.2	4.6	0.0	6.2	4.6	1.4	1.1	1.9	0.1	0.3	1.5	0.3	1.0	0.2	168
GNVC	5.8	0.6	3.0	19.5	5.7	6.0	2.9	1.0	2.5	1.1	0.0	0.5	0.6	1.0	0.8	0.4	0.9	0.5	0.0	0.8	0.0	0.5	54
Generación Térmica	123.5	62.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	19.4	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219
Refinería	0.0	70.3	80.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	152
Petroquímica	0.0	8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9
Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45
Compresoras	0.0	0.8	1.5	0.0	0.1	0.0	0.1	1.3	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	5
TOTAL	179	171	101	93	56	48	45	44	28	23	21	12	10	9	7	6	5	4	4	4	4	3	878

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

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 junio de 2026 fue en promedio 224 GBTUD, frente a los 184 GBTUD registrados en noviembre de 2025 y muy por encima de los 152 GBTUD de febrero de 2026, reflejando la mayor exigencia del parque térmico. La trayectoria del trimestre fue claramente ascendente: 171 GBTUD en abril, 222 GBTUD en mayo y 224 GBTUD en junio. Esta escalada es consecuencia directa del deterioro hidrológico: los embalses, que habían iniciado el año en 80.29% (diciembre de 2025) y cerrado marzo en 63.44%, se recuperaron parcialmente durante junio hasta situarse en torno al 73.7% (17 de junio) gracias a unos aportes del 80.27% de la media histórica que permitieron un incremento de 5.58 puntos porcentuales en el nivel agregado. No obstante, dicha recuperación resulta insuficiente frente al escenario proyectado para el segundo semestre, en el que la participación térmica en la matriz ya escaló de 13.25% en abril a 20.26% en junio.

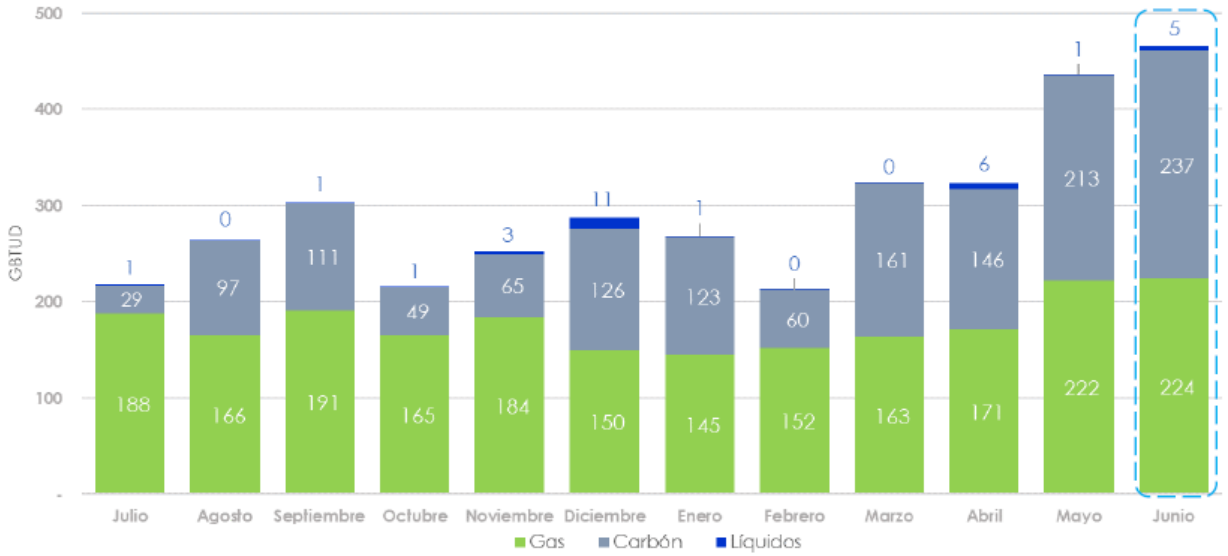


Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

Para el mes de junio de 2026 las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo promedio diario de 224 GBTUD, con picos diarios que superaron los 300 GBTUD hacia el cierre del mes, coincidiendo con los mayores precios de bolsa del período. Las plantas que participaron del despacho centralizado con gas natural fueron: TEBSA, Termocandelaria, Termoflores, Termoguajira, Proelectrica, Termocartagena, Tesorito, Termosierra, Termovalle, Termodorada, Termocentro y Termonorte. El Gestor del Mercado no publicó el desglose de consumo promedio por planta para junio de 2026 a la fecha de corte de este informe.

Consumo de combustible para generación eléctrica

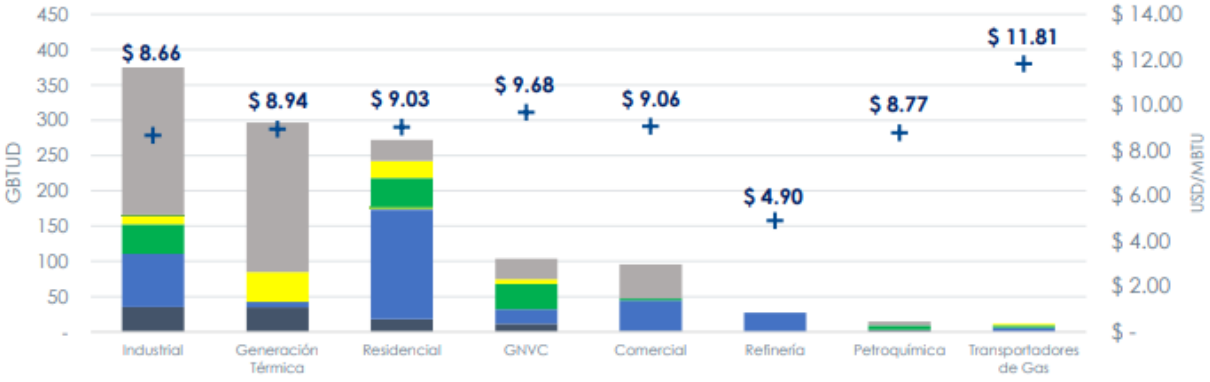
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, la siguiente gráfica evidencia el hallazgo más significativo del trimestre: en junio de 2026, y por primera vez en el período analizado, el carbón desplazó al gas natural como principal combustible para generación eléctrica. El consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas totalizó 466 GBTUD, encabezado por el carbón con 237 GBTUD (50.9% del total), seguido del gas natural con 224 GBTUD (48.1%) y los combustibles líquidos con 5 GBTUD (1.1%). El contraste con el inicio del año es contundente: en febrero de 2026 el gas natural representaba el 71.7% del consumo (152 GBTUD) frente a un 28.3% del carbón (60 GBTUD). En apenas cuatro meses el consumo de carbón se multiplicó por casi cuatro veces (de 60 a 237 GBTUD), mientras el gas creció un 47% (de 152 a 224 GBTUD). Este viraje obedece a la conjunción de dos factores: la escasez y el mayor precio del gas natural, que encarecen el despacho de las plantas a gas, y la necesidad de mayor respaldo térmico ante la caída de los aportes hídricos. La consecuencia ambiental es directa, dado el mayor factor de emisión del carbón frente al gas, y revierte parcialmente la reducción de emisiones lograda por el SIN durante 2025.



Fuente: Segas – XM

Contratación vigente en junio por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales 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). Para junio de 2026, los precios ponderados por sector oscilaron entre 4.90 USD/MBTU y 11.66 USD/MBTU, siendo el sector de Generación Térmica el que registró el mayor precio ponderado (11.66 USD/MBTU) y el sector industrial uno de los mayores volúmenes contratados. En el mercado secundario de suministro, las negociaciones decrecieron un 14.58% al pasar de 624 en mayo a 534 en junio de 2026; los precios de la contratación vigente en junio oscilaron entre 5.06 USD/MBTU para la modalidad Opción de Compra y 19.32 USD/MBTU para la modalidad Firmeza Condicionada (CGNIGT), mientras la modalidad Con Interrupciones presentó un precio promedio ponderado de 15.75 USD/MBTU, significativamente superior al del mercado primario (9.09 USD/MBTU).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Perspectivas 2026-2027:

La situación crítica prevista para el año gas 2026 dejó de ser una proyección para convertirse en un hecho verificable durante el segundo trimestre. Según el informe "Análisis de la disponibilidad de gas natural para el año gas 2026" del Gestor del Mercado (BMC), Colombia enfrenta un déficit de 206 GBTUD de gas natural firme, equivalente a cerca del 20% de la demanda nacional proyectada. Los datos del trimestre confirman la

materialización del desbalance: la modalidad Con Interrupciones (656 GBTUD) superó por primera vez a la contratación con garantía de firmeza (633 GBTUD), y la planta de regasificación de Cartagena pasó a aportar el 30.5% del suministro nacional. Entre enero y abril las importaciones representaron el 22.1% del gas comercializado en el país, y solo en abril ingresaron 216 mpcd de gas importado, equivalentes a cerca del 24% de la demanda del mes; para el conjunto de 2026 la ANIF estima que el déficit mensual podría alcanzar el 39%. Las proyecciones de Naturgas muestran una brecha que se amplía con rapidez: 190 mpcd en 2026, 286 mpcd en 2027 y 405 mpcd en 2028, escenario en el que Colombia tendría que importar el 56% de su gas hacia 2029 de no concretarse nuevos proyectos. Fedesarrollo proyecta pérdidas económicas de hasta $28 billones si el desbalance se prolonga. Persisten además los cuellos de botella en la infraestructura de transporte, particularmente en el tramo La Mami – Ballena, cuya capacidad solo alcanzará 170,000 KPCD a partir de julio de 2027, frente a la necesidad de movilizar 236 GBTUD desde la Costa al interior en 2026; la saturación de los tramos costeros observada en junio confirma esta restricción.

El problema fundamental radica en la limitada disponibilidad de oferta firme nacional, agravado por el resultado del informe de reservas 2025 publicado por la ANH en junio de 2026, que confirmó una caída del 16.8% en las reservas probadas de gas. Como parte de las soluciones en curso, Ecopetrol comercializó desde enero ofertas provenientes de los campos Cupiagua, Cupiagua Sur y Pauto Sur del Piedemonte Llanero para los meses de febrero a mayo de 2026, y aceleró las importaciones por Cartagena. Se prevé la entrada en operación de la regasificadora de Buenaventura en agosto de 2026 (aporte aproximado de 60 GBTUD), la ampliación de la terminal de regasificación SPEC en Cartagena (+25 GBTUD) y el proyecto Puerto Bahía (126 mpcd a finales de 2026, con plan de expansión a 370 mpcd). Naturgas estima que estas iniciativas podrían añadir cerca de 118 mpcd en los próximos dos años, insuficientes para cerrar la brecha estructural antes de la entrada de proyectos costa afuera como Sirius, previsto para 2029-2030.

El déficit de oferta firme continuará presionando al alza los precios del gas, afectando principalmente a los consumidores del interior del país y a aquellos que requieren suministro ininterrumpido. A ello se suma un factor de riesgo de primer orden para el segundo semestre de 2026: la probabilidad del 63% de que el fenómeno de El Niño alcance intensidad “Muy Fuerte” entre noviembre de 2026 y enero de 2027. Según el modelamiento de XM, en la fase más intensa el nivel agregado de los embalses podría descender hasta cerca del 19.28%, un mínimo sin precedentes —durante El Niño de 2024 el racionamiento de agua se activó con embalses en 27%—. En este escenario la demanda de gas del sector termoeléctrico se dispararía justo cuando la oferta firme es más escasa. XM ha advertido que la demanda de energía superará la capacidad de generación garantizada entre 2026 y 2027, con una brecha estimada de 3,906 GWh anuales, y que existen 37 restricciones en estado de emergencia y 48 en estado de alerta que podrían derivar en cortes del servicio. La convergencia de ambos frentes —déficit estructural de gas y déficit de energía firme— configura el principal riesgo sectorial para los próximos cuatro trimestres.

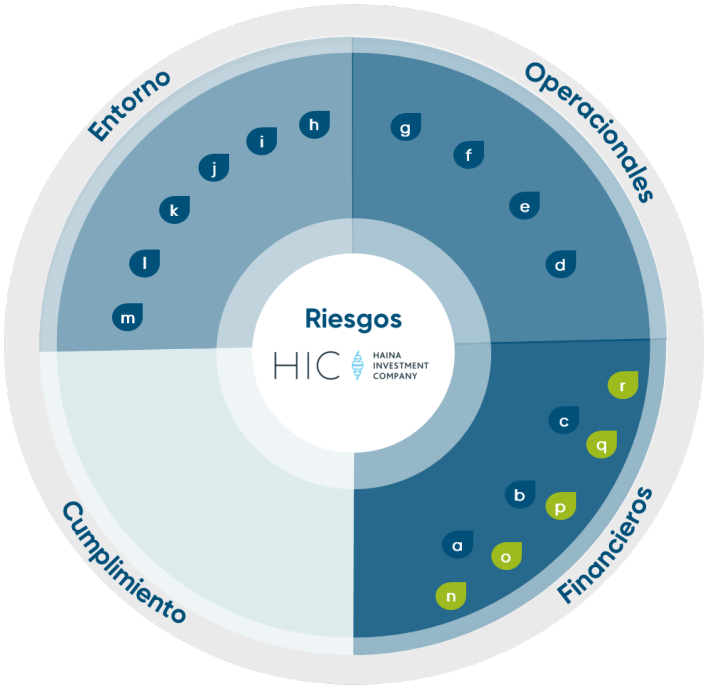
IV. ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS

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 febrero de 2026 y A+ por Feller Rate a enero de 2026, 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

- a Riesgo cambiario o de tasa de cambio
- b Riesgo de crédito
- c Riesgo de precio de combustibles
- d Riesgo de Operación / operativos
- e Riesgo en el abastecimiento de combustibles
- f Interrupción del negocio / desastres naturales
- g Riesgo de exposición al mercado spot
- h Riesgo de entorno país
- i Riesgo de demanda
- j Riesgo legal / cambios en la regulación
- k Riesgo social - protestas sociales
- l Riesgo de pandemia
- m Riesgos macroeconómicos y de mercado

Riesgos de los Valores de Objeto de la Oferta Pública

- n Riesgo de demanda y liquidez del mercado
- o Riesgo de redención anticipada
- p Riesgo de liquidez
- q Riesgo de tasa de interés
- r Riesgo por garantía del instrumento

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 las 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.

En el caso de Altia Energy (anteriormente Termoyopal), subsidiaria de HIC en Colombia, la energía eléctrica se comercializa en pesos colombianos (COP), mientras que el gas natural se adquiere en dólares estadounidenses (USD) a Ecopetrol, la empresa petrolera estatal colombiana. Un aumento significativo en el precio del dólar podría reducir la utilidad de Altia Energy. Se cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo, a saber: (i) Cobertura natural a través de la línea de negocio de TYGas, ya que, aunque la moneda funcional de la compañía es el peso colombiano, los productos como GLP (Gas Licuado del Petróleo) y Disolvente 1A (Nafta) 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, lo que permite 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 valor del dólar estadounidense (USD); (iii) Cuentas de compensación en dólares estadounidenses (USD) en el exterior, donde se transfieren recursos destinados a atender eventuales contingencias; y (iv) Constante monitoreo del mercado cambiario con el fin de anticiparse y ejecutar instrumentos de cobertura ante posibles desbalances provocados por factores 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. EGE Haina no ha tenido historial de incobrabilidad con estas 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 Altia Energy 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 Altia Energy 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 Altia Energy 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.

Adicionalmente de acuerdo con las condiciones del mercado de energía, a partir del año 2025 se están comercializando excedentes de gas natural cuando el precio de bolsa (spot) de energía está en niveles por debajo de su costo variable de generación, permitiendo apagar las unidades de generación y liberando dichas cantidades de gas. Los PPA´s se atienden efectuando trading comprando en bolsa (spot). En su mayoría estos contratos son modalidad interrumpible y prepago para efectos de caja.

c. Riesgo de precio de combustibles

Las subsidiarias y afiliadas de HIC están expuestas al riesgo derivado de la fluctuación de los precios internacionales 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. El conflicto en el Medio Oriente entre Irán-Israel y EEUU ha venido en escalada y, como consecuencia, ha producido volatilidad de los precios con tendencia hacia el alza en los commodities en el mercado internacional. Actualmente el suministro y la cadena de abastecimiento no se han visto impactados por este evento ni hay amenazas en el corto y mediano plazo de desabastecimiento, solo aumento de costos indirectos, de fletes, seguros y del insumo (combustibles para generación de energía eléctrica).

Así mismo, la guerra Ucrania - Rusia iniciada en febrero de 2022 y aún en curso, no ha escalado a niveles de un conflicto mayor, por lo que no ha generado ningún tipo de impacto tanto en el suministro como en el precio de los combustibles. Estas situaciones geopolíticas mientras continúen en curso, son una amenaza latente que pueden afectar las cadenas de suministro, encarecer los insumos y aumentar la volatilidad de los precios de los combustibles. Cabe destacar que para Altia no supongo un riesgo de suministro ni de precio pues su contrato de suministro está basado en un índice de mercado.

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 costo del gas natural se determina con base en el índice publicado por Nymex Henry Hub, mientras que el costo del fueloil se referencia al índice publicado por Platts, más un margen previamente definido entre la Compañía y sus proveedores. Para mitigar este riesgo, la compañía adquiere el carbón necesario y gestiona inventarios estratégicos y de seguridad para reducir la exposición a variaciones abruptas de precios, eventos de fuerza mayor y mantener la operación de su unidad Barahona a la mejor oferta disponible en el mercado. Estos costos se integran en las fórmulas de indexación utilizadas para fijar los precios en los contratos de venta de energía y en los esquemas de precios declarados para las transacciones del mercado Spot. Como resultado, EGE Haina cuenta con una cobertura razonable frente a las posibles variaciones.

En el caso de Altia Energy, la empresa cuenta con un contrato marco en modalidad firme que cubre el suministro de gas natural hasta junio del año 2028. La compañía participa en 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 del contrato, este pueda renovarse en condiciones comerciales y de mercado similares a las actuales, considerando que Altia Energy se constituye como el principal consumidor de gas de los yacimientos de la zona, los cuales no se encuentran formalmente 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 inventarios de combustibles y de repuestos críticos para sus centrales de generación, así como 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. Hasta el momento no se han registrado daños materiales, ni afectaciones a infraestructuras ni impactos en las centrales de generación del grupo.

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, Altia Energy, 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 seco del proceso a terceros o al mismo Ecopetrol, hoy día se cuenta con varios convenios de terceros a los cuales se entrega gas seco de acuerdo a las cantidades nominadas y las condiciones de mercado de energía como se nombró en el numeral b (Riesgo de Crédito).

En el caso de EGE Haina, la entidad tiene PPAs 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 PPAs. Lo anterior, 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 Altia Energy, para 2026 se cuenta con un nivel de contratación del 50% de la potencia instalada (200 MW en cinco unidades de generación), esto permite cubrir la indisponibilidad de cualquiera de las unidades de generación, 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 Altia Energy, 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 cuenta 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 con 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 Altia Energy. 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 puedan 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.

Actualmente el suministro y la cadena de abastecimiento no se han visto impactados por este evento ni hay amenazas en el corto y mediano plazo de desabastecimiento, solo aumento de costos indirectos, de fletes, seguros y del insumo (combustibles para generación de energía eléctrica). Los proveedores actuales de fueloil no utilizan productos que provengan del Medio Oriente para preparar el blend con las especificaciones requeridas por las unidades de generación, por lo que no presenta afectación actual 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 y unilateralmente, 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: i) 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 y ii) a través de la exploración y desarrollo de nuevos negocios que permitan eliminar la dependencia del gas suministrado por Ecopetrol al diversificar las fuentes de ingreso.

f. Interrupción del negocio / desastres naturales

Las infraestructuras como son las plantas generadoras de las subsidiarias y afiliadas de HIC, son 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.

Durante el período de la temporada ciclónica 2026, que inició el 1 de junio, no se han registrado incidentes que comprometan la integridad física de los colaboradores, de las infraestructuras, ni interrupciones en la operación de las centrales de generación pertenecientes al grupo.

En el marco del plan de gestión de riesgos y continuidad operativa, EGE Haina ha ejecutado simulacros en todas sus plantas de generación, como parte de las acciones de preparación y respuesta ante emergencias. Estas actividades se alinean con los protocolos establecidos en el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo de la empresa.

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. El 19 de junio de 2026 entró en vigor la Ley 30-26 de Reforma Fiscal, que modifica el régimen tributario aplicable a las empresas mediante el incremento temporal del Impuesto sobre la Renta y aumento en el impuesto al

cheque/transferencia. Luego de realizar el análisis de aplicabilidad a EGE Haina, se estiman los siguientes impactos: Aumento Tasa ISR de 27% a 30% por 3 años, y aumento en el Impuesto al Cheque/Transferencia de 0.15% a 0.20%.

Para el caso de Colombia, la economía mostró un crecimiento moderado al inicio de 2026. De acuerdo con el Departamento Administrativo Nacional de Estadística —DANE—, el Producto Interno Bruto (PIB) creció 2,2% anual en el primer trimestre de 2026, respecto del mismo periodo de 2025, y 0,6% frente al trimestre inmediatamente anterior en la serie ajustada por efecto estacional y calendario. Las actividades que más contribuyeron al crecimiento fueron administración pública, defensa, educación, salud y servicios sociales, con una variación de 5,7%; comercio, transporte, alojamiento y servicios de comida, con 2,9%; e industrias manufactureras, también con 2,9%. Este comportamiento evidencia una expansión positiva, aunque moderada, con persistencia de retos en la recuperación equilibrada de los distintos sectores productivos.

En el ámbito político e institucional, cambió significativamente durante el segundo trimestre de 2026 como resultado del proceso electoral presidencial. Según los resultados publicados por la Registraduría Nacional del Estado Civil, se declaró oficialmente la elección de Abelardo de la Espriella como presidente de Colombia para el periodo 2026–2030 y de José Manuel Restrepo como vicepresidente. En consecuencia, el riesgo político e institucional ya no se concentra únicamente en la agenda reformista del Gobierno saliente de Gustavo Petro, sino también en los riesgos propios de una transición presidencial estrecha, polarizada y con potenciales tensiones en materia de empalme, gobernabilidad, protesta social, continuidad regulatoria y redefinición de prioridades de política pública.

En lo concerniente al sector de Servicios Públicos Domiciliarios, y en especial al sector de energía eléctrica, este continúa ocupando un lugar central dentro de la agenda pública y regulatoria. Durante 2025 y 2026 se han promovido medidas orientadas a reducir la exposición de los usuarios a la volatilidad de la bolsa de energía, estabilizar tarifas y fortalecer la contratación de largo plazo. En octubre de 2025, el Ministerio de Minas y Energía informó la expedición de un decreto dirigido a establecer lineamientos de política pública para limitar el costo de la energía eléctrica, promover la contratación de largo plazo y reducir la exposición a la bolsa de energía, otorgando a la CREG un plazo para diseñar mecanismos asociados a confiabilidad y estabilidad tarifaria.

Adicionalmente, desde el Gobierno Nacional se han reiterado críticas públicas a las empresas generadoras con mayor participación en el mercado colombiano, así como a las plantas térmicas, señalándolas como actores relevantes en la formación de precios y en los aumentos tarifarios, lo cual ha incrementado el riesgo regulatorio y reputacional para las compañías del sector energético.

En el plano macroeconómico, la inflación volvió a mostrar aumentos relevantes. De acuerdo con el DANE, en junio de 2026 la variación mensual del IPC fue 0,39%, la variación año corrido fue 4,77% y la inflación anual alcanzó 6,14%, cifra superior al 4,82% observado en junio de 2025. El comportamiento mensual estuvo explicado principalmente por las divisiones de alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles, y alimentos y bebidas no alcohólicas. Esta inflación se mantiene por encima de la meta de largo plazo del Banco de la República, establecida alrededor del 3%, y del rango de tolerancia de 2% a 4%, lo que refleja la presión sobre el costo de vida, los salarios, las tarifas y la capacidad adquisitiva de hogares y empresas.

En el contexto internacional la incertidumbre continúa siendo elevada. El Fondo Monetario Internacional, en su informe de perspectivas de abril de 2026, señaló que la economía global enfrenta nuevas pruebas por el conflicto en Oriente Medio, con posibles efectos sobre precios de materias primas, expectativas de inflación,

condiciones financieras y crecimiento, y proyectó un crecimiento global de 3,1% en 2026 bajo su escenario de referencia.

Cualquier efecto adverso en la economía colombiana podría afectar la capacidad o la voluntad del Gobierno Nacional de continuar efectuando pagos de subsidios a las empresas del sector eléctrico, lo cual, a su vez, podría impactar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de operación de las subsidiarias y afiliadas de HIC. Asimismo, un deterioro económico adicional podría afectar de forma negativa a los Usuarios No Regulados (UNR) y su capacidad para adquirir energía eléctrica y cumplir oportunamente con sus obligaciones de pago frente a las compañías del grupo. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera significativa la capacidad de HIC para cumplir con sus obligaciones derivadas de los Bonos.

Durante 2026 se ha incrementado de manera significativa el riesgo asociado al Fenómeno de El Niño. El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) informó en junio de 2026 que las condiciones de El Niño ya se encuentran presentes tanto en el océano Pacífico ecuatorial como en la atmósfera, con una probabilidad superior al 95% de fortalecimiento durante el segundo semestre de 2026 y persistencia hasta el primer trimestre de 2027. Asimismo, el IDEAM señaló una probabilidad del 63% de que el fenómeno alcance una intensidad catalogada como "muy fuerte" entre noviembre de 2026 y enero de 2027, lo que podría ubicarlo entre los eventos de mayor magnitud registrados desde 1950.

De acuerdo con los escenarios climáticos publicados por el IDEAM, las condiciones asociadas a El Niño podrían generar reducciones significativas en las precipitaciones durante el segundo semestre de 2026, especialmente en las regiones Caribe y Andina del país, así como incrementos en las temperaturas, reducción de caudales, estrés hídrico y mayor ocurrencia de incendios forestales. Estas condiciones podrían afectar directamente la disponibilidad de recursos hídricos para generación eléctrica y aumentar la dependencia del sistema respecto de tecnologías térmicas de generación.

La evolución del fenómeno ha generado alertas dentro del sector energético colombiano. El Ministerio de Minas y Energía activó en mayo de 2026 una hoja de ruta con cincuenta acciones orientadas a fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico y de gas natural frente a los posibles impactos climáticos previstos para el periodo 2026–2027. Entre las medidas anunciadas se encuentran el seguimiento permanente a escenarios de demanda y abastecimiento, la revisión de mecanismos regulatorios de confiabilidad, el monitoreo de proyectos estratégicos y la coordinación permanente entre las entidades del sector energético.

En consecuencia, la ocurrencia de un Fenómeno de El Niño fuerte o muy fuerte podría afectar negativamente la disponibilidad de recursos energéticos, incrementar los costos de generación y abastecimiento de energía, aumentar la volatilidad de los precios en bolsa, generar cambios regulatorios o medidas de intervención por parte de las autoridades competentes y afectar la capacidad de pago de algunos usuarios. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso sobre las operaciones, los resultados financieros, la liquidez y la situación económica de las subsidiarias y afiliadas de HIC, así como sobre la capacidad de HIC para cumplir con las obligaciones derivadas 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.

En la subsidiaria de HIC en Colombia, existe la posibilidad de que el gobierno actual efectúe cambios en la regulación que puedan afectar la operación normal del negocio. Estos cambios podrían presentarse en diversos ámbitos, tales como: la remuneración del Cargo por Confiabilidad asignado y/o la forma de participar en nuevas subastas y su posterior asignación; exigencias de nuevos requisitos en materia ambiental; la posibilidad de acceso a nuevos contratos de suministro de gas; reformas tributarias; requisitos técnicas y de capital para afrontar retos como 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 periodo presidencial que finaliza en 2026, en el marco de las reformas actualmente en curso.

Frente a estos riesgos, la subsidiaria en Colombia, Altia Energy, ha implementado varias medidas de mitigación. Entre ellas destacan: la participación en la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y en la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco), espacios en los que se defienden iniciativas gremiales; la pertenencia a ProBoyacá, asociación que apoya y gestiona nuevos proyectos ante entidades gubernamentales; así como la suscripción de contratos de Cargo por Confiabilidad y 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.

En el caso de Altia Energy, este riesgo puede materializarse en forma de bloqueos en las vías principales o secundarias, lo que dificultaría el acceso a la Planta de Secado de Gas para los vehículos de los clientes responsables de retirar productos como el GLP y/o Disolvente. Esta situación podría llegar a provocar una reducción en los ingresos de la compañía. Para mitigar este riesgo, Altia Energy ha implementado diversas medidas, entre las que destacan: programas permanentes de educación, deporte y adulto mayor; el establecimiento de relaciones directas y canales de comunicación efectivos con la comunidad del área de influencia y acuerdos que garanticen el tránsito normal de los vehículos que recogen productos en la planta, la ejecución de un programa de Responsabilidad Social y la participación en mesas consultivas con 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.

V. OTROS FACTORES IMPORTANTES

Posterior al cierre de septiembre 2026, el 7 de octubre de 2026, Altia Energy Holdings, S.A. (antes HIC Termoyopal Holdings, S.A.), subsidiaria de propiedad 100% de HIC ("Altia Energy"), adquirió indirectamente, una participación mayoritaria en los siguientes activos de generación de energía ubicados en la República de Colombia, antes de propiedad de Isagen S.A. E.S.P.: (i) el proyecto solar Sabanalarga (99.5 MW); y (ii) los proyectos hidroeléctricos Caruquía (9.5 MW), Guanaquitas (9.5 MW), Barroso (19.9 MW) y Amoya (80 MW), para una capacidad instalada combinada de 218.4 MW.

Como parte de la transacción antes descrita, Altia Energy adquirió indirectamente las siguientes entidades, organizadas de conformidad con las leyes de la República de Colombia: Altia Generación S.A.S.; Patrimonio Autónomo Esperanza, administrado por Fiduciaria Bancolombia S.A.; Sabanaverde S.A.S. E.S.P. 1 y Sabanaverde S.A.S. E.S.P. 2, como parte de la estructura corporativa de adquisición y financiamiento de los activos.

Para financiar su aporte de capital a la transacción antes descrita, las subsidiarias de Altia Energy suscribieron un contrato de crédito con Davivienda y Davibank por un monto total de COP 205,000,000,000.00 equivalente aproximado de USD 64,000,000.

Adicionalmente, el Patrimonio Autónomo Esperanza suscribió, para el financiamiento de la adquisición antes descrita, un contrato de financiamiento sindicado por un monto total de COP 1,292,396,000,000.00 equivalente aproximado de USD 403,000,000.

Sin otro particular por el momento, atentamente,

PAOLA MICHELLE TRONCOSO DIAZ

Digitally signed by PAOLA MICHELLE TRONCOSO DIAZ
Date: 2026.10.20 19:46:21 -04'00'

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

Fecha: 20/octubre/2026

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.

